



TMMOB ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI

BİLGİ BELGE MERKEZİ(BBM)

Döküman Bilgileri

EMO BBM Yayın Kodu	: 36
Raporun Adı	: Türkiye'de Enerji ve Geleceği
Raporun Yayın Tarihi	: Nisan 2007
Yayın Dili	: Türkçe
Raporun Konusu	: Türkiye'nin Enerji Durumu
Raporun Kaynağı	: İstanbul Teknik Üniversitesi,Nisan 2007
Anahtar Kelimeler	: Enerji
Yazar 1	: İstanbul Teknik Üniversitesi

Açıklama

Bu doküman Elektrik Mühendisleri Odası tarafından açık arşiv niteliğinde olarak bilginin paylaşımı ve aktarımı amacı ile eklenmiştir.

Odamız üyeleri kendilerine ait her türlü çalışmayı EMOP/Üye alanında bulunan veri giriş formu aracılığı ile bilgi belge merkezinde yer almasını sağlayabileceklerdir. Ayrıca diğer kişiler çalışmalarını e-posta (bbm@emo.org.tr) yolu ile göndererek de bu işlemin gerçekleşmesini sağlayabileceklerdir. Herhangi bir dergide yayınlanmış akademik çalışmaların dergideki formatı ile aynen yer almaması koşulu ile telif hakları ihlali söz konusu değildir.

Elektrik Mühendisleri Odası Bilgi Belge Merkezi'nde yer alan tüm bilgilerden kaynağı gösterilerek yararlanılabilir.

Bilgi Belge Merkezi'nde bulunan çalışmalardan yararlanıldığında, kullanan kişinin kaynak göstermesi etik açısından gerekli ve zorunludur. Kaynak gösterilmesinde kullanılan çalışmanın adı ve yazarıyla birlikte belgenin URL adresi (http://bbm.emo.org.tr/genel/katalog_detay.php?katalog=4&kayit=36) verilmelidir.



İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

Türkiye'de Enerji ve Geleceği

İTÜ Görüşü

Nisan 2007
İSTANBUL
www.itu.edu.tr

Editör:

Abdurrahman SATMAN

Rektörlük Desteği:

Haluk KARADOĞAN

Raporu Hazırlayanlar:

Ahmet ARISOY
Gündüz ATEŞOK
Ahmet BAYÜLKEN
Taner DERBENTLİ
Figen KADIRGAN
Haluk KARADOĞAN
Filiz KARAOSMANOĞLU
Sermin ONAYGİL
Mustafa ONUR
Güven ÖNAL
Bihrat ÖNÖZ
Atilla ÖZGENER
Abdurrahman SATMAN
Umran SERPEN
Mete ŞEN
Altuğ ŞİŞMAN
Süleyman TOLUN
İstemi ÜNSAL

Ofis:

Ebru ACUNER MEYLANİ
Emre ERKİN

İçindekiler

i. Sunuş	v
ii. Yönetici Özeti	vi
1. GİRİŞ	1
2. DÜNYA'DA ENERJİ	3
2.1 Giriş	3
2.2 Dünyada Enerji Kaynakları	3
2.3 Sürdürülebilir Enerji Güvenliği	16
2.4 Enerji Sektöründe Yanlış-Bilgilendirme	20
2.5 Yüksek Petrol Fiyatları Hakkında	21
2.6 Genel Değerlendirme	23
2.7 Sonuçlar	25
3. TÜRKİYE'DE ENERJİ	27
3.1 Türkiye'nin Genel Enerji Durumu	27
3.2 Petrol	36
3.3 Kömür ve Yakma Teknolojileri	45
3.4 Doğal gaz	60
3.5 Hidroelektrik	66
3.6 Yenilenebilir Enerji	89
3.6.1 Rüzgar Enerjisi	89
3.6.2 Güneş Enerjisi	93
3.6.3 Jeotermal Enerji	100
3.6.4 Biyokütle Enerjisi	105
3.6.5 Hidrojen	114
3.7 Nükleer Enerji	117
3.8 Kojenerasyon	123
3.9 Enerji Verimliliği, Planlaması, Yönetimi ve Modellemesi	127
3.10 Genel Değerlendirme	138
4. TÜRKİYE'DE YÜRÜRLÜKTEKİ ENERJİ POLİTİKASI VE ENERJİ POLİTİKASININ ÖNCELİKLERİ	155
5. SONUÇLAR VE İTÜ GÖRÜŞÜ	166
6. İTÜ ÖNERİLERİ	169
KAYNAKLAR	170

i. Sunuş

İTÜ tarafından 1997 yılı sonunda, Türkiye Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu'na isteği doğrultusunda bir rapor hazırlanmıştır. Söz konusu raporda; Türkiye'nin o tarihteki enerji durumu, sorunları, 1998-2000 dönemi tahminler ve ileriye dönük uygulanabilecek politikalar üzerinde İTÜ'nün görüş ve önerileri aktarılmıştır.

3 yıl sonra Şubat 2001'de "2000-2020 Dönemi Türkiye'nin Enerji Politikaları Üzerine Görüş ve Öneriler" başlıklı ikinci bir rapor hazırlanmıştır. Bu raporda, Türkiye'nin enerji politikaları ayrıntılı olarak incelenmiş ve sonuçlar İTÜ'nün Görüşü olarak yansıtılmıştır.

Enerji, stratejik özelliği olan bir konudur. Teknik, sosyal ve ekonomik özelliklerle birlikte uluslararası ilişkiler, sürdürülebilir kalkınmayı amaçlayan ülkelerin enerji politikalarında dikkatle üzerinde durulması gereken konulardır. Ülkelerin gelişmeleri için gerekli enerjinin çeşitleri, rezerv, üretim ve tüketim durumları her ülke için ayrı ayrı koşullarda değerlendirilmek durumundadır.

Türkiye'de enerji konusu ve politikaları incelendiğinde, genelde enerjinin arzı birincil olarak gündeme gelmekte, hızla gelişen ülkemizde uzun dönemli ve kararlı enerji politikalarında eksiklikler görülmektedir. İktidardaki hükümetlere bağlı olarak değişen enerji politikaları, dünyadaki gelişmeleri ve uzun dönemli politikaları gözeten, ülkenin enerji koşullarını gözönüne alan, ülkemizdeki teknolojik araştırma ve gelişmeleri destekleyen politikalar olmaktan uzaktır.

Ülkemizdeki yerli enerji kaynaklarının aranmasını ve tüketime sunulmasını amaçlayan, enerji kaynağı ve kaynak ülke çeşitlemesi özelliğini gözeten, dışa bağımlılığının zararlarını ülke içi önlemlerle ve stratejilerle en aza indirmiş, ülkemizde teknolojik araştırma ve geliştirme çalışmalarını teşvik eden özelliklere sahip bir politikanın benimsenmesinde yarar vardır.

Bu raporda, yukarıda değinilen konuları ayrıntılı olarak inceleyen bir çalışmaya dayanan İTÜ görüşleri, Türkiye'de enerji ve geleceği konusuna odaklanan şekilde sunulmaktadır.

ii. Yönetici Özeti

Bu raporda; Türkiye'de enerjinin mevcut durumuna ilişkin sorunlar olarak karşımıza çıkan, hızlı nüfus artışına bağlı olarak artan enerji gereksinimi, enerjide dışa bağımlılık, enerji kaynaklarının ve enerji ithal edilen kaynak ülkelerin çeşitlendirilmesi, enerji tasarrufu, enerjinin verimli kullanılması, enerji yönetimi ve planlaması, yasal düzenlemeler ve özellikle denetleme ve kontrol mekanizmalarının yeterli çalışmaması, enerji sektöründe Ar-Ge çalışmalarının yetersizliği ve enerji sektöründe yararlanılan verilerle bilgilerin bilimsel tabanındaki eksiklikler, ülkemizin enerji politikasında önemle üzerinde durulması gereken ana başlıklar olarak incelenmiş ve vurgulanmıştır.

Rapor sonucunda, Türkiye'nin enerji planlamasında stratejik önem taşıyan sonuçlara ulaşılmıştır. Gelecekteki enerji arz güvenliğinin sağlanması ve artan elektrik gereksiniminin karşılanması amacıyla belirlenen İTÜ önerileri aşağıda sıralanmaktadır:

1. Tüm yerli enerji kaynaklarının potansiyellerinin doğru olarak belirlenmesi için bilimsel çalışmalar gerçekleştirilmeli ve güncelleştirilmelidir.
2. Mevcut hidroelektrik ve kömür potansiyelleri öncelikli olarak değerlendirilmelidir.
3. Yerli enerji kaynaklarının aranması ve üretiminin arttırılması çalışmaları desteklenmeli ve ilgili araştırmalar teşvik edilmelidir.
4. Enerji sahalarının ve santrallarının yaşları ve teknik/ekonomik ömürleri dikkate alınarak, rehabilitasyon ve modernizasyonu için gerekli kısa/orta vadeli planlamalar yapılmalıdır.
5. Elektrik üretiminde, yerli kaynak kullanımı teşvik edilmeli ve doğal gaz ithalatında kaynak ülke çeşitlendirilmesine gidilmeli, tek ülkeye olan bağımlılık olabildiğince azaltılmalıdır. Doğal gaz yeraltı depolama tesisleri hızla devreye girmelidir.
6. Jeotermal ve rüzgar başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla yararlanılmalı ve teşvik edilmelidir. Mevcut Yenilenebilir Enerji Yasası'nda teşvikler arttırılmalıdır.
7. Enerji kaynağı çeşitliliği ve teknolojinin kazanılması açısından bir nükleer santral kurulmalıdır.
8. Elektrik iletim ve dağıtım hatlarında iyileştirme ve izlenebilirlik çalışmaları gerçekleştirilerek elektrikteki çok yüksek kayıp-kaçak oranı azaltılmalı, kaçak petrol ürünleri tüketimi önlenmelidir.

9. Enerji Verimliliği Yasası ivedilikle çıkarılmalıdır. Gerekli yönetmelikler kamu-üniversite-sanayi katılımlı çalışılarak hızla hazırlanmalıdır.
10. Enerji sektöründe katma değeri de arttıracak olan yerli üretim ve teknolojiler teşvik edilmelidir.
11. Enerji santralleri ve sahaları için alınan lisansların fiziki gerçekleşme yüzdesini sağlaması koşulları sorumlulukla izlenmeli ve gerekli yaptırımlar uygulanmalıdır.
12. Enerji sektöründe yaşanan ve önümüzdeki yıllarda artarak yaşanacak teknik eleman (mühendis, ara eleman) açığını karşılayabilmek amacıyla eğitim politikaları bir an önce oluşturulmalıdır.
13. Enerjinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve kullanımında çevre korunmalı ve kaynaklar sürdürülebilir olarak işletilmelidir.

Sanayi gelişmesini ve büyümesini hızla sürdüren Türkiye’de enerji, tüm dünyada olduğu gibi en önemli stratejik konulardan biridir. Tüm enerji sorunlarının çözümlerini, doğru enerji politikaları ve stratejileri kapsamında kamu-sanayi-üniversite işbirliğinde gerçekleştirilen bilimsel ve yerli teknoloji geliştirmeye yönelik hamlelere dayandırmak gerekmektedir.

1. GİRİŞ

Enerji iş yapma kapasitesi olarak tanımlanmaktadır ve değişik formlarda karşımıza çıkmaktadır: ısı enerjisi, ışık (radyant enerji), mekanik enerji, elektrik enerjisi, kimyasal enerji ve nükleer enerji gibi. Enerji kaynakları genelde iki grup altında toplanırlar: yenilenebilir ve tükenebilir (veya yenilenemeyen). Yenilenebilir enerji, pratik olarak sınırsız varsayılan, sürekli ve tekrar tekrar kullanılabilen enerjidir. Örneğin güneş enerjisi gibi, güneşten gelir ve elektriğe veya ısı enerjisine dönüştürülebilir. Rüzgar enerjisi, yerküreden gelen jeotermal enerji, bitkilerden üretilen biyokütle ve sudan elde edilen hidrojen de yenilenebilir enerji grubunda değerlendirilmektedir. Yenilenebilir enerji, kısa sürede yerine konulan enerjidir. Tükenebilir enerji ise, kullanılan ve fakat kısa zaman aralığında yeniden oluşmayan enerji olarak tanımlanır. Bunlar genelde, petrol, doğal gaz ve kömür gibi fosil yakıtlardır. Bu tür enerjiler, yaşamları milyonlarca yıl önce sona ermiş bitki ve hayvan gibi organik kalıntıların yerkürenin içinden gelen ısı ve bu kalıntıların üzerinde bulunan kayaçlardan kaynaklanan basınç altında oluşmuş fosillerinden kaynaklanmaktadır.

İş yapma kapasitesi olarak tanımlanan enerjiye gelişmiş ülkelerle birlikte gelişmek isteyen tüm ülkelerin gereksinimi vardır. Sanayileşmede geri kalmış bir mirası devralmış olan Cumhuriyet Türkiye'sinde gerçekleştirilen sanayileşme atılımları, çağdaş medeniyetleri yakalama hedefi ve sürdürülebilir bir gelişme ve büyüme politikaları doğal olarak enerjiye olan talebi artırmakta, bütün bunların yanısıra artan nüfus artışı ve şehirleşme hareketleri enerjiyi olmazsa olmaz bir stratejik kaynak haline getirmektedir. Kişi başına enerji tüketimi dünya ortalamasının altında olan Türkiye, hem daha fazla enerji tüketerek gelişimini hızlandırmak, hem de gelişmiş ülkelerde çağdaş bir parametre olarak gündemde olan enerji yoğunluğu (birim GSMH başına tüketilen enerji miktarı) değerini yakalamak için enerjiyi verimli şekilde kullanmak durumundadır.

Cumhuriyetin 100. yılına doğru gelişmesini hızlandırmak isteyen Türkiye, durum değerlendirmesini sağlıklı yaparak, doğru verilerden hareket ederek, ülke içi koşullara ve yerli kaynaklara önem vererek, teknolojik-ekonomik-sosyal-çevresel faktörleri optimize eden bir enerji stratejisi, politikası ve enerji arz-talep dengesi oluşturmak zorundadır.

Bu rapor, Türkiye'nin enerjideki bugünkü durumunu inceleyen ve geleceğe yönelik enerji politikasında eksik ve vurgulanması gerekenleri akademik bir ortamda, bilimsel yaklaşımlarla gündeme getiren bir kaynak olarak değerlendirilmelidir. Enerji konularında nitelikli akademik yapısıyla geçmişte olduğu gibi bugün ve gelecekte de iddialı olan İstanbul Teknik Üniversitesi (İTÜ) bu raporu hazırlarken esas itibarıyla İTÜ'nün görüşünü yansıtmayı planlamıştır. 1997'de ve 2001'de hazırlanmış olan İTÜ Enerji Raporları'nın bir yenisi, güncelleştirilmiş verilere dayanan ve 2001'den bugüne dünya ve Türkiye'de enerji sistemlerinde oluşan değişme ve gelişmeleri değerlendiren, bir rapor olarak burada sunulmaktadır.

2. DÜNYADA ENERJİ

2.1 Giriş

Bu bölümde, dünyada enerji kaynaklarının bugünü ve geleceği genel olarak değerlendirilmekte, enerji kaynakları ve dağılımları hakkında bilgiler verilmekte ve dünyada enerji endüstrisinin ve politikasının güncel durumu ve geleceğe yansımalarına değinilmektedir.

2.2 Dünyada Enerji Kaynakları

Enerji ve tercih edilen enerji kaynağı değerlendirilirken kaynağın fiyatı, kaynağın elde edilme kolaylığı, başka ülkelere bağımlılık ve ayrıca çevre ve sağlık etkileri göz önüne alınır. Yaklaşık 6.5 milyarlık dünya nüfusunun 4.5 milyarının dünya ortalamasından daha düşük enerji tükettiği; 2.4 milyarının hala ticari olmayan enerji kaynaklarına (odun, bitki-hayvan artıkları) bağlı olduğu; 1.6 milyara elektriğin ulaşmamış olduğu ve gelişmiş ülkelerde kişi başına enerji tüketiminin gelişmekte olan ülkelere göre 7 katı yüksek olduğu bilinmektedir.

Dünyada en hızlı gelişme gösteren enerji formu, elektriktir. Özellikle gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde toplumların gelişmeleri ve hayat standartları elektrik sistemlerinin gelişmesiyle, kişi başına elektrik tüketimleriyle, enerji yoğunluklarıyla ölçülmektedir. 2005 yılı itibariyle bazı OECD ve Avrupa Birliği (AB) ülkelerinde elektrik kurulu gücü Çizelge 1' de verilmektedir.

2005 yılı itibariyle kişi başına yıllık elektrik tüketimi (kWh olarak) gelişmiş ülkeler için 8900 iken dünya ortalaması ise 2500'dür. ABD'de 12 322 kWh olan kişi başına yıllık elektrik tüketimi AB için 6000 ve Türkiye için 2200'dür.

Elektrik genelde pahalı bir enerji türüdür. Hem yenilenebilir, hem de tükenebilir kaynaklardan elde edilebilir. Düşük enerji fiyatının ekonomik gelişmeyi tetiklediği ve HE dışındaki yenilenebilir kaynakların fosil kaynaklara göre tüketici için genelde daha yüksek maliyetli olduğu bilinen gerçeklerdir.

Diğer taraftan, enerji kaynakları tüm ülkelere eşit olarak dağılmış durumda değildir. Dünyada bazı ülkeler rezervlere sahip olup üretici konumundayken, diğerleri bu enerji kaynaklarını elde etmeye çalışan tüketici konumundadırlar.

Bu arada nüfus artarken ve ülkeler daha fazla enerji kullanarak gelişirken, enerji kullanımından kaynaklanan çevre ve sağlık sorunları dünya gündemindedir. Atmosferdeki hava kirliliği nedeniyle insan ölümleri ve iklim değişikliğinden kaynaklanan olumsuzluklar bilinmektedir.

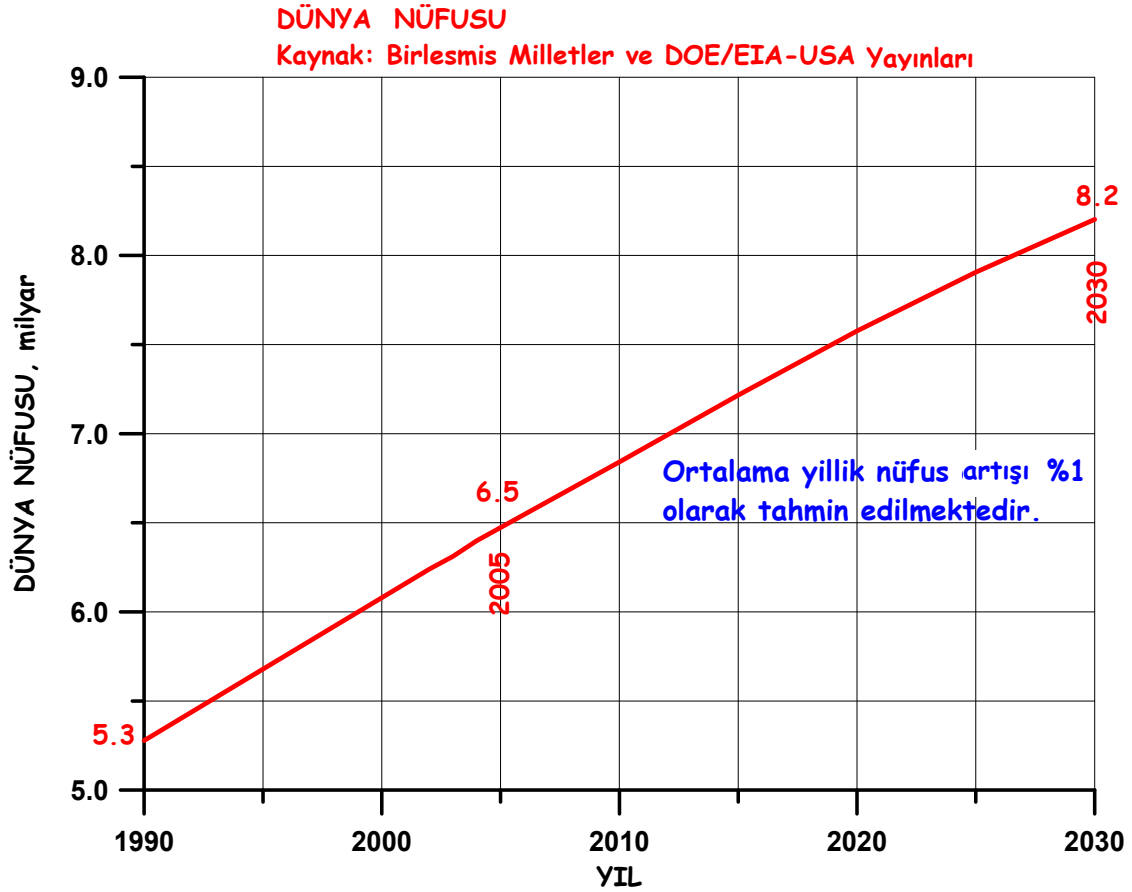
Çizelge 1. OECD ve AB Ülkelerinde Elektrik Kurulu Gücü (2005 Yılı), GW

Ülke	Termik	Nükleer	Hidrolik	Diğer	Toplam
ABD	584.1	97.1	98.6	5.1	784.8
Almanya	79.8	22.3	8.9	2.7	113.6
Finlandiya	10.6	2.6	2.9	0.02	16.1
Fransa	25.5	61.7	25.1	0.3	112.6
İspanya	25.3	7.3	16.6	0.8	50.0
İsveç	6.5	10.1	16.3	0.2	33.0
Japonya	132.9	45.1	43.9	0.5	222.4
Kanada	32.3	10.6	67.0	0.05	109.9
Türkiye	26.6	---	12.9	0.07	39.6

Ülkeler için enerji artık "kendi kendine yeterlik" tanımının dışındadır. Ülkeler arası ticaret esastır ve bu ticaretin güvenle yapılması gerekmektedir. Ticaret ve güven birlikte aranan özellikler olduğunda, enerji stratejik bir konuma kavuşmaktadır. Ticaret denince akla hemen arz ve talep gelmektedir. Talep olması için ekonomik gelişme ve enerjiyi satın alacak insan gerekmektedir.

1950'den beri dünya nüfusu 2 katından fazla artarken, enerji talebi 6 kat artmıştır. Halen dünya nüfusu 6.5 milyar olarak tahmin edilmektedir ve nüfusun Birleşmiş Milletler'in tahminine göre 2015 yılında 7.2 milyar ve 2050 yılında 8.9 milyar olacağı öngörülmektedir. Şekil 1, dünya nüfusunun 1990'dan bugüne gelişimini ve 2030'a kadar tahmini değişimini göstermektedir.

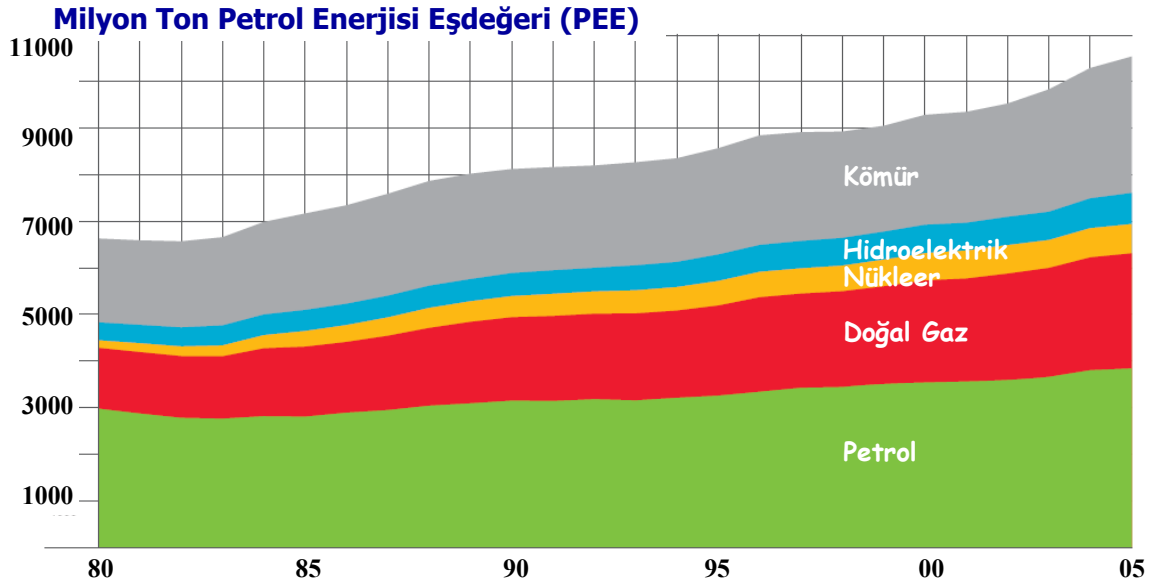
Gittikçe artan sayıda insan enerji kullanacaktır. Başta Çin olmak üzere gelişen ekonomiler daha fazla enerji kullanacaklardır. Dünya devletleri arasında ABD'den sonra Çin en çok enerji tüketen ülke konumundadır.



Şekil 1. Dünya nüfusunun tarihsel gelişimi ve 2030 yılına doğru tahmini değişimi.

2005 yılı içinde dünya (ölçülebilir ve ticari) birincil enerji tüketimi 10.5 milyar ton petrol enerjisi eşdeğeri (PEE) kadardır. Bunun %36'sı petrolden, %28'i kömürden, %23'ü doğal gazdan, %6'sı hidroğüçten ve %6'sı nükleerden karşılanmıştır (BP, 2006). 2003 yılında söz konusu oranlar %39, 24, 24, 6 ve 6 olarak gerçekleşmiştir. Toplam enerji tüketiminde HE dışındaki

yenilenebilir enerjinin (jeotermal, güneş, rüzgar, odun, ...) payı, eğer ticari ve ticari olmayan tüm enerji kaynakları birlikte değerlendirilirse, yaklaşık %10 olarak tahmin edilmektedir. Petrol ve doğal gaz dünya enerji tüketiminin %60'ını, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklar ise %85'ini karşılamaktadır. Son 30 yıldaki tüketim eğilimi incelendiğinde, tüketimi en hızlı artan enerji kaynağının doğal gaz olduğu görülmektedir. Bu eğilimin süreceği ve doğal gazın toplam enerji tüketiminde %23 olan payının 2025-2030 civarında %25'e çıkacağı düşünülmektedir. Şekil 2'de dünya enerji tüketiminin tarihsel gelişimi gösterilmektedir.



Şekil 2. Dünya enerji tüketiminin tarihsel gelişimi (BP, 2006).

2005 yılı içinde tüketilen birincil enerji kaynaklarının %22.2'si ABD, %28.3'ü Türkiye ve Rusya'yla birlikte Avrupa ve Avrasya, %14.7'si Çin ve %5'i Japonya tarafından kullanılmıştır. Dünya birincil enerji tüketimi 2005'te %2.7 artmıştır. Çin'in bulunduğu Asya-Pasifik bölgesinde artış %5.8 olarak gerçekleşmiştir. Özellikle petrol fiyatının yüksekliğinden dolayı kömür en

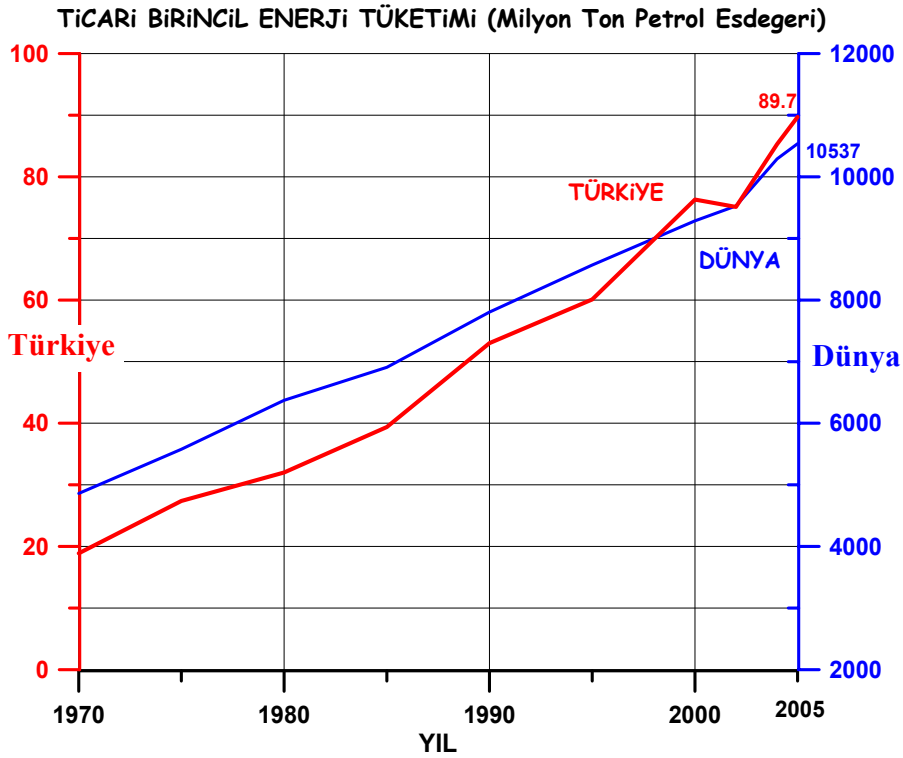
yüksek artışı göstererek %5'lik bir oran yakalamıştır. Petrol tüketimi %1.3, doğal gaz %2.3, hidroelektrik %7.2 ve nükleer enerji %0.6 artış göstermiştir.

Tüm enerji kaynakları (petrol, doğal gaz, kömür, nükleer enerji, alternatif enerji kaynakları) gözönüne alındığında dünyada her gün yaklaşık 210 milyon varil (29 milyon ton) PEE enerji tüketilmektedir. Enerji, bina sektöründe, endüstride, ulaşımda ve güç sektöründe kullanılmaktadır. Teknoloji, gittikçe enerjiyi daha verimli kullanmanın yollarını araştırmaktadır. Bu nedenle kişi başına enerji tüketimi yerine enerji başına üretim verimliliği (enerji yoğunluğu) ülkelerin gelişmişlik düzeylerini açıklamak amacıyla tercih edilmektedir. Gayri safi milli hasıla başına enerji tüketimi olarak tanımlanan enerji yoğunluğu AB için yaklaşık 200 kg PEE/bin euro, Türkiye için yaklaşık 500 kg PEE/bin euro'dur. Birim mal üretimi için Türkiye'de AB'ye göre 2.5 kat enerji harcanmaktadır.

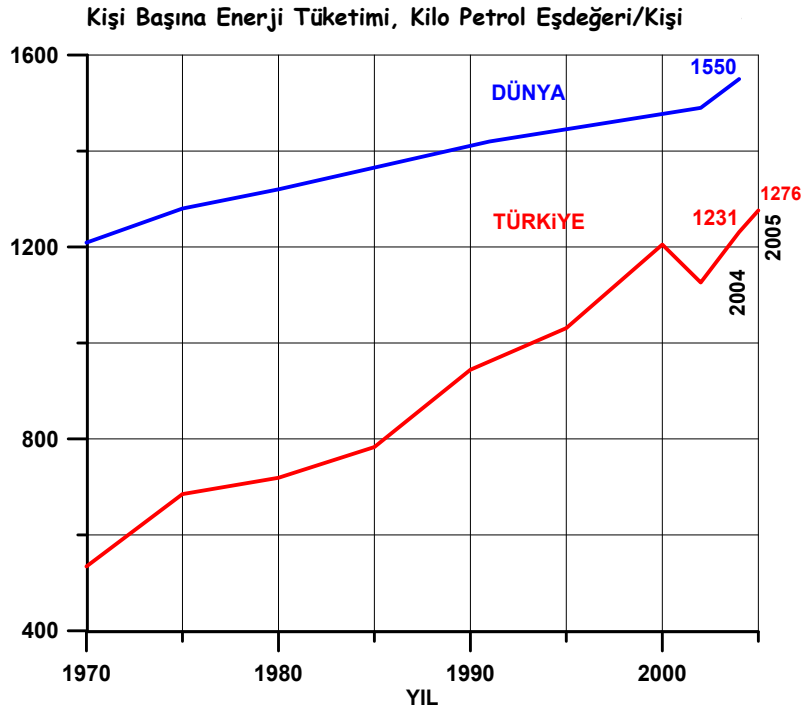
Dünya ve Türkiye için 1970 sonrası dönemde ticari birincil enerji tüketiminin tarihsel gelişimi ve kişi başına enerji tüketiminin (kg PEE olarak) tarihsel gelişimi sırasıyla Şekil 3 ve 4'te verilmektedir. 2004 yılı itibariyle dünya ve Türkiye kişi başına enerji tüketimi sırasıyla 1550 ve 1231 kg PEE/kişi'dir ve söz konusu tüketim 2005 yılı içinde Türkiye'de 1276 kg PEE/kişi olmuştur. Türkiye dünya ortalamasından daha az enerji tüketmekte iken, dünya ortalamasından daha yüksek oranda bir enerji tüketim eğilimi göstermektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA) gibi birçok uzman kurum dünya enerji talebinin gelecekte nasıl artacağı konusunda tahminler yapmaktadırlar. Gelecek 30 yıl içinde dünya enerji talebinin %60 civarında artabileceği öngörülmektedir. Burada en kritik soru, bu talebin nasıl karşılanacağıdır.

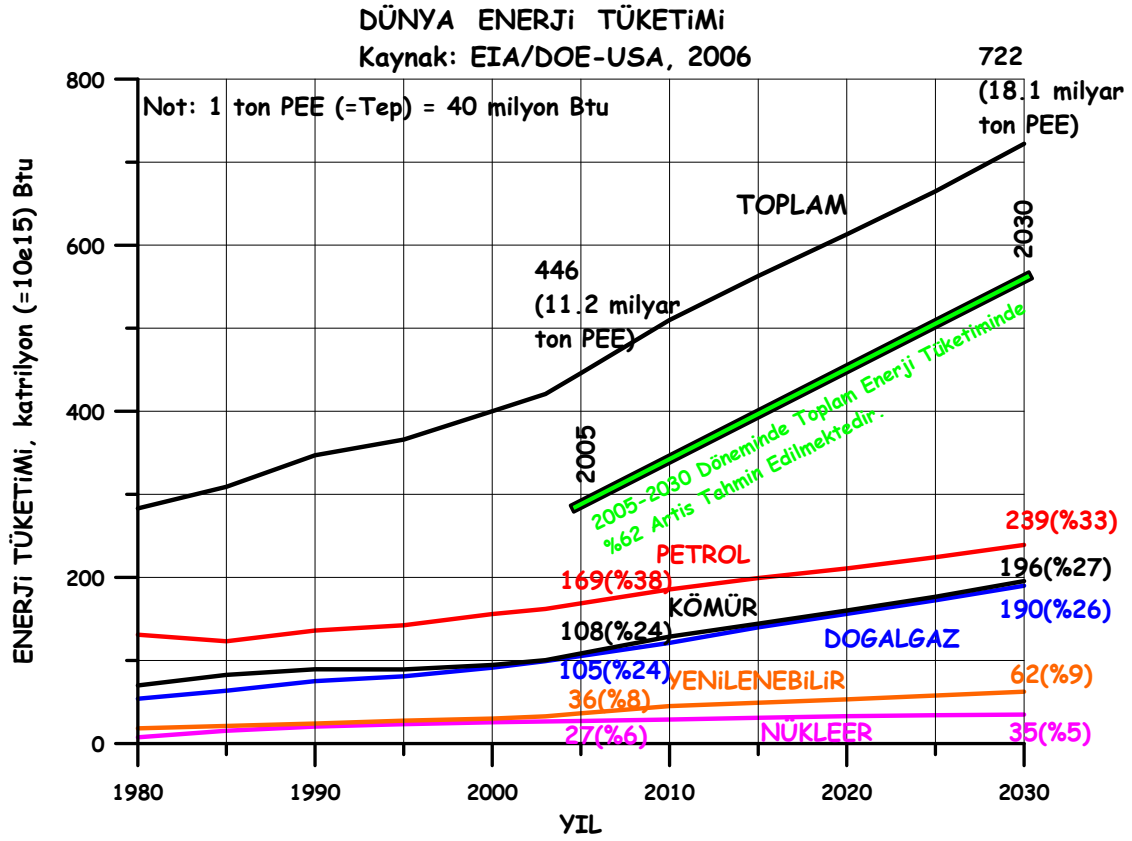
Şekil 5, Energy Information Administration/DOE (ABD) tarafından 2006 yılında yapılan bir çalışmada elde edilen tahmini dünya enerji tüketiminin 2030 yılına kadar değişimini göstermektedir.



Şekil 3. Dünya ve Türkiye'de enerji tüketiminin tarihsel gelişimi.



Şekil 4. Dünya ve Türkiye'de kişi başına enerji tüketiminin tarihsel gelişimi.



Şekil 5. Tahmini dünya enerji tüketiminin 2030 yılına kadar projeksiyonu.

2005-2030 döneminde toplam enerji tüketiminde %62'lik bir artış beklendiği Şekil 5'te görülmektedir. Bu ise dünya enerji tüketiminde ortalama yıllık artış olarak %2'ye, elektrik üretiminde ortalama yıllık artış olarak %2.7'ye ve GSMH'da (Gayri Safi Milli Hasıla) ortalama yıllık artış olarak %3.8'e karşı gelmektedir. Dünyada elektrik tüketiminde en hızlı artışın beklendiği Çin için %4.7'lik ve Hindistan için %4.8'lik ortalama yıllık artış beklenmektedir. Eğer düşük ekonomik büyüme gerçekleşirse ortalama yıllık artış dünya enerji tüketiminde %1.5 ve dünya elektrik tüketiminde %2.0 olarak tahmin edilmekte iken yüksek ekonomik büyüme gerçekleşirse ortalama yıllık artış dünya enerji tüketiminde %2.6 ve dünya elektrik üretiminde %3.3 olarak öngörülmektedir.

Talebin karşılanması için bazı incelemelerde, rüzgar, dalga, güneş, biyokütle ve jeotermal gibi, yenilenebilir ve alternatif enerji kaynakları dile getirilmektedir. Teknolojilerindeki gelişmelerden dolayı bu tür yenilenebilir enerji kaynaklarının maliyetleri gittikçe düşmekte olmasına rağmen (uygun koşullarda rüzgar ve jeotermalde 3-4 \$cent/kWh, biyokütlede 8 \$cent/kWh) ilk yatırım maliyeti ve rahat ulaşılamaması gibi nedenlerle, hala fosil yakıtlarla karşılaştırılabilecek düzeyde değildir. Bunların gelecekte önemli enerji kaynakları olacakları konusunda kimsenin şüphesi yoktur. Bunlardan biri veya birkaçı gelecekte dünya enerji talebinin önemli bir kısmını karşılayacaktır. Fakat, bilinen gerçekler bu geleceğin, en az 20 veya 30 yıl, pek yakın bir tarih olmadığını göstermektedir.

Fosil yakıtlara alternatif kaynaklar olarak hidroelektrik, nükleer ve yenilenebilirler düşünülebilir. Ancak yakın gelecekte bunların fosil yakıtların yerini tamamen alması yerine belirli bir kısmını karşılaması olasıdır. Geleceğin yakıtı olarak düşünülen hidrojenin elektrik gibi bir enerji taşıyıcısı olduğu, birincil enerji kaynağı olmadığı, hidrojenin bir başka enerji kaynağı kullanılarak elde edildiği unutulmamalıdır.

Bugün hidrogüç hariç tüm yenilenebilir ve alternatif enerji kaynakları dünya talebinin sadece %2.4'ünü karşılamaktadır. Başta gelişmiş ülkeler olmak üzere birçok ülkede araştırmalar sürdürülmektedir. Ancak tüm araştırmalara rağmen, yapılan IEA tahminleri, yenilenebilir ve alternatif enerji kaynaklarının oranının 2015'te sadece %3.3 olacağı şeklindedir.

"Talebi karşılamak üzere diğer hangi kaynaklar olabilir?" sorusunun yanıtını nükleer güçte arayanların sayısı 1986 Chernobyl nükleer kazasından bu yana bir miktar azalmıştır. Buna rağmen, bugün itibarıyla dünya enerji tüketiminin %6'sı ve dünya elektrik tüketiminin %17'si nükleer güçten karşılanmaktadır. Ancak nükleer kazalar konusunda toplumların, özellikle Chernobyl'den kaynaklanan, şüpheleri nükleer güce biraz mesafeli yaklaşılmasına neden olmuştur. Bunun sonucu olarak, ABD'de 1978'den beri yeni nükleer santral siparişi verilmemiştir. Bazı Avrupa ülkelerinde (Almanya, İsveç gibi) ise nükleer güce karşı moratoryum kararı alınması nedeniyle bu ülkelerde yakın gelecekte nükleer santrallardan daha az yararlanılma eğilimine girileceği uzmanlarca belirtilmektedir.

Öte yandan günümüzde bir çok uzman nükleer gücün yakın gelecekte dünya genelinde elektrik enerjisi gereksiniminin karşılanmasında gittikçe artan bir öneme sahip olacağını öne sürmektedir. Bu bağlamda, bir "Nükleer Rönesans" çağının başlamasından söz edilmektedir. Bu enerji uzmanları, dünyamızı tehdit eden iklim değişikliği sorununa yol açan karbon dioksit (CO_2) emisyonlarının Kyoto Protokolünde öngörüldüğü şekilde azaltılmasının ancak bu tür emisyonlara yol açmayan nükleer enerji kullanımının yaygınlaştırılması ile sağlanabileceği konusunda fikir birliği içindedirler. Şu an itibariyle nükleer enerjiye olan yeni ilgi özellikle Asya'da (Çin, Japonya, Güney Kore, Tayvan, Hindistan) ve bazı Avrupa ülkelerinde (Finlandiya, Rusya) yeni reaktörlerin devreye girmesi, yeni reaktör inşaatı veya siparişi olarak ortaya çıkmaktadır. Örneğin büyük çapta kömüre bağımlı bir ülke olan Çin, büyüyen enerji gereksinimini ve kötü hava kalitesini göz önüne alarak, nükleer enerji konusunda önemli bir yatırım hamlesini başlatmış durumdadır.

Dünya geneline bakıldığında, yenilenebilir enerji türlerine ek olarak, nükleer gücün ve hidrojenin 2030 ve sonrasında dünya enerji gereksiniminin gittikçe artan bir oranını oluşturacağı tahmin edilmektedir. 1970 ve 1980'lerdeki nükleer güçle ilgili sorunlara rağmen, günümüzde birçok enerji uzmanı, özellikle Kyoto Protokolündeki CO_2 kısıtlamalarından dolayı, alışlagelmiş enerjiyi desteklemek ve eklemek amacıyla nükleer enerjinin dünyanın birçok yerinde kullanımının tekrar gündeme geleceği konusunda fikir birliği içindedir. Örneğin, kömüre bağımlı bir ülke olan Çin, büyüyen enerji gereksinimi ve kötü hava kalitesi göz önüne alındığında, en güvenli ve teknolojik olarak en gelişmiş reaktörlerin devreye alındığı varsayılırsa, nükleer güç için belki de en uygun ülkedir.

Konutlar ve araçlarda kullanılmak üzere elektrik üretimi için diğer bir seçenek, elektrik üretiminde hidrojen ve oksijeni suya dönüştüren yakıt hücreleridir. Gelecekteki ulaşım için birçok farklı ve olası senaryolar varken, 2025 ötesinde küresel ulaşım sistemleri için uzun dönemli vizyonlar, karbon olmayan ve karbon üretmeyen proseslerden türetilen bir enerji taşıyıcısını veya bir yakıtı hedef almaktadır.

Evrende en çok bulunan ve en hafif element olan hidrojen, fosil yakıtlar, yenilenebilir ve nükleer güç gibi birçok birincil enerji kaynağından türetililebilir ve ulaşım da dahil birçok kullanım alanları olabilir. Araçlarda güç

üretirken, sadece suyu emisyon olarak veren kullanımıyla hidrojen, araçlardaki yakıt hücrelerinde depolanabilir.

Çevre ve enerji yönünden çekici olmasına rağmen, hidrojen halen oldukça pahalıdır; üretilmesi, iletilmesi, depolanması ve dağıtılması konularında henüz verimlilik sağlanamamıştır. Dolayısıyla bir ulaşım yakıtı olarak hidrojenin kullanımında maliyeti azaltmak için teknolojik devrimler gerekmektedir. Ulaşım yakıtı olarak hidrojenin gelecekteki katkısı henüz garanti değildir. Yakıt hücrelerinde diğer enerji taşıyıcılar olarak dimetil eter (DME), metanol, amonyak ve syngaz (sentetik gaz) araştırılmaktadır.

Yukarıda yapılan değerlendirmeler göz önüne alındığında; arz-talep dengesini sağlamak için geriye hidrokarbonlar, petrol, doğal gaz ve kömür kalmaktadır. Bu kaynaklardan hangilerinin daha fazla önem kazanacağı ülkeden ülkeye değişmektedir. Örneğin, Çin'de kömürün büyük miktarlarda tüketileceği belirtilmektedir. Fakat dünya genelinde, petrol ve doğal gazın tercih edilen enerji kaynakları olacağı kesin gibidir. Bu durumda önemli olan soru "artan petrol ve doğal gaz tüketiminin endüstri tarafından güvenli bir şekilde nasıl sağlanacağıdır".

2015 yılı için tahmin edilen enerji talebinde, bugüne göre petrol tüketiminde %20 ve doğal gaz tüketiminde %45 artış beklenmektedir. Bu durumda önemli olan soru "bu artışların petrol ve doğal gaz endüstrileri tarafından güvenli bir şekilde nasıl sağlanacağıdır".

Halen bilinen fiziksel gerçekler bu soruyu olumlu yanıtlandırmaktadır. Gerekli kaynakların ve rezervlerin varlığı bilinmektedir. Dünyada 1293 milyar varil (176 milyar ton) kanıtlanmış üretilebilir petrol rezervinin ve 180 trilyon m³ (163 milyar ton PEE) kanıtlanmış üretilebilir doğal gaz rezervinin olduğu bilinmektedir. Ek olarak, 1000 milyar varillik petrol ve 126 trilyon m³'lük doğal gazın daha yeni keşiflerle bulunabileceği USGS (US Geological Survey) tarafından tahmin edilmektedir.

EIA/DOE (2006) raporunda, USGS'in 2006-2025 dönemini kapsayan bir çalışmasının sonuçlarına göre, dünyada mevcut keşfedilmiş sahalardan üretilebilir 1293 milyar varil petrol rezervi olduğu, mevcut keşfedilmiş sahalarda esas itibarıyla yeni teknolojik gelişmelerden kaynaklanacak ek 730 milyar varil rezerv artışı beklendiği ve ayrıca henüz keşfedilmemiş fakat

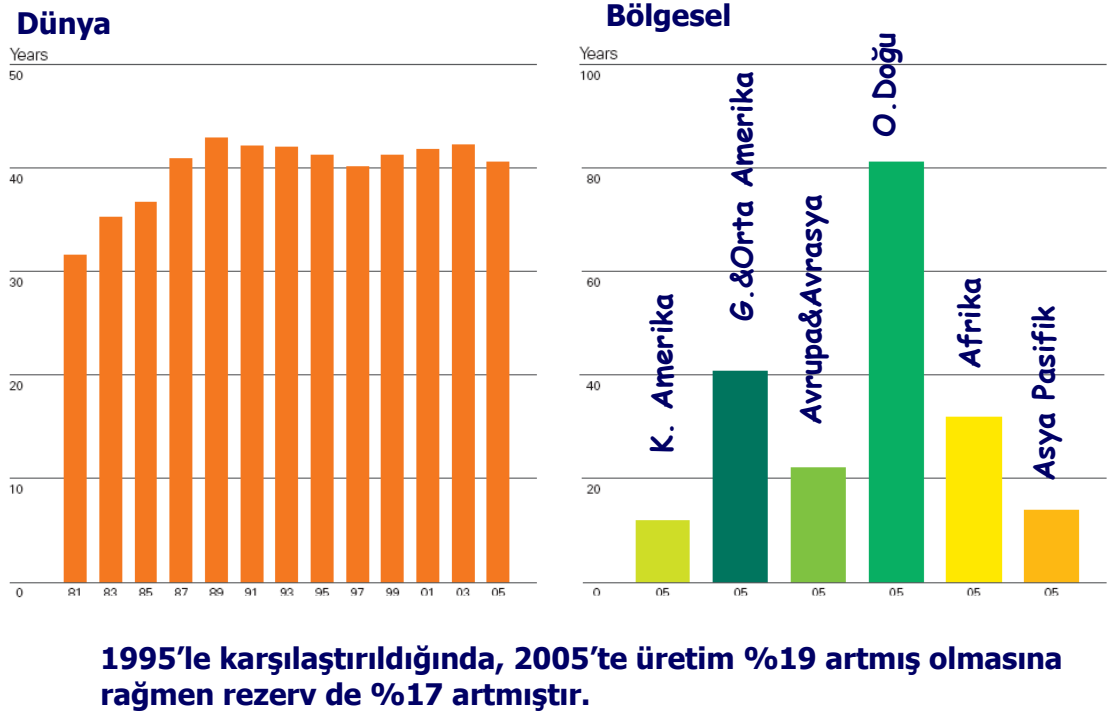
2025 yılına kadar yapılacak arama çalışmaları sonucunda keşfedilecek sahalardan da 939 milyar varil petrol rezervi beklendiği açıklanmaktadır. Dolayısıyla, bugünden 2025'e uzanan dönem içinde olası rezerv artışlarıyla birlikte, tahmini dünya petrol rezervinin toplam olarak 2962 milyar varil olduğu USGS kaynaklarınca verilmekte, DOE/USA tarafından açıklanmakta ve projeksiyon çalışmalarında kullanılmaktadır.

Mevcut üretilebilir petrol rezervinin %22'si S. Arabistan'da, yaklaşık 10'luk değerlerle Irak, Birleşik Arap Emirlikleri, Kuveyt ve İran'da, ve daha düşük oranlarda Venezuela, Rusya, ABD, Libya, Nijerya ve diğer ülkelerde bulunmaktadır. Bilinen en önemli gerçek, rezervin 2/3'ünün Orta Doğu'da olduğu ve OPEC tarafından kontrol edildiğidir.

Dünya yıllık petrol üretimi ve tüketimi değeri aynı olup, 3.9 milyar ton kadardır. Dünya petrol üretiminde en yüksek pay sahibi ülkeler %13.5 oranla S. Arabistan ve %12.1'lik oranla Rusya olup, OPEC dünya petrol üretiminin %38'ini karşılamaktadır. Dünya petrolünün %25'i ABD'de tüketilmektedir. Onu takiben hızla büyüyen Çin ve daha sonra Japonya, Almanya, Rusya ve diğer ülkeler gelmektedir. Halen gelişmekte olan ülkelerin petrol tüketimi gelişmiş ülkelerin tüketiminden az olmakla beraber 2025'te tüketimlerin eşitleneceği tahmin edilmektedir.

Dünyada fosil enerji kaynaklarının bitmekte olduğu gibi olumsuz görüşlere genelde inanılmamaktadır. Yıllık üretimin bilinen üretilebilir rezerve oranı kömür için %0.4'ü, doğal gaz için rezervin %1.5'i ve petrol için rezervin %2.5'i kadardır. Bilinen petrol ve doğal gaz rezervlerinin dışında varolan alışılmamış türden fosil kaynaklar olan ağır petrol, petrollü kumlar, petrollü şeyller ve metan hidratların önemli orandaki rezervleri petrol ve doğal gazın tükenmesi kaygılarını azaltmaktadır, veya en azından üretimin maksimuma ulaşacağı tarihi geciktireceği öngörülmektedir. Kötümser olanlar dünya petrol üretiminin maksimuma ulaşacağı ve inişe başlayacağı tarih olarak 2010'u görürken, iyimserler ise söz konusu tarihin daha 30-40 yıl içinde olmayacağını iddia etmektedirler. EIA/DOE (2006) raporunda, 2030 yılına kadar dünya petrol talebinin karşılanması için yeteri kadar petrol olduğu ve 2030 yılına kadar dünya petrol üretiminin maksimum değere ulaşmasının beklenmediği belirtilmektedir. Belirsizlikleri en fazla konulardan biri olan enerji hakkında projeksiyonlar yapmak kolay değildir. Dolayısıyla projeksiyonlarda farklılıkların olması doğaldır.

Şekil 6'da dünya petrol rezervi/üretim oranının, ki petrolün yıl olarak ömrü olarak ta tanımlanabilir, tarihsel gelişimi ve bölgelere göre rezerv/üretim oranı gösterilmektedir. 1980 yılında 29 yıl olarak verilen petrolün ömrü 2005 yılında 41 yıla çıkmıştır. 1995'le karşılaştırıldığında, 2005'te üretim %19 artmış olmasına rağmen rezerv de %17 artmıştır. Gerek yeni petrol sahalarının keşfiyle, gerekse varolan petrol sahalarında yeni üretim teknolojilerin kullanılmasıyla oluşan rezerv artışı, tüketimden kaynaklanan rezerv azalmasından daha yüksek oranda gerçekleşmiştir. Benzer eğilim, burada gösterilmemekle beraber, doğal gaz için de geçerlidir.



Şekil 6. Dünya petrol rezervi/üretim oranının (petrolün yıl olarak ömrü) tarihsel gelişimi (solda) ve bölgelere göre rezerv/üretim oranı (sağda) (BP, 2006).

Enerji kaynaklarının fiziki olarak varlığı sorun olarak görünmemektedir. Ancak enerji kaynaklarının güvenle sağlanması için iki önemli risk unsuru mevcuttur. Bunlardan birincisi çevre sorunudur. Bu tür enerji kaynaklarını kullanan

toplumların dünya ikliminde yarattığı sorunlardan kaynaklanan risk bilinmektedir. Söz konusu risk, orta ve uzun dönemde oluşacaktır, fakat bugünden de bazı önlemlerin alınması ve hazırlıkların yapılması gerekmektedir. Sera gazlarının atmosferdeki derişimlerinin sürdürülebilir gelişmeyi tehdit etmeyecek düzeyde tutulması olasıdır. Bazı ülkelerde benimsenen emisyon ticareti sisteminin bölgeler arası kullanımı bu alanda önemli bir yaklaşımdır. Çevre sorunlarının geri dönülemeyecek noktaya ulaşmadan çözümlerinin geliştirilmesi gerekmektedir.

Enerji kaynaklarının güvenle sağlanmasında ikinci önemli risk ise arz ve talebin coğrafik olarak aynı yerde olmamasından kaynaklanmaktadır. Gelecekte daha da artacak olan enerji ticareti talebinin karşılanması için arzın güvenle iletilmesini gündeme getirmektedir.

2015 yılında dünyada en azından dört ithalat bölgesi var olacaktır. Bunlar: Avrupa, Japonya, Çin ve ABD'dir. Avrupa'nın petrol ve doğal gaz gereksiniminin %80'ini ithal edeceği, ABD'nin petrolünün %65'ini ve doğal gazının %30'unu ithal edeceği öngörülmektedir. 2015'te dünya petrol talebinin %70'i ve dünya gaz talebinin %20'si ticaretle sağlanacaktır.

Dünyada hiçbir ülke, 1.3 milyar nüfusu ve hızla büyüyen ekonomisiyle Çin'den daha fazla gelecekteki dünya enerji endüstrisinde etkili olamayacaktır. Geçtiğimiz yıl Japonya'yı geçerek ABD'den sonra dünyada petrolün ikinci büyük tüketicisi konumuna gelen Asya'nın bu yeni devi, kömürde dünyanın en büyük üreticisi ve tüketicisidir. Mevcut gelişme sürerse, 2025 yılındaki karbon emisyon düzeyi tahmini olarak 6.7 milyar ton CO₂ ile ABD'ninkine ulaşacaktır.

Ticaretile ilgili sorun, bu ticaretin güvenli olup olmamasından kaynaklanmaktadır. Enerji güvenliği, sürdürülebilir ve uzun dönemli olmanın yanı sıra endüstri ve hükümetler tarafından yapılan hareketlere bağımlıdır. Güvenlik konusu artan ticaretten değil, artan talebi karşılayacak kaynakların sınırlı sayıda ülkelerde bulunmasından kaynaklanmaktadır. Küresel terörizmdeki gelişmeler arz güvenliğini daha da önemli konuma getirmektedir.

Son yıllarda oluşan küresel terörizm ve Orta Doğu petrollerine ve yakın gelecekteki olası doğal gazına artan bağımlılık döneminde, enerji güvenliği konuları gelecekteki dünya enerji ticareti ve üretimi eğilimlerini ve yönünü

kesin olarak etkileyecektir. Enerji arzının maliyeti ve Çin, Hindistan ve Brezilya gibi ülkelerin mevcut kaynaklara yönelik enerji talebi arttıkça güvenlik konusu çok daha önemli konuma gelecektir. Güvenlik amacıyla petrol arz kaynaklarını çeşitlendirmeye kalkan Çin halen 20'den fazla ülkeden petrol ithal etmektedir.

Yerli enerji üretimine önem veren Çin, 2020'den önce inşa etmek üzere 24-32 arasındaki sayıda yeni nükleer reaktörün planlamasıyla dünyada ender rastlanan bir nükleer gelişme planı uygulamaktadır.

Bakü-Ceyhan boru hattının iletim yolu olarak kullanılacağı Hazar Denizi petroleri, Trinidad'taki yeni gaz üretim sahaları, Endonezya'da geliştirilmekte olan yeni petrol üretim sahalarına rağmen, gelecekte dünya ticaretinin büyük kısmının Orta Doğu, Rusya ve Afrika'dan geleceği kesin gibidir. Rusya en fazla petrol üreten ülkeler arasında günlük 9.6 milyon varille S. Arabistan'la kafa kafaya öne çekmektedir. IEA'a göre 2015 yılında tahmini 64 milyon varil/günlük petrol ticaretinin %80'i bu üç bölgeden karşılanacaktır. Doğal gaz için söz konusu oran %50 kadardır.

Enerji kaynaklarına ulaşım ve kaynakların kullanımı, kaynakların pazara ve uluslar arası şirketlere açılmasına bağlı olduğu kadar piyasadaki ekonomik rejimlere de bağlıdır. Yeni enerji kaynaklarının devreye girmesinde petrolün fiyatı ve teknolojik gelişmeler belirleyici olacaktır.

2.3 Sürdürülebilir Enerji Güvenliği

ABD, Avrupa ve Asya söz konusu ticarette alıcı rolündedirler ve dolayısıyla dünyanın gelişmiş ülkeleri ve ekonomileri olarak **sürdürülebilir enerji güvenliğini sağlamak** istemektedirler. "Bu amaca yönelik neler yapılması gereklidir?" sorusunun yanıtını bulmak için dört konuyu dikkatle incelemek gerekmektedir. Bunlar:

1) Petrol ve doğal gaz uluslararası ticareti yapılan maddelerdir. Her bölge kendi kaynaklarını geliştirmek istemektedir. Fakat buna uluslararası rekabette sınır koyan fiyat ve maliyet unsuru vardır. Enerji fiyatı uluslararası pazarda belirlenmektedir ve fiyatlar dünyada tüm ülkelerin ekonomilerini etkilemektedir.

Diğer taraftan; herhangi bir ülkeye bağımlı kalmaksızın gelişme, dünya ticaretinin gelişmesi ve büyümesi herkesi ilgilendirmektedir. ***Tek bir ülkeye veya bölgeye bağımlılık ekonomik ve stratejik olarak tehlikelidir.*** Bugün ABD günde 11 milyon varil petrol ithal etmektedir ve bu ithalat 57 farklı ülkeden yapılmaktadır. Bu nedenle, herhangi bir ülkeye en fazla %17 oranında bağımlıdır. Bu ise, ABD için olumlu bir yaklaşımdır. Bu amaca yönelik olarak ABD'li petrol şirketleri çok sayıda ülkede yatırım yapmaktadırlar.

2) Enerjide gelecekteki talebi karşılamak üzere önemli miktarda ***yatırım yapmak gerektiği*** tahmin edilmektedir. Ancak yatırım yapılacak ülkenin yatırım yapmak için koşullarının uygunluğu önem kazanmaktadır.

IEA'nin 2003'te yaptığı çalışmaya göre, eğer mevcut eğilimler sürerse, büyüyen enerji arzının gerçekleştirilmesi için gelecek 30 yıl içinde dünyanın 16 trilyon dolarlık bir harcama yapması gerekmektedir. Elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı bu yatırımın üçte ikisini götürürken, petrol ve gaz sektörlerindeki kapital harcamaları küresel enerji yatırımının yaklaşık %20'sini alacaktır.

Geçen 30 yıl içinde dünya enerji endüstrisi mali sorunları yenmiş durumdadır. Ancak, Asya, Avrupa ve ABD'deki yaşlanan nüfus için sağlık hizmetleri, çevresel temizlik ve altyapı yatırımı gibi unsurlardan kaynaklanan ve 2030 öncesinde yapılması gereken yatırımlar, zor hükümet kararlarının alınmasına neden olacaktır. Söz konusu mali zorluğun karşılanması, yatırım gereksinimlerinin Kuzey Amerika'ya ve Avrupa'ya göre daha büyük olduğu gelişmekte olan ülkelerde kolay olmayacaktır. Örneğin birçok Afrika ülkesi ve Hindistan elektrik üretimi ve iletiminde devasa yatırımlar yapmak durumundadırlar.

Uzun dönemde, dünyada LNG (sıvılaştırılmış doğal gaz) pazarının büyümesi, uzak bölgelerdeki rezervlerin geliştirilmesi, sıvılaştırma tesisleri, iletim ve tekrar-gazlaştırma sonrası pazarlanması gibi aşamalar içerdiğinden, yüksek miktarda anapara bağımlıdır. Venezuela'daki ağır petroller, Kanada'daki petrol kumları ve Katar'daki gazdan sıvıya dönüştürme gibi alışılmamış türden hidrokarbonların geliştirilmesi, bu tür büyük ölçekli projelere büyük şirketlerin büyük kaynaklarını ayırmalarını gerektirmektedir.

3) Üçüncü konu ise ***gerekli kaynakların geliştirilmesi ve altyapının inşaatı*** ile ilgilidir. Hazar Denizi petrolünün getirilmesi için Bakü-Ceyhan boru hattı gibi benzeri boru hatlarının yapımı, LNG'nin deniz taşımacılığının geliştirilmesi için LNG terminallerinin yapımı, Sibiry'a'dan petrol ve doğal gazın getirilmesi için yeni boru hatlarının yapımı sayılabilir.

Özellikle petrol ve gazda olmak üzere altyapı darboğazları dünya enerji endüstrisinde yaygın durumdadır. Yeni enerji kaynakları ve özellikle hidrokarbonlar için aramalar, uluslar arası şirketleri Batı Afrika, Sibiry ve Hazar Denizi bölgeleri gibi uzak ve ulaşımı zor bölgelere gitmeye zorlamaktadır. Enerji kaynağını, sahadan pazara ulaştırmak için gerekli ve yeterli altyapının inşası gelecek 30 yıl içinde trilyon dolarlık düzeyde yatırım gerektirecektir. Bu açıdan bakılırsa, enerji güvenliğinden daha çok altyapının geliştirilmesi, genişletilmesi ve yayılması daha önemli bir sorun olacak gibidir.

ABD'nin de içinde bulunduğu batının çoğunluğu, Rusya'nın petrol üretimini, OPEC'in etkisini ve gücünü kırarak ve rekabet edecek şekilde, güçlü tutmasını beklemektedir. Ayrıca, Rusya'daki ve diğer eski Sovyetler Birliği ülkelerindeki petrol ve gaz ihraç kapasitesi büyütülmezse, bölgeden yeni petrol ve gaz arzı kısıtlanmış olacaktır. Kapasite darboğazına ek olarak politik, ekonomik ve lojistik unsurlar petrolün Avrupa'ya ve batı pazarlarına hareketini sağlayacak yeni girişimleri karmaşık hale getirmektedir.

Orta Asya'da geniş petrol ve gaz kaynaklarının çoğunluğu Rusya'ya giren ve çıkan eski Sovyet boru hattı ağı etrafındadır ve Rusya bölgesi dışında olan tek hat, gerçekleştirilmesi uzun süren, uzun pazarlıklar sonucu ve ABD'nin de ağırlığını koymasıyla gerçekleşen, Bakü-Ceyhan petrol boru hattıdır.

Doğal gaz uzun yıllar yerel veya bölgesel endüstrilerde kullanılmış olup hızla küresel endüstri olma durumundadır. Kaynaktan tüketim merkezlerine 15 000 km'ye varan uzaklıklarda arzın iletilmesi planları, birçok uzmana göre, insanlık tarihindeki en karışık arz zincirini gerektirmektedir. Önümüzdeki otuz yıl içindeki olası küresel gaz endüstrisi gelişmesi içindeki tüm yatırımların yaklaşık yarısı, denizaşırı ülkeler için LNG tanker limanları ve tekrar-gazlaştırma terminalleri gibi altyapı geliştirme ve genişletme projelerine ayrılacaktır.

Şubat 2004 tarihli Cambridge Energy Research Associates (CERA) çalışmasına göre, dünya Doğal gaz endüstrisinin son 40 yılda gösterdiği gelişme ve büyüme önümüzdeki sekiz yıl içinde gerçekleşecektir. Bu gelişmede daha çok gazın Asya'dan çıkışı ve ABD'ye girişi rol oynayacaktır. Çin tek başına gelecek on yıl içinde maliyeti milyar dolarları bulan dokuz yeni LNG terminali planlamaktadır.

4) Dördüncü önemli konu ise **teknolojinin geliştirilmesidir**. Derin denizlerde arama ve üretim, otomobil sektöründe verimliliği arttırmak için yapılan yenilikler burada sayılabilir. Bugün 2100 m su derinliğine sondaj yapılmaktadır. Bu ise 10 yıl öncesine göre 2.5 kat derinlik demektir. Kanada'daki Alberta petrolü kumlarındaki 174 milyar varillik üretilebilir petrol rezervi üretim maliyetinin ekonomik olması durumunda, teknolojik gelişmeyle devreye girebilir. Söz konusu rezervle Kanada hemen S. Arabistan'dan sonra dünyada en yüksek petrol rezervine sahip ülke konumunda olacaktır. Meksika körfezinin derin sularından 25 milyar varilin üzerinde petrol üretilebileceği tahmin edilmektedir. Bu miktar Hazar Denizi'ndeki toplam potansiyele yakındır.

Özetlemek gerekirse:

1. Enerji güvenliği önemli bir sorun olarak durmaktadır. Enerji güvenliğinde varolan riskler politik risklerdir ve sadece özel sektör tarafından çözümleri beklenmemelidir,
2. Enerjiye talep artmaktadır ve petrol ve doğal gaza alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesi ancak uzun dönemde gerçekleşebilir,
3. Enerji kaynaklarının bilinen rezervi yeterli kabul edilebilir,
4. Yeraltından daha fazla enerji üretimine ve kaynakların daha verimli kullanılmasına yönelik teknolojik çalışmalar desteklenmelidir,
5. Küresel ısınma sorununa neden olan karbon dioksit emisyonlarının azaltılması zorunluluğu enerji kaynağı tercihlerinde göz ardı edilmemelidir.

Her ne kadar enerji kaynakların aranmasında, geliştirilmesinde ve pazara ulaştırılmasında gerekli yatırımları yapmakta özel sektör önemli rol oynamaktaysa da, hükümetler tarafından alınacak kararlar yatırıma açık pazarların korunmasında ve ticaretin serbest ve açık sürdürülmesinde gereklidir. Hükümetler arası kararlar ve anlaşmalar, kaynakların geliştirilmesinde ve alt yapı oluşturulmasında kullanılan yatırımların uzun

dönemde başarılı olmasını belirleyeceklerdir. Kaynak arzında çeşitlilik önemlidir. Örneğin, Orta Doğu bölgesi gibi sadece bir bölgeye bağımlı olmaktan kurtulmak isteniyorsa, Rusya (özellikle Sibiry), Batı Afrika (Çad, Nijerya, Angola, Kamerun, ...) ve Hazar Denizi bölgelerinden petrol ve doğal gazın getirilmesi için gerekli yatırım güvencesini sağlayacak teknolojik ve ticari yatırımların yapılması gerekmektedir. Bu amaçla, hükümetlerin genelde kısa dönemli bakışlarıyla enerji planlaması için gerekli orta ve uzun dönemli bakışların birbiriyle uyumlu hale getirilmesi önem kazanmaktadır.

2.4 Enerji Sektöründe Yanlış-Bilgilendirme

Trilyonlarca dolar ve milyonlarca iş, dünyada enerji üretimi ve kullanımı etkinliklerine bağlanmış durumdadır. Yayın, konuşma, reklam veya diğer kanallardan gelen bilgiler, mesajı verenin ilgisine, uzmanlığına ve bazı diğer unsurlara bağlı olarak yanlış olabilir, yanlış yorumlanabilir veya kasti olarak yanlış bilgi aktarılmış olabilir. Yazılı ve görsel medyada haberlerin doğruluğu araştırılmadan ve süzgeçten geçirilmeden verilmesi, reklamlarda yanıltıcı ve eksik bilgilerin kullanılması bu tür yanlış-bilgilendirmeler için uygun ortamları hazırlamaktadır.

Yanlış bilgilendirme, milyarlarca dolarlık harcamalar yapılan enerji sektöründe endüstri ve hükümet tarafından bilinçsiz veya yanlış kararların alınmasına neden olabilir ve olmaktadır. Çok daha verimli ve daha az kirletici olan kojenerasyon tesisleri yerine dünyanın birçok yerinde hala geleneksel merkezi elektrik güç santrallerinin kullanımının sürmesi, merkezi güç santrallerini işletenlerin ve piyasayı düzenleyenlerin yatırımlarındaki geri dönüşü sağlamak gibi nedenlerle, yanlış bilgilendirme için önemli bir örnektir.

Dünyanın birçok yerinde, merkezi santral yöneticileri kojenerasyonu bir teknolojik gelişmeden daha çok bir rakip olarak görmektedirler. Kojenerasyon tesislerinin verimi merkezi güç santrallerine göre iki katı yüksek olabilir.

Dar görüşlü olma, arzu etmeme veya değişiklik yapma kapasitesinde olmama gibi nedenlerden dolayı, yanlış bilgilendirme olayı günümüzde veya gelecekte herhangi bir geçiş döneminde engel veya ayakbağı olarak bir kesime sorun çıkaracak şekilde hizmet verebilir.

Sektörde verilen bilgiler doğru varsayılmadan önce dikkatle analiz edilmeli, veriler süzgeçten geçirilmeli, her zaman için veri ve bilgilerin bazı çevrelerin çıkarları gözetilerek ortaya atılabileceği gözden uzak tutulmamalıdır. Doğal olarak toplumda ve sektörde enerji bilincinin gelişmesi, uzmanlık, AR-GE ve bilgiye değer verilmesi durumunda enerji sektöründe yanlış-bilgilendirmenin olumsuz etkisi azalacaktır.

2.5 Yüksek Petrol Fiyatları Hakkında

2006 içinde dünya borsalarında petrolün varil fiyatı 70-75 dolar düzeyinde oldukça yüksek değerlerde dolaştıktan sonra günümüzde yine de yüksek bir değer olduğuna inanılan 55-60 dolar civarında dolaşmaktadır.

Petrol fiyatları arttığında hemen akla, dünyada petrolün tükenmekte olduğu gelmektedir. 1970-1980 dönemindeki petrol krizleri sırasında oluşan yüksek petrol fiyatları (o zamanın değeriyle yaklaşık 40 dolar ve bugüne göre enflasyon ayarlı değeriyle yaklaşık 80-85 dolar) petrolün ömrünün tükenmekte olduğunu gündeme getirmiştir. Daha sonra, yüksek petrol fiyatlarına tepki olarak talep düşmüş; 1978-1983 arasında dünya petrol talebi %16, ABD'deki tüketim %20 azalmıştır. Arz cephesinde ise, yüksek fiyatlar petrol arama ve üretiminde yeni teknolojiler ve arayışlara yol açmış, yenilenebilir enerjiler alternatif olarak gündeme gelmiş, eskiden aranmayan ve teknolojik güçlüğü ile ekonomik sorunları olan bölgelerde arama çalışmaları çekici hale gelmiştir. Tüm bu çalışmalar sonucunda piyasaya yeni petrol kaynakları girmiş; azalmış olan talep ve piyasaya yeni giren ek arz, piyasa dengesini tekrar değiştirmiş, oluşan arz fazlası sonucunda 1986 yılında petrol varil fiyatı 9 dolara kadar inmiştir.

Petrol fiyatının oldukça yüksek olduğu bugünlerde, yine "acaba dünyada petrol tükeniyor mu?" kaygısı gündeme gelmiş durumdadır. Daha önce değinildiği gibi, en azından kısa vadede, fiziksel olarak petrol rezervinde sorun görünmemektedir. Yeni teknolojiler ve yüksek petrol fiyatları, ağır petrol sahaları, derin denizlerdeki petrol sahaları, Kanada'daki petrol-kumları gibi ihmal edilmiş bazı rezervleri ve aranmamış bölgeleri çekici ve ekonomik duruma getirecektir ve söz konusu durum son birkaç yıl içinde gerçekleşmiştir. Kanada'daki petrol-kumları içindeki petrol rezervi 200 milyar varil olarak tahmin edilmektedir. Petrol fiyatının 35 dolar/varil ve yukarısında olması durumunda petrol-kumları sahasından üretilen petrol

ekonomik duruma gelmekte ve üretilebilir rezerv sınıfına alınmaktadır. Söz konusu sahadan petrol üretimi ekonomik olduğunda, Suudi Arabistan'dan sonra dünyada petrol rezervine sahip ikinci büyük ülke Kanada olacaktır.

Fiyatlar yükseldiğinde, eskiden çekici olmayan projeler uygulanabilir duruma gelmektedir. Ancak, petrol aramacılığında ve geliştirmede yatırım bütçesi yüksektir, yatırımın geri dönüşü uzun zaman almaktadır. Bu nedenle, şirketler atılım yaparken dikkatli davranmak durumundadırlar. Arama ve geliştirme projeleri uygulansa bile, bulunan yeni petrol kaynaklarının piyasaya girmesi yıllar sonra olmaktadır.

Yeni petrol ve enerji kaynakları piyasaya girdiğinde, eğer talep arzdan daha fazla artmamışsa petrol fiyatı düşecektir. İşletme maliyetleri karşılandığı sürece yeni projeler üretime devam edecektir. Fiyatlar düşerken şirketler işletme maliyetlerini de düşürmeye çalışacaklardır. İlk yatırım yapılmış olduğundan, projenin başladığı zamana göre daha düşük petrol fiyatlarında bile proje işletiliyor olacaktır.

Özellikle 1973-1983 arasındaki petrol krizi döneminde, petrole seçenек olabilecek alternatif kaynaklar çok araştırılmış ve petrol rakipsiz kalmamıştır. Her petrol fiyat artışında, enerji alternatifleri piyasaya girmeye çalışmaktadırlar. Bu tür dönemlerde yatırımlar, sadece petrol arama ve geliştirme projelerine değil, aynı zamanda enerji verimliliği teknolojileri ve alternatif enerji arzı çalışmaları projelerine de yönelmektedir.

Aslında, gelecekte bir tarihte, fiyat-uygunluk-çevresel etkilerin oluşturduğu bir algoritmaya bağlı olarak dünyada petrole alternatif bulunacaktır. Fakat bu tarih, petrolün tükendiği tarih değil, petrole iyi bir alternatif bulunduğu tarih olacaktır. Dünyada enerji kaynaklarının tarihsel gelişimine bakıldığında da bu görülmektedir. Odun tükenmeden kömüre, kömür tükenmeden petrole, petrol tükenmeden doğal gazı geçiş yapılmıştır.

Dolayısıyla, yüksek petrol fiyatlarını hemen petrolün tükendiği şeklinde algılamamak gerekmektedir. Kaldı ki son 150 yıllık petrol tarihçesinde fiyatların değişimi incelendiğinde benzer iniş-çıkışlara rastlamak olasıdır. Savaşlar, petrol üreticisi ülkelerdeki karışıklıklar, özellikle ABD, AB, Rusya ve şimdi de Çin'in petrolü kontrol etme çalışmaları, New York Stock Exchange (NYSE) gibi borsalarda oynayan spekülörler, petrol fiyatı arttığında

gelirleri rekor kıran uluslararası şirketler, petrol fiyatını oluşturan aktörlerdir. Irak'ın ABD tarafından işgali, Nijerya'daki karışıklıklar, İran'ın nükleer güce sahip olma girişimleri, Venezuela'nın ABD'ye kafa tutması, gelişen Çin'in dünya arz-talep dengesindeki etkisi, ABD'nin petrol ve doğal gaz üretimi yaptığı Meksika Körfezi'nde 2005'teki Katrina ve Rita kasırgaları, vb., petrol fiyatında yükselmenin nedenleri olarak akla gelmektedir.

Son olarak, dünya petrol ticaretinde geçerli para olarak Amerikan doları yerine Avrupa avrosunun (euro) yavaş yavaş kullanılmaya başlanmış olmasının petrol fiyatlarında son birkaç yıldır görünür artış eğiliminde bir etken olduğunu da belirtmek gerekmektedir. Avrupa avrosu Amerikan dolarına göre değer kazandıkça, petrol fiyatının da dolar bazında yükselmesi beklenmektedir.

2.6 Genel Değerlendirme

Dünyada endüstri devriminin başlangıcından itibaren geçen süre içinde gelişen dünya enerji talebinin 21. yüzyılda çok daha büyük hızda artması beklenmektedir. Bu gelişmede 2 önemli unsur katkıda bulunmaktadır. Bunlardan birincisi kişi başına enerji tüketiminin artışından dolayı gelecekte daha fazla enerjinin tüketilmesidir. Halen 4.5 milyar insan dünya ortalamasından daha düşük enerji kullanmakta ve 1.6 milyarı ise elektrikle tanışmamış durumdadır. Eğer dünya nüfusu içinde herkes mevcut ortalama kişi başına tüketime ulaşmış olsaydı, ortalama kişi başına enerji tüketimi %60 daha yüksek olurdu. Bu arada dünya nüfusu da artmaya devam etmektedir. 2050 yılından önce dünya nüfusunun %50 artacağı varsayılırsa, dünya bugüne göre 2 katı enerji gereksinimiyle karşı karşıya olacaktır. Diğer taraftan, deniz suyundan tatlı su eldesi işlemi olan tuzdan arındırma işlemi için gerekli enerji gereksinimi gibi ek enerji gereksinimleri de dünyada gündeme gelecektir.

Gelecekte, enerji tasarrufunun, son 50 yılda olduğu gibi, şüphesiz daha da önem kazanacağı düşünülmektedir. Ancak bu tasarrufun dünyanın artan enerji gereksinimini karşılayacağını kimse düşünmemektedir.

Bu durumda seçenekler nelerdir?

Petrolün şüphesiz ki bir ömrü vardır. Petrol fiyatlarının 2 katı artışla gündeme oturduğu son 2 yıl içinde özellikle gelişmekte olan ülkelerin zarar gördükleri bilinmektedir. Ekonomik ve politik olarak daha zor günlerin bizleri beklediği bir gerçektir. Fakat bütün bunlara rağmen dünya ekonomisi petrole kuvvetle koşullanmış durumdadır. Dolayısıyla, hızlı bir şekilde bir başka enerji kaynağına geçiş olası görünmemektedir. Yakın gelecekteki enerji senaryolarında onu ihmal etmek doğru olmayacağı gibi, onsuz bir enerji portfolyosu düşünmemek gerekmektedir.

Sera etkilerinden dolayı kömüre tamamen geçiş olası değildir. CO₂'ten kurtulmak için yeraltına basılması çözüm gibi görülmekte ise de, henüz tam olarak sonuç alınmamıştır.

Nükleer fisyon bugün için dünya elektrik üretiminin %17'sini sağlamaktadır. Nükleer enerji karbon dioksit salınımına yol açmadığı için kapımızı çalan küresel ısınma sorununa çözüm olmaya adaydır. Ancak Fransa'da olduğu gibi dünya elektriğinin yaklaşık %80'i fisyondan elde edilmek istenirse, dünyada reaktör sayısını 5 katı arttırmak gerekmektedir. Bu denli radikal bir değişimi kısa sürede gerçekleştirmek elbette mümkün değildir. Birçok ülkedeki teknolojik bilgi birikiminin eksikliği, uranyumun sınırlı rezervi, reaktör çalıştırma ve atıklardan kurtulma ve depolama konuları bir kenara bırakılsa bile, dünyada 5 katı fazla reaktör bulunmasının getireceği sorunlar gündeme gelecektir. Kaza risklerin artması, güvenlik sorunlarının katlanması ve nükleer silahlanmanın teşviki gibi konular gündeme oturacaktır. Sera etkisi yaratmamasından dolayı düşünülse bile tek çözüm olmayacağı kesin gibidir.

Nükleer füzyon henüz araştırma aşamasındadır. En azından 50 yıl sonra ticari füzyon reaktörlerinin gündeme gelebileceği düşünülmektedir. Daha sonraki 50 yıl içinde gerçekleşmesi tahmin edilirken füzyon araştırmalarının desteklenmesi gerekmektedir.

Hidrojenin geleceğin yakıtı olduğu iddia edilmektedir. Uzmanlara göre, hidrojenin enerji kaynağı olarak kullanılmasında termodinamik, kavramsal ve uygulama sorunları vardır. Hidrojenin elektrik gibi enerji taşıyıcısı olduğu, bir enerji kaynağı olmadığı unutulmamalıdır. Hidrojenin gelecekte rolü olacaktır, fakat şimdiki fosil yakıtların yerini alması olası görünmemektedir. Özet olarak, gelecek 50 yıla bakıldığında, petrol daha az mevcut olacak, çevresel sorunları ortadan kaldırılmadıkça kömür kullanımı çok artmayacak,

nükleer fisyon artış gösterebilecek fakat nükleer füzyon rol almayacak ve hidrojen marjinal bir kaynak olarak kalacaktır. Bu durumda, fosil yakıt ve nükleerden oluşan enerji karışımına yenilenebilir enerjilerin katılmasından başka seçenek yok gibidir. Dolayısıyla gelecekteki enerji senaryolarında fosil, nükleer ve yenilenebilirlerden oluşmuş bir üçlünün hakim olması beklenmektedir.

Yenilenebilir enerjilerin ise önemli kullanım sorunları vardır. Özellikle ticari bir mal gibi, fosil yakıtlarda olduğu gibi, piyasada taşınımaya hazır ve kullanılabilir şekilde bulunmamaktadırlar. Asya, Avusturalya, Afrika ve Türkiye'nin de yer aldığı Akdeniz ülkelerinde konut enerjilerinin güneşten sağlanmaması için, Fas gibi bazı ülkelerde rüzgar enerjisinden yararlanmamak için neden yoktur. Bununla beraber, füzyon enerjisinin elektriğe dönüşümündekine benzer olarak, güneşten elektrik üretiminde ciddi teknolojik araştırma ve atılımlar gerekmektedir.

Tekrarlamak gerekirse, 2050 yılı hedefinde fosil yakıtlar, yenilenebilir enerji ve nükleer fisyonun hemen hemen eşit oranlarda oluşturduğu, diğerlerinin az katkı sağladığı bir enerji karışımı varsayımı olası görünmektedir. 2050'den önce füzyon, hidrojen ve yenilenebilirlerden elektrik üretimi teknolojileri hakkında daha çok bilgi olacak ve 2100 için yeni dengeler gündeme gelebilecektir.

Daha güvenli bir enerji geleceği için araştırma ve geliştirme çalışmalarının sürdürülmesi anahtar olacaktır. Eğer bugünün gelişmekte olan ülkeleri, endüstrileşmiş ülkelerin benzeri teknolojik yolu izlerlerse, dünya enerji gereksinimini karşılamak için yeterli kaynak olmayacaktır. Gelişmekte olan ülkelerin alternatif yaklaşımlara hedeflenmesi gerekmektedir. Bu hedefte ise; enerji konularında bilinçlenme ve eğitim, potansiyel teknolojilerin anlaşılması ve bütün bunlardan da önemlisi araştırma ve bilime önem verilmesi yatmaktadır. Dünya yaşamak istiyorsa, sorunların çözümlerini bilim ve teknolojide aramak zorundadır.

2.7 Sonuçlar

Yukarıdaki değerlendirmeler göz önüne alındığında; çevreyle dost, sürdürülebilirlik özelliğine sahip, güvenle ulaşılan, uluslararası ilişkilerde

dünyanın çıkarını gözeten ve ekonomik olan bir enerji sisteminin gerektiği açıktır. Dünya yeni bir enerji sistemine doğru kayarken aşağıda sıralanan konulara ağırlık verilecektir:

1. Enerji tasarrufu ve verimli kullanımı
2. Araştırma-geliştirme çalışmaları
3. Alışlagelmiş enerji kaynakları için tüm sosyal-çevre türü maliyetlerin fiyatlarına yansıtılması
4. Temiz, yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi
5. Ulaşılabilir hedeflerin ve amaçların belirlenmesi.

AB'nin 2007 yılı çalışma programında yer alan enerji konusunda işbirliğinin amacı; mevcut fosil yakıtlara dayanan enerji sisteminden, gittikçe zorlaşan enerjinin güvenli teminine ve iklim değişikliği baskılarına yönelik olarak, daha düşük ve hatta sıfır CO₂ emisyonlu enerji teknolojilerine ve artan enerji verimi ve tasarrufuna özel önem veren, enerji kaynakları ve enerji taşıyıcıların uygun karışımına dayanan, ithal yakıtlara daha az bağımlı ve sürdürülebilir enerji sistemine geçişi sağlamaktır. AB'ye benzer olarak, tüm dünya yeni bir enerji sistemine geçişin planlarını yapmaktadır.

Yeni enerji sistemini tüm ülkelerin hedeflemesi gerekmektedir. Tüm ülkelerin ortak paydası yaşadığımız dünyayı paylaşıyor olmamızdır. Enerjinin doğayı kirletmeden temiz ve verimli kullanılmasının dünyanın geleceğini ve gelecek nesillerin yaşam ortamını olumlu etkileyeceği bir gerçektir. Bizim nesilde olmasa bile gelecek neslin içinde dünya ekonomisinde fosil yakıtlardan karbon-dışı yakıtlara doğru bir geçiş sürecinin yaşanması beklenmektedir. Birincil enerji tüketiminin %85'ini oluşturan petrol, gaz ve kömürle dünya enerji ekonomisi karbon ağırlıklıdır. Fosil yakıtlara bağımlılık yaklaşık 200 yıllık bir geçmişe sahiptir, 1600-1800 arası ise odunun kullanıldığı ve ormanların tüketildiği bir dönemdir. Fosil yakıtlara olan uzun bağımlılık tarihçesi, fosilden karbon-olmayan ekonomiye geçiş döneminin zor olacağını işaret etmektedir. Açıkça ve kesin olarak, bu geçiş devrim niteliğinde olacaktır ve tüm dünyada hükümetler ve endüstri tarafından alınacak benzeri görülmemiş sorumluluk ve kararlar içerecektir.

3. TÜRKİYE'DE ENERJİ

3.1 Türkiye'nin Genel Enerji Durumu

3.1.1 Rezerv, Üretim, Tüketim Durumu

Kömür ve yenilenebilir birincil kaynaklarımızın rezerv ve potansiyelleri, girmeyi hedeflediğimiz Avrupa Birliği ülkelerine kıyasla iyi düzeyde olmasına rağmen, toplam enerji tüketimimizin %60'ını oluşturan petrolde ve doğal gazda "görünür" rezervlerimiz yok denecek düzeydedir (Çizelge 2).

Çizelge 2. Türkiye birincil enerji kaynakları rezervi ve potansiyeli-2004 (DEKTMK)

Kaynak	Birim	Rezerv	Rez./Tüketim
Taş K.	Milyon ton	1344	71 yıl
Linyit	Milyon ton	8375	187 yıl
Asfaltit	Milyon ton	79	110 yıl
Bitümler	Milyon ton	1641	
Hidrolik	GWh/yıl	129907	
	MW	36652	
Ham petrol	Milyon ton	43	17 ay
D.Gaz	Milyar m ³	8	4 ay
Doğal Uranyum	Ton	9129	
Toryum	Ton	380000	
Jeotermal-elektr.	MW _e	510	
Jeotermal-ısı	MW _t	31500	
Güneş-elektrik	Milyon tep	25	
Güneş-ısı	Milyon tep	87	
Rüzgar	MW	10000	

Çizelge 3. Türkiye'de birincil enerji kaynakları tüketiminin kaynaklara göre dağılımı - 2005

Kaynak	Birim	Üretim	Tüketim
Taş K.	(Bin ton)	2170	19421
Linyit	(Bin ton)	55282	56577
Asfaltit	(Bin ton)	888	738
Petrol	(Bin ton)	2281	30016
D. Gaz	(10 ⁶ m ³)	980	27314
Hidrolik	(GWh)	39561	39561
Jeo. Elek.	(GWh)	94	94
Jeo. Isı	(Bin tep)	926	926
Rüzgar	(GWh)	59	59
Güneş	(Bin tep)	385	385
Odun	(Bin ton)	13819	13819
Hayvan ve Bitki artıkları	(Bin ton)	5127	5127
Elektrik ithalat	(GWh)		636
Elektrik ihracat	(GWh)		-1798
TOPLAM	(Bin tep)	25185	91576

2005 yılı Türkiye genel enerji üretim ve tüketim miktarları , kaynak bazında Çizelge 3'te sunulmuştur. Genel enerji tüketiminde kaynakların payı incelendiğinde, Türkiye ve AB ülkelerindeki petrol ve doğal gaz tüketim

oranlarının aynı olduğu, Türkiye'nin kömür ve yenilenebilir kaynakların payındaki fazlalığın AB'de nükleer enerji ile ikame edildiği görülmektedir (Çizelge 4).

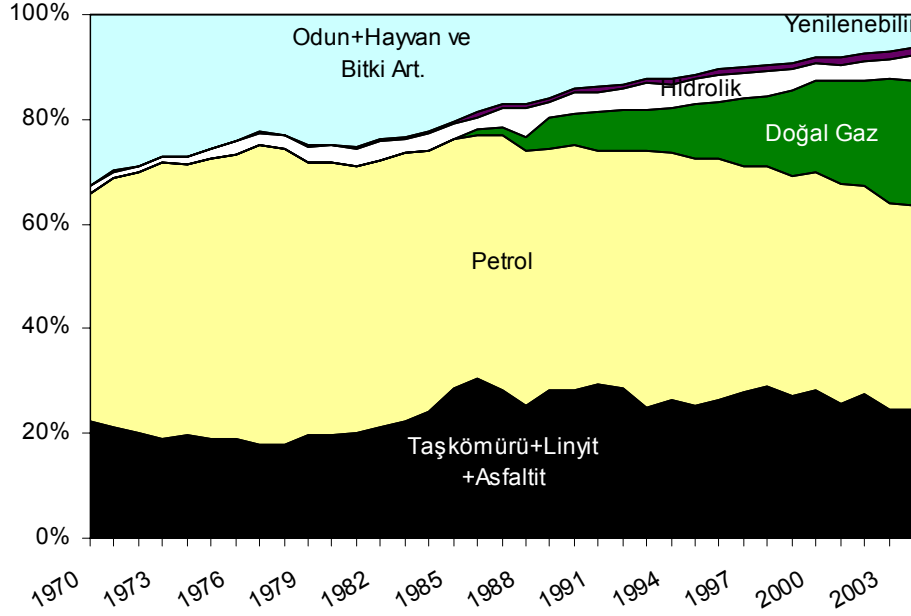
Çizelge 4. Türkiye ve AB' de genel enerji tüketiminin kaynaklara dağılımı (%) -2003

	Petrol	D. Gaz	Kömür	Nükleer	Yenilenebilir	Yenilenebilir (Hidro.)	(Bio.)
Türkiye	38	22	27	0	13	4,5	6,3
AB	37	24	18	15	6	1,5	4,0
Dünya	34.4	21.2	24.4	6.5	13.3	2.2	10.6

Türkiye'nin birincil enerji tüketiminin 1980 -2004 dönemindeki yıllık ortalama artışı %4.3 iken üretim artışı %1.4'de kalmıştır. Aynı dönemde Avrupa Birliği ülkelerindeki ortalama tüketim artışı ise %0.8 olmuştur. Kaynakların toplam enerji tüketimindeki payına bakıldığında yenilenebilir kaynak payı azalırken 1985 sonrası doğal gaz payının hızla arttığı görülmektedir (Şekil 7). 2004 yılında genel enerji tüketiminizin %87'si fosil yakıtlardan, %13'ü yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır (Çizelge 4).

3.1.2 Elektrik

1980 - 2005 döneminde toplam kurulu güçlerde yıllık ortalama artış, toplamda %8.5, hidrolikte %7.5, termikte %9.0 olmuştur. Aynı dönemde üretim artışları sırasıyla %8.1, %5.1 ve %9.8 olarak gerçekleşmiştir. Türkiye elektrik üretimi ile ilgili güncel istatistiki bilgiler Çizelge 5-8'de sunulmuştur.



Şekil 7. Birincil enerji tüketiminde kaynakların payı.

Çizelge 5. Türkiye kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı (MW)-2006.

Fuel oil	Moto- rin	İthal K.	Taş K.	Linyit	LPG	D. Gaz	Jeo.	Nafta	Yeni. +Atık	Hidrolik Barajlı	Akarsu	Rüzgar	Çok yakıt.	Toplam
2218.4	214.4	1651	335	7850.8	10.4	12748.6	23	36.8	41.3	11967	1095.8	59	1924	40176

Çizelge 6. Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (GWh)-2006.

Fuel oil	Motorin	İthal K.	Taş K.	Linyit	LPG	D. Gaz	Jeo.	Nafta	Yeni.+ Atık	Hidrolik	Rüzgar	Toplam
5354	17.3	11150	2854	32303	437	77387	94	1890	120.5	44158	129.4	175893

Çizelge 7. Enerji kaynaklarının elektrik üretimine ve kurulu güce katkısı (%) - 2006.

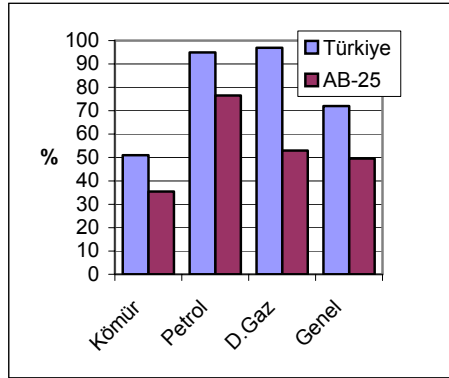
	D. gaz	Hidrolik	Kömür	İthal kömür	Sıvı yakıt	Jeo.-Rüzgar
Üretim	44	25.1	20	6.3	3.1	0.1
Kurulu güç	31.7	32.5	20.4	4.1	6.1	0.2

Çizelge 8. Elektrik üretiminin üretici kuruluşlara dağılımı (%) - 2005.

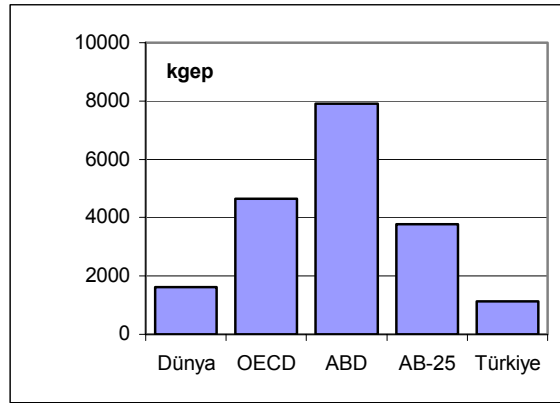
EÜAŞ	YİD	Yİ	Serbest Ü.	Otoprodüktör	Mobil-İHD
45.3	8.6	25.8	6.5	10.6	3

3.1.3 Uygulamada Durum Belirlemesi

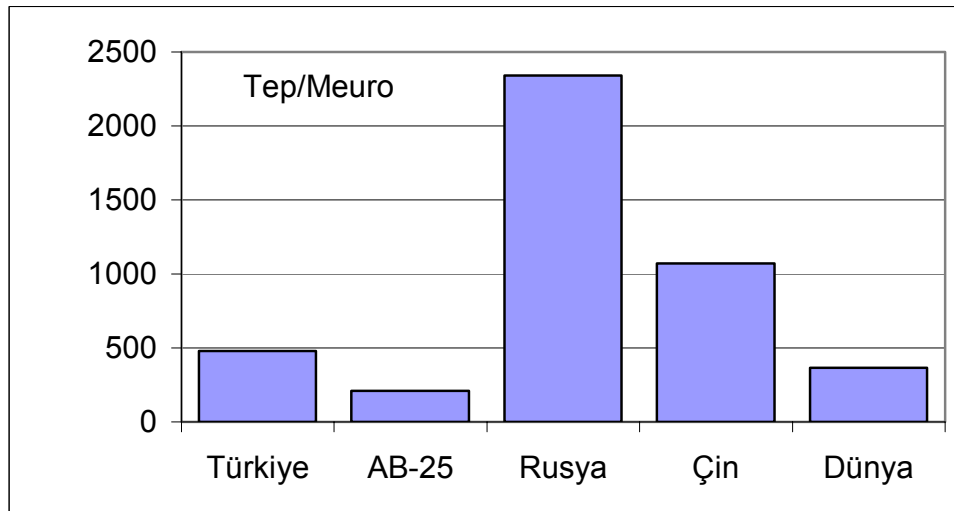
Birincil enerji kaynaklarında dışa bağımlılık AB ülkelerinde %49.5 iken Türkiye'de %72.6'dır (Şekil 8). Ülkemizin ekonomik koşulları ve kıt ekonomik kaynakları dikkate alındığında bu dış bağımlılığın makul bir düzeye çekilmesi için yerli kaynaklara yönelik hedefler konulmalıdır. Gelişmişliğin bir ölçütü olarak kabul edilen kişi başı toplam enerji tüketiminde henüz dünya ortalamasının altında olup AB ortalamasını yakalamamız, %1.6'lık bir nüfus artış oranı ile, orta vadede bile mümkün görülmemektedir (Şekil 9). 2003 yılında kişi başı tüketim Türkiye'de 1127 kg petrol enerjisi eşdeğeri (PEE) iken AB'de 3773, ABD'de 7900, Çin ve Brezilya'da 1100, dünya ortalaması 1650 kg PEE olmuştur. Enerji yoğunluğu (birim GSMH'ya düşen enerji tüketimi) incelendiğinde AB ülkelerine kıyasla enerjiyi verimsiz tükettiğimiz, AB'nin artık terketmeye başladığı çimento, demir-çelik imalatı gibi enerji yoğun ve/veya katma değeri düşük sanayilere sahip olduğumuz sonucu çıkarılabilir (Şekil 10). Genel ve nihai enerji tüketiminde en büyük kullanıcı %32.7 ile sanayi olup konut ve ticari faaliyetlerin payı %23.9' dur (Çizelge 9).



Şekil 8. Dışa Bağımlılık-2003



Şekil 9. Kişi başı toplam enerji tüketimi 2003



Şekil 10. Enerji Yoğunluğu-2003 (Tep=Ton petrol eşdeğeri, Meuro=milyon euro)

Çizelge 9. Genel ve nihai enerji tüketiminin sektörlere dağılımı (%) - 2003

Sanayii	Konut ve hizmetler	Ulaştırma	Tarım	Enerji dışı	E. Santralleri
32.7	23.9	15.7	3.8	2.5	21.4

Elektrik üretiminde; arz güvenliği, süreklilik, ucuzluk, çevreye en az etki, verimlilik aranan temel kriterlerdir. Petrol ve doğal gaz fiyatlarında uluslararası anlaşmazlıklar nedeniyle önceden öngörülemeyen artışlarla arz-talep projeksiyonlarının gerçekleşme şansı ortadan kalkmaktadır. Elektrik enerjisi arz/üretim planlaması, kamunun finans ve birincil kaynak temini, kullanımı, yeni üretim tesislerinin mevcut enterkonnekte şebekeye bağlanması için iletim-dağıtım sistemlerinin planlaması, uluslararası enterkonneksiyonlardaki transfer kapasitesinin planlanması, arz güvenliği için gerekli ilave kapasite ihtiyacının belirlenmesi için büyük önem taşımaktadır. Arz-talep dengesinin her iki yönde de bozulması sonucu (arzın yetersizliği sonucu reel sektörün enerji maliyet girdisinin 10 kat artması veya arzın plansız geliştirilmesi sonucu doğan atıl kapasite/ölü yatırım, al ya da öde anlaşmaları) ekonomik ve toplumsal maliyetler artmaktadır. Santralların kapasite faktörleri kıyaslandığında, özel ve EÜAŞ santralleri arasındaki büyük farklılık üzerinde durulması gereken önemli bir sorundur (Şekil 11 ve Çizelge 11).

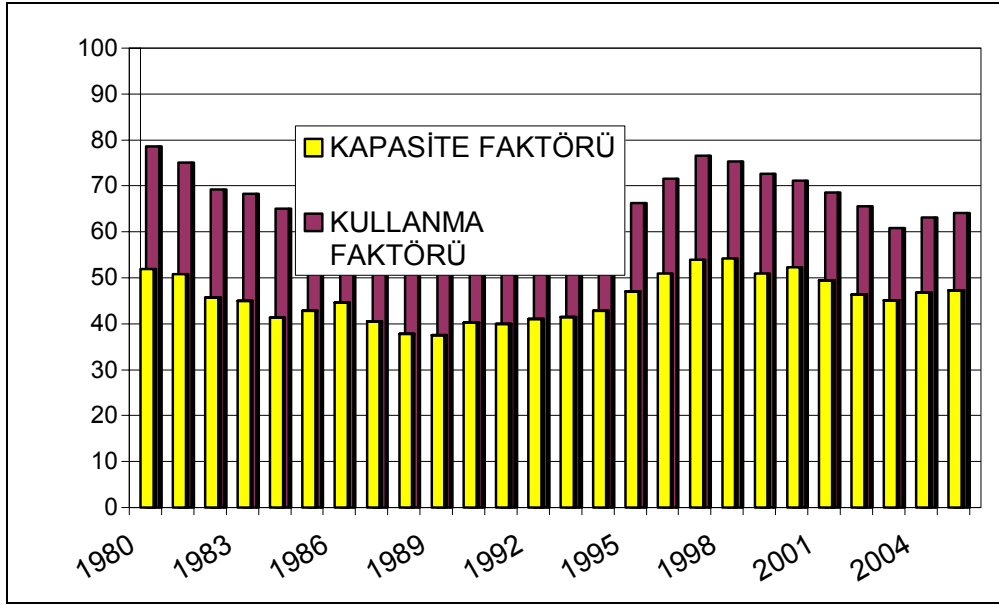
Santralların yakıt türüne ve üretici kuruluşlara göre kapasite faktörleri sırasıyla Çizelge 10 ve 11'de verilmektedir. Burada: YİD: Yap-İşlet-Devret, Yİ: Yap-İşlet, SÜ: Serbest Üretici, OP: OtoProdüktör, İHD: İşletme Hakkı Devri olarak kısaltılmaktadır.

Çizelge 10. Yakıt türüne göre santralların kapasite faktörleri (%) -2006

Taş K.	İthal K.	D. Gaz	Linyit	Jeo.	Hidrolik	Rüzgar
97.3	77.1	69.3	47	46.7	38.6	25

Çizelge 11. Üretici kuruluşlara göre santrallerin kapasite faktörleri (%) - 2005

	Linyit	D. Gaz
EÜAŞ	45.7	29,50
YİD, Yİ, SÜ, OP, İHD	68.1	72.1



Şekil 11. Kapasite ve kullanma faktörü değişimi (%).

3.1.4 Sorunlar/Sonuçlar

Genel enerji tüketiminde tasarrufa ve verimliliğe yönelik çalışmalarda tüketimin sektörel dağılımı önemli bir referanstır. Örneğin, tüketimde payı %15.7 olan ulaştırma sektöründe toplu taşımaya yönelmenin, tüm ulaşım araçlarında özgül yakıt tüketimi için sertifika şartı konulması gibi atılacak bazı küçük adımların sonucunda, bu önlemlerin kümülatif getirisi azımsanamayacak mertebelerde olabilir. Toplam enerjinin %23.9'unu tüketen konutlarda tüketilen enerjinin %80'inin ısıtma amaçlı olduğu dikkate alınırsa binaların ısı yalıtımına yönelik uygulanması zorunlu kriterlerin konulması halinde önemli miktarda tasarruf sağlanabilir.

Elektrik projeleri yüksek maliyetli yatırımlar olması nedeniyle birincil enerji kaynağı/yakıt temini ve depolanması, elektrik üretim tesisi, iletim ve dağıtım tesisleri bir bütün olarak ele alınmalı, konu ile ilgili tüm kamu ve yatırımcı kuruluşlar eşgüdüm içinde çalışmalıdırlar.

Uygun finansman sağlansa bile, hidroelektrik santrallerin yapımı kurulu gücüne ve tipine göre 3 ila 8 yıl sürmesi nedeniyle, tüm potansiyelimizin kullanılır hale gelmesi onlarca yıl alacaktır. Yapımı devam edenler dahil

mevcut hidroelektrik santrallerin toplam kurulu güç ve ekonomik üretim potansiyeli, toplam kurulu güç ve ekonomik kapasitesinin %43'ünü oluşturmaktadır. Geriye kalan 20.7 bin MW_e gücün kullanılabilir hale getirilebilmesi için gerekli yatırım finansmanının özel sektör tarafından bir an önce sağlanması, aksi takdirde büyük güçteki santrallerin devletler arası ikili anlaşmalara bağlı kredilerle veya kamu öncülüğünde özel sektörle birlikte gerçekleştirilmesi arz güvenliği için gereklidir. ETKB'nın 2023 yılına kadar yerli kaynaklara dayalı tüm santrallerin yapımını tamamlamayı hedeflediği, 2005-2020 döneminde enerji sektörü için toplam 128.5 milyar ABD Doları yatırım ihtiyacı olduğu, mevcut enerji yatırımlarının tamamlanabilmesi için 43.5 milyar ABD Doları ödenek ihtiyacı birlikte değerlendirildiğinde acil bir finansman eylem planı gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Tahkim hakkı nedeniyle, 20 yıllık sözleşme süresince değiştirilme olanağı olmayan alım garantili yapıda 4628 sayılı yasanın amaçladığı serbest rekabete dayalı bir piyasa düzeni oluşturulması mümkün değildir. Yasanın amacında öngörülen yeterli üretimin sağlanabilmesi için yatırım yapacak mali güçte yerli oyuncular olmayınca, her yıl 3 ila 4 milyar ABD dolarlık yatırım yabancılardan beklenmesi doğaldır. Yabancı sermaye bir başka ülkeye kar amacıyla gittiğinden bunun en kolay ve çabuk yolu olan özelleştirme yolu ile mevcut tesisleri almayı veya geri ödemesi en çabuk olan doğal gaz dayalı santral yatırımını seçmektedir. Bu kısır döngü sonucu elektrik sektörünün doğal gaz bağımlılığı daha da artacaktır. Yatırımına başlanmayan veya geciken yatırımlarda yaptırım için öngörülen 2 yıl bekleme süresi elektrik sektörü için uzun bir süre olup bu 2 yıllık gecikmenin arz güvenliğinde yaratacağı eksikliği hemen gidermek mümkün olmayacaktır.

3.1.5 Öneriler

1. Türkiye'nin güvenilir, sürekli, kaliteli, çevreye etkisi en aza indirgenmiş, ucuz enerji üretimi için öncelikle yerli kaynaklar değerlendirilmelidir.
2. Ulusal enerji planlarına uygun olarak yapılacak tüm enerji yatırımlarının fizibilite raporları gerekli objektiflik ve sorumlulukla hazırlanmalıdır.
3. Dış alımlarda ülke, şirket, kaynak, miktar, güzergah çeşitlendirilmesine dikkat edilmelidir.
4. Arz güvenliliği için özel ve kamu sektörü santrallerinin lisansı, takip eden en kısa sürede, süresinde tamamlanması için gerekli denetim yapılmalıdır.

5. Petrol fiyatının 25-30 ABD Doları/varil olduğu 1980'li yıllara dayalı kömür ve hidrolik enerji potansiyelleri/rezervlerinin teknik ve ekonomik değerlendirilmesi yinelenmelidir.
6. Küçük HES, rüzgar (kara ve deniz), jeotermal, biyokütle, güneş enerjisi potansiyelleri doğru ve sağlıklı olarak tespit edilmelidir.
7. Elektrik sektörü yatırımlarında teknoloji transferi öngörülmelidir.
8. HES elektromekanik teçhizatının yerli yapımı için özel sektöre teşvik sağlanmalıdır.
9. Yatırım kapasitesi potansiyeli göz önüne alınarak, buhar türbini imalatında lisansla imalat veya doğrudan imalat olanakları araştırılmalıdır.
10. Enerjinin arama, üretme, iletim, dönüşüm, kullanım aşamalarında verimliliğe ve tasarrufa dayalı teşvik ve/veya yaptırımlar uygulanmalıdır.
11. Yerli kaynakların tümünün değerlendirilmesinden sonra ortaya çıkacak arz eksikliğini gidermek için, üretimde kaynak çeşitliliği ilkesine uygun olarak, nükleer santral yapımı uygulamaya geçirilmeli, bunun için önce 1000 MW güçte, güvenliği yeterince denenmiş 3. kuşak bir santralin mutlaka kamunun ağırlıklı katılımı ile gerçekleştirilmelidir. Bu santral ile olası sonraki yatırımlar için gerekli teknolojik/eleman alt yapısı oluşturulmalıdır.
12. Puant yüklere çözüm olarak pompa biriktirmeli, hidroelektrik santraller planlanmalıdır.
13. Enerji sektöründe Ar-Ge ve Ür-Ge çalışmalarında, mutlaka özel sektör katılımı sağlanmalıdır.
14. Kamudaki enerji ile ilgili kurumlar arasındaki koordinasyon sağlıklı bir yapıya kavuşturulmalıdır.
15. Mevcut santrallerin yaşları dikkate alınarak, bakım, onarım ve rehabilitasyonları bir an önce yapılarak kapasite ve kullanım faktörleri arttırılmalıdır.
16. Yerli linyitlerin çevre koşullarına uygun değerlendirilmesine yönelik çalışmalar arttırılmalıdır.
17. Enerji sektöründe eleman yetiştirilmesi, yetişmiş elemanların sektörde kalması için gerekli politikalar uygulanmalıdır.

3.2 Petrol

3.2.1 Üretim/Tüketim Rezerv Durumu

2005 yılı sonu itibariyle Türkiye'de bugüne kadar bulunmuş tüm petrol rezervuarları için, toplam yerinde petrol miktarı 6.87 milyar varil (~ 1 milyar ton) olarak tahmin edilmektedir. Yerinde petrol miktarının yaklaşık %16.5'ine karşın gelen 1.16 milyar varil (~ 165.4 milyon ton) petrol ise üretilebilir ham petrol olarak tanımlanmaktadır. Bunun 877 milyon varili (124 milyon ton) bugüne kadar üretilen toplam petrol miktarıdır. Dolayısıyla, 2005 yılı sonu itibariyle kalan üretilebilir ham petrol rezervimiz 281.2 milyon varildir (41.4 milyon tondur). 1.2 trilyon varil kanıtlanmış ve üretilebilir dünya petrol rezervleri içerisinde bu 281.2 milyon varillik rezerv değeri çok küçük bir oran oluşturmaktadır. Türkiye'nin dünya üretilebilir doğal ham petrol rezervlerindeki payı %0.1'den azdır (BP, 2005).

Çizelge 12'de 2002-2005 yılları arası, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PIGM) verilerine göre Türkiye ham petrol rezerv, üretim ve tüketim değerleri gösterilmektedir. Çizelge 12'de verilen 2005 yılı için üretim sonrası kalan üretilebilir petrol rezervinin o yıl için verilen petrol üretimine bölünmesiyle elde edilen rezerv/üretim oranı (R/P oranı olarak da bilinmektedir) petrol sahalarımız için 17 yıl olarak hesaplanmaktadır. Bir başka deyişle, önümüzdeki yıllarda yeni petrol rezervleri bulunamadığı ve 2005'deki petrol üretim debimizin aynı kalacağı varsayıldığında, Türkiye'nin petrolünün 17 yıl sonra tükeneceği tahmin edilir. Türkiye son dört yılda yerli kaynaklardan yıllık ortalama 16.6 milyon varil (~2.3 milyon ton) petrol üretirken, 235 milyon varil (~32.3 milyon ton) petrol tüketmektedir. Bu rakamlardan, petrol tüketimimizin ancak yüzde 7.1'inin ulusal kaynaklarımızdan karşılandığı ve dolayısıyla Türkiye'nin petrolde dışa bağımlı olduğu açıkça anlaşılmaktadır. Petrolde dışa bağımlılığımızı azaltabilmek için yeni petrol rezervi keşiflerinin yapılması, uygun sahalarımızdan ve ağır petrol içeren rezervuarlarımızdan petrol üretimimizin arttırılması gereklidir.

Çizelge 12. Türkiye'nin ham petrol rezerv, üretim ve tüketim değerlerinin yıllara göre değişimi (PIGM, 2004 ve Gülderen, 2006)

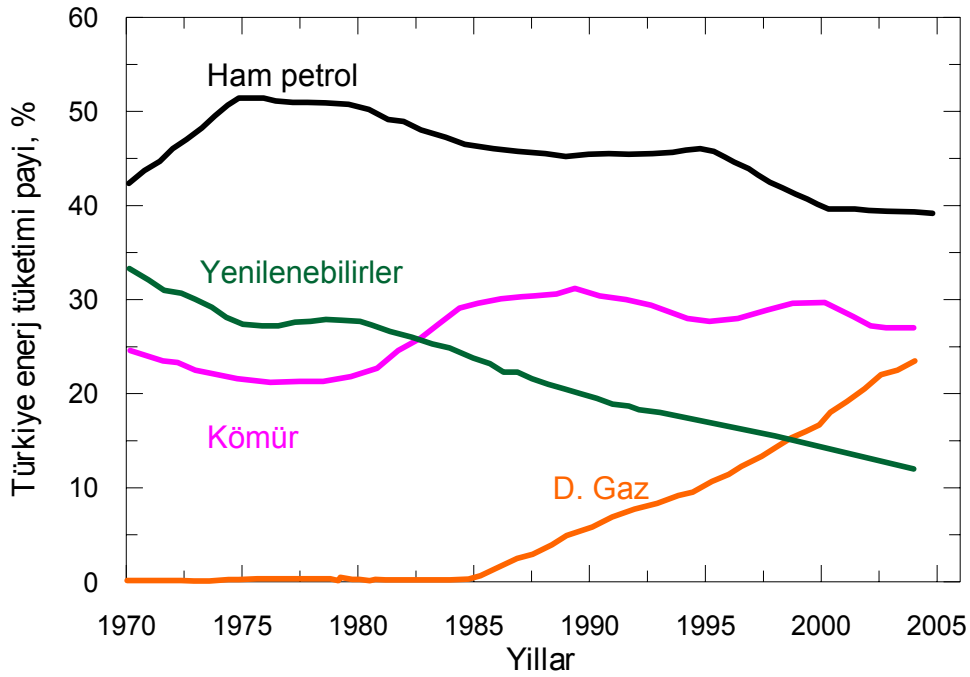
	2002 yılı	2003 yılı	2004 yılı	2005 yılı
Yerinde ham petrol miktarı (milyar varil*)	6.51	6.42	6.45	6.87
Üretilebilir ham petrol rezervi (milyar varil)	1.10	1.14	1.14	1.16
Kalan üretilebilir ham petrol rezervi (milyon varil)	269.7	294.5	278.5	281.2
Ham petrol üretimi (milyon varil/yıl)	17.1	16.6	16.6	16.1
Ham petrol tüketimi (milyon varil/yıl)	240	235	250	215

*Petrol için varil ve ton arasındaki dönüşüm faktörü petrolün yoğunluğuna bağlıdır. Örneğin 15°API petrol için yoğunluk 0.966 gm/cc olup, 1 ton ham petrol $\approx$ yaklaşık 6.51 varil ham petrol eş değeri ve 26°API petrol için yoğunluk 0.898 gm/cc olup, 1 ton ham petrol $\approx$ yaklaşık 7.0 varil ham petrol eş değeridir.

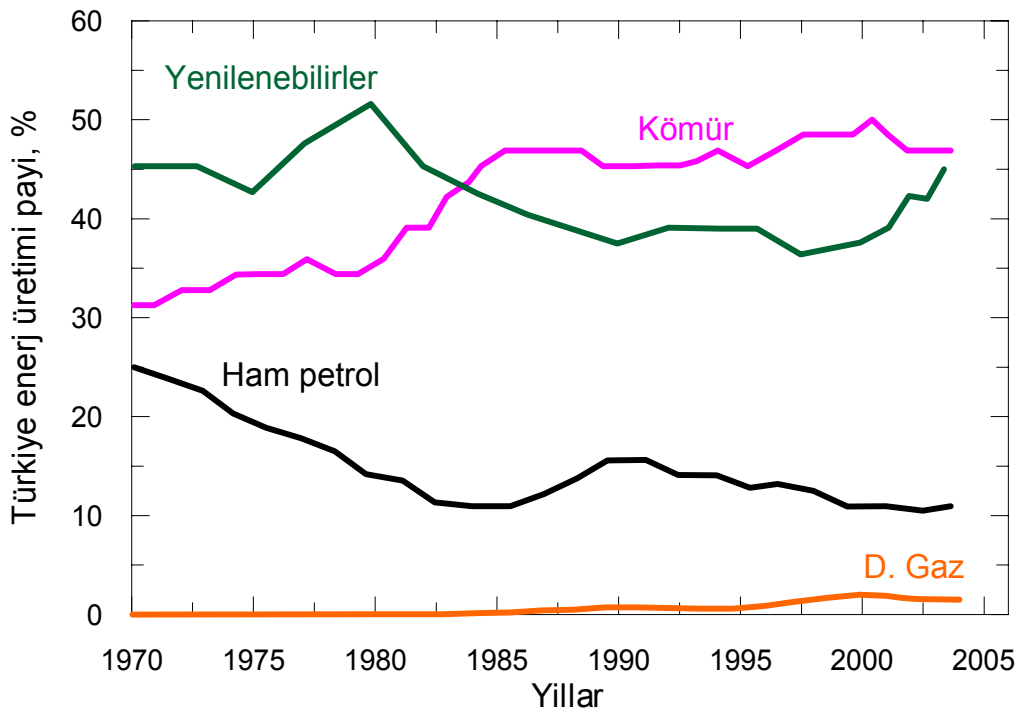
3.2.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Şekil 12 ve 13'te Türkiye'nin toplam enerji üretim ve tüketiminde kullanılan çeşitli enerji kaynaklarının payları görülmektedir. (Şekil 12 ve 13'te yenilebilirler; odun, hayvan/bitki artıkları, hidrolik, jeotermal ve güneş enerjilerini temsil etmektedir.) Görüldüğü gibi, Türkiye toplam enerji tüketiminde en önemli pay ortalama %40 ile petroldedir. Bu rakam dünya ortalamasına yakındır. Bununla beraber Türkiye'de petrolün payı önceki yıllara göre azalma eğilimi göstermektedir.

Burada, petrolün elektrik gücü üretiminde önemli bir role sahip olmadığını, petrolün daha çok taşıt akaryakıtı olarak kullanımın, dünyada olduğu gibi Türkiye'de de öne çıktığını vurgulamak gerekir. Bunun da temel nedeni, alternatiflerine göre, petrolün hacimsel enerji yoğunluğunun oldukça yüksek, kolay taşınabilir ve depolanabilir olması ve günümüzde bu amaç için en ekonomik yakıt olmasıdır (Onur, 2006).

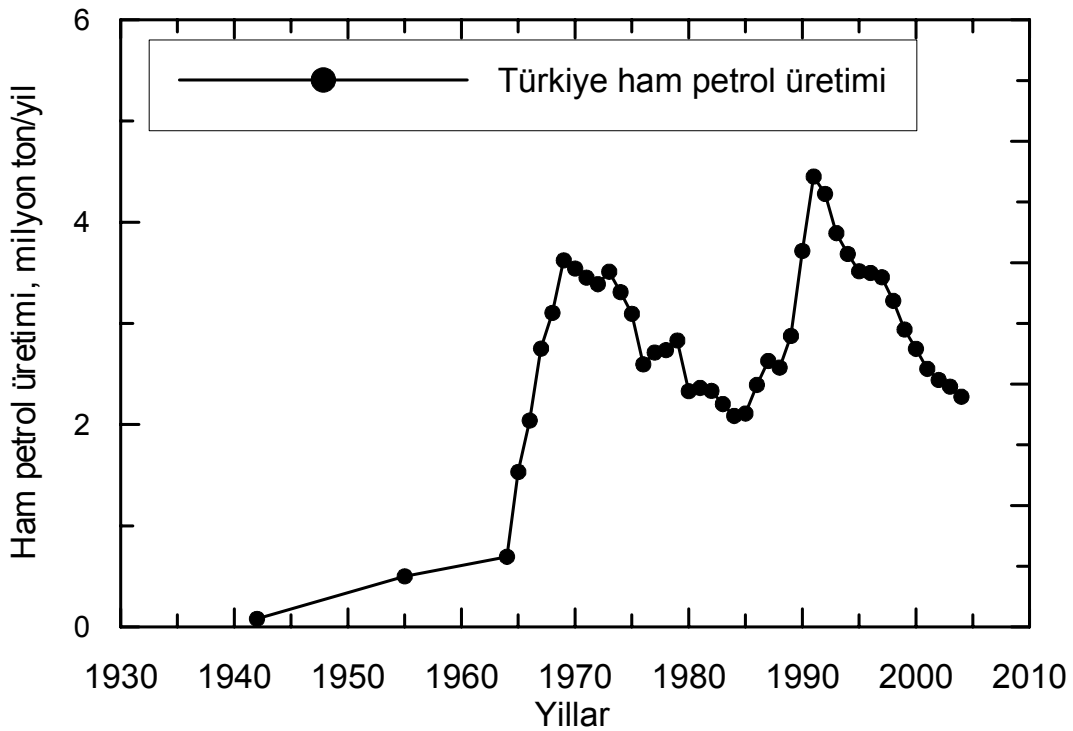


Şekil 12. Farklı enerji kaynaklarının Türkiye'nin toplam enerji tüketimi içindeki paylarının yıllara göre değişimi (Onur, 2006).



Şekil 13. Farklı enerji kaynaklarının Türkiye yerli enerji üretimi içindeki paylarının yıllara göre değişimi (Onur, 2006).

Şekil 14'te Türkiye yıllık ham petrol üretiminin yıllara göre değişimi gösterilmektedir. Görüleceği gibi, Türkiye'nin ham petrol üretim eğrisi 1954-1964'de yapılan arama çalışmaları ve keşifler ile 1969'daki üretim zirvesine, 1985-1991 arasındaki arama çalışmaları ve keşifler ile 1991'deki üretim zirvesine çıkmıştır. Rezervuarlarımızdan ham petrol üretiminin son yıllarda düşüşünü engellemek için petrol rezervuarları keşiflerine, mevcut ve olgun sahalarımızdan yeni teknoloji ve üretim arttırma yöntemleri ("EOR") uygulama çalışmalarına ihtiyaç duyulduğunu söyleyebiliriz.



Şekil 14. Türkiye ham petrol üretiminin yıllara göre değişimi (Onur, 2006).

Türkiye'deki sahaların yaklaşık yüzde 21'i ağır petrol içermektedir. Petrol sahalarımızın en büyükleri olarak sayılan Batı Raman ve Raman, düşük API derecesine (ağır petrol sınıfında) sahip önemli miktarda petrol içermektedir. Batı Raman sahamızdan halen bir EOR yöntemi olan CO₂ enjeksiyonuyla petrol üretimi arttırılmaya çalışılmaktadır. Ayrıca, bir çok sahamız rezervuar

karakteristikleri oldukça karmaşık olarak tanımlanan heterojen çatlaklı ve su itişimli rezervuarlar sınıfında yer almaktadır. Günümüzde yüksek seyreden petrol fiyatları ülkemiz ağır petrollü sahalarımız için EOR ve rezervuar tanımlama yöntemlerinin uygulamalarını ve genelde petrol arama ve üretimini ekonomik olarak çekici duruma getirmektedir.

Ulusal petrol şirketimiz TPAO'nun ve diğer ulusal/uluslararası şirketlerin Güneydoğu (GD) Anadolu, Trakya, Marmara ve Karadeniz'deki artan arama etkinlikleri nedeniyle önümüzdeki yıllarda petrol ve gaz üretiminin artacağını tahmin etmek zor olmayacaktır. Ancak, Türkiye'nin petrol gereksinimini karşılayabilecek büyük petrol sahalarının keşfi gereklidir. Karadeniz'de ve GD Anadolu'da bu umut vardır. Başta TPAO olmak üzere İngiliz BP, Amerikan ChevronTexaco ve Brezilya ulusal şirketi PETROBRAS Karadeniz'in potansiyelini belirlemek için birlikte çaba sarf etmektedir. Ağustos 2006'da TPAO ile Schlumberger'in WesternGeco şirketi ile yapılan bir anlaşma gereğince, Sinop ve Kozlu alanındaki Karadeniz'in derin sularındaki hidrokarbon rezervlerinin belirlenmesi amacıyla bugüne kadar yapılmış olan en geniş ve en yeni teknolojiye sahip (5000 km²'lik) 3D deniz sismik çalışmaları yürütülmektedir. Bu çalışmalar sonucunda, Türkiye'nin Karadeniz derin sularındaki hidrokarbon potansiyeli konusunda önemli sorulara cevap vermek mümkün olabilecektir. Yine son aylar içerisinde, GD Anadolu'da Silopi-Nusaybin arasındaki Suriye sınırına yakın olan alanlardaki yeni petrol keşifleri cesaret vericidir.

Türkiye'de 2005 sonuna kadar 1360 adeti üretim, 40 adeti enjeksiyon, 1200 adeti arama ve 629 adeti tesbit ve jeolojik istikşaf olmak üzere 3229 adet petrol ve doğal gaz kuyusu delinmiştir. 2006 sonunda bu sayı 3326'ya ulaşmıştır. 2005 yılında petrol ve doğal gaz üretimi yapan 1012 kuyu mevcuttur. 2005 yılı içinde toplam 91 adet (65 adet arama, 26 adet üretim) petrol ve doğal gaz kuyusu delinmiştir. Delinen kuyuların %77'si GD Anadolu bölgesinde, %15'i Trakya bölgesinde, %7'si diğer bölgelerde ve %1'i de denizlerde yer almaktadır. Bugüne kadar ülkemizde kara alanlarının %20'si sondajlarla aranmıştır (Gülderen, 2006). Bu rakamlardan, kara ve özellikle de deniz alanlarımızın yeterince arandığını söylemek mümkün değildir. Denizlerimizde özellikle de Karadeniz'de hidrokarbon potansiyeli olduğu ve bu yönde aramaların hızlandırılması gerektiği söylenebilir. Yukarıda da bahsedildiği gibi, bu yönde olumlu adımlar atılmakta ve yatırım da yapılmaktadır.

Yatırım-keşif-üretim arasında pozitif korelasyon olduğu için, yatırımlar arttırıldığı zaman keşiflerde ve üretimde artış olasılığı yükselmektedir. Ülkemizde petrol arama ve üretme işine daha da çok yatırım yapılması gerekmektedir. Hızla artan nüfusumuz, gelişen ekonomimiz ve yüksek düzeylerde olan petrol/doğal gaz fiyatları ile birlikte değerlendirildiğinde, Türkiye'nin petrol ve doğal gaz ithalatına yakın bir gelecekte (son yıllarda ham petrol ithalatımıza giden miktar yaklaşık 10 ile 20 milyar dolar arasındadır) birkaç on milyar dolarlarla ifade edilen bütçeler ayırması gerekeceği gözükmemektedir. Bu da, petrol ve doğal gaz arama ve üretimi için başta devlet olmak üzere, kamu-özel şirket-üniversite işbirliğine önem verilmesini gerektirmektedir.

Rezervuarlarımızın ülkemizin tektonik evresine bağlı olarak jeolojik bakımdan karmaşık (çatlaklı, faylı, su itişli) ve ağır petrollü olmasının getirdiği zorluklara rağmen, arama ve üretimde son yıllarda devlet tarafından yapılan teşvikler, yeni düzenlemeler nedeniyle, Türkiye'de arama ve üretim amaçlı lisans almış şirket sayısı artmaktadır. Arama ve üretim lisansına sahip firma sayısı 2002'de 22 (4 yerli + 18 yabancı), 2003'te 30 (9 yerli + 21 yabancı) ve 2004'te 33 firma (12 yerli + 21 yabancı) dır (PIGM, 2002, 2003, 2004). Bu gelişmeler olumludur, ancak PIGM (2002, 2003, 2004) raporunda yer alan bilgilere göre, Türkiye'de petrol rezervlerinde yıllara göre henüz önemli bir artış gözükmemektedir (Çizelge 12). Devlet ve endüstri tarafından daha fazla çaba gösterilmesi gerektiği açıktır. DPT (2001)'nin Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planında Türkiye'de ham petrol üretim maliyeti 3-9 dolar/varil olarak verilmektedir. Bu maliyetlerden, günümüz yüksek petrol fiyatları göz önünde bulundurulduğunda, petrol işinin ne kadar karlı ve ülke yararına olduğu açıkça görülmektedir.

TPAO'nun gerçekleştirdiği yurtdışı ortaklıkları, hem şirket ve hem de petrol ithalatı sorunu olan Türkiye için olumlu sonuçlar vermeye başlamıştır. 2005 yılı içinde ilk kez TPAO'nun yurtdışı üretimi yurtiçi üretimine denk gelmiştir. Halen toplam 75 bin varil/gün'lük TPAO petrol üretiminin yarısından çoğu Azerbaycan ve Kazakistan'daki sahalarından sağlanmaktadır.

Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC) boru hattının devreye alınması, Türkiye'nin enerji koridoru ve terminali olma iddiasını güçlendirmiştir. Kerkük-Yumurtalık hattıyla Irak'tan, BTC ve Samsun-Ceyhan ile Hazar, Rusya ve Karadeniz'den

gelecek toplam 4.5 milyon varil/gün kapasiteyle, Ceyhan Akdeniz bölgesinin en büyük terminallerinden biri olma yolundadır. Taşınacak petrol, Türkiye'nin enerji arz güvenliğini ve sürekliliğini sağlamak gibi bir avantaj da sahiptir.

3.2.3 Ar-Ge Değerlendirme

Uluslararası piyasalarda petrol fiyatlarının yükselmesi, hem ulusal hem de uluslararası şirketleri daha çok Ar-Ge'ye yatırım yapmaya teşvik etmektedir.

Endüstrinin özellikle aşağıdaki petrol mühendisliği konularında Ar-Ge'ye önem vereceği ve aşağıda belirtilen konularda üniversitelerle işbirliğine gereksinim duyması beklenmektedir:

1. Derin sularda arama (3D sismik), sondaj ve üretim
2. Ağır petrollü/çatlaklı rezervuarlardan üretimi arttırma yöntemleri
3. Olgun rezervuarlardan rezervuar tanımlama ve üretim arttırma yöntemleri
4. Kuyu logları ve sürekli kaydedilmiş kuyu basınç testi ve üretim verilerinin analizleri
5. Stokastik rezerv tahminleri
6. Kömürden sıvılaştırma
7. CO₂ yakalama ("sequestration").

Yukarıdaki alanlarda önümüzdeki günlerde, endüstrinin, üniversitelerin petrol ve doğal gaz mühendisliği bölümleri (ki Türkiye'de biri İTÜ'de ve diğeri ODTÜ'de olmak üzere iki tane mevcuttur) ile sıkı bir işbirliğine girmesi gerekmektedir. Ancak, endüstrinin, alt yapısı, bilgi birikimi, gereksinim duyduğu konularda deneyimli ve bu işleri endüstrinin istediği sürelerde yapabilecek öğretim üye ve araştırmacılarına sahip üniversiteleri tercih etmesi zorunludur.

3.2.4 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

Petrol konusunda son yıllardaki en önemli sorun yüksek seyreden petrol fiyatlarıdır. Fiyatların yüksek olması, Türkiye gibi petrole bağımlı ve petrol gereksiniminin yaklaşık yüzde 93'ünü ithalat yoluyla karşılayan gelişmekte olan ülkelerin ekonomisini olumsuz olarak etkilemektedir.

Son yıllarda petrol fiyatlarının yüksek oluşu, Türkiye'nin petrol arama ve üretim yatırımlarında ne kadar geciktiğini de net olarak ortaya çıkarmıştır. Üzülerek belirtmeliyiz ki, bu işte birinci dereceden sorumluluğa sahip olan devletin konuyla ilgili kurumları, çeşitli nedenlerle, zamanında problemin bu boyutlara ulaşabileceğinin öngörüsünü yapamamıştır. Devlet tarafından gerekli teşvik ve yatırımların yapılmaması, petrol konusunda tutarlı ve sürekli bir enerji politikasının geliştirilmemiş ve izlenememiş olması, Türkiye'yi petrol konusunda dışa bağımlı ve yüksek faturaları ödeme ile karşı karşıya getirmiştir.

Petrol ve doğal gaz arama ve üretim konusundaki etkinliklerde seferberliğe gereksinim olduğunu söylemek yanlış olmayacaktır. Son 4 yıl içinde TPAO'nun arama yatırımlarına ayrılan bütçe artışının sürdürülmesi, petrol arama ve üretiminin çekici olmasını sağlayacak yasal altyapının oluşturulması gerekmektedir.

Türkiye'de petrolün yeterince aranmadığı ve petrol potansiyelinin çıkarılmadığı yetkililerce ve uzmanlarca dile getirilmektedir. Uzun süredir konuşulan ve tartışılan Petrol Yasası 17 Ocak 2007'de 5574 Sayılı Petrol Yasası olarak çıkarılmıştır. Yeni yasada yer alan bazı maddeler 6 Şubat 2007'de Cumhurbaşkanı Sn. Ahmet Necdet Sezer tarafından veto edilmiştir. Ancak, TBMM'den tekrar görüşülerek geçeceği düşünülmektedir. Yeni petrol yasa tasarısı devreye girdiği taktirde sağlanan bazı avantajlarla proje ekonomilerinin olumlu yönde etkileneceği ve projelerin tercih edilecek konuma geleceği yine yetkililerce ifade edilmektedir.

Türkiye'de petrolün varlığı, üretim verilerinden açıkça görülmektedir. Ancak, ihtiyaç duyulan yeni keşifler ve üretim için daha fazla arama ve yatırım gereklidir. Mevcut ve olgun sahalarımızdan üretimi artırmak için rezervuar tanımlama ve EOR yöntemlerinin üzerinde daha sıkı bir şekilde çalışılması ve uygulanabilecek yeni teknolojilerin düşünülmesi de gerekmektedir.

Aslında, DPT (2001) Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Plan Raporunun Politika Önerileri kısmında Türkiye'nin petrol konusunda ne yapması gerektiğini net olarak ortaya konmuştur. DPT raporunun öneriler kısmına, "Devlet-Endüstri-Üniversite üçgeni içinde petrol arama ve üretim faaliyetlerinde Ar-Ge'ye ve teknoloji geliştirmeye önem verilmelidir" ibaresinin de eklenmesi gerekli olduğu kanısındayız. Bu durumda gelişmiş ülkelerde olduğu gibi, Türkiye'nin

karmaşık jeolojik yapısını çözümleyerek yeni petrol ve doğal gaz rezervuarları keşfetmek ve olgun rezervuarlarımızdan daha fazla üretim yapılmasını engelleyen sorunların araştırılmasına yönelik çalışmalarla üretimi arttırmak zor olmayacaktır. Bu bağlamda, Devlet-Endüstri-Üniversiteler arasında daha sıkı işbirliğine gereksinim olduğu kesindir.

3.3 Kömür ve Yakma Teknolojileri

3.3.1 Kömür

Dünya toplam enerji gereksiniminin yaklaşık %80'i kömür, petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtlarca, geri kalanı ise, başta hidrolik ve nükleer olmak üzere diğer kaynaklardan karşılanmaktadır. Kömür, fosil yakıtlar içinde petrol eşdeğeri olarak en büyük rezerve sahiptir. Bilinen kömür rezervlerinin ömrü, 240 yıl olarak hesaplanmaktadır. Dünya elektrik üretiminde 2005 yılında %39 olan kömür payının 2020 yılında %48 düzeyine yükselmesi beklenmektedir (Ateşok, 2003).

Kömürün kullanımı her geçen gün artmakta ve araştırmalar sürmektedir. Yüksek verimli elektrik santralleri, hibrid sistemler gelişmekte ve kömürden gaz, akaryakıt, hidrojen üretim teknolojileri araştırılmakta ve uygulamalar artmaktadır.

Kömür, rezervlerinin Dünya'ya yayılmış olarak bulunması, arama-üretim kolaylığı ve petrol-doğal gaz fiyatlarının hızla artması gibi nedenlerle, en güvenilir enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir. Türkiye'nin de en güvenilir yerli enerji kaynağı kömürdür.

3.3.1.1 Üretim/Tüketim ve Rezerv Durumu

Enerji alanında etkin olan çeşitli uluslararası kuruluşların çalışmalarına göre, en azından önümüzdeki 20 yılda, yeni teknolojiler alanında çok köklü değişikliklerin olmaması halinde, fosil kaynaklar toplam payları olan %80'i koruyacaklardır. Dolayısı ile, bugün olduğu gibi, önümüzdeki 20 yılda da, alternatif enerji kaynağı arama çabalarının devam edecek olmasına karşın, fosil kaynaklara ve bunun içinde de özellikle gaz ve petrole sahip olma savaşı, uluslararası ilişkilerin, önde gelen belirleyici etkenleri arasında yer alacaktır. Ancak bu iki kaynaktan daha fazla rezerv ömrü olan ve dünyadaki dağılımı çok daha homojen olan kömürün, daha fazla kullanılması (yaklaşık 240 yıl) gereken ve fiyatlarının da, diğer iki fosil kaynağa göre daha sabit kalması beklenen bir kaynak olduğu kabul edilmektedir. Bu özelliği de kömürün, özellikle arz güvenliği açısından, stratejik bir avantajını oluşturmaktadır.

Dünyada olduğu gibi Türkiye'de de enerji üretiminde esas yükü taşıyan fosil kökenli enerji kaynakları sınırlı olup, akılcı kullanımı gerektirmektedir. Mevcut

verilere göre; linyit rezervi 8.3 milyar ton ve taşkömürü rezervi 1.35 milyar ton olmak üzere yaklaşık 9.7 milyar tondur.

Türkiye'nin 2001 yılı toplam kömür üretimi 67 milyon ton iken, 2005 yılında 45 milyon ton civarına gerilemiştir. Halen mevcut olan rezervlere göre, Türkiye kömür üretiminin bugünkünün en az 3 katı olması gerekir. Ancak, 1980'lerden sonra uygulanan politikaların sonucu olarak, kömür arama ve üretimine kaynak ayrılmamış ve gerekli yatırımlar yapılmamıştır.

Türkiye'de 2005 yılında, 45 milyon ton linyit, 2.1 milyon ton taşkömürü üretilmiştir. Üretilen linyit'in yaklaşık 38 milyon tonu, taşkömürünün ise, 1.4 milyon tonu, termik santrallarda, geri kalanı endüstri ve teshinde kullanılmıştır.

2005 yılı kömür ithalatı 16.7 milyon ton olup, 3 milyon tonu elektrik üretiminde geri kalanı, endüstri ve teshinde kullanılmıştır.

Kömür içermesi olası alanların %60'ı ayrıntılı olarak aranmamıştır. Türkiye paleocoğrafyasını inceleyen bilim adamları, ülkenin kömür potansiyelinin 25-40 milyar ton arasında olabileceğini belirtmişlerdir. Bu durum göz önüne alındığında aranmayan neojen alanları ile paleocoğrafyada kömür bulunması olası diğer jeolojik alanların, uzaktan algılama, jeolojik, jeofizik etüdler ve sondajlar yolu ile aranması ve bunun bir devlet politikası haline getirilmesi kaçınılmaz bir olgudur. Bu tür aramalar sonucu, toplam 8 ile 10 milyar dolar arası bir harcama ile, kömür rezervlerinin 40 milyar ton mertebesine yükselebileceği hesaplanmaktadır (Nakoman, 1997).

Ortalama 170 m'ye kadar aramaları büyük ölçüde tamamlanan linyit sahalarımızdaki toplam rezervin yaklaşık %65'inin; jeolojik aramalar, fizibilite çalışmaları ve kömür üretim maliyetleri dikkate alındığında, termik santral amaçlı üretimlerinin ekonomisi bulunmaktadır. Ekonomik olarak üretilmesi mümkün olan bu rezervin ise yaklaşık %61'i Elbistan havzasında bulunmaktadır. Bugün için ekonomik bir şekilde işletmeciliği yapılabilecek ve termik santrallarda elektrik üretimine yönelik değerlendirilebilecek yaklaşık 3.5 milyar ton rezerv mevcuttur. Mevcut 9 116 MW kurulu gücündeki termik santrallara ilave olarak 10 653 MW gücünde yeni termik santralların tesis edilmesi mümkündür.

3.3.1.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Kömür dünya elektrik enerji sisteminde başrolü üstlenmiştir ve dolayısıyla da küresel ekonomik ve sosyal gelişmede de başrol oynamaktadır. Bugün kömür dünya elektriğinin %38 den fazlasını sağlamaktadır ve küresel enerji ihtiyacının da %23'ünü karşılamaktadır. Kömür santrallerinden elde edilen elektrik, önemli endüstriyel ekonomilerden olan ABD ve Almanya gibi günümüzde en kalabalık ve en hızlı büyüyen iki ülkesi olan Çin ve Hindistan ekonomilerini de doğrudan yönlendirmektedir. Bu konuda ülkelerin rezerv durumlarının ve alternatif kaynaklarının neler olduğunun da göz ardı edilmemesi gereklidir. Önümüzdeki 30 yıl içerisinde kömür tüketiminin her geçen yıl %1.4 oranında artarak büyümesi beklenmektedir.

Dünya ortalamasında, elektrik enerjisi üretiminde, doğal gazın payı %17 civarında iken, Türkiye 2005 yılında elektrik enerjisinin %44'nü doğal gaz ile üretmiştir. Dünya'da, doğal gaz üreticileri dahil, elektrik üretiminde bu düzeyde doğal gaza bağlanan başka bir ülke yoktur (Rusya: %42). Türkiye, 1998 yılında %15 civarında olan doğal gaz payını, 2005 yılında %44'e yükseltmiştir.

2001 yılından itibaren, düşük maliyetle üretim yapan, devlete ait kömür santralleri düşük kapasitede çalıştırılıp Çizelge 13'te görüldüğü gibi, 1998'de %40 civarında olan yerli kömür payı 2005'de %20.3'e düşmüştür. 2005 yılında kömüre dayalı termik santrallerdeki kurulu gücün %30 civarında kullanıldığı belirtilmektedir. Türkiye'nin durumu ile karşılaştırılmak üzere, dünya elektrik üretiminde kaynakların payı Çizelge 14'te, dünya ülkelerinin kömürden elektrik üretim oranları, Çizelge 15'te verilmektedir.

Devlete ait termik santrallerin yerine gaz santrallerinden elektrik üretimi yapılması "elektrikte lüks üretim" olarak adlandırılmaktadır. EÜAŞ'nin yani devletin elindeki termik santrallerin toplam kurulu gücü 11 858 MW olduğu halde, 2003 yılında bunun yalnızca 2529 MW'ı kullanılmıştır. Diğer bir deyişle %21.3'ü. Yalnızca kömür santrallerinin kurulu gücü, 6476 MW iken, 2003 yılında 1265 MW, yani kurulu gücün %19.5'u kullanılmıştır (Çizelge 16). Buna karşılık, yap işlet devret modeli ile özel sektöre yaptırılan ve toplam 23 adet olan santrallerin (19 tanesi doğal gaza dayalı) kullanım kapasitesi %86 civarındadır.

Çizelge 13. Yıllara Göre Elektrik Enerjisi Üretiminde Kaynak Payları, %
(Kaynak: ETKB)

Kaynaklar	1998	2000	2002	2004	2005
Yerli Kömür	39.7	31.0	23.3	16.6	20.3
İthal Kömür	0	1.0	1.5	6.1	6.3
Doğal gaz +LPG	14.9	35.0	40.8	40.6	44.0
Hidrolik	38.3	25.0	26.0	30.7	24.5
Petrol	7.0	7.9	8.3	5.9	4.7
Diğer (Jeotermal+Rüzgar+Güneş v.s)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Toplam	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Çizelge 14. Dünya Elektrik Enerjisi Üretiminde Kaynakların Payı (2004)
(Kaynak: World Coal Institute)

Kaynaklar	Üretimdeki Payı %
Kömür	39.1
Doğal gaz	17.4
Hidroelektrik	17.1
Nükleer	16.9
Petrol	7.9
Diğer	1.6
Toplam	100.0

Çizelge 15. Dünya Ülkeleri Kömürden Elektrik Üretimi Payları
(Kaynak: World Coal Institute, 2005)

Ülkeler	Kömür%
Polonya	92
Güney Afrika	85
Avustralya	77
Çin	76
Hindistan	75
Çek Cumhuriyeti	72
Yunanistan	67
Federal Almanya	51
ABD	52
Danimarka	47
Hollanda	28
Türkiye	26.6

Çizelge 16. EÜAŞ Kömür Termik Santrallerinin Durumu (2003)

Santral	Kurulu Güç MW	Fiili Güç MW
Elbistan	1355	250
Soma	1034	150
Kemerköy	630	170
Yatağan	630	130
Seyitömer	600	120
Kangal	457	165
Yeniköy	420	165
Tunçbilek	365	115
Orhaneli	365	0
Çan	320	0
Çatalağzı	300	0
Toplam	6476	1265

Türkiye elektrik enerjisi üretiminde yıllara göre kaynakların payları, karşılaştırılmak üzere, dünya ve ABD için Çizelge 17 ve 18'de verilmektedir.

Çizelge 17. Dünya Elektrik Enerjisi Üretiminde Kaynakların Payı (2003)
(Kaynak: World Coal Institute)

Kaynaklar	Üretimdeki Payı, %
Kömür	39.1
Doğal gaz	17.4
Hidroelektrik	17.1
Nükleer	16.9
Petrol	7.9
<i>Diğer</i>	1.6
Toplam	100.0

Çizelge 18. ABD. Elektrik Enerjisi Üretiminde Kaynakların Payı (2000)
(19. Pittsburgh Coal Conference 2002)

Kaynaklar	Üretimdeki Payı, %
Kömür	56.0
Nükleer	20.0
Doğal gaz	12.0
Hidroelektrik	7.0
Petrol	3.0
<i>Diğer (Rüzgar, Jeotermal, Güneş)</i>	2.0
Toplam	100.0

Doğal gaz anlaşmalarında olduğu gibi, elektrik üretim tesislerinin kurulması için yapılan YİD ve Yİ anlaşmalarında da doğal gaz temini ile yüksek fiyatla elektrik satın alma garantileri yer almış, sonuç olarak bugün birçok dünya ve AB ülkesine göre daha pahalı elektrik kullanan bir ülke konumuna gelmiş bulunmaktayız.

3.3.2 Kömür Yakma Teknolojileri

Kömür kullanımını belirleyen iki temel parametre vardır: 1. ekonomi, 2. çevre. Bu iki parametrenin yönlendirmesi doğrultusunda kömür kullanımı değişmektedir. Kömür çevre açısından olumsuzluklar taşımaktadır. Çevre konusunun etkin bir parametre olmadığı dönemlerde konvansiyonel dediğimiz kömür yakma teknikleri en üst seviyesine ulaşmıştır. Toz kömürlü kazanlar

yüksek verimleri ve ekonomik avantajları nedeniyle termik santrallarda ve endüstride en yaygın kullanılan buhar kazanları olmuştur.

Ancak geçtiğimiz son 10-20 yıllık dönemde, kömürlü kazanlarda ve santrallarda büyük düşüş olmuştur. Çevre baskısının yanında, kömürün yatırım ve işletme maliyetlerindeki ekonomik dezavantajları bu düşüşe neden olmuştur. Alternatif yakıt fiyatlarındaki gelişmelerin, önümüzdeki dönemde kömürü ekonomik alanda tekrar ön plana getirmesi beklenmektedir. Petrol ve buna bağlı olarak doğal gaz fiyatlarında artış olması kaçınılmazdır. Dolayısıyla kömürün çevre açısından dezavantajlarını kompanse edecek yatırımlar önümüzdeki on yıllarda fizibil olacaktır. Sonuç olarak; temiz kömür teknolojileri denilen yeni yakma teknikleriyle ve yüksek çevrim verimlerini mümkün kılan teknolojilerle kömür kullanımı önümüzdeki yıllarda bir numaraya yükselmek durumundadır.

Kömürün diğer fosil yakıtlardan daha fazla çevre üzerinde olumsuz etkisi vardır. Bünyesinde bulunan ve yakıldığında ortaya çıkan kirleticiler (sülfür ve nitrojen oksitler, aynı zamanda partiküller) ve ağır metaller, kömürün enerji kaynağı olarak kullanımında önemli sakıncalar oluşturmaktadır. Bu kirleticilerin kabul edilebilir seviyelere çekilmesi yeni teknoloji uygulamalarını gerekli kılmakta ve bu durum beraberinde ek bir maliyet getirmektedir. Temiz kömür teknolojileri esas olarak dört ana kategoriye ayrılabilir:

- ♦ Kömürün temizlenmesi: Sülfür ve kömürün bünyesinde bulunan diğer kirleticiler, yakıt yakılmadan önce temizlenir.
- ♦ Yanma esnasında temizleme: Kömür yanarken açığa çıkan kirleticiler, yanma esnasında yakıcının veya kazanın içinde tutulur.
- ♦ Yanma sonrası temizleme: Kömürün yakılması ile açığa çıkan kirletici gazlar, baca vasıtasıyla dışarı atılmadan önce temizlenir.
- ♦ Kömürün dönüştürülmesi: Kömürün yakılarak enerji eldesi yerine; kömür, yakıt olarak kullanılabilinen ve kullanılmadan önce temizlenilebilen gaz veya sıvı bir başka yakıta dönüştürülür.

3.3.2.1 Teknolojiler

Toz Kömür Yakılması Halindeki Yeni Teknolojiler

Kritik Üstü Basıncılara Çıkmak: Günümüzde toz haline getirilmiş veya toz halindeki kömürün yakıldığı özel yakıcılar (Toz kömür yakan kazanlar) ile

kömürün bünyesinde bulunan karbonun %99'unun yakılması mümkündür. Kritik altı ve kritik üstü basınçlarda çalışan klasik buhar sıkıştırırmalı güç santrallerinde, ısı enerjisinin elektrik enerjisine net dönüşüm verimi uygulanan teknolojinin yeniliğine, kömür kalitesine, buhar çevriminin çalışma aralığındaki değişkenlerine bağlı olarak %38 ila %43 arasında değişmektedir. Kritik üstü basınçlarda çalışan güç santrallerinin net dönüşüm verimi %43'e varmaktadır. Bu, elbette, geliştirilmiş tasarımlar, yeni imalat teknikleri ve yeni ve ileri yüksek alaşım malzemelerinin uygulanması ile mümkündür.

Bu tip santraller Avrupa, Japonya ve Amerika Birleşik Devletleri ile Rusya'da 25 yıldır devrededir. Kritik üstü basınçlarda çalışan toz kömür santrallerinde yapılmakta olan gelişmelere bağlı olarak, bu santraller 700 °C ila 720 °C daki buhar koşullarına göre %50'lerin üzerinde verim değerlerine ulaşabileceklerdir.

Atmosferik Emisyon Kontrolü: Çevre standartlarında verilen değerlerin sağlanması için tozlaştırılmış kömürün yakıldığı sistemlerde mutlaka özel emisyon kontrol teknolojilerine yer vermek gerekir. Baca gazlarında bulunan taneciklerin tutulması için gerekli yöntemler (siklonlar, torba ve elektrostatik filtreler) her geçen gün gelişmektedir. Taneciklerin ağırlıklarının %90'ına kadar tutulmasında en etkin yöntem siklonlardır. Elektrostatik tutucular ile %99.75 verime kadar tutma verimi sağlanabilir. Son tasarımlar, güç santralının işletme maliyetinin %5 mertebesinde artması sonucunu doğurmaktadır.

Baca gazlarındaki kükürtün tutulması için yapılacak yatırımlar ise santralın yatırım maliyetinin yeni yapılacak santrallarda %15 oranında, eski santrallarda ise %30 oranında artmasına neden olmaktadır.

Azot oksitlerinin (NO_x) azaltılmasında, üre veya amonyak eldesi önemli yer tutmaktadır. Bu işlemin en son şekli Selective Catalitic Reduction (SCR) olarak bilinir ve %65 ila %80 oranında NO_x tutulması sağlar. Bu yöntem, yeni bir santralde yatırım maliyetini %7 ile %15 arasında arttırmaktadır. Yine yanma odasında sıcaklıkların düşük tutularak NO_x oluşumunun engellenmesi de önemli bir diğer yöntemdir. Bu yöntem uygulandığında ise yatırım maliyetlerinde %1-2 arasında artış olacaktır.

Akışkan Yatakta Yakma Teknolojisi

Akışkan yatakta yanma kömürün nötr parçacıklardan oluşan sıcak akışkan yatakta yanmasıdır. Milimetre mertebesindeki kömür tanecikleri akışkan yatağın yaklaşık %2'sini oluştururlar. Kömür, nötr taneciklerin içinde mükemmel bir karışmayla yanar. Yanma 800°C-900°C aralığında gerçekleştirilir. Akışkan Yatakta Yakma teknolojisinde, yanma sırasında oluşan SO₂, ek bir baca gazı arıtma tesisine ihtiyaç olmadan, yanma odasına kömürle birlikte beslenen kireçtaşı ile tutulur. Gazla taşınan küçük tanecikler yakıcı çıkışındaki siklonda gazdan ayrılarak yatağa geri beslenir ve bu şekilde kömür ve kireçtaşının yakıcıda kalma süreleri uzar ve dolayısıyla yanma ve kükürt tutma performansı artar. Bu teknoloji kül ve kükürtçe zengin, düşük kaliteli kömürlerin değerlendirilmesi için çok uygundur

Akışkan yataklı yakıcılar atmosferik ve basınçlı olmak üzere iki grupta sınıflandırılabilir. İsimlerinden de anlaşılacağı gibi, atmosferik akışkan yataklı yakıcılar atmosferik basınç civarında, basınçlı akışkan yataklı yakıcılar ise 5 - 20 atmosfer arasında basınçlandırılarak çalıştırılırlar.

Kömür Gazlaştırma Teknolojileri

Kömür yanma işlemi, gaz fazında ve katı yüzeylerde gerçekleşen bir dizi tepkimeden oluşmaktadır. Kömürdeki uçucu maddenin serbest kalması öncelikle gerçekleşir. Konvansiyonel bir yakıcıda, uçucu maddenin serbest kalması ve yanma safhaları birbirinden ayırt edilemez ve sadece genel tepkime gözlemlenebilir. Gazlaştırma işleminde ise, önce yakıtın uçucu maddesinin serbest kalması ve ardından katı kısmın kısmi oksitlenme ile gazlaştırılması sağlanır. Elde edilen toplam gaz yakıt daha sonra yakılır.

Entegre Gazlaştırma-Kombine Çevrim (EGKÇ) Teknolojisi: Kömürün gazlaştırılması yoluyla verimli enerji elde edilmesini amaçlayan en önemli teknoloji 'Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi'dir. Bu teknolojiye, yakıtın gazlaştırılmasından elde edilen gaz yakıt, elektrik enerjisi elde etmek üzere gaz türbininde yakılmadan önce toz parçacıkları ve kükürt bileşiklerinden arındırılır. Sonra, gazın yandığı gaz türbininde elektrik üretilirken, türbinden çıkan sıcak gazın ısısının bir kısmının geri kazanılmasıyla üretilen buhardan da buhar türbininde elektrik üretilerek kombine çevrim gerçekleştirilmiş olur.

Gazlaştırma teknolojisinin önemli bölümlerinden birini oluşturan gaz temizleme işlemi, yukarıda da belirtildiği gibi, gazın soğutulmasından sonra ya da yüksek sıcaklıkta ve basınç altında yapılabilmektedir. Soğuk temizleme teknolojilerinin kullanılması durumunda, tesisin toplam verimi düşmekte, yatırım maliyeti ise artmaktadır. Gelişmekte olan ve henüz ticari olgunluğa ulaşmamış sıcak gaz temizleme teknolojileri uygulandığında ise, tesis verimi daha yüksek olmaktadır.

Entegre gazlaştırma kombine çevrim teknolojisiyle %45 tesis verimliliği ile %99 SO₂ giderme verimi elde edilmesi ve azot oksit emisyonlarının 50 ppm'in altına düşürülmesi mümkün olabilmektedir.

Entegre kömür gazlaştırma kombine çevrim teknolojisine dayalı termik santrallarda bulunan gaz türbini ve buhar türbini, ticari ve teknik açıdan olgunluğa erişmiş ünitelerdir. Teknoloji ve maliyet açısından olgunluğa ulaşmamış olan gazlaştırma ve gaz temizleme üniteleridir ve toplam yatırım maliyetinin kömür hazırlama tesisleri ile birlikte yaklaşık %60'ını oluşturmaktadır. Sıcak gaz temizleme ünitelerinde yeterli gelişmenin sağlanması durumunda tesis maliyetinin %15-20 oranında düşmesi beklenmektedir. Halihazırda ticari ölçekte kurulmuş tesislerde denenme aşamasında olan bu teknolojinin kömüre dayalı enerji üretiminde önemli bir paya sahip olması beklenmektedir.

İleri Kömür Gazlaştırma ve Yakıt Hücreleri Teknolojileri

Bu sistem bir elektro-kimyasal çevrimdir. Yakıt hücreleri kimyasal enerjiyi doğrudan elektrik enerjisine çevirir. Bu sistem bir kömür gazlaştırma ünitesi ihtiva eder ve metan açısından zengin gazı, yakıt hücresine yollar ve doğrudan elektrik eldesi sağlar.

Bu yöntem düşük SO₂ ve NO_x ihtiva etmesi açısından ümit vadeden bir potansiyele haizdir ve verim değerleri %60 dan yüksektir. İkinci olarak da yakıt tasarrufu ve CO₂ emisyonlarında %40'a varan azalmalar sağlar. Bir diğer avantaj ise, sistemin kısmi ve tam yükte veriminde herhangi bir azalma olmadan çalışabilmesidir. Bu yöntemin gelişmesi için korozyona dayanıklı malzemelerin gelişmesi gerekmektedir.

3.3.2.2 Teknolojinin Gelişimi

Temiz kömür yakma teknolojilerinin bugünkü durumu Çizelge 19'da görülmektedir.

Kömür yakma ve dönüşüm teknolojilerinin teknik ve ekonomik durumu ile toz kömürü yakma teknolojilerindeki emisyon kontrol teknolojilerinin teknik ve ekonomik durumunun merteye olarak rakamlarla tanımlanması Çizelge 20 ve 21'de verilmiştir.

Çizelge 19. Teknolojilerin bugünkü durumu (••mevcut teknolojiler, •○geliştirilmekte olan teknolojiler, ○○geliştirme potansiyeli olan teknolojiler)

Teknoloji	Teknolojinin durumu
Süperkritik Toz Kömür/Çevresel kontrol	••
Dolaşımli akışkan yatak/Çevresel kontrol	••
İleri çevresel kontrol	•○
Ultrasüperkritik	•○
Gazlaştırma/mevcut gaz türbinleri	••
İleri gazlaştırma/yakıt hücreleri/kombine çevrim	•○
Karbon ayrıştırılması	○○

Çizelge 20. Kömür yakma ve dönüşüm teknolojileri çevrim verimleri ve yatırım maliyetleri

Teknoloji	Çevrim verimi (%)	Yatırım Maliyeti (\$/kW _e)
Toz kömür teknolojisi	38-47	1300-1500
Atmosferik akışkan yatak teknolojisi	34-37	1450-1700
Dolaşımli akışkan yatak teknolojisi	37-39	1450-1700
Basıncılı akışkan yatak teknolojisi	42-45	1450-1700
Entegre gazlaştırma kombine çevrim tek.	45-48	1450-1700
İleri kömür gazlaştırma ve yakıt hücreleri tek.	40-60	1700-1900

Çizelge 21. Toz Kömür yakma teknolojilerinde emisyon kontrol teknolojileri emisyon azaltımı ve yatırım maliyetleri

Teknoloji	Emisyon Azaltımı		Yatırım Maliyeti
	(%)SO _x	(%)NO _x	(\$/kW _e)
İleri baca gazı kükürt giderme tek.	90-97		200-350
Sorbent enjeksiyonu	55-75		88-100
Spray kurutma	70-90		120-380
Kombine SO _x /NO _x giderme tek.	70-95	70-90	280-360
Yeniden yakma	0-20	60	15-50
Düşük NO _x 'li yakma teknikleri		45-60	10-30
Yanma sonrası NO _x giderme tek.		40-90	100-130

Teknolojilerin gelişimiyle kömür yakıtlı elektrik üretim tesislerinin performansında beklenen gelişmeler ve maliyetlerdeki azalma beklentileri Çizelge 22'de verilmiştir.

Çizelge 22. Kömür yakıtlı elektrik üretim tesislerinin performansında beklenen gelişmeler

Konular	2000	2005	2010	2015	2020
Maliyet	1100	1000	900	800	800
Verim	41	44	45	46	50
SO ₂ azaltımı (%)	98	98.5	98.5	99	99+
NO _x (lbs/Mbtu)	0.1	0.1	0.05	0.05	0.01
Hg giderme(%)	-	80-90	90-95	90-96	95+
Atık kullanımı	30	50	75	75	90+
Toz emis. (lb/Mbtu)	0.03	0.01	0.01	<.01	<.01
Buhar sıcaklığı, °C	593	621	649	677	760
Buhar basıncı, bar	248	276	276	345	386

3.3.2.3 Türkiye Açısından Kömür Yakma Teknolojileri

Kömür yakıtlı santrallerin geliştirilmesi Türkiye'de Ar-Ge konuları içinde önceliğe sahiptir. Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu'nun 2000/5 sayılı kararı çerçevesinde "Temiz Kömür Teknolojilerine (kalite yükseltme, akışkan yataklı

yakma sistemleri, gazlaştırma, gazlaştırma ile entegre kombine çevrim teknolojileri) öncelik verilmektedir. Bu karar doğrultusunda 2023 Bilim ve Teknoloji hedeflerinde Enerji konusunda Temiz Kömür Teknolojileri birinci önceliği almıştır.

Türkiye’de konvansiyonel toz kömür yakma teknolojisiyle çalışan büyük ölçekli endüstriyel ısı veya enerji santralleri üretimi mevcut değildir. Atmosferik akışkan yataklı kazanlar endüstriyel buhar ihtiyacının karşılanması için üretilebilmektedir. Ancak bu teknoloji elektrik santralleri için mevcut değildir. Yukarıda sözü edilen “Temiz Kömür Teknolojileri” konusunda ise kazanılmış bir teknoloji ve uygulaması olmadığı gibi, bu konuda teknolojik araştırma veya bir Ar-Ge çalışması da bulunmamaktadır.

Temiz Kömür Teknolojileri konusundaki araştırma ve geliştirmeyi ve çalışmaları; a) temel araştırma, b) teknolojik araştırma (tasarım, projelendirme) c) pilot ölçekli tesislerin kurulması ve deneysel araştırma d) ticari ölçekli uygulamalar olarak 4 aşamada düşünmek mümkündür.

Belirtilen Ar-Ge çalışmalarının gerçekleştirilmesi için üçüncü aşamada kurulacak pilot ölçekli tesisler büyük kaynak desteğiyle inşa edilebilirler. Önerilen temiz yakıt ve yakma teknolojilerinin ileri teknoloji ürünü olmayışı, pilot ölçekteki bu ünitelerin kurulumunun yüksek oranda Türkiye’de imalat ve küçük bir kısmın da yurt dışından temini ile gerçekleşmesine imkan vermektedir. Aynı şekilde ticari ölçekli ürünler de, Türkiye’nin ulaştığı endüstriyel düzeyle gerçekleştirilebilecek niteliktedir.

Bir taraftan Ar-Ge etkinlikleri yürütülürken, buna paralel olarak da teknoloji transferinin gerçekleştirilmesi, istenilen sonuca daha hızlı, güvenli ve ekonomik ulaşımı mümkün kılacaktır. Transfer edilecek teknolojilerin söz konusu Ar-Ge etkinlikleri kapsamında kurulacak olan pilot/demo ölçekli yakma tesislerinden alınacak olan sonuçlara dayanarak, ülkemiz özgün yakıtlarına uyarlanması gereklidir. Bu nedenle, kurulacak olan tesisler için yakma testlerinin yapılması ve bu testlerin de kurulacak pilot ölçekli tesislerde gerçekleştirilmesi özendirilmelidir.

Türkiye’de mevcut bitümlü, yarı bitümlü ve linyit kömürleri ile ilgili her türlü fiziksel zenginleştirme ile yıkanabilirlik deneylerinin yapılmakta, bilimsel ve uygulama ağırlıklı çalışmalar gerçekleştirilmektedir.

Son yıllarda temiz kömür teknolojileri ile ilgili olarak “Kömür-su karışımları teknolojisi; Türk linyitlerinin hazırlanması, stabilizasyonu ve yakılması” konulu DPT destekli araştırma projesi gerçekleştirilmiştir. Türk linyitlerinin bu teknoloji ile, çevreye duyarlı temiz bir yakıt olarak yakılabileceği saptanmıştır. Deneyler pilot ölçekte, üstten beslemeli ve akışkan yataklı yakıcılarda gerçekleştirilmiştir.

3.3.3 Sonuçlar

- Hem Türkiye açısından, hem de Dünya açısından kömüre dayalı elektrik ve enerji üretimi önümüzdeki 10-20 yıl içinde büyük öneme sahip olacaktır.
- Geliştirilecek teknolojiler, temiz kömür yakma teknolojileri olacaktır. Bu teknolojiler esas olarak; toz kömür yakma tekniği, akışkan yatak yakma tekniği ve gazlaştırma ve yakma tekniği olarak sıralanabilir.
- Bu konularda Türkiye’de teknoloji üretimi yok denecek kadar zayıftır. Özellikle elektrik santrallerindeki uygulama tamamen yurtdışından karşılanmaktadır.
- Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu tarafından bu konudaki Ar-Ge etkinlikleri ve uygulamaların desteklenmesi kararı alınmıştır. Ar-Ge etkinlikleri desteklenirken, kısıtlı olan mali imkanlar heba edilmemeli, öncelikle üretilebilir/kullanılabilir/pazarlanabilir teknoloji ve/veya ürün geliştirmeye yönelik projeler teşvik edilmelidir. Buna ilaveten, Türkiye’nin gereksinimlerinin yanında, globalleşmenin getirdiği rekabetin gereksinimleri de göz önüne alınmalı, teknolojik gelişmeler yakından izlenerek gerektiğinde izlenen politikalar ve buna dayanarak alınan kararlar revize edilmelidir.
- Kömür rezerv ve üretiminin iyi bir planlama ile 2020 yılına kadar arttırılması ve güvenilir enerji kaynağı olan kömürün elektrik üretiminde kullanım oranının hızla yükseltilmesi, ülkemiz açısından hayati önem taşımaktadır.
- 10 milyar ton civarında olan kömür rezervlerinin 25 milyar tona, günümüzde ~60 milyon ton/yıl olan kömür üretiminin, kısa vadede 200

milyon tona yükseltilmesi gerekir. Mevcut rezervler bu üretim için yeterlidir.

- Kömür yakan santrallarda %30 olan kapasite kullanımı hızla yükseltilmelidir.
- Kömür kullanımında çevreye uyumlu, SO_x , NO_x , CO_2 ve toz emisyonları denetim altına alınmış, temiz kömür kullanımı esas alınmalı, temiz kömür teknolojileri ile yakma teknolojilerinin geliştirilmesi yönündeki araştırma ve uygulamalar özendirilmelidir.
- Kömürden gaz, petrol ve hidrojen üretimi hızla geliştirilmeli, bu bağlamda yerli teknolojilere yönelik araştırmalar desteklenmelidir.
- 25 Megawatt'dan başlayan güçlerdeki kömür yakan santraller özendirilmelidir.
- Mevcut enerji hammadde kaynaklarımız içinde rezerv açısından birinci sıraya oturan kömürlerimiz, elektrik üretiminde vazgeçilmez bir enerji kaynağı olarak ortaya çıkmaktadır. Kömürün bugün ve gelecekte çevreye uyumlu bir enerji kaynağı olarak kabul edilebilmesi için, çevreyi kirletmeden verimli bir şekilde santrallerde yakılması şarttır. Bunun için; mevcut termik santrallerin acilen desülfürizasyon ve toz tutucu ünitelerle teçhiz edilmesi ve planlanan termik santrallerin de acilen devreye sokularak çevreye duyarlı bir şekilde kömürün yakılması önlemlerinin alınması gerekmektedir. Yurtiçi kömür kaynaklarının arama, üretim ve kullanımında yaşanan sorunlar irdelenmeli, sorunları giderici önlemler alınmalıdır.

3.4. Doğal Gaz

3.4.1 Üretim/Tüketim Rezerv Durumu

Kalan üretilebilir doğal gaz rezervlerimiz 2005 yılı itibarıyla yaklaşık 7 milyar m³'tür. 179.5 trilyon m³ olan üretilebilir dünya doğal gaz rezervleri içerisinde Türkiye için verilen bu rezerv değeri çok küçük bir oran oluşturmaktadır. Türkiye'nin dünya üretilebilir doğal gaz rezervlerindeki payı %0.01'den azdır (BP, 2005).

Çizelge 23'te 2002-2005 yılları arası Türkiye için doğal gaz rezerv, üretim ve tüketim değerleri verilmektedir. Çizelge 23'te verilen 2005 yılı için üretim sonrası kalan üretilebilir doğal gaz rezervinin o yıl için verilen doğal gaz üretimine bölünmesiyle elde edilen rezerv/üretim oranı (R/P oranı olarak da bilinmektedir) doğal gaz sahalarımız için 7.8 yıl olarak hesaplanmaktadır. Bir başka deyişle, önümüzdeki yıllarda yeni doğal gaz rezervleri bulunamadığı ve 2005'teki doğal gaz üretim debisinin aynı kalacağı varsayıldığında, Türkiye'nin üretilebilir doğal gaz rezervinin 7.8 yıl sonra tükeneceği tahmin edilmektedir.

Son dört yılda yerli kaynaklarımızdan yıllık ortalama 636 milyon m³ doğal gaz üretimi ve buna karşılık yıllık ortalama 22 milyar m³ tüketimi gerçekleşmiştir. Bu rakamlardan, doğal gaz tüketimimizin ancak yüzde 3'ünün ulusal kaynaklarımızdan karşılandığı ve dolayısıyla Türkiye'nin doğal gazda dışa bağımlı olduğu açıkça anlaşılmaktadır. Doğal gazda dışa bağımlılığımızı azaltabilmek için yeni doğal gaz rezervi keşiflerinin yapılması gereklidir.

Çizelge 23. Türkiye'nin doğal gaz rezerv, üretim ve tüketim değerlerinin yıllara göre değişimi (PIGM, 2004 ve Gülderen, 2006)

	2002 yılı	2003 yılı	2004 yılı	2005 yılı
Yerinde doğal gaz miktarı (milyar m ³)	22.1	20.1	20.1	-
Üretilebilir doğal gaz rezervi (milyar m ³)	15.8	14.1	14.3	14.8
Kalan üretilebilir gaz rezervi (milyar m ³)	10.2	8.0	7.4	7.0
Doğal gaz üretimi (milyon m ³ /yıl)	378	561	707	900
Doğal gaz tüketimi (milyar m ³ /yıl)	17.6	21.2	22.5	27

3.4.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Bölüm 3.2'de verilen Şekil 12 ve 13'te Türkiye'nin toplam enerji üretimi ve tüketiminde kullanılan çeşitli enerji kaynaklarının payları görülmektedir. (Şekil 12 ve 13'te yenilebilirler; odun, hayvan/bitki artıkları, hidrolik, jeotermal ve güneş enerjilerini temsil etmektedir.) Görüldüğü gibi, 1985 yılından itibaren toplam enerji tüketiminde doğal gaz önemli bir artış eğilimi göstermiş ve 2006 yılında tüketimdeki payı %24'e ulaşmıştır. Bu rakam dünyadaki doğal gaz tüketim oranına yakındır. Önümüzdeki yıllarda da doğal gaz tüketimindeki bu artış eğiliminin Türkiye'de devam edeceği tahmin edilmektedir.

Özetle dünya doğal gaz tüketim eğilimleri Türkiye'de de aynı şekilde gerçekleşmiştir diyebiliriz. Ancak, Türkiye'nin stratejik öneme sahip doğal gaz üretiminde ve depolanmasında geç kaldığı söylenebilir. Bu raporda yer alan Türkiye'de Petrol kısmında da (bakınız Bölüm 3.2) değinildiği gibi bunun çeşitli nedenleri vardır. DPT (2001)'nin Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planında da önerildiği gibi, Türkiye doğal gaz üretim-tüketim dengesini iyileştirmek için ülkemizde arama ve üretim faaliyetlerine devlet desteği, yatırım, teşvik ve hız vermelidir ve aynı zamanda ulusal şirketlerimizin başta TPAO olmak üzere, yurt dışındaki doğal gaz arama ve üretim çalışmaları bir devlet politikası olarak ele alınmalı, desteklenmeli ve teşvik edilmelidir.

Son yıllarda, Türkiye içinde hemen hemen her şehirde doğal gaz dağıtım şebeke hatları oluşturulmakta ve doğal gaza olan bağımlılığımız her gün daha da artmaktadır. Türkiye'de doğal gaz konut ve sanayi ısıtmasında, endüstride ve elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Türkiye'de doğal gazın elektrik üretiminde kullanım oranı bir ara %50'lere kadar ulaşmışken, son yıllarda bu oran %40'lara düşmüştür. ABD'de ise bu oran %18 civarındadır. Hidroelektrik santrallerinden üretilen elektriğin maliyeti 0.5-1.5 cent/kW-saat, kömür yakıtlı termik santrallerden üretilenin 2.5-3 cent/kW-saat olduğu düşünüldüğünde, pahalı ithal edildiği tartışılan doğal gazın bu oranlarda elektrik üretiminde kullanılması doğru gözükmemektedir. Herhalde bunun nedeni, uluslararası piyasalarda 3.5-4 cent/kW-saat olan elektrik ücretlerinin, Türkiye'de uygulanan "yap işlet devret" modeli ve alım garantili yapılan anlaşmalar ile doğal gaz çevrim santrallerinden 9-14 cent/kW-saat civarında satılmasındandır.

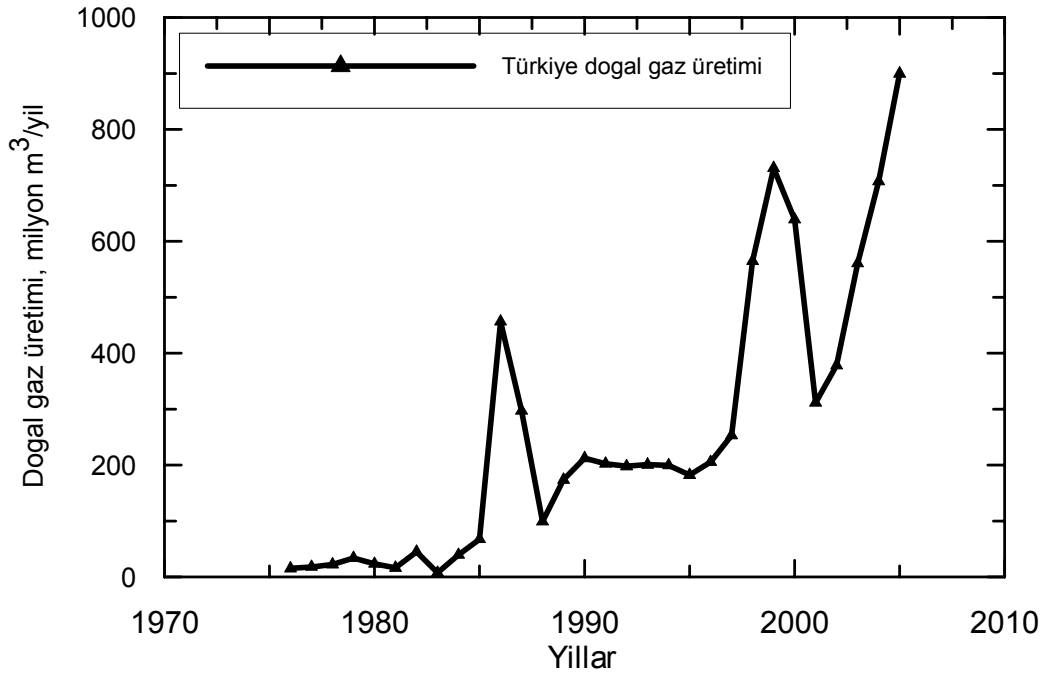
Çizelge 23'ten görüldüğü gibi son dört yılda doğal gaz tüketimi ile üretimi arasındaki fark gittikçe büyümektedir. Önümüzdeki yıllarda amacımız doğal gaz üretimimizi artırarak bu farkı mümkün olduğunca aşağı çekmek olmalıdır.

Türkiye doğal gazda arz-talep dengesini sağlayabilmek için doğal gaz ithalatının büyük kısmını Rusya Federasyonu'ndan gerçekleştirmektedir. Cezayir'den ve Nijerya'dan alınan LNG de ithalatımızda önemli yer tutmaktadır. Ülkemiz doğal gaz arzını sağlayabilmek için Malkoçlar-Ankara (Rusya-Ankara; Türkiye tarafındaki uzunluğu 842 km, kapasite 14 milyar m³/yıl), Mavi Akım (Rusya-Türkiye, Karadeniz 2410 m derinlikte; 1245 km uzunluğunda; taşıma kapasitesi 16 milyar m³/yıl), İran-Ankara (kapasite 10 milyar m³/yıl) gibi boru hatlarını kullanmaktadır. Türkiye'nin doğal gazda Rusya Federasyonu'na oldukça bağımlı olduğu gözükmemektedir. Stratejik açıdan bu durum Türkiye için sıkıntı doğurmaktadır ve stratejik öneme sahip olan doğal gaz gibi enerji kaynaklarının ithalatında çeşitliliğin artırılması gereklidir. Öte yandan, tek bir ülkeye bağlı kalmamak amacıyla, önümüzdeki yıllarda doğal gaz açığımızı kapamak için farklı ülkelerle (Rusya Federasyonu, İran, Mısır, Cezayir, Türkmenistan) "al-ya da-öde" türü anlaşmalarla ihtiyacımızdan daha fazla doğal gaz alım bağlantıları yapılması da tartışmalara neden olmaktadır.

Şekil 15'te Türkiye doğal gaz üretim debilerinin yıllara göre değişimi gösterilmektedir. Görüleceği gibi doğal gaz üretimimizde 2001 yıllarından sonra görülen artışın nedeni, 2000 yıllarında yapılan yeni keşiflerdir. TPAO'nun ve diğer ulusal/uluslararası şirketlerin; Trakya, Marmara ve Karadeniz'deki artan faaliyetleri nedeniyle önümüzdeki yıllarda gaz üretiminin artacağını tahmin etmek zor olmayacaktır. Ancak, Türkiye'nin doğal gaz talebini karşılayabilecek büyük doğal gaz sahalarının keşfi gereklidir. Özellikle Karadeniz'de, Marmara ve Güneydoğu Anadolu'da bu umut vardır. Akçakoca'da keşfedilen gaz sahası Mayıs 2007'de üretime alınmıştır.

Ulusal şirketimiz olan TPAO'nun Azerbaycan'daki Şah Denizi doğal gaz projesindeki ortaklığı TPAO'nun uluslararası açılımını sağlarken Türkiye'nin doğal gaz temininde kolaylık sağlayacaktır. Şah Deniz doğal gaz üretim projesi Erzurum'a ulaşması planlanan Güney Kafkas boru hattının devreye girmesiyle hayata geçmiş olacaktır. Bu proje ilk kez Hazar gazının Avrupa'ya ulaşacak olması nedeniyle ayrı bir stratejik öneme sahiptir. Bulgaristan-Romanya-Avusturya güzergahlı Nabucco ve Yunanistan-İtalya güzergahlı

Yunanistan boru hatları Türkiye'den Avrupa'ya doğal gaz iletiminde gittikçe önem kazanacak boru hatlarıdır.



Şekil 15. Türkiye doğal gaz üretiminin yıllara göre değişimi (Onur, 2006).

Silivri yakınındaki K. Marmara ve Değirmenköy yeraltı doğal gaz depolama tesisi tamamlanma aşamasındadır. Bu tür tesislerin devreye alınması, Ocak 2006'da oluşan Rusya-Ukrayna anlaşmazlığı sonucunda yaşanan doğal gaz krizi gibi sorunların çözümlerinde stratejik önem taşımaktadır.

3.4.3 Ar-Ge Değerlendirme

Uluslararası piyasalarda doğal gaz fiyatlarının yükselmesi (son aylarda ortalama 250\$/1000 m³) hem ulusal hem de uluslararası şirketleri doğal gazda daha çok Ar-Ge'ye yatırım yapmaya teşvik etmektedir.

Endüstrinin özellikle aşağıdaki doğal gaz mühendisliği konularında Ar-Ge'ye önem vereceği ve bu konularda üniversitelerle işbirliğine ihtiyaç duyması beklenmektedir:

1. Derin sularda doğal gaz arama (3D sismik), sondaj ve üretim
2. Doğal gazın yeraltında depolanması ve modelleme çalışmaları
3. Doğal gaz şebeke hattı tasarımı
4. Mevcut ve olgun gaz rezervuarlarında rezervuar tanımlama ve üretim arttırma yöntemleri konularının ve bu rezervuarların yeraltı gaz deposu olarak kullanılabilirliğinin araştırılması
5. Kuyu logları ve sürekli kaydedilmiş kuyu basınç testi ve üretim verilerinin analizleri
6. Stokastik rezerv tahminleri
7. Kömürden metan gazı üretimi.

3.4.5 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

Petrolde olduğu gibi doğal gaz konusunda da son yıllarda karşımıza çıkan en önemli sorun yüksek seyreden doğal gaz fiyatlarıdır. Fiyatların yüksek olması, bizim gibi doğal gaza bağımlı ve doğal gaz tüketiminin yaklaşık yüzde 97'sini ithalat yoluyla karşılayan gelişmekte olan ülkelerin ekonomisini önemli ölçüde olumsuz olarak etkilemektedir.

Ayrıca, daha önce de değinildiği gibi, doğal gaz stratejik bir enerji kaynağıdır ve ülkemizin de önemli ölçüde doğal gaz talebi olduğu gerçeğinden hareket edersek, diğer gelişmiş ülkelerde olduğu gibi gazın yeraltında depolanması konusuna ülkede ağırlık verilmesi ve mevcut çalışmaların hızlandırılması yerinde olacaktır. Doğal gazın yaygın olarak kullanıldığı ülkelerde talepteki mevsimsel değişiklikleri karşılamak için, satın alınan gaz uygun rezervuarlarda depolanmakta ve kışın artan gaz talebi bu depolardan karşılanmaktadır. DPT (2001) Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Plan raporunda da belirtildiği gibi, önce tüketici talebi çok iyi belirlenmeli ve ileriye yönelik darboğazları ve krizleri önlemek için, K. Marmara ve Değirmenköy tesislerinin biran önce devreye alınması ve Tuz Gölü ve olası diğer doğal gaz rezervuarları depo fizibilite çalışmaları yapılmalıdır. Doğal gaz sektörünü geliştirmiş olan ülkelerdeki yaklaşımlar, Türkiye'nin yıllık doğal gaz tüketiminin en az %10'unu karşılayacak kapasitede, ki bu değer 2020 yılı hedeflendiğinde en azından

yaklaşık 5 milyar m³ kapasiteye karşın gelmektedir, yeraltı doğal gaz depolama tesislerinin oluşturulmasını zorunlu kılmaktadır.

Devlet-Endüstri-Üniversite üçgeni içinde doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinde Ar-Ge'ye ve teknoloji geliştirmeye önem verilmesi gerekmektedir. Bu durumda, gelişmiş ülkelerde olduğu gibi Türkiye'nin karmaşık jeolojik yapısını çözümleyerek yeni doğal gaz rezervuarları keşfetmek ve mevcut rezervuarlarımızdan üretim arttırma problemlerinin çözümlerini bulmak zor olmayacaktır. Bu bağlamda, Devlet-Endüstri-Üniversiteler arasında daha sıkı işbirliklerine ihtiyaç olduğu kesindir. Bu işbirliğinde üniversitelerin yeri göz ardı edilmemeli ve üniversitelere devlet ve endüstri tarafından fırsat verilmelidir. Her üç bileşene de Türkiye'de doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerini arttırmak için önemli görevler düşmektedir.

3.5. Hidroelektrik

Yüzyılımızın temel sorunlarından biri enerji gereksiniminin karşılanması olup bu durum ülkemizin jeoenerjitik konumu nedeni ile jeostratejik önemini daha da arttırmaktadır. Bu bölümde ülkemizin en önemli yenilenebilir enerji kaynaklarından hidroelektrik enerji üretim kaynağı ele alınmış ve ülkemiz koşulları göz önünde tutularak genel bir değerlendirme yapılmıştır. Bu arada elektrik enerjisi planlaması ve çeşitlendirilmesi sırasında gündeme gelen alternatif kaynaklar değişik karakteristikleri, toplam maliyetleri ve ülke koşulları ile uyumları açısından karşılaştırılmış ve son olarak ETKB'nın 2005-2020 dönemi elektrik enerjisi planlamasının irdelenmesi Hidroelektrik olanaklarımızın değerlendirilme düzeyi göz önünde tutularak yapılmıştır. Gereksinim artışı için ETKB tarafından öngörülmüş olan 2 senaryo incelemede esas alınmıştır.

Ülkelerin genel enerji gereksinimlerinin karşılanmasında alternatif üretim kaynaklarının ve bunların temin edildiği kaynakların çeşitlendirilmesi büyük önem arz etmektedir. Ülkemiz, yenilenebilir elektrik enerjisi kaynakları içerisinde en önemlisi olan hidroelektrik potansiyel bakımından oldukça zengindir. Bu nedenle hidroelektrik potansiyelimiz (HEP) elektrik enerjisi planlamasında, Yapılabilirlik, İşletme özellikleri, Ekonomiklik, Dışa bağımlılık hususları göz önünde tutularak incelenmiştir. Ülkemizde değişik kesimlerce sık sık HEP'mizin %35 'inin değerlendirilmiş olduğu vurgulanmakta, ancak hangi HEP den bahsedildiği açıklanmamaktadır, zira Hidroelektrik potansiyel (HEP), Brüt (BHEP), Teknik (THEP), Ekonomik (EHEP) ve Değerlendirilmiş (DHEP) olarak 4 düzeyde ele alınmaktadır.

3.5.1 Hidroelektrik Potansiyelimiz, Planlama İlkeleri ve Uygulamadaki Durum

Genel olarak enerjinin ve özel olarak elektrik enerjisinin kalkınma ve sanayileşmede temel rol aldığı günümüzde, mevcut gereksinimin karşılaştırılmasında çeşitlendirme önemlidir; bununla beraber çeşitlendirme kavramını 2 farklı yönüyle ele almak gerekmektedir:

- Elektrik enerjisi üretim kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve
- Belirli bir enerji üretim kaynağının temin edildiği kaynakların çeşitlendirilmesi.

Buna karşılık, ülkemizde daha ziyade 2nci konu gündemde tutulmakta, 1nci konuya daha az değinilmektedir. Bunun sebebinin de son zamanlarda doğal gazla olan aşırı bağımlılığımız ve son senelerde ülke bütününde yaşanan sıkıntılar olduğu açıktır. Bu bölümde esas olarak birinci konu ele alınacaktır.

Ülkemiz fosil yakıtlar bakımından fakirse de, yeni ve yenilenebilir (=temiz) enerji kaynakları bakımından oldukça zengin sayılabilir. Bu husus ve ülke koşulumuz göz önünde tutularak, enerji ve özel olarak da elektrik enerjisi planlamasında şu hususların irdelenmesi gerekmektedir:

- Yapılabilirlik,
- İşletme özellikleri,
- Ekonomiklik,
- Dışa, başka ülkelere bağımlılık.

Aşağıdaki paragraflarda bu konular, ağırlıklı olarak HE (Hidroelektrik) enerji göz önünde tutularak irdelenecektir. Hidroelektrik potansiyel (HEP) 4 düzeyde tanımlanmaktadır:

(1). Brüt (BHEP): Havza gelişme planlarına göre belirlenen potansiyeldir. Brüt HE potansiyelin sabit kabul edilmesi olasıdır. Değişik kaynaklar ülkemizin brüt HE potansiyelinin 433~442 TWh/yıl düzeylerinde olduğunu belirtmektedirler (1 TWh = 1 milyar kWh).

(2). Teknik (THEP): Gelişen teknolojik olanaklarla zaman içinde bir miktar değişebilirse de, büyük değişimler beklenmemelidir; uzun süre Türkiye'nin THEP 'inin 215 TWh/yıl olduğu kabul edilmişse de, son olarak THEP 'imizin 237 TWh/yıl alınabileceği belirtilmektedir (Eroğlu, 2006).

(3). Ekonomik (EHEP): THEP 'in **alternatif** enerji kaynakları ile karşılaştırılması sonucunda belirlenen düzeydir. Günümüzde karşılaştırma kriteri olarak doğal gaz ve ithal kömürden üretilen elektrik kullanılmaktadır. Halbuki işletme özellikleri nedeniyle termik ve nükleer elektrik santralleri HE enerji santrallerine alternatif olarak düşünülemezler; zira termik ve nükleer santrallerin ataletleri çok yüksektir, dolayısıyla devreye giriş-çıkışları uzun süre gerektirir ve bu nedenle de pratikte **Baz Grup** olarak kullanılırlar. Halbuki HES'ların ataletleri çok küçüktür (dakikalar düzeyinde) ve dolayısıyla biriktirmeli HES 'lar **Pik=Puant Grup** olarak kullanılırlar, ürettikleri elektrik

kıymetli ve dolayısıyla da pahalıdır. Bu nedenle dünyada biriktirmeli HES'ler genellikle 2500-3000 saat/yıl düzeylerinde çalıştırılmaktadır ve dolayısıyla da;

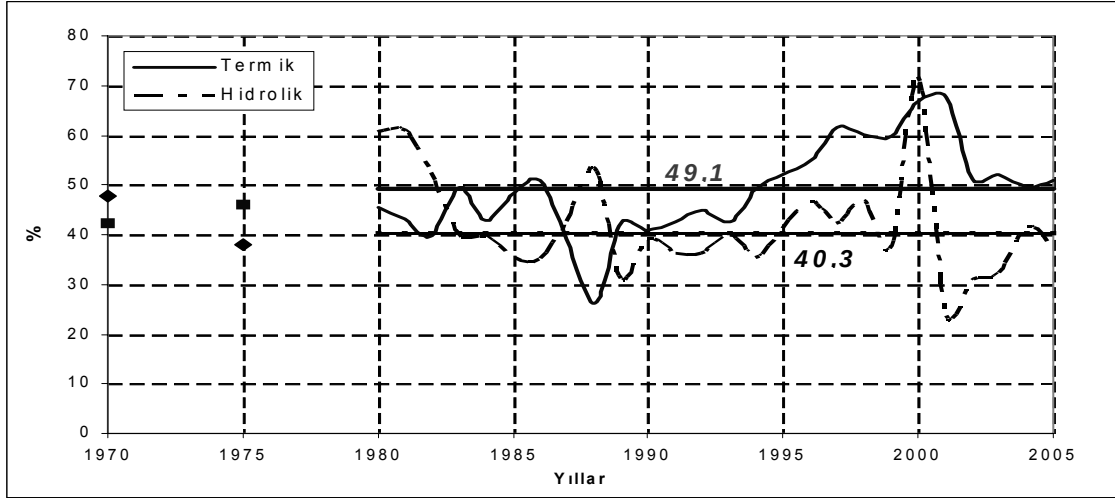
$$\begin{aligned} \text{Kapasite kullanımı} &= \text{Yıllık çalışma süresi} / 8760 = \\ &= \text{Yıllık üretim} / (\text{Kurulu güç} \times 8760) \end{aligned}$$

kapasite kullanımları 0.28-0.34 düzeylerinde olmaktadır. Ülkemizdeki HES 'lerin %95.7'si bu gruba girmektedir. Bununla beraber Norveç, Brezilya gibi bazı ülkeler kendilerine özgü koşulları nedeniyle bu tip santralleri çok daha yüksek kapasite kullanım faktörleri ile çalıştırmaktadırlar. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın (ETKB) 2004 yılı sonunda hazırlamış olduğu 2005-2020 planlamasında ise Çizelge 24'teki kapasite kullanımları öngörülmüş bulunmaktadır.

Çizelge 24. ETKB (2004) 'nca 2005-2020 dönemi için öngörülmüş kapasite kullanım (KK.) faktörleri.

Termikler	Mevcutlar	Maksimum	6500 saat/yıl	KK: %74.2
	Adaylar	• Kömür	6500 saat/yıl	KK: %74.2
		• Doğal gaz	7000 saat/yıl	KK: %79.9
		• Nükleer	7000 saat/yıl	KK: %79.9
Hidrolikler	3548 saat/yıl			KK: %40.5

Not: Baymina (Ankara)'nın fizibilite raporunda yıllık çalışma süresinin 8200 saat olarak öngörülmüş olduğunun burada belirtilmesinde yarar vardır (Kullanma Kapasitesi = %93.6).

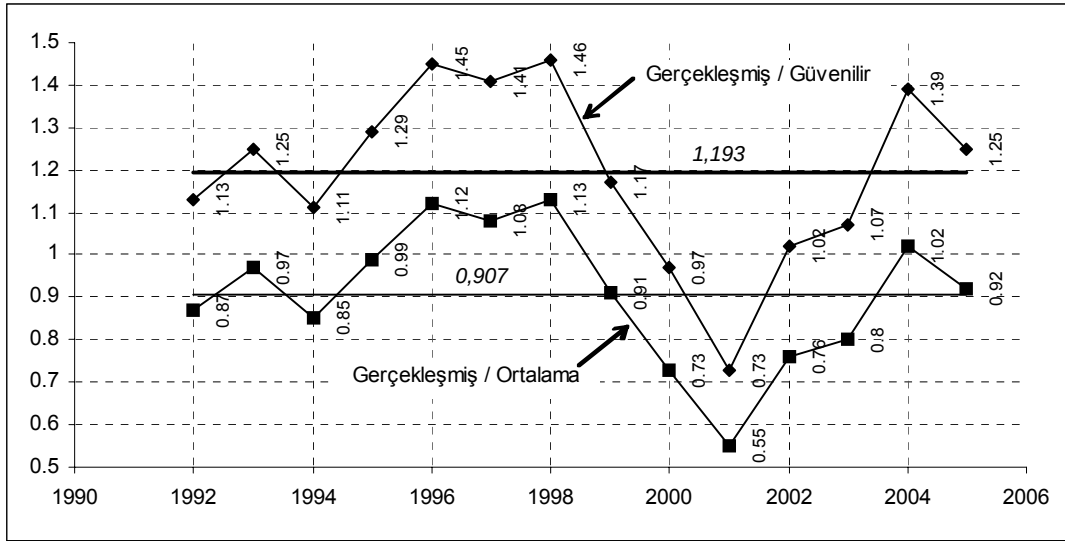


Şekil 16. 1980-2005 döneminde termik ve hidroelektrik santrallerimizin kapasite kullanımlarının değişimleri (DSİ, 2006 verileri kullanılmıştır).

Şekil 16'dan 1980-2005 döneminde termik santrallerin hiçbir zaman Çizelge 24'teki gibi %74.2'lik bir kapasite ile çalıştırılmamış veya çalıştırılmamış olduğu; bu dönemdeki ortalama kapasite kullanımının %49.1 olduğu görülmektedir ve bu ortalamayı da son zamanlarda yoğun olarak devreye girmiş olan doğal gazlı kombine çevrim santralleri kısmen de olsa yükseltmektedir (Gebze, KK= %88.6; M.Ereğlisi (Trakya A.Ş.), KK=%86.0; M.Ereğlisi (Uni-Mar), KK=%86.0; Esenyurt, KK=%88.8; (Derman, 2006)). 1980-2005 döneminde de %74.2 gibi kapasite kullanımının öngörülmüş olduğu düşünülse, uygulamada öngörülenin

$$(74.2 - 49.1) / 74.2 = 0.338 = \%33.8$$

altında kalınmış olduğu görülmektedir. Ayrıca kapasite kullanımının en yüksek olduğu 2001 yılında dahi kapasite kullanımı ancak %67.6 olabilmıştır.



Şekil 17. 1992 - 2005 döneminde "Gerçekleşmiş / Güvenilir" ve "Gerçekleşmiş / Ortalama" HE enerji üretimleri (DSİ, 2006 verileri kullanılmıştır).

Benzer irdeleme HES'ler için yapılırsa gerçekleşmiş ortalama kullanım kapasitesinin %40.3 olduğu ve ortalama yağışlı yıllar için öngörülmüş olan %40.5 değerinin sadece

$$(40.5 - 40.3) / 40.5 = 0.005 = \%0.5$$

altında kalmış olduğu görülmektedir. Gerçekleşmiş ortalama üretim olarak düşüren 2001 aşırı kurak dönemi (KK=%23.5; Şekil 16) ile 1995-1999 döneminde hidroelektrik santrallara yoğun yüklenme olmuştur (Şekil 17). Gerçekten de bu dönemde HES'lere öngörülmüş ortalama üretimlerinden yaklaşık %10 daha fazla üretim yaptırılmış, bunun sonucu olarak baraj gölleri öngörülenden daha hızlı boşaltılmış ve düşü yüksekliklerinin azalması sonucunda aynı gücün üretilebilmesi için daha büyük debilerin çekilmesi gerekmiş ve seviye düşüşü daha da hızlandırılmıştır. Bu işletme politikası sonucunda ortaya çıkan durumun DPT tarafından HES 'lerin güvenilemezliği şeklinde yorumlanması gerçekçi olmamaktadır.

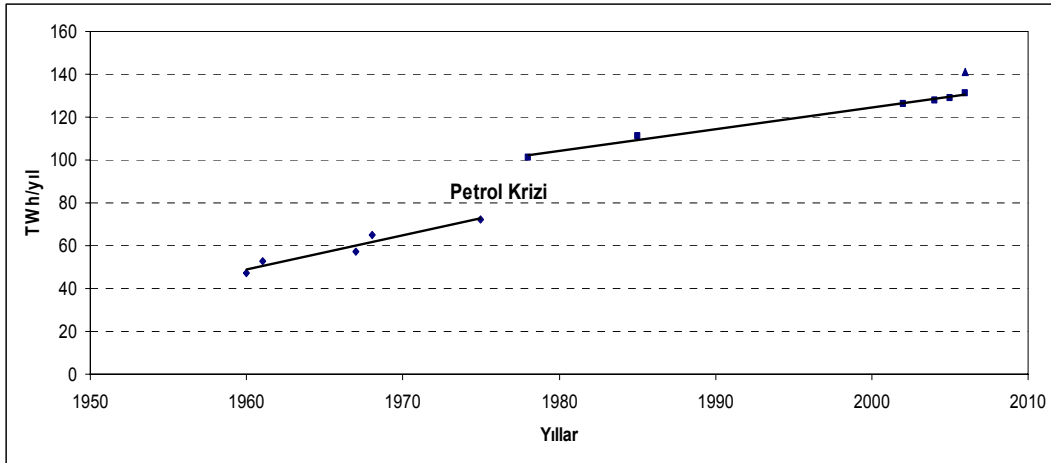
Diğer taraftan Şekil 17'den 1992-2005 döneminde gerçekleşmiş üretimin, öngörölmüş güvenilir üretimden, %19 daha fazla olduğu görölmektedir. Bu gözlem de 1999 Adapazarı, Düzce depremlerinin ülke ekonomisi üzerindeki olumsuz etkilerine, 2000-2001 ekonomik krizinin sonuçlarına, aşırı kurak yıllara ve dolayısıyla uygulanmış işletme politikalarına rağmen HES 'lerin güvenilir olduklarının bir kanıtıdır.

Buna karşılık DPT hidroelektrik santrallerin verimlerinin %70 olmasının bir sorun oluşturduğunu belirtmektedir (8nci Kalkınma planı, madde 1414). Verimlilikten ne anlaşıldığı ve bu sonuca nasıl varılmış olduğu belirsiz olduğu gibi, yukarıda açıklandığı üzere çok özel koşullar dışında biriktirmeli HES 'ler puant grup olarak devreye alındıklarından kapasite kullanımlarının düşük olması işletme özellikleri ile uygulanan işletme planlamasından kaynaklanmaktadır ve doğaldır.

Diğer taraftan doğal gaz fiyatları, dünyadaki ve o ülkedeki sosyal duruma ve ekonomik konjonktüre bağılı olarak değişmektedir ve petrol fiyatlarına endekslidir; dolayısıyla bir zamanlar ekonomik olmayan bir tesis, zaman içinde ekonomikleşebilmektedir. Fosil yakıt rezervleri azaldıkça, bu konunun önemi daha da artmaktadır.

Bu noktada ekonomiklik irdelemeleri sırasında yararlanılan alternatif kaynak konusunun da irdelenmesi gerekmektedir. Ülkemizde alternatif kaynak olarak fosil yakıtların maliyetleri düşünülmektedir. Dünyadaki ekonomik konjonktür değişiklikleri sonucunda meydana gelen petrol fiyatları artışına bağılı olarak ülkemizin son 45 yıl içindeki EHEP 'inin değişimi Şekil 18'de görölmektedir.

ETKB şu andaki EHEP 'imizin 131 TWh/yıl olduğunu kabul etmektedir. Ayrıca özel sektörün Kamu kuruluşlarından bağımsız olarak geliştirmiş olduğu kaynaklar ile EHEP 'imiz 141 TWh/yıl'a çıkmış bulunmaktadır (Basmacı, 2005). Eroğlu (2006) küçük HES'lerin de değerlendirmeye alınması halinde EHEP 'imizin 180 - 200 TWh/yıl'a çıkabileceğini belirtmektedir.



Şekil 18. Dünyadaki ve ülkemizdeki ekonomik konjonktür değişikliklerine bağlı olarak Türkiye'nin EHEP'inde gözlenen gelişimler.

Diğer taraftan DSI tarafından kullanılan birincil (güvenilir, firm) enerji, ikincil (sögönder) enerji birim fiyatları ile pik güç katkısının birim fiyatında zaman içinde bir değişiklik yapılmadığı görülmektedir. Ayrıca 2 kamu kuruluşu olan DSI 'nin ve EİE 'nin birim fiyatları da birbirinden çok fark etmektedir [Çizelge 25; Eşiyok (2004) bu farklılığın ekonomikliği %20 düzeylerinde etkileyebildiğini belirtmektedir]. Konunun bir an önce çözüme kavuşturulması, tanımların ülkemiz koşullarına uygun olarak yeniden ele alınması, tek bir birim fiyatın oluşturulması gerekmektedir. Bu konuda çalışmalar yapılmaya başlanmışsa da henüz bir sonuca varılamamıştır.

Çizelge 25. Ekonomiklik analizlerinde DSI ve EİE tarafından kullanılan birim fiyatlar

	DSİ	EİEİ
Birincil (Güvenilir, Primer, Firm): US cent/kWh	6.0	2.7
İkincil (Sögönder): US cent/kWh	3.3	2.17
Pik güç faydası: US \$/kW	85.0	180.45

Enerji planlaması ve çeşitlendirilmesi sırasında alternatif olarak düşünülen kaynakların değişik karakteristikleri, toplam maliyetleri (yatırım + işletme), çevresel etkileri ve ülke koşulları ile uyumu göz önünde tutulmalıdır. Çizelge 26'da termik ve hidrolik santrallerin kurulu güçlerine bağlı belirgin bazı yatırım özellikleri ve Çizelge 27'de termik ve hidroelektrik santrallerin ürettikleri beher kWh enerjinin toplam işletme maliyetleri verilmiştir.

Çizelge 26. Termik ve Hidroelektrik santrallara ait karakteristik veriler
(DSİ, 2006; ERE, 2001; ALTINBİLEK, 2004).

Karşılaştırma kriteri	Termik		Hidroelektrik
İnşaat süresi	Doğal gaz	2 - 3 yıl	Küçük HES: 3 - 5 yıl Büyük HES: 6 - 9 yıl
	Kömür	3 - 5 yıl	
	Nükleer	8 - 9 yıl	
Ekonomik ömür		30 - 40 yıl	> 50 yıl
İlk yatırım maliyeti	Doğal gaz	795 \$/kW	Küçük HES: 800 - 1200 \$/kW Büyük HES: 1200 - 1500 \$/kW
	Linyit	1500 \$/kW	
	İthal kömür	1325 \$/kW	
	Nükleer	3700 - 4500 \$/kW	
İşletme gideri		Yüksek	Pratik olarak sıfır
Toplam işletme gideri		Yüksek	Çok küçük
Artık veya atık sorunu		Yüksek	Yok
Yatırımda döviz gereksinimi (%), (Doğal gaz için) (Ref: ERE, 2001)		70 - 80	Nehir tipi : 45 Biriktirmeli: 30

Çizelge 26 değerlendirilir ve yorumlanırken şu hususlara dikkat edilmesi gerekmektedir:

- Doğal gazla çalışan termik santrallerin ekonomik ömürleri 30 yıldır, yani yatırım 30 yıl hizmet verecek bir tesise yapılmıştır. Buna karşılık HES'lerin projelendirilmeleri sırasında ekonomik ömürlerinin 70 yıl düzeylerinde (Keban: 70 yıl) olacağı düşünülür. Bu ömür baraj gölünün,

pratik olarak su alma kotuna kadar katı madde (rüşubat) ile dolma süresine karşı gelmektedir. Keban'ın şu andaki ömrünün 115-145 yıllara çıkmış olduğu değişik resmi ağizlardan belirtilmektedir. Buna göre 200-500 \$/kW'lık yatırımlarla elektromekanik ekipmanlar yenilendiğinde tesis yeniden inşa edilmiş gibi olmaktadır. Gelişmiş ülkeler bu durumu çok iyi değerlendirmektedirler; bu amaçla 1950'li yıllardan önce inşa etmiş oldukları HES'lerin elektromekanik ekipmanlarını yenilemekte, 200-500 \$/kW lık yeni bir yatırım ile yeni bir tesis kazanmakta, teknolojik gelişmeler nedeniyle verim artmakta; arada geçen zaman zarfındaki gözlemlerini ve enerjinin kazandığı önemi de değerlendirerek tesislerinin donatım debisini de revize etmektedir. Japonya bu şekilde bazı eski tesislerinin kurulu güçlerini yaklaşık olarak 1.6 misline çıkarmıştır (Yıldız vd., 2004).

- HES'ler döviz gereksiniminin çok az ve sürekli olmadığı tesislerdir. ERE (2001) in raporunda elektrik enerjisi üretim tesislerinde "Yatırımda ithalat oranı" nın

- * Biriktirmeli HES larda %30 $\Rightarrow 1500 \times 0.30 = 450$ \$/kW
- * Tabii debili HES larda %45 $\Rightarrow 1200 \times 0.45 = 540$ \$/kW
- * Doğal gazla çalışan kombine çevrim santrallerinde %75
 $\Rightarrow 795 \times 0.75 = 596$ \$/kW

düzeylerinde olduğu belirtilmektedir (Küçük kapasiteli tabii debili santrallarda yatırım maliyeti 800 \$/kW'a kadar düşebilmekteyse de, yukarıdaki karşılaştırmada DSİ, 2006 da belirtilen minimum yatırım bedeli kullanılmıştır). Ülkemizdeki HES'lerin %95.7' si biriktirmeli tipten olduğu için yukarıdaki hesap daha da anlamlı olmaktadır. Bu karşılaştırma da ülke ekonomisi bakımından HES'lerin çok daha ekonomik yatırımlar olduğunu açıkça göstermektedir.

- HES 'lerin inşa sürelerinin uzunluğu bir handikap olarak gösterilmektedir. Bunun başlıca sebepleri şu şekilde sıralanabilir:

(a) Uzun vadeli enerji ve yatırımı için gerçekçi nakit akışı planlaması yapılmaması, kısa vadede enerji darboğazı doğmaması için çare, çözüm araştırılması;

(b) Bürokratik formaliteler ve ilk yatırım için gereken finansmanın temini. Bu konuda özel sektörün çok daha başarılı olduğu görülmektedir.

Çizelge 27. Değişik konvansiyonel elektrik enerjisi üretim kaynaklarının yatırım ve işletme maliyetleri (DSİ, 2001 - 2006 ajandaları).

Santralin yakıt cinsi	İşletme-Bakım Gideri (cent / kWh)	Yakıt gideri (cent / kWh)	Toplam işletme Maliyeti (cent / kWh)	Kurulu Güç Birim Yatırım bedeli (\$/ kW)
Doğal gaz	0.415	3.609	4.024	795
Linyit	1.495	1.839	3.334	1500
İthal Kömür	1.413	1.965	3.378	1325
Nükleer	0.780	1.000	1.780	2000
Hidroelektrik	0.203	-	0.203	1200 - 1500

Her ne kadar DSİ ajandalarında nükleer kurulu gücün yatırım bedeli 2000\$/kW olarak belirtilmekte ise de gerçek değer bunun en az 2 misli olduğu (3500-5000 arasında değişen rakamlardan söz edilmektedir) düşünülmeli ve buna henüz ne şekilde çözümlenebileceği belirlenememiş olan atıkların giderilmesi maliyeti de eklenmelidir.

Çizelge 27'den Hidroelektrik santralların toplam işletme giderlerinin doğal gazla çalışan kombine çevrim santrallarının işletme giderlerinin 1/20'si; linyit ve ithal kömürle çalışan termik santralların ise 1/17'si düzeylerinde olduğu görülmektedir.

Diğer taraftan ithal kömürün ısı değeri net 6000 kcal/kg (nemlilik oranı %8), maliyeti 50 \$/ton'dur. 1 kWh enerji üretimi için 0.393 kg kömür tüketilmektedir. Buna göre 19 650 000 \$/TWh olmaktadır. Linyit kömürünün ısı değeri 1000 kcal/kg ve maliyeti 9 \$/ton dur. 1 kWh enerji üretimi için 2.043 kg kömür tüketilmektedir (DSİ, 2006). Bu verilere göre 18 390 000 \$/TWh elde edilmektedir ve dolayısıyla kömürden elektrik üretiminin maliyetinin ortalama olarak 19 milyon \$/TWh kabul edilmesi halinde, 2005 yılındaki üretim 34.4 TWh olduğundan, yapılmış olan harcamanın 654 milyon dolar olduğu anlaşılmaktadır.

Doğal gaz kombine çevrim santrallarında 1 kWh enerji için ortalama 0.193 m³ doğal gaz tüketilmekte olup, 1000 m³ doğal gazın santrala maliyeti 187 \$'dır (DSİ, 2006). Buna göre 36 090 000 \$/TWh ve 2005 yılında doğal gazdan 62.2 TWh üretim yapılmış olduğuna göre neticede 2246 milyon dolar harcama

yapılmış olduğu görülmektedir. Kömürle yapılan üretim de göz önünde tutulduğu takdirde, bu iki fosil kaynaktan yapılmış olan elektrik üretiminin 2005 yılı maliyetinin yaklaşık olarak 2.9 milyar dolar olmaktadır ve bu toplam Atatürk barajının maliyetine çok yakındır.

Not: Bu hesaplar sırasında kasıtlı olarak 2001 yılı birim fiyatları kullanılmıştır. Gerçekte fosil yakıt fiyatları petrol fiyatlarına endeksli olduğundan, son yıllarda gözlenen petrol fiyatı artışları nedeniyle yapılan harcamanın çok daha fazla olduğu açıktır. Bu nedenle de TETAŞ paçal fiyat uygulaması yapmakta, hidroelektrikten elde edilen ucuz elektrik ile satılan elektriğin fiyatını paçal oluşturarak korumaya çalışmaktadır. Buna rağmen ülkemizde konutlara verilen elektriğin birim fiyatı Avrupa ülkeleri ortalaması düzeyinde olduğu halde, sanayiye satılan elektriğin birim fiyatı Avrupa ülkelerindeki birim fiyatın hemen hemen 2 mislidir (Ünsal, 2005). Bu uygulama ise sanayicilerimizin yurt dışında rekabetinde sorun oluşturmaktadır.

(4) Değerlendirilmiş (DHEP): 2005 yılı sonu itibariyle ülkemizin değerlendirmiş olduğu HEP 42 TWh/yıl düzeyindedir. Buna göre günümüzdeki EHEP 'imizin sadece

$$41.9 / 141 = \%29.7 \quad \text{veya} \quad 41.9 / 190 = \%22.1$$

ini değerlendirmiş bulunmaktayız. Halbuki gelişmiş ülkeler EHEP'lerini fazlasıyla kullanmışlar ve teknik potansiyel sınırlarını zorlamaya başlamışlar ve yenileme çalışmaları ile eski tesislerinin kurulu güçlerini yaklaşık olarak %60 oranında arttırmışlardır (Yıldız vd., 2004). Çizelge 28'de bazı Avrupa ülkelerinin EHEP düzeyleri ve bunun 1983 ve 2000 yıllarında değerlendirilmiş olan miktarları verilmiştir.

Çizelgeden Norveç, Fransa, İsveç, İsviçre, Batı Almanya'nın 20 yıl önce EHEP 'lerinden fazlasını değerlendirdiği, Türkiye'nin sadece %9'unu kullanmış olduğu görülmektedir (Burada DSİ'nin kuruluş tarihinin 1954 ve ilk önemli HES'lerimiz olan Seyhan I ve Sarıyar'ın devreye girişinin 1956 olduğunu hatırlatmakta yarar vardır). Diğer taraftan Brüt HE potansiyel (BHEP) bakımından ülkemizin Avrupada baştan ikinci; buna karşılık;

"Değerlendirilmiş HE potansiyel / Ekonomik HE potansiyel"

bakımından ise sonuncu olduğu görülmektedir. 1983 yılında Avrupa'da

Çizelge 28. Brüt HEP'in (BHEP) 90 TWh/yıl'dan büyük olduğu Avrupa Ülkelerinin EHEP'leri ve 1983 (ve 2000) yılındaki değerlendirilme düzeyleri. Ülkemize ait 2005 yılı verilerinde EHEP=141 TWh/yıl (Basmacı, 2005) alınmıştır. (Öziş, 1991; DSİ, 2006; IEA, 2002; Ünsal, 2005);
"83": 1983 yılı değeri; "00": 2000 yılı değeri.

Ülke	EHEP TWh /yıl	D ₈₃ (TWh)	D ₈₃ / EHEP (%)	D ₀₀ (TWh)	D ₀₀ / EHEP (%)	D ₀₅ (TWh)	D ₀₅ / EHEP (%)
Türkiye	126.1	11.3	9.0	30.9	24.5	41.9	29.7
Norveç	104.5	106.0	101.4	142.0	135.9		
Fransa	64.5	70.0	108.5	72	111.6		
İtalya	64.1	44.0	68.6				
İsveç	60.0	43.5	72.5	79	131.7		
Yugoslavya	47.5	22.2	46.7				
İspanya	47.1	31.0	65.8				
Avusturya	32.9	31.0	94.2				
İsviçre	32.0	36.0	112.5				
B. Almanya	15.5	19.0	122.6				

değerlendirilmiş ortalama EHEP %91.8 düzeylerinde olduğu halde, 2005 yılı sonunda bile ülkemizde EHEP'imizin sadece $41.9/141 = \%29.7$ 'si değerlendirilmiş bulunmaktadır. Çizelge 29'da ise 2000 yılında bazı ülkelerin THEP ve DHEP değerleri ile bunların oranları verilmiştir. Çizelgedeki değerler ülkelerin ekonomik potansiyellerini fazlasıyla aştıklarını ve enerjinin günümüzdeki önemi nedeniyle teknik potansiyellerine yaklaştıklarını ve zorladıklarını göstermektedir. Ülkemiz için ise aynı oran sadece $41.9/237 = \%17.7$ dir.

Dünyada yoğun enerji gereksinmesi 19. yüzyılda endüstri devrimi ile ortaya çıkmıştır. Başlangıçta bu gereksinim esas olarak fosil yakıtlar ve hidroelektrik kaynaklarla sağlanmışsa da, 1880'de transformatörün imali ve 1883'te elektriğin uzak mesafelere taşınmasının bulunuşuna kadar daha ziyade yerel gereksinimlerin karşılanması esas alınmıştır. Bu tarihten sonra,

XIX. yüzyılın sonlarında XX. yüzyılın başlarında, Avrupa ve Kuzey Amerika'da yoğun şekilde büyük enerji santrallerinin yapımına geçilmiş; dünya savaşları sırasında yavaşlamalar olmuşsa da, 1950-1960'lı yıllarda Avrupa ülkeleri ekonomik hidroelektrik potansiyellerinin (EHEP) hemen hemen tamamını tüketmişlerdir. Nükleer enerji santrallerinin, pompajlı HES'lerin ve maalesef ülkemizde bazı kesimlerce güncel eğilim, yaklaşım olarak takdim edilmeye çalışılan küçük HES'lerin bunun sonucu olarak ortaya çıktığının burada belirtilmesinde yarar vardır.

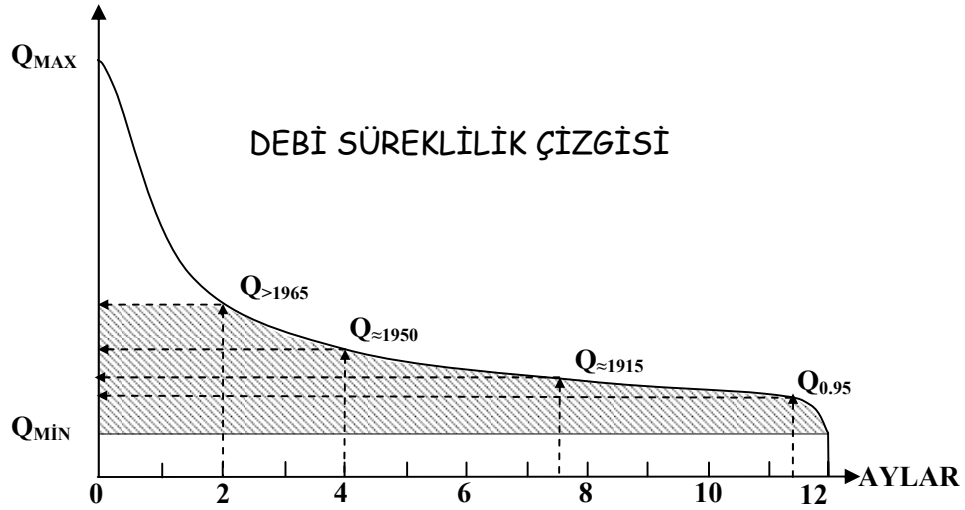
Çizelge 29. 2000 yılında bazı ülkelerin T (Teknik), D (Değerlendirilmiş) HEP'leri ve oranları (Öziş, 1991, IEA, 2002, Ünsal, 2004, DSİ, 2006, Eroğlu, 2003, 2006). Türkiye değerleri 2006 yılı başına ait değerlerdir.

Ülke	Norveç	Fransa	İsveç	ABD	Japonya	Kanada	Türkiye
T (TWh/yıl)	171.4	82	80	376	132.4	592.9	237
D (TWh/yıl)	142	72	79	322.1	102.6	332.0	41.9
D / T (%)	82.8	87.8	98.8	85.7	77.5	56.0	17.7

Endüstriyel gelişmede kilit rolün enerji sektörüne düştüğünün bilincine varan gelişmiş ülkelerde ekonomik yaklaşımlar, kriterler ve birim fiyatlar zaman içinde değiştirilmiş, başlangıçta senenin hemen hemen tümünde yatakta var olan debiye göre boyutlandırılan tabii debili HET'ler (nehir santralleri), günümüzde yılın sadece 50-60 gününde var olan debiye göre boyutlandırılmaya başlanmıştır (Şekil 19). Ülkemizde de özel sektör konuya aynı görüşle yaklaşmakta, yılın sadece 5-6 ayında tam kapasite ile çalışacak bir tesisin ekonomik olacağını kabul etmektedir.

Bu arada entegre proje ve havza planlama kavramları gelişmiş, sulama ve taşkın koruma da büyük tesislerin yapılmasında etkin olmuştur [Günümüzde dünyada su kullanımının %70'inin (ülkemizde %72) sulama amaçlı olduğu hatırlatılır]. Diğer taraftan bu dönemde inşa edilen tesislerin olumlu etkisiyle

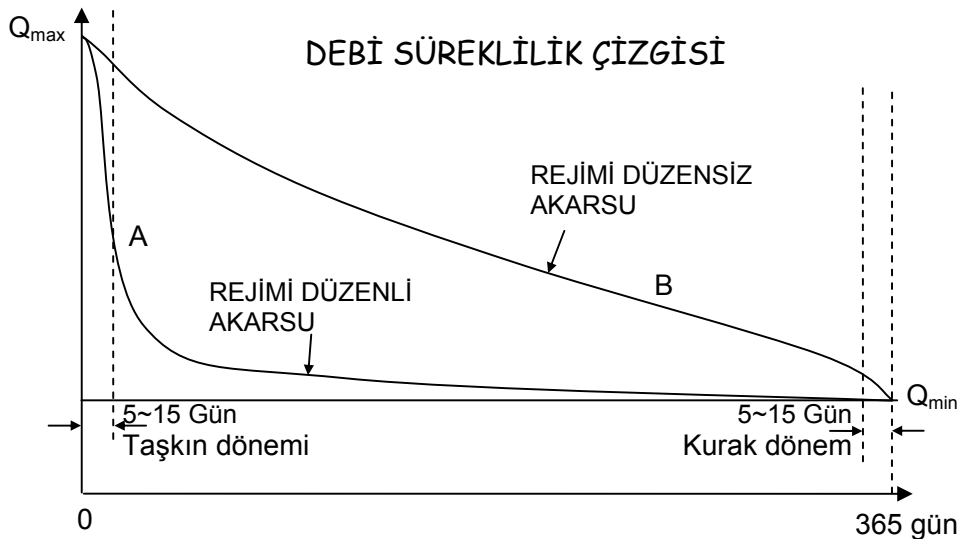
bu ülkelerin akarsularının rejimleri düzenli ve dengeli bir rejime kavuşmuştur. Şekil 20'den görüldüğü üzere rejimi düzenli akarsuların belirgin özelliği, yılın çok büyük bir kısmında yataktaki debilerin birbirine çok yakın olmasıdır. Halbuki ülkemizde EİE 'nin kuruluşu 1935, DSİ'nin kuruluşu 1954, ilk önemli HES'lerimiz Seyhan I (1956; 54 MW; 0.35 TWh/yıl) ve Sarıyar (1956; 160 MW; 0.40 TWh/yıl) dır.



Şekil 19. XX. yüzyıl boyunca tabii debili HES 'ların donatım debisinin seçiminde oluşan değişiklikler-gelişimler (Mosonyi (1966)'nın verileri kullanılmıştır).

Ülkemizde halen kullanılmakta olan ekonomiklik tanımları ve kriterleri ise 1960'lı yıllarda ABD 'den, yani akarsularının rejimi düzenli hale gelmiş olan bir ülkeden aktarılmıştır ve dolayısıyla ülkemizin içinde bulunduğu koşullarla bağdaşmayan koşullarda oluşturulmuş, tabii debili nehir santrallerinin fizibilite, ekonomiklik analizleri için uygun kriterlerdir. Şekil 20'den rejimi düzenli olan akarsularda taşkın veya çok kurak dönemler dışında yataktaki debinin pratik olarak sabit kabul edilebileceği, dolayısıyla depolama yapmaksızın senenin çok büyük bir döneminde sabit debi ile çalışılabileceği; buna karşılık rejimi düzensiz olan akarsularda depolamanın gerekli olduğu

görülmektedir. Gerçekten de EİE (1996) akım yıllıklarından gözlem süresi 25 yıldan büyük olan AGİ'lerden (akım gözlem istasyonları) şu değerlendirmeler yapılabilmektedir: AGİ sayısı: 168; kuruyan AGİ sayısı: 27 $\Rightarrow 27/168=\%16.1$; bu AGİ'lerden beslenme alanı 5000 km²'den büyük olan 64; kuruyan 8 $\Rightarrow 8/64=\%12.5$ ve bu AGİ'lerden beslenme alanı 10000 km² den büyük olan 36; kuruyan: $\Rightarrow 4/36=\%11.1$. Bu saptama akarsularının rejimi düzenli hale gelmiş gelişmiş ülkelerin fizibilite (ekonomiklik) değerlendirmeleri sırasında kullandıkları kriterlerin ülkemiz koşulları ile bağdaşmayacağını göstermektedir.



Şekil 20. Rejimi düzenli ve düzensiz olan akarsuların debi süreklilik çizgilerinin şematik görünüşü.

Ülkemizde ise akarsuların rejimlerini düzenli hale getirecek yeterli biriktirme, depolama tesisi henüz yapılmamış olduğundan kullanmakta olduğumuz birincil, ikincil enerji tanımları ülkemiz koşulları ile bağdaşmamaktadır. Bu konuda Dünya Su Konseyi Başkan yardımcılarında, SHF (Société Hydrotechnique de France) Başkanı René Coulomb (2003) ün değerlendirmeleri ve yorumları ülkemiz açısından çok çarpıcı ve anlamlıdır:

"Ekolojik ve sosyal nedenlerle (yer değiştirmeler ve tarım alanlarının sular altında kalması gibi) günümüzde bu tip tesislere olan kritikler artmakta ise de, Akdeniz'in güneyindeki ve doğusundaki ülkeler;

- *debilerin düzenlenmesi ve dengelenmesi,*
- *sulama,*
- *ve bilhassa Türkiye hidroelektrik enerji üretebilmek*

amacıyla biriktirme tesisi yapmaya mecburdurlar"

..... "Yenilenebilir kaynaklar bu bölgede yer ile değişebildikleri gibi, zamanla da çok değişmektedir ve bilhassa kurak dönemlere çok hassastır. 10 senede 1 defa gözlenebilecek düzeydeki bir kuraklık halinde bile, ortalama debi, uzun yıllar ortalamasının 1/3 'üne düşebilmektedir. Bu nedenle Düzenleme-Dengeleme için büyük kapasiteli biriktirme haznelerine gereksinme duyulmaktadır".

Bu nedenle ekonomiklik analizlerinde yararlanılan birincil ve ikincil enerji tanımlarının yeniden ele alınması, ülkemiz koşullarına uygun yeni tanımlar ve birim fiyatlar oluşturulması gerekmektedir.

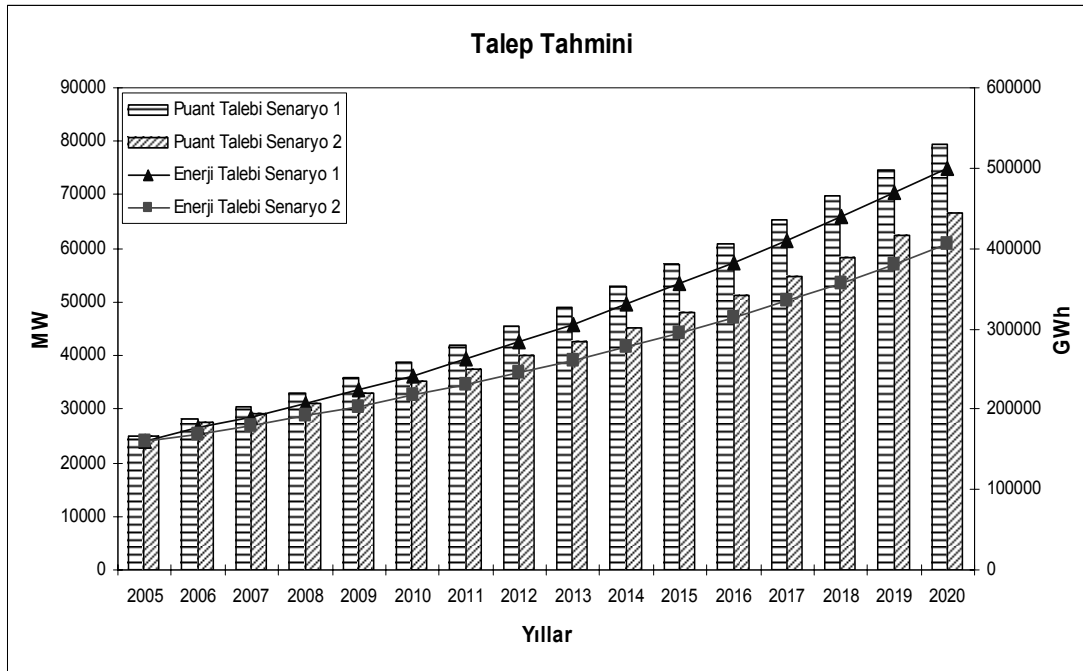
3.5.2 ETKB'nin 2005 - 2020 dönemi planlamasının değerlendirilmesi

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığınca "Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışması (2005 - 2020)" başlığı ile Ekim 2004 tarihinde önümüzdeki 15 yıl için elektrik enerjisi gereksiniminin değişimini ve ortaya çıkacak artışın ne şekilde karşılanmasının düşünüldüğünü açıklayan bir rapor yayınlanmıştır. Gereksinim artışı için 2 senaryo öngörülmüştür:

- Yüksek talep artışı: Senaryo 1; Yıllık talep artışının %7.9 olacağı kabul edilmiştir;
- Düşük talep artışı: Senaryo 2; Yıllık talep artışının %6.4 olacağı kabul edilmiştir.

Bu talep artışlarının yıllara göre gelişimi Şekil 21 ve Çizelge 30 'da görülmektedir. Çizelge 30'un verilerine göre 2004 yılındaki değerlere göre enerji üretiminin ortalama olarak, 2010 yılında 1.5 misline ve 2020 yılında 3 misline çıkması gerektiği; puant talebin ise 2004 yılındaki değerden 2010 yılında ortalama olarak %60 fazla olacağının ve 2020 yılında 2004 yılındaki değer 3.2 misline çıkacağının tahmin edildiği görülmektedir. Son zamanlardaki değerlendirmeler 2020 yılındaki enerji gereksiniminin 420-440 TWh/yıl düzeylerinde olacağı izlenimini uyandırdığı, Mayıs 2005 ayındaki toplantılarda resmi kesimlerce ifade edilmiştir. Bu koşulların devamı

halinde 2020 yılındaki taleplerin düşük senaryodan daha fazla olacağı anlaşılmaktadır. Diğer taraftan 1980-2000 döneminde elektrik enerjisi talebindeki yıllık artış ortalama olarak %8.21 düzeylerinde olduğu halde, 2001-2005 döneminde yıllık artış %7.33 ile sınırlı kalmıştır. Bu düşük artışın 2000-2001 ekonomik krizinden sonra piyasaların yeniden canlanmasından kaynaklandığının düşünülmesi ve ileride tekrar daha önceki artış değerlerine ulaşılmasının beklenebileceğini düşünmek gerekir. Diğer taraftan yatırımcı dış sermayenin yurda girmesi de elektrik enerjisi talebini arttırıcı rol oynayacaktır.



Şekil 21. ETKB (2004) planlamasına göre 2005-2020 döneminde 1. ve 2. senaryolara göre beklenen enerji ve puant güç talepleri.

2005 yılı verilerinden (üretim: 160 974 TWh; tüketim: 128 750 TWh; kurulu güç: 39 638 MW; puant talep: 25 000 MW) zaman zaman ülkemizde enerji fazlası olduğu ve eski senaryoların abartılmış olduğu şeklinde yorumlar yapılmaktadır. Gerçekten de Çizelge 30'daki değerlerden ve 2005 yılı verilerinden ilk nazarda böyle bir izlenim edinmek olasıdır. 2005 yılı verilerine göre mevcut üretim kapasitemizde %20.0 ve puant güç

kapasitemizde %36.9 fazlalık oluşmuş gibi görünmektedir. Bununla beraber fazlalık ile yedekleme kavramlarının karıştırılmaması gerekmektedir, zira elektrik hazırda bulundurulabilen bir enerji türü olmadığına göre bir miktar yedek, zorunludur. Kurulu güçte görünen %36,9'lık fazlalık ise yanıltıcı bir değerdir, zira gerçek fazlalığı belirleyebilmek için kurulu gücümüz olan 39 638 MW değerinin yerine, emre amade kurulu gücümüz göz önünde tutulmalıdır; zira bilhassa termik santrallerimizin önemli bir kısmının bakımı yetersizdir, rehabilitasyonları yapılmamıştır ve gereksinme halinde bunların devreye sokulmaları mümkün değildir ve dolayısıyla %36,9 kurulu güç fazlalığı sadece kağıt üzerinde vardır.

Çizelge 30. ETKB'nın 2010 ve 2020 yılları için revize edilmiş elektrik enerjisi ve kurulu güç gereksinimleri (revizyon sırasında yüksek (yıllık talep artışının %7.9 olması hali) ve düşük (yıllık talep artışının %6.4 olması hali) olmak üzere 2 senaryo ele alınmıştır) .

Yıl		Enerji		Puant talep	
		TWh/yıl	2004'e oranı	GW	2004'e oranı
2004	Gerçekleşmiş	151	1.00	23.3	1.00
2010	Eski senaryo	265	1.75	52	2.23
	Revize Yüksek senaryo	242.0	1.60	38.8	1.67
	Revize Düşük senaryo	216.7	1.43	35.2	1.51
2020	Eski senaryo	528	3.50	103.5	4.44
	Revize Yüksek senaryo	499.5	3.31	79.4	3.41
	Revize Düşük senaryo	406.5	2.69	66.6	2.86

Diğer taraftan enerji planlaması uzun vadeli olmak zorundadır ve dolayısıyla birikimlere, verilere, eğilimlere, varsayımlara dayanan öngörü ve senaryolar üretilerek hazırlanır. Bununla beraber senaryolar hazırlanırken öngörülemeyen olaylar da vardır ve bunlar beklentilerden önemli sapmalara sebep olabilirler. Abartılı olduğu öne sürülen eski senaryo bu tipte iki olay yaşamıştır:

(a) 1999 Düzce ve Adapazarı depremleri;

(b) 2000-2001 ekonomik krizi.

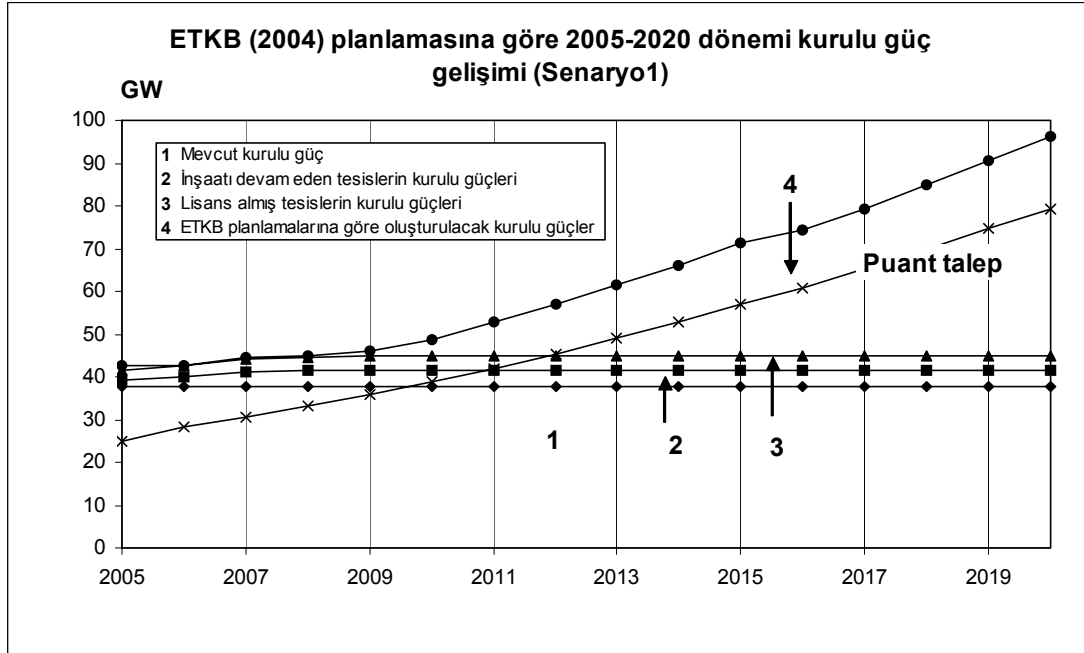
Bu olaylar ekonomik hayatı, yatırımları etkilemiş ve dolayısıyla elektrik enerjisine olan talep de düşmüştür. Yukarıda da vurgulanmış olduğu üzere

1980-2000 döneminde sürekli olarak ortalama %8.21 düzeyinde [maksimum: %13.0 (1983-1984 dönemi; minimum: %3.65 (1993-1994 dönemi)] ve 2001-2005 döneminde sürekli olarak ortalama %7.33 düzeyinde [maksimum: %8.57 (2002-2003 dönemi); minimum: %6.06 (2001-2002 dönemi)] elektrik enerjisi tüketimi artışı olduğu halde, depremlerin ve ekonomik krizlerin yoğun etkisinde kalan 2000-2001 döneminde %1.25 elektrik enerjisi tüketimi düşüşü olmuştur. Senaryo hazırlanırken öngörülmesi olanaksız olan bu olaylar talep eğrisinin değişmesine ve taleplerin abartılı olduğu yorumunun yapılmasına neden olmuştur. Olayların oluşmamış, talebin %8.21 artışla devam etmiş olması halinde beklenen tüketimler ve yedek üretim kapasiteleri Çizelge 31'de verilmiştir. Görüldüğü üzere varlığından bahsedilen üretim fazlalığı eski senaryonun abartılı olmasından ziyade, depremler ve ekonomik krizin etkileri nedeniyle bu görünür izlenimi vermektedir. Gerçekten de barajlarımızın da dolu olduğu 2005 yılında dahi 0.5 TWh kadar da olsa elektrik enerjisi ithal edilmiş olması, mevcut üretim kapasitesinin yetersiz kaldığının bir göstergesi olarak da düşünülebilir.

Çizelge 31. 1999 depremlerinin ve 2000-2001 ekonomik krizinin elektrik enerjisi tüketimi ve yedekleme üzerinde olası etkileri (GWh).

Yıllar	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Üretim kapasitesi	124 922	122 725	129 400	140 580	150 698	160 974
%8.21 artışla tüketim	98 296	106 369	115 104	124 557	134 786	145 856
Tahmini yedek (%)	21.3	13.3	11.0	11.4	10.6	9.4
Gerçekleşen tüketim	98 296	97 070	102 948	111 766	121 142	128 750
Yıllık değişim (%)	+ 7.08	- 1.25	+ 6.06	+ 8.57	+ 6.39	+ 6.26

ETKB tarafından hazırlanmış olan senaryolarda yıllık elektrik enerjisi talebi artışının %7.9 ve %6.4 olacağı düşünülmüştür. Halbuki 1980-2000 döneminde ortalama olarak %8.21 ve 2001-2005 döneminde ortalama olarak %7.33 olduğu yukarıda görülmüştü. Bu koşullarda ETKB tarafından öngörülen düşük artış senaryosu her iki gerçekleşmiş artışın çok altındadır ve neden bu kadar düşük seçilmiş olduğunu açıklamak olası görünmemektedir. Diğer taraftan yüksek senaryo da 2000-2001 ekonomik krizinin hemen arkasından gelen yıllardaki talep artışından nisbeten yüksekse de, daha önceki 20 yıllık ortalamanın altındadır. Bu nedenle önerilmiş olan çözümlerin yeterli olacağının kabul edilmesi zordur.



Şekil 22. Yüksek talep projeksiyonuna göre ETKB 'nın gereksinimleri karşılamak üzere öngörmüş olduğu kaynak çeşitlendirmesi.

ETKB öngörülen enerji ve güç talebi projeksiyonlarını şu gruplarla karşılamayı düşünmektedir:

- Mevcut tesisler,
- İnşaatı devam eden tesisler,
- Lisans almış tesisler ve
- ETKB planlamasına göre oluşturulacak tesisler.

Şekil 22'den görüldüğü üzere mevcut kurulu gücün 2020 yılına kadar var olacağı kabul edilmiştir. Halbuki şu hususların da göz önünde tutulması gerekmektedir:

- o Şu anda mevcut kurulu gücün gerçekte ne kadarı kullanılabilecek durumdadır? Daha önce de belirtildiği üzere, bilhassa kömürle çalışan termik santrallerimizin bir kısmı bakımsızdır veya gereksindikleri yenilenmeleri yapılmamış durumdadır;
- o 2020'ye kadar bakım veya yenilenmeleri gerekecek tesisler için bir planlama öngörülmüş müdür ve ne düşünülmektedir?
- o İnşaatı devam eden veya lisans almış tesislerin öngörülmüş olan tarihte devreye girecekleri ne şekilde garanti edilecektir? Diğer taraftan

tesislerin devreye giriş tarihleri öngörülmüş oldukları senenin ilk günü olarak kabul edilmiştir. Bu kabul gerçekçi olarak görülmemektedir. Dolayısıyla o dönemlerde bir sorunla karşılaşılması beklenmelidir.

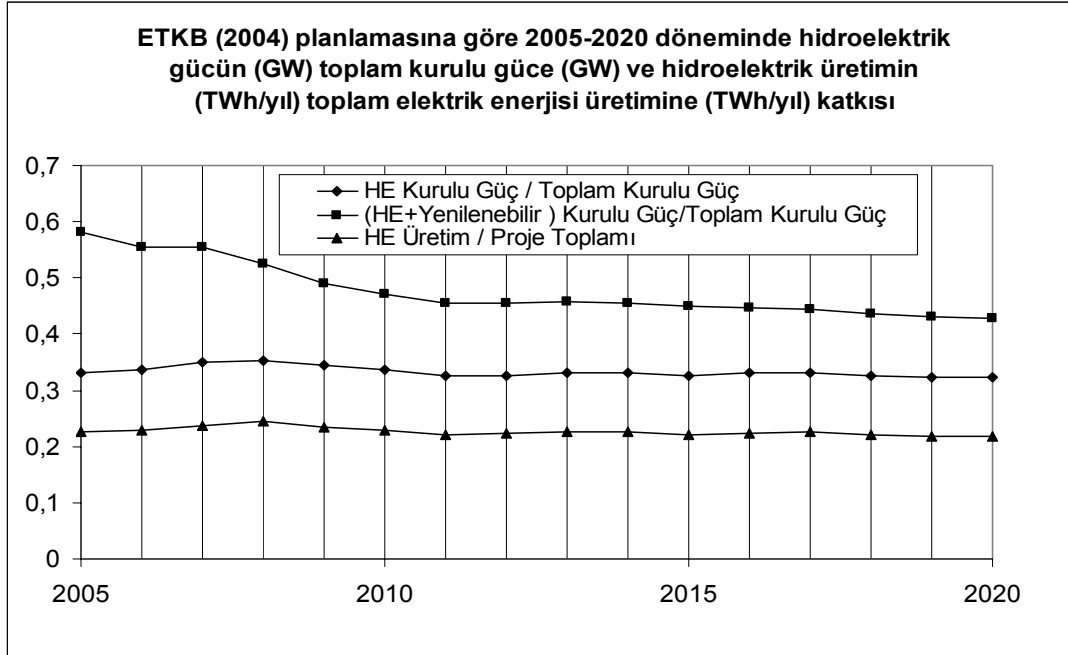
ETKB tarafından hazırlanmış olan enerji senaryolarının ikisinin de gerçekçi olmadığı görülmektedir, zira yüksek talep senaryosu 01 Ocak 2012'de ve düşük talep senaryosu 01 Ocak 2014' te nükleer enerjinin devreye gireceği varsayımına dayanmaktadır. Önümüzde kalmış olan 5.5 yıllık süre zaten (ön hazırlık dönemi de hariç) bir nükleer santralin inşası için gereken zamandan daha azdır. Ayrıca nükleer santraller doğal gazla çalışan termik santraller gibi kısa sürede (2-3 yıl) inşa edilemedikleri ve büyük yatırım gerektirdiklerinden özel sektör için cazip olmamaktadır; dolayısıyla ilk yatırımın gerektirdiği sermayenin oluşturulması büyük bir sorun yaratmaktadır. Son zamanlarda kamu-özel sektör ortaklığı oluşturularak bu soruna çözüm getirilmesinden bahis edilmektedir. Böyle bir yaklaşım ise liberalizasyon ve kamunun enerji üretim tesislerine yatırım yapmayacağı ilkelerine ters düşmektedir.

Bu sakıncalardan daha da önemli olan husus, şu anda inşasına karar verilecek bir nükleer santralin eski teknoloji ürünü (2. nesil) olacağıdır. Gelişmiş ülkeler şu anda 3. nesil olarak adlandırılan nükleer santral tipinin gelişmesini beklemekte, ellerinde var olanı ise az gelişmiş ülkelere satmaya çalışmaktadır. 3. nesil santrallerin ise ancak 2020'lerden sonra devreye girebileceği düşünülmektedir. ABD 1978'den beri nükleer santral inşa etmemektedir. IEA (2005, Türkiye) raporunda şu anda Avrupa'da sadece Finlandiya'da bir nükleer santral inşa edilmekte olduğu belirtilmektedir ve birçok Avrupa ülkesi mevcut nükleer santrallerini devre dışına çıkartma kararı almış bulunmaktadır. Şu anda nükleer santral inşa etmekte olan ülkeler Afrika ve Asya ülkeleridir.

Nükleer santrallerin atık sorununun da henüz çözülmemiş olduğu ilgililerce sık sık vurgulanmaktadır. Türkiye'nin de nükleer enerji kullanımına hazırlıklı ve bu teknolojiye sahip olması gerekmektedir. Bununla beraber dünyanın terk ettiği teknolojilerin ülkemize getirilmesinin yararı tartışılmalıdır. Bu nedenlerle ETKB tarafından hazırlanmış olan senaryoların, 1980-2000 ve 2001-2005 dönemlerindeki talep artışları da göz önünde tutulduğu takdirde ancak 2010'lu yıllara kadar olan kısa bir dönem için geçerli olabileceği, daha uzun süreler için gerçekçi olmadığı görülmektedir.

Şekil 23'de ise HE kurulu gücümüzün toplam kurulu gücümüze ve HE enerji üretimimizin toplam elektrik üretimimize 2005-2020 dönemi için öngörülen katkıları verilmiştir. Değişimlerden görüldüğü üzere önümüzdeki 15 senelik dönemde bu katkıların önemli düzeyde değişmemesinin öngörüldüğü anlaşılmaktadır. Bu gözleme göre, yabancı ülkelere bağımlı olmadığımız ve 2/3'ü henüz değerlendirilmemiş olan ekonomik hidrolik potansiyelimizin katkısının arttırılmaması ve hatta çok az miktarda da olsa azaltılması öngörülmüş olmaktadır. Gelişmiş ülkelerin HE potansiyellerini teknik sınıra yaklaşacak düzeyde değerlendirdikleri günümüzde, henüz EHEP 'inin ancak %30'unu değerlendirebilmiş olan ülkemizdeki bu yaklaşımı açıklamak mümkün olamamaktadır. Ayrıca AB'nin yeni ve yeşil enerjiye önem verdiği ve yenilenebilir kaynaklardan üretimin arttırılması yönünde direktifler yayınladığı günümüzde bu yaklaşım yadırganmalıdır. Aynı şekilde hidrolik kurulu gücümüzün toplam kurulu güce katkısının da azalmasının öngörüldüğü anlaşılmaktadır. Halbuki ülkemiz koşulları tam tersinedir, zira;

- Hidroelektrik üretim başka ülkelere bağımlı olmayan bir üretimdir;
- Toplam maliyeti en düşük olan elektrik üretim kaynağıdır;
- Ülkemiz EHEP 'inin en az %70'i henüz değerlendirilmemiş durumdadır; halbuki gelişmiş ülkelerin THEP 'lerini zorlamakta oldukları yukarıda vurgulanmıştı. 2000 yılında Almanya'da çıkartılan *"Yenilenebilir enerji kaynaklarına öncelik verilmesine dair yasa"* nın gerekçesi olarak; **"Almanyadaki tüm hidroelektrik potansiyelin kullanılmış olduğu ve geriye teşvik edilerek geliştirilebilecek yalnızca küçük HES'lerle rüzgar, güneş gibi enerji kaynaklarının kaldığı"** belirtilmektedir.
- AB'ye girmek üzere ülkemizde yoğun çalışmalar sürdürülmektedir. AB ülkelerinin tamamı ve Türkiye KYOTO protokolunu imzalamıştır. Bu durum ülkemize ET (Emission trading), CDM (Clean Development Mechanism), JI (Joint implementation) mekanizmalarından yararlanma yolunu açmaktadır. Bu süreçlerle yeşil enerji yatırımlarına dış kaynak ve finansman temini daha kolaylaşmaktadır;
- Biriktirmeli HES'lerden yapılan üretim puant güç üretimi olacağından ve enerji borsalarında puant güç çok pahalı olduğundan, Avrupa ülkelerine puant güç ihraç edebilme ortamı yaratılmış olacaktır vb..



Şekil 23. ETKB (2004) planlamasına göre 2005-2020 döneminde hidroelektrik gücün toplam kurulu güce ve hidroelektrik üretimin toplam elektrik üretimine katkısı.

3.6 Yenilenebilir Enerji

3.6.1 Rüzgar Enerjisi

3.6.1.1 Üretim/Tüketim Rezerv Durumu

Halen 131.5 MW'lık kurulu güç vardır. Üretilen enerji bu tesislerde depolanamadığından tümü elektrik şebekesine verilerek tüketilmektedir.

Günümüz teknolojisi ile ülkenin rüzgar enerjisi kaynağını belirlemekle ilgili bazı çalışmalar yapılmıştır; fakat bunların 50.000 - 80.000 MW gibi değerler içeren kaba tahminlerden ileri gitmediği söylenebilir. Günümüz teknolojisi ile ekonomik kaynak belirleme çalışması yapılarak kullanılabilir bu kaynak daha anlamlı şekilde belirlenmelidir. EİE tarafından şimdiye kadar yapılan veri toplama çalışmaları sonuçlarından da yararlanılması gerekir. Ekonomik olarak yıllık rüzgar hızı ortalaması, türbin göbek yüksekliğinde, en az 7-7.5 m/s civarında olmalıdır. Rüzgar kapasitesi (megawatt mertebesinde) kaynak kalitesi, iletim hatlarına uzaklıkları ve diğer kaynak maliyetleri ile birlikte belirlenmeli ve kullanımları izlenmelidir. En verimli alanlar kullanıldıktan sonra diğerlerine geçilmesi için yönlendirmeler yapılmalıdır. Türkiye'nin rüzgarlı bölgelerinde rüzgar miktarı ve kalitesine göre sınıflamalar yapılabilir. Bu çalışmaya dayanarak teknik performans, maliyet ve rüzgarla ilgili diğer veriler söz konusu kuruluşlarca belirlenebilir. En yüksek rüzgar kapasitesi, kapasite katsayıları ve teşvikler belirlenerek bölgeler için kapasite çalışmaları yapılmalıdır. Ayrıca rüzgar kaynaklarının mevcut iletim hatlarının kapasiteleri de göz önünde bulundurularak, uzaklıkları harita üzerinde belirlenmelidir.

Yukarıda belirtilenler genel olarak şebekeye bağlı elektrik üretimi için söylenmiştir. Ayırık veya yaygın elektrik üretimin de mümkün olduğunca kullanılarak üretime katkısı sağlanmalı ve teşvik edilmelidir. Rüzgar teknolojilerinde sermaye maliyeti, verimli kaynaklar kullanıldıkça artmaktadır. Bunun sebebi (1) doğal kaynak kalitesinde; arazi eğimi, arazi pürüzlülüğü, arazide ulaşım, rüzgarın türbülansı, rüzgarın değişkenliği veya diğer doğal kaynak etkileri gibi etkilere dolaylı azalma, (2) değişken rüzgar gücünü nakletmek için mevcut yerel veya ağ dağıtım ve iletim hatlarında yenilemelere gidilmesi, (3) arazilerin alternatifli kullanım maliyetlerinin, estetik veya çevre duyarlılığı gibi nedenlerle artması.

3.6.1.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Rüzgar enerjisi kurulu gücü en fazla olan Almanya'da, bu endüstri, on yıllık 1996 -2006 süresinde yaklaşık ona katlanmıştır. 1996 yılında yapılan tahmin senaryolarında, 2005 yılında kurulu gücün 1600-5500 MW olacağı belirtilmişken, 2006 yılının ortalarında şebekeye verilen bu güç 19 300 MW'a ulaşmıştır. Bir türbinin kapasitesi 1996'da ortalama 375 kW iken, 2006'nın ilk yarısında 1200 kW'a çıkmıştır. Bu gelişmede "Elektrik Besleme Yasası (Electricity Feed-In Law)" nın ortalama kWh fiyatının %90'ını rüzgar gücü üreticilerine garanti etmesinin katkısı büyüktür. Ayrıca şebekeye girmede yenilenebilir enerjilere öncelik verilmektedir. 2020 yılında elektrik şebekesinde rüzgar gücünün payının %20'ye çıkması öngörülmektedir. ABD'de rüzgar enerjisi araştırmaları için 1975-1988 yılları arasında devlet, Almanya'nın dört katı, Danimarka'nın 22 katı \$427 milyon yatırım yapmıştır. Bu yatırımlar 1988'den sonra \$1.9 milyardan \$269 milyona düşmüştür. 1992 Enerji Politikası Akti'ne göre üreticilere ilk defa 1.5 cent/kWh vergi kesintisi sağlanmıştır; fakat pazarın özelleştirilmesi nedeni ile üreticiler kömür ve gazı yatırımı tercih etmişlerdir. Rüzgardaki gelişme 1998 ve 1999 yıllarında olmuştur. Vergi kesintisinin sona erdiği 1999 Temmuz'una kadar şebekeye 732 MW güç bağlanmıştır. Vergi kesintileri 2000, 2002 ve 2004 yıllarında kesintiye uğradığından tekrar vergi kesintisinin uygulanacağı belirtilmesine kadar pazar sarsıntı geçirmiştir. 31 Aralık 2007'de bitecek vergi kesintisi ortamında 3000 MW ilave rüzgar gücünün şebekeye girmesi ile ABD rüzgar enerjisi sıralamasında yerini yukarı doğru değiştirmiş olacaktır. Danimarka'da 2001 yılında hükümetin değişmesi ile birlikte bu ülke, Avrupa'daki rüzgar enerjisi kullanım liderliğini kaybetmiştir. Yukarıdaki örnekler enerji politikalarının yenilenebilir enerjilerden rüzgar enerjisindeki önemini vurgulamaktadır.

Türkiye'de halen çok kısıtlı olarak rüzgar gücünden elektrik üretimi yapılmaktadır. Teşvikler hem tesis kurulması, hem de ülkede rüzgar endüstrisinin oluşması için yeterli değildir. Çeşitli elektrik tarifelerinin uygulandığı ortamda yıllık ortalama elektrik alış maliyetinden rüzgardan üretilen elektriğin alınması yeterli bir teşvik değildir.

Var olan kısıtlı sayıdaki rüzgar türbini tesislerinde kapasite kullanım katsayıları 0.25-0.45 arasında değişmektedir. Bu değerler ABD'de en rüzgarlı sınıftaki yerler için %48 ile sınırlanmıştır.

3.6.1.3 Ar-Ge Değerlendirme

Rüzgar enerjisinin kullanımını arttıracak önemli bir husus, yenilenebilir bu kaynağın, yaygın kullanılan diğer enerji kaynaklarına göre değerlendirmesinin iyi yapıp, bu sonuca göre ne oranda destekleneceğinin açıklıkla belirlenmesidir. Günümüz teknolojisi ile ekonomik kaynak belirleme araştırması yapılarak kullanılabilir rüzgar kaynakları derecelendirilerek belirlenmelidir. Rüzgar enerjisi kullanımını arttıracak en önemli gelişme, bu sistemlerle üretilen elektrik enerji maliyetinin (kWh cinsinden) en aza indirilmesidir. Bu maliyeti etkileyen önemli üç parametre (1) tesis kurulacak bölgede ortalama rüzgar hızı (ekonomik olarak alt sınırının 7-7.5 m/s civarında olduğu kabul edilebilir), (2) kurulacak tesisin mevcut iletim hatlarına olan uzaklığı, (3) kaynak değerinin azalması (%20'den fazla arazi eğimi ve pürüzlülüğü, araziye ulaşım, rüzgarın türbülansı ve değişkenliği ve diğer doğal kaynak faktörleri gibi), iletim hatlarının yenilenme maliyeti (değişken rüzgar gücünün daha fazla şebekeye verilebilmesi için) ve pazar faktörü (estetik ve çevre gerekçeleri ile arazinin alternatifli kullanım maliyetinin artması gibi). Bu üç ölçü yanında önemli diğer bir husus da imal edilecek yüksek teknoloji ürünü türbinlerin düşük maliyetli, şebekeye bağlı, değişik rüzgar rejimlerinde mümkün olduğunca en yüksek performansta sürekli olarak çalışabilecek türbin olarak tasarlanmış olmasına dayanmaktadır. Bu nedenlerle ülke topografyasına ve rüzgar kaynağına uygun, verimli türbinlerin yerli sanayi girişimleri ile üretimleri teşvik edilmeli; kurulan tesislerin verimliliklerini izlenmeli ve kurulması düşünülen diğer sahaların durumunu günün teknolojileri gözönünde tutularak yeniden değerlendirilmelidir.

Merkezi santraller yanında, yaygın elektrik üretimine olanak sağlayan küçük türbinlerin kullanımının artırılması için araştırma yapılabilir.

3.6.1.4 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

Rüzgar enerjisi ile ilgili olarak yukarıda belirtilenler yanında yapılması gerekenler:

- Rüzgar kaynağının doğru belirlenmesi, modellenmesi ve rüzgar türbinlerinin kurulacağı yörelerde yerel rüzgar tahminlerinin iyi yapılması.

- Dişli sistemi olmadan rotora doğrudan bağlanabilecek jeneratörlerin tasarımı.
- Elektrik şebekesine bağlama kolaylıkları ve rüzgar santrallerinin kolay kontrol edilebilir olması.
- Türbin kütlesinin azaltıldığı bütünleştirilmiş tasarımların geliştirilmesi
- Türbin ebatlarını daha fazla enerji yakalamak için çoklu megawattlara çıkarılması. Bu durumda artacak maliyet elde edilecek fazla enerji ile karşılanabilecektir.
- Türbinlerin ileri kontrol teknikleri ile değişken rüzgar hızlarına göre türbinlerin tasarlanması ve işletme sırasında bunun sağladığı avantajların arttırılması.
- Ayrık olarak kurulabilecek küçük güçlü sistemlerle iletim hatlarına sokulmadan yaygın olarak rüzgardan enerji elde edilebilmesi.
- Yoğun nüfusun bulunduğu rüzgarlı kıyı kesimlerde kurulacak kıyı ötesi türbinlerinin maliyetinin düşürülmesi.
- Türbinlerin doğa ve çevreye uyumluluğunun arttırılması.
- Rüzgar türbinlerin sertifikasyonu ve denenmesi.
- Türbin kuleleri için, özellikle ulaşımı zor olan yerlere kurulacaklar dahil, değişik kule optimizasyon çalışmalarıdır.

3.6.2 Güneş Enerjisi

3.6.2.1 Üretim/Tüketim Rezerv Durumu

Günümüzde dünya nüfusundaki artış ve buna bağlı olarak enerji ihtiyacındaki yükseliş, alternatif yakıtlara daha fazla önem verilmesine ve buna bağlı olarak daha fazla zaman ve para harcanmasına neden olmaktadır. Var olan fosil yakıt kaynaklarının tükenebilir olması ve enerji üretimi sırasında da sülfür, azot oksitler gibi bazı zararlı kimyasalları üreterek çevreye verdiği zarar da düşünüldüğünde, verilen önemin artmasının normal olduğu görülmektedir. Bu kapsamda alternatif enerji kaynaklarından, güneşle termal ısıtma, güneş pilleri ve yakıt pilleri sahip olduğu pek çok olumlu özellik ile ön plana çıkmaktadır.

Güneş enerjisinin öneminin giderek artması beklenmektedir. Çünkü güneş yer yüzünde tüketilen toplam enerjiden 10 000 kez daha fazla enerjiyi yer yüzüne yollar, çevre dostu bir enerji kaynağıdır. Endüstride (fabrikalar ve organize sanayi bölgeleri) ile yerleşim alanlarında (evler, siteler) termal (sıcak su, radyatör ön ısıtma, havuz ısıtma) ve fotovoltaik uygulamaları bulunmaktadır. Ayrıca uydu ve uzay istasyonlarında güneşten elektrik elde etmek için kullanılan güneş pili teknolojilerindeki gelişim, bunların verimlerdeki artış sayesinde daha ekonomik hale gelmektedirler.

EİE tarafından yapılan çalışmaya göre; Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7.2 saat), ortalama toplam ısınım şiddeti 1311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3.6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 32).

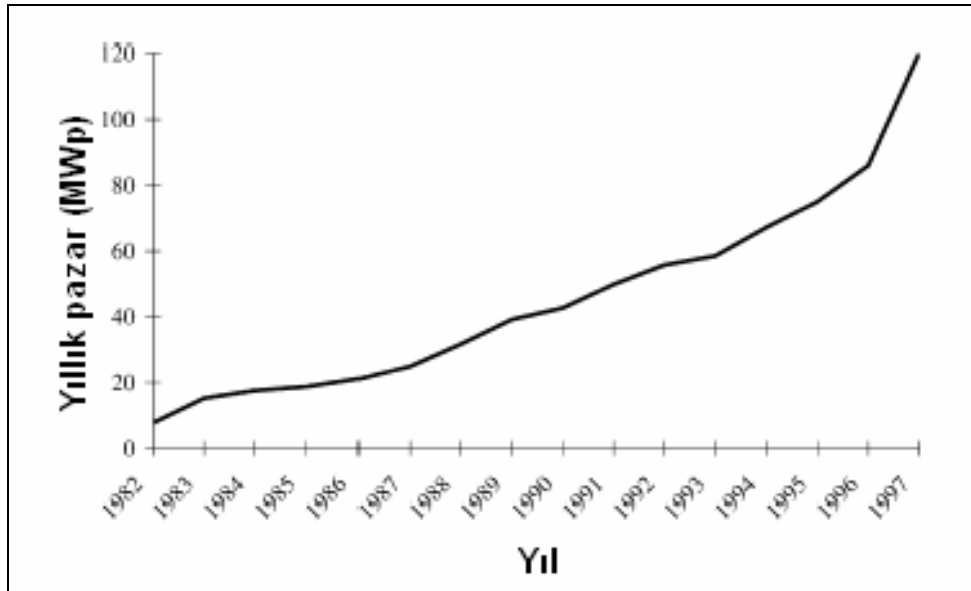
Ancak, bu değerlerin, Türkiye'nin gerçek potansiyelinden daha az olduğu, daha sonra yapılan çalışmalar ile anlaşılmıştır. 1992 yılından bu yana EİE ve DMI, güneş enerjisi değerlerinin daha sağlıklı olarak ölçülmesi amacıyla enerji amaçlı güneş enerjisi ölçümleri almaktadırlar. Devam etmekte olan ölçüm çalışmalarının sonucunda, Türkiye güneş enerjisi potansiyelinin eski değerlerden %20-25 daha fazla çıkması beklenmektedir.

Çizelge 32. Türkiye'nin Yıllık Toplam Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı (Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü)

Bölge	Toplam Güneş Enerjisi (kWh/m ² -yıl)	Güneşlenme Süresi (Saat/yıl)
Güneydoğu Anadolu	1460	2993
Akdeniz	1390	2956
Doğu Anadolu	1365	2664
İç Anadolu	1314	2628
Ege	1304	2738
Marmara	1168	2409
Karadeniz	1120	1971

3.6.2.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

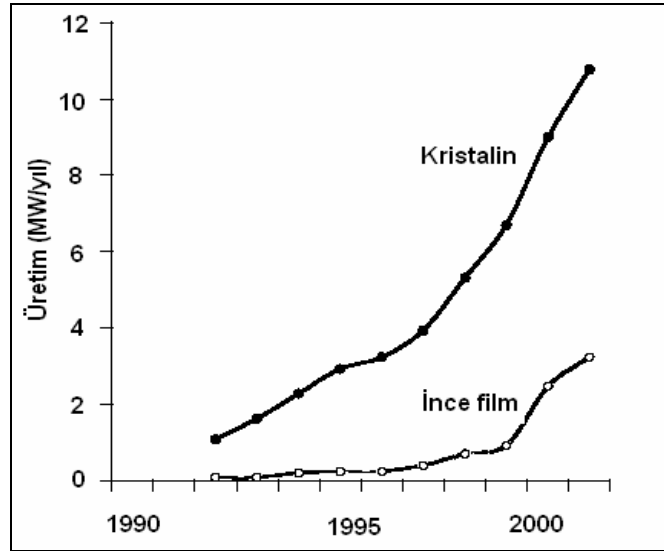
Güneş enerjisi uygulamada ısı üretimi ya da elektrik üretimi amacıyla kullanılabilir. Güneş enerjisinin elektriksel dönüşümünde, fotovoltaik pazarı bütün dünyada hızla artmaktadır (Şekil 24). Bu artan pazar içinde fotovoltaik pil teknolojisinin izlediği değişim de Şekil 25'te görülmektedir. Çizelge 33'te ise çeşitli güneş pillerinin laboratuvar ve modül verimleri üretildikleri yerlerle beraber verilmiştir.



Şekil 24. Fotovoltaik pazarının izlediği değişim.

Yine fotovoltaik pil teknolojisini, hücre verimi, modül verimi ve maliyet açısından karşılaştıracak olursak: Fotovoltaik uygulamalarda, ticari olarak kullanılan silikon teknolojisidir. Son yıllarda ince film CdS/CdTe ve CuInSe₂ güneş pillerinin kullanımı giderek artmaktadır. İnce filmlerin elektrokimyasal olarak kaplanması düşük maliyet masraflarıyla yüksek film kalitesini beraberinde getirmektedir.

Güneş enerjisinin termal dönüşümünde uygulama alanları olarak; su ısıtma, soğutma, tuz giderme, pişirme, termal santraller ve kurutmayı sayabiliriz.

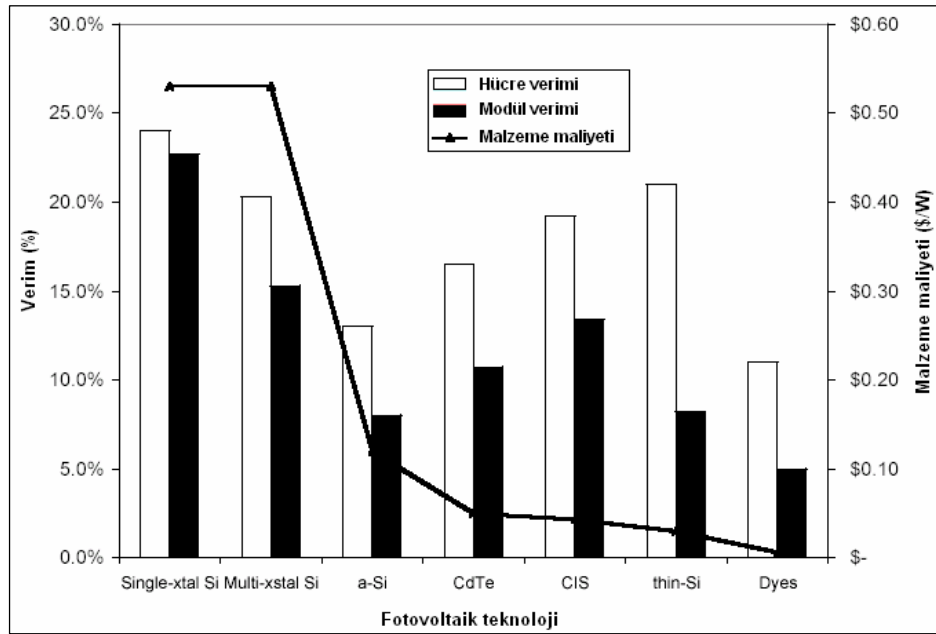


Şekil 25. Fotovoltaik pil teknolojisini izlediği değişim.

Ülkemizde termal dönüşüm, güneş kolektörleri uygulamaları ile bilinmektedir. En yaygın şekilde kullanılan güneş kolektörlerinin yüzeyleri ise mat siyah boya ile boyanarak hazırlanmaktadır. Bunlarda profil yüzeylerinin absorpsiyon/emisyon oranı çok küçüktür. Dolayısıyla güneşle ısınan su, hızla radyasyonla ısını kaybeder. Siyah mat boya ile hazırlanan yüzeylerde boya çatlaması ve korozyona da çok rastlanır. Ömürleri kısadır.

Çizelge 33. Ticari olarak satılan pillerin cinsleri, laboratuvar şartlarında hücre verimleri ve modül halindeki verimleri

Hücre türü	Laboratuvar şartlarındaki hücre verimleri (%)	Modül halindeki verimleri (%)
Tek kristal silisyum	24.7 (UNSW,PERL)	22.7 (UNSW/ Gochermann)
Multi kristal silisyum	20.3 (FhG-ISE)	15.3 (Sandia/HEM)
Amorf silisyum	10.1 (Kaneka)	10.4
HIT	21 (Sanyo)	18.4 (Sanyo)
GaAs	25.1 (Kopin)	---
InP	21.9 (Spire)	---
GaInP/GaAs/Ge	32 (Spectrolab)	---
CdTe	16.5 (NREL)	10.7 (BP Solarex)
CIGS	19.5 (NREL)	13.4 (Showa shell)
Organik güneş pilleri	8.2 (ECN)	4.7 (INAP)



Şekil 26. Fotovoltaik teknolojinin malzeme maliyeti ve verimi açısından karşılaştırılması.

Teknolojideki gelişmeler ile bu sorunu çözecek yüzeyler son yıllarda üretilmektedir. Yüksek verimli kollektör yüzeyleri güneş ışığına karşı seçici ve koruyucu kaplamalardan oluşur. Yüksek verimli bir kaplamanın, güneş ışığının 0.3-2 μm dalga boyu aralığında maksimum absorpsiyon ($\alpha > 90$) değerine, aynı zamanda da radyasyonla ısı kaybının olmaması içinde minimum emisyon ($\epsilon < 20$) değerine sahip olması gerekir. Bu kaplamalar 1 μm 'den daha ince filmler olup vakum teknikleri veya elektrokimyasal kaplama yöntemleri ile hazırlanabilir.

Bu seçici yüzeyler ile hazırlanan profiller düz kollektörler halinde cam kasalar içine yerleştirilebildiği gibi vakum tüpleri içine de yerleştirilebilir. Bu son durumda konveksiyon ile ısı kaybı olmadığı için ısı olarak absorplanan güneş enerjisi profillerdeki suyun sıcaklığını 120-160°C'lere kadar çıkartabilir. Su sıcaklığının bu derecelere yükselmesi, güneşle ısıtmanın diğer bir uygulama alanı olan absorpsiyonlu sistemlerle (NH_3 -su veya LiBr-su karışımlarının kullanımıyla) soğutma uygulamasını devreye sokmaktadır.

3.6.2.3 Ar-Ge Değerlendirme

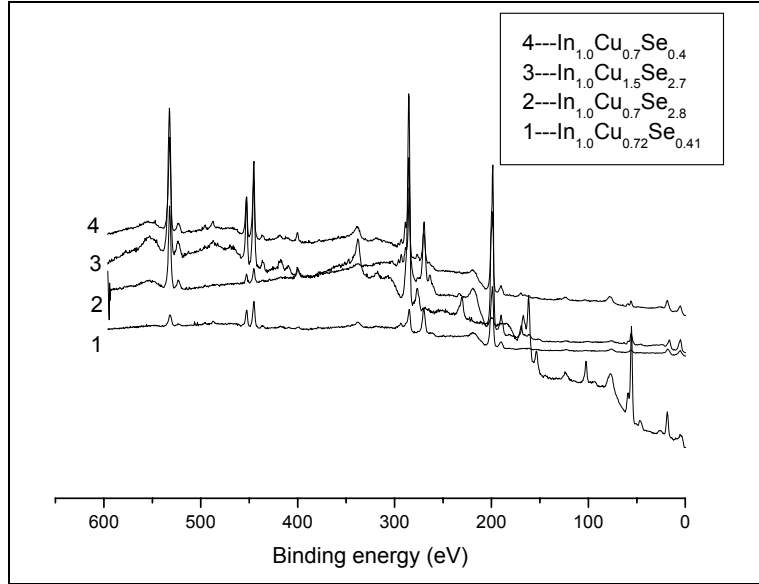
Güneş enerjisinin fotovoltaik dönüşümü üzerine İTÜ'de yapılan çalışmaların konusu elektrokimyasal yöntemle kaplanan CdS/CdTe ile CuInSe_2 ince film güneş pilleri üzerinedir. Çalışmaların amacı, ucuz, kontrol edilebilen yöntemler ile ince film güneş pillerini verimli bir şekilde elde edebilmek için uygun prosesleri optimize etmektir. İTÜ-CSM işbirliği ile hazırlanan CdS/CdTe güneş pillerinin verimleri Çizelge 34'te verilmiştir (Kadırgan vd., 2000).

Çizelge 34. İTÜ-CSM İşbirliği ile Hazırlanan CdS/CdTe Güneş Pillerinin Verimleri

CdS kalınlığı	η (%)	V_{oc} (mV)	J_{sc} (mA)	R_{sh} (cm^2)
500 Å	5.73	433	24.5	189
1250 Å	7.68	654	24.4	126
2500 Å	7.30	518	22.6	376

İTÜ'de gerçekleştirilen bir örnek çalışmada (Şekil 27) elektrokimyasal olarak depolanması, bu depolamaya etki eden faktörler, ince filmin oluşma kinetiği ve

elde edilen filmlerin yüzey kompozisyonları araştırılmıştır (Kadırgan, Beyhan, 2006).



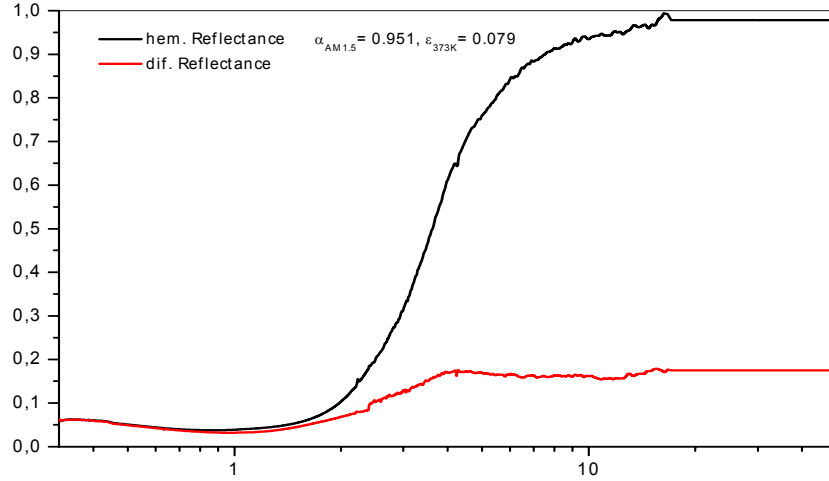
Şekil 27. XPS analizi.

Güneş enerjisinin termal dönüşümü üzerine yapılan bir başka çalışmada İTÜ-KOSGEB ortaklığı ile bakır, alüminyum ya da döküm yüzeyler üzerine güneş ışığına karşı seçici ince film yüzeylerin hazırlanma yöntemleri geliştirilmiş ve bunlarla yüksek verimli kollektör yapımı sağlanmıştır. Oluşturulan filmlerin yüksek sıcaklığa ve korozyona dayanıklılığı test edilmiştir. Şekil 28'de patenti alınan yüzeyin spektral özellikleri görülmektedir. Avrupa'da vakum tekniğiyle üretilen benzerlerine oranla çok daha dayanıklı ve üretim tekniğinin basitliği nedeniyle de çok daha ucuzdur (Kadırgan, 1981).

3.6.2.4 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

Güneş enerjisinin uygulamaları ile ilgili Ar-Ge projeleri her ne kadar teşvik buluyorsa da bunların yaygın kullanımı konusunda ülkemizde topluma gösteri merkezleri kurulmalıdır. Sürdürülebilir kalkınma kapsamında güneş enerjisinin rolü ve toplumsal kabulünde yeni teknolojiler ile yapılanma ve bu yapılanmadaki temel bileşenlerin neler olacağı tartışılmalıdır. Kurumsal

yapılanmada da hem eğitim faktörünün yeniden tartışılması, hem de bu konuların yaygın bir şekilde topluma anlatılması gündeme gelmelidir.



**Şekil 28. Patenti alınan yüzeyin spektral özellikleri
(Absorpsiyon (α) = 0.95 Emisyon (ϵ)= 0.079).**

Güneş enerjisi açısından şanslı olan ülkemiz bu şansını daha iyi değerlendirmeli, alternatif enerji kaynağı olarak nasıl finanse edilmesi konusu tartışmaya açılmalı, Enerjide Mortgage sistemi konuşulmalı ve kurumsallaştırılmalıdır. Isıtma-soğutma, tuz giderme, kurutma, elektrik eldesi gibi uygulamalarının yaygınlaştırılması yanında güneş santrallerinin de kurulması için gerekli adımların atılması gerekmektedir.

3.6.3 Jeotermal Enerji

Türkiye’de jeotermal enerji araması 1960’lı yılların ilk yarısında başlamıştır. Başlangıçtaki arama çabaları, elektrik üretim potansiyeli olan yüksek entalpili sahalar üzerinde odaklanmış ve Kızıldere, Germencik gibi sahalar keşfedilmiştir. Daha sonraki arama çalışmaları Seferihisar, Simav, Salavatlı, Tuzla, Dikili, Caferbeyli gibi bazı orta entalpili sahaların keşfini sağlamıştır.

Kızıldere jeotermal sahasına 17.4 MW_e kapasiteli klasik buhar çevrimli elektrik santrali kurulmuştur ve 1984 yılından beri yaklaşık ortalama 11 MW_e güçle elektrik üretmektedir. Brüt kapasitesi 8.5 MW_e olan, hava soğutmalı binary çevrimli bir jeotermal santral Salavatlı jeotermal sahasında 2006 yılı ilk yarısında üretime başlamıştır.

Türkiye’de jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı daha çok merkezi ısıtma sistemleri vasıtasıyla gerçekleşmiştir. İlk merkezi ısıtma sistemi 1987’de kurulmuş ve 12 merkezi ısıtma sistemi daha sonra devreye alınmıştır. 13 adet merkezi ısıtma sisteminin toplam kapasitesi yaklaşık 300 MW_t’a erişmiştir (Erdoğan vd. 2006). Bu merkezi ısıtma sistemlerinin kabaca 60 bin konut eşdeğeri ısıtma yaptığı tahmin edilmektedir. 2006 sonu itibarıyla, jeotermal enerji ile ısıtılan, Dikili ve Simav’da önemli ölçeklerde olan ve Dikili ve Simav’la beraber toplam 11 yerde bulunan seraların alanı 1500 dekar (dönüm) olup kullanılan jeotermal termal gücün 240 MW_t civarında olduğu tahmin edilmektedir (Serpen, 2005). Kaplıca ve termal turizmde kullanılan jeotermal enerji ile birlikte doğrudan kullanımda ortalama işletme kapasitesi yaklaşık 800 MW_t civarındadır.

Türkiye’de jeotermal enerjinin doğrudan kullanım alanları arasında en hızlı gelişmeyi sera uygulamaları göstermektedir. 2005 yılında 810 dekar olarak bilinen toplam sera alanı Aralık 2006 itibarıyla yaklaşık 1500 dekara ulaşmış durumdadır.

3.6.3.1 Üretim/Tüketim/Rezerv Durumu

Türkiye’nin dolaylı kullanım olarak jeotermalden elektrik üretimi, kurulu gücü 25.9 MW_e olan santrallardan, ortalama 17.5 MW_e civarındadır. Yakın gelecekte Germencik ve Kızıldere’de yeni jeotermal elektrik santralleri

kurulması planlanmaktadır. 2010 yılına kadar jeotermal elektrik santrallerinde kurulu gücün 100 MW_e'i aşması şaşırtıcı olmayacaktır.

Merkezi ısıtma, seracılık ve termal turizm kullanımını kapsayan doğrudan kullanım bugünlerde 800 MW₊ civarındadır, fakat bunun da hızla artması beklenmektedir. Özellikle seracılık ve balneolojide önümüzdeki yıllarda önemli yatırımlar beklenmektedir. Yatırımlar dikkate alınınca, 2010 yılında şimdiki kullanımın 2 katı üzerinde bir artış beklenmektedir.

Türkiye'nin jeotermal enerji varlığı söz konusu olduğunda zengin olduğu herkes tarafından kabul edilmektedir. Jeotermal enerji kullanımında Türkiye hem Avrupa'da hem de dünyada ilk sıralardadır.

MTA tarafından jeotermal enerji potansiyeli olarak 31 500 MW₊ gibi bir rakam telafuz edilmektedir. Bu rakamın nasıl elde edildiği ve hangi bilimsel yaklaşımlarla hesaplandığı belirsizdir ve rakamda belirsizlik bilinmemektedir. Potansiyeli belirlemek üzere bir çalışma İTÜ'de başlatılmış durumdadır.

3.6.3.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Bu sektörde en önemli sorun, bazı yerel hükümet ilgililerinin jeotermal enerji kullanan merkezi ısıtma sistemlerini yakıt türünü değiştirme amacıyla yeniden değerlendirmeye başlamalarıdır. Bu yerel görevliler mevcut jeotermal merkezi ısıtma sistemlerini sökerek, konutları ısıtma için doğal gaz sistemlerine bağlanmayı ciddi bir şekilde düşünmektedirler. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynağı olan jeotermal enerjinin doğal gaz gibi ithal enerji kaynaklarına göre devlet tarafından teşvik edilmesi gerekmektedir. Ayrıca, yerel görevliler jeotermal kaynakların son sıralarda çok popüler olan sağlık turizmi için tahsisini düşünmeye başlamışlardır.

Ülkemizde mevcut merkezi ısıtma sistemleri genelde yeraltındaki jeotermal rezervuarların özellikleri ve yer altı jeotermal mühendisliği konuları ihmal edilerek kurulmuş oldukları için, merkezi ısıtma sistemlerinin işletilmesinde sorunlarla boğuşulmaktadır. Bu sorunların başında enerji kullanım veriminin düşüklüğü, gerekli teknolojilerin kullanımında ihmalkarlık, işleten kuruluşlarda organizasyon eksikliği ve yasal altyapıdaki eksiklikler gelmektedir.

Ülkemizin jeotermal kaynaklarının önemli bir kısmı proses ısısı için çok daha uygun niteliklidir. Fakat, bu durum bizim ulusal endüstrimiz tarafından ihmal edilmektedir.

Ülkemizde doğrudan kullanımda sera ısıtmacılığı hızla gelişmektedir. 800 dekar'ın çok üstündeki projeler gündemdedir. Eğer paketlenme endüstrisi de gelişime ayak uydurabilirse, seralarda üretilen gıdalar önemli ölçüde artacaktır. Böyle bir gelişme ülkemizden yapılan gıda ihracatını arttıracaktır. Büyük sera işletmecileri ürettiklerini zaten ihraç etmektedirler.

Elektrik üretimi konusunda, durum daha iyi görünmektedir. Jeotermal elektrik santral yatırımlarının, nakit akışları başlamadan önce uzun yatırım süreçlerine sahip olmaları ve geri ödeme zamanlarının uzun olmalarına rağmen, jeotermal projeler hala karlı görünmektedir. Fakat, yatırımcılar yasal boşluk nedeniyle tedirgindirler ve bürokrasi ile mücadele ederek vakit kaybetmek istememektedirler.

3.6.3.3 Ar-Ge Değerlendirme

Jeotermal sahaların işletilmesinde olmazsa olmazlardan birisi, işletilen sahalarda basınç düşümünü engellemek, sahadan daha fazla enerji üretimini sağlamak ve daha genel anlamıyla sürdürülebilir işletmeyi gerçekleştirmenin önkoşullarından olan ve reenjeksiyon olarak bilinen atık suyun geldiği yere yani rezervuara basılmasıdır. Diğer taraftan, işletilen sahaların mühendisliği ve yeni verilerle sürekli güncellenen rezervuar modelleme çalışmaları yine sürdürülebilir işletme stratejisinin geliştirilmesinde önem taşımaktadır. Bu nedenle de, sahanın izlenmesi ve sürekli gözlem ve kayıtların tutulması gerekmektedir.

Yukarıda özetlenen konular genelde ülkemizdeki jeotermal sahaların işletilmesinde ihmal edilmiş olmaları gerçeğine karşın, günümüzde AR-GE çalışmalarında önem kazanmış olan konulardır. Dolayısıyla, Türkiye'de jeotermal enerji AR-GE çalışmalarında değinilen konulara daha fazla önem verilerek Türkiye koşullarına uygun stratejilerin geliştirilmeleri gerekmektedir.

Elektrik üretimine uygun sahalarda yeni teknolojilerin kullanılması, hidrotermal sahaların yanısıra EGS olarak tanımlanan geliştirilmiş jeotermal sistemlerle ilgili AR-GE çalışmalarına ağırlık verilmesi gerekmektedir.

3.6.3.4 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

- Dünyada ve Türkiye'deki gelişmeler, düşük sıcaklıklı jeotermal kaynakların yerel olarak doğrudan kullanımının arttığını göstermektedir.
- Fosil yakıtların yerine jeotermal kaynakların kullanımı, CO₂ düzeyini kontrol ederek sosyal maliyetleri düşürme eğilimindedir.
- Türkiye'de jeotermalden elektrik üretiminin ekonomisi olumlu görünmektedir ve yeni projelerin gerçekleştirilmesi beklenmektedir.
- Türkiye'de merkezi ısıtma sistemlerinin ekonomisi, mevcut finans modeli ve ısınma tarifeleriyle iyi durumda görünmemektedir ve bu ekonomik durumla, kısa ve orta vadede doğal gazla rekabet etmesi olası değildir. Her ne kadar doğal gaz fiyatının artması durumu jeotermal enerji lehine değiştirmekteyse de, jeotermal enerjinin çekici hale getirilmesi için devlet teşvikleri gerekmektedir.
- Türkiye'nin jeotermal kaynaklarından proses ısısı elde edilmesi uygun görünmektedir. Bu durum vurgulanmalı ve endüstri tarafından dikkate alınmalıdır.
- Türkiye'nin jeotermal kaynaklarının sera ısıtmacılığında ve sağlık turizminde kullanımı ekonomik olarak anlamlı görünmektedir ve endüstri bunu zaten algılamış durumdadır.
- Türkiye'nin "zengin" jeotermal kaynakları dikkate alındığında, ülkemiz çağdaş bir jeotermal yasa sahibi olmayı hak etmektedir. Halen önerilen yasa tasarımları tartışmaya açıktır ve Türkiye'nin gereksinimlerini karşılamakta yetersiz gibi görünmektedir.

Henüz yasal, teknik ve sosyal altyapı eksiklikleriyle boğuşmakta olan Türkiye'de jeotermal etkinliklerin Maden İşleri Genel Müdürlüğü'ne bağlanması, bazı yasa tasarımlarında MTA'nın tek yetkili kurum konumunda düşünülmesi gibi öneriler radikal çözümler olarak görünmemektedir. Devletin ilgili kurumlarının (ETKB, Çevre Bakanlığı, İşleri Bakanlığı, Kültür Bakanlığı gibi bakanlıklarla MTA, EİE, İller Bankası ve TEÜAŞ gibi kurumlar) jeotermal tesis işleten yerel yönetimlerin ve özel kuruluşların, üniversitelerin ve ilgili meslek kuruluşlarının işbirliği yaparak bir araya gelmeleri, Jeotermal

Enstitüsü gibi ilgili kurum ve kuruluşlara eşit uzaklıkta bir birimin kurulması gibi yeniden yapılanmaya açık; bilimsel, teknolojik, sürdürülebilir işletimde enerji verimliliğini ve entegre kullanımı hedefleyen çalışmalara, altyapının ve yasal yapının oluşturulmasına uygun ortama gereksinim vardır.

3.6.4 Biyokütle Enerjisi

3.6.4.1 Biyoyakıt Teknolojisi

Hammaddeleri bitkisel ve hayvansal kökenli, yenilenebilen kaynaklar olan; bazı istisnalar hariç genellikle sentetikleri, toksinleri ya da diğer bir deyişle çevreye zarar veren maddeleri içermeyen, gıda ve yem dışındaki ürünler, "*Biyokökenli Endüstriyel Ürünler*" olarak tanımlanmaktadır. Biyokökenli ürün fotosentez kaynaklıdır; bitkiler fotosentez ile yaşayan-canlı karbonu (biyolojik karbon) depolarlar. Canlı karbondan, biyoteknoloji ile yeşil ürünlerin eldesi, bir başka deyişle biyomühendislik uygulamaları, endüstrinin üzerinde en çok araştırma ve teknoloji geliştirme çalışmaları yapılan, en hızlı büyüyen alanıdır.

Biyokökenli endüstriyel ürünler; Biyomalzemeler, Biyoyakıtlar ve Biyokimyasallar olarak sınıflandırılmaktadır. Biyoürünler yakıt ve ilgili sektörlerine (otomotiv, yağlama yağı gibi) girdi sağlayacak niteliktedir. 21. Yüzyıl "Biyoteknoloji Yüzyılı" olarak çeşitli çevrelerce tanımlanmakta ve biyorafinaj uygulamaları kapsamında biyoürünlerin ve böylece biyoyakıtların giderek artan oranlarda yaşamımızda yer alacağı öngörülmektedir. Biyokütle enerji teknolojisi kapsamında; odun (enerji ormanları, ağaç artıkları), yağlı tohum bitkileri (ayçiçek, kolza, soya, aspir, pamuk, v.b), karbo-hidrat bitkileri (patates, buğday, mısır, pancar, şeker kamışı, v.b), elyaf bitkileri (keten, kenaf, kenevir, sorgum,vb.), bitkisel artıklar (dal, sap, saman, kök, kabuk v.b), hayvansal atıklar ile şehirselle ve endüstriyel atıklar değerlendirilmektedir.

Biyokütle; yenilenebilir, her yerde yetiştirilebilen, sosyo-ekonomik gelişme sağlayan, çevre dostu, elektrik üretilebilen, taşıtlar için yakıt elde edilebilen stratejik bir enerji kaynağıdır. Biyokütle doğrudan yakılarak veya çeşitli süreçlerle yakıt kalitesi arttırılıp, mevcut yakıtlara eşdeğer özelliklerde alternatif biyoyakıtlar (kolay taşınabilir, depolanabilir ve kullanılabilir yakıtlar) üretilerek enerji teknolojisinde değerlendirilmektedir. Biyokütleden; fiziksel süreçler (boyut küçültme-kırma ve öğütme, kurutma, filtrasyon, ekstraksiyon ve birikitleme) ve dönüşüm süreçleri (biyokimyasal ve termokimyasal süreçler) ile pek çok sıvı, katı veya gaz biyoyakıt elde edilmektedir.

Biyokütleden ısı ve/veya elektrik, yakma (geleneksel ve endüstriyel yöntemler) ve dolaylı yakma yöntemleri ile elde edilmektedir. Biyobiriket, biyopelet, biyo-oil ve biyogaz gibi yakıtlardan ısı ve/veya elektrik eldesi mümkündür. Biyokütle tek başına veya kömür ile birlikte yakıt olarak kullanılabilir. Maliyeti düşük "Biyokütle-Kömür Birlikte Doğrudan Yakma Teknolojisi" tercih edilmektedir. "Dolaylı Biyokütle-Kömür Yakma Teknolojisi" ile biyokütle önce gazlaştırılmakta (Biyokütleden Gaz Yakıt Üretimi:BTG), gaz ürün temizlenip, yakılarak biyoelektrik üretilmektedir. Ayrıca biyokütle, doğrudan veya dönüşüm ürünleri ile, kojenerasyon-trijenerasyon teknolojisinde değerlendirilebilmektedir.

3.6.4.2 Biyoyakıt Uygulamaları

2004 yılı dünya birincil enerji arzı içinde "Biyokütle:Yakılabilir Yakıtlar ve Atıklar" %10.6 oranında, dünya elektrik üretimi içinde ise, %1.0 oranında yer almıştır. 2004 yılında yenilenebilir enerji kaynaklı dünya güç üretimi 160 GW değeri ile toplam dünya gücünün %4'üne ulaşmıştır. Bu değer 39 GW'ı biyokütle kaynaklıdır. Aynı yıl, biyokütle sıcak su ile evsel ısınmada 220 GWth değerinde kullanılmıştır.

Avrupa Birliği Eylül 2001 tarihinde, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi yönergesini (*COM 2001/77/EC*) kabul etmiştir. Bu yönerge kapsamında:

- 2010 yılında elektrik enerjisinin %22'sinin yenilenebilir kaynaklardan sağlanması,
 - Yeşil elektrik üretiminin artması ile, 2010 yılında toplam enerji üretimi içinde yenilenebilir enerji kaynakları payının %12'ye ulaştırılması,
- yeşil elektrik üretiminin artması ile, sera gazı emisyonlarının azaltılması ve Kyoto Protokolü'na uyumun gerçekleştirilmesi hedeflenmiştir.

Motor biyoyakıtları otomotiv endüstrisi için büyük önem taşımaktadır. Motor biyoyakıtları iki sınıfa ayrılmaktadır:

- Birinci Nesil Biyoyakıtlar
- İkinci Nesil Biyoyakıtlar

İçten yanmalı motorların mevcut tasarımlarında değişiklik gerekmeksizin AB uygulamalarında 2005-2010 döneminde uygulamada olacak *Birinci Nesil Biyoyakıtlar* biyodizel, biyoetanol olarak belirlenmiştir. Biyoyakıt endüstriyel

üretiminin gelişiminin ardından, 2010 sonrasında, esnek yakıtlı taşıtlarda kullanılabilecek, *İkinci Nesil Biyoyakıtlar* uygulamada olacaktır. İkinci nesil biyoyakıtlar: bitkisel yağlar ile biyokütleden termokimyasal ve biyokimyasal dönüşüm teknolojileri ile elde edilen; biyometanol, biyoetanol, biyobutanol, biyodimetiler, biyometan, biyohidrojen ve biyokütleden sıvı yakıt teknolojisi ürünleri (BTL Ürünleri: Fischer-Tropsch Motorini ve Fischer-Tropsch Benzini) olup, bu ürünler giderek artan oranlarda, zorunlu kullanımları ile akaryakıt sektöründe yer bulacaklardır.

AB Yeşil Kitap Yönergesi kapsamında 2020 yılında kara taşımacılığında %20 oranında alternatif motor yakıtlarının kullanımı hedefi strateji olarak verilmektedir. 2003/30/EC no'lu ve 8 Mayıs 2003 tarihli "*Taşıtlarda Kullanılacak Biyoyakıtlar ve Diğer Yenilenebilir Yakıtlar*" adlı AB yönergesinde ise, alternatif motor yakıtlarının 31 Aralık 2005'ten itibaren en az %2 oranında, 31 Aralık 2010 tarihinden sonra ise, en az %5.75 oranında pazarda bulunması gerekliliği belirtilmektedir. Ülkeler ulusal planlamalarındaki hedeflerini de dikkate alarak, uygulamalarını birinci nesil biyoyakıtlar için sürdürmektedirler.

8 Şubat 2006'da AB Biyoyakıt Stratejisi: (COM (2006) 34) açıklanmıştır. Bu stratejide amaç:

- AB'de ve gelişmekte olan ülkelerde biyoyakıtların daha fazla teşvik edilmesi, pozitif çevresel etkinin temin edilmesi
- Hammaddenin rekabet edilebilir maliyeti, 2. Nesil biyoyakıtların Ar-Ge çalışmaları ve pazara girmelerinin desteklenmesi
- Biyoyakıt hammaddesi ve biyoyakıtlarla ilgili gelişmekte olan ülkelerdeki fırsatların araştırılması şeklindedir.

2005 yılı dünya biyoetanol üretimi 41.8 Milyar litre/yıl olup, lider ülkeler ABD ve Brezilya'dır. 2005 yılı dünya biyodizel üretimi 4.6 Milyon ton'dur. AB'de toplam biyoyakıt üretiminin 2005 yılındaki 2.9 Milyon ton değerinden 2007 yılında 6.1 Milyon ton'a çıkması beklenmektedir. AB'de biyoyakıt tüketimindeki %80'lik pay biyodizele aittir ve 2004 yılında 1.9 Milyon ton/yıl olan biyodizel üretimi (11 üretici ülke) 2005'te 2.9 Milyon ton/yıl (20 üretici ülke) değerine ulaşarak, 2006'da 4.4 Milyon ton olmuştur. 2007 için beklenen üretim 6.1 Milyon ton'dur. Almanya lider ülke olup, Fransa ve İtalya'da diğer önemli üreticilerdir. AB 2005 yılında 2005 yılı biyoyakıt hedefine ulaşamamış ve %1.4 değerinde kalmıştır. Bu oranın, 2010 yılında %5.75

değerine erişmesi için, yıllık %0.75 oranında büyüme gereklidir. AB için yeni biyoyakıt kullanım hedef değerleri şunlardır:

2015: En az %8

2030: En az %25'dir.

Avrupa, bugün tarım alanlarının %2'sinden az kısmını biyoyakıt üretimi için kullanmaktadır. 2010 hedefi %5.75'i yakalayabilmek için, Avrupa'daki tarıma elverişli alanların %15-17'sinin kullanımı gerekmektedir. Bu nedenle AB Komisyonu biyoyakıtların yarısının yerel tarım ürünlerinden, yarısının dış alımla karşılanması gerektiğine karar vermiştir.

AB ülkelerinde biyoyakıtlar için farklı vergi ve destek sistemleri kullanılmaktadır. Vergi konusundaki teşviklerin öncüsü Almanya'dır. Bu durum Almanya'daki biyodizel gelişimine neden olmuştur. Ancak Alman Hükümeti, Haziran 2006'da vergi teşviklerini azaltma kararı almıştır. AB ülkelerinde biyoyakıt kullanım zorunluluğu serbest olup, ülkeler kendi seçimlerini uygulamaktadır.

Dünya Enerji Görünümü 2006 raporunda göre, iki senaryo irdelenmektedir. Referans ve alternatif senaryo. Referans senaryoya göre, kömür, petrol ve doğal gazın 2030 yılına dek enerji talebinde etkisi yüksek olurken, biyokütle en önemli yenilenebilir kaynak olacaktır. 2030 yılı için biyoyakıtların payı %4 olarak öngörülmektedir. Alternatif senaryoda ise, biyoyakıtların önemli bir katkı sağlaması beklenmektedir. 2030 yılında biyoyakıtlar ulaştırma sektörü yakıt gereksiniminin %7'sini karşılayacaklardır. Halen bu oran %1 civarındadır. Her iki senaryoya göre biyoyakıtlar ABD, AB ve Brezilya'da yaygın olarak kullanılacaklardır. Biyoyakıtlar içinde biyoetanolan ön plana çıkması öngörülmektedir. Dünyada, günümüzde, tarıma elverişli arazilerin %1'i biyoyakıtlar için kullanılmakta, 2030 yılında referans senaryoda bu değer %2'ye, alternatif senaryoda ise %3.5'e yükseleceği beklenmektedir. Biyoyakıt kullanımındaki artışın, büyük ölçüde, teknolojik gelişmelerle ve ülkelerin yaklaşımlarındaki artış ile ivme kazanacağı belirtilmektedir.

Enerji talebi hızlı artışı, beraberinde büyük altyapı yatırımlarını gerektirmektedir. 2005-2030 yılları arasında, 2005 değerlerine göre, toplam 20 Trilyon Dolar yatırıma ihtiyaç vardır. Bu yatırımların yarısından fazlası gelişmekte olan ülkeler içindir. Yatırımlar içinde, biyoyakıtların payının %1

(200 Milyar Dolar) ve biyoyakıtların, biyoekonomik gelişmenin lokomotifi olması öngörülmektedir.

3.6.4.3 Türkiye Biyoyakıt Yasal Gelişmeleri

Türkiye Avrupa Birliği Müktesebatının Üstlenilmesine İlişkin Türkiye Ulusal Programı'nda beyan ettiği üzere, AB enerji yönergelerine uyumunu gerçekleştirmekte ve bu kapsamda yenilenebilir enerji yasal düzenlemelerini de sürdürmektedir. "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının (YEK) Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Yasa"; yaygın ismi ile *Yenilenebilir Enerji Yasası*, 10 Mayıs 2005 tarihinde TBMM'de kabul edilmiştir. Yasa, yenilenebilir enerji kaynak alanlarının korunması, bu kaynaklardan elde edilen elektrik enerjisinin belgelendirilmesi ve bu kaynakların kullanımına ilişkin usul ve esasları kapsamaktadır. Bu kapsamda, güneş, rüzgar, biyokütle ve su kaynaklarımızdan lisanslı yeşil elektrik üretmek mümkündür. Yasanın işleyişini kolaylaştırmak amacı ile ek yasa değişiklikleri ve mevzuat çalışmaları sürmektedir.

Türkiye birinci nesil motor biyoyakıtları için düzenlemelerini de tamamlamak üzeredir. Biyoetanol ve biyodizel için yasa-yönetmelik ve standart çalışmaları sonrasında; biyoetanol yakıt harmanlama bileşeni, biyodizel ise hem yakıt harmanlama bileşeni hem bir akaryakıt tanımı almıştır. Bir başka deyişle biyodizel, benzin ve motorin yanı sıra, üçüncü akaryakıt sektörü ögesidir. Otobiyodizel için 0.6498 YTL/Litre, yakıt biyodizel için 0.06498 YTL/Litre ÖTV uygulamadır. Yerli kaynaklardan üretilen biyoetanolün benzine %2 oranında katılmasında motor biyoyakıtı ÖTV'den muaf tutulmuştur. Benzer uygulama biyodizel için 26 Aralık 2006'da yayınlanan 13 Seri No'lu Özel Tüketim Vergisi Genel Tebliği'nde düzenlenmiş ve motorine katılacak, yerli tarım ürünü, %2 oranındaki biyodizelin ÖTV'si sıfır olarak belirlenmiştir. Biyodizel piyasası için son yasal düzenleme, 17 Ocak 2007 tarihinde, 5015 sayılı Petrol Piyasası Yasası'na yapılan ek ile tamamlanmıştır.

3.6.4.4 Türkiye Biyoyakıt Potansiyel, Üretim-Tüketim ve Uygulama Değerlendirmesi

Türkiye biyoyakıt potansiyel ve sektör gelişmelerini dört başlıkta inceleyebiliriz:

- Biyokütlenin doğrudan yakılması

- Biyoelektrik üretimi
- Motor biyoyakıtları üretimi
- İleri biyoyakıt teknolojilerinin geliştirilmesi

2004 yılında ülkemizde genel enerji tüketimi 87.8 Mtep (Milyon Ton Eşdeğer Petrol), yerli birincil enerji kaynakları üretimi 25.2 Mtep şeklinde gerçekleşmiş ve enerji talebinin %72'si ithalat ile sağlanmıştır. Genel enerji tüketimi payları; %38 petrol, %27 kömür, %23 doğal gaz ve %12 yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. Yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının %57.2'sini biyokütle, %30.2'sini hidrolik ve %12'sini diğer yenilenebilir (rüzgar, güneş, jeotermal) kaynaklar oluşturmaktadır. Enerji talep artışının, herhangi bir tedbir alınmadığı takdirde, 2020 yılında, ancak %22'sinin yerli üretimle karşılanabileceği beklenmekte ve arz-talep projeksiyonları, artan enerji talebimizin mevcut-bilinen yerli kaynaklarımız ile karşılanamayacağını ortaya koymaktadır. Yerli kaynaklarımız içinde biyokütle giderek arttırılabilecek potansiyeli ile öne çıkmaktadır.

2004 genel enerji dengesi içinde 14 393 Bin ton odun, 5 279 Bin ton hayvansal-bitkisel artık arzı yer almıştır. Ayrıca ortalama değerlerle yılda 15 Milyon ton evsel atık, 20 Milyon ton belediye atığı oluşmaktadır. Yenilenebilir elektrik üretimi içinde biyokütlenin payı (%0.1) yok kabul edilebilecek kadar çok düşüktür. Ülkemizde odun ile hayvansal-bitkisel artıklar geleneksel yakma yöntemleri ile doğrudan yakılmakta ve ısınma-ısıtma sağlanmaktadır. Biyobiriket ve biyopelet üretimi konusunda çeşitli kabuklar, çekirdekler, küspeler, sap-saman küçük bir oranda kullanılmakta, ancak bu konuda ve odun kömürü üretimi konusunda bir istatistiki değer bulunmamaktadır.

Biyoelektrik üretimi için enerji ormancılığı potansiyeli ülkemizde mevcuttur. Türkiye'de enerji ormancılığına uygun (kavak, söğüt, kızılâğaç, okaliptüs, akasya gibi hızlı büyüyen ağaçlar) 4 Milyon hektar devlet orman alanına sahiptir. Söz konusu alan, uygun planlamalar dahilinde, modern enerji ormancılığında değerlendirilmeli, kıymetli ağaçların yakacak olarak kesimi önlenmelidir. Biyokütlenin Türk kömürleri ile birlikte yakılarak biyoelektrik üretimi için değerlendirilmesi ülkemiz için büyük kazanç olacaktır.

Türkiye biyogaz potansiyeli yaklaşık 25 Milyon kWh düzeyindedir. Bu potansiyelin değerlendirilmesinin, yeşil elektrik eldesi, organik gübre üretimi, atık kaynaklı çevre kirliliğini azaltma ve AB uyum süreci açılarından ulusal

yararları ortadadır. Ülkemizde başarılı biyogaz uygulamasına, atık su tesisleri sahiptir. Uygulamaya en güzel örnek Ankara Su ve Kanalizasyon İdaresi Genel Müdürlüğü Atıksu Arıtma Tesisi'dir. EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) tarafından biri üretici, ikisi otoprodüktör olan atık su arıtım tesisi işletmecisi firmaya lisans verilmiştir. Hayvan gübrelerinden ve çöpten biyogaz eldesi konusuna dikkate değer bir ilgi yerel yönetimlerde, özel sektörde ve çiftçilerde bulunmaktadır. Ülkemizde 65 000 ton/gün miktarında çöp çıkmaktadır. Çöplerin düzenli depolama ile elektrik eldesinde (deponi gazı üretimi ve yakma ile) değerlendirilmesi de göz ardı edilmemelidir. Halen, 6 adet lisans başvurusu bulunmaktadır.

Türkiye'nin ilk ticari motor biyoyakıtı uygulaması 2005 yılında başlamıştır. Yerli kaynaklardan üretilen biyoetanol (Tarkim ürünü; kapasite:30 Milyon litre/yıl) kurşunsuz benzine %2 oranında katılarak piyasaya (POAŞ ürünü BioBenzin) sunulmuştur. Pankobirlik (kapasite:84 Milyon litre/yıl), 2006 sonunda üretime geçecek olan, ülkemizin ikinci yakıt alkolü fabrikasını kurmaktadır. TAPDK (Tütün, Tütün Mamülleri ve Alkollü İçkiler Piyasası Düzenleme Kurumu) verilerine göre, tesis kurma izni aşamasındaki olası yakıt alkolü kapasitesi 102 Milyon litre/yıl'dır.

Türkiye'de küçük ve orta kapasiteli fabrikalarda biyodizel üretimi yapılmakta ve büyük kapasiteli tesis kurma çalışmaları da sürdürülmektedir. EPDK verilerine göre: biyodizel üretim lisansı başvurusu yapan firma sayısı 205, toplam kapasite 2 Milyon ton/yıl, uygun başvuru sayısı 27 şeklindedir. 16 Şubat 2007 tarihinde 13 lisanslı tesis bulunmaktadır.

Türkiye'de başarılı motor biyoyakıtı uygulaması için gerekli olan, eşdeğer başarıdaki enerji tarımıdır. Şeker pancarı tarımının yakıt alkolü üretimi, biyodizel üreticilerinin de, yağlı tohum bitkileri tarımının arttırılması yönünden desteklenmesi önemli olacaktır. PANKOBİRLİK rakamlarına göre, ülkemizde biyoetanol üretimine yönelik şeker pancarı yapılabilecek alan 4.5 Milyon dekar (2-2.5 Milyon ton alkol) olup, bu güç iyi bir planlama ile ihracat gücüne dönüşebilir. Biyoetanol üretiminde, üretim fazlası buğday, nişasta ve selülozik atıkların da kullanımı gereklidir.

2006-2007 sezonu dünya bitkisel yağ üretimi 119.88 Milyon ton olup, son verilere göre, yılda 3-4 Milyon ton fazla yağ gıda, 4-5 Milyon ton fazla yağ biyodizel için gerekmektedir. Yağ üretimi artışı ise 4-6 Milyon ton

şeklindedir. Açık ortadadır ve bu açık giderek artacaktır. Bir başka deyişle, biyodizel üretimi hem ekonomik, hem de etik açıdan değerlendirilmektedir. Biyodizel üretimi için, bol ve ucuz bulunur hammaddelere (ikincil hammaddeler) ilgi giderek artmakta hatta, özel uygulamalar için özel tanımlı biyodizel standartlarından da söz edilmektedir. Ülkemizin bitkisel yağ dengesinde ciddi bir açık ve ekonomiyi zorlama söz konusudur. 2004-2005 döneminde, bitkisel yağ üretimimizin ancak %30'a yakın kısmı yurtiçi üretim ile karşılanabilmıştır. Biyodizel üretimi için, kanola, soya ve aspir başta olmak üzere yağlı tohum bitkileri enerji tarımı yapılması ve atık bitkisel yağların değerlendirilmesi gerekmektedir.

Türkiye'de toplam arazinin sadece %33.1'i işlenmektedir. İşlenmeyen arazi içinde tarıma uygun %3'lük bir alan mevcuttur. Bu alanın enerji tarımında, özellikle C4 bitkileri (şeker kamışı, tatlı darı, mısır gibi) ve yağlı tohum bitkileri tarımında kullanılması tarım kesimine yön verecek, istihdam yaratacak ve ulusal gelir artacaktır. GAP, Yeşilırmak Havza Projesi gibi projeler kapsamında biyokütle enerji teknolojisi plan ve uygulamaları mutlaka yer almalıdır. Enerji tarımı için tarım birlik ve kooperatiflerine öncü rol almaları için gerekli teşvik ve destekler verilmelidir.

3.6.4.5 Biyoyakıtlar için Türkiye Ar-Ge Konumu

Mühendislik araştırmaları içinde enerji teknolojisi araştırmaları önemli bir yere sahip iken, çağın gerekleri ve son eğilimlerle biyoyakıtlara olan araştırma ilgisi hızla artmaktadır. Kimya, makine, ziraat, orman mühendisliği bölümlerinde ve disiplinlerarası çalışmalarda biyoyakıtlar incelenmektedir. Bu gelişmeler *Biyomühendislik* başlığı ile biyoyakıtlara ciddi bir konum yaratmıştır.

Türkiye biyoyakıt araştırmaları için konu başlıkları:

- Biyokütle Isıl Dönüşüm Süreçleri
- Biyokütle Biyokimyasal Dönüşüm Süreçleri
- Biyobriket Üretimi
- Biyogaz Üretimi
- Biyohidrojen Üretimi
- Biyokütle Yakma Teknolojileri
- Biyokütle-Kömür Birlikte Yakma Teknolojileri
- Motor Biyoyakıtları Üretimi ve Uygulamaları

- Enerji Ormancılığı

olarak sıralanabilir.

3.6.4.6 Türkiye Biyoyakıt Yol Haritası ve Öneriler

Biyoyakıtlar, karbo-hidrat ekonomisi ve biyoyaşam içinde biyorafineri ürünleri olarak yer bulmaktadır. Ülkemiz iklim ve tarım gücü ile, biyoyakıtlar için önemli bir potansiyele iç pazar ve ihracat açısından sahiptir. Biyoyakıtlar konusunda ilgili devlet bürokrat ve teknokratlarında; bilgi, yerli ve yabancı girişimcilerde yatırım ilgisi mevcuttur. Dokuzuncu Kalkınma Planı'nda "üretim sistemi içinde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payının azami ölçüde yükseltilmesi hedefi" bulunmaktadır. Bu hedef için biyoyakıtların yaratacağı istihdama ülkemizin ihtiyacı vardır.

Türkiye enerji üretim-tüketim dengesi içinde, uygun bir yelpazede biyoyakıtlar giderek artan oranlarda yer bulmalıdır. Türkiye biyoyakıt yol haritası temel gereklilikleri ve öneriler şunlardır:

- Ulusal enerji stratejisi içinde özellikle, yerinde yenilenebilir enerji üretimi için biyoyakıtların öncelikle yer alması
- Ulusal tarım stratejisi içinde, enerji tarımı planlamasının yapılması ve hızla uygulamaya alınması
- Kanola ve aspir tarımının arttırılması
- Atıktan enerji eldesi kapsamında biyoyakıtların öncelikle yer alması
- Enerji ormancılığının geliştirilmesi
- Doğrudan ve dolaylı biyoelektrik üretiminin arttırılması
- Biyoelektrik üretiminde biyokütlenin Türk kömürleri ile birlikte kullanımının teşvik edilerek hızla uygulamaya alınması
- Biyogaz üretiminin teşviki ve arttırılması
- AB'ye biyoyakıt ve biyoelektrik ihracatının teşvik edilmesi
- Biyoyakıt üreticilerinin vergi indirimi, hibe, uluslararası fonlar ve düşük faizli kredilerle desteklenmesi
- İleri biyoyakıt teknolojileri ar-ge çalışmalarının yürütülmesi
- Motor biyoyakıtlarının akaryakıt sektörü içindeki; üreticiden satış, taşıma, depolama, harmanlama, dağıtım ve satış aşamalarındaki ticaretleri ile kalitelerinin denetlenmesi.

3.6.5 Hidrojen

3.6.5.1 Üretim/Tüketim Rezerv Durumu

Hidrojen bir enerji taşıyıcısıdır. Mevcut birçok enerji kaynağından yararlanarak suyun veya hidrojenle zengin organik maddelerin bozunmasından üretilebilir. Tekrar enerjiye dönüştürülmesi ise kimyasal veya elektrokimyasal yanma prosesleri ile olur. Enerjiye dönüşüm sürecinde atık olarak su üretmesi nedeniyle çevre kirliliğine ve global ısınmaya çözüm olarak görülmektedir. Gerek fosil yakıt rezervlerinin tükeneceği düşüncesi gerek küresel ısınma ve çevre kirliliği sorunları ve gerekse güneş ve rüzgar gibi sürekliliği olmayan alternatif enerji kaynaklarının kullanımında enerjinin depolanması ihtiyacı hidrojen üretimini, depolanmasını, kullanımını ve kullanım ile ilgili teknolojik sorunların çözümünde Ar-Ge ihtiyacını gündeme getirmiştir.

Günümüzde yılda yaklaşık 500 milyar Nm³ hidrojen başta gübre ve petrokimya sanayi olmak üzere endüstrinin birçok dalı için halihazırda üretilmektedir. Hidrojenin başta doğal gazın reformasyonu olmak üzere, elektrolizden fotolize, termokimyasal yöntemlerden biyolojik yöntemlere kadar uzanan çok farklı yöntemlerle üretilebilmesi mümkündür. Fosil yakıtların (özellikle kömür) gazlaştırılması için temiz yakma teknolojilerinin uygulama alanına girmesi gerekir. Doğal gazın reformasyonu ile ihtiyaç anında hidrojen üretilebildiği gibi alkollerin reformasyonu ile de hidrojen üretilebilmektedir. Termik yöntemlerle güneş fırınlarının kullanılmasıyla, bazı bakterilerin yardımıyla biyolojik olarak veya fotoliz ile suyun bozunmasından hidrojen elde edilebildiği gibi nükleer enerjiden hidrojen üretilmesine olanak sağlayan ve Japonya'da pilot ölçekte uygulanmasına başlanmış üretim teknikleri de mevcuttur. Hidrojenin temiz ve sürdürülebilir enerji kaynaklarının kullanımı (örneğin rüzgar enerjisi gibi) ile üretimi, geleceğin hidrojen üretimi yöntemlerinden biri olabilir.

Ülkemizde hidrojen üretimi ve tüketimi genellikle suyun elektrolizinden, kimya sanayii kapsamında yapılmaktadır. Bir rezerv durumu söz konusu değildir.

3.6.5.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Hidrojenin uygulama alanlarını içeren teknolojiler; üretim, depolama, taşıma, güvenlik ve enerji eldesine ilişkin teknolojiler şeklinde özetlenebilir. Üretim teknolojilerinin neler olabileceğine önceki bölümde değinilmişti. Hidrojen depolama teknikleri basınçlı tanklardan, sıvı hidrojen tanklarına, metal hidratlardan karbon nano tüplere kadar oldukça geniş bir yelpazeye sahiptir. Hidrojen depolanmasında şu an için en yaygın kullanılan teknoloji basınçlı tanklar ve metal hidratlardır. Ancak karbon nano tüpler, son yıllarda akademik problem olarak oldukça yoğun ilgi çeken ve birim depo kütlesi başına depolanan hidrojen kütlesi açısından çok yüksek değerler vaat eden bir teknolojidir. Bunun yanında sıvı hidrojen depolanması da yine kütleli hidrojen yoğunluğu açısından çok avantajlı olmakla birlikte, hidrojenin sıvılaşma sıcaklığının çok düşük olması sıvı hidrojen tanklarının ısı izolasyonu alanında teknolojik gelişmeleri zorunlu kılmaktadır.

Hidrojen aynı zamanda hava ile patlayıcı karışım oluşturabildiğinden hidrojenin yanma ve patlaması ile ilgili emniyet faktörlerini sağlayabilecek malzemelerin teknolojileri de diğer bir uygulama alanını oluşturmaktadır.

Hidrojenden tekrar arzu edilen enerjinin üretilmesi amacıyla yanma teknolojilerinin uygulama alanında daha çok taşınabilir (küçük güçte ve oda sıcaklığında çalışan) veya sabit (orta güçte ve çok yüksek olmayan sıcaklıkta çalışan ya da yüksek sıcaklıkta çalışan büyük güçteki enerji santralleri) yakıt hücrelerinin teknolojileri gündemdedir. Bununla birlikte doğal gaz-hidrojen karışımlarının kimyasal yanmaları ile ilgili çalışmalar ve bunun uygulamasının getireceği bir teknoloji de mevcuttur.

3.6.5.3 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

Hidrojen orta ve uzun vadede uygulama bulacak ancak geleceğin teknolojilerinin ana çekirdeği olabilecek, üzerinde çok sayıda araştırma ve geliştirme çalışmasının yapılması gereken bir konudur. Araştırmaların sadece temel bilimlerde değil aynı zamanda mühendislik alanında da yapılması gerekmektedir. Ayrıca toplumun bu konularda bilgilendirilmesi, uygulama ve gösteri merkezleri ile gerek araştırma sonuçlarının gerekse bunların sonucu olarak doğabilecek teknolojilerin halka tanıtılması da önem arz etmektedir. Gerek Ar-Ge laboratuvarlarının kurulması gerekse araştırmacıların

desteklenmesi için yeterli bütçenin ayrılarak çalışmaların belirli bir koordinasyonla, ulusal platformlarda ve uluslararası işbirlikleri ile yürütülmesi yararlı olacaktır.

3.7 Nükleer Enerji

3.7.1 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Elektrik üreten enerji sistemleri içinde nükleer enerji; son yıllarda gittikçe artan elektrik enerjisi talebini karşılamakta sürdürülebilir, temiz, güvenli ve ekonomik bir tercih olmasının yanı sıra gelişen teknolojilerle birlikte verim, performans ve çevresel yönden yeniden dünya enerji sektörünün gündeminde önemle yerini almıştır.

Geleceğe dönük en çevreci ve gerçekçi enerji stratejileri içinde nükleer elektrik üretimi "olmaz ise olmaz" teziyle savunulmakta ve Batı'da "Nükleer Rönesans", "yeni çevreci yaklaşımlar" ve "Asya'da yükselen nükleer güç" olarak değerlendirilmektedir

Dünyadaki duruma bakıldığında, 28 Kasım 2005 tarihi itibari ile nükleer güç reaktörlerinin durumu aşağıda verilmektedir:

İşletilen reaktör sayısı: 441

İnşa halinde: 24

Planlanmış olanlar: 41

Teklif Edilenler: 113

Türkiye'nin geleceğe yönelik enerji ihtiyacının analizini yapan ciddi incelemeler 1972'den beri akademisyenler, TEK, ETKB ve üniversiteler tarafından yapılagelmiştir. 1972'de türünün ilki sayılabilecek bir incelemede Türkiye'nin 2020 yılında bir kurulu güç açığı bulunacağı hesaplanmış ve bu açığın kapanabilmesinin de ancak nükleer enerjiden yararlanmakla mümkün olacağı vurgulanmıştı.

Bugüne kadar geçen zaman zarfında resmi makamlar tarafından yapılan benzeri değerlendirmeler 1972 tarihli raporun sonucunu kalitatif olarak hep onaylamıştır.

Doğal gaz faktörünün devreye girmesiyle yapılan son ve iyimser değerlendirmelerde de yalnızca kömür, doğal gaz ve hidrolik potansiyele

dayanılarak yapılan talep tahminlerinde 2020 yılı için ortaya çıkan enerji açığının nükleer enerjiden yararlanarak kapatılması gerektiği vurgulanmaktadır. Bu durumda 2020 yılına kadar en az 10 bin MW_e'lik bir nükleer gücün tesis edilmesi gerekeceği bu çalışmalardan anlaşılmaktadır.

Güneş ve rüzgar enerjisi ya da biyokütle gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının hiç biri bu büyüklükteki bir enerji açığını kapatmak için bugün için maalesef yeterli değildir. 2020 yılı için öngörülen bu açığın, tedricen:

- 1) ekonomik olduğu,
- 2) enerji üretim güvencesi sağladığı, ve
- 3) diğer alternatiflere kıyasla, büyük güçlerde kurulabildiği için

nükleer enerjiden yararlanarak kapatılması yegane çözüm olarak ortaya çıkmaktadır.

Ülkede nükleer santrallerin kurulması, nükleer santral teknolojisinin bir bölümüne hakim olunmasını da imkan dahiline sokacaktır. Nükleer santral teknolojisine hakim olabilmek ise, önce 1) bir ya da birkaç teknoloji seçimine, ve sonra da 2) bu yönde sağlam ve sürekli bir siyasi iradenin oluşmasına, bağlıdır.

Nükleer santral teknolojisinin ya da teknolojilerinin seçimi yalnızca İşletici'nin ekonomik tercihlerinin fonksiyonu olamaz. Böyle bir seçimin, milli çıkarları gözardı etmeyen milli bir strateji çerçevesi içinde, ekonomik endişelerin yanında:

- 1) milli sanayinin imkanlarını ve gitgide artan katkılarını,
- 2) milli iletim ağının (enterkonnekte şebekenin) kapasitesini,
- 3) milli ham madde kaynaklarının değerlendirilmesi imkanını,

da göz önünde tutması gerekir.

TEAŞ ihale edeceği ilk nükleer santral ile her ne kadar bir seçim yapmış olacak ise de bunu nükleer santral teknolojisi transferinin ilk adımı olarak görmemek gerekir. Nükleer santral teknolojisi transferinde tek ama tek

koşul kararlı ve sürekli bir siyasi iradenin oluşmasıdır. Bu konuda Japonya, Güney Kore ve Arjantin örnek alınmalıdır.

1970'lerin ortasında Türkiye ile nükleer konularda aynı düzeyde bulunan Güney Kore'nin 20 yılda gerçekleştirdiği atılım ve gelişmelerden alınacak çok ders vardır. Bu ülke:

- 1) teknolojik tercihlerindeki isabet, ve
- 2) gösterdiği kararlı siyasi irade

sayesinde 20 yıl gibi kısa bir sürede hem doğal uranyum ve basınçlı ağırsulu PHWR tipi reaktörlerin ve hem de zenginleştirilmiş uranyum ve basınçlı hafif sulu PWR tipi reaktörlerin teknolojilerine hakim olmuş bulunmaktadır. Güney Kore artık kendi ihtiyacını kendisi karşılamakla da yetinmemekte nükleer santral satışını da amaçlamaktadır.

Türkiye'de KİT durumunda olan kurumların kendi bürokratik iradeleriyle teknoloji transfer etmelerindeki olumsuzluk göz önüne alındığında nükleer santral teknolojisinin bu kabil kurumlar tarafından transfer edilip uygulanması mümkün görünmemektedir. Eğer bu mümkün olabilseydi şimdiye kadar zaten en azından 100 MW_e'lık bir termik santralin yerli yapımı gerçekleşmiş olurdu.

Devletin, daha ilk nükleer santral birimlerinin inşaatı sırasında bile, özel teşebbüsün ufak çapta da olsa bir yan sanayi kurmasını teşvik etmesi isabetli olacaktır.

Nükleer santral teknolojisinin transferi ve geliştirilmesi konusunda özel sermayenin teşvik gücünden yararlanmak şarttır. Ayrıca, tıpkı termik santrallerin özel sermaye tarafından kurulup işletilmesi imkanının tanınmasında olduğu gibi, devletin makul bir süreden sonra özel sermayeye (yetkili yasal kurumların denetiminde ve lisans alma şartına bağlı olarak) nükleer santral kurup işletme yetkisini vermesi de isabetli ve atılcı bir önlem olacaktır.

3.7.2 Ar-Ge Değerlendirme

Daha önce de bahsedilmiş olduğu gibi, İÜ ve İTÜ nükleer çağa beraberce giriş yapmış olmalarına rağmen bu konuda İÜ sadece Fen Fakültesi bünyesinde kalmayı tercih etmiş, ama İTÜ konunun önemini kavradığı için ağırlığı teorik fizik derslerinden çok mühendisliğe vermiştir.

1961 yılında İTÜ Makina Fakültesi bünyesinde kurulmuş bulunan ve ilk mezununu 1962 senesinde veren İTÜ Nükleer Enerji Enstitüsü, bugüne kadar yüzlerce nükleer enerji uzmanı yetiştirmiştir. Bugün Türkiye'de nükleer alanda çalışanların pek çoğu Nükleer Enerji Enstitüsü mezunlarıdır.

Nükleer Enerji Enstitüsü, 2003 yılında enerjinin diğer alanlarını da faaliyetlerine katarak enerji ve ilgili alanlarda öncü nitelikte ileri bilimsel araştırmalar yapmak, kaliteli bir eğitim-öğretim vererek üst düzey akademik formasyona sahip insanlar yetiştirmek ve ilgili konularda düşünce ve öneriler üretmek yol gösterici olmak amacıyla Enerji Enstitüsü adını almıştır.

Enstitü'nün ve dolayısı ile İTÜ'nün sahip olduğu en önemli araştırma aracı bir araştırma reaktörüdür. İTÜ TRIGA Mark-II Reaktörü, 11 Mart 1979 tarihinde kritik yapılmış ve TRIGA Reaktörlerinin 54'üncüsü olarak işletmeye açılmıştır. TRIGA adı "Training Research Isotope production General Atomic" kelimelerinin ilk harflerinden meydana gelmiştir. Mark-II ise, muhtelif TRIGA Reaktör tipleri arasında yer seviyesi üstünde inşa edilen ve kalbi sabit bir tipin adıdır. İTÜ TRIGA Mark-II Eğitim ve Araştırma Reaktörü; hafif su soğutuculu, grafit yansıtıcı ve %20 zenginleştirilmiş uranyum yakıtın, zirkonyum hidrit yavaşlatıcı ile homojen bir şekilde karıştırılmasıyla meydana gelen katı yakıt elemanları ile çalışan açık tank tipi bir reaktördür. Sürekli (steady state) ve darbeli (pulsing) çalıştırılabilir. Sürekli çalışmada 250 kW ve darbeli çalışmada ise çok kısa bir zaman aralığında 1200 MW güç seviyelerine çıkmaktadır.

Enstitü'de nükleer alanda yapılabilecek çalışmaları 2 ana grup altında toplamak mümkündür:

- 1- Enstitü elemanlarının bilimsel düzeylerini yükseltmeye yönelik teorik ve deneysel çalışmalar;
- 2- Ülke sorunlarını hedef alan teorik ve uygulamalı araştırmalar.

Ülke sorunlarını hedef alan araştırmalar ve çalışmalar çeşitli konular altında toplanabilirler. Teorik çalışmalara en somut örnek, toryumun reaktörlerde üretgen malzeme olarak kullanılmasının teorik incelenmesi olarak verilebilir. Uygulamalı çalışmalar ise reaktör ile kimya, tahribatsız muayene ve diğer nükleer laboratuvarları kullanarak yapılabilecek çalışmalardır.

Nükleer uygulamalar arasında sayılabilecek ve daha önce sıkça enstitüde yapılmış olan çalışmalar arasında ise kaynak dikişi incelenmeleri ve radyoaktif izleme araştırmaları sayılabilir. Nükleer uygulamalar alanında Enstitü'müzde yapılabilecek çalışmalardan kısaca bahsetmek gerekirse, bunları aşağıdaki gibi özetlemek mümkündür:

- 1- Nükleer tekniklerle kalınlık kontrolü; kağıt veya çelik endüstrisinde kullanılabilen bu yöntemin eğitimi verilebilmektedir.
- 2- Nükleer tekniklerle seviye ölçümü; kimya, ağaç ve petrokimya endüstrisinden cam ve gıda endüstrisine kadar pek çok konuda kullanılan bu yöntemin Enstitü laboratuvarlarında uygulanabilmesinin yanı sıra eğitim konusunda da yardımcı olmak mümkündür.
- 3- Radyoaktif izleyiciler; bu konuda Enstitü'de yapılan akademik çalışmaların yanı sıra, deneyimli kişiler tarafından eğitim hizmeti de verilebilmektedir. Endüstrinin pek çok kolunda uygulama alanı bulan bu yöntem için kullanılabilecek radyoaktif izleyicilerin bir kısmının araştırma reaktörümüzde üretilmesi de mümkündür.
- 4- Radyografi çalışmaları; laboratuvarların lisanslama işlemlerinin tamamlanmasından sonra eskiden olduğu gibi X-grafi ve gamagrafi çalışmalarına devam edilecektir.

TRIGA Mark II araştırma reaktörünü kullanarak yapılacak çalışmaların başında nötron aktivasyon analizi gelmektedir. Bu yöntem günümüzde tıp, biyoloji, kimya, arkeoloji, kriminoloji gibi çok çeşitli dallarda, çevre analizlerinde ve yüksek saflıkta malzeme araştırmalarında geniş ölçüde kullanılmaktadır. Bu yöntem sayesinde istenildiğinde izotop seviyesinde ve ppb mertebelerindeki elementlerin tayini yapılabilmektedir. Bu konuda yapılabilecek çalışmalara birer örnek olarak, coğrafi orijinlerin tayini (örneğin

narkotiklerin veya çeşitli madenlerin), tıp alanında kan veya dokulardaki bazı eser elementlerin tayini, gıda zincirinin incelenmesi verilebilir.

3.7.3 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

Enerji Enstitüsü olarak görevimiz nükleer güç santrallerinde önemli görevlere getirilebilecek elemanlara sağlam bir eğitim vermek, ülkeye yararlı nükleer uzmanlar ve bilgili akademisyenler yetiştirmek ve ülkemizdeki çeşitli endüstri dallarındaki sorunları nükleer teknikleri kullanarak çözmeye çalışmaktır.

3.8 Kojenerasyon

Bileşik ısı-güç üretimi veya kojenerasyon, elektrik ve ısının aynı güç santralından sağlanmasıdır. Bu uygulamanın ardında yatan temel düşünce, güç santrallerinde çevreye atılan ısının yararlı bir amaca yönlendirilmesidir. Bu amaç proses ısının sağlanması, kurutma, konut ısıtması, ek güç üretimi, soğutma olabilir. Böylece birincil enerji daha etkin kullanılır. Enerji verimliliğinin yanı sıra, çevreye atılan karbon dioksitin ve diğer zararlı gazların azaltılması, daha büyük ölçekte sera etkisini azaltır.

Bileşik ısı-güç üretimi bugün dünyada endüstride ve bölge ısıtmasında yaygın olarak uygulanmaktadır. Bu amaçla gaz türbinleri, dizel ve gaz motorları ile buhar santralleri güç üreticisi olarak kullanılmaktadır.

Bir bileşik ısı-güç santralını tanımlayan parametreler aşağıda açıklanmıştır. Daha geniş bilgi ve uygulama örnekleri için Kartchenko (1998) incelenebilir.

Santralin *gücü*, santralda birim zamanda üretilen elektrik enerjisini gösterir. Endüstrideki bileşik ısı güç üretimi uygulamalarının büyük çoğunluğunda bu büyüklük 3 ile 20 MW arasındadır. Ancak uygulamada 200 MW büyüklüğünde santrallara da, mikro kojenerasyon adı verilen 1 MW' dan küçük santrallara da rastlanmaktadır.

Santralda üretilen elektrik enerjisinin ısı enerjisine oranı *elektrik ısı oranı* olarak tanımlanır. Bu büyüklük anlık değerlerle gösterilebileceği gibi, aylık veya yıllık ortalama değerlere dayandırılarak da gösterilebilir. Elektrik ısı oranı gaz türbinleri için yaklaşık 0.6, gaz motorları için yaklaşık 1.0' dir. Buhar santrallerinde ise 0.4' ten küçüktür.

Santralin *toplam verimi* veya *enerjiden yararlanma oranı*, santraldan elde edilen elektrik ve ısı enerjilerinin toplamının, tüketilen yakıt enerjisine oranıdır. Bu parametre bileşik ısı-güç üretimi uygulamasının başarımını doğrudan belirten bir büyüklüktür. Bu değer yüksek olması enerjinin etkin kullanıldığını gösterir. İyi tasarlanmış santrallarda bu değer %80 ile %90 arasındadır.

3.8.1 Türkiye'de Durum

Türkiye' de bileşik ısı-güç üretimi, 1990'lı yılların başında endüstri kuruluşlarının güvenli ve kaliteli elektrik sağlayabilmek için başvurdukları ve otoprodüktör uygulaması adıyla bilinen yöntemle başlamış, daha sonra atık ısıdan yararlanma düşüncesinin gelişmesiyle gerçek bileşik ısı-güç üretimine (kojenerasyona) dönüşmüştür. Bugün Türkiye' nin kurulu gücünün yaklaşık %18 kadarını otoprodüktör ve özel elektrik üretim santralleri oluşturmaktadır. Bu santrallerin çoğu gaz türbinli veya gaz motorlu santrallerdir. Bu santrallerin kurulu gücü 2005 yılı sonu referans alınırsa 6700 MW olup, 2005 yılında 28 000 GWh elektrik üretmişlerdir. Kurulu gücün ancak yarısında atık ısıdan da yararlanılmaktadır, başka bir deyişle bu santrallerin yarısı gerçek anlamda bileşik ısı-güç santralleridir. Bu santrallerde yakıt olarak büyük bir çoğunlukla doğal gaz kullanılmaktadır. Son yıllarda doğal gaz fiyatları artarken elektrik fiyatının değişmemesi yeni kojenerasyon santrallerinin kurulmasını olumsuz yönde etkileyen bir unsur olmuştur, Ağış (2006).

3.8.2 Ülkemizde Bileşik Isı-Güç Üretimi Alanında Yapılabilecek Ar-Ge Çalışmaları

Birincil enerji gereksinimini karşılamada büyük oranda dışa bağımlı bir ülke olan Türkiye'de bileşik ısı-güç üretimi uygulamasının yaygınlaşması önem taşımaktadır. Böylece daha az birincil enerjiye gerek duyulacaktır. Bileşik ısı-güç üretiminin artması ve daha etkin bir biçimde uygulanabilmesi için üniversitelerde ve endüstri kuruluşlarında yapılabilecek çalışmalar vardır.

Bileşik ısı-güç santrallerini tasarlarken olurluluk (fizibilite) çalışmaları dikkatle yapılmalı, kurulacak sistemin parametreleri özenle seçilmelidir. Kuruluşun gerek duyduğu elektrik ve ısı enerjisi saatlik, haftalık, aylık, yıllık bazda iyi etüd edilmeli, santral büyüklüğüne bundan sonra karar verilmelidir. Santral büyüklüğü kuruluşun gerek duyduğu elektrik gücüne veya gerek duyduğu ısı gücüne göre seçilebilir. Genellikle ekonomik açıdan kazançlı olan santral büyüklüğünün kuruluşun elektrik güç kullanımına göre belirlenmesidir. Santral gücünün, kuruluştaki gerek duyulan elektrik gücünden daha küçük seçilmesi, santralin zamanın çoğunda tam kapasitede ve böylece daha verimli çalışmasını sağlar. Bu durumda karşılanamayan elektrik gereksinimi şebekeden sağlanabilir. Isı gereksinimi olabildiğince bileşik ısı-güç santralinden karşılanmalıdır. Gerek duyulacak fazladan ısı yardımcı

kazanlardan sağlanabilir. Ülkemizde kurulmuş olan bileşik ısı-güç santrallerinde yukarıda belirtilen hususun ne ölçüde yerine getirildiği, başka bir deyişle bu santrallerin enerjiden yararlanma oranlarının yıllık ortalamalarının bulunması bir araştırma konusudur.

Bileşik ısı-güç sistemlerinin maliyet ve enerji verimliliği bakımlarından optimizasyonu bugün dünyada üzerinde çok çalışılan bir konudur. Yakıt fiyatları, donanım maliyetleri ve başarımlar parametreleri göz önüne alınarak maliyet ve verim açılarından en uygun sistemin seçilmesi bu çalışmaların özünü oluşturmaktadır.

Bileşik ısı-güç üretiminin bölge ısıtmasıyla birlikte uygulanması Kuzey ve Doğu Avrupa'da çok yaygındır. Ülkemizde bu uygulamaya bir örnek İstanbul Esenyurt'ta bulunan 180 MW gücündeki kombine çevrim santralidir. Santralin atık ısı, Esenkent yerleşim bölgesini ısıtmak için kullanılmaktadır. Ancak Türkiye'de bu tür uygulamaların sayısı pek azdır.

Toplu konut sitelerinin yaygınlaşmasıyla birlikte bu uygulama artabilir. Gaz türbinli, gaz motorlu orta büyüklükte (5-20 MW) santrallerde bir yandan elektrik üretimi yapılırken, öte yandan konut siteleri, üniversite kampüsleri, kışlalar, hastane kompleksleri ve benzer yerler ısıtılabilir. Bir ileri adım, yaz aylarında ısıtma için kullanılmayacak enerjiyle, absorpsiyonlu soğutuculardan yararlanarak bölge soğutması yapmaktır. Bileşik ısı-güç üretimi ve bölge ısıtmasının önünde uygulayıcı açısından en büyük engel genellikle yüksek maliyetler ve finansman sorunudur. Bu konuda özendirici politikalarla devletin destek olması beklenir, çünkü birincil enerji tüketiminin azalmasından doğrudan devlet kazançlı çıkacaktır.

Küçük ölçekli veya mikro kojenerasyon uygulamaları dünyada giderek yaygınlaşmaktadır. Bugün 1 ile 10 MW elektrik gücüne sahip, gaz türbinli veya gaz motorlu bileşik ısı-güç santrallerinin tüm yardımcı donanımlarıyla birlikte yatırım maliyetleri kW güç başına 500 dolar kadardır. 500 kW'dan daha küçük bileşik ısı-güç santralleri olarak tanımlanan mikro kojenerasyon santralleri, bugüne kadar yukarıdaki maliyetlerin çok üzerinde olmuştur. Ancak teknolojinin gelişmesiyle birlikte maliyetler sürekli düşmektedir ve mikro santraller uygulanabilir duruma gelmiştir. Bu tür santrallerin günümüz iklimlendirme sistemleriyle ilişkilendirilmesi ve ekonomik açıdan olurluluğunun sağlanması, bu alandaki güncel araştırma konularından biridir.

Bileşik ısı-güç sistemlerinde kullanılan yakıtlar ayrı bir araştırma konusudur. Bugün bileşik ısı-güç sistemlerinde en çok kullanılan yakıt doğal gazdır. Buhar türbinli sistemler ve Stirling motorları her türlü yakıtı kullanabilmek bakımından önemli bir üstünlüğe sahiptir, ancak maliyetleri gaz türbinli veya gaz motorlu santrallara oranla daha yüksektir. Kömür, biyomas, bitkisel yakıt kullanan sistemlerin oluşturulması, bu yakıtların çevreyi en az kirletecek bir biçimde yakılmasını sağlayacak yanma düzeneklerinin geliştirilmesi gerekmektedir. Üniversitelerin bu alanda öncü araştırmalar yapmaları beklenebilir ve yönlendirilmelidirler.

Bileşik ısı-güç sistemlerinin yaygınlaşmasında yasaların, yönetmeliklerin ve özendirici politikaların önemli bir rolü vardır. Enerji Verimliliği Yasası 27 Şubat 2007 tarihinde TBMM tarafından kabul edilmiş ve Cumhurbaşkanı'nın onayına sunulmuştur. Türkiye Kojenerasyon Yasası' nın da kabul edilmesi bu konudaki gelişmelerin önünü açacaktır. Birçok Batı Avrupa ülkesinde uygulanan elektrik alım desteği yenilenebilir enerji kullanımında olumlu gelişmelere yol açmıştır. Benzer politikaların, Türkiye' deki küçük ölçekli bileşik ısı-güç üreticileri için uygulanması da ülkemizde kojenerasyonun yaygınlaşmasında önemli bir rol oynayacaktır.

3.8.3 Sonuç

Bileşik ısı-güç üretiminin yaygınlaşması Türkiye'nin birincil enerji talebini azaltmak bakımından önem taşımaktadır. Bu bölümde bileşik ısı-güç üretimine ilişkin temel tanım ve parametreler tanıtılmış, Türkiye'de bileşik ısı-güç üretiminin bugünkü durumu üzerinde bilgi verilmiş, bu alanda üniversitelerde ve endüstri kuruluşlarında yapılabilecek araştırma ve çalışmalara ilişkin öneriler sunulmuştur.

3.9 Enerji Verimliliği, Planlaması, Yönetimi ve Modellemesi

3.9.1 Üretim/Tüketim/Rezerv Durumu

Enerjinin planlamaya dayalı ekonomik ve sosyal kalkınmayı desteklemeye yetecek biçimde sağlanması, enerji elde etmeye yönelik süreçlerde etkinliğin korunması ve çevre üzerindeki olumsuz etkilerin en aza indirilmesi her ülkenin gelişmişlik düzeyini belirleyen göstergeler arasında yer almaktadır.

2004 yılı itibarıyla Türkiye'nin genel enerji durumu Çizelge 35'te özetlenmektedir. Çizelge 35'ten de görüldüğü gibi, ülkemizde enerji temininde, petrolde, doğal gazda hatta kömürde bile büyük ölçüde dışa bağımlı bir uygulama sürdürülmektedir.

<u>Çizelge 35. Türkiye'nin genel enerji durumu (ETKB, 2004)</u>	
Açıklama	Enerji Verisi (Milyon tep)
Toplam birincil enerji tüketimi	84
Petrol tüketimi	31.8
Petrol üretimi	2.5
Kömür tüketimi	22.7
Kömür üretimi	10.8
Doğal gaz tüketimi	19.45
Doğal gaz üretimi	0.51
Hidroelektrik enerji üretimi	3.04
Diğer	7.01

Enerji konusundaki öncelik ve gereksinimler her ülkeye göre farklı olsa da, ulusal gündemlerin ve yönelişlerin gitgide daha çok uluslararası alana egemen olan politikalar tarafından belirlendiği dikkati çekmektedir. Örneğin, küreselleşme sürecinde tüm dünyada ekonomik alanda neo-liberal politikalar hakim olurken, ülkemizde olduğu gibi dışa bağımlılığın azaltılması ve enerji arz güvenliğinin sağlanması ile birlikte çevrenin korunması temellerine dayalı

rekabetçi bir serbest piyasa oluşturulması amacı da ağırlık kazanmaktadır. Ülkelerin hemen hemen tamamında amaç aynı olmasına karşın, söz konusu politikaların uygulanabilmesi için gerekli altyapının oluşturulmasında önemli yatırımlar gerektiğinden, bu olanaklara kavuşmada gelişmiş ve gelişmekte olan ekonomiler arasında büyük farklılıklar bulunmaktadır. Tüm olumsuzluklara rağmen, enerji planlaması ve yönetimi açısından mutlaka uygulanması gereken önlemler olarak enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve enerjinin rasyonel kullanımı, başka bir deyişle enerji verimliliği karşımıza çıkmaktadır.

Enerjinin verimliliğinin nicel olarak tanımlanması enerji yoğunluğu kavramı ile doğrudan ilişkilidir. Bir birim ürün elde edilebilmesi için harcanan enerji miktarı, ya da daha genel olarak Gayri Safi Milli Hasıla (GSMH) başına tüketilen enerji (tep) olarak tanımlanan enerji yoğunluğu değerinin düşük olması, enerjinin verimli kullanıldığını göstermektedir.

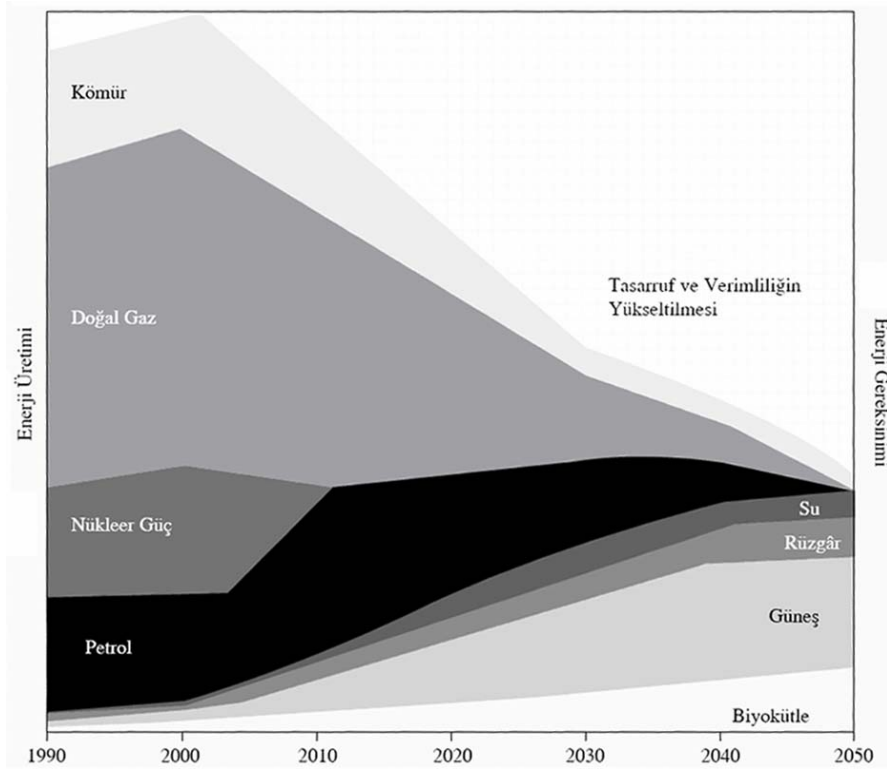
Çizelge 36'da bazı ülkelerin enerji yoğunlukları gösterilmektedir. Türkiye için dünya ortalamasının üstünde 0.38'lik bir değer olarak belirlenen enerji yoğunluğunun, gelişmiş sanayileşmiş ülkeler arasında Amerika Birleşik Devletleri (ABD)'de 0.25 ile en yüksek değerde, Japonya'da ise 0.09 ile en düşük değerlerde gerçekleştiği gözlemlenmektedir. Başka bir deyişle, Türkiye enerjisi, ABD'ye göre yaklaşık 1.5, Japonya'ya göre de yaklaşık 3 kat daha az verimli kullanılmaktadır.

Çizelge 36. Dünya genelinde enerji yoğunluğu verileri (ETKB,2004)

Ülke	GSMH (milyar \$)	Tüketim (Milyon tep)	Enerji Yoğunluğu (tüketim/GSMH), tep/1000 \$
Türkiye	190.3	72.5	0.38
Japonya	5648	520.7	0.09
ABD	8977.9	2281.5	0.25
Yunanistan	144.8	28.7	0.20
OECD	27880.9	8970	0.19
Dünya	34399.8	10029	0.29

3.9.2 Uygulamada Durum Belirlenmesi

Sürdürülebilir bir gelecek arzu eden çevre odaklı iyimser senaryolarda üzerinde önemle durulan önlemler, enerji verimliliğinin arttırılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılmasıdır. Şekil 29'da da böyle iyimser bir senaryo düşünülerek, gelecekte enerji verimliliğinde çok iyi sonuçlara ulaşılması amaçlanarak, enerji gereksiniminin sadece yenilenebilir kaynaklarla sağlanabildiği bir projeksiyon örneği verilmektedir. Bu gibi sonuçların ulaşılması çok güç (belki de olanaksız) olmasına rağmen, tüm dünyada olduğu gibi Türkiye'de de özellikle uzun vadeli enerji stratejilerinin oluşturulmasında dikkate alınması gerektiği değişik kaynaklarda ifade edilmektedir (TUGİAD, 2004).



Şekil 29. Çevre odaklı enerji arz senaryosu (TUGİAD, 2004).

Sonuncusu Kasım 2006 tarihinde yayınlanan ve AB'ne üyelik süreci içerisinde her yıl hazırlanmakta olan İlerleme Raporu'na göre, Türkiye'nin enerji

müktesabata özellikle rekabet ve devlet yardımları (kömür sektörü dahil olmak üzere), iç enerji pazarı (elektrik ve gaz pazarlarının açılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi), enerjinin verimli kullanımı, nükleer enerji ve nükleer güvenlik alanlarındaki kural ve politikalardan oluşmaktadır. Bu bağlamda, Türkiye'nin adı geçen müktesebata yasal uyumu için temel oluşturmak ve yüksek enerji yoğunluğunu azaltmak amacıyla öncelikle bir enerji verimliliği çerçeve yasasını kabul etmesi gerekliliği vurgulanmaktadır. Daha önceki İlerleme Raporları ve Katılım Ortaklığı Belgeleri (2005-2006)'nde de bulunan, idari ve teknik alt yapının gelişmesine temel teşkil edecek olan enerji verimliliği çerçeve yasasının hazırlanması önerisi doğrultusunda, tüm kamu kurum ve kuruluşları, özel sektör temsilcileri ve sivil toplum kuruluşlarının görüşü alınarak hazırlanan "Enerji Verimliliği Yasası" 22 Şubat 2007 tarihinde TBMM tarafından kabul edilmiş olup Cumhurbaşkanı'nın onayına sunulmuştur.

Enerji Verimliliği Yasası'nın amacı, enerjinin etkin kullanılması, israfın önlenmesi, enerji maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesi ve çevrenin korunması için enerji kaynaklarının ve enerjinin kullanımında verimliliğin arttırılmasıdır (Enerji Verimliliği Yasası, 2007).

Yaklaşık %20-50 arasında tasarruf potansiyelleri bulunduğu ifade edilen sanayi, bina ve ulaşım sektörlerine yönelik olan Yasa'nın kapsamı ve ana faaliyet alanları Çizelge 37'de özetlenmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından Haziran 2004 tarihinde benimsenen Türkiye Enerji Verimliliği Stratejisi'ne göre toplam hedef, nihai enerji tüketim sektörlerinde enerji verimliliğini iyileştirmektir. Şekil 30'da strateji kapsamındaki enerji verimliliği ana hedef grupları, roller ve faaliyetler toplu olarak gösterilmektedir.

Strateji kapsamında ilgili kamu yönetimi makamlarının yanı sıra, 'Aracılar' sınıfında yer alan ve aşağıda belirtilen gruplar enerji verimliliğinin farklı uygulama alanlarında (ulaştırma, sanayi ve bina) önemli roller oynamaktadır:

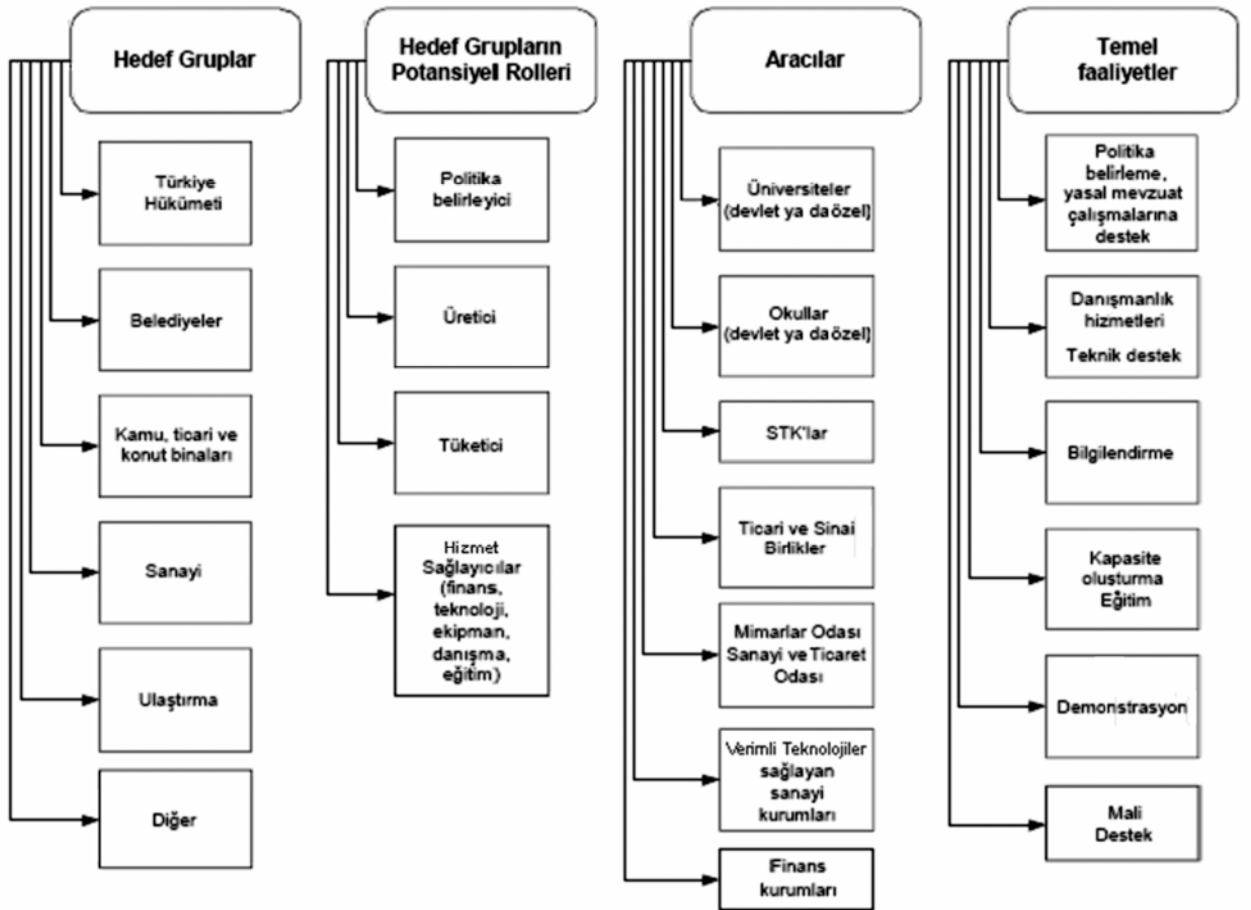
- Sanayi ve Ticaret Odaları - sanayide enerji verimliliği projeleri,
- TÜBİTAK, Üniversiteler, Teknik Bilim ve Araştırma Enstitüleri - araştırma faaliyetleri,

-Türkiye Mimarlar ve Mühendisler Odası, Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği- teşvik, bilgilendirme faaliyetleri.

Çizelge 37. Enerji Verimliliği Yasası'nın kapsamı ve ana faaliyet alanları

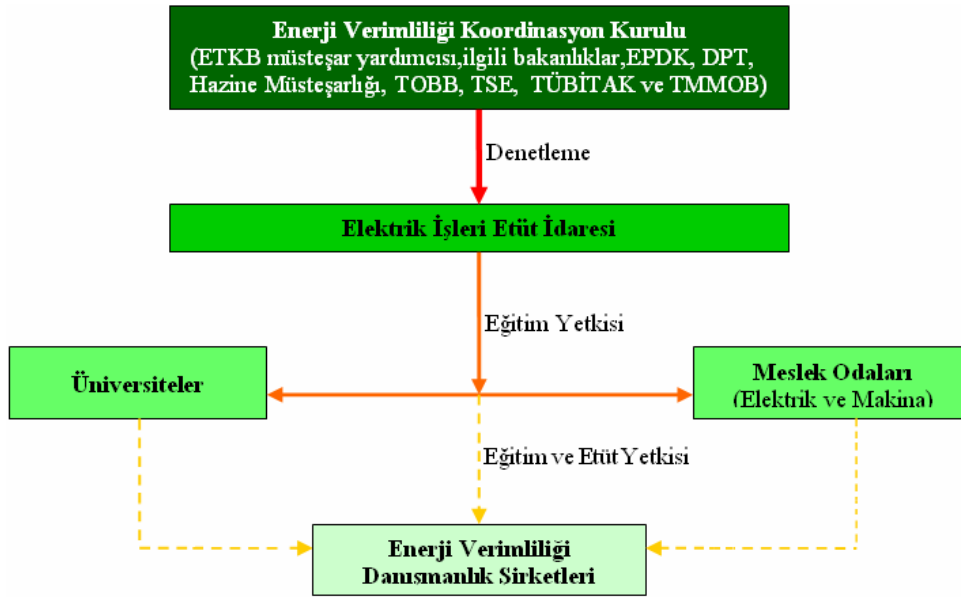
Sektör	Kapsam (Enerji Yönetimi ve Enerji Yöneticisi Uygulaması)	Ana Faaliyet Alanları
Endüstriyel işletmeler	1. Yıllık Enerji Tüketimi 1000 tep ve üzerinde olanlar için zorunlu	1. Enerji yöneticisi eğitimleri, 2. Enerji verimliliği etüt çalışmaları ile tasarruf potansiyeli ve uygun önlemlerin belirlenmesi, 3. Elektrik enerjisi üretim tesislerinde, iletim ve dağıtım şebekelerinde enerji verimliliğinin artırılması, 4. Termik santrallerin atık ısılarından yararlanılması, 5. Açık alan aydınlatmalarında verimliliğin artırılması, 6. Biyoyakıt, hidrojen gibi alternatif yakıt kullanımının özendirilmesi.
Binalar	1. Binalarındaki toplam inşaat alanı 20 000 m ² ve üzeri olan gerçek veya tüzel kişiler için zorunlu 2. Yıllık Enerji Tüketimleri 500 tep ve üzeri olan gerçek veya tüzel kişiler için zorunlu 3. Merkezi ısıtma sistemine sahip toplu konutlar için zorunlu	1. Enerji yöneticisi eğitimleri, 2. Enerji verimliliği etüt çalışmaları ile tasarruf potansiyeli ve uygun önlemlerin belirlenmesi, 3. Yasanın yürürlük tarihinden sonra yapılan sıvı veya gaz yakıtlı merkezi ısıtma sistemine sahip binaların tesisat projelerinde, merkezi veya lokal ısı/sıcaklık kontrol cihazlarına ve ısıtma maliyetlerinin ısı kullanım miktarına bağlı olarak paylaşımını sağlayan sistemlere yer verilmesinin özendirilmesi, 4. Binalarda mimari tasarım, ısıtma/soğutma ihtiyaçları ve donanımları, yalıtım ihtiyaçları ve malzemeleri, elektrik tesisatı ve aydınlatma konularındaki standartları, asgari performans kriterlerini ve prosedürleri kapsayan enerji verimliliği yapı kodu uygulaması, 5. Binaların yapımı, satılması ya da kiralanması sırasında, duruma göre mal sahibine ya da mal sahibi tarafından alıcıya ya da kiracıya verilmek üzere binanın enerji ihtiyacı, yalıtım özellikleri ve ısıtma/soğutma sistemlerinin verimi gibi bilgileri içeren enerji kimlik belgesi düzenlenmesi.
Ulaşım		1.Yurt içinde üretilen araçların birim yakıt tüketimlerinin düşürülmesi, 2. Araçlarda verimlilik standartlarının yükseltilmesi, 3. Toplu taşımacılığın yaygınlaştırılması, 4. Gelişmiş trafik sinyalizasyon sistemlerinin kurulması, 5.Yüklerin karayolu dışındaki ulaştırma tipleri ile taşınmasının özendirilmesi.

Aracı kurumlar arasında yer alan üniversitelerin faaliyetleri, enerji kullanım sektörlerinde tasarruf için fırsatların saptanması, verimlilik göstergesi olabilecek parametrelerin ölçümü, enerji verimliliğinin arttırılmasında teknik destek sağlanması, enerji tasarruf donanımlarının etkin kullanımı, AB ve diğer programlar için sanayi kuruluşları ile birlikte proje teklifleri hazırlanması, sektörel ve stratejik bilgilendirme programlarının gerçekleştirilmesi, enerji yönetiminde yer alan kişilere eğitim verilmesi, seminerler, çalışma toplantıları, konferanslar organize edilmesi olarak sayılabilir.



Şekil 30. Enerji verimliliğinin ana hedef grupları, roller ve faaliyetler
(Enerji Verimliliği Stratejisi, 2004).

Bunlara ek olarak, halihazırda başta sanayi sektörü olmak üzere enerji verimliliği hizmetleri Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı bir kurum olan Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) tarafından yürütülmektedir. Enerji Verimliliği Yasası'nda yer alan ve uygulamaların ülke genelinde yaygın olarak yerinde yürütülebilmesi için ön görülen yeni yönetim düzeni ise Şekil 31'de açıklanmaktadır.



Şekil 31. Enerji Verimliliği Yasası yürütme sistemi.

Şekil 31'den görüldüğü gibi, Yasa kapsamında, EİE'nin yetkisinde bulunan enerji yöneticisi eğitim yapma yetkileri hem üniversitelere hem de meslek odalarına verilerek yaygınlaştırılmaktadır. Yine halen EİE'nin sadece sanayi sektöründe yürütmekte olduğu enerji verimliliği etütleri yapabilme yetkisi, bina sektörünü de kapsayacak şekilde, ve eğitim, danışmanlık, uygulama faaliyetleri yetkileri ile birlikte EİE ve/veya eğitim yetkisi almış üniversiteler ve meslek odaları tarafından, Enerji Verimliliği Danışmanlık (EVD) şirketlerine verilecektir. Ayrıca, EİE ve/veya yetkilendirilmiş kurumlar, EVD şirketlerinin eğitimlerinden de sorumlu olup, söz konusu şirketlerin düzenleyeceği enerji yöneticisi eğitimleri için laboratuvar altyapısı sağlamakla da yükümlü olacaklardır. Bu organizasyonun en üstünde yer alan Enerji Verimliliği Koordinasyon Kurulu ise bütün bu yetkilendirmeleri

denetlemenin yanısıra, ulusal düzeyde enerji verimliliği stratejileri ile plan ve programlarını hazırlama, değerlendirme, gerektiğinde değişiklikler yapma, yeni önlemler alma ve uygulama görevlerini üstlenmektedir.

Enerji sektöründeki bu ve benzeri yeni düzenlemelerin sürdürülebilirliği açısından doğru ve güvenilir verilerin elde edilmesi ve uygun modelleme tekniği veya teknikleri ile geleceğe yönelik akılcı projeksiyonların yapılabilmesi büyük önem taşımaktadır.

Bu kapsamda, her sektörde olduğu gibi enerjide de gelişmekte olan ülkemizin ileriye dönük kısa-orta-uzun vadeli plan, program ve politikalarını oluşturabilmek için yerel, bölgesel ve ulusal bazda enerjinin başta ekonomi ve çevre sektörleri ile bütünleşik olarak modellenmesi, öncelikli olarak ele alınması gerekli olan konular arasında yer almaktadır. Enerji modelleri, kendi içinde kısa-orta-uzun vadeli, talep veya arz tarafı yönetimi ile birlikte, bütünleşik olarak ele alınabileceği diğer sektörler (ulaşım, çevre, temiz teknolojiler, v.b.) de dikkate alındığında farklılıklar göstermektedir. Varolan ve değişik temellere dayanan ETSAP (enerji-çevre-teknoloji modeli), ENPEP (çevre ile bütünleşik enerji ve elektrik sektörleri değerlendirme modeli), MEDEE (talep taraflı teknik-ekonomik tahmin modeli), POLES (uzun vadeli arz tahmin modeli), VLEEM (uzun vadeli enerji-çevre modeli), MAED (enerji talebi analiz modeli) gibi modeller enerji sektörü ile ilgili ileriye dönük projeksiyonların yapılabilmesi amacıyla dünya genelinde kullanılmaktadır.

Ülkemizin ileriye dönük enerji talebi, ETKB tarafından MAED modeli kullanılarak hesaplanmaktadır. MAED modeli söz konusu ülkenin orta ve uzun dönemli genel enerji ve elektrik enerjisi talebini değerlendiren bir simulasyon modelidir. Modelde ekonomik ve sosyal, sanayi, konut, hizmetler ve ulaştırma sektörlerine ait çok çeşitli veriler kullanılmaktadır. Modelde özellikle Gayri Safi Yurt İçi Hasıla (GSYİH) ile alt bileşenleri ve nüfus verileri hassas bir şekilde değerlendirilebilmektedir.

Modelden genel enerji ve elektrik enerjisi talepleri, sektörel bazda sanayi, konut ve hizmetler, tarım ve ulaştırma; yakıt bazında ise fosil ve motor yakıtlar, elektrik enerjisi, güneş, metalurjik kok ve ticari olmayan kaynaklar olarak elde edilebilmektedir.

3.9.3 Ar-Ge Değerlendirme

Enerji Verimliliği Yasası kapsamında ihtiyaç duyulan konularda ortak çalışma olasılıkları yaratmak amacıyla, EİE ,TÜBİTAK-MAM ve İTÜ Enerji Enstitüsü arasında bir işbirliği protokolü Ekim 2006'da imzalanmıştır. Bu işbirliğinin amacı, yasa kapsamında enerji verimliliğinin artırılmasına yönelik uygulamaların, başta ilgili ikincil mevzuatın hazırlanması olmak üzere, hayata geçirilmelerine yönelik projeler ve çalışmalar yapmaktır. İTÜ'nün yıllardan beri yürütmekte olduğu enerji verimliliği konusundaki çalışmalar, yetişmiş akademik kadrosu ve araştırma amaçlı fiziksel altyapısı bu çalışmaların başlatılmasında en önemli etken olmuştur. İTÜ, bilimsel yaklaşımlarla EİE'nin enerji verimliliği konusunda ihtiyaç duyacağı eğitim, etüt, Ar-Ge ve veri analizlerinin gerçekleştirilmesi konularında her türlü desteği sağlayacaktır. Bu protokol kapsamında TÜBİTAK-MAM ise ulusal ve uluslararası arenalarda üç kurumun katılımı ve işbirliği ile özellikle teknoloji geliştirmeye yönelik projeler üretilmesi konusunda sorumluluklar almaktadır.

Bu ana çerçevede, öncelikli proje konuları ve amaçları aşağıda belirtilmektedir:

- Enerji Verimliliği Yasası'nda yer alan yeni yönetim düzeni dahilinde (Şekil 31) İTÜ/Enerji Enstitüsü'nün başta Marmara Bölgesi olmak üzere nihai tüketim sektörlerinde enerjinin rasyonel kullanımının sağlanması konusu ile ilgili idari ve teknik alt yapının gelişmesine temel teşkil edecek ve yine adı geçen Yasa kapsamında yer alan enerji verimliliği uygulamalarını gerçekleştirmek üzere örnek bir merkez haline getirilmesi projesi,
- Enerji ve enerji verimliliği ile ilgili temel kavramlar, Türkiye'nin genel enerji durumu, enerji kaynakları, enerji üretim teknikleri, günlük hayatta enerjinin verimli kullanımı, iklim değişikliği ve çevrenin korunmasında enerji verimliliğinin önemi konularında teorik ve pratik bilgiler verilmek üzere, Milli Eğitim Bakanlığı'na bağlı örgün ve yaygın eğitim kurumları için gerekli ders programlarının ve dökümanlarının hazırlanması projesi,
- Enerji Verimliliği Yasası kapsamında yer alan nihai tüketim sektörlerinde enerji verimliliğini artırmaya yönelik faaliyetlerin ülke genelinde yaygın olarak gerçekleştirilmesi için kurulması amaçlanan Enerji Verimliliği Danışmanlık Şirketleri'nin yapılandırılması projesi,

- Başta sanayi ve bina sektörleri için Enerji Verimliliği Danışmanlık Şirketleri tarafından yapılacak enerji verimliliği etüt çalışmaları sonucunda ortaya çıkacak önlemleri uygulamak amacıyla teknoloji geliştirme projeleri.

Ayrıca, başta Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) olmak üzere İTÜ/Enerji Enstitüsü ve diğer ilgili kurumların ortaklaşa yürüteceği bir başka proje dahilinde, ülkemiz koşullarına uygun bir enerji modelinin geliştirilmesi sayesinde sektörler bazında enerji planlaması, yönetimi çalışmaları daha fazla yaygınlaşabilecek ve yerel, bölgesel ve ulusal temellerde ülkemizdeki mevcut durum tespit edilebilecektir. Bu temel üzerine ileriye dönük projeksiyon çalışmaları kolaylıkla yapılabileceği için alternatif politikaların fayda ve maliyetleri incelenme imkanı bulacak ve böylelikle kısa, orta ve uzun vadede hangi politikaların uygulanmasının ülkemiz açısından uygun olduğu tespit edilebilecektir.

Söz konusu enerji politikaları ekonomi, çevre gibi diğer önemli sektörler ile bütünlük olarak ele alınarak çok yönlü optimizasyon çalışmaları yapılabilecektir. Böyle bir yaklaşım ile, uluslararası arenada önemle üzerinde durulan enerji arzının güvenliği, nihai tüketim sektörlerinde enerji verimliliği, iklim değişikliği, yenilenebilir enerji, temiz enerji teknolojileri gibi konularda ileriye dönük tahminler kolaylıkla öngörülebilecektir.

3.9.4 Sorunlar/Öneriler/Sonuçlar

Enerji sektörü başta sosyo-ekonomik gelişim ve insanların yaşam standartlarının yükselmesi bağlamında, ulusal ve uluslararası ekonomiler için çok büyük bir öneme sahiptir. Ana amaç, enerjinin planlanması, yönetimi, serbest piyasa ekonomisi ile ilgili politikaların belirlenip uygulanması, çevre ile dost enerji üretimi ve tüketimi, verimliliğin artırılması ve kaynak çeşitliliği gibi önlemler ile enerji sektöründe sürdürülebilir kalkınmanın sağlanmasıdır. Böyle bir enerji yönetimi anlayışı enerjinin, ekonomi ve çevre sektörleri ile bütünlüşmesi açısından faydalı olacaktır.

2050 yılı itibariyle dünyadaki enerji tüketiminin mevcut duruma göre iki kat artacağı, ancak mevcut iklimimizin korunması adına, yine 2050 yılı için bugünkü tüketimin yarıya düşmesi gerektiği vurgulanmaktadır. Sonuçta, dünya ikliminin değişmesinden kaynaklanan etkileri ekonomik olarak önleyebilmek

için, enerjinin 4 kat daha verimli kullanılması gerekmektedir. Bu amaçla, ilköğretimden başlamak üzere halkın, başka bir deyişle tüm nihai tüketicilerin bilinçlendirilmesi ve ülkemizde bir "enerji verimliliği kültürünün" oluşturulması büyük önem taşımaktadır. Bu kapsamda, her ülkenin kendi ulusal koşullarını göz önüne alarak enerjinin verimli kullanılması konusunda çalışmalarını sürdürmesi kaçınılmaz bir önlemdir. Başta enerji ile ilgili istatistiksel çalışmalar ve bu çalışmalardan elde edilecek verilere dayanan bir "enerji modeli"nin geliştirilmesi olmak üzere, enerji verimliliği faaliyetlerini ülkemiz genelinde de yaygınlaştırmak gerekmektedir.

3.10 Genel Değerlendirme

Türkiye’de 2005 yılı içinde enerji tüketimi yaklaşık 93 milyon ton petrol enerjisi eşdeğeri ve ölçülebilir ticari enerji tüketimi ise 89.7 milyon ton petrol enerjisi eşdeğeri olmuştur. 2006 yılı için enerji tüketiminin yaklaşık 97 milyon ton petrol enerjisi eşdeğeri olarak gerçekleşmesi tahmin edilmektedir. Türkiye’de 2005 yılında enerji arzının %38’i petrol, %23’ü doğal gaz, %27’si kömür, %4.5’u hidrolik enerji ve kalan %7.5’i de yenilenebilir ve ticari olmayan kaynaklar tarafından karşılanmıştır. Buna karşın Türkiye birincil enerji kaynakları üretimi yaklaşık 25 milyon ton petrol enerjisi eşdeğeri olarak gerçekleşmiştir. Bunun %43’ü kömür, %12’si petrol ve doğal gaz, %16’sı hidrolik, %5’i diğer yenilenebilir kaynaklar ve %23’ü ise ticari olmayan kaynaklar (odun, hayvan ve bitki artıkları)dır. Dolayısıyla üretilen temel enerji kaynaklarımız linyit, hidrolik ve odun iken tüketilen temel enerji kaynaklarımız petrol, kömür ve doğal gazdır.

Geleceğe yönelik enerji projeksiyonları yapabilmek için geçmiş değerlendirilmelidir. Şimdi, enerjinin Türkiye’de geçmişi ile ilgili bazı bilgileri gözden geçirelim:

- 1) 1970-2002 arasında Türkiye’de nüfus 2 kat ve birincil enerji tüketimi 4 kat artarken, dolayısıyla, kişi başına enerji tüketimi 2 kat artmıştır.

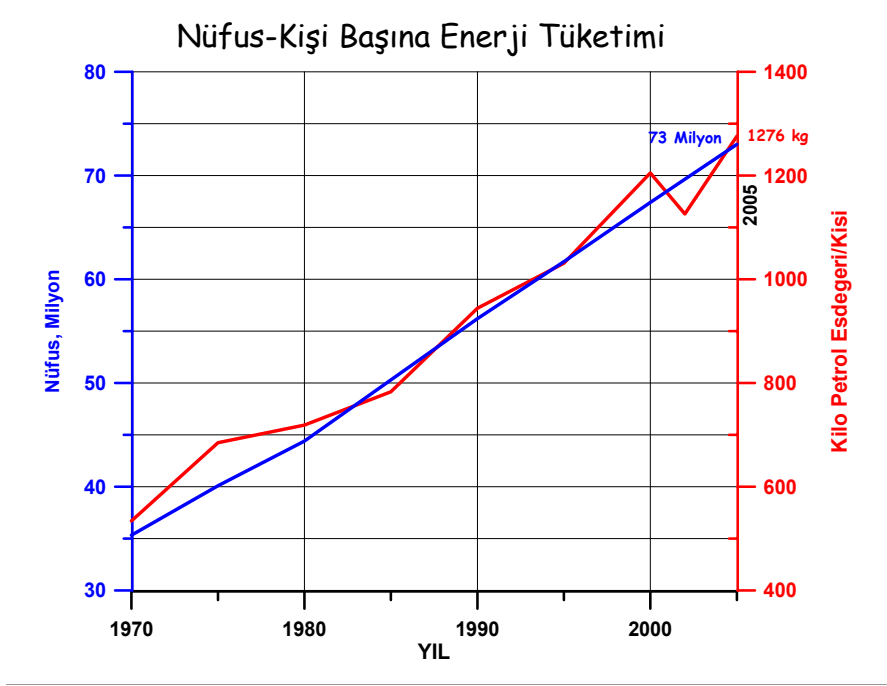
1950-2002 arasında ise:

	Nüfus Artışı	Enerji Talebi Artışı
Dünya	2 kat	6 kat
Türkiye	3.3 kat	11.3 kat

olarak gerçekleşmiştir. Dünyada ve Türkiye’de enerji tüketimi nüfus artışından daha hızlı artarken kişi başına enerji tüketimi Türkiye’de dünyadan daha hızlı artmıştır. Şekil 32’de Türkiye için nüfus-kişi başına enerji tüketiminin tarihsel gelişimi ve Şekil 33’te Türkiye ve dünya için kişi başına enerji tüketiminin tarihsel gelişimi karşılaştırmalı olarak gösterilmektedir.

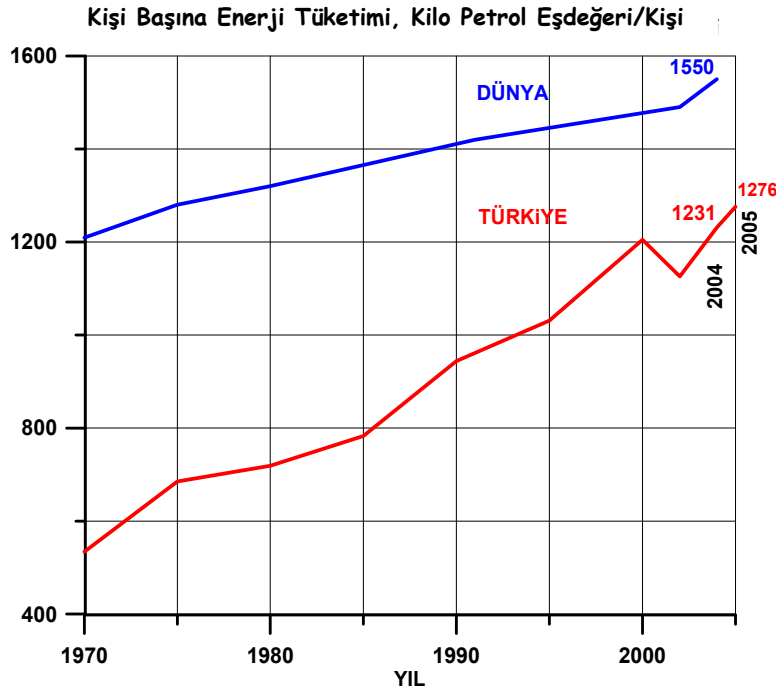
Dünya nüfusu yaklaşık 6.5 milyar, Türkiye’nin 73 milyondur. Nüfusumuzun dünyaya oranı %1.1 kadardır. Enerji tüketimimizin dünyaya oranı ise %0.9 kadardır. Dolayısıyla kişi başına enerji

tüketimimiz dünyaya göre daha azdır. Dünya kişi başına enerji tüketimi 1550 kilo petrol enerjisi eşdeğeri iken Türkiye'ninki 1276 kilo petrol enerjisi eşdeğeridir.

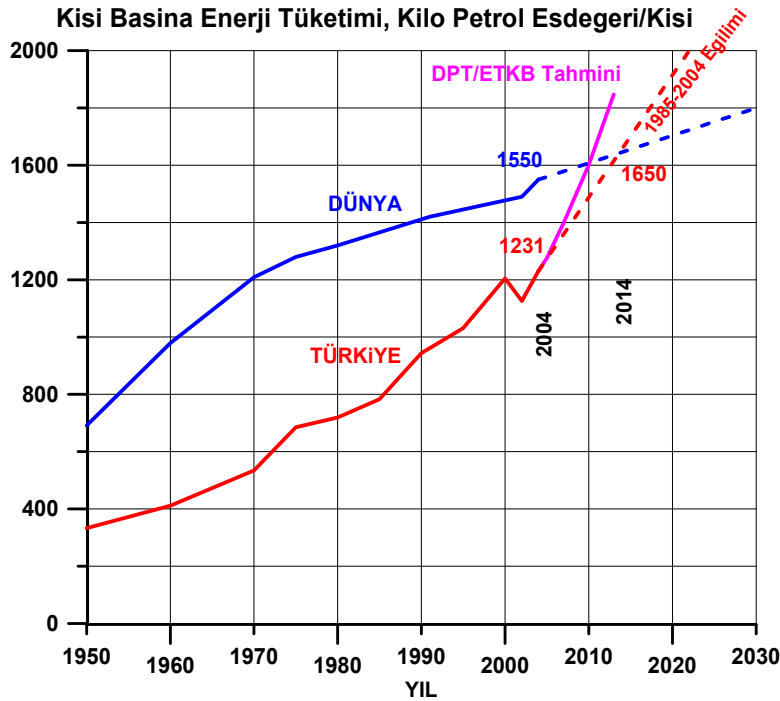


Şekil 32. Türkiye için nüfus-kişi başına enerji tüketiminin tarihsel gelişimi.

Türkiye'nin dünya ortalamasına göre daha hızlı artan oranda enerji tükettiği ve dünya ortalamasına göre daha hızlı geliştiği bilinmektedir. Şekil 34'te gösterildiği gibi, eğer 1985-2004 dönemindeki kişi başına enerji tüketimi eğilimi sürerse, gelişmekte olan Türkiye ancak 2014 yılında dünya ortalamasını 1650 kg petrol enerjisi eşdeğeri/kişi değeriyle, yakalayacaktır. DPT/ETKB projeksiyonlarına göre ise, Türkiye'nin enerji tüketiminin daha yüksek olacağı öngörülmekte ve 2010 yılında kişi başına enerji tüketiminde dünyayı yakalıyor olacaktır. Gelişmesini sürdürmek isteyen Türkiye daha fazla enerji tüketecektir.



Şekil 33. Türkiye ve dünya için kişi başına enerji tüketiminin tarihsel gelişimi.

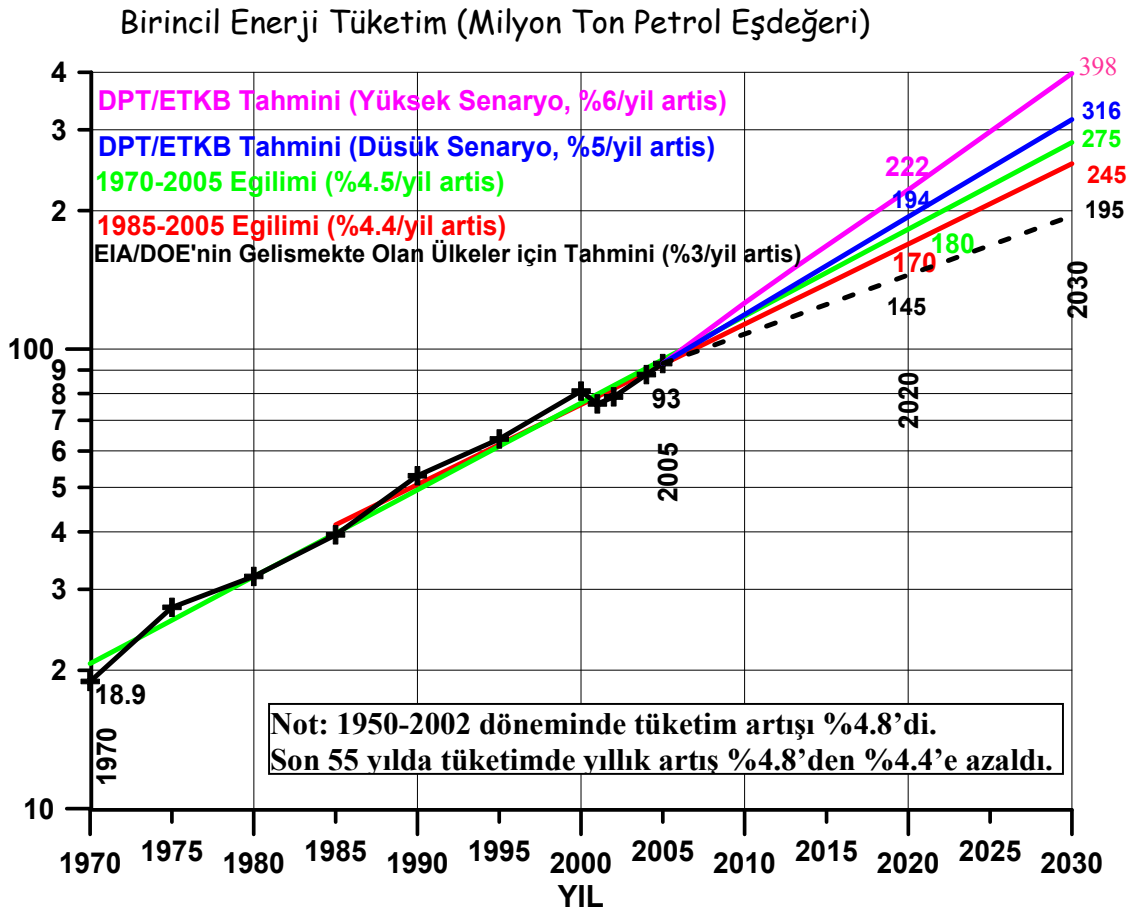


Şekil 34. Türkiye ve dünya için kişi başına enerji tüketimi geleceği.

- 2) Son 30 yıla bakıldığında, üretilen kaynaklar arasında (% itibariyle) linyit önde gelirken, hidrolik, jeotermal ve güneş artan eğilimler gösterirken, hayvan-bitki artıkları gibi ticari olmayan türler ve taşkömürü azalma göstermektedir.
- 3) Son 30 yıla bakıldığında, tüketilen kaynaklar arasında (% itibariyle) doğal gazın payı %0'dan %24'e artarken, odunun ve hayvan-bitki artıklarının toplam payı %25 azalmıştır.
- 4) Yerli enerji kaynakları genelde ihmal edilmekte, arz ithalattan sağlanmakta, enerjide ithalatın payı artmaktadır. 2005 yılı itibariyle Türkiye enerjisinin %73'ünü ithal etmektedir.

Enerji Bakanlığı, DPT, Hazine Müsteşarlığı ve EPDK tarafından hazırlanan raporda, Türkiye'nin enerji tüketiminin 2020'de yüksek senaryoda 222 milyon ton petrol eşdeğerine ve düşük senaryoda ise 194 milyon ton petrol eşdeğerine yükseleceği ve enerji sektörünün 2020 yılına kadarki toplam yatırım gereksiniminin 130 milyar doları bulacağı belirtilmektedir. Şekil 35, Türkiye genel enerji tüketiminin 1970-2005 arası gelişimini ve 2005-2030 arasındaki dönemde öngörülen projeksiyonları göstermektedir. Dikkat edilirse DPT/ETKB yüksek senaryo projeksiyonu 2020 yılı için oldukça yüksek (222 milyon ton petrol eşdeğeri) bir tüketim tahmini yapmaktadır. Tahmin 2005 tüketimine göre 2020'de %139'luk bir artışa karşın gelmektedir. 2005-2020 arasında dünyada %38'lik artış ve 2005-2030 arasında ise %62'lik artış öngörülürken Türkiye için 2005-2020 arasında %139'luk bir artış beklenmesi tartışmaya açıktır. Türkiye'de yıllık artış 1950-2002 döneminde %4.8, 1970-2005 döneminde %4.5 ve 1985-2005 döneminde %4.4 olarak gerçekleşmiştir. EIA/DOE ise yaptığı projeksiyonlarda gelişmekte olan ülkeler için %3 yıllık artış öngörmektedir. DPT/ETKB'nin hem yüksek senaryo ve hem de düşük senaryo için yaptığı projeksiyonlarda tüketim tahminlerinin yüksek olduğu Şekil 35'ten anlaşılmaktadır.

Şekil 35'te ayrıca, Türkiye'deki 1970-2005 dönemi (yıllık %4.5 artış), 1985-2005 dönemi (yıllık %4.4 artış) enerji tüketim eğilimlerinin gelecekte de sürmesi durumunda ve ayrıca EIA/DOE'nin öngördüğü yıllık %3 artış için 2005-2030 dönemi projeksiyonları gösterilmektedir.



Şekil 35. Tahmini Türkiye enerji tüketimi projeksiyonu.

Yukarıda verilen bilgiler değerlendirildiğinde; gelişmekte olan Türkiye'nin enerjiye ve her türlü enerjiye gereksinimi olduğu ortaya çıkmaktadır. Bunun için:

- enerjinin arzı,
- enerjinin çeşitlendirilmesi,
- dışa bağımlılığın mümkün olduğunca azaltılması,

Türkiye'nin enerji planlamasında stratejik konular olarak öne çıkmaktadır.

3.10.1 Türkiye'de Enerji Kaynakları

Elektrik: 1990-2000 dönemi arasında elektrik tüketimi ortalama yılda %8.6'lık artış göstermiştir. Elektrik kurulu gücü 2005 yılı için 38.5 bin MW_e

ve 2006 yılı için 39.6 bin MW_e kadardır. Elektrik üretimi 2005'te 161 ve 2006'da yaklaşık 172 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2005-2020 arasında kişi başına elektrik talebinin 2200 kWh'ten (toplam 161 TWh= 161 milyar kWh) an az 4600 kWh'e (yaklaşık 2.3 katı artışla veya yaklaşık 54 bin MW_e eklenmesiyle) çıkacağı tahmin edilmektedir. Kişi başına elektrik tüketimi dünya ortalamasında 2500 kWh ve AB için yaklaşık 6000 kWh iken Türkiye'nin 2200 kWh'dir. Gayri safi milli hasıla başına enerji tüketimi olarak tanımlanan enerji yoğunluğu AB için yaklaşık 200 kg petrol enerjisi eşdeğeri/bin euro iken, Türkiye için bu değer, yaklaşık 500 kg petrol enerjisi eşdeğeri/bin euro'dur.

2005 yılı içinde elektriğin yaklaşık %44'ü doğal gazdan, %26'sı linyit, ithal ve taş kömüründen, %25'i hidroğüçten, kalanı fueloilden ve diğer kaynaklardan elde edilmiştir.

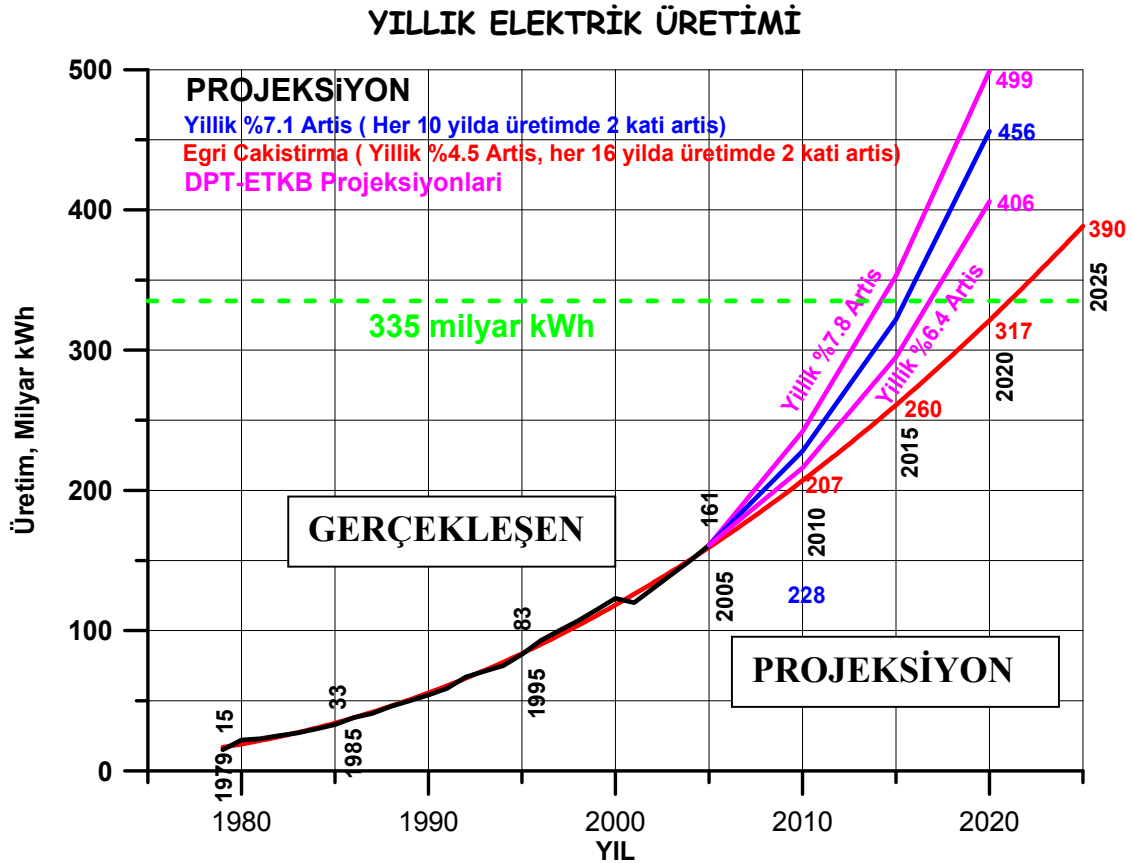
ETKB'ye bağlı Elektrik Üretim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü (EÜAŞ) 20.9 bin MW olan kurulu gücü ile Türkiye kurulu gücünün %55'ini ve Türkiye elektrik enerjisi üretiminin %45'ini karşılamaktadır.

Elektrikte en önemli sorunlardan birisi de üretilen elektriğin %18'ine karşı gelen bir kısmının teknik veya diğer nedenlerle ortaya çıkan kayıp/kaçak özelliğidir. Bu da yılda yaklaşık olarak 1.7 milyar dolarlık bir kayba karşı gelmektedir. Kayıp-kaçak oranı AB'de %8 kadardır.

DPT-ETKB projeksiyonlarına göre; 2005-2020 arasında kişi başına elektrik talebinin 2200 kWh'ten en az 4600 kWh'a, halen 161 milyar kWh olan talebin 2010'da 225 ve 2020'de 440 milyar kWh'a çıkacağı öngörülmektedir. Bugünlerde tartışılan soru, bu talebin nasıl karşılanacağıdır. Şu anda bilinen hidroelektrik ve kömür kaynaklarımızı geliştirdiğimizde erişebileceğimiz potansiyel toplam 248 milyar kWh olarak öngörülmektedir. Doğal gaz santrallerinin %90 kapasitede çalıştırılması durumunda üretilecek elektrik yaklaşık 90 milyar kWh olarak tahmin edildiğine göre, Türkiye'de varsayılan tüm kömür ve hidroelektrik potansiyelle birlikte doğal gaz kurulu gücü kullanılırsa üretilecek elektrik miktarı yaklaşık 335 milyar kWh olmaktadır. Şekil 36, 1980-2005 arası dönemdeki elektrik üretimini ve 2005-2030 dönemi için ise projeksiyonları göstermektedir. Şekil 36'dan açıkça görüldüğü gibi, yıllık enerji üretim artışı eğilimine bağlı olarak, Türkiye'nin 335 milyar kWh olarak verilen mevcut kapasitesi 2014 yılından itibaren talebi

karşılayamaz duruma gelecektir. Seçenek ise yapılacak yatırımlarla yeni elektrik üretim tesislerinin hızla devreye alınmasıdır.

Türkiye'nin linyitten ve hidrodan elektrik üretim potansiyeli (2005 yılı için toplam 248 milyar kWh) günümüz teknolojik ve ekonomik koşulları için geçerlidir. Türkiye'de derinde kömür aramalarının yeterince yapılmadığı iddia edilmektedir. Yeni kömür rezervleri bulunduğu anda, elektrik çevrim santrallerinin teknolojileri iyileştiğinde, petrol fiyatları bugünkü yüksek düzeyde kalmaya devam ederse, hem linyitten ve hem de hidrodan elektrik üretim potansiyelinin artmasını beklemek normal olacaktır.



Şekil 36. Yıllık elektrik üretimi ve projeksiyonu.

Şekil 36'da gösterildiği gibi DPT-ETKB projeksiyonlarına göre 2005-2020 arasında elektrik tüketiminde ortalama yıllık artış yüksek ekonomik büyümede %7.8 ve düşük ekonomik büyümede ise %6.4 olarak tahmin edilmektedir. Bölüm 2'de tartışıldığı gibi EIA/DOE projeksiyonlarına göre dünya elektrik tüketiminde yıllık ortalama artış yüksek ekonomik büyüme senaryosunda %3.3 ve düşük ekonomik büyüme senaryosunda ise %2.0 olarak tahmin edilmektedir. Dolayısıyla, DPT-ETKB'nin Türkiye için projeksiyonlarındaki elektrik tüketiminde yıllık artış oranı EIA/DOE'nin dünya için projeksiyonlarındaki elektrik tüketiminde yıllık artış oranının iki katından bile yüksektir. Son yılların hızla gelişen iki ekonomisi olan ve enerji tüketimleri hızla artan Çin için %4.7 ve Hindistan için %4.8 oranında elektrik tüketim artışıyla karşılaştırıldığında bile son 25 yılda Türkiye'deki elektrik tüketimindeki artışın çok yüksek olduğu görülmektedir.

Doğal gaz: Türkiye'nin enerji sektöründe doğal gaz önemli bir unsur olmuştur. 1989-2006 döneminde doğal gaz talebi yılda %15 artmıştır. 2005 yılı tüketimi yaklaşık 27 milyar m³ olup, EPDK'ya göre 2006 yılında 30.1 milyar m³ olan doğal gaz tüketimi 2007 yılında 36.2 milyar m³'e çıkarak %20 oranında artış gösterecektir. Mavi Akım'ın da devreye girmesiyle Rusya'ya olan bağımlılık yaklaşık %65'e ulaşmış durumdadır. İthalatın %18'i LNG olarak Cezayir ve Nijerya'dan sağlanmaktadır. 2005 yılı içinde doğal gazın %57'si elektrik üretiminde, %22'si konut sektöründe, %19'u sanayide ve %2'si gübre sanayinde tüketilmiştir.

Avrupa'da gaz tüketiminde Türkiye yedinci sıradadır ve Avrupa'daki toplam tüketimin %5'i gerçekleştirilmektedir. Avrupa ve Türkiye için toplam enerji tüketiminde doğal gazın payı aynıdır ve %23'tür. Fakat, Türkiye'de 2005 yılında doğal gazın %57'si elektrik üretiminde kullanılırken bu oran Avrupa'da %23 kadardır.

Ulusal doğal gaz şebeke uzunluğunun, inşa halindeki ve mevcut plan dahilindeki hatların 2006 yılı sonunda tamamlanmasıyla 10 000 km'ye ulaşması, 60'ın üzerinde şehir merkezinde doğal gazın kullanıma sunulması planlanmaktadır. Halen 29 ilde toplam 38 yerleşim merkezine doğal gaz arzı sağlanmıştır.

2006 yılı içinde Türkiye'de 650 milyon m³'ü Trakya'daki gaz sahalarından ve TPAO tarafından olmak üzere yaklaşık 900 milyon m³ doğal gaz üretilmiştir. Karadeniz'de Akçakoca açıklarındaki yeni keşfedilen gaz sahalarından 2007

yılı içinde 400-500 milyon m³'lük üretim yapılması TPAO tarafından planlanmaktadır. Dolayısıyla 2007 yılı içinde Türkiye'nin doğal gaz üretiminin rekor bir artışla 1.2 milyar m³'ten yüksek olması beklenmektedir.

Halen yapımı süren Azerbaycan-Türkiye Şah Denizi doğal gaz boru hattı olumlu bir gelişmedir ve doğal gazda Rusya'ya olan bağımlılığı az da olsa azaltacaktır.

Doğal gaz alım kontratı yapılmış anlaşmalara göre 2010 yılında Türkiye'nin yaklaşık 60 milyar m³ gaz alımı ve dolayısıyla bir gaz fazlalığı gündemdedir. Söz konusu gaz fazlalığının Türkiye-Yunanistan arasındaki boru hattı ve Güney Avrupa Gaz Ringi (Nabucco projesi) boru hattıyla Avrupa'ya iletilmesi çalışmaları sürmektedir. 2010 yılında İtalya bağlantısının, 2011 yılında ise Avusturya bağlantısının devreye alınması planlanmaktadır. Bu iki boru hattının devreye girmesiyle Avrupa'ya yıllık yaklaşık 40 milyar m³ doğal gazın iletilebileceği yetkililer tarafından ifade edilmektedir. 2007 yılında işletmeye alınacağı belirtilen boru hattıyla Mısır ve Suriye doğal gazının Türkiye'ye ve daha sonra Avrupa'ya iletilmesi gündemdedir.

Doğal gazın Avrupa'ya iletilmesi durumunda Türkiye'nin zarar etmemesi için Türkiye'nin doğal gaza ödediği fiyatın Avrupa'nın bizden alacağı fiyattan düşük olması gerekmektedir.

Kuzey-güney enerji koridoru oluşturulması kapsamında, Rus gazının güneye indirilerek boru hattıyla veya LNG olarak satılması planları gündemdedir.

Türkiye'nin 2020'li yıllarda 50 milyar m³ doğal gaz tüketeceği, 100 milyar m³ gazı Avrupa'ya aktaracağı, toplamda 150 milyar m³'lük bir doğal gaz sistemine sahip olacağı yetkililerce beyan edilmektedir.

Doğal gaz fazlalığı, gelecekte doğal gazdaki al-veya-öde anlaşmalarının getirdiği zorluklardan dolayı, elektrik üretiminde hidroğüş elektrik santrallerinin ve linyitle çalışan elektrik termik santrallerinin daha düşük kapasitede çalışmalarına neden olabilecektir.

Doğal gaz sektöründe en önemli sorunlardan birisi de, aynı zamanda stratejik rezerv olarak kullanılabilecek yeraltı doğal gaz depolarının oluşturulmasındaki gecikmedir. Türkiye'nin yıllık toplam tüketiminin yaklaşık %10'unu depolayacak

tesislerin oluşturulması, özellikle son Ukrayna-Rusya arasındaki doğal gaz sorununda olduğu gibi, krizleri yaşamamamız için gereklidir.

Petrol: Türkiye'nin 2006 yılı ham petrol üretimi 2.2 milyon ton kadardır ve tüketiminin ancak %7'sini karşılamaktadır. Doğal gazda olduğu gibi dışarıya bağımlılık vardır.

40 milyon ton kadar petrol rezervi bulunurken, varolan petrol rezervuarlarından üretim oranı ise %17 kadardır. Bu oranın yükseltilebilmesi için üretim arttırma yöntemlerinin uygulanması, rezervin arttırılması için de yeni petrol sahalarının bulunmasına ve aranmasına ağırlık vermek gerekmektedir. Karadeniz'de BP-TPAO, Chevron-TPAO ve Petrobras-TPAO ortaklıklarında sürdürülen arama çalışmalarının olumlu sonuç vermesi bir ümit ışığı olarak yanıt beklemektedir. Bakü-Tiflis-Ceyhan boru hattının yapımı, Türkiye'nin petrolde geçiş ülkesi olarak önemini arttıracaktır ve önemli bir gelişmedir.

TPAO 2006 yılında petrol aramaya 317 milyon dolar harcamış olup 2007 yılı için 419 milyon dolar ödenek ayrılmıştır. TPAO'nun son yıllardaki artan sismik ve arama sondajı çalışmalarının yeni hidrokarbon sahalarının bulunması için önemli altyapı çalışmaları olduğu bir gerçektir ve önümüzdeki yıllarda olası ümitle beklenen keşifler için gereklidir ve olumlu gelişmelerdir.

Her ne kadar yerli petrol üretimi olmasa da, TPAO'nun Azerbaycan ve Kazakistan gibi ülkelerde ortak olduğu petrol sahalarından gelen yurtdışı kökenli petrol üretimi Türkiye için önemli bir kazançtır. TPAO yaklaşık yarısı yurt dışından olmak üzere günde 75 bin varil petrol üretimi gerçekleştirmektedir. Bakü-Ceyhan boru hattının devreye girmesiyle beraber, TPAO'nun yurtdışı üretiminin hızla artacağı belirtilmektedir.

ABD'de olduğu gibi AB'de de ülkelerin stratejik petrol rezervi depolaması gündemdedir. Bu anlamda, Türkiye'nin yeraltında stratejik petrol depolama olanaklarına sahip olması planlanmalıdır.

Kömür: Türkiye'nin linyit yataklarındaki tahmini 8 milyar tonluk rezerv onu dünyada en büyük 12. ülke konumuna getirmektedir. Taşkömürü rezervi 1.3 milyar ton kadardır. Linyit Türkiye için önemli bir enerji kaynağıdır. İthal edilenlerle birlikte kömür toplam enerji arzında %27'lik bir yere sahiptir. Isı

kalitesini ve yanma özellikleriyle birlikte yanmada oluşan çevresel kirlilikleri azaltacak yeni teknolojilerin geliştirilmesi ve uygulanması linyit tüketiminde artışı sağlayabilir.

2005 yılında yerli kömür üretimi yaklaşık 47.1 milyon ton ve ithalat 16.7 milyon ton olmuştur. İthalatın faturası ise 1.2 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir.

Elektrik üretiminde kullanılan yerli kaynağımız linyitten elde edilecek elektrik üretim potansiyeli toplam 120 milyar kWh/yıl olup, halen bunun 42 milyar kWh/yıllık (%35) kısmı değerlendirilmektedir. İnşa halinde veya EPDK'dan lisans almış 11 milyar kWh/yıllık bir ek elektrik üretimi (ek %12'lik potansiyel) ayrıca gündemdedir. Geriye kalan 67 milyar kWh/yıllık (%53) ise değerlendirilebilecek potansiyel olarak tespit edilmiştir.

Linyitten elektrik potansiyelinin kullanılmasında yerli linyitlerimizin kalitelerine uygun teknolojilerin yaygınlaştırılması, yeni kurulacak termik santrallarda yüksek verim ve birim enerji başına düşük emisyon elde edecek çevrim teknolojilerinin kullanılmasına büyük önem verilmektedir.

Hidrogüç: Türkiye'nin ekonomik hidrolik enerji kapasitesi 131 000 GWh (=131 milyar kWh veya 37 000 MW) olarak tahmin edilmektedir. Gerek başta petrol olmak üzere diğer enerji kaynaklarının son birkaç yıl içindeki fiyat artışını ve gerekse de HES'lerde geliştirilen yeni teknolojileri gözönüne alan çalışmalar Türkiye'nin su kaynaklarından en az 150 milyar kWh elektrik üretmesinin olası olduğunu dile getirmektedir. Halen 131 milyar kWh kapasitenin gerçekte ancak üçte biri kullanılmaktadır. Yapımı gündemde olan 400'e yakın hidrogüç projesinin gerçekleştirilmesiyle, hidrolik potansiyelin kullanım oranı %45 civarına gelecektir.

Türkiye'de yeni hidrogüç projeleri gündemdedir. Bunlardan en önemlilerinden birisi Çoruh nehri üzerindeki HES'ler olarak DSİ tarafından açıklanmaktadır. Türkiye'nin en hızlı akan nehri ve dünyanın en hızlı akan 10 nehirden biri olan Çoruh üzerinde planlanan 27 adet HES'in tamamlanması halinde yılda ortalama yaklaşık 10 Bin GWh (=10 milyar kWh) enerji üretilecektir. Böylece Türkiye'de üretilen toplam enerjinin %7'si, hidrogüç elektriğin ise %22'si buradan karşılanabilecektir.

Yenilenebilir Enerji Kaynakları: Türkiye güneş, rüzgar ve jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynakları bakımından zengin bir ülkedir. Ancak, enerji olarak kullanımları yeterli düzeylerde değildir.

En az 10 000 MW'lık ekonomik olarak anlamlı potansiyeli olduğu tahmin edilen rüzgar, Bozcaada, Çeşme ve İstanbul Hadımköy'de, çok kısıtlı olarak elektrik üretiminde rüzgar türbinlerinde kullanılmaktadır. Bandırma'daki BARES projesiyle Ekim 2006'da 30 MW kurulu gücünde yeni bir santral devreye alınmasıyla toplam kurulu güç 131.5 MW'a yükselmiştir. EİE'nin "Rüzgar Tarlaları Çalışması"na göre rüzgardan 15 milyar kWh'lik elektrik üretilebilir ve Türkiye'deki toplam elektrik üretiminin yaklaşık %9'u karşılanabilir. 207 MW gücünde yeni santrallerin yapımı sürerken, EPDK'dan 848 MW santral yapımı için lisans alınmış durumdadır. Danimarka'da kurulu güç 3 200 MW olup, elektriğin %21'i rüzgardandır. İspanya'da kurulu güç 10 000 MW'ı geçmiş olup, elektriğin %4.8'i rüzgardandır.

Özellikle Batı Anadolu'da varlığı bilinen ve yaygın olarak görülen jeotermal enerjinin elektrik üretim potansiyeli düşük olarak görünmektedir. Kızıldere jeotermal sahasında 17.4 MW_e kurulu güçteki santralda yaklaşık 11 MW_e elektrik üretimi yapılmaktadır. Aydın-Salavatlı'da bir özel girişimci tarafından işletilen ve kurulu gücü brüt 8.5 MW_e ve net 7.3 MW_e olan santral 2006 yılı ilk yarısında elektrik üretimine başlamıştır. Dolayısıyla, Türkiye'de jeotermalden elektrik üretiminde toplam kurulu güç kapasitesi 24.7 MW_e olup, ortalama işletme kapasitesi ise 17 MW_e kadardır.

Jeotermal enerji, yerleşim alanlarının ısıtılmasında, halen yaklaşık 60 bin konut eşdeğerinde, seracılıkta, sağlık turizminde kullanılmaktadır ve zamanla yaygınlaşması beklenmektedir. Doğrudan kullanımda kurulu güç kapasitesi olarak; merkezi ısıtma için 635 MW_t, seracılık için 190 MW_t, termal turizm için 400 MW_t ve toplam olarak 1225 MW_t'lık bir kapasite olduğu bazı kaynaklarca iddia edilmektedir. Ortalama işletme kapasitesi ise, Bölüm 3.6.3'te verildiği gibi 800 MW_t civarındadır.

ETK Bakanı Sn. Güler, 2010 yılında toplam jeotermal enerji kullanım kapasitesini 7500 MW_t'a, seracılıkta kullanılan sahayı 2000 dekara, termal turizmdeki 215 kaplıcaı 400'e, jeotermal enerji ile ısıtılan konut sayısını 200 bine çıkartmayı hedeflediklerini beyan etmiştir. Satman vd. (2007)

tarafından yapılan bir çalışmada Türkiye'nin belirlenmiş görünür jeotermal kapasitesi yaklaşık 3700 MW_t kadardır.

Güneş enerjisinin kullanımı için önemli bir potansiyel olduğu düşünülmesine rağmen, özellikle Güney ve Batı Anadolu'da güneş panelleriyle su ısıtılması dışında yeterli düzeyde kullanıldığı söylenemez.

Biyogaz, biyodizel ve biyoetanol gibi adlarla bilinen biyokütle enerjisinin geniş tarım alanlarına sahip Türkiye'de gittikçe daha yaygın bir kullanıma sahip olması beklenmektedir.

Nükleer Enerji: Son dönemde, hükümet gelecekteki enerji açığının karşılanması için nükleer santrallerin kurulması kararını açıklamış durumdadır. 2020 yılındaki elektrik açığını kapatmak için 4500 MW'lık nükleer santraller planlanmaktadır. Dünyada 450'ye yakın nükleer santral vardır, toplam kurulu güç 369 bin MW, elektrik üretimindeki payı ise %16'dır. Elektrik üretiminde nükleer enerjinin payı Fransa'da %77, İsveç'te %44, ABD'de %20, Hindistan'da %4'tür. Halen dünyada yapımı süren 20 adet nükleer santral vardır. Çin enerji açığını kapatmak için 2020 yılına kadar 20 adet nükleer santral yapmayı planlamaktadır.

Türkiye'de nükleer santrale karar vermeden önce, nasıl yapılacağı-finansman modelinin ne olacağı-hangi teknolojinin kullanılacağı-nükleer atık sorununun nasıl çözüleceği tartışılmalı, dışa bağımlılık konusu dikkatle irdelenmelidir.

3.10.2 Yasal Çalışmalar

Özellikle AB'ye uyum amacıyla son yıllarda birçok yasa Türkiye'de gerçekleştirilmiştir. Elektrik Piyasası Yasası, Doğal gaz Yasası, Petrol Piyasası Yasası, LPG Piyasası Yasası, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Amaçlı Kullanımına İlişkin Yasa ve Enerji Verimliliği Yasası kabul edilmiştir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) oluşturulmuştur. Jeotermal Yasası tasarı şeklinde incelemededir.

Daha önce üretim, iletim ve ticari satış yetkilerini elinde bulunduran devlet tekeli olan TEK yerine; üretim için EÜAŞ, iletim için TEİAŞ ve satış için TETAŞ, dağıtım için TEDAŞ kurulmuştur.

Halen doğal gaz ithalatını tekel olarak elinde bulunduran BOTAŞ'ın 2009 yılına kadar ithalatın %20'sini karşılayacak şekilde yapılandırılması ve gaz piyasasının özelleştirilmesi gündemdedir.

Özellikle elektrik piyasasına yönelik olan liberalleşme ve özelleştirme çalışmaları kapsamında beklenen yararlar ise:

- azalan maliyet,
- elektriğin güvenli arzı,
- kayıp/kaçak oranının azaltılması,
- özel sektörün altyapı yatırımını hızlandırması,
- piyasa rekabetinin tüketiciye yansması,

olarak öngörülmektedir.

Halen yasalaşma aşamasında olan petrol yasasının geçmesinden sonra petrol aramalarında patlama olacağını bazı politikacılarımız iddia etmektedirler.

Türkiye'de kesinlikle sağlıklı bir jeotermal yasaya gereksinim vardır. Şu anda jeotermalin sahibi yoktur, kaynaklar verimsizce işletilmekte, kaynaklar kapanın elinde kalmakta, isteyen istediğini yapmaktadır. Sahaların doğru işletilmesi, halen atıl durumdaki sahaların işletmeye alınması ve jeotermal enerjinin, yerli enerji olmasından dolayı, vergi indirimleri gibi yaklaşımlarla, sübvans edilmesi jeotermal enerjinin önünü açacağı gibi, Batı ve Orta Batı Anadolu'da önemli bir enerji kaynağı olarak gündeme gelecektir.

Yenilenebilir enerjinin kullanılması, enerjinin tasarrufu ve enerjinin verimli kullanılmasına yönelik yasa ve yönetmeliklerin uygulanması ve denetlenmesi Türkiye için büyük önem taşımaktadır.

Enerji Verimliliği Yasası çıktığı zaman iki Atatürk Barajı büyüklüğünde önemli bir enerji avantajı sağlanacağını belirten ETK Bakanı Sn. H. Güler, Türkiye için enerjinin verimli kullanılmasının önemini açıkça dile getirmektedir.

3.10.3 AB-Türkiye İlişkilerinde Enerjinin Durumu

AB'nin 2007 yılı çalışma programında yer alan enerji konusunda işbirliğinin amacı; mevcut fosil yakıtlara dayanan enerji sisteminden, gittikçe zorlaşan enerjinin güvenli teminine ve iklim değişikliği baskılarına yönelik olarak, daha

düşük ve hatta sıfır CO₂ emisyonlu enerji teknolojilerine ve artan enerji verimi ve tasarrufuna özel önem veren, enerji kaynakları ve enerji taşıyıcıların uygun karışımına dayanan, ithal yakıtlara daha az bağımlı ve sürdürülebilir enerji sistemine geçişi sağlamaktır.

Türkiye'nin AB'ye entegrasyonu sürecinde enerji sektörünün bir uyum programı içine girmesi gerekmektedir. Dolayısıyla, Türkiye enerji politikasını yukarıda verilen AB çalışma programındaki özelliklere göre hedeflemek durumundadır.

Türkiye'nin enerji ticareti ve AB'nin enerji ağıyla bağlantısı gündemde olan konulardan birisidir. Türkiye ve AB ülkeleri arasında enerji ticareti için yeni olanaklar vardır ve bunlar arasında Türkiye'den gelen ve transit olarak geçen doğal gaz ve petrol büyük önem taşımaktadır.

AB tamamen entegre olmuş, liberal piyasa içinde rekabetçi, güvenilir ve çevresel olarak sürdürülebilir enerji pazarı yaratmayı amaçlamaktadır. Gündemde olan önemli başlıklar:

- 1) AB doğal gaz tüketimini arttırırken doğal gaz ve enerji pazarlarının gelişmesinde Rusya'ya olan bağımlılığın farkındadır.
- 2) AB denetleme organları ve yönetmelikleri bağlamında özellikle ülkelerarası sınır geçişlerinde ve değişimlerinde elektrik ve gaz sektörleri arasında farklı uygulamalar vardır.

Günümüzde hidrolik enerji her ne kadar fosil enerji ile maliyet açısından rekabet edebiliyorsa da, diğer (biyokütle, jeotermal, güneş, rüzgar, dalga/gel-git) yenilenebilir enerji türlerinin genel olarak yüksek maliyette olması, birçoğundan aralıklı/kesikli sağlanan enerjinin depolanmasındaki güçlük ve yenilenebilir enerji altyapısının sınırlı olması, yenilenebilir enerjinin dünyada yaygın kullanılmasına engel olmaktadır.

2005 yılında yenilenebilir enerji dünya toplam enerji tüketiminin %8'ini oluşturmuştur. EIA'ya göre (Energy Information Administration/DOE) 2005-2025 döneminde dünya yenilenebilir enerji tüketimi yılda ortalama %2 artış gösterecektir. Bu artışa karşın yenilenebilir enerjinin payı 2025'te yaklaşık %8 düzeyinde olacaktır. Doğal gaz ve kömür tüketimleri diğerlerine göre daha hızlı artacaktır. 2003 yılında yenilenebilir enerjinin ABD'deki enerji tüketim payı yaklaşık %6 iken ve yenilenebilir enerji ağırlıklı olarak biyokütle %47 ve

hidrolik %45 olarak gerçekleşmiştir. EIA'nın tahminlerine göre 2010 yılına kadar ABD'de yenilenebilir enerji tüketim oranı değişmeyecektir. Bu oran 2010 yılı için %12'yi hedefleyen AB'nin hedefinin yarısıdır.

Yukarıda 2025 yılı için belirtilen %8 oranı düşük gibi görünse de göz ardı edilmeyecek bir orandır. Daha ileriki yıllarda yenilenebilir enerji payının daha da yüksek olacağı büyük bir olasılıktır. Dünya petrol ve doğal gaz fiyatlarının artışı, yenilenebilir enerji maliyetinin düşürülmesine yönelik teknolojik çalışmalar ve hükümetlerin yenilenebilir enerjiye olan desteği, bu enerjinin üretim ve tüketimine ivme kazandıracak gibi görünmektedir. Yenilenebilir enerjinin artışı ağırlıklı olarak rüzgar, güneş ve jeotermal gibi enerji kaynaklarında oluşacaktır. Bu enerji türlerinin yaygınlaşmasında hükümet desteği doğal olarak büyük rol oynayacaktır. Türkiye'nin güneş, jeotermal ve rüzgar gibi yenilenebilir enerji kaynakları bakımından zengin olduğu bilinmektedir.

3.10.4 Yakıtların Fiyat Durumu

Türkiye'de yakıt fiyatları, dünyada ve Türkiye'de enerji sistemindeki değişimlere ve hareketlere bağlı olarak, değişmektedir. Çizelge 38, Şubat 2007 tarihi itibarıyla konutlar için çeşitli yakıtların fiyatlarını karşılaştırmalı olarak vermektedir.

Çizelge 38'de görüldüğü gibi, enerji fiyatı (YTL/1000 kcal) sıralamasında en ucuz yakıt doğal gaz olurken daha sonra sırasıyla kömür, kalorifer yakıtı, elektrik ve LPG gelmektedir. Doğal gaza göre elektrik 2.5 kat ve LPG/12 kg-tüp 4 kat daha pahalıdır. Bununla birlikte, son bir yıl içinde doğal gazda %26 ve LPG'de %9 kadar fiyat artışı olmuşken elektrik fiyatı değişmemiştir.

Sanayi için yakıtların fiyatları da konutlar için verilen Çizelge 38'deki eğilimi göstermektedir.

Çizelge 38'de verilen mevcut fiyat durumu incelendiğinde doğal gazın en ucuz yakıt ve LPG'nin ise en pahalı yakıt olduğu görülmektedir. Bunun en önemli nedenlerinden birisi yakıt fiyatlarındaki vergi farklılıklarıdır. Bu durum ise, Türkiye'de yakıtlardaki vergi oranlarının belirlenmesi politikasının farklı kesimlerce eleştirilmesi konusunu gündeme getirmektedir.

Çizelge 38. Konutlar için yakıtların karşılaştırmalı fiyatları (8 Şubat 2007 tarihinde belirlenmiş KDV dahil fiyatlar)

Kaynak: Doğal Gaz Dergisi, 2007/2.

Yakıt	Alt Isıl Değer	Birim Fiyatı	Ort. Verim	Isıl Fiyatı, YTL/1000 kcal	Fiyat Sıralaması	Son 1 Yılda Fiyat Artışı, %
Doğal gaz/ Eskişehir - Bursa	8250 kcal/m ³	.581 YTL/m ³	%93	.0757	1	26
Doğal gaz/ Ankara	8250 kcal/m ³	.616 YTL/m ³	%93	.0802	2	28
Doğal gaz/ İstanbul	8250 kcal/m ³	.618 YTL/m ³	%93	.0805	3	26
İthal Kömür /Sibirya	7000 kcal/kg	.40 YTL/kg	%65	.0879	4	64
Yerli Kömür /Soma	4640 kcal/kg	.301 YTL/kg	%65	.0998	5	16
Kalorifer Yakıtı/POAŞ	9875 kcal/kg	1.33 YTL/kg	%80	.1684	6	-4
Elektrik/ TEDAŞ	860 kcal/kWh	.158 YTL/kWh	%99	.186	7	0
LPG 12 kg/ AYGAZ	11000 kcal/kg	3.0 YTL/kg	%90	.303	8	9

4. TÜRKİYE'DE YÜRÜRLÜKTEKİ ENERJİ POLİTİKASI VE ENERJİ POLİTİKASININ ÖNCELİKLERİ

Gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye'nin enerji ile ilgili genel hedefleri, 2004 Türkiye İktisat Kongresi, "Bilim ve Teknoloji Politikaları Çalışma Grubu Raporu"nda sürdürülebilir kalkınma başlığı altında aşağıdaki gibi özetlenmiştir:

- Gereksinim duyduğumuz enerjinin, güvenli, güvenilir, ekonomik, verimli ve çevreye duyarlı teknolojiler ile üretilmesi ve kullanılması,
- Enerji güvenirliliği açısından dışa bağımlılığın kabul edilebilir düzeylerde tutulabilmesi amacıyla; arama, çıkarma ve kullanım açısından yerli kaynaklara öncelik tanınması,
- Artması kaçınılmaz görünen enerji ithalatında, ithal bileşenlerin, birbirlerinin yerini alabilen kaynaklar ve coğrafyalar arasında, ekonomik açıdan mümkün olabildiğince dağıtılması suretiyle, başta doğal gaz olmak üzere, temin güvenliği risklerinin kabul edilebilir düzeyde tutulması,
- Avrasya Enerji Koridoru tasarısını gerçekleştirmek suretiyle enerji temin güvenliğinin artırılması,
- Enerji temin güvenliğini artırmaya ilave olarak, ithalat faturasını da rahatça karşılayabilmek amacıyla; yurt dışındaki arama ve üretim faaliyetleri ile bütünleşerek ve uluslararası pazarlarda yarışabilecek enerji teknolojileri geliştirerek, uluslararası enerji piyasalarında etkin rol alınması,
- Jeopolitik sorunlar, enerji fiyatlarının aşırı derecede yükselmesi, doğal afetler ve çevresel konuları dikkate alarak enerji senaryoları oluşturulması ve bu olası sorunlara yönelik eylem planlarının hazırlanması (Türkiye İktisat Kongresi Raporu, 2004).

Yukarıda sıralanan hedefler doğrultusunda Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından 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"** olarak belirlenmiştir (ETKB, 2006).

4.1 Enerji Politikasının Değerlendirilmesi

Uluslararası Enerji Ajansı'nın raporuna göre Türkiye'nin enerji konusunda dışa bağımlılığının azaltılması için, öncelikle doğru politikaların, uzun vadeli enerji stratejilerinin saptanması ve bu stratejilerde bilimsel hesaplamalara dayanan, bilinçli, kararlı; ekonomi, çevre ve dış politika gibi sahaların çıkarlarını gözetken bir yöntemin takip edilmesi gerekliliği vurgulanmaktadır.

Türkiye, gelişmesini sağlamak için her yıl artan oranda enerji gereksinimi olan, enerjisinin yaklaşık %73'ünü ithal eden bir ülke konumundadır. Enerji, gelişmeyi sağlayan kaynak özelliği olmasının yanı sıra stratejik önem de taşımaktadır.

Türkiye'de, sürdürülebilir anlamda enerji güvenliği, ekonomik verimlilik ve çevre konularına yönelik çalışmalar vardır. Yeni yasal yapı, sektör içindeki enerji pazarları ve güçlendirilen pazar unsurları içinde hükümetin rolünü azaltmaktadır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) gibi bağımsız bir kurul kurulmuştur. Meclisten Yenilenebilir Enerji Yasası geçmiştir. Buna ek olarak, enerji verimliliği için ülkede ilgili yönetmeliklerin hazırlıkları yapılmaktadır. Türkiye'de enerji güvenliğini geliştiren ve Türkiye'yi doğu ile batı arasında önemli bir enerji koridoru yapmayı öngören bazı önemli petrol ve doğal gaz geçiş boru hattı projeleri ise tamamlanmaktadır. Ülke içi gaz altyapısının geliştirilmesi ve rafinerilerin yenilenmesi için yatırımlar yapılmaktadır. Bunlara rağmen, enerji politikasının her alanında hala yapılması gerekli olan birçok iş vardır.

Enerji pazarının liberaleştirilmesi çalışmalarının yanısıra, kamu kuruluşlarının piyasa rekabeti altında çalışan verimli kuruluşlara dönüştürülmesi gerekmektedir. Özellikle büyük şehirlerde hava kirliliği azaltılmış olmakla beraber hava kirliliği ile ilgili mevcut standartların karşılanması konusunda güçlük çekilmektedir. Boğazlardaki tanker trafiğinin güvenliği için çalışmalar ve yatırımlar sürerken, alternatif geçiş yollarının aranması, diğer Karadeniz ülkeleriyle ve petrol ve gaz ithal eden ülkelerle birlikte ek çalışmaların yapılması gerekmektedir. Türkiye'nin enerji politikasında genel yaklaşım arz ağırlıklı olup, artan talebi karşılamak için ek enerji arzının sağlanmasına önem verilmekte ve enerji verimliliği ihmal edilmektedir. Taşıma sektöründe enerjinin verimli kullanılması politikasında eksiklik vardır. Şubat 2007'de çıkarılan Enerji Verimliliği Yasası en yakın zamanda yönetmelikleriyle birlikte

yürürlüğe konulmalı, maliyet verimliliği gibi unsurlar dikkatle gözlenmeli ve değerlendirilmelidir. Binalarda enerji verimliliğini teşvik için; kamu binalarında enerji verimliliğinin geliştirilmesine önderlik edilmeli, yeni binalar için yapım standartları zorlanmalı, mevcut binalarda enerji verimliliğini geliştirmek için mekanizmalar tanıtılmalı, klima ve diğer cihazlar için yüksek verimlilik standartları konulmalıdır. Ekonomik ve düzenleyici teşviklerle, araçların enerji verimini geliştiren ve toplu taşımayı teşvik eden taşıma politikasının geliştirilmesinde enerji verimliliği amaçlanmalıdır.

Petrol sektörü de önemli bir reform geçirerek, 2003'teki petrol piyasası yasası ile petrol piyasa etkinlikleri serbestleştirilmiştir. Yönetmelik; lisans, piyasa tarifeleri ve piyasa etkinlikleri hakkında EPDK'ya yetkiler vermektedir. Türkiye'de büyük ölçekteki yakıt kaçakçılığı yasal piyasa işletmecilerini rahatsız eden ve devlet gelirlerini azaltan konuyla önemli bir sorundur. Kimyasal Marker uygulaması bu sorunun çözümünde yardımcı olacaktır. Ayrıca çevresel olarak hassas bölgeler olan Karadeniz, İstanbul Boğazı ve Marmara Denizi'nden uzakta yer alan, ekonomik olarak uygulanabilir ve Türk Boğazları'nda gemi trafiğini azaltacak şekilde projeler teşvik edilmelidir. Yerli petrol kaynaklarının aranmasına yönelik çalışmaların artan hızda sürdürülmesi gerekmektedir.

Türkiye'de birincil enerji arzının %24'ü doğal gazdan olup tüketilen doğal gazın hemen hemen tamamı ithal yoluyla karşılanmaktadır. Gaz talebi hızla büyümektedir. Bununla birlikte 2000-2001 ekonomik krizi uzun dönemli al-veya-öde anlaşmalarına bağlı ithalatta arz fazlası riskini doğurmuştur. İç talep yeni dağıtım ihaleleriyle artırılmaktadır. Yeni yeraltı gaz depolama olanakları pik talebi karşılamakta kullanılabilir, fakat yapımda geç kalınmıştır. Büyük ölçekli gaz iletim hatları Avrupa ve Türkiye'de arz güvenliği ve rekabeti ile arz çeşitliliğini zenginleştirecektir. Ancak, bunların başarısı transit geçişleri kontrol eden fiyatlama gibi düzenleme sistemlerine bağlı olacaktır.

2001'deki Doğal Gaz Piyasası Yasası'nın uygulanması, tekellerden yeni piyasa girişimcilerini ve yatırımları teşvik eden bir rekabetçi yapıya geçişi sağlayacaktır. BOTAŞ'ın ithalattaki tekelinden dolayı henüz rekabet sağlanamamıştır. Çevre yararından dolayı yeni kentlere doğal gaz dağıtım şebekelerinin geliştirilmesi teşvik edilmelidir. Son birkaç yıldaki şehir doğal gaz dağıtım ihalelerindeki şehirlere göre fiyat farklılıkları ilerde sorunlar yaratabilecektir. Bütün tüketici gruplar için doğal gaz fiyatları maliyeti

yansıtabak şekilde yapılmalı, farklı tüketicilerin birbirlerini desteklemesine izin verilmemelidir. Mevcut ithalatda yeni girişimcilere şans verecek şekilde mekanizmalar geliştirilmeli ve desteklenmelidir. BOTAŞ'ın piyasa gücünü azaltarak, yeni girişimcilerin istediği arz kaynağından ithalat yapması sağlanmalıdır. Gaz iletim hatları ve yolları teşvik edilmeli ve gerekli düzenleyici çerçeve hazırlanmalıdır. BOTAŞ'ın ithalat yaptığı ülkelerden üçüncü partilerin ithalat yapması için kısıtlamalar kaldırılmalı, arz kaynakları çeşitlendirilmelidir. Dış gaz arzıcılarının pazar gücü izlenmelidir. Gaz piyasası yasasında sözedilen bir eşit ve şeffaf açık piyasanın kurulması için gerçek adımlar tanımlanmalıdır. Gelişme yakından gözlenmelidir. Uygun tüketicilerin teminciği değiştirmesi olanaklarını artırmak için dağıtım şebekeleri ve depolamaya üçüncü-parti giriş tarifeleri gözden geçirilmelidir.

Türkiye'nin hidroelektrik, jeotermal, güneş ve rüzgar enerjisi kullanımı 1990'dan beri artmaktadır. Ancak sistemde doğal gazın büyüyen payı ve ticari olmayan biyokütlenin azalan kullanımından dolayı toplam birincil enerji tüketimi içinde yenilenebilir enerjinin payı azalmaktadır. Yenilenebilir enerji yasasında yer alan yeni sabit tarifeler ve dağıtım şirketleri için satın alma zorunluluğu yatırımcıları teşvik edebilir. Jeotermal, güneş ve rüzgar enerjisi olanaklarının bulunduğu illere doğal gaz verilirken, yerli enerji kaynakları arasında bulunan ve enerji ithalatını azaltan özellikleri olan söz konusu yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi doğru olacaktır. Yenilenebilir enerji olarak, kalan hidroelektrik potansiyelinin kullanılması ve çevrenin korunmasıyla uyumlu ekonomik hidroelektrik projelerinin hızlandırılması adımları atılmalıdır. Kesikli rüzgar gücünün kullanımından doğan şebeke güvenilirliği ve kararlılığı sorunları değerlendirilmeli ve sorunları en aza indirmenin yolları araştırılmalıdır. Isı üretimi, kojenerasyon ve taşımada yenilenebilirlerin kullanımını teşvik için gerekli politikalar ve ölçüler incelenmelidir. Kojenerasyon potansiyeli değerlendirilmeli ve gelecek politikalarında maliyet verimliliğine gereken önem verilmelidir.

Enerji ithalatında artan bağımlılıktan kurtulmak ve artan elektrik talebini karşılamak için Türkiye nükleer programını açacağını bildirmiştir. Nükleer güç kullanımı için yasal çerçeve hazırlanmalıdır. Ekonomik rekabet içinde gelecekte nükleer gücün rolü belirlenmelidir. Nükleer teknoloji seçimi ve atıklardan kurtulma seçenekleri nükleer güç santralı kurmadan önce belirlenmelidir. Nükleer araştırmalar yapan İTÜ Enerji Enstitüsü gibi kurumların desteklenmesi gerekmektedir.

Elektrik talebi hızla büyüyeceği için orta dönemde Türkiye daha fazla kapasiteye gereksinim duyacaktır. Ekonomisinin uygun olduğu yerlerde termik güç santrallerinin rehabilitasyonu teşvik edilmelidir. Termik güç santrallerinin verimliliğini arttırmak için rehabilitasyon programı geçişi bir olaydır, yeni kapasite yaratmak için yatırımı geciktirebilir. Gelecek on yıl içinde yeni kapasite gerektiği bilinmektedir, bu ise iyi bir yatırım ortamı gerektirir. Son birkaç yılda dağıtımdaki kayıpların azaltılmasına rağmen, %18'lik teknik ve teknik olmayan kayıplar hala çok yüksektir.

Yerli kömür rezervlerinin yakıt olarak avantajları değerlendirilmeli ve teşvik edilmelidir. Kömür madenciliğinde verimliliği artırmak için devlete ait işletmelerin özelleştirilmesi ve kiralamalı ve anlaşmalı madencilik işletmeciliği gibi çalışmalar hızlandırılmalıdır.

Enerji ile ilgili tüm alanlarda devlet kurumları ve ofisleri arasında koordinasyon geliştirilmelidir. Enerji politikaları geliştirilirken tüm tarafların ve özellikle tüketicilerin görüşleri alınmalıdır. Enerji fiyatlarının maliyeti yansıtması sağlanmalıdır.

Türkiye'de enerji araştırma-geliştirme (Ar-Ge) çalışmaları: Türkiye önemli enerji ve çevre sorunları yaşamaktadır. Düşük enerji verimliliği, sera gazları emisyonlarının artışı, çevresel düzenlemelerdeki zorluklar, yenilenebilir enerjiye geçiş ve artmakta olan kullanımı, yeniden gözden geçirilen nükleer enerji programı yanısıra düşük kaliteli yerli linyitlerin kullanımının sürdürülmesi vb. sorunların çözümü için hükümet tüm olası yolları araştırmak durumundadır. Etkin bir Ar-Ge politikasının sağlayacağı olanaklar araştırılmalıdır. Dolayısıyla ETKB'nin kendisine ait enerji politikası hedeflerine varmaya yardımcı olacak Ar-Ge stratejisi ve programına sahip olması gerekmektedir. Önemli enerji politikası hedeflerinde enerji alanındaki Ar-Ge'yi maksimize edecek uygun bütçe ayrılmalıdır.

Rekabet avantajına, gereksinim olan alanlarda yeni teknolojilerin adaptasyonuna ve onların hızla devreye sokulmalarına konsantre olmak gerekmektedir. Özel-kamu ortaklıkları ve uygun durumlarda enerji şirketlerinin Ar-Ge yatırımlarını arttırmaları teşvik edilmelidir.

Türkiye'de enerjiyle ilgili ulusal Ar-Ge programı yoktur. Ulusal enerji Ar-Ge etkinlikleri için hükümetin esas amacı arzın güvenliğini zenginleştirmektir. Uygun bir programın amaçları; Türkiye için uzun-dönemli bilim ve teknoloji hedefleri oluşturmak, Ar-Ge için öncelikli alanlar ve stratejik teknolojiler belirlemek, sosyo-ekonomik gelişme için bilim ve teknolojinin önemini anlatan kamu bilincini yaratmak ve paydaşlar tarafından desteklenirken, gelecekteki bilim ve teknoloji politikalarını formülize etmek olmalıdır.

Enerjiyle ilgili Ar-Ge'ler çoğunlukla üniversitelerde yapılmakta, fakat, düzgün istatistikler tutulmamaktadır. Farklı Ar-Ge kuruluşlarında gerçekleştirilen enerji Ar-Ge'sinin gözlenmesi ve değerlendirilmesi için tek tip (uniform) bir yöntem yoktur. Her destek organizasyonu kendisine ait akademik ve profesyonellerden oluşan proje izleme ve işletme komitelerine sahiptir. Her proje kendi başarı kriterleriyle değerlendirilmektedir.

Araştırma etkinlikleri geniş alanlara yayılmış durumda olup, hedef eksikliğiyle birlikte biraz da dağınık görünüm sergilemektedir. Enerji Ar-Ge için kısıtlı kamu kaynakları gözetildiğinde, Türkiye'nin avantajlı olduğu ve geri-ödememin en iyi olduğu alanlara odaklanmak esas olmalıdır. Kısa ve orta dönemli geri dönüşlerin olduğu kömür, hidro ve diğer yenilenebilirler öncelik verilmelidir. Gelecekte de Türkiye teknoloji alan bir ülke olacaktır. Ar-Ge etkinlikleri, Türkiye koşullarına uyan en iyi mevcut teknolojinin getirilmesi ve adaptasyonuna odaklanmalıdır. Bu tür teknolojilerin hemen pazara girmesine öncelik verilmelidir.

Özel sektörün enerji Ar-Ge'sindeki genel düzeyini geliştirmek için çalışmalar yapılmalıdır. TÜBİTAK ve endüstri arasındaki işbirliğinin yoğunlaşması olumludur, fakat, endüstri, üniversite ve kamu sektörü araştırma enstitüleri arasında kamu-özel ortaklık çalışmalarının geliştirilmesi için ek çalışmalar yapılmalıdır ve devlet de enerji politikası ve stratejisiyle gerekli ortamı sağlamalıdır.

4.2 Enerji Politikasının Öncelikleri

Enerji politikasının sürdürülmesi ve yürütülmesi kolay olmamaktadır. Bunun nedenleri arasında; hükümetlerin kısa süreli planlamaları ve dolayısıyla hükümetten hükümete değişen stratejiler, günübirlik politikalar, alınan karar ve programlara (üniversiteler de dahil olmak üzere) toplumun yeterince

entegre olmaması ve katkıda bulunamaması, kırılgan/hassas ekonomisiyle Türkiye'nin dış olaylardan kolay etkileniyor olması, enerji üreten bölgelere yakınlığı ve enerji tüketen ülkelere enerji iletiminde Türkiye'ye biçilen enerji koridoru/köprüsü/terminali rolünü de kapsayan jeopolitik önemi ve toplumun hızla kalkınması sürecinde, enerji arzı öncelikli planlamalarda yasal, teknik ve toplum bilinçlenmesi gibi altyapı unsurlarının ihmal edilmeleri sayılabilir.

Türkiye'de enerji politikası sık sık tartışılmaktadır. Bunda uluslararası düzeyde gelişmelerin rolü olduğu kadar, Türkiye'deki enerji sisteminin kararlı ve oturmuş bir yapıda olmamasının yanı sıra, enerji politikalarının zayıflıkları ve eksiklikleri önemli rol oynamaktadır. Örneğin; 2001'de Uzakdoğu'dan kaynaklanan ekonomik kriz öncesinde doğal gaz bağımlılığı hızla arttıran ve 2020'li yıllarda doğal gaz tüketimini yıllık 80 milyar m³ değerlerine yükseltecek şekilde tahminler yapan ve dolayısıyla son birkaç yıldır yaşadığımız bazı sorunlara neden olan aşırı doğal gaz temin bağlantılarını kapsayan bir enerji vizyonu 2001 ekonomik krizi sonrasında iflas etmiştir. Ayrıca, 18 yıldır şehirlerimizde doğal gaz kullanılırken ve Avrupa'nın en hızlı gelişen doğal gaz pazarı ve tüketici ülkesi olurken doğal gaz yasasının 5 yıl önce çıkartılmış olması ve yasanın getirdiği bazı yeniliklerin ertelenerek uygulanmamaları ve daha da kötüsü stratejik önemi olan doğal gaz yeraltı depolarının hala tamamlanmamış olması gibi sorunlar Türkiye'nin doğal gaz politikasındaki güveni sarsan gerçeklerdir. Bu tür örnekleri enerjinin diğer konularında da sıralamak ve çoğaltmak olasıdır. En çarpıcı olan bir başka örnek ise Türkiye'nin nükleer enerji politikasında görülmektedir. Yaklaşık son 40 yıl içinde 4 kez ve farklı hükümetlerce ertelenen nükleer enerji santral kurma ihaleleri beşinci kez gündemdedir. Bugüne kadarki ertelemeler, karar verici hükümetlerin kararsızlıklarını, politikasızlıklarını ve en önemlisi Türkiye'nin enerji stratejisindeki olumsuzlukları yansıtmaktadır.

Türkiye'nin jeotermal enerji politikası da tartışmaya ve eleştirilere açık durumdadır. Bunda, jeotermal yasanın bir türlü çıkarılmamış olmasının getirdiği yasal boşluklarla birlikte, jeotermal sahaların işletiminde bilimsel yöntem ve yaklaşımların yeterince dikkate alınmamasının da rolü vardır. Bu konuda en iyi örnek olarak, Türkiye'de jeotermal enerjiden elektrik üretiminde ilk ve en büyük kapasiteli tesis olan Kızıldere jeotermal sahasının işletilmesi verilebilir. Sahada halen yaklaşık 11 MW ortalama kapasitede santral çalışmaktadır ve üretim kuyularında sahanın ilk işleme alındığı günden bu yana yaklaşık 55-60 m'lik seviye düşümü veya 5.5-6 bar'lık basınç

düşümü gözlenmiştir. Bu tür sahaların işletilmesinde olmazsa olmazlardan birisi rezervuara tekrarbasma (reenjeksiyon) uygulaması, bir başka deyişle, üretilen ve ısısı alınan görelî olarak soğuk artık suyun rezervuara tekrar basılarak rezervuar basıncının ve enerjisinin korunmasının sağlanmasıdır. Kızıldere jeotermal sahasında artık suyun rezervuara reenjekte edilmesi yerine elektrik üretiminde kullanılmak üzere bir başka 6 MW kapasiteli bir santralin kurulması için lisans alındığı bilinmektedir. Halbuki artık suyun rezervuara basılmasıyla sahanın ömrünün uzatılması gerçekleşeceği gibi, daha fazla elektrik üretimi söz konusu ise mevcut santralin kapasitesinin büyütülmesi çalışmasının öngörülmesi çok daha sağlıklı bir yaklaşım olabilecektir. Reenjeksiyon konusu, jeotermal sahaların işletilmesinde geçerli jeotermal enerji politikasında öncelikli konulardan birisi olmak durumundadır. Maalesef, Türkiye'deki jeotermal sahaların işletiminde reenjeksiyon konusu en çok ihmal edilen ve yanlış uygulamaların yapıldığı bir konudur.

Geleceğe yönelik genel enerji talep ve üretim projeksiyonları yapmak kolay değildir. Fakat, yine de, geleceği şekillendirebilecek bazı temel eğilimler tanımlanabilir.

Geçmiş incelendiğinde; gelişmiş ülkelerdeki eğilimleri izlemesi ve uygulamaya çalışması, odun, bitki ve hayvan artıkları gibi enerji kaynaklarından doğal gazın başı çektiği fosil kaynaklara değişim göstermesi, tüm ihracat gelirleri sadece petrol ithalat giderini karşıladığı 1970'lerdeki petrol krizi döneminden ihracat gelirlerinin petrol ithalat giderinin 5-6 katına ulaştığı ekonomik yapıya dönüşüm yapması, tüm köylerimize elektriğin ulaştırılması gibi gelişmelerin Türkiye'de enerji sektöründe gerçekleştirildiği görülmektedir. Tüm bunlar olumlu ve önemli hamlelerdir.

Ancak, Türkiye gelişmesini sürdürürken gelişmiş ülkeler de daha ileri hamlelerle enerji sistemlerinde sürdürülebilirlik, çevre koruma, verimlilik, liberal, şeffaf ve rekabetçi piyasalar, ucuzluk vb. gibi özellikleri gündeme getirmektedirler. Kişi başına enerji tüketimi dünya ortalamasından düşük olan Türkiye, dünya ortalamasını yakalamaya çalışırken, dünya ise enerjinin daha verimli kullanılmasını kapsayan ve birim GSMH başına tüketilen enerji miktarı olarak tanımlanan enerji yoğunluğu terimini yaklaşık son 15 yıldan beri gelişmişliğin göstergesi olarak kullanmaktadır. Türkiye'de verimlilik konusu, 22 Şubat 2007 tarihinde TBMM'de kabul edilen Enerji Verimliliği Yasası ile yasal anlamda bugünlerde gündeme girmiş iken, Türkiye hala kişi başına enerji

tüketimini gelişmişlik göstergesi sayan toplumdaki enerji yoğunluğunu gelişmişlik göstergesi sayan topluma geçişi anlama süreci içindedir.

Dolayısıyla, Türkiye'nin enerji konusunda yapması gereken çok işi ve alması gereken çok uzun bir yolu olduğu açıktır. Fakat herşeyden önce, ***Türkiye'nin uzun erimli, kararlı, tutarlı ve enerji hamlelerine cesaretle ve hatta radikal kararlarla yön verebilecek bir enerji politikasına ve stratejisine gereksinimi vardır. Sürdürülebilir ve toplum çıkarlarını gözetken, çevreye saygılı, temini güvenli olan enerji kaynaklarına dayanan, stratejik yapısı güçlendirilmiş ve sağlam bir enerji sistemi Türkiye'nin enerji politikasında öncelikle yer almak durumundadır.***

Geleceğe yönelik enerji sistemi irdelendiğinde, dikkate alınması gereken ölçütler arasında; kişi başına enerji tüketimi, enerji yoğunluğu, hava ve çevre kirliliği yer alırken; enerji kaynaklarına talep dağılımı, yerli konvansiyonel ve yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi ve toplam enerji arzındaki oranı, Türkiye'de teknoloji geliştirme ve Ar-Ge çalışmaları, gerekli yatırımların temini ve gerçekleştirilmesi, yasal altyapının oluşturulması, Türkiye'nin jeopolitik konumu ve enerjinin stratejik özellikleri gibi konular ise her türlü analiz ve değerlendirmede gözardı edilmemesi gereken konulardır.

Yine Türkiye'de geleceğin enerji sistemi planlandığında, sistemin bileşenlerinden birisi de, enerji kaynakları için stratejik rezervlerdir. Özellikle, dışa bağlı olduğumuz enerji kaynaklarının stratejik rezervlerinin oluşturulması gerekmektedir.

Dünyada stratejik rezerv konusunda en iyi örnek ülke ABD'dir. 2005 yılında ~2.5 milyar ton PEE enerji tüketen ABD'de toplam enerjinin %28'i ithalatla karşılanmaktadır. Kömür, nükleer güç ve hidrojen kendi kaynaklarından karşılayan ABD'nin petrolünün %67'si ve doğal gazının %17'si ithalatla karşılanmaktadır. ABD, enerjinin ithalatından kaynaklanan sorunları ve riskleri, petrol ve doğal gaz için stratejik yeraltı depoları oluşturarak azaltmaktadır.

1973-1974 petrol ambargosundan sonra ABD başkanına bağlı olarak stratejik petrol rezervi yasası kabul edilmiştir. Meksika Körfezi'ndeki yeraltı tuz oyukları petrol depolanmasında kullanılmaya başlanmıştır. Halen 62 adet oyukta ve günde 4.4 milyon varil üretim kapasiteli toplam ~750 milyon varil

petrol stratejik rezerv olarak saklanmaktadır. Stratejik rezerv projesine toplam 22 milyar \$ yatırım yapılmış olup bunun 5 milyar \$'ı depolama tesisleri için ve 17 milyar \$'ı da depolanan petrol için harcanmıştır. Yeraltı depolarından ABD'nin yaklaşık 60 günlük ithal petrol miktarı karşılanabilecek durumdadır. Dünyada petrol akışını etkileyen savaş gibi olaylarda, 2005'te olan Katrina kasırgası gibi afet durumlarında ve hatta dünya petrol fiyatını kontrol edebilmek için, ABD stratejik petrol rezervini kullanabilmektedir.

Petrole benzer olarak doğal gaz için de, ABD'de stratejik rezerv kapsamında değerlendirilebilecek doğal gazı yeraltında depolamak için tesisler oluşturulmuştur. ABD'nin değişik yerlerine dağılmış durumda, tüketilmiş hidrokarbon rezervuarlarından ve akiferlerden dönüştürülmüş veya tuz oyuklarında oluşturulmuş toplam 375 adet yeraltı deposu içinde ABD'nin yaklaşık 60 günlük gaz tüketimine yetecek kadar gaz depolanmış durumdadır. Günde 1.75 milyar m³ gaz tüketen ABD'nin günlük tüketiminin tamamı yeraltı depolarından karşılanabilecek durumdadır.

Petrol ve doğal gaz stratejik yeraltı depoları, ABD'yi 60 gün koruyabilecek olup bu kaynakların ithalatında karşılaşılan sorunların ülke içindeki etkisi çok az hissedilir durumdadır. Enerji sisteminde, enerjide dışa bağımlı olmasına rağmen kendisini enerji arz ve ithalat sorunlarına karşı koruyan ülkeler için en iyi örnek ABD'dir.

Türkiye genel enerji tüketiminde %73, petrolde %93, doğal gazda %97 ve kömürde %22 dışa bağımlıdır. İlerde nükleer santraller kurulması durumunda dışa bağımlılık oranı daha da artacaktır. ETKB projeksiyonları gelecek 20-30 yıl içinde bugünkü dışa bağımlılık oranının önemli bir değişme olmayacağını göstermektedir. Bu durumda, Türkiye'nin tüm enerji politikalarında öncelik vermesi gereken konuların başında ithal edilen enerji kaynakları için stratejik yeraltı depolarının oluşturulması yeralmalıdır. Doğal gazda tamamlanma aşamasında olan 1.5 milyar m³ işletilebilir gaz kapasiteli K. Marmara doğal gaz yeraltı tesisi bu anlamda bir öncü rolündedir. Tuz Gölü yeraltı gaz depolama tesisinin biran önce projelendirilip gerçekleştirilmesi belki doğal gaz sisteminde bir rahatlık sağlanmasına neden olabilecektir. Ancak o da yeterli değildir. ABD örnek alınır; 60 günlük, eğer Uluslararası Enerji Ajansı örnek alınır; 90 günlük rezervlerin stratejik rezerv olarak tutulması önerilmektedir. 60 günlük depolama kapasitesi stratejik rezerv için varsayılır ve 2023 yılı Türkiye için hedef alınır; yaklaşık 6.5 milyon ton petrol ve 7.5

milyar m³ doğal gaz stratejik rezervi, gelecekteki enerji politikalarında yer almak durumunda olacaktır. Bunlar Türkiye için önemli hedeflerdir, büyük yatırım bütçesi gerektirmektedir. Ancak, enerji sistemini korumaya almak isterse, Türkiye'nin başka seçeneği yok gibidir. Aksi takdirde, sistem ithalat ve dışa bağımlılıktan kaynaklanan her türlü soruna açık durumda olacaktır.

Yüzde 22 dışa bağımlı olduğumuz kömürde stratejik depolama, teknik ve ekonomik olarak mümkün olmadığından, Türkiye'nin kömür politikasında yapabileceği en olumlu yaklaşım ülke içinde kömür aramalarını hızlandırarak, yeni rezervler bulmaya çalışmak ve mevcut rezervlerden yıllık üretimi ülke tüketimine eşdeğer düzeye veya en azından dışa bağımlılığın risklerini minimuma çekecek düzeye getirmeyi planlamaktır.

İhracatı hızla büyüyen Türkiye'nin ithalatının da hızla arttığı ve ülkenin giderek büyüyen bir cari açık sorunu ile karşı karşıya bulunduğu bilinmektedir. 2006 yılı için 28 milyar dolarlık tahmini toplam enerji ithalatı, 33 milyar dolarlık cari işlemler açığının %85'i ve yaklaşık 50 milyar dolarlık dış ticaret açığının yaklaşık yarısı kadardır. Orta ve uzun vadede Türkiye'nin dış ticaret ve dolayısıyla cari açık için üretebileceği çözüm, enerji üretiminde yerli kaynakların daha etkin kullanılması olarak görünmektedir.

5. SONUÇLAR VE İTÜ GÖRÜŞÜ

Bu bölümde, Türkiye'nin enerji politikasının belirlenmesinde temel oluşturabilecek genel sonuçlar yer alırken Bölüm 6'da ise İTÜ önerileri verilmektedir.

Enerji sektöründe yasa ve yönetmeliklerde özellikle AB'ye uyum kapsamında önemli çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Ancak piyasada, denetlemenin sağlanması, fiyat oluşumunun etkinleştirilmesi ve kayıp/kaçak oranlarının azaltılması konularında ek çalışmalar gerekmektedir.

Özellikle doğal gazdaki al-veya-öde anlaşmaları, Türkiye'nin yakın gelecekteki en önemli sorunları olmaya devam edecek ve büyük bir olasılıkla elektrik üretiminde yüksek oranda doğal gazın kullanımı sürecektir gibi görülmektedir. Bu nedenle, Türkiye için önemli bir enerji kaynağı olmasına rağmen, hidrojen yatırımlarına gereken öncelik verilemeyeceği ve dolayısıyla istenen hızda gelişemeyeceği düşünülebilmektedir. Halbuki AB'nin planladığı ET (emisyon ticareti), CDM (temiz gelişme mekanizmaları) ve JI (ortak yatırım) süreçleri yabancı yatırım sermayesinin ülkemize gelmesine ortam yaratacaktır. Diğer taraftan biriktirmeli hidroelektrik enerji kaynaklarına yapılacak yatırım puant enerjisi sağlayacağından ve puant enerjisinin ekonomik değeri de çok yüksek olduğundan Avrupa'ya puant enerjisi ihracatı olanağı yaratılmış olacaktır. Bunun için yüksek gerilim hatlarımız da acilen geliştirilmeli, Ulusal enterkonnekte şebekenin UCTE bağlantısı için zorunlu olan elektrik kalitesi koşulları sağlanmalı ve puant yüklerin karşılanabilmesi için pompalı biriktirmeli hidroelektrik santral seçenekleri değerlendirilmelidir.

Enerji sektöründe yerli katma değer arttırılmalıdır. Bu amaca yönelik olarak, küçük kurulu güçteki hidroelektrik santrallerin elektro-mekanik donanımlarının yerli üreticiler tarafından tasarımı ve imalatı için ulusal firmalara destek/teşvik yöntemleri araştırılmalı, tasarım ve üretimde birikim sağlamak için, lisanslı üretim de bu kapsamda desteklenmeli, mevcut potansiyel etkin hale getirilmelidir. Buhar ve rüzgar türbinlerinin lisansla veya yabancı yatırımla Türkiye'de tasarım ve yapımı için çalışmalar yapılmalıdır.

Dünyada enerjinin yaklaşık 20 yıllık geleceği incelendiğinde, tartışmasız hemen hemen herkesin kabul ettiği ve öngördüğü bir gerçek, tüm enerji kaynakları arasında doğal gazın önemini arttıracığı ve petrolün ulaşımda en

çok tüketilen kaynak olarak yerini koruyacağıdır. Eğer petrol fiyatları yüksek kalırsa petrole alternatif olacak türler (kömürden petrol üretimi, dünyada petrollü kum ve şeyl gibi yataklardan petrol üretimi ve yenilenebilir enerjiler) çekici olacaklardır. Petrol fiyatının düşük seviyelerde gerçekleşmesi durumunda ise ufukta yeni bir enerji kaynağı görünmediği gibi, petrol, kömür, nükleer gibi geleneksel kaynaklar bugünkü tüketim oranlarını koruyacaklardır.

Kömürden petrol üretimi amacıyla günümüzde dünyada birçok ülke kömürden akaryakıt üretim tesisi kurmaktadır. Bu nedenle petrol fiyatlarının günümüzdeki düzeyi göz önüne alınarak ülkemizde de kömüre dayalı gazlaştırma-sıvılaştırma ve temiz kömür yakma teknolojilerinin hayata geçirilmesi gerekmektedir, zira Türk kömürlerinin kalitesinin iyi olmaması önümüzde bir sorun olarak durmaktadır. Özellikle kömür ile ilgili olarak temiz kömür teknolojileri araştırmalarına öncelik verilerek desteklenmeli ve kömür santrallerinin veriminin arttırılması için kömür hazırlama ve yakma sistemleri incelenmelidir.

Hindistan ve Çin'de büyük hızla artan tüketim nedeniyle petrol fiyatlarının 100\$/varil seviyelerine tırmanabileceği değişik platformlarda belirtilmektedir. Bu koşullarda elektrik üretiminde kömür, hidrolik ve nükleer enerjinin payının artması kaçınılmaz olacaktır. Günümüzde dünya elektrik üretiminde kömürün %39 olan payının, 2020'li yıllarda %45 'lere ulaşabileceği tahmin edilmektedir. Bu nedenlerden dolayı Türkiye'nin önümüzdeki 20 yıllık perspektivinde ağırlık vermesi ve yatırım yapması gereken 2 ana kaynak (a) temiz teknolojileriyle kömür ve (b) başta hidrolik olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarıdır.

Batılılar (AB ve ABD) Türkiye'ye (enerji koridoru ve terminali rolü ile) doğu, güney ve kuzeyimizde yeralan petrol ve doğal gaz zengini komşularımızın enerji kaynaklarının kendilerine boru hatlarıyla ulaştırılmasında bir geçiş ülkesi olarak önem vermektedirler. Türkiye ise bu tür boru hatlarından gelen petrol ve doğal gazla artan enerji ihtiyacının bir kısmını sağlamayı ve arz güvenliğini geliştirmeyi planlamaktadır.

Doğal gazda kaynak ülke çeşitlendirmesine gitmek, Rusya'ya olan bağımlılıktan kurtulmak için gereklidir. Türkiye, işletme kapasitesi en az 5 milyar m³'ü bulacak şekilde doğal gaz yeraltı depoları yapmak zorundadır.

Petrol ve doğal gazda stratejik rezerv kapsamındaki yer altı depolarının oluşturulmasıyla birlikte yukarıda sıralanan konular, Türkiye'nin enerji vizyonu formülasyonunda değerlendirilmesi gereken parametrelerdir. Gelişmesini ve büyümesini hızla sürdüren Türkiye'de enerji, tüm dünyada olduğu gibi en önemli stratejik konulardan biridir. Tüm enerji sorunlarının çözümlerini, doğru enerji politikası ve stratejileri kapsamında kamu-sanayi-üniversite işbirliğinde gerçekleştirilen bilimsel ve yerli teknoloji geliştirmeye yönelik hamlelere dayandırmak gerekmektedir.

Dünyada enerji kadar belirsizliklerle dolu çok az konu vardır. Dolayısıyla, enerjinin geleceği konusunda konuşurken, riskin yüksek olduğu göz önünde tutularak çok ihtiyatlı olmak gerekmektedir.

Türkiye ve dünyadaki enerji sistemleri önemli sorunlarla karşı karşıyadır. Dünya enerji talebinde artış ve düzensizlikler, fosil yakıt rezervlerinin sınırlı olması, iklim değişikliklerinin neden olduğu sorunları azaltmak için sera gazlarının emisyonlarını azaltma çabaları, petrol fiyatındaki sık ve hızlı değişiklikler ve üretici ülkelerin bulunduğu bölgelerde jeopolitik kararsızlıklar gibi sorunlara uygun ve zamanında çözümler bulmak gerekmektedir. Enerji konusunda araştırmalar ve Ar-Ge çalışmaları, yukarıda sıralanan sorunlar ve ilgili yeni teknolojilerin geliştirilmesi için gereklidir.

Haziran 2006'da İTÜ'de gerçekleştirilen ENKÜS(*Enerjide Kamu-Üniversite-Sanayi*)2006-İTÜ Enerji Çalıştayı ve Sergisi'nde Türkiye'nin enerji planlamasında stratejik önem taşıyan, gelecekteki enerji arz güvenliğinin sağlanması ve artan elektrik gereksiniminin karşılanması amacıyla önemine işaret edilen konular ve bu rapor kapsamında ortaya çıkan başlıca öneriler Bölüm 6'da özetlenmiştir.

6. İTÜ ÖNERİLERİ

1. Tüm yerli enerji kaynaklarının potansiyellerinin doğru olarak belirlenmesi için bilimsel çalışmalar gerçekleştirilmeli ve güncelleştirilmelidir.
2. Mevcut hidroelektrik ve kömür potansiyelleri öncelikli olarak değerlendirilmelidir.
3. Yerli enerji kaynaklarının aranması ve üretiminin arttırılması çalışmaları desteklenmeli ve ilgili araştırmalar teşvik edilmelidir.
4. Enerji sahalarının ve santrallarının yaşları ve teknik/ekonomik ömürleri dikkate alınarak, rehabilitasyon ve modernizasyonu için gerekli kısa/orta vadeli planlamalar yapılmalıdır.
5. Elektrik üretiminde, yerli kaynak kullanımı teşvik edilmeli ve doğal gaz ithalatında kaynak ülke çeşitlendirilmesine gidilmeli, tek ülkeye olan bağımlılık olabildiğince azaltılmalıdır. Doğal gaz yeraltı depolama tesisleri hızla devreye girmelidir.
6. Jeotermal ve rüzgar başta olmak üzere, yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla yararlanılmalı ve teşvik edilmelidir. Mevcut Yenilenebilir Enerji Yasası'nda teşvikler arttırılmalıdır.
7. Enerji kaynağı çeşitliliği ve teknolojinin kazanılması açısından bir nükleer santral kurulmalıdır.
8. Elektrik iletim ve dağıtım hatlarında iyileştirme ve izlenebilirlik çalışmaları gerçekleştirilerek elektrikteki çok yüksek orandaki kayıp-kaçak durumu azaltılmalı, kaçak petrol ürünleri tüketimi önlenmelidir.
9. TBMM'de onaylanan Enerji Verimliliği Yasası ile ilgili yönetmelikler, kamu-üniversite-sanayi katılımı sağlanarak ivedilikle hazırlanmalıdır.
10. Enerji sektöründe katma değeri de arttıracak olan yerli üretim ve teknolojiler teşvik edilmelidir.
11. Enerji santralları ve sahaları için alınan lisansların fiziki gerçekleşme yüzdesini sağlaması koşulları sorumlulukla izlenmeli ve gerekli yaptırımlar uygulanmalıdır.
12. Enerji sektöründe yaşanan ve önümüzdeki yıllarda artarak yaşanacak teknik eleman (mühendis, ara eleman) açığını karşılayabilmek amacıyla eğitim politikaları biran önce oluşturulmalıdır.
13. Enerjinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve kullanımında çevre korunmalı ve kaynaklar sürdürülebilir olarak işletilmelidir.

KAYNAKLAR

1. Ağış, Ö., (2006). Uluslararası Kojenerasyon, Kombine Çevrim ve Çevre Konferansı, ICCI 2006, açılış konuşması.
2. Ateşok, G., (2003). "Enerjinin stratejik önemi ve Türkiye," Türkiye 9. Enerji Kongresi, Eylül, İstanbul.
3. Ateşok, G., Önal, G., (2004). Kömür ve Enerji Semineri, 5-6 Mart 2004, Yurt Madencilik Geliştirme Vakfı, Ankara.
4. Basmacı, E., (2004). Enerji Darboğazı ve Hidroelektrik Santrallerimiz, DSİ Vakfı yayını.
5. DPT, (2001). 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı-Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu, Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu, Petrol ve Doğal Gaz Çalışma Grubu, Rapor, T.C. Devlet Planlama Teşkilatı, Ankara.
6. ECOAL, World Coal Institute, April 2006, Vol. 57.
7. Energy Information Administration-U.S. DOE tarafından hazırlanan "International Energy Outlook 2006" başlıklı rapor, June 2006.
8. Enerji Verimliliği Yasası , <http://www.eie.gov.tr>, (23.02.2007).
9. Enerji Verimliliği Stratejisi <http://www.eie.gov.tr>, (04.06.2006).
10. Erdoğan, B., Toksoy, M., Ozerdem, B., Aksoy, N., (2006). "Economic Assessment of Geothermal District Heating Systems: A Case Study of Balcova-Narlıdere, Turkey," Energy and Buildings, basımda.
11. ERE (2001). Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyelinin Yeniden Değerlendirilmesi, Teknik Rapor, Hazırlayan: Nuh Nadi Bakır.
12. Eroğlu, V., (2006). "Tek sorun para", Global Enerji, Mart.
13. Gülderen, A.E. (2006). "PIGM Türkiye Petrol Faaliyetleri", 16. İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Semineri, Bildiriler Kitapçığı, 29-30 Haziran 2006, İstanbul.
14. International Energy Agency-OECD (IEA) tarafından "Energy Policies of IEA Countries" kapsamında hazırlanan "Turkey 2005 Review" başlıklı rapor.
15. İlerleme Raporu, 2005, <http://www.abgs.gov.tr>, (08/06/2006)
16. Kadirgan, F., Savadogo, O., (2004). "An electroanalytical study of methanol crossover through nafion 117 membrane", IEEE, Fuel Cell Science, Engineering and Technology - 2004, 129-132.

- 17- Karaosmanoğlu, F., (2006). "Biyoyakıt Teknolojisi ve İTÜ Araştırmaları", ENKÜS 2006-İTÜ Enerji Çalıştayı ve Sergisi, Bildiri Kitabı, İstanbul, 22-23 Haziran 2006.
18. Kartchenko, N.V., (1998). *Advanced Energy Systems*, Taylor and Francis, Washington.
19. Mosonyi, E., (1996). *Wasserkraftwerke*, Cilt II, s.95, Verlag des Vereins Deutscher Ingenieure, Düsseldorf.
20. Nakoman, E., (1997). "Türkiye kömür arama stratejilerine genel bir bakış", Yurt Madenciliğini Geliştirme Vakfı Yayını, İstanbul.
21. Onur, M., (2006). "Petrol ve Doğal Gazın Dünyada, Türkiye'de Durumu ve İTÜ'deki çalışmalar", ENKÜS 2005, İTÜ Enerji Çalıştayı ve Sergisi, 22-23 Haziran 2006, İstanbul.
22. PİGM, (2004). 2004 Türkiye Petrol Faaliyetleri, Rapor No. 49, T.C. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara.
23. Sari Ozenler, S., Kadirgan, F., (2006). "The effect of the matrix on the electro-catalytic properties of methanol tolerant oxygen reduction catalysts based on ruthenium-chalcogenides", *Journal of Power Sources*, 154, 364-369.
24. Satman, A., (2006). "Dünyada Enerji Kaynakları", Türkiye'de 1. Enerji ve Kalkınma Sempozyumu, Bahçeşehir Üniversitesi, İstanbul, 26 Nisan 2006.
25. Satman, A., (2006). "Türkiye'nin Enerji İhtiyacı", İstanbul Ticaret Odası (İTO), İstanbul, 13 Haziran 2006.
26. Satman, A., (2006). "Türkiye'de Enerji ve Geleceği", ENKUS-2006 İTÜ Enerji Çalıştayı ve Sergisi, İTÜ, İstanbul, 22-23 Haziran 2006.
27. Satman, A., Serpen, U., Korkmaz Başel, E.D., (2007). "An Update on Geothermal Energy Potential of Turkey", Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, 22-24 Jan. 2007.
28. Serpen, U., (2005). "Jeotermal Enerjinin Türkiye ve Dünyada Kullanımı", Jeotermal Enerji Semineri-TESKON 2005, İzmir.
29. Statistical Review of World Energy, BP, June 2006, <http://www.bp.com>
30. TÜBİTAK Enerji 2023 Teknoloji Öngörü Projesi, Enerji ve Doğal Kaynaklar Paneli Raporu, 2003, Ankara.
31. Türkiye Genç İşadamları Derneği (TUGİAD), Türkiye'nin Enerji Sorunları ve Çözüm Önerileri, Teknik Rapor, Ajans-Türk Basın ve Basım A.Ş., 2004.

32. Türkiye İktisat Kongresi, Bilim ve Teknoloji Politikaları Çalışma Grubu Raporu, Teknik Rapor, 25 Aralık 2003, Ankara.
33. Ünsal, İ., (2004). "Enerji Gündemi ve Hidroelektrik Potansiyelimiz:Küresel Düşün, Yersel Davran", V. Ulusal Enerji Sempozyumu, İstanbul, Mayıs.
34. Ünsal, İ., (2005). "Hidroelektrik potansiyel", II. Su Mühendisliği Sempozyumu, Ekim, Gümüşdere-İzmir.
35. Yıldız, M., Saraç, M., Malkoç, Y., (2004). "Türkiye'de akarsu akımlarının zamansal değişiminin hidroelektrik enerji üretimine etkisi ve ilave kurulu güç imkanlarının araştırılması", UTES:V. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, Mayıs, İstanbul.
36. World Energy Outlook 2006, <http://www.worldenergyoutlook.org>.