

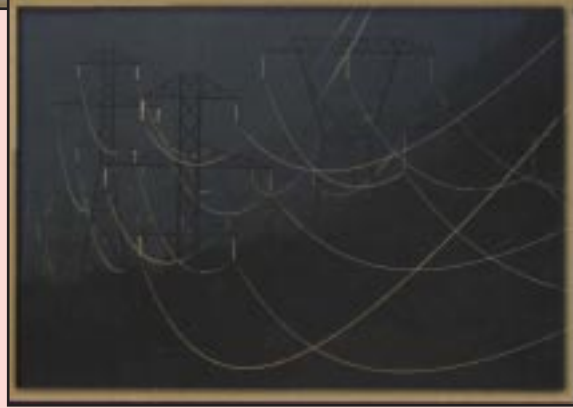
TÜRK SANAYİCİLERİ VE İŞADAMLARI DERNEĞİ



21. YÜZYILA GİRERKEN



TÜRKİYE'NİN
ENERJİ
STRATEJİSİNİN
DEĞERLENDİRİLMESİ





TÜRK SANAYİCİLERİ VE İŞADAMLARI DERNEĞİ

21. YÜZYILA GİRERKEN TÜRKİYE’NİN ENERJİ STRATEJİSİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Aralık 1998
(Yayın No. TÜSİAD-T/98-12/239)

Meşrutiyet Caddesi, No.74 80050 Tepebaşı/İstanbul
Telefon: (0212) 249 54 48 - 249 07 23 • Telefax: (0212) 249 13 50

*Bu yayının tamamı veya bir bölümü
TÜSİAD “21. Yüzyıla Girerken Türkiye’nin Enerji Stratejisinin
Değerlendirilmesi”
referansı yazılmak kaydıyla yayımlanabilir.*

ISBN : 975-7249-59-9

Lebib Yalkın Yayınları ve Basım İşleri A.Ş.

ÖNSÖZ

TÜSİAD, özel sektörü temsil eden sanayici ve işadamları tarafından 1971 yılında Anayasamızın ve Dernekler Kanununun ilgili hükümlerine uygun olarak kurulmuş, kamu yararına çalışan bir dernek olup gönüllü bir sivil toplum örgütüdür.

TÜSİAD, demokrasi ve insan hakları evrensel ilkelerine bağlı, girişim, inanç ve düşünce özgürlüklerine saygılı, yalnızca asli görevlerine odaklanmış etkin bir devletin varolduğu Türkiye’de, Atatürk’ün çağdaş uygarlık bedefine ve ilkelerine sadık toplumsal yapının gelişmesine ve demokratik sivil toplum ve laik hukuk devleti anlayışının yerleşmesine yardımcı olur. TÜSİAD, piyasa ekonomisinin hukuksal ve kurumsal altyapısının yerleşmesine ve iş dünyasının evrensel iş ahlakı ilkelerine uygun bir biçimde faaliyette bulunmasına çalışır. TÜSİAD, uluslararası entegrasyon hedefi doğrultusunda Türk sanayi ve hizmet kesiminin rekabet gücünün artırılarak, uluslararası ekonomik sistemde belirgin ve kalıcı bir yer edinmesi gerektiğine inanır ve bu yönde çalışır. TÜSİAD, Türkiye’de liberal ekonomi kurallarının yerleşmesinin yanı sıra, ülkenin insan ve doğal kaynaklarının teknolojik yeniliklerle desteklenerek en etkin biçimde kullanımını; verimlilik ve kalite yükselişini sürekli kılacak ortamın yaratılması yoluyla rekabet gücünün artırılmasını hedef alan politikaları destekler.

TÜSİAD, misyonu doğrultusunda ve faaliyetleri çerçevesinde, ülke gündeminde bulunan konularla ilgili görüşlerini bilimsel çalışmalarla destekleyerek kamuoyuna duyurur ve bu görüşlerden hareketle kamuoyunda tartışma platformlarının oluşmasını sağlar.

TÜSİAD Parlamento İşleri Komisyonu tarafından hazırlatılan “21. Yüzyıla Girerken Türkiye’nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi” başlıklı bu çalışma, Ankara Üniversitesi öğretim üyesi ve Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yönetim Kurulu Üyesi Prof. Dr. Mustafa Özcan Ültanır tarafından yazılmıştır.

Aralık 1998

ÖZGEÇMİŞ

Prof. Dr. Mustafa Özcan ÜLTANIR

Makina mühendisliği ve ekonomi dallarında birbirinden ayrı iki yüksek öğrenim görmüş olan Prof.Dr. Mustafa Özcan Ültanır'ın, tamamı üniversitede geçen 33 yıllık akademik meslek yaşamı süresince, bilimsel çalışma konuları; genel enerji teknolojisi, yenilenebilir enerji sistemleri, alternatif enerji sistemlerinin planlanması, enerji ekonomisi, termodinamik ve ısı tekniği konularında toplanmıştır.

10. Dünya Enerji Konferansı Organizasyon Grubu Üyeliği yapmış olan Ültanır, Devlet Planlama Teşkilatı ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın ortak çalışmaları kapsamında; 3. Beş Yıllık Kalkınma Planı Enerji Özel İhtisas Komisyonu Üyeliği, 5. Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Üyeliği, 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Üyeliği ve Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Çalışma Grubu Koordinatörlüğü görevlerinde bulunmuştur. Türkiye Enerji Enstitüsü Yasa Taslağı, Enerji Verimliliği Yasası Taslağı, Rüzgar Enerjisi Santralleri Kanun Tasarısı hazırlanmasında Komisyon Başkanı olarak görev almıştır. 1998 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından dört yıl için Enerji Şurası Yönetim Komitesi üyeliğine seçilmiştir.

Ankara Üniversitesi Enerji Çalışma Grubu Başkanı olan Prof.Dr. Ültanır, Ankara Üniversitesi Rektörlüğü adına, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yönetim Kurulu Üyesidir. Prof. Dr. Ültanır, enerji alanındaki çalışmaları nedeni ile Milli Komite'nin Yüksek Danışma Kurulu Başkan Yardımcılığını, 1995 yılından bu yana seçilerek sürdürmektedir. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Enerji Dünyası Bülteni'nin Yayın Kurulu Başkanı, Uzman Yayıncılık A.Ş. Enerji Dergisi'nin Yayın Kurulu Üyesidir.

Prof.Dr. Ültanır; Uluslararası Güneş Enerjisi Topluluğu (ISES) Türkiye Bölümü Başkanı ve ISES Board'unda Türkiye Direktörü, Temiz Enerji Vakfı Kurucu Yönetim Kurulu Üyesi ve Üst Kurul Üyesi, Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği (EWEA) Türkiye Şubesi Kurucu Üyesi, Rüzgar Enerji Santralleri Sanayi İş Adamları Derneği (RESSİAD) Kurucu Üyesi, Uluslararası Hidrojen Enerjisi Birliği (IHEA) Onur Üyesidir.

Prof.Dr. Ültanır'ın tümü enerji ile ilgili olmak üzere; 8 adet bilimsel kitabı, yurt içinde yayınlanmış 75 adet bilimsel ve teknik makalesi, yurt dışında yayınlanmış 20 adet bilimsel ve teknik makalesi, yurt içinde sunulmuş 35 adet bilimsel bildirisi, yurt dışında sunulmuş 12 adet bilimsel bildirisi, 83 adet enerji ile ilgili gazete makalesi, çeşitli makamlara sunulmuş 5 adet enerji raporu, 23 adet radyo ve televizyon programı, 9 adet konferansı bulunmaktadır. Yurtdışı yayınlarının 10 tanesi, uluslararası Science Citation Index'e girmiştir. 1998 yılı içinde Elektrik Sanayi ve İş Adamları Derneği (ELSIAD) için "Elektrik Üretiminde Özel Sektörün Yakıt Sorunları ve Çözüm Önerileri" adlı raporu hazırlamıştır.

GİRİŞ

Enerji konusunda ilk olarak 1994 yılında “Enerji Sektöründe Geleceğe Bakış” adlı bir rapor yayınlayan TÜSİAD, Türkiye’de 21. yüzyıla girerken enerji durumu ve gelişme olanaklarını konu alan yeni bir çalışma başlattı. “ 21. Yüzyıla Girerken Türkiye’nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi” adlı bu raporda, Cumhuriyet’in 75. yılında gelişme ve büyüme süreci içinde bulunan Türkiye’nin Cumhuriyet’in 100. yılında gelişmiş ülkeler arasında yerini alabilmesi için enerji kaynaklarını nasıl kullanması gerektiği araştırılmaktadır.

TÜSİAD için yeni bir enerji raporu hazırlanmasını ve benden de bu çalışmayı yapmamı isteyen, çalışmanın planlanması aşamasında görüşleri ile yardımcı olan; enerji konularında vizyon sahibi ve değerli teknokrat, TÜSİAD Parlamento İşleri Komisyonu Üyesi Sayın Ergün Özakat’a, sonsuz teşekkürlerimi sunarım. 1970’li yılların ortasında Türkiye’de ilk enerji modeli çalışması yapılırken, akademisyen olarak tanıdığım, enerji konusunda engin bilgi ve deneyimi bulunduğu inandığım, TÜSİAD Yönetim Kurulu Üyesi Sayın Erkut Yücaoglu’na, çalışmayı başından beri desteklediği, verdiğim ara rapor aşamasında fikirleri ile önemli katkılarda bulunduğu için çok teşekkür ediyorum.

Çalışmanın çeşitli bölümlerinin hazırlanmasında yardımlarını gördüğüm ve enerji konularında uzmanlıkları ile tanınan; Sayın Prof.Dr. Güner Ünalın’a, Sayın Dr. Mehmet Akkuş’a, Sayın İsmail H. Altun’a, Sayın B. Nazım Bayraktar’a, Ankara Üniversitesi Enerji Grubu’nda ki akademisyen arkadaşlarıma katkılarından ötürü teşekkür ediyorum. Sektörle ilgili çeşitli bilgileri edinmemde her türlü kolaylığı gösteren, Enerji İşleri Genel Müdürü Sayın Mustafa Mendilcioğlu’na ayrıca teşekkür ederim. Raporu ham biçimi ile inceleyip, görüş bildiren Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Genel Sekreteri Sayın Sami Sevinç’e, TÜSİAD kanalı ile çeşitli bilgilere ulaşmamda yardımlarını gördüğüm, raporun hazırlanışını titizlikle izleyen TÜSİAD Parlamento İşleri Komisyonu Raportörü Sayın Ebru Dicle’ye ve burada adlarını sayamadığım, ancak raporun hazırlanmasında emeği geçenlere yardımlarından ötürü teşekkür ediyorum.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
1. Genel Sunuş13
2. Enerji Dünyasına Genel Bakış23
2.1. Dünyanın Enerji Durumu25
2.2. Global Enerji Perspektifleri33
3. 21. Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Durumu ve Sorunları37
3.1. Türkiye'nin Genel Enerji Durumu ve Sorunları39
3.2. Türkiye'nin Enerji Kaynakları ve Enerji Dışalımı46
3.3. Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Durumu ve Sorunları48
4. Türkiye'nin Fosil Yakıt Rezervleri, Üretim ve Geliştirme	
Olanakları55
4.1. Taş Kömürü57
4.2. Linyit59
4.3. Asfaltit62
4.4. Bitümlü Şeyller62
4.5. Turba64
4.6. Petrol64
4.7. Doğal Gaz66
4.8. Uranyum69
4.9. Toryum70
5. Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Potansiyelleri, Kullanımı	
ve Geliştirme Olanakları71
5.1. Hidrolik Enerji74
5.2. Jeotermal Enerji75
5.3. Güneş Enerjisi77
5.4. Rüzgar Enerjisi78
5.5. Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerjiler80
5.6. Biomas Enerji81
6. Cumhuriyet'in 100. Yılına Kadar Türkiye'nin	
Enerji Durumunda Beklenen Gelişmeler83
6.1. Türkiye'nin 2000 - 2025 Dönemi Genel Enerji Talebi87
6.2. Türkiye'nin 2000 - 2025 Dönemi Yerli Enerji Üretimi91
6.3. Türkiye'nin 2000 - 2025 Dönemi Enerji Dışalımı97
6.4. Türkiye'nin 2000 - 2025 Dönemi Elektrik Talebi ve Üretimi98
7. Türkiye Açısından Hidrolik Enerjinin Yeri103
7.1. Hidroelektrik Potansiyelin Değerlendirilmesi105
7.2. Hidroelektrik Santraller108
7.3. Yeni Hidroelektrik Santraller Stratejisi111

8. Türkiye Açısından Yeni ve Yenilenebilir Enerji

Kaynaklarının Yeri	.117
8.1. Jeotermal Enerji	.122
8.1.1. Jeotermal Isıl Sistemler	.123
8.1.2. Jeotermal Elektrik Sistemleri	.125
8.1.3. Jeotermal Enerji İle İlgili Sorunlar	.125
8.2. Güneş Enerjisi	.126
8.2.1. Güneş Isıl Sistemler	.129
8.2.2. Güneş Elektrik Sistemleri	.130
8.2.2.1. Güneş Fotovoltaik	.130
8.2.2.2. Güneş Termik	.131
8.2.3. Güneş Enerjisi İle İlgili Sorunlar	.132
8.3. Rüzgar Enerjisi	.134
8.3.1. Şebekeden Bağımsız Rüzgar Elektrik Sistemleri	.135
8.3.2. Şebeke Bağlantılı Rüzgar Elektrik Sistemleri	.135
8.3.3. Türkiye Rüzgar Santralleri	.136
8.3.4. Rüzgar Enerjisi İle İlgili Sorunlar	.141
8.4. Biomas Enerji	.142
8.4.1. Biomas Yetiştiricilik	.144
8.4.2. Biomas Artık ve Atıkların Değerlendirilmesi	.145
8.4.2.1. Biogaz	.145
8.4.2.2. Çöp Termik Santralleri	.145
8.4.3. Biomas Enerji İle İlgili Sorunlar	.146
9. Türkiye Açısından Nükleer Enerjinin Yeri	.149
9.1. Nükleer Teknolojinin Bugünkü Durumu	.151
9.2. Türkiye’de Nükleer Santral Çalışmaları	.155
9.3. Türkiye İçin Nükleer Enerji Stratejisi	.160
9.4. Kamuoyuna Nükleer Enerjinin Anlatılması	.163
10. Enerji Terminali Türkiye	.167
10.1. Uluslararası Petrol Boru Hatları ve Türkiye	.169
10.1.1. Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı	.170
10.1.2. Hazar-Akdeniz Ham Petrol Boru Hattı Projesi	.170
10.1.3. Ceyhan-Samsun Ham Petrol Boru Hattı Projesi	.171
10.2. Uluslararası Doğal Gaz Boru Hatları ve Türkiye	.171
10.2.1. Rusya Federasyonu-Avrupa-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı	.172
10.2.2. Rusya Federasyonu-Karadeniz Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	.174

10.2.3. Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	175
10.2.4. İran-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	175
10.2.5. Transbalkan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	176
10.2.6. Mısır-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	176
10.2.7. Irak-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	176
10.2.8. Rusya-Türkiye-İsrail Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	177
10.3. Uluslararası Enterkonneksiyon ve Türkiye	177
10.3.1. Mevcut Enterkonneksiyonlar	179
10.3.2. Planlanan Enterkonneksiyonlar	179
11. Elektrik Üretimine Yönelik Yeni Teknolojilerle İlgili Projeler, Yeni Teknikler ve Araştırma-Geliştirme	181
11.1. Akışkan Yatak Teknolojisi	183
11.2. Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi	185
11.3. Kombine Çevrim ve Kojenerasyon Teknolojisi	185
11.3.1. Kombine Çevrim ve Türkiye	186
11.3.2. Kojenerasyon ve Türkiye	189
11.4. Yeni Enerji Çevrim Yöntemleri	193
11.5. Yeraltında Enerji Depolama	194
11.5.1. Yeraltında Sıkıştırılmış Gaz Depolama	195
11.5.2. Yeraltında Isıl Enerji Depolama	195
11.5.3. Yeraltında Doğal Gaz Depolama	197
11.6. Türkiye Açısından Enerjide Ar-Ge ve Teknoloji Oluşturma Çalışmalarının Genel Durumu	197
12. Hidrojen Enerjisi	201
12.1. Hidrojen Enerjisinin Gelişimi	203
12.2. Hidrojen Yakıtının Özellikleri	206
12.3. Hidrojen Üretimi, Depolanması ve Taşınması	211
12.4. Hidrojen Enerjisi ve Türkiye	213
13. Türkiye Açısından Enerjinin Etkin Kullanımı ve Verimlilik	215
13.1. Enerji Yoğunluğu	217
13.2. Enerji Üretim Sektörü ve Tasarruf	220
13.3. Sanayi Sektörü ve Tasarruf	221
13.4. Ulaşım Sektörü ve Tasarruf	222
13.5. Konut-Hizmet Sektörü ve Tasarruf	223
13.6. Enerji Tasarrufu Çalışmalarının Düzenlenmesi	224
14. Enerji ve Çevre	227
14.1. Sera Etkisi ve Global Isınma	231
14.2. Enerji Kaynakları ve Çevre Etkileri	233

	Sayfa
14.2.1. Fosil Yakıtlar	233
14.2.2. Nükleer Enerji	236
14.2.3. Yenilenebilir Enerji Kaynakları	238
15. Enerji Politikası ve Enerji Sektörü İçin Gereken Düzenlemeler	241
15.1. Türkiye’de Enerji Politikası Aşamaları	243
15.1.1. Cumhuriyet Öncesi Dönem	243
15.1.2. 1923-1930 Dönemi	244
15.1.3. 1930-1950 Dönemi	244
15.1.4. 1950-1960 Dönemi	245
15.1.5. 1960-1980 Dönemi	247
15.1.6. 1980 Sonrası Dönem	248
15.2. Gerekli Yönetimsel Düzenlemeler	251
15.2.1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı	251
15.2.2. Gerekli Yeni Oluşumlar	253
15.2.2.1. Enerji Şurası	254
15.2.2.2. Türkiye Enerji Enstitüsü	256
15.3. Enerji Sektöründe Özelleştirme	258
15.3.1. Özelleştirmenin Yasal Çerçevesi	259
15.3.2. Elektrik Sektöründe Özelleştirme Çalışmaları	261
15.3.2.1. Yapılan Uygulamalar	261
15.3.2.2. Yapılması Tasarlanan ve Gereken Uygulamalar	263
15.3.3. Kömür Sektöründe Özelleştirme Çalışmaları	264
15.3.4. Petrol ve Doğal Gazda Özelleştirme Çalışmaları	266
15.3.4.1. Petrolde Özelleştirme	266
15.3.4.2. Doğal Gazda Özelleştirme	267
15.4. Gerekli Yasal Düzenlemeler	268
15.4.1. Değiştirilmesi Gereken Yasalar	268
15.4.2. Çıkarılması Gereken Yasalar	271
16. Sonuç ve Öneriler	275
Ekler	287
Kaynaklar	309

B Ö L Ü M

GENEL SUNUŞ

1. GENEL SUNUŞ

“Türkiye’de 21. Yüzyıla Girerken Enerji Durumu ve Gelişme Olanakları”nın konu alındığı bu raporda, Cumhuriyetin 75. yılından 100. yılına uzanan bir strateji çizilmesi amaçlanmıştır. Cumhuriyetin 75. yılında gelişme ve büyüme süreci içinde bulunan Türkiye’nin, Cumhuriyetin 100. yılında gelişmiş ülkeler arasında yerini alabilmesi için enerji kaynaklarını nasıl kullanması gerektiği araştırılmıştır.

Onaltı bölümden oluşan bu çalışmada; 2. Bölümde dünyanın enerji durumu, 3. Bölümde Türkiye’nin enerji durumu irdelenmiştir. 4. Bölümde Türkiye’nin fosil yakıt rezervleri, 5. Bölümde Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyelleri ele alınmıştır. 6. Bölümde Cumhuriyetin 100. yılına kadar Türkiye’nin enerji durumunda beklenen gelişmeler, simülasyon ve optimizasyon modelleri çıktılarına göre etüt edilmiştir. 7. Bölümde Türkiye açısından hidrolik enerji, 8. Bölümde yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları, 9. Bölümde nükleer enerji konuları işlenmiştir. Türkiye’nin bir enerji terminali olması 10. Bölümde incelenmiştir. 11. Bölümde elektrik üretimine yönelik yeni teknolojiler, Türkiye’nin ilgili projeleri, yeni çevrim teknikleri ile enerjide araştırma-geliştirme konuları üzerinde durulmuştur. Geleceğin yakıtı hidrojen enerjisi 12. Bölümde, Türkiye açısından enerjinin rasyonel kullanımı ve verimlilik 13. Bölümde, enerji ve çevre ilişkisi 14. Bölümde irdelenmiştir. 15. Bölümde enerji politikası ve enerji sektörü için gereken düzenlemeler tartışılmış, 16. Bölümde öneriler sıralanmıştır.

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

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

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

Türkiye’de 1970-1997 yılları arasında, birincil enerji tüketimi 3.8 kat artış göstererek, 18 849 Btep’den 71 367 Btep’e yükselmiştir. Aynı dönemde yerli birincil enerji üretimi 1.9 kat artarak, 14 493 Btep’den 27 687 Btep’e çıkabilmiştir. Türkiye’de son yıllarda talebi hızlı artış gösteren kay-

nak doğal gaz olmuştur. Türkiye’de enerji tüketimine sektörler bazında bakıldığında, nihai enerji tüketiminden % 36.4 ile en büyük payı sanayi sektörü almaktadır. Buna karşın toplam birincil enerji tüketiminde sanayi ile konut ve hizmet sektörlerinin payları yaklaşık eşittir. Sanayi sektörünün gelişmesinin bir sonucu olarak, GSMH ile toplam enerji tüketimi arasında belirgin bir etkileşim saptanmıştır.

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

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

Geleceğe yönelik enerji talep ve üretim kapasitesi ile ilgili senaryolar, gelişme trendlerine bağlı biçimde, simülasyon ve optimizasyon modelleri ile hesaplanabilmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye’nin birincil enerji talebini 2000 yılı için 91 030 Btep, 2020 yılı için 314 353 Btep olarak hesaplamıştır. Bu trend 2023 yılına uzatıldığında talep 367 780 Btep bulunmaktadır. Buna göre 2000 yılında 1 382 kep/kişi olacak kişi başına enerji tüketimi, 2023 yılında 4 350 kep/kişi değerine ulaşacaktır. Yeni teknolojilere, enerji maliyeti düşük sanayiye ve enerjinin rasyonel kullanımına bağlı kriterlerle söz konusu talebin, 2000 yılında 90 800 Btep, 2020 yılında 306 612 Btep ve 2023 yılında 359 526 Btep olacağı, bu çalışmada kullanılan özel bir simülasyon modeli ile saptanmıştır. Bu senaryoya göre kişi başına birincil enerji tüketimi 2000 yılında 1 379 kep/kişi ve 2023 yılında 4 252 kep/kişi olacaktır. Söz konusu 2000-2023 döneminde kişi başına düşen GSYİH cari ABD \$’ı ile 2000 yılındaki 3 615 ABD \$/kişi düzeyinden, 2023 yılında 15 047 ABD \$/kişi düzeyine çıkacaktır. Böylece, genel enerji tüketimi ve GSYİH kriterleri ile gelişmiş ülkeler standardı yakalanmış olacaktır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Türkiye’nin yerli birincil enerji üretiminin 2000 yılında 31 091 Btep’den 2020 yılında 79 399 Btep’e çıkabileceğini öngörmüştür. Söz konusu trend ile 2023 yılında 91 408 Btep yerli enerji üretimi yapılabilecektir. Verimi yüksek üretim teknolojilerini kullanmak, yenilenebilir kaynaklara ağırlık vermek, ekonomik sınırlar içerisinde alternatif enerji tek-

nolojilerinden yararlanmakla sağlanabilecek yerli birincil enerji üretimine ilişkin olarak, bu rapor için yapılan optimizasyon çalışması, birincil enerji üretiminin 2000 yılında 33 434 Btep ve 2023 yılında 109 495 Btep olabileceğini göstermiştir.

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

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

Türkiye, Cumhuriyetin 100. yılında bugünkü ekonomik hidroelektrik potansiyelinin tamamını kullanılır duruma getirmeyi ilke edinmelidir. 2023 yılında, bugünkü ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılır duruma gelebilmesi için, hidroelektrik kurulu gücün; 2005 yılında 20 824 MW, 2010 yılında 25 565 MW, 2015 yılında 30 628 MW, 2020 yılında 33 186 MW ve 2023 yılında 35 635 MW olması gerekmektedir. Böylece 2023 yılında üretim 124 721 GWh'a çıkabilecektir.

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

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

Güneş enerjisi Türkiye'nin en görkemli doğal kaynağıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ısı uygulamaları güneş enerjisinden yapılacak üretimi, 2000 yılı için 121 Btep, 2020 yılı için de

745 Btep gibi yokumsanacak düzeyde öngörmektedir. Oysa, ekonomiklik sınırlarındaki teknolojik uygulamalarla, güneş enerjisinden yapılabilecek üretimin 2000 yılında 287 Btep, 2010 yılında 1 458 Btep, 2020 yılında 3 882 Btep ve 2023 yılında da 4 854 Btep düzeyine çıkarılması olanaklıdır. En geç önümüzdeki 10 yıl içinde, Türkiye'nin gündemine güneş-doğal gaz hibrid termik elektrik santralleri de alınmalıdır.

Son yıllarda dünyada rüzgar santrallerinin kurulu gücü hızlı bir artış göstermiş, Türkiye de bu gelişimden etkilenmiş ve kurulu güçleri toplamı en az 645.42 MW olacak 30 rüzgar santrali başvurusu yapılmıştır. Buna karşın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın enerji planlaması ile TEAŞ elektrik planlamasında rüzgar enerjisi yer almamaktadır. Yapılan model çalışması, rüzgar santralleri kurulu gücünün 2000 yılında 300 MW'dan başlayarak, 2010 yılında 2 979 MW'a, 2020 yılında 7 849 MW'a ve 2023 yılında 9 733 MW'a çıkarılmasının olanaklı olduğunu göstermiştir. Rüzgardan elde olunacak elektrik 2000 yılında 675 GWh, 2023 yılında 21 900 GWh olacaktır. Toplam elektrik arzındaki payı ise % 0.5'den % 3.5'a çıkmaktadır.

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

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre, Türkiye'nin enerji bütçesinde klasik biomasın 2000 yılında 6 963 Btep ve 2020 yılında da 7 381 Btep ile yer alması öngörülmüştür. Oysa, klasik biomasın 2000 yılındaki 6 963 Btep'den 2020 yılında 3 980 Btep'e düşürülmesi, buna karşın 2000 yılında 17 Btep ile başlayacak modern biomas üretiminin, 2020 yılında 3 515 Btep ve 2023 yılında 4 049 Btep'e çıkarılması olanaklıdır.

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

Türkiye'nin 1998 yılında revize edilen elektrik planlamasına göre, 1000 MW gücündeki ilk nükleer santral 2007 yılında devreye girecektir. Yine 1000 MW gücünde ikinci nükleer santralin ise 2010 yılında devreye girmesi öngörülmektedir. Türkiye 2010 yılına kadar nükleer teknolojiyi kazanma ve elektrik üretiminde kaynak çeşitlemesi yapmak amaçları ile nükleer santral alanına girmek istemektedir. 2010-2020 yılları arasında nükleer santrallara 8 ünite daha eklenerek, kurulu gücün 10 000 MW'a çıkarılması planlanmıştır. Bu trendle nükleer kurulu güç, Cumhuriyet'imizin 100. yılını dolduracağı 2023 yılında 15 000 MW olabilecektir.

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

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

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

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

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

Çağdaş gelişim enerji teknolojilerinde yenilikler oluşturmaktadır. Örneğin, kömürlerin akışkan yatakta yakılması, kömür gazifikasyonu ile entegre elektrik üretimi, kombine çevrim ve kojene-rasyon santralleri önem kazanmıştır. Türkiye'de bundan böyle linyit santrallerinin akışkan yataklı

kurulmasına özen gösterilmelidir. Kömür santrallerinin bileşik ısı ve güç santralleri olması üzerinde durulmalı, santral atık ısısı sanayide veya ısıtmada değerlendirilmelidir. Kombine çevrim doğal gaz santralleri ise ülkemizde yaygınlaşmaktadır. Kombine çevrimin uygulandığı veya uygulanabilir olduğu, özel sektör eliyle kurulacak doğal gaz santrallerinin kurulu güç toplamı 13 500 MW'a ulaşmıştır. Otorodüktör kojenerasyon üniteleri bu güce dahil değildir. Şu anda kurulu bulunan 825 MW otoprodüktör kojenerasyon santralının yanısıra, toplam 1 427 MW'lık yeni üniteler için yapılmış girişimler vardır.

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

Konvansiyonel yakıtların yanma ürünü karbondioksitin global ısınmaya neden olması, fosil yakıtların giderek tükenmekte oluşu gibi nedenlerle, teknolojisi geliştirilerek ortaya konulan yeni yakıt hidrojenidir. Hidrojen birincil enerji kaynağı olmayıp, birincil enerji kaynakları ile değişik hammaddelerden ve özellikle sudan üretilen bir enerji taşıyıcısıdır. Yüksek verimle, geniş kullanılma alanı bulunan hidrojen çevre dostu olup, yanma ürünü su buharıdır. Son onbeş yılda hidrojenle çalışan değişik motorlar üretilmiş, deneme ve gösterim amaçları ile taşıt araçlarında kullanılmıştır. Yakıt olarak hidrojen kullanan ve güçleri 11 MW'a kadar uzanan yakıt pilli elektrik santralleri yapılmıştır. Hidrojenin evlerde kullanımı için katalitik yakma düzenleri geliştirilmiştir. Hidrojenle ilgili uluslararası standartlar hazırlanmıştır. Hidrojenin dış maliyeti, petrol ürünleri maliyetine yaklaştırılmış olup, çevre zararlarını kapsayan efektif maliyet açısından, hidrojen petrole rekabet eder görünmektedir. Dünya hidrojene geçiş aşaması için hazırlıklarını tamamlamış bulunmaktadır. Türkiye'de hidrojen konusunda henüz gereken adımların atılmadığı görülmektedir.

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

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

ağırlıklı biçimde yer almaktadır.

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

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

Türkiye’de enerji politikası liberal ekonomiden mutedil devletçiliğe, planlı karma ekonomiye dek çeşitli aşamalardan geçerek bugüne gelmiştir. Bugün dünyadaki gelişime de koşut olarak özelleştirme ve liberalleşme önem kazanmıştır. Enerji sektörü de özelleştirme kapsamı içindedir ve bu yoldan dönüş düşünülemez. Bu sektörde devletin yalnız denetleyici ve yol gösterici olması gerekir.

Türkiye’de enerji sorununun temelinde, gerekli finansmanın sağlanması yatmaktadır. Geçmişte yapılan planların sağlıklı biçimde uygulanamayışının nedeni finansmandan kaynaklanmaktadır. Finansman temininde ortaya çıkan aksaklıklar, işletmelerin kurulmasını geciktirmekte ve dönem dönem enerji açığına dayalı krizler yaşanmaktadır. Önümüzdeki 25 yıllık süreçte elektrik, kömür, petrol, doğal gaz, hidrolik enerji, nükleer enerji, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi, enerji verimliliğinin artırılması, enerji-çevre uyuşmasının sağlanması için sektöre yapılması gereken yatırım 300 milyar ABD \$’ı düzeylerinde kestirilmektedir. Bu büyük yatırımın finansmanı için ana kaynak özel sektör olmak zorundadır.

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

Yerli ve yabancı özel sermaye işbirliği ile gerekli finansmanın sağlanmasının önünde, hukuksal ve yönetsel yapıdan kaynaklanan bürokratik engeller bulunmaktadır. Bu engeller, gereksinim duyulan yabancı sermaye için caydırıcı olmaktadır. Ekonomik büyüme için ihtiyacımız olan yabancı sermaye, koşulları elverişli görmediği için gelmemekte, gelmeye kalktığında da uzun süren bürokratik ve yasal işlemler nedeni ile geri dönmektedir. Artık zaman yitirilmeksizin yerli ve yabancı özel sermayenin önü açılmalıdır.

Ekonomik büyümenin aksamaması için ekonomiye yeterli, kaliteli ve güvenilir enerjinin yerinde, zamanında, düşük maliyetle sağlanması, çağdaş gelişime uyan ve çevre ile uyumlu teknolojilerle enerji kaynaklarının verimli biçimde değerlendirilmesi, genel enerji ve elektrik darboğazları oluşmaması için gereken önlemlerin alınması, enerjide özelleştirme çalışmalarının ve özel sektör enerji yatırımlarının önündeki tıkanıklıkların açılması ve bu işlemlerin hızlandırılması, özel sektör enerji işletmelerine prodüktif ve rantabl çalışma ortamının hazırlanması, Türkiye enerji politikasının temel ilkeleri olmalıdır.

B Ö L Ü M 2

ENERJİ DÜNYASINA GENEL BAKIŞ

2. ENERJİ DÜNYASINA GENEL BAKIŞ

Bu bölümde dünyanın genel enerji durumu, Türkiye'nin enerji dünyasındaki yeri ve dünya açısından global enerji perspektifleri irdelenmektedir.

2.1. Dünyanın Enerji Durumu

1900 yılında nüfusu 1.6 milyar, birincil enerji tüketimi yaklaşık 1 000 Mtep olan dünyamızda 1997 yılında nüfus 6.5 milyara ulaşmış, birincil ticari enerji tüketimi 8 639.6 Mtep düzeyine çıkmıştır. Böylece bir yüzyıl içinde dünyanın birincil enerji tüketimi 8 katın üzerinde artış göstermiş bulunmaktadır.

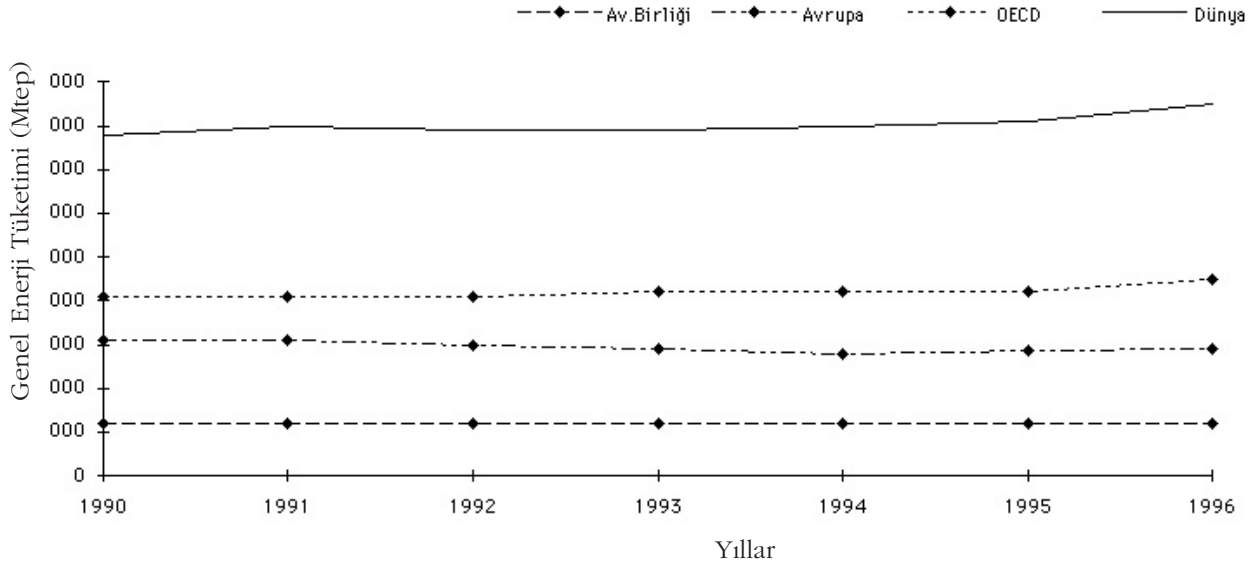
Enerdata - World Energy Database istatistiklerine göre, 1996 yılında dünya ortalaması olarak kişi başına yıllık birincil enerji tüketimi 1.45 tep/kişi iken, OECD ortalaması 4.56 tep/kişi, Avrupa Birliği ortalaması 3.69 tep/kişi düzeyindedir. Yıllık birincil enerji tüketimi ABD'de 7.74 tep/kişi, Almanya'da 4.20 tep/kişi, Fransa'da 4.10 tep/kişi, İngiltere'de 3.88 tep/kişi, Japonya'da 4.02 tep/kişi ve Türkiye'de dünya ortalamasının altında olmak üzere 0.97 tep/kişi'dir. 1997 yılı değeri Türkiye için Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Raporu'nda 1.10 tep/kişi olarak verilmektedir.

1997 yılında dünya birincil ticari enerji üretimi bir önceki yıla göre % 3.8 ve 1990 yılına göre de % 13.5'lik artışla 8 639.6 Mtep düzeyine çıkmıştır. Bu üretimin % 39'u Türkiye'nin içinde bulunduğu OECD ülkelerine aittir. Türkiye bunun % 0.24'ünü sağlayabilmiştir. Üretimde Avrupa Birliği'nin payı % 11'dir.

1997 yılı verileri ile dünya birincil enerji üretiminin % 89.9'u fosil yakıtlardan sağlanmıştır. Birincil enerji üretiminde kömürün payı 2 320.7 Mtep ile % 26.7, petrolün payı 3 474.6 Mtep ile % 40.2, doğal gazın payı 2000.9 Mtep ile % 23.2, hidrolik enerjinin payı 225.9 Mtep ile % 2.6 ve nükleer enerjinin payı 617.4 Mtep ile % 7.2'dir. 1990 yılına göre kömür üretimi % 6.1, petrol üretimi % 10.6, doğal gaz üretimi % 13.1, hidrolik enerji üretimi % 25.2 ve nükleer enerji üretimi de % 22.9 artış göstermiş bulunmaktadır.

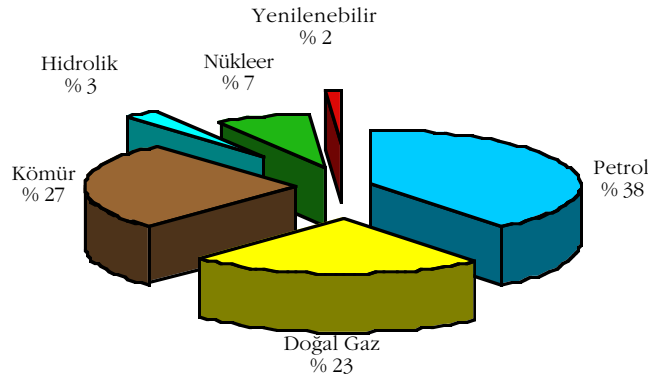
1997 yılında dünya petrol üretimi bir önceki yıla göre % 3.1 artmıştır. Hemen tüm petrol bölgelerinde artış kaydedilmiştir. Üretimin % 30'u Orta Doğu'da (% 13 ile en büyük payı Suudi Arabistan'da) gerçekleşmiş, bunu % 11 payla ABD ve % 9 payla Rusya Federasyonu izlemiştir. Orta Doğu'da görülen % 5.5'lik artışta, Irak'a tanınan üretim izninin katkısı vardır. 1997 yılında doğal gaz üretiminde % 0.2'lik bir azalma kaydedilmiş olmakla birlikte, yaklaşık aynı düzeyde kaldığı varsayılabilir. Doğal gazın % 33'ü ABD'de, % 28'i Rusya Federasyonu'nda üretilmiştir. Kömür üreticisi ülkelerin başında ise % 30 payla Çin, % 25 payla ABD, % 7 payla Hindistan ve % 5 payla Güney Afrika Cumhuriyeti yer almıştır.

1996 yılında 1990 yılına göre OECD ülkelerinin birincil enerji üretimi % 10.9 ve birincil enerji tüketimi de % 10.3 artış göstermiştir. Aynı dönemde Avrupa Birliği için üretim artışı % 8.1 ve tüketim artışı da % 6.5'dir. 1990-1996 döneminde dünya, OECD, Avrupa Birliği ve Avrupa kıtasının genel enerji tüketimi gelişme trendi Şekil 2.1'de gösterilmiştir.

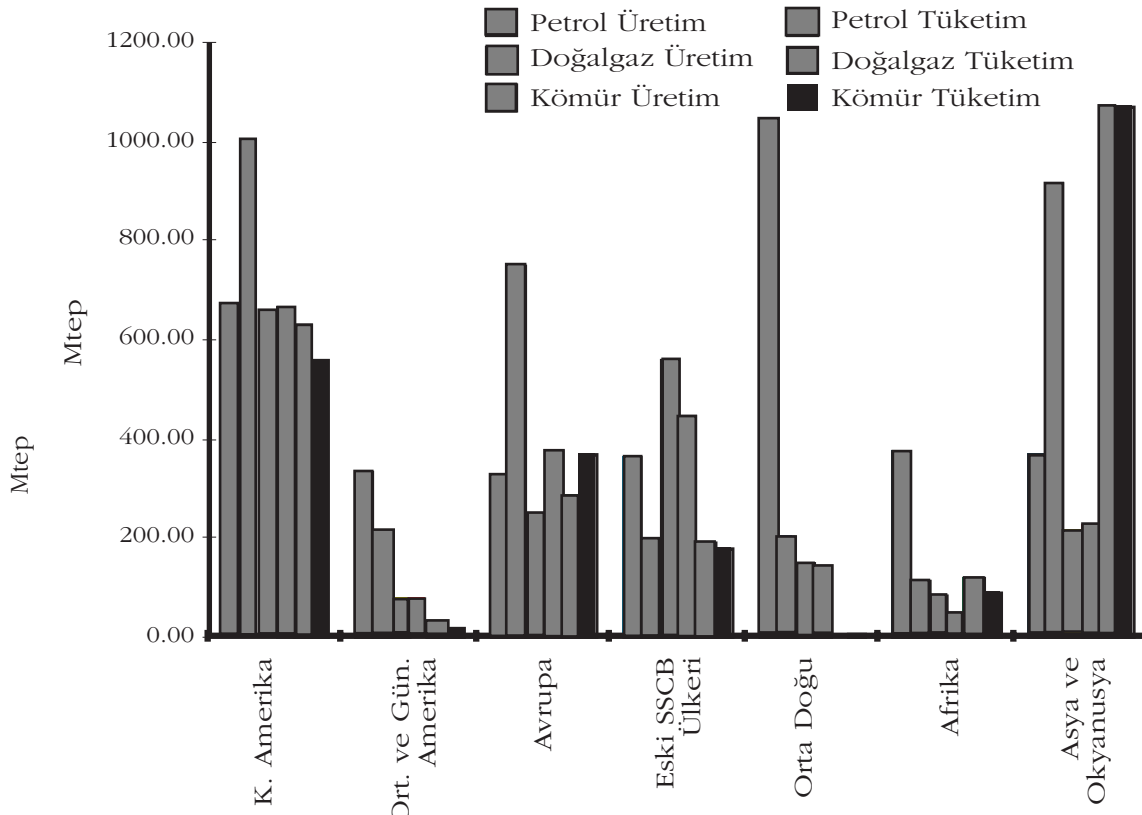


Şekil 2.1. Enerji tüketimi gelişme trendi.

1997 yılında dünyanın birincil ticari enerji tüketimi, birincil ticari enerji üretiminin % 89.5'i düzeyinde olmak üzere, toplam tüketim 8 509.5 Mtep'dir. Birincil kaynakların bu tüketimdeki payları Şekil 2.2'de görülmektedir. Ticari birincil enerji bütçesinde en ağırlıklı paya sahip fosil yakıtların bölgeler itibari ile üretim ve tüketim durumları da Şekil 2.3'de yer almaktadır. 1996 yılında doğal gaz tüketimindeki artış trendsel eğilimin üzerinde gerçekleşerek, bir önceki yıla göre % 4.7 düzeyinde olmuşsa da, 1997 yılında 1996 yılına göre fosil yakıtların tüketim trendinde önemli değişiklikler görülmemektedir. Bir önceki yıla göre hidrolik enerji kullanımı % 2.6 artarken, nükleer enerji kullanımı % 0.6 gibi yokumsanacak bir azalma göstermiştir.



Şekil 2.2. Dünya birincil ticari enerji tüketiminde kaynak payları (1997).



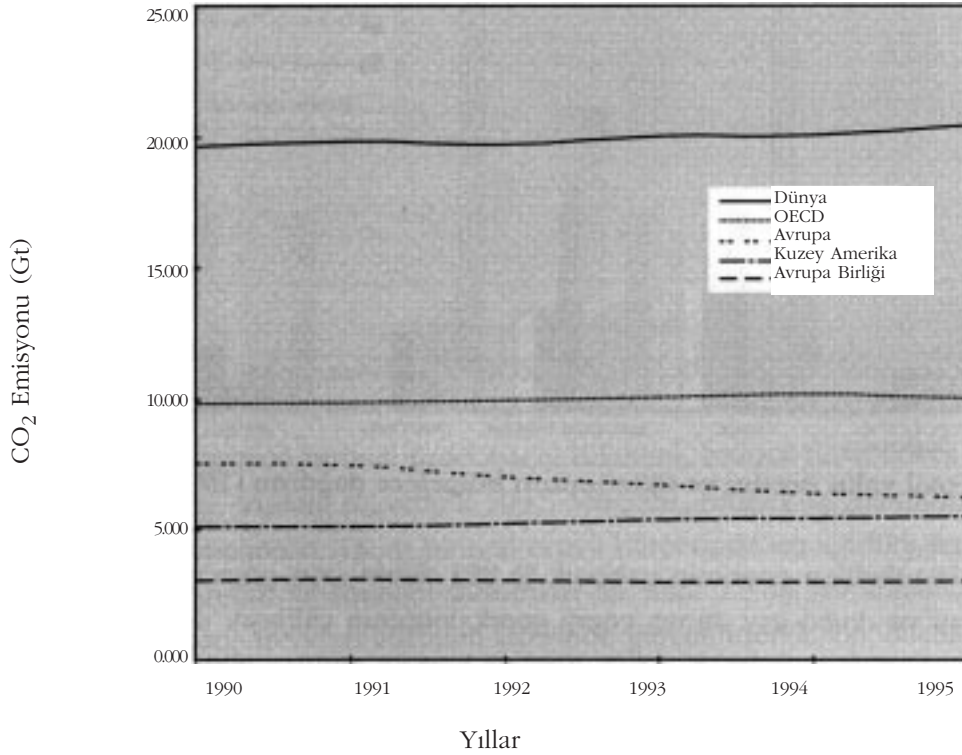
Şekil 2.3. Fosil yakıt üretim ve tüketiminin bölgelere dağılımı (1997).

Günümüz dünyasında tüketilen enerjinin yaklaşık % 85'i direkt satış amacıyla üretilen "ticari enerji" olup, kömür, petrol ve doğal gaz dünya enerji gereksiniminin yaklaşık dörtte üçünü karşılamaktadır. Kalan dörtte biri nükleer, hidrolik, odun, bitki ve hayvan artıkları gibi klasik biomas, yeni ve yenilenebilir kaynaklar ile karşılanır durumdadır. Enerji bütçelerinin ağırlıkla fosil yakıtı dayanması nedeniyle, fosil yakıt üretici ve satıcı ülkeler ile fosil yakıt alıcı ülkeler arasındaki ilişkiler, dünya stratejik dengesinin önemli unsurları olmuştur.

Dünyada enerji talebinin karşılanmasında ana kaynakların fosil yakıtlar olması, fosil yakıtların yanma reaksiyonu ile değerlendirilmesi ve bu reaksiyonda karbondioksit (CO_2) ile diğer zararlı emisyonların ortaya çıkması çevre sorunları oluşturmaktadır. Bugün dünyanın en önemli çevre sorunu olan global ısınmanın ana nedeni, artan CO_2 emisyonu ile atmosferin sera etkisinin güçlenmesidir. Dünyada CO_2 emisyonunu sınırlandırmak için çeşitli girişimler yapılmakla birlikte, henüz çare olacak sonuçlardan uzak bulunmaktadır. 1990 yılı emisyonları baz alınır, bunun üzerine çıkılmaması ve emisyonun aşağıya çekilmesi istense de, Avrupa ülkeleri dışında bu kurala samimiyetle uyulduğu söylenemez. Şekil 2.4'de dünya ve topluluklar bazında 1990-1995 dönemi CO_2 emisyon düzeyi gösterilmiştir. Bu olgu fosil yakıtların aşırı kullanımı, teknolojinin onlara bağlı biçimde geliştirilmiş olması ve fosil yakıtlardan sağlanan birim enerji fiyatlarının düşük bulunması, CO_2 artış sonucu ortaya çıkarmıştır.

Spot piyasada Brent ham petrol fiyatı 1990 yılında 23.72 ABD \$/bbl iken, 1996 yılında 20.66 \$/bbl olmuş ve 1995 yılına göre % 21.3 artış göstermiştir. 1997 yılında ise bu fiyat 17.46-23.87 ABD \$/bbl arasında dalgalanma göstermiştir. Türkiye'nin 1996 yılında CIF olarak ham petrol ortalama it-

hal fiyatı 20.25 \$/bbl iken, 1997 yılında 17.03-23.24 ABD \$/bbl arasında değişmiştir. Doğal gaz ve LNG fiyatları aylık dalgalanmalarla yaklaşık 1996 düzeyini korumuştur. 1997 yılında bir önceki yılla göre kömür talebi dünyada % 0.9, OECD ülkeleri genelinde % 1.8 artmış, buna karşın kömür fiyatlarında % 0.1-8.2 arasında düşme gözlenmiştir. 1990 yılına göre kömür fiyatlarındaki düşme süreci korunmuştur.



Şekil 2.4. Dünyada ve belli topluluklarda CO₂ emisyonu.

Sanayi için gerçek enerji fiyatları indeksi 1990 yılı 100 olmak üzere, OECD genelinde 1996 yılında 98.4 ve OECD Avrupa'da 102.4 olmuştur. Türkiye için bu indeks 1996 yılında 97.3 olarak gerçekleşmiştir. 1997 yılında OECD Avrupa'nın indeksi 101.0'a düşerken, Türkiye'nin indeksi 97.2'ye düşmüştür.

1996 yılında dünya elektrik üretimi 1990 yılına göre % 15'lik bir artışla 13 653.8 TWh düzeyine çıkmıştır. Bu üretimin 8 275.4 TWh ile % 60.6'sı OECD ülkelerine aittir. Avrupa Birliği'nin payı ise 2 399.5 TWh ile % 17.6'dır. Dünya elektrik üretiminin % 63.42'si yakıtlarla ısı kaynaklı, % 18.67'si hidrolik enerjiden, % 17.60'ı nükleer enerjiden, % 0.31'i jeotermal enerjiden, % 0.06'sı rüzgar enerjisinden sağlanmıştır. Elektrik üretiminde doğal gazın payı % 15.11, taşkömürü ve linyitin payı da % 36.68'dir.

1996 yılında dünyada kişi başına yıllık brüt elektrik tüketimi 2 376 kWh/kişi ve net tüketim 1 941 kWh/kişi iken, Türkiye'de brüt tüketim 1 428 kWh/kişi ve net tüketim 1 173 kWh/kişi değeri ile dünya ortalamasının altında kalmıştır. Kişi başına yıllık elektrik tüketimi ABD için 12 700 kWh/kişi, Almanya için 6 500 kWh/kişi, Fransa için 7 100 kWh/kişi, İngiltere için 5 800 kWh/kişi,

İspanya için 4 100 kWh/kişi ve İtalya için 4 700 kWh/kişi düzeyinin üzerindedir. 1997 yılında Türkiye’de kişi başına net elektrik tüketimi 1 281 kWh/kişi düzeyine ulaşmıştır. Ancak, ülkemizde önemli boyutta olan kaçak kullanım göz önüne alınacak olursa, bu değer 1 393 kWh/kişi düzeyine yükselmektedir.

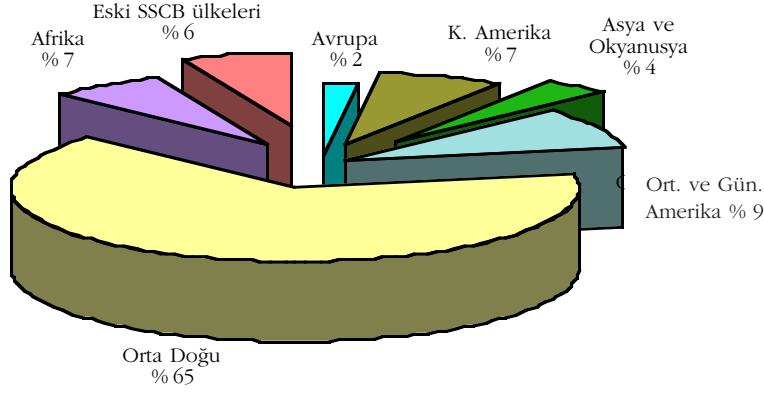
Dünya ekonomisinde globalleşmenin ilk sonuçlarından olarak, enerjide arama, üretim, kaynak geliştirme çalışmalarında amaca ulaşmak için uluslararası yatırım ve teknoloji transferinde, dünya enerji ticaretinde büyüme görülmektedir. Enerji verimliliğinin artırılması ve çevre konularında tüm dünyada duyarlılık artmıştır. Dünya enerji piyasaları, hükümetlerin müdahalelerinden piyasa dinamiklerine doğru kaymaya başlamış ve buna göre yönelir olmuştur. Bu olumlu gelişmelerin artırılarak sürdürülmesi gerekir. Bu arada, OECD dışı Asya ülkelerinin hızla büyüyen ekonomileri ve dünyanın diğer gelişmekte olan ülkelerinin global enerji talebi üzerindeki etkileri, tüketim dağılımında değişiklik başlatmıştır. Ancak, 1998 yılında Asya’da patlak veren ve giderek globalleşen ekonomik bunalım, Asya ülkelerinin enerji talebini kısıbilecektir.

Son dönemlerde gerek gelişmiş ve gerekse gelişmekte olan ülkelerde tasarruf, çevre, arz güvenliği ve sürdürülebilir enerji kavramlarının yanısıra "özelleştirme" ve "yeniden yapılanma" enerji sektörünün gündemine ağırlıklı olarak girmektedir. Politikalar özel girişimcinin yatırımlara katkısını artırıcı ve uluslararası rekabeti sağlayıcı yönde yeniden formüle edilmektedir.

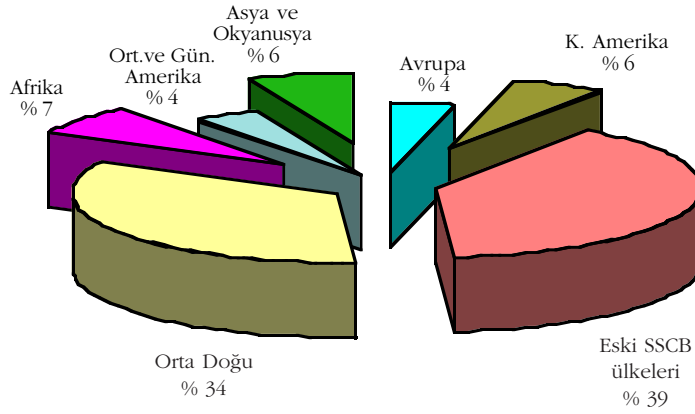
İçinde bulunduğumuz dönemde dünyada enerji talebinin karşılanması açısından, rezerv ve/veya potansiyel kaynak yetersizliği sorunu olmayıp, arz kaynakları yeterli düzeydedir. Dünya fosil yakıtlarının (kömür, petrol ve doğal gaz) kanıtlanmış toplam rezervi 720 000 Mtep kadardır. Kanıtlanmış değerleri ile petrol rezervi 140.9 milyar ton (Gt), doğal gaz rezervi 144.8 trilyon metre küb (Tm^3), taşkömürü 519.4 Gt ve linyit 512.2 Gt düzeylerindedir. Kanıtlanmış petrol rezervinin dünya bölgelerine dağılımı Şekil 2.5’de, kanıtlanmış doğal gaz rezervinin dünya bölgelerine dağılımı da Şekil 2.6’de grafiksel olarak görülmektedir.

İnsanlık gereksinimlerini yanıtlamak için kanıtlanmış boyutu ile 210 yılın üzerinde yetebilecek kömür rezervi varken, üretilebilir petrol rezervlerine 41 yıl, üretilebilir doğal gaz rezervlerine 64 yıl ömür biçilebilmektedir. Ancak, Orta Asya petrol ve doğal gaz rezervleri bu hesapları değiştirebilecektir. Üretilebilir rezervin artması beklenmektedir. Örneğin, 1986-1997 yılları arasında dünya kanıtlanmış petrol rezervinde % 43 oranında artış gerçekleşmiştir. Üretim olanaklarına göre kanıtlanmış fosil yakıt rezervlerinin dünya bölgeleri bazında olası ömürleri Şekil 2.7’deki diyagramda verilmiştir.

Dünya yenilenebilir kaynaklarının başında hidrolik enerji gelmektedir. Dünya genelinde 14 000 TWh/yıl değerlendirilebilecek hidrolik potansiyel vardır. Avrupa ve Kuzey Amerika’da bu kapasitenin % 60 kadarı kullanılmaktadır. Dünyanın diğer bölgelerinde de söz konusu kapasitenin % 10’u kullanılmakta olup, % 30’u değerlendirme beklenmektedir. 1997 yılında dünyada üretiminde en önemli artış kaydedilen kaynak % 2.6 ile hidrolik enerji olmuştur. Türkiye’nin değerlendirilebilir hidrolik enerji kapasitesi 216 TWh/yıl kadardır. 1997 yılında 3.4 Mtep ile dünya hidrolik enerji üretiminin % 1.5’i Türkiye’de gerçekleştirilmiştir.



Şekil 2.5. Dünya kanıtlanmış petrol rezervinin bölgelere dağılımı (1997).



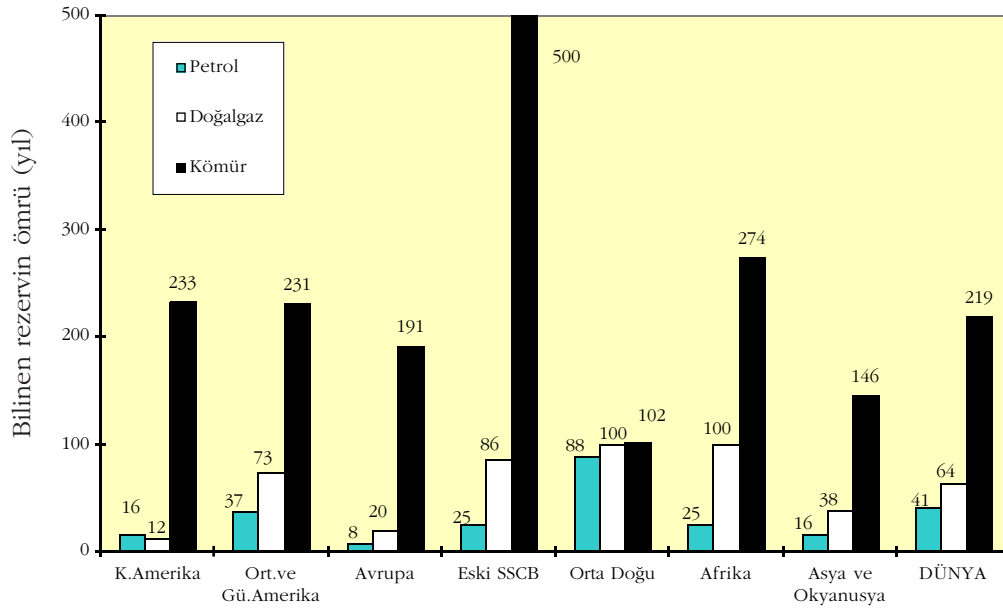
Şekil 2.6. Dünya kanıtlanmış doğal gaz rezervinin bölgelere dağılımı (1997).

Dünya 1997 yılı verilerine göre kanıtlanmış toplam uranyum rezervi 3.8 milyon ton olup, bunun 1.6 milyon tonu OECD ülkelerinde bulunmaktadır. Dünyanın 1997 yılındaki uranyum üretimi 63 bin tondur ve eskiden stoklanmış üretim vardır. Şimdilik tüketim 58 bin ton/yıl kadardır. Sökülmüş nükleer silahlardan da bir miktar yakıt elde edilmesi tasarlanmaktadır. 2010 yılına kadar tüketimin yarısının stoklardan karşılanması planlanmaktadır.

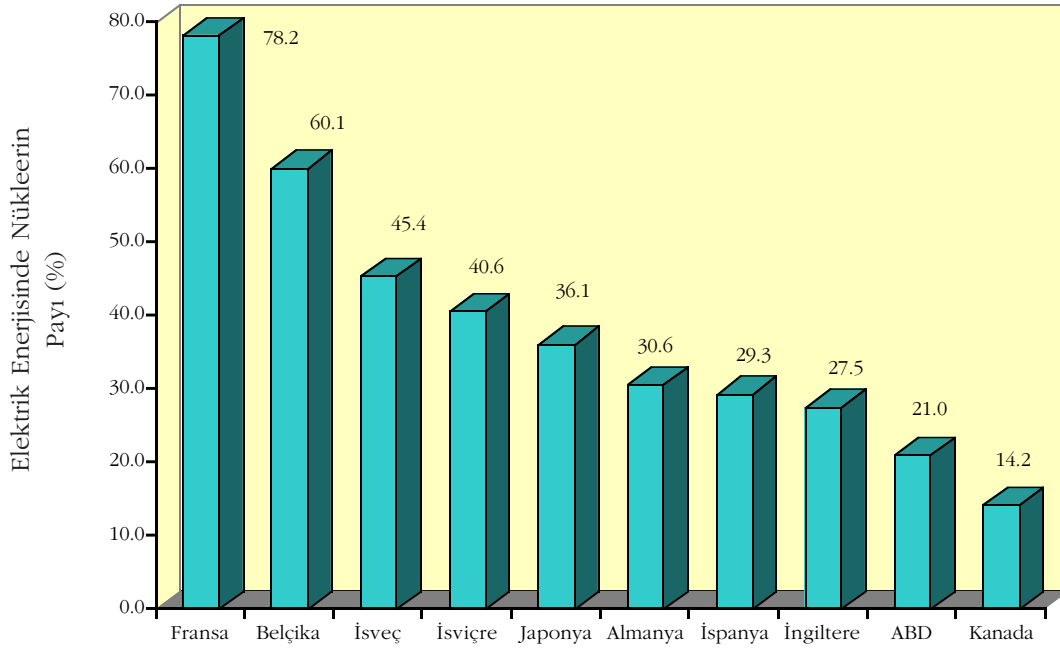
Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı raporlarına göre, 1997 yılı sonu itibarıyla dünyada 437 reaktör ünitesi bulunmakta olup, toplam kurulu güç 351 795 MW'dır. İnşası süren 35 ünitenin kurulu gücü 25 878 MW düzeyindedir. 1997 yılı nükleer enerji üretimi 2 370 TWh (617.4 Mtep) kadardır. Bu üretimin % 87'si OECD ülkeleri tarafından gerçekleştirilmiştir. Çeşitli ülkelerin elektrik üretimlerinde nükleer enerji payları Şekil 2.8'de diyagramla gösterilmiştir.

İşletmede olan nükleer santraller açısından ABD 107 ünite ve 99 188 MW kurulu güç ile birinci sırada, Fransa 59 ünite ve 62 853 MW kurulu güç ile ikinci sırada, Japonya 54 ünite ve 43 850 MW ile üçüncü sırada yer almaktadır. 1997 yılında ABD ve Kanada'nın yer aldığı Kuzey Amerika'da bir önceki yıla göre % 6.7'lik bir üretim azalması görülürken, Orta ve Güney Amerika, Avrupa, Afrika,

Asya ve Okyanusya bölgelerinde nükleer enerji üretiminde artış görülmüştür. Eski SSCB bölgesinde de nükleer enerji üretiminde % 1.3'lük bir azalma gözlenmiştir.



Şekil 2.7. Dünya kanıtlanmış fosil yakıt rezervlerinin kullanılabilme süreleri (1997).



Şekil 2.8. Ülke elektrik üretimlerinde nükleer enerjinin payı (1997).

Dünyanın üzerinde durulan yeni ve yenilenebilir kaynakları jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biomas enerji olup, bunların dışında gel-git enerjisi, deniz dalga enerjisi, deniz ısı enerjisinin kullanımı için çalışmalar sürdürülmektedir. Yenilenebilir kaynakların toplam brüt ve/veya teorik potansiyeli, insanlığın maksimum 12 TW kadar olan toplam enerji gereksinimi karşısında devasa ya da sonsuz büyüklükte görülmektedir.

Jeotermal enerji olarak adlandırılan yer derinliklerinden gelen ısı akımı dünya için ortalama 30.6 TW güç rezervi sağlamaktadır. Dünyanın jeotermal enerji kullanımı bu potansiyele göre çok düşük düzeyde olup, 1996 yılında jeotermal elektrik kurulu güç 7 049 MW ve elektrik üretimi 42 053 GWh olmuştur. Isıl kurulu güç (direkt) 10 645 MW ve üretilen enerji 35 573 GWh kadardır. Jeotermal enerjide en büyük kurulu güç elektriksel olarak 2 842 MW ve direkt kullanım olarak 2 242 MW ile ABD’de bulunmaktadır. ABD’den sonra en büyük elektriksel kurulu güç 1 448 MW ile Filipinler’de, en büyük direkt kullanım gücü ise 2 143 MW ile Çin’dedir.

Dünya genelinde kurulu jeotermal elektrik santralleri kapsamında Türkiye, 20.4 MW kurulu güçlü Denizli-Kızıldere Santrali ile 14. sırada yer almaktadır. Bugün için Türkiye’nin ısı amaçlı direkt kullanım kurulu gücü 350 MW düzeyindedir ve ilk on ülke içine girmektedir. Ancak, jeotermal enerji gerek dünyada ve gerekse Türkiye’de geliştirme bekleyen bir kaynaktır.

Güneş enerjisi dünya için sonsuz bir enerji kaynağı sayılabilir. Dünya genelinde güneş enerjisinin brüt potansiyeli 178 000 TW’dır. Teorik olarak alınabilir potansiyel 50-100 TW arasında bulunmaktadır. Güneş enerjisi uygulamaları elektrik üretimi ve ısı uygulamalar biçiminde iki ana grupta toplanmaktadır.

Dünya güneş elektrik santrallerinin kurulu gücü henüz 580 MW düzeylerindedir. Bunun 180 MW’ı fotovoltaik, kalanı termiktir. Güneş enerjisinin kurulu kolektörlerle ısı kullanımı 10 Mtep/yıl düzeylerinde bulunmaktadır. Güneş elektrik santrallerinde mevcut büyük kurulu güç termik/hibrid santrallara aittir. Fotovoltaik santraller henüz küçük güçlerdedir ve yeni geliştirmeler ile maliyet düşürülmesine çalışılmaktadır. Türkiye’de güneş elektrik santralleri üzerinde durulmamakla birlikte, yaklaşık 500 MW ısı kurulu güçle yılda 100 Btep’i aşkın güneş enerjisi su ısıtıcı kolektörlerden sağlanmaktadır. Bu değer dünyadaki kullanımın % 1’i kadardır.

Atmosferin rüzgarı oluşturan brüt kinetik potansiyeli 191 TW’dır. 50 derece kuzey ve güney enlemleri arasında alınabilir rüzgar gücü potansiyeli 3 TW kadar olmakla birlikte, maksimum teknik potansiyelin 1 TW olduğu hesaplanmıştır. Rüzgar enerjisi mini türbinlerin yanı sıra, 2 MW’lık geliştirilmiş türbinlerle de kullanılabilir. Rüzgar elektrik santralleri şebekeden bağımsız ve şebeke bağlantılı kurulabilmekte olup, şebeke bağlantılı olanları yaygınlaşmıştır. Günümüz rüzgar santralleri birden fazla türbin içeren rüzgar tarlaları biçimindedir.

Rüzgar santralleri karasal alanların dışında denizlerde de kurulmaya başlamıştır. Denizsel alanların rüzgar potansiyeli karasal alanlardan çoktur. Örneğin Avrupa kıtasında kıydan 10 km açıklıkta ve 10 m su derinliği olan yerlerde toplam 750 TWh/yıl rüzgar potansiyeli varken, 30 km açıklıkta ve 40 m su derinliği olan alanlardaki potansiyel 3 500 TWh/yıl düzeyine çıkmaktadır. Bu değerlerin Avrupa Birliği’nin 1727 TWh/yıl olan elektrik talebi ile kıyaslanması büyüklüğünü göstermektedir.

1990 yılında dünyada rüzgar santrallerinin kurulu gücü toplam 2 160 MW iken, 1996 sonunda 6 097 MW'a ulaşmıştır. Bu hızlı artış trendi sürmekte olup, 1997 yılında kurulu güç 7 500 MW'a yükselmişse de, kullanılabilecek minimum potansiyelin binde biri değerlendirilmemiş durumdadır. 1997 yılında dünya genelinde rüzgardan sağlanan elektrik üretimi 12 300 GWh kadardır. Türkiye'de ilk rüzgar santrali 1998 yılında 1.7 MW güçle kurulmuştur.

Önemli bir yenilenebilir kaynak biomas enerjidir. Biosferde biyolojik materyal devresinin kuru madde kütlesi 250 milyar ton/yıl ile 100 milyar ton/yıl karbona eşdeğerdir. Biosferdeki fotosentez enerjisi 2×10^{21} J/yıl (70 TW) düzeyindedir. Dünyadaki toplam biomas üretimin enerji değeri karşılığı, toplam enerji tüketiminin 8 katını aşmaktadır. Bugün dünyada klasik biomas enerji kullanımı yaygın, ama modern biomas enerji kullanımı çok azdır.

Artan talep nedeniyle giderek ağırlığı hissedilen jeotermal, güneş, rüzgar ve biomas gibi kaynaklar ile deniz ısı, deniz dalga, gel-git (med-cezir) enerjileri alanındaki gelişmeler kayda değer boyutlardadır. Özellikle gel-git santrallerinin uygulaması yaygınlaşmakta olup, çalışan ve inşa olunan tesislerle kurulu güçleri toplamı 41 118 MW'a ulaşmıştır. Türkiye'de gel-git enerjisi olanağı bulunmamaktadır. Deniz dalga ve deniz ısı enerji santralleri geliştirme ve deneme aşamasındadırlar. Dünya enerji bilançosuna toplam katkıları şimdilik küçük boyutta olan tüm yeni ve yenilenebilir enerjilerin katkı paylarının 21. yüzyılda artması beklenmektedir.

2.2. Global Enerji Perspektifleri

20. yüzyılın son çeyreği sürdürülebilir kalkınma kavramını getirmiştir. Sürdürülebilir kalkınma çevre ile uyumlu biçimde, kaynakların yüksek verimlilikle değerlendirilmesini gerektirmektedir. 2020 yılında dünya nüfusu 7.9 milyara ulaşacak olup, nüfusun % 85'i gelişmekte olan ülkelerde bulunacaktır. Nüfus artışının yanı sıra ekonomik büyüme nedeni ile enerji kullanım verimine bağlı olarak enerji talebi artacaktır. Dünya Enerji Konseyi enerji talebinin artışını üç değişik koşula bağlı olarak araştırmıştır. Bunlar sırasıyla A koşulu (hızlı büyüme), B koşulu (orta yol), C koşulu (ekolojik baskılı büyüme) modelleridir. A koşuluna ilişkin model üç alt modele (A1, A2 ve A3), C koşuluna ilişkin model de iki alt modele (C1 ve C2) ayrılmıştır. B koşulu tek modelle etüt edilmiştir. Söz konusu koşullara bağlı olarak dünya birincil enerji talebinin kaynaklara dağılımı Şekil 2.9'da verilmiştir.

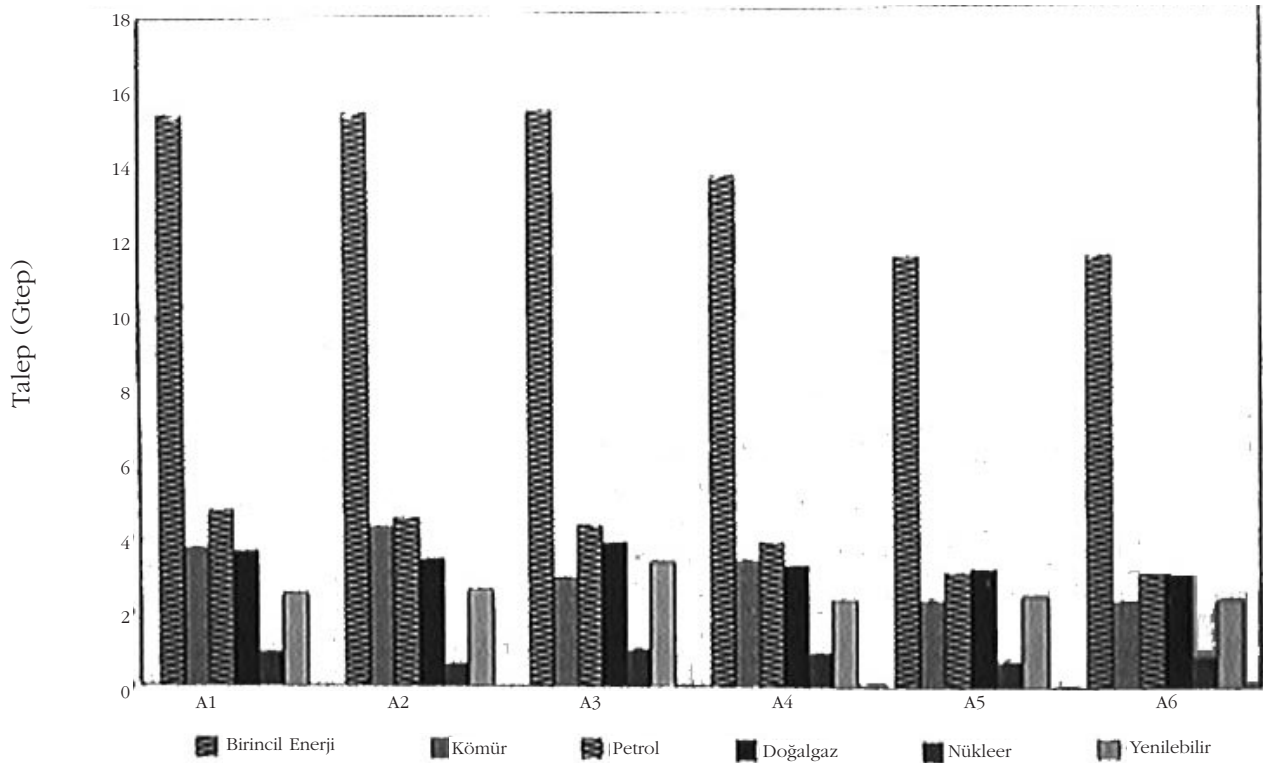
A koşulunda dünyanın birincil enerji talebi 2020 yılı için 15 400 Mtep olup, bunun kömür, petrol, doğal gaz, nükleer ve yenilenebilir kaynaklara dağılımı alt modellerde farklılık göstermektedir. Kömür 2 900 - 4 300 Mtep, Petrol 4 300 - 4 700 Mtep, doğal gaz 3 400 - 3 800 Mtep, nükleer 600 - 1 000 Mtep, yenilenebilir kaynaklar 2 500 - 3 300 Mtep payla yer alabilecektir. 2020 yılındaki karbon emisyonunun da 8.2 - 10.0 Gt olması beklenmektedir.

A1 koşulunda önemli büyüme, teknolojik gelişim ve değişim yaşanacağı varsayılarak petrol, doğal gaz, nükleer enerji ve yenilenebilir kaynaklara ağırlık verilmiştir. A2 koşulunda ucuz kömür yataklarının değerlendirilmesine yönelinmiş, petrol ve doğal gazın payı daha küçük tutulmuştur.

Nükleer enerjinin payı kısılrken, yenilenebilir kaynakların payı çok az artırılmıştır. A3 senaryosunda doğal gazın payı artırılmış, kömür ve petrolün payı sera etkisi nedeni ile azaltılmıştır. Buna karşın yenilenebilir kaynaklara ve yeni jenerasyon nükleer santrallara daha fazla yer verilmiştir.

Büyümede orta yolu simgeleyen B koşulu için 2020 yılının birincil enerji talebi 13 600 Mtep'dir. Bunun içinde kömürün payı 3 400 Mtep, petrolün payı 3 800 Mtep, doğal gazın payı 3 200 Mtep, nükleerin payı 900 Mtep, yenilenebilir kaynakların payı 2 300 Mtep'dir. B koşulunda 2020 yılı için hesaplanan karbon emisyonu 8.4 Gt'dur.

Çevrecilik etkisinin büyümesi sonucu oluşacağı varsayılan C koşulundaki ekolojik baskılı büyümeye ilişkin alt modellerde, 2020 yılının birincil enerji talebi 11 400 Mtep'dir. C koşuluna ilişkin her iki alt modelde de kömürün payı 2 300 Mtep ve petrolün payı 3 000 Mtep iken, doğal gazın payı 3 000 - 3 100 Mtep, nükleerin payı 700 - 800 Mtep, yenilenebilir kaynakların payı ise 2 300 - 2 400 Mtep düzeylerindedir. C1 ve C2 koşullarındaki veriler arasında en fazla 100 Mtep fark vardır. C2 koşulunda yeni jenerasyon nükleer santrallara daha çok yer verileceği, buna karşın yenilenebilir kaynakların payının biraz kısılacağı varsayılmıştır. C koşulunda 2020 yılı karbon emisyonunun 6.3 Gt olacağı hesaplanmıştır.



Şekil 2.9. 2020 yılı için enerji talep/tüketimine ilişkin senaryolar.

A: Hızlı büyüme, B: Orta yol, C: Ekolojik büyüme

2020 yılında OECD ülkelerinin birincil enerji talebinin A koşuluna göre 5 700 Mtep, B koşulunda 5 200 Mtep, C koşulunda 3 700 Mtep olacağı bulgulanmıştır. OECD ülkelerinin 2020 yılı karbon emisyonu koşullara bağlı olarak 1.9 - 3.8 sınırları arasında bulunacaktır.

2000'li yıllara adım atılacak olan bu dönemde, son 20 yılı karakterize eden enerji şoku veya sürprizi yaşanmadığı gibi, gelecek için de beklenmemektedir. Petrol ve gaz arama, üretim teknolojisi ve verimliliği alanında gerçekleşen gelişmeler, birincil kaynaklar için dünya piyasalarında fiyat istikrarı sağlamıştır. Dünya doğal gaz piyasası, doğal gazın uzak mesafelere taşınması sonucu hızla büyümüştür.

Dünya Enerji Konseyi'nin araştırmalarına göre, bugün 3.3 milyar ton olan yıllık dünya petrol arzı, 2020 yılına kadar 0.8 - 1.6 milyar ton artış gösterecektir. Benzer biçimde, şimdilik yılda 2 300 Mtep olan dünya doğal gaz yıllık üretimi 2020 yılına kadar 600 - 1 700 Mtep arasında artabilecektir. Yine 2 600 Mtep/yıl olan kömür üretiminin, 2020 yılında 1 500 - 2 600 Mtep artması beklenmektedir. Ancak, petrol ve doğal gaz kaynaklarının düzensiz dağılımı taşıma maliyetlerini artırdığı gibi, arzda sınırlamalar da getirebilmektedir.

Modern biomas, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, hidrojen enerjisi alanında yeni buluşlar gerçekleşmiş, maliyetlerin düşürülmesi ve teknolojilerin iyileştirilmesinde gelişmeler kaydedilmiş olmakla birlikte, gelişmenin hızlı olduğu söylenemez. Bu tür gelişmelerin 2020 yılı hedeflerine göre hızlandırılması gerekli görülmektedir. Fosil yakıt fiyatlarının düşük tutulması, kısa dönemde pek çok enerji tüketicisinin yararına olmakla birlikte, alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesini engellediğinden, uzun dönemde zarar vericidir. Enerji fiyatlarına çevre etkileri de yansıtılmalıdır.

2025 yılına kadar olan süreçte kömür, petrol ve doğal gaz talebinde artış sürecektir, dünya enerji ihtiyacının çoğu yine fosil yakıtlardan sağlanacaktır. Ancak, en önemli çevre sorunu olan global ısınmanın fosil yakıt kullanımından kaynaklandığı kitlelerce anlaşıldığında, kömür ve petrolden uzaklaşma istemleri artacaktır. Bu talep, fosil olmayan enerji kaynaklarına yönelmede itici gücü oluşturacaktır.

Nükleer enerji sınırsız teknik potansiyele sahiptir. Reaktörlerde uranyum potansiyelinin ancak % 0.7'si kullanılmaktadır. Bilinen uranyum rezervlerinden termik reaktörlerle 37 000 Mtep enerji üretmek olanaklı iken, hızlı reaktörlerle üretililecek enerji 1 850 000 Mtep'dir. Dünyanın toplam uranyum rezervinin ise bilinenin en az dört katı olduğu hesaplanmaktadır.

Dünya Enerji Konseyi'nin raporlarına göre 2025 yılında yenilenebilir enerjinin doğrudan yakıt kullanımındaki payı % 25, küresel elektrik üretimindeki payı % 60 olabilecektir. Yukarıda tanıtılan modele ilişkin her üç ana koşulda da yenilenebilir enerjinin payı nükleerden çok, petrol ve doğal gazdan az olarak kestirilmiştir. 2020 yılında yenilenebilir enerji üretimi 2 300 - 3 300 Mtep düzeylerine çıkabilecektir. Bu konuda uluslararası işbirliği ve hükümet destekleri sıçramalara neden olabilecektir. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynakların geliştirilerek fosil yakıtların yerini tutmaları, uzun yıllar alacak görünmektedir.

13-18 Eylül 1998 tarihlerinde ABD Houston'da toplanan 17. Dünya Enerji Kongresi sonucu yayınlanan bildiride, halen dünya nüfusunun % 20'sinin dünya enerji tüketiminden % 80 pay aldığı, küresel enerji tüketiminin 20 yılda % 50 artacağı, konvansiyonel ve yenilenebilir enerji kaynaklarının her ikisinin de gelecekteki arz kaynakları arasında önemli yer kapsayacağı görüşüne varılmıştır.

17. Dünya Enerji Kongresi'nde yakacak odun ve kömürün gelişme sürecindeki pekçok ülkenin başlıca enerji kaynağı olmaya devam edeceği, yeni enerji çevrim teknolojilerinin küçük güçlerde ve şebekelerden uzak alanlarda bağımsız enerji seçenekleri oluşturacağı belirtilmiştir. Geleceğin enerji sistemlerinin daha temiz ve daha çok yönlü teknolojilerle karakterize edilmesi beklenmektedir. Enerji kullanımında verimlilik artışı, kaynak tüketimi ve çevresel bozulmayı azaltıcı en hızlı, en kapsamlı ve maliyeti etkileyici bir fırsat olarak görülmektedir. Sürdürülebilirliğin yalnızca enerji arzına bağlı olmadığı, eğitilmiş toplumların sağlayacağı özendirme, yönetim ve istikrara da bağlı olduğu vurgulanmıştır.

17. Dünya Enerji Kongresi'nin yukarıda açıklanan görüşleri altında, Dünya Enerji Konseyi aşağıdaki önerilerde bulunmuştur:

- Yönetimler ve sanayi, enerji arz tabanını maliyeti etkileyici seçeneklerle genişletme çabalarını sürdürmelidir.
- Hızlandırılmış kalkınmaya ve yeterli enerji kaynaklarına erişim sağlayamamış toplumlara ticari enerji arzında, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımına öncelik verilmelidir.
- Nükleer enerji, elektrik arzına katkı ve küresel ısınma ile mücadele stratejisinde baş rolü oynamalıdır.
- Yönetimler ve sanayi, alt yapı ve çevresel maliyetlerdeki yükselişi göz önünde bulundurarak, bu tür eğilimlerin sosyal maliyetini değerlendirmeli ve daha çok enerji tasarrufu seçeneklerine yönelmelidir.
- Otomotiv ve yakıt sanayilerinde işbirliği, özellikle gelişme sürecindeki ekonomilerde hava kirliliğini azaltıcı etki doğurabilmeli, bu ülkelere gelişmiş yakıt ve otomotiv teknolojileri transferi özendirilmelidir.
- Enerji sanayinin, kamu yararına yönelik faaliyetler kapsamında devlet desteği ile araştırılması ve geliştirilmesi sürdürülmelidir.

"Etkin ve temiz enerji" sloganının benimsendiği 17. Dünya Enerji Kongresi'nde, enerjide özelleştirmenin ve ticari enerji ağını geliştirmenin önemi üzerinde durulmuştur. Yaşanılmakta olan uluslararası mali krizde G-7 ülkelerinin birlikte hareket etmeleri ve enerji sektörünün bir mekanizma olarak kullanılması gündeme getirilmiştir. Global mali krizin aşılmasının ekonomik büyümenin yeniden sağlanmasına bağlı olduğunu belirten Dünya Bankası Başkanı James Wolfensohn, ekonomik büyümede kilit rolün enerji sektörüne düştüğünü vurgulamıştır.

ABD eski Başkanı George Bush, bütün ülkelerin refahı için global projelerde birleşmenin kolaylaştığını ve bunun enerji için de geçerli olduğunu söyleyerek, dünya toplumlarının refahının artırılmasında dengeli çevre faktörü ve kaynakların rasyonel kullanımını hesaba katan enerji politikasının önemine değinmiştir. Ancak, çevre kaygılarının enerji yatırımlarını engellemesini eleştirerek, işadamlarına enerji yatırımlarını artırma çağrısında bulunmuştur.

B Ö L Ü M

21. YÜZYILA GİRERKEN TÜRKİYE'NİN ENERJİ DURUMUNA GENEL BAKIŞ

3. 21. YÜZYILA GİRERKEN TÜRKİYE’NİN ENERJİ DURUMUNA GENEL BAKIŞ

Bu bölümde Türkiye’nin genel enerji durumu, kullanılan enerji kaynakları ve enerji dışalım, elektrik enerjisi durumu etüt edilmekte ve sorunları ortaya konulmaktadır. Özellikle enerji üretim ve tüketim dengeleri sergilenmektedir. Bu bölümdeki değerlendirmede Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine dayanan Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi istatistikleri temel alınmıştır.

3.1. Türkiye’nin Genel Enerji Durumu

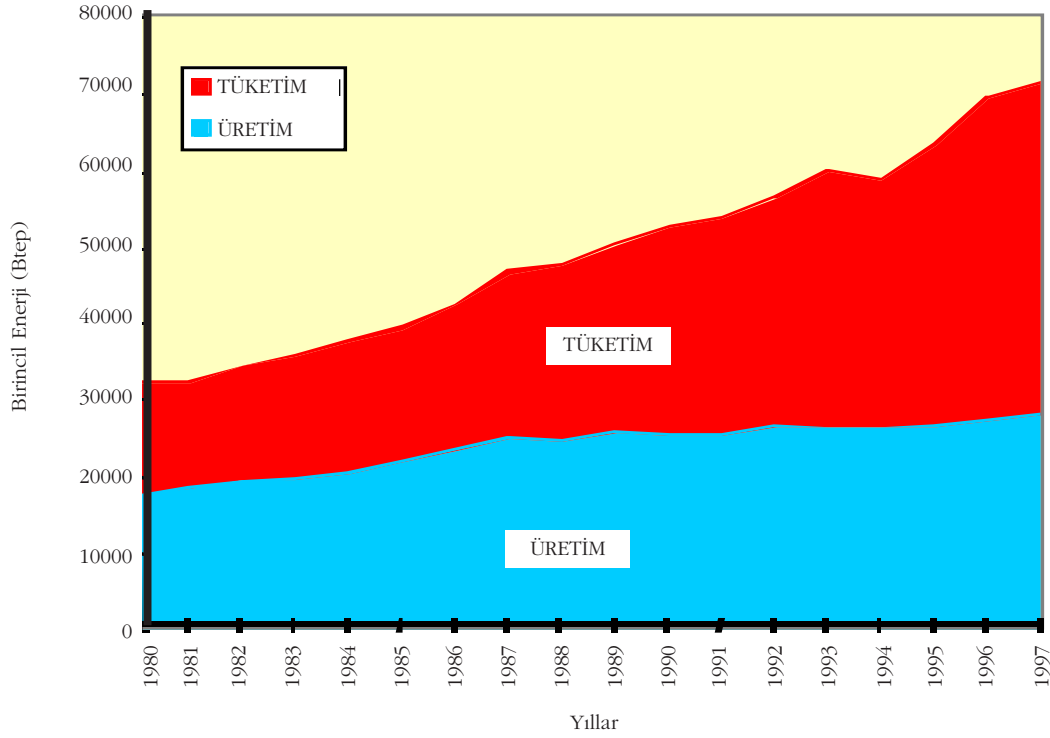
1970-1997 yılları arasında yerli birincil enerji kaynakları üretimi 14 493 Btep’den 1.9 kat artarak 27 687 Btep’e ulaşmıştır. Bu dönemde linyit üretimi 6.8 kat artarak, en büyük katkırı sağlamıştır. 1997 yılı linyit üretimi 11 759 Btep olup, toplam üretimin % 42.5’ini kapsamaktadır. Üretim büyüklüğü sıralamasında linyitten sonra gelen kaynaklar, üretimdeki payları ile birlikte; odun % 19.9, petrol % 13.1 ve hidrolik enerji % 12.4 biçiminde yer almaktadır.

1970 yılına göre 1997 yılında petrol üretiminin azalmış olması bir sorundur. 1997 yılı petrol üretimi, 1970 yılı üretiminin % 97.6’sı kadardır. Yerli petrol üretimi 1971’den 1990 yılına kadar, 1970 düzeyinin altında kalmış ve 1976-1984 arasında önemli azalma görülmüş, ancak 1990 yılında 1970 yılı üretimi aşılmıştır. Petrol üretimi 1995 yılından sonra yine 1970 düzeyinin altında kalmaya başlamıştır.

Ticari olmayan enerji grubunda yer alan, özde tezeğe dayalı hayvan ve bitki artıklarından sağlanan enerji üretimi 1970’den 1982 yılına kadar artış göstermiş, daha sonra düşme trendine girmiştir. Hayvan ve bitki artıklarından sağlanan enerji üretiminin, 1970 yılına göre 1997 yılında % 29 oranında azalmış olması olumlu bir gelişmedir. 1970-1997 arasında yerli üretim kaynaklarına, 1976 yılından başlayarak doğal gaz, 1984 yılından başlayarak jeotermal enerji ve 1986 yılından başlayarak güneş enerjisi eklenmiştir. Eklenen bu üç kaynaktan 1997 yılında yapılan yerli üretim toplam birincil enerji üretiminin % 1.8’i kadardır.

1970-1997 yılları arasında birincil enerji tüketimi 3.8 kat artış göstermiş ve 18 849 Btep’den 71 367 Btep’e yükselmiştir. 1997 yılında tüketimde yıllık artış hızı % 2.8 olmuştur. Ancak, 1990-1997 dönemindeki yıllık artış hızının en yüksek değeri % 9.8 ile 1996 yılında görülmüştür. 1994 yılındaki % -2.2’lik azalmadan sonra, 1995 yılında % 7.7’lik artışla yeni bir trend başlamıştı. Son yılların artış hızı, gelişmiş ülkelerin % 1-2’yi geçmeyen artış hızlarına göre büyük olmakla birlikte, dünya ortalamasının altında enerji tüketen ve sanayileşerek kalkınmayı amaç edinen Türkiye için zorunlu olduğu bir gerçektir. Ancak, 1997 yılında artış hızının frenlendiği gözlenmiştir.

Türkiye’de enerji üretim ve tüketim gelişme trendlerinin farklı oluşu nedeniyle, 1970 yılında % 76.9 olan üretimin tüketimi karşılama oranı, 1997 yılında % 38.8’e düşmüştür. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan geleceğe yönelik projeksiyonlarda bu oran düşme trendi içinde kalmaktadır. 1980-1997 döneminde yerli enerji üretimi ve toplam tüketim Şekil 3.1’deki grafikte gösterilmiştir.

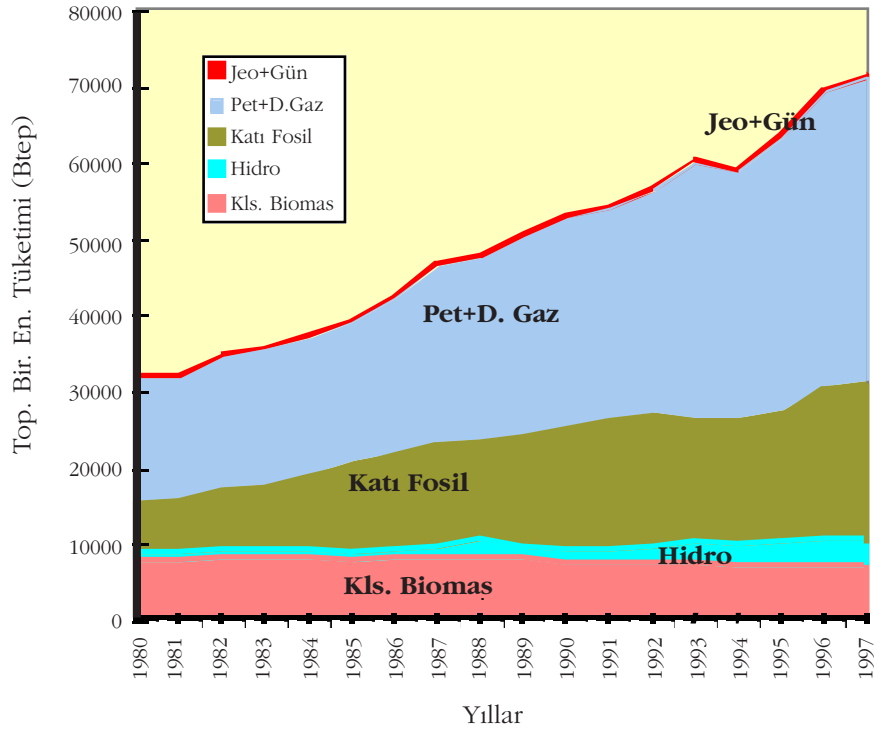


Şekil 3.1. Türkiye’de yıllara göre birincil enerji üretim ve tüketimi.

Petrol tüketiminin % 9.1’i, doğal gaz tüketiminin % 2.3’ü, taşkömürü tüketiminin %15.8’i yerli üretimle karşılanmıştır. Linyit tüketimin tamamı yerli üretime dayanmaktadır. Türkiye’nin bilinen sınırlı kaynaklarının yanı sıra, yatırım ve teknoloji kısıtlarından da yerli enerji üretimi sınırlanmaktadır.

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

1997 yılı verilerine göre, yenilenebilir enerjinin Türkiye’nin genel enerji tüketimindeki payı ise % 15 kadardır. Hayvan ve bitki artıkları değerlendirme dışı tutulduğunda bu pay % 12.9’a düşmektedir. Hidrolik, jeotermal ve güneş enerjisinin tüketimdeki toplam payı % 5.2 olmuştur. Hidrolik kaynaktan sağlanan enerji ise, güneş ve jeotermalden sağlananın 13 katıdır. Toplam birincil enerji tüketiminin kaynaklar bazında yıllara göre gelişim trendi, Şekil 3.2’de yer almaktadır.

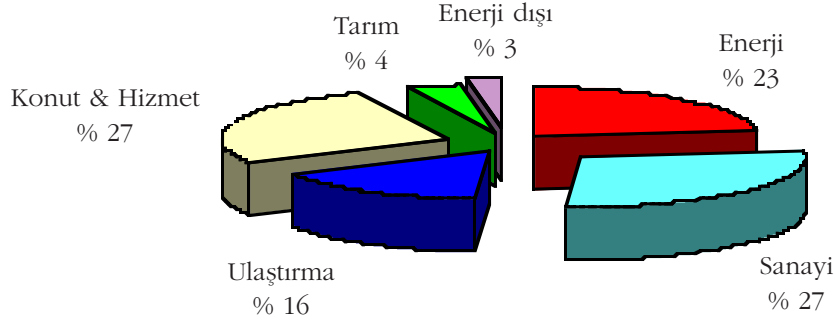


Şekil 3.2. Türkiye’de yıllara göre birincil enerji kaynağı tüketimi.

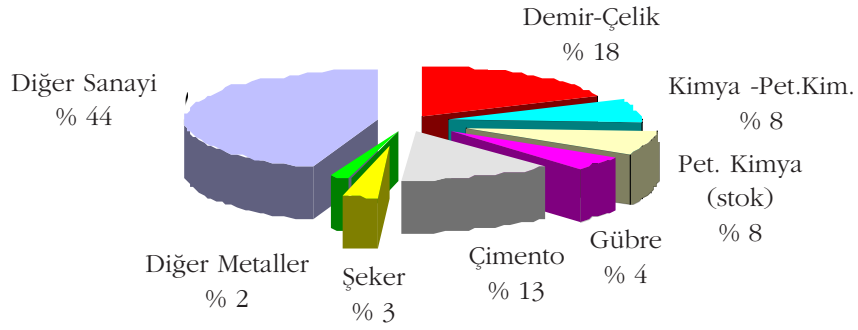
Türkiye’de son yıllarda talebi ve/veya tüketimi hızlı artış gösteren kaynak doğal gazdır. 1975 yılında listede yer almayan doğal gaz, 1976 yılında sembolik yerli üretimle enerji bütçesine girmiş ve 1986 yılından başlayan ithalatı ile tüketimi hızla gelişmiştir. 1997 yılında birincil enerji kaynakları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

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

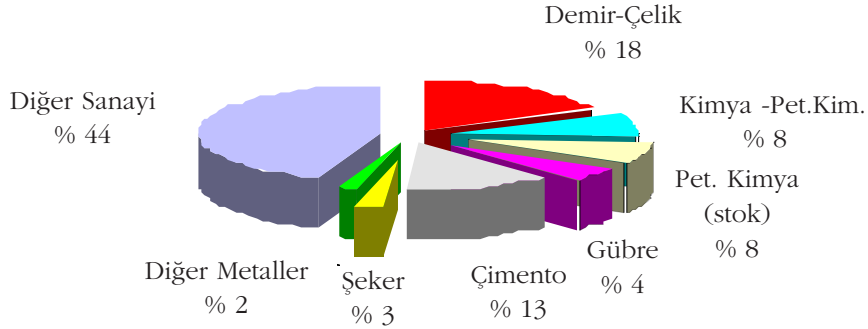
Sanayi sektörünün alt sektörlerinde gerçekleşen enerji tüketim payları Şekil 3.4’de gösterilmiştir. Sanayi sektörü enerji tüketiminin karşılanmasında enerji kaynaklarının katkı payları da Şekil 3.5’de yer almaktadır. Bu tüketimde en ağırlıklı pay % 43.4 ile petrol ve doğal gaza ait olup, kömürün payı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



Şekil 3.3. 1997 yılında Türkiye’de sektörlerin enerji tüketiminden aldıkları pay.

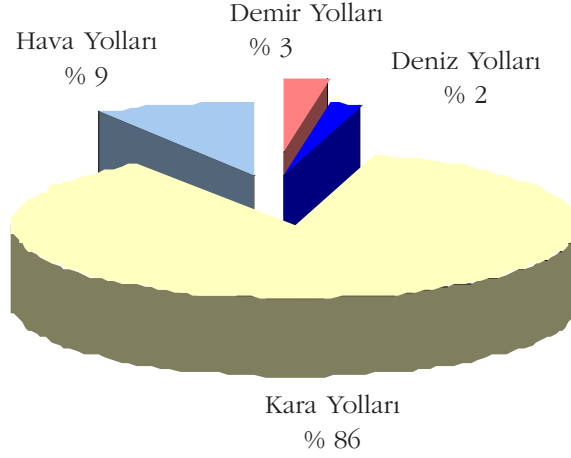


Şekil 3.4. 1997 yılında sanayi alt sektörlerinin sanayi sektörü içindeki enerji tüketim payları.



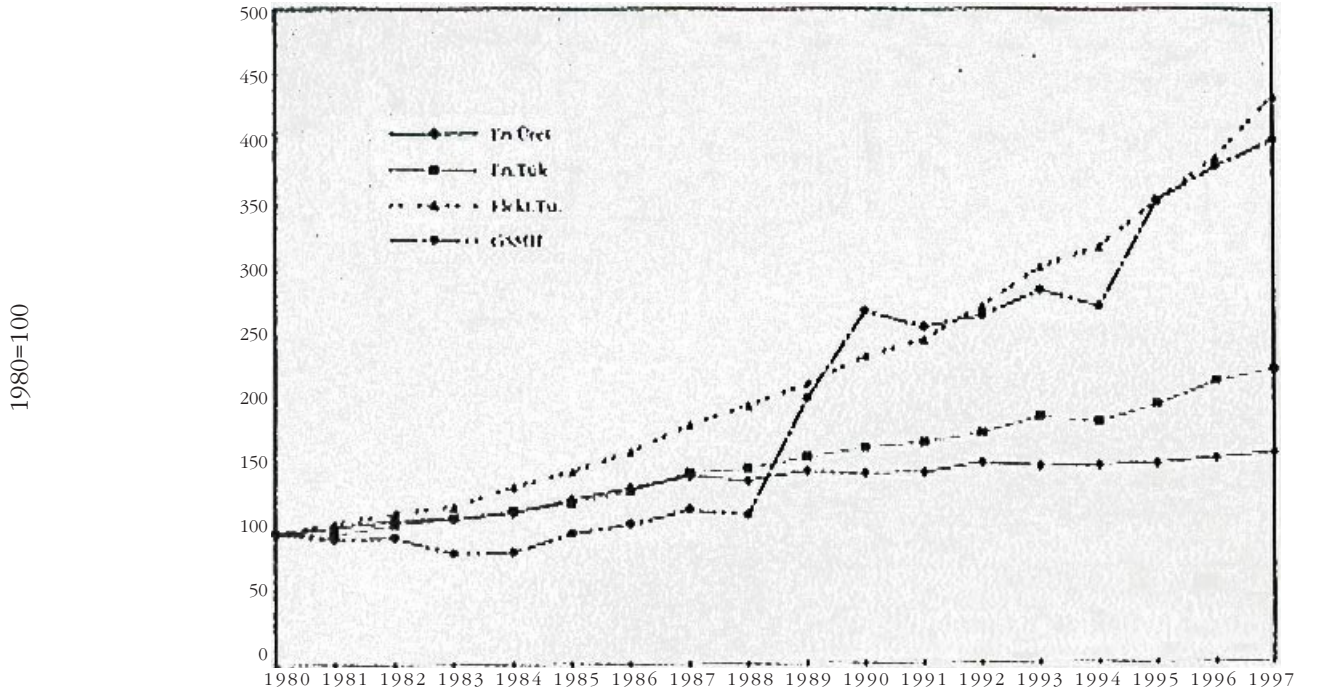
Şekil 3.5. 1997 yılı sanayi sektörü enerji tüketiminde kaynak payları.

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



Şekil 3.6. 1997 yılı ulaştırma sektörü enerji tüketiminin alt sektörlere dağılımı.

Enerji ve ekonomi indikatörleri olarak seçilen yerli birincil enerji üretimi, birincil enerji tüketimi, elektrik tüketimi ve cari dolar bazında GSMH değerleri 1980-1997 döneminde, 1980 = 100 alınmak koşuluyla Şekil 3.7'deki grafikten görülen biçimde gelişme izlemişlerdir. Bu dönem için Türkiye'de toplam birincil enerji tüketimi ile GSMH arasında aşağıdaki regresyon ilişkisinin varlığı saptanmıştır:



Şekil 3.7. 1980-1997 dönemi için Türkiye'nin enerji ve ekonomi indikatörlerinin gelişim indeksi.

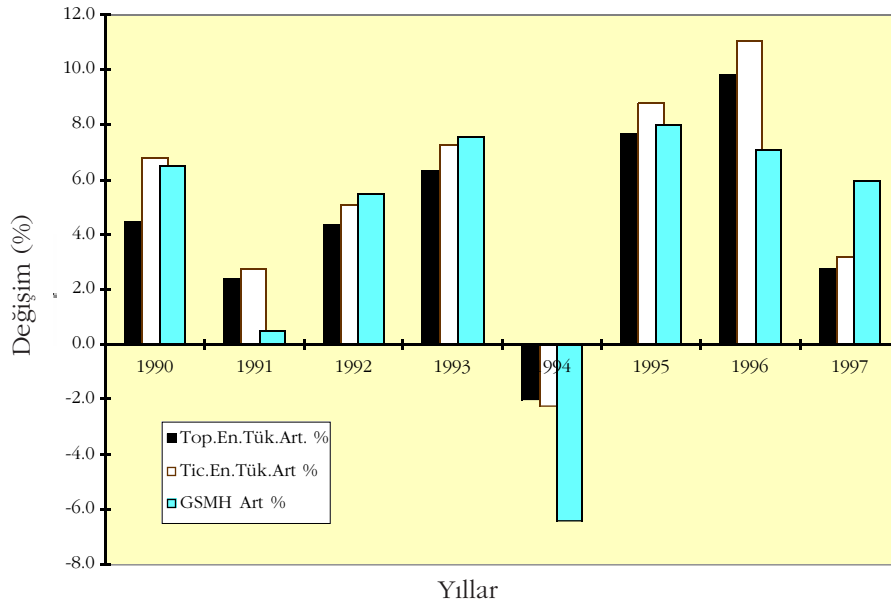
$$Y = 533.92 X^2 - 619.07 X + 40170 \quad (R^2 = 0.9408)$$

Burada:

X = Toplam birincil enerji tüketimi (Btep)

Y = GSMH (milyon ABD \$)

Yukarıda saptanan ilişki yakın gelecek için tahmin yapmak amacıyla kullanılabilir nitelikte bulunmaktadır. Yıllara göre toplam birincil enerji tüketimi, tezeği ve biomas enerji ormanlarına dayanmayan odunu kapsam dışı bırakan ticari enerji tüketimi artışları ile GSMH hasıla artışları arasında ilişki bulunmaktadır. Ancak, ekonomik bunalımın ve yapısal değişimin etkileri nedeni ile 1980-1989 döneminde, bu ilişkideki etkileşimler gecikmeli olmakla birlikte, 1990 sonrasında etkileşim eşzamanlı-spontane karakter kazanmıştır. Örneğin, 1994 yılında enerji tüketiminin bir önceki yıla göre azalması, GSMH'da da aynı yıl azalma meydana getirmiştir. Bunun nedeni, ekonomide dengelerin oluşmaya başlaması ve sanayi ağırlığının artmasıdır. 1990-1997 dönemi için toplam ve ticari enerji tüketim artışları ile GSMH artışı arasındaki ilişki Şekil 3.8'de grafik olarak verilmiştir.



Şekil 3.8. 1990-1997 döneminde enerji tüketim artışları ve GSMH artışı.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamalarına göre, 2000 yılında Türkiye'nin birincil enerji tüketiminin 1997 yılına göre % 27.6'lık bir artışla 91 Mtep düzeyine çıkması beklenmektedir. Bu tüketimde yer alacak birincil kaynaklar paylarının büyüklüklerine göre petrol, doğal gaz, linyit, taşkömürü, odun, hidrolik enerji, hayvan ve bitki artıkları, güneş, jeotermal ve asfaltit olarak sıralanmaktadır. 1994-2000 kısa dönemi için birincil kaynaklar üretim ve tüketim değerleri Tablo 3.1'de verilmiştir.

Tablo 3.1. Türkiye’de birincil enerji üretim ve tüketimi (Btep).

KAYNAKLAR	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Gerçekleşen				Planlanan		
Taşkömürü							
Üretim	1636	1319	1382	1347	1678	2729	3100
Tük/Talep	6428	6690	9115	8495	8173	9571	11174
Linyit							
Üretim	10471	10735	10899	11759	12514	12685	13007
Tük/Talep	10331	10605	11187	12280	12514	12685	13007
Asfaltit							
Üretim	0	29	15	13	43	43	43
Tük/Talep	0	28	15	13	43	43	43
Petrol							
Üretim	3871	3692	3675	3630	3230	3056	2851
Tük/Talep	27142	29324	30939	30515	33493	35364	38244
Doğal Gaz							
Üretim	182	166	187	230	684	662	557
Tük/Talep	4921	6313	7384	9165	11954	15660	17030
Hidrolik							
Üretim	2630	3057	3481	3424	3520	3543	3763
Tük/Talep	2630	3057	3481	3424	3520	3543	3763
Jeotermal							
Üretim	115	138	162	179	256	329	432
Tük/Talep	115	138	162	179	256	329	432
Güneş							
Üretim	45	52	80	80	98	109	121
Tük/Talep	45	52	80	80	98	109	121
Klasik Biomas (odun + hayvan ve bitki artıkları)							
Üretim	7109	7068	7045	7024	7004	6983	6963
Tük/Talep	7109	7068	7045	7024	7004	6983	6963
Elektrik İthal ve İhracı							
Net ithal	-46	-60	-6	191	246	?	?
Merkezi Isıtma							
Talep	0	0	0	0	0	0	253
Genel Enerji							
Üretim	26059	26255	26926	27687	29028	30140	31090
Tük/Talep	58675	63215	69402	71367	77301	84289	91030

2000 yılında birincil enerji talebinin % 34'ü yerli üretimle karşılanacaktır. Yerli linyit üretiminin 50.5 milyon tona ve yerli taşkömürü üretiminin 5 milyon tona çıkması öngörülmektedir. Linyit üretiminin 337.2 milyon tonu santraller, 13.3 milyon tonu da ısıtma için yapılacaktır. Yerli petrol üretiminin 2.7 milyon tonda kalması, yerli doğal gaz üretiminin 612 milyon m³ olması beklenmektedir.

2000 yılında 43.8 milyar kWh olarak öngörülen hidroelektrik üretim olanaklı bir hedeftir. Hidrolik enerji toplam birincil enerji tüketiminin % 4.1'ini karşılayacaktır. Klasik biomas 2000 yılında da yaklaşık bugünkü değerini koruyarak, birincil enerji üretiminin % 22.4'ünü, birincil enerji tüketiminin de % 7.7'sini karşılamaya devam edecektir.

2000 yılı için jeotermal enerjiye ve güneş enerjisine ayrılan pay toplam 553 Btep ile genel enerji üretiminde % 1.8 ve birincil enerji tüketiminde % 0.6 olup, çok küçük düzeylerde kalmaktadır. Oysa, rüzgar santralleri kurulmaya başlanmış olduğundan, 2000 yılında 1.5 milyar kWh rüzgar enerjisi üretmek olanaklı olup, öngörülen hidrolik enerji üretiminin % 3.6'sı kadar bir kazanım sağlanabilir. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanım, bu kaynakların küçümsenmeden teşvik edilmesine bağlıdır.

3.2. Türkiye'nin Enerji Kaynakları ve Enerji Dışalım

Türkiye'de taşkömürü, linyit, asfaltit, bitümlü şistler, ham petrol, doğal gaz, uranyum ve toryum gibi fosil kaynak rezervleri ile hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz dalga enerjisi, biomas enerji gibi tükenmez kaynak potansiyelleri bulunmaktadır. Kısacası, Türkiye'de jeolojik ve doğal yapıya bağlı biçimde hemen her çeşit enerji kaynağı bulunmakla birlikte, bugün kullanımda ön sıralarda yer alan önemli fosil kaynakların, linyit dışında yeterli rezervleri yoktur ve üretimleri düşüktür.

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

Taşkömürü üretimi sanayi tüketimini bile karşılamaya yeterli değildir. Oysa, taşkömürü sanayideki direkt kullanımının dışında ikincil kömür üreten kok fabrikalarının hammaddesi olduğu gibi, elektrik üretiminde, konut ve hizmet sektöründe, sembolik olarak ulaştırma sektöründe kullanılmaktadır. 1997 yılı verileri ile yerli taşkömürü üretimi sanayi tüketiminin % 57.3'ü kadardır. Taşkömürü ithalatı demir-çelik sektörü, çimento sektörü ve diğer sanayi sektörleri talebinin yanında hava kirliliğinin yoğun olduğu kentlerin yakacak ihtiyacı için yapılmaktadır. İthal taşkömürüne

dayalı termik elektrik santrallerinin kurulması gündemdedir. 1997 yılında yerli üretiminin 4.4 katı taşkömürü ithal olunmuştur. Ayrıca, koklaştırılmış biçimde ikincil kömür olarak da ithalatı yapılmaktadır. 1997 yılı taşkömürü ve ikincil kömür ithalatı toplam 6 258 Btep olmuştur.

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

Ülkemizde çok sınırlı biçimde bulunan asfaltit son yıllarda enerji bütçesinden hemen hemen çıkmış durumdadır. Henüz kullanılmayan bitümlü şistler, ısı değeri düşük yakıt olarak değerlendirilebileceği gibi, sentetik petrol üretiminde de kullanılabilir. Kullanılmayan kaynaklar arasında sınırlı uranyum rezervi ve zengin toryum rezervi bulunmaktadır.

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

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

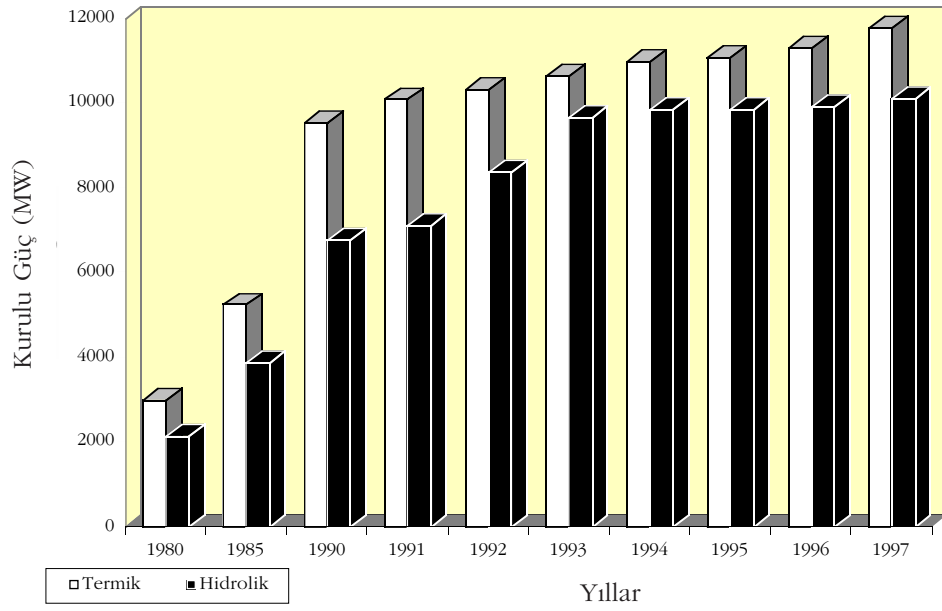
Türkiye konvansiyonel fosil yakıt üretimi ile karşılayamadığı enerji talebini, fosil yakıt dışalımını ile karşılamaya çalışmaktadır. 1970 yılında 4.64 Mtep olan birincil enerji ithalatı, 1997 yılında 43.68 Mtep'e yükselmiştir. 1970-1997 döneminde yerli üretim 3.3 kat artış gösterirken, birincil enerji ithalatı 9.8 kat artış göstermiştir. 1990 yılında 30 936 Btep enerji ithalatı ve 2 102 Btep enerji ihracatı yapılmıştır. 1997 yılında enerji ithalatı 45 629 Btep'e yükselirken, enerji ihracatı 1 630 Btep'e düşmüştür. Enerji ithali için yapılan toplam ödeme 5.9 milyar ABD \$'ı düzeyinde olup, toplam ithalat içinde % 12.1 pay kapsamaktadır. Enerji ithalat değeri GSMH'nin % 3'üne karşılık düşmektedir. 2000 yılı için planlanan enerji ithalatı ise 59 940 Btep düzeyindedir. 1990-2000 dönemi için gerçekleşen ve beklenen değerlerle enerji ithalatı ve ihracatı Tablo 3.2'de gösterilmiştir.

Tablo 3.2. Türkiye'nin enerji ithalat ve ihracatı

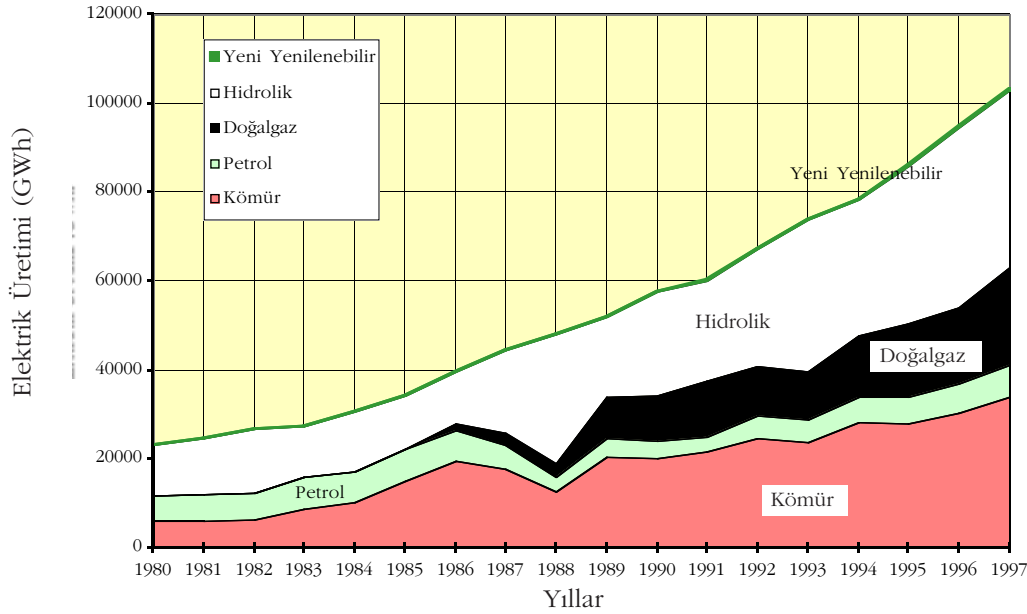
Yıllar	İTHALAT					İHRA- CAT (Btep)	Tüke timdeki ithal payı (%)
	T. Kömür (bin ton)	Petrol (bin ton)	D. Gaz (10 ⁶ m ³)	Elektrik (GWh)	Toplam (Btep)		
Gerçekleşen							
1990	5556	22396	3257	176	30935	2118	58.8
1991	6083	19982	4035	759	29597	2808	54.9
1992	5414	21768	4437	189	31488	2042	55.9
1993	5640	25729	4954	213	36180	2254	59.1
1994	5463	24629	5375	31	35344	2280	60.2
1995	5941	27169	6755	0	39684	1947	62.8
1996	5525	28330	7837	270	41828	1883	60.3
1997	8311	28264	9885	2492	45629	1630	63.9
Beklenen							
1998	10648	29496	12384	2859	48736	1500	63.1
1999	11217	31461	16481	-	54874	1500	65.1
2000	13237	34496	18102	-	60768	1500	66.8

3.3. Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Durumu

Türkiye'de elektrik enerjisi tüketimi 1970-1997 döneminde yıllık ortalama olarak % 9.9 artış göstermiştir. En düşük artış % 4.4 ile 1983 yılında ve en yüksek artış % 18.4 ile 1976 yılında sap-tanmıştır. 1995 yılından bu yana yıllık artış % 10'un üzerinde gerçekleşmektedir. 1997 yılı artışı % 12.4 olmuştur. Talebi karşılamak için oluşturulan kurulu gücün, 1980-1997 dönemi gelişim trendi Şekil 3.9'da gösterilmiştir. Bu dönemde birincil kaynaklardan yapılan elektrik üretimleri de Şekil 3.10'daki grafikten görülmektedir.



Şekil 3.9. Türkiye’de termik ve hidrolik elektriksel kurulu gücün gelişimi.



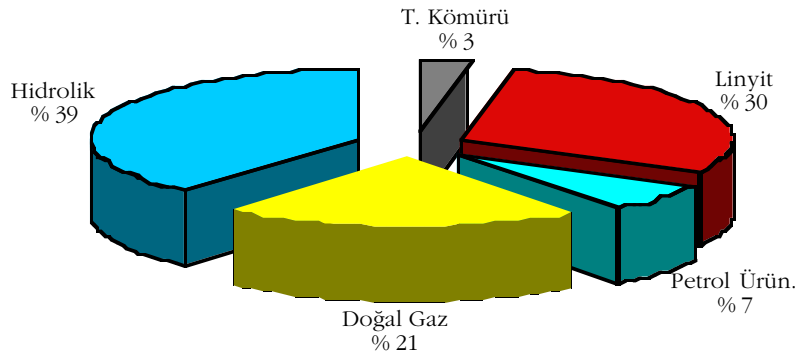
Şekil 3.10. Türkiye’de elektrik üretiminin birincil kaynaklara dağılımı.

Türkiye’de 1970-1997 döneminde kurulu güç artışının % 5’in üzerinde bulunduğu 19 yıl, % 10’nun üzerine çıktığı 10 yıl görülmüştür. Buna karşın, bu artışın % 5’in altına düştüğü yıl sayısı 1990 öncesinde 4 yıl, 1990 sonrasında 5 yıldır. Bu artış 1994 yılında % 2.6, 1995 yılında % 0.5, 1996 yılında % 1.4 ve 1997 yılında % 3.0 olmuştur.

Türkiye'nin elektriksel kurulu gücü, üretim, tüketim, ithalat ve ihracat değerleri gelişim trendine ilişkin veriler Tablo 3.3'de verilmiştir. 1997 yılında Türkiye'nin elektriksel kurulu gücü 21 889.4 MW, elektrik üretimi 104 285.1 GWh, elektrik ithalatı 2 492.3 GWh, elektrik ihracatı 271 GWh ve toplam tüketimi 106 506.4 GWh olmuştur. 1997 yılı elektrik üretiminde birincil kaynak payları da Şekil 3.11'deki grafikte yer almaktadır.

Tablo 3.3 Türkiye'de elektriksel kurulu güç ve üretim-tüketim trendi.

YIL	Kurulu Güç (MW)	Üretim (GWh)	İthalat (GWh)	İhracat (GWh)	Tüketim (GWh)	Tüketim Artışı (%)
1970	2 234.9	8 623.0	0.0	0.0	8 623.0	10.0
1980	5 118.7	23 275.4	1 341.1	0.0	24 616.5	4.5
1985	9 119.1	34 218.9	2 142.4	0.0	36 361.3	9.3
1990	16 315.1	57 543.0	175.5	906.8	59 811.7	8.0
1991	17 206.6	60 246.3	759.4	506.4	60 499.4	6.5
1992	18 713.6	67 342.2	188.8	314.2	67 216.8	11.1
1993	20 335.1	73 807.5	212.9	588.7	73 431.7	9.2
1994	20 857.3	78 321.7	31.4	570.1	77 783.0	5.9
1995	20 951.8	86 274.4	0.0	695.8	85 551.6	10.0
1996	21 246.9	94 861.6	270.1	343.1	94 788.6	10.8
1997	21 889.4	104 285.1	2 492.3	271.0	106 506.4	12.4



Şekil 3.11. 1997 yılı elektrik üretiminde kaynak payları.

Türkiye'nin teknik ve ekonomik yapılabilirliğe sahip 493 hidroelektrik santralının 100'ü işletmede bulunmaktadır. Kurulu gücü 500 MW'dan büyük olan altı hidroelektrik santral (Atatürk, Karakaya, Keban, Altinkaya, Oymapınar ve Hasan Uğurlu) toplam 7 270 MW ile Türkiye hidrolik kurulu gücünün % 72'sini kapsamaktadır. Yine 500 MW'ın üzerinde kurulu güce sahip dokuz termik santral (Afşin-Elbistan, Ambarlı Kombine Çevrim, Soma B, Ambarlı, Kemerköy, Yatağan, Hamitabat, Hamitabat Tevsii, Seyitömer) 7 391 MW ile Türkiye termik kurulu gücünün % 63'ünü karşılamaktadır.

1980-1994 döneminde elektrik üretim yatırımlarının sürekli düşüş göstermesi, 1996 yılında Türkiye'yi yeni bir elektrik sıkıntısının eşiğine getirmiştir. 1990-1996 döneminde yılda en az 1 400 MW ve toplam olarak da $7 \times 1\,400 = 9\,800$ MW üretim kapasitesi eklenmesi gerekirken, ancak 4 931.8 MW'lık kapasite eklenebilmiştir. Bir başka deyişle, 4 800 MW gücünde bir kapasite eksikliği oluşmuştur. 1990 yılında mevcut olan % 30 oranındaki kapasite fazlalığı (4 500 MW) geçen 7 yılda eritilmiştir. 1997 yılında eklenen kapasite de 642.5 MW'da kalmıştır.

Türkiye'nin içinde bulunduğu elektrik darboğazı puant güç ve güvenilir enerji üretim düzeyinden kaynaklanmaktadır. Türkiye'de puant yük ile kurulu güç artışı arasında düzenli ilişki oluşturulamamış, puant güçte sürekli artış sağlanamamıştır. Puant yükün kurulu güce oranı 1987 yılından bu yana % 50-60 arasında değişirken ve 1996 yılında kurulu güç 21 246.9 MW iken, puant güç 15 136 MW'a yükselerek, puant/kurulu güç oranını % 71'e çıkarmıştır. 1997'de 21 889.4 MW kurulu güce karşılık, puant güç 16 926.1 MW olmuştur. 1997 yılı puant/kurulu güç oranı yükselerek % 77'ye ulaşmıştır. Bu yüksek oranın önümüzdeki yıllarda da korunması beklenmektedir.

Puant gücün 1998 yılında 18 300 MW'a, 1999 yılında 19 900 MW'a ve 2000 yılında da 21 600 MW'a çıkması söz konusudur. 2000 yılı için talep olunan kurulu güç 30 156 MW olup, puant/kurulu güç oranı % 72 düzeyini koruyacaktır. 1998-2000 döneminde sisteme eklenmesi gereken 8 260 MW kurulu güç (Çayırhan 3-4 ve Bursa Doğal Gaz, Kangal, Aliğa, toplam 27 adet hidrolik, otoproduktörler ve 9 adet Yap-İşlet-Devret projesi) gecikme ile karşılaşacak olursa, elektrik darboğazının aşılması çok daha güç ve zor koşullara dayanacaktır. Son verilere göre 2000 yılında kurulu gücün 28 132 MW'a ulaşması beklenmektedir. Bu değer hesaplanan puant ve toplam kurulu güç talebini karşılamaya yeterli olmadığından, Türkiye'nin içinde bulunduğu elektrik darboğazı 2000 yıllarına dek sürecek görünmektedir. Tablo 3.4'de elektrikte son yıllarda gerçekleşen değerlerle, yakın gelecekte beklenen değerler verilmiştir.

Tablo 3.4. Türkiye’de elektrik enerjisinde yakın geçmiş ve yakın gelecek.

Açıklama	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Gerçekleşen					Beklenen		
Kurulu Güç (MW)							
Termik	10992.7	11089.0	11312.1	11786.8	13462.8	15453.2	17235.0
Hidrolik	9864.6	9862.8	9934.8	10102.6	10387.3	10839.6	11714.0
Toplam	20857.3	20951.8	21246.9	21889.4	23850.1	26292.8	28949.0
Enerji (GWh)							
Üretim	78321.7	86274.4	94861.6	104285.1	112200.0	122600.0	148000.0
İthalat	31.4	0.0	270.1	2492.3	3200.0	2400.0	?
İhracat	570.1	695.8	343.1	271.0	300.0	300.0	?

1997 yıl sonu verileri ile Türkiye elektriksel kurulu gücünün mülkiyet dağılımı Tablo 3.5’de görülmektedir. Kurulu gücün 15 783 MW ile % 72.1’i TEAŞ’ın elindedir. TEAŞ dışında kalan ayrıcalıklı şirketler ve üretim şirketleri özel sektöre aittir. Otoprodüktörlerin önemli bir bölümü özel sektörde bulunmaktadır. Ancak, Ekim 1998 itibari ile özel sektör elindeki toplam kurulu güç 1986.6 MW olup, kurulu gücün yaklaşık % 8’i gibi henüz çok küçük düzeydedir. Bu gücün 940 MW’ı otoprodüktörlere aittir.

Tablo 3.5. 1997 yılında elektriksel kurulu gücün mülkiyet dağılımı.

KURULUŞ	Termik (MW)	Hidrolik (MW)	TOPLAM (MW)	Kuruluş payı (%)
TEAŞ	6 379.1	9 403.9	15 783.0	72.1
Ayrıcalıklı Şirketler	106.0	610.3	716.3	3.3
Üretim Şirketleri	253.4	75.3	328.7	1.5
Otoprodüktörler (kamu + özel)	1 764.3	13.1	1 777.4	8.1
Özelleştirme İdaresi	3 284.0	0.0	3 284.0	15.0
TOPLAM	11 786.8	10 102.6	21 889.4	100.0

Elektrik üretim sektöründe kamu ağırlığı bulunmasının nedeni, yasal boyutta kamu hizmeti sayılmasındandır. Oysa, bir üretimin kamu hizmeti sayılabilmesi için elde olunmasında seçeneklerin bulunmaması, üretiminde tek bir yöntem olması ve işletmeciliğinin tekele bağlanması gerekir. Elektrik üretiminde devlet tekeli, Türkiye’de hiçbir dönem olmamıştır. Elektrik üretimi kamu hizmeti değildir ve bir mal üretimidir. Liberal ekonomi koşullarına

bağı olarak elektrik üretimi tümü ile özel sektöre bırakılmalıdır.

Ekim 1998 itibari ile özel sektörün elinde 1 290.0 MW termik, 695.1 MW hidrolik ve 1.5 MW rüzgar santrali olmak üzere toplam 1 986.6 MW kurulu güç vardır. İşletme hakkı devri çalışmaları yürütülen termik, jeotermal ve hidrolik projelerin toplam gücü 5 759 MW olup, bunların özel sektöre geçeceği varsayımı ile özel sektörün elindeki kurulu güç 7 745.6 MW'a yükselecektir. Bu devir işlemlerinin yanısıra sözleşmesi imzalanan ve kurulmasına çalışılan 1 544 MW otoproduktör ünitelerle özel sektör kurulu gücünün 9 289.6 MW'a çıkması söz konusudur. Bu toplama Yap-İşlet-Devret Projeleri kapsamında inşaat aşamasında olan üç doğal gaz santrali ile 1 136 MW katılacaktır. Yap-İşlet modeli kapsamında yapılacak ve 2003 yılına kadar devreye alınacak termik santrallerden 5 200 MW kurulu güç de eklenecektir.

Kamu sektörünün elektrik üretimine gereken ölçüde yatırım yapamadığı ve artık yapmasının olanaksızlaştığı bu dönemde, özelleştirme ve liberalleşme akımlarına karşın, yerli ve yabancı özel sermayenin elektrik üretim yatırımlarına çekilememesi, Türkiye'de kurulu gücün gerektiği gibi artırılamamasının temel nedenidir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve TEAŞ planlamalarına göre, elektrik üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin gerçekleşmesi için yılda 5 milyar ABD \$'ından az olmayacak yatırım gerekmektedir. Gerekli yatırım yapılmayarak kaybedilen her yıl, bir sonraki yıl için gereken yatırımı artırmaktadır. Açıklanan büyüklükteki yatırımın gerçekleşmesi devlet olanakları ile değil, yerli ve yabancı sermayenin katılımı ile mümkündür. Türkiye'nin dışarıdan sermaye transferi sağlaması gerekmektedir. Ancak, bu konuda hukuksal engeller vardır.

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

Yapılan son düzenlemelere göre, ithal yakıt kullanan termik santraller Yap-İşlet Yasası, hidroelektrik, jeotermal ve rüzgar santralleri Yap-İşlet-Devret Yasası ile yerli ve yabancı yatırımcılar tarafından kurulabilir. Yap-İşlet Yasası imtiyaz sorununu çözümlemek için çıkarılmış olmakla birlikte, enerji üretimi ile ilgili sözleşmeler yine de imtiyaz sözleşmeleri kapsamına alınmaktadır. Çünkü, yasal boyutta elektrik enerjisi üretimi bir kamu hizmeti olarak kabul edilmektedir ve bu-

nunla ilgili olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından verilen izin, imtiyaz olarak varsayılmaktadır. Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet modellerinden bugüne kadar beklenen sonuçlar elde edilememiş olsa da, önümüzdeki dönemde gereken anayasal ve yasal düzenlemelerin yapılması koşuluyla daha olumlu sonuçların alınabileceği beklentisi vardır.

B Ö L Ü M 4

TÜRKİYE'NİN FOSİL YAKIT REZERVLERİ, ÜRETİM VE GELİŞTİRME OLANAKLARI

4. TÜRKİYE’NİN FOSİL YAKIT TEZERVLERİ, ÜRETİM VE GELİŞTİRME OLANAKLARI

Bu bölümde Türkiye’nin taşkömürü, linyit, petrol, doğal gaz, asfaltit, bitümlü şist, uranyum ve toryum rezervleri açıklanmakta, yapılan üretimler ve bu rezervlerin geliştirilmesi olanakları üzerinde durulmaktadır. Türkiye’nin fosil kökenli enerji kaynaklarının rezervleri Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kayıtlarına göre topluca Tablo 4.1’de özetlenmiştir.

Tablo 4.1. Türkiye’nin fosil yakıt rezervleri (1997 yıl sonuna göre).

Rezervler	Görünür *	Muhtemel	Mümkün	Toplam
Taşkömürü (milyon ton)	428	449	249	1 126
Linyit (milyon ton)				
Elbistan	3 357	-	-	3 357
Diğerleri	3 982	626	110	4 718
Toplam	7 339	626	110	8 075 **
Asfaltit (milyon ton)	45	29	8	82
Bitümlü Şist (milyon ton)	555	1 086		1 641
Petrol (milyon ton)	46.3			46.3
Kalan üretilebilir rezerv				
Doğal Gaz (milyar m ³)				
Kalan üretilebilir rezerv	9.4			9.4
Nükleer Kaynaklar (ton)				
Uranyum (U ₃ O ₈)	9 129			9 129
Toryum (ThO ₂)	380 000			380 000

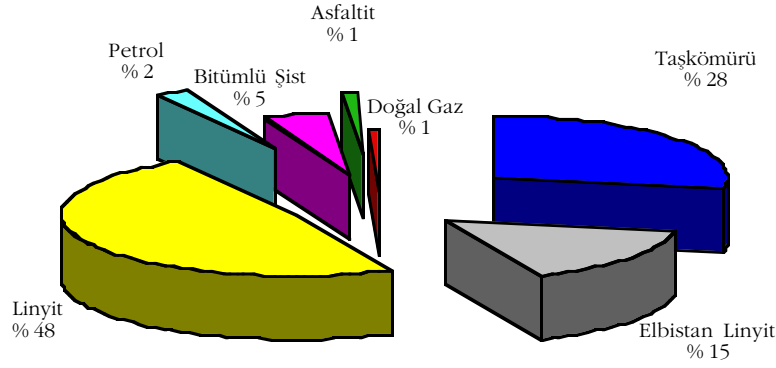
(*) Hazır rezerv dahil, (**) 300 milyon ton belirlenmiş potansiyel kaynakla 8 375 milyon ton.

Türkiye, en çok kullanılan fosil enerji kaynaklarından kömür, petrol ve doğal gaz rezervlerine sahip olmakla birlikte, linyit dışında bu rezervlerin büyüklükleri sınırlı olup, üretim ihtiyacı yanıtlamaktan uzaktır. Diğer fosil kaynaklar ise üretim yapılmadığından değerlendirme beklemektedirler. Kömür, petrol, doğal gaz, asfaltit ve bitümlü şistlerin görünür, muhtemel ve mümkün rezervlerinin toplamı 2 454 Mtep olup, bunun kaynaklara dağılım yüzdeleri Şekil 4.1’de gösterilmiştir.

4.1. Taşkömürü

Türkiye’nin en önemli taşkömürü havzası Zonguldak yöresinde, batıda Ereğli’den başlayarak doğuda Söğütözü’ne kadar 200 km uzunluğunda bir kuşak üzerinde yer almaktadır. Burası Kuzey Batı Anadolu Karbonifer Havzası olarak da bilinmektedir. Bu yörede kanıtlanmış kömür rezervi, görünür 428 ve muhtemel 449 milyon tondur. Ayrıca, Antalya-Kemer ve Diyarbakır-Hazro yörele-

rinde rezervi 20 milyon ton kadar ve önemli ekonomik değeri olmayan iki küçük taşkömürü yatağı bulunmaktadır. Zonguldak havzasındaki taşkömürü alanının tamamı Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) elindedir.



Şekil 4.1. Toplam 2 454 Mtep fosil yakıt rezervinin kaynaklara dağılımı.

Türkiye'nin bilinen taşkömürü rezervi toplam olarak 1 126 548 000 tondur. Taşkömürü rezervinin sahalara dağılımı ve özellikleri Tablo 4.2'de verilmiştir. Zonguldak havzasına ait kömür damarları, jeolojik ortamın gereği, düzgün olmayıp, merceksi yapıdadır. Ayrıca, kömürlü seviyeler son derece kıvrımlı ve faylıdır. Bu jeolojik özelliklerden dolayı sahada önemli işletme sorunları bulunmaktadır. Bir diğer deyişle işletilmesi oldukça güç taşkömürü yatağıdır.

Tablo 4.2. Türkiye taşkömürü rezervleri (1997).

Saha	Görünür (10 ³ ton)	Muhtemel (10 ³ ton)	Mümkün (10 ³ ton)	Toplam (10 ³ ton)	Su (%)	Kül (%)	S (%)	AID (kJ/kg)
Zonguldak Armutçuk	19 615	11 509	10 185	41 309	6	9	0.9	6 275
Zonguldak Kozlu	63 400	55 926	47 975	167 301	5	12	0.8	6 740
Zonguldak Üzülmüş	161 135	94 342	74 020	329 497	5	12	0.8	6 740
Zonguldak Karadon	151 442	153 752	117 144	422 338	5.5	13	0.8	6 710
Bartın Amasra	32 799	133 304	-	166 103	7	14	1.5	5 840
TOPLAM	428 391	448 833	249 324	1 126 548				

S: Kükürt, AID: Alt ısı değer

Zonguldak havzasının bütününden yapılan taşkömürü üretimi 1997 yılında 2 513 000 ton olmuştur. Yapılan üretim 1970'li yıllardan bu yana ihtiyacı karşılayamamaktadır. İhtiyaç duyulan taşkömürü giderek artan miktarlarda ithal olunmaktadır. 1997 yılı ithalatı 8 311 000 ton düzeyindedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre 2000 yılında 6.6 milyon ton, 2010 yılında 41.9 milyon ton ve 2020 yılında 148.9 milyon ton taşkömürü ithalatı öngörülmektedir.

Türkiye’de yeni taşkömürü yataklarının bulunarak üretime alınması önem taşımaktadır. Yukarıda belirtilen sahalar dışında kalan diğer alanlarda, MTA tarafından yapılan aramalardan olumlu sonuç alınamamıştır. Bununla beraber, yine Zonguldak yöresinde Bartın ile Cide arasında kalan alanda üretime elverişli yeni yatakların bulunması olanaklı görülmektedir. Herşeyden önce yörenin jeolojik yapısı buna uygundur. Ayrıca, bu yörede TPAO tarafından yapılan petrol amaçlı derin sondajlarda (Çakraz ve Gegendere sondajlarında) taşkömürü varlığı saptanmıştır. Bu yörede ekonomik derinliklerdeki yatlardan taşkömürü üretimini hedefleyen ayrıntılı arama projelerinin geliştirilmesi yararlı olacaktır.

Geçen 15 yıldır uygulanan ekonomik politikaların sonucu, MTA Genel Müdürlüğü’nün ödenek sıkıntısı çekmesi, 3213 Sayılı Maden Kanunu’nun aramalar konusunda söz konusu Genel Müdürlüğün çalışmalarına sınırlamalar getirmesi, ülkede kömür ve diğer fosil kökenli enerji hammadde-leri aramalarını durdurmuş durumdadır. 3213 Sayılı Maden Kanunu, maden aramalarını MTA Genel Müdürlüğü için kendi ruhsat alanları ile sınırlı tutmuştur. MTA’nın sahip olduğu ruhsat alanlarının, kanunun çıktığı tarihte ülke genelinde % 4’ün altında olması, yeni kömür yataklarının bulunmasını olumsuz etkilemiştir. MTA Genel Müdürlüğü yasal kısıtlamayı, 1993 yılında yürürlüğe koyduğu "Tip Mukaveleli Etüdler Projesi" ile aşmaya çalışmışsa da, bu aramalardan olumlu gelişme sağlanamamıştır. Ticari bir amacı olmayan, enstitü karakterli araştırmacı bir kuruluş olan MTA’nın tüm arama çalışmalarını ruhsata bağlı olmaksızın sürdürmesi, bulgularını üretici kuruluşlara aktarması temel ilke olmalıdır.

Günümüzde yok denecek kadar azalan son derece sınırlı kömür arama çalışmaları daha çok endüktif prospeksiyon yöntemi ile sürdürülmekte, dedüktif prospeksiyon yöntemi üzerinde yeterince durulmamaktadır. Gerçi, MTA 1980’li yıllardan itibaren geniş kapsamlı havza etütleri başlatmıştır. Ülkemizde görünür mostra ve emareye dayanan endüktif prospeksiyon yerine, kömür oluşumları içermesi olası sedimantasyon havzalarını ortaya çıkarmayı hedefleyen dedüktif kömür prospeksiyonu uygulanmalıdır.

4.2. Linyit

Türkiye’nin enerji kaynakları arasında linyitin çok önemli bir yeri vardır. Ülkede 1960 yılına kadar yapılan aramalarda, daha çok yüksek ısıl değerli linyit alanları üzerinde durulmuştur. 1960’lı yıllarda ise düşük ısıl değerli linyitlerin termik santral yakıtı olarak değerlendirilmesi gündeme gelmiştir. Bu bakış açısı ile aramalara da yeni bir yön verilmiştir. Bu aramalarla 117 ekonomik linyit alanı bulunmuştur.

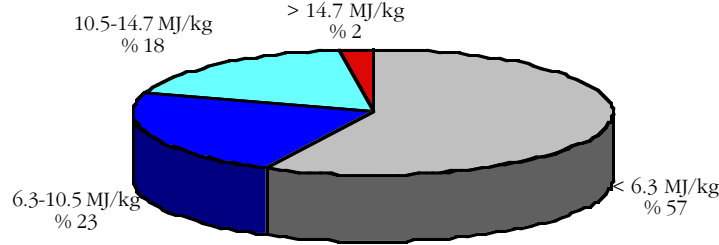
Toplam rezerv 8 075 milyon tona ulaşmıştır. Bu değer 7 339 milyon tonu görünür rezervdir. Üretilbilir rezerv ise 3 900 milyon tondur. Toplam rezervin 3 300 milyon tonu Elbistan alanında bulunmaktadır. Toplam rezervin 2 860 milyon tonluk bölümü TKİ 3 480 milyon tonu TEAŞ ve geri kalanı özel sektör elindedir. MTA raporlarına göre, önemli linyit yataklarının rezervleri ve ısıl değerleri Tablo 4.3’de verilmiştir.

Tablo 4.3. Önemli linyit yataklarının rezervleri ve ısı değerleri.

SAHA	Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (ton) G=Görünür M=Muhtemel	Rezerv (TET)
Kahramanmaraş (Elbistan)	4 396	3 758 000 000 (G+M)	529 878 000
Kütahya (Tunçbilek)	16 747	331 195 000 (G+M)	187 787 565
Beypazarı A	10 705	186 000 000 (G)	
B	11 886	142 000 000 (G)	
Alt Damar	8 323	63 400 000 (G)	140 993 800
Manisa (Soma Eynaz)			
KP1	8 985	18 256 780 (G)	
KM2	14 352	221 369 900 (G)	
KM3	7 247	31 587 715 (G)	
Kütahya (Seyitömer)	11 513	205 000 000 (G)	79 171 000
Adana (Tufanbeyli)	5 698	334 400 000 (G+M)	62 198 400
Manisa (Soma-Işıklar)	14 654	107 000 000 (G+M)	52 965 000
Bolu (Mengen-Salıpazarı)	19 908	78 000 000 (G+M)	52 728 000
İstanbul (Silivri-Sinekli)	8 374	183 600 000 (G+M)	51 040 800
Muğla (Turgutlu)	10 815	130 000 000 (G+M)	47 060 000
Manisa			
(Soma-Deniş 1)	11 204	59 500 000 (G)	43 629 600
(Soma-Deniş 2)	6 795	94 900 000 (G)	
Muğla (Bayır)	11 183	109 000 000 (G)	40 875 000
Çanakkale (Çan)	12 326	92 000 000 (G)	38 180 000
Muğla (Yatağan-Eskihisar)	8 792	109 000 000 (G)	26 833 000
Muğla (Milas-Karacahisar)	9 441	85 700 000 (G)	26 995 000
Muğla (Milas-Ekizköy)			
Açık	9 232	83 700 000 (G)	26 833 000
Kapalı	9 286	34 000 000 (G)	
Sivas (Kangal-Kalburçayırı)	5 573	140 300 000 (G)	25 534 600
Muğla (Milas-Hüsamlar)	6 979	104 300 000 (G)	23 989 000
Muğla (Milas-Sekköy)			
Açık	7 494	89 400 000 (G)	22 453 900
Kapalı	7 762	11 000 000 (G)	
Tekirdağ (Saray-K.Yoncalı)			
Açık	7 494	89 400 000 (G)	22 453 900
Kapalı	9 186	31 700 000 (G)	
Eskişehir (Mihallıçık)	10 630	57 000 000 (G)	20 292 000
Bingöl (Karlıova)	6 104	89 000 000 (G)	17 800 000
Manisa (Soma-Mumyatepe)	12 226	38 500 000 (G)	15 823 500
Çankırı (Orta)	3 634	123 000 000 (G)	14 145 000
Erzurum (Horasan-Aliçeyrek)	6 213	59 000 000 (G)	11 994 700

Toplam linyit rezervinin % 70'inin nem içeriği % 30'dan daha yüksek olup, rezervin % 60'ının nem içeriği % 40'ı aşmaktadır. Toplam linyit rezervinin % 85'inin kül içeriği % 20'den daha yüksektir. Kükürt içeriği % 2'den az olan bölüm rezervinin % 35.8'idir. Toplam rezervin % 54.6'sının kükürt içeriği % 2-3 arasındadır. Kükürt içeriği % 3-4 arasında olan bölüm rezervin % 7.7'si iken, % 1.9'unda kükürt içeriği % 4'ün üzerindedir.

Bilinen linyit rezervlerinin ortal ısı değeri 2 930-23 500 kJ/kg arasındadır. Rezervin % 69'unun ısı değeri 8 400 kJ/kg'dan azdır. Önemli bir bölümü olan % 29'unda ise 8 400-16 800 kJ/kg arasında bulunmaktadır. Linyit rezervinin ısı değere göre dağılımı Şekil 4.2'de yer almaktadır.



Şekil 4.2. Türkiye linyit rezervinin ısı değere göre dağılımı.

1997 yılı linyit üretimi 57 387 000 tondur. Türkiye'de linyitin % 90'ı açık işletme ve kalanı yeraltı işletmeciliği ile üretilmektedir. Linyit üretiminin 2000 yılında 65 milyon tona, 2010 yılında 108 milyon tona ve 2020 yılında da 199 milyon tona çıkarılması hedeflenmektedir. Ancak, bu üretimlerin nasıl gerçekleştirileceğine ilişkin kuşklar vardır. 1980-1988 döneminde TKİ yatırımları 146-344 milyon ABD \$'ı düzeyinde seyrederken, 1988'den sonra çok hızlı bir düşme ile 10 milyon ABD \$'ı düzeylerine inilmiştir. Yeni projelere yönelik yatırımlar realize edilememektedir.

Linyit üzerinde durulması gereken konu, son yıllarda toplam rezervde önemli bir artış kaydedilmemiş olmasıdır. MTA tarafından keşfedilen ve önemli bir rezerv katkısı sağlayan son saha Adana-Tufanbeyli sahasıdır. 1989 yılında keşfedilen bu sahada saptanan toplam rezerv 334 milyon ton olmakla birlikte, bulunan linyitin ısı değeri 5 450 kJ/kg'dır. Ayrıca, kömür damarları oldukça derinde bulunduğundan, bir ton kömür için gereken dekapaj miktarı 7.43 m³ olup, sahanın ekonomik işletilip işletilemeyeceği tartışmalıdır. 1989 yılına ait bu keşiften sonra yapılan aramalarla önemli rezerv katkısı sağlanamamıştır. Linyit aramalarının yeni bir strateji ile geliştirilmesi gerekir.

Taşkömürü aramaları ile ilgili olarak yukarıda belirtilen problemler linyit aramaları için de geçerlidir. Ülkenin ihtiyacı olan yüksek ısı değerli Eosen yaşlı linyitleri için örtülü alanlar araştırılmalıdır. Özellikle dedüktif prospeksiyon kapsamında, pontitlerin Anadolu yaylalarına bakan kesimlerinde bulunan limnik yapılı, iyi kaliteli, rezervi sınırlı kömür oluşumları içermesi olası Eosen yaşlı ve gölsel kökenli formasyonların, Trakya bölgesinde yer alan paralik yapılı, çok damarlı, orta kaliteli kömür oluşumları içerebilecek Oligosen yaşlı karasal tatlı su çökellerinin, Batı Anadolu'da görülen Miyosen yaşlı karasal-gölsel fasiyesli Seyitömer, Tunçbilek, Soma kömür havzalarına benzer limnik sedimentlerin bulunduğu sahaların, Doğu Anadolu'da Pliyosen yaşlı, düşük kaliteli, az damarlı, önemli limnik kömür oluşumlarını içerebilecek tatlı su çökellerinin kömür yönünden ümitli ve potansiyel sahalar olarak araştırılması uygun görülmektedir.

Genel bir yaklaşımla, Türkiye'de Paleozoik-Mesozoik yaşlı kristalin temelini oluşturduğu sedimentler havza niteliğindeki çökelim havzalarının, günümüz topoğrafyasında ortaya çıkardığı penep-

lenler linyit yönünden ümitli sahalar olarak varsayılabilir. Bu kapsamda Türkiye çapında hazırlanacak genel dedüktif prospeksiyon programlarında, mekanik sondajlı aramalar yanında jeofizik yöntemlerden de yararlanma yoluna gidilmelidir. Doğu ve Güneydoğu Anadolu'daki volkanitlerin altında kalan karasal-görsel fasiyesli sedimanter çökellerin kömür yönünden etüdü gündeme alınmalıdır.

4.3. Asfaltit

Türkiye'nin asfaltit yatakları Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Şırnak ve Silopi civarında filonlar şeklinde bulunmaktadır. Her iki alan da TKİ'nin elindedir. Toplam rezerv 82 milyon tondur (bugüne kadar üretilen miktar bu rakama dahildir). Yıllık üretim 1982 yılında en yüksek düzeyi olan 860 000 tona ulaşmış, ancak daha sonra önemli ölçüde düşmeye başlamıştır. 1997 yılı üretimi 29 000 ton olmuştur.

Asfaltit ısı değeri yüksek (18 000 kJ/kg), içinde nadir mineraller bulunan ve katı yakıt olarak kullanılmakla birlikte, sentetik petrol üretimine elverişli hammadde durumundadır. Oysa, üretilen asfaltit Doğu Anadolu Bölgesi'nde birçok ilde konut yakıtı olarak kullanılmaktadır. Ayrıca, toplam rezervin küçük görülmesi ve açık işletmeye elverişli rezervin önemli bölümünün işletilmiş olması gibi nedenlerle, sentetik petrol üretimi gündemden düşmüştür. Şimdi asfaltitin termik santral yakıtı olarak kullanılması planlanmaktadır.

4.4. Bitümlü Şeyller

Kerojen adlı organik bir madde içeren ince taneli ve yapraklı yapıya sahip sedimanter kayaç olarak tanımlanan bitümlü şeyller, içerdikleri kerojenden ötürü bir yakıt hammaddesi durumundadır. Bunlara bitümlü şist, petrollü şeyl gibi adlar verilmekte ise de bitümlü şeyl olarak tanımlanması daha uygundur. Bu kayaçlardan damıtma yöntemiyle sentetik petrol ve gaz elde olunabileceği gibi, katı yakıt olarak termik santrallarda kullanılmaları olanaklıdır.

Trakya, Orta ve Doğu Anadolu Bölgesi dışında ülkemizin pekçok yöresinde bitümlü şeyl yatakları vardır. Bunlar Paleozoik'ten Tersiyer'e kadar değişik jeolojik formasyonlar içinde yer alırlar. Ülkemizdeki bitümlü şeyller genellikle tektonik hareketler sonucu meydana gelen sığ basenlerde oluşmuştur ve çoğu Tersiyer yaşındadırlar. Türkiye'de çoğunluğu Batı Anadolu'da olmak üzere birçok bitümlü şeyl yatağı vardır. Görünür 555 milyon ton, muhtemel 1 086 milyon ton olmak üzere toplam 1.6 milyar ton rezerv saptanmıştır. Isıl değerleri 1 528-5 820 kJ/kg arasındadır. Tablo 4.4'de Türkiye'nin bitümlü şeyl rezervleri verilmiştir.

Bitümlü şeyl yatakları içerisinde Beypazarı, Seyitömer, Hatıladağı ve Himmetoğlu sahaları önemli olanlardır. Bunlardan Hatıladağı dışında kalanlar aynı zamanda linyit sahasıdır. Açık işletmeye uygun sahalardan Seyitömer ve Himmetoğlu'nda bitümlü şeyller linyit damarlarının üzerinde yer aldıklarından, linyit üretimi sırasında dekapajla atılarak yok edilmektedirler. Bu arada yapılan araş-

tırmalar, Seyitömer bitümlü şeyllerinin linyite karıştırılarak akışkan yataklı santrallarda kullanılabilceğini göstermişse de uygulamaya geçilmemiştir.

Tablo 4.4. Türkiye'nin bitümlü şeyl rezervleri.

Saha	Görünür (10³ ton)	Muhtemel (10³ ton)	Toplam (10³ ton)	Isıl Değer (kJ/kg)
Beypazarı, Ankara	327 000	-	327 000	4 032
Seyitömer, Kütahya	83 320	38 850	122 170	3 600
Göynük-Hatıdağ, Bolu	73 372	281 587	359 959	3 240
Göynük-Himmetoğlu, Bolu	65 968	-	65 968	5 820
Ulukışla, Niğde	-	130 000	130 000	3 563
Mengen, Bolu	-	50 000	50 000	4 187
Bahçecik, Kocaeli	-	42 000	42 000	4 438
Burhaniye, Balıkesir	-	15 600	15 600	3 065
Beydili, Ankara	-	300 000	300 000	3 349
Dudurga, Çorum	-	138 000	138 000	1 528
Çeltek, Amasya	-	90 000	90 000	2 265
TOPLAM	554 660	1 086 037	1 640 697	-

Bitümlü şeyllerin termik santral yakıtı ve/veya damıtma yöntemi ile sentetik petrol hammad-desi olarak kullanılmaları olanağına karşın, ısıl değerinin düşüklüğü, işletilme güçlükleri ve kül oranlarının yüksekliğinden ötürü üretim ve tüketimi olmayıp, potansiyel yakıt olarak beklemektedirler. Beypazarı bitümlü şeyllerinin akışkan yatakta linyite karıştırılarak yakılma denemelerinden elde olunmuş olumlu sonuçlar vardır. Buna karşın söz konusu yataklarda kazı yapılmasının zorluğu da saptanmıştır. Bu yatakların bir kenara itelenmesinin temel nedeni zorluklar ve yakıt kalitesi düşüklüğünden çok, ucuz petrol ve doğal gaz ithal olanaklarının bulunmasıdır. Bununla beraber, günümüzde bitümlü şeyllerden sentetik petrol üretimi için yeni teknolojik yöntemler geliştirilmiştir.

Petrol üretimine elverişli olmayan bitümlü maddeler, geçmişte 6309 Sayılı Maden Kanunu'na tabi idi. 6309 Sayılı Maden Kanunu'nu değiştiren 3213 Sayılı Maden Kanunu'nda da aynı husus yer almıştır. Ancak, 6326 Sayılı Petrol Kanunu'nda değişiklik yapan 2808 Sayılı Petrol Kanunu'nun 3. ek maddesine göre, yerden çıkarılabilen katı hidrokarbonlardan asfaltit ve bitümlü şeyl gibi sentetik petrol ürünleri üretilmesine elverişli olabilecek sahalar, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın teklifi üzerine Bakanlar Kurulu Kararı ile Petrol Kanunu kapsamına alınabilir. Türkiye'nin bitümlü şeyl yatakları bu bakış açısı ile yeniden değerlendirilmelidir.

4.5. Turba

Oluşumu henüz tamamlanmamış kömür türü fosil yakıtlardır. Türkiye'nin önemli turba yatakları Kayseri ve Yüksekova'da bulunmaktadır. Türkiye'nin toplam turba alanı, Dünya Enerji Konseyi 1998 istatistiklerinde 56 bin hektar olarak bildirilmektedir. Kayseri Ambar Köyü yöresindeki turbaların ısı değeri 6 100 kJ/kg olup, rezerv 105 milyon ton hesaplanmıştır. Ancak, bu turbalar yerleşim alanı altında kalmıştır. Yüksekova turbalarının rezervi 85 milyon ton olarak belirlenmiştir. Bunlarda kuru numunenin ısı değeri 12 560 kJ/kg'a kadar çıkmaktadır. Türkiye'de şimdilik turba yataklarının enerji hammaddesi olarak değerlendirilmesi üzerinde durulmamaktadır.

4.6. Petrol

Uzun yıllardan beri Türkiye'nin enerji ithalatında önemli yer tutan ve gelecekte de bu önemini koruması beklenen kaynaktır. 1954 yılında petrol aranmasına ve işletilmesine yerli ve yabancı özel sermayenin girmesine olanak tanınmıştır. Türkiye'de 1954-1997 döneminde 188 şirket, petrol arama ve işletme faaliyetinde bulunmuştur. 1997 yılında arama ve işletme faaliyetinde bulunan şirket sayısı 25'dir. Bu şirketlerin 21'i yabancı, 4'ü yerlidir.

1997 yılı sonuna kadar Türkiye'de 1 044 arama, 450 tesbit, 1 248 üretim, 30 enjeksiyon ve 78 istikşaf olmak üzere toplam 2 850 kuyu açılmıştır. Bu kuyuların toplam metrajı 5 662 812 m'dir. 1997 sonuna kadar 96 adet petrol ve 4'ü CO₂ olmak üzere 21 adet doğal gaz sahası keşfedilmiştir.

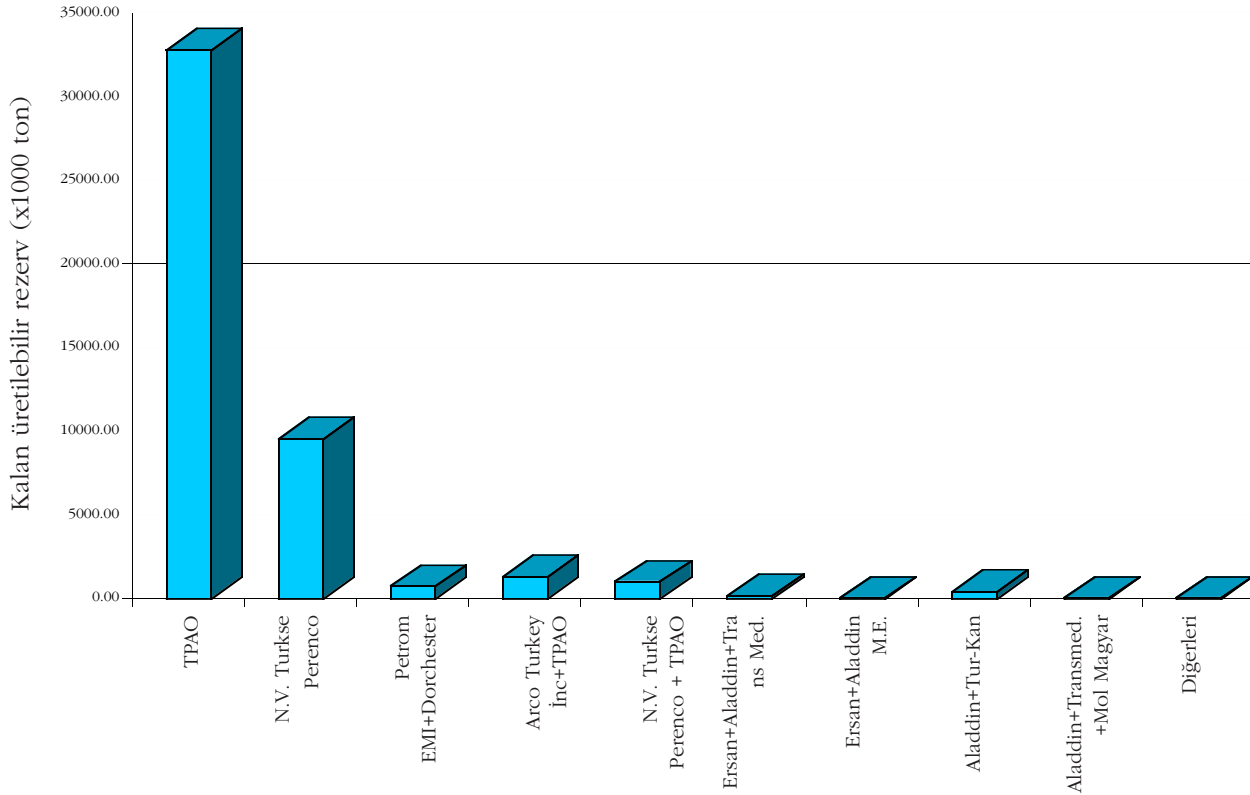
Türkiye'de açılan arama kuyusu sayısına göre keşif yapılan petrol ve doğal gaz sahası oranı yüksek görünmekte olup, bunun nedeni, sahaların bir kısmının birbirine çok yakın olması ve birbirinden tektonik hatlarla ayrılarak aynı yapıyı paylaşmalarıdır. Bazı ülkelerde yılda açılan kuyu sayısı binler ve onbinler ile ifade olunurken, hatta umutsuz ülkelere bile yüzlerce kuyu açılabilirken, Türkiye'de 65 yılın ortalaması olarak açılan arama, tesbit, üretim, enjeksiyon ve istikşaf kuyuları sondajı 87 120 m/yıl ve adedi 44 kuyu/yıl'dır. Yalnız arama kuyuları ele alındığında, 1934 yılından 1997 sonuna kadar yapılan sondaj 2 430 505.72 m ve açılan kuyu adedi 1 044'dür. 1997 yılında açılan arama kuyusu sayısı 11, yapılan sondaj 27 489.22 m olmuştur. 1997 yılında açılan toplam kuyu sayısı ise 51 olup, toplam sondaj 107 167.22 m'dir.

Petrol rezervleri jeolojik yapıya bağlı bir olgudur. Türkiye'de petrol taşıması ihtimali bulunan efektif petrol taşıyabilir alan üzerinde yapılan teorik çalışmalarla ortaya konulmuş rezerv alternatifleri bulunmaktadır. Efektif petrol taşıyabilir alan, karalarda toplam umutlu alanların % 1-10'u denizlerde % 6-9'u kadar olmaktadır. Buna göre Türkiye'de petrol taşıyabilir efektif alan ihtimali karalarda 188 662 km², denizlerde 146 443 km² olmak üzere toplam 335 105 km²'dir. Bu sahaların kesin bulgulanması için detaylı arama yapılması gereken alanlar ise; karalarda 545 000 km², denizlerde 296 000 km², yani toplam 841 000 km² kadardır. Yapısal ve stratigrafik analizlere göre petrol ve benzer hidrokarbonlara rezerv oluşturabilecek en az alan büyüklüğü karalarda 6 947 km², denizlerde 3 644 km² ve toplam 10 591 km²'dir.

Önceki arama bulgularından yararlanılarak yapılan hesaplamalarla, yukarıda belirtilen rezerv alanının içerebileceği petrol miktarı için ortaya konulan seçeneklere göre, Türkiye’de ortalama 1.8-10.4 milyar ton arasında petrol rezervi bulunabileceği öne sürülmüştür. Böyle bir rezervden çıkarılabilecek petrol ise 274 milyon ton ile 1.58 milyar ton arasındadır.

Türkiye’de petrol aramaları X. Bölge Siirt, XI. Bölge Diyarbakır, XII. Bölge Gaziantep üzerinde yoğunlaştırılmış, ardından I. Bölge Marmara, XIII. Bölge Hatay, XIV. Bölge Adana, XV. Bölge Konya, XVI. Bölge Antalya yörelerinde sürdürülmüştür. II. Bölge Bolu, III. Bölge Ankara ve XVII. Bölge İzmir’de de sınırlı aramalar yapılmıştır. Ancak onsekiz bölgenin tamamının yeterince arandığı söylenemez. Öncelikle Güneydoğu Anadolu, Batı Toroslar, Batı Karadeniz, İç Anadolu ve denizlerde yapılacak yeni aramalarla bilinen petrol rezervinin artması olasıdır.

1997 yılı sonu itibariyle Türkiye’de bilinen sahalara göre rezervuardaki petrol rezervi (ispatlanmış + muhtemel + mümkün) 6 670 189 000 varil yani 978 749 000 tondur. Buna göre üretilebilir petrol 149 699 000 ton olmaktadır. Bu rezervden yapılmış olan kümülatif üretim 103 362 868 ton olduğundan, geriye kalan üretilebilir petrol rezervi 317 161 852 varil ya da 46 336 132 tondur. Mevcut üretilebilir rezervin % 70.7’si TPAO’ya, % 20.7’si de N.V. Turkse Perenco’ya (eski Shell) aittir. Türkiye petrol rezervinin şirketlere dağılımı Şekil 4.3’de verilmiştir.



Şekil 4.3. Türkiye petrol rezervinin şirketlere dağılımı.

Türkiye’de petrol giderek daha derin kuyularda bulunabilmektedir. Geçmişte MTA tarafından bulgularan Raman ve Garzan’da ortalama derinlik 1 450 m’yi geçmezken TPAO’nun bulguladığı alanlarda 1000-3 250 m arasında, N.V.Turkse Shell tarafından bulunan sahalar da 1 439-2 531 m, diğer şirketlerce saptanan alanlarda 1 040-3 030 m arasında değişmektedir.

Son yıllarda Türkiye’de petrol aramaları giderek azaldığından, rezerv rakamları küçülmekte ve yapılan üretime karşılık yeterli yeni rezerv artışı sağlanamamaktadır. Bu olumsuz gelişimi ortaya çıkaran nedenler; TPAO’ya tanınan aşırı ruhsat hakkı ile olanaklı petrol sahalarının kapatılarak bekletilmesi, TPAO’nun ise arama çalışmalarını yurt içinden gereksiz ölçüde yurt dışına kaydırması ve yurt içindeki aramalarının zayıflaması, yabancı petrol şirketlerine gerekli kolaylığın sağlanmaması, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’na bağlı olarak Petrol İşleri Genel Müdürlüğü’nün TPAO’ya avantaj sağlayan tutumunu değiştirecek ve yabancı şirketlerin önünü açacak Petrol Kanunu değişikliklerinin gündeme getirilememesi biçiminde sıralanabilir.

Türkiye’de üretilen ham petrolün ortalama gravitesi 23.8° API olmakla birlikte, bu değer bazı yerlerde 11-12° API değerine düşmektedir. Yerli petrolün genel karakteristikleri olarak % 1’den az kükürt içeren bölümü % 29.1’dir. Yerli petrolümüzün % 6.9’u hafif, % 56.8’i orta ve % 36.3’ü ağır petroldür.

Yerli petrol üretimi 1991 yılında 4 451 702 ton iken, sonraki yıllarda düşmüş ve 1997 yılında 3 456 966 ton olmuştur. Üretimin % 70.8’i TPAO’ya, % 16.3’ü N.V. Turkse Perenco’ya aittir. 1997 yılı petrol ithalatı 23 336 672 tondur. İthalatın büyüklüğüne göre petrol alınan ülkeler Suudi Arabistan, İran, Irak, Libya, Suriye, Mısır, Cezayir, Rusya olarak sıralanmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın planlamalarına göre petrol ithalatının 2000 yılında 34 602 000 ton, 2010 yılında 50 877 000 ton ve giderek 2020 yılında 75 048 000 ton olması beklenmektedir.

Petrol ürünleri ithalatı ile birlikte 1997 yılında Türkiye’nin toplam petrol tüketimi 29 175 000 tondur. Türkiye’deki rafinerilerde 1997 yılında 3 271 738 tonu yerli ve 23 397 071 tonu ithal olmak üzere 26 668 809 ton ham petrol işlenmiştir. 1997 yılı petrol ürünleri sivil tüketimi ise 28 255 800 ton olmuştur.

Türkiye’de toplam kurulu kapasiteleri 32 milyon tona ulaşan; Batman, İzmit, İzmir, Ataş ve Kırıkkale rafinerileri faaliyetlerini sürdürmektedir. Bu rafinerilerin kurulu kapasiteleri ve 1997 yılında işledikleri ham petrol miktarları Tablo 4.5’de yer almaktadır. Rafinerilerin petrol ürünleri üretim kapasitelerini göstermek amacıyla Tablo 4.6’da da 1997 yılında ürün üretimleri verilmiştir.

4.7. Doğal Gaz

Türkiye’nin bilinen doğal gaz üretim alanları Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde bulunmaktadır. Trakya’da Bayramşah, Değirmenköy (Danışmen + Osmancık), Değirmenköy (Soğucak), Hamitabat, Hayrabolu, Kandamış, Karacaoğlan, Karaçalı, Kumrular, K. Marmara, Silivri, Umurca, Güneydoğu Anadolu’da Derin Barbeş, Çamurlu, G. Dinçer, G. Hazro, Katin başlıca üretim sahalarıdır. Üretimin % 83’den çoğu Hamitabat sahasından yapılmaktadır.

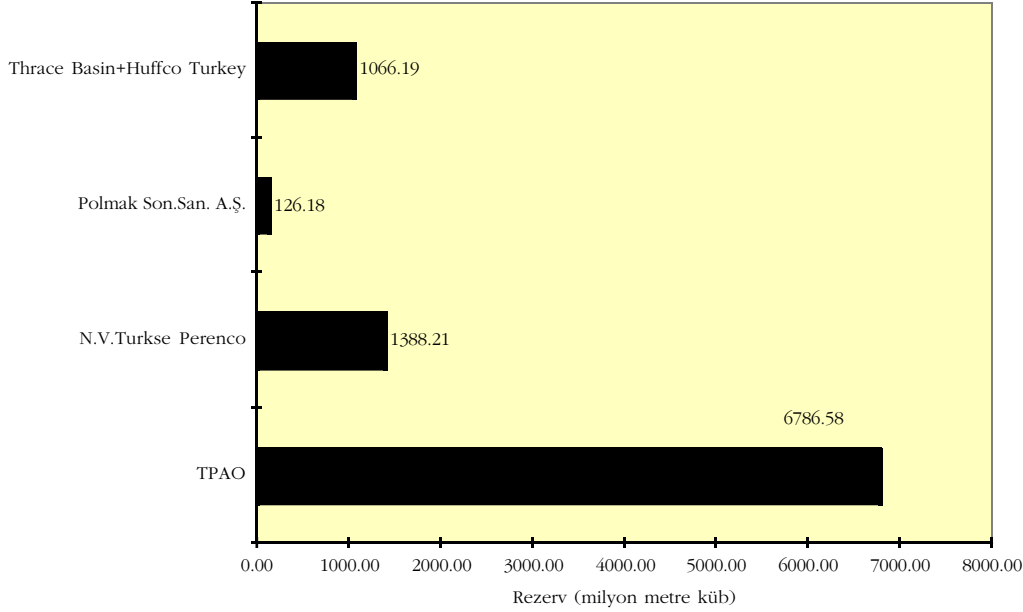
Tablo 4.5.Türkiye’deki rafinerilerin kurulu kapasitesi ve işledikleri petrol miktarı.

Rafineri	Kurulu Kapasite (ton/yıl)	1997 yılında işlenen petrol (ton/yıl)
BATMAN (1955)	1 100 000	Yerli Petrol : 824 893
İZMİT (1961)	11 500 000	Yerli Petrol : 713 864 İthal Petrol : 8 159 702 Toplam : 8 873 566
ATAŞ (1962)	4 400 000	Yerli Petrol : 540 477 İthal Petrol : 2 940 764 Toplam : 3 481 241
İZMİR (1972)	10 000 000	Yerli Petrol : 245 357 İthal Petrol : 9 676 758 Toplam : 9 922 115
KIRIKKALE (1986)	5 000 000	Yerli Petrol : 947 147 İthal Petrol : 2 619 847 Toplam : 3 566 994
Toplam	32 000 000	Yerli Petrol : 3 271 738 İthal Petrol : 23 397 071 Toplam : 26 668 809

Tablo 4.6. Türkiye’de 1997 yılı petrol ürünleri üretimi (ton).

Ürünler	Batman	İzmit	İzmir	Ataş	K.Kale	Toplam
Raf. yakıt gazı	3775	326787	159014	62590	93474	645640
LPG	3563	273738	270409	70205	130091	748006
Nafta	-	261239	1342935	-	-	1604174
Normal benzin	26042	761081	339574	324539	359739	1810975
Super benzin	3845	747960	359992	148434	222784	1483015
Kur. suz benzin	-	260531	70362	53998	106395	491286
Solvent	163	2667	-	-	-	2830
Jet yakıtı	-	651279	497478	40112	138404	1291173
Gazyağı	645	26887	27763	8178	9018	72491
Motorin	120942	2182215	2754733	923609	1168939	7150438
Kal. yakıtı	-	955418	337299	102642	215673	1611032
Fuel oil-6	304938	1900901	2448262	1756440	768547	7179088
Asfalt	323995	409875	333144	-	257933	1324947
Madeni yağ	-	-	259074	-	-	259074
HVGO	-	76146	217521	-	-	293667
Diğerleri	-	18619	73725	2872	10009	105225
TOPLAM	787908	8855343	9491285	3457519	3481006	26073061

1997 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin bilinen sahalarındaki doğal gaz rezervi, rezervuardaki toplam gaz olarak 18 104 718 000 m³, üretilebilir toplam gaz olarak 12 338 576 000 m³ düzeyinde verilmektedir. Ancak, yapılan kümülatif üretim 2 971 418 296 m³ olduğundan, kalan üretilebilir rezerv 9 367 157 704 m³ dür. Bu rezervin % 72.5'i TPAO'nın elindedir. Doğal gaz rezervinin şirketlere dağılımı Şekil 4.4'de gösterilmiştir.



Şekil 4.4. Türkiye bilinen doğal gaz rezervinin şirketlere dağılımı (1997).

Ülkemizde yeni doğal gaz alanlarının bulunması olasılığı vardır. Özellikle, Batı Karadeniz ve Marmara, Orta Anadolu Bölgesi ümitli alanlar olarak görülmektedir. 1988 yılında Silivri açıklarında denizde bulgular ve 1997'den itibaren günde 1 500 000 m³ üretim yapılmasına başlanan Kuzey Marmara Doğal Gaz Sahası, bu konuda ümitli olunmasını gerektiren önemli bulgulardan biridir.

1997 yılında Türkiye'nin yerli doğal gaz üretimi 253 215 832 m³ olmuştur. Üretimin yaklaşık tümü TPAO tarafından yapılmıştır. Thrace Basin Natural Gas Corp. Turkey + Huffco Turkey Inc ortaklığının sembolik bir üretimi vardır. Talebi karşılamak için 1997 yılında 9 874 000 000 m³ doğal gaz ithal olunmuştur. Böylece, 1997 yılı doğal gaz tüketimi 10 127 216 000 m³ düzeyine ulaşmıştır. 1998 yılı için programlanan yerli üretim, Kuzey Marmara Sahasının üretime girmesi nedeni ile 760 milyon m³ dür. Ancak, Türkiye'nin bu yılki talebi 13.4 milyar m³ düzeyindedir.

Türkiye'nin doğal gaz arz kaynakları olarak Batı Terminali ile Rusya Federasyonu'ndan yıllık 6 milyar m³ doğal gaz ithal bağlantısı vardır. Ayrıca, Cezayir'den LNG olarak yılda 4 milyar m³ doğal gaz ithal bağlantısı bulunmaktadır. LNG spot ithalatı da yapılmaktadır.

Bu arada Rusya ile Batı Terminali'nden, ek olarak 8 milyar m³ lük ve hemen yürürlüğe konulan bir ithal bağlantısı oluşturulmuşsa da, ithalat için bağlantı hattı yeni loop'larla geliştirilmek zorundadır. Ayrıca, kompresör istasyonlarında kapasite artırımı gerekmektedir. Mevcut doğal gaz hat-

tının tevsii çalışmaları sürdürülmektedir. Nijerya ile 1999 yılında başlayacak 1.2 milyar m³/yıl LNG ithalat bağlantısı yapılmıştır.

Siyasi açıdan belirsizlikleri olmakla birlikte İran ile 1999 yılında başlaması gereken 10 milyar m³/yıl ithalat bağlantısı vardır. Doğu Terminali denilen bu hattın gerçekleşme olasılığı zayıf görünmektedir. Rusya Federasyonu ile 2000 yılında 0.5 milyar m³ ile başlayacak ve kademeli biçimde 16 milyar m³/yıl düzeyine çıkarılacak Karadeniz Doğal Gaz Boru Hattı bağlantısının gerçekleştirilmesine çalışılmaktadır.

Türkiye'nin doğal gaz talebi 2000 yılında 20 790 milyon m³, 2010 yılında 53 553 milyon m³, 2020 yılında 80 000 milyon m³ düzeyine çıkacaktır. Şimdiye kadar yapılan bağlantıların toplamı 45.2 milyar m³/yıl olmakla birlikte, gerçekleştirmelere ilişkin belirsizlikler 2003-2005 yıllarına kadar Türkiye'de doğal gaz sıkıntısının süreceğini göstermektedir.

4.8. Uranyum

Türkiye'de ilk önce Neojen yaşlı çökellerde sedimanter tip uranyum yataklarının aranmasına başlanmış, bu çalışmalar sonucunda düşük tenörlü küçük uranyum yatakları keşfedilmiştir. Daha sonra en uygun jeolojik hedefin metamorfik masifler ve granitler çevresindeki Eosen yaşlı çökel-ler olduğu anlaşılmış, tenörü öncekilerden yüksek, ama dünyada işletilenlerden küçük yeni sahalar bulunmuştur. Bulgaristan'ın ekonomik uranyum üretimi yaptığı Pliyosen yaşlı formasyonların Tür-kiye'ye doğru uzandığı ve geniş bir yayılım gösterdiği bilinmekle birlikte, bu alan arama beklemek-tedir.

Türkiye'nin uranyum yataklarının bir bölümü % 0.04-0.08 U₃O₈ tenörlü olmak üzere çoğun-lukla Batı Anadolu'da toplanmakta olup, bunların arasında % 0.05 tenörlü Manisa-Salihli-Köp-rübaşı önemli bir yer tutmaktadır. Köprübaşı sahasındaki uranyumu değerlendirmek amacıyla 1974 yılında MTA tarafından tesis kurularak sarı pasta üretimi gerçekleştirilmiş, tesis daha sonra Etibank'a devredilmiş, ardından kapatılmıştır. Sonra bulunan Yozgat-Sorgun sahası ise % 0.1 U₃O₈ tenörü ile Türkiye'deki en zengin sahayı oluşturmaktadır. Oysa, dünyada işletilen yatakların U₃O₈ tenörleri % 1'den daha yüksektir. Türkiye'nin bilinen sahalarında toplam rezerv 9 129 ton U₃O₈'e karşılık gelmektedir. Bu rezervin sahalara dağılımı Tablo 4.7'de gösterilmiştir.

Tablo 4.7. Türkiye'nin uranyum rezervi

Saha	Tenör (% U₃O₈)	Rezerv (ton U₃O₈)
Salihli Köprübaşı	0.05	2 852
Eşme-Fakılı	0.05	490
Söke-Küçükçavdar	0.04	208
Söke-Demirtepe	0.08	1 729
Yozgat-Sorgun	0.1	3 850
TOPLAM	0.04-0.1	9 129

Türkiye’de Karadeniz tabanındaki genç çökellerde 3-6 ppm, Van gölü tabanında 0.1-0.5 ppm konsantrasyonlarında uranyum bulgulanmıştır. Fosfat kayalarında da bir miktar uranyum bulunmakta olup, Mazıdağ yataklarında uranyum konsantrasyonu 50-60 ppm arasındadır. Ayrıca, değişik kömür yataklarından (Elbistan, Beypazarı, Orhaneli, Çan) alınan kömür örneklerinin küllerinde 100 ppm, Şırnak asfaltitlerinde ise 200 ppm uranyum birikimleri saptanmıştır.

Türkiye’nin bilinen yatakları ile ekonomik uranyum üretimi günümüz teknolojisinde söz konusu değildir. Dünya Enerji Konseyi tarafından hazırlatılan "Survey of Energy Resources 1998" raporunda belirtildiğine göre, bugün maliyeti 80 ABD \$/kg’ın altındaki yatakların işletilmesine karşın, Türkiye’deki rezervden yapılacak üretim maliyeti için 80-130 ABD \$/kg değeri verilmektedir. 1979 yılında 120 ABD \$/kg olan U_3O_8 fiyatının daha sonraki yıllarda 40 ABD \$/kg düzeylerine kadar düşmesi, dünyanın çeşitli ülkelerinde olduğu gibi Türkiye’de de uranyum aramalarını durdurmuştur. Geleceğin vazgeçilmez ve önemli enerji kaynağı olması nedeni ile çok büyük harcamalara girişmeksizin uranyum aramalarının sistemli biçimde sürdürülmesinde yarar görülmektedir.

Bugüne kadar bulunan rezervlerin, Türkiye’nin gerçek uranyum rezervini yansıtmadığı görüşü egemendir. Özellikle Güney Marmara ve Doğu Karadeniz bölgelerinde yapılacak yeni aramalarla uranyum yatakları bulunması olasılığı vardır. Bir uranyum yatağının aranmasından üretimine kadar yaklaşık 10 yıl geçmektedir. Türkiye’de ilk nükleer santral ihale aşamasında olmakla birlikte, 2010 yılından sonra nükleer santrallerin payı artacağından ayrıntılı aramalara yeniden ve bir an önce başlanılmasında yarar vardır.

4.9. Toryum

Türkiye’nin bilinen tek toryum yatağı Eskişehir-Sivrihisar-Kızılcaören’de bulunmaktadır. Ancak, bu alan dünyanın da sayılı toryum rezervlerindendir. Buradaki rezerv 380 000 ton olup, tenör % 0.2 ThO_2 dir. Söz konusu rezerv, damarların 200 m derinliğe kadar uzanan bölümünü içermektedir. Daha derindeki ve ayrıca sahanın geri kalan bölümündeki rezervler kapsam dışı bırakılmıştır. Yapılacak yeni aramalarla rezervin önemli ölçüde artması beklenebilir. Kızılcaören dışında Malatya-Hekimhan-Kuluncak’da toryum belirtileri bulunmuştur. Bu konudaki aramalar geliştirilmelidir.

Ancak, dünya toryum rezervinin Türkiye’de dahil olmak üzere belirli birkaç ülke elinde toplanmış olması, uranyum üretiminde şimdilik bir sıkıntı çekilmemesi nedeni ile toryuma dayalı nükleer santraller üzerindeki geliştirme çalışmaları yavaş ilerlemektedir. Türkiye’nin nükleer stratejisi orta ve uzun dönemde toryum yataklarının değerlendirilmesini gerektirecektir.

B Ö L Ü M

TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ POTANSİYELLERİ, KULLANIMI VE GELİŞTİRME OLANAKLARI

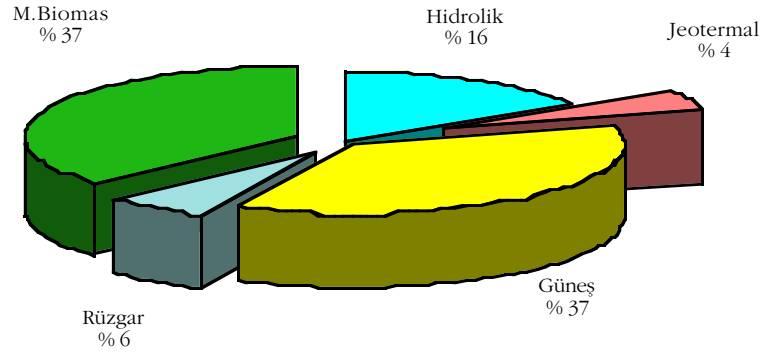
5. TÜRKİYE’NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ POTANSİYELLERİ, KULLANIMI VE GELİŞTİRME OLANAKLARI

Bu bölümde hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz dalga enerjisi ve biomas enerji potansiyelleri üzerinde durulmakta, kullanım düzeyleri açıklanmakta, bu kaynaklara ilişkin kullanılabilir potansiyellerin geliştirilme olanakları irdelenmektedir. Türkiye’nin yenilenebilir karakterli başlıca enerji kaynaklarının potansiyelleri topluca Tablo 5.1’de gösterilmiştir. Tabloda yer alan ekonomik potansiyel, kullanılabilir potansiyele eşdeğerdir.

Tablo 5.1. Türkiye’nin yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelleri (1998).

KAYNAKLAR	Brüt	Teknik	Ekonomik (kullanılabilir)
Hidrolik Enerji (MW) (milyar kWh/yıl)	107 500 430	53 750 215	34 862 124.5
Jeotermal Enerji Isı (MW) (Mtep/yıl) Elektrik (MW) (milyar kWh/yıl)	31 500 - 4 500 -	7 500 5.4 500 -	2 843 1.8 350 1.4
Güneş Enerjisi Isı + Elektrik (MW) (milyar kWh/yıl) (Mtep/yıl)	111 500 x 10 ³ 977 000 80 000	1 400 000 6 105 500	116 000 305 25
Rüzgar Enerjisi (karasal) Elektrik (MW) (milyar kWh/yıl)	220 000 400	55 000 110	20 000 50
Rüzgar Enerjisi (denizsel) Elektrik (MW) (milyar kWh/yıl)	- -	60 000 180	- -
Deniz Dalga Enerjisi Elektrik (MW) (milyar kWh/yıl)	75 000 150	9 000 18	- -
Klasik Biomas Enerji Yakıt (Mtep/yıl)	30	10	7
Modern Biomas Yakıt (Mtep/yıl)	90	40	25

Türkiye’de bugün yenilenebilir kaynaklardan en çok klasik biomas enerji ve hidrolik enerji kullanılmaktadır. Jeotermal enerji üçüncü sırada yer almakla birlikte, kullanımı sınırlıdır. Güneş enerjisinin kullanımı sembolik düzeyde iken, rüzgar enerjisinin kullanımı yeni başlamakta, deniz dalga enerjisi üzerinde hiç durulmamaktadır. Modern biomas enerjinin önemli potansiyeline karşılık, enerji bitkileri tarımı yeterince tanınmamakta ve gündeme sokulmamakta, enerji ormancılığı da sınırlı bir kapsamla ele alınmaktadır. Modern biomasın gelişmesi ile ekonomik olmayan klasik biomas ortadan kalkacaktır. Sıralanan yenilenebilir kaynakların toplam ekonomik ve/veya kullanılabilir potansiyelleri 68 000 Btep/yıl düzeyinde olup, bu toplamdaki kaynak payları Şekil 5.1’de gösterilmiştir.



Şekil 5.1. Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynakları kullanılabilir/ekonomik potansiyelinin kaynak bazında dağılımı.

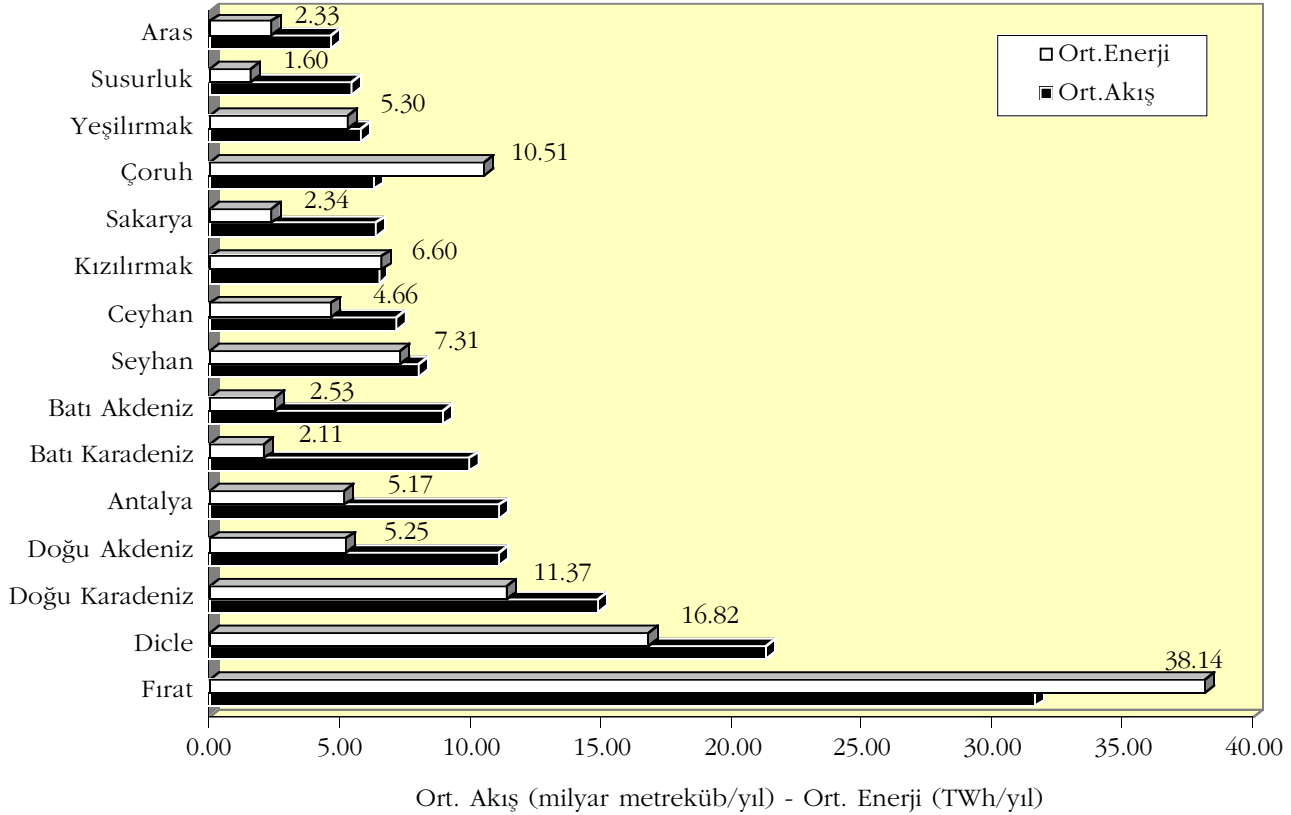
5.1. Hidrolik Enerji

Türkiye’de 26 akarsu havzasına dağılmış olan su kaynaklarının enerji üretimi açısından toplam debisi 186 km³/yıl düzeyindedir. Bu doğal olanakta havzaların en büyük payları sırasıyla; Fırat % 17, Dicle % 11.5, Doğu Karadeniz % 8, Doğu Akdeniz % 6 ve Antalya % 5.9 düzeyindedir. Ancak, akarsularımızın rejimleri düzgün değildir. Akarsu debisi aşırı sulak yıllarda 1.5-2 kat artabilirken, aşırı kurak yıllarda yarıya düşebilmektedir. Ayrıca, yıl içinde Nisan-Haziran döneminde ortalamadan yüksek, Haziran-Ağustos döneminde ortalamadan düşük olmaktadır. Ortalama enerji üretim potansiyeli 1 TWh/yıl’ın üzerinde olan havzaların yıllık akış ve enerji potansiyelleri Şekil 5.2’de verilmiştir.

Teknik ve ekonomik yapılabilirlik sınırlamaları göz önüne alınmaksızın, Türkiye’nin hidrolik kaynaklarının teorik olarak, ortalama debi ve düşü koşullarında hesaplanan brüt potansiyeli 430 milyar kWh/yıl’dır. Ekonomik yapılabilir olmasına bakılmaksızın, teknik yapılabilirlik koşulu ile bu kaynaktan sağlanabilecek teknik potansiyel, 215 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Hem teknik ve hem de ekonomik yapılabilirlik koşulları altında kullanılacak potansiyel, bugün için 124.5 milyar kWh/yıl olarak bildirilmektedir. Ancak, ekonomik potansiyele bağlı güvenilir enerji üretim potansiyeli 79.7 milyar kWh/yıl kadardır. 1997 yılında hidrolik kaynaktan enerji üretimi 39.8

milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değerin 2010 yılında 85.4 milyar kWh'a ve 2020 yılında da 103.7 milyar kWh'a ulaşması planlanmaktadır.

Ekonomik hidrolik potansiyelin % 29'u değerlendirilmiş durumdadır. Çoruh ve Doğu Karadeniz dışında büyük havzaların enerji potansiyeli önemli ölçüde değerlendirilmiştir. İnşa halindeki tüm hidrolik santrallerin devreye girmesi ile ekonomik hidrolik potansiyelin % 38'i değerlendirilmiş olacaktır. Gerçekleşme oranının daha üst düzeylerde olmamasının nedeni, hidroelektrik santral maliyetlerinin diğer kaynaklara göre yüksek oluşudur.



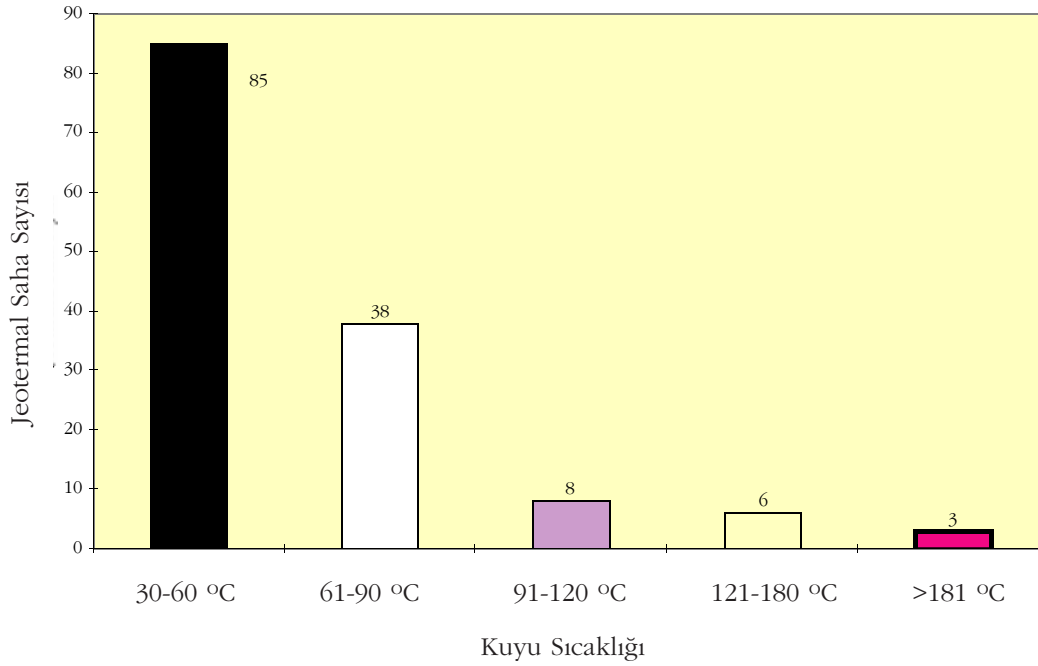
Şekil 5.2. Önemli havzaların yıllık ortalama akış ve enerji potansiyelleri.

5.2. Jeotermal Enerji

Jeotermal enerji yer kabuğunun derinliklerinden gelen ısınin doğal olarak yeraltındaki sulara aktarılması ve ısınan suyun yeryüzüne ulaşması sonucu ortaya çıkan bir enerji türüdür. Türkiye, jeotermal enerji yönünden şanslı ülkeler arasında yer almaktadır. Aktif faylarla sınırlı grabenler ve yaygın genç volkanizmaya bağlı olarak doğal buharların, hidrotermal alterasyonların ve sıcaklığı yer yer 100 °C'ye ulaşan 600'den fazla sıcak su kaynağının varlığı, Türkiye'nin önemli jeotermal potansiyele sahip olduğunun kanıtıdır.

Bugüne kadar bulunan jeotermal alanların % 95'i ısı uygulamalara uygun sıcaklıkta olup, 30 °C'nin üzerindeki toplam 140 jeotermal alan Türkiye sathına dağılmış olmakla birlikte, çoğu

Batı, Kuzey-Batı ve Orta Anadolu’da toplanmıştır. Bu alanların kuyu sıcaklıklarına göre dağılımı Şekil 5.3’de gösterilmiştir. Görüleceği gibi yüksek entalpili sayılacak üç alan söz konusu olup, bunlar Aydın-Germencik, Denizli-Kızıldere ve teorik olarak Nevşehir-Acıgöl’dür. Bu alanlar özellikle elektrik üretimi ve entegre ısıtma için uygundur. Bunların yanısıra entalpileri orta düzeyin üstünde bulunan ve elektrik üretimi ile entegre ısıtmaya uygun daha 6 alan (Aydın-Salavatlı, Çanakkale-Tuzla, İzmir-Balçova, İzmir-Seferihisar, İzmir-Dikili, Kütahya-Simav) sıralanabilir. Günümüz teknolojisinde kuyu sıcaklığı 90 °C’nin üzerindeki alanlarda bile elektrik üretimi olanaklı olmakla birlikte, sıcaklığın düşmesi ile ekonomikliği sınırlanmaktadır.



Şekil 5.3. Jeotermal sahalara ilişkin kuyu sıcaklıkları.

Isıl uygulamalar için Türkiye’nin olası toplam jeotermal ısıl kapasitesi 31 500 MW düzeyinde olup, brüt potansiyele karşılıktır. Ancak, teknik potansiyele karşılık kullanılabilir ısıl hedef potansiyel 7 500 MW düzeyindedir. Günümüz koşullarında değerlendirmeye uygun ve ekonomik denilebilecek kanıtlanmış ısıl potansiyel 2 843 MW’dır. Bugün için ısıtma amacıyla kurulu jeotermal ısıl kapasite 350 MW ve kaplıca biçiminde yararlanılan ısıl güç 285 MW olmak üzere toplam 635 MW jeotermal ısıl kapasite değerlendirilmiştir.

Türkiye’nin brüt olarak alınabilecek teorik jeotermal elektrik potansiyeli 4 500 MW olarak varsayılmışsa da, eldeki verilere göre teknik potansiyelin 500 MW’ı geçemeyeceği kestirilmektedir. Ancak, yapılan sondajlara dayalı olarak ortaya konulan kesinleşmiş jeotermal elektrik potansiyeli 200 MW düzeyinde bulunmaktadır. Türkiye’de halen Denizli-Kızıldere’de 20.4 MW kurulu güçlü (12 MW güçle çalıştırılmakta olan) bir jeotermal elektrik santrali vardır. 100 MW’lık potansiyeli olan Afyon-Germencik’de, Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulacak 25 MW’lık ikinci jeotermal santralin

projesi Danıştay onayından geçerek sözleşmesi imzalanmıştır.

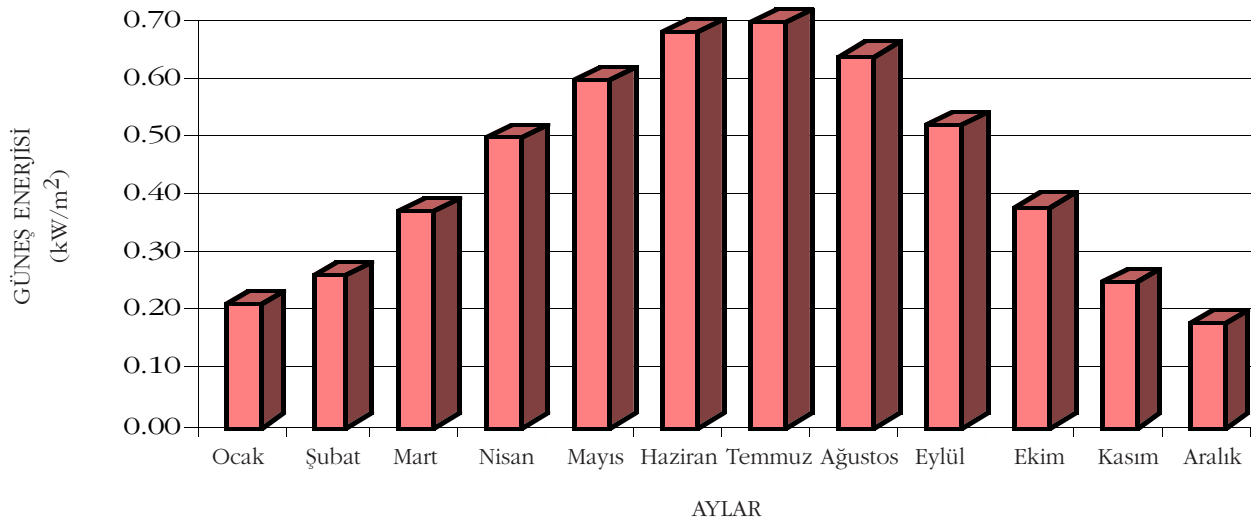
Türkiye’de yeteri kadar jeotermal kuyu açılmamıştır. 140 jeotermal alana karşılık açılan kuyu sayısı 200 olup, dünya standartlarına göre çok azdır. Türkiye’nin jeotermal enerji potansiyelinin ortaya konulması için daha çok kuyu açılması gerekmektedir. Türkiye’de jeotermal amaçlı sondaj metrajları, 1990 sonrasında yılda en az 971 m ile en çok 4870 m arasında değişmekte ve çok yetersiz kalmaktadır. 1997 yılında yalnızca 28 adet sıcak su sondajı yapılmış olup, bunlardan iki tanesi MTA projesidir. MTA’nın söz konusu iki arama projesinin sondajı 1 236 m olup, 1997 yılına ait 28 kuyusunun toplam sondajı 12 200.85 m’dir. Aramaların geliştirilmesi ile jeotermal potansiyelde önemli artışlar olması beklenmektedir.

5.3. Güneş Enerjisi

Türkiye coğrafi konumu açısından 36-42 °N enlemleri arasında yer almakta ve güneş kuşağı içerisinde bulunmaktadır. Yıllık ortalama güneşlenme süresi 2 609 h olup, yılın % 29.8’ini oluşturmaktadır. Güneşlenme süresi yönünden en zengin bölgeyi 3 016 h ile Güneydoğu Anadolu kapsamakta, bunu sırasıyla Akdeniz (2 923 h), Ege (2 726 h), İç Anadolu (2 712 h), Doğu Anadolu (2 693 h), Marmara (2 528 h) bölgeleri izlemekte, en düşük değer 1 966 h ile Karadeniz bölgesinde görülmektedir. Güneşlenme süresinin aylık dağılımında Türkiye ortalaması maksimum değer 362 h ile Temmuz, minimum değer 98 h ile Aralık ayına aittir.

Türkiye’de güneş radyasyon intensitesinin yıllık ortalaması yatay düzlem üzerinde 3.7 kWh/m².gün olup, aylara göre 5.9 kWh/m².gün ile 1.5 kWh/m².gün arasında değişmektedir. Türkiye ortalaması olarak güneş radyasyon intensitesinin aylara göre değişimi Şekil 5.4’deki diya-gramda görülmektedir. Yıllık ortalama güneş radyasyon intensitesinin coğrafi bölge değerlerine gelince; Güneydoğu Anadolu’da 3.97 kWh/m².gün, Akdeniz’de 3.86 kWh/m².gün, İç Anadolu’da 3.81 kWh/m².gün, Ege’de 3.78 kWh/m².gün, Marmara’da 3.03 kWh/m².gün ve Karadeniz’de 2.86 kWh/m².gün olmaktadır. Coğrafi bölgelere göre gelen güneş enerjisinin maksimum, minimum ve yıllık ortalama değerleri Tablo 5.2’de verilmiştir.

Türkiye yüzeyine yılda düşen güneş enerjisi 977 x 10¹² kWh kadardır. Bu yıl boyuna göre 111.5 x 10⁶ MW güce eşdeğer olup, elektrik santralleri kurulu gücümüzün 5000 katını aşkındır. Açıklanan değerler 80 000 Mtep/yıl düzeyine karşılık olan brüt potansiyeldir. Brüt potansiyelin tümünün enerji üretim amacıyla kullanılması söz konusu olamaz. Teknik olarak kullanılması hedeflenebilecek potansiyel 500 Mtep/yıl düzeyinde varsayılabilir. Bugün için kullanılması hedeflenebilecek ekonomik potansiyel 25 Mtep/yıl kadardır.



Şekil 5.4. Türkiye ortalaması olarak güneş radyasyon intensitesi dağılımı.

Tablo 5.2. Bölgelere göre yatay düzlemdeki güneş radyasyon intensitesi.

BÖLGELER	YILLIK		TEMMUZ		ARALIK	
	MJ/m ² gün	kW/m ²	MJ/m ² gün	kW/m ²	MJ/m ² gün	kW/m ²
G. Doğu Anadolu	14.3	0.477	23.0	0.767	8.5	0.283
Akdeniz	13.9	0.463	21.7	0.723	5.5	0.183
İç Anadolu	13.7	0.457	21.6	0.720	4.8	0.160
Ege	13.5	0.450	21.7	0.723	5.0	0.167
Doğu Anadolu	13.4	0.447	20.0	0.667	4.9	0.163
Marmara	10.9	0.363	17.8	0.593	4.0	0.133
Karadeniz	10.3	0.343	15.3	0.510	4.7	0.157

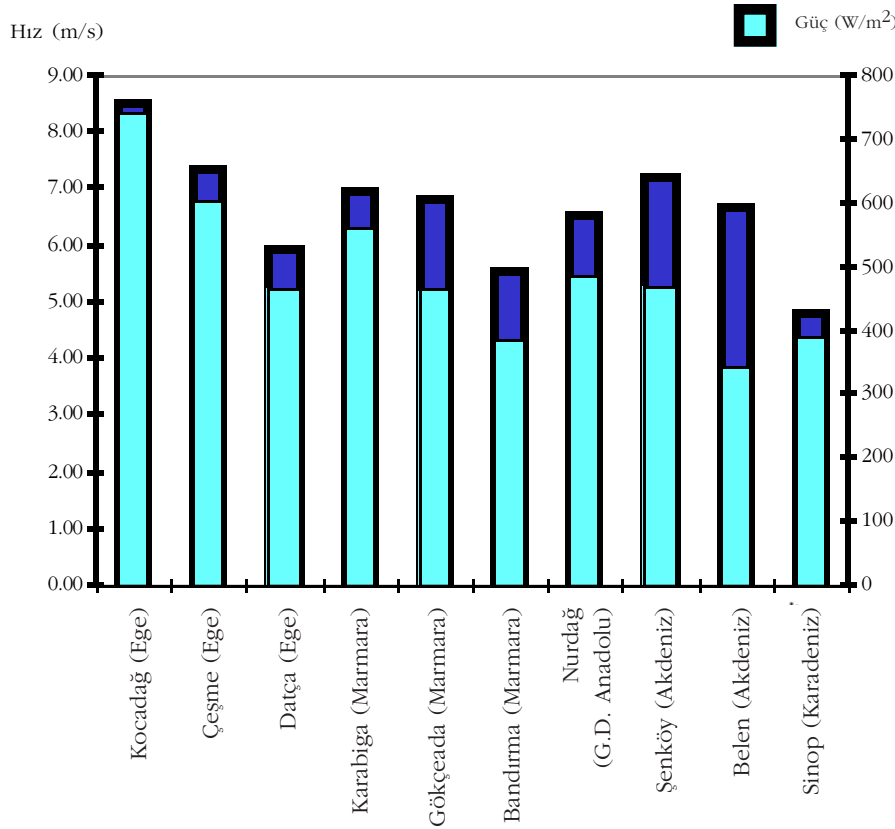
Türkiye’de şimdilik kurulu 3 milyon m² güneşli su ısıtıcı kolektörlerle kullanılan güneş enerjisi 120 Btep/yıl düzeyinde olup, ekonomik potansiyelin % 0.5’ine karşılıktır. Kurulu kolektör alanı ile en az 500 MW’lık ısı güce karşılıktır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı istatistiklerinde bu değer 1996 ve 1997 yılları için 80 Mtep/yıl düzeyinde ve gerçek değerinden düşük ve hatalı gösterilmektedir.

5.4. Rüzgar Enerjisi

Türkiye’nin rüzgar enerjisi potansiyeline ilişkin sağlıklı ölçüm sonuçlarına ve çıkarılmış rüzgar atlasına dayalı kesin veriler yoktur. Meteoroloji istasyonları tarafından uzun yıllardır yapılan rüzgar

ölçümleri iklim amaçlıdır. Enerji amaçlı rüzgar ölçüm verilerinin azlığı kesin potansiyel hesaplanmasına imkan tanımamaktadır.

Havanın kütlesi az olduğundan rüzgardan sağlanacak enerji hızına bağlıdır. Rüzgarın hızı yükseklikle, gücü hızının kübü ile orantılı biçimde artar. Sağlayacağı enerji gücüne ve esme saat sayısına göre değişir. Özgül rüzgar gücü, hava akımına dik birim yüzeye düşen güçtür. Türkiye’de yerleşim alanları dışında 10 m yükseklikteki rüzgar hızı yıllık ortalaması, Ege Bölgesi ve diğer kıyı alanlarında 4.5 - 5.6 m/s, iç kesimlerde 3.4 - 4.6 m/s arasındadır. 10 m yükseklikte yıllık ortalama rüzgar hızı 4 - 5 m/s olan yörelerimizde, türbin kurulması açısından önemli olan 50 m yükseklikteki güç yoğunluğu çoğu kez yıllık ortalama olarak 500 W/m² düzeyini aşmaktadır.



Şekil 5.5. Rüzgarca zengin bazı istasyonlarda 10 m yükseklikte yıllık ortalama rüzgar hızları ve güç yoğunlukları.

Türkiye’de Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü istasyonlarında yapılan iklim amaçlı rüzgar ölçümleri, rüzgar santrallerinin kurulacağı yerlerin karakteristiklerini temsil etmekten çok uzaktır. Bu nedenle, rüzgar potansiyeli önemli görülen ve rüzgar santrali kurulması düşünülen yörelerde, Elektrik İşleri Etüt İdaresi ve özel sektör kuruluşları tarafından enerji amaçlı ölçümler yapılmaktadır. Bu ölçümlerden alınan bazı sonuçlara göre, bir kısım rüzgarlı yörelerimizin yıllık ortalama rüzgar gücü ve hız değerleri Şekil 5.5’deki diyagramda yer almaktadır.

Rüzgar enerjisi üzerinde yapılan teorik çalışmalara göre, Türkiye'nin karasal alanlarında 400 milyar kWh/yıl brüt potansiyel ve 120 milyar kWh/yıl teknik potansiyel olduğu hesaplanmıştır. Brüt potansiyel 160 000 MW, teknik potansiyel de 48 000 MW rüzgar gücüne karşılıktır. Ancak, Türkiye'nin ekonomik rüzgar potansiyelinin 50 milyar kWh/yıl olduğu kestirilmektedir. Bu potansiyelin değerlendirilmesi için gereken kurulu rüzgar gücü ise 20 000 MW'dır.

Uydu ile uzaktan algılama verilerine dayalı biçimde yapılmış hesaplamalar, çoğunluğu batıda olmak üzere Türkiye kıyı alanlarında kullanılabilir 8 200 MW'lık bir potansiyelin varlığını göstermektedir. Bugün Türkiye'de ölçümlerle kanıtlanmış güvenilir 12.4 milyar kWh/yıl rüzgar potansiyeli, yaklaşık 5 000 MW kurulu güçle değerlendirilmeyi beklemektedir. Rüzgar enerjisi zenginliği sırasıyla Marmara, Ege, Akdeniz ve Karadeniz kıyı alanlarında bulunmaktadır. Bunun yanı sıra, Güneydoğu Anadolu, İç Anadolu ve Doğu Anadolu'da rüzgarca zengin yörelerin var olduğu bilinmektedir.

Söz konusu karasal potansiyellerin dışında Türkiye deniz alanlarında rüzgar teknik potansiyelinin 60 000 MW (150 milyar kWh/yıl) düzeyini aşkın olduğu kestirilmektedir. Ancak, bunun teknik ve ekonomik bölüntüsü ile ilgili hiçbir etüd bulunmamaktadır.

Türkiye'nin bugün kurulu rüzgar gücü 1.8 MW olup, 7.2 MW'lık ilk santralin inşasına başlanmıştır. Rüzgar santrali kurulması amacıyla toplam gücü 700 MW olacak 30 kadar başvuru vardır. 2000 yılında Türkiye'nin kurulu rüzgar gücünün 500 MW düzeyinde olması beklenmektedir.

5.5. Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerjiler

Deniz kökenli yenilenebilir enerjiler; deniz dalga enerjisi, deniz sıcaklık gradyent enerjisi, deniz akıntıları enerjisi (boğazlarda) ve gel-git (med-cezir) enerjisidir. Ancak, Türkiye'de gel-git enerjisi olanağı yoktur. Türkiye için söz konusu enerji grubu içerisinde en önemlisi deniz dalga enerjisidir. Çanakkale ve İstanbul boğazlarında deniz akıntıları varsa da, deniz trafiği bu enerjinin kullanılma olanağını sınırlandırmaktadır.

Türkiye'nin Marmara denizi dışında açık deniz kıyıları 8 210 km'yi bulmaktadır. Ancak, Türkiye'de dalga rasatları ve bunlara ilişkin ölçüm verileri yoktur. Dalga cephesinin gücü, okyanuslar dışında 10-40 kW/m arasında değişmekle birlikte, Akdeniz kıyıları için bu değer ortalama 13 kW/m olarak verilmektedir. Türkiye dışında Akdeniz'de yapılmış ölçümler, bu gücün yıl boyu 8.4-15.5 kW/m arasında değiştiğini göstermiştir. İç denizlerde daha da düşebilmektedir.

Deniz dalga konvertörleri tek sıra halinde dizilmediğinden, dalga konvertörlerine açık cephe kıyı uzunluğu ile sınırlanmamaktadır. Deniz dalga konvertörlerinin deniz rüzgar türbinleri ile entegre bağlantılı biçimde şebekeyi beslemesi üzerinde durulmaktadır. Türkiye kıyılarının beşte birinden yararlanılarak sağlanabilecek dalga enerjisi teknik potansiyeli 18.5 milyar kWh olarak kestirilmektedir. Deniz dalga enerjisinin kullanılması, Türkiye'nin gündemine henüz girmemiş olmakla birlikte, öncü santraller dünyada kurulmuş bulunmaktadır.

Türkiye’de denizlerden elde olunabilecek deniz dalga, deniz akıntıları ve deniz sıcaklık grad-yent enerjileri ile ilgili ölçümler yapılmalı, var olan potansiyeller saptanarak teknolojik olanaklar çerçevesinde yapılabilecek uygulamalar belirlenmelidir. Ancak, bu alanda çalışma yapacak herhan-gi bir kurum ve kuruluş şu anda bulunmamaktadır.

5.6. Biomas Enerji

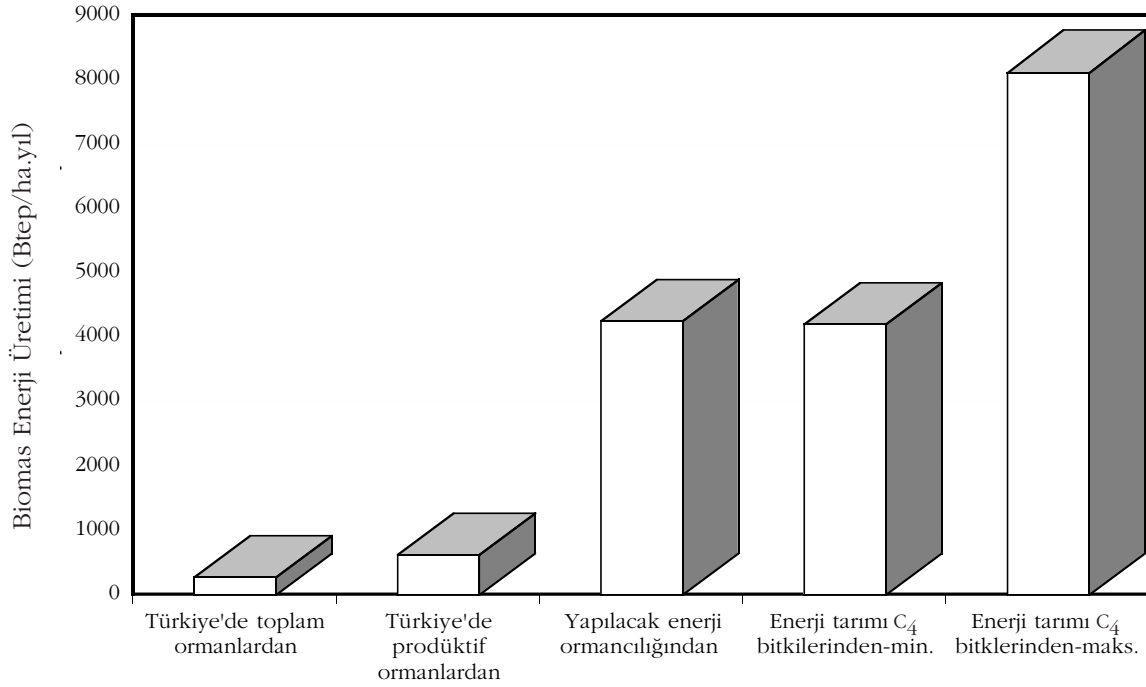
Biomas enerjinin kökeninde fotosentezle kazanılan enerji yatmaktadır. Biomas enerjinin ma-teryalleri bitkisel ve hayvansal ürünlerdir. Ancak, hayvansal üretim bitkisel üretimin yoğunlaştırıl-masıyla elde olunmaktadır. Bu nedenle, 1 J değerindeki hayvansal üretim için 7 J değerinde bitki-sel üretime gerek vardır. Türkiye biomas materyal üretimi açısından, güneşlenme ve alan kullanı-labilirliği, su kaynakları, iklim koşulları gibi özellikleri uygun olan ülkedir.

Türkiye’de kültürel yetiştiriciliğe ve gıda üretimi dışında fotosentezle kazanılabilecek enerjiye bağlı olarak biomas enerji brüt potansiyeli teorik olarak 135-150 Mtep/yıl kadar hesaplanmakla bir-likte, kayıplar düşüldükten sonra net değer 90 Mtep/yıl olacağı varsayılmaktadır. Ancak, ülkenin tüm yetiştiricilik alanlarının yıl boyu yalnızca biomas yakıt üretim amacıyla kullanılması olanaklı değildir. Olabilecek en üst düzeydeki yetiştiriciliğe göre teknik potansiyel 40 Mtep/yıl düzeyinde bulunmaktadır. Ekonomik sınırlamalarla 25 Mtep/yıl değeri, Türkiye’nin ekonomik biomas enerji potansiyeli alınabilir.

Biomas enerji kaynakları klasik ve modern olmak üzere ikiye ayrılır. Klasik biomas kaynaklar; normal ormanlardan elde olunan yakacak odun ile bitki ve hayvan artıklarından oluşur. Türkiye’de 1997 yılında 18 374 000 ton odun ile 6 575 000 ton hayvan ve bitki artığı yakacak olarak kullanıl-mıştır. Bunların enerji değeri 7 024 Btep olup, yerli enerji üretiminin dörtte birini karşılamaktadır. Ancak, bu kullanım ekonomik olmayan enerjiye karşılıktır.

Modern biomas kaynaklar ise enerji ormanlarından elde olunacak odun, enerji hammaddesi üretimi amacıyla yetiştirilecek enerji bitkileri ve tarımsal yan ürünler ile atıkların alçak ve/veya yük-sek biomas tekniklerle değerlendirilmesi sonucu elde olunacak ısı, elektrik ve sentetik yakıt türü enerjidir. Türkiye’de enerji ormancılığı için uygun alanın % 15’i değerlendirilmiş olup, geri kalan % 85 alan uygulama beklemektedir. Enerji tarımına ve C₄ tipi diye bilinen enerji bitkilerinin yetiştiriciliğine hiç el atılmamıştır. Enerji bitkileri tarımı ile benzine katılacak etanol, motorine katılacak bitkisel yağ elde olunabildiği gibi, biomas materyalden alçak teknikle biogaz, yüksek teknikle hidrojen üretilmektedir.

Biomas enerji üretim olanaklarının karşılaştırılması Şekil 5.6’da gösterilmiştir. Türkiye’de 5 yıllık bir süreçte modern biomas enerji üretiminin sıfırdan başlayarak 5 Mtep/yıl düzeyine çıkarılması ve daha sonra katlanarak artırılması olanaklı görülmektedir.



Şekil 5.6. Türkiye için biyomas enerji olanaklarının karşılaştırması.

Türkiye'nin orman alanı 20.2 milyon ha olmakla birlikte üretatif (üretim yapılan) orman alanı 8.9 milyon ha'dır. Bir diğer deyişle toplam orman alanının % 44'ü üretatif alandır. Dünya genelinde bu oran % 66 olup, Avrupa'da % 81, Asya'da % 72, Kuzey Amerika'da % 61, Orta Doğu'da % 56'dır. Türkiye ormanlarının bakımı yapılarak üretatif orman alanı artırılmalıdır. Türkiye'nin yıllık odun üretimi 18.4 milyon tondur. Toplam orman alanı başına 0.910 ton/ha, üretatif orman alanı başına da 2.067 ton/ha odun üretimi düşmektedir. Buna göre, Türkiye toplam ormanlarından enerji üretimi toplam alana göre 0.273 Mtep/ha.yıl, üretatif alana göre 0.620 Mtep/ha.yıl kadardır. Hızlı büyüyen ağaç türleri ile enerji ormancılığında bu değer 4.25 Mtep/ha.yıl düzeyine yükselmektedir. Üretatif olmayan orman alanının % 60'ı enerji ormanı biçimine dönüştürülerek yapılabilecek enerji üretimi 28 Mtep/yıl enerji üretimi sağlayabilir ki, bu değer 2000 yılı enerji talebinin % 32'sine karşılıktır.

C₄ tipi enerji bitkileri ile yapılan enerji tarımında birim alandan enerji üretimi 4.20-8.12 Mtep/ha.yıl düzeyine çıkabilmektedir. Türkiye'nin ekilen ve nadasa bırakılan tarım alanlarının (sebzeye bahçesi, bağ, meyvelik ve zeytinlik alan dışında) toplamı 24 milyon ha olup, bunun % 10'unun enerji tarımına ayrılması koşulunda yapılacak enerji üretimi 14.5 Mtep/yıl olup, 2000 yılı enerji talebinin % 16'sına karşılıktır.

B Ö L Ü M

CUMHURİYETİN 100. YILINA KADAR
TÜRKİYE'NİN ENERJİ
DURUMUNDA BEKLENEN
GELİŞMELER

6. CUMHURİYETİN 100. YILINA KADAR TÜRKİYE’NİN ENERJİ DURUMUNDA BEKLENEN GELİŞMELER

Cumhuriyetin 100. yılı olacak 2023 yılı için seçilen hedef, Türkiye’nin gelişmiş ülkeler ortalamasını yakalayabilmesidir. 2023 yılının Türkiye’si Avrupa ile entegrasyonu tamamlanmış bir Türkiye olmalıdır. Bu bağlamda Türkiye, her alanda Avrupa standartlarını tutturabilmelidir. Türkiye bu hedefe ulaşabilmek için sürdürülebilir bir büyüme süreci içine girmelidir. Sürdürülebilir büyüme mekanizmasının önemli kollarından biri yeterli enerji sektörüdür.

Türkiye’de resmi enerji planlama çalışmaları beşer yıllık periyotlar halinde 2020 yılına kadar yapılmış bulunmaktadır. Bu bölümde Türkiye Cumhuriyeti’nin 100.yılı olacak 2023 yılını da içeren 2000-2025 dönemi için genel enerji talebi, yerli enerji üretimi, enerji dışalımını ile elektrik üretim ve tüketim dengesi araştırılmıştır. Bu amaçla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile kuruluşlarının öngörülerinin yanısıra, özel olarak hazırlanan enerji modellerinden yararlanılmıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Türkiye’nin genel enerji talebini simülasyona dayalı olan MAED (Model for Analysis of Energy Demand) modelini kullanarak belirlemektedir. Bu paket model ekonomik, sosyal ve teknik-teknolojik yapıya ilişkin çok geniş bir yelpazede girdi gerektirmektedir. Bu girdiler kapsamında kalkınma ve sanayileşme politikaları, ulaştırma ve teknolojik gelişmelerle ilgili olarak benimsenen politikalar, tüketici eğilimleri modele verilmektedir. GSYİH’nın sektörel yapısı gibi ekonomik veriler, nüfus ve işgücü potansiyeli gibi demografik-sosyal veriler, sektörlerin birim enerji tüketimleri gibi teknik veriler girdilerde yer almaktadır.

Model çıktısı olan talep sektörel bazda; sanayi, ulaştırma, konut/hizmet ve tarım kesimi için ayrı ayrı elde olunmaktadır. Kaynak bazında talep; fosil yakıtlar, motor yakıtları, elektrik, güneş, merkezi ısıtma, metalurjik kok ve ticari olmayan kaynaklar biçiminde çıkmaktadır. MAED modeli ile çıktı olarak alınan nihai enerji talebine, arz programları sonucu ortaya konulan çevrim sektörü talebi eklenerek, genel enerji talebine ulaşılmaktadır.

MAED modeli ile 2020 yılına kadar Türkiye’nin enerji talebi belirlenmiş olup, model çıktıları üzerinde kaynaklar bazında revizyonlar yapılmaktadır. 2020 yılına kadar belirlenen söz konusu talep trendi, regresyon ve korrelasyon analizi ile bu çalışma için 2025 yılına kadar uzatılmıştır.

MAED modelinden elde olunan elektrik enerjisi talep tahmin serisine ilişkin çıktı, TEAŞ tarafından yararlanılan ENPEP-ELECTRIC (WASP III+) paket modelinde girdi olarak kullanılmaktadır. WASP (Wien Automatic System Planning Package) adıyla tanınan

ve bir optimizasyon modeli olan WASP III+ ile üretim, yatırım optimizasyonu yapılmaktadır. Enerji kaynağı ve cinslerine göre gerekli kurulu güç ve üretim kapasiteleri çıktı olarak alınmaktadır. MAED ve WASP III+ modelleri ile 2020 yılına kadar hesaplanan Türkiye'nin elektrik talebi ve güç değerleri üzerinde regresyon ve korrelasyon analizi yapılarak, 2025 yılına kadar gerekli veriler türetilmiştir.

TÜSİAD Raporu için yararlanılan bir diğer model çalışması ise, Ankara Üniversitesi Enerji Çalışma Grubu tarafından özel olarak oluşturulan ESM (Enerji Simülasyon) ile EOM (Enerji Optimizasyon) modelleri olmuştur. ESM modeli kapsamında, nüfus (N), GSMH ve GSMH'nın sektörel dağılımı, GSYİH, sektörlerin mal ve hizmet üretim indeksleri, öngörülen kalkınma hızları ve enerji yoğunlukları, beşer yıllık periyotlarla girdi olarak alınmaktadır. Bu çalışmada;

$$\text{Enerji talebi} = \sum_j \left(\frac{\text{TBET}}{\text{GSYİH}} \frac{\text{GSMH}}{N} N \right)$$

biçiminde tanımlanmıştır. Burada toplam birincil enerji tüketimi (TBET)'nin GSYİH'ya oranı enerji yoğunluğunu göstermektedir. ESM modeli ile toplam ve sektörel bazda genel enerji talebi türetilmiş olup, EOM modeli ile fosil yakıtlar ve yenilenebilir kaynaklar için potansiyel ve rezerv kısıtları, teknolojik kapasite ve kullanım alanı kısıtları, yatırım kısıtları ve seçilen karar değişkenleri altında, üretimin fiziksel büyüklüğü maksimum olmak üzere, üretim maliyetini minimize edecek talep dağılımı yapılmıştır.

Öneri senaryolar hazırlanması amacıyla yapılan özel modelleme çalışması için enerji verilerinin elde olunmasında, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi yıllık enerji raporları, T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu için hazırlanan "Türkiye'nin Kısa-Orta-Uzun Vadeli Enerji İhtiyacı, Bu İhtiyacın Karşılansında Çeşitli Seçenekler ve Yatırımlar - 1998" raporu, 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan "Survey of Energy Resources - 1998" raporu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına bağlı ve ilgili kuruluşlarının faaliyet raporlarından yararlanılmıştır.

Enerji talebi GSMH ve GSYİH reel değerleri ile sıkı bir ilişki içindedir. Gelirin satın alma gücü paritesi (Purchasing Power Parity-PPP) ile diğer ekonomik göstergeler burada etkili olmaktadır. Ekonomik göstergeler, OECD kurallarına bağlı olarak cari ve 1992 dolar bazında saptanmıştır. Gerekli verilerin elde olunmasında T.İş Bankası tarafından yayınlanan "Ekonomik Göstergeler"den, 2000-2010 dönemi GSMH-GSYİH için Devlet Planlama Teşkilatı yayınlarından ve Uluslararası Enerji Ajansı'nın "Energy Policies of IEA Countries" raporlarından yararlanılmıştır. 2010-2020 dönemi için 1998 yılında Dışişleri Bakanlığı tarafından yayınlanan Turkey & The World raporundaki veriler kullanılmıştır. Söz konusu verilerin 2025 yılına kadar uzatılması, trendin regresyonu ile yapılmıştır. Nüfus verileri ise Devlet İstatistik Enstitüsü'nün nüfusun gelişimi ile ilgili öngörülerinden alınmıştır.

6.1. Türkiye'nin 2000 - 2025 Dönemi Genel Enerji Talebi

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2000-2020 döneminde Türkiye'nin birincil enerji talebini Tablo 6.1'de gösterilen biçimde planlamıştır. Bakanlığın öngördüğü trend, yukarıda açıklanan biçimde 2025 yılına kadar uzatılmıştır. Bakanlığın planlama verilerine göre, 2000-2020 döneminde Türkiye'nin tüketeyeceği birincil enerjinin kümülatif toplamı 3 862 Mtep olup, aynı trendle 2000-2025 dönemi için kümülatif toplam tüketim 5 704 Mtep'dir. Bu trend;

$$Y = 0.3097 X^2 + 4.1782 X + 89.116 \quad (R^2 = 0.9996)$$

eşitliği ile karakterize edilmektedir. Burada:

Y = Yıllık birincil enerji tüketimi (Mtep).

X = 2000 yılı 1, 2001 yılı 2,... alınmak üzere yıl.

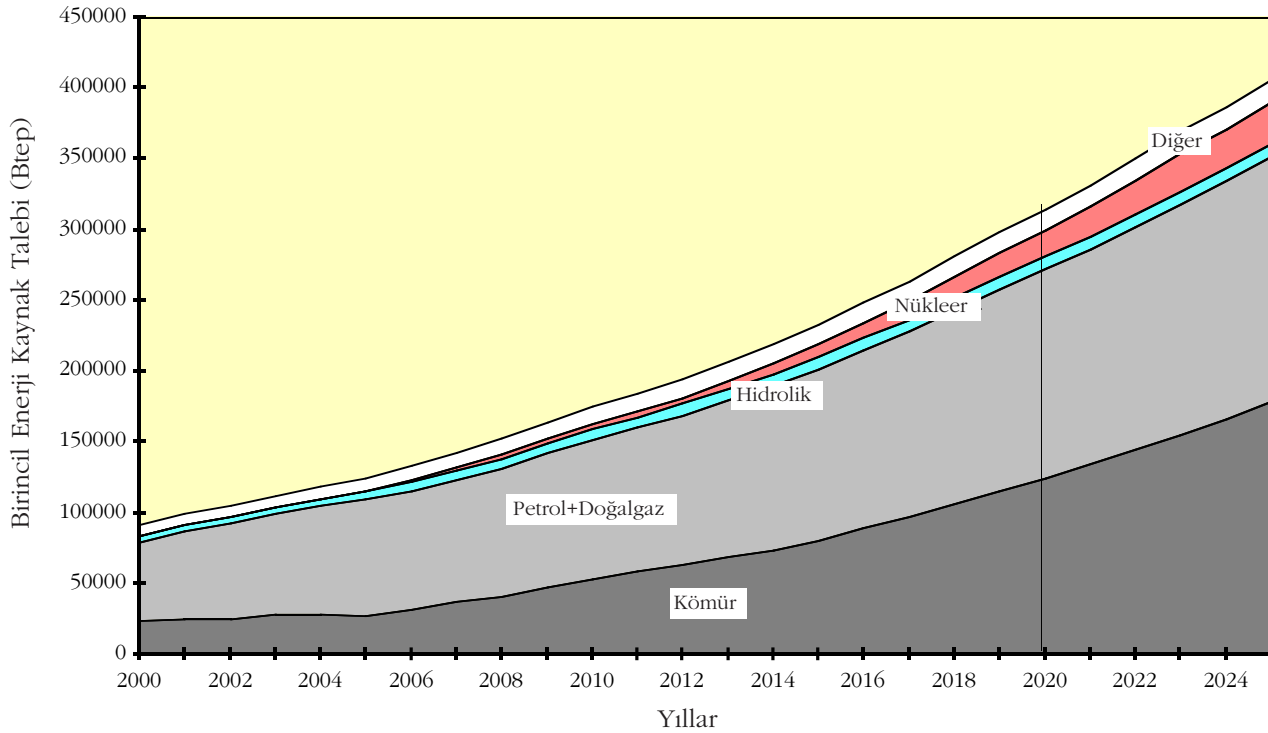
Tablo 6.1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1998 planlama verilerine göre Türkiye'nin birincil enerji talebi ve ekonomik indikatörler.

Yıllar	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2025
Toplam birincil enerji talebi - TBET(Btep)	91030	124748	175074	233296	314353	367780	407106
GSYİH (milyar cari ABD \$'ı)	238.11	321.56	458.32	666.85	994.82	1272.27	1499.01
TBET/GSYİH (Mtep/milyar ABD\$'ı)	0.38	0.39	0.38	0.35	0.32	0.29	0.27
Nüfus (bin)	65864	70271	74677	78633	82588	84555	85867
kep/kişi	1382	1775	2344	2967	3806	4350	4741
GSYİH/kişi (cari ABD \$'ı)	3615	4576	6137	8481	12046	15047	17457
GSYİH/kişi (1992 PPP)	7317	9975	13600	19299	27386	33875	38862

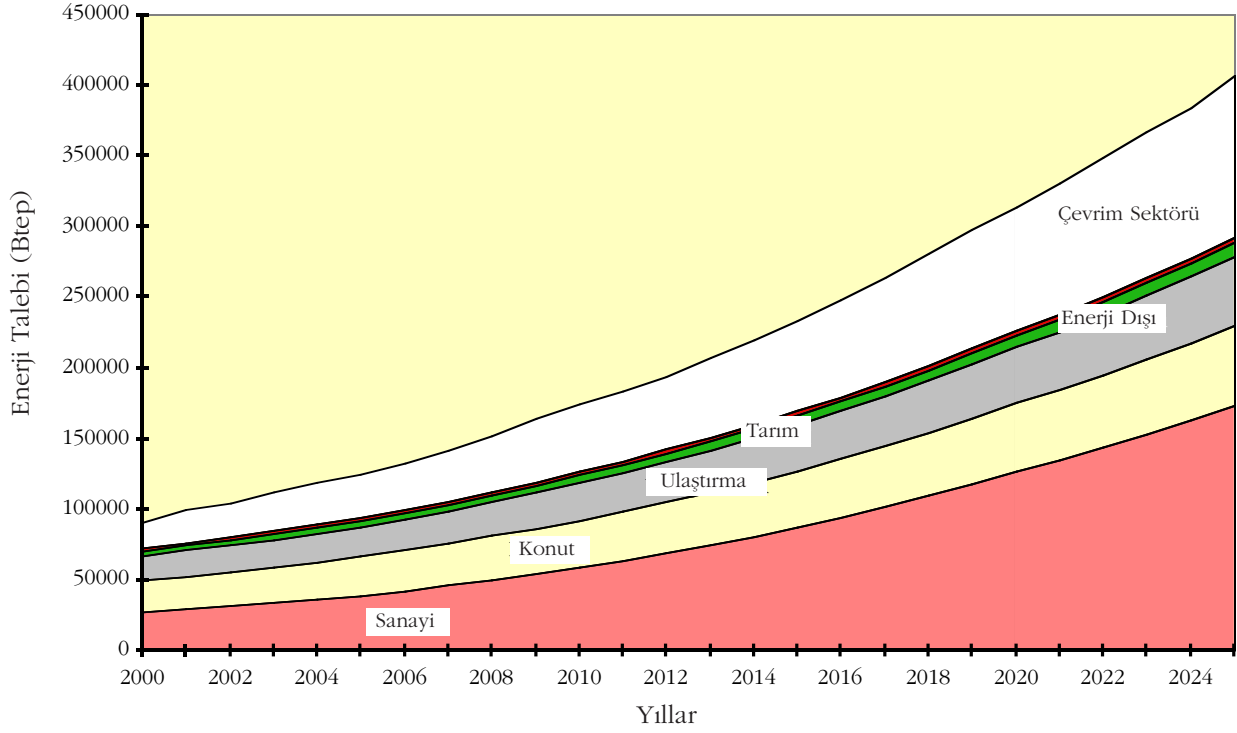
Tablodan görüleceği gibi enerji yoğunluğu (TBET/GSYİH) 0.39-0.27 arasında değişmekte olup, ancak 2010 sonrasında düşme trendine girmektedir. Kişi başına enerji tüketimi ise 2000 yılındaki 1 382 kep/kişi değerinden 2023 yılında 4 350 kep/kişi değerine yükselmektedir. Böylece, gelişmiş ülkelerin bugünkü ortalamasına ulaşılabilir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1998 yılında revize olunan planlamasına göre, 2000-2025 döneminde birincil kaynak talepleri Şekil 6.1'de gösterilmiştir. Şekilden görüleceği gibi petrol ve doğal gaz ile kömür en ağırlıklı payı kapsamaktadır. Petrol ve doğal gazın toplam payı 2000 yılında % 60.7 olurken, 2020 yılında % 47.1'e ve 2025 yılında % 42.6'ya düşmektedir. Taşkömürü, linyit ve asfaltit toplamından oluşan kömürün payı ise 2000 yılındaki % 26.6'dan, 2020 yılında % 39.5'e ve 2025 yılında % 43.8'e çıkmaktadır. 2000-2025 döneminde kümülatif toplam olarak 2923 Mtep petrol+doğal gaz ve 2024 Mtep kömür tüketilebilecektir. Hidrolik ve nükleer enerji toplamının genel talep ve/veya tüketimdeki payı 2020 yılında % 8.7 kadardır. Jeotermal enerji, güneş enerjisi, merkezi ısı ve klasik biomas diğer grubu içerisinde toplanmış olup, Bakanlığın planlamasına göre bu kaynakların toplam payı 2000 yılında % 8.7 ve 2020 yılında % 5.0 düzeyinde bulunacaktır.

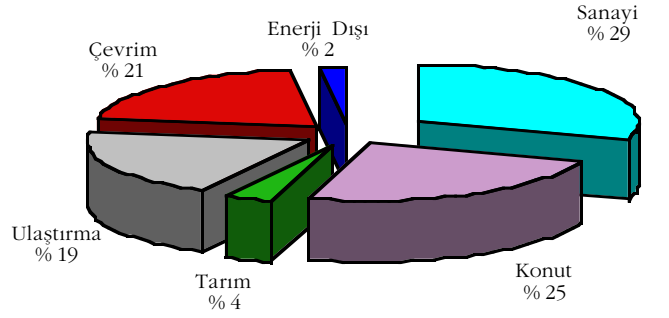
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasına göre sektörlerin birincil enerji taleplerinin beklenen gelişim trendi Şekil 6.2'de verilmiştir. Toplam talep içinde sanayi sektörünün enerji talebi 2000 yılındaki % 29.7'den 2010 yılında % 33.6'ya, 2020 yılında % 40.4'e ve 2025 yılında da % 42.6'ya yükselmektedir. Diğer sektörlerin yüzde payları Şekil 6.3'de görülmektedir.



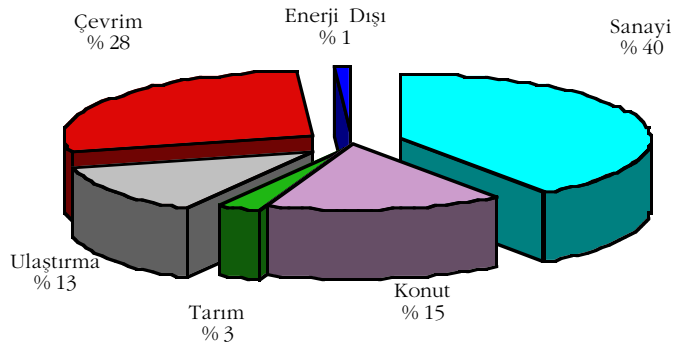
Şekil 6.1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasına göre birincil enerji kaynak talepleri.



Şekil 6.2. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasına göre sektörlerin birincil enerji talepleri.



2000 Yılı



2020 Yılı

Şekil 6.3. Sektörlerin birincil enerji talebindeki payları.

2000-2025 dönemi için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama verileri ile saptanan enerji talebi gerçekleştirilecek tüketim olarak alınmak koşuluyla, yine planlanan resmi ekonomik göstergelere dayalı biçimde saptanan GSMH verileri arasındaki ilişki araştırılmıştır. En yüksek korelasyona bağlı regresyon eşitlikler aşağıdaki biçimde saptanmıştır:

$$Y = 2.0168 X^2 - 7.1248 X + 277.49 \quad (R^2 = 0.9975)$$

veya

$$Y = 208.05 e^{0.0743 X} \quad (R^2 = 0.9978)$$

Burada:

X = Beklenen enerji tüketimi (Mtep).

Y = Beklenen GSMH (milyar ABD \$'ı).

Bir alternatif talep, Enerji Simülasyon Modeli (ESM) kullanılarak türetilmiştir. Burada, 2010 yılına kadar toplam birincil enerji talebi (=gereken arz) olmak üzere Uluslararası Enerji Ajansı verileri ile aynı değerde alınmıştır. Üretimde yeni teknolojilere, enerji maliyeti düşük sanayi ürünleri üretimine ve enerjinin etkin (rasyonel) kullanımına ağırlık verileceği varsayımı ile 2015-2025 enerji talebi için bir alt sınır oluşturulması amaçlanmıştır. Ancak, GSYİH'nın Tablo 6.1'deki değerlerini koruması benimsenmiştir. Dolayısıyla nüfus ve GSYİH önceki değerlerini korurken, enerji yoğunluğu ve kişi başına tüketim değerleri değişmiştir. ESM'nin talep çıktıları ile oluşturulan, birincil enerji taban talebi ve ekonomik indikatörler Tablo 6.2'de topluca verilmiştir.

Tablo 6.2. ESM modeli ile hesaplanan Türkiye'nin birincil enerji taban talebi senaryosu ve ekonomik indikatörler.

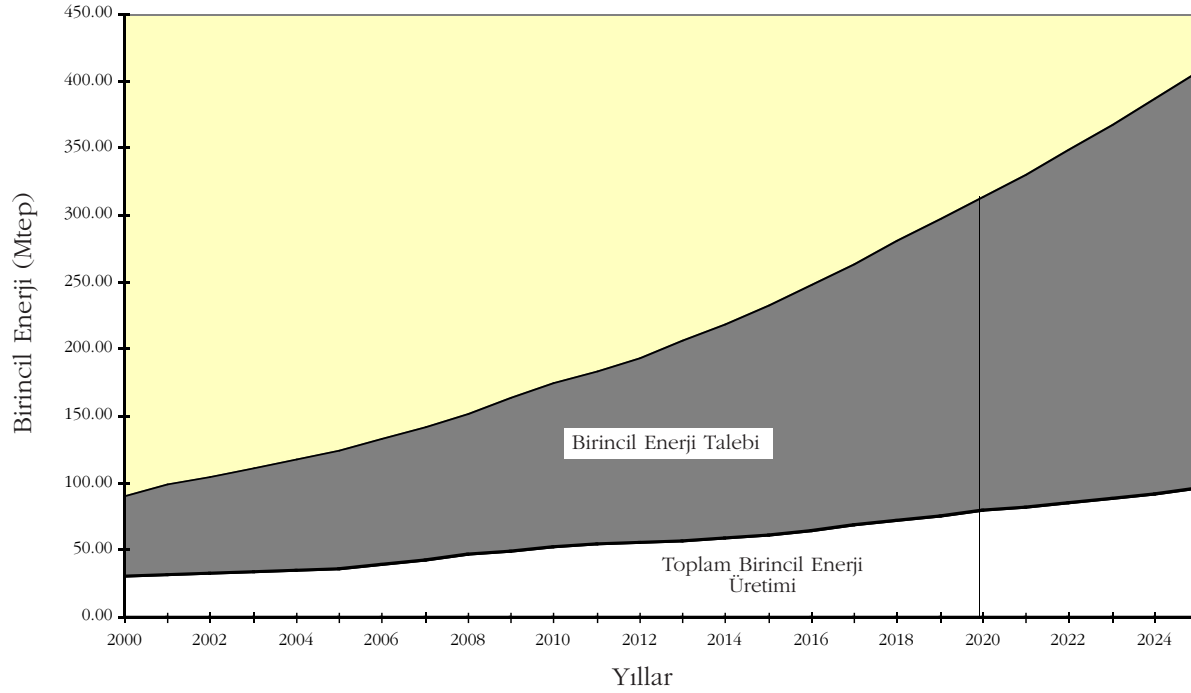
Yıllar	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2025
Toplam birincil enerji talebi - TBET-(Btep)	90800	120905	167457	228682	307612	359526	397655
GSYİH (milyar cari ABD \$'ı)	238.11	321.56	458.32	666.85	994.82	1272.27	1499.01
TBET/GSYİH (Mtep/milyar ABD \$'ı)	0.38	0.38	0.37	0.34	0.31	0.28	0.27
Nüfus (bin)	65864	70271	74677	78633	82588	84555	85867
(kep/kişi)	1379	1721	2242	2908	3725	4252	4631
GSYİH/kişi (cari ABD \$'ı)	3615	4576	6137	8481	12046	15047	17457
GSYİH/kişi (1992 PPP)	7317	9975	13600	19299	27386	33875	38862

Her iki talep serisi kıyaslandığında, ekonomik büyüme değişmeksizin, yeni teknolojilerden ve enerjinin rasyonel kullanımından yararlanmakla, enerji maliyeti düşük sanayi ürünleri üretimine öncelik vermekle talebe bağlı olarak arzın, 2000 yılında % 0.2'den başlayarak 2020 ve 2025 yıllarında % 9.8 ve kısılmasını sağlamak olanaklı görülmektedir. Enerji yoğunluğu, Tablo 6.1'e göre yaklaşık aynı düzeyini koruyarak, 2000 yılındaki 0.38'den 2025 yılında 0.27'ye düşecektir. Bu trende göre talebin kümülatif toplamı 2000-2020 dönemi için 3 753.19 Mtep, 2000-2025 dönemi için de 5 553.18 Mtep'dir. Böylece kümülatif toplam Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı talep serisine göre 2000-2020 döneminde % 2.8 ve 2025 döneminde % 2.6 azalmış görünmektedir. Her iki talep serisi az farkla birbirine yakın görünmektedirler.

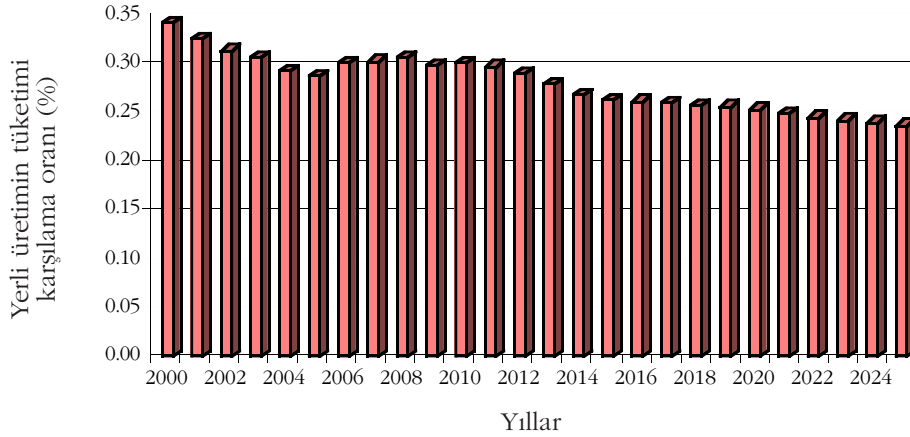
6.2. Türkiye'nin 2000 - 2025 Dönemi Yerli Enerji Üretimi

Türkiye'nin toplam beklenen enerji talebi ile olanaklı görülen ve planlanan yerli enerji üretimi arasında önemli açık bulunmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasına göre, enerji talebinin ve yerli enerji üretiminin gelişme trendi Şekil 6.4'de grafik olarak gösterilmiştir. 2000 yılında 59.94 Mtep olan açık, 2005 yılında 89.00 Mtep'e, 2010 yılında 122.37 Mtep'e, 2020 yılında 234.95 Mtep'e ve 2025 yılında 311.00 Mtep'e yükselmektedir. Türkiye Cumhuriyeti 100. yılına geldiğinde talep-üretim açığı 278.92 Mtep ile, 1997 yılı toplam birincil enerji tüketimimizin 3.9 katına ulaşmış bulunacaktır. 2000-2025 döneminde yerli üretimin toplam birincil enerji talebini karşılama oranı % 34.2'den % 23.6'ya düşecek olup, yıllara göre düşüşü Şekil 6.5'de verilmiştir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 2000-2020 planlama verileri ile beklenen yerli enerji üretimi, Tablo 6.3'de yer almaktadır. Tabloda taşkömürü, linyit ve asfaltit toplam olarak kömür adı altında verilmiştir. Petrol ve doğal gaz da toplam olarak alınmıştır. Merkezi ısı birincil kaynak olmamakla birlikte, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın tablolarında hatalı olarak birincil kaynaklar arasında yer aldığından, burada da aynı biçimde kullanılmıştır. Klasik biomas odun ile bitki ve hayvan artıklarını içermektedir. Tablo 6.3'de açıklanan yerli enerji üretimi, özellikle fosil yakıt rezervlerine dayalıdır. Yeni ve yenilenebilir kaynaklara yer verildiği görülmekle birlikte, bu kaynakların potansiyelleri yanında öngörülen üretimler küçüktür. 2020-2025 dönemi verileri, trendin korelasyon analizine bağlı regresyonu ile elde olunmuştur. Söz konusu dönemde, birincil kaynaklardan sağlanacak üretimin gelişimi Şekil 6.6'da grafiksel olarak yer almaktadır.



Şekil 6.4. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamalarına göre Türkiye'nin birincil enerji talebi ve yerli üretimi.

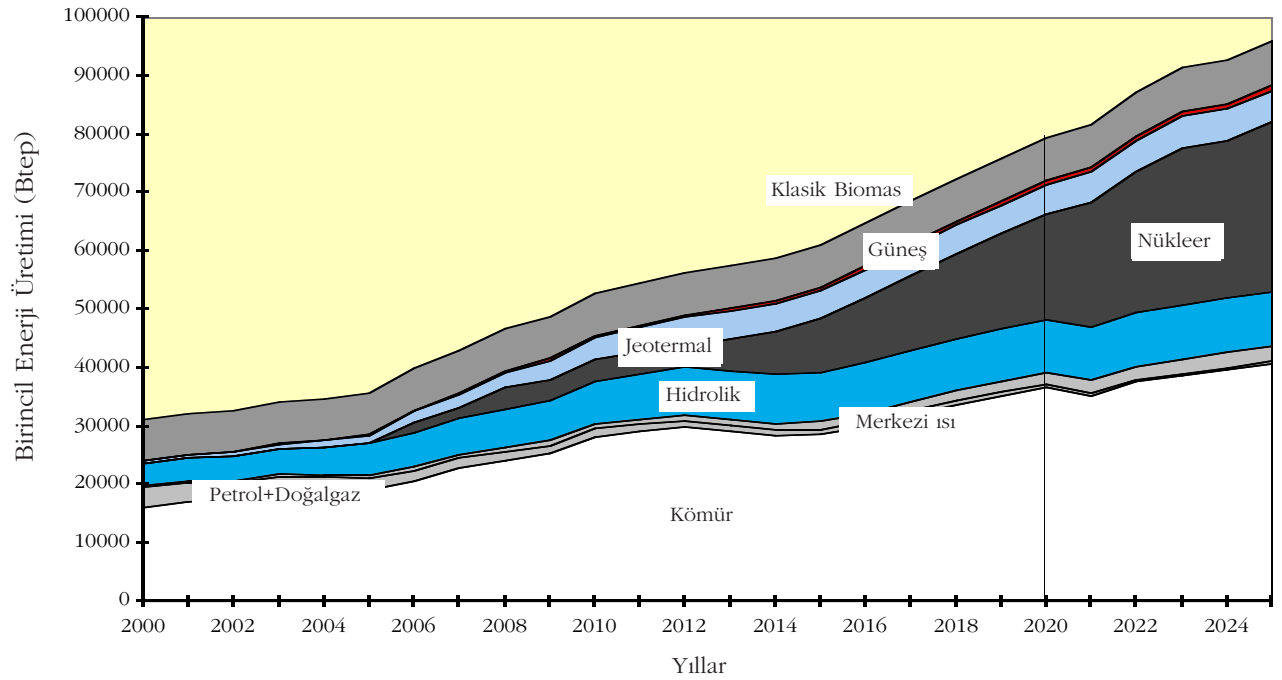


Şekil 6.5. Türkiye'de yerli enerji üretiminin talebi ve/veya tüketimi karşılama oranı.

2000-2025 döneminde kömür üretimi 16 151 Btep'den 40 752 Btep'e yükselirken, petrol-doğal gaz üretimi 3 408 Btep'den 330 Btep'e düşmektedir. Aynı dönemde hidrolik enerji üretimi 3 763 Btep'den 9 305 Btep'e çıkmaktadır. Bir yıl ertelenerek 2006 yıllarında başlaması beklenen nükleer enerji üretimi ise 1 829 Btep'den 29 000 Btep'e ulaşabilecektir. Jeotermal, güneş ve klasik biomas üretim toplamı ise 7 516 Btep'den 13 811 Btep'e yükselecektir. 2000 yılına göre yerli enerji üretimi 2020 yılında 2.6 kat ve 2025 yılında 3.1 kat artış göstermiş olacaktır.

Tablo 6.3. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1998 yılı planlama verilerine göre Türkiye'de yerli enerji üretiminin projeksiyonu (Btep).

Yıllar	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2025
Kömür (T.Köm+Lin+As)	16151	19066	28226	28580	36601	38612	40752
Petrol + D. Gaz	3408	2127	1314	877	628	430	330
Merkezi ısı	253	495	884	1336	2018	2427	2748
Hidrolik	3763	5422	7344	8526	8919	9278	9305
Nükleer	0	0	3657	9143	18286	26988	29000
Jeotermal	432	1380	3760	4860	4860	5400	5400
Güneş	121	201	355	501	706	836	932
Kls. Biomas	6963	7057	7158	7268	7381	7437	7479
TOPLAM	31091	35748	52698	61091	79399	91408	95946



Şekil 6.6. Türkiye'de resmi planlamaya göre yerli enerji üretiminin kaynaklara göre projeksiyonu.

Tablo 6.3'de verilen değerler, Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) Turkey 1997 Review raporunda verilen 2000-2010 değerleri ile kıyaslandığında, toplam üretimin ve kömür üretiminin, jeotermal enerji üretiminin, IEA raporundaki verilere göre küçük tutulurken, petrol ve doğal gaz üretiminin büyük tutulduğu görülmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bugün için ekonomik potansiyeli 124.5 milyar kWh olan ve her beş yılda petrol fiyatlarında değişmelerle, özellikle 2010'dan sonraki dönemde önemli artış göstermesi beklenen hidrolik potansiyelin, 2020 yılına kadar 103.7 milyar kWh'ini kullanmayı tasarlamakta, geriye kullanıma uygun 112 milyar kWh potansiyel kalmaktadır. Jeotermal enerji ve güneş enerjisinin gereken biçimde geliştirilmesi öngörülmemiş, rüzgar enerjisi ve modern biomasın kullanımı hesaba hiç katılmamıştır. Kısacası, Bakanlığın yenilenebilir kaynaklara yönelik üretim planlaması yetersiz görünmektedir.

Burada yerli enerji üretiminin ulaşabileceği üst düzey için bir alternatif senaryo oluşturulmasına çalışılmıştır. Bu amaçla, rezerv, potansiyel ve yatırım-birim üretim maliyetleri kısıtları altında, teknolojik verimliliklere bağlı biçimde, ayrıca IEA tarafından 2010 yılına kadar verilen hedefler de göz önünde tutularak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı üretim planlamasının üzerinde yapılabilecek ekonomik enerji üretimleri araştırılmıştır. Enerji Simülasyon Modeli (ESM) talep/arz ve olası tüketim çıktıları, Enerji Optimizasyon Modeli (EOM) ile birincil kaynaklara bölüştürülmüştür. Buna göre, Türkiye'de yerli enerji üretiminin çıkarılabileceği üst düzeye ilişkin olarak elde olunan sonuçlarla Tablo 6.4 düzenlenmiştir. Tablo 6.3 ve Tablo 6.4'deki toplam üretim değerlerinin karşılaştırması Şekil 6.7'de görülmektedir.

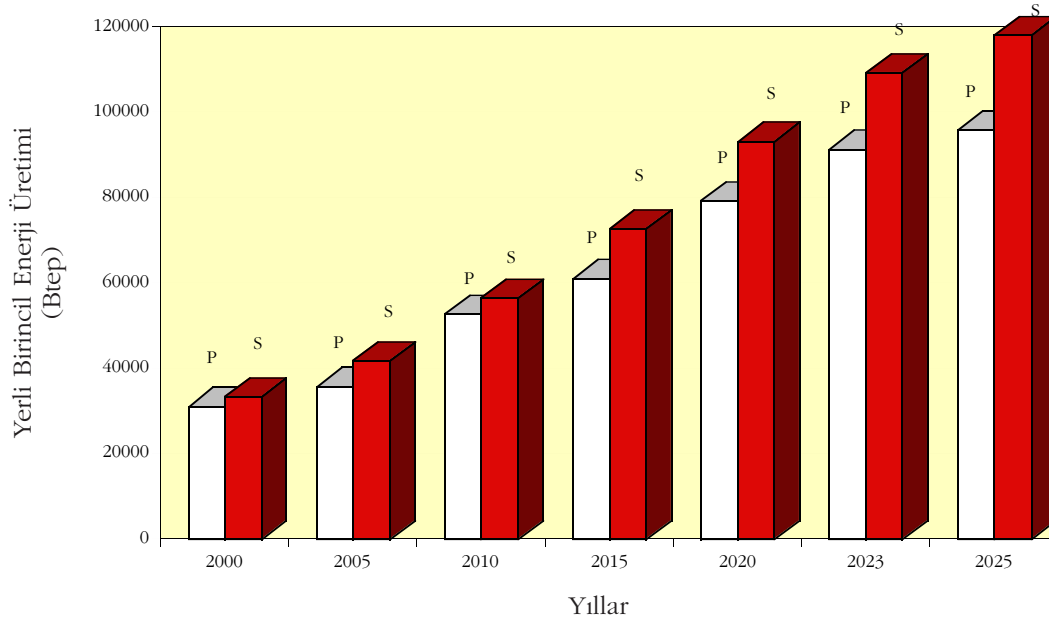
Tablo 6.4. EOM modeli ile hesaplanan Türkiye'nin yerli birincil enerji üretim senaryosu (Btep).

Yıllar	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2025
Kömür (T.Köm+Lin+As)	18253	23452	28819	35059	42169	46852	51136
Petrol+D. Gaz	3408	2127	2155	2155	2580	2580	2580
Merkezi ısı	253	495	884	1336	2018	2427	2748
Hidrolik	3763	6268	7695	9219	9989	10726	11585
Nükleer (1. Alt)	0	0	3657	9143	18286	26988	29200
Nükleer (2. Alt)	0	0	3657	10972	21943	32386	35040
Jeotermal	432	1380	3760	5000	5250	5400	5400
Güneş	287	716	1458	2514	3882	4854	5564
Rüzgar	58	263	629	995	1519	1883	2167
Deniz Dalga	0	0	10	25	125	175	175
Kls. Biomas	6963	6461	5734	4789	3980	3560	3307
Modern Bio.	17	765	1652	2500	3515	4049	4406
TOPLAM	33434	41957	56453	72735	93313	109495	118268

Tablo 6.4'deki kömür üretimi verileri 2000-2010 için IEA'nın öngörülerine yakın olup, sonrasında aynı trendle artmaktadır. 2000-2005 döneminde petrol ve doğal gaz üretimlerinin Enerji ve

Tabii Kaynaklar Bakanlığı öngörülerine uygun, ancak 2005-2025 döneminde geçmiş 20 yıllık trende benzer biçimde ve yeni aramalarla, Bakanlığın planlamasından yüksek, bugünkü düzeyin altında olabileceği sonucuna varılmıştır. Merkezi ısı Tablo 6.3'deki aynı verilerle yer almaktadır.

Hidrolik enerji için öngörülen üretim Bakanlık planlamasından farklı olup, 2005 yılında % 15, 2025 yılında da % 24 daha yüksek değer göstermektedir. Nükleer enerji 2015 yılına kadar Bakanlık planlamasına paralel bir gelişim göstermekte, daha sonra normal trendin % 12 üzerinde bir artış sergilemektedir. Bakanlık planlamasında güneş enerjisi yokumsanacak sembolik düzeyde bulunurken, burada giderek jeotermal enerjiyi yakalayan ve aşan boyuta ulaşmaktadır. Jeotermal enerjide ise 2022 yılından itibaren bugünkü teknik potansiyelin tamamı kullanılabilir duruma gelmektedir. Rüzgar enerjisi Bakanlık planlamasında yer almazken, burada 2015 yılından itibaren yerli petrol ve doğal gaz üretimine yaklaşan düzeyde yer almaktadır.



Şekil 6.7. Türkiye’de yerli enerji üretimi projeksiyonu.

(P) Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlaması

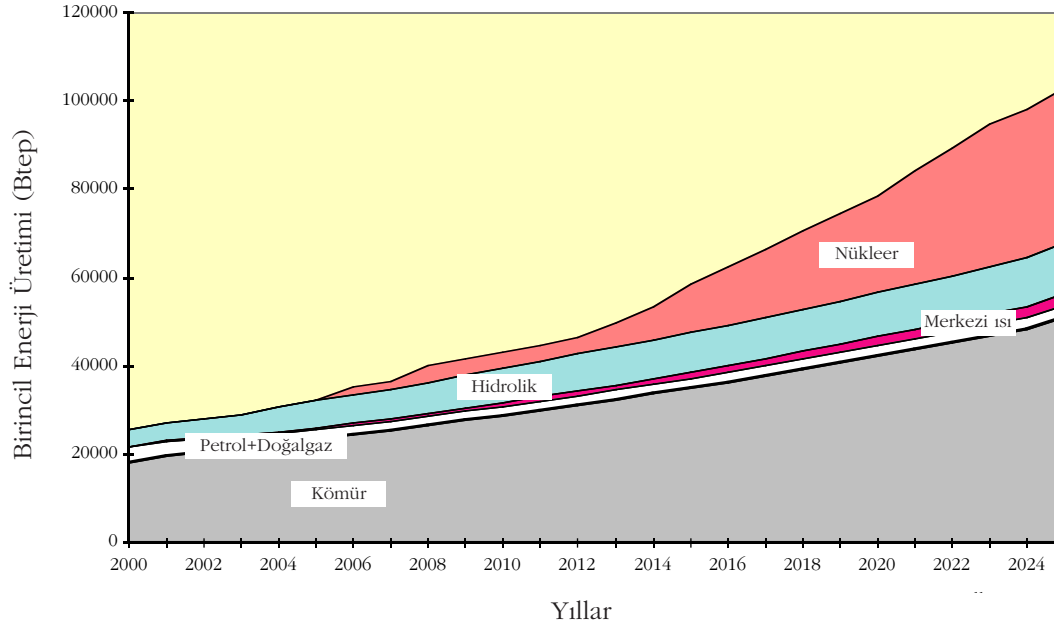
(S) Oluşturulan üretim senaryosuna göre öneri.

Bakanlık planlamasında odun ve tezekten oluşan klasik biomas artış göstermektedir. Burada klasik biomasın giderek azalması öngörüldüğünden, 2025 yılında 2000 yılındakinin % 47'sine düşmektedir. Buna karşın, enerji ormancılığına ve enerji tarımı ürünlerine dayalı modern biomas üretimine başlanarak, 2000 yılındaki klasik biomasın % 63'ü modern biomas üretimi yapılabileceği sonucu çıkarılmıştır.

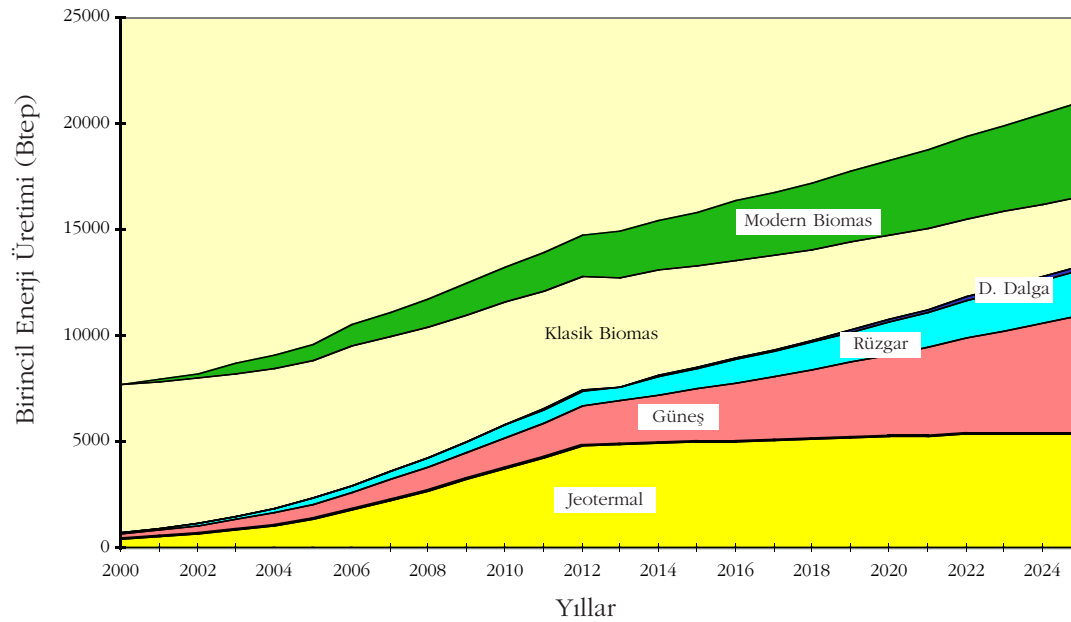
Kömür üretiminin modernleştirilmesi ve prodüktivitesinin artırılması, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının gelişmiş yeni teknolojilerle ekonomik sınırlar içerisinde optimal boyutlarda üretime sokulmaları ile 2000-2010 döneminde yerli enerji üretiminin ortalama % 7.3, 2020 yılında % 17.5 ve Cumhuriyet'in 100. yılında % 19.8 artması olanaklı görünmektedir. Enerji dışalımını gerektiğinde çekinilecek bir seçenek olmamakla birlikte, var olan yerli kaynakların ekonomik sınırlar

içerisinde değerlendirilmesi başta gelen ulusal enerji politikası ilkelerindendir.

Bu rapor için EOM modeli ile saptanan ve önerilen üretim trendinin konvansiyonel enerji kaynakları grubunda yer alan kömür, petrol ve doğal gaz, hidrolik enerji ve nükleer enerji için yıllara göre gelişimi Şekil 6.8'de gösterilmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları grubunda yer alan jeotermal, güneş, rüzgar, deniz dalga, klasik biyomas ve modern biyomas enerjileri için önerilen üretim trendinin yıllara göre gelişimi ise Şekil 6.9'da yer almaktadır.



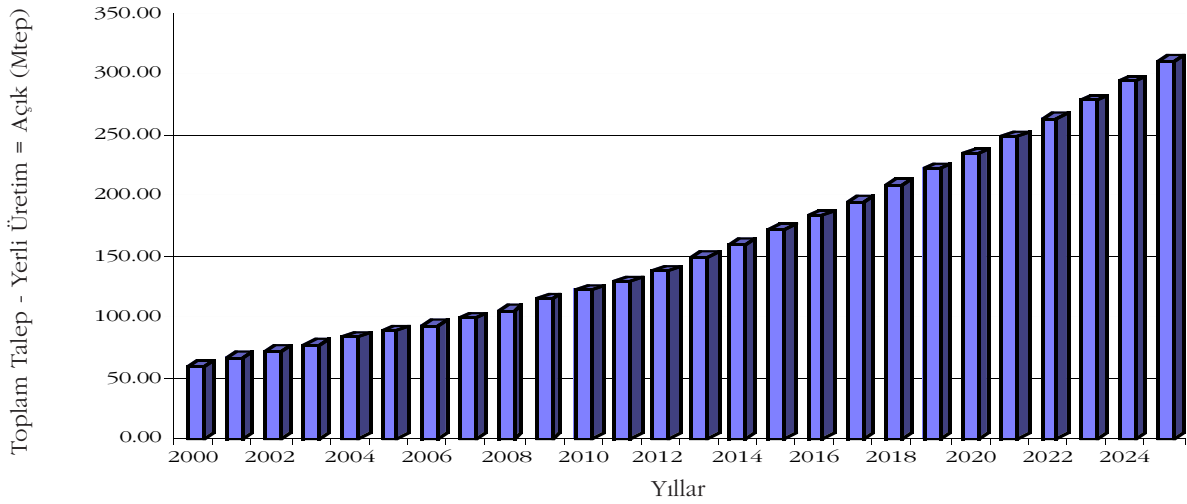
Şekil 6.8. OEM modeli çıktılarına göre Türkiye'de konvansiyonel enerji kaynaklarından yapılabilir yerli üretim.



Şekil 6.9. OEM modeli çıktılarına göre Türkiye'de yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından yapılabilir yerli üretim.

6.3. Türkiye'nin 2000-2025 Dönemi Enerji Dışalımını

Birincil enerji talebi ile yerli birincil enerji üretimi arasındaki fark, enerji dışalımını gösterir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasında yer alan talep ve yerli enerji üretimi arasındaki açığın gelişimi Şekil 6.10'da verilmiştir. Bakanlığın planlamasındaki toplam talep ve yerli üretim ile bu rapor için ESM-EOM çıktıları ile bulgularan toplam talep ve yerli üretim arasındaki açık, karşılaştırmalı olarak Tablo 6.5'de gösterilmiştir. Tabloda yerli enerji üretiminin talebi karşılama oranı (YÜTKO) da verilmiştir. Bu oran Bakanlığın planlamasında % 34'den % 23'e düşerken, ESM-EOM modellerinden bulgularan sonuçlarla yapılan öneride % 38'den %27'ye düşmektedir.



Şekil 6.10. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 1998 planlama verilerine göre Türkiye'nin 2000-2025 dönemi enerji açığı.

Tablo 6.5. Türkiye'de birincil enerji talebi ve yerli üretimi arasında beklenen açık.

Yıllar	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre (Tablo 6.1 - Tablo 6.3)		Hesaplanan taban talep ve önerilen yerli üretime göre (Tablo 6.2 - Tablo 6.4)	
	Açık (Btep)	YÜTKO (%)	Açık (Btep)	YÜTKO (%)
2000	59 940	34.2	57 366	38.1
2005	89 000	28.7	78 948	37.6
2010	122 370	30.1	111 004	36.5
2015	172 210	26.2	155 947	34.3
2020	234 950	25.3	214 299	30.9
2023	278 920	24.2	250 031	28.3
2025	311 000	23.6	279 387	26.5
2000-2025 yılı kümülatif açık toplamı	4 178 510		3 777 470	

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama çalışmalarına göre, ithal enerji ihtiyacı Tablo 6.6'da gösterilmiştir. Bakanlığın öngördüğü trendle 2000-2025 dönemindeki enerji ithalinin kümülatif toplamı 4 178 510 Btep olmaktadır. Bunun 3 777 470 Btep düzeyine düşürülmesi olanaklıdır. 2000-2025 dönemindeki açığı kapatmak için Bakanlığın gerekli gördüğü enerji ithalinin tamamı petrol ile yapılacak olsa, gereken harcama 1997 ABD \$'ı ile 610 milyar düzeyindedir. Ancak, kömür, doğal gaz ve nükleer yakıt çeşitlemesi ile bu harcamanın 500 milyar ABD \$'ı düzeylerine çekilmesi olasıdır. Bununla beraber söz konusu harcama, aynı dönemde toplam enerji sektörü için ideal boyutta yapılması gereken yatırımın 1.5 katı kadardır.

Tablo 6.6. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre ithal enerji ihtiyacı ve enerji ithalat programı.

Yıllar	Taşkömürü (10 ³ ton)	Petrol (10 ³ ton)	Doğal Gaz (10 ⁶ m ³)	Nükleer Yakıt (Btep)	Toplam (Btep)
2000	13 327	34 496	18 102	-	59 940
2005	13 378	39 921	43 697	-	88 999
2010	41 671	47 967	52 181	3 657	122 377
2015	84 843	61 208	63 229	9 143	172 206
2020	143 541	73 915	78 478	18 286	234 953
2023	192 158	85 450	83 571	26 999	278 920
2025	226 875	93 197	87 560	33 353	311 000
2000-2025 dönemi kümülatif toplam	2 118 837	1492 390	1 497 128	252 945	4178 510

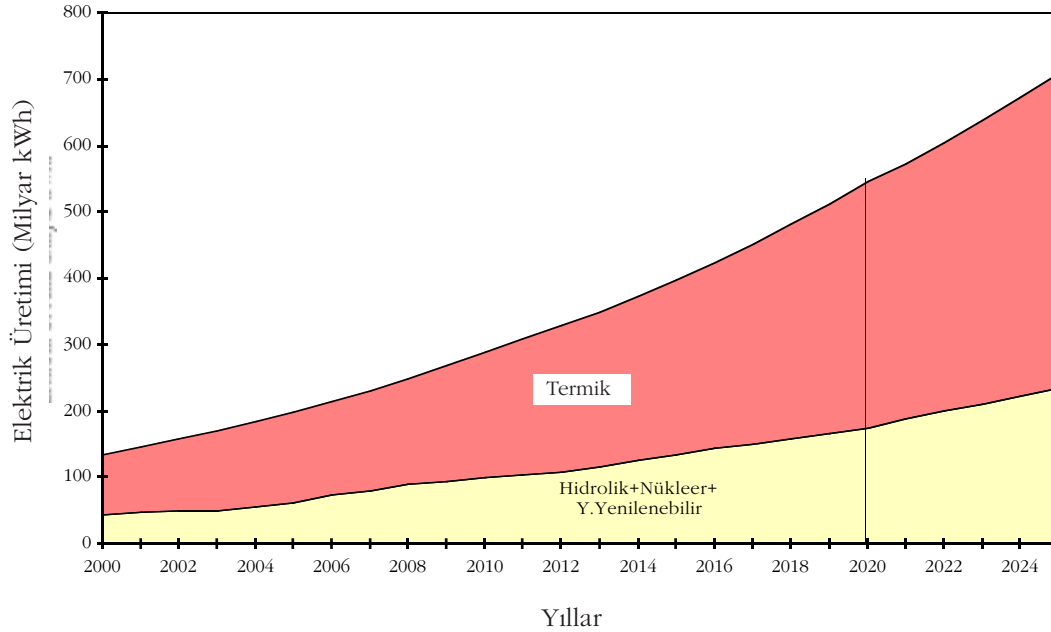
6.4. Türkiye'nin 2000 - 2025 Dönemi Elektrik Talebi ve Üretimi

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve TEAŞ tarafından yapılan elektrik enerjisi planlaması çalışmalarına göre brüt ve net talep, üretim için gerekli kurulu güç ve puant güç değerleri Tablo 6.7'de yer almaktadır. Bu planlamaya göre 2000 yılında kişi başına yıllık elektrik tüketimi net 1 750 (brüt 2 040) kWh düzeyinden, 2020 yılında net 5 965 (brüt 6 624) kWh/kişi.yıl düzeyine çıkacaktır. Tablo 6.7'de 2000-2020 trendi korelasyon analizine dayalı regresyonla 2025 yılına dek uzatılmıştır.

Tablo 6.7. Türkiye'nin elektrik talebi ve üretim planlaması.

Yıllar	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)	Kurulu Güç (MW)	Puant Güç (MW)
2000	134 307	115 107	30 395	23 286
2005	199 560	174 614	46 300	32 083
2010	289 820	257 687	64 703	45 802
2015	398 168	356 306	85 602	64 443
2020	547 060	492 666	108 999	88 007
2023	639 045	576 455	124 235	104 508
2025	708 952	640 248	134 892	116 493

1998 raporlarında açıklanan biçimde TEAŞ tarafından hazırlanan üretim planlamasına göre, termik kaynaklar ile hidrolik, nükleer ve yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından yapılacak üretimlerin gelişim trendi Şekil 6.11'de yer almaktadır. Hidrolik, nükleer ve yeni ve yenilenebilir (TEAŞ planlamasında yalnızca jeotermal) kaynaklardan yapılacak brüt üretim 2000 yılında 43 840 GWh, 2005 yılında 63 135 GWh, 2010 yılında 99 515 GWh, 2015 yılında 134 331 GWh, 2020 yılında 173 975 GWh ve giderek 2025 yılında 235 978 GWh olabilecektir.

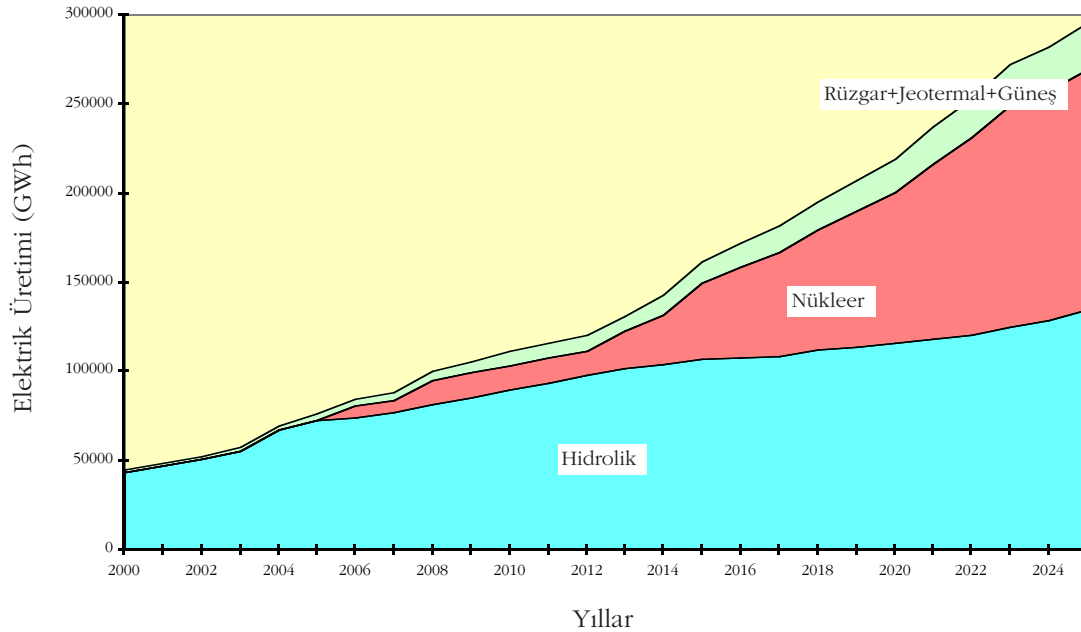


Şekil 6.11. TEAŞ Planlamasına göre brüt elektrik üretiminde kaynak payları.

TEAŞ planlamasında ithal doğal gaz ve ithal taşkömürü santralleri ile linyit santralleri önemli yer kapsamaktadır. Söz konusu santrallerin yapılması önemli olmakla birlikte, yeni ve yenilenebilir

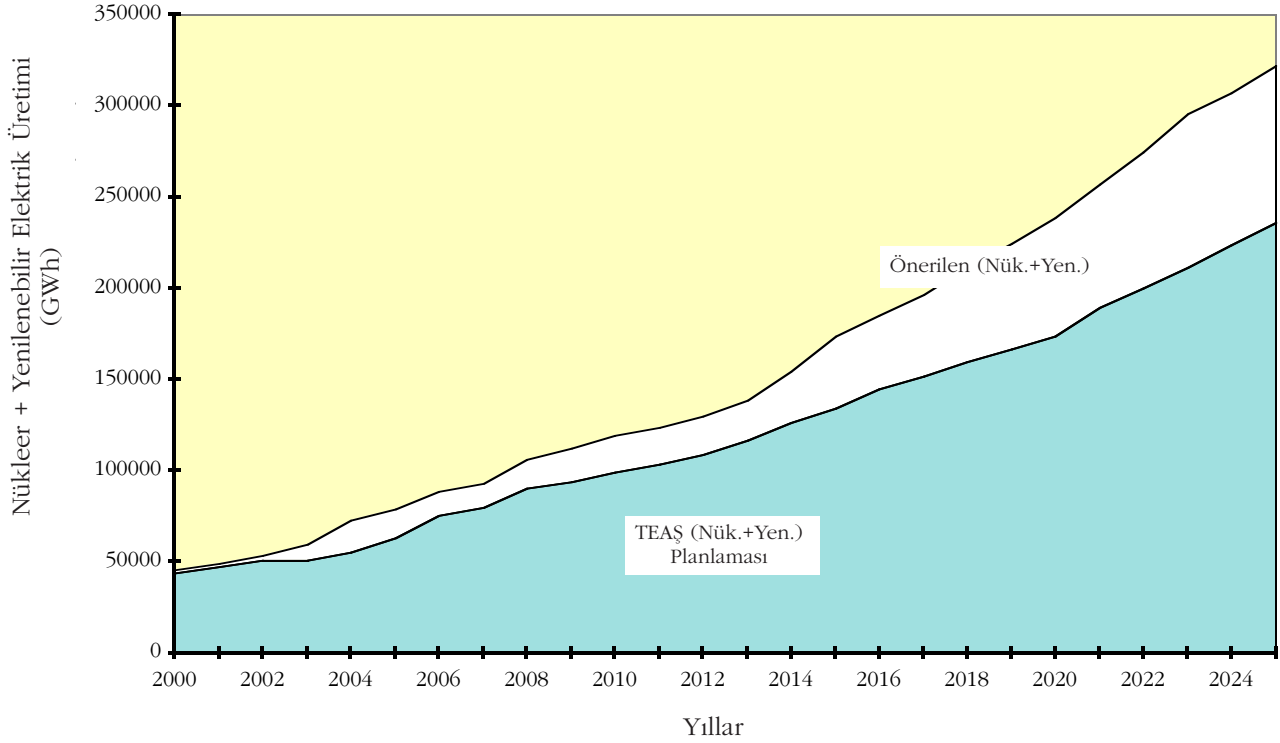
enerji santrallerine da gereken ağırlık verilmeli, nükleer enerjinin payı da artırılmalıdır. Bölüm 6.1’de açıklanan biçimde, ESM ve EOM modelleri ile bu rapor için yapılan çalışma sonucunda ortaya konulan bulgulara göre; hidrolik enerji, nükleer enerji, rüzgar enerjisi ve jeotermal enerjiden resmi planlamalarda öngörülen düzeylerden daha çok üretim yapmak olanaklıdır.

Hidrolik enerjide ve nükleer enerjide, bugünkü resmi planlamanın üzerinde sağlanacak üretim artışları önem taşımaktadır. Yenilenebilir kaynaklardan rüzgar enerjisi TEAŞ planlamasında yer almamakla birlikte, üretimi başlamış bulunmaktadır. Jeotermal enerji tek bir santrale dayalı biçimde ve sembolik olarak ele alınmıştır. Oysa, payı artırılabilir. Güneş enerjisine de hiç yer verilmemekle birlikte, 2005-2010 döneminden başlayarak üretim kapsamına alınmalıdır. ESM ve EOM modellerinden elde olunan bulgulara göre; hidrolik enerji, nükleer enerji ve yeni ve yenilenebilir kaynaklardan yapılabilecek elektrik üretimleri trendi yıllara göre şekil 6.12’de gösterilmiştir.



Şekil 6.12. ESM-EOM modellerinden sağlanan çıktılara göre nükleer ve yenilenebilir kaynaklardan yapılabilecek elektrik üretimleri.

Yenilenebilir ve nükleer kaynaklardan sağlanacak toplam üretim 2000 yılında 45 280 GWh, 2005 yılında 79 370 GWh, 2010 yılında 119 007 GWh, 2015 yılında 174 040 GWh, 2020 yılında 238 475 GWh ve 2025 yılında ise 322 217 GWh düzeyine çıkarılabilecektir. Açıklanan bu trend TEAŞ planlamasındaki trende göre 2000 yılında 1 440 GWh ile başlayan, 2020 yılında 64 500 GWh ve 2025 yılında 86 239 GWh'a ulaşan bir artış göstermektedir. TEAŞ planlaması trendi ile bu raporda önerilen elektrik üretim trendlerinin karşılaştırması Şekil 6.13'de yer almaktadır.



Şekil 6.13. Nükleer ve yenilenebilir enerji yapılması olanaklı elektrik üretim seçeneklerinin karşılaştırması.

Yapılan modelleme çalışmaları çıktıları ile oluşturulan senaryoya göre, 2000-2025 döneminde hidroelektrik üretimi 43 750 GWh'dan 134 709 GWh'a, nükleer elektrik üretimi 2006 yılında 7 017 GWh'dan başlayarak 134 308 GWh'a, jeotermal elektrik üretimi 90 GWh'dan 900 GWh'a, rüzgar elektrik üretimi 675 GWh'dan 25 200 GWh'a ve güneş elektrik üretimi 2005 yılında 5 GWh'dan başlayarak 500 GWh'a çıkarılabilir görünmektedir. Ortaya konulan bu senaryoda önemli olan olgu, Cumhuriyetimizin 100. Yılı 2023 yılından itibaren hidroelektrik ve nükleer elektrik üretimlerinin eşit düzeye gelmesidir. Yıllar itibariyle söz konusu kaynaklardan yapılabilecek elektrik üretimleri Tablo 6.8'de gösterilmiştir.

Açıklanan senaryoya göre 2000 yılında nükleer+yenilenebilir kaynaklardan yapılabilecek toplam elektrik üretimi 44 515 GWh'dan, 2025 yılında 295 617 GWh'a yükselebilecektir. Böylece, resmi olarak hesaplanmış bulunan brüt elektrik talebinin karşılanmasında nükleer+yenilenebilir kaynakların payı 2000 yılında % 38.7 ve 2020 yılında % 40.1 ve 2025 yılında % 41.7 olabilecektir.

Tablo 6.8. ESM ve EOM model çıktılarına göre nükleer ve yenilenebilir kaynaklardan yapılabilir elektrik üretimleri (GWh).

Yıllar	Hidrolik	Nükleer	Jeotermal	Güneş	Rüzgar	Toplam
2000	43750		90		675	44515
2005	72884		180	5	3058	76127
2010	89477	14034	360	75	7313	111259
2015	107198	42102	500	300	11570	161670
2020	116151	84204	900	500	17660	219415
2023	124721	124134	900	500	21900	272155
2025	134709	134308	900	500	25200	295617

Türkiye Cumhuriyeti 75. Yılı'ndan 100. Yılı'na kadar 25 yıllık süreçte kurulu gücüne toplam 113 000 MW güç eklemek zorundadır. Bir diğer deyişle, 25 yıl boyunca yıllık ortalama olarak, her yıl yaklaşık 4 520 MW kurulu güç aksamadan eklenebilmelidir. Sürdürülebilir büyüme ve sanayileşme ile elektrik sektörünün temel sorunu budur.

B Ö L Ü M

TÜRKİYE AÇISINDAN HİDROLİK ENERJİNİN YERİ

7. TÜRKİYE AÇISINDAN HİDROLİK ENERJİNİN YERİ

Türkiye su gücü bakımından Avrupa'nın başta gelen sayılı ülkeleri arasında yer almakta olup, bu bölümde hidrolik enerjide beklenebilecek gelişme ve yeni hidroelektrik santraller stratejisi üzerinde durulmaktadır. Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli üzerinde, su kuvveti teknolojisiinde dikkate değer bir değişiklik olmadığı sürece, önemli artış veya azalma beklenmemektedir. Buna karşın, klasik enerji fiyatlarındaki ve özellikle fosil yakıt fiyatlarındaki artışlar, ekonomik hidroelektrik potansiyelin teknik hidroelektrik potansiyelden yeni pay alacak biçimde gelişmesine neden olabilecektir. Bugün için ekonomik hidroelektrik potansiyel yaklaşık 35 GW güç ve 125 TWh/yıl enerji düzeyindedir.

7.1. Hidroelektrik Potansiyelin Değerlendirilmesi

Hidroelektrik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile sağlanan enerji olup, enerji miktarı düşü ve debi değişkenlerine bağlıdır. Belli bir düşü altında cebri boru ile türbine gelen suyun potansiyel enerjisi türbinde kinetik enerjiye, türbine akupile jeneratörde elektrik enerjisine dönüşmektedir. Türbine gelen suyun düşü yüksekliği ve debisi üretilecek gücü belirlemektedir.

Akarsuların hidrolik potansiyeli de, topoğrafik koşulların sağladığı düşü yüksekliğine ve suyun debisine bağlı olarak belirlenir. Ülkedeki tüm akarsu havzaları için yapılan etütlerle hidroelektrik potansiyel belirlenmektedir. Akarsuların toplam debi ve düşülerine göre hesaplanan brüt potansiyel maksimum teorik düzeyi gösterir. Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeli üzerinde 1965-1987 döneminde değişik altı çalışma yapılmış olup, 433-455 TWh/yıl arasında saptanmıştır. Düşü-akım diyagramları yöntemine göre değişik araştırmacılar tarafından hesaplanmış brüt hidroelektrik potansiyel değerleri Tablo 7.1'de topluca gösterilmiştir. Tablodaki güç değerleri 8760 h/yıl değerine göre hesaplanmış teorik değerlerdir.

Tablo 7.1. Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeline ilişkin hesaplama sonuçları.

İlgili çalışma	Gözlem istasyonları (adet)	Toplam gözlem süresi (istasyon.yıl)	Brüt potansiyel	
			(TWh/yıl)	(MW)
DSİ (Öziş), 1965	229	1 700	433	49 417
Öziş, 1966	518	3 000	436	49 800
Öziş, 1971	660	4 300	435	49 240
Erke, 1978	660	4 300	455	51 978
Öziş, et.al., 1985	660	4 300	433	49 427
Baran ve Durnabaş, 1987	1 467	13 400	442	50 428

Brüt potansiyel bütün doğal akışların, deniz seviyesine, sınır aşan sularda sınıra kadar % 100 verimle türbinlenerek elde edilebileceği varsayılan yıllık enerji potansiyelini ifade etmektedir. Brüt hidroelektrik potansiyel için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yayınlarında ve raporlarında 430 TWh/yıl ve Devlet Su İşleri (DSİ) yayınlarında ise 433 TWh/yıl değeri esas alınmaktadır. Ortaya sunulan bu değerler arasındaki fark önemsizdir. Türkiye’de havzalara göre ortalama yıllık akış miktarları ve brüt potansiyel değerleri Tablo 7.2’de verilmiştir. DSİ tarafından benimsenen ve ayrıntısı ile 432 981 GWh/yıl enerji olan brüt potansiyelin güç karşılığı, 8760 h/yıl değerine göre 49 427 MW’dır. Hidroelektrik santrallerin yıllık çalışma süresi 4000 h/yıl varsayımı ile söz konusu enerjinin karşılığı olacak kurulu güç gereksinimi 108 245 MW’dır. Brüt potansiyelin tamamı üretime dönüştürülemez. Üretime dönüştürülebilecek maksimum potansiyel teknik potansiyel olmaktadır.

Tablo 7.2. Türkiye’de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel.

Havza	Ortalama yıllık akış (milyar m ³)	Akışa katkı (%)	Hidroelektrik Potansiyel		
			(GWh/yıl)	(MW)	(%)
Fırat	31.61	17.0	84 122	9 603	19.4
Dicle	21.33	11.5	48 706	5 560	11.2
Doğu Karadeniz	14.90	8.0	48 478	5 534	11.2
Doğu Akdeniz	11.07	6.0	27 445	3 133	6.3
Antalya	11.06	5.9	23 079	2 634	5.3
Batı Karadeniz	9.93	5.3	17 914	2 045	4.1
Batı Akdeniz	8.93	4.8	13 595	1 552	3.1
Marmara	8.33	4.5	5 177	591	1.2
Seyhan	8.01	4.3	20 875	2 383	4.8
Ceyhan	7.18	3.9	22 163	2 530	5.1
Kızılırmak	6.48	3.5	19 552	2 232	4.5
Sakarya	6.40	3.4	11 335	1 294	2.6
Çoruh	6.30	3.4	22 601	2 580	5.2
Yeşilırmak	5.80	3.1	18 685	2 133	4.3
Susurluk	5.43	2.9	10 573	1 207	2.4
Aras	4.63	2.5	13 114	1 497	3.0
Konya-kapalı	4.53	2.4	1 218	139	0.3
Büyük Menderes	3.03	1.6	6 263	715	1.4
Van Gölü	2.39	1.3	2 593	296	0.6
Kuzey Ege	2.09	1.1	2 882	329	0.7
Gediz	1.95	1.1	3 916	447	0.9
Meriç-Ergene	1.33	0.7	1 000	114	0.2
Küçük Menderes	1.19	0.6	1 375	157	0.3
Asi	1.17	0.6	4 897	559	1.1
Burdur-Gölleri	0.50	0.3	885	101	0.2
Akarçay	0.49	0.3	543	62	0.1
TOPLAM	186.05	100.0	432 981	49 427	100.0

Hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını gösteren teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli, kullanılan teknolojiye bağlı olarak meydana gelebilecek düşü, akım ve dönüşümdeki kayıplar hariç tutularak hesaplanır. Teknik açıdan uygulanması mümkün su kuvveti projelerinin tümünün gerçekleştirilmesi sonucunda elde olunabilecek üretimin maksimum değerini gösteren teknik potansiyel, enerji değeri olarak brüt potansiyelin bir fonksiyonudur ve onun yüzdesi olarak ifade olunur.

Hidrolik santrallarda net düşünün toplam düşüye oranı, 0.5 ile 0.9 arasında değişip, ortalama 0.7 alınır. Türbinden geçirilebilen debinin, tesisin bulunduğu yerdeki su akımına oranı ise birden küçük olup, yaklaşık hesaplamalarda 0.9 seçilmektedir. Tesisin şalt sahasında elde olunan elektrik gücünün, suyun türbinlere etkittiği mekanik güce oranı, yine yaklaşık hesaplamalarda ortalama 0.8 düzeyinde varsayılmaktadır. Sudan enerji üretiminde zorunlu kayıpların oluşturacağı toplam etki katsayısı $0.7 \times 0.9 \times 0.8 = 0.5$ kadardır. Bu nedenle, teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli $442 \text{ TWh/yıl} \times 0.5 = 222.5 \text{ TWh/yıl}$ 'dır. Bugün için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bu değeri 215 TWh/yıl , Devlet Su İşleri 216 TWh/yıl olarak almaktadır. 216 000 GWh/yıl enerjinin üretilmesi için gereken hidrolik kurulu güç, 4000 h/yıl çalışma koşulu ile 54 000 MW 'dır.

Beklenen yararları ve mali getirisi giderlerinden fazla olan ekonomik su kuvveti potansiyeli ekonomik analizlerle belirlenmekte olup, bu analizde hidroelektrik kaynaktan sonra en ucuz üretim kaynağı olabilecek bir tesisin yıllık giderleri, hidroelektrik santralın geliri olarak değerlendirilmektedir. Hidroelektrik santral bir başka birincil kaynaklı santralla karşılaştırılmakta, ekonomik bulunursa bu kapsama alınmaktadır. Günümüzde karşılaştırmaya temel olan referans santral grubu doğal gaz ve ithal kömür santral grubudur. Doğal gaz ve ithal kömür fiyatlarındaki artışlar, ekonomik hidroelektrik potansiyeli artıran ana faktördür. Günümüzde yalnızca ekonomik ve politik çalkantılardan etkilenen bu yakıt fiyatlarının uzun dönemde kaynak kıtlığından etkilenmesi de kaçınılmazdır.

Ekonomik hidroelektrik potansiyel için 1990 sonrasındaki pekçok raporda 124.5 TWh/yıl değerinin yazılmış olmasına karşın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 1998 raporlarında 123 799 GWh/yıl ve DSİ de son olarak 123 385 GWh/yıl değerini vermektedir. 2000-2025 arasındaki dönemde bu değer 150 TWh/yıl değerini çok aşması beklenmelidir. Çünkü, 25 yıl önce 70 TWh/yıl olan bu değer, bugüne kadar 50 TWh/yıl düzeyini aşkın bir artış göstermiştir. Türkiye gibi, gerek enerji talebinin ve gerekse enerji fiyatlarının hızlı artışının yanısıra, akarsu havza geliştirme planlarının yeterince gerçekleştirilmemiş olduğu ülkelerde, ekonomik hidroelektrik potansiyelde zamanla önemli artışlar görülmesi olağandır.

Teknik ve ekonomik hidroelektrik potansiyelin yeni projelerle belli oranda artırılması Devlet Su İşleri tarafından da olanaklı görülmekle birlikte, artışın % 5'i geçmeyeceği savlanmaktadır. Ayrıca, artan nüfusa bağlı olarak içme ve kullanma suyu talebi potansiyel artışını olumsuz etkilemektedir.

Devlet Su İşleri tarafından yapılan çalışmalara göre 123.4 TWh/yıl ekonomik potansiyelin değerlendirilmesi için 493 adet hidroelektrik santralla 34 892 MW kurulu güce gerek vardır. Bu he-

saplamada hidrolik santralların yıllık çalışma süresi, 8 760 saatin % 40'ını kapsar biçimde ortalama 3 540 saat dolaylarında alınmıştır. Bu varsayıma göre teknik potansiyelin tamamının değerlendirilmesi için gereken kurulu güç 61 000 MW kadardır. Hidroelektrik santralların yıllık maksimum çalışma süreleri de 5 000 h'ı aşmamaktadır.

Kullanılabilir hidroelektrik potansiyeli akarsu rejimi önemli ölçüde etkilemektedir. Türkiye'de akarsu rejimi düzenli değildir. TEAŞ tarafından yapılan normal, kurak ve yağışlı dönemleri saptamaya yönelik bir çalışma ile her yıl için üç hidrolojik rejimin gerçekleşme olasılığının % 65 ortalama yağışlı yıl, % 20 yağışlı yıl ve % 15 kurak yıl olduğu belirlenmiştir.

7.2. Hidroelektrik Santrallar

Hidroelektrik santrallar (HES); barajlı santrallar ile doğal göl ve akarsu santralları olarak ikiye ayrılabilir. Barajlı santrallar genellikle büyük rezervuar (yıllık rezervuar) kapasitelidir. Literatüre göre bu tür santrallar pik (puant) yük santralları olarak da tanımlanır. Akarsu santralları ise devamlı olarak çalıştıklarından baz yük santralı olarak tanımlanırlar. Türkiye'de 1997 yılı itibari ile hidroelektrik üretimin % 95.7'si barajlı santrallardan, % 4.3'ü de doğal göl ve akarsu santrallarından sağlanmıştır. Türkiye'nin toplam elektrik üretimi içerisinde barajlı santralların katkısı % 36.5, doğal göl ve akarsu santrallarının katkısı % 1.7'dir. Türkiye'de barajlı santrallar pik yük dışında baz yük karşılamak için kullanılmaktadırlar.

Barajlar hidroelektrik enerji üretimi, içme ve kullanma suyu sağlama, sulama ve taşkın koruma gibi amaçlardan biri veya birkaçı için inşa edilirler. Dünya Barajlar Kütüğü kayıtlarına göre, Türkiye'de ICOLD (Uluslararası Büyük Barajlar Komisyonu) standartlarında; temelden yüksekliği 15 m'den çok ve rezervuar hacmi 3 hm³ den büyük, 439 adedi işletmede ve 206 adedi de inşa halinde olmak üzere 645 baraj bulunmaktadır. 1998 yılı başı itibari ile işletmede olan 186 ve inşaatı devam eden 103 baraj enerji amaçlıdır. Söz konusu toplam 289 barajın % 22'sini oluşturan 63 baraj çok amaçlı grupta yer almaktadır. Çok amaçlı barajların 39'u işletmede ve 24'ü inşa halindedir.

1997 yıl sonu itibari ile Türkiye'nin kurulu hidroelektrik gücü 10 108 MW'dır. Kalan 24 754 MW gücün yaklaşık % 10'u inşaat aşamasında olup, % 60'ı inşaatına geçilemeyen projedir. Tablo 7.3'de ve Şekil 7.1'de ekonomik hidroelektrik potansiyele göre hidroelektrik santral projelerinin durumu gösterilmiştir. Ekonomik hidroelektrik potansiyelin % 30'u işletmede iken, inşaat halinde olan ve kesin projesi hazır bulunanların payı % 23 kadardır. Diğerleri ön inceleme ve planlama aşamasındadır. İşletmede olan 100 hidroelektrik santralın 34'ü barajlı santral, diğerleri doğal göl ve akarsu santralıdır. Akarsu santrallarından küçük kapasiteli 31 adedi devre dışı bırakılmıştır. Türkiye'de 69 hidroelektrik santral ile fiili üretim, öngörülen proje değerlerinin üzerinde gerçekleştirilmiştir.

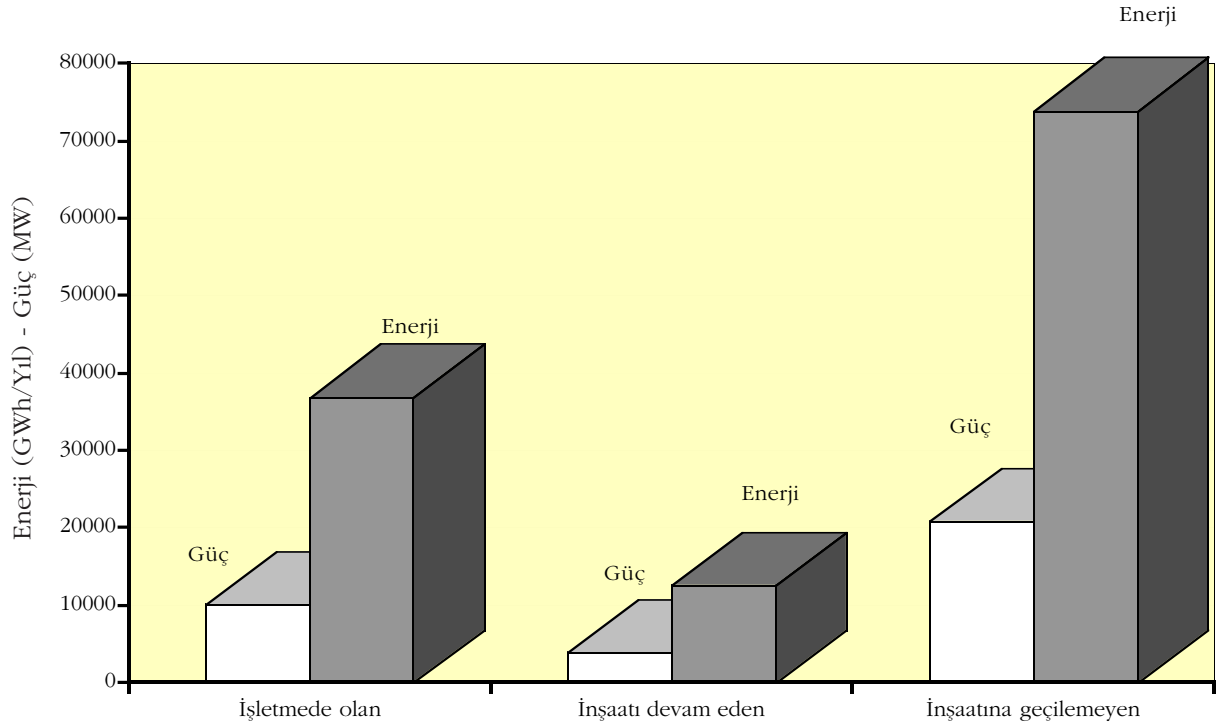
1997 yıl sonu itibari ile Türkiye'de kurulu hidroelektrik gücünün 9 404 MW'ı TEAŞ'ın ve 704 MW'ı özel sektörün elindedir. TEAŞ hidrolik santralları 37 341.6 GWh üretim yapmıştır. Ayrıcalıklı ortaklıklar, üretim şirketleri ve otoprodüktörler ile özel sektörün hidrolik enerji üretimi 2 474.5

GWh olmuştur. Şu anda çalışmakta olan büyük hidroelektrik santrallardan Sır HES dışındakiler TEAŞ'ın mülkiyetindedir. Kurulu gücü 250 MW'dan büyük olan hidroelektrik santralların 1997 yılı üretimleri Tablo 7.4'de yer almaktadır. Tabloda gösterilen sekiz santral üretimin % 81'ini sağlamıştır. Yine gücü 250 MW'dan büyük olan inşa halinde ve inşasına başlanamamış hidroelektrik santrallar da Tablo 7.5'de verilmiştir. Gücü 250 MW'ın üzerinde çalışan, inşa halinde olan ve inşasına başlanamamış santrallar toplam 25 adettir.

Tablo 7.3. 1997 yıl sonu itibari ile Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme durumu.

Hidroelektrik santral projelerinin durumu	HES (Adet)	Toplam kurulu güç (MW)	Yıllık ortalama enerji (GWh/yıl)	Payı (%)	Ardışık Payı (%)	Ort. yük Faktörü (%)
1997 yıl sonunda işletmede olan	100	10 108	36 866	30	30	42
İnşaatı devam eden	33	3 938	12 580	10	40	36
İnşaatına geçilemeyen	360	20 816	73 939	60	100	40
TOPLAM	493	34 862*	123 385	100	-	40

(*) Çalışmayan küçük santralların 10 MW toplamı da dabildir.



Şekil 7.1. Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme durumu (1997).

Tablo 7.4. Çalışan büyük hidroelektrik santrallerin kurulu güç ve 1997 yılı üretimleri.

Santralin adı	Gücü (MW)	Üretimi (GWh/1997)	
		Brüt	Net
Atatürk HES	2 400.0	10 610.9	10 520.6
Karakaya HES	1 800.0	8 800.1	8 746.9
Keban HES	1 330.0	7 676.8	7 437.0
Altınkaya HES	700.0	1 253.7	1 233.4
Oymapınar HES	540.0	1 187.1	1 170.1
Hasan Uğurlu HES	500.0	1 192.5	1 161.9
Sır HES	284.0	752.0 ortalama üretim	
Gökçekaya HES	278.4	589.6	582.6

1997 yılı ile hidroelektrik üretimin % 26.6 sını karşılayan Atatürk HES kurulu gücü ile dünyada 23. sırada, üretimde % 22 payı olan Karakaya dünya güç sıralamasında 37. sırada yer almaktadır. Halen 24 adedi DSİ, bir adedi TEAŞ ve 8 adedi özel sektör tarafından inşa ettirilen 33 hidroelektrik santralin tamamlanması ile hidroelektrik kurulu güç 3 938 MW ve ortalama üretim kapasitesi 12 580 GWh artarak, toplam kurulu güç 14 046 MW'a, yıllık üretim kapasitesi 49 446 GWh'a ulaşacak ve ekonomik potansiyelin % 40'ı geliştirilmiş olacaktır.

Türkiye gibi hidroelektrik enerji açısından zengin çeşitli ülkelerde hidroelektrik potansiyelin % 95'lik bölümünün kullanıma sokulması için gerekli sürenin 30 ile 100 yıl olduğu görülmüşse de, daha çok 60-70 yıl süreleri geçerlidir. Türkiye'de su gücünün değerlendirilmesi 1950'li yıllarda başlamış olup, 1953 yılında yapılan Türkiye 1. İstisari Enerji Kongresi'nde hidroelektrik enerji politikasının temelleri kotarılmıştır. 1950 yılında 18 MW kurulu hidrolik gücü olan Türkiye'de, 48 yıl sonra ekonomik hidroelektrik potansiyelin % 30'u kullanılır duruma sokulabilmektedir.

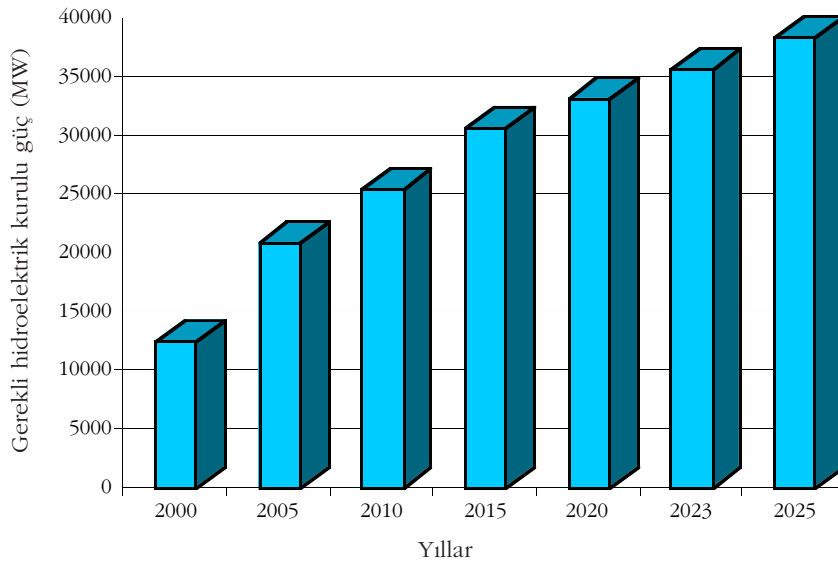
Tablo 7.5. İnşa halinde olan ve inşaatına başlanılmamış bulunan hidroelektrik santral projeleri.

Proje Adı	Kurulu Gücü (MW)	Ortalama üretimi (GWh/yıl)	Açıklama
Birecik	672	2 460	YİD modeli ile inşası sürmekte.
Berke	510	1 668	ÇEAŞ tarafından inşası sürmekte.
Deriner	670	2 118	DSİ tarafından inşası sürmekte.
Ilısu	1 200	3 833	DSİ tarafından inşası sürmekte.
Yusufeli	540	1 705	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Borçka	300	1 039	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Artvin	332	1 026	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Kayraktepe	420	991	Kesin projesi hazır.
Boyabat	513	1 468	YİD modeli ile Danıştay onayından geçmiş, kesin projesi hazır.
Yedigöze	250	969	YİD modeli ile sözleşme görüşmeleri başlamış, kesin projesi hazır.
Ermenek	320	1 022	Kesin projesi yapılmakta.
Doğanlı	462	1 327	Master planı hazır.
Uzungöl	380	1 000	Planlaması hazır.
Göktaş	270	1 160	YİD modeli ile değerlendirilmesi devam eden, planlaması hazır.
Çetin	350	1 237	YİD ile başvuru aşamasında, ön incelemesi hazır.
Beyhanı	300	1 435	Ön incelemesi hazır.
Kaleköy	293	1 293	Ön incelemesi hazır.
Of-Solaklı	380	1100	YİD modeli ile sözleşmesi hazır.

7.3. Yeni Hidroelektrik Santraller Stratejisi

Enerji talebinin yeteri kadar yedekli bir arz ile karşılanmasında yerli kaynakların katkısı büyük olmaktadır. Hidrolik enerjinin yerli ve yenilenebilir bir kaynak oluşu, çevre etkisindeki olumsuzlukların azlığı, işletme ve bakım masraflarının düşüklüğü, olabildiğince geliştirilmesini zorunlu duruma getirmektedir. Türkiye’de su kaynaklarının kullanılmasına öncelik verilmesi bir ulusal politika olarak benimsenmiştir. Bugüne kadar hidroelektrik kurulu güçte önemli gelişmeler sağlanmış olsa da, yukarıda açıklandığı gibi yeterli değildir. Hidroelektrik enerjinin geliştirilmesi yeni bir strateji ile ele alınmak zorundadır.

TEAŞ tarafından ENPEP ELECTRIC ve WASP III+ optimizasyon modelleri kullanılarak yapılan çalışmaya göre hidroelektrik kurulu gücün 2005 yılında 17 981 MW, 2010 yılında 24 935 MW, 2015 yılında 28 806 MW ve 2020 yılında 29 984 MW olması gerekmektedir. Böylece 2020 yılında üretilcek hidrolik enerji 103 715 GWh olacaktır. 16. Bölümde açıklanan ve bu rapor için EOM modeli ile yapılan çalışmaya göre, ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının 2023 yılında kullanılır duruma getirilmesi için hidroelektrik kurulu gücün; 2005 yılında 20 824 MW, 2010 yılında 25 565 MW, 2015 yılında 30 628 MW, 2020 yılında 33 186 MW ve 2023 yılında 35 635 MW olması gerekmektedir. Böylece 2023 yılında üretim 124 721 GWh'a çıkabilecektir. Önerilen üretim serisi Şekil 7.2'de gösterilmiştir.



Şekil 7.2. Türkiye Cumhuriyeti'nin 100. Yılında 75. Yıldaki ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılır duruma getirilmesi için oluşturulması gereken hidroelektrik kurulu güç trendi.

Hidroelektrik santrallerin yapılması; inşaat işleri ve elektromekanik donanım kurulması olmak üzere iki ana bölümde gerçekleştirilmektedir. Hidroelektrik santral inşaatı için yerli teknoloji yeterli durumdadır. Ancak, küçük güçlü elektromekanik donanım için yerli olanak varken, orta ve büyük güçlüler için bu olanak yeterli değildir. 50-250 MW güç kademesi için yerli elektromekanik sanayinin desteklenerek geliştirilmesi, hidroelektrik projelerin gerçekleştirilmesine büyük kolaylık sağlayacaktır. Yerli elektromekanik sanayi, yabancı sermaye ve teknoloji transferinin katılımıyla geliştirilmelidir.

2001 yılında hidroelektrik kurulu gücün 12 628.1 MW'a, ortalama yıllık üretimin de 45.5 TWh/yıl düzeyine ulaşması beklenmektedir. ***Dünyadaki gelişime bakılınca, 21. Yüzyılın ilk çeyreğinde ekonomik hidroelektrik potansiyelin bugünkü düzeyini aşmış biçimde tam***

değerlendirilmiş olması bedetlenmelidir. Cumhuriyet'in 100. Yılı'na ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamı değerlendirilmiş olarak girebilmek için her sene yaklaşık 1000 MW'lık hidrolik proje gerçekleştirmek gerekmektedir. Resmi raporlarda hidroelektrik santralların birim kurulu güç için yatırım maliyetleri 800-1 600 ABD \$/kW, ortalama 1 200 ABD \$/kW olarak belirtilmektedir. Sağlıklı bir ekonomik değerlendirme inşaat, hidromekanik ve elektromekanik teçhizat, şalt tesisi, iletim hattı, mühendislik ve organizasyon giderleri ile hidrolik santral yapımı her yıl en az 1.6 milyar ABD \$'ı yatırım istemektedir.

Hidroelektrik potansiyelin kullanımının geliştirilmesinde devlet payını aşağıya çeken ve bu alana yerli+yabancı özel sermayenin girmesini kolaylaştırıcı yasal ve yönetsel düzenleme hızla yapılmalıdır. Yapılacak hidroelektrik santrallarda gecikme oluşması gibi gerekçelerle, devlet ağırlığının sürdürülmesi istemleri ve görüşü dikkate alınmamalıdır. Şimdiye kadar yapılan uygulamalar, en büyük gecikmenin devlet yatırımcılığından kaynaklandığını göstermiştir. Mevcut uygulama büyük güçlerde Devlet Su İşleri tarafından santralların yapılması ve TEAŞ'a devredilmesi, küçük ve orta güçlerde sınırlı olarak Yap-İşlet-Devret modelinin uygulanması biçimindedir.

Oysa, tüm hidroelektrik santrallar yerli+yabancı özel sektör işbirliği ile kurulabilir. Türkiye'de büyük hidroelektrik projelerin bir kısmı devlet eli ile tamamlanmış, kalanı da devlet ve bir ölçüde özel sektör tarafından ele alınmış durumdadır. **Devlet eliyle kurulmuş ve kurulmakta olan, mülkiyeti devlet elinde bulunan hidroelektrik santralların işletme haklarının bir plan kapsamında özel sektöre devredilmesi, yeni kurulacak santralların özel sektör eliyle kurulmasına öncelik ve olanak tanınması temel politika olmalıdır.** Bugünkü mevzuata göre, özel sektör hidrolik santralları Yap-İşlet-Devret modeli ile yapabilmektedir. Bu modele yeni bir işlerlik kazandırmak, bu amaçla 15. Bölümde değinildiği gibi anayasal ve yasal düzenlemeler yapmak, hidrolik santralların ekonomik ömrü boyunca ya da belli süre için işletmeciye tam bir mülkiyet hakkı tanımak gerekmektedir. Bu mülkiyet hakkı süre bitiminde belli koşullarla yenilenmeli, kaynağın kötü kullanılması durumunda süre bitmeden kaldırılabilirdir.

Yeni bir strateji saptanırken projelerin büyüklüğü önemlidir. Türkiye'nin işletmede olan altı büyük hidroelektrik santralının (Atatürk, Karakaya, Keban, Altınkaya, Oymapınar, Hasan Uğurlu) güçlerinin toplamı 7 270 MW ve yıllık ortalama üretimleri toplamı 26.7 TWh/yıl olup, kurulu gücün % 72'sini ve ekonomik hidroelektrik potansiyelin de % 21.5'ini kapsamaktadır.

Türkiye'de inşaatına henüz geçilemeyen 360 proje kapsamında; 1000 MW'dan büyük bir proje, 500 MW'dan büyük iki proje bulunmaktadır. Bunların toplam güçleri 2 253 MW'dır. 250-500 MW güç kademesinde toplam gücü 3 596.6 MW olan 11 proje vardır. Hidroelektrik projelerin 300 adet ile büyük bir bölümü 10-100 MW arasında olup,

toplam güçleri 8 137.7 MW'dır. Tablo 7.6'da inşaatına henüz geçilemeyen toplam 360 adet hidro-elektrik projenin güç kademesine göre sınıflandırması verilmiştir.

Tablo 7.6. DSI verilerine göre ekonomik hidroelektrik potansiyel kapsamında olmakla birlikte inşaatına henüz geçilememiş 360 hidroelektrik santral projesinin güç dağılımı.

Güç Kademesi	Proje Sayısı	Güç Toplamı (MW)	%	Ortalama Üretim (GWh)	%	Güvenilir Üretim (GWh)	%
< 5 MW	46	121.9	0.59	657	0.89	290	0.67
5 - 10 MW	52	371.2	1.78	1 682	2.27	745	1.73
10 - 50 MW	143	3 547.1	17.04	15 548	21.03	7 997	18.57
50 - 100 MW	59	4 097.5	19.69	14 964	20.24	9 213	21.39
100 - 250 MW	46	6 827.8	32.80	21 806	29.49	13 156	30.54
250 - 500 MW	11	3 596.6	17.28	12 276	16.60	7 158	16.62
500 - 1000 MW	2	1 053.0	5.06	3 173	4.29	2 054	4.77
> 1000 MW	1	1 200.0	5.77	3 833	5.18	2 459	5.71
TOPLAM	360	20 815.2	100	73 939	100	43 071	100

2000-2025 döneminde özellikle orta ve küçük hidroelektrik santrallerin yapımı ağırlık kazacaktır. Bu kapsamda 100-1000 MW'lık projeler ile 10-100 MW'lık projeler kendilerine özgü teknik ve ekonomik koşullar içinde ayrı değerlendirilmelidir. Hidroelektrik santral gücü küçüldükçe, genelde birim kurulu güç maliyeti artmakta ise de, 5 MW'dan küçük santraller ucuza mal olurken, 5-50 MW arasındaki santrallerin birim kurulu güç başına yatırım maliyeti yüksek olmaktadır. Bu tür santrallerin kurulmasında dünyada örnekleri olduğu gibi, çeşitli yoldan sağlanabilecek devlet katkısı ile maliyetleri düşürerek özel sektörü teşvik edici önlemler uygulanmalıdır. 50-250 MW güçlü santrallerin özel sektör tarafından yapımı sorunlu gözükmemektedir. 250 MW'dan büyük santrallerin finansmanı büyük olduğundan, yine özel sektör eliyle gecikilmeden yapılmaları için çeşitli yollarla devlet desteği sağlanabilir.

Hidroelektrik santraller pekçok ülkede puant yükü karşılamak için kullanılır. Türkiye gibi su kaynakları zengin olan ülkelerde, bir ölçüde sistemi besleyen baz santraller olarak kullanılmaları olağandır. Ancak, Türkiye'de de puant talebin karşılanması sorunu vardır ve hidroelektrik santrallerin sürekli aşırı yüklenerek çalıştırılması puant talebin karşılanmasında olumsuzluklar yaratmaktadır. ***Puant yükün karşılanmasında hidrolik enerjiden yararlanmak için "pompa depolamalı hidroelektrik santraller" dönemine adım atılmalıdır.***

Pompalı depolamalı hidroelektrik santraller yüke uyabilmede esneklik sağlama, yedek enerji tutabilme, güç faktörünün iyileştirme ve frekans regülasyonu yapabilme gibi avantajlar getirmektedir. Pompa depolamalı hidroelektrik santraller konusunda ABD ve batıda yapılan uygulamalar,

ekonomik çalışmaya olanak tanıdıklarını kanıtlamıştır.

Pompa depolamalı hidroelektrik santralların dünyadaki durumuna bakıldığında toplam 82 804 MW kurulu güç ile 290 santralin işletmede olduğu ve yaklaşık 30 000 MW kurulu güç ile 42 santralında inşa halinde bulunduğu görülmektedir. ABD’de 18 000 MW, Japonya’da 17 000 MW, İtalya’da 6 500 MW, Almanya’da 5 700 MW, İspanya’da 5 000 MW, Fransa’da 5 000 MW ve Avusturya’da 3 000 MW kurulu güçte pompa depolamalı santrallar vardır. Bugün dünya genelinde pompa depolamalı santrallara artan bir eğilim gözlenmektedir. Örneğin, Çin 3 400 MW, Japonya 9 930 MW, Hindistan 2 620 MW pompa depolamalı santral inşa etmekte, Rusya gibi hidroelektrik potansiyeli zengin ülke bile pompa depolamalı santral planlamaktadır. Türkiye’de de bu konuda TEAŞ ve DSİ işbirliği ile fizibilite hazırlanması üzerinde uzlaşmıştır.

Pompalama ile yüksek bir rezervuarda su depolama, mekanik enerji depolama yöntemlerinden biridir. Barajlı hidrolik santrallara uygulanmasında, baraj gölünün dışında ayrı bir rezervuar depolama için kullanılmaktadır. Bu amaçla normal koşulda türbinden geçen ve santraldan nehre atılan suyun (kuyruk suyunun) bir kısmı özel rezervuara pompalanmaktadır.

Pompa depolamalı hidroelektrik santral entegre bir sistem olup, pompaj için gerekli enerji santralin normal ünitelerinden sağlanmaktadır. Normal koşullarda barajdan santralin türbinlerine baraj cebri boruları ile su gelmesine karşın, pik yük için çalışma koşulunda vanalarla komuta edilen depo cebri borularından yine aynı türbinlere su gelmektedir. Tipik değerlerle pompa-motor ve türbin-jeneratör randımanları sırasıyla % 88 ve % 85’dir. Buna göre toplam randıman $(0.88) \times (0.85) = 0.75$ olduğundan, pik zaman dışındaki 4 kWh harcanarak depolanacak enerji, pik yük anında 3 kWh olarak yeniden üretilmektedir.

Yapılan uygulamalarda pompalı santralların depolama kapasitesi daha çok 20-60 MWh olmasına karşın, 2 MWh’a kadar düşebilen küçük ve 100 MWh’a çıkabilen büyük depolar da vardır. Pompalı santralin depolama kapasitesi; yatırım tutarı, depolanan su için geniş emre amadelik (yararlanabilirlik), çevresel etkiler ve sistemin toplam verimi gibi dört temel faktöre bağlıdır. ABD’deki uygulamalara göre pompalı su depolama sistemlerinin tesis maliyeti 16-26.5 ABD \$/m³ sınırları arasındadır.

Depo rezervuar düşüşü 30 m dolaylarında olmaktadır. Suyu 30 m düşü yüksekliğine pompalamakla kazanılan potansiyel enerji 0.082 kWh/m³ kadardır. Buna göre 20 000 kWh’lık bir deponun hacmi 250 000 m³ ve 60 000 kWh’lık deponun hacmi de 750 000 m³ dolaylarındadır. Sisteme 40 yıllık ömür tanınarak amortisman hesaplanmaktadır. Normal çalışma koşulunun dışında, pik yük anında bu sistemle üretilen enerjinin birim maliyeti 1.31-2.18 cent/kWh olarak bildirilmektedir.

Pompa depolamalı sistemin devreye sokulmasındaki çabukluk, bu sistemleri, enterkonnekte şebekeyi besleyen termik santralların devreden çıkmasında ya da yetersiz kalmasında ideal bir çözüm aracı durumuna getirmektedir. Bu tür santrallar elektrik sisteminin işletme güvenirliliği sağlanmasına büyük katkı yaptığından, çeşitli ülkelerde yaygınlaştıkları görülmektedir. Türkiye’de 2000-2025 döneminde pompalı hidroelektrik santralları kurulmasına girişilmeli ve ilk etapta kurulu hidrolik gücün % 5’i kadar bir hedef seçilmelidir.

Hidroelektrik santrallerin ekonomik ömrünün 50 yıl sayılmasına karşın, bakım ve yenilemelerle ömrün 75-100 yıl olabileceği görölmüşür. Bu nedenle, işletmede olan santrallerin bakım ve yenilenmeleri, özel bir proje kapsamında ele alınmalıdır. Mevcut santrallerin ünite güç ve verimlerini yükseltecek rehabilitasyon çalışmaları bir an önce başlatılmalıdır. Bakım ve rehabilitasyon çalışmalarının gerektirdiği mali kaynak göz önünde tutulacak olursa, hızlı ve etkili biçimde yapılabilmesi için en iyi yöntem, hidroelektrik santrallerin işletme haklarının bir an önce özel sektöre devredilmesidir.

B Ö L Ü M

TÜRKİYE AÇISINDAN
YENİ VE YENİLENEBİLİR
ENERJİ KAYNAKLARININ YERİ

8. TÜRKİYE AÇISINDAN YENİ VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ YERİ

Bu bölümde yeni ve yenilebilir enerji kaynaklarına yönelmenin nedenleri, Türkiye için jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve biomas enerjinin, kullanım teknolojilerine bağlı olarak sağlayacağı kazanımlar üzerinde durulmaktadır. Fosil yakıt dayalı enerji kullanımı; fosil yakıt dışalımının büyümesi, ithalat giderinin artması gibi bir olumsuzluktan başka, çevre kirlenmesinin de artmasına neden olmaktadır. Sürdürülebilir ekonomik büyüme açısından ithalatın ihracata oranının küçük olmasının önemi kadar, üretim güvenirliliği olan bir enerji alt yapısının oluşturulması, enerji sektörünün çevre ile uyuşması önemlidir.

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

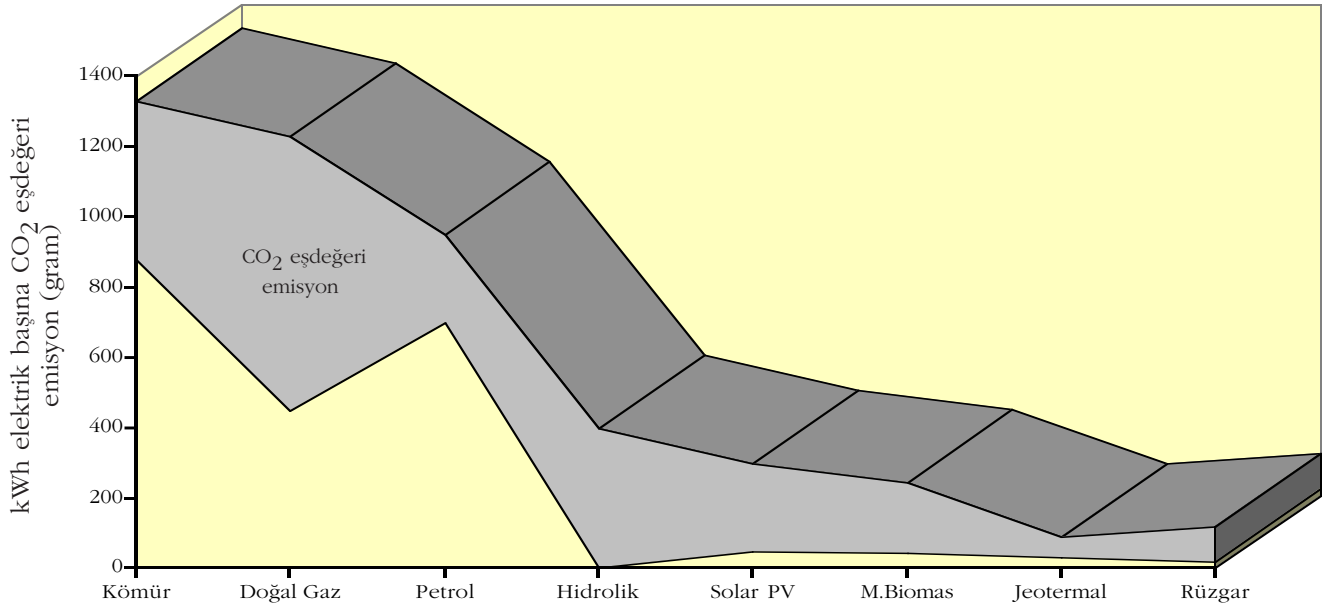
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planladığı ithalat miktarlarına, ayrıca yukarıda açıklanan fiyat trendlerine bağlı olarak, yalnızca taşkömürü, petrol ve doğal gaz ithalatı için taban değerler olarak cari fiyatlarla Türkiye'nin 2000 yılında 8 565.9 milyon ABD \$'ı, 2005 yılında 15 942.0 milyon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

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

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

çözüm yollarından biri yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının geliştirilmesidir.

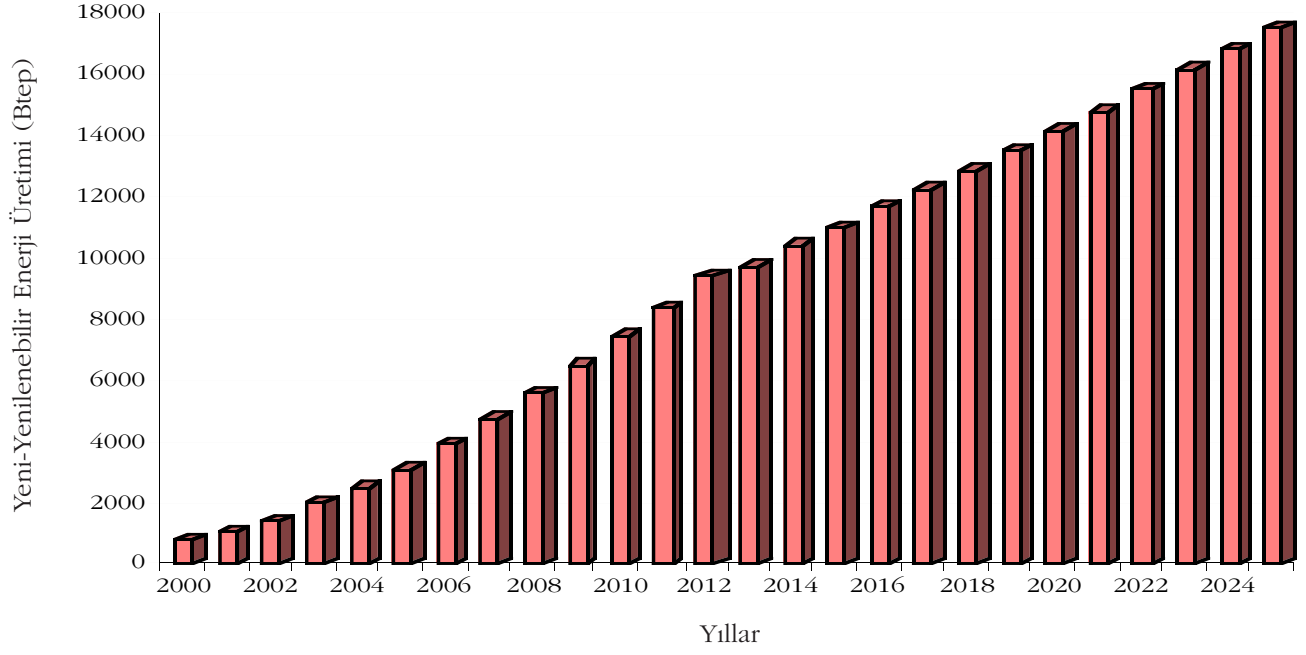
Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim süreci, direkt ve indirekt girdileri ile CO₂ ve CO₂ eşdeğeri (NO_x ve diğerleri de dahil olmak üzere) sera gazı emisyonu bakımından ele alındığında, ortaya çıkacak emisyon düzeyleri, fosil yakıtlarla karşılaştırmalı biçimde Şekil 8.1’de gösterilmiştir. Şekilden de anlaşılacağı gibi, yeni ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesi ile ilgili proseslerin emisyonları yokumsanacak düzeyde kalmaktadır.



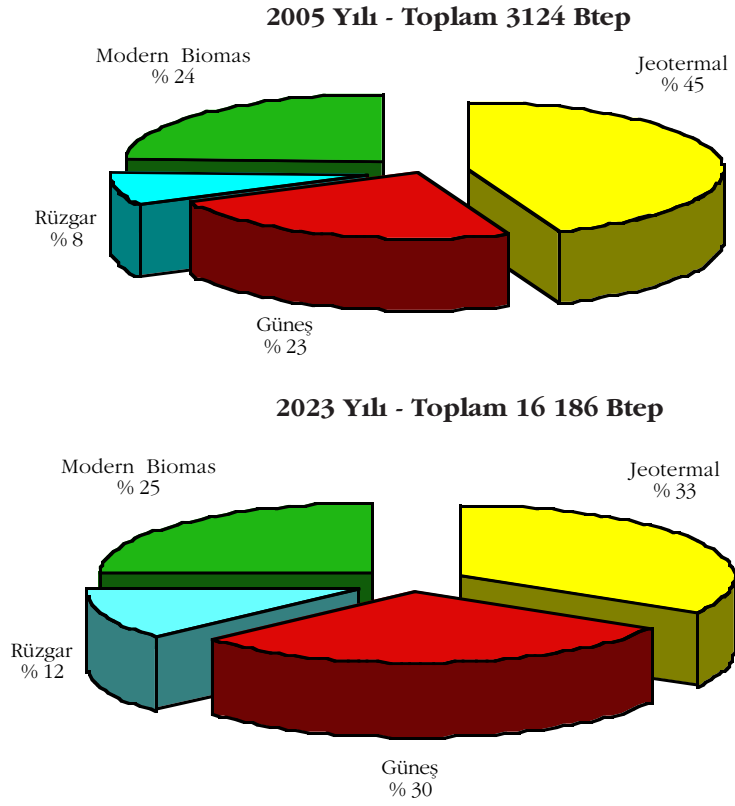
Şekil 8.1. Sera gazı emisyonlarının beher kWh elektrik üretimi için değişimi.

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

Türkiye’de yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak jeotermal, güneş, rüzgar ve modern biomasdan yapılabilecek enerji üretimi 6. Bölümde açıklanan ESM ve OEM modelleri çıktılarına göre, 2000 yılında 794 Btep, 2005 yılında 3 124 Mtep, 2010 yılında 7 499 Btep, 2015 yılında 11 009 Btep, 2020 yılında 14 166 Btep, 2023 yılında 16 186 Btep ve 2025 yılında 17 537 Btep düzeyine çıkarılabilir. Önerilen bu üretim dizisi Şekil 8.2’de grafik olarak görülmektedir. Sıralanan kaynakların dışında deniz dalga ve boğaz akıntıları gibi enerji kaynakları söz konusu ise de, bunlardan yapılabilecek üretimin 2025 yılına kadar birkaç yüz Btep’i geçmeyeceği kestirilmektedir. Bu üretimde kaynak payları 2005 ve 2023 yılı için Şekil 8.3’de verilmiştir.



Şekil 8.2. Yeni ve yenilenebilir kaynaklardan (jeotermal-güneş-rüzgar-modern biomas) yapılabilir enerji üretimi.



Şekil 8.3. Yeni-yenilenebilir kaynaklar üretim payları.

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

8.1. Jeotermal Enerji

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

Jeotermal kaynaklar akışkanların sıcaklıklarına ve taşıdıkları ısı enerjisine bağlı olarak düşük entalpili (akışkan sıcaklığı MTA’ya göre 20-70 °C, yeni literatürlere göre < 160 °C), orta entalpili (akışkan sıcaklığı MTA’ya göre 70-180 °C, yeni literatürlere göre 160-190 °C) ve yüksek entalpili (akışkan sıcaklığı >180 veya 190 °C) olarak da ayrılmaktadırlar. Düşük ve orta entalpili kaynaklar özellikle ısı amaçlı kullanılır. Orta entalpili jeotermal akışkanın elektrik üretiminde kullanılması yeni teknolojilerle olanaklıdır. Düşük entalpili akışkanların kaplıca-termalizm uygulamaları önemlidir. Yüksek entalpili akışkanlar ise elektrik üretimi ve buna entegre diğer işlemlerde kullanılır. Türkiye’deki mevcut jeotermal uygulamalar, dünyadaki toplam jeotermal uygulamalarla karşılaştırmalı biçimde Tablo 8.1’de gösterilmiştir.

Tablo 8.1. Türkiye’de ve dünyadaki jeotermal uygulamalar (1997).

Uygulama Türü	Türkiye	Dünya
Elektrik Üretimi (Kurulu Güç)	20.4 MWe	8 600 MWe
Karbondioksit Üretimi	40 000 ton/yıl (Dünyada ilk ve tek)	-
Direkt kullanım (konut, sera, termal tesis ısıtma)	350 MWt	11 300 MWt
Balneolojik kullanım	285 MWt	
Toplam	635 MWt	

Jeotermal enerji çevre dostu bir kaynak olarak tanınmakla birlikte, akışkanın paslanmaya, çürümeye, kireçlenmeye (kabuklaşmaya) neden olması, içerdiği bor yüzünden atılacağı yüzey sularını kirletmesi, bünyesinde CO₂, H₂S ve bor gibi maddeler bulunması, uygulamada bazı teknolojik önlemlerin alınmasını gerektirir. Jeotermal kuyular CO₂ üretimi için bir kaynak olabilmektedir. Geçmişte sorun olan kabuklaşma, akışkana kimyasal inhibitör katılmasıyla çözümlenmiştir. Kullanılan jeotermal akışkanın çevre sorunu yaratmaması için yer altına geri verme (reenjeksiyon) uygulaması geliştirilmiş ve çeşitli ülkelerde yasal olarak zorunlu duruma getirilmiştir. Yer altına geri verme uygulamasında önemli olan, kuyu parametrelerinin korunmasını sağlamaktır. Bugün Türkiye’de de direkt uygulamaların çoğunda reenjeksiyon yapılır duruma gelmiştir. Ayrıca, kuyu içi eşanjörlerle ısının alınması çevre sorunları oluşumunu ve kuyu içinde kabuklaşmayı engellemektedir.

8.1.1. Jeotermal Isıl Sistemler

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

ACIGÖL	BUHARKENT	EZİNE	KARAHAYIT	SARAYKÖY
AĞRI	BULDAN	ERZURUM	KEMALPAŞA	SARICAKAYA
AHMETLİ	BURSA	GEDİZ	KIZILCAHAMAM	SEBEN
AKYAZI	ÇAN	GERMENCİK	KÖS	SEFERİHİSAR
ALANGÜLLÜ	ÇALTI	GÜRE	KOZAKLI	SİVAS
ALİAĞA	ÇERKES	HAVRAN	KURŞUNLU	SORGUN
ARMUTLU	ÇERMİK	HAVZA	KUZULUK	SÖKE
AYAŞ	ÇEŞME	HAYMANA	LAPSEKİ	SULTANHİSAR
AYDIN	ÇİFTEHAN	HEYBELİ	NARKÖY	SULUSARAY
AYVACIK	DENİZLİ	HİSARALAN	NAZİLLİ	SUSURLUK
BALIKESİR	DİKİLİ	ILGIN	PAMUKÇU	SÜLEYMANLI
BALYA	DIYADİN	ILICA	PASINLER	TATVAN
BAYINDIR	EDREMİT	İNCİRLİOVA	REŞADİYE	TURGUTLU
BERGAMA	EMET	İZMİR	SALAVATLI	YALOVA
BİGADIÇ	ESKİŞEHİR	KALKIM	SALİHLİ	YENİCE
BOLVADİN	ERCIŞ	KARACASU	SANDIKLI	ZİGA

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

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

Tablo 8.2. Ekim 1998 itibari ile jeotermal suların merkezi ısıtma amaçlı kullanımı.

Jeotermal ısıtma yapılan yerler	Isıtılmakta olan mevcut kapasite (konut eşdeğeri)
Gönen (Balıkesir)	3 000
Simav (Kütahya)	2 700
Kırşehir	1 800
Kızılcahamam (Ankara)	2 000
Balçova + Narlıdere (İzmir)	6 500
Dokuz Eylül Üniversitesi (İzmir)	3 000
Sandıklı (Afyon)	1 000
Balçova Termal Tesisleri ve Balçova Termal Princess Hotel	2 500
Afyon Oruçoğlu Termal Resort	500
Afyon şehir merkezi	4 000
Ser (200 d) ve kaplıcalar ile 35 adet küçük jeotermal ısıtma sistemleri	22 000
TOPLAM	49 700
	Yaklaşık 50 000 (350 MW _{termik})

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

Son uygulamalarda sıcak su cam elyafli takviyeli plastik (CTP) borularla taşınmakta olup, bu borular fabrikasyon olarak ısı izolasyonlu imal edilebildiğinden 0.2-1 °C/km sıcaklık düşmesi ile jeotermal akışkanı taşımaktadırlar. Yeni ve yerli teknolojik olanaklarla 500 000 konutun merkezi ısıtılması hedeflenmektedir. Bu hedef 4 000 MWt kurulu güç karşılığıdır ve 1.5 milyon ton petrol eşdeğeri enerji kazancı sağlayacaktır.

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

8.1.2. Jeotermal Elektrik Sistemleri

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

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

Aydın-Salavatlı ve Çanakkale-Tuzla’da sırasıyla 171 ve 173 °C sıcaklıklı ve kullanılabilir potansiyeli 50-100 MWe arasında olan rezervuarlar bulunmaktadır. Yüksek entalpili sayılan bu dört sahanın dışında, orta entalpili olan Kütahya-Simav’da ikili çevrim teknolojisiyle elektrik üretilmesi olanaklıdır. Türkiye’nin kanıtlanmış jeotermal elektrik potansiyeli 200 MWe düzeyinde belirtilmekle birlikte, gerekli çalışmalarla bunun kısa zamanda 350 MWe düzeyine çıkarılabileceği kestirilmektedir.

8.1.3. Jeotermal Enerji ile İlgili Sorunlar

Türkiye’de jeotermal enerji kullanımı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre 2000 yılında 432 Btep ve 2020 yılında 4 860 Btep olacaktır. Aynı trend 2025 yılına kadar uzatılınca, potansiyel sınırına bağlı olarak yapılabilecek üretim 5 400 Btep’e çıkmaktadır. 2000-2025 döneminde kümülatif toplam olarak 93.4 Mtep jeotermal enerji üretilenektir. Bu rapor için yapılan modelleme çalışmasında önerilen trend ise, 2000 yılında yine 432 Btep ile başlamakta ve 2025 yılında

resmi diziye eşdeğer 5 400 Btep'e ulaşmaktadır. Ara değerlerdeki farklılıktan 2000-2025 döneminde üretilecek jeotermal enerjinin kümülatif toplamı 95.4 Mtep olarak bulunmuşsa da, iki dizi birbiri ile yokumsanacak farkla çakışır durumdadır. Ancak, atılımcı bir jeotermal enerji politikası ile bu değerlerin yükseltilmesi olanaklıdır.

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

Türkiye'de jeotermal enerjide yeterli arama ve araştırma yapılmaması, yasal düzenleme olmaması, jeotermal kuyu riskinin devlet tarafından üstlenilmemesi, jeotermal kaynak doğal kaynak görülerek özel sektöre kuyu mülkiyeti verilmemesi, yeterince finansman ve kredi temin edilememesi, teşvik uygulanmaması gelişmeleri engellemektedir. ***Jeotermal enerjinin gelişimini hızlandıracak yasal düzenlemelerin bir an önce yürürlüğe girmesi gerekir. Bir diğer yeraltı zenginliği olan petrol gibi, jeotermal alanların arama ve işletilmesi de yerli ve yabancı özel sermayeye açılmalıdır.***

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

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

8.2. Güneş Enerjisi

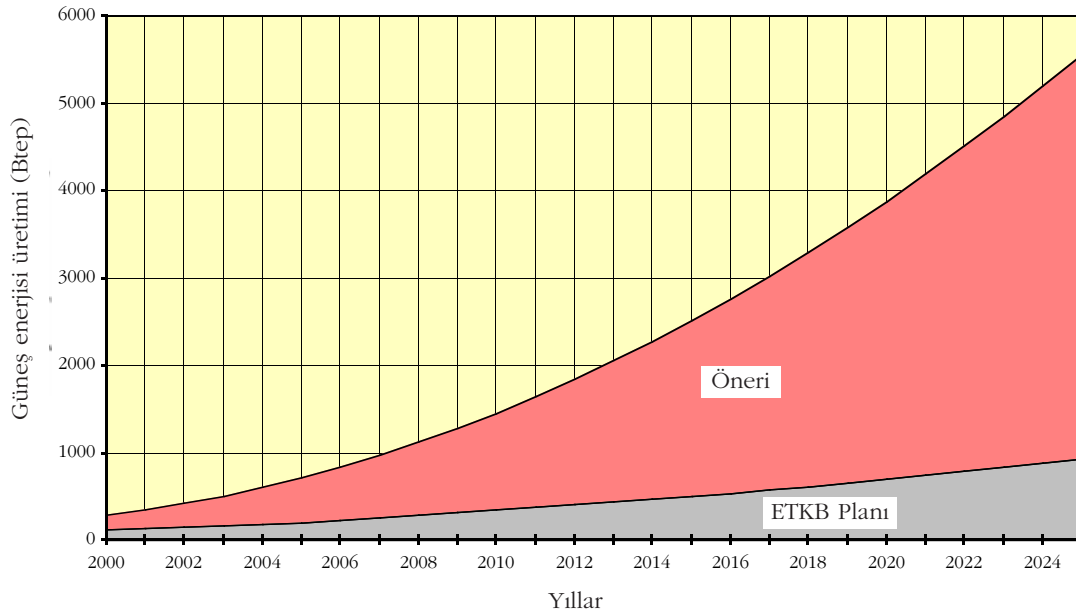
Türkiye güneş kuşağı içerisinde bulunan bir ülke olarak, gelişen güneş enerjisi teknolojisine koşut biçimde bu enerjinin kullanımını geliştirmelidir. Ülkemizde güneş enerjisi bugünkü yerli teknolojik koşullarda olması gereken düzeyde kullanılmamaktadır. Oysa, Türkiye'de coğrafi bölgelere göre önemli güneş enerjisi potansiyeli bulunmakta olup, bu potansiyel bölgeleri karakterize eden il değerleri ile Tablo 8.3'de verilmiştir.

Tablo 8.3. Türkiye’de bölgelere göre güneş enerjisi potansiyeli.

BÖLGE	Radyasyon Enerjisi			Güneşlenme Periyodu		
	Yıllık Ort. kWh/m ² .yıl	Maks. kWh/m ² .ay	Min. kWh/m ² .ay	Yıllık Ort. h/yıl	Maks. h/ay	Min. h/ay
Güney Doğu Anadolu	1491.2	188.1	49.6	3016	407	126
Diyarbakır	1447.6	200.8	51.1	2946	388	110
Akdeniz	1452.7	176.6	48.9	2923	360	101
Antalya	1378.2	180.0	44.2	3062	385	139
İç Anadolu	1432.6	176.6	42.2	2712	381	98
Ankara	1491.8	204.2	42.6	2661	380	80
Ege	1406.6	168.7	40.9	2726	371	96
Bornova -İzmir	1229.9	163.5	37.5	2770	386	108
Doğu Anadolu	1398.4	182.8	48.6	2693	373	165
Erzurum	1298.8	167.9	48.1	2617	353	100
Marmara	1144.2	166.9	33.4	2528	351	87
Florya-İstanbul	1328.3	185.5	38.7	2369	357	76
Karadeniz	1086.3	141.7	34.0	1966	273	82
Trabzon	1008.6	144.3	35.5	1672	201	96

Türkiye’de bugün güneşli su ısıtıcı kollektörlerle çekilen toplam enerji 120 Btep/yıl düzeyinde olmakla birlikte, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı raporlarında 1996 ve 1997 için 80 Btep/yıl olarak bildirilmektedir. Bakanlığın planlama çalışmasına göre, ısı uygulamalara dayalı biçimde güneş enerjisi kullanımı 2000 yılında 121 Btep ve 2020 yılında 745 Btep olacaktır. Trend 2025 yılına kadar uzatıldığında 932 Btep’e çıkmaktadır. Bu trend ile 2000-2020 döneminde güneşten çekilecek enerji kümülatif toplam olarak 11.9 Mtep olsa da, söz konusu planlama güneş enerjisinin kullanılmaması demektir.

Güneş enerjisi yine ısı uygulamalara dayalı olarak ve teşvik edilerek, ekonomik parametrelere uygun biçimde çok daha fazla kullanılabilir. Bu rapor kapsamında yapılan ESM-EOM model çalışmasına dayalı planlamaya göre; 2000 yılında 287 Btep, 2005 yılında 716 Btep, 2010 yılında 1 458 Btep, 2015 yılında 2 514 Btep, 2020 yılında 3 882 Btep, 2023 yılında 4 854 Btep ve 2025 yılında 5 564 Btep güneş enerjisi üretimi öngörülmüştür. Önerilen bu trendin 2000-2025 dönemi kümülatif toplamı 59.8 Mtep’dir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın planlamasında yer alan üretim trendi ile bu raporda önerilen üretim trendi karşılaştırmalı biçimde Şekil 8.4’de gösterilmiştir.



Şekil 8.4. Türkiye’de güneş enerjisi üretim projeksiyonu.

Güneş enerjisinin kullanım alanları çok çeşitli olup, amaca göre değişmektedir. Bu enerjinin kullanım amaçları şöyle sıralanabilir:

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

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

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

Elektriksel güneş kollektörleri güneş pilleri olup, yarı iletken diyod yapısındaki bu piller güneş ışığını, fotonlarından yararlanarak fotoelektrik (PV) olay gereğince direkt elektrik enerjisine çevirirler. Değişik yarı iletken malzemeler güneş pili yapımında kullanılmaktadır. Ancak, silisyum kullanılan en yaygın malzeme durumundadır. Kristal silisyum, galyum arsenit, amorf silisyum, kadmiyum tellurid, bakırindiyumdiselenid başlıca malzemelerdir. Güneş pili üretimi yüksek elektronik teknoloji gerektirmektedir.

Türkiye’de güneş enerjisinin tüm kullanım alanları ile yaygınlaştırılması gerekmektedir. Ancak, ısı uygulamaların ağırlığı olmak zorundadır. Güneş enerjisinin uygulama alanları; kullanım suyu ısıtma, yüzme havuzu ısıtma, kaynatma ve pişirme, bitkisel ürünlerin kurutulması, su distilasyonu, yapıların pasif olarak ısıtılması ve iklimlendirilmesi, yapılarda aktif ısıtma ve iklimlendirme, sanayi proses ısısı üretilmesi, termodinamik çevrimli veya elektriksel çevrimli olarak sulama suyu pompası, toplu yerleşim ünitelerinde entegre sistemlerle ısı ve elektriğin birlikte üretilmesi, otoprodüktör veya şebeke bağlantılı elektrik üretilmesi, fotokimyasal ve fotosentetik çevrimler gerçekleştirme gibi çok geniş bir tayf içinde sıralanmaktadır.

8.2.1. Güneş Isıl Sistemler

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

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

Türkiye’de halen 3 000 000 m² kurulu kollektör alanı ile güneşli su ısıtıcılardan 120 Btep enerji kazanılmaktadır. Bunun ilk etapta 500 Btep’e çıkarılması için kurulu kollektör alanının 12 500 000 m² düzeyine yükseltilmesi gerekmektedir. Bu açıdan bakılınca bu sektörün büyütülmesi ve üretim kapasitesinin artırılması gerekmektedir.

Ülkemizde hemen başlatılması gereken bir diğer ısı uygulama yapıların güneş enerjisi ile ısıtılmasıdır. Yapıların güneşle ısıtılması, pasif yöntemle veya aktif yöntemle gerçekleştirilmektedir. Ancak, öncelikle yerleşim alanlarının ve yapıların güneş mimarisine uygun tasarımı gerektirir. Yerleşim alanları her yapının güneş hakkı gözetilerek, güneş enerjisi alabilecek şekilde düzen-

lenmelidir. Yapı bazında güneş mimarisi, binaların güneşten ısı kazancının kışın maksimize, yazın minimize ve iç mekanların her mevsimde ılık alma kapasitesinin optimize edilmesini amaçlar. Ancak, Türkiye’de bu alanda güneş kuşağı dışında kalan bazı ülkeler kadar bile ilerleme kaydedilmediği görülmektedir.

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

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

8.2.2. Güneş Elektrik Sistemleri

Güneş enerjisinden elektrik üretimi direkt ve indirekt iki yöntemle yapılabilmektedir. Direkt yöntemde fotovoltaik, termoelektrik ve termioyionik çevriciler yer alır. Büyük çapta elektrik üretimi için bunlardan yalnızca fotovoltaik (PV) sistemler kullanılabilmektedir. Ancak, PV sistemi için büyük olan güç, günümüz elektrik santrallerinin gücü yanında küçük kalmaktadır. İndirekt yöntem ise güneş termik elektrik üretimidir. Bugün elektrik santralleri ile kıyaslanınca orta ve büyük güçlü güneş termik elektrik santrallerinin kurulabileceği görülmüştür. Güneşten PV sistemlerle elektrik üretimi 1954 yılında gerçekleştirilmiş olmasına karşın, ilk güneş termik elektrik santralleri 1970’lerin sonunda kurulmuştur.

8.2.2.1. Güneş fotovoltaik

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

Şebekeden bağımsız olanlar, belli bir birimin elektrik gereksinimini sağlayan güneş pili veya PV modüllerine dayanır. Güneş pili bataryası da denilen bu modüllerden üretilen DC elektrik akımı ile tüketici beslenir. Sistemde akü ünitesi bulunur. Beslenen özel bir makina-tesis olabileceği gibi, bir yapı da olabilmektedir. Yapıların çatılarına modüllerin yerleştirilmesi, kiremitlere entegre

yapılabilmektedir. Şebekeden bağımsız bu sistemlerin güçleri birkaç Wp'dan 25 kWp'a kadar uzanmaktadır. Ticari güneş pili ve modüllerin verimi en çok % 15 kadardır. Böylece, Türkiye koşullarında 1 m² alandan üretilecek elektrik gücü öğle saatlerinde 125 Wp olup, 1 kWp fotovoltaiik güç için gerekli alan 8 m² dir.

Fotovoltaiik sistemde sürekliliğin sağlanması ve enerji arz-talep dengesinin oluşturulabilmesi için bir depolama ünitesi (akü grubu) yerine gerektiğinde devreye girecek yedek kaynak daha iyi olmaktadır. Yedek kaynak mevcut elektrik şebekesi olduğunda yatırım gideri en alt düzeye inmektedir. Güneş pilleri ile oluşturulan şebekeye bağlı dağıtık PV güç sistemleri, yapılar için oluşturulmuş sistemlere dayanır.

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

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

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

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

8.2.2.2. Güneş termik

Güneş termik elektrik santrallerinde; güneş enerjisi ile elde olunan buhar gücünden, klasik termik santrallerde olduğu gibi türbin-jeneratör ünitesi ile elektrik üretilmektedir. Bu santraller kollek-

törlerine göre gruplandırılır. Güneş termik elektrik santralleri heliostat tarlalı ve merkezi güç kuleli, parabolik oluk tipi odaklı kollektör tarlalı ve dağınık parabolik çanak tipi kollektör tarlalı olabilmektedir. Özellikle ilk iki tipin büyük çapta elektrik üretimine uygun olduğu görülmüştür.

Güneşten elektrik üretiminde atılım, termik üretimle sağlanmıştır. 1975-1985 yılları arasında güçleri 1-10 MW olan değişik güneş termik santralleri kurularak denenmiştir. 1985 yılında ise Amerika'da Güneş Elektrik Üretim Sistemleri (SEGS) Projesi kapsamında Luz Şirketi tarafından California'da 13.8 MW gücündeki birinci ünitesi ile güneş-doğal gaz hibrid termik santralı kurulmuştur. Luz santralına teknolojik geliştirmelerle sürekli yeni üniteler eklenmiş ve 1991 yılında 9. ünitesi ile gücü 354 MW'a yükseltilmiştir. T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu Başkanlığı için 1998 yılında hazırlanan raporda, 18 ünite ile gücünün 674 MW olduğu belirtilmekte ise de, bu bilgi yabancı literatürlerce doğrulanmamakta, firmanın iflas ederek santralı devrettiği söylenmektedir. Luz santralındaki herbir ünitenin güneş tarlasında uzunlamasına parabolik modüler güneş kollektörleri yer almaktadır. Güneş tarlalarının çalışma sıcaklıkları 580-670 K arasında olup, büyüklükleri 2 400-6 300 m²/MW arasında değişmektedir.

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

Değişik tip güneş termik santrallerinin maliyetleri 1 800-4 000 ABD \$/kW arasında bulunmaktadır. Güneş-doğal gaz hibrid santralının ilk örneği olan Luz santralında maliyet, ilk ünitelerde 2 850 - 3 000 ABD \$/kW iken, bugün 160-200 MW'lık ünitelerle 1 800 - 2 000 ABD \$/kW düzeyine çekilebileceği belirtilmektedir. İlk güneş termik santrallerinin enerji maliyeti 20 cent/kWh'ı aşkın olurken, Luz tipi hibrid termik santralleri için bugün hesaplanan maliyet 5-7 cent/kWh kadardır. Doğal gaz girdisinin % 50 oranında tutulması koşulunda maliyet daha da düşebilecektir.

Türkiye'de güneş-doğal gaz hibrid termik santral teknolojisinden yararlanılması mutlaka gerekir. Türkiye'nin birinci güneş-doğal gaz hibrid termik santralı 2005-2010 arasında 250-500 MW güçle kurulmalıdır. Bu teknolojinin de özel sektör eliyle ülkeye girmesine olanak tanınmalı, bu amaçla özel devlet teşvikleri uygulanmalıdır. 2020 yılında güneş-doğal gaz hibrid termik santralleri kurulu gücünün 4 000-5 000 MW'a çıkarılması planlanmalıdır.

8.2.3. Güneş Enerjisi ile İlgili Sorunlar

Bugün için Türkiye'de hiçbir teşvik görmeden serbest piyasa kuralları içerisinde doğmuş gü-

neş enerjisi sanayi, yine teşvik görmeksizin ortaya çıkmış güneş enerjisi kullanıcıları vardır. Bu spontane oluşum, güneş enerjisinin sınırlı biçimde de olsa kamuoyunun bir bölümünce tanınmasına ve sınırlı bir pazarın oluşmasına dayanmaktadır.

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

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

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

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

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

8.3. Rüzgar Enerjisi

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

Rüzgar değirmenlerinin kullanılışı milattan öncesine uzanmakta ise de rüzgardan elektrik üretimi 100 yıl önce başlamıştır. 1950 yılı öncesinde daha çok 20-100 kW'lık makinalar üzerinde durulmuş olmakla birlikte, 1 250 kW'lık türbin de yapılmıştır. 1974-1978 Yapay Petrol Krizleri dönemine kadar 100 ve 800 kW'lık rüzgar türbinleri üzerinde durulduğu görülmektedir. 1980'li yıllarda yeni teknoloji ve malzemelerle yeniden geliştirilerek dizayn edilen ve maliyetleri düşürülen rüzgar türbinleri, rüzgar elektriği için yeni çağ açmıştır.

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

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

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

Günümüzde rüzgardan elektrik üretimi için büyük güçlü türbinlerle kurulan rüzgar santrallerinin (rüzgar çiftliklerinin) yanında, küçük güçlü türbinler olan rüzgar jeneratörleri de kullanılmaktadır. Uygulamada bunlar şebekeden bağımsız çalıştırılan rüzgar jeneratörleri ve şebeke bağlantılı rüzgar santralleri olarak ayrılmaktadır.

Rüzgar enerjisi bakımından deniz alanları karalara göre daha büyük zenginlik gösterdiği için denizlerde de denizüstü (off-shore) tip rüzgar santrallerinin kurulmasına başlanmıştır. Birinci etap-

ta kıyıdan uzaklığı 10 km'yi ve derinliği 10 m'yi geçmeyen alanlar hedeflenmiştir. İlk denizüstü rüzgar çiftliği 5 MW güçle Danimarka'da Lolland adası yakınında kurulan Vindeby rüzgar çiftliğidir. Diğer ülkeler (İngiltere, İsveç) ile birlikte Avrupa'da şu anda 12 MW'lık denizüstü rüzgar santrali çalışır durumdadır. Avrupa'da denizüstü kurulu gücün kısa zamanda 180 MW'a çıkarılması planlanmıştır. 2030 yılında Avrupa'da 100 000 MW'a çıkması hedeflenen rüzgar kurulu gücünün denizüstü payının % 25'den az olmayacağı beklenmektedir.

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

8.3.1. Şebekeden Bağımsız Rüzgar Elektrik Sistemleri

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

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

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

8.3.2. Şebeke Bağlantılı Rüzgar Elektrik Sistemleri

Rüzgar santralının ana yapı elemanı türbinidir. Günümüz rüzgar türbinleri geliştirilmiş rüzgar enerjisi çevrim sistemleri (WECS) olarak tanımlanır. Rüzgar santrallerinde kullanılan türbinlerin he-men tümü yatay eksenli propeller türbinlerdir. Rotor kanat sayıları bir ile üç arasında değişmektedir. Kanatlar kompozit malzemeden yapılır. Çoğunlukla up-wind (üst rüzgarlı-rüzgarın kuleden önce rotora çarptığı) tip türbinler kullanılır.

Türbin rotor çapları 18-70 m, rotor süpürme alanları 255-3 850 m², rotor dönü hızları 28-60 rpm arasındadır. Kule yükseklikleri 75 m'ye dek uzanabilmektedir. Çalışmaya başlama için hub (rotor göbeği) yüksekliğinde gerekli rüzgar hızı 3-4 m/s olup, nominal güç üretim koşulu için 11-14 m/s rüzgar hızı gerekmektedir. Türbinler; mikroişlemcili logic kontrol-kumanda sistemli, stall güç ayarlı ve disk frenlidir. Senkron veya asenkron jeneratörlü olmaktadır. Transmisyon sistemi bulunmayan değişken hızlı senkron jeneratörlü tipleri de vardır. Rotor kütleleri 3-26 t, tüm donanımı ile gövde (tekne) kütleleri 10-56 t, kule kütleleri 12-88 t arasında değişmektedir.

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

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

Rüzgardan üretilen elektriğin birim maliyeti ülkelere göre farklılık göstermektedir. 1981 yılında bu maliyet dünya genelinde 25-30 cent/kWh iken, bugün 10 cent/kWh'in altındadır. 1996 yılı verileri ile Amerika'da 3.9 cent/kWh, Almanya'da 10 cent/kWh olup, 1997 yılı verileri ile Almanya'da 5.6 cent/kWh, İngiltere'de 5.7 cent/kWh kadardır. Rüzgar enerjisinin teşvik edilmesi için Almanya'da, üretilecek elektriğin tamamının son tüketiciye uygulanan fiyatın % 90'ı ile alınma garantisi yasal (Energieinspeise-Gesetz) olarak verilmiştir. Rüzgar kurulu gücünün geliştiği diğer ülkelerde de benzer uygulamalar vardır.

8.3.3. Türkiye Rüzgar Santralleri

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

Özel sektör tarafından Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında 1996 yılında yapılan ilk üç başvuru ile toplam kurulu gücü 31.82 MW olacak rüzgar santrallerinin kurulması istenmişti. Enerji ve Ta-

bii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2020 yılına kadar hazırlanan genel enerji planlamasında ise rüzgar enerjisi yoktur. Bakanlığın 2020 yılına kadar açıkladığı enerji üretim projeksiyonu, her yıl yenilenmekle birlikte 1998 yılındaki açıklamada yine rüzgar enerjisine yer verilmemiştir.

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

Türkiye’de otoprodüktör kapsamında kurulan ve 580 kW’lık üç türbinden oluşan 1.74 MW’lık Delta Plastik Çeşme-Germiyan Rüzgar Santrali (Demirer Holding A.Ş.) enterkonnekte şebeke bağlantılı olarak Şubat 1998’de işletmeye açılmıştır. Resmi kayıtlara göre bu santralin gücü 1.5 MW olarak üretim kapasitesi 11.3 GWh/yıl olarak bildirilmektedir. Yap-İşlet-Devret modeli ile ARES A.Ş. (Interwind) firması tarafından Çeşme-Alaçatı’da kurulacak 600 kW’lık 12 türbin içeren 7.2 MW güçlü santralin sözleşmesi imzalanmış ve inşaatına başlanmıştır. Bu santralin üretim kapasitesi brüt 25.09 GWh/yıl, net 18.98 GWh/yıl olarak rapor edilmiştir. ARES Santrali 1998 yıl sonunda işletmeye girmiş olacaktır. Yap-İşlet-Devret modeli ile As Makinsan tarafından kurulmak üzere sözleşme aşamasında olan $2 \times 25.2 = 50.4$ MW’lık Çeşme-Kocadağ rüzgar santrali üçüncü sırada yer almaktadır.

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

Avrupa’da rüzgar türbini üretimi ve satışı yapan 18 firmadan Türkiye için alınan tekliflerde türbin fob fiyatları 900-1 750 \$/kW arasında değişme göstermektedir. Güç büyüdükçe, yeni teknoloji ürünü türbinler ortaya çıktığından, birim fiyat artmaktadır. 450-600 kW’lık türbinler 900-1 100 \$/kW iken, en çok kullanılan 750-1 000 kW’lık türbinlerde 1 200-1 300 \$/kW, 1 000-1 500 kW’lık türbinlerde 1 400-1 500 \$/kW olmaktadır. Yeni teknoloji ürünü olan 1 500-2 000 kW’lık türbinler için fiyat 1 750 \$/kW’a yükselmektedir.

Tablo 8.4. Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulmak istenen Türkiye rüzgar santralleri.

Projenin Adı	Yeri	Gücü (MW)
<i>Sözleşmesi imzalanan rüzgar projesi</i>		
Çeşme Alaçatı Rüzgar Santrali (ARES A.Ş.)	İzmir-Çeşme-Alaçatı	7.2
<i>Sözleşme görüşmesi süren rüzgar projesi</i>		
Kocadağ Rüzgar Santrali (As Makinsan)	İzmir-Çeşme-Kocadağ	50.4
<i>Fizibilite raporu değerlendirilen rüzgar projeleri</i>		
Bozcaada Rüzgar Santrali (Genel Enerji-Yeni Gün İnşaat)	Çanakkale-Bozcaada	5.0
Çanakkale Rüzgar Santrali (As Makinsan)	Çanakkale	30.0
Bozcaada Rüzgar Santrali (Demirer Holding A.Ş.)	Çanakkale-Bozcaada	10.2
<i>Revize fizibilite raporu beklenen rüzgar projeleri</i>		
Akhisar Rüzgar Santrali (Ak-En Enerji -SASAŞ İnşaat)	Manisa-Akhisar	12.0
Gökçeada Rüzgar Santrali (Simelko)	Çanakkale-Gökçeada	1.62
<i>Fizibilite raporu beklenen rüzgar projeleri</i>		
Akhisar Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Manisa-Akhisar	30.0
Datça Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Muğla-Datça	30.0
Mazıdağ Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	İzmir-Çeşme-Alaçatı	39.0
Hacıömerli Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Aliağa-İzmir	45.0
Bodrum Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Muğla-Bodrum-Yalıkavak	19.8
Kocadağ Rüzgar Santrali (MAGE)	İzmir-Çeşme-Kocadağ	43.5
Yaylaköy Rüzgar Santrali (MAGE)	İzmir-Karaburun	15.0
Şenköy Rüzgar Santrali (Akfırat A.Ş.)	Hatay-Şenköy	12.0
Çeşme Rüzgar Santrali (Prokon)	İzmir-Çeşme	12.0
Yalıkavak Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Muğla-Bodrum-Yalıkavak	15.0
Beyoba Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Manisa-Akhisar-Beyoba	15.0
Lapseki Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Çanakkale-Lapseki	15.0
Bandırma Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Balıkesir-Bandırma	15.0
Datça Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Muğla-Datça	15.0
Karaburun Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	İzmir-Karaburun	22.5
<i>Başvuru raporu değerlendirilen rüzgar projeleri</i>		
Karabiga Rüzgar Santrali (As Makinsan)	Çanakkale-Karabiga	15.0-30.0
Kapıdağ Rüzgar Santrali (As Makinsan)	Balıkesir-Erdek	20.0-35.0
Belen Rüzgar Santrali (Teknik Ticaret)	Hatay-Belen	20.0-30.0
Intepe Rüzgar Santrali (Interwind Ltd)	Çanakkale-Intepe	30.0
Intepe Rüzgar Santrali (Sentaş A.Ş.)	Çanakkale-Intepe	13.2
<i>Başvuru raporu sunulup, ölçümleri beklenen rüzgar projeleri</i>		
Karabiga Rüzgar Santrali (Teknik Ticaret)	Çanakkale-Karabiga	5.0-7.0
Karabiga Rüzgar Santrali (Ak-En)	Çanakkale-Karabiga	12.0
Yellice Rüzgar Santrali (As Makinsan)	İzmir-Yellice Belen-Karaburun	70.0-100.0
TOPLAM (30 Proje)		645.42-737.42

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

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

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

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

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

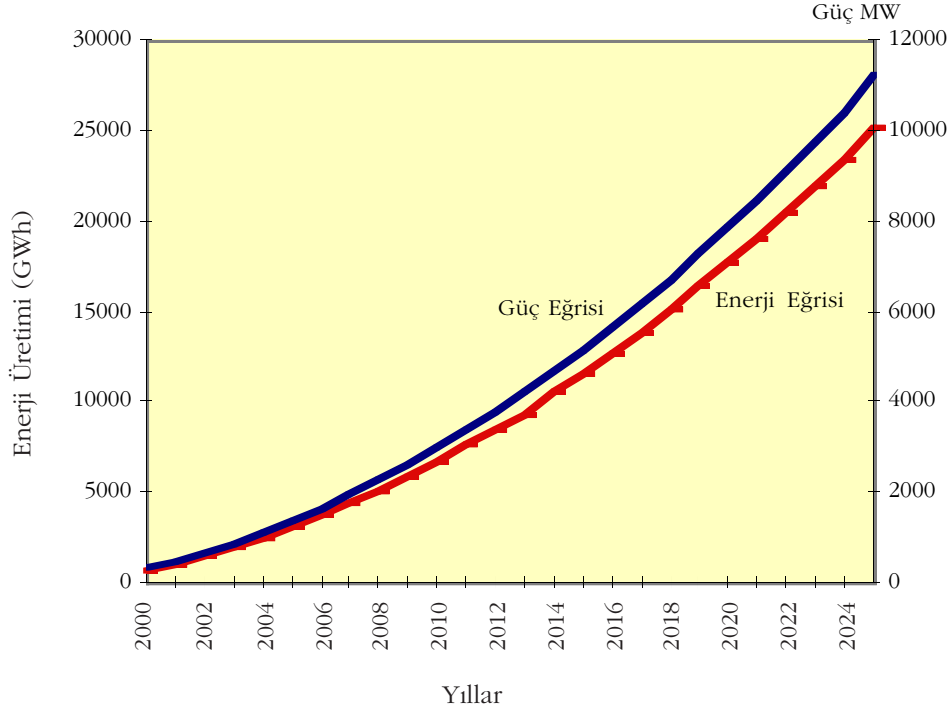
Rüzgar santralleri inşaata başladıktan sonra büyüklüğüne göre 2-5 aylık bir inşaat süresinde kurulabilmektedirler. Türkiye’deki başvuruların işlemlerinin sonuçlandırılması koşulunda 2000 yılında, istemlere koşut biçimde 300-500 MW’lık bir rüzgar kurulu gücünün oluşması beklenebilir. Avrupa Birliği, 2005 yılında kurulu gücünün % 2’si kadar rüzgar gücü olmasını, 1995 yılında kararlaştırmıştı. Şimdi bu oranın yükselmesi beklenmektedir. Ancak, Avrupa Birliği’nin enerji politikası hedefleri ile uyum sağlayabilmek için ülkemizde 2005 yılında kurulu rüzgar gücünün 900 MW’dan az olmaması gerekmekte ise de bu değer katlanarak aşılabilir.

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

Tablo 8.5. Türkiye’de oluşturulması önerilen rüzgar kurulu gücü ve rüzgar enerjisi üretimi.

Yıl	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Üretim (GWh)	Arzdaki payı (%)
2000	300	675	0.50
2005	1 359	3 058	1.53
2010	2 979	6 703	2.31
2015	5 142	11 570	2.91
2020	7 849	17 660	3.23
2023	9 733	21 900	3.43
2025	11 200	25 200	3.55

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



Şekil 8.5. Türkiye için önerilen rüzgar kurulu gücü ve enerji üretimi.

8.3.4. Rüzgar Enerjisi ile İlgili Sorunlar

Rüzgar santralleri Yap-İşlet-Devret modeli ile değil Yap-İşlet modeli ile kurulmalıdır.

Çünkü rüzgar devletin hüküm ve tasarrufu altında görülecek bir doğal kaynak değildir.

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

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

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

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

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

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

Bugünkü uygulama ile rüzgar santralleri 3096 Sayılı Kanun'a bağlı biçimde kurulmaktadır. Bu projelerin finansmanı için uluslararası finans kuruluşları ve bankalardan belli koşullarla kredi sağlanabilmektedir. Ancak, güçlerine bağlı olarak gereken yatırım kredisi Türk bankalarından da sağlanabilir. 3226 Sayılı Finansal Kiralama (Leasing) Kanunu'ndan yararlanmak olanaklı gibi görülmekle birlikte, 3096 ve 3226 Sayılı Kanunlar koordinesiz çıkarıldığı için, yasalarda açık hüküm bulunmamasına rağmen yorumlanmaları sonucu uygulamada bürokratik zorluklar çıkarılmaktadır. Bu konunun yeni bir düzenleme ile çözümlenmesi, rüzgar santrali kurulması ile ilgili bürokratik işlemlerin azaltılması, başvuruların değerlendirilmesi süresinin kısaltılması gerekir.

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

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

8.4. Biomas Enerji

Biomas (ya da biyokütle) enerji; yetiştiriciliğe dayalı olduğu için yenilenebilir, çevre dostu, yerli ve yerel bir kaynak olarak önem kazanmaktadır. Biomas enerji kullanımı klasik ve modern olmak üzere iki grupta ele alınır. Klasik biomas enerji konvansiyonel ormanlardan elde olunan ya-

kacak odun, yine yakacak olarak kullanılan bitki ve hayvan artıklarından (özellikle tezek'den) oluşmaktadır. Klasik biomas enerji kullanımının temel karakteri ilkelden gelişmişine dek çeşitli yakma araçları ile biomas materyalden enerjinin direkt yanma tekniği ile elde olunmasıdır. Sanayileşmemiş kırsal toplumlarda kullanımı yaygındır.

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

Biomasa yakıt üretmek için piroliz, hidrogaçzifikasyon, hidrojenasyon, parçalayıcı distilasyon asit hidroliz tekniklerinden yararlanılmaktadır. Biomasa yakıtlar ısı ve elektrik üretimi için kullanılabilir-mektedir. Biomasa yakıtların fosil yakıtlarla karıştırılmış biçimde kullanılmaları da olanaklıdır. Modern biomas yakıtların birim maliyetlerinin ve/veya fiyatlarının fosil yakıt fiyatlarının altında olması gerekir.

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

1991-1996 yıllarında uluslararası kuruluşlar ve büyük şirketlerin yaptırdıkları araştırmalara göre, 2025 yılında dünya genelinde biomasdan sağlanacak enerji, Dünya Enerji Konseyi'nin Survey of Energy Resources 1998 Raporu'nda 1 339. 3 Mtep ile 3 291.5 Mtep arasında bildirilmiştir. En düşük öngörüm Dünya Enerji Konseyi'ne aittir. Dünya Enerji Konseyi raporlarında 2020 yılında yeni ve yenilenebilir kaynaklarla enerji talebinin minimum % 3-4'ünün, maksimum % 8-12'sinin karşılanabileceği belirtilmektedir. Ortaya konulan senaryoya göre modern biomas ile sağlanacak enerji jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olabilecektir. Görüleceği gibi en büyük pay modern bioması ayrılmıştır.

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

8.4.1. Biomas Yetiştiricilik

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

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

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

Odun yongalanmış biçimde veya brikete dönüştürülerek modern biomas yakıt olarak değerlendirilmekte, kömür termik santrallerinde yongası kömüre karıştırılarak kullanılmaktadır. Ayrıca, odundan modern biomas yakıtlar olarak metil alkol, etil alkol, jeneratör gazı ve piroliz katranı elde olunabilmektedir.

Enerji tarımı ise tek yıllık veya çok yıllık C_4 bitkileri ile yapılmaktadır. C_4 tipi bitkiler grubuna tatlı darı (sweet sorghum), miscanthus, şeker kamışı ve mısır gibi çok çeşitli bitkiler girmekte olup, ürünlerinden etanol, sentetik petrol, gaz yakıt ve katı yakıt elde olunmakta, ısı ve elektrik üretiminde kullanılabilmektedirler. Buğday, arpa, çavdar, şeker pancarı gibi C_3 bitkilerinde yıllık üretim 10-30 t/ha.yıl ve birim yaprak yüzeyi başına günlük kuru madde üretimi 50-200 gr/m²yaprak.gün iken, C_4 bitkilerinin verimi 60-80 t/ha.yıl ve kuru madde üretimleri 400-500 gr/m²yaprak.gün düzeyindedir.

Ayrıca, yine bir yıllık endüstri bitkilerinden yağ üretiminde kullanılan bitkiler de enerji tarımı türleri arasındadır. Enerji bitkileri yetiştirme sürecinde ikinci ürün olmalıdır. C_4 tipi bitkiler diğer bitkilere göre CO₂ ve suyu daha iyi kullanmakta, kuraklığa dayanıklı olmakta, fotosentetik verimleri de yüksek bulunmaktadır. Alkol üretiminde en yüksek verim 3 500 lt/ha.yıl ile şeker kamışından sağlanmakta, bunu 3 200 lt/ha.yıl ile odun, 3 000 lt/ha.yıl ile sorghum izlemektedir. Mısırdaki bu değer 2 000 lt/ha.yıl düzeyindedir.

8.4.2. Biomas Artık ve Atıklarının Değerlendirilmesi

Biomas artıklar bitkilerden sağlanırken, tarım kesiminde biomas atıklar daha çok hayvansal yetiştiricilikten elde olunmaktadır. Belediye çöpleri de biomas atıklar kapsamına girmektedir. Biomas atıkların değerlendirilmesi için biogaz tesisleri ile çöp termik santralleri gerekmektedir. Biogaz tesislerinin daha çok kırsal kesim için uygun olmasına karşın, çöp termik santralleri şebeke ile bağlantılı elektrik üretim üniteleridir. Bu arada Kuzey Avrupa ülkelerinde biomas materyalle ve bu arada biogazla çalışan otoproduktör kojenerasyon ünitelerinin kurulduğu görülmektedir. Biogaz Danimarka'da kent ısıtılmasında bile kullanılmaktadır.

8.4.2.1. Biogaz

Biomas materyalin yakma dışında en basit değerlendirmesi anaerobik fermentasyonla biogaz üretimidir. Biogaz, insan faaliyetleri sonucu üretilen organik içerikli çöpler, tarım faaliyetleri sonucu açığa çıkan hayvan dışkıları, pamuk, mısır, buğday gibi bitkilerin sap ve saman artıkları, şeker ve gıda faaliyetleri sonucu üretilen melas, meyve posaları gibi biomas materyalin anaerobik koşullarda, optimal olarak 35 °C mezofilik ve 60 °C termofilik sıcaklıkta, 6.7-7.6 pH ortamında enzimatik hidroliz, bakterilerle organik aside dönüşme ve metan jenerasyonu işlevlerinden oluşan fermentasyon sonucunda elde olunmaktadır. 1 kg kuru organik maddeden elde olunabilecek biogaz miktarı 0.15-0.20 m³ kadardır.

Biogazı oluşturan bileşenler metan, karbondioksit, su buharı, hidrojen sülfür, amonyak, azot ve hidrojenidir. Bileşiminde kabaca % 55-70 CH₄ ve % 35-45 CO₂ ve az miktarda diğerleri bulunur. Biogazın ısı değeri karışımdaki CH₄ yüzdesine bağlı olarak 19 -27.5 MJ/m³ arasındadır. Biogaz üretimi sonucu kalan katı ve sıvı organik artık ise bitki besin değeri yüksek gübredir.

8.4.2.2. Çöp termik santralleri

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

Çöp yakıtların ısı değerleri değişik olmaktadır. Isıl değer konutsal atıklarda 6.2-8.4 MJ/kg, büyük yığın atıklarda 8-16.7 MJ/kg, ticarethane, sanayi ve belediye atıklarında 7.5-12.5 MJ/kg, kağıtsal atıklarda 14.2-15 MJ/kg, mutfak atıklarında 5.8-6.7 MJ/kg, plastik atıklarda 18-27.2 MJ/kg, tekstil atıklarında 17.1-20.5 MJ/kg, kanalizasyon atıklarında (kuru organik fraksiyon olarak) 14.6-20.9 MJ/kg'dır. Bu değerlerin ortalaması bazı linyit santrallerinde kullanılan kömürün ısı değerinden yüksektir.

Bir çöp termik santralına gelen katı atıklar özel ızgaralı (bazen akışkan yataklı) ocakta yakılırken, sıvı atıklar aynı ocağa püskürtülmektedir. Baca gazları filtrasyondan geçirildiği için çevrede

herhangi bir hava kirliliğine neden olmamaktadır. Çöp yanmadan önce çeşitli selektörlerden geçirilerek içerisindeki metalik malzeme ve cam gibi parçalar ayrılmaktadır. Dolayısıyla santraldan enerjinin yanısıra, hurda metal ve inşaat materyalleri alınmakta olup, kül de inşaat materyali olarak değerlendirilmektedir.

8.4.3. Biomas Enerji ile İlgili Sorunlar

ESM ve EOM modellerinin çıktılarına göre, Türkiye koşullarında yapılabilecek klasik ve modern biomas enerji üretiminin yıllara göre gelişimi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın öngördüğü odun, hayvan ve bitki artıkları kullanımı ile karşılaştırmalı biçimde Tablo 8.6'da gösterilmiştir.

Tablo 8.6. Türkiye’de yapılması önerilen biomas enerji üretimi.

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

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

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

Enerji tarımı ise ülkemizde hemen hiç el atılmamış bir konudur. Ülkemizde enerji bitkileri tarımına C_4 tipi bitkilerle, tatlı sorghum ve Miscanthus ile başlanmalıdır. Tatlı sorghum hem yakıt al-kolu ve hem de katı biyoyakıt üretmeye uygun görünmektedir. Öte yandan, Miscanthus'un direkt olarak katı yakacak biçiminde kullanılması durumunda, birim enerji fiyatı, primer enerji girdi çık-tı oranı ve çevresel CO_2 azaltımı yönünden en uygun kaynak olacağı, akademik araştırma ile sap-tanmıştır. Üst ısı değeri de 16.5 MJ/kg olup, düşük kaliteli linyitlerden yüksek bulunmaktadır. Mis-canthus'un brüt yakacak verimi birinci yıl için 19 GJ/da.yıl kadar olmasına karşın, ikinci yıl 35 GJ/da.yıl düzeyine çıkabilmektedir. Bu açıdan ikinci yetiştirme yılında Miscanthus yetiştiriciliği 850 kep/da'a ulaşabilmektedir.

Türkiye'de hububat bitkilerinin katı artık miktarı 39.2-52.3 milyon ton, mısır için 3.8-4.8 mil-yon ton, şeker pancarı için 1.3-1.5 milyon ton ve patates için de 522-617 bin ton kadardır. Bu ar-tıklar çeşitli biçimlerde işlenerek biomas yakıt olarak kullanılabilir. Ayrıca, yağlı tohum bitkileri ve zeytincilik artıkları da önemli biomas hammaddelerdir. İlkel biçimde kullanılmakta iseler de, biomas yakıt üretimine gidilmemektedir. Kuru bazda hesaplanan toplam biomas artık miktarı 54 800-70 400 milyon ton/yıl ve enerji üretimi için kullanılabilecek olan kısmı 37 3001-47 900 mil-yon ton/yıl sınırlarındadır. Biomas materyalin ortalama ısı değeri 17.5 MJ/kg varsayılarak, bu mik-tardan sağlanacak yıllık enerji 14.8-19.0 Mtep/yıl bulunmaktadır.

Türkiye'de toplam 23.64 milyon ha alan tarımsal üretim amacı ile işlenmektedir. Bunun 18.64 milyon ha'lık bölümü ekilirken, kalanı nadasa bırakılmaktadır. Yine yapılan envanter çalış-malarına göre Türkiye'de 1997 yılı verileri ile 20.2 milyon ha orman alanı mevcut olup, bunun 5 milyon ha'lık kısmı enerji ormanına dönüştürülebilir.

Modern biomas yetiştiriciliğine geçiş için iki yöntem önerilebilir: Birinci yöntem, ekilebilir ta-rım alanlarının % 1-10'unun C_4 bitkileri tarımına ayrılmasıdır. Bu koşulda, % 1 alandan sağlanacak enerji 1.8 Mtep/yıl, % 10 alandan sağlanacak enerji 17.8 Mtep/yıl olmaktadır. İkinci yöntem ise, 1 milyon ha'lık bozuk orman alanının enerji ormanı durumuna getirilmesi ile sağlanacak 10 Mtep/yıl enerjidir. Söz konusu bu üretimler, enerji dışında kırsal kesimde yoğun biçimde görülen açık ve gizli işsizliğe de bir çözüm sağlayacaktır.

Enerji planlaması kapsamında, modern biomasa verilecek yere koşut üretimin sağ-lanması için, tarımsal üretim planlaması ve orman planlamasına gerek vardır. Modern bi-omas üretimine başlanması amacı ile ilk etapta, kısa vadeli projelerle 0.5-1.2 milyar ABD \$'ı ve 10 yıla kadar uzanan uzun süreli çalışmalar için de 6-12 milyar ABD \$'ı yatırım finansmanına gerek olduğu hesaplanmaktadır.

Türkiye'de biogazla ilgili çalışmalar 1957 yılında başlatılmıştır. 1975 yılından sonra Topraksu ve 1980'li yıllarda Köy Hizmetleri Genel Müdürlüğü kapsamında yürütülen çalışmalar, uluslararası bazı anlaşmalarla da desteklenmiş olmasına karşın, 1987 yılında anlaşılamayan bir nedenle kesil-miştir. Türkiye'de biogaz potansiyelinin 1.4-2 Mtep/yıl düzeyinde olduğu belirtilmektedir. Ancak, bugün Türkiye'de biogaz konusu üzerinde çalışan hiçbir kamu kuruluşu bulunmamaktadır. Ülke-mizde biogaz çalışmalarına yeniden önem verilmeli, bölgelerde kurulacak pilot tesisler yaygınlaş-

tırılmalıdır. Bu arada, Ankara’da biogazla çalışacak 3.4 MW kurulu güçte, 25.2 GWh/yıl üretim kapasiteli BELKA otoprodüktör santrali için sözleşme imzalanmış olup, santral henüz tamamlanmamıştır.

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

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

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

B Ö L Ü M

TÜRKİYE AÇISINDAN NÜKLEER ENERJİNİN YERİ

9. TÜRKİYE AÇISINDAN NÜKLEER ENERJİNİN YERİ

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

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

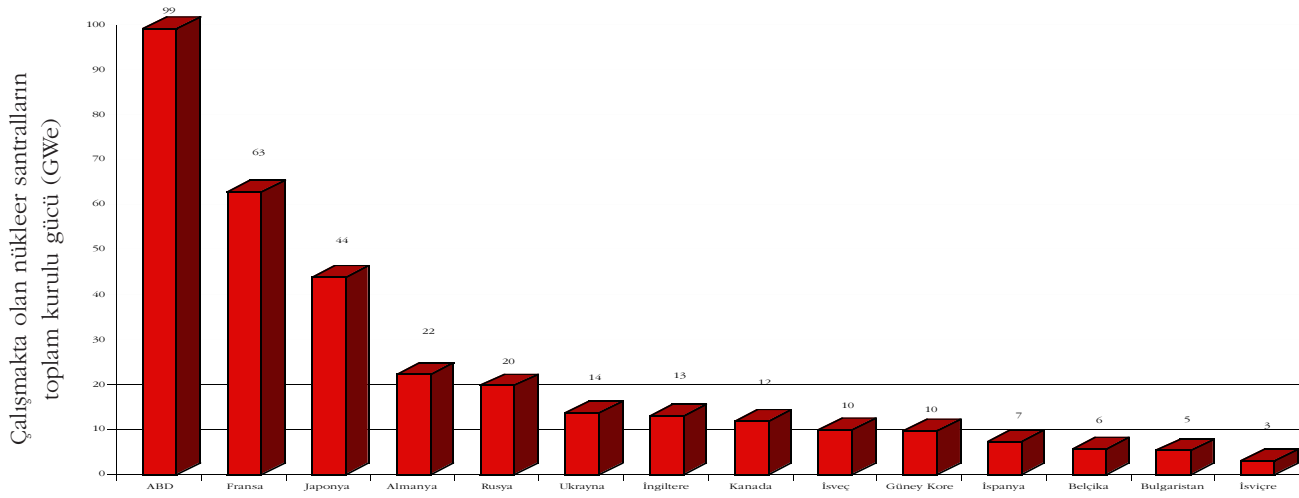
Nükleer fisyon reaksiyonuna dayalı nükleer enerjinin başlıca hammaddesi uranyumdur. Uranyumun 235 nolu izotopu bu amaçla kullanılmaktadır. Reaktörün çekirdeğinde bulunan nükleer yakıtın enerji yoğunluğu fazladır. Bu yakıt seramik pelletler biçiminde ve yakıt çubuklarının içinde yer alır. Bir pellet 3/8 inç çapında ve yarım inç'ten biraz uzun (1 cm³'den biraz az hacimde) silindirik olup, 149 galon petrole eşdeğer enerji taşımaktadır. Enerji zengini pelletler yarım inç çapında, 12 veya 14 feet uzunluğunda yakıt çubuklarının içine doldurulmaktadır. Bu çubuklar paketler veya topluluklar biçiminde reaktör çekirdeğine yerleştirilir. Büyük bir reaktörde milyonlarca yakıt pelleti vardır.

1 kg uranyum 235, 141 kg doğal uranyumdan elde olunur. 1 kg uranyum ile üretilen elektrik 16.6 ton taşkömürü ya da 11.1 ton (80 varil) petrole üretilen elektriğe eşdeğerdir. Bir başka anlamıyla 1 kg kömürden 3 kWh, 1 kg petrolden 4.5 kWh, 1 kg uranyumdan 50 000 kWh enerji üretilir.

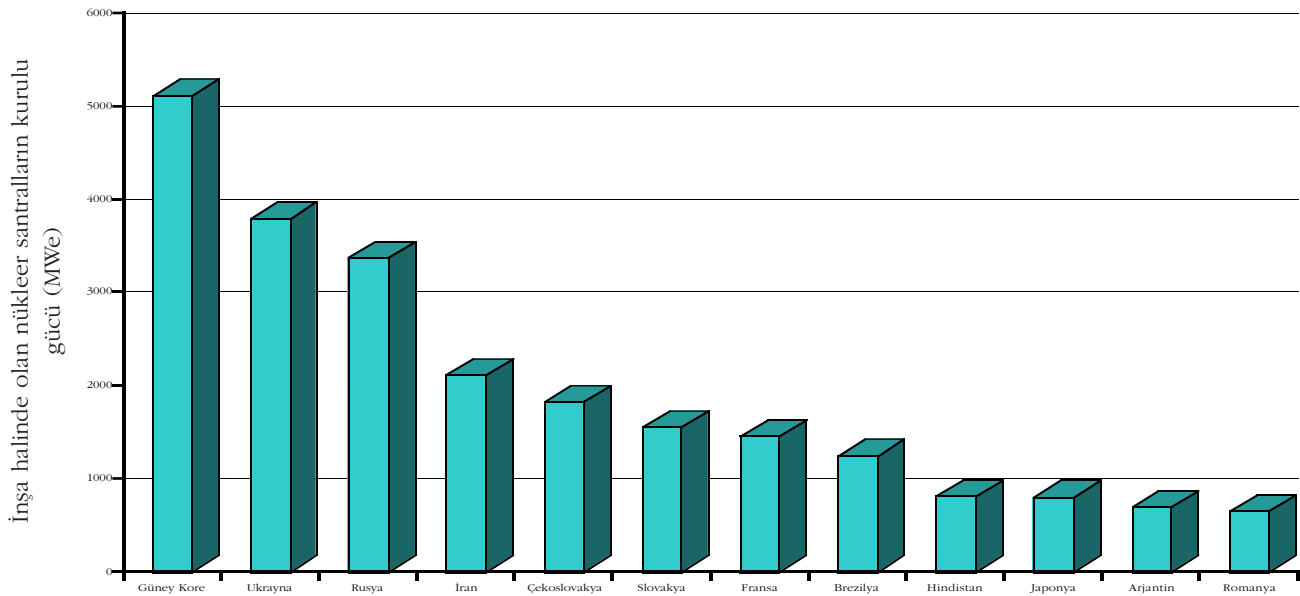
9.1. Nükleer Teknolojinin Bugünkü Durumu

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

Dünyada elektrik üretim amaçlı nükleer santrallerin kurulu gücü 1966 yılındaki 7 GW'dan, 1970 yılında 17 GW'a, 1980 yılında 135 GW'a, 1986 yılında 281 GW'a, 1992 yılında 343 GW'a ve 1996 yılında 351 GW'a yükselmiş bulunmaktadır. 1997 yılı sonu itibari ile işlemekte olan 437 ünitenin kurulu güçleri toplamı 351 795 MW'dır. Bu güçle 2 276.49 TWh elektrik üretilmiş olup, dünya elektrik üretiminin % 17'sine eşdeğerdir. Nükleer elektrik santralleri toplam kurulu gücü 3 000 MW'ın üzerinde olan ülkeler Şekil 9.1'de gösterilmiştir. 1997 yılı sonu itibari ile inşa halinde olan 36 ünitenin toplam kurulu gücü 26 813 MW olup, inşa halindeki kurulu güçleri 500 MW'ın üzerinde olan ülkeler de Şekil 9.2'de yer almaktadır. Avrupa, Batı Avrupa, OECD ve AB ülkelerinin 1986-1997 dönemi nükleer elektrik üretimlerinde artışlar vardır. Oysa, 1986 sonrası Chernobyl kazası nedeni ile nükleere karşı çevreci baskının aşırı boyutlara ulaştığı bir dönemdir.



Şekil 9.1. Nükleer kurulu gücü 3000 MW'ın üzerinde olan ülkeler (1997).



Şekil 9.2. İnşa halindeki nükleer kurulu güçleri 500 MW'ın üzerinde olan ülkeler (1997).

Nükleer teknolojiye ve santrallara sahip bazı gelişmiş ülkelerde, son yıllarda yeni nükleer santral siparişleri olmamaktadır. Bunun nedeni; nükleer santralların toplam elektrik üretimi içindeki paylarının % 20-80 gibi bir açıklıkta doyum noktasına ulaşması, kişi başına yıllık enerji tüketim düzeylerinin üst sınır grubunda yer alması, nüfus artış hızlarının yokumsanacak kadar düşük bulunması, sanayi büyüme hızlarının da küçülmesidir. Enerji doygunluğundan kaynaklanan ülke tercihleri nedeni ile kapatılan nükleer üniteler toplam ünite sayısının % 1'ini aşmazken, amortismanı tamamlanan ve ekonomik ömrü dolmaya yaklaşan santralların kapatıldığı görülmektedir.

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

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

Dünyada elektrik üretim amaçlı nükleer santral kurulu gücünün 2000 yılında 357-367 GW, 2010 yılında 358-414 GW ve 2015 yılında 333-473 GW arasında olması beklenmektedir. 1998 yılında toplanan 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan görüşlerde, değişik senaryolara göre yapılan etütlerle dünya nükleer kurulu gücünün 2020 yılına kadar 1000 GW'ın altında kalacağı, 2050 yılında 2000 GW'ı aşacağı, 21.yüzyılın sonuna doğru 6000 GW'a ulaşacağı öne sürülmüştür. Kongre sonuç bildirisinde alternatif kaynakların üst düzeyde kullanılması öngörülmeyle birlikte, nükleer enerjinin baş rolü oynaması istenmiştir. Kısacası, dünya nükleer enerjiye yeni bir strateji ile ağırlık verme döneminin eşliğinde bulunmaktadır.

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

Yukarıda belirtildiği gibi, 1997 yılı verilerine göre dünya elektrik üretiminin % 17'si nükleer enerjiden sağlanmıştır. Bu oran Avrupa genelinde % 25'e, OECD genelinde % 24'e, OECD Avrupa ve/veya Batı Avrupa'da % 33'e, Avrupa Birliği'nde % 35'e yükselmektedir. Nükleerden elektrik

üretim oranı Fransa'da % 78.17, Belçika'da % 60.05, Ukrayna'da % 46.84, İsveç'de % 46.24, Bulgaristan'da % 45.38, Japonya'da % 35.22, Güney Kore'de % 34.08, Almanya'da % 31.76, İspanya'da % 29.34, İngiltere'de % 27.45, ABD'de % 20.14 düzeylerindedir.

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

Fosil yakıt rezervlerinin insan ömrü ile kıyaslanabildiği bir dönemde, nükleer santraller için birincil kaynak sorunu yoktur. 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan Survey of Energy Resources 1998 raporuna göre kanıtlanmış çıkarılabilir dünya uranyum rezervi, üretim maliyeti 130 ABD \$/kg'a kadar olmak üzere $3\,382.7 \times 10^3$ tondur. Bu rezervin $2\,526.4 \times 10^3$ tonu için uranyum üretim maliyeti 80 ABD \$/kg iken, 856.3×10^3 tonu için üretim maliyeti 80-130 ABD \$/kg arasındadır. Kanıtlanmış rezerve eklenebilecek tahmini rezervin 80 ABD \$/kg'a kadar 1673.1×10^3 ton, 80-130 ABD \$/kg arasında 744.9×10^3 ton olmak üzere toplam 2481.0×10^3 ton olduğu bildirilmektedir. Bunların dışında 130 ABD \$/kg'a kadar $10\,596.7 \times 10^3$ ton uranyumun diğer kaynaklardan eklenmesi olanaklı görülmektedir. Tenörü düşük ve üretim maliyeti 130 ABD \$/kg'ı aşan yataklar da vardır.

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

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

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

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

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

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

Tablo 9.1. Fransa’da elektrik üretim maliyetleri (centime/kWh).

Kaynak	Yıl	Yatırım	İşletme	Yakıt	AR-GE	Toplam
Nükleer	1993	13.6	5.6	4.5-6.2	0.4	24.1-25.8
	1997					20.7-21.2
Kömür ^(a)	1993	11.3	5.8	11.7-17.7	-	28.8-34.8
	1997					22.7-26.5
Gaz ^(b)	1993	5.9	2.4	21.1-27.4	-	29.4-35.7
	1997					19.1-28.2

a-Dolaşımli akışkan yatak termik santrali, b-Kombine çevrim santrali

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

9.2. Türkiye’de Nükleer Santral Çalışmaları

Türkiye’nin yeni nükleer enerji stratejisi geçmişteki hatalardan ders çıkarılarak oluşturulmalı ve Türkiye’yi daha fazla zaman kaybetmeksizin nükleer enerjiye ve nükleer teknolojiye kavuşturma-

lıdır. Nükleer teknoloji, ülke elektrik talebinin güvenle karşılanmasına önemli katkıda bulunacak, ucuz elektrik sağlayacak, yüksek teknoloji kazandıracak, sanayi için bir itici güç oluşturacak, yeni istihdam alanı yaratacak, bilgi birikimini artıracaktır.

Türkiye kullanılabilir enerji kaynakları sınırlı ve enerji ithal etmek zorunda olan bir ülkedir. Enerjide dış bağımlılık artarken, ithal olunan enerji türlerinin çeşitlendirilmesi ithal güvencesi açısından gereklidir. Türkiye kendi hidrolik, linyit ve taşkömürü kaynaklarından ekonomik olarak en çok 246 milyar kWh/yıl elektrik üretebilecektir. Oysa, 2010 yılındaki elektrik talebi 290 milyar kWh ve 2020 yılındaki elektrik talebi de 547 milyar kWh'dır. Aradaki farkın ithal kömür ve ithal doğal gaz ile kapatılması önemli ithal ve çevre sorunlarını ortaya çıkaracaktır. Bu nedenle, temiz, güvenli, ekonomik ve yoğun üretime uygun nükleer teknoloji Türkiye için zorunlu duruma gelmiştir.

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

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

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

Bu yer seçiminde çevre etki değerlendirmesinden çok daha geniş kapsamlı bilim-

sel etüdler yapılmış olup, ilgili resmi kuruluşların yanısıra, o dönemin beş büyük üniversitesinden çeşitli bilim adamları çalışmalara katılmıştır. 350 km yarıçaplı alanda yapılmış araştırma sonuçlarına göre, Akkuyu Türkiye'nin en tehlikesiz deprem bölgesi sayılmakta, Adana yakınından geçen Ecemiş fay hattının da Akkuyu yöresi için tehlike oluşturmadığı saptanmış bulunmaktadır. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu tarafından nükleer sit alanı olarak 1976 yılında yer lisansı verilmiştir. Seçilen yer en az beş ünitenin kurulmasına elverişli görülmektedir.

Akkuyu nükleer sit alanına, yapılan araştırmalar ve istismak, yol, liman gibi alt yapı inşaatları için 50 milyon ABD \$'ına yakın harcama yapılmıştır. Santralın ağır parçalarının deniz yolu ile taşınmasına, santral için gereken 40-60 m³/s.1000 MW soğutma suyunun denizden sağlanmasına uygundur. Santral Adana-İçel-Konya-Antalya gibi bugünkü yoğun enerji tüketim merkezlerine yakın olduğundan elektrik iletim kayıpları da az olacaktır.

1976 yılında üçü İsviçre'den biri Fransa'dan dört firmanın oluşturduğu bir konsorsiyum danışman olarak tutulup, 600 MW'lık Akkuyu Nükleer Santrali için ihale çalışmalarına girilmiştir. 1977 yılında tekliflerin değerlendirilmesi sonucu kaynar sulu reaktör (BWR nükleer ünite) ile ASEA-ATOM ve türbin kısmı için de STAL-LAVAL adlı İsveç firmalarından oluşan konsorsiyum seçilmiştir. Firmalarla sözleşme öncesi görüşmelere başlanmış, İsveç hükümetinin kredi garantisi vermemesi ve ülkemizde de siyasi iradenin ortaya konulamaması sonucu Eylül 1979'da görüşmeler kesilmiştir.

Ancak, o yıllarda enerji ve ekonomi açısından yapılan irdelemeler, Türkiye'de 1995'lerden önce nükleer enerjiye geçme zorunluluğu bulunmadığını gösteriyordu. 1986 yılında işletmeye girmesi düşünülen santrale erken diye bakılabiliyordu. Yapım süresi göz önünde tutularak, ilk nükleer santralın V. Beş Yıllık Kalkınma Planı döneminin sonunda (en geç 1989) ihale edilmesi öneriliyordu. Ancak, bu yapılamamıştır.

1981 yılında IAEA ile imzalanan bir sözleşme ile Türkiye mevcut ve kurulacak bütün nükleer tesisleri üzerinde IAEA'nın denetimini kabul etmiştir. 1982 yılında 2690 Sayılı Kanun ile Atom Enerjisi Komisyonu, Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) olarak yeniden düzenlenmiştir. Aynı yıl nükleer santral için ihale açılmaksızın, TAEK Başkanlığı aracılığıyla Atomic Energy Canada Ltd (AECL)-Kanada, Siemens-Kraft Werk Union (KWU)-Almanya ve General Electric (GE)-ABD firmalarından teklifler alınmıştır.

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

1983 yılında hükümet tarafından yapılan açıklamada üç firmanın, Türkiye'de dört nükleer sant-

ral kuracakları söylenmiştir. Buna göre 665 MW ve 990 MW güçlerinde iki ünite Akkuyu'da, 1 185 MW gücünde iki ünite Sinop'da kurulacaktı. Akkuyu'da kurulacak santrallardan birinin AECL, diğerinin Siemens-KWU ve Sinop'ta kurulacak iki ünitenin de GE firmaları tarafından yapılması kararlaştırılmıştı. Daha sonra yapılan etütler sonucu, Sinop'da deprem olasılığı nedeni ile santrala yapılması gereken yatırımın artacağı ortaya çıkınca, Sinop santralları ile ilgili çalışma durdurulmuştur.

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

Nükleer santralla ilgili bu olumsuz gelişmenin ardından, 1988 yılında TEK'in reorganizasyonu sırasında yapılan büyük bir hata, Nükleer Santrallar Dairesi'nin kapatılması, Termik Santrallar Dairesi'ne bağlı 8-10 kişilik bir Proje Grubu haline getirilmesi olmuştur. Bu nedenle, özel olarak yetişmiş 130 elemanın büyük bir bölümü TEK'den ayrılmış, kalanı da kurumun diğer dairelerinde görevlendirilmiştir. 1989'da Arjantin ile 25 MW'lık pasif sistemli modüler prototip projesine girilmek istenmiş, 1991 başlarında yeterli görülmeyen bu girişimden vazgeçilmiştir.

1992 yılında dünyadaki belli başlı firmalara birer mektup gönderilerek, 2002 yılında devreye girecek biçimde ve 1000 MW gücünde bir veya iki üniteli santralin anahtar teslimi veya Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulması için teknik ve mali konularda bilgi istenmiştir. Aynı yıl Aralık ayında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından Bakanlar Kurulu'na sunulan bir raporda, ülkenin başka enerji kaynakları bulamaması durumunda, 2010 yılında büyük bir enerji krizine gireceği belirtilmiş ve bu nedenle mutlaka nükleer enerjiden yararlanılmasına dikkat çekilmiştir. 1993 yılında toplanan Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu da, nükleer enerjiden elektrik üretimini, ülkenin öncelikli konuları arasında 3. sıraya yerleştirmiştir.

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

elemanından oluşan beş kişilik bir komisyon tarafından son şekli verilmiştir.

1997 yılında TEAŞ tarafından yapılan yeni elektrik planlamasında 2020 yılına kadar sisteme yaklaşık 87 329 MW'lık kurulu güç eklenmesi öngörülmüş olup, bu ek kapasitede nükleerin payı % 11'dir. 2020 yılında toplam kurulu güç 109 218 MW düzeyine çıkacak ve toplam içinde nükleerin payı % 9 olacaktır. Yeni planlamaya göre 2005-2020 döneminde Türkiye toplam 10 000 MW'lık nükleer güç kuracaktır.

İhale şartnamesinin hazırlanması sonucu, Şubat 1997'de dördüncü girişim olarak uluslararası nükleer santral ihalesine çıkılmıştır. İhale şartnamesinde kurulacak ünite gücünün en az 600 MW, santral gücünün en az 800 MW olması şart koşulmuş, esas teklif olarak en fazla $1\,400 \pm \% 5$ MW gücünde bir veya iki üniteli bir santral, opsiyonlu teklif olarak da en fazla $2800 \pm \% 5$ MW gücünde iki veya dört üniteli santral öngörülmüştür. Bu şartname koşullarında santral gücünün 600 MW üzerinde tutulmasının ve 1 400 MW'ın öngörülmesinin, şebeke sisteminde frekans ve voltaj stabilitesi açısından sorunlar yaratabileceği endişesi ortaya çıkmıştır.

15 Ekim 1997'de üç konsorsiyumdan teklif alınmıştır. Bazı firmalar geçmiş ihalelerden olumsuz sonuçlar çıkararak, bu ihaleye katılmamışlardır. Alınan teklifler; Kanada AECL'den 2×669.5 MW veya 4×665.5 MW basınçlı ağır su reaktörlü (PHWR tip) CANDU santrali, Alman ve Fransız ortak girişimi olan Nuclear Power International-NPI'dan (Siemens+Fram Atom) basınçlı hafif su reaktörlü (PWR tip) 1 482 MW veya $2 \times 1\,482$ MW'lık santral, ABD ve Japonya ortak girişimi olan Westinghouse+Mitsubishi Heavy Industries'den basınçlı hafif su reaktörlü (PWR tip) 1 218 MW'lık santral olup, bu teklifte opsiyon bulunmamaktadır. BWR tip santral için bu kez teklif verilmemiştir.

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

TEAŞ tarafından yapılan çalışmalar, kurulacak nükleer santraldan elde olunacak elektriğin maliyetinin 4-4.5 cent/kWh dolaylarında olacağını göstermiştir. Olumsuz bazı koşullar dikkate alınsa bile, bu maliyetin 5.20 cent/kWh düzeyinin üzerine çıkmayacağı belirtilmektedir. Bugün ithal kömür santralleri için hesaplanan birim maliyeti 4.6 cent/kWh, doğal gaz santralleri için 3.5-4 cent/kWh düzeyindedir. Kurulacak Akkuyu nükleer santrali % 100 kredi ile yapılacağından, inşaat süresince ödemelerden kaynaklanan gecikme ortaya çıkmayacaktır. Kredinin geri ödenmesi ise santral ticari üretime başladıktan sonra elektriğin satışından sağlanacak gelirle yapılacaktır.

Önceki üç girişimi başarısız sonuçlanmış Türkiye'nin, bu son girişiminde başarılı olması gerekmektedir. Yoksa, uluslararası alanda güvenilirliğimiz sarsılacak, bundan sonra çıkılacak bir ihalede teklif bile bulunamayacaktır. Tekliflerde finansmanın % 100 yapımcılar tarafından sağlanacağı belirtilmiş ve bu durum kamuoyuna açıklanmıştır. Yabancı firmanın bulacağı yabancı kredi ile anah-

tar teslimi santral yapılmasına kalkışıldığından, santrale yapılacak yerli katkı azalmaktadır. Yabancı firmalar, Türkiye’de yapılan donanımları bile dışarıdan getirmeye yönelmektedirler. Bu durum, teknoloji transferi açısından da olumsuzluk yaratmaktadır.

9.3. Türkiye İçin Nükleer Enerji Stratejisi

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

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

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

Geçmişte Türkiye’de yerli uranyum daha sonra toryum yataklarının kurulacak nükleer santralda değerlendirilmesi için doğal uranyum yakıtlı ve ağır sulu CANDU santrallerinin savunuculuğunun aşırı boyutlarda yapıldığı görülmüştür. Türkiye’de nükleer santral için belli bir tipin seçilmemiş olması, geçmişteki ihalelerin başarısız sonuçlanmalarına önemli katkı yapmıştır. Artık, Türkiye’de geçmişte olduğu gibi ağır sulu doğal uranyumlu CANDU santralleri savunuculuğu yapılmamalıdır. Kaldı ki ağır su reaktörleri, basınçlı hafif sulu reaktörler kadar kabul görmemiştir. Ağır sulu reaktörler yakıt olarak doğal uranyum kullandıklarından yakıt tüketimleri basınçlı su reaktörlerine göre

yaklaşık dört kat daha fazladır.

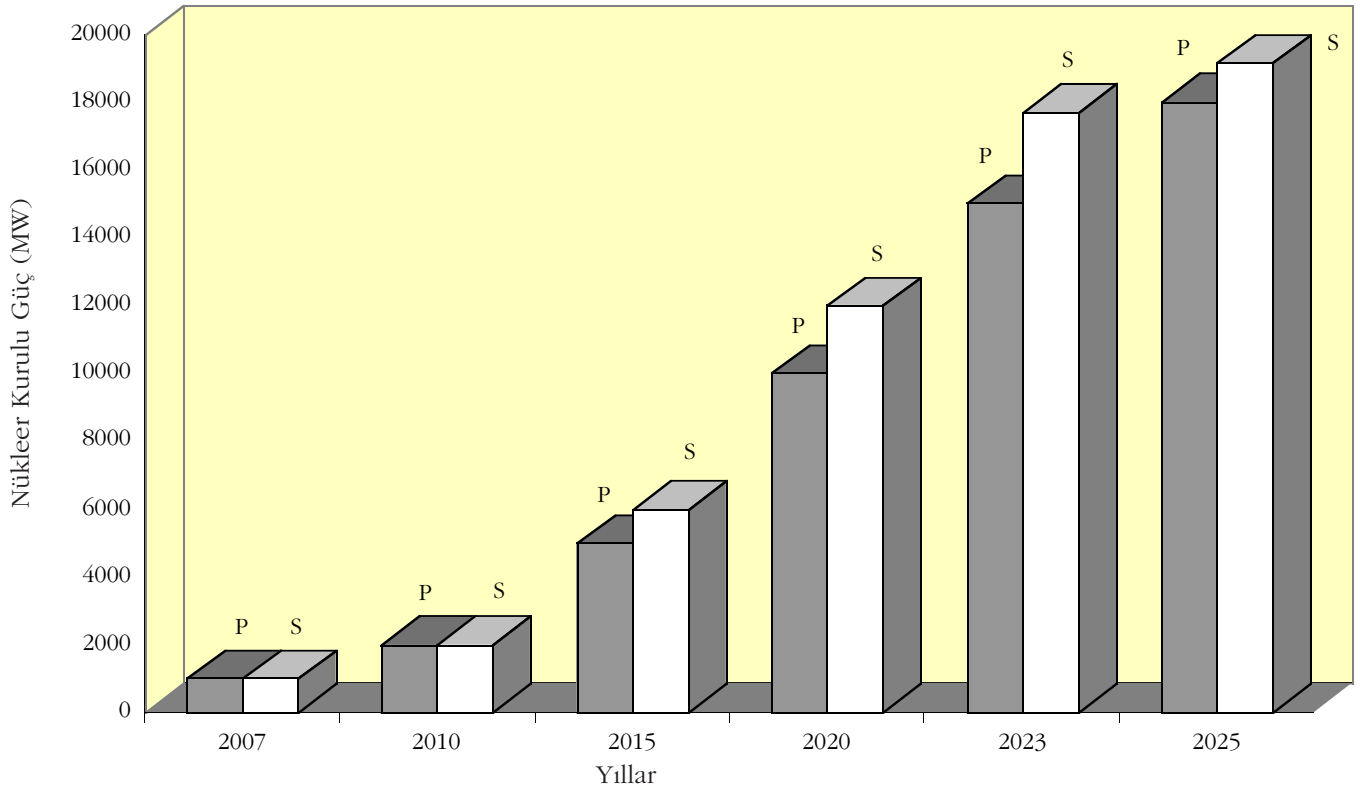
Türkiye Avrupa Birliği'ne üye olmayı hedeflemiş bir ülkedir. Bazı tıkanıklıklar olsa da, Türkiye'nin ana çizgiden sapması söz konusu değildir. Bu nedenle Türkiye, her konudaki standartlarını Avrupa Birliği'ne göre ayarlamak durumundadır. Avrupa Birliği nükleer enerjide hafif su soğutmalı ve zenginleştirilmiş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

Türkiye'nin 1998 yılında revize edilen elektrik planlamasına göre 1000 MW gücündeki ilk nükleer santral 2007 yılında devreye girecektir. Yine 1000 MW gücünde ikinci nükleer santralin ise 2010 yılında devreye girmesi öngörülmektedir. 2010 yılında toplam 2000 MW kurulu güçle nükleer enerjinin ülkemiz elektrik üretimindeki payı % 3 ve genel enerji içindeki payı % 1 olacaktır. Bu küçük paylardan anlaşılacağı gibi, Türkiye 2010 yılına kadar nükleer teknolojiyi kazanma ve elektrik üretiminde kaynak çeşitlemesi yapmak amaçları ile nükleer santral alanına girmek istemektedir. Uzun dönemli nükleer stratejinin temelleri şimdi atılacağı için Avrupa Birliği ile uyum daha da önem kazanmaktadır.

2010-2020 yılları arasında nükleer santrallara 8 ünite daha eklenerek, kurulu gücün 10 000 MW'a çıkarılması planlanmıştır. Buna göre 2020 yılında nükleer enerjinin elektrik üretimindeki payı % 9 ve genel enerji bütçesindeki payı % 2.5 olacaktır. Bu trendle nükleer kurulu güç Cumhuriyetimizin 100. yılını dolduracağı 2023 yılında 15 000 MW olabilir. 2010-2020 dönemi nükleer enerjiye ciddi adım atılması dönemi olmalı ve nükleer kurulu güç, bazı kömür santrallerinden vaz geçilerek daha yüksek tutulmalıdır. Çünkü, nükleer santralin ve nükleer elektriğin maliyeti bugünkü koşullarda bile kömür santrallerinden düşüktür. 6. Bölümde açıklanan ESM-EOM modellerinin çıktıları ile oluşturulan senaryoya göre, 2023 yılında nükleer gücün 17 700 MW'a ulaşması söz konusu olabilir. Tablo 9.2'de iki seçeneğe göre nükleer kurulu güç ve nükleer enerji üretiminin gelişimi diğer kaynaklarla karşılaştırmalı biçimde verilmiştir. Şekil 9.3'de ise oluşturulması planlanarak beklenen ve önerilen nükleer güç büyüklükleri grafiksel biçimde karşılaştırılmıştır.

Tablo 9.2. Nükleer kurulu güç ve elektrik üretimi projeksiyonu

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



Şekil 9.3. Türkiye için nükleer santral projeksiyonu

P: ETKB/TEAŞ Planlaması, S: Raporda önerilen

Gerek ETKB/TEAŞ planlaması ve gerekse bu rapor için yapılan özel modelleme çalışmasıyla oluşturulan senaryolara göre, Cumhuriyetimizin 100. yılı olacak 2023 yılında nükleer elektrik ve hidroelektrik üretimlerinin eşitlenebileceği görülmektedir. Resmi planlamaya göre bu eşitleme;

Hidrolik 107 kWh \approx Nükleer 105 milyar kWh

düzeyinde gerçekleşirken, burada model çalışması ile önerilen üretim düzeylerine göre;

Hidrolik 124 milyar kWh = Nükleer 124 milyar kWh

düzeyinde gerçekleşmektedir.

Türkiye için belirlenen hedefle yeni bir politika seçilmelidir. Bu politika;

"Cumhuriyetimizin 100. yılında, ekonomik hidroelektrik potansiyelin tümünü değerlendireceğiz ve buna eşdeğer nükleer enerji üretimini gerçekleştireceğiz"

biçiminde olmalıdır. Türkiye önümüzdeki 25 yıllık dönem için belli hedeflerle enerji talebini, insan ve finansal gücünü, teknolojik kazanımını gerçekçi biçimde planlamalıdır.

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

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

9.4. Kamuoyuna Nükleer Enerjinin Anlatılması

Genellikle çevreci kişi ve örgütler, Türkiye’nin diğer enerji kaynaklarının yeterli olabileceğini söyleyerek, hatta daha az enerji kullanılmasını savunarak, nükleer enerjiye karşı çıkabilmektedirler. Önceki bölümlerde, Türkiye’nin enerji kaynaklarına ilişkin rezerv ve potansiyeller ile enerji talebine ilişkin öngörüler, ekonomik büyümenin enerjisiz olamayacağı gerçeği bu savların geçer-sizliğini kanıtlamaktadır.

Karşı çıkış gerekçeleri içinde nükleer enerji santrallerin taşıdığı riskler de önemli bir yer kapsamaktadır. Nükleersiz normal gündelik yaşam koşulunda insanlar sürekli 2-2.4 mSv/yıl dolayında çevre fon radyasyonu altındadırlar. İnsan yaşamı için sürekli olarak alınmasına izin verilen maksimum radyasyon, fon radyasyonun dışında 1 mSv/yıl'dır. Bununla beraber Uluslararası Radyasyon Koruma Komitesi tarafından 5 mSv/yıl halk için izin verilen maksimum doz olarak kabul olunmuştur. Normal çalışma koşullarında nükleer santrallerin neden oldukları radyasyon artımı ise, fon radyasyonun binde biri ile yüzde biri arasında değişmekte olup, izin verilen sınırın çok altındadır. Bir kömür santralı nükleer santraldan daha fazla radyasyon yaymaktadır. Çünkü, kömürlerin bünyesinde radyoaktif madde daima bulunmaktadır.

ABD'de yapılan bir araştırmaya göre, bir nükleer reaktörün büyük kaza olasılığı 1/200 000 ile 1/20 000 arasındadır. Bunun ancak 1/100 kadarında, halkı etkilemesi söz konusu radyasyon kaçacağı olabilir. Böyle bir kazada dahi yayılacak radyasyon yakın alanda bile 0.1 -1 Sv, uzak alanda ise 0.1 Sv'den az olarak, insanlar üzerinde önemli bir sağlık sorunu yaratmayacak boyuttadır. Çünkü 1 Sv'lik doz alan kişilerde iştahsızlık, mide bulantısı, halsizlik gibi durum görünürse de, bu rahatsızlık kısa sürede kendiliğinden geçmektedir. Güneş radyasyonu da insanda benzer çarpma oluşturabilir.

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

Nükleer santraldan değişik yollarla bırakılacak izotoplar ise, hava ve sulara karışarak, kolayca izin verilen konsantrasyon düzeyine inmekte, çevrede olumsuzluk yaratmamaktadırlar. ABD'de bir reaktörün lisans alabilmesi için bacadan salınan gazlardaki radyasyonun 0.05 mSv/yıl'ı aşmaması gerekir. PWR tipi nükleer santrallerin bacasından çevreye asal gazlar ve İyot-131 atılır. Asal gazların yarı ömrü kısa olduğu için hiçbir zararları yoktur. İyot-131'in ömrü 8 gün olup, hemen reaktör çevresinde izin verilen sınıra inmektedir. Denize bırakılacak soğutma suyu ile ortama salınan radyasyon izin verilenin çok altında kalmaktadır. Radyasyon kontrolü için nükleer santralin yakın çevresinde sürekli ölçümler yapılır. Sistem bütünü ile denetim altında tutulur. Bir nükleer santralin çevreyi kirletmediğinin en güzel pratik örneği, Fransa'da Loire nehri üzerinde kurulu bulunan ve çalışan 14 adet nükleer santraldır. Santraller kondensör suyunu nehirden alıp nehre atmalarına karşın, bu nehrin suyu sulamada kullanılmakta, denize döküldüğü koyda balık tutulmakta ve yüzülmektedir.

1000 MW gücündeki bir kömür santralı yılda yaklaşık 3 milyon ton kömür tüketir ve 7 milyon ton CO₂ , 140 bin ton asit gazları, 750 ton kül üretir. Bu hesaba göre 1000 MW'lık nükleer santral ekonomik ömrü boyunca 120 milyon ton daha az kömür yakılmasını, 2870 milyon ton CO₂ salınmasını 5.6 milyon ton asit gazı atılmasını engeller. IAEA/Worldatom'da rapor edildiğine göre tüm enerji zinciri (direkt ve indirekt üretim süreci) kapsamında etki açısından CO₂ eşdeğeri emisyon-

lar kömür için 860-1290 gram/kWh iken petrolde 689-890 gram/kWh, gazda 460-1234 gram/kWh olmasına karşın, nükleerde 9-20 gr/kWh kadardır. Nükleerin bu tür emisyonları hidrolik, biomas güneş fotovoltaik ve rüzgardan daha azdır.

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

Reaktörden çıkan kullanılmış yakıtlar, radyoaktif olduklarından ve ısı üretmeye devam ettiklerinden reaktör binası içindeki havuzlara konur. Yanmış yakıt havuzda 8-10 yıl ve yeni reaktörlerde daha uzun süre bekletilir. Böylece, içindeki yarı ömrü kısa radyoaktif maddeler azalır. Bu yakıt özel kutular içerisinde yakıt işleme fabrikalarına gönderilir. Burada tekrar işe yarayabilecek bölümü ayrılıp, kalan bakiyesi cam içine alınır yani camlaştırılır. Cam, tuzlu suda bile korozyona uğramayan, bozulmayan bir maddedir. Camlaştırılan nükleer atıklar paslanmaz çelik borular içerisine yerleştirilip, sızdırmaz kaynakla kapatılır. Daha sonra bu borular çelik ve/veya beton bloklar içerisine yerleştirilir. Söz konusu bloklar reaktör alanında veya merkezi bir depolama tesisinde kuru olarak saklanabilecekleri gibi, son depolama için su bulunmayan tuz veya granit yataklarına gömülebilirler. Son depolaması bu şekilde yapılan nükleer atığın insanlığa zarar vermesi söz konusu olamaz. Nükleer karşıtlarınca savlanıldığı gibi, nükleer atık sorununa çözüm bulunamamıştır savı doğru değildir.

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

Fransız Elektrik Kurumu (EDF) raporlarında belirtildiğine göre, 1 kWh nükleer elektrik üretiminin maliyeti üst sınır olarak 0.258 FF (≈ 0.05 \$) dır. Nükleer santralin sökülmesi ve alanın radyoaktiviteden arındırılması için gereken harcama kWh maliyetinin % 3.6'sına ($0.009 \text{ FF} \approx 0.0018$ \$/kWh) karşılık gelmektedir. EDF, bir reaktörün kurulması için gereken toplam yatırımın % 15'ini, ileride sökümünde kullanmak üzere rezerve etmektedir. Henüz büyük bir nükleer santral sökümü yapılmamış olmakla birlikte, söküm ve arındırma maliyetleri yapım maliyetlerine eşdeğer değildir. OECD ve IAEA raporlarında belirtildiği üzere toplam maliyetin % 10-20'si arasında kalmakta ve ekonomikliğini bozmamaktadır.

Bugün nükleer santrallerin en yoğun oranda bulunduğu Fransa'da halk nükleer santrallara karşı değildir. Nükleer santrallerle kentlerinde iç içe yaşamaktadır. Üzerine iki atom bombası atılmış

Japon halkı da nükleer enerjiye karşı değildir. Çünkü nükleer santral atom bombası demek değildir. Japonya bugün için 43 850 MW'lık kurulu nükleer santral gücünü 2010 yılında 160 000 MW'a çıkarmak istemi ile 70 000 MW'ın bölümün planlamasını yapmış bulunmaktadır. Fransa'da nükleer enerjiye karşı çevreci toplumsal muhalefet oluşmayışının nedeni, siyasi otoritenin kararlılığı ve halkın bilgilendirilmesidir.

Türkiye'de mevcut duruma bakıldığında, özellikle 1980'lerin son döneminde başlamak üzere nükleer enerji karşıtları tarafından tek yanlı görüş oluşturulmaya ve tepki yaratılmaya çalışılmaktadır. Sonuçta kamuoyunda yanlış saplantılar olduğu görülmektedir. Bununla beraber, nükleer enerjide kamuoyunun bilgilendirilmesine önem verilmeli, nükleer santraller halka rağmen değil, halkın isteği ile kurulmalıdır.

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

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

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

10

B Ö L Ü M

ENERJİ TERMİNALİ TÜRKİYE

10. ENERJİ TERMİNALİ TÜRKİYE

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

Gelişmenin vazgeçilmez unsuru enerjinin, küreselleşen dünyada üretim kaynaklarından talep merkezlerine ulaştırılmasında boru hatları en güvenli ve en verimli yollardır. Yaklaşık olarak dünya petrol rezervinin % 67'sine ve dünya doğal gaz rezervinin % 40'ına sahip olan Orta Doğu ve Orta Asya ülkeleri ile Avrupa arasında coğrafi köprü olan Türkiye'den geçen ve geçecek boru hatları, uluslararası önem taşımaktadır. Halen doğal gaz boru hattı ile doğal gaz ithal olunan Rusya Federasyonu kaynakları da göz önüne alınırsa, yukarıdaki yüzdeler doğal gazda % 73, petrolde % 72 olmaktadır. Bu önem Türkiye'yi enerji köprüsü durumuna getirmeye gerekli ve yeterli neden olup, Türkiye'ye çıkar sağlayıcı bu gelişme artık ulusal politika konumundadır.

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

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

10.1. Uluslararası Petrol Boru Hatları ve Türkiye

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

10.1.1. Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı

Bu hat gerçekte paralel iki hattın oluşmaktadır. Irak'ın Kerkük ve diğer üretim sahalarından elde olunan ham petrolü Ceyhan (Yumurtalık) Deniz Terminali'ne ulaştırmaktadır. Yıllık 35 milyon ton kapasiteli boru hattı, 1976 yılında işletmeye alınmıştır. Ancak, bu birinci hat fiilen Mayıs 1977'de çalışır duruma gelmiştir. 1983 yılında başlayıp, 1984 yılında tamamlanan I. Tevsii Projesi ile hattın kapasitesi 46.5 milyon ton'a yükseltilmiştir. I. Boru Hattı, 641 km'si Türkiye'de olmak üzere 986 km uzunluktadır. I. Boru Hattı'na paralel olan ve Ağustos 1987'de işletmeye alınan II. Boru hattı ile de yıllık taşıma kapasitesi 70.9 milyon tona ulaşmıştır. II. Boru hattı 656 km'si Türkiye'de olmak üzere 890 km uzunluktadır.

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

10.1.2. Hazar-Akdeniz Ham Petrol Boru Hattı Projesi

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

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

Bakü-Ceyhan Boru hattı uluslararası politikaya konu olduğundan, üzerinde çok spekülasyon yapılan bir hattır. Türkiye bu boru hattının yapılması için kararlı bir siyaset izlemiş, ABD desteğini kazanmış, Azerbaycan ile ortak politika oluşturmuştur. Türkiye, Azerbaycan, Kazakistan, Gürcistan ve Türkmenistan devlet başkanları arasında da tam bir görüş birliği oluşmuştur. Bakü-Ceyhan petrol boru hattına olumlu yaklaşan uluslararası petrol şirketlerinin yanında, hattı ticari açıdan uy-

gun görmeyenlerin olduğu bilinmekte ise de, yapılan fizibilite çalışmaları uygunluğunu göstermektedir.

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

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

10.1.3. Ceyhan-Samsun Ham Petrol Boru Hattı Projesi

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

10.2. Uluslararası Doğal Gaz Boru Hatları ve Türkiye

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

- * Rusya Federasyonu-Avrupa-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Batı Terminali),
- * Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali.

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

pik değere de çıkarılabilmektedir.

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

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

Türkmenistan ve İran bağlantılı iki doğal gaz boru hattı projesi, Doğu Terminali adı altında da ele alınmaktadır. Geçmişte gündeme gelen ve bugün terkedilmiş aşağıda sıralanan projeler de vardır:

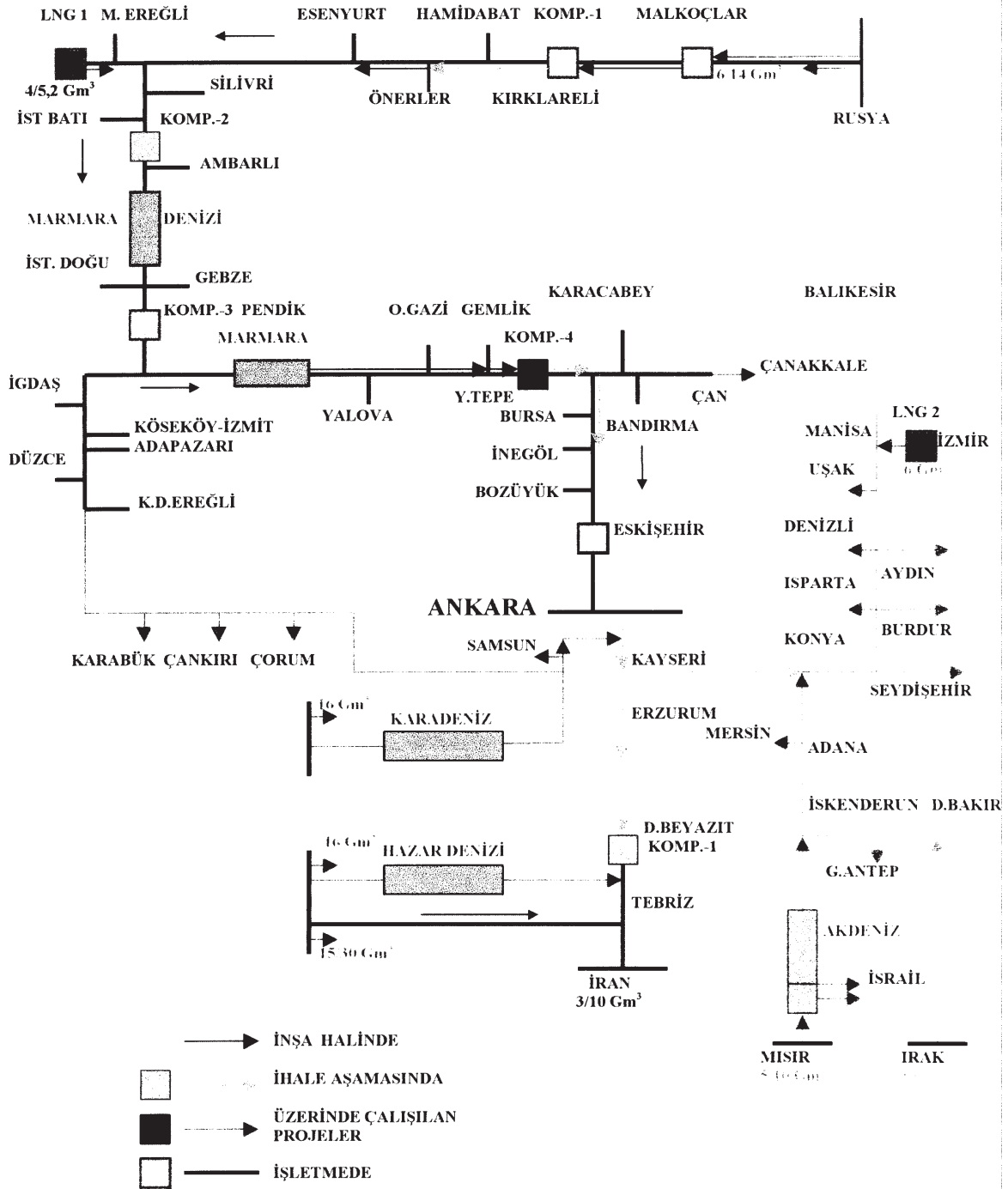
- * Rusya Federasyonu-Türkiye-İsrail Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- * Mısır ve Yemen'de LNG tesislerine ortaklık,
- * Üçüncü LNG İthal Terminali (İskenderun'da kurulacak bu terminal projesinden vaz geçildiği halde İskenderun Doğal Gaz Santrali'nin Yap-İşlet projesi olarak değerlendirmesi devam etmektedir).

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

10.2.1. Rusya Federasyonu-Avrupa-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı

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

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



Şekil 10.1. Doğal gaz boru hatları (Ekim 1998).

Hat ilk önce 1987 yılında Hamitabat'a ulaşmış, burada Trakya Kombine Çevrim Santrali'nde elektrik üretiminde doğal gaz kullanılmaya başlanmıştır. Bu hattın sağlanan doğal gaz 1988 yılında IGSAŞ'da, Ambarlı Santrali'nde ve Ankara'da binalarda kullanılır duruma gelmiştir. 1992 yılında İstanbul ve Bursa'da, 1996 yılında İzmit'de ve Eskişehir'de de doğal gaz kullanımı başlamıştır. Bu

hattan yılda 6 milyar m³ debi ile 25 yıl gaz alımı için 14 Şubat 1986 tarihinde imzalanan anlaşma yürürlüktedir.

Yapılan ikinci bir 25 yıllık anlaşma ile ek 8 milyar m³/yıl gaz alımı sağlanmış ve bu anlaşma da yürürlüğe girmiştir. Ancak, hattın 14 milyar m³/yıl kapasiteyi taşıyabilmesi için geliştirilmesine çalışılmaktadır. Bu çalışma kapsamında Malkoçlar Ölçüm İstasyonu ve Kırklareli Kompresör İstasyonu'nun tevsii, Pendik Kompresör İstasyonu ve Ambarlı Kompresör İstasyonu yapımı, 1. ve 2. lo-op hatlarının inşası yer almaktadır. Ayrıca, "Gaztransit Projesi" ile de ek gaz alımına yönelik olarak, Rus gazının Türkiye'ye ulaştırılmasında kullanılan hattın Ukrayna sınırları içinde kalan bölümünün geliştirilmesi planlanmaktadır.

10.2.2. Rusya Federasyonu-Karadeniz-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

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

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

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

Söz konusu doğal gaz boru hattı Rusya Federasyonu'nun İzobilnoya İstasyonu'ndan başlayarak, yaklaşık 390 km yol aldıktan sonra, Djubga kenti yakınlarında Karadeniz'e girerek, denizin 2 100 m altından 380 km yol alarak Samsun'da Türkiye'ye ulaşacak, 444 km'lik bir boru hattıyla Samsun-Ankara arasını kat edecektir. Karadeniz geçişi yedekli olması için çift hat olarak döşenecektir. Proje için Rus Gazprom, Hollandalı Petergaz B.V ve Gibrospetsgaz firmaları tarafından jeofizik, sis-mik ve oşinografik etüdler sürdürülmektedir. Türkiye'de de TÜMAŞ Samsun-Ankara hattının fizibilite etütlerini yapmaktadır.

10.2.3. Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

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

5 Aralık 1997 tarihinde BOTAŞ, Alman PLE firması ve UNOCAL firması ile bir sözleşme imzalarak Kafkasya, Hazar Denizi ve Orta Asya'da üretilecek doğal gazın Bakü'den Türkiye'ye taşınmasını sağlayacak boru hattına ait ön fizibilite ve çevresel etki etüdleri yaptırmıştır. 28 Aralık 1997 tarihinde de Türkiye ve Türkmenistan arasında Doğal Gaz Boru Hattı Mutabakat Zaptı imzalanmıştır. Fizibilite etüdlerini Shell şirketi yapacaktır.

Alman PLE firması ve UNOCAL firması çalışmasında Bakü-Ceyhan ham petrol boru hattı güzergahına paralel bir yol izlenmiş, ancak etüd Türkmenistan-Hazar, Hazar Denizi geçişi, Bakü-Ceyhan olarak üç bölümde yapılmıştır. Mayıs 1998'de BOTAŞ'a teslim olunan bu çalışmada Türkiye'ye yönelik debi iki alternatifle ele alınmıştır. Bunlardan birincisi 15 milyar m³/yıl olup, 10 milyar m³/yıl Türkmen gazı ve Gürcistan geçişinde eklenen 5 milyar m³/yıl Rus gazı ile oluşturulmuş, boru çapı 48 inç seçilmiştir. İkinci alternatif 19.6 milyar m³/yıl yıl debi ve 48 inçlik boru ile yalnızca Türkmen gazının sevkine ilişkin planlamadır.

Proje için bir termin programı bulunmamaktadır. Türkmenistan'dan doğal gaz alımına ve Türkmen gazının Türkiye üzerinden dünya pazarlarına sunulmasına ilişkin ikili anlaşma, Türkiye ve Türkmenistan Cumhurbaşkanı tarafından 29 Ekim 1998 tarihinde Ankara'da imzalanmıştır.

10.2.4. İran-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

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

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

Projenin ikinci aşaması olan ve Erzurum'u Ankara'ya bağlayan 905 km'lik bölümü için Erzu-

rum - İmranlı, İmranlı - Kayseri ve Kayseri - Ankara şeklindedir. Söz konusu hatlarla birlikte Kayseri - Konya - Seydişehir branşman hattı için 22 Aralık 1997 tarihinde ihaleye çıkılmıştır. Bu proje demeti için 17 Mart 1998 tarihinde toplam 78 adet teklif alınmış olup, teklifler değerlendirilmektedir.

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

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

10.2.5. Transbalkan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

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

10.2.6. Mısır-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Henüz tasarım aşamasında olan ve Mısır'ın Akdeniz altına dönecek boru hatlarından 10 milyar m³/yıl gaz gönderebileceği teklifinden kaynaklanan, 1996 yılında üzerinde durulan LNG projesinin iptalinden sonra ortaya çıkan bir projedir. Finansman sağlanmasında büyük zorluklar olacağı sanılan proje değerlendirme aşamasındadır.

10.2.7. Irak-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu proje geçmişte ele alınmış ve terk edilmişti. Şimdi, TPAO-TEKFEN-BOTAS şirketlerince oluşturulan bir grup tarafından 2.5.1997 tarihinde Irak ile imzalanan bir anlaşma çerçevesinde yürütülmektedir. Bağdat yöresindeki doğal gaz yataklarının saha geliştirme, üretim, gaz işleme ve bo-

ru hattı yapımı işlemlerinden oluşan kompleks bir projedir.

Irak'dan hem doğal gaz hem de LPG sevkiyatı planlanmaktadır. Birleşmiş Milletler ambargosu nedeni ile sonuç alınması zor görünmekle birlikte, İran projesine Amerika'nın siyasi itirazı karşısında, yine Amerika'nın onayı ve desteği ile Birleşmiş Milletler'den onay alınabilecek bir proje olarak da görülmektedir.

10.2.8. Rusya-Türkiye-İsrail Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

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

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

Türkiye'de doğal gaz arz güvenliğini sağlamak için oluşturulmuş çok sayıda ve önemli projeler bulunmaktadır. Ancak, ele alınmış birçok projede gecikmelerden endişe olunmakta, bazıları ise başlamamış bulunmaktadır. Türkiye'nin hesaplanan doğal gaz talebi ile ortaya konulan kesin sayılabilecek arz olanakları karşılaştırıldığında açıklar görülmektedir. Bu nedenle, Türkiye'nin doğal gaz darboğazına girme olasılığı vardır. Anlaşmalı doğal gaz temini ve beklenen açıklar Şekil 10.2'de grafik ve tablo olarak verilmiştir. Doğal gazla elektrik üretimine ağırlık verildiği, büyük projelere başlanıldığı için doğal gaz talebinin yeterince karşılanamaması, Türkiye'ye çok zora sokabilecek tir. Bu nedenle Türkiye'nin doğalgaz temin projelerinin, saptanacak bir termin programından sapma olmaksızın gerçekleştirilmesi önem taşımaktadır.

10.3. Uluslararası Enterkonneksiyon ve Türkiye

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

10.3.1. Mevcut Enterkonneksiyonlar

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

UNPEDE/UCPTE işbirliği ile Avrupa enterkonneksiyonunda Bulgaristan hattından yararlanılması istenmektedir. Söz konusu hattın 1996 yılı sonunda 250 MW güçle ayda 100 milyon kWh \pm %10 elektrik alımına girilmiş, daha sonra 300 MW güçle ayda 150 milyon kWh \pm %20 olarak yükseltilmiştir. Hattın 1998 yılında 2.5-3 milyar kWh elektrik ithal edilmesi beklenmekte olup, kapasite 3 milyar kWh/yıl ile sınırlıdır. Bu arada alım gücünün 450 MW'a çıkarılmasına da çalışılmaktadır.

Gürcistan ile Batum-Hopa arasında 220 kV, 300 MW taşıma kapasitesine sahip enerji nakil hattı vardır. Tam kapasite ile değerlendirilememektedir. Hattın tam kapasitesi 1 milyar kWh/yıl kadardır. Bu hat başlangıçta ülkemizde izole bir yöreyi beslemiş, daha sonra Gürcistan'a enerji transferinde kullanılmış olup, şimdi enerji ithali için kullanılmaktadır.

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

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

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

Irak ile PS(3)-Zakho arasında 400 kV, 500 MW hat tesis edilmiş olup, 154 kV ile çalıştırılabilir durumdadır. Bu hattın Kuzey Irak'a insani yardım çerçevesinde çok az bir elektrik transferi geçmiş yıllarda yapılmıştır.

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

10.3.2. Planlanan Enterkonneksiyonlar

Balkan Ülkeleri Elektrik Sistemleri Enterkonneksiyonu Geliştirme Koordinasyon Komitesi çalışmalarına bağlı olarak Türkiye-Yunanistan enterkonneksiyon projesi oluşturulmuştur. İlk etapta 400 kV, 600 MW taşıma kapasiteli bir hat, ikinci etapta birincisinden elde olunacak yarar doğrul-

tusunda hattın geliştirilmesi üzerinde durulmaktadır. Ancak, enerji fiyatı konusunda anlaşma sağlanamadığından çalışmalar başlatılamamıştır.

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

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

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

BÖLÜM

ELEKTRİK ÜRETİMİNE YÖNELİK
YENİ TEKNOLEJİLERLE İLGİLİ
PROJELER, YENİ TEKNİKLER VE
ARAŞTIRMA - GELİŞTİRME

11. ELEKTRİK ÜRETİMİNE YÖNELİK YENİ TEKNOLOJİLERLE İLGİLİ PROJELER, YENİ TEKNİKLER VE ARAŞTIRMA - GELİŞTİRME

Bu bölümde özellikle elektrik üretimi açısından geliştirilen yeni üretim teknolojileri, yeraltında genel enerji depolama teknikleri ve Türkiye’de enerji araştırma-geliştirme (Ar-Ge) çalışmalarının durumu etüt edilmektedir. Elektrik üretimine yönelik olan ve ülkemizde de yaygınlaşarak kullanılması istenilen yeni teknolojiler akışkan yatak teknolojisi, ısı ve elektriği birlikte üretecek kombine çevrim santralleri ve kojenerasyon teknolojisi. Yeraltında enerji depolaması mekanik (basınçlı gaz) ve ısı enerjisi biçimlerinde olabildiği gibi, doğal gaz depolaması biçiminde de olmaktadır. Türkiye’de Ar-Ge çalışmaları ise yeterli sayılamaz ve yerli teknoloji oluşturmak için artırılması gerekir.

11.1. Akışkan Yatak Teknolojisi

Türkiye’de düşük kaliteli linyitlerin elektrik üretiminde kullanılması istendiği gibi, bir bölümü ithal olmakla birlikte kömüre dayalı önemli santral planlamaları vardır. Kömürden ve diğer katı yakıtlar ile atıklardan, temiz enerji üretimi amacıyla yapılan Ar-Ge çalışmaları sonucu ortaya konulan ve uygulamaya aktarılan, ancak Türkiye’de yaygınlaştırılamayan bir teknoloji, akışkan yatak teknolojisi. Akışkan yatak teknolojisi hem çevre kirliliğini azaltmakta ve hem de yanma verimini yükselterek, birim miktar yakıttan enerji üretimini artırmaktadır.

Akışkanlaştırma, katı parçacıklardan oluşan yatağa alttan belirli bir hızla gönderilen akışkan (burada hava) yardımıyla parçacıkların (ya da taneciklerin) hareketlendirilmesi ve ortamda asılı kalmaları olayıdır. Bütün parçacıkların havada asılı kaldığı yatak, akışkan özellikleri göstermekte olup, bir akışkan yataktır. Yanmada akışkanlaştırmadan amaç, oksijenin yeterli ölçüde sağlanmasıyla, tam yanmanın gerçekleştirilmesidir. Akışkan yatak içerisindeki yakıt miktarı çok düşük olup, yakıt ve yatak malzemesi (genellikle yakıtın kendi külü) arasındaki oran çoğunlukla % 5’dir. Bu özellikten ötürü, çok düşük kaliteli yakıtlar bile, akışkan yatakta yüksek yanma verimi ile yakılabilmektedir. Burada turba, linyit, taşkömürü, kömür madenciliği atıkları, kent çöpleri, ağır yağlar, biomas katı yakıtlar kullanılabilir.

Akışkan yataklı yakıcılar atmosferik ve basınçlı olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Atmosferik tipler 1 bar civarında çalışırken, basınçlı olanlar 4.5-20 bar basınçlarda çalışırlar. Basınçlı sistemlerin kombine çevrim santrallerinde türbinlere basınçlı gaz sağlamaları bir avantajdır. Akışkanlaştırma koşullarına bağlı olarak yataklar, kabarcıklı ve dolaşımli olmak üzere de ayrılırlar. Kabarcıklı sistemlerde kabarcıklar, parçacıkların yatak

içerisinde dolaşımını sağlayarak yetkin bir karışma olanak verirler. Kabarcıklı yataklarda gazla yataktan dışarı taşınan parçacıklar, yakıcı çıkışındaki toz tutucularda gazdan ayrılarak yatağa geri beslenir, yanma ve kükürt tutma performansı artırılır. Dolaşımli olanlarda ise parçacıklar gaz tarafından sürekli olarak taşındığından, yatak yakıcının tüm hacmini doldurmaktadır. Aynı ünite güçlerinde (150-200 MW) kabarcıklı ve dolaşımli akışkan yataklar uygulamada kullanılmaktadır. Akışkan yatak teknolojisi 400-500 MW'lık ünitelere kadar uzanmıştır.

Katı yakıtların yakılmasında en son teknoloji olan akışkan yatakta yakma teknolojisinde, 800-900 °C gibi düşük sıcaklıklarda çalışılarak, çok daha yüksek sıcaklıklarda çalışan pülverize yakıt yakma sistemlerine göre tam yanma ile daha yüksek yanma verimi (% 90-99) sağlanmaktadır. Yatağa kireç, kireçtaşı veya dolomit gibi pahalı olmayan bir absorplayıcı ilave olunarak, yanma ürünü SOx'ler büyük ölçüde tutulabilmektedir. Yanma sıcaklığının düşük olması NO_x oluşumunu engellemektedir. Akışkan yatakta kül erime ve topaklaşma problemi yoktur. Aynı akışkan yatakta çok geniş bir kalite açıklığında, katı yakıtları ve sıvı-gaz yakıtları karışım halinde yakmak da olanaklıdır.

Akışkan yatak teknolojisi pülverize kömür yakma sistemleri ile kıyaslandığında, yakıtın hazırlanması çok daha basit ve ekonomiktir. Akışkan yataklı yakma sistemlerinin düşük kaliteli ve toz kömürleri yakması nedeniyle, parça kömür ve fuel-oil yakan sistemlere göre işletme giderleri düşüktür. Akışkan yataklı sistemlerde, fuel-oilli sistemlere göre ilk yatırım maliyetinin yüksek olmasına karşın, işletme giderlerinin düşüklüğünden bu fark ilk bir-iki yılda kapatılmakta ve enerji üretim maliyeti düşmektedir. Konvansiyonel sistemler için gereken baca gazı desülfürizasyon tesislerine gerek kalmaması, maliyeti konvansiyonel sistemlere yaklaştırmaktadır.

Sürekli hareket halindeki parçacıklar nedeniyle, yatak içerisinde yer alan ısı transfer elemanlarına ısı transferi çok yüksektir. Bu özellik kompakt kazan yapısına olanak tanımaktadır. Akışkan yatakların toplam ısı transfer katsayısı, konvansiyonel sistemlere göre 3-5 kat daha fazladır. Yatak sıcaklığı, yatak içerisine yerleştirilen ısı transfer boruları (soğutma boruları) ile kontrol edilir. Akışkan yataklı kazanlar; baca gazı desülfürizasyon tesisinin eliminasyonu ve kireçtaşı besleme sistemi, parçacık geri döngü sistemi dışında konvansiyonel pülverize kömür kazanlarına benzerler. Akışkan yatakta yakma teknolojisi elektrik santrallerinin dışında sanayide sıcak su, buhar, kurutma amaçlı sıcak gaz eldesinde de kullanılmaktadır. Özellikle 1986 sonrasında çeşitli ülkelerde elektrik santrallerinde kullanılmaları yaygınlaşmıştır.

Ülkemizde düşük kaliteli linyit rezervlerinin yüksek verimlilikle değerlendirilmesi açısından akışkan yatak teknolojisi önem kazanmaktadır. Ancak, kurulacak tesislerin akışkan yataklarının tasarımı, kullanılacak yakıtın özelliklerine göre yapılmak zorundadır. Çevre dostu olan bu teknolojinin ülkemiz linyitlerine adaptasyonu, öz kaynak linyitlerin çevre sorunu yaratmaksızın değerlendirilmesini sağlayacaktır. Yerli teknoloji oluşturmaya yönelik olarak yapılmış sınırlı araştırma çalışmaları bulunmaktadır.

Türkiye'de elektrik üretiminde akışkan yatak teknolojisinin ilk uygulaması 2x150 MW'lık Çan Termik Santralinde olacaktır. Burada kullanılacak akışkan yatak dolaşımli tiptir. Bunu diğerlerinin izlemesi gerekir. Ancak, 1997 yılında ihalesi yapılan 4x360 MW'lık Elbistan B santralının ihale de-

ğerlendirmesinde, akışkan yatak teknolojisinin kriter olarak alınmaması çok büyük hata olmuştur. Bu santral 3 980-6 300 kJ/kg ısı değerli % 15-28 kül ve % 45-55 kükürt içeren bir yakıtı kullanacaktır. Söz konusu yakıtın akışkan yataklı kazan dışında, direkt veya indirekt ateşlemeli pulvarize tip kazanlarda yüksek verimlilikle yakılması ve çevre kirliliğinin azaltılması olanağı yoktur. Planlama aşamasındaki Elbistan-C ihaleye çıkarılırken, akışkan yataklı olması koşulu getirilmelidir.

11.2. Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi

Bu teknoloji kömürün gazlaştırılması ve üretilen gazın gaz türbinlerinde yakıt olarak kullanılması prensibine dayanmaktadır. Entegre kömür gazlaştırma kombine çevrim santralında; basınçlı kömür gazlaştırma ünitesi, gaz türbinleri ve buhar türbinleri bulunur. Kömür gazlaştırma teknolojileri çeşitlidir. Elde olunan gaz karbon monoksit ağırlıklı ve hidrojen karışımı sentetik gaz yakıtıdır. Pulverize kömür yakma sistemlerinde verim % 40'ın üzerine çıkmazken, bu teknoloji ile % 45 verim, % 99 SO_x arıtma verimi elde olunmakta, NO_x emisyonu da 50 ppm'in altına çekilebilmektedir.

Entegre kömür gazlaştırma kombine çevrim teknolojisi, yine düşük ısı değerli kömürlerin yüksek verimlilik ve az çevre kirlenmesi ile değerlendirilmesine olanak vermektedir. Ancak, bu teknolojinin gazlaştırma ve gaz temizleme ünitelerinin teknik ve ekonomik açıdan geliştirilmeleri sürmektedir. Gaz türbini ve buhar türbini bileşenleri ise ticari olgunluğa erişmiş ünitelerdir. Bugün için pilot ticari tesislerle deneme ve geliştirme aşamasında bulunan bu teknolojiden, ülkemizde 2005-2010 döneminden başlayarak yararlanılmalıdır.

11.3. Kombine Çevrim ve Kojenerasyon Teknolojisi

Kombine çevrim ve kojenerasyon teknolojisi, bileşik ısı ve güç sistemini ortaya koymuştur. Bileşik ısı-güç sisteminin temel özelliği, birincil yakıttan elektrik ve ısıнын bütünleşik (entegre) biçimde elde olunması, hem güç ve hem de ısı talebinin birlikte karşılanmasıdır. Bu sisteme toplam enerji sistemi de denir. Yüzyılımızın ilk yarısında ilk basit örnekleri görülen bu tür uygulama, ucuz yakıt döneminde terk olunmuş, 1973/1979 yapay petrol bunalımlarının ardından geliştirilerek yeniden uygulamaya aktarılmıştır.

Bileşik ısı güç çevrimi; kömür, petrol türevi yakıtlar, doğal gaz ve biomas yakıtlar gibi çeşitli yakıtlarla yapılabilir. Klasik buhar türbinli termik santralda kondensör ünitesinden atılan ısıнын, atılmak yerine teknolojik ısı olarak ısıtma veya sanayi amaçlı kullanımı, klasik santrali bileşik (ya da entegre) santrale dönüştürmektedir. Bileşik çevrimde tüketiciye ısı ve elektrik ayrı ayrı aynı tesisten verilmektedir. Tek bir tesiste elektrik üretilirken ortaya çıkan atık ısıнын, ek bir donanım ile yeniden elektrik üretiminde kullanılması, kombine çevrim olmaktadır.

Kombine çevrim santralları esnek işletmeciliğe olanak tanımakta, istenirse türbinden çekilecek ara buhar bölgesel ısıtmada ya da sanayide teknolojik ısı olarak kullanılmaktadır. Ancak, kombine

çevrim için santraldan dışarı ısı verilmesi zorunlu değildir. Böylece santral % 85-90 dolayında ısı verimlilik ile kojenerasyon santrali olarak işlev görmektedir. Kombine çevrimin yanı sıra, tüketiciye yalnızca elektrik ve/veya istenirse ısı verilmesine olanak tanıyan sistemler, kojenerasyon sistemleridir.

Günümüz teknolojisinde kombine çevrim ve kojenerasyon daha çok gaz türbinli santrallerle uygulanmakta, yakıt olarak petrol türevleri, doğal gaz, kömürden veya biyomasdan elde edilen sentetik gaz kullanılmaktadır. Doğal gaz santralleri tümü ile kombine çevrim santrali olarak kurulmaktadır. Son 15-20 yıllık süreçte süper alaşımlarla imal edilen gaz türbinlerinin çıkış güçlerinin artırılması ve verimlerinin yükseltilmesi burada etkili olmuştur. Elektrik jeneratörünü çalıştıran gaz türbininin egzost ısı ile atık ısı kazanından buhar elde edilmekte, bu buharla buhar türbini ve yine elektrik jeneratörü çalıştırılmaktadır. Söz konusu buhar elektrik üretiminin yanı sıra veya elektrik üretimi yerine sanayi ve ısıtma amaçlı kullanıma verilebilmektedir. Gaz türbinlerinden başka dizel motorlu kojenerasyon tesisleri de geliştirilmiştir.

11.3.1. Kombine Çevrim ve Türkiye

Türkiye'nin işletmede olan kombine çevrim santralleri; Hamitabat Doğal Gaz (1120 MW), Ambarlı Doğal Gaz (1350 MW), Aliağa Çevrim-motorin (180 MW), Gebze Dilovası Doğal Gaz (253.4 MW) dır. Hamitabat, Ambarlı ve Aliağa işletme devri yapılacak santrallerden olup, Dilovası Ova Elek. A.Ş'ye ait özel sektör santralidir. Hamitabat Santralinin her bir ünitesi iki gaz türbini, iki atık ısı kazanı ve bir buhar türbininden oluşmaktadır. Üniteler bir gaz türbini, bir atık ısı kazanı ve bir buhar türbini (yarım yük) kombinasyonu ile çalışabilmektedir. Santralde 95 MW güçlü 8 gaz türbini vardır. Bu santral kombine çevrim koşulunda % 50, basit çevrimde % 32 randımanla çalışmaktadır. Ambarlı santrali için bu randımanlar sırasıyla % 52 ve % 32.3'dür. 450 MW'lık üç üniteli Ambarlı Doğal Gaz Santralinin üniteleri de iki gaz türbini, iki atık ısı kazanı ve bir buhar türbini içermektedir.

TEAŞ'a ait kombine çevrim santrali olacak Bursa Doğal Gaz Santrali (1409.8 MW) inşaat aşamasındadır. Santralde iki adet kombine çevrim grubu olup, her grupta iki adet gaz türbini, iki adet atık ısı kazanı ve bir adet buhar türbini yer almaktadır. Kullanılacak gaz türbinleri 239 MW güçtedir.

Yap-İşlet-Devret modeli ile özel sektör tarafından inşaatına başlanan kombine çevrim santralleri; Trakya Elek. A.Ş (ENRON) tarafından yaptırılan Marmara Ereğlisi Doğal Gaz Santrali (478 MW - 3 600 GWh/yıl), Uni-Mar Enerji A.Ş (UNIT-MARUBENI) tarafından yaptırılan Marmara Ereğlisi Doğal Gaz Santrali (478 MW - 3 600 GWh/yıl) ve Doğa Enerji A.Ş-Missionenergy tarafından yaptırılan Esenyurt Doğal Gaz Santrali (180 MW - 1400 GWh/yıl) olarak sıralanmaktadır. Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında olan, ancak inşaatına başlanılmamış bulunan doğal gaz ve LPG santrali projelerinin durumu topluca Tablo 11.1'de gösterilmiştir.

Tablo 11.1. Yap-İşlet-Devret kapsamında olan ve inşaatına başlanmamış bulunan doğal gaz ve LPG termik santralleri (Ekim 1998)

Proje Adı	Kuruluşu	Yeri	Güç ve Enerji karakteristiği
<i>Danıştay'dan sözleşmesi geçen projeler</i>			
Aliğa LPG Santrali	TOTAL/SEI	Aliğa	685 MW 5 300 GWh/yıl
<i>Sözleşmesi imzalanan projeler</i>			
Karadeniz Ereğlisi Doğal Gaz Santrali	Atam Elektrik	Alaplı	206 MW 1 413 GWh/yıl
Eskişehir Doğal Gaz Santrali	Esel Enerji	Eskişehir	199 MW 1 393 GWh/yıl
Kırklareli Doğal Gaz Santrali	ALARKO	Kırklareli	74.544 MW 540.1 GWh/yıl
<i>Sözleşmesi parafe edilen Danıştay görüşü beklenen projeler</i>			
Yalova Termik Santrali	AK ENERJİ	Yalova	306.7 MW 2 297 GWh/yıl
<i>Değerlendirmesi devam eden projeler</i>			
Karadeniz Ereğlisi Doğal Gaz Santrali	ERVAKSAN	K.D.Ereğlisi	59.24 MW 469.6 GWh/yıl
Boğazköy Doğal Gaz Santrali	Doğal Enerji	İstanbul	280 MW 2 200 GWh/yıl
Gemlik Doğal Gaz Santrali	SIERRA GAS	Bursa	500 MW 3 908 GWh/yıl
Silivri Doğal Gaz Santrali	Okan-Alarko/Altek-Gürış-Koç-İhlas-AES/Silk-Transtürk-Zorlu-Cıngıllı-Gımaş-Süzer	Tekirdağ	500 MW
İğdır Doğal Gaz Santrali	Unit-Enka-Par-Süzer	İğdır	500 MW
Silahtarğa Doğal Gaz Santrali	Atam-Koç/Egem/NRG/Unocol-İhlas-Key-Marmara-Bilen	İstanbul	140 MW
Çanakkale Doğal Gaz Santrali	Alarko/Altek-Koç/NRG/Egemen/Demir/Unocol-AES/Silk-Enka-Nurol/Ener-Cıngıllı-Süzer-Best-Akfen-İhlas-Diler-Ekinciler-CMS	Çanakkale	700 MW 4 846 GWh/yıl
<i>Fizibilite raporu beklenen projeler</i>			
Bursa Doğal Gaz Santrali	Bis-Benka-Ener-EEV-Demirören-Gürış	Gemlik	210 MW 1 815 GWh/yıl
Denizli Doğal Gaz Santrali	ABB/Gazprom/Entes-Howard-Gürış-Sumitomo-Key-Gap-Enka-AES/Silk-Tractebel-Pasiner-Amoco-Cıngıllı-Par-Tomen-Süzer-Koç-Demirören-Ener	Denizli	1 400 MW
<i>Ön başvuru aşamasında olan projeler</i>			
Yarımcı Doğal Gaz Santrali	Cenk -Süzer-Esel	İzmit	356 MW
Kırıkkale Doğal Gaz (Fuel-Oil) Santrali	Ener Power-ABB	Kırıkkale	360 MW
Erzurum Doğal Gaz Santrali	Unit International-Gama-EEV	Erzurum	500 MW
Samsun Doğal Gaz Santrali	HESEKA İnş.ve Tur. Şti	Samsun	356 MW

Başlangıçta Yap-İşlet modeli ile gerçekleştirilmesi planlanan ve doğal gazlı büyük kombine çevrim santralleri ile ithal taşkömürü santrallerini içeren toplam 10 700 MW kurulu güçlü pakette, 9 büyük doğal gaz santrali yer alıyordu. Listede yer alan 4 büyük doğal gaz santrali için, 3 tanesinin de başlangıca göre kurulu güçleri biraz artırılmış biçimde kurulmaları amacı ile gereken anlaşmalar Ekim 1998 başında imzalanmış bulunmaktadır.

2003 yılından itibaren işletmeye girmesi beklenen bu dört santral; Interger-Enka ortaklığı tarafından gerçekleştirilecek olan 1 540 MW kurulu güçlü Gebze Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali, 1 520 MW kurulu güçlü İzmir Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali ve 770 MW kurulu güçlü Adapazarı Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali ile Bayındır-Mimag-National Power ortaklığı'nca gerçekleştirilecek olan 700 MW kurulu güçlü Ankara Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali'dir. Bu dört Yap-İşlet doğal gaz santralının toplam kurulu gücü 4 530 MW'dır. Yapılacak 4 santral yılda 6 milyar m³ doğal gaz tüketecektir. Gerekli doğal gaz sunumunun güvenceye alındığı tartışmalıdır.

Ortalama 200 MW'lık gaz türbinlerinin kullanılacağı bu santrallarda kombine çevrim verimi % 55'in üzerinde bulunacak, gelişmiş kombine çevrim teknolojilerinden yararlanılacaktır. Başlangıçtaki Yap-İşlet paketinde, anlaşması imzalanan yukarıdaki dört santralin dışında, toplam gücü 3 500 MW olacak beş doğal gaz santrali daha vardır. Ancak, 1000 MW'lık İskenderun İthal Taşkömürü Santrali dışında, paketdeki diğer santrallerin şimdilik beklemede olduğu belirtilmektedir.

Bugün için Yap-İşlet sonuçlarını bekleyen ve değerlendirmesi devam eden, Yap-İşlet-Devret doğal gaz santrallerine ilişkin projeler de bulunmakta olup, bu projeler Tablo 11.2'de sıralanmıştır.

Tablo 11.2. Yap-İşlet sonuçlarını bekleyen ve değerlendirmesi devam eden Yap-İşlet-Devret projesi doğal gaz ve LNG santralleri (Ekim 1998).

Proje Adı	Kuruluşu	Yeri	Gücü (MW)
Adapazarı Doğal Gaz Santrali	Destec Energy/ Trinity Part./Genel Energy/ Mobil Power-Alarko/ Altek-Bayındır/ National Power	Adapazarı	675
İzmir LNG Santrali	Otak İnş.-Amoco-Total	İzmir	650
Ankara Doğal Gaz Santrali	ABB/Entes/Gazprom- Howard E.-Bayındır/ National Power	Ankara	960
Aliağa Doğal Gaz Santrali	Unit International	Aliağa	720
Aliağa Doğal Gaz Santrali	ENRON	Aliağa	700
İskenderun Doğal Gaz Santrali	General Elect- Mobil Power-Bayındır	İskenderun	1 500
Dilovası Doğal Gaz Santrali	Ova Elekt.-Bayındır- National Power-Mimag	Gebze	376
Eskişehir Doğal Gaz Santrali	Howard E.-Alarko/ Altek-Bayındır/National	Eskişehir	650

Yap-İşlet-Devret modeli ile inşası başlamış bulunan toplam 1136 MW kurulu güçlü doğal gaz santrali bulunmaktadır. Yine, Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulması için Danıştay'dan sözleşmesi gelen, sözleşmesi imzalanan, sözleşmesi parafe edilerek Danıştay görüşü beklenen, değerlendirilmesi devam eden, fizibilite raporu beklenen ve ön başvuru aşamasında olan doğal gaz, LNG ve LPG santrallerinin toplam gücü Ekim 1998 itibari ile 7 332.5 MW'dır. Yap-İşlet modeli ile gerçekleştirilmek üzere 4 530 MW kurulu güçlü dört santralin anlaşması imzalanmıştır. Aynı tarihte Yap-İşlet modeli kapsamında kurulmak üzere başvurusu yapılmış olan ve değerlendirme aşamasında bulunan doğal gaz ve LNG santralleri toplam gücü ise 6 231 MW'a ulaşmıştır. Böylece, işletmedekilere ek olarak toplam 19 229.5 MW gücünde kombine çevrim santralleri hedeflenmiş bulunmaktadır.

Türkiye'de doğal gaz termik santrallerinin kojenerasyon karakterli olarak kurulmalarının yanı sıra, yine de ortaya çıkacak atık ısılarının değerlendirilmesi önem taşımaktadır. Doğal gaz santralleri dışında kurulacak taşkömürü, linyit, ithal kömür, fuel oil, orimulsion ve diğer tür termik elektrik santrallerin de, kondensör atık ısılarının değerlendirilmesine ve bu amaçla santrallerin bileşik ısı-güç santrali biçiminde kurulmasına özen gösterilmelidir. Söz konusu merkezi ısıların, yakın kentlerde kullanılması, santral çevresinde sanayi oluşumuna yer verilmesi enerji ekonomisi açısından bir zorunluluktur.

11.3.2. Kojenerasyon ve Türkiye

Türkiye'de bugün otoprodüktör olarak kurulmuş kombine çevrim santralleri, kojenerasyon üniteleri olarak tanınmaktadır. Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet modelleri; anayasal ve yasal engeller, özellikle uluslararası tahkime gidilemeyişi nedeni ile arzulanan gelişmeyi sağlayamamışlardır. Bu yöntemlerle gerekli santrallerin kurulması geciktiğinden, sanayici gereksinim duyduğu elektriği kesintisiz ve kaliteli elde edebilmek için otoprodüktör olanağına yönelmiştir. Enerji verimliliği, enerji ekonomisi ve çevre dostu sistem bilincinin yerleşmesi sonucu; otoprodüktör termik santraller kojenerasyon santralleri biçiminde kurulmaktadır.

Otoprodüktör kojenerasyon santrallerin özellikle gaz türbinli (veya gaz+buhar türbinli) olarak 1993 yılından sonra kurulduğu görülmektedir. Bu santrallerde verimlilik ve rantabilite projenin ısı ve elektrik amaçlı geliştirilmesine ve ısı elektrik oranının 1/1-1.5/1 arasında tutulmasına bağlıdır. Ancak, atık ısıyı değerlendirmeyen basit çevrimli santrallerin çoğunlukta olduğu görülmektedir. Otoprodüktör kojenerasyon santralleri şebekeye bağlı olarak çalışmalarını sürdürmektedir.

Özel sektöre ait olmak üzere, Ekim 1998 itibari ile işletmede olan 43 otoprodüktör santrallerin kurulu güçleri toplamı 939.5 MW'a ve üretim kapasiteleri de 7052.8 GWh/yıl'a ulaşmıştır. Sözleşmesi imzalanmış olmakla birlikte, henüz işletmeye geçmemiş bulunan 54 otoprodüktör santralin kurulu güç toplamı 1593.2 MW ve üretim kapasiteleri 11 524.3 GWh/yıl'dır. Ayrıca, başvurusu yapıp değerlendirmesi devam eden 54 proje daha olup, bunların önerilen kurulu güç toplamı 1 861.8 MW ve oluşacak üretim kapasiteleri de 13 956.9 GWh/yıl olarak bildirilmektedir. Böylece

toplam 4 394.5 MW otorodüktör kurulu güç ve 32 534 GWh/yıl üretim kapasitesi gündemdedir.

Söz konusu otoprodüktör tesislerin ve projelerin içerisinde ağırlıklı kaynak doğal gazdır. Doğal gaz dışında LPG, fuel oil, nafta ve bunların kombinasyonu, motorin, kok, kömür, atık ısı, jeotermal enerji, rüzgar enerjisi ve hidrolik enerji yer almaktadır. Ekim 1998 itibari ile işletmede olan termik otoprodüktörler 39 ünite ile toplam 928.5 MW kurulu güçte olup, üretim kapasiteleri 6 978.6 GWh/yıl'dır. Ancak bu termik ünitelerin 35 tanesi kojenerasyon karakterli sayılabilir ve bunların kurulu güçleri toplamı 825 MW, üretim kapasiteleri de 6 274.6 GWh/yıl kadardır. Kojenerasyon karakterli otoprodüktör tesis ve projeler, Tablo 11.3'de gösterilmiştir.

Tablo 11.3. Özel sektöre ait kojenerasyon karakterli otoprodüktör tesis ve projeler (Ekim 1998).

Yakıt	Ünite / Proje (Adet)	Kurulu Güç (MW)	Üretim Kapasitesi (GWh/yıl)
<i>İşletmede olan üniteler</i>			
Doğal Gaz	28	783.8	5 949.2
LPG	5	28.1	225.7
Doğal Gaz + LPG	2	13.1	99.7
<i>Sözleşmesi imzalanan, ancak işletmeye geçmeyen üniteler</i>			
Doğal Gaz	19	529.3	4904.1
LPG	2	13.3	94.6
Doğal Gaz + LPG	5	96.1	730.5
<i>Değerlendirmesi devam eden müracaatlar</i>			
Doğal Gaz	12	543.2	4058.1
LPG	5	30.9	231.6
Doğal Gaz + LPG	9	214.1	1604.6
Nafta + Diğer Yakıtlar	14	693.9	5 210.6

İşletmede olanlara ek olarak, sözleşmesi imzalanmış bulunan santrallerin bir yıl içinde işletmeye girmiş olması koşulunda otoprodüktör kojenerasyon kurulu gücü 1 463.7 MW'a ve elektrik üretim kapasiteleri de 12 003.8 GWh/yıl'a yükselecektir. Bu kadar elektrik üretiminin yanı sıra 1.2 Mtep/yıl teknolojik ısı üretimi de sağlanabilecektir. Önümüzdeki iki yıllık bir süreçte bugün için değerlendirmesi devam eden müracaatların % 60 oranında gerçekleşmesi koşulu ile yaklaşık olarak kurulu güç 2350 MW, elektrik üretim kapasitesi 18 600 GWh/yıl, ek teknolojik ısı kazanımı 1.9 Mtep/yıl olacaktır.

Son dönemlerde Otoprodüktör Yönetmeliği'nde başlangıçtan sonra ortak sayısının artabilmesi, otoprodüktör kapsam alanının genişletilmesi, ihtiyaç fazlası elektriğin satış koşullarının düzen-

lenmesi ve mahsuplaşma gibi iyileştirmeler yapılmış olmakla birlikte, yeterli sayılamaz. Sanayi tesisleri, hastaneler ve büyük uydu kentlerin yanısıra, büyük turizm merkezleri otoprodüktör kapsamına alınmalı, uydu kent yerleşim birimi uygulamaları kapsamına, küçük uydu kentler de sokulmalı ve otoprodüktör santrallerin atık ısısı ile normal kent alanlarına ısı enerjisi satılmasına olanak tanınmalıdır. Ayrıca, ihtiyaç fazlası elektrik satış fiyatına uygulanan tarife yükseltilmelidir.

Rantabl işletmecilik açısından, otoprodüktör kojenerasyon ünitelerine yakıt seçiminde başta gelen faktör, yakıt fiyatlarıdır. Ekim 1998'de sanayiye uygulanan fiyatlarla doğal gaz, LPG, nafta, motorin ve fuel oil'den kojenerasyon santrallerinde üretilecek birim elektrik enerjisinin maliyetleri Tablo 11.4'de gösterilen düzeylerdedir. Söz konusu yakıt fiyatları vergiler ve fon kesintileri nedeni ile aşırı farklılıklar göstermekte ve genelde yüksek bulunmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı raporlarına göre, Türkiye'de elektrik üreticilerine uygulanan doğal gaz fiyatlarının ABD ve bazı Avrupa ülkelerinden yüksek oluşu burada etkilidir. Ancak, elektrik üretimi dışında santraldan sağlanan teknolojik ısı üretimi, işlemi rantabl duruma getirmektedir.

Tablo 11.4. Doğal gaz ve petrol ürünlerinden Akaryakıt Tüketim Vergisi (ATV) ile ve ATV olmaksızın hesaplanan elektrik üretim maliyetleri (Ekim 1998)

Yakıt	cent/MJ	cent/kWh
DOĞAL GAZ (ATV yok)	0.44 - 052	3.96 - 4.71
LPG (Dökme)		
ATV'li	0.58	5.22
ATV'siz	0.51	4.55
MOTORİN		
ATV'li	1.21	10.86
ATV'siz	0.50	4.52
NAFTA (ATV yok)	0.39 - 0.46	3.51 - 4.11
FUEL OİL (No. 6)		
ATV'li	0.39	3.52
ATV'siz	0.32	2.90

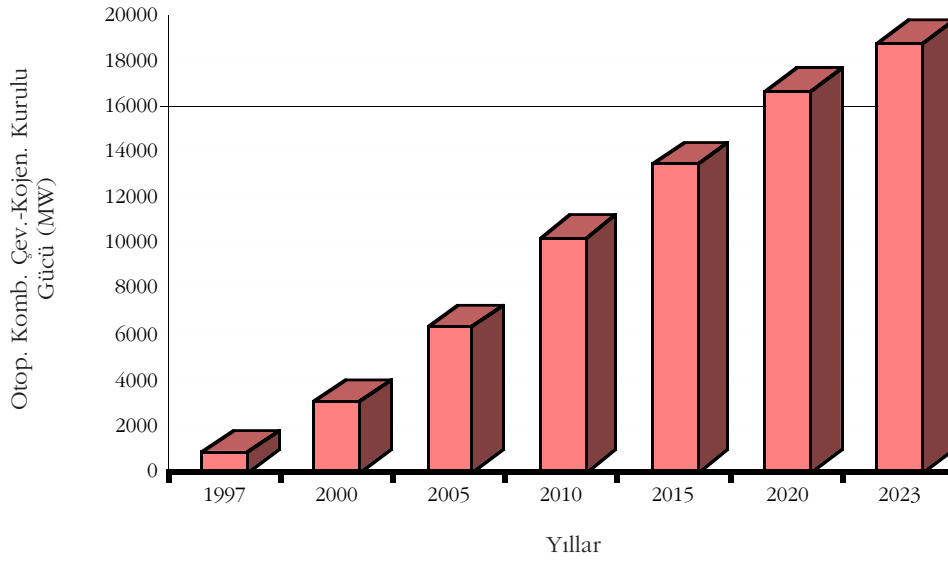
Elektrik çevrimi: 9000kJ/kWh alınmıştır.

Sanayimize uluslararası piyasada rekabet gücü kazandırmak için izlenmesi gereken politikalardan biri, enerji fiyatlarının serbest piyasa koşullarına uygun düzenlemelerle düşürülmesidir. Bu nedenle, özel sektör otoprodüktörlerine sunulan yakıtlardan her türlü vergi ve fon kesintisinin kaldırılması, ya da olabildiğince azaltılması gerekir. Yeterli

doğal gazın bulunmadığı bu dönemde, kullanılabilecek petrol ürünü alternatif yakıtlar üzerindeki vergi yükü azaltılmalı, özellikle Akaryakıt Tüketim Vergisi sıfırlanmalıdır. Zamanında yapılmayan yatırımlardan kaynaklanan elektrik sorununa ilişkin olumsuzluklar, üretimi otoprodüktör kesiminin engellenmesine ve cezalandırılmasına neden olmamalıdır.

Otoprodüktör kojenerasyon santrallerinin gelişim trendi 6. Bölümde açıklanan ESM ve EOM model çalışmaları kapsamında ele alınmıştır. Elde olunan çıktılarına göre; kurulu gücün 2000 yılında 2 500 MW'dan başlayarak, 2010 yılında 10 000 MW'ı aşacağı, 2020 yılında 16 750 MW ve 2023 yılında da 19 200 MW düzeylerine ulaşacağı görülmüştür. Söz konusu gelişim trendi Şekil 11.1'de yer almaktadır.

Bugün için Türkiye'de toplam kurulu güce oranla özel ve kamu sektörü otoprodüktör kurulu güç % 8.1 ve kojenerasyon kurulu gücü de % 3.7 pay kapsamaktadır. Avrupa Birliği genelinde kojenerasyonun toplam kurulu güç içindeki payı % 10'dur. Belçika, Fransa ve Yunanistan'da % 5'den küçüktür. Bu payın % 35-40'a çıktığı ülkeler de vardır. Kojenerasyon kurulu gücü projeksiyonuna göre Türkiye'de bu oran 2020 yılında % 14.9'a ulaşacaktır.



Şekil 11.1. Otoprodüktör kombine-çevrim-kojenerasyon kurulu gücünün gelişim trendi.

Ülkemizdeki kojenerasyon santrallerinin büyük çoğunluğu gaz türbinli olduğundan, yakıt olarak doğal gaz, LPG, nafta ve motorin kullanımı önem kazanmaktadır. Diesel tipi kojenerasyon santrallerinde temizleme ünitesi ve koşullandırma ünitesinden geçirilerek fuel-oil no.6 yakıt olarak kullanılabilir.

Ancak, ülkemizde kojenerasyon doğal gaza dayalı biçimde geliştirildiğinden, yıllara göre gerekli doğal gaz miktarı ayrıca hesaplanmıştır. Hesaplama kojenerasyon santrallerinin yıllık çalışma süresi 7 680 h/yıl varsayılmış, gaz türbinli sistemlerde ortalama özgül ısı tüketimi 9 000 kJ/kWh alınmıştır. Buna göre kojenerasyon sektörünün doğal gaz talebi 1998 yılında 2.5 milyar Nm³, 2000

yılında 5.8 milyar Nm³, 2010 yılında 15.4 milyar Nm³ ve 2020 yılında da 21.8 milyar Nm³ düzeyine ulaşmaktadır. Bu veriler, Türkiye'nin daha önce açıklanan doğal gaz talebine dahil değildir.

11.4. Yeni Enerji Çevrim Yöntemleri

Uygulamaya başlanılan ve yaygınlaşması planlanan yeni enerji çevrim yöntemlerinin başında, yakıt pilleri (fuel cells) gelmektedir. Yakıt piller, Carnot çevriminin sınırlamasına bağlı olmaksızın, yakıtlardan direkt olarak elektrik elde etmeye yarar. 1839 yılında İngiltere'de Sir William Grove tarafından icat edilen yakıt pilli, 1998 yılında ABD Houston'da yapılan 17. Dünya Enerji Kongresi'nde 21. yüzyılın otoproduktör jeneratörleri olarak görülmüştür. Bu arada yakıt pilleri uzay araçlarında kullanılmış, otolardan, traktörlere ve elektrik santrallerine dek demonstratif uygulamalara konu olmuştur.

Yakıt pili, kimyasal enerjiyi belli bir verimlilikle elektrik enerjisine dönüştüren elektrokimyasal ünite diye tanımlanabilir. Yakıtta kimyasal biçimde depolanmış enerji elektrokimyasal bir işlem sonucu, direkt olarak elektrik enerjisine dönüştürülmektedir. Klasik çevrim teknolojisinde, yakıtta kimyasal biçimde depolanan enerji yanma reaksiyonu ile ısıya ve ısı rankine çevrimi ile mekanik enerjiye dönüştürülürken Carnot çevrimi sınırı aşılamamakta, mekanik enerji jeneratörle elektrığe dönüştürülürken yeni kayıplar oluşmaktadır. Böylece, hem verim düşmekte, hem de kalabalık bir makina topluluğu gerekmede, çevre aşırı kirletilmektedir. Oysa, hareketli parçası olmayan, tipine göre 80-1000 °C arasındaki sıcaklıkta çalışabilen, çok az gürültü yapan yakıt pili kompakt yapısı ile ideal çevrim aracıdır.

Yakıt pillerinde yakıt olarak metanol, etanol, doğal gaz, LPG ve hidrojen kullanılabilir. Sıralanan bu yakıtlar arasında verimi en yüksek olan hidrojendir. Hidrojenden reaksiyonu sonucunda ortaya su buharı çıkarken, öteki yakıtlardan CO₂ de çıkmaktadır.

Yakıt pilleri iki ince elektrot ve bunların arasına konulan elektrolitten oluşur. Anot elektroduna yakıt elektrodu ve katot elektroduna oksijen elektrodu da denilmektedir. Bu elektrolit, sodyum ve potasyum gibi bazik çözelti, fosforik asit gibi bir asidik çözelti, seramik veya polimerik katı olabilmektedir. Elektrolite bağlı olarak yakıt pillerinin tipleri ve çalışma sıcaklıkları farklılık gösterir. Elektroliti fosforik asit olan yakıt pilleri 190 °C'de, elektroliti ergimiş karbonat olan yakıt pilleri 650 °C'de, elektroliti seramik olan katı oksitli yakıt pilleri 1000 °C'de ve elektroliti polimerik katı olan proton geçiren zarlı (proton exchange membrane) yakıt pilleri 80 °C'de çalışırlar. Fosforik asitli tip yakıt piller uzay ve savunma araçları için, polimerli yakıt pilleri oto gibi ulaştırma araçları için, ergimiş karbonatlı ve katı oksitli yakıt pilleri de elektrik üretimi için geliştirilmişlerdir.

Bir dış kaynaktan yakıt ve oksijenin pile beslenmesi sonucu anot ve katot tepkimeleri oluşur. Anoda gelen yakıt, orada iyonlara ve elektronlara ayrışır. İyonlar elektrolitten geçip katoda ulaşırken, elektronlar da bir iletken üzerinden geçerek katoda gitmekte ve böylece elektrik üretmiş olmaktadır. İletkenden geçen elektronların yarattığı elektrik enerjisi DC karakterlidir. Katotta iyon-

lar oksijenle birleşip, kullanılan yakıtın cinsine göre yalnızca su buharı veya su buharı+CO₂ üretirler. Yakıt pillerinin uygulamadaki enerji verimleri % 40-60 arasındadır. Günümüzdeki fosil yakıtlı termik elektrik santrallerinin ortalama verimi % 30 düzeyinde kaldığından, yakıt pili santrale göre çok küçük boyutu ve yüksek verimi ile önem kazanmaktadır. Yakıt hücrelerinin birkaç kW'dan başlayıp, sanayi kullanımı için 200 kW'lık, elektrik üretimi için 1-11 MW'lık demonstrasyon uygulamaları vardır. Ancak, bunlar tek bir hücreden değil, hücre yığınlarından oluşmaktadır.

Tokyo Elektrik Şirketi birkaç yıl öncesinde 4.5 MW'lık hidrojen yakıt pilli elektrik üretimi denemelerini başlatmış olup, şimdi 11 MW'lık yakıt pilli santral ele almıştır. Hidrojen yakıt pilli elektrik üretimi üzerinde adı geçen şirketten başka International Fuel Cells, Kansai Electric Power, Pratt & Whitney, Exxon, Texaco, Siemens, Toshiba, Westinghouse, ONSI, EPRI gibi şirketler de çalışmaktadır. Kanada'da demiryolu elektrifikasyonunda, Almanya'da denizaltıların çalıştırılmasında yakıt pillerinin kullanımı üzerinde durulmaktadır. ABD Posta İdaresi, Texas El Paso'da yakıt pilli bir Ford Fiesta aracını 1986 yılından beri posta dağıtım işlerinde kullanmaktadır. Daimler-Benz yakıt pilli otomobil geliştirmiştir. Kanada'da Ballard Power Systems tarafından imal edilmiş yakıt pilli otobüs deneme seferleri yapmaktadır. Japon Toyota firması 1996 yılında yakıt pilli deneme otomobili üretmiştir.

Yakıt pilleri için dünya pazarının otomotiv sanayi dışında küçük elektrik santralleri sanayi olacağı düşünülmektedir. Ballard Power Systems firması 2002 yılında 20 kW'lık ve 250 kW'lık yakıt pilli elektrik üreteçlerini ticari olarak piyasaya sürmeyi planlamıştır. ABD'nin ONSI şirketi tarafından üretilmiş küçük güçlü ve yakıt pilli yüzlerce üretecin dünyanın değişik yerlerinde kullanıldığı kaydedilmektedir.

Türkiye'de yakıt pilleri üzerinde uygulamaya aktarılacak düzeyde bir çalışma yoktur. Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu raporlarında, yakıt pilleri konusunun araştırma kapsamına alınması istenmektedir. Ancak, dünya genelinde belli bir düzeyde olgunlaşmış bu teknolojinin önce teknoloji transferi ile kazanımı ve sonra yerli araştırmalarla geliştirilmesi üzerinde durulmalıdır. Geleceğin taşıtlarında ve elektrik santrallerinde yakıt pillerinin önemli bir yer alması beklendiğinden, ülkemizde de prototip uygulamalar ve yerli araştırmalar başlatılmalıdır.

11.5. Yeraltında Enerji Depolama

Enerji teknolojisindeki yeniliklerden bir diğeri yeraltında enerji depolanmasıdır. Yeraltında enerji depolanması için geliştirilmiş üç teknik olup; yeraltında sıkıştırılmış gaz depolama, yeraltında ısı enerjisi depolama, yeraltında doğal gaz depolama biçiminde sıralanmaktadır. Bu tekniklerden birincisi, elektrikte pik yüklerin karşılanması için düşünülmüştür. Yeraltında ısı enerjisi depolanması ise bazı büyük uygulamalarla merkezi ik-

limlendirmede umut bağlanan bir gelişmedir. Yeraltında doğal gaz depolanması, doğal gaz sunumunda güvenlik, ekonomik ve stratejik nedenlerle giderek büyük çapta önem kazanan bir uygulamadır.

11.5.1. Yeraltında Sıkıştırılmış Gaz Depolama

Yeraltında sıkıştırılmış gaz depolama, daha çok basınçlı hava sistemine dayanmaktadır. Bu depolama pik yüklerin karşılanması için olduğu kadar, kesintili alternatif enerji (rüzgar, güneş gibi yenilenebilir kaynaklardan sağlanacak enerji) uygulamalarına süreklilik kazandırmak için de kullanıma uygundur.

Burada konvansiyonel gaz türbini, türbin ve kompresör olarak çalışmakta, hava akımı kontrol vanalarıyla yönlendirilmekte, basınçlı havanın geri kazanımı yeraltındaki boşlukla bağlantılı bir su kolonunun potansiyel enerjisi ile sağlanmaktadır. Basınçlı hava depolama ortamının jeolojik yapısının uygun sızdırmazlıkta olması gerekir.

Tüketici enerji talebi az olduğu zamanda kompresör çalıştırılarak yer altına basınçlı hava gönderilmekte, havanın boşluğu doldurması ile rezervuardaki su yükselmekte ve basınçlı hava sıkışmış biçimde kalmaktadır. Tüketici enerji talebinin arttığı pik yük anında ise vana açılarak, basınçlı hava türbine yollanmakta, basınçlı hava türbinde genişleşip iş üretirken, havanın boşalttığı ortamı rezervuardaki su doldurmaktadır. Bu depolama için doğal boşluklardan yararlanılabileceği gibi, patlama ile boşluk da açılmaktadır.

Söz konusu depolama sistemleri 200-500 MW'lık puant yük santralleri için kurulmaktadır. Basınçlı hava depolama sistemlerinin tesis maliyeti 1970'li yılların ilk yarısında 175 MW'lık ünitelerde 65.7 ABD \$/kW iken, 1980'lerin başında 500 MW'lık üniteler için 50 ABD \$/kW düzeyine çekilmiştir. Bugün bu değer 35-40 ABD \$/kW arasında bulunmaktadır. İlk uygulamalarda depolama sisteminden elde olunan elektriğin maliyeti 9.4 sent/kWh iken, 1980'lerde 7.5 sent/kWh olmuş ve bugün 5.5 sent/kWh kadar kestirilmektedir.

11.5.2. Yeraltında Isıl Enerji Depolama

Isı enerjisi yeraltında bir haftadan küçük kısa süreli depolanabildiği gibi, üç aydan büyük süreli mevsimlik olarak da depolanabilmektedir. Almanya, Hollanda, İsveç ve Kanada'da yalnız ısıtma, yalnız soğutma, ısıtma ve soğutma (iklimlendirme) amaçlı 60 kadar proje ile denenerek, başarılı sonuçlar elde olunmuştur.

Son 15 yıl içerisinde yeraltında ısı enerjisi depolama ile ilgili çeşitli uygulamalar yapılmıştır. Bu uygulamalar; ısı pompasız soğuk-ısı depolama, ısı pompalı soğuk-ısı depolama, güneş kolektörleri ile ısı depolama, termik-güç üniteleri ile ısı depolama, Değişken talep-arz sistemlerinde ısı depolama gibi beş değişik biçimde yapılabilmektedir.

Isı pompasız soğuk-ısı depolama kış soğuşunu yazın kullanmak amacına yönelik olup; uygu-

lamalar 31 500 MWh kapasiteye çıkarılmıştır. Verimi daha yüksek olan ısı pompalı soğuk ısıl depolamada, kışın ısıtma modunda kullanılan ısı pompası, yazın soğutucu görevi yapmaktadır. Bu teknik 1 500 MWh kapasitesine kadar uygulanmıştır.

Güneş kolektörleri ile yazın yapılan ısı depolama 100-60 000 MWh kapasitelerde denenmiştir. Sistemde enerji depolama maliyeti 47 ABD \$/MWh düzeyinde saptanmıştır. Termik-güç üniteleri ile ısı depolama yıl boyu ısı ve elektriğin birlikte karşılanmasına yönelik uygulamadır. Yazın depolanan fazla (atık) ısı kışın kullanılır. Bu uygulama ticari binalarda ve merkezi kent ısıtmasında 1000 - 100 000 MWh kapasitelerde gerçekleştirilmektedir.

Değişken talep-arz sistemlerinde ısı depolama kombine ısı ve elektrik santrallerine paralel bir uygulamadır. Bu uygulama kojenerasyon santrallerinin çekiciliğini daha da artırmaktadır. 10 000 MWh'dan büyük kapasiteler için uygundur.

Yeraltında ısı depolama için geliştirilmiş değişik teknikler vardır. Bu tekniklere göre; mağara ve çukur depolarda, depolama ortamı su olmaktadır. Kanal depolarda, depolama ortamı olarak topraktan yararlanılmaktadır. Akiferde ısı depolamada ise depolama ortamı yerdir. Yeraltında ısı enerji depolama tekniklerinden kanallarda ve akiferde depolama Avrupa, Kuzey Amerika, Japonya ve Çin'deki birçok uygulama ile ekonomik ve ticari olarak kendini kanıtlamıştır.

Hollanda'da 1980 yılından bu yana yapılan 40 adet akiferde depolama projesinin % 80'i konut ve diğer yapılarda (hastaneler ve alışveriş merkezleri dahil), kalanı sanayide uygulanmıştır. İsveç'te yapılan akiferde depolamaya ilişkin 23 projeden elde olunan sonuçlara göre, soğutma amaçlı depolamada % 90-95, hem ısıtma ve hem de soğutma amaçlı depolamada % 80-85, yalnızca ısıtma amaçlı depolamada % 60-75 enerji tasarrufu sağlanmıştır.

Kanal depolama ise Amerika Birleşik Devletleri, Almanya ve İsveç'te daha çok uygulanmaktadır. Japonya ve İsveç'te yeraltında depolanan ısı, kış aylarında yolların buzlanmasını önlemek için kullanılmaktadır. Belçika, komşusu Hollanda'nın desteği ile akiferde ısı depolama teknolojisini enerji pazarına hızla sokmuştur. Hollanda'da bir özendirme yasası da çıkarılmıştır.

Dünyadaki en büyük kanal depolama sistemi ABD'de New Jersey Richard Stockton College'da yapılmıştır. Sistemde her biri 130 m derinliğinde 400 adet kanal bulunmaktadır. Sistemin toplam soğutma kapasitesi 5.6 MW'dır. Buradan sağlanan enerji tasarrufunun karşılığı olarak emisyonlardaki yıllık azalma; CO₂ için 459, SO₂ için 3 395 ve NO_x için 186 otomobilin yarattığı emisyonu eşdeğerdir.

Türkiye'de yeraltında ısı enerji depolaması için ilk çalışma, akiferde ısı depolama yöntemine dayalı biçimde Çukurova Üniversitesi Balcalı Hastanesi'nin ısıtma ve soğutulmasına ilişkin fizibilite çalışmasıdır. Bu çalışma Çukurova Üniversitesi ile Uluslararası Enerji Ajansı'nın işbirliği ile gerçekleştirilmektedir. Çukurova Üniversitesi'nde, sera iklimlendirilmesinde yeraltı ısı depolama teknolojilerinden yararlanacak bir proje de başlatılmıştır. Yeraltında ısı enerjisi depolama konusuna Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın destekleyici olarak el atmasında yarar vardır.

11.5.3. Yeraltında Doğal Gaz Depolama

Doğal gazın yerüstünde çelik tanklarda depolanması yerine yeraltı oluşumlarında depolanması daha güvenli ve ekonomik olmaktadır. Yeraltında doğal gaz depolamak için boşalan doğal gaz ve petrol rezervuarları, terk olunmuş maden galerileri, yeraltı suyu akiferleri, karstik boşluklar ve mağaralar gibi oluşumların yanısıra, yapay biçimde özel oluşturulan yeraltı boşlukları kullanılmaktadır. Türkiye'nin genel jeolojik yapısı bu tür depolama olanakları için elverişlidir. Jeolojik koşullar depolama sisteminin maliyetini önemli ölçüde etkilemektedir.

Doğal yeraltı depolarının, geçirgenlik (permeabilite) ve basınca dayanıklılık testlerine göre, yapay olarak güçlendirilmeleri gerekebilir. Yeraltında yapay boşluklar oluşturulması, özellikle tuz domlarında yapılmaktadır. Bugün dünyada doğal gaz depolanmasında yaygın olarak kullanılan yeraltı boşlukları, tuz domları içerisinde çözelti madenciliği yöntemi ile oluşturulan boşluklardır. Bu tür depolamada gazı, gözenekli ve geçirimli bir kayaç ortamından transfer etme zorunluluğunun olmayışı, daha çabuk ve daha kolay bir biçimde depolama ve dağıtma olanağının bulunması, depoda kullanılan gazın yerine ek gazın kolayca depolanabilmesi, tek bir boşlukta yüksek basınç altında (yaklaşık 300 bar) ve çok büyük hacimde (yaklaşık 60 milyon m³) gazın depolanabilmesi, yöntemin avantajlarıdır.

Türkiye için yeraltında doğal gaz depolanması çok önemlidir. Çünkü, Türkiye ithal doğal gaza bağımlı bir ülkedir ve sunum güvencesi açısından tüketeceği gazı mutlaka depolamak zorundadır. Türkiye'de yeraltında doğal gaz depolamak için Zonguldak'da üretimden çıkarılmış maden galerileri, üretilebilecek rezerv bittikten sonra Silivri doğal gaz kuyuları, Batman ve Garzan'da terk edilmiş petrol kuyuları, Tuzgölü Bezirci sahası düşünülmektedir. Ancak, yeraltı depolaması uzun süreli, kapsamlı ve ayrıntılı bilimsel araştırmaları gerektirdiğinden, ihtiyaç doğduğu an hemen depo oluşturulması olanaklı bulunmamakta, önceden çalışmalara başlanması gerekmektedir.

11.6. Türkiye Açısından Enerjide Ar-Ge ve Teknoloji Oluşturma Çalışmalarının Genel Durumu

Devlet İstatistik Enstitüsü Bülteni verilerine göre, Türkiye'de 1996 yılında toplam araştırma-geliştirme (Ar-Ge) harcamaları 1996 cari fiyatları ile 66 709 069 milyon TL (620 521 000 ABD \$'ı) ve paranın satın alma gücü paritesi (PPP-1992 ABD \$) ile 1 718 600 000 ABD \$'ı olarak rapor edilmektedir. 1996 yılında Ar-Ge harcamaları GSYİH'nın % 0.45'i olarak gerçekleşmiştir. Bu oran ABD ve Japonya'da % 2.5-3, Almanya ve Fransa'da % 2-2.5, Avusturya, İtalya ve Kanada'da % 1-1.5, İspanya, Portekiz ve Yunanistan'da % 0.6-0.9 arasındadır. Kısacası, Türkiye'nin toplam Ar-Ge harcamaları çok yetersizdir.

Türkiye'nin enerji Ar-Ge harcamalarına gelince, Uluslararası Enerji Ajansının verilerine göre 1996 yılında 3 200 000 \$ olup, toplam Ar-Ge harcamalarının % 0.5'i gibi çok küçük ve yokumsanacak bir bölümünü oluşturmaktadır. Enerji Ar-Ge çalışmalarına 1996 yılında yapılan harcama,

1995 yılında yapılandan da azdır. 1995 yılı harcaması 4 100 000 \$ olarak gerçekleşmişti. Oysa, yapılması gereken bu tür harcamaları kısmak değil, planlı biçimde artırmaktır. Türkiye’de enerji Ar-Ge çalışmalarının % 80’i kamu sektörü ve % 20’si özel sektör tarafından yapılmaktadır.

1995 yılı verileri ile Türkiye’de kamu kesimi enerji ARGE harcamalarının % 68.3’ü petrol ve doğal gaz çalışmalarına, % 15.8’i nükleer enerji ile ilgili çalışmalara, % 4’ü kömür çalışmalarına, yine % 4’ü enerji tasarrufu çalışmalarına, % 1.6’sı yeni ve yenilenebilir enerjiler ile ilgili çalışmalara, kalanı da diğer konulara gitmiştir. 1996 yılı kesin olmayan verilerine göre, kamu kesimi enerji Ar-Ge harcamalarının % 57’si fosil yakıtlar, % 23’ü nükleer enerji, % 7’si enerji tasarrufu ve % 4’ü de yeni ve yenilenebilir enerjiler ile ilgili çalışmalara ayrılmıştır. Yenilenebilir enerjilere ayrılan pay artmış gibi görünmekle birlikte, çok daha fazla artırılması gerekmektedir.

Türkiye’de enerjide Ar-Ge ve teknoloji oluşturma çalışmalarının yetersizliği açıkça ortadadır. Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu’nun ağırlık ve öncelik verdiği konular arasında, bu yıla kadar enerji gereken yerini alamamıştır. 1996 yılında TÜBİTAK’ın enerji Ar-Ge çalışmalarına yaptığı harcama toplam 31 000 \$’dır.

Üniversitelerin sınırlı olanakları ile eşgüdümsüz, belli bazı konuların tekrarı niteliğinde yapılan çalışmalar ise ihtiyacı karşılamaktan uzaktır. Gelişmiş üniversitelere verilen ödeneklerin, gelişmeye çalışan yeni üniversitelere göre küçük tutulması, buna karşın gelişmiş üniversitelerde yeterli araştırmacı varken, yeni üniversitelerde yeterli araştırmacı olmayışı, üniversitelerde yapılan bilimsel çalışmaların kalitesini çok düşürmektedir. Gelişmiş üniversitelerin Ar-Ge konusunda yapacakları çok çalışma olmasına karşın, araştırma fonlarının ve ödeneklerin yetersizliği engellemektedir. Kaynak bulmak açısından önemli olan üniversite-sanayi işbirliği gereken boyuta ulaştırılamamış, enerji konusunda hemen hiç oluşturulamamıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’na bağlı ve ilgili kuruluşlarda enerji Ar-Ge çalışmaları ile enerji kaynakları arama ve geliştirme çalışmaları birlikte ele alındığından, gerçek Ar-Ge çalışmalarına yapılan harcama çok yetersiz düzeydedir. Ülke genelinde Ar-Ge çalışmalarının yetersizliği nedeni ile ulusal teknoloji oluşturma çalışmaları hemen hemen yoktur. Oysa, günümüzde gelişmişliğin bir ölçütü teknoloji üretimidir. Türkiye bu konuda var olan potansiyelini kullanamayan bir ülkedir.

1993 yılında Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu tarafından saptanan, 1993-2003 dönemi ulusal bilim ve teknoloji politikasında nükleerin dışında hiç bir enerji kaynağına yer verilmemiştir. Bu konuda yeni bir gelişme olarak, TÜBİTAK ve TTGV Bilim Teknoloji-Sanayi Tartışmaları Platformu içerisinde 1998 yılında tamamlanan, Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu, 2 Haziran 1998 tarihli Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu toplantısına sunulmuştur. Söz konusu rapor, üç alt rapordan oluşmaktadır. Bu alt raporlar; Enerjinin Etkin Kullanımı ve Enerji Tasarrufu ile İlgili Teknolojiler Alt Grup Raporu, Enerji Üretiminde Verimliliği Artırmaya ve Çevreyi Korumaya Yönelik İleri Teknolojiler Alt Grup Raporu, Çevre Dostu ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları ile İlgili Teknolojiler Alt Grup Raporu’dur. Raporda Ar-Ge çalışmaları ile ilgili pekçok öneri yer almaktadır.

Raporla ilgili olarak, Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu'nda alınan karar aşağıda açıklanmaktadır:

"Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu'nun hazırladığı rapor memnuniyetle karşılanmıştır. Kurulumuz,

- . enerjinin etkin kullanımı ve enerji tasarrufu ile ilgili teknolojiler,*
- . enerji üretiminde verimliliği artırmaya ve çevreyi korumaya yönelik ileri teknolojiler ve*
- . çevre dostu ve yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili teknolojilerin*

21. yüzyıl dünya perspektifleri çerçevesinde incelenerek önerilen ulusal enerji teknolojileri politikasını ana batlılarıyla uygun bulmuştur. Kurulumuz bu çerçevede ülkemiz için öngörülen öncelikli teknoloji alanlarında söz sahibi olabilmek için yapılması gerekenlerle ilgili olarak Rapor kapsamında yer alan önerilere de özel bir önem atfetmektedir. Ülkemiz için büyük önem taşıyan bu önerilerin hayata geçirilmesi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın görev alanı ve yetkisindedir. Getirilen önerilerin, teknolojiyi ilgilendiren yanları itibarıyla, TÜBİTAK tarafından da değerlendirilmesi ve gereğinin yerine getirilmesinde yarar görülmektedir".

Kararın devamında ayrıca, bu çalışmaların her aşamasının, konunun önemi nedeniyle, Başbakanlık ve Kurulca yakından izleneceği vurgulanmakta ve *"Bunu teminen Bakanlık ve TÜBİTAK söz konusu önerilerin uygulanması yönünde ne ölçüde ilerleme kaydedildiğini gösteren ortak bir raporu, izleyen Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu toplantısından önce Başbakanlık görüşüne sunacaktır"* eklemesi yapılmaktadır.

Türkiye'de enerjide Ar-Ge çalışmalarının kamu sektörünce yapılması ve yaptırılması, araştırmalar arasında eşgüdüm sağlanması, enerji plan ve programlarının bilimsel temelde hazırlanması, enerji ile ilgili bazı fizibilite ve proje çalışmalarının gerçekleştirilmesi, seçici olarak teknoloji transferi sağlanması, enerji bilgi bankası oluşturulması, enerji-çevre ve toplum ilişkilerinin rasyonel biçimde düzenlenmesi gibi görevlerde bulunmak üzere, özerkliği ve kamu tüzel kişiliği bulunacak, **Türkiye Enerji Enstitüsü kurulmalıdır.**

12

B Ö L Ü M

HİDROJEN ENERJİSİ

12. HİDROJEN ENERJİSİ

Son tüketiciye enerji "yakıt" ve/veya "elektrik" biçiminde sunulmaktadır. İkincil enerji olan elektriğin çeşitli kullanım avantajlarının bulunmasına karşın, teknoloji yalnızca elektriğe bağlı olarak değil, yakıtı da gerektiren biçimde gelişmiştir. Bunun nedeni, genel enerji tüketiminin % 60'ının ısı biçiminde gerçekleşmesidir. Birincil enerji kaynaklarının, fiziksel durum değişimi içeren biçimde dönüştürülmesi ile elde olunan ikincil enerjilere, "enerji taşıyıcısı" denir. Elektrik 20. yüzyıla damgasını vuran bir enerji taşıyıcısıdır. Hidrojen ise 21. yüzyıla damgasını vuracak bir diğer enerji taşıyıcısıdır.

Endüstri devrimi ile 1750 yılından bu yana, teknik yeniliklere dayalı olarak dünya genelinde ekonominin gelişmesi, peşpeşe beş ayrı dalgalanma biçiminde sürmüştür. 1750-1825 yılları arasındaki birinci dalgalanmanın başat enerji kaynağı kömürdür. 1825-1860 arasındaki ikinci dalgalanmada, ekonomiye ivme kazandıran elektrik olmuştur. 1860-1910 yılları arasındaki üçüncü dalgalanmada elektrik etkisini sürdürmüştü, ama yeni kaynak olarak petrol ortaya çıkmıştır. 1910-1970 arasındaki dördüncü dalgalanmada ekonomiyi büyüten yeni enerji kaynağı nükleer enerjidir.

Şimdi 1970'lerde başlayan 21. yüzyılın neresinde biteceği henüz bilinmeyen yeni bir dalgalanma içindeyiz. Bu yeni dalgalanmayı etkileyen enerji türü hidrojendir. Hidrojen kullanım verimi yüksek bir yakıttır. Çevre dostudur. Teknolojik gelişim, çevre etkisini de içeren efektif maliyetinin diğer yakıtlardan düşük olmasını sağlar duruma gelmiştir.

Hidrojenin kullanılmasını gerektiren başlıca iki neden olup, biri fosil yakıtların yanma emisyonu karbon dioksitin artmasından kaynaklanan, global ısınmaya neden olan çevre sorunu, diğeri petrol ve doğal gaz gibi akışkan hidrokarbonların bilinen üretilebilir rezerv ömürlerinin insan ömrü ile kıyaslanabilecek boyuta düşmüş olmasıdır. Bu bölümde, hidrojen enerjisinin gelişimi, hidrojenin yakıt olarak özellikleri, hidrojenin üretim, depolanma ve kullanım teknolojileri üzerinde durulmakta, Türkiye açısından hidrojen teknolojisi kazanımı ve hidrojen üretim kaynakları irdelenmektedir.

12.1. Hidrojen Enerjisinin Gelişimi

Hidrojenin yakıt olarak kullanılmasına ilişkin düşünceler 1820'lere kadar inmekte ise de, bu düşüncenin gerçekleşmesine yönelik çalışmaların başlaması 150 yıl sonra olabilmektedir. 1970'li yıllarda hidrojene enerji taşıyıcısı olarak az bir dikkatle bakıldığı söylenebilir. O yıllarda "hidrojen enerjisi", "hidrojen ekonomisi" ve "hidrojen enerji sistemi" gibi kavramlar enerji literatürlerinde yer almıyordu. Ancak, roket yakıtı olarak hidrojen kullanılıyor, süper devletler hidrojen çalışmalarını gizlilik içinde yürütüyordu.

1974 yılında ABD Florida'da, Miami Üniversitesi Temiz Enerji Enstitüsü tarafından düzenlenen "Hidrojen Ekonomisi Miami Enerji Konferansı" (THEME), bu konuların yayılması ve hidrojen enerjisi kullanımına başlangıç oluşturmaları açısından önemlidir. Bu toplantı ile Uluslararası Hidrojen Enerjisi Birliği (IHEA) kurulmuştur. Bugün söz konusu örgütün dışında, çeşitli ülkelerde ona yakın hidrojen enerjisi örgütü bulunmaktadır. Ayrıca, onbir kez Dünya Hidrojen Enerjisi Konferansı (WHEC) toplanmıştır.

Yakıt olarak hidrojen kullanan ilk uçak ABD'de 1956 yılında denenmiştir. Eski Sovyetler Birliği'nin hidrojenle uçan ilk uçağı ise 1988 yılında yapılmıştır. ABD Lockheed firması hidrojenle çalışan kargo uçağı geliştirmiştir. Bu konuda Alman-Rus işbirliği ile air-bus tip uçak geliştirme projesi olup, Japonya'da hidrojenli hipersonik uçaklar geliştirilmesi üzerinde durulmaktadır. Halen uzay mekiğinde ve uzay araştırma roketlerinde yakıt olarak hidrojen kullanılmaktadır.

Son onbeş yıl içerisinde hidrojenle çalışan değişik motorlar üretilmiş, otolara, otobüslere uygulanarak demonstrasyonlar yapılmıştır. İçten yanmalı motorlarda yakıt olarak hidrojen kullanılabilmekte olup, bunlar çoğunlukla enjeksiyonlu motorlardır. Diesel kafalı motorlarda hidrojen enjeksiyonu ön yanma odasına yapılırken, Otto kafalı motorlarda doğrudan yanma odasına yapılmakta ve uzun tırnaklı özel bujiler kullanılmaktadır. Bu motorların hem iki ve hem de dört zamanlı olanları vardır. Son yıllarda hidrojen/benzin ve hidrojen/doğal gaz sistemli Otto motoru gibi düzenlemeler ortaya çıkarılmıştır. Hidrojen yakıtı araçlara sıvılaştırılmış biçimde veya metalik hidrid biçiminde uygulanmaktadır.

Ballard, BMW, Buick, Daimler Benz, Ford, G.M., Honda, Mazda, Suzuki, Toyota gibi otomobil firmalarının 1990 öncesi deneme ve demonstrasyon amacıyla ürettikleri hidrojenli araçlar vardır. % 15-20 hidrojen ve % 80-85 doğal gaz karışımı hythane olarak adlandırılmakta olup, bu yakıtla çalışan otobüs, 1993 yılında Kanada Montreal'da denenmiştir. MAN firması içten yanmalı doğal gaz motorundan geliştirdiği tek sıra üzerinde altı silindirli hidrojen motorunu MAN SL 202 otobüsüne uygulamıştır. MAN D 2566 Diesel motoru da hidrojene uyarlanmış olarak bir diğer test otobüsünde kullanılmıştır. Almanya'da bu tür test ve gösterim otobüsleri 1994 yılından bu yana piyasaya sürülmüş bulunmaktadır.

Hidrojen yüksek verimle kullanılan bir yakıttır. Sudan olduğu gibi fosil yakıtlardan da üretilir. Hidrojen kullanım veriminin yüksekliği, en bol fosil yakıt olan kömürün diğer yakıt ve enerjilere dönüştürülerek ulaştırmada kullanılmasına ilişkin verilerle gösterilebilir. Örneğin:

1 ton kömür- benzine dönüştürme-otobüs çalıştırma-708 km yol

1 ton kömür-elektriğe dönüştürme-otobüs çalıştırma-772 km yol

1 ton kömür-hidrojene dönüştürme-otobüs çalıştırma- 1 030 km yol

Hidrojenin eşsiz bir özelliği, ekzotermik kimyasal reaksiyon altında, bazı metal ve alaşımlarla kolayca büyük miktarlarda hidrid biçimine dönüşebilmesidir. Değişik tip hidridler geliştirilmiş olmakla birlikte, metal hidridler hidrojen depolanması ve taşınması için kullanıldığından, kütlesi hafif olanlar tercih edilmektedir. Hidridlere ısı verildiğinde hidrojen serbest kalmaktadır. İlk kez Mercedes firması tarafından metal hidridli bir deneme aracı yapılmıştır.

1994 sonrası bir uygulama da Macchi-Ansoldo'nun demonstrasyon amaçlı şehir otobüsü olup, Diesel-elektrik karma sistemli yapıda ve yakıt pilli hidrojen otobüsü biçiminde geliştirilmiştir. Elektrik yakıt pilinden elde olunmaktadır. Hidrojen yakıt pilli denizaltılar Almanya, Avustralya ve Kanada donanmasında kullanılmaktadır. Kanada demiryolu elektrifikasyonunu 15-30 yıl içinde tümü ile hidrojen yakıt pillerine bağlamayı planlamıştır. Japonya'da 4.5-11 MW'lık hidrojen yakıt pilli elektrik santralleri kurulmuştur.

Yakıt pilli elektrik santralleri yüksek enerji verimlerinin yanı sıra, çok az yer kaplamaktadırlar. Örneğin 2 MW'lık yakıt pilli santralin kapsadığı alan 20 m² den az olmaktadır. Büyük yer kapsayan konvansiyonel santrallerin yerleşim birimlerinden belli uzaklıkta kurulması ve elektrik iletimi sorunu, geleceğin yakıt pilli elektrik santralleri ile çözüme kavuşacak görünmektedir. Gelecekte tüketicilerin bulundukları yerin yakınına kurulacak yakıt pilli santrallerle iletim ve dağıtım kayıpları olmaksızın gereksinimler karşılanabilecektir.

Hidrojenin alevsiz yanması için katalitik yakma düzenleri geliştirilmiştir. Hidrojenin katalitik yanması mutfak ocaklarına, fırınlara, su ısıtıcılara ve özel sobalara uygulanmıştır. Yine gösterim amacıyla bu tür beyaz eşya üreten firmalar vardır. Böylece, konutlarda yakıt olarak hidrojen kullanımının önü açılmış bulunmaktadır. Hidrojenin boru hatları ile evlere kadar ulaştırılması olanaklı olup, bu konuda projeler geliştirilmekte ve doğal gaz hatlarından yararlanılması tasarlanmaktadır.

Hidrojen enerjisi alanında çeşitli ülkelerin işbirliği sonucu uluslararası programlar başlatılmıştır. Avrupa Topluluğu ile Kanada'nın EURO-QUEBEC (hidro-hidrojen) projesi, Norveç ve Almanya'nın NHEG projesi, Almanya ve Suudi Arabistan'ın HY-SOLAR (güneş-hidrojen) Projesi, İskandinav ülkeleri ile Yunanistan'ın işbirliği, Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) hidrojen enerjisi projeleri, Birleşmiş Milletler UNIDO-ICHET hidrojen çalışmaları bunlara örnek gösterilebilir. Henüz uygulanmasına girişilememiş olan UNIDO-ICHET projesi kapsamında, İstanbul'da Hidrojen Enstitüsü kurulması gündemdedir.

Bu çalışmalardan Euro-Québec Hidro-Hidrojen Pilot Projesi (EQHHPP) 100 MW'lık bir kapasitededir. Bu proje ile Kanada'da hidrolik kaynaktan elde olunacak elektrik enerjisi suyun elektrolizinde kullanılacak, üretilen gaz hidrojen, yine Kanada'da sıvı hidrojen (LH₂), amonyak (NH₃) ve metilsiklohekzan (MCH) biçiminde bağlanarak, Atlantikten gemilerle Avrupa'ya taşınacaktır. Avrupa'da enerji uygulaması ile gaz ve/veya sıvı hidrojene dönüştürülerek konutlarda, termik santrallerde, kent otobüslerinde ve araçlarda, uçaklarda yakıt olarak kullanılacak, ayrıca kimya endüstrisi için toluen üretilenmektedir.

Enerji ekonomisi analizlerine göre Kanada'daki 100 MW'lık hidrolik güç, Almanya Hamburg'da 74 MW'lık hidrojen gücüne dönüşmüş olacaktır. Bu güçle yılda 614 GWh enerji sağlanacaktır. Proje tesis maliyeti 415 milyon ECU (~514.4 milyon ABD \$'ı) dır.

Bir teknoloji standartsız kökleşemeyeceği ve tanımlanamayacağı için, hidrojen enerjisi konusunda uluslararası standart çalışmaları yapılmaktadır. Uluslararası Standartlar Organizasyonu (ISO) tarafından ISO/TC-197 Komitesi oluşturularak, hidrojen enerjisi için uluslararası standartlar çalışmalarına girişilmiştir. Standart çalışmaları tanımlar, ölçümler, taşıma, emniyet, araçlar, uçaklar, elektro-

kimyasal donanımlar, hidridler, çevre ve uygulama alanlarını kapsamaktadır.

Değişik senaryolara göre 2025 yılında dünya genel enerji tüketiminin ulaşacağı düzey 12 000-16 000 Mtep olarak kestirilmektedir. Aynı yılda dünyada 1 500-2 600 Mtep hidrojen enerjisinin kullanılması planlanmaktadır. Böylece, bu raporda göz önüne alınan etüt periyodu (2000-2025 dönemi) sonunda, dünya birincil enerjisinin % 9-21 açıklığı arasındaki bir bölümü hidrojene dönüştürülerek kullanılabilecek demektir. Bu oran daha çok % 10 olarak öngörülmektedir.

12.2. Hidrojen Yakıtının Özellikleri

Bugün yakıt seçimindeki kriterler olarak; motor yakıtı olma özelliği, dönüşebilirlik ya da çok yönlü kullanıma uygunluk, kullanım verimi, çevresel uygunluk, emniyet ve efektif maliyet açısından yapılan değerlendirmeler, hidrojen lehine sonuç vermektedir. Yakıtın dönüşebilirliği ya da çok yönlü kullanımı, yanma işlemi dışında, diğer enerji dönüşümlerine uygunluğunu gösterir. Hidrojen alevli yanmaya, katalitik yanmaya, direkt buhar üretimine, hidridleşme ile kimyasal dönüşüme ve yakıt hücresi ile elektrik dönüşümüne uygun bir yakıt iken, fosil yakıtlar yalnızca alevli yanmaya uygundur.

Hidrojen alevli yanma özelliği ile içten yanmalı motorlarda, gaz türbinlerinde ve ocaklarda yakıt olarak kullanılabilmektedir. Hidrojenin direkt buhara dönüşüm özelliği, buhar türbinleri uygulamasında kolaylık sağlamaktadır. Bu özelliği ile endüstriyel buhar üretimi de kolaylaşmaktadır. Hidrojenin katalitik yanma özelliğinden mutfak ocakları, su ısıtıcılar ve sobalara uygulanmasında yararlanılmaktadır. Hidridleşme özelliği, emniyetli hidrojen depolaması açısından önemlidir. Hidrojen Carnot çevriminin sınırlayıcı etkisi altında kalmadan, yakıt pillerinde elektrokimyasal çevrimle direkt elektrik üretiminde de kullanılabilmektedir.

Hidrojen, en hafif kimyasal elementtir. Sıvı hidrojenin birim kütleinin ısı değeri 141.9 MJ/kg olup, petrolden 3.2 kat daha fazladır. Sıvı hidrojenin birim hacminin ısı değeri ise 10.2 MJ/m³ tür ve petrolün % 28'i kadardır. Gaz hidrojenin birim kütleinin ısı değeri sıvı hidrojenle aynı olup, doğal gazın 2.8 katı kadarken, birim hacminin ısı değeri 0.013 MJ/m³ ile doğal gazın % 32.5'i olmaktadır. Metal hidridlerin kütleel enerji içeriği 2-10 MJ/kg ile sıvı hidrojene göre çok küçükken, hidridlerin hacimsel enerji içeriği 12.6-14.3 MJ/m³ ile gaz ve sıvı hidrojenden büyüktür.

Bir yakıtın motor yakıtı olma özelliği yalnızca ısı değerine bağlı değildir. Ayrıca devindirmetahrik etme (motivity) faktörü önemli olup, bu faktör yakıtın kütlesi ve buna karşılık olan hacmine bağlı biçimde, en yüksek ısı değerli yakıtla analitik karşılaştırması sonucu hesaplanır. Hidrojenle birlikte çeşitli motor yakıtlarının özellikleri Tablo 12.1'de gösterilmiştir.

Tablo 12.1. Hidrojen ve diğer motor yakıtlarının karşılaştırmalı temel özellikleri.

Yakıt	Kimyasal formül	Isıl değer (MJ/kg)	Isıl değer (MJ/m ³)	Devindirme faktörü. (%)
<i>Sıvı yakıtlar</i>				
Fuel-oil	$C \leq 20 \ H \leq 42$	45.5	38.65	78
Benzin	$C_{5-10} \ H_{12-22}$	47.4	34.85	76
Jet yakıtı	$C_{10-15} \ H_{22-32}$	46.5	35.30	75
LPG	$C_{3-4} \ H_{8-10}$	48.8	24.40	62
LNG	$\sim CH_4$	~ 50.0	~ 23.0	61
Methanol	CH_3OH	22.3	18.10	23
Ethanol	C_2H_5OH	29.9	23.60	37
LH ₂	H_2	141.9	10.10	100
<i>Gaz yakıtlar</i>				
Doğal gaz	$\sim CH_4$	~ 50.0	0.040	75
GH ₂	H_2	141.9	0.013	100

Hidrojen diğer tüm otomotiv yakıtlarından üstün özellikler taşımaktadır ve ideal bir yakıttır. Akaryakıt motorlarında görülen buhar tıkaçı, soğuk yüzeylerde yoğunlaşma, yeterince buharlaşamama, zayıf karışım gibi sorunlar hidrojen motorlarında yoktur. Hidrojen motorları 20.13 K (-253 °C) de ilk harekete sokulurken bile sorun çıkarmaz. Hidrojen yüksek alev hızına, geniş alev cephesine ve yüksek detanasyon sıcaklığına sahip olup, kontrolsüz yanmaya (vuruntuya) karşı dayanıklıdır. Hidrojenin geniş bir tutuşma açıklığı olduğundan, bu tür motorlar değişik hava fazlalık katsayılarında çalıştırılabilmektedir.

Hidrojenle çalışan içten yanmalı motorun yanma sırasında oluşan azot oksit (NO_x) emisyonu, mevcut bir motordan 200 kat daha azdır. Kaldı ki, benzin-hava karışımına % 5 hidrojen eklenince NO_x emisyonu % 30-40 azalma göstermektedir. Bu da çevre açısından önemli bir kazançtır. Nitekim, son yıllarda çift yakıtlı motorlar denilen, hidrojen/benzin ve hidrojen/doğal gaz karışımlı Otto çevrimli motorların ortaya çıkarılmasının nedeni, karışımın fakirleştirilmesi ile özgül yakıt tüketiminin azaltılmasıdır. Fakir karışımlı motorların CO_x ve HC emisyonları azalmaktadır. Çift yakıtlı motorların, günümüz klasik motorları ile hidrojen motorları arasında bir geçiş aşaması oluşturmaları beklenmektedir.

Yakıtlar için önemli olan bir özellik de çevresel uygunluktur. Fosil yakıt kullanımının hava kalitesi, insanlar, hayvanlar, plantasyonlar ve ormanlar, akuatik ekosistemler, insan yapısı yapılar, açık madencilik, iklim değişikliği, deniz seviyesi yükselmesi üzerindeki olumsuz etkilerinden kaynaklanan çevre zararları dünya genelinde, 1990 verileriyle; kömür için 9.8 ABD \$/GJ, petrol için 8.5

ABD \$/GJ ve doğal gaz için 5.6 ABD\$/GJ olarak saptanmıştır.

Çevresel zarar ve çevresel uygunluk faktörü için fosil yakıt sistemi, kömür/sentetik yakıt sistemi ve güneş-hidrojen sistemi (güneş PV panellerinden sağlanacak enerji ile hidrojen üretim sistemi), bu verilerin ışığında karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma sonuçları Tablo 12.2’de yer almaktadır. Güneş-hidrojen üretim sisteminde çevresel zarar 0.46 ABD \$/GJ gibi yok denecek düzeye düşmekte ve çevresel uygunluk faktörü üst sınıra çıkarak 1 olmaktadır.

Tablo 12.2. Çevresel zarar ve çevresel uygunluk faktörleri.

Enerji sistemi	Yakıt	Çevresel zarar (ABD \$/GJ)	Çevresel uygunluk faktörü
Fosil Yakıt	Kömür	9.82	0.047
	Petrol	8.47	0.054
	Doğal gaz	5.60	0.082
		8.42	
Kömür/sentetik yakıt	Sent. gaz	13.77	0.033
	S.doğ.gaz	9.13	0.050
		10.47	
Güneş-hidrojen	Hidrojen	0.46	1.000
		0.46	

Yakıtın zehirliliği, yanma ürünlerinin zehirliliği, diffüzyon katsayısı, ateşleme enerjisi, patlama enerjisi, alev emissivitesi gibi faktörlere göre yapılan emniyet değerlendirmesi açısından, hidrojen en emniyetli yakıttır. Hidrojenin emniyet faktörü 1 iken, benzinde 0.53 ve metanda 0.80 olmaktadır. Kısacası benzin ve doğal gaz hidrojene göre tehlikeli yakıtlardır. Hidrojenin benzin ve metana göre yanma tehlikesi daha azdır. Hidrojenin diğer yakıtlarla emniyet faktörü açısından kıyaslanması Tablo 12.3’de yer almaktadır.

Tablo 12.3. Emniyet faktörüne göre yakıtların sıralanması*

Karakteristikler	Benzin	Metan	Hidrojen
Yakıtın zehirliliği	3	2	1
Yanma ürünlerinin zehirliliği (CO, SO _x , NO _x , HC, PM)	3	2	1
Yoğunluk	3	2	1
Diffüzyon katsayısı	3	2	1
Özgül ısı	3	2	1
Ateşleme sınırı	1	2	3
Ateşleme enerjisi	2	1	3
Ateşleme sıcaklığı	3	2	1
Alev sıcaklığı	3	1	2
Patlama enerjisi	3	2	1
Alev emissivitesi	3	2	1
TOPLAM PUAN	30	20	16
Emniyet faktörü	0.53	0.80	1.00

(*) 1 En emniyetli, 2 Daba az emniyetli, 3 En az emniyetli

Yakıtların ekonomik kıyaslaması efektif maliyete göre yapılır. Efektif maliyet ise çıplak maliyet ve çevre zararlarını içeren maliyet ile kullanım veriminin fonksiyonudur. İç maliyet de denilen çıplak maliyet, alışlagelmiş görünür maliyettir. Çevre zararlarını içeren dış maliyet ise yeni bir kavramdır. Burada yakıtın birim miktarının çevrede oluşturduğu maddi zarar anlaşılmaktadır. 1990 ABD verileri ile fosil yakıt, kömür-sentetik ve güneş hidrojen sistemlerinin efektif maliyetleri Tablo 12.4'de gösterilmiştir. Efektif maliyete göre hesaplanan ekonomiklik faktörü hidrojende 1 iken doğal gaz dışındaki fosil yakıtlarda 0.37-0.61 arasında değişmekte olup, hidrojenden daha az ekonomiktirler. Ancak, doğal gazın ekonomiklik faktörü bugün için hidrojenden yüksektir.

Tablo 12.4. Enerji sistemleri için efektif maliyetler ve ekonomiklik faktörleri.

Enerji sistemi	Yakıt	Efektif maliyet (ABD \$/GJ)	Ekonomiklik faktörü
Fosil yakıt		14.97	
	Benzin	21.40	0.61
	Doğal gaz	11.82	1.10
Kömür/sentetik		18.65	
	Sentetik gaz	34.97	0.37
	Sen.doğal gaz	24.81	0.52
Güneş-hidrojen		13.02	
	Hidrojen	13.02	1.00

Yukarıda açıklandığı gibi, temelde efektif maliyet önemli olmakla birlikte, günümüzde maliyet karşılaştırmaları, daha çok iç ya da çıplak maliyetle yapılmaktadır. Bu nedenle, yalnız iç maliyet açısından bakıldığında, en ucuz hidrojen üretimi kömürden sağlanmakta, onu hidro-hidrojen izlemektedir. En düşük hidrojen maliyeti, ulaştırma sektörü için benzinden ucuz olabilmektedir.

Dış maliyet, yani çevre maliyeti gözönüne alınmaksızın hidrojen endüstri, konut ve elektrik sektörlerinde doğal gazdan 1.5-3.7, petrol ürünlerinden 1.3-3.5 ve kömürden 4.7-5.8 kat daha pahalı görünmektedir. Ancak, yakıt hidrojenin kütleli üretimi yapılmadığından bu karşılaştırmalar göreceli kalmaktadır. Otomotiv motor yakıtı olarak hidrojenin benzinle maliyet karşılaştırması Tablo 12.5’de, motorlu taşıtların yakıt sistemlerinin maliyet karşılaştırması da Tablo 12.6’da verilmiştir.

Tablo 12.5. Otomotiv yakıtı maliyeti (ABD-1995).

Yakıt Maliyeti Bileşenleri	Benzin		Hidrojen	
	ABD \$/GJ	ABD \$/L	ABD \$/GJ	ABD \$/L eşdeğeri
Toplam satış maliyeti	4.93	0.16	6.54-32.23	0.21-1.06
Yakıt dağıtımı	2.06	0.07	5.31-20.85	0.17-0.66
Vergiler	3.29	0.10	0.00-3.32	0.00-0.11
TOPLAM	10.28	0.33	11.85-56.40	0.38-1.83

Tablo 12.6. Motorlu taşıtların ve yakıt sistemlerinin maliyeti (ABD-1995).

Taşıt Bileşeni	Konvansiyonel benzinli oto (ABD \$)	Sıvı hidrojen otosu (ABD \$)	Yakıt pilli hidrojen otosu (ABD \$)
Motor	5 000	5 500	15 000-30 000
Yakıt donanımı	200	1 500-6 000	1 000-3 000
Kirlilik kontrolü	500	0	0
TOPLAM	5 700	7 000-11 500	16 000-33 000

12.3. Hidrojen Üretimi, Depolanması ve Taşınması

Hidrojen bir doğal yakıt olmayıp, birincil enerji kaynaklarından yararlanılarak değişik hammaddelerden üretilen bir sentetik yakıttır. Hidrojen üretiminde tüm enerji kaynakları kullanılabilir. Kullanılan hammaddeler ise su, fosil yakıtlar ve biomas materyalidir. Bugün dünyada teknolojik gereksinimlerle yılda $500-600 \times 10^9$ m³ hidrojen fosil yakıtlardan üretilerek kullanılmaktadır.

Yakıt hidrojenin temelde, sudan yenilenebilir enerjilerle üretilmesi ana ilkedir. Hidrojen üretim yöntemlerinin başında suyun direkt elektrolizi gelir. Elektroliz için elektrik gereksinimi fosil yakıtlardan, hidroelektrik kaynaktan, nükleer güçten, jeotermal enerjiden, güneş, rüzgar ve deniz dalgaları enerjilerinden elde olunabilir. Gelecek için üzerinde en çok durulan yöntem fotovoltaiik güneş üreteçlerinin kullanılmasıdır. Hidrojen suyun ısı parçalanması (termal krakingi) ile de üretilmektedir. Bir diğer hidrojen üretim yöntemi doğal gazın ve gaz hidrokarbonların buhar reformasyonudur.

Hidrojen üretimi için ayrıca kömür gazifikasyon yöntemi vardır. Gazifikasyon işlemi kolaylıkla kükürtün elimine edilmesine olanak tanıdığından çekici bulunmaktadır. Ortalama olarak 6 kg kömürden 3.785 lt benzine eşdeğer 1 kg hidrojen elde olunur. Kömür dünyanın en zengin fosil yakıtıdır. Bilinen kömür yataklarına biçilen güvenilir ömür 200 yıl kadarsa da, bunun 400 yıla uzanabileceği söylenmektedir. Katı atıklar ve kanalizasyon materyalleri de hidrojen üretimi için hammadde olup, gazifikasyon işlemine bağlı olarak, sentez gazının hava veya oksijenle reformasyonu hidrojen vermektedir. Termokimyasal çevrimlerle sudan, fotokimyasal işlemle organometalik bileşikler veya enzim su karışımından hidrojen üretilir.

Hidrojen üretimi için sıralanan teknikler dışında; fotoelektrokimyasal, biyolojik ve biyokimyasal gibi başka teknikler vardır. Biyolojik üretimde, mikroalgalar ve cyanobakteriyalar ile biofotoreaktörlerden fotobiyolojik yöntemlerle hidrojen elde olunmaktadır. Ayrıca, denizlerde direkt güneş enerjisi çevrimi ile hidrojen üretimi, uzay güneş güç istasyonlarının enerjisiyle hidrojen üretimi gibi yöntemler üzerinde çalışılmaktadır.

Açıklanan hidrojen üretim tekniklerinin yanısıra, sanayi uygulamaları için kullanılabilen hidrojen üretim teknolojileri, alışılmış ve yeni geliştirilmiş diye iki grupta toplanmaktadır. Alışılmış teknolojiler de, ana amacı hidrojen üretimi olan ve yan ürün olarak hidrojen veren teknolojiler diye ikiye ayrılır.

Hidrojen üretimi için kullanılan alışılmış teknolojiler; doğal gazın katalitik buhar reformasyonu, ağır petrolün kısmi oksidasyonu (pox), kömürün gazifikasyonu (Koppers-Totzek ve Texaco gazifikasyon işlemleri), buhar-demir işlemi ve suyun elektrolizi biçiminde sıralanabilir. Yan ürün olarak hidrojenin elde olduğu alışılmış teknolojiler ise, klor-alkaliden karşıt klor üretimi, ham petrolün rafineri işleminde hafif gazların üretimi, kok fırınlarında kömürden kok üretimi ve kimyasal dehidrojenasyon işlemleridir. Bunların yanısıra, amonyak ve metanolün parçalanması ile hidrojen elde olunabilirse de, bu iki işlem hidrojen üretimi için temel değildir.

Hidrojen üretimi için geliştirilmiş teknolojiler; buharın yüksek sıcaklıkta elektrolizi, gazlaştırılmış kömürün elektrokondüktif membran işlemi, kömür gazifikasyonu ile bütünleştirilmiş yüksek sıcaklık elektrolizi (CG-HTE), doğal gazın ısıl krakingi, kömürün HYDROCARB ısıl dönüşümü olarak tanıtılabilir. Ayrıca suyun termokimyasal parçalanması, plazma-güneş ve radyasyon işlemleri (plazma-ark işlemi, fotolitik lazer işlemi, yüksek enerjili radyasyon işlemi), güneş fotovoltaiik su elektrolizi diğer ileri yöntemlerdir.

Yakıt olarak kullanılacak hidrojenin kütlesele üretim için suyun direkt elektrolizi, fotoelektrokimyasal üretim, termokimyasal üretim, fotobiyolojik üretim yöntemleri ağırlık kazanmıştır. Amorf nikel-kobalt alaşıımı anod ve katod materyallerle, alkali suyun elektrolizi için geliştirilmiş çeşitli işlemler bulunmaktadır. Hidrojen üretiminde güneş enerjisinden yararlanma istemiyle, elektrolizde kullanılacak elektrik enerjisinin fotovoltaiik panellerden üretilmesine yönelik olarak, güneş fotovoltaiik-hidrojen enerji sistemleri üzerinde önemle durulmaktadır.

Üretilen hidrojen depolanabilmekte, boru hatları ve/veya tankerlerle taşınabilmektedir. Doğal gaz boru hatlarının gelecekte hidrojen taşınması için kullanılabileceği belirtilmektedir. Hidrojenin depolama yöntemleri; tüplenmiş alçak basınçlı gaz (12 bar) ve yüksek basınçlı gaz (150 bar) dışındasıvılaştırılmış biçimde, kriyojenik (dondurulmuş) tanklarda (220 kPa) ve metalik hidrid biçiminde olabilmektedir. Hidrojen gaz biçiminde boru hatlarıyla taşınabildiği gibi, yüksek basınçlı gaz ve sıvılaştırılmış biçimde tankerlerle taşınabilmektedir. Gaz hidrojenin zeolit ortamlarda depolanması çalışmaları vardır. Ancak, enerji içeriğinin yüksekliği açısından gaz yerine sıvı hidrojen depolama teknikleri üzerinde durulmaktadır.

Hidrojenin hidridlerle depolanması ve taşınması da önemle ele alınmaktadır. Geliştirilen hidridler; titanyum alaşıımları (özellikle demir-titanyum), palladyum alaşıımları, zirkonyum alaşıımları, titanyum-zirkonyum-vanadyum-nikel alaşıımları, titanyum-zirkonyum-vanadyum-demir-krom-mangan alaşıımları, mağnezyum-nikel alaşıımları vs. gibi materyallerle oluşturulmaktadır.

Düşük sıcaklık ve yüksek sıcaklık hidridleri vardır. Demir-titanyum alaşıımı düşük sıcaklık hidridi iken, mağnezyum-nikel alaşıımı yüksek sıcaklık hidrididir. Düşük ve yüksek sıcaklık hidridlerinin kombinasyonu da kullanılmaktadır. Metal hidridler paket olarak taşınmaya uygundur.

12.4. Hidrojen Enerjisi ve Türkiye

Türkiye'nin 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Raporu'nda, hidrojen teknolojisine değinilmekle birlikte, resmileşen kalkınma planında hidrojen enerjisinin adı geçmemektedir. Hidrojen konusu üniversitelerimiz ve araştırma kuruluşlarımızda çok sınırlı biçimde ele alınmaktadır. TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi'nde hidrojen alanında Uluslararası Enerji Ajansı programları kapsamında çalışma başlatılmak istenmişse de, söz konusu işbirliği 1996 yılında kesilmiştir.

Birleşmiş Milletler (UNIDO) desteği ile ICHET projesi kapsamında, İstanbul'da Hidrojen Enstitüsü kurulması konusu gündemdir. 20-22 Kasım 1996 tarihlerinde Viyana'da yapılan 16. UNIDO Endüstriyel Kalkınma Kurulu Toplantısı'nda, UNIDO işbirliği ile ülkemizde Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi (ICHET) kurulması kararı alınmıştır. Buna göre, UNIDO hukuksal çerçevesinde özerk bir kurum olarak çalışacak ICHET, İstanbul'da kurulacaktır. ICHET'in tasarlanan amacı, gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler arasında hidrojen teknolojileri köprüsünü oluşturmak, hidrojen teknolojilerinin geliştirilmesini sağlamak ve uygulamalı Ar-Ge çalışmalarını yürütmektir.

ICHET'in işlevi; kısa ve uzun dönemli eğitim vermek, bilimsel toplantılar düzenlemek, danışmanlık hizmetleri sunmak ve benzeri kuruluşlarla işbirliği oluşturmak biçiminde belirlenmiştir. Merkezin çalışma konuları; hidrojen enerjisi politikaları, hidrojen ekonomisi, enerji ve çevre, hidrojen üretim teknolojileri, hidrojen depolama teknikleri, hidrojen uygulamaları ve demonstrasyonlar olacaktır. Türkiye, ilk beş yıllık dönem için arazi, tesis, ilk yatırım ekipmanı ve işletme faaliyetlerini finanse etmek üzere, 40 milyon ABD \$'ı verecektir. ICHET projesi Türkiye'nin hidrojen çağına tutarlı biçimde adım atmasını sağlayacak, Türkiye'ye avantaj kazandıracak önemli bir girişimdir.

TÜBİTAK-TTGV Bilim Teknoloji-Sanayi Tartışmaları Platformu tarafından yapılan çalışma ile 1998 yılında tamamlanan, Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu'nda, hidrojen enerjisinin önemi ve yapılması gerekenler sıralanmıştır. Hidrojen enerjisi ile ilgili çalışmaların Ar-Ge alanları arasında yer alması gerektiği belirtilmiştir. Hidrojen programlarının esas itibari ile uzun döneme yönelik olduğu vurgulanmakla birlikte, mevcut enerji alt yapısıyla kısa dönemli uygulamalar üzerinde durulması, ICHET'in kurulması için başlatılmış olan çalışmaların hızla olumlu sonuca götürülmesi istenmiştir. Rapor, Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu tarafından uygun bulunarak, Başbakanlık kanalıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na sunulmuştur.

Türkiye'de hidrojen yakıtı üretiminde kullanılabilecek olası kaynaklar; hidrolik enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz-dalga enerjisi, jeotermal enerji ve adım atılması gereken nükleer enerjidir. Türkiye gibi gelişme sürecinde ve teknolojik geçiş aşamasındaki ülkeler açısından, uzun dönemde fotovoltaiik güneş-hidrojen sistemi uygun görülmektedir. Fotovoltaiik panellerden elde olunacak elektrik enerjisi ile suyun elektrolizinden hidrojen üreten bu yöntemde, 1 m³ sudan 108.7 kg hidrojen elde olunabilir ki, bu 422 litre benzine eşdeğerdir.

Türkiye'nin hidrojen üretimi açısından bir şansı, uzun bir kıyı şeridi olan Karadeniz'in tabanında kimyasal biçimde depolanmış hidrojen bulunmasıdır. Karadeniz'in suyunun % 90'ı anaerobiktir ve hidrojen sülfid (H_2S) içermektedir. 1000 m derinlikte 8 ml.lit^{-1} olan H_2S konsantrasyonu, tabanda 13.5 ml.lit^{-1} düzeyine ulaşmaktadır. Elektroliz reaktörü ve oksidasyon reaktörü gibi iki reaktör kullanılarak, H_2S den hidrojen üretimi konusunda yapılmış teknolojik çalışmalar vardır. Bu konuda yapılmış bir diğer teknoloji geliştirme çalışması, semikondüktör partikülleri kullanarak fotokatalitik yöntemle hidrojen üretimidir. Güneş ve rüzgar enerjisinden yararlanarak, Karadeniz'in H_2S içeren suyundan hidrojen üretimi için literatüre geçmiş bilimsel araştırma olup, Bulgaristan proje geliştirmeye çalışmaktadır.

Teknolojik verilere ve Türkiye'nin enerji-ekonomi verilerine göre, 1995-2095 arasında güneş-hidrojen sistemi ile yapılabilecek yakıt üretimi ve bunun fosil yakıtlarla rekabet olanağı, özel bir simülasyon modeli kapsamında bilgisayar çözümleri ile araştırılmıştır. Bu ulusal modelde, hidrojen üretiminin artışı için yavaş ve hızlı olmak üzere iki ayrı seçenek alınmıştır. Her iki seçenekte de 2010-2015 döneminde hidrojen enerjisi maliyetinin fosil enerji maliyetinin altına düşebileceği, ancak yapılabilecek yerli hidrojen üretiminin 2.3 Mtep'in altında kalacağı görülmüştür.

2020-2025 döneminde yerli hidrojen üretiminin 10 Mtep'in üzerine çıkabileceği, 2015 yılından sonra fosil yakıt dışalımını azaltıcı etki yapacağı bulgulanmıştır. Giderek sağlanacak hidrojen üretimi artışıyla, yerli petrol, doğal gaz ve kömür üretiminin sıfırlanabileceği 2065 yılında, yaklaşık 290 Mtep hidrojen üretilabileceği görülmüştür. Hidrojen üretimine bağlı biçimde ulusal kazancın artacağı saptanmıştır. Model bulguları, diğer bazı ülkeler ve dünya geneli için yapılmış benzer çalışmalara koşut durumdadır.

ABD'nin Enerji Departmanı tarafından, 2025 yılında Amerika'nın toplam enerji tüketiminin % 10'unun hidrojenle karşılanması ve böylece petrol dışalımının yarı yarıya azaltılmasının hedeflediği göz önüne alınırsa, Türkiye için yapılmış simülasyon modeli çalışmasının bir abartma olmadığı anlaşılır. Kuşkusuz, bu bir bilimsel senaryo olup, gerçekleşmesi koşullara ve alınacak önlemlere bağlıdır. Modelin verdiği en önemli sonuç, hidrojenin ülkemiz için umut olabileceğidir.

13

B Ö L Ü M

TÜRKİYE AÇISINDAN ENERJİNİN
ETKİN KULLANIMI VE VERİMLİLİK

13. TÜRKİYE AÇISINDAN ENERJİNİN ETKİN KULLANIMI VE VERİMLİLİK

Enerjinin etkin ya da rasyonel (akılcı) kullanımı ve verimlilik artışı, enerji tasarrufu sağlar ve enerji kullanımında tutumluluğun bir sonucudur. Enerji arz-talep dengesini düzenleyici özelliği vardır. Savurganlığı kaldırarak, talebin abartılmış biçimde ortaya çıkmasını engeller. Enerji tasarrufu, ekonomik büyümeden ve yaşam koşullarından ödün vererek enerjinin az kullanılması değildir. Enerji tasarrufu, enerji üretim ve tüketiminin maksimum verimle gerçekleştirilmesi, enerji kayıplarının minimuma indirilmesi, ekonomik büyümeyi ve yaşam konforunu engellemeden enerji talebinin kontrol altına alınması ve artış hızının düşürülmesidir.

Yukarıdaki tanıma bağlı olarak enerji tasarrufu enerjinin etkin kullanımı ve verimlilik artışı biçiminde ele alınmak zorundadır. Bu bölümde enerji yoğunluğu ve tasarruf, sanayide, ulaşımda, konut ve hizmet sektöründe enerji tasarrufu ve verimlilik, enerji tasarruf çalışmalarının düzenlenmesi konuları üzerinde durulmaktadır.

13.1. Enerji Yoğunluğu

Tasarruf çalışmalarında göz önüne alınan enerji yoğunluğu (TBET/GSYİH), birim gayrisafi yurtiçi hasıla (GSYİH) başına düşen toplam birincil enerji tüketimi (TBET) miktarıdır. Yoğunluğun dinamik süreçte değişimi, enerji tüketimindeki gelişmeyi, GSYİH'nın değişmesini, teknolojik değişimi, enerji verimliliğindeki artış veya azalmayı, enerjilerin birbiri yerine ikamesini bir bütün içinde ifade etmektedir. Verimlilik artışı ile enerji tasarrufu açısından bu değerin düşürülmesi arzu edilmekle birlikte, konfora yönelik tüketimin artması, yaşam standartlarının gelişmesi enerji yoğunluğunu yukarı çekme eğilimindedir. Bu nedenle, çeşitli ülkelerde enerji yoğunluğu değerinde dalgalanmalar görülmekle birlikte, Avrupa Birliği ülkelerinde olduğu gibi bir düşme trendi vardır.

Türkiye'de 1996/1997 yıllarında enerji yoğunluğu 0.39 Mtep/milyar ABD \$'ı olmuştur. 1996 yılı verileri ile Türkiye'ye ait değerler 100 alınarak, bazı ülkelerin enerji yoğunlukları ve kişi başına enerji tüketimleri Tablo 13.1'de indekslenerek verilmiştir. Avrupa Birliği ve OECD ülkelerinde enerji yoğunluğunun düşüklüğü, modern teknoloji kullanmalarından ileri gelmektedir. ABD ve Kanada'nın enerji yoğunluğunun yüksekliği ise, modern teknoloji kullanmalarına karşın, aşırı konfor uygulamalarından kaynaklanmakta olup, kişi başına enerji tüketimleri bunun göstergesidir. Bununla beraber, enerji yoğunluğu 1980-1996 döneminde Kuzey Amerika'da % 7, İngiltere'de % 9 düşürülmüştür.

1920'lerden başlayarak Almanya ve Fransa'da da enerji yoğunluğunda düşme izlenmiştir. Japonya'da düşme 1950'den sonra ortaya çıkmıştır. OECD genelinde ve Avrupa

Birliği'nde 1980-1996 döneminde enerji yoğunlukları yıllık olarak % 0.1-2.4 arasında azalma göstermiştir. Türkiye'de bu değerin kademeli olarak 2025 yılına doğru 0.27 Mtep/milyar ABD \$'ı düzeyine ineceği 6. Bölümde ilgili verilerle açıklanmıştır.

Tablo 13.1. Bazı ülkelerin enerji yoğunlukları ve kişi başına enerji tüketimleri (1996).

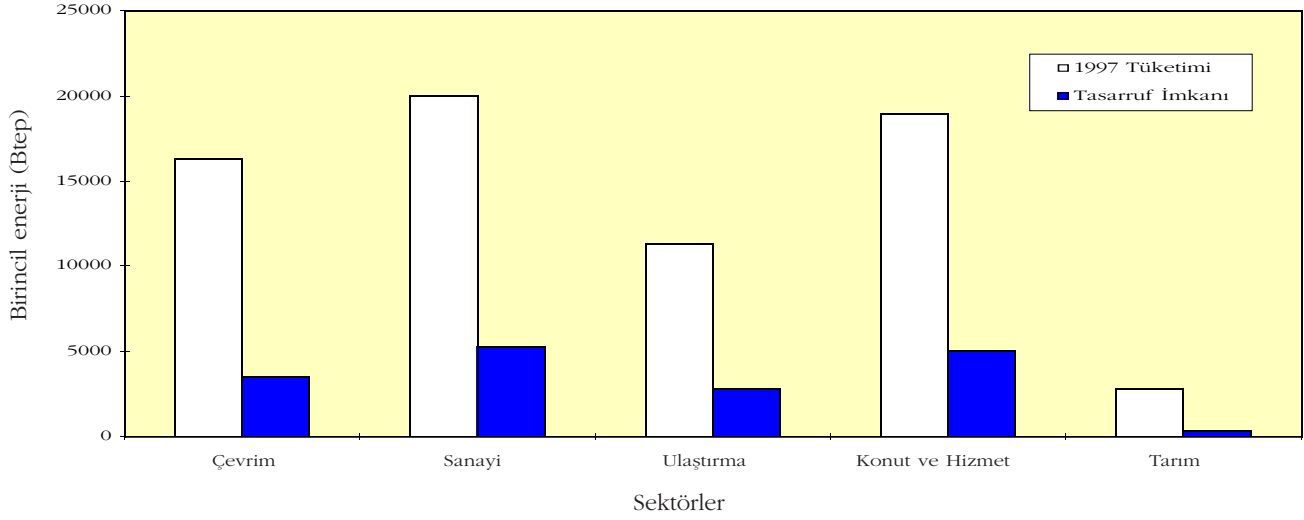
	Enerji Yoğunluğu	Kişi Başına Enerji Tüketimi
Türkiye	100	100
Dünya	120	167
OECD	83	530
OECD Avrupa	66	385
Avrupa Birliği	66	429
ABD	110	900
Almanya	66	488
Fransa	66	476
İngiltere	76	451
İtalya	48	329
Japonya	55	467
Kanada	124	877

Ekonomik üretim; emek, sermaye, doğal kaynaklar, enerji ve teknolojik düzeyin bir fonksiyonudur. Ülkelerin gelişmişlik düzeyi kişi başına ulusal gelir kadar, kişi başına yıllık enerji tüketimleri ile de sergilenebilmektedir. Bu nedenlerle, Türkiye'nin durumu, gelişmiş sanayi ülkelerinden farklı olup, enerji tüketimi artmak zorundadır. Türkiye'de yeterli büyüme çizgisi yakalanıncaya dek, kişi başına enerji tüketiminde ve enerji yoğunluğunda artış olması, kişi başına enerji tüketimi artmakla birlikte enerji yoğunluğunun 2010-2015 döneminden başlayarak düşmesi beklenmelidir.

Avrupa Birliği son yıllarda enerji verimliliğinin artırılmasına özel bir önem vererek, üye ülkelerde enerji tüketim verimliliğini artırmak üzere SAVE ve THERMI adlı iki program uygulamıştır. SAVE programı tamamlanmış olmakla birlikte, THERMI programı, THERMI-JOULE adı altında yenilenmiş biçimde sürdürülmektedir. Bu program kapsamında, özellikle enerji verimliliğinin yükseltilmesi, çevreye duyarlı yeni teknolojilerin geliştirilmesi, demonstrasyonu ve yaygınlaştırılması için Birliğe üye ülkelerin liderliğinde üçüncü ülkeleri de içine alabilen programlar yürütülmektedir. Türkiye'de de buna koşut ulusal programlar yürütülmeli ve bu konuda Avrupa Birliği ile ortak çalışma kanalları oluşturulmaya çalışılmalıdır.

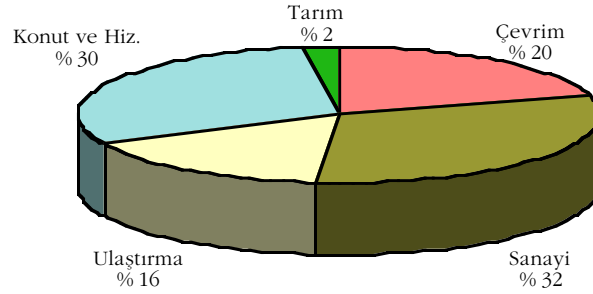
Türkiye'de sektör bazında yapılan etütlerle, teknolojik yenilemelere bağlı olarak yıllık tüketim bazında sanayi sektöründen 5.3 Mtep, konutlardan ve hizmet sektöründen 5.1 Mtep, ulaşım sektöründen 2.8 Mtep olmak üzere toplam 13.2 Mtep enerji tasarruf edilebileceği Elektrik İşleri Etüt İda-

resi çalışmaları ile bulgulanmıştır. Rasyonel tüketimle sağlanacak bu tasarrufun parasal karşılığı 2.6 milyar ABD \$'ı kadardır. Bunun dışında enerji çevrim sektöründen 3.5 Mtep ve tarım sektöründen 0.4 Mtep tasarruf sağlanması olanaklı görülmektedir. Sektörlerin 1997 yılı enerji tüketim düzeyleri ile tasarruf potansiyelleri karşılaştırmalı biçimde Şekil 13.1'de yer almaktadır. Tasarruf edilebilecek toplam 17.1 Mtep enerjideki sektör payları Şekil 13.2 de verilmiş olup, ayrıca en büyük tasarruf potansiyelini oluşturan üç sektörün toplamı 13.2 Mtep enerjinin dağılım payları da gösterilmiştir.

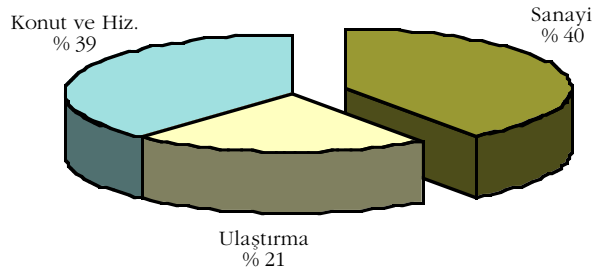


Şekil 13.1. Türkiye’de sektörlerin birincil enerji tüketimi ve tasarruf potansiyeli.

17.1 Mtep/yıl enerji tasarrufu



13.2 Mtep/yıl enerji tasarrufu



Şekil 13.2. Enerji tasarruf potansiyelinde sektör payları.

13.2. Enerji Üretim Sektörü ve Tasarruf

Enerji üretim sektörüne, "Dönüşüm Sektörü" de denilebilir. Belli bir kaynaktan enerji hammaddesi çıkarmak, hammaddeyi dönüştürmek ve/veya değiştirmek, enerji tesis ve donanımını oluşturmak, kısacası kaynağından kullanılabilir enerji arz etmek için yine enerji harcamak gerekmektedir. Bir diğer deyişle, enerji üretiminin de enerji maliyeti vardır. Burada önemli olan bu maliyetin düşürülmesi olup, modern üretim teknikleri kullanılmasını gerektirir. Petrol, doğal gaz ve kömür çıkarımında enerji kayıplarını ve maliyetini minimize edecek modern teknolojilerden yararlanmak gerekmektedir. Petrol ürünleri üretiminde de yeni dönüşüm teknolojili modern rafineriler kullanılmalıdır. Yenilenebilir enerji tesisleri potansiyeli en yüksek çevrim verimi ile değerlendiren üniteler olmalıdır.

Enerji tasarrufuna tükenebilir birincil enerji kaynaklarının etkin kullanımı ile başlamak, enerji üretim sektöründeki verimliliği artırmak gerekmektedir. 1997 yılı verileri ile Türkiye’de birincil enerji arzının % 22.8’i çevrim ve enerji sektörü kayıplarına gitmiş olup, bu kayıptan % 60.5 ile en büyük payı elektrik santralleri almıştır. İç tüketim, petrol rafinerileri ve kok fabrikaları bunu izlemektedir. Bu kayıpta rafinerilerin payı % 11.0 kadar olup, kok fabrikalarının payı % 6.8’dir. Ancak, enerji girdi-çıkı analizine göre rafinerilerdeki kayıp % 5 düzeyinde iken, kok fabrikalarının kaybı % 30’un üzerine çıkmaktadır.

1997 yılı verileri ile Türkiye’de elektriğin % 61.8’i fosil yakıtlardan elde olunmaktadır. Linyitin % 66.7’si, doğal gazın % 48.4’ü, taşkömürünün %10.1’i ve petrolün % 7’si, toplam olarak birincil fosil enerjinin %26.3’ü elektrik üretimine gitmektedir. Kömürlü santrallerin verimi % 34-35, doğal gaz ve petrollü santrallerin verimi % 36-47 arasındadır.

Elektrik sektöründe üretilen ile satışa sunulan enerji arasındaki fark sistem kayıpları olarak tanımlanmaktadır. Termik santrallerin çalışması için zorunlu tesislerin harcadığı enerji, toplam üretimlerinin yaklaşık % 8’i kadardır. Hidrolik santrallerde ise toplam iç tüketim, üretimin % 1.5’i düzeyinde kalır. Dünya ülkeleri ile kıyaslandığında, Türkiye elektrik sistemindeki iletim ve dağıtım kayıpları oldukça yüksektir. Özellikle dağıtım kayıplarının içerisinde kaçak kullanım da yer almaktadır. Dağıtım şebekelerindeki özelleştirme çalışmalarının tamamlanmasının ardından, yapılacak rehabilitasyon çalışmaları ve dağıtım yönetim sistemi uygulamaları ile bu kayıpların Avrupa ülkeleri düzeyine indirilmesi beklenmektedir.

Elektrik üretiminde verimi artırmak için öncelikle termik santrallerde yenileme gerekmektedir. Bugün kullanılan pülverize kömürlü yakıtlı bir termik santralın verimi maksimum % 35 kadarken, akışkan yataklı santralda % 41’e çıkmaktadır. Geliştirilmesi üzerinde durulan kömür gazlaştırılmalı kombine çevrim santralında da % 39 düzeyindedir. Öte yandan, yalnızca elektrik üreten doğal gazlı bir santralda bile en modern uygulamalarla sağlanan en yüksek verim % 55 iken, ısı ve elektrik amaçlı kombine çevrim ve kojenerasyon santrallerinde, atık ısının da kullanılması koşulu ile toplam enerji verimi % 85-90’a çıkabilmektedir.

Enerji üretim sektörü bir bütün olarak ele alınıp yapılan enerjistik analizde, bu sektörde giren

enerjinin % 34.9'nun kayıp olduğu görülmüştür. Ekserjitik açıdan yapılan analiz ise, enerji üretim sektörünün ekserji (yararlı enerji) kaybının % 28.7 düzeyinde bulunduğunu ortaya koymuştur.

13.3. Sanayi Sektörü ve Tasarruf

Türkiye'de 1997 yılı verileri itibari ile sanayi sektörü, toplam birincil enerji tüketiminden % 30.9 ve nihai enerji tüketiminde % 36.4 pay almıştır. Sanayi sektörünün elektrik tüketiminden aldığı pay ise % 53.2'dir. Enerji tüketim payının yüksek ve tükettiği enerjinin ticari karakterli olmasından ötürü sanayi sektörü, enerjinin etkin kullanımı ve verimlilik çalışmalarında öncelikli sektördür. Sanayi sektörünün toplam birincil enerji tüketimindeki payı 2005 yılında % 31.2, 2010 yılında % 33.6, 2015 yılında % 37.4, 2020 yılında % 40.4 ve 2023 yılında % 41.7 olarak ağırlığını artmış biçimde koruyacaktır.

Yıllık enerji tüketimleri 500 tep üzerinde olan yaklaşık 1200 sanayi kuruluşunun, sanayi enerji tüketiminden % 75 pay aldığı saptanmıştır. Ancak, Türkiye'de günün koşullarına göre ekonomik olma özelliğini yitirmiş kamu sanayi tesislerinin varlığı görülmüştür. Bu tesisler teknolojik gelişimlere ayak uyduramamış ve fazla enerji tüketen özelliklerini korumuşlardır. Sanayi sektöründen yapılacak yıllık enerji tasarruf olanağı 5.3-6.0 Mtep arasında bulunmaktadır. Enerji tüketim büyüklüğüne göre sanayi dalları; demir-çelik, çimento, kimya-petrol ürünleri-kauçuk ve plastik ürünleri sanayi, tekstil ve dokuma sanayi, seramik sanayi, gıda sanayi, kağıt ve sellüloz sanayi ve diğerleri biçiminde sıralanmaktadır.

1997 yılında sanayi enerji tüketiminin % 18.1'i demir-çelik sektörüne gitmiştir. Bu sektörün toplam enerji tüketiminin % 63.1'i ikincil kömür (kok), % 20.2'si elektrik ve % 16.7'si petrol ve doğal gazdan karşılanmıştır. Avrupa ülkelerinde 1 ton ham çelik üretimi için gerekli enerji 14.3-20.0 GJ iken, Türkiye'nin en modern demir çelik tesisi Erdemir'de 24.0 GJ kadardır. Türkiye ortalaması ise 24.8 GJ/ton'dur. Demir-çelik sanayinde ark ocaklarının elektrik tüketimi, Türkiye'de ton sıvı çelik başına 380-500 kWh arasında iken, Avrupa'da bu değer 320 kWh/ton'a düşürülmüştür. Ark ocaklarında prodüktif ve rantabl kriterlere uygun yenileme yapılması, prosesde düzenlemelere gidilmesi, kazanlarda yüksek fırın gazı kullanılması, otomasyon ile enerji kazanımı sağlanabilir.

Demir dışı metaller sanayinde önemli bir enerji tüketimi alüminyum üretiminde gerçekleşmektedir. Enerji depo eden metal olarak bilinen alüminyumun üretiminde, en büyük girdi enerjidir. Alüminyum üretim maliyetinde enerjinin payı % 50 düzeyinde iken, çeşitli ülkelerde bu değer % 11 ile % 30 arasında değişmektedir. Bugünün teknolojisinde alüminyumun enerji maliyeti 13 000-14 500 kWh/ton Al iken, ülkemizde bu değer 16 200 kWh/ton Al proje değeri ile başlamış, alınan bazı önlemlerle 15 780 kWh/ton Al düzeyine çekilmiştir. Halen kullanılan teknoloji fazla enerji tüketen eski teknolojidir. Teknoloji yenilemekle ve tesislerin modernizasyonu ile verim artırılabilir ve enerji tasarruf edilebilir.

Dünyanın önemli çimento üretici ülkelerinden olan Türkiye'de, çimento sanayi sanayinin toplam enerji tüketiminden 1997 yılında % 13.1 pay almıştır. Klinker üretiminde 3 865 MJ/ton ısı ener-

ji ve çimento üretiminde 108 kWh/ton elektrik harcanmaktadır. Bu değerler günümüz teknolojik düzeyi ile iyi görünmekte ise de, ısı enerjisi tasarrufu için ön kalsinasyon sisteminden yararlanmak, elektrik enerjisi tasarrufu için yeni tip kırıcı ve öğütücüler kullanmak gibi enerji kazanım yöntemleri bulunmaktadır.

Demir-çelik, demir dışı metaller, kimya-petrokimya, gübre, çimento ve şeker sanayi dışında kalan diğer sanayi, 1997 yılı verileri ile sanayinin toplam enerji tüketiminden % 44.3 pay almıştır. Bu grup, çok çeşitli alt sanayileri ve yine çok değişik prosesleri içermektedir. Ancak, ısı ve elektriksel uygulamalarda alınacak önlemlerle enerji tasarrufu sağlanacak bir kesimdir.

Tekstil, seramik, cam, kağıt, gübre ve gıda sanayinde yapılan etüt ve araştırmalar, modern teknolojilerle enerji tasarruf olanağı bulunduğunu ortaya koymuştur. Sanayi sektöründe 2 000 tep üzerinde enerji tüketimi olan kuruluşların Enerji Yönetim Sistemi Kurma zorunluluğu, 500 tep'in üzerinde enerji tüketimi olan tüm kuruluşları kapsayacak biçimde genişletilmeli ve oto kontrol ile tasarruf tedbirleri uygulanmalıdır.

Yapılan araştırmalara göre sanayide enerjitik verim yakıt kullanımında % 52.8, elektrik kullanımında % 79.3, ekserjitik verim ise yakıt kullanımında % 24.5, elektrik kullanımında % 70.6'dır. Sanayi bir bütün olarak ele alındığında, enerji girdisinin % 43.7'si, ekserji girdisinin de % 66.9'u kayıp olmaktadır. Sanayi sektörünün toplam enerjitik verimi % 56.3 ve ekserjitik verimi % 33.1'dir. Ancak, aşağıda açıklanacak olan ulaşım sektörü ile konut-hizmet sektöründeki enerjitik ve ekserjitik verimlerle kıyaslanacak olursa, sanayinin değerleri yüksek bulunmaktadır. Söz konusu enerjitik ve ekserjitik verimler, Türkiye ortalamasından da yüksektir. Bununla beraber daha da yükseltilmesi olanaklıdır.

13.4. Ulaşım Sektörü ve Tasarruf

1997 yılı verilerine göre ulaşım sektörü nihai enerji tüketiminden % 20.6 pay almış ve 11 339 Btep enerji tüketmiştir. Bu enerjinin 11 278 Btep'i petrol türevleridir. Sektörde taşkömürü, doğal gaz ve elektriğin sınırlı payı vardır. Ülkemizde toplam taşımacılığın büyük bir bölümü kara taşıma sistemleri ile yapılmaktadır. Karayolu, yolcu taşımacılığında yaklaşık % 94 ve yük taşımacılığında % 85 gibi önemli bir paya sahiptir. Bu nedenle, ulaşım sektörü enerji tasarrufu çalışmalarının odak noktasını, karayolu taşımacılığı oluşturmaktadır.

Karayolu yakıt tüketimi deney taşıtları için 2.5 L/100 km iken, ekonomi sınıfı taşıtlarda 6.25 L/100 km, orta sınıf taşıtlarda 9 L/100 km ve lüks taşıtlarda 16 L/100 km olmaktadır. Dizel taşıtlarda motor büyüklüğüne ve püskürtme biçimine bağlı olarak bu değer 3-8 L/100 km arasında iken, benzinli taşıtlarda motor subap sayısına bağlı olarak 5.5-10 L/100 km arasında değişmektedir. Bu değerlerin düşürülmesi motor ve taşıt konstrüksiyonu ile bağlantılıdır. Ancak, karayolları trafik akışının sağlanması ve motor performansına ulaşılabilmesi için trafiğin en az 40-60 km sürekli hıza sahip olması da, enerji tasarrufu açısından önemlidir. Yük ve yolcu taşıma büyüklükleri, araçların cins ve yakıt tüketimleri göz önüne alınarak yapılan hesaplamalar, karayolu filosunun yakıt tüke-

timinden % 22 tasarruf sağlanabileceğini ortaya koymuştur.

Karayolunda enerji tasarrufu açısından en önemli uygulama toplu taşımacılıktır. Uzun dönemde kent planlaması ile entegre toplu taşıma yöntemleri uygulamaya aktarılmalı, büyük kentlerimizde başlayan metro ulaşımı geliştirilerek yaygınlaştırılmalıdır. Metro işletiminin belediye tekeline çıkarılarak yerli-yabancı özel sermayeye açılması uygun bir önlem olacaktır.

Öte yandan kentlerarası yolcu ve yük taşımacılığında yeni aşamalarla demiryollarından yararlanmaya gerek vardır. Bugün için demiryolları ile yolcu taşımada banlıyo hatları % 83, ana hatlar % 56 kapasite ile kullanılmakta, demiryolu yük taşımada kullanılan kapasite ise % 66 düzeyinde kalmaktadır. Öncelikle, demiryolu taşımacılığı özelleştirilmeli, kurulu bulunan kapasiteden tam yararlanmayı sağlayıcı önlemler alınmalıdır. Yolcu taşımacılığında hızlı tren uygulamasına geçilmesi, demiryolu yük taşımacılığı, karayolu taşımacılığına göre daha çekici duruma getirilmelidir. Benzer biçimde su yollarından daha etkin yararlanılması üzerinde de durulmalıdır.

Yapılan araştırmalara göre ulaşım sektöründe giren enerjinin % 88.9'u, giren ekserjinin de % 89.8'i kayıp olmaktadır. Sektörün enerjistik ve ekserjistik verimleri sırasıyla % 11.1 ve % 10.2 düzeyinde bulunmaktadır. Bu verim değerleri düşük olup, artırılması üzerinde durulmalıdır. Bu artırımda ulaştırma filolarının yenilenmesi kadar, işletmeciliğinin de yeni anlayışla düzenlenmesi gerektiği bir gerçektir.

13.5. Konut-Hizmet Sektörü ve Tasarruf

1997 yılı verileri ile nihai enerji tüketiminin % 34.5'i bu sektörde gerçekleşmiştir. Tüketilen enerjinin bileşimi 783 Btep taşkömürü, 2 008 Btep linyit, 12 Btep asfaltit, 84 Btep kok, 5 512 Btep odun, 1 512 Btep, hayvan ve bitki artığı, 3 709 Btep petrol, 2 238 Btep doğal gaz, 2 992 Btep elektrik, 108 Btep jeotermal ısı ve 56 Btep güneş ısısından oluşmuştur. Sektörün tükettiği enerjinin % 15.7'si elektrikten ve % 83.3'ü yakıtlardan sağlanmıştır.

Sektörde tüketilen yakıtın tamamı ve elektriğin büyük bölümü de ısı uygulamalara gitmektedir. Kısacası, bu sektörde en büyük enerji tüketimini direkt ısıtma ve ısı uygulamaları oluşturmaktadır. Ters ısı çevrimi olan klima uygulamaları henüz sınırlı olup, kullanımı yeni yeni yaygınlaşmaktadır. Konut sektöründen tasarruf olunabilecek enerji, özellikle ısı uygulamalarına dayalı biçimde 5.1 Mtep olarak hesaplanmıştır ki, sektörün 1997 enerji tüketiminin % 28.8'ine karşılıktır.

Tüm dünyada ısıtma uygulamaları için derece-gün kriterleri kullanılarak ısıtma bölgeleri saptanmakta ve ısıtma yükleri belirlenmektedir. Derece gün sayısı yapıların kaç gün süre ile kaç derece ısıtılması gerektiğini gösteren bir parametredir. Benzer uygulama Türkiye'de de revize edilen TS 825 ile yürütülmektedir.

Türkiye'de ısıtma periyoduna ilişkin dış hesap sıcaklıkları +3 °C ile -27 °C gibi çok geniş bir açıklıkta değişmekte olup, derece gün sayıları da 1 135 ile 5 049 arasındadır. En büyük ve en küçük derece gün sayıları arasındaki oran 4.45 gibi oldukça büyüktür. Çeşitli Avrupa ülkelerinde bu oran 1.3 ile 2.1 arasındadır. Bu kadar büyük orana karşın, ısıtma uygulamalarında Türkiye'nin Av-

rupa ülkeleri gibi üç iklim bölgesine bölünmüş olması, ısı izolasyonu ve enerji kaybının önlenmesi bakımından hata oluşturmaktadır. Yapılan incelemeler Türkiye’de derece gün sayılarına göre 5 iklim bölgesinin varlığını göstermektedir.

Türkiye’de yeni yapılacak uygulamalarda geçmişteki 200-250 kWh/m² olan ısıtma yükünün, revize edilen TS 825’e uygun biçimde izolasyon uygulamalarının geliştirilmesi ile 100 kWh/m²’ye çekilmesi hedeflenmektedir. Doğal gaz kullanımı ile yaygınlaşan bağımsız ısıtma sistemlerindeki verimlilik, merkezi ısıtma sistemlerine göre oldukça düşüktür ve enerji savurganlığı getirmektedir. Eskiden tercih olunan 90/70 °C sıcak su sistemleri ile ısıtma yerini, 75/55 °C sıcaklıklı sistemlere bırakmış olup, tabandan yapılacak ısıtma uygulamaları ile daha düşük sıcak derecelerinde çalışmak olanaklıdır.

Yapılarda en büyük enerji kaybını kaynağında engelleyebilmek için, aktif ısıtma sistemlerinin minimum düzeyde kullanılmasına olanak tanıyan, pasif ısıtma sistemlerinin geliştirilmesi gerekmekte olup, pasif ısıtma sistemi tasarımı yapı izolasyonuna dayanır. Yapı sektöründe ısı kayıplarının azaltılması için kullanılabilir ve yaşanabilir sağlıklı yapı tanımı geliştirilerek, yapı standartlarının yeniden oluşturulması, imar yasalarına temel olan yapı kodlarının belirlenmesi, yapı yalıtım yönetmeliklerinin yeniden düzenlenmesi, ısıtma tesisatı yönetmeliği getirilmesi, yüksek verimli ısıtma donanım ve ekipmanlarının kullanılması, yeni teknolojilerden yararlanılması, otomasyona özen gösterilmesi gibi çeşitli ve çağdaş tesisat mühendisliği önlemleri gerekmektedir.

1993 sonrasında Avrupa Birliği’nde düşük enerjili bina uygulamalarına geçilmiş olup, sıfır net enerjili bina geliştirilmesine çalışılmaktadır. Sıfır net enerjili binalarda ısı ve elektriğin güneşten sağlanması üzerinde durulmaktadır. Bu teknolojik gelişim doğrultusunda 2010 yılında yapılacak yapıların, 1996 yılında yapılanlara göre enerji açısından % 25 daha verimli olması hedeflenmektedir.

Evlerde kullanılan elektrik enerjisine gelince, % 30-40’ı aydınlatmada, % 60-70’i ev aletlerinin çalıştırılmasında harcanmaktadır. Aydınlatmada kompakt floresanların kullanımı yaygınlaştırılarak, yerli üretim ve ithal beyaz eşyaların minimum enerji tüketimli olmasına özen göstererek, bu alanda da tasarruf edilebilecek enerji olanağı bulunmaktadır. Klima uygulamaları sınırlı olmakla birlikte, özellikle Akdeniz yöresinde kullanılan pencere tipi ve split klimalar, puant yükleri etkilemeye başlamıştır. Yerli üretim ve ithal klimaların performans katsayılarının belli bir değerin altına düşmesine izin verilmemelidir.

Konut ve işyerlerini kapsayan bu sektörde enerji girdisinin % 43.4’ü, ekserji girdisinin de % 91.9’u kayıplara gitmektedir. Sektörün enerjitik verimi % 56.6, ekserjitik verimi % 8.1 olup, enerji tasarrufu için mutlaka yükseltilmesi gerekmektedir.

13.6. Enerji Tasarrufu Çalışmalarının Düzenlenmesi

Türkiye genel olarak ele alınacak olursa, tüketim için nihai enerji girdisinin % 63.1’i ve nihai ekserji girdisinin de % 84.5’i kayıplara gitmektedir. Türkiye için genel enerjitik verim % 36.9

ve genel ekserjistik verim de % 15.5'dir. Çağdaş tekniklerin uygulanması ile bu değerlerin yükseltilmesi, enerjinin etkin kullanımını ve tasarrufunu sağlayacaktır. ***Enerji tasarrufu planlı uygulamalar ve teşviklerle olanaklıdır.***

Türkiye'de 1981 sonrası planlı enerji tasarrufu uygulamaları başlatılmak istenmişse de, bunda yeterince başarıya ulaşıldığı söylenemez. Enerji tasarrufu için en önemli politika yüksek düzeyde hükümet desteğinin sağlanması ve uygulamaların denetimidir. Bu amaçla organizasyon açısından özerkliği ve tüzel kişiliği bulunacak bir "Enerji Tasarruf Merkezi" oluşturulması gerekmektedir. Ayrıca, enerji tasarruf uygulamalarının yaygınlaştırılması, bu konudaki yatırımların özendirilmesine ve gerektiğinde subvanse edilmesine bağlıdır. Uygulanacak politikalarda ceza değil, teşvik esas olmalıdır.

Enerji tüketiminin sanayi, ulaşım konut-bina sektörleri gibi farklı alanlarda gerçekleşmesi, enerji tasarrufu planlama ve uygulamalarına bu sektörlerden sorumlu kuruluşların katılımını zorunlu duruma getirmektedir. Ayrıca, enerji tasarrufu hem kamu sektörünü ve hem de özel sektörü ilgilendirmektedir. Özelleştirmeler arttıkça özel sektörün ilgisi daha da çoğalacaktır. ***Enerji tasarruf politikaları geçmişteki devletçi zibniyetle oluşturulmamalı, özel sektörün görüş ve önerileri dikkate alınmalıdır.***

Özel sektörün desteklemeyeceği bir enerji tasarruf politikasının başarıya ulaşması beklenemez. ***Bu amaçla ve bir yasa ile kamu ve özel sektör üst düzey temsilcilerinin birlikte yer alacağı Ulusal Enerji Tasarruf Koordinasyon Komitesi kurulmalıdır.*** Var olmakla birlikte, işlevleri yetersiz bulunan Enerji Tasarrufu Koordinasyon Kurulu'nun yapısı, görev ve sorumluluğu da buna göre yeniden, açıkça belirlenmeli ve bu çalışmalar yasal dayanağa bağlanmalıdır.

Ulusal Enerji Tasarruf Koordinasyon Komitesi denetiminde resmi kuruluşlar ve sivil toplum kuruluşları, işçi ve işveren temsilcileri, meslek odaları ve SİAD'ların işbirliği ile Enerjinin Verimli ve Akılcı Kullanımı kampanyası başlatılmalı ve sürdürülmelidir.

BÖLÜM 14

ENERJİ VE ÇEVRE

14. ENERJİ VE ÇEVRE

Köşelerini enerji, ekonomi ve maliyenin oluşturduğu üçgen, enerji politikasının hareket alanını sınırlar. 1980'li yıllardan başlayarak "sürdürülebilir büyüme" ilkesi ile bu üçgenin ağırlık merkezi-ne çevre politikası yerleşmiştir. Enerji ve çevre çoğu zaman çatışır iki ayrı kavram ve/veya alan gi-bi görülmek ya da gösterilmek istenmişse de, enerji ve çevre ilişkilerinin optimal bir dengede uyuş-ması olanaklı olduğu gibi, sürdürülebilir çevre ve sürdürülebilir enerjinin paralel gelişimine çalışıl-maktadır.

Doğal çevreyi tüm insan faaliyetleri etkilemektedir. Bu faaliyetlerin en etkililerinden biri ener-ji alanıdır. Sanayi devrimimin başlangıcından beri giderek artan ve aşırı boyutlara ulaşan, artışı tü-kenme pahasına sürdürülen fosil yakıt kullanımı, enerji-çevre sorunlarının oluşmasının temel ne-denidir. Diğer enerji kaynaklarının da doğal çevre üzerinde etkileri vardır. Onların kullanımı fosil yakıtlar düzeyine ulaşmadığından, teknolojilerinin farklılığından etkileri daha sınırlı bulunmaktadır. Ancak, teknik ve teknolojik açıdan, "enerjinin kirlisi yoktur, ama üretim teknolojisinin kirlisi var-dır". Dolayısı ile temiz üretim, temiz ürün çözüm yolu görülmelidir.

Çevre teknolojilerinin dünyadaki gelişim sürecine bakıldığında, 1970'li yıllarda geliştirilen ilk teknolojiler kirlilik kontrol amaçlıdır. Kirleticilerin havaya, suya ve toprağa atılmadan engellenme-sini ya da azaltılmasını amaçlayan uygulamalardır. Ancak, bu teknolojiler üretim sürecinin sonuna yönelik olup, fazla malzeme ve enerji gereksinimli, düşük verimli teknolojilerdir. 1980'lerin başın-da çevre yönetimi yaklaşımı ile üretim sürecinin her aşamasında çevre ve enerji verimliliklerini ar-tıracak tasarımlar üzerinde durulmaya başlanmıştır.

1980'lerin sonuna doğru çevre politikaları endüstriyel ekoloji görüşü ile biçimlendirilmiş, üre-tim sistemlerindeki madde ve enerji akışının irdelenmesi ve atıkların girdi olarak değerlendirilme-si üzerinde durulmaya başlanmıştır. 1990'larda çevre yönetim fonksiyonlarına toplam kalite yakla-şımı eklenmiştir. Çağdaş çevre politikası, işlem ve üretimlerin atık oluşumunu engelleyecek biçim-de, yeniden dizayn edilmesi ve düzenlenmesi üzerinde odaklanmıştır. Artık, kirliliğin kaynağında önlenmesi ve temiz üretim ilke edinilmiştir.

Gerek 1992 Rio de Janeiro'da yapılan "Çevre ve Kalkınma Konferansı" sonuçları ve gerekse Avrupa Birliği 5. Çevre Eylem Programı, sürdürülebilirlik temeline göre hazırlanmış olup, hedef sektörler arasında enerji sektörü ağırlıklı biçimde yer almaktadır. Belirlenen ve enerji ile ilgili olan hedef alanlar ise; iklim değişikliği, asit etkileri ve hava kalitesi, atık yönetimi, gürültü kirliliği, çev-re riskleri ve kazaları şeklinde sıralanabilir. 1997'de Kyoto toplantısında konu alınan "İklim Deği-şikliği Akitleri"nde ise, özellikle karbondioksit emisyonu ve global ısınma üzerinde durulmuştur.

Uzun menzilli bir ekonomik büyümenin tabanı, sürdürülebilir çevre olarak görülmektedir. Bu kapsamda ekonominin tüm sektörlerinde enerjinin etkin kullanımının artırılması ile temiz ve sürdürülebilir enerji olanak ve teknolojilerinin geliştirilmesi istenmektedir. Sürdürülebilir enerji kavramı, tüm birincil enerji kaynaklarından yapılan enerji üretiminin yüksek verimle ve temiz teknolojilerle gerçekleştirilmesini, fosil yakıtların çevre dostu yeni teknolojilerle değerlendirilmesini, tükenir fosil kaynakların yerine olabildiğince tükenmez (yenilenebilir) enerji kaynaklarının yerleştirilmesini, bir çevrimde atık biçimde ortaya çıkan enerjinin, bir başka çevrimde girdi olarak kullanılmasını kapsayan ve bunu ekonomik büyüme ile bütünleştiren bir kavramdır.

Türkiye’de 1982 Anayasası ile yurttaşların sağlıklı ve dengeli bir çevrede yaşama hakları tanınmış, 1983 yılında Çevre Kanunu çıkarılmış, 1991 yılında Çevre Bakanlığı kurulmuştur. 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı’nın önerisine de uygun olarak Ulusal Çevre Eylem Planı (UÇEP) oluşturulmuştur. UÇEP kapsamında ele alınan hedeflerden "çevre yönetiminin iyileştirilmesi" enerji sektörü ile yakın ilişki içindedir.

Bugün "enerji ve çevre kirlenmesi" denilince, fosil yakıtların yanma emisyonları ve nükleer enerji fobileri anlaşılmaktadır. "Türkiye Açısından Nükleer Enerjinin Yeri" konulu 9. Bölüm’de açıklandığı gibi, gerçekte nükleer enerji yeterli önlemler alındığı takdirde çevre dostudur ve fosil yakıtlar gibi zararlı emisyonları yoktur. Ancak, tüm teknolojilerin bir değişiklik ve bir risk oluşturduğu gerçektir. Çünkü teknoloji, insanların çevreyi değiştirmek için uyguladıkları tekniklerin tümü olup, her teknolojinin olumlu ve olumsuz çevre değişiklikleri getirmesi kaçınılmazdır. Bunun en güzel örneği, çevre dostu ve yeşil enerjiler denilen yeni ve yenilenebilir kaynakların bile, olumlu yanlarının yanı sıra, karşı çıkılabilen olumsuz çevre etkilerinin bulunabilmesidir. Önemli olan teknik ve teknolojik önlemlerle bu olumsuzlukların azaltılması ve giderilmesidir.

Yanma reaksiyonu ile ortaya çıkan fosil yakıt emisyonları, birincil ve ikincil kirleticiler diye ayrılmaktadır. Birincil kirleticiler CO_x , NO_x , SO_x , PbO_x , TSP hidrokarbonlar iken, yanma dışı reaksiyonlar ve güneşin uv ışınları ile ikincil kirleticilere dönüşmektedirler. Bu grupta aerosollar, aldehytler, olefinler, PAH, nitrosamin, oksidantlar vb kirleticiler bulunmaktadır. Birincil ve ikincil kirleticilerin bazıları sera etkisi oluşturmakta ve iklim değişikliğine neden olmakta, bazıları biosferi zehirlenmektedir. PAH bileşikleri ve halojenli yakıtlardan çıkan PCDD/PCDF (dioksin ve furan) türü yanma ürünleri ise, kanserojen maddeler olarak bilinmektedir.

Sera etkisi oluşturan gazların başında karbondioksit (CO_2) gelir ve bu etki global karakterlidir. Bazı kirleticilerin etkileri ise SO_2 emisyonunun neden olduğu asit yağmurları gibi yerel karakterlidir. Enerji üretiminin neden olduğu çevre etkileri; asit kirleticiler, sera etkisi (global ısınma), insan sağlığı ve emniyet sorunu, partiküller, ağır metaller, tehlike afet olasılığı, atık sorunu, çirkin görüntü, gürültü, ışık kirliliği, radyasyon kirliliği, arazi gereksinimi olmak üzere gruplandırılabilir. Bu bölümde söz konusu etkiler kaynaklar bazında irdelenmektedir. Açıklanacak olan olumsuz çevre etkilerini ve/veya kirlilikleri giderebilecek mühendislik çözümleri bulunmaktadır. Bu nedenle, yeterli güvenlik önlemleri alınmak koşulu ile her teknolojiye yararlanılabilir.

14.1. Sera Etkisi ve Global Isınma

20. yüzyılda enerji tüketimi başlangıca göre 8 kat artış göstermiştir. Her enerji dönüşümü ve/veya çevrimi, dünyada entropiyi artırmış, kullanılabilir enerjiyi azaltmıştır. Dünyada entropi artışının yanısıra, global dünya sıcaklığı da artmıştır. Dünyanın buzul çağından bu yana ortalama yüzey sıcaklığının 3 °C arttığı hesaplanmakta, bu artışın zaman sürecine bağlı olarak en yüksek hızını son yarım yüzyıl içinde aldığı belirtilmektedir. Yaklaşık 1 °C'lik daha artış, kutuplardaki buzulların erimesi ve iklim değişiklikleri ile insanlık için önemli sorunlar dizini ortaya çıkaracaktır.

Enerji tüketimine koşut biçimde dünya global sıcaklığındaki artış, iki ayrı nedene dayanmaktadır. Birinci neden, enerji tüketiminin direkt etkisidir. İkinci neden, enerji tüketiminin fosil hidrokarbon türü yakıtlara dayalı olması ve fosil yakıt yanma ürünü CO₂ gazının atmosferdeki konsantrasyonunun, şimdilik normale göre 1.3 kat artmasından kaynaklanan sera etkisidir.

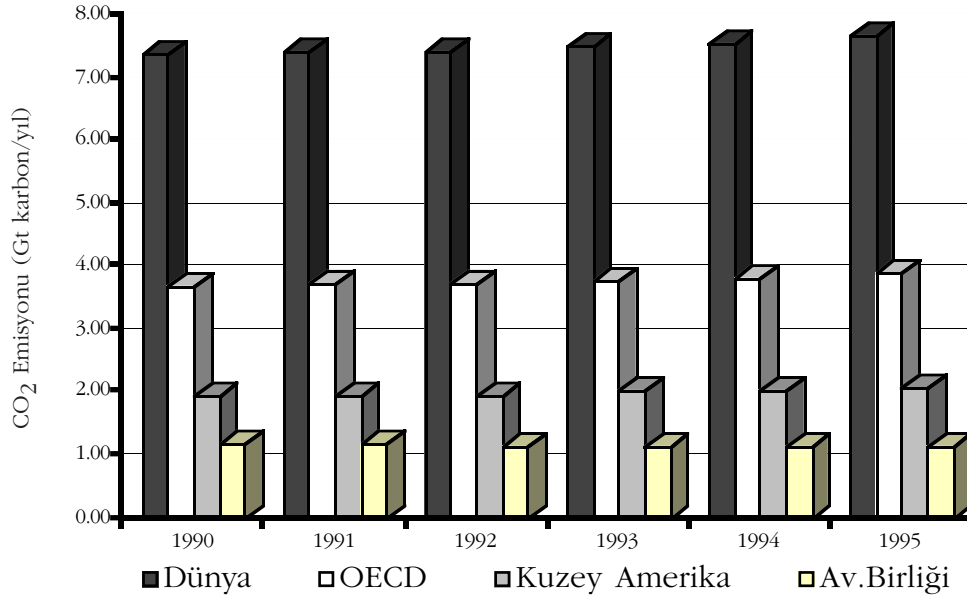
Kısa dalgalı ve uzun dalgalı ısı radyasyonu akımları, kondüksiyon ve konveksiyon ısı transferleri ile dünya yüzeyi troposfer, strotosfer, atmosfer ve atmosferin dış yüzü enerji balansı kapsamında etüd edilerek, dünya için ısı akımı dengesi hesaplanabilmektedir. Dünya atmosferinin enerji dengesi açısından, dışarıdan (güneşten) gelen 100 birim kısa dalgalı ısı radyasyona karşın, 98 birim uzun dalgalı ısı radyasyon yayılması gerekmektedir. Denge koşulunda birim alandan yayılacak ısı radyasyon 343 W/m² dir. Buna göre dünya ortalama yüzey sıcaklığı 279 K (\approx 6 °C) olmalıdır. Üst atmosfer için yapılan benzer hesaplama -22 °C, yani 28 °C daha soğuk bulunmaktadır. Atmosfer ısı perdesi görevi yapmaktadır. Bu teorik hesaplamaya karşın, gerçekte dünyanın ortalama yüzey sıcaklığı 15 °C dolaylarındadır.

Dünyada tüketilen enerjiye bağlı olarak yüzey sıcaklığı artmaktadır. Örneğin, 1997 yılında dünyada toplam 8 509.5 Mtep (374.9 EJ) enerji tüketilmiştir. Dünyada birim alana saniyede düşen enerji tüketimi 23.33 x 10⁻³ J/m².s (veya W/m²) olup, denge koşulunda olması gereken ısı radyasyon akımına göre bunun neden olduğu sıcaklık artışı, 1997 yılı için 0.0047 derecedir. Her yıl yükselen bu artışların kümülatif toplamı önemlidir.

İnsanlığın önündeki en büyük çevre sorunu, atmosferdeki sera gazı CO₂'in ısı tuzağı oluşturmamasından ve artan konsantrasyonu ile etkisinin giderek artmasından kaynaklanmaktadır. CO₂ dışında, yüksek yanma sıcaklıklarında ortaya çıkan NO_x emisyonları ve ozon da sera gazıdır. Ancak, atmosferdeki konsantrasyonları az olduğundan, etkileri CO₂ kadar fazla değildir. NO_x'in % 3'ü, ozon oluşturan gazların da % 14'ü enerji aktivitelerinden kaynaklanmaktadır.

CO₂ emisyonu mutlak değerinden çok moleküler kütlesinde 12/32 oranında yer alan karbon kütlesi ile ifade olunmaktadır. Enerji aktiviteleri ile 20. yüzyılda dünya genelinde yapılan kümülatif CO₂ üretiminin yıla düşen miktarı 2 gigaton karbon'dan az değildir. Bu üretim, son dönemde yılda 7.7 gigaton karbon dolaylarında sürmektedir. Tüm teknik önlemlere ve uluslararası anlaşmalarla uygulanacak yasal ve yönetsel engellere karşın, 2020 yılında bu emisyonun 9 gigaton karbona ulaşması beklenmektedir. Yapılan bilimsel incelemeler atmosferde bu orandaki CO₂'in okyanuslar tarafından soğurulamayacağını, bitkilerce tutulamayacağını göstermiştir.

1990-1995 döneminde OECD ülkelerinin yıllık CO₂ emisyonu 3.7-3.9 gigaton karbon, gelişmekte olan ülkelerin emisyonu 1.9-2.4 gigaton karbon ve Doğu Avrupa ülkelerinin emisyonu da 1.4-1.2 gigaton karbon arasında gerçekleşmiştir. OECD ve gelişmekte olan ülkeler toplamında artış varken, Doğu Avrupa ülkeleri toplamı azalma görülmüştür. Aynı dönemde dünyanın CO₂ emisyonu ile OECD, Kuzey Amerika ve Avrupa Birliği'nin CO₂ emisyonu karşılaştırmalı biçimde Şekil 14.1'de gösterilmiştir.



Şekil 14.1. Dünyada toplam CO₂ emisyonu.

1995 verileri ile kişi başına düşen CO₂ emisyonu; OECD genelinde 10.54 ton, OECD Avrupa'da 7.32 ton, Avrupa Birliği'nde 8.14 tondur. CO₂ emisyonu ABD'de 19.24 ton/kişi.yıl, Kanada'da 14.60 ton/kişi.yıl, Almanya'da 10.39 ton/kişi.yıl, İngiltere'de 9.14 ton/kişi.yıl, Japonya'da 7.75 ton/kişi.yıl, Fransa'da 6.22 ton/kişi.yıl ve Türkiye'de 2.46 ton/kişi.yıl düzeyindedir. Gelişmiş ülkeler arasında Fransa'nın değerinin düşüklüğü, büyük ölçüde nükleer enerji kullanmasından kaynaklanmaktadır. Türkiye'deki değer düşüklüğü ise yüksek teknolojiden değil, enerji tüketiminin azlığındandır.

Atmosferdeki CO₂ konsantrasyonunun 1850 yılında 275 ppmv olduğu kestirilmektedir. Ancak, bu değer 1958 yılında 315 ppmv, 1989 yılında 347 ppmv, 1995 yılında 360 ppmv düzeylerine ulaşmıştır. Fosil yakıt kullanımı bu trendle sürecek olursa 2000'de 380 ppmv, 2025 yılında 475 ppmv ve 2050 yılında 600 ppmv olacaktır. Dünya ortalama sıcaklığındaki artış ile atmosferdeki CO₂ konsantrasyonu arasında, matematiksel olarak formüle edilen ilişki vardır. Atmosferin emissivitesi CO₂ konsantrasyonundan etkilenmekte ve dünya ortalama sıcaklığını etkilemektedir.

Atmosferdeki CO₂ konsantrasyonunun artması ile dünya ortalama yüzey sıcaklığı 0.7 derecelik bir artış göstermiştir. İlk bakışta küçük gibi görülen bu artışın olası etkileri ne yazık ki küçük

olmayıp, global ısınmaya neden olan biçimde büyüktür. Çünkü her bir derecelik artış, kuzey ve güney yarım küredeki iklim kuşaklarına 160 km'lik yer değiştirecek etki oluşturabilmektedir. Dünyanın ortalama yüzey sıcaklığının, buzul çağından bu yana 3 derece artmış olması, sıcaklığın etkisinin büyüklüğünün bir kanıtıdır. CO₂ konsantrasyonunun artmasıyla ortalama yüzey sıcaklığındaki artış 2025 yılında 1.24 derece ve 2050 yılında 2.2 derece olabilecektir.

Bugün için global ısınmadan ötürü Antartika'da buzullarda çatlama saptanmış bulunmaktadır. Amerikan Ulusal Okyanus ve Atmosfer Dairesi'nin açıklamasına göre 147 km uzunluğunda ve 38 km genişliğindeki dev bir buzul Ronne adlı anakütleden 1998 yılında kopmuş bulunmaktadır. A-38 kot adı verilen bu dev iceberg'in durumu uydu ile gözlenmektedir. Söz konusu buzul şimdilik bir tehlike oluşturmaya da, dünyada ekolojik dengenin bozulduğu işaretini vermektedir. Kısacası, yıllar öncesinde görülebildiği gibi klasik enerji teknolojileri ile enerji tüketiminin artırılmasında doğal sınıra gelinmiştir. Çözüm temiz enerji teknolojilerinde, güvenlik önlemleri artırılmış nükleer enerji ve hızla geliştirilmesi gereken yeni ve yenilenebilir enerji teknolojilerindedir.

Global ısınma tehlikesi karşısında 1992'de Rio'da düzenlenen Birleşmiş Milletler Çevre ve Kalkınma Konferansı (UNCED) sonucu, "İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi" yapılmış olup, 153 ülke tarafından imzalanmıştır. Bu sözleşme Türkiye tarafından henüz imzalanmamıştır. İmzalanmayışının nedeni, sözleşme eklerinde Türkiye'nin gelişmiş ülkeler arasına sokulması ve bu nedenle gelişmekte olan ülkelere göre yükünün ağır bulunmasıdır. Ancak, girmeyi hedeflediğimiz Avrupa Birliği'nin tüm üyelerince imzalandığından, Türkiye tarafından da imzalanacaktır. Sözleşme, CO₂ ve sera gazı emisyonlarının taraf ülkelerce 1990 yılı düzeyine indirilmesini öngörmektedir.

Türkiye'nin 1990 yılı emisyonu 139.4 Mt olup, Almanya'nın % 14'ü, İngiltere'nin % 23'ü, İtalya'nın % 34'ü ve Fransa'nın % 36'sı kadardır. Ancak, adı geçen ülkelerin yüksek enerji tüketimi karşısında, Türkiye'nin dünya ortalaması altında kalan düzeyi düşünülürse, her ne kadar Türkiye'ye bir miktar artış primi tanınabilirse de, Türkiye gelişmesini daha çok temiz enerji kaynakları ile sürdürmek zorunda kalacaktır. Bugünden görünen çözüm, nükleer enerji ile yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. 1000 MW'lık bir nükleer santral yılda 6.5 Mt CO₂ yayılmasını önler.

14.2. Enerji Kaynakları ve Çevre Etkileri

Fosil yakıtların, nükleer enerjinin, hidrolik enerjinin, jeotermal enerjinin rüzgar enerjisi ve güneş enerjisinin, biomas enerjinin çevre etkileri farklıdır.

14.2.1. Fosil Yakıtlar

Fosil yakıtların en önemli çevre etkisi CO₂ emisyonudur. Bu yakıtın karbon (C) içeriğine bağlıdır. Kaynağına göre değişmekle birlikte kömürde 25.3 (± % 2) kg C/GJ, petrolde 20.3 (± % 1) kg C/GJ ve doğal gazda 13.7(± % 2) kg C/GJ bulunmaktadır. Genelde 1 kg karbonun yanması ile 4 kg karbondioksit oluşmaktadır. Fosil yakıt kullanımında CO₂ emisyonu kömürde 85.5-101.2 kg/GJ,

petrolde 69.4-81.2 kg/GJ ve temiz yakıt diye sunulan doğal gazda 52.0-54.8 kg/GJ kadardır. Ülkemizde fosil yakıtlarının tam yanma koşulunda CO₂ emisyonu linyitte 4.617 t CO₂/tep, taşkömüründe 4.106 t CO₂/tep, petrolde 3.077 t CO₂/tep, doğal gazda 2.051 t CO₂/tep kadardır.

Fosil yakıtların tümünün bileşiminde az veya çok miktarda kükürt bulunur. Yanma sonucu bu kükürt SO₂ ve SO₃ biçimine, kısaca bunların toplamını ifade eden SO_x emisyonuna dönüşür. Özellikle, SO_x solunum yolu enfeksiyonlarına ve kalp rahatsızlıklarına neden olduğu gibi, atmosferdeki mutlak nem ile birleşerek sülfüroz ve/veya sülfürik asit biçimine dönüşerek, yağmurla birlikte asit yağmuru olarak yeryüzüne döner. Kültür alanlarında, ormanlarda ve doğal bitki örtüsü üzerinde büyük tahribat yapar. SO_x gazlarının arıtılması için termik santral bacalarına baca gazı desülfürizasyon tesisleri eklenmektedir.

Fosil yakıtların yanması sonucu ortaya çıkan bir diğer kirletici NO_x emisyonudur. Doğal gazın alevinin yüksek sıcaklıkta olması NO_x üretimini artırmaktadır. NO_x emisyonu CO₂ gibi bir sera gazıdır. Ayrıca, NO_x solunması koşulunda aside dönüşerek akciğer dokusunu tahrip etmektedir.

Fosil yakıtın cinsine ve yanma işlemine bağlı olarak değişen miktarlarda toksik (zehirli) karbon monoksit, bazı hidrokarbonlar, klor ve halojenli bileşikler, kanserojik polisiklik aromatik hidrokarbonlar, partiküller atmosfere yayılabilmekte, katı yakıtlarda dışarıya kül atılmaktadır. Kömür içinde uranyum elementi bulunabildiğinden, bu küllerden çevreye radyasyon da yayılmaktadır. Termik santrallardan yayılan uçucu küllerin birçok toksik madde içerdiği bilinmektedir.

1995 yılında dünyada 9.33 milyar ton fosil yakıt yakılmıştır. Yanma sonucu ortaya çıkan sera gazları, asit yağmuru bileşenleri ve toksik kimyasallardan oluşan kirleticilerin toplam miktarı 29.3 milyar tondur. Miami Temiz Enerji Araştırma Enstitüsü tarafından yapılan bir araştırma, bu kirleticilerin oluşturduğu çevre zararının 2 700 milyar \$ ile dünya brüt gelirinin % 14'üne eşit olduğunu ortaya koymuştur.

Kömür kullanılan enerji santralleri asit kirleticiler ve global ısınma açısından büyük problem olduğu gibi, insan sağlığı yönünden olumsuz etkilere sahiptirler. Ağır metal atıkları bulunmakta, görüntü kirliliği oluşturmakta, fazla arazi istemektedirler. Fosil yakıtların naklinde ve stoklanmasında olumsuz çevre etkileri oluşmaktadır. Petrolde bu sorunlar global ısınma dışında biraz azalmaktadır. Doğal gaz da petrole benzer görülmekte, ancak atıklar içinde partiküller ve ağır metaller bulunmamaktadır.

Ülkemizdeki fosil yakıtlı termik santrallerin çevre-etki-değerlendirmesi açısından yapılan etütler; termik santrallerin birbirine çok yakın ve birbirinin çevre etki sahası içine inşa edildiğini, turizm ve tarım potansiyeli yüksek alanlarda yer aldıklarını, yanma sonucu oluşan kirleticilerin yayılmasını engelleyici önlemlerin başlangıçta alınmadığını, baca desülfürizasyon tesislerinin yeni yapılmakta olduğunu, ünite sayısı artırılan ve/veya yeni inşa edilen santrallarda akışkan yatak gibi yeni yakma yöntemlerinden yararlanılmadığını, santral işletme aşamasında besleyen kömürlerin fiziksel ve kimyasal özelliklerinin santralin kazan-ocak tasarım değerleri ile uyummadığını göstermektedir.

Türkiye'de kurulu bulunan linyit termik santralleri üzerinde yapılan inceleme kirletici emisyon

üretiminin partiküller için 0.418-3.270 kg/ MW.h, SO₂ için 5.92-80.00 kg/MW.h, NO_x için 5.093-14.118 kg/ MW.h, CO için 0.253-0.706 kg/MW.h ve uçucu hidrokarbon için 0.034-0.08 kg/MW.h sınırları arasında olduğunu göstermiştir. Bazı linyit termik santrallerinin emisyon değerleri Tablo 14.1'de verilmiştir.

Tablo 14.1. Linyit termik santrallerinin emisyonları.

Santral	Baca gazı verdisi (Nm ³ /MW.h)	Kirletici emisyon miktarı (kg/MW.h)				
		Partikül	SO ₂	NO _x	CO	Uçucu HC
Afşin Elbistan	4 889.53	1.116	49.41	14.12	0.71	0.094
Çayırhan	4 006.67	0.313	5.92*	5.09	0.25	0.034
Kangal	6 138.67	2.520	55.40	11.08	0.55	0.074
Orhaneli	4 156.22	0.143	27.14 ⁺	5.71	0.29	0.038
Seyitömer (1-4)	5 940.00	3.270	43.30	8.66	0.43	0.058
Soma A	2 540.91	1.523	21.30	12.0	0.59	0.080
Soma B (1-6)	4 600.41	1.648	24.86	7.33	0.37	0.049
Tunçbilek A	5 976.00	1.558	25.58	5.12	0.26	0.034
Tunçbilek B	4 311.35	3.067	20.48	7.00	0.35	0.047
Yatağan	5 149.38	0.418	44.36 ⁺	6.57	0.33	0.044
Yeniköy	5 429.30	0.719	80.00 ⁺	8.00	0.40	0.053

*Kükürt arıtmalı, + Baca gazı desülfürizasyon tesisi yapılmakta.

Ülkemizde ilk olarak Çayırhan termik santralında kullanılan baca gazı desülfürizasyon tesisi, eski teknolojinin seçimi nedeni ile kendinden bekleneni verememiştir. Kurulu gücü 210 MW'lık Orhaneli, 3x210 MW'lık Yatağan, 3x210 MW'lık Kemerköy ve 2x210 MW'lık Yeniköy termik santrallerine de baca gazı desülfürizasyon tesisi kurulmaktadır. Kurulacak bu tesislerde kireçtaşı-alçıtaşı prosesi uygulanmakta olup, baca gazı içindeki SO_x, kireçtaşı çözeltisi ile yıkanarak temizlenmektedir.

Bizde uygulanan ıslak tekniğin yanında, dünya gelişimine bakıldığında ilk yatırımı daha ucuz yarı-kuru ve kuru baca gazı desülfürizasyon tesislerinin yaygınlaşmakta olduğu görülmektedir. Türkiye'de baca gazı desülfürizasyon teknolojisindeki gelişimin izlendiği söylenemez. Oysa, her birkaç senede bir yenilenen ve maliyetleri hızla düşürülen yeni teknolojiler vardır. Teknoloji seçimi minde gereken başarının gösterilememesi sonucu, pahalı ve kullanımı güç tesislere yönelinmiş, pahalı olması nedeni ile her santralda kurulmasına gidilmemiştir.

Termik santrallardan kaynaklanan çevre sorunu, yalnızca baca gazı emisyonları ve yanma artığı ürünler olmayıp, santrale entegre tesislerle kullanılmayan ve büyük enerji kaybına yol açan atık

ısı da çevresel sorun oluşturmaktadır. Soğutma kulelerinde yeterince soğutulmayan sular, alıcı ortama deşarj olduğunda ekolojik değışmeye yol açmaktadırlar. Yeterli soğutma kulelerinin bulunduğu tesislerde ise, yöresel nem dengesi bozulmakta, korozyon riski artmakta, görüntü kirliliğı oluşabilmektedir.

Gerekli önlemler alınmadığı taktirde fosil yakıtların üretiminde ve taşınmasında ortaya çıkan çevre tahribatları söz konusu olmaktadır. Özellikle açık kömür işletmeciliğı, doğal bitki örtüsünü yok edici biçimde yapılabilmektedir. Üretim sonrası buraların yeniden bitki örtüsü ile kapatılması gerekir. Kömür taşımacılığının kirletici etkisi bulunduğu gibi, boru hatları ile petrol ve doğal gaz taşınmasında da korozyonla birlikte çevre sorunları vardır.

En temiz ve kesintisiz taşıma yönteminin elemanı olan boru hatları, çevre sorunu oluşturmaması için belli kurallara göre döşenmek zorundadır. Nüfus yoğun bölgelerden, doğal engellerden, ormanlık alanlardan, birinci derece tarım alanlarından, doğal su yolları ile kesişmeden, yangına hassas çevrelerden, telekomünikasyon ve yüksek gerilim hatlarının altından kaçınılarak güzergahları saptanır. Çevre özelliğıne göre saptanan yoğunluk faktörü ve çevre etki faktörü, boru et kalınlığını ve borunun üzerindeki toprak örtüsü kalınlığını etkilemektedir.

Ulaşım sektörü de kirletici emisyonlar yönünden önemli bir paya sahiptir. Toplam emisyonlarda trafiğın payı, partikül maddeler ve SO₂ için hemen hemen yok varsayılırken, NO_x emisyonu için % 82, toksik olan CO için % 57 ve hidrokarbon (HC) için % 92 dir. Dizel motorlu araçlar, taşıtların CO emisyonuna % 15, benzin motorlu araçlar % 85 katkı yapmaktadır. NO_x emisyonu için bu durum tersine dönmekte, dizel motorlu taşıtların katkısı % 84, benzin motorlu taşıtların katkısı % 16 olmaktadır. Taşıtların HC emisyonunda dizel motorlu araçların payı % 62, benzin motorlu araçların payı % 38 düzeylerindedir. Büyük kentlerde trafikten ortaya çıkan emisyon kirlilikleri, termik santrallerin oluşturduğu kirlilikten fazladır.

14.2.2. Nükleer Enerji

Nükleer enerji sera gazı emisyonuna yol açmayan, global ısınmayı engelleyen, asit yağmuru oluşturmayan, yoğun enerji içermesinden ötürü yakıt nakli ve stoklaması kolay olan, işletmesi güvenli, kaza riski az, gelişmiş bir teknolojik olanaktır. İlk nükleer reaktörün çalışmaya başladığı 1951 yılından bu yana üç nükleer kaza görülmüş olup, bunlar 1957 yılında İngiltere'deki Windscale, 1979 yılında ABD'deki Three Mile Island ve 1986 yılında Ukrayna'daki Chernobyl kazalarıdır. İlk iki kaza reaktör sit alanı dışı için risk arzeden 5. sınıf kaza iken, Chernobyl büyük sayılan 6. sınıf kazadır.

Chernobyl kazasında santraldaki 31 kişi yaşamını yitirmiştir. Ancak, son 30 yıl içinde kömür, petrol, doğal gaz ve hidroelektrik santral kazalarında ölenlerin sayısı binlerle ifade olunmaktadır. Chernobyl kazasında bile 30 km yakın çevrede alınan radyasyon 0.12 Sv'lik dozla, izin verilen en çok 0.25 Sv'lik dozun yarısı kadardır. Bu doz yakın çevredeki halkın kanser olma riskini binde bir artırmıştır. Ancak, nükleer karşıtı lobilerce aşırı derecede abartılmış ve gerçekler çarpıtılmıştır.

Nükleer santralleri diğer termik santrallerden ayıran en önemli özellik, nükleer santrallerde radyoaktif maddelerin bulunmasıdır. Radyoaktif maddeler serbest ortamda yaptıkları radyasyon yayımı ile sağlığa zararlı olmalarına karşın, nükleer santraller gerek normal çalışma koşullarında ve gerekse beklenebilen en büyük kaza anında çevreye zarar vermeyecek biçimde tasarlanıp, inşa edilirler.

Normal çalışma koşullarında santralardan çevreye salınmasına izin verilen radyasyon miktarları belirlidir. Nitekim, nükleer enerjinin endişe duyulan çevre etkisi, rutin çalışma sırasında çevreye verilen radyasyon etkisinden değil, kaza halindeki sızmalardan, nakil sırasındaki risklerden ve atık depolanmasından kaynaklanmaktadır.

Nükleer santrallerin isim olarak nükleer silahları çağrıştırması ve radyasyon riskinin görünmez bir tehlike oluşu insanlarda yersiz korkular oluşmasına ve/veya oluşturulmasına yol açmıştır. Oysa, nükleer santralin nükleer silah gibi patlaması mümkün değildir. Kaldı ki, santraller bir kaza anında kendi kendilerini kapatacak biçimde tasarlanmışlardır.

Çernobil kazası, ekonomiklik anlayışı ile güvenlik önlemlerinin azlığından ortaya çıkmıştır. Nedeni, nükleer teknolojinin güvensizliği değil, eski Sovyetler Birliği komünist rejiminin insana değer vermeyen ekonomiklik anlayışıdır. Gerçekte nükleer santrallerdeki kazalar işletme riski kapsamındadır ve bu açıdan performansı da iyidir. Yüzlerce nükleer santralin işletilmesine karşın, ortaya çıkan kaza sayısı bir elin parmaklarını geçmeyecek kadar azdır. Three Miles Island kazasında, santral dışına radyasyon sızması, batı tipi nükleer santrallerin eski teknoloji ile bile güvenli olduğunu kanıtlamaktadır.

Nükleer santralin olmadığı koşulda bile doğal çevre radyasyonu 2.5 mSv'dir. Bir nükleer santral çevresinde yaşayan kişinin 5 mSv/yıl'dan fazla doz almamaları istenir. Ayrıca, bu kişi 70 yıl içinde ortalama 1 mSv/yıl'dan fazla ek doz almamalıdır. Nükleer santraller bu koşullara göre dizayn edilirler. Dünyada çalışmakta olan reaktörlerin, izin verilen değerlerin altında kaldıkları görülmektedir. 1990 yılında ABD Ulusal Kanser Enstitüsü tarafından yapılan bir araştırma ile 1954-1984 arasında görülen 900 000 kanser vakası incelenmiş, sonuçta nükleer santraller civarında yaşayan insanların herhangi bir fazla risk altında olmadıkları bulgulanmıştır.

Yapılan araştırmalarla tüm kaynaklar için herbir 1000 MW yani GW başına yıllık ölüm olasılığı (ölüm/GW.yıl) hesaplanmış bulunmaktadır. Hesaplanan veriler, kömür, petrol ve doğal gaz çevrimlerinin sağlık riskinin, nükleer çevrimin sağlık riskinden büyük olduğunu göstermiştir. Sektörde çalışanlar için mesleki risk; kömür çevriminde 1.2-0.023 ölüm/GW.yıl, petrol çevriminde 0.7-0.023 ölüm/GW.yıl, doğal gaz çevriminde 0.7-0.018 ölüm/GW.yıl düzeylerinde iken, nükleer çevrimde 0.36-0.0015 ölüm/GW.yıl kadardır. Halk için risk; kömür çevriminde 0.6-0.07 ölüm/GW.yıl, petrol çevriminde 1.0-0.0019 ölüm/GW.yıl, doğal gaz çevriminde 0.2-0.0025 ölüm/GW.yıl olup, nükleer çevrimde bunların hepsinden küçük olarak 0.0125-0.00002 ölüm/GW.yıl değerleri arasında bulunmaktadır.

Nükleer santral atıklarının, işlendikten sonra geriye kalanının aktivitesini yitirme süresince saklanması, güvenli biçimde sağlanmakta olup, tüm radyoaktif atıklar cam içinde eritilerek, paslanmaz

çelik borular içine sızdırmaz biçimde konulmakta, beton bloklarla, depremde etkilenmeyen su ile temas etme olanağı bulunmayan tuz yataklarına gömülerek ortadan kaldırılmaktadır. Böylece, nükleer atık sorunu çözümlenmiş olmaktadır. Nükleer maddelerin taşınmasında da yeterli güvenlik önlemleri alınmak koşulu ile hiçbir risk bulunmamaktadır. Ancak, nükleer karşıtı çevrelerce bu konuda spekülasyonlar yapılmaktadır. Nükleer teknolojiye güvenlik önlemlerinin ek bir maliyeti olmakla birlikte, nükleer santraller bugün klasik santrallerle ekonomik rekabet edebildiği gibi, çevresel etki maliyeti ekonomikliğini sarsmamaktadır.

14.2.3. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Yenilenebilir kaynakların başında yer alan hidrolik enerjinin mikroklimatik, hidrolojik ve biyolojik çevre etkileri vardır. Baraj gölünün geniş yüzey alanı evapotranspirasyonu artırmakta, sıcaklık-yağış-rüzgar rejimleri değişmekte, yöredeki doğal bitki örtüsü ile su ve kara canlıları yaşam alanında değişiklik olmakta, yaşama adapte olabilen türler varlıklarını sürdürmektedir. Akarsuyun akış rejiminin ve fizikokimyasal parametrelerinin değişmesi yeni hidrolojik etkiler oluşturmaktadır. Ayrıca, yöredeki tabiat ve tarih varlıklarının korunamaması sonucu, kültürel değerlerin kaybı da söz konusu olabilmektedir.

Hidrolik enerjinin başlıca olumsuz etkileri; büyük alan kaplaması, iklimi değiştirmesi, dikkate değer kaza ihtimali bulunması, doğal görünümü bozarak görüntü kirliliği oluşturabilmesi, balık ve doğal yaşamı etkilemesi, ekolojik dengeyi bozması, suyun kalitesini düşürmesi, doğal fay hareketlerini etkileyerek deprem oluşum riskini artırması biçiminde sıralanmaktadır. Hidrolik enerjide 1969 sonrası baraj yıkılması biçiminde 8 kaza görülmüş olup, toplam ani ölüm sayısı 3 839 ile Çernobil kazasındaki ani ölümün 124 katıdır. Hidrolik enerjide santralda çalışanlar için risk faktörü 0.01-1.41 ölüm/GW.yıl iken, halk için 0.001-0.01 ölüm/GW.yıl kadardır.

Bir diğer yenilenebilir kaynak olan jeotermal akışkan, bünyesindeki yoğunlaşmayan gazlar nedeniyle az da olsa asit kirleticilere katkı yapabilmekte, bünyesindeki CO₂ ve CH₄ sanayi amaçlı değerlendirilmeyecek olursa, sera gazı atımı gerçekleşmektedir. Akışkandaki bor nedeni ile su ve toprak kirliliği oluşabilmektedir. Örneğin 100 MW gücünde bir santralı besleyebilecek olan Kızıldere yöresinde, jeotermal akışkanın içinde 25 ppmv bor bulunduğundan, sahanın tümünün kullanılması koşulunda reenjeksiyon yapılmayarak atık su Büyük Menderes nehrine verilirse, nehrin sulama suyu olarak kullanılması olanağı ortadan kalkabilecektir.

Jeotermal akışkanda ağır metaller bulunabilmektedir. Jeotermal tesislerden görüntü kirliliği ortaya çıkmakta, kuyu sondajı çalışmaları çevreyi geçici de olsa rahatsız etmekte, kuyudan akışkan çıkması sırasında gürültü kirliliği oluşmaktadır. Hastalık türü kazalarla jeotermal enerjinin neden olduğu iş günü kaybı (WDL), buhar ağırlıklı jeotermal kaynaklarda 1.2-2.0 WDL/MW iken, sıvı ağırlıklı kaynaklarda 3.5-6.4 WDL/MW olmaktadır. Ölüme neden olma risk faktörü buhar ağırlıklı kaynaklarda 0.3-0.5 ölüm/GW.yıl, sıvı ağırlıklı kaynaklarda 0.8-1.5 ölüm/GW.yıl düzeyindedir.

Teknolojik gelişmeler yeni ve yenilenebilir kaynaklardan rüzgar enerjisine önem kazandırmıştır. Rüzgar tarlalarının geniş alan istemesi sorun gibi görülebilmektedir. Tek türbin açısından bakıldığında alan gereksinimi $700-1000 \text{ m}^2/\text{MW}$ düzeyindedir. Rüzgar tarlalarının birim kurulu güç başına toplam alan gereksinimi ise, bunun 150-200 katı üzerinde olup, tarla özgül alanı $0.1-0.2 \text{ km}^2/\text{MW}$ arasındadır. Ancak, rüzgar tarlalarında türbinlerin kapsadığı gerçek alan, tarla toplam alanının % 1-1.2'si kadardır. Türbinlerin aralarında yetiştiricilik yapılabilirdiğinden, arazi kaybı söz konusu değildir.

Rüzgar santrallerinin görsel ve estetik kirliliği, gürültü yapması, kuş ölümlerine neden olması, gerek radyo ve gerekse TV alıcılarında parazitler oluşturması gibi olumsuz çevre etkileri ile kaza olasılıklarından söz edilmektedir. İngiltere'de büyük rüzgar çiftlikleri (10 türbinden fazla veya 5 MW'ın üzerinde) çevre sorunları nedeni ile milli park alanlarının sınırları içinde kurulamamaktadır.

Görüntü kirliliğini engellemek ve estetik görünüm için pilon tipi kafes kulelerin yerini boru kuleler almıştır. Türbinlerin haberleşmede parazit oluşturması ise 2-3 km'lik alanla sınırlı kalmaktadır. Uçma hızı düşük kuşların rüzgar türbinlerine çarpması ve kuş ölümlerine neden olması ise yokumsanacak düzeyde bulunmaktadır.

Rüzgar çiftliği içerisindeki gürültü, geliştirilmiş türbinlerin bulunduğu ortamda bile 85 dB düzeyini aşmamaktadır. Araba içerisindeki gürültü ise 80-90 dB kadardır. Rüzgar tarlaları ile yerleşim birimleri ve konutlar arasındaki uzaklığın 300 m'den az olmaması, standard 400 m olması gürültü korumasını sağlamakta, bu koşulda var olan taban gürültüye, yokumsanabilecek 5 dB daha gürültü eklenmektedir. Böylece, yeni teknoloji ürünü türbinlerle 400 m uzaklıkta gürültü kirliliği 36.9 dB'e düşmektedir. Oysa eski teknoloji ürünü türbinlerde 400 m uzaklıkta 56 dB gürültü oluşmaktadır. Bugünkü teknolojiye 100 m uzaklıkta ölçülen gürültü 60 dB olup, bir çalışma ofisinde duyulan gürültüden azdır.

Toplum sağlığı açısından rüzgar enerjisi olumsuzluğu, toplum sağlığı açısından gün kaybını gösteren $0.2-0.6 \text{ PDL} / \text{MW}_e.\text{yıl}$ parametresi ile değerlendirilmektedir. Burada PDL = halk bireyi-kayıp gün sayısı'dır. Rüzgar enerjisi için hesaplanan Hastalık tipi kazalar $0.4-10 \text{ WDL}/\text{MW}_e.\text{yıl}$ olarak bildirilmektedir. Yılda GW başına zarar/kaza oranı 3 ve yılda ölüme sebebiyet riski de $0.09-0.6 \text{ ölüm}/\text{GW.yıl}$ olarak rapor edilmektedir.

Güneş enerjisinin kullanım biçimine göre çevre etki ve sorunları değişik olmaktadır. Bugün yaygın biçimde kullanılan güneşli su ısıtıcılar, mimari yapı ile bütünleşik ele alınmadıklarından görüntü kirliliği oluşturmaktadırlar. Burada özellikle güneşle elektrik üretiminin çevre etkileri ele alınmıştır. Fotovoltaik üreteçler, üretimleri ve atımları koşulunda partikül sorunu, ağır metal sorunu ve atık sorunu ortaya çıkarmaktadır. Görüntü kirliliği oluşturabilmekte, çevrim verimlerinin düşüklüğü nedeni ile büyük alan istemektedirler. Güneş ve rüzgar santrallerinin $2275-3750 \text{ t CO}_2/\text{MW}$ kadar CO_2 atımını engellemeleri, küçük düzeylerde kalan tüm sakıncalarının da gözardı edilmesine neden olacak en büyük çevresel kazançlarıdır.

Güneş termik santrallerinin çevre sorunlarından biri geniş alan istemi olup, $0.006-0.026 \text{ km}^2/\text{MW}$ arasında değişmektedir. Ancak, rüzgar tarlaları ve barajlı hidroelektrik santrallerle kıyas-

landığında, bu alanın küçük olduğu görülmektedir. Güneş termik santrallerinin ayna fonksiyonlu konsantratör (odaklı kollektör) ve heliostat tarlalarının oluşturduğu ışık kirliliğinin yani parlak ışığın göz sağlığına olumsuz etkisi, tümü ile santral yapısının oluşturabileceği çirkin görüntü, yakın yörede yansılardan radyasyon yoğunluğu artışı, çalışma akışkanı su/buhar yerine değişik kimyasallar olan santrallerin ısı transfer akışkanlarının olumsuz etkisi ve kaza olasılıkları vardır.

Güneş termik santrallerinde toplum sağlığı açısından hesaplanan gün kaybı parametresi 1.0-2.2 PDL/MW.yıl ile rüzgar enerjisine göre büyük değerdedir. İşgünü kaybına gelince; değişik tesislere dayalı olarak yapılan incelemelere göre en düşük 1.7-7.0 WDL/MW.yıl düzeyinde, en yüksek 11-17 WDL/MW.yıl düzeyinde saptanmıştır. Ölümle sonuçlanabilecek kaza riski olasılığı ise 0.5-1.3 ölüm/GW.yıl ile yine rüzgar santrallerinden büyüktür.

Bir başka yenilenebilir kaynak olan biyomas enerji asit kirleticisi, CO₂ emisyonu, CH₄ emisyonu oluşturabilmektedir. Ancak, yetiştiricilik aşamasındaki fotosentez prosesinde CO₂ gazını kullandığı için, CO₂ salımı yapmadığı varsayılır. Partikül emisyonu olmakta, atık sorunu oluşabilmekte, çirkin görüntü ve tesisin cinsine göre gürültü kirliliği de ortaya çıkmaktadır. Ayrıca alan gereksinimi ve su gereksinimi önemli büyüklüktedir.

Biyomasın yetiştirilmesi, kimyasal yakıtlara dönüştürülmesi işlemlerinde olumsuz etkilerle iş günü kaybı enerji ormancılığında 2.8-3.8 WDL/MW.yıl, enerji bitkileri alanında 0.8-4.5 WDL/MW.yıl sınırlarında bulunmaktadır. Orman atıklarının elektriğe dönüştürülmesi işleminde bu değer 4.5-5.1 WDL/MW.yıl iken, enerji bitkilerinden elektrik üretiminde ise 1.4-6.1 WDL/MW.yıl kadardır. Biyomas enerji çevriminde ölüm riski 0.5-2.1 ölüm/MW.yıl gibi diğer yenilenebilir kaynakların tümünden büyüktür.

Tüm enerji kaynaklarını işlenmesinde, bu kaynaklara dayalı çevrimlerde ve/veya dönüşümlerde, çevre sorunlarından ve bazılarında büyük bazılarında küçük çevre ve sağlık risklerinden söz edilebilir. Bununla beraber, bu sorunlar çözülemez değildir. ***Çevre sorununu çözümleyici önlemler en son teknolojiyle yeterince alınarak hiçbir santralin yapımı ve işletilmesi engellenmemelidir.***

15

B Ö L Ü M

ENERJİ POLİTİKASI VE
ENERJİ SEKTÖRÜ İÇİN
GEREKEN DÜZENLEMELER

15. ENERJİ POLİTİKASI VE ENERJİ SEKTÖRÜ İÇİN GEREKEN DÜZENLEMELER

Bu bölümde Türkiye’de enerji politikasının geçirdiği aşamalar, enerji sektöründe yapılması gereken yönetsel düzenlemeler, özelleştirme ve yasal düzenlemeler üzerinde durulmaktadır. Yönetsel düzenlemeler enerji yönetimine bağılı olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile bağılı ve ilgili kuruluşlarının etkin ve verimli çalışmaları için öngörülen organizasyondur. Özelleştirme, Türkiye açısından en önemli konudur. ***Sektörün gelişmesi ve yatırım sorunlarının çözümü özelleştirmeye bağılıdır.*** Gerek yönetsel düzenleme ve gerekse özelleştirme yasal düzenlemeyi zorunlu duruma getirmektedir.

15.1. Türkiye’de Enerji Politikası Aşamaları

Türkiye’de enerji politikasının geçirdiği aşamalara tarih sürecinde bakıldığında; Cumhuriyet öncesi dönem, 1923-1930 dönemi, 1930-1950 dönemi, 1950-1960 dönemi, 1960-1980 dönemi, 1980 sonrası dönem farklı özellikler taşımaktadır.

15.1.1. Cumhuriyet Öncesi Dönem

Osmanlı döneminde yeraltı enerji kaynaklarının yerli ve yabancı sermayeye tanınan imtiyazlarla işletilmesine girişilmiştir. Zonguldak-Ereğli yöresinde taşkömürü işletmeciliğine 1848 yılında Galata sarraflarının kurduğu bir özel şirketle başlanmıştır. Bu yöre daha sonra İngiliz, Alman ve Fransız şirketlerince işletilmiştir. Türkiye’de ilk linyit işletmeciliğini Almanlar başlatmıştır. Petrol aramalarına 1897 yılında özel kişilere ve yabancı şirketlere tanınan imtiyazla girişilmiştir. Almanların Berlin-İstanbul-Bağdat Demiryolu Projesi, Amerikalıların Chester Projesi, demiryolunun yanısıra çevresinde petrol arama ve işletmeciliğini de içeriyordu.

İlk elektrik santrali 1902 yılında Tarsus’da İsviçre ve İtalyan grubu tarafından kurulmuştur. Ardından o dönemki Osmanlı şehirleri olan Selanik, Şam ve Beyrut elektrikleştirilmiştir. 1910 yılında Macar Ganz şirketine verilen bir imtiyazla 1914 yılında İstanbul elektriğe kavuşmuştur. İstanbul’da kurulan Silahtarağa Santrali, Türkiye’nin ilk taşkömürü santralidir. 1913 yılında ise bu imtiyazları düzenlemek üzere, bugün halen yürürlükte bulunan Menafii Umumiyyeye Müteallik İmtiyazat (Kamu Yararına İlişkin Ayrıcalıklar) Hakkında Kanun çıkarılmıştır.

Cumhuriyet ilan olunduğunda, Türkiye’de toplam kurulu gücü 32.8 MW ve yıllık üretimi 44.5 GWh olan 38 santral bulunuyordu. Çoğunluğu motor gücü ile çalışan bu

santrallerin 14 tanesi kişilere, 13 tanesi ortaklıklara ve 11 tanesi belediyelere aitti. Türkiye Cumhuriyeti'nin bugünkü sınırları içinde yalnızca İstanbul, Adapazarı ve Tarsus elektrikli kent durumunda idi. Halkın % 94'ünün elektriksiz kesimde yaşadığı o dönemde, kişi başına yıllık elektrik tüketimi yaklaşık 3 kWh olmuştur.

Cumhuriyet öncesi uygulanan mekanizma yerli ve yabancı sermayeye açık olup, Yap-İşlet-Devret modeli ile bazı benzerlikleri bulunmaktadır. Ancak, temel farkı belirlenmiş bir enerji planlaması ve politikası olmadığı gibi, şirket seçimine yönelik kriterler yoktur, koşullar rekabet ortamından çok uzaktır.

15.1.2. 1923-1930 Dönemi

Bu dönemde uygulanan politikanın ana hatlarını, 1923 İzmir İktisat Kongresi belirlemiştir. Alınan kararlarla liberal ekonomi sistemi yerleştirilmeye çalışılmıştır. Taşkömürü alanında Fransız sermayeli Ereğli Şirketi'nin yanısıra, yerli özel sermayeye ait İş Bankası da işletmeciliğe girişmiştir. Ancak, İktisat Vekaleti'ne bağlı Havza İktisat Müdürlüğü ocakların işletilmesini kontrol altına almıştır. Linyitte özel sektör işletmeciliği sürmüştür.

1926 yılında çıkarılan bir yasa ile tüm petrol arama ve işletme yetkileri hükümete bırakılmıştır. Bu dönemde herhangi bir petrol bulgusu ile karşılaşmadığı gibi, yabancı şirketlerin arama yapma talepleri de olmamıştır. Petrol ürünleri pazarlamasında ise yabancı sermayeli şirketler varlıklarını sürdürmüşlerdir.

Elektrik konusunda imtiyazlı ortaklıklar politikası değiştirilmemiştir. Alman MAN ve AEG şirketlerince 1925 yılında dizel jeneratörle Ankara elektrige kavuşturulmuştur. Elektrik sektörü Alman, Belçika, İtalyan ve Macar yabancı ortaklıklarının elinde kalmıştır. Ancak, yerli özel sermaye bu alana girmeye başlamıştır. Bugün de varlığını koruyan Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. 1926 yılında kurulmuştur.

Bu dönemdeki santrallerin 3 tanesi taşkömürlü termik, 11 tanesi hidrolik, 27 tanesi dizel, 4 tanesi buhar makinalı (lokomobil), 3 tanesi gaz motorludur. Dizellerin 8 tanesi 1930 yılında tamamlanmıştır. 1930 yılında Türkiye'nin kurulu gücü 74.8 MW, elektrik üretimi 106.3 GWh ve kişi başına yıllık elektrik tüketimi 6.2 kWh'dır. Dünya ekonomisinde ortaya çıkan krize koşut biçimde, Türkiye'de 1926'da başlayan ve 1929'da şiddetlenen ekonomik bunalım görülmüş, enflasyonist ortamda elektrik fiyatları aşırı yükseltilmiştir.

15.1.3. 1930-1950 Dönemi

Ekonomik bunalım batıda da filizlenen devletçilik görüşüne ağırlık kazandırmıştır. Yeterli özel sermaye birikimi sağlanamadığından, "mutedil devletçilik" uygulaması başlatılmıştır. 1933 yılında Birinci Beş Yıllık Sanayi Planı uygulamaya konulmuştur. Bu planda sanayileşmenin, ucuz enerji sağlanması ile mümkün olabileceğine değinilmiş, hidrolik ve termik kaynakların araştırılması isten-

miştir. 1913 tarihli Menafii Umumiyyeye Muteallik İmtiyazat Hakkında Kanun'da, 1932 ve 1933 yıllarında yapılan değişiklikle, imtiyazlı ortaklıkların vergi, resim ve harç muafiyeti kaldırılmıştır.

1933 yılında petrol arama teşkilatı kurulmasına gidilmiştir. Yine, 1933 yılında çıkarılan Belediye Kanunu ile belediyelere elektrik tesisi kurma ve işletme yetkisi verilmiştir. 1933 yılında Belediyeler Bankası, 1935 yılında sırasıyla Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü (MTA), Etibank, Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) kurulmuştur.

1938 yılında hazırlığı tamamlanan İkinci Beş Yıllık Sanayi Planı'nda özellikle madencilik, petrol, kömür kökenli sentetik akaryakıt, benzine katılacak alkol ve elektrik santrallerine ağırlık verilmiştir. Atatürk'ün ölümü ve İkinci Dünya Savaşı'nın başlaması, İngiliz sermaye ve teknolojisine dayalı biçimde yürütülmesi tasarlanan bu planın uygulamasını engellemiştir. 1941 yılında akaryakıt temininin güvencesi için Petrol Ofisi kurulmuştur.

Fransız sermayeli Ereğli Şirketi'nin elindeki taşkömürü ocakları, 1936 yılında Devlet tarafından satın alınıp, Etibank'a devredilmiştir. 1949 yılında Amerikan Marshall yardımıyla yörenin geliştirilmesine çalışılmıştır. Linyit alanında hem kamu ve hem de özel sektör birlikte üretim yapmışlardır. 1950 yılında 2.8 milyon ton taşkömürü ve 1.2 milyon ton linyit üretilmiştir.

1940 yılında MTA Siirt-Raman'da ilk petrol yatağını bulmuştur. 1948 yılında Raman ekonomik üretime sokulmuştur. 1945 yılında Garzan alanında başlatılan çalışmalarla, 1951 yılında bu yörede üretim gerçekleştirilmiştir. 1950 yılında yerli petrol üretimi 18 bin tondur.

1938-1944 yılları arasında ülkedeki tüm yabancı sermayeli ve imtiyazlı yabancı elektrik ortaklıkları devletleştirilmiştir. Bu dönemde elektrik sektöründe bir yandan belediyeler, diğer yandan pekçok kamu kuruluşu görev yapmıştır. Belediyeler Bankası kaynak yetersizliği çekince, 1945 yılında İller Bankası olarak yeniden örgütlenmiştir. Dönemin elektrikte özel sermayeye karşı olduğu söylenemez. Çünkü 1926 yılında kurulan yerli özel sermayeli Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. devletleştirilmemiştir.

İkinci Dünya Savaşı sonrası, 1945 yılında yeni bir kalkınma plan ve programı hazırlanmış, burada Etibank'ın enerji projelerine ağırlık verilmiştir. Avrupa Kalkınma Programı kapsamına alınması istemiyle ABD'ye sunulan sanayileşme ve enerji projelerinden istenilen krediler temin edilememiştir. Buna karşın tarımsal kalkınma programına kredi verilmiştir. Daha sonra Dünya Bankası'na dönüşen İmar ve Kalkınma Bankası da, Türkiye'ye büyük baraj ve hidroelektrik santraller yerine küçük tesisler kurmasını önermiştir. 1950 yılında Türkiye'nin kurulu elektrik gücü 407.8 MW, elektrik üretimi 789.5 GWh, kişi başına yıllık elektrik tüketimi 32 kWh olmuştur. Ancak, nüfusun % 23'ü elektrikten yararlanabilmiştir. Elektrifikasyonu gerçekleştirilmiş kesimde, kişi başına yıllık elektrik tüketimi ise 141 kWh'da kalmıştır.

15.1.4. 1950-1960 Dönemi

Bu dönemin ekonomi politikası, karma ekonomi kapsamında özel sektöre ağırlık vermek, yabancı sermayeyi ülkeye çekebilmek esasına dayandırılmıştır. Enerji politikası bu ilke ile biçimlen-

dirilmiştir, ama özel sektörün geliştirilmesi istenirken kamu sektörünün geliştirildiği çelişkili bir dönem olmuştur. Bu dönemin önemli olaylarından birisi, 1949 yılında kurulan Dünya Enerji Konferansı Türk Milli Komitesi'nin 1953 yılında Birinci İstişari Enerji Kongresi'ni toplamış olmasıdır. Şura niteliğindeki bu kongrede; ülkenin enerji ihtiyacı ve bu ihtiyacın karşılanması için yapılan çalışmalar, elektrik üretimi ve tüketimin gelişimi, kömür, hidrolik kaynaklar ve enerji üretiminde diğer kaynaklardan yararlanma imkanları, kurulmasına girilmiş belli başlı enerji tesisleri hakkında raporlar etüt edilmiştir.

Kömür alanında yeni bir kamu iktisadi teşebbüsü olarak 1957 yılında Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) kurulmuş, kömür işletmeciliği Etibank'dan bu kuruma aktarılmıştır. 1960 yılında taşkömürü üretimi 3.6 milyon ton ve linyit üretimi 4.1 milyon ton olmuştur. Linyit üretiminde özel sektörün payı 1950'deki % 17'lik düzeyden, 1960'da % 40'a çıkmıştır.

1954 yılı, petrol arama ve üretiminde devletçiliğin terk olunduğu bir dönüm noktasıdır. Petrol kaynaklarının özel girişim ve yabancı sermaye yardımıyla geliştirilip, değerlendirilmesini amaçlayan 1954 tarihli ve 6326 Sayılı Petrol Kanunu, milli petrol tartışmasını da başlatmıştır.

Petrol politikasının belirlenmesi ve yasanın uygulanması için Petrol Dairesi Reisliği kurulmuştur. Aynı yıl kamu sektörü petrol işletmeciliği için kamu sermayeli Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) oluşturulmuştur. 1957 yılında Petrol Kanunu'nda yapılan değişiklikle, yerli/yabancı özel sermayeli şirketlere rafineri kurma hakkı tanınmıştır. 1960 yılına kadar Türkiye'ye gelen yabancı petrol şirketlerinin sayısı 19'dur. 1960 yılında yerli petrol üretimi 363 000 ton olup, üretimin % 97'si TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir.

Dönemin önemli bir özelliği, elektrik işletmeciliğinde yabancı sermayeyi içermeyen özel sektör ortaklıklarının oluşturulmasıdır. 1952-1956 yıllarında özel sermayeli dört tane anonim şirket oluşturularak, kendilerine bölgesel imtiyaz tanınmıştır.

1952 yılında, Kuzey Batı Anadolu Elektriklendirme T.A.O.'na Sarıyar Barajı'ndan elektrik üretilmesi ve bunun Kuzeybatı Anadolu'da satışı imtiyazı verilmiş, ama bu şirket yürümemiştir. Seyhan Barajı ve Hidroelektrik Santrali'nden elektrik üretilmesi, bunun tüketim merkezlerine taşınması ve toptan satışı için Çukurova Elektrik T.A.Ş.'ye 1953 yılında imtiyaz verilmiş, bu şirket bugüne kadar büyümesini sürdürmüştür.

Gediz Demirköprü Barajı ve Hidroelektrik Santrali'nden elektrik üretilmesi, bunun tüketim merkezlerine taşınması ve toptan satışı için oluşturulan Ege Elektrik T.A.Ş.'ne 1955 yılında imtiyaz verilmişse de, bu şirket de yürütülemeyerek, 1971 yılında tasfiye olunmuştur. Antalya Kepez'de hidroelektrik santral kurulması, üretilecek elektriğin tüketim merkezlerine taşınması ve toptan satışı için 1956 yılında imtiyaz verilen Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik Santralleri T.A.Ş., bazı sermaye değişiklikleri ile varlığını geliştirerek sürdürmüştür.

Bu dönemde ülkenin elektrifikasyonunda termik santrallerin yanısıra hidroelektrik santrallara yönelinmiştir. Büyük barajların yapımı amaçlanarak, 1953 yılında Devlet Su İşleri (DSİ) kurulmuştur. 1950 yılında 389.9 MW olan termik kurulu güç, 1960 yılında 860.5 MW'a ulaşırken, 1950 yılında 17.9 MW olan hidrolik kurulu güç, 1960 yılında 411.9 MW'a çıkarılmıştır. Böylece toplam kurulu güç 1272.4 MW olmuştur.

1960 yılında 2815.1 GWh elektrik üretilmiş, kişi başına yıllık tüketim 86 kWh'a ulaşmış, nüfusun % 31.6'sı elektrikten yararlanır duruma getirilmiştir. Elektrifikasyonu tamamlanmış yörede yaşayan nüfusa göre kişi başına düşen yıllık tüketim 276 kWh'a ulaşmıştır.

15.1.5. 1960-1980 Dönemi

Anayasa uyarınca bu dönem, planlı kalkınmanın başlatıldığı ve geliştirildiği, enerji sektöründe devletçilik yanı ağır basan karma ekonominin uygulandığı bir dönemdir. Beşer yıllık üç kalkınma planı tamamlanmış ve dördüncüsüne başlanmıştır. Yapılan planlarda kalkınma öne çıkarılmış, sınai kalkınmanın ön koşulu olan enerji yatırımlarına ağırlık verilmiştir.

Enerjinin açıkça ortaya çıkan önemi karşısında, bu döneme dek çoğu Sanayi Bakanlığı'na bağlı olsa da, Başbakanlık'tan Bayındırlık ve Ticaret Bakanlıklarına dek çeşitli kuruluşlara dağılmış enerji işleri, ulusal enerji politikası uygulamak amacıyla 1963 yılında kurulan, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) çatısı altında toplanmıştır.

Türkiye'nin birincil enerji üretimi, 1960'daki 9 540 Btep düzeyinden 1980'de 18 857 Btep düzeyine çıkarılmıştır. 1980'deki üretimin % 21.8'i linyit, % 19.5'i tezek, % 15.6'sı odun, % 14.7'si hidrolik enerji, % 14.2'si petrol, % 12.7'si taşkömürü ve % 1.5'i de asfaltit ve doğal gazdan sağlanmıştır. Genel enerji tüketimindeki gelişme ise, 1960'da 11 208 Btep'den 1980'de 33 473 Btep'e yükselmiştir. 1980 yılındaki tüketimin % 47.8'i petrol, % 23.8'i odun ve tezek, % 19.8'i taşkömürü ve linyit, % 7.5'i hidrolik enerji, % 1.1'i ise asfaltit, doğal gaz ve ithal elektrik payıdır.

1973 ve 1977 yıllarında, petrol fiyatlarının aşırı artmasına dayalı iki petrol krizi yaşanmıştır. Enerji tüketiminin büyük ölçüde petrole dayandırılmış olması, petrol krizleri ile ekonomiyi darboğaza sokmuştur. Petrol satan ülkeler örgütü OPEC'in tutumuna karşı, OECD bünyesinden doğan Uluslararası Enerji Ajansı'nın kurucu üyeleri arasında Türkiye de yer almıştır.

İrdelenen dönemde taşkömürü alanında bir yapısal değişiklik görülmemiş, üretimi sürekli artışla 1967 yılında 5 milyon tona ulaşmışsa da, sonraki dönemlerde dalgalanarak düşmüş ve 1980 yılında 3.6 milyon ton olmuştur. 1973 yılından sonra giderek artan taşkömürü ithalatı başlamıştır.

Birkaç dalgalanmanın dışında linyit üretimi sürekli artmıştır. 1978 yılına gelindiğinde linyit üretimi 15.1 milyon tona ulaşmıştır. Ancak, üretimin % 67'si kamu sektörü tarafından yapılırken, bilinen linyit rezervlerinin önemli bölümünün ruhsatlarına sahip özel sektörün üretimi, % 33 düzeyinde kalmıştır.

Yaşanan dünya petrol bunalımının etkisi, linyite dayalı termik elektrik santralleri planlanması nedeni ile 1978 yılında, Devletçe İşletilecek Madenler Hakkında Kanun çıkarılarak, özel sektör linyit yataklarının devletleştirilmesine gidilmiştir. Bu işlem tutarlı biçimde yapılamadığından, 1979 yılında linyit üretimi düşmüş ve 1980 yılında 14.5 milyon ton'da kalmıştır.

Dönemin ilk yarısında Petrol Kanunu ve milli petrol çekişmesi nedeni iç politik çatışmalar yaşanmıştır. 1973 yılında Petrol Kanunu'nda değişiklik yapılmış, yerli ve yabancı özel sermayenin varlığı korunmakla birlikte, arama ve işletme ruhsatlarının süresi kısaltılmış, TPAO'nın ruhsat sayısının

artmasına olanak tanınmıştır.

Petrol Dairesi Reisliği, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü olarak yeniden düzenlenmiştir. 1974 yılında TPAO'nın bağlı ortaklığı olarak Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS) kurulmuştur. Dönem içinde yerli petrol üretimi 3.6 milyon tona çıkabilmişse de, 1980 yılında 2.3 milyon ton düzeyinde kalmıştır. Bu üretimin % 60'ını yabancı petrol şirketleri gerçekleştirmiştir.

Planlı ekonomi politikasının elektrik sektörüne getirdiği yenilik, imtiyazlı özel elektrik ortaklıkları politikasının terk olunmasıdır. 1970 yılında elektriğin üretim, iletim, dağıtım ve ticaretini yapacak bir tekel olmak üzere, kamu iktisadi teşebbüsü olarak, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. Ancak, geçmişte oluşturulmuş imtiyazlı ortaklıklar, yasadaki hükümlerle varlıklarını koruyabilmişlerdir.

Bu dönemde mega elektrik santralleri projelerine girilmiş olmakla birlikte, dönemin bir özelliği tüm santrallerin büyük gecikmelerle tamamlanmış olmasıdır. Böylece elektrik kesintileri dönemi görülmüştür. Kurulacak santrallara yerli elektromekanik ekipman sağlamak üzere, Türkiye Elektromekanik Sanayi A.Ş. (TEMSAN) 1977 yılında kurulmuştur.

1970 yılında 1 509.5 MW olan termik kurulu güç, 1980 yılında 2 987.9 MW'a çıkarken, 1970'de 725.4 MW olan hidrolik kurulu güç, 1980'de 2 130.8 MW'a çıkmıştır. 1980 yılında 5 118.7 MW kurulu güçle 23 275.4 GWh elektrik üretilmiş ve kişi başına yıllık net elektrik tüketimi 459 KWh olmuştur. Nüfusun % 79.7'si elektrikten yararlanır duruma gelmiştir. Elektrikli yörede yaşayan nüfus başına tüketim ise 576 kWh'a ulaşmıştır.

Bu dönemde kömür, petrol, hidrolik enerji, elektrik planlamaları ve politikaları yanısıra, nükleer enerji planlaması ve politikası, alternatif enerji kaynakları politikası gibi yeni politikalar biçimlenmeye başlamıştır. 600 MW'lık ilk nükleer santralin inşasına girilmek istenmiş, ama kredi bulunamamıştır.

15.1.6. 1980 Sonrası Dönem

Bu dönemde uygulamaya konulan enerji politikasının ana hatları, İstanbul Ticaret Odası tarafından 26-27.04.1979 tarihinde düzenlenen Enerji ve Petrol Sorunumuz Semineri'nin açılışında Merhum Turgut Özal tarafından sunulan tebliğde açıklanmıştır. Merhum Özal konuşmasında;

"petrol politikasının o güne dek sloganlar politikası olduğunu, yabancılara kovulmak istenip, özel girişimin engellendiğini, tabii gaz ithaline karşı çıkıldığını, oysa ithal edilebilecek en ucuz şeyin enerji olduğunu, madenlerin işletilmesi kanununun ve petrol meselesinin tersine çevrilmesi gerektiğini, elektrik alanında TEK monopolünün kırılmasını ve bu alanda başka şirketlerin de kurulması gerektiğini"

söylüyordu. Bu söylenenler 1980 sonrası uygulanmaya çalışılan politikanın temel taşlarıdır.

1983, 1985 ve 1993 yıllarında yasal düzenlemelerle Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yeniden örgütlenmiştir. Ancak, bakanlığın bağlı ve ilgili kuruluşlarında sürekli değişiklik yapılması, enerji ile ilgili bazı kuruluşlar bu kapsam dışına çıkarılırken, enerji ile ilgisi olmayan kuruluşların

alınması, enerji işlerinin yürütülmesi açısından olumsuzluklar oluşturmıştır.

Taşkömürü çalışmaları, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'ndan ayrılmıştır. 1983 yılında iktisadi devlet teşekküllerini ve kamu iktisadi kuruluşlarını yeniden düzenleyen kanun hükmünde kararnameyle, Ereğli Kömürleri İşletmesi Müessesesi yerine, Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) kurulmuştur. 1982 yılında taşkömürü üretimi 4 008 000 ton idi. 1974'de taşkömürü üretimi 4 965 000 tona bile çıkmıştı. 1997 yılında yapılan üretim ise 2 513 000 ton düzeyinde kalmıştır. Son yıllarda sürekli düşüş görülmüştür. Buna karşın, TKİ tarafından yapılan linyit üretimi ise 1983 yılında 20 956 000 ton'dan, 1997 yılında 57 387 000 tona çıkarılmıştır.

Yine 1983 yılında çıkarılan ve Petrol Kanunu'nda değişiklik yapan 2808 Sayılı Kanun ile petrol aramaları özendirilmiştir. Şirketlere keşfettikleri sahalardan yapacakları ham petrol üretiminin karalarda % 35'ini, denizlerde % 45'ini, her türlü vergi ve resimlerden muaf olarak ihraç ve bundan kazanılacak döviz yurt dışında muhafaza etme, yabancı personel çalıştırma imkanı tanınmış, şirketin gerekli gördüğü teçhizatın gümrük, diğer ithal vergi ve resimlerden muaf olarak ithaline izin verilmiş, arama ruhsatlarında ise Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ayrıcalığı sürdürülmüştür.

2808 Sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesiyle birlikte, Türkiye'deki bazı holdingler de petrol aramaya kalkışmış, ancak büyük riskli harcamalar nedeni ile başarı sağlamadan çalışmalarına son vermişlerdir. Genelde yerli ve yabancı sermayeli şirketlerin petrol arama çalışmaları canlanmıştır.

Türkiye'nin ispatlanmış rezervlerine bağlı olarak, 1985 yıl sonu itibarıyla kalan üretilebilir petrol rezervi 20.8 milyon ton olarak gösterilirken, 1997 yıl sonu itibarıyla bu değer ikiye katlanarak 46.3 milyon tona çıkarılabilmişse de yeterli değildir. Özellikle, son yıllarda yapılan üretimi karşılayacak rezerv artışı bile sağlanamamaktadır. Büyük riskli yatırımlar için yerli-yabancı özel sermayeli şirketlerin daha da teşvik edilmesi gerekirken, 1997 yılında hazırlanan yeni bir petrol kanunu tasarısı ile teşvik unsurlarının kaldırılmak istenmesi, dönemin politikası ile çelişmektedir.

Türkiye'de keşfedilen 94 petrol sahasının 46 tanesi 1980 sonrasında keşfedilmiştir. Bu sahaların 30 tanesi TPAO'ya aittir. Türkiye'deki 21 doğal gaz sahasının 13 tanesi de 1980 sonrasında keşfedilmiş olup, 9 tanesi TPAO'nın elindedir. Türkiye'nin yerli petrol üretimi 1980 yılındaki 2 330 000 ton iken, 1991 yılında 4 451 000 tona yükselmiş, sonraki yıllarda düşerek 1997 yılında 3 456 000 ton'da kalmıştır. 1980 yılındaki üretimin % 40'ı, 1991 yılındaki üretimin % 74'ü, 1997 üretiminin de % 71'i TPAO tarafından sağlanmıştır. Doğal gaz üretiminin % 99.8'i TPAO tarafından yapılmaktadır.

Bu sonuç, TPAO'na arama bölgelerinde tanınan ayrıcalıklarla ve yabancı şirketlerin teşviklerinin yeterli olmamasından ortaya çıkmıştır. Yabancı şirketlerin nakit, makina-teçhizat ve malzeme biçiminde getirdikleri sermayeye göre dışarıya daha az bir transfer yaptıkları, Türkiye'deki çalışmalarının kendileri için kazanç sağlamadığı görülmektedir. Bu durumun karşılıklı ve eşit çıkar ilkesi ile düzeltilmesi gerekir.

Sovyetler Birliği'nden doğal gaz sevkiyatına dair 1984 yılında yapılan anlaşmaya bağlı olarak, 1986 yılında da BOTAS ile Soyutgazexport arasında 25 yıl süreli doğal gaz alım satım anlaşması im-

zalanmıştır. Aynı yıl inşasına girişilen hatla 1987 yılında doğal gaz ithaline başlanmıştır. 1987 yılında 438 milyon m³ olan doğal gaz ithali, 1997 yılında 9 885 milyon m³ düzeyine ulaşmıştır. BOTAŞ, 1995 yılında TPAO'nın bağlı ortaklığı statüsünden çıkarılmış, 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararname kapsamında iktisadi devlet teşekkülü olarak yapılandırılmıştır.

1984 yılında, TEK'in tekeline son veren 3096 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. Bu kanunda Yap-İşlet-Devret deyimi yer almamakla birlikte, Yap-İşlet-Devret (BOT) Kanunu diye bilinir. Bu kanun ile başlangıçta 2149.5 MW'lık hidroelektrik, 2x500 MW ve 1600 MW'lık ithal kömüre dayalı termik santrallerin hemen inşaatına başlanıyor gibi açıklamalar yapılmasına karşın, kanun çıkarılırken kimse'nin aklına gelmeyen ağır bürokratik işlemlerle karşılaşmış, ilk büyük ölçekli projelerin onaylanarak inşaatına başlanması, kanunun yürürlüğe girmesinden 12 yıl sonra gerçekleşmiştir.

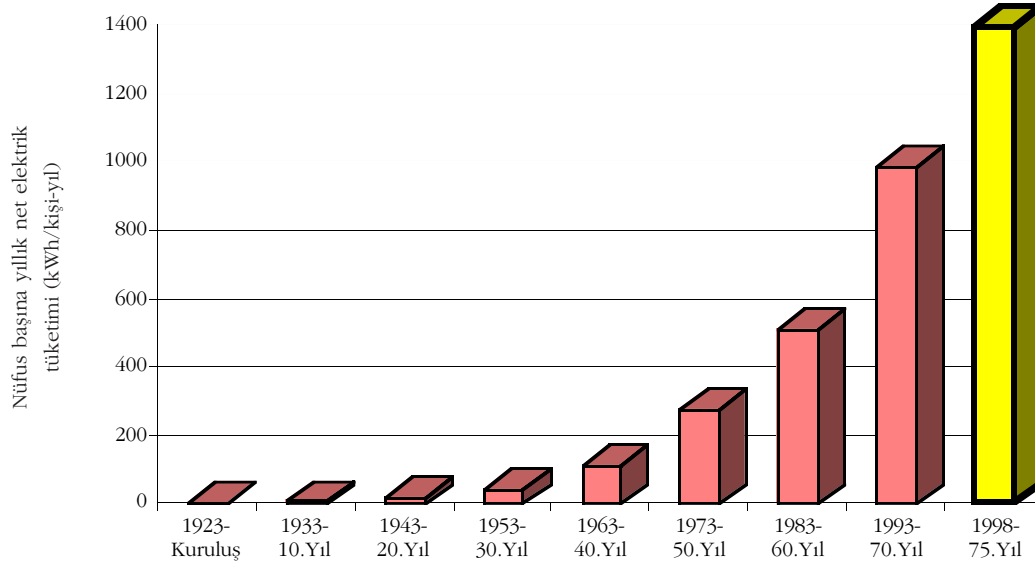
1993 yılında Bakanlar Kurulu kararı ile TEK ikiye bölünerek, Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) diye iki yeni kamu işletmesi kurulmuştur. Ayrıca, sonra özelleştirilmek üzere TEDAŞ'a bağlı 7 adet dağıtım şirketi oluşturulmuştur.

1994 yılında Yap-İşlet-Devret modelini geliştirmek için 3996 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. 1994 yılında çıkarılan 4047 ve 1996 yılında çıkarılan 4180 Sayılı Kanunlar ile 3996 Sayılı Kanun'da değişiklik yapılmıştır. İlk değişiklikle elektrik yatırımları, eski 3096 Sayılı Kanun'a bağlanmıştır.

Daha sonra ortaya konulan Yap-İşlet modeli için, ilk kez 1996 yılında bir kararname ve ardından 1997 yılında 4283 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. 3996 ve 4180 Sayılı Kanunların bazı maddelerinin Anayasa Mahkemesi tarafından iptal edilmesi, yerli ve yabancı sermayeyi çekingen yapmış olup, gerek Yap-İşlet-Devret ve gerekse Yap-İşlet modelleri ile beklenen gelişme sağlanamamıştır.

1997 yılında Türkiye'nin kurulu gücü 21 889.4 MW'a, elektrik üretimi 104.3 GWh'a çıkmış, ancak elektrik yetersizliği başladığından 2.5 GWh elektrik ithalatı yapılarak 106.8 GWh elektrik tüketime sunulmuştur. Böylece Cumhuriyetin 75. yılına gelinirken, Türkiye'nin kurulu gücü 75 yılda 668 kat artmıştır.

Türkiye'de nüfusun hemen tamamı elektrikten yararlanır durumdadır, ama talebin tam karşılandığı söylenemez. Kişi başına yıllık elektrik tüketimi brüt 1 347 kWh'a ve net 1 281 kWh'a ulaşmıştır. Ancak, bu değer dünya ortalamasının % 60'ı, G-7 ülkeleri ortalamasının ise % 15'i düzeyindedir. Cumhuriyetin kuruluşundan 75. yılına kadar kişi başına net elektrik tüketiminin gelişimi Şekil 15.1'de gösterilmiştir. Kişi başına yıllık tüketimin 3.5 kat artırılması, Cumhuriyetin 100. yılına kadar çözümlenmesi gereken sorundur.



Şekil 15.1. Cumhuriyet döneminde kişi başına yıllık net elektrik tüketiminin gelişimi.

Önümüzdeki dönemde enerji işletmelerinin tümü özelleştirilmelidir. Ancak, özel sektöre bırakılacak enerji kesiminde, devletin yol göstericiliği zorunludur. Bir başka deyişle, dinamik karakterli, uzun dönemli, ayrıntılı, kendi içinde tutarlı, ekonomi, maliye ve çevre politikaları ile uyumlu enerji planlamasına dayalı politika kapsamında; enerji üretimi, iletimi ya da taşımacılığı, dağıtımı ve ticaretini yapacak özel sektör kuruluşlarının devletçe hedefe yönlendirilmesi ve denetlenmesi gerekir.

Özel sektör elinde bulunacak enerji üretim kesimi için, enerji ile ilgili yönetici kamu kuruluşlarının yeniden yapılanmasına gerek vardır. 1980 sonrası benimsenen serbest piyasa ekonomisi kapsamında, enerji sektörünün özelleştirilemeyeşinin altında, kamu kuruluşlarının bunu gerçekleştirecek yapıda olmayışları yatmaktadır. Bürokratik engeller bu yapıdan çıkmaktadır. Yeniden yapılanma Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan başlamalıdır.

15.2. Gerekli Yönetimsel Düzenlemeler

Bu düzenlemeler Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı öz bünyesinden, bağlı ve ilgili kuruluşlara kadar uzanmaktadır.

15.2.1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)

Ulusal enerji politikalarının uygulanmasını ve sektörün yönetimini üstlenen bu bakanlık, 1963 yılında kurulmuştur. Bakanlığın ilk kuruluş yasası 1983 yılında çıkarılan 186 Sayılı Kanun Hükmündeki Kararname'dir. Ardından 1985 yılında 3154 Sayılı Kuruluş Kanunu çıkarılmış ve 1993 yılında 505 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile bu yasada değişiklik yapılmıştır.

Bakanlığın kuruluş amacı; **enerji ve tabii kaynaklarla ilgili hedef ve politikaların, ülkenin güvenliği ve refahı, ulusal ekonominin gelişmesi ve güçlenmesi doğrultusunda saptanmasına yardımcı olmak; enerji ve tabii kaynakların bu hedef ve politikalara uygun olarak araştırılmasını, geliştirilmesini, üretilmesini ve tüketilmesini sağlamaktır.**

Görevleri arasında enerji planlamaları yapmak, politikaları belirlemek, belirlenen politikalar doğrultusunda program, plan ve projeleri hazırlamak ya da hazırlatmak, kaynakların değerlendirilmesine yönelik arama, tesis, işletme ve faydalanma haklarını vermek, bu haklarla ilgili işlemleri yürütmek, enerjinin üretim, iletim, dağıtım tesislerinin etüd, kuruluş, işletme ve devam ettirme hizmetlerinin genel politikasını saptamak ve koordinasyonu yürütmek, enerjinin fiyatlandırma politikasını belirlemek ve fiyatları tespit etmek, bağlı ve ilgili kuruluşlarının yatırım programlarını onaylamak ve izlemek, çalışmalarını denetlemek, gerekli bilgileri toplamak biçiminde özetlenebilir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın kuruluş kanununda merkezi bir devletçiliğin izleri görülmektedir. Uygulanmasına çalışıldığı söylenilen serbest piyasa ekonomisinde ya da olması gereken liberal ekonomide enerji üretim, iletim-taşıma ve dağıtım-pazarlama işlemlerinde özel sektör kuruluşları etkili biçimde yer almak zorundadır. Bakanlık politikaları saptarken, geçmişte olduğu gibi yalnızca kamu kuruluşları genel müdürlüklerinin görüşlerini alarak değil, özel sektörün görüşlerini almaktan öte, özel sektörle birlikte çalışmalıdır. Serbest piyasa ekonomisinde fiyatların arz ve talebe göre belirlenmesi esas olduğundan, bakanlığın fiyatlandırma politikası dışında gerektiğinde fiyatları tespit etmek gibi bir yetkisinin olmaması gerekir.

Bakanlığın merkez kuruluşu, bakanlık makamı, ana hizmet birimleri, danışma ve denetim birimleri ve yardımcı birimlerden oluşmaktadır. Ana hizmet birimleri; Maden İşleri Genel Müdürlüğü, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Bağlı ve İlgili Kuruluşlar Dairesi Başkanlığı, Avrupa Topluluğu Koordinasyon Dairesi Başkanlığı, Dış İlişkiler Dairesi Başkanlığı'ndan oluşmaktadır.

Bakanlığa bağlı kuruluşlar; Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüğü, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PIGM) ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) Genel Müdürlüğü'dür. İlgili kuruluşlar ise; Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) Genel Müdürlüğü, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) Genel Müdürlüğü, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) Genel Müdürlüğü, Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) Genel Müdürlüğü, Türkiye Demir ve Çelik İşletmeleri (TDCİ) Genel Müdürlüğü, Türkiye Petrolleri A.O. (TPAO) Genel Müdürlüğü, Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) Genel Müdürlüğüdür. Ayrıca, ilgili kuruluşların bağlı ortaklıklarına ilişkin 14 genel müdürlük bulunmaktadır.

ETKB'na 35 yılda 35 bakan gelmiştir. Her bakan kendi ekibini oluşturmuş, 100'ü aşkın müsteşar ve müsteşar yardımcısı görev almıştır. Bu tür değişiklikler, daha sınırlı boyutlarda olsa da daire başkanları, bağlı ve ilgili kuruluşlar genel müdürleri değişikliğine yol açmıştır. Türkiye'nin ayrıntılı bir enerji planlaması olmadığı gibi, plana dayalı ulusal politikası da yoktur denebilir. Olmayışının önemli bir nedeni, açıklanan yönetim değişiklikleridir.

Kuruluş amacına göre ETKB, ülkenin enerji ve tüm yeraltı kaynaklarından sorumlu Bakanlık

olmasına karşın, zaman içinde bağlı ve ilgili kuruluşlarda yapılan değişiklikler bu ilkeye uymamaktadır. Örneğin, başlangıçta Atom Enerjisi Komisyonu Genel Sekreterliği bağlı kuruluş iken, bugün Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) Başbakanlık bünyesi içindedir. Otuz yılı aşkın süredir ETKB'nin bağlı kuruluşu olan ve başlangıçta enstitü karakteri bulunan MTA Genel Müdürlüğü, 1996 yılı sonunda Devlet Bakanlığı'na bağlanmıştır.

TKİ Genel Müdürlüğünden ayrılarak oluşturulan TTK Genel Müdürlüğü ile başlangıçta sektörün yatırımlarını destekleyen Etibank, 1980'li yılların ortasında ETKB'nden ayrılmıştır. Etibank bugün de ayrıdır, ama TTK 1991 yılında ETKB'nin ilgili kuruluşu durumuna getirilmiştir. Sanayi Bakanlığı'nın ilgili kuruluşu olması gereken TDÇİ Genel Müdürlüğü, ETKB'nin ilgili kuruluşu durumundadır. İklim bir doğal kaynaktır ve meteoroloji yenilenebilir enerji kaynakları ile ilişkilidir. Ancak, Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ) Genel Müdürlüğü hiçbir zaman ETKB'na bağlanmamıştır. Hükümetler tarafından bağlı ve ilgili kuruluşların gerektiği gibi düzenlenmeyişi, enerji planlama ve uygulama çalışmalarında sorun yaratmaktadır.

2000-2025 dönemi enerji planlamalarında kömür, nükleer ve alternatif yenilenebilir kaynaklar giderek artan önemde yer alacaklardır. MTA Genel Müdürlüğü, TAEK Başkanlığı, DMİ Genel Müdürlüğü, ETKB'nin bağlı kuruluşu olmalıdır. Ayrıca, bakanlık ana hizmet birimlerine Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Genel Müdürlüğü ile Enerji ve Çevre Genel Müdürlüğü eklenmelidir. Bu tür genel müdürlükler bu konulardaki uluslararası ilişkilerin daha verimli bir şekilde sürdürülmesini sağlayabilir.

Bazı çevrelerce önerildiği gibi, yeni bir bakanlık olarak Maden Bakanlığı kurulacak olursa, Maden İşleri Genel Müdürlüğü ile MTA Genel Müdürlüğü bu yeni bakanlığa aktarılabilir. Bu koşulda, ETKB ana hizmet birimlerine Yeraltı Enerji Kaynakları Arama Genel Müdürlüğü eklenmeli, MTA Genel Müdürlüğü'nün enerji hammadde arama bölümleri ayrılarak, yeni kurulacak bu genel müdürlüğe bağlanmalıdır.

Bugün için ETKB'nin bağlı kuruluşu olan EİEİ Genel Müdürlüğü, DSİ ve TEK kurulduktan sonra giderek işlevini ve önemini yitirmiştir. Artık, EİEİ kapatılmalıdır. EİEİ'nin hidrolik enerji ile ilgili bölümleri DSİ Genel Müdürlüğü'ne aktarılmalı, EİEİ'nin bir bölümü ile Ulusal Enerji Tasarruf Merkezi oluşturulmalı ve kalan bölümleri de TEAŞ, TEDAŞ, ETKB arasında paylaştırılmalıdır. Bugün için bakanlığın ilgili kuruluşu olan TDÇİ Genel Müdürlüğü, Sanayi Bakanlığı'na aktarılmalıdır.

15.2.2. Gerekli Yeni Oluşumlar

Gerekli yeni oluşumlar Bakanlığın ilgili kuruluşu olarak, Türkiye Enerji Enstitüsü ve sürekli kurul olarak, Enerji Şurası'dır. Enerji Şurası, 1998 yılının ikinci yarısında oluşturulmuştur. Enerji Enstitüsü'nün kurulması ise henüz ele alınmamıştır.

15.2.2.1. Enerji Şurası

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın ilk kuruluş yasası olan 1983 tarihli 186 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname'nin Beşinci Bölümü, Sürekli Kurul olarak 24.madde ile Enerji Şurası'nı getirmiştir. Bu madde şöyledir:

"Madde 24.- Bakanlığın görevleri arasında bulunan konularda diğer bakanlıkların, sanayicilerin, gerçek ve tüzel kişilerin, işçi ve işverenlerin, diğer mesleki kuruluşlar ile ilim ve ihtisas sahiplerinin fikir, bilgi ve tecrübelerinden faydalanmak üzere Bakan tarafından Enerji Şurası toplantıya çağırılır. Enerji Şurası'nın çalışma esas ve usulleri yönetmelikle düzenlenir."

Bu açık hüküm karşısında yapılması gereken Şura'nın en kısa zamanda toplanması idi. Çünkü, o yıllarda Türkiye liberal ekonomiye adım atmaya çalışıyor, bunun yönteminin belirlenmesi gündemde bulunuyordu. Buna karşın, 1984/85 döneminde Enerji Şurası Yönetmeliği hazırlanması çalışmaları yapılmış, ancak sonuca ulaşamamıştır.

186 Sayılı KHK'nin yerini, 19.2.1985 tarihinde kabul olunan 3154 Sayılı Kanun almıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın teşkilat ve görevlerini düzenleyen bu kanunda, Enerji Şurası'na açık yer verilmemiştir. 1993 yılında 505 Sayılı KHK ile 3154 Sayılı Kanun'da değişiklik yapılırken, Enerji Şurası'nın getirilmesi yine düşünülmemiştir. Oysa, enerji yatırımları kısılmaya başladığından, Türkiye'nin elektrik darboğazına sürüklendiği, o günlerde görülebiliyordu. Özel sermaye sektöre yeterince çekilememiştir. TKİ, TTK, TPAO, BOTAŞ gibi kömür, petrol ve doğal gaz ile ilgili büyük kamu kuruluşları, özelleştirme kapsamına alınmamıştır. Kronikleşen enerji sorununda çözümsüzlük sürüyordu. Bunların tartışılmasının gerektiği ortamdand kaçınılmıştır.

1997 yılında yapılan Türkiye 7. Enerji Kongresi'nin Sonuç ve Öneriler Raporu'nda şöyle deniliyordu:

"Enerji alanında ülke koşullarına özgü yerli modeller oluşturulması ve modellerin dinamik yapıda geliştirilmesi için çok yönlü bilimsel çalışmalar yapmak üzere Türkiye Enerji Entitüsü ve alternatif değerlendirmelerin politika ilkelerine dönüştürülmesi için ulusal ekonomiyi geniş bir yelpazede temsil eden Enerji Şurası oluşturulmalıdır".

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın yürürlükteki teşkilat ve görev yasasında Şura açıkça belirtilmemiş olsa da, 2. maddede belirtilen görevlerin yerine getirilebilmesi için Şura gibi bir danışma organına gerek olduğu zımnen belli idi. Bu gereksinim karşısında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda 1998 yılında yapılan çalışmayla, Enerji Şurası Çalışma Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik hazırlanmış ve 15 Ağustos 1998 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanmıştır. Yönetmeliğe göre Şura, gerekli görülen konuları görüşmek üzere, Bakanlık makamınca saptanacak tarihlerde, dört yılda en az bir kez toplanacaktır.

Enerji Şurası yönetmeliğinin 1. maddesinde amaç açıklanırken; "enerji üretim ve tüketiminin ülkenin ihtiyaçlarına uygun olarak geliştirilmesi üzerindeki görüşlerin incelenerek, tartışılarak değerlendirilmesini sağlamak ve milli bir enerji politikasına esas olacak ilkeler ve programlar üzerinde istişari kararlar almak üzere kurulan Enerji Şurası" denilerek, Şura'nın özelliği tanımlanmıştır.

Enerji gibi ulusal sorunlarda ulusal politikalar, katılımcı demokrasinin gereği belli platformlarda oluşturulmalıdır. Türkiye'nin devlet geleneğinde ulusal politikalar oluşturmak için bir platform da resmi Şura'lardır.

Yönetmeliğin 4. maddesinde Şura'nın görevleri aşağıdaki biçimde belirlenmiştir:

- "a) Enerji ve tabii kaynakların ülke yararına, teknik gereklere ve ekonomik gelişmelere uygun olarak araştırılması, işletilmesi, geliştirilmesi, değerlendirilmesi, kontrolü ve korunması amacıyla genel politika esaslarının belirlenmesine yardımcı olmak,
- b) Bakanlığın çeşitli işlerinde kendi uzmanlık alanlarına göre faaliyette bulunan araştırma ve geliştirme kurullarının hazırlayacakları plan ve etütleri inceleyip, görüş bildirmek,
- c) Enerji sektöründe koordinasyon ve uyum sağlamak amacıyla gereken tedbirleri tavsiye etmek,
- d) 19/2/1985 tarihli ve 3154 Sayılı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun'la Bakanlığa verilen görevlerle ilgili olmak üzere sunulacak teklifleri inceleyerek sonuçlarını ve tavsiyelerini Bakanlığa sunmak,
- e) İncelenmesine Bakanlıkça gerek görülen diğer işler hakkında görüş bildirmek".

Yönetmeliğin 5. ve 6. maddelerine göre Enerji Şurası'nın organizasyonunda Şura Yürütme Komitesi ile Şura Yönetim Komitesi yer almaktadır. Şura Yürütme Komitesi; Bakan, Müsteşar, Müsteşar Yardımcısı, Şura Sekreteri, Bağlı ve İlgili Kuruluş Genel Müdürleri, I. Hukuk Müşaviri, Bakan tarafından görevlendirilen kişilerden Bakan onayı ile teşekkül etmektedir. Şura Yürütme Komitesi; Şura plan ve programını, Yönetim Komitesini belirlemektedir. Yönetim Komitesi üyeleri ise; üniversiteler, resmi ve özel sektör, meslek kuruluşları, işçi ve işveren kuruluşları ile basın ve yayın kuruluşlarına mensup kişiler arasından, Yürütme Komitesi'nin önerisi ve Bakanlık makamının onayı ile seçilmektedir. Yürütme Komitesi üyeleri de, bu Komitenin tabii üyeleri olmaktadır. Üyelerin görev süresi dört yıldır. Yönetim Komitesi üyeleri, aynı zamanda Şura'nın tabii üyeleridir. Yönetim Komitesi; Şura Komisyonları'nın konularını, komisyon başkanları ve Şura üyeleri seçimini yaparak, Bakan onayına sunmaktadır.

Bakan veya Müsteşar'ın başkanlığında toplanacak Şura'nın üyeleri Yönetmeliğin 7. maddesinde şöyle belirlenmiştir: "Bakan, Yönetim Komitesi üyeleri, ilgili Bakanlıklar ve Devlet Planlama Teşkilatı temsilcileri ile üniversiteler, resmi ve özel sektöre mensup, iktisadi, mali, mesleki, idari, teknik ve hukuki sahalarda yetkili ilim adamları, uzman kişiler, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı üst kademe yöneticileri ile eskiden bu bakanlıkta Müsteşarlık, Müsteşar Yardımcılığı, Kurul Başkanlığı, Genel Müdürlük, Müstakil Daire Başkanlığı ve I. Hukuk Müşavirliği gibi görevler yapmış olanlar, Bakanlığa bağlı ve ilgili kuruluşlarda Genel Müdürlük yapmış olanlar, işadamları, sanayiciler, işçi ve işveren kuruluşları temsilcileri, meslek kuruluşları, basın ve yayın kuruluşlarının temsilcileri, yürütme komitesinin önerisi ve Bakan onayı ile Şura üyesi olarak seçilebilirler. Şura üyelerinin görev süreleri dört yıldır."

Şura üyeleri ile Bakanlık üniteleri, Şura'da ele alınmasını ve görüşülmesini istedikleri konularda sunuş raporu hazırlayarak, Bakanlığa verebilmektedirler. Söz konusu sunuş raporlarının; enerji

konusunda geçmişin, günün ve geleceğin ayrıntılı incelemelerini ve üzerinde tartışma açılacak konuları içermesi öngörülmüştür. Ancak, Şura'nın çalışması özellikle Şura Komisyonları'na dayanmıştır. Komisyon raporlarına göre Şura görüşleri ortaya çıkabilecektir.

7-9 Aralık 1998 tarihlerinde toplanması kararlaştırılan 1. Enerji Şurası'nın komisyonları aşağıdaki biçimde saptanmıştır.

1. Enerji Talebi ve Ekonomisi Komisyonu.
2. Petrol, Doğal Gaz ve Boru Hatları Komisyonu.
3. Kömür ve Diğer Fosil Kaynakların Geliştirilmesi, Üretimi ve İthalat ile İlgili Sorunlar Komisyonu.
4. Nükleer Enerji Komisyonu
5. Hidrolik Enerji Geliştirilmesi Komisyonu.
6. Yeni ve Yenilenebilir Alternatif Enerji Kaynakları Komisyonu.
7. Enerjide Yerli Sanayi, Teknoloji Transferi ve Ar-Ge Çalışmaları Komisyonu.
8. Enerjide Rasyonel Kullanım ve Verimlilik Komisyonu.
9. Enerji-Çevre Komisyonu.
10. Fosil Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretimi Komisyonu.
11. Enerji Sektöründe Özel sektörün Katılımı, Yeniden Yapılanma ve İlgili Yasal Düzenlemeler Komisyonu.
12. Elektrik İletim ve Dağıtım Komisyonu.

Enerji yatırımlarının saptanmasına, enerji kaynaklarının prodüktif kullanılmasına, enerji dış ticaretine, enerjinin yüksek verimlilikle etkin tüketimine, enerji-çevre etki değerlendirmeleri ile uyumlu sürdürülebilir enerji modelleri oluşturulmasına ilişkin alternatif görüşler Şura'dan çıkabilir. Ekonomik hedeflere uygun enerji işletmeciliğinin oluşturulması, enerjinin ekonomik hedeflere ve kamu yararına uygun biçimde fiyatlandırılması Şura'da tartışılabilir. Enerji sektörünün ve teknolojilerinin geliştirilmesi için gerekli önlemler, sektörde çalışma koşullarının düzenlenmesi ile ilgili önlemler Şura'da saptanabilir. Enerji politikalarına yönelik temel ilkeler, enerji plan ve programlarının kapsamı Şura ortamında belirlenebilir. Şura'nın başarısı sıralananları yapabilmesine bağlıdır. Şurada alınacak kararların, yerli ve yabancı özel sermayenin bu alana yatırım yapmasını özendirici olması gerekmektedir. Şura, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın en yüksek danışma organı olmakla birlikte, aldığı kararlarla Bakanlık yönetimi üzerinde ciddi bir baskı oluşturacaktır.

15.2.2.2. Türkiye Enerji Enstitüsü

Türkiye'de enerji planlaması yapmaktan Ar-Ge çalışmalarına, teknoloji oluşturmaya ve teknolojik gelişmelerin izlenmesine, kaynakların geliştirilmesi için alınması gerekli ekonomik ve teknik önlemlerin bilimsel biçimde belirlenmesine, enerji-çevre ve toplum ilişkilerinin düzenlenmesine, fiyazibilite ve projelerin hazırlanmasına kadar çeşitli konularda çalışacak Türkiye Enerji Enstitüsü'ne gerek vardır. Bu Enstitü kamu kurumu tüzel kişiliğine sahip, özel hukuk yaptırımlarına bağlı ve

özerk yapıda kurulmalıdır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda bu konu ilk kez 1975 yılında ele alınmış, Elektrik İşleri Etüt İdaresi'nin Türkiye Enerji Enstitüsü'ne dönüştürülmesini amaçlayan, Türkiye Enerji Enstitüsü Görevleri ve Kuruluşu Hakkında Kanun Tasarısı hazırlanmışsa da sonuca götürülememiştir. 1979 yılında oluşturulan bir özel komisyon tarafından, Türkiye Enerji Enstitüsü Yasa Tasarısı adlı ikinci tasarı hazırlanmıştır. Bu tasarı ile Enstitü'nün, Elektrik İşleri Etüt İdaresi dışında kurulması benimsenmiştir. 1979 tarihli ikinci tasarı, gelişmiş gerçek bir Enstitü kurmaya yönelik olmakla birlikte, parlamentoya sevk edilemeden gündemden düşmüştür. 1981 yılında Enstitü konusu yeniden gündeme alınmışsa da hiçbir yeni çalışma yapılmamıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ilgili kuruluşu olması düşünülen Türkiye Enerji Enstitüsü, özerk bir Kurumsal Başkanlık biçiminde kurulmalı ve Yönetim Kurulu bulunmalıdır. Türkiye Enerji Enstitüsü'nün olması gereken görevleri aşağıdaki biçimde sıralanabilir:

- a) Ülkemizin genel enerji planlamasını yaparak, kalkınma planlarındaki enerji ile ilgili bölümlerin hazırlanmasında her türlü ön bilgiyi sağlamak, gerekli yatırım miktarlarını saptamak, bu yatırımların finansmanı için alternatifleri ortaya koymak ve özel sektöre uygulayacak teşvikleri belirlemek.
- b) Ulusal enerji kaynaklarının saptanması ve değerlendirilmesi amacıyla, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı ve ilgili kuruluşların yerine getirmekle yükümlü oldukları çalışmalarda eşgüdüm sağlamak, bu çalışmalar sonucu elde olunan bilimsel ve teknik bulguları bilimsel açıdan değerlendirerek ilgili kuruluşlara önerilerde bulunmak.
- c) Ülkemizin yeni enerji kaynak ve olanaklarının varlıklarını saptamak, bunların kullanılabilir duruma gelmesi için gerekli araştırma ve çalışmaları yapmak, bu çalışmalar özel bir uzmanlığı gerektiriyorsa yerli veya yabancı bir kuruluşa yaptırmak.
- d) Enerji ile ilgili Ar-Ge çalışmaları yapmak, yaptırmak ve eşgüdümünü sağlamak.
- e) Enerji konusunda ülkemiz koşullarına en uygun teknolojileri seçmek ve geliştirmek, bu konuda göreceli olarak ulusal teknolojiyi gerçekleştirici çalışmalar yapmak.
- f) Enerji ile ilgili gerekli konularda ve gereksinim duyulan alanlarda, yurtiçi ve yurtdışında eğitimle eleman yetiştirmek.
- g) Gerekli görüldüğünde ve/veya kendisinden talep olunduğunda, enerji konusundaki yatırımların etüt ve projelerini hazırlamak, istenirse yatırımlardaki danışmanlık görevini üstlenmek, bu konuda yerli ve yabancı kuruluşların olanaklarından yararlanmak.
- h) Enerji ile ilgili özel sektör kuruluşlarına her türlü danışmanlık hizmeti vermek.
- i) Ülkemizin ekonomik gelişme hedefleri gözönünde tutularak, enerji talebini sağlıklı biçimde karşılayacak arz olanaklarını ortaya koymak, enerji savurganlığına son verecek önlemleri saptamak, bu konuda öneri ve raporları Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na sunmak.
- j) Doğanın korunması ve ekolojik dengenin sağlanması amacıyla enerjinin üretiminden tüketimine dek çeşitli aşamalarda ortaya çıkan çevre sorunlarını giderici önlemleri saptamak.

mak, enerji-çevre ve toplum ilişkileri üzerinde araştırmalar yapmak, bu konudaki bulgu ve önerileri ilgili kurumlara aktarmak.

- k) Enerji konusundaki gelişmeleri yakından izlemek, bu konuda ulusal kuruluşlar ve uluslararası kuruluşlar ve yabancı ülkelerdeki benzer kuruluşlarla işbirliği yapmak.
- D) Yukarıda sayılan görevleri yerine getirebilmek için enerji konusundaki her çeşit bilgi ve verileri toplamak, enerji istatistikleri düzenlemek, yapılan araştırmalar sonucu elde edilen bilgileri yayınlamak, yerli ve yabancı yayınları toplamak, konferanslar, kongreler, seminerler düzenlemek, yurtiçi ve yurt dışındaki toplantılara katılmak, enerji bilgi merkezi, enerji kütüphanesi ve arşivi oluşturmak.

Kurulacak Enstitü'nün gelir kaynakları; bütçeden sağlanacak ödenek, enerji üretimiyle uğraşan kuruluşların gelirlerinden ayrılacak paylar, hizmetlerden sağlanacak gelirler, bağış ve yardımlar biçiminde tasarlanabilir. Enstitü yalnızca bilimsel araştırma ve planlama yapacak ve yalnızca kamuya hizmet verecek bir kuruluş biçiminde düşünülemez. Söz konusu görevlerinin yanısıra, enerji alanında her türlü mühendislik hizmetini özel sektöre vermesi, özel sektör kuruluşlarının enerji ile ilgili sorunlarının çözümüne yardımcı olması gerekir. Enerji planlarını yaparken, özel sektör ile sıkı bir işbirliği ve iletişim içinde olmalıdır.

Türkiye Enerji Enstitüsü'nün aşağıdaki kurul ve dairelerden oluşması uygun olacaktır:

- . Ulusal Enerji Danışma Kurulu.
- . Genel Enerji Planlama Dairesi.
- . Alışılmış Enerji Kaynakları Dairesi.
- . Yeni Enerji Kaynakları Dairesi.
- . Enerji-Çevre ve Toplum İlişkileri Dairesi.
- . Enerji Dökümantasyon Dairesi.
- . İdari ve Mali İşler Dairesi.

Burada yer alan Ulusal Enerji Danışma Kurulu, enerji planlamasına yön verecek, enerji konusundaki sorunların çözümüne ışık tutacak önerilerin oluşturulması amacı ile özel sektör temsilcileri ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve ilgili devlet kuruluşları temsilcilerinden, üniversite temsilcilerinden oluşacak bir Kurul olarak düşünülmeli, yılda en az bir kez toplanmalıdır. Enstitü'nün dairelerinin ise, konvansiyonel kaynaklardan alternatif yeni kaynaklara dek tüm konulara el atabilecek biçimde düşünülmesi gerekir.

15.3. Enerji Sektöründe Özelleştirme

1980 yılından sonra tüm dünyada globalleşmeye bağlı olarak özelleştirme gündeme alınmıştır. Türkiye özelleştirmenin gereğini çeşitli ülkelerden önce duymuş ve gündemine almışsa da, Türkiye'de özelleştirme çalışmaları ne yazık ki olması gereken düzeyde geliştirilememiştir.

Enerji sektörü geniş bir alanı kapsadığından, özelleştirme konusu da alt sektörler bazında ele alınmak zorundadır. Bu alt sektörlerde görev yapmakta olan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

ğının tüm ilgili kuruluşları ile ortaklıkları özelleştirilmelidir. İlk olarak elektrik sektöründeki özelleştirmeye ağırlık verilmiş olmakla birlikte, petrol sektöründe üretimde yabancı özel sermaye ile işbirliği, dağıtımda özelleştirme uygulamaları başlamıştır. Doğal gaz ithal ve dağıtımının özelleştirilmesi gündemdeki bir konudur. Kömür sektöründe de özelleştirme çalışmaları başlatılmış ve özel sektörden hizmet alınması yöntemine ağırlık verilmiştir.

15.3.1. Özelleştirmenin Yasal Çerçevesi

Özelleştirme uygulamasına yönelik ilk yasal düzenleme olarak, 1984 yılında 2983 Sayılı Kanun ile kamu kurum ve kuruluşları için gelir ortaklığı senedi ile hisse senedi çıkarılması ve işletme hakkı verilmesi hüküm altına alınmıştır. Aynı yıl, Türkiye Elektrik Kurumu dışındaki özel hukuk hükümlerine tabi sermaye şirketleri statüsüne sahip yerli ve yabancı şirketlerin elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti ile görevlendirilmelerini düzenlemek amacıyla, 3096 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. Bu kanun Yap-İşlet-Devret (BOT) modelini yasallaştırmıştır.

3096 Sayılı Kanun'a göre, Bakanlar Kurulu kararı ile belirlenecek çerçevede Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile görevli şirket arasında elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti hizmetleri ile ilgili olarak, 99 yıla kadar uzanabilen sözleşme yapılmaktadır. Sözleşme Danıştay ön denetimine tabidir ve uzlaşmazlıklara Danıştay bakmaktadır. Sözleşme süresinin sonunda uzatma isteminde bulunulmaması durumunda, tüm tesisler ve taşınmaz mallar her türlü borç ve taahhütlerinden soyutlanmış olarak devlete bedelsiz devredilecektir.

Özel sektör tesislerinden üretilecek elektrik, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca belirlenecek tarife göre TEK (TEAŞ/TEDAŞ) ya da o bölgede görevli şirkete satılacaktır. 3096 Sayılı Kanun, kamu kurum ve kuruluşlarınca yapılmış veya yapılacak üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin işletme haklarının Bakanlar Kurulu Kararı ile görevli şirketlere devredilmesine olanak tanımaktadır.

1985 yılında çıkarılan 3213 Sayılı Maden Kanunu katı fosil yakıtları kapsamakta, madenlerin aranması, işletilmesi, üzerinde hak sahibi olunması, terk edilmesi ile ilgili esas ve usulleri düzenlemektedir. Söz konusu kanunun özelleştirme ile ilişkisi, tüzel kişiliği olan şirketlere ruhsat verilebileceğini ve bu ruhsatların devir edilebileceğini hükme bağlamış olmasıdır.

3096 Sayılı Kanun'un uygulanmasıyla ilgili araştırma, geliştirme, etüt, proje, denetim faaliyetlerinin yanısıra, kurulacak tesislere finansman desteği ve elektrik enerjisi fiyatlarında istikrar sağlamak üzere, 1990 yılında 3613 Sayılı Kanun ile Elektrik Enerjisi Fonu kurulmuştur. Fon, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı nezdinde olup, tüzel kişiliğe sahiptir.

Özelleştirmenin gerekliliği üzerinde politik ve sosyal bir uzlaşma oluşmasının ardından, 1994 yılında 3996 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. Bu kanun pek çok alt yapı tesisinin yanısıra enerji üretimi, iletimi ve dağıtımı, maden işletmeleri gibi konularda, Yap-İşlet-Devret modeli çerçevesinde sermaye şirketlerinin veya yabancı şirketlerin görevlendirilmesine ilişkin usul ve esasları kapsamaktadır.

1994 yılında çıkarılan 4046 Sayılı Özelleştirme Kanunu ile Kamu Ortaklığı Yüksek Kurulu, Özelleştirme Yüksek Kurulu ve Kamu Ortaklığı İdaresi Başkanlığı da Özelleştirme İdaresi Başkan-

lığı olarak değiştirilmiştir. Bugün Kamu İktisadi Teşebbüsleri'nin yeniden yapılandırılması ve satışı Başbakan başkanlığındaki Özelleştirme Yüksek Kurulu'nun gözetiminde, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından yürütülmektedir.

3996 Sayılı Kanun'da değişiklik yapan 4047 Sayılı Kanun, 1994 yılında çıkarılmıştır. Bu kanunla elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı 3996 Sayılı Kanun kapsamı dışında bırakılmış ve bu konudaki yatırım ve hizmetlerin Yap-İşlet-Devret modeli çerçevesinde yaptırılması koşulunda, 3096 Sayılı Kanun'a tabi tutulmaları sağlanmıştır. Ancak, bu kanunun yürürlüğe girmesinden önce Yap-İşlet-Devret modeline göre başlatılmış projelerin, tabi oldukları usul ve esaslara göre sonuçlandırılması öngörülmüştür. 1996 yılında çıkarılan 4180 Sayılı Kanun ile 3996 Sayılı Kanun'da yeni bir değişiklik yapılarak Hazine garantisi kapsamı genişletilmiştir.

3996 Sayılı Kanun'un 5. maddesinde yer alan "imtiyaz teşkil etmeyecek nitelikte...." tümcesi ile "bu sözleşme özel hukuk hükümlerine tabidir" biçiminde olan ikinci tümcesi, Anayasa Mahkemesi tarafından 1996 yılında iptal olunmuştur. İptal kararından sonra imzalanan sözleşmeler, özel hukuk sözleşmeleri yerine imtiyaz sözleşmeleri kapsamına alınarak, Danıştay'ın ön denetimine tabi tutulmaya başlanmıştır. Anayasa Mahkemesi, 1997 yılında da 4180 Sayılı Kanun'un 1. maddesi ile değiştirilen 3996 Sayılı Kanun'un 11. maddesinin bir bölümünü iptal etmiştir.

Yap-İşlet-Devret modeli, bir KİT inşa et ve devlete devret anlamına geldiğinden, bürokratik engeller, uzun süren Danıştay denetimleri, yasa iptalleri ile çekiciliğini yitirdiğinden ve gerektiği gibi çalıştırılmadığından, yeni bir model olarak Yap-İşlet (Sahip Ol) (BOO) modeli geliştirilmiştir. Elektrik sektöründe Yap-İşlet modeli ile ilgili ilk mevzuat, 1996 yılında yayınlanan 96/8269 Sayılı Kararname ve Tebliği'dir. Bu kararname ile Türkiye Elektrik Üretim-İletim Anonim Şirketi (TEAŞ) dışında kalan, yerli ve/veya yabancı sermaye şirketlerinin (üretim şirketi) elektrik enerjisi üretmek üzere Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan izin alarak tesis kurmalarına imkan tanınmıştır.

Hidrolik, jeotermal ve nükleer enerji üretiminin kapsam dışı bırakıldığı bu kararnameye göre, TEAŞ ile üretim şirketi arasında, TEAŞ tarafından satın alınacak elektrik enerjisinin fiyatı, süresi ve diğer koşullarını içeren bir sözleşme imzalanması, TEAŞ'ın satın alacağı elektrik enerjisine karşılık olan meblağ için üretim şirketine Hazine garantisi verilmesi, sözleşmeden doğacak uyuşmazlıklarda Türk mahkemeleri, Türkiye Cumhuriyeti tarafından tanınan uluslararası mahkemeler ve tahkim kuruluşlarının yetkili olacağı konularına yer verilmiştir. Sözleşmeye getirilen tahkim olanağı, sözleşmenin imtiyaz sözleşmesi değil özel hukuk sözleşmesi olduğunu kabul etmektedir. Ancak, bu kararnamenin dayandığı Bakanlar Kurulu kararı, Danıştay tarafından iptal olunarak yürütme durdurulmuştur.

Yap-İşlet modeline işlerlik kazandırmak için 1997 yılında, Yap-İşlet modeli ile elektrik enerjisi üretim tesisleri kurulması ve işletilmesi ile enerji satışının düzenlenmesi hakkındaki 4283 Sayılı Kanun ve tebliği çıkarılmıştır. Bu kanunun amacı, Yap-İşlet modeli ile üretim şirketlerine ülke enerji plan ve politikalarına uygun biçimde elektrik enerjisi üretmek için mülkiyeti kendilerine ait olmak üzere, termik santral kurma ve işletme izni verilmesi ile enerji satışına dair esas ve usulleri belirlemek biçiminde saptanmıştır.

Hidrolik, nükleer, jeotermal ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları ile çalıştırılacak santrallar, 4283 Sayılı Kanun'un kapsamı dışında bırakılmıştır. Yap-İşlet modeli ile gerçekleştirilmesi öngörülen üretim tesisi için yakıt ve diğer girdilerin temini konusunda her türlü sorumluluk üretim şirketine aittir. Yasanın geçici maddesinde, enerji üretim tesisi kurmak için 96/8269 sayılı Kararname hükümlerine göre alınmış tekliflerle ilgili işlemlere, kaldıkları yerden bu kanun hükümlerine göre devam edilmesi öngörülmektedir.

Yukarıda tanıtılan mevzuat düzenlemelerine göre, hidroelektrik santrallar ve yenilenebilir enerji santralları Yap-İşlet-Devret modeli, ithal yakıt kullanacak termik santrallar ise Yap-İşlet modeli ile kurulabilmektedir. Yap-İşlet ile ilgili yasal düzenleme imtiyaz sorununun çözümlemek için çıkarılmış olmakla birlikte, enerji üretimi hizmetinin imtiyaz sözleşmeleri kapsamında değerlendirilmesi gerektiğini düşünen hukukçular da vardır. Anayasa Mahkemesi'nin 3996 Sayılı Kanun'un 5. maddesi ile ilgili iptal gerekçesinde elektrik üretimini, iletimini, dağıtımını kamu hizmeti olarak var sayması, bu düşünceyi doğrulamaktadır. Ancak, bu düşünce geçerli sayılamaz ve ilk uygulama olan dört büyük doğal gaz santrali anlaşmasının imzalanmasında da sayılmamıştır. Çünkü, elektrik üretimi bir mal üretimidir.

Herşeyden önce bilimsel ve teknik anlamı ile elektrik bir maddi mal olduğundan, maddi olmayan mal anlamındaki hizmet kavramına sokulamaz. Ayrıca, kamu hizmeti kılıfı giydirilemez. Bir mal üretiminin kamu hizmeti sayılabilmesi için, elde olunmasında seçeneklerin bulunmaması, üretiminde tek bir yöntem olması ve işletmeciliğinin tekele bağlanması gerekir. Elektrik üretimi Türkiye'de hiçbir zaman tekel olmamıştır. Elektrik farklı kaynaklardan değişik yöntemlerle üretilmektedir. Şebekeden alınabileceği gibi, evde ya da işyerinde üretimi olanaklıdır. Teknolojinin ulaştığı boyutta elektrik üretimi kamu hizmeti olarak, ne mühendislik bilimince ve ne de hukuk bilimince kabul olunamaz. Ancak, elektriğin iletim ve dağıtımında kamu hizmeti vardır.

15.3.2. Elektrik Sektöründe Özelleştirme Çalışmaları

Enerji kesimindeki özelleştirmeler yetersiz bulunmakla birlikte, en geniş özelleştirme elektrik sektöründe sağlanmıştır. Yap-İşlet-Devret modeli ile işletmeler kurulması ve belli süre için işletme hakkı elde olunması, uygulanmaya başlanan Yap-İşlet modeli, işletme hakkı devri bu uygulamanın yöntemleridir. Burada otoprodüktörler dışında olan uygulamalar, Ekim 1998 itibarıyla değerlendirilmektedir.

15.3.2.1. Yapılan uygulamalar

1984 yılından bu yana, Yap-İşlet-Devret modeline göre inşa edilip işletmeye alınan 56.55 MW kurulu gücünde altı hidroelektrik santral ile işletme hakkı devri yapılan 29.8 MW güçlü bir hidroelektrik santral bulunmaktadır. Bu santralların toplam kurulu güçleri 86.35 MW, üretim kapasitele-ri 279.69 GWh/yıl'dır. Yap-İşlet-Devret modeli ile inşa edilmiş bulunan 253.4 MW gücünde ve

1 976.5 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir adet doğal gaz termik santrali vardır. İnşaatı tamamlanmış ve özel sektöre çalıştırılan sekiz santralin kurulu güçleri toplamı 339.75 MW ve üretim kapasiteleri 2 256.19 GWh/yıl olup, sekiz santrale yapılan yatırım 289 647 000 ABD \$'ıdır.

Yap-İşlet-Devret modeline göre inşa edilmekte olan yedi hidroelektrik ve üç termik santral vardır. Hidroelektrik santrallerin toplam güçleri 973.6 MW, üretim kapasiteleri 3 667.7 GWh/yıl ve yatırım tutarları 1 931 milyon \$'dır. İkisi LNG ve biri doğal gaz olmak üzere inşa halindeki üç termik santralin toplam güçleri 1 136 MW, üretim kapasiteleri 8 600 GWh/yıl ve yatırım tutarları 1 374 milyon ABD \$'ı olarak bildirilmektedir.

Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında sözleşmesi parafe edilen ve imzalanan, Danıştay onayından geçerek imza aşamasına gelmiş bulunan, toplam 1 637.15 MW güç ve 5 612.73 GWh/yıl üretim kapasiteli 23 hidroelektrik santral projesi bulunmaktadır. Bu projelerin toplam yatırım tutarı 2 665 019 000 ABD \$'ıdır. Danıştay'dan görüş beklenen, sözleşme görüşmeleri başlamış ve devam eden beş hidroelektrik santral projesi vardır. Bunların güçleri toplamı 515.15 MW ve üretim kapasiteleri 1 970.48 GWh/yıl ve yatırım tutarları 669 milyon ABD \$'ıdır.

Değerlendirme çalışmaları devam eden 19 hidroelektrik projenin toplam gücü ise 2 202.2 MW ve üretim kapasitesi 7 643.7 GWh/yıl düzeyindedir. Ayrıca, gerçekleştirilmek istenen ve başvurusu yapılarak işlemleri çeşitli aşamalarda sürdürülen, kurulu güçleri 4 281 MW'a ulaşan 99 hidroelektrik proje vardır. Toplam kurulu gücü 184.3 MW olan dört hidroelektrik projenin de işletme hakkı devri çalışmaları yürütülmektedir.

Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında yapılacak termik santrallara gelince, Danıştay'dan sözleşmesi geçen, sözleşmesi imzalanan ve sözleşmesi parafe edilip, Danıştay görüşü beklenen 8 proje vardır. Bunların toplam gücü 3 226.24 MW ve üretim kapasiteleri 22 249.1 GWh/yıl'dır. Bu santrallara yapılacak yatırım 5 406.75 milyon ABD \$'ı tutmaktadır. Bunların dışında değerlendirmesi süren, fizibilite raporu beklenen ve ön başvuru aşamasında olan toplam 22 termik projenin gücü 8 407.24 MW'a ulaşmaktadır. Yap-İşlet sonuçlarını bekleyen ve değerlendirmesi devam eden 10 adet Yap-İşlet-Devret termik projesi olup, bunların güçleri 7 641 MW'dır.

Yine, Yap-İşlet-Devret modeli ile yapılmak istenen toplam 86.25 MW gücünde beş adet çöp santrali projesi vardır. Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulacak rüzgar santralleri için sözleşmesi imzalanmış bir, Danıştay incelemesine gönderilen bir, fizibilite raporu değerlendirilen üç, revize fizibilite raporu beklenen iki, fizibilite raporu beklenen onbeş, başvuru raporu değerlendirilen beş, başvuru raporu alınıp altı aylık ölçümleri beklenen üç adet olmak üzere toplam 30 proje vardır. Bu projelerin kurulu güçleri toplamı opsiyonsuz 645.42 MW olup, opsiyonlu olarak 737.42 MW'dır.

3096 Sayılı Kanun'a göre, 1997 yılında kurulu güçleri toplamı 9 576.5 MW olan 16 termik santralin, kömürlü olanlarının maden sahaları ile birlikte, 20 yıl süreli işletme hakkı devri için gerekli işlemler başlatılmıştır. Alınan teklifler değerlendirilirken, durumu belli olmayan ve ihalesi iptal olunan santraller ortaya çıkmıştır. Halen kurulu güçleri toplamı 5 669 MW olan Aliaga Motorin, Kangal, Orhaneli, Yatağan, Çatalağzı B, Yeniköy, Kemerköy, Soma A-B, Tunçbilek, Çayırhan, Ambarlı Fuel-Oil, Seyitömer, Hopa termik santralleri ile ilgili işlem sürdürülmektedir.

Yine 3096 Sayılı Kanun'a göre, TEDAŞ'a bağlı dağıtım bölgelerinin özel sektöre devredilmesi için son iki yıldır yapılan çalışmalarla A ve B grubu ihaleler sonuçlandırılmıştır. Danıştay tarafından Ekim 1998'de ilk altı dağıtım bölgesinin sözleşmeleri onaylanmıştır. Danıştay kararının ardından, Rekabet Kurulu aldığı bir kararla, sabit fiyat uygulaması şartını kaldırarak, elektriği rekabete açmıştır. Buna göre 1 MW ve üzerinde elektrik kullanan tüketiciler, kendi bölgesindeki dağıtım şirketi yerine bir başka dağıtım şirketinden elektrik alabileceklerdir. Bu koşulda elektrik satan dağıtım şirketi, tüketicinin bulunduğu bölgedeki dağıtım şirketine hat kullanım ücreti ödeyecektir. Beş yıl sürecek bu uygulamanın ardından, düzenleyici Enerji Üst Kurulu (Regulatory Body) durumu yeniden değerlendirecektir.

Yap-İşlet modeli ile ilgili yasal mevzuat düzenlemesinden sonra, toplam kurulu güçleri 10 700 MW olacak 12 büyük termik santral içeren bir paket hazırlanmıştı. Bu santraller için 1997 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından teklifler alınmış, ancak Danıştay'ın 96/8269 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararını iptali, değerlendirmelere ara verilmesine neden olmuştur. Tekliflerin değerlendirilmesi, daha sonra 4283 Sayılı Kanun'a göre sürdürülmüştür. Pakette yer alan Adapazarı, Ankara, Gebze, İzmir doğal gaz santrallerinin sözleşmeleri Ekim 1998'de imzalanmıştır. Sözleşmesi imzalanan dört santralin toplam kurulu güçleri 4 530 MW'dır. Aynı pakette yer alan ve 1000 MW kurulu güçlü olacak İskenderun İthal Kömür Santrali'nin de değerlendirmesinin tamamlanıp sözleşme aşamasına geldiği bildirilmektedir. Pakette kalan diğer santral projelerinde değişikliğe gidilmiş, bunların bir kısmının Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında yürütülmesi kararlaştırılmıştır.

15.3.2.2. Yapılması tasarlanan ve gereken düzenlemeler

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından tasarlanan model, TEAŞ'ın yakın zamanda Üretim Şirketi ve İletim Şirketi diye ikiye bölünmesi, böylece üretim, iletim ve dağıtım işlemlerinin birbirinden tümüyle ayrılmasıdır. Üretim Şirketi, bir yandan sahip olduğu üretim tesislerini işletirken, bir yandan bu tesislerin işletme hakkı devir işlemlerini yapacaktır. Böylece kamu üretim kesiminin özel kesimle aynı statüye getirilmesi hedeflenmektedir. İletim Şirketi ise planlama ve yük dağıtımını gibi merkezi fonksiyonları yüklenerek, iletim sisteminin işletmesini sağlayacaktır. Ayrıca, merkezi alıcı ve merkezi satıcı görevini üstlenecektir.

Üretim, iletim ve dağıtım hizmetlerinin ayrı yürütüleceği bu modelde, özel sektör üreticileri üretimlerini, merkezi alıcıya ve satıcıya belirlenen tarife üzerinden satacaklardır. Merkezi alıcı ve satıcı da yine belirlenen tarife üzerinden dağıtım şirketlerine elektrik verecektir. Fiyatlar uygulanacak enerji politikasına göre bağımsız bir düzenleyici kuruluş - oluşturulacak Enerji Üst Kurulu (regulatory body) - tarafından belirlenecektir. Düzenleyici Kuruluş, sistemin çalışması için gereken her türlü önlemi almakla yetkili olacaktır.

Özel sektör çevrelerinde tasarlanan model ise yukarıda açıklanan modelden farklıdır. Bu modele göre ilk yapılması gereken, TEAŞ'ın elindeki santrallerin herbirinin kendi ayakları üzerinde durabilecek ayrı anonim şirket biçimine dönüştürülmesidir. Bu şirketlerin sermayesi, Menkul Kıy-

metler Borsası aracılığıyla halka açılabilir ya da şirketler kademe kademe özelleştirilebilir. Doğal kaynaklardan yöre halkının nemalanmasına olanak tanımak için, bir miktar halka açılım mutlaka yapılmalıdır. Bu şirketler ile özel sektörün Yap-İşlet-Devret ve/veya Yap-İşlet modeli ile oluşturulmuş üretim şirketleri, elektrikte üretim kesimini oluşturacaklardır.

Santrallerin şirketleştirilmesiyle birlikte yeni bir kuruluş olarak Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi kurulmalı, bu şirketin bir kısım hissesi üretim şirketlerinin elinde olmalı ve bir kısım hisseleri de halka açık bulunmalıdır. Üretim şirketleri Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi'ne, bu şirket ise dağıtım şirketlerine elektriği satmalıdır. Başlangıçta fiyatların Düzenleyici Kuruluş tarafından belirlenmesi olabilir, ama uzun dönemde üretim fazlalığına erişildiğinde, İngiltere'deki gibi havuz sistemine dayalı bir elektrik borsası oluşturulmalı ve fiyatlar arz-talebe göre bu borsada belirlenmelidir.

Özel sektör modelinin uygulanması koşulunda kamu sermayeli de olsa, tüm üretim şirketleri için Enerji Satış Anlaşması özel hukuk kurallarına bağlı kalacaktır. Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi, halka açık ve Menkul Kıymetler Borsası denetiminde olacağından, yapacağı anlaşmalar şeffaf, güvenli ve siyasi etkilerden arındırılmış bulunacaktır. Bu şirketin dağıtım şirketleri ile yapacağı anlaşmalar da özel hukuk kurallarına bağlı olacaktır.

15.3.3. Kömür Sektöründe Özelleştirme Çalışmaları

Linyit kaynaklarının özelleştirilmesi açısından, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu henüz özelleştirme kapsamına alınmamıştır. Ancak, bazı termik santrallerin özelleştirme kapsamına alınmaları nedeniyle, bu santralleri besleyecek linyit işletmelerinin özelleştirilmesi yönünden işlemlere girilmiştir. Türkiye Taşkömürü Kurumu da şu anda özelleştirme kapsamında değildir ve rödovans (kira) işletmeciliği dışında özel sektör çalışması yoktur. Ancak, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'nda ve Türkiye Taşkömürü Kurumu'nda, kamu iktisadi teşebbüslerinin yeniden düzenlenmesi ile ilgili 233 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname ve ayrıca 3213 Sayılı Maden Kanunu kapsamında ve özelleştirme felsefesi çerçevesinde yapılmakta olan çalışmalar bulunmaktadır.

Özel sektöre işletme hakkı devredilecek bazı termik santrallerin maden sahaları özelleştirme kapsamına alınmıştır. Kömürde özelleştirmeye ilişkin ilk örnek Sivas Kangal'da gerçekleşmiş olup, bu yöredeki santralı beslemek üzere Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Sivas Kangal Müessesesi işletmeye dönüştürülüp, tüm varlıkları ve hak ve vecibeleri ile 1989 yılında Türkiye Elektrik Kurumu'na devredilmiş, bu sahanın işletilmesi Türkiye Elektrik Kurumu tarafından özel sektöre verilmiştir. Ardından, Çayırhan santralını beslemek üzere Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'na ait ruhsatlı alanda, gerekli kömürün yeraltı işletmeciliği ile üretimi için bir firma ile sözleşme yapılmıştır. Başlangıçta santralin iki ünitesi için başlatılan bu çalışma, tüm ünitelerin gereksinimini karşılayacak biçimde genişletilmiştir. Ayrıca, ruhsatı Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'na ait olan, ancak Kurum tarafından işletilmeyen bazı sahalar 3213 Sayılı Maden Kanunu kapsamında özel sektöre satılmaktadır.

İşletme hakkı devir çalışmaları süren Muğla Yatağan Termik Santrali'ni besleyecek kömür sahası ile Yeniköy-Kemerköy Santrallerini besleyecek Milas-Sekköy Kömür İşletmesi'nin özel sektöre devredilmesi çalışmaları sürdürülmektedir. Ancak, işletme hakkı devredilecek Tunçbilek ve Soma Santrallerini besleyen maden yataklarından çıkarılan kömürün bir bölümü ısıtmaya gittiğinden, bu yatakların özelleştirilmesine gidilmemiştir. İşletme hakkı devredilmek istenen Çatalağzı Santralini besleyen Türkiye Taşkömürü Kurumu'na ait işletme de şu anda özelleştirme kapsamı dışındadır.

Ruhsatı Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumuna ait olup da, Kurum tarafından işletilmeyen bazı sahalar, rödovans karşılığı özel sektör tarafından işletilmektedir. Özel sektör ürettiği kömürün satış gelirinin belli bir yüzdesini, Kuruma rödovans olarak vermektedir. Ayrıca, Kurum tarafından işletilen sahalarda, özel sektörden dekapaj işlemleri gibi hizmet alınmaktadır. Türkiye Taşkömürü Kurumu tarafından da rödovans uygulaması yapılmaktadır ve özel sektörden çeşitli işler için hizmet alınmaktadır.

Ana amaç, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu ve Türkiye Taşkömürü Kurumu'nun bütünü ile özelleştirilmesi olmalıdır. Bu konuda bazı sorunlar vardır. Madencilik faaliyetinde bulunulan işletmelerin özelleştirilmesinde 4046 Sayılı Kanun ile diğer kanun hükümlerinin uygulanması gerekmekte olup, bunların ruhsatlarının özel işletmelere devri 3213 Sayılı Kanun hükümlerine göre yapılabilmektedir. Ancak, 3213 Sayılı Kanun çerçevesinde ruhsat devrinin yapılabilmesi için, bu ruhsatların 2840 Sayılı Kanun kapsamında olmaları gerekmektedir. Madenlerin devletleştirilmesi ile ilgili 2172 Sayılı Kanun ile devlete intikal eden ruhsatlar, sonradan bu kanunu yürürlükten kaldıran 2840 Sayılı Kanun'a göre eski sahiplerine iade olunmamıştır. Devlette kalan bu ruhsatlı sahaların devri için, 2840 Sayılı Yasa'nın 2. maddesinin yürürlükten kalkması gerekmektedir. Açıklanan hususlar linyit sahaları için geçerli olup, taşkömürü bu kapsamın dışında kalmaktadır.

Kamunun elindeki kömür işletmelerinin bazıları büyük zararla çalıştırılmaktadır. Bunda üretim yapılan alanların jeolojik özellikleri ve kömürün yapısı etkili olmakla birlikte, asıl neden aşırı istihdamdır. Zarar eden işletmelerin başında Türkiye Taşkömürü Kurumu'nun elindeki Zonguldak işletmeleri ile Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'nun yeraltı madenciliği ile üretim yaptığı linyit işletmeleri gelmektedir.

Zarar eden işletmelerden bazılarında, rehabilitasyon çalışmalarının bile etkili olamayacağı belirtilmektedir. Dolayısı ile bu tür işletmelerin özelleştirilmesi sorun yaratacaktır. Türkiye Taşkömürü Kurumu'nun tüm müesseseleri ve işletmeleri satış gelirlerinin dört ile altı katı zararla çalışmaktadır. Burada milli güvenlik ve enerji temin emniyeti yönünden, koklaşabilir kömür üretilen bazı ocakların revize edilerek işletilmesi ve işletmeciyeye yıldan yıla azalan bir sübvansiyon ödenmesi düşünülmelidir. Ancak, rantabl çalışması olanaklı olmayan ve özelleştirilemeyen işletmeler kapatılmalı, pahalı yerli üretim yerine, ucuz ithale yönelinmelidir.

15.3.4. Petrol ve Doğal Gazda Özelleştirme Çalışmaları

Petrol ve doğal gaz Türkiye'nin birincil enerji bütçesinde önemli yer tutan, ancak yerli üretimi sınırlı ve işletmeciliği kamu ağırlıklı olarak geliştirilmiş iki önemli hidrokarbon kaynağıdır. Aynı orijine dayandıkları için çoğu kez petrol ve doğal gaz şirketleri bir bütünlük içinde bulunmaktadır. Ülkemizde hem petrol ve hem de doğal gaz alanının özelleştirilmesi gerekmektedir.

15.3.4.1. Petrolde Özelleştirme

1954 yılında oldukça liberal bir yaklaşımla çıkarılan 6326 Sayılı Petrol Kanunu, 1973 yılındaki 1703 Sayılı Reform Kanunu'nun getirdiği değişikliklerle liberal olma özelliğini yitirmiş, 1983 yılında çıkarılan 2808 Sayılı Kanunu'nun teşvikleri ile yeniden liberal bir yapı kazandırılmıştır. 1997 yılında hazırlanmış olan yeni bir petrol kanunu taslağı ise, liberallikten ve teşvik edici olmaktan uzak bulunmaktadır. Bu yeni tasarı ile kur garantisi kaldırılmakta, yatırım indirimi için onay alınması zorlaştırılmakta, Petrol Kanunu organik olarak 6224 Sayılı Yabancı Sermayeyi Teşvik Kanunu ile ilişkilendirilerek sektördeki risk faktörü gözardı edilmekte, petrol arama ve üretim faaliyetlerinde kullanılan malzemelerin ithalatındaki gümrük ve diğer vergi, resim muafiyetine son verilmektedir. Oysa, liberal ekonomide bunların tam tersinin yapılması gerekir.

Yine 1954 yılında 6327 Sayılı Kanun ile kurulan Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), kuruluşundan bu yana kamu sektöründe petrol arama, üretim ve rafinaj faaliyetlerini yürüten tek kuruluş olmuştur. Devlet adına petrolle ilgili müsaade, arama ruhsatnamesi ve işletme ruhsatnamesi alma hakkı TPAO'na aittir. Bu nedenle TPAO, diğer şirketler karşısında hep kayırlıdır. Petrol Kanunu'na göre, bir bölgede bir tüzelkişi en fazla sekiz arama ruhsatnamesine sahip olabilmektedir. Oysa TPAO, toplam ruhsat adedi petrol arama bölgesi sayısının on katını aşmamak kaydıyla, her bölgede en çok oniki adet arama ruhsatı alabilmektedir. Hatalı milli petrol politikasının bir kalıntısı olarak, TPAO resmi raporlarda bile milli (ya da ulusal) petrol kuruluşu diye adlandırılmakta, yerli-yabancı sermayeli şirketler arasında olmaması gereken ayırım yapılmakta, bu davranış yabancı sermayeye ve teknolojiye gereksinim duyan Türkiye'ye kazanç sağlamamaktadır.

Serbest piyasa ekonomisi koşulunda dünyanın özel sermayeli büyük petrol kuruluşlarının yapısına bakıldığında, aramadan başlayan, üretim, taşıma, rafinaj, dağıtım ve pazarlamaya uzanan dikey entegrasyon görülmektedir. Uluslararası boyutta faaliyet gösteren petrol şirketlerinin tümü, pahalı ve riskli arama yatırımlarının sermayesini dağıtım ve pazarlama faaliyetlerinden gelen kazançlarla sağlamaktadır.

Türkiye'nin geçmiş kapalı ekonomik yapısında, TPAO için başlangıçta bulunan bu dikey entegrasyon sonradan bozulmuştur. Pazarlama etkinlikleri 1968 yılında son bulmuş, sonra rafinaj ve taşımacılık birimleri bünyesinden çıkarılmıştır. Bugün yalnızca arama ve üretim yapar durumdadır. Ancak, olanakları sınırlı kalmakta, teknolojik düzeyi büyük petrol şirketlerine göre gelişmemiş bulunmaktadır. 1988 yılında TPAO yabancı ülkelere açıldığından, bütçesinin önemli bölümü yurtdışı

projelere gitmekte, yurtiçi aramalara ayrılan pay sınırlanmaktadır. Yurt dışı yatırımlar, yurtiçi yatırımların alternatifi olarak görülemez. Yurtdışı yatırımlar için gereken büyüklükte sermayenin, nitelikli işgücünün ve yüksek teknolojinin sağlandığı da söylenemez.

TPAO'nun fazla arama yaptığı iddia olunmakla birlikte, yabancı ülkelerdeki arama ve sondaj çalışmaları ile Türkiye'de yapılan çalışmalar, ülke birim yüzey alanı bazında kıyaslandığında, yapılan çalışmaların yetersiz olduğu görülmektedir. TPAO'nun arama çalışmaları da azalmaktadır. Örneğin jeolojik ve jeofizik etütler toplamı 1987 yılında 242 ekip/ay iken, 1990 yılında 278 ekip/ay, 1993'de 171 ekip/ay, 1996'da 128 ekip/ay ve 1997'de 100 ekip/ay olmuştur. Aynı dönemde yapılan toplam sondajlara bakılacak olursa, 1986 yılında 224 393 m, 1990 yılında 157 169 m, 1993 yılında 193 409 m, 1996 yılında 66 460 m ve 1997 yılında 87 241 m görülmektedir. Ancak, son yıllarda yabancı şirketler hemen hemen hiç arama ve üretim yapmayan duruma geldiklerinden, TPAO'nun arama ve üretim çalışmaları yüzde payı ile artmış izlenimi vermektedir. TPAO'nun arama ve üretim için yerli- yabancı özel sermaye kuruluşları ile oluşturduğu ortaklıklar da durumu değiştirmemiştir.

Özelleştirme çalışmaları kapsamında TPAO'nun adı geçmemekte, yalnızca eski bağlı ortaklıkları olan Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. (TÜPRAŞ), Petrol Ofisi A.Ş. (POAŞ) ile Deniz İşletmeciliği ve Tankerciliği A.Ş (DİTAS) özelleştirme kapsamına alınmış olup, POAŞ'ın özelleştirme ihalesi yapılmış olmakla birlikte, sorunlarla karşılaşmıştır. TPAO'na dünya petrol şirketlerine benzer dikey entegrasyona kavuşma olanağı yasal olarak tanınmalı ve yeni yapısıyla özelleştirilmesine geçilmelidir. TPAO'nun gelişmesi, ancak sağlıklı bir özelleştirme ile sağlanabilir.

15.3.4.2. Doğal gazda özelleştirme

1984 yılında SSCB ile Türkiye Cumhuriyeti arasında imzalanan anlaşma, doğal gazın sanayide ve şehir şebekelerinde kullanılmasına ilişkin 22.11.1984 tarihli Bakanlar Kurulu kararı, Türkiye'de doğal gaz dönemini başlatmıştır. 397 Sayılı Doğal Gazın Kullanımı Hakkında Kanun Hükmünde Kararname ile doğal gazın (sıvılaştırılmış-LNG-hali de dahil olmak üzere) ithali, ithal edilen gaz ile satın alınan yerli doğal gazın satışı, satış fiyatının tespiti ve ülke içinde dağıtımı, 1974 yılında 7/7871 Sayılı Kararname'ye dayanarak TPAO'nun bağlı ortaklığı biçiminde kurulmuş Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) yetkisine verilmiştir.

397 Sayılı KHK'de, Bakanlar Kurulu tarafından izin verilmesi koşuluyla, şehirlerde BOTAŞ veya doğal gaz dağıtımı ile ilgili hizmet vermek üzere kurulmuş sermaye şirketlerinin, doğal gaz dağıtım tesisleri kurabileceklerine, işletebileceklerine ve bu gazın satışını yapabileceklerine ilişkin hüküm vardır. BOTAŞ'ın doğal gazla ilgili hizmet vermek üzere kurulmuş ve kurulacak sermaye şirketlerine ortak olabileceği belirtilmiştir. 1995 yılında 95/6526 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile BOTAŞ'ın teşekkül (KİT) şeklinde yapılması kararlaştırılmıştır. BOTAŞ, tüzel kişiliğe sahip, faaliyetlerinde özerk ve sorumluluğu sermayesi ile sınırlı bir İktisadi Devlet Teşekkülü'dür.

BOTAŞ'ın doğal gaz üzerinde tekeli vardır ama, yapılan çalışmalar değerlendirildiğinde görül-

mektedir ki, yapım aşamasına gelmiş olmakla birlikte, henüz inşa çalışmalarına başlanmamış birçok proje bulunmaktadır. Her biri uluslararası boyuta sahip ve Türkiye için hayati önemi olan bu projelerin sorumluluğunun tek başına BOTAS'a bırakılmaması gerekir. 397 Sayılı KHK yerine, doğal gaz ve LNG ithalatını, dağıtımını ve satışını yerli-yabancı özel sermaye kuruluşlarına açan düzenleme ivedilikle yapılmalıdır. Yoksa, Türkiye'nin doğal gaz darboğazına girme tehlikesi vardır. Doğal gaz ithaline ilişkin uzun vadeli kontratlar, yatırımların devlet güvencesi gerektirmesi, doğal gaz ithalinin özelleştirilmesini engelleyici gerekçe olamaz. Gerekli alt yapı bir an önce oluşturularak ve kademe kademe ilerlenerek sağlıklı özelleştirme yapılabilir.

15.4. Gerekli Yasal Düzenlemeler

Yukarıda uygulamalar açıklanırken belirtildiği gibi, mevcut mevzuatta bazı değişiklikler yapılması zorunludur. Burada kısa ve öz olarak değiştirilmesi gereken yasalar ile yeni çıkarılması gereken yasalar üzerinde durulmaktadır. Bu düzenlemenin temel felsefesi özel sektör yatırımlarının önünün açılması, özelleştirmenin kolaylaştırılması olmalıdır.

15.4.1. Değiştirilmesi Gereken Yasalar

Enerji kesiminde özel sektör işletmeciliği Yap-İşlet-Devret modeli ile değil, Yap-İşlet modeli ile sürdürülmelidir. Ayrıca, bu konudaki sözleşmeler özel hukuk hükümlerine tabi biçime getirilmeli ve imtiyaz hukuku kavramından çıkarılmalıdır. Çünkü, hangi biçimde olursa olsun enerji üretimi bir kamu hizmeti değil, bir mal üretimidir. Maddi bir mal olan enerji hiçbir koşulda maddi olmayan mal anlamındaki hizmet kavramına sokulamaz. Ayrıca, üretiminde ve temininde seçenekler bulunduğundan, tekel oluşturma kavramının dışına çıkmakta, kamu hizmeti sıfatı taşımamaktadır. Tüketiciler enerjiyi alıp, almamakta, ya da değişik kaynaklardan, değişik yöntemlerle temin etmede serbesttirler. Bununla beraber bir özel durum olarak, elektrik iletim ve dağıtımında, kamu hizmeti özelliği bulunmaktadır. Bu hizmet de, anayasaya uygun olarak özel sektöre devredilebilmektedir.

Birincil enerji kaynakları yeraltı ve yerüstü doğal kaynaklardır. Fosil yakıtlar, jeotermal enerji, akarsu gücü, güneş, rüzgar, deniz dalgası ve yetiştiricilik dışı doğal biomas gibi. Doğal kaynaklar, hukuki deyim ile tabii servetler üzerinde anayasa hükmü devlet mülkiyeti vardır (Anayasa Madde 168). Hukuken bu kaynakların açık tanımı ve sıralaması yapılmamakta, teamülen kıt olan mallar bu kapsama alınırken, serbest mallar kapsam dışı tutulmaktadır. Buna göre yeraltında bulunan fosil yakıt yatakları ve jeotermal enerji kaynakları ile yerüstü akarsu kaynakları tabii servet sayılırken, güneş enerjisi ve rüzgar enerjisi gibi kaynaklar kapsam dışı bırakılmaktadır.

Doğal kaynaklar üzerindeki anayasa hükmü, hukuki düzenlemelere yansımakta olup, Yap-İşlet modelini düzenleyen 4283 Sayılı Yasa, yalnızca termik santralleri kapsar biçimde çıkarılmış, hidrolik, nükleer, jeotermal ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları kapsam dışı bırakılmıştır. Nükleer enerji stratejik olduğundan, diğerleri doğal kaynak varsayılmalarından kapsam dışı kalmışlardır.

4283 Sayılı Kanun daha çok ithal fosil yakıt (doğal gaz-LNG, kömür, petrol ürünleri) santralleri için oluşturulmuş durumdadır. Yerli fosil yakıtın bir başka işletmeden temin edilmesi ya da imtiyaz alınarak bir yatağın işletilmesi koşulu ile kullanılacağı düşünülebilirse de, şimdilik böyle bir girişim olmamıştır.

Rüzgar, güneş ve deniz dalgası gibi yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ile çalışacak santraller, serbest mal sayılan doğal kaynağı kullandıklarından Yap-İşlet modeli içine sokulabilirler. Ancak, hidroelektrik, jeotermal ve nükleer santrallerin de Yap-İşlet kavramına sokulmaları gerekir. Akarsu kaynaklarının ve jeotermal kaynakların enerji amaçlı kullanımları, tabii servet sayılmaları ile sınırlandırılmamalıdır. Enerji üretim amaçlı kullanılacak bu kaynaklar üzerinde, işletmenin ömrü boyunca hak tesis edilebilmelidir.

Bu amaçla,gerekli anayasal ve yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Herşeyden önce güneş ve rüzgar gibi sınırsız doğal kaynaklar, devletin hüküm ve tasarrufu altında olamaz. Petrol bu kapsama sokulmazken, tükenmeyen jeotermal enerjinin kapsama alınmasının hiçbir haklı gerekçesi bulunamaz. Hidrolik kaynaklar, çok yönlü kullanım açısından devletin hüküm ve tasarrufu altında kalmakla birlikte, bu kaynaklar üzerinde "kurulacak santral ömrü boyunca" mülkiyet hakkı tanınmalıdır.

Yap-İşlet Kanunu, Yap-İşlet-Devret Kanunu uygulamasında sorun oluşturan imtiyaz konusunu çözümlmek için çıkarılmış olsa da, sorun varlığını korumaktadır. Elektrik üretimi bir mal üretimi olmasına karşın, Anayasa Mahkemesi kararında, üretim ile iletim ve dağıtım birbirlerinden ayrılmayarak, elektriğin üretimi, iletimi ve dağıtımını kamu hizmeti varsayılmıştır. Bu durumda, Yap-İşlet Kanunu ile olsa da, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca verilen ve/veya verilecek iznin, imtiyaz kapsamında değerlendirilmesi gündeme gelebilir. Mevcut Yap-İşlet-Devret Kanunu da yenileme gerektirmektedir. Yap-İşlet-Devret Kanunu'nun uygulamasında, idari yargıda tahkim mekanizmasının olmaması sorun oluşturmaktadır. Bu tür sözleşmeler, ticari sözleşmeler olarak özel hukuk hükümlerine tabi olmak zorundadır. ***Sermayenin globalleştiği günümüzde, yapılacak hukuksal düzenleme uluslararası tahkime açık olmalıdır.***

Mevcut Anayasada ve diğer yasalarda imtiyaz sözleşmelerinin tanımını yapan açık bir hüküm bulunmadığından, imtiyaz sözleşmesi kavramı doktrine, içtihata ve uygulamalara göre farklılık gösterebilmektedir. Yapılan uygulama, Danıştay denetiminin bazen birkaç yıla uzanan süre gerektirdiğini, oysa büyümesi için enerjiye gereksinim duyan ve enerji darboğazı içinde bulunan Türkiye'nin beklemeye tahammülü olmadığını da göstermiştir.

Yüklü finansman gerektiren büyük kapasiteli elektrik santralı projelerinde, çoğu kez yabancı yatırımcı ve finansman kuruluşunun yer alması zorunlu olmaktadır. İmtiyaz sözleşmesinde karşılaşılan uyuşmazlıklarda, uluslararası tahkime gidilememesi, yabancı yatırımcılar ve finans kuruluşları tarafından kabul edilmemekte ve yatırım yapmaktan vazgeçmektedirler. Nitekim, Türkiye'ye yatırım için gelen bazı büyük şirketlerin, sermaye transferi yapmada çekingen davrandıkları ve Türkiye'den ayrıldıkları görülmüştür. Özel hukuk ve tahkim düzenlemesi, yatırım olanaklarını genişleteceğinden, yabancı sermayeye tanıyacağı güvenceden çok Türkiye'nin çıkarları açısından önemlidir.

Burada elektrik sektörü ile petrol sektörü arasında, geçerli yasal durumun karşılaştırılmasında yarar görülmektedir. Petrol tükenir bir yeraltı kaynağı ve doğal servettir. Elektrik tükenir kaynakların yanısıra tükenmez ve ithal kaynaklardan da üretilmektedir. Örneğin, rüzgar tükenmez ve serbest mal durumunda olduğundan, tabii servet kavramına bile sokulmayan bir doğal kaynaktır. Rüzgardan elektrik üretimi için kurulacak santral sözleşmesi Danıştay onayından geçmekte, yabancı ortaklıkla kurulacak olsa bile rüzgar santrali sözleşmesinden doğacak uyuşmazlık uluslararası tahkime götürülememektedir. Petrol kanununa bakıldığı zaman, yerli ve/veya yabancı sermaye ile olsun, uygulama için yapılacak sözleşmenin Danıştay'dan geçmesi kuralı yoktur. Ruhsat alan petrol şirketi ile imzalanan protokolda uluslararası tahkim maddesi karşılıklı anlaşma ile konulabilmektedir. Rüzgar da petrol de enerjidir, ama tükenmez kaynak olan rüzgara uygulanan imtiyaz, tükenir kaynak petrol için uygulanmamaktadır. Elektrik üretiminde imtiyaz anlayışına anayasal ve/veya yasal olarak son verilmelidir.

Türkiye tarafından onaylanmış bulunan uluslararası sözleşmeler, yatırım uyuşmazlıklarında uluslararası tahkime gidilmesini kabul eder durumdadır. Ayrıca, kamu kuruluşlarının özel hukuk alanını ilgilendiren ilişkilerde, tahkim yoluna gidebilecekleri kabul edilmektedir. Danıştay'ın idare hukuku alanında tahkim yoluna gidilebileceğine ilişkin bazı kararlarının bulunduğu bir gerçektir. Uygulamada Anayasa Mahkemesi ve Danıştay kararlarındaki ölçütlerle sınırlı olarak, idari sözleşme nitelendirilebilecek bazı sözleşmelere tahkim koşulunun konulduğu görülmüştür. Bununla beraber, tahkim konusunda tam bir açıklık bulunmamakta, Türkiye'nin taraf olduğu uluslararası anlaşmalardaki tahkime ilişkin hükümlerin bağlayıcılığı, yasal düzenlemeler ve yargı kararları karşısında ne ölçüde uygulanabilir olduğu tartışmalıdır. Hakem kararlarının tanınması ve tenfizi ise ayrı bir sorun olarak durmaktadır. Bu konulara açık ve kesin çözüm getirilmelidir.

Elektrik üretimi ilgili olarak değişik zamanlarda çıkarılan çok sayıdaki kanun, Yap-İşlet modelini benimseyen, elektrik üretimini bir mal olarak görüp, gerekli sözleşmeleri özel hukuk hükümlerine bağlayan, uluslararası tahkimi kabul eden tek bir kanunda toplanmalıdır.

Bu arada, mevcut Petrol Kanunu da yerli ve yabancı özel sermayeyi tatmin eder boyutta değildir. Petrol aramaları riskli ve pahalı olduğu gibi, Türkiye'de az derinde petrol kapanı bulunur umutlu alanlar sınırlı görünmektedir. Türkiye'de petrol aramacılığı, Orta Doğu ülkelerine göre çok daha risklidir. Orta Doğu gibi büyük kapanların bulunması beklenmemektedir. Aramaların geliştirilmesi için mutlaka yabancı sermayeye ve ileri teknolojiye gereksinim vardır. Türkiye'de petrol arama ve üretiminin geliştirilmesi, uygulanacak özendirmelere koşut gidebilecektir. ***Bu nedenle, Petrol Kanunu'nda yabancı şirketleri özendirecek değişiklik gerekmektedir.*** 1997 yılında hazırlanan bir tasarı varsa da, bu tasarı yeterli görülmemekte ve bilakis caydırıcı bulunmaktadır. Petrol Kanunu'nda öncelikle kamu sermayeli TPAO ile yerli/yabancı sermayeli petrol şirketleri arasındaki ayrım kaldırılmalı, TPAO en kısa zamanda özelleştirilmelidir.

Petrol Kanunu'nda değişiklik yapılırken, tasarlandığı gibi kur garantisi kaldırılmamalıdır. Yatırım indirimi işlemleri zorlaştırılmamalı, bilakis bürokratik engellerden arındırılmalıdır. Petrol şir-

ketlerine özel ve teşvik edici bir vergilendirme sistemi uygulanmalıdır. Arama ruhsatlarının sayısı artırılmalıdır. Karada ve denizde üretilcek petrolardan alınacak devlet hissesi, birbirinden farklı oranlarda ve şirketlerin teşvikini engellemeyecek büyüklükte tutulmalıdır.

Bu arada arama koşullarının ağır ve alt yapının yeterli olmadığı sahalardan yapılacak üretimlerden, belli bir süre için devlet hissesi hiç alınmamalıdır. Petrol arama ve üretim faaliyetlerinde kullanılacak malzemelerin ithalatında, her türlü vergi muafiyeti ülke ayrımı yapılmaksızın uygulanmalıdır. Kuyubaşı ve piyasa fiyatlarının tesbiti, dünya petrol piyasasındaki gelişmelere paralel yürütülmelidir. Yabancı şirketlerin kazançlarının yurt dışına transferi, şirketler için caydırıcı olmayacak biçimde düzenlenmelidir. Risk faktörünün çok yüksek olduğu petrol ve doğal gaz aramalarında keşif oranının % 10'un altında bulunması, yabancı sermayenin büyük oranda teşvikini zorunlu duruma getirmiştir.

Türkiye'de Maden Kanunu'nun değiştirilmesi için de bir çalışma yapılmış ve Kanun Tasarısı Taslağı hazırlanmıştır. Hazırlanan taslak; A grubu kapsamında antrasit, asfaltit, bitümlü şist, linyit, maden (taş) kömürü, turba gibi fosil yakıtlar ile uranyum, toryum ve radyum gibi nükleer hammaddeleri, D grubu kapsamında jeotermal kaynakları içermektedir. ***Maden niteliğindeki enerji hammaddelerinin ve jeotermal enerjinin Maden Kanunu'ndan ayrı yasal düzenleme ile ele alınması doğru olur.***

15.4.2. Çıkarılması Gereken Yasalar

Türkiye'de enerji sektöründe bazı alanlarda yasa bolluğu görülürken, bazı alanlarda yasal düzenleme eksikliği vardır. Çıkarılması gereken ve üzerinde geçmişte çalışmalar yapılarak hazırlanmış teklif-taslak ve/veya tasarılar bulunmaktadır. Burada önemli görülen bazı çalışmalara kısaca değinilecektir.

Türkiye Enerji Enstitüsü Kanunu; kamu kurumu niteliğinde tüzel kişiliğe sahip, özel hukuk hükümlerine tabi olacak Enstitü'nün kuruluşunu sağlayacaktır. Bu Enstitü, bir başka kurumun isim değiştirmesi ile değil, yeni yapılanma ile kurulmalıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda 1979 yılında hazırlanmış taslak, günümüze uygun bazı küçük değişikliklerle ihtiyacı karşılamaya yeterli görülmektedir.

İlk olarak 1981 yılında Enerji Tasarrufu Kanun Tasarısı hazırlanmış olmakla birlikte yasallaştırılmamıştır. Tasarının birinci maddesinde kanunun amacı, ulusumuzun yaşam şartlarını ve kalkınmamızı olumsuz yönde etkilemeden, kaynağından yararlanma ile başlayarak nihai tüketime kadar tüm aşamalarda enerjinin korunmasını, yerinde verimli ve israf edilmeden kullanılmasını sağlamak olarak belirlenmiştir. Toplam 12 maddeden oluşan bu tasarı, planlı enerji tüketimine ve merkeziyetçiliğe yönelik bir yapıda hazırlanmış olup, sonradan gündemden çıkarılmıştır. 1997 yılında ikinci bir taslak hazırlanmıştır. Bu taslak Enerji Verimliliği Yasası adını taşımaktadır.

Enerji Verimliliği Yasası Taslağı'nın 1. maddesine göre amacı, "enerji kaynaklarının sürdürülebilirliğini sağlamak, enerji ithalatının yükünü hafifletmek ve enerjinin üretiminden tüketimine

kadar olan işlemlerden kaynaklanan çevre kirliliğinin azaltılmasına katkı sağlamak için, enerji ve enerji kaynaklarının üretim, çevrim, taşınma, iletim, dağıtım ve tüketim aşamalarında en rasyonel ve verimli bir şekilde değerlendirilmesini hedeflemek, ekonomik üretim seviyesini düşürmeden, yaşam kalitesinden ve ihtiyaçlardan fedakarlık etmeden, ülkenin hızla kalkınması yanında enerjiden tasarruf edilmesini sağlamak üzere, ülke politika ve programları ile uyumlu düzenlemeler ve alınacak önlemlerle ilgili teknik ve hukuku esasları belirlemek" biçiminde oluşturulmuştur.

Toplam 17 maddeden oluşan tasarıda teşkilatlanma üzerinde önemle durulmuş, Ulusal Enerji Tasarruf Merkezi'nin kurulması öngörülmüştür. Bu merkezin oluşumu iki alternatifle ele alınmıştır. Birincisi devlet dairesi niteliğinde bir genel müdürlük, ikincisi ise özel sektörün ortak olacağı bir sermaye şirkettir. Temelde Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından oluşturulan taslak, devletçi zihniyetin ve merkezîyetçi yönetimin izlerini taşımaktadır. Yeni bir felsefe ile yeniden düzenlenmesi yararlı olacaktır.

Jeotermal enerjinin aranması, işletilmesi ve devri gibi konular henüz bir hukuki zemine oturtulmuş değildir. Jeotermal enerji ile ilgili bir kanun bulunmamaktadır. 1983 yılında bir kararname ile jeotermal enerji 6309 Sayılı Maden Kanunu kapsamına alınmış, ancak 1985 yılında çıkarılan 3213 Sayılı Maden Kanunu'nda jeotermal enerjiye yer verilmemiştir. Söz konusu Maden Kanunu'nun değiştirilmesine yönelik olarak hazırlanan taslakta, yukarıda da değinildiği gibi jeotermal enerjiye yer verilmektedir ama, ayrı bir yasal düzenleme daha uygun görülmektedir. Geçmişte böyle bir girişim yapılmışsa da, sonuca ulaşmamıştır. En kısa zamanda Maden Kanunu'ndan bağımsız bir **Jeotermal Enerji Kanunu çıkarılmalıdır**.

1998 yılında Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanan **Yap-İşlet Modeli ile Yenilenebilir Enerji Kaynakları ile Çalışan Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun Tasarısı'nın** 1. maddesinde belirtilen amacı, Yap-İşlet modeli çerçevesinde yenilenebilir enerji kaynakları ile çalışan elektrik enerjisi üretim tesisi kurulması ve işletilmesini sağlamak biçiminde açıklanmaktadır. Kanun tasarısının kapsamına alınan kaynaklar rüzgar, güneş, dalga, çöp, çöpgazı, biogaz vb. yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. Tasarı 13 maddeden oluşmaktadır. Ancak, tasarı yeterli olmayıp, geliştirme gerektirir durumdadır. Özellikle rüzgar santralleri için düşünülmüştür. Yenilenebilir enerjiler için bir çerçeve kanun çıkarılmak istenirse, tüm uygulamaları ve kaynakların ayrı özelliklerini içermelidir. Söz konusu tasarıda bu özellik yoktur.

Gündemdeki bir başka tasarı Rüzgar Enerjisi Sanayi İşadamları Derneği tarafından 1998 yılında hazırlatılan ve Cumhurbaşkanlığı'na sunulan **Rüzgar Enerjisi Santralleri Kanunu Tasarısı'dır**. Tasarının 1. maddesinde amaç ve kapsamı; Yap-İşlet modeli ile üretim şirketlerine ülke enerji plan ve politikalarına uygun olmak üzere rüzgar enerjisinden elektrik üretecek santral kurma ve işletme izni verilmesi ile enerji satışına dair esas ve usulleri belirlemek biçiminde açıklanmıştır. Toplam 11 maddeden oluşan tasarı, enerji satış süresi, üst hakkı ve santral yeri, garanti muafiyetler üzerinde durmakta olup, rüzgar santrallerinin dünyadaki gelişimine koşut, liberal bir yapıda hazırlanmıştır. Kanunlaşması rüzgar enerjisinin gelişimini hızlandıracaktır.

Ülkemizde güneş enerjisi uygulamalarının geliştirilmesi için, güneşten yararlanma hakkını belirleyen, uygulamaları teşvik edici, güneş enerjisi sanayinin örgütlenmesini sağlayıcı bir yasal düzenleme istenmekle birlikte, şimdiye kadar hiçbir taslak ya da tasarı hazırlanmamıştır. ***Güneş Enerjisi Sanayinin Geliştirilmesi ve Güneş Enerjisi Uygulamalarının Düzenlenmesi Hakkında Kanun için*** çalışma yapılması gerekmektedir.

16

B Ö L Ü M

SONUÇ VE ÖNERİLER

16. SONUÇ VE ÖNERİLER

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

1. İçinde bulunduğumuz dönemde dünya enerji talebinin karşılanması açısından rezervlere ve potansiyellere dayalı kaynak yetersizliği sorunu olmayıp, arz kaynakları yeterli düzeydedir. Petrol fiyatlarının da düşük düzeyde seyretmesi ekonomik büyüme açısından olumlu bir ortam yaratmaktadır. Dünya ekonomisinde globalleşmenin bir sonucu olarak, enerjide arama, üretim ve kaynak geliştirme çalışmaları üzerinde uluslararası yatırım ve teknoloji transferi ile enerji ticaretinde büyüme görülmektedir. Dünya enerji piyasaları, hükümetlerin müdahalelerinden piyasa dinamiklerine kaymaktadır. Bunlar olumlu gelişmeler olmakla birlikte, Türkiye'nin bu ortamı iyi değerlendirebildiği söylenemez.
2. Son 20 yıl içinde sürdürülebilir kalkınma kavramı önem kazanmıştır. Sürdürülebilir kalkınma, çevre ile uyumlu biçimde, kaynakların yüksek verimlilikle değerlendirilmesini gerektirmektedir. Dünyanın 2050 yılına kadar gelecekteki enerji tüketimine yönelik senaryolar, büyüme hızına ve enerji-çevre etkileşimine göre düzenlenmektedir. Buna göre 2020 yılına kadar olan süreçte kömür, petrol ve doğal gaz tüketiminde artış sürecektir, dünyanın enerji tüketiminin çoğu yine bu kaynaklardan karşılanacaktır. Yeni güvenlik önlemleri ile nükleer enerjinin dünya enerji bütçesindeki payı artacaktır. Hidrolik enerji kaynaklarının daha etkin kullanılması beklenmektedir. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynakların geliştirilerek fosil yakıtların yerini almaları, daha uzun yıllar kapsayacak görülmektedir.
3. Türkiye'de 1970-1997 yılları arasında birincil enerji üretimi 1.9, tüketimi 3.8 kat artış göstermiştir. 1970 yılında üretimin tüketimi karşılama oranı % 75 iken, artış hızı bakımından tüketimin üretimi ikiye katlaması nedeni ile bu oran % 38'e düşmüştür. 2000 yılında birincil enerji talebinin % 35'i yerli üretimle karşılanacaktır. Bilinen doğal rezervleri ile Türkiye, sıvı ve gaz hidrokarbon yatakları bakımından fakir bir ülke görünümündedir. Ülke enerji ihtiyacının yaklaşık yarısını karşılayan petrolün % 90'ı ithal olunmaktadır. Giderek artan doğal gaz talebinin tamamının ithalatla karşılanması programlanmıştır. Güvenli arz kaynakları sağlanmaya çalışılmakta ise de, doğal gaz dışalımının geleceği henüz tam çözümlenememiştir.

4. Türkiye’de elektrik enerjisi tüketimi 1970-1997 döneminde yıllık ortalama % 9.9 artış göstermiştir. 1997 yılında artış % 12.4 olmuştur. 1980-1994 döneminde elektrik üretim yatırımlarının düşüş göstermesi, 1996 yılında Türkiye’yi yeni bir elektrik darboğazının eşiğine getirmiştir. Bu darboğaz sürmektedir. 1990 yılında elektrik ihraç eder duruma geçen Türkiye, yeniden elektrik ithal eder duruma gelmiştir. Türkiye’nin içinde bulunduğu elektrik darboğazı, puant güç ve güvenilir enerji üretim düzeylerinden kaynaklanmaktadır. Puant güç sağlama olanağı, toplam kurulu güce bağlıdır. Kamu sektörünün elektrik üretimine gereken ölçüde yatırım yapamadığı ve artık yapmasının da olanaksızlaştığı bir dönemde, liberalleşme ve özelleştirme akımlarına karşın, yerli ve yabancı özel sermayenin elektrik üretim yatırımlarına yeterince çekilememesi, Türkiye’de kurulu gücün gerektiği gibi artırılmamasının temel nedenidir.
5. Türkiye, en çok kullanılan fosil enerji kaynaklarından kömür, petrol ve doğal gaz rezervlerine sahip olmakla birlikte, linyit dışında bu rezervlerin büyüklükleri sınırlı olup, üretim de ihtiyacı yanıtlamaktan uzaktır. Uzun dönem için linyit yatakları da yeterli sayılmaz. Yeni aramalarla taşkömürü, linyit, petrol, doğal gaz ve uranyum yataklarının geliştirilmesi gerekir. Söz konusu fosil yakıt rezervlerinin geliştirilebileceği umutlu alanlar vardır.
6. Türkiye’de yenilenebilir kaynaklar olan hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz dalga enerjisi ve biomas enerji gibi kaynakların potansiyelleri görkemlidir. Söz konusu kaynaklardan, bugün ençok klasik biomas enerji ve hidrolik enerji kullanılmaktadır. Halen ekonomik hidrolik potansiyelin % 29’u değerlendirilmiş olup, inşa halindeki tüm hidroelektrik santrallerin devreye girmesi ile bu değer % 38’i bulacaktır. Jeotermal enerji üçüncü sırada yer almakla birlikte, potansiyeline göre kullanımı sınırlıdır. Güneş enerjisinin kullanımı sembolik düzeyde iken, rüzgar enerjisinin kullanımı yeni başlamakta, deniz dalga enerjisi ve modern biomas enerji üzerinde hiç durulmamaktadır.
7. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın planlama ve beklentileri doğrultusunda, Türkiye’nin birincil enerji talebi 2000 yılında 91 Mtep, Cumhuriyet’in 100. Yılı 2023’de de 368 Mtep olacaktır. Enerji yoğunluğu düşük sanayilere ve enerjinin etkin kullanımına ağırlık verilerek, 2000 yılı talebinin 90 Mtep’e ve 2023 yılı talebinin 359 Mtep’e düşürülmesi olanaklıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının planlama ve beklentileri doğrultusunda, Türkiye’nin yerli enerji üretimi 2000 yılında 31 Mtep ve 2023 yılında da 91 Mtep olabilecektir. Oysa, alınacak önlemlerle yerli enerji üretimi 2000 yılında 33 Mtep’e ve 2023 yılında 109 Mtep’e çıkarılabilir. Açıklanan iki projeksiyona göre, talep ile yerli üretim arasındaki fark 2000 yılında 57-58 Mtep, 2023 yılında ise 250-277 Mtep’dir. Enerji ve Tabii

Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama verilerine göre, 2000 yılında 58 Mtep enerji ithal edecek Türkiye'nin enerji ithalatı, 2023 yılında 277 Mtep'in üzerinde olacaktır.

8. Türkiye'nin brüt elektrik talebi 2000 yılı için 134.3 milyar kWh, 2020 yılı için 547 milyar kWh ve Cumhuriyet'in 100. Yılı 2023 için de 639 milyar kWh'dır. Kişi başına yıllık elektrik tüketimi net olarak 2000 yılında 1 750 kWh, 2023 yılında 6 785 kWh olacaktır. Birincil enerji ve elektrik tüketimindeki artışa koşut olarak, kişi başına düşen gayrisafi yurtiçi hasıla 2000 yılındaki 3 615 ABD \$'ından 2023 yılında 15 047 ABD\$'ına çıkabilecektir. Böylece, Türkiye gelişmiş ülkeler arasında yerini almış olacaktır.
9. Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin tamamının değerlendirilmesi için 34 892 MW kurulu hidrolik güce gerek vardır. Türkiye'nin kurulu hidrolik gücü bugün 10 103 MW'dır. Kalan 24 789 MW'ın tamamının Cumhuriyet'in 100. Yılı'na kadar değerlendirilmesi için, her yıl yaklaşık 1000 MW'lık hidrolik proje tamamlanmalıdır. 2023 yılından itibaren teknik potansiyelin tamamını değerlendirmek amacıyla, kurulu gücü 35 000 MW'dan 60 000 MW'a yükseltecek projeler başlatılmalıdır. Bu arada puant santralleri olarak, pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulması zamanı da gelmiştir.
10. Türkiye enerji tüketimini yalnızca fosil yakıtlara dayalı olarak sürdüremez. Aşırı fosil yakıt kullanımının getireceği çevre sorunları düşünülmelidir. Olumsuz çevre etkilerinin bir maliyeti olup, gayri safi yurtiçi hasılanın azalmasına neden olmaktadır. Bu nedenle Türkiye yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ile nükleer enerjiye yönelmek zorundadır. Türkiye'de öncelikle değerlendirilmesi gereken yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları; jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biyomas enerjidir. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yeni teknolojilerle kullanıma sokulması, Türkiye'de yeni iş sahaları açacak, işsizliğe bir çözüm getirecek, milli geliri artıracaktır. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynaklar nükleer enerjinin alternatifi olarak görülmemelidir.
11. Jeotermal merkezi ısıtmaya uygun olabilecek pekçok yöre bilinmektedir. Jeotermal merkezi ısıtma doğal gazla ısıtmadan ucuzdur. Olanaklı yerlerde hızla yaygınlaştırılması gerekir. Jeotermal elektrik üretimine uygun görülen, ancak bekletilen kaynaklar vardır. Bu santrallerin kurulmasına başlanmalıdır. Jeotermal alanların aranmasından, kuyuların açılmasına ve kaynağın kullanımına dek tüm aşamalarda yerli ve yabancı özel sermayeden olabildiğince yararlanılmalıdır.
12. Türkiye, güneş kuşağında bulunan bir ülkedir ve gelişen güneş enerjisi teknolojisine paralel biçimde, güneş enerjisi kullanımı geliştirilmelidir. Güneşli su ısıtıcılara dayalı güneş kolektörleri sanayi ülkemizde teknolojik olgunluğa erişmiş olup, yurtdışına ihracat

yapar duruma gelmiştir. Güneşli su ısıtıcıların tüm ülkede yaygın biçimde kullanılması, güneş kollektörleri iç piyasasının gelişmesi için, hem tüketicinin ve hem de sanayicinin teşvikine yönelik önlemler alınmalıdır. Ayrıca, yapıların pasif ve/veya aktif yöntemlerle güneşle ısıtılması uygulamaları özendirilerek başlatılmalıdır. Güneşten elektrik üretimi de ülkemiz için önemli bir konudur. Bunun için güneş pillerinden ve güneş termik elektrik santrallerinden yararlanılabilir. Özellikle, teknolojisi gelişen güneş-doğal gaz hibrid termik santral uygulaması üzerinde durulmalıdır. Türkiye pilot uygulamalarla bu teknolojileri kazanmaya girişmelidir.

13. Son yıllarda dünya genelinde hızlı atılım görülen bir uygulama rüzgar santralleri olmuştur. Geçmişteki rüzgar türbinleri, rüzgar enerjisi çevrim sistemleri olarak yeni teknoloji ile geliştirilmişlerdir. Bugün rüzgar santralleri, çok sayıda türbin içeren rüzgar çiftlikleri olarak kurulmaktadır. 1990-1997 döneminde dünya rüzgar kurulu gücü üç katı aşkın artış göstermiştir. Türkiye’de de rüzgar santrali kurulması için yapılan 30’a yakın başvuru vardır. Ege kıyılarından başlayan bu uygulamanın, rüzgardan kesintisiz enerji sağlanması için doğuya doğru tüm ülkeye yayılması gerekir. Bugünkü elektrik üretim düzeyimizi aşkın, rüzgar enerjisi teknik potansiyelimiz olduğu hesaplanmaktadır. Bu potansiyel değerlendirilmelidir. Yapılması gereken, sağlıklı bir planlama ve tutarlı politikalarla konunun teşvik edilmesidir.
14. Biomas enerji Türkiye’de klasik yöntemle dayanılarak, daha çok ticari olmayan yakıt biçiminde kullanılmakta ve yerli enerji üretiminin dörtte birini karşılamaktadır. Modern biomas teknikler kapsamında, enerji ormancılığı ve enerji bitkileri tarımından yararlanılması gerekmektedir. Türkiye’nin bu konuda yeterli potansiyeli vardır. Gelişmiş ülkeler konuyu tutarlı biçimde ele almışlarken, Türkiye’de modern biomas kullanımı için yapılan hiçbir çalışma yoktur. Oysa, dünya genelinde 2020 yılında modern biomas ile üretilen enerjinin, jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olması beklenmektedir. Modern biomas için enerji bitkileri tarımı, enerji planlaması ve tarımsal üretim planlaması kapsamında birlikte ele alınmalıdır. Biomas enerji kapsamında, çöp termik santralleri de yaygınlaştırılmalıdır.
15. Bugün tüm tartışmalara karşın, gelişmiş endüstriyel ülkelerin elektrik üretimlerinde nükleer enerji önemli bir yer kapsamakta olup, kapsamaya devam etmesi beklenmektedir. Ekonomik ömrü dolan nükleer santrallerin sökülmesi, nükleer teknolojinin terk edilmesi demek değildir. Avrupa, Batı Avrupa, OECD ve Avrupa Birliği ülkelerinin 1990-1997 dönemi nükleer elektrik üretimlerinde artış görülmektedir. Önümüzdeki 25 yıllık dönemde, dünya nükleer kurulu gücünün artış göstermesi beklenmektedir. Türkiye’nin bu gelişime ayak uydurması gerekir. Türkiye’de gerek birincil enerji talebi açısından ve ge-

rekse teknoloji kazanımı açısından nükleer santrallara gerek vardır. Türkiye, nükleer santrallar dönemine adım atmakta ve nükleer teknoloji kazanımında geç kalmıştır. Nükleer santrallar, yer seçiminden yapımına ve işletilmesinden kapatılmasına dek her aşamada güvenliğin ön planda tutulduğu, çok disiplinli, uluslararası denetimli, yüksek bir teknolojinin ürünüdürler ve çevre dostu durumuna getirilmektedirler.

16. Yapılan planlamaya göre, Türkiye’de nükleer enerjinin genel enerji bütçesindeki payı 2010 yılında % 1, 2020 yılında % 2.5 olacaktır. Elektrik üretimindeki payı ise 2010 yılında % 3, 2020 yılında % 9’dur. Bu rakamlar, Türkiye’de nükleer enerjiye kaynak çeşitlendirmesinden ve teknoloji kazanımından gerek duyulduğunu göstermektedir. Oysa, çevre koruması açısından planlanan ithal taşkömürü santrallar yerine, nükleer santrallar daha uygundur. Giderek büyüyen kaynak yetersizliği karşısında, özellikle 2020 yılından sonra kazanılacak teknolojiden yararlanılarak, nükleer enerjinin payının artması kaçınılmazdır. Nükleer santrallara gerek duyulmasının bir nedeni de, sistemde baz santrallar olarak yer almalarıdır. Bu özelliğin yenilenebilir enerji santralları ile karşılanması olanaklı değildir.
17. Radyasyon yenilenebilir kaynaklardan olan jeotermal akışkandan ve odaklanmış güneş enerjisinden alınabilmektedir. Doğal çevrede radyasyon vardır. Nükleer santralın bunlardan farkı, çevresindeki radyasyonun sürekli ölçülerek kontrol edilmesi, artması tehlikesi karşısında santralın durdurulması için güvenlik önlemlerinin hazır bulunmasıdır. Nükleer atık sorunu abartıldığı kadar büyük bir sorun olmayıp, nükleer atık miktarı da çok değildir. Bu atıklar tuz yatakları içinde binlerce yıl güvenle saklanabilirler. Gelişmiş batı ülkelerinde toplumların çoğunluğu nükleer enerjiye karşı çıkmamaktadır. Türk kamuoyu özel programlarla aydınlatılmalıdır.
18. Türkiye coğrafi konumu nedeni ile petrol ve doğal gaz rezervleri zengin üretici ülkelerle, enerji tüketimi yoğun endüstriyel ülkeler arasında ve Asya-Avrupa yolu üzerinde bulunmaktadır. Tarihteki ipek yolu gibi, bugün için enerji yolu Türkiye üzerinden geçebilir. Türkiye’nin Asya-Avrupa arasında enerji köprüsü ve enerji terminali durumuna getirilmesi, Türkiye’ye çıkar sağlayacak bir gelişmedir. Bu nedenle uluslararası petrol boru hatları ve Türkiye, uluslararası doğal gaz boru hatları ve Türkiye konuları, enerji ve ekonomi politikası ile dış politika açısından çok iyi değerlendirilmesi gereken konulardır. Söz konusu bağlantıların oluşması bir ulusal politika olarak benimsenmiş olup, gerçekleşmesi için yoğun çaba gösterilmelidir. Petrol ve doğal gaz boru hatlarının yanı sıra, elektrikte komşu ülkeler üzerinden yapılacak bağlantılarla Avrupa, Orta Doğu ve Kafkasya enterkonneksiyonu gerçekleştirilmelidir.

19. Türkiye’de yeni üretim teknolojileri, yeraltında enerji depolama teknikleri kullanıma sokulmalı, enerjide ileri yerli teknoloji oluşturmaya yönelik Ar-Ge (araştırma-geliştirme) çalışmaları desteklenmelidir. Ülkemizde düşük kaliteli linyitlerin elektrik üretiminde verimli kullanılması ve çevre kirliliğinin azaltılması için, akışkan yatakta yakma teknolojisinden yararlanılmalıdır. Şimdilik bir santral için başlayan bu uygulamanın yaygınlaştırılması gerekir. Özellikle, linyit rezerv hesaplamalarında ayrı gösterilen Afşin-Elbistan linyitlerinin değerlendirilmesi açısından akışkan yatak teknolojisi önemli olmakla birlikte, bu yola gidilmemiştir. Isı ve elektriğin birlikte üretimini sağlayan, birincil enerji girdisini verimli olarak değerlendiren, kombine çevrim teknolojisinden yararlanılmalıdır. Sanayide otoprodüktör ünitelerle bağımsız elektrik üretimi biçiminde başlayan kojenerasyon uygulamalarının teşvik edilerek geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması gerekir. Geliştirilmiş bulunan yeraltında ısı enerji depolama ve yeraltında doğal gaz depolama tekniklerinden yararlanma olanakları araştırılmalıdır. Yeraltında ısı enerji depolama ABD ve Avrupa’da yaygınlaşmaktadır.
20. Dünya gündemindeki önemli bir enerji konusu da hidrojen enerjisidir. Yanma reaksiyonu ile fosil yakıtların karbondioksit emisyonu, dünya global ısınma sürecini oluşturmuştur. Bilinen fosil yakıt rezervlerine insan ömrü ile kıyaslanabilir ömür biçilmektedir. Bu gelişmeler, 20 yılı aşkın süredir yeni yakıt arayışı ile hidrojeni gündeme getirmiştir. Hidrojen çok yönlü kullanıma uygun, dönüşebilirliği ve kullanım verimi yüksek, emniyetli, olumlu çevre etkisi ile efektif maliyeti diğer yakıtlarla rekabet edebilecek bir yakıttır. Hidrojenle çalışan uçaklar geliştirilmiş, değişik motorlar üretilmiş ve taşıtlara uygulanarak gösterimler yapılmıştır. Hidrojen yakıt hücreli santraldan elektrik üretilmektedir. Kıtalararası hidrojen taşınması projesine girilmiştir. Hidrojene ilişkin uluslararası standartlar hazırlanmıştır. Dünya hidrojene geçiş aşamasında olup, bu geçişin önümüzdeki 10-15 yılda tamamlanması beklenmektedir. Türkiye’de hidrojen konusunun gerektiği gibi ele alındığı söylenemez. Oysa, Karadeniz’in tabanında doğal hidrojen deposu bulunması, Türkiye’nin geleceği açısından fırsattır. Ülkemizde hidrojen çalışmaları tutarlı ve ciddi biçimde ele alınarak geliştirilmelidir.
21. Türkiye’de olanaklı tüm kaynaklardan etkin biçimde enerji üretilirken, üretilen enerjinin yüksek verimlilikle etkin kullanımı çok önemlidir. Gelişen teknoloji, birim gayrisafi milli hasıla başına düşen enerji tüketimini, bir diğer deyişle enerji yoğunluğunu azaltmayı hedeflemiştir. Amaç, daha az enerji ile daha çok mal ve hizmet üretimidir. Bu amaca uygun olarak enerji üretim, sanayi, ulaşım, konut ve hizmet sektörlerinde enerjinin akılcı kullanımına yönelik enerji tasarruf önlemleri uygulanmalıdır. Türkiye’de çağdaş bilimsel ve teknik boyutu ile enerji tasarrufu çalışmalarının yeterince yapıldığı söylenemez. Konu, genellikle umursamaz tutumla, göstermelik biçimde ele alınmaktadır. Oysa, Türki-

ye’de bugünkü birincil enerji tüketiminin % 18’i kadar tasarruf olanağının bulunduğu hesaplanmıştır. Fiyat artırılarak talep kısılması yerine, teknolojik önlemlerle enerji verimliliği artırılarak talebin düşürülmesi, bol ve ucuz enerji ilkesine de uygun düşecektir. Enerjinin etkin kullanımı konusu özendirilerek geliştirilmelidir.

22. Ülkemizde enerji ve çevre birbiriyle çatışan iki kavram olarak görülmemelidir. Ulaşım sektöründen kaynaklanan çevre kirliliği, enerji santrallerinin oluşturduğu çevre kirliliğinden çok daha fazladır. Çevre ile enerji arasında çatışma değil, uyuşma olmak zorundadır. Enerji üretim tesislerinden kaynaklanan olumsuz çevre etkileri bulunmakla birlikte, bunların teknik önlemleri vardır. Ancak, ülkemizde fosil yakıtlı termik santrallerin çevre-etki-değerlendirmeleri; termik santrallerin birbirine çok yakın ve birbirinin etki sahası içine inşa edildiğini, turizm ve tarım potansiyeli yüksek alanlarda yer aldıklarını, kirleticilerin yayılmasını engelleyici önlemlerin ilk başta alınmadığını, yeni yakma yöntemlerinden yararlanılmadığını, tasarım hataları bulunduğunu göstermektedir. Ek yatırımlarla eksiklikler giderilmeye çalışılmakta ise de, önlemlerin proje aşamasında alınması gerekir. Dünyanın en önemli çevre sorunu olan ve karbondioksit emisyonundan kaynaklanan sera etkisi ve global ısınmanın azaltılması için fosil yakıt yerine, nükleer enerji, yeni ve yenilenebilir enerji ve hidrojen kullanımına yönelmek gerekmektedir. Bu konuda uluslararası uzlaşmalara gidilmektedir. Ancak, her enerji teknolojisinin çevre açısından önlem gerektirdiği unutulmamalıdır.
23. Enerji hammaddelerinin çıkarılmasında, birincil ve ikincil olmak üzere enerji üretiminin her kademesinde, enerjinin taşınması, depolanması, dağıtımı ve tüketimi aşamalarında çevreye en az zarar verecek, ekolojik dengeyi bozmayacak, prodüktif ve rantabl olacak enerji teknolojilerinin kullanımına özen gösterilmelidir. Santrallerin proje aşamasından itibaren çevre-etki-değerlendirmesine yer verilmelidir. Enerji, ekonomi ve ekoloji, kısaca 3E arasında her zaman optimal denge sağlanmalıdır.
24. Türkiye’nin enerji politikası tarihsel süreç içinde irdelendiğinde, sırasıyla liberal, mutedil devletçi, karma ekonomi ve planlı karma ekonomi aşamalarından geçtikten sonra, bugün planlı, ama serbest piyasa ekonomisine ve liberal yapıya yönelik özelleştirmelerin yer aldığı geçiş dönemine gelmiştir. Artık hedef, tam liberal ekonomidir ve bundan dönüş olamaz. 1984 yılından bu yana sektörün özelleştirilmesi gündemde ise de, 15 yılda alınan yol tatmin edici değildir. Bugün devletin enerji sektörüne gereken yatırımı yapmadığı, bu yatırımı yapabilecek yerli ve/veya yabancı sermayeye yaptırmadığı veya yaptırmadığı çelişkili bir dönemdeyiz. 2020 yılına kadar yalnız elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektörüne yapılacak yatırım 125 milyar \$’dır. Cumhuriyetin 100.yılına kadar önümüzdeki 25 yılda tüm enerji sektörüne yapılması gereken kümülatif yatırım ise 300 mil-

yar \$ düzeyindedir. Buna kamu sektörünün yeterli kaynağı aktarması olanaklı değildir. Türkiye'nin gelişmiş ülkeler arasında yer alması isteniyorsa, yerli/yabancı özel sermayenin önündeki engeller kaldırılmalıdır.

25. Türkiye'de enerji yatırımlarının önündeki engel ne ekonomik ve mali, ne de tekniktir. Engel hukuksal ve yönetseldir. Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet modelleri özel sermayeyi özendiren ve güven veren bir hukuksal çerçeveye oturtulamamıştır. Enerji kesiminde yasal ve yönetsel düzenlemeler gerekmektedir. Enerji kesiminde özelleştirmede yeterince ilerlenemeyişin önemli nedenlerinden biri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile bağlı ve ilgili kuruluşlarının, merkezi ve devletçi yapılarıdır. Bu nedenle yönetsel düzenlemelerle, yeniden yapılanma gerekmektedir. Yeniden yapılanma sırasında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bağlı kuruluşlarına, planlamadan teknoloji seçimine, kazanımına ve gelişmeye kadar çeşitli alanlarda görev yapacak Türkiye Enerji Enstitüsü eklenmelidir. Enerji politikalarının belirlenmesinde, kamu sektörünün yanısıra, özel sektör, üniversiteler, ilgili meslek kuruluşlarının ve sivil toplum örgütlerinin görüşlerini sunabileceği, Enerji Şurası'dan yararlanılmalıdır.
26. Her türlü enerji üretimi mal üretimidir ve kamu hizmeti sayılamaz. Yerli ve yabancı özel sermayenin enerji sektörüne yeterince giremeyişinin önündeki anayasal ve yasal engeller bu anlayışla düzeltilerek kaldırılmalıdır. Anayasa'da kamulaştırma ve devletleştirme hakkı varken, özelleştirme hakkı açık olarak yazılmamıştır. Kamulaştırma ve devletleştirmenin karşısı olarak varlığı doğal sayılmaktadır. Bununla beraber, sağlam bir liberal ekonomi için özelleştirme hakkının Anayasa'ya geçirilmesi gerekmektedir. Doğal kaynaklar üzerinde, enerji üretim amaçlı işletme kurma hakkı, imtiyaz olmaktan çıkarılmalıdır. Ayrıca, bir yasal düzenleme ile verilmiş Yap-İşlet-Devret haklarının tamamı Yap-İşlet'e ve İşletme Devir Hakları da Mülkiyet Devri Hakkı'na dönüştürülmelidir.
27. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın tüm ilgili kuruluşları ve bunların ortaklıkları özelleştirilmelidir. Elektrik kesiminde özelleştirme çalışmaları yasal ve yönetsel engeller aşılarak hızla tamamlanmalıdır. Kömür, petrol ve doğal gaz sektörleri zaman yitirilmeden tümü ile özelleştirme kapsamına alınmalıdır.
28. Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) nin özelleştirilmesine, elindeki tüm santrallerin kendi ayakları üzerinde durabilecek ayrı anonim şirket biçimine dönüştürülmesi ile başlanmalıdır. TEAŞ bunların üst kuruluşu holding olabilir. Ancak, bu şirketlerin hisseleri Menkul Kıymetler Borsası aracılığıyla halka açılmalı ya da şirketler özelleştirilmelidir. Ayrıca, bir Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi oluşturulmalıdır. TEAŞ'ın şirketleri ile Yap-İşlet-Devret ve/veya Yap-İşlet modeli ile oluşturulmuş üretim şirketlerince üretilen-

cek elektrik, Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi'ne, bu şirket tarafından da dağıtım şirketlerine satılmalıdır. Yeterince üretim fazlalığı olduğunda, elektriğin fiyatı serbest piyasa kurallarına göre Elektrik Borsası'nda belirlenir olmalıdır.

29. Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu ve Türkiye Taşkömürü İşletmeleri Kurumu da özelleştirilmelidir. Bunun için var olan sorunlar yasal düzenlemelerle aşılmalıdır. Kamunun elindeki kömür işletmelerinin bazıları büyük zararlar çalıştırılmaktadır. Bunların içinde rehabilitasyon çalışması ile düzelebilecek ve düzelemeyecek olanlar vardır. Kömürde rantabl çalışması olanaklı olmayan ve özelleştirilemeyen işletmeler kapatılmalı, pahalı yerli üretim yerine ucuz ithale yönelinmelidir.
30. Petrol ve doğal gazda özelleştirme kapsamına Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ve Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş (BOTAŞ) da alınmalıdır. Bunun için TPAO'nun, öncelikle dünya petrol şirketlerine benzer biçimde aramadan ürün pazarlamaya dek dikey entegrasyona kavuşması yasal olarak sağlanmalı, özelliğine uygun bir yöntemle özelleştirilmesi gerçekleştirilmelidir. BOTAŞ'ın doğal gaz ithal etme tekeli ivedilikle kaldırılmalıdır. Yerli ve yabancı özel sermaye şirketlerinin doğal gaz ithal etmelerine olanak tanınmalı ve BOTAŞ özelleştirilmelidir.
31. Petrol Kanunu özel sermayeyi çekici olma özelliğini yitirmiştir. Üstelik mevcut yasanın liberal olma özelliğini gölgeleyici ve yabancı şirketleri caydırıcı değişiklik taslağı hazırlanmıştır. Buna karşın, Türkiye'de petrol keşfi riskli, pahalı ve yüksek teknoloji gerektiren boyuttur. Bu nedenle, yasada teşvikleri artırıcı, liberal boyutunu geliştirici yeni değişiklikler yapmak gerekmektedir.
32. Türkiye'de katı fosil yakıtlar, Maden Kanunu kapsamında bulunmaktadır. Jeotermal enerjinin de bu kapsama sokulmasına çalışılmıştır. Oysa, maden niteliğindeki enerji hammaddelerinin ve jeotermal enerjinin ayrı yasal düzenlemelerle ele alınması uygun olur. Bu yasalar özel sermayeyi çekici ve liberal yapıda oluşturulmalıdır. Türkiye'de üzerinde hazırlık yapılmış ve çıkarılması gereken; Türkiye Enerji Enstitüsü Kanunu, Enerji Verimliliği Kanunu, Yap İşlet Modeli ile Yenilenebilir Enerji Kaynakları ile Çalışan Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun, Rüzgar Enerjisi Santralleri Kanunu gibi tasarı ve taslaklar bulunmaktadır. Bunlar sonuçlandırılmalıdır. Jeotermal enerji ve güneş enerjisi için de teşvik edici yasal düzenlemeler bir an önce yapılmalıdır.
33. Türkiye Avrupa Birliği'ne üye olmayı hedeflemiş bir ülkedir. Enerji politikalarında, yönetsel enerji işlerinin yapılandırılmasında ve enerji ile ilgili yasal düzenlemelerde, Avrupa Birliği koşul ve standartları göz önünde tutulmalıdır.

EKLER

EK 1

BİRİMLER

bar = 10^5 Pa = 0.9869 standard atmosferik basınç

Btep = Bin ton eşdeğer petrol

E = Eksa = 10^{18}

EJ = Eksajul = 22.7 Mtep

G = Giga = 10^9 (milyar)

Gt = milyar ton

Gtep = Milyar ton eşdeğer petrol

GW = 1000 MW

GWh = milyon kWh

GJ = Gigajul = 1000 MJ

J = jul = 0.2388 cal

K = Kelvin derecesi (0 °C = 273 K)

kep (kg eşdeğer petrol) = 10 500 kcal = 44 MJ

kJ = kilojul = 1000 J

kPa= 1000 Pa = 0.01 bar

M = Mega = 10^6 (milyon)

Mtep = Milyon ton eşdeğer petrol

MW = 1000 kW

MWe = megawat-elektrik

MWt = megawat-termik (ısı)

MWh = 1000 kWh

Mtoe = Million tonnes of oil equivalent

MJ = Megajul = 0.2777 kWh

mSv = 0.001 Sv

Nm³ = 273 K ve 1 bar basınçtaki gaz hacmi

tep (ton eşdeğer petrol) = 10 500 x 10^3 kcal = 44 GJ

Sv = Sievert = 100 rem

T = Tera = 10^{12}

TET = Ton eşdeğer taşkömürü = 0.67 tep

TWh = milyar kWh

W = vat = J/s = 0.8598 kcal/h

Kaynakların enerji değerleri ve çevrim katsayıları.

KAYNAK	ISIL DEĞER	1 tonunun ton petrol eşdeğeri
Katı Yakıtlar	kJ / kg	
Antrasit	34600	0.83
Taşkömürü	25500	0.61
İthal taşkömürü	33500	0.80
Kok kömürü	29300	0.70
İthal linyit	21650	0.52
Turba	15900	0.38
Linyit (yerli)		
Isıtma ve Sanayi	12560	0.30
Santral	8375	0.20
Elbistan linyiti	4600	0.11
Asfaltit	18000	0.43
Ham petrol	44000	1.05
Odun	12560	0.30
Hayvan ve bitki artıkları	9630	0.23
Gaz Yakıtlar	kJ / m ³	1000 m ³ ünün ton petrol eşdeğeri
Doğal gaz	38100	0.91
LPG	96000	2.29
Birincil ve elektriksel	kJ / kWh	1000 kWh'm ton petrol eşdeğeri
Elektrik	3600	0.086
Hidrolik	3600	0.086
Jeotermal	3600	0.086

Ek 2
Birincil Enerji Kaynakları Üretimi (Orijinal Birimler).

Yıllar	Taşkömürü (Bin ton)	Linyit (Bin ton)	Asfaltit (Bin ton)	Petrol (Bin ton)	Doğal Gaz (10 ⁶ m ³)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal Elektrik (GWh)	Isı (Btep)	Güneş (Btep)	Oduun (Bin ton)	Hayvan ve Bitki Artıkları (Bin ton)
1980	3 598	14 469	558	2 330	23	11 348				15 765	12 839
1981	3 970	16 476	560	2 363	16	12 616				16 023	12 689
1982	4 008	17 804	860	2 333	45	14 167				16 760	12 607
1983	3 539	20 956	750	2 203	8	11 343				17 086	12 748
1984	3 632	26 115	225	2 087	40	13 426	22			17 256	11 978
1985	3 605	35 869	523	2 110	68	12 045	6			17 368	11 039
1986	3 526	42 284	607	2 394	457	11 873	44		5	17 570	11 343
1987	3 461	42 896	631	2 630	297	18 618	58		10	17 693	11 059
1988	3 256	35 338	624	2 564	99	28 950	68		13	17 711	10 987
1989	3 038	48 762	416	2 876	174	17 940	63	5	16	17 815	10 885
1990	2 745	44 407	276	3 717	212	23 148	80	16	21	17 870	8 030
1991	2 762	43 207	139	4 451	203	22 683	81	16	27	17 970	7 918
1992	2 830	48 388	213	4 281	198	26 568	70	30	32	18 070	7 772
1993	2 789	45 685	86	3 892	200	33 951	78	30	38	18 171	7 377
1994	2 839	51 533		3 687	200	30 586	79	47	45	18 272	7 074
1995	2 248	52 758	67	3 516	182	35 541	86	64	52	18 374	6 765
1996	2 441	53 888	34	3 500	206	40 475	84	90	80	18 374	6 666
1997	2 513	57 387	29	3 457	253	39 816	83	108	80	18 374	6 575

ETKB - DEK/TMK

Ek 3
Birincil Enerji Kaynakları Üretimi (Btep).

Yıllar	Taşkömürü	Linyit	Asfaltit	Petrol	Doğal Gaz	Hidrolik	Jeotermal		Güneş	Odun	Hayvan ve Bitki Art.	Toplam
							Elekt.	Isı				
1980	2 195	3 738	240	2 447	21	976				4 730	2 953	17 298
1981	2 422	4 271	241	2 481	15	1 085				4 807	2 918	18 239
1982	2 445	4 652	370	2 450	41	1 218				5 028	2 900	19 104
1983	2 159	5 378	323	2 313	7	975				5 126	2 932	19 213
1984	2 216	6 498	97	2 191	36	1 155	19			5 177	2 755	20 144
1985	2 199	8 212	225	2 216	42	1 036	5			5 210	2 539	21 703
1986	2 151	8 949	261	2 514	416	1 021	38		5	5 271	2 609	23 234
1987	2 111	9 827	271	2 762	270	1 601	50		10	5 308	2 544	24 753
1988	2 212	8 603	268	2 692	90	2 490	58		13	5 313	2 527	24 267
1989	2 027	10 564	179	3 020	158	1 543	54	5	16	5 345	2 504	25 414
1990	2 080	9 524	119	3 903	193	1 991	69	16	21	5 361	1 847	25 123
1991	1 827	9 117	60	4 674	185	1 951	70	16	27	5 391	1 821	25 138
1992	1 727	10 299	92	4 495	180	2 285	60	30	32	5 421	1 788	26 408
1993	1 722	9 790	37	4 087	182	2 920	67	30	38	5 451	1 697	26 021
1994	1 636	10 471		3 871	182	2 630	68	47	45	5 482	1 627	26 059
1995	1 319	10 735	29	3 692	166	3 057	74	64	52	5 512	1 556	26 255
1996	1 382	10 899	15	3 675	187	3 481	72	90	80	5 512	1 533	26 926
1997	1 347	11 759	13	3 630	230	3 424	71	108	80	5 512	1 512	27 687

ETKB - DEK/TMK

Ek 4

Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi (Orijinal Birimler).

Yıllar	Taşkömürü (Bin ton)	Linyit (Bin ton)	Asfaltit (Bin ton)	Petrol (Bin ton)	Doğal Gaz (10 ⁶ m ³)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal Elekt. Isı (GWh) (Btep)		Güneş (Btep)	Odun (Bin ton)	Hayvan ve Bitki Artıkları (Bin ton)	Elektrik ithalatı (GWh)	Elektrik ihracatı (GWh)
1980	4 630	15 243	558	15 309	23	11 348				15 765	12 839	1 341	
1981	4 522	16 179	560	15 090	16	12 616				16 023	12 689	1 616	
1982	5 044	17 716	861	16 127	45	14 167				16 760	12 607	1 773	
1983	5 336	20 663	750	16 705	8	11 343				17 086	12 748	2 221	
1984	5 678	25 632	225	16 990	40	13 426	22			17 256	11 978	2 653	
1985	6 189	34 767	523	17 270	68	12 045	6			17 368	11 039	2 142	
1986	6 545	42 354	607	18 688	457	11 873	44		5	17 570	11 343	777	
1987	7 220	40 653	631	21 239	735	18 618	58		10	17 693	11 059	572	
1988	7 525	33 080	624	21 302	1 225	28 950	68		13	17 711	10 987	381	
1989	6 825	47 557	409	21 732	3 162	17 940	63	5	16	17 815	10 885	559	
1990	8 191	45 891	287	22 700	3 418	23 148	80	16	21	17 870	8 030	176	-907
1991	8 824	48 851	139	22 113	4 205	22 683	81	16	27	17 970	7 918	759	-506
1992	8 841	50 659	197	23 660	4 612	26 568	70	30	32	18 070	7 772	189	-314
1993	8 544	46 086	102	27 037	5 088	33 951	78	30	38	18 171	7 377	213	-589
1994	8 192	51 178	0	25 859	5 408	30 586	79	47	45	18 272	7 074	31	-570
1995	8 548	52 405	66	27 918	6 937	35 541	86	64	52	18 374	6 765	0	-696
1996	10 892	54 961	34	29 604	8 114	40 475	84	90	80	18 374	6 666	270	-343
1997	10 974	59 351	29	29 176	10 072	39 816	83	108	80	18 374	6 575	2 492	-271

Ek 5
Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi (Btep).

Yıllar	Taşkömürü	Linyit	Asfaltit	Petrol	Doğal Gaz	Hidrolik	Jeotermal		Güneş	Odun	Hayvan ve Bitki Art.	Net Elekt. İthalatı	Toplam
1980	2 834	3 970	240	16 074	21	976				4 730	2 953	115	31 913
1981	2 758	4 181	241	15 845	15	1 085				4 807	2 918	139	31 989
1982	3 048	4 616	370	16 933	41	1 218				5 028	2 900	152	34 306
1983	3 209	5 294	323	17 540	7	975				5 126	2 932	191	35 597
1984	3 533	6 408	97	17 840	36	1 155	19			5 177	2 755	228	37 247
1985	3 839	7 933	225	18 134	62	1 036	5			5 210	2 539	184	39 167
1986	3 979	8 879	261	19 622	416	1 021	38		5	5 271	2 609	67	42 168
1987	4 567	9 189	271	22 301	669	1 601	50		10	5 308	2 544	49	46 559
1988	5 230	7 932	268	22 590	1 115	2 490	58		13	5 313	2 527	33	47 570
1989	4 725	10 207	176	22 865	2 878	1 543	54	5	16	5 345	2 504	48	50 365
1990	6 491	9 765	123	23 901	3 110	1 991	69	16	21	5 361	1 847	-63	52 632
1991	6 844	10 572	60	23 315	3 827	1 951	70	16	27	5 391	1 821	22	53 915
1992	6 803	10 743	85	24 865	4 197	2 285	60	30	32	5 421	1 788	-11	56 298
1993	6 671	9 918	44	28 412	4 630	2 920	67	30	38	5 451	1 697	-32	59 845
1994	6 428	10 331	0	27 142	4 921	2 630	68	47	45	5 482	1 627	-46	58 675
1995	6 690	10 605	28	29 324	6 313	3 057	74	64	52	5 512	1 556	-60	63 215
1996	9 115	11 187	15	30 939	7 384	3 481	72	90	80	5 512	1 533	-6	69 402
1997	8 495	12 280	13	30 515	9 165	3 424	71	108	80	5 512	1 512	191	71 367

ETKB - DEK/TMK

Ek 6

Sektörel Enerji Tüketimi ve Payları (1980-1997).

Sektörler	1980		1985		1990		1995		1996		1997	
	Btep	%	Btep	%	Btep	%	Btep	%	Btep	%	Btep	%
Konut	12 773	47	14 206	44	15 002	36	17 150	35	18 028	33	19 015	35
Sanayi	7 955	29	9 779	30	14 543	35	17 354	35	20 028	37	20 055	36
Ulaştırma	5 230	19	6 195	19	8 723	21	11 066	22	11 778	22	11 339	21
Tarım	963	4	1 506	5	1 956	5	2 556	5	2 714	5	2 835	5
Enerji Dışı	527	2	812	2	1 031	2	1 386	3	1 643	3	1 788	3
Nihai Enerji Tüketimi	27 448	100	32 498	100	41 255	100	49 512	100	54 190	100	55 032	100
Çevrim Sektörü	4 465	14	6 669	17	11 377	22	13 703	22	15 212	22	16 335	23
Birincil Enerji Tüketimi	31 913	100	39 617	100	52 632	100	63 215	100	69 402	100	71 367	100

ETKB - DEK/TMK

Ek 7

Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (MW).

Yıllar	Termik Kurulu Güç											Toplam Kurulu Güç		
	Katı Yakıtlar			Sıvı Yakıtlar			Diğer Yakıtlar							
	T.köm.	Linyit	Toplam	Fuel Oil	Motorin	LPG	Toplam	Odun	Jeotermal	Doğal Gaz	Toplam			
1980	323	1 069	1 392	1 047	536		1 583	12			12	2988	2 131	5 119
1981	323	1 234	1 557	1 058	554		1 612	12			12	3 181	2 356	5 538
1982	323	1 622	1 945	1 058	554		1 612				0	3 556	3 082	6 639
1983	246	1 826	2 072	1 058	566		1 624				0	3 696	3 239	6 935
1984	220	2 381	2 601	1 341	627		1 968		15		15	4 584	3 875	8 459
1985	220	2 886	3 106	1 396	627		2 023		15	100	115	5 244	3 875	9 119
1986	198	3 601	3 799	1 396	625		2 021		15	400	415	6 235	3 878	10 113
1987	182	4 456	4 638	1 493	544		2 036		15	800	815	7 489	5 003	12 493
1988	182	4 456	4 638	1 548	544		2 092		15	1 555	1 570	8 300	6 218	14 518
1989	332	4 736	5 067	1 545	546		2 090		15	2 036	2 051	9 208	6 597	15 806
1990	332	4 896	5 228	1 552	546		2 098		15	2 210	2 225	9 551	6 764	16 315
1991	353	5 073	5 425	1 542	546		2 087	10	15	2 555	2 580	10 093	7 114	17 207
1992	353	5 448	5 800	1 521	394		1 914	14	15	2 592	2 621	10 335	8 379	18 714
1993	353	5 351	6 004	1 527	394		1 920	14	15	2 701	2 729	10 653	9 682	20 335
1994	353	5 861	6 214	1 533	394		1 926	14	15	2 824	2 853	10 993	9 865	20 857
1995	486	6 048	6 534	1 204	204		1 408	248	15	2 884	3 147	11 089	9 863	20 952
1996	341	6 048	6 389	1 168	219		1 388	469	15	3 051	3 535	11 312	9 935	21 247
1997	335	6 048	6 383	1 172	219	14	1 405	493	15	3 490	3 998	11 786	10 103	21 889

ETKB - DEK/TMK

Ek 8

Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (GWh).

Yıllar	Termik Üretim											Toplam Termik	Toplam Hidrolik	Toplam Üretim
	Katı Yakıtlar			Sıvı Yakıtlar				Diğer Yakıtlar						
	T.köm.	Linyit	Toplam	Fuel Oil	Motorin	LPG	Toplam	Odun	Jeotermal	Doğal Gaz	Toplam			
1980	912	5 049	5 960	5 223	608		5 831	136			136	11 927	11 348	23 275
1981	892	5 244	6 136	5 196	615		5 810	110			110	12 057	12 616	24 673
1982	913	5 528	6 441	5 306	638		5 944				0	12 385	14 167	26 552
1983	787	7 790	8 577	6 348	1 079		7 427				0	16 004	11 343	27 347
1984	706	9 413	10 118	6 711	336		7 047		22		22	17 187	13 426	30 613
1985	710	14 318	15 028	7 029	53		7 082		6	58	64	22 174	12 045	34 219
1986	773	18 665	19 437	6 941	59		7 001		44	1 341	1 384	27 822	11 873	39 695
1987	628	17 026	17 654	5 418	78		5 496		58	2 528	2 586	25 735	18 618	44 353
1988	345	12 157	12 502	3 232	57		3 290		68	3 240	3 308	19 099	28 950	48 049
1989	317	19 953	20 270	4 209	38		4 248		63	9 524	9 587	34 104	17 940	52 044
1990	621	19 561	20 181	3 921	21		3 942		80	10 192	10 272	34 395	23 148	57 543
1991	998	20 563	21 562	3 291	2		3 293	38	81	12 589	12 708	37 563	22 683	60 246
1992	1 815	22 756	24 571	5 271	2		5 273	47	70	10 814	10 930	40 774	26 568	67 342
1993	1 796	21 964	23 760	5 171	3		5 175	56	78	10 788	10 922	39 857	33 951	73 808
1994	1 978	26 257	28 235	5 547	2		5 549	51	79	13 822	13 952	47 736	30 586	78 322
1995	2 232	25 815	28 047	5 498	274		5 772	222	86	16 579	16 888	50 707	35 541	86 248
1996	2 574	27 840	30 414	6 174	365		6 540	175	84	17 174	17 433	54 387	40 475	94 862
1997	3 273	30 587	33 860	6 521	531	105	7 157	294	83	22 086	22 463	63 480	39 816	103 296

ETKB - DEK/TMK

Ek 9

Elektrik Enerjisi Bilançosu (GWh).

Yıllar	Brüt Üretim	İç Tüketim	Net Üretim	İthalat	Brüt Tüketim	Şebeke Kaybı (*)	İhracat	Net Tüketim Toplam	KWh/Kişi
1980	23 275	1 394	21 881	1 341	23 223	2 825		20 398	459
1981	24 673	1 328	23 345	1 616	24 961	2 931		22 030	484
1982	26 552	1 421	25 131	1 773	26 905	3 318		23 587	505
1983	27 347	1 680	25 667	2 221	27 888	3 422		24 465	511
1984	30 613	1 891	28 723	2 653	31 376	3 741		27 635	563
1985	34 219	2 307	31 912	2 142	34 055	4 346		29 709	591
1986	39 695	2 815	36 880	777	37 657	5 447		32 210	626
1987	44 353	2 608	41 745	572	42 318	5 620		36 698	698
1988	48 049	2 400	45 649	381	46 030	6 309		39 722	739
1989	52 044	3 235	48 809	559	49 368	6 247		43 120	786
1990	57 543	3 311	54 232	176	54 408	6 680	907	46 820	835
1991	60 246	3 655	56 591	759	57 350	7 561	506	49 283	860
1992	67 342	4 237	63 105	189	63 294	8 995	314	53 985	921
1993	73 808	3 943	69 865	213	70 077	10 252	589	59 237	989
1994	78 322	4 539	73 783	31	73 814	11 843	570	61 401	1 005
1995	86 248	4 389	81 859		81 859	13 769	696	67 394	1 084
1996	94 832	4 777	90 085	270	90 355	15 855	343	74 157	1 173
1997	103 296	5 050	98 246	2 492	100 738	18 167	271	82 300	1 281

* 1997 yılı için %18'lik kaybın %3'ü iletim, %15'i dağıtım kaybı ve kaçak kullanımdır. Yapılan teorik hesaplamada yaklaşık 1 milyar kWh'lık kaçak kullanımın olduğu, bu dikkate alındığında kişi başına tüketimin 1393 kWh olduğu belirlenmiştir.

ETKB - DEK/TMK

Ek 10

Birincil Enerji Kaynakları Üretimleri (Orijinal Birimler).

Yıllar	T. Köm. (Bin ton)	Diğer Linyit (Bin ton)	Santral Linyit (Bin ton)	Afşin Elbistan (Bin ton)	Toplam Linyit (Bin ton)	Asfaltit (Bin ton)	Petrol (Bin ton)	Doğal Gaz (10 ⁶ m ³)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal Elek. Isı (GWh) (Btep)	Güneş (Btep)	Nükleer (GWh)	Merkezi İstima (Btep)	Odun (Bin ton)	Hayvan ve Bitki Artıkları (Bin ton)
1998	2 750	13 225	34 910	14 224	62 359	100	3 076	752	40 934	90	179	98		18 374	6 486
1999	4 474	13 215	35 780	14 224	63 219	100	2 910	728	41 200	90	252	109		18 374	6 395
2000	5 082	13 333	37 213	14 224	64 700	100	2 715	612	43 750	90	355	121	253	18 374	6 308
2001	5 371	13 407	37 213	21 336	71 956	100	2 518	500	47 207	90	460	134	289	18 374	6 389
2002	5 518	13 570	32 162	32 008	77 740	100	2 319	395	50 603	90	597	148	331	18 374	6 471
2003	5 518	13 793	33 190	42 680	89 663	100	2 137	291	50 454	90	775	164	378	18 374	6 552
2004	5 518	14 093	33 190	42 680	89 663	100	1 971	240	55 245	90	1 005	182	433	18 374	6 634
2005	5 518	14 415	33 190	42 680	90 285	100	1 818	240	63 045	90	1 303	201	495	18 374	6 717
2006	5 518	14 830	40 300	42 680	97 810	100	1 649	136	68 216	90	1 750	225	556	18 374	6 804
2007	5 518	15 308	50 970	42 680	108 958	100	1 498	136	72 322	90	2 192	252	624	18 374	6 891
2008	5 518	15 759	56 310	42 680	114 749	100	1 363	136	76 249	90	2 643	283	701	18 374	6 979
2009	5 557	16 241	61 640	42 680	120 561	100	1 242	136	79 714	90	3 188	317	787	18 374	7 067
2010	8 237	16 756	67 180	42 680	126 616	100	1 133	136	85 391	90	3 683	355	884	18 374	7 156
2011	8 237	17 336	70 660	42 680	130 676	100	1 031	136	89 807	90	4 183	380	960	18 374	7 251
2012	8 237	17 945	73 430	42 680	134 055	100	939	136	94 677	90	4 783	407	1 043	18 374	7 347
2013	8 237	18 933	62 758	53 352	134 703	100	857	136	95 945	90	4 783	436	1 132	18 374	7 443
2014	8 237	19 334	52 087	64 023	135 444	100	783	136	98 115	90	4 783	467	1 230	18 374	7 540
2015	8 237	20 173	52 087	64 023	136 283	100	717	136	99 136	90	4 783	501	1 336	18 374	7 637
2016	8 237	21 018	52 085	74 695	147 798	100	658	136	102 322	90	4 783	536	1 451	18 374	7 734
2017	8 237	22 036	53 833	85 367	161 236	100	605	136	102 487	90	4 783	574	1 575	18 374	7 831
2018	8 237	23 114	55 571	96 039	174 724	100	556	136	103 046	90	4 783	615	1 711	18 374	7 929
2019	8 237	24 237	55 569	106 711	186 517	100	514	136	103 715	90	4 783	659	1 858	18 374	8 027
2020	8 237	25 376	60 909	106 711	192 996	100	480	136	103 715	90	4 783	706	2 018	18 374	8 125

ETKB - DEK/TMK

Ek 11

Birincil Enerji Kaynakları Üretimleri (Btep).

Yıllar	T. Köm.	Diğer Linyit	Santral Linyit	Afşin Elbistan	Toplam Linyit	Asfalt.	Petrol	Doğal Gaz	Hidrolik	Jeotermal Elekt. Isı	Güneş	Nükleer	Merkezi Istima	Odun	Hayvan ve Bitki Artıkları	Toplam
1998	1 678	3 968	6 982	1 565	12 514	43	3 230	684	3 520	77	179	98		5 512	1 492	29 028
1999	2 729	3 964	7 156	1 565	12 685	43	3 056	662	3 543	77	252	109		5 512	1 471	30 140
2000	3 100	4 000	7 443	1 565	13 007	43	2 851	557	3 763	77	355	121	253	5 512	1 451	31 090
2001	3 276	4 022	7 433	2 347	13 812	43	2 644	455	4 060	77	460	134	289	5 512	1 469	32 232
2002	3 366	4 071	6 432	3 521	14 024	43	2 435	359	4 352	77	597	148	331	5 512	1 488	32 733
2003	3 366	4 138	6 638	4 695	15 471	43	2 244	265	4 339	77	775	164	378	5 512	1 507	34 141
2004	3 366	4 228	6 638	4 695	15 561	43	2 070	218	4 751	77	1 005	182	433	5 512	1 526	34 744
2005	3 366	4 324	6 638	4 695	15 657	43	1 909	218	5 422	77	1 303	201	495	5 512	1 545	35 749
2006	3 366	4 449	8 060	4 695	17 204	43	1 731	124	5 867	77	1 750	225	556	5 512	1 565	39 849
2007	3 366	4 592	10 194	4 695	19 481	43	1 573	124	6 220	77	2 192	252	624	5 512	1 585	42 878
2008	3 366	4 728	11 262	4 695	20 685	43	1 431	124	6 557	77	2 643	283	701	5 512	1 605	46 685
2009	3 390	4 872	12 328	4 695	21 895	43	1 304	124	6 855	77	3 188	317	787	5 512	1 625	48 775
2010	5 025	5 027	13 436	4 695	23 157	43	1 190	124	7 344	77	3 683	355	884	5 512	1 646	52 697
2011	5 025	5 201	14 132	4 695	24 028	43	1 083	124	7 723	77	4 183	380	960	5 512	1 668	54 463
2012	5 025	5 384	14 686	4 695	24 764	43	986	124	8 142	77	4 783	407	1 043	5 512	1 690	56 254
2013	5 025	5 578	12 552	4 695	23 998	43	900	124	8 251	77	4 783	436	1 132	5 512	1 712	57 480
2014	5 025	5 800	10 417	7 043	23 260	43	822	124	8 438	77	4 783	467	1 230	5 512	1 734	58 830
2015	5 025	6 052	10 417	7 043	23 512	43	753	124	8 526	77	4 783	501	1 336	5 512	1 756	61 090
2016	5 025	6 306	10 417	8 216	24 939	43	691	124	8 800	77	4 783	536	1 451	5 512	1 779	64 731
2017	5 025	6 611	10 767	9 390	26 768	43	635	124	8 814	77	4 783	574	1 575	5 512	1 801	68 532
2018	5 025	6 934	11 114	10 564	28 613	43	584	124	8 862	77	4 783	615	1 711	5 512	1 824	72 401
2019	5 025	7 271	11 114	11 738	30 123	43	540	124	8 919	77	4 783	659	1 858	5 512	1 846	75 967
2020	5 025	7 613	12 182	11 738	31 533	43	504	124	8 919	77	4 783	706	2 018	5 512	1 869	79 399

ETKB - DEK/TMK

Ek 12

Birincil Enerji Kaynak Talepleri (Orijinal Birimler).

Yıllar	T. Köm. (Bin ton)	Linyit (Bin ton)	Asfaltit (Bin ton)	Petrol (Bin ton)	D. Gaz ve LNG (10 ⁶ m ³)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal Elektrik (GWh)	Isı (Btep)	Güneş (Btep)	Nükleer (GWh)	Net Elektrik İthalı (GWh)	Merkezi İstima (Btep)	Odun (Bin ton)	Hayvan ve Bitki Artıkları (Bin ton)
1998	13 398	62 359	100	32 572	13 136	40 934	90	179	98		2859	0	18 374	6 486
1999	15 691	63 219	100	34 371	17 209	41 200	90	252	109			0	18 374	6 395
2000	18 319	64 770	100	37 211	18 714	43 750	90	355	121			253	18 374	6 308
2001	18 675	71 956	100	38 041	25 239	47 207	90	460	134			289	18 374	6 389
2002	17 311	77 740	100	38 908	30 432	50 603	90	597	148			331	18 374	6 471
2003	20 366	89 663	100	39 814	33 363	50 454	90	775	164			378	18 374	6 552
2004	20 991	89 963	100	40 756	38 243	55 245	90	1 005	182			433	18 374	6 634
2005	18 896	90 285	100	41 739	43 937	63 045	90	1 303	201			495	18 374	6 717
2006	22 704	97 810	100	43 072	44 236	68 216	90	1 750	225	7 017		556	18 374	6 804
2007	29 238	108 958	100	44 472	44 610	72 322	90	2 192	252	7 017		624	18 374	6 891
2008	33 219	114 749	100	45 941	47 232	46 249	90	2 643	283	14 034		701	18 374	6 979
2009	42 422	120 561	100	47 483	49 890	79 714	90	3 188	317	14 034		787	18 374	7 067
2010	49 908	126 616	100	49 100	52 317	85 391	90	3 683	355	14 034		884	18 374	7 156
2011	56 013	130 676	100	50 573	54 475	89 807	90	4 183	380	14 034		960	18 374	7 251
2012	63 635	134 055	100	52 108	56 642	94 677	90	4 783	407	14 034		1 043	18 374	7 347
2013	73 966	134 703	100	55 310	58 805	95 945	90	4 783	436	21 051		1 132	18 374	7 443
2014	82 264	135 444	100	59 123	60 987	98 115	90	4 783	467	28 068		1 230	18 374	7 540
2015	93 080	136 283	100	61 925	63 365	99 136	90	4 783	501	35 085		1 336	18 374	7 637
2016	104 644	147 798	100	64 275	65 791	102 322	90	4 783	536	42 102		1 451	18 374	7 734
2017	115 293	161 236	100	66 688	68 374	102 487	90	4 783	574	49 119		1 575	18 374	7 831
2018	127 619	174 724	100	69 269	72 097	103 046	90	4 783	615	56 136		1 711	18 374	7 929
2019	139 131	186 517	100	71 745	75 993	103 715	90	4 783	659	63 153		1 858	18 374	8 027
2020	151 778	192 996	100	74 395	78 614	103 715	90	4 783	706	70 170		2 018	18 374	8 125

ETKB - DEK/TMK

Ek 13
Birincil Enerji Kaynak Talepleri (Btep).

Yıllar	T. köm.	Linyit	Asfalt.	Petrol	D. Gaz ve LNG	Hidrolik	Jeotermal Elekt.	Isı	Güneş	Nükl.	Net Elektrik İthalı	Merkezi İstima	Odu	Hayvan ve Bitki Artıkları	Toplam
1998	8 173	12 514	43	33 493	11 954	3 520	77	179	98		246		5 512	1 492	77 301
1999	9 571	12 685	43	35 364	15 660	3 543	77	252	109				5 512	1 471	84 289
2000	11 174	13 007	43	38 244	17 030	3 763	77	355	121			253	5 512	1 451	91 030
2001	11 392	13 812	43	39 113	22 967	4 060	77	460	134			289	5 512	1 469	99 329
2002	10 560	14 024	43	40 021	27 693	4 352	77	597	148			331	5 512	1 488	104 847
2003	12 423	15 471	43	40 969	30 360	4 339	77	775	164			378	5 512	1 507	112 019
2004	12 804	15 561	43	41 955	34 801	4 751	77	1 005	182			433	5 512	1 526	118 650
2005	11 527	15 657	43	42 983	39 983	5 422	77	1 303	201			495	5 512	1 545	124 748
2006	13 849	17 204	43	44 374	40 255	5 867	77	1 750	225	1 829		556	5 512	1 565	133 106
2007	17 835	19 481	43	45 834	40 595	6 220	77	2 192	252	1 829		624	5 512	1 585	142 080
2008	20 263	20 685	43	47 367	42 981	6 557	77	2 643	283	3 657		701	5 512	1 605	152 376
2009	25 877	21 895	43	48 976	45 400	6 855	77	3 188	317	3 657		787	5 512	1 625	164 211
2010	30 444	23 157	43	50 663	47 608	7 344	77	3 683	355	3 657		884	5 512	1 646	175 074
2011	34 168	24 028	43	52 202	49 572	7 723	77	4 183	380	3 657		960	5 512	1 668	184 174
2012	38 817	24 764	43	53 805	51 544	8 142	77	4 783	407	3 657		1 043	5 512	1 690	194 286
2013	45 119	23 998	43	57 018	53 513	8 251	77	4 783	436	5 486		1 132	5 512	1 712	207 082
2014	50 181	23 260	43	60 825	55 498	8 438	77	4 783	467	7 315		1 230	5 512	1 734	219 364
2015	56 779	23 512	43	63 666	57 662	8 526	77	4 783	501	9 143		1 336	5 512	1 756	233 296
2016	63 833	24 939	43	66 076	59 870	8 800	77	4 783	536	10 972		1 451	5 512	1 779	248 671
2017	70 329	26 768	43	68 554	62 220	8 814	77	4 783	574	12 800		1 575	5 512	1 801	263 852
2018	77 847	28 613	43	71 202	65 608	8 862	77	4 783	615	14 629		1 711	5 512	1 824	281 326
2019	84 870	30 123	43	73 754	69 154	8 919	77	4 783	659	16 458		1 858	5 512	1 846	298 057
2020	92 584	31 533	43	76 482	71 539	8 919	77	4 783	706	18 286		2 018	5 512	1 869	314 353

ETKB - DEK/TMK

Ek 14
Genel Enerji Sektörel Talebi (Btep).

Yıllar	Sanayi (*)	Konut	Ulaştırma	Tarım	Enerji Dışı	Toplam Nihai Enerji Talebi	Çevrim Sektörü	Toplam Birincil Enerji Talebi	Fert Başına Tüketim kep/kişi
1998	23 141	19 875	14 400	2 978	1 735	62 129	15 172	77 301	1 185
1999	25 007	21 205	15 922	3 120	1 785	67 039	17 250	84 289	1 272
2000	27 004	22 624	17 605	3 268	1 836	72 337	18 693	91 030	1 352
2001	29 106	23 563	18 207	3 439	1 888	76 203	23 127	99 329	1 453
2002	31 343	24 541	18 829	3 620	1 942	80 275	24 572	104 847	1 511
2003	33 726	25 560	19 472	3 810	1 997	84 565	27 454	112 019	1 591
2004	36 262	26 621	20 138	4 010	2 054	89 084	29 566	118 650	1 660
2005	38 961	27 726	20 826	4 220	2 112	93 845	30 903	124 748	1 720
2006	42 375	28 818	21 834	4 456	2 172	99 656	33 450	133 106	1 808
2007	46 042	29 953	22 891	4 706	2 234	105 826	36 254	142 080	1 901
2008	49 980	31 132	23 999	4 969	2 298	112 378	39 997	152 376	2 009
2009	54 207	32 358	25 161	5 247	2 363	119 336	44 875	164 211	2 133
2010	58 743	33 632	26 379	5 541	2 430	126 725	48 349	175 074	2 240
2011	63 691	34 854	27 494	5 773	2 499	134 312	49 862	184 174	2 324
2012	68 991	36 120	28 657	6 015	2 570	142 353	51 933	194 286	2 418
2013	74 665	37 432	29 869	6 267	2 643	150 875	56 206	207 082	2 542
2014	80 737	38 791	31 132	6 530	2 718	159 908	59 456	219 364	2 655
2015	87 234	40 200	32 448	6 803	2 796	169 482	63 814	233 296	2 785
2016	94 184	41 660	33 820	7 088	2 875	179 628	69 042	248 671	2 928
2017	101 616	43 174	35 250	7 385	2 957	190 382	73 470	263 852	3 063
2018	109 562	44 742	36 741	7 695	3 041	201 708	79 546	281 326	3 221
2019	118 054	46 367	38 295	8 017	3 127	213 860	84 196	298 057	3 366
2020	127 130	48 051	39 914	8 353	3 216	226 664	87 689	314 353	3 501

(*) Rafineri talebi dahildir.

ETKB - DEK/TMK

Ek 15
Elektrik Enerjisi Talebi (GWh).

Yıllar	Brüt Talep	Net Talep	Sanayi(*)	Konut	Ulaştırma	Tarım	Fert Başına Brüt Tüketim (KWh/Kişi)
1998	115 100	92 390	51 846	37 679	786	2 079	1 764
1999	123 650	103 125	58 521	41 437	948	2 219	1 866
2000	134 307	115 107	66 023	45 570	1 145	2 369	1 995
2001	146 195	125 111	71 867	49 430	1 267	2 547	2 139
2002	158 023	135 986	78 228	53 617	1 403	2 737	2 278
2003	170 807	147 805	85 150	58 159	1 553	2 942	2 426
2004	184 624	160 651	92 683	63 086	1 719	3 163	2 583
2005	199 560	174 614	100 881	68 430	1 903	3 400	2 751
2006	215 159	188 748	109 792	73 222	2 079	3 655	2 922
2007	231 794	204 025	119 476	78 349	2 271	3 929	3 102
2008	249 716	220 540	130 000	83 836	2 481	4 223	3 292
2009	269 021	238 391	141 435	89 706	2 710	4 540	3 494
2010	289 820	257 687	153 858	95 988	2 961	4 880	3 709
2011	308 807	274 940	165 810	100 836	3 195	5 099	3 897
2012	329 062	293 349	178 644	105 930	3 447	5 328	4 096
2013	350 653	312 990	192 423	111 280	3 719	5 568	4 304
2014	373 659	333 946	207 214	116 901	4 013	5 818	4 523
2015	398 168	356 306	223 090	122 806	4 330	6 080	4 753
2016	424 286	380 162	240 128	129 009	4 672	6 353	4 995
2017	452 123	405 616	258 411	135 525	5 041	6 638	5 249
2018	481 780	432 773	278 027	142 370	5 439	6 937	5 516
2019	513 386	461 750	299 071	149 562	5 869	7 248	5 897
2020	547 060	492 666	321 644	157 116	6 332	7 574	6 092

(*) Rafineri talebi dabilirdir.

ETKB - DEK/TMK

Ek 16**Genel Enerji Üretim - Talep Gelişimi (Btep).**

Yıllar	Üretim	Talep	İthalat	TYÜKO (*)
1998	29 028	77 301	48 273	38
1999	30 140	84 289	54 149	36
2000	31 090	91 030	59 940	34
2001	32 232	99 329	67 097	32
2002	32 733	104 847	72 113	31
2003	34 141	112 019	77 878	30
2004	34 744	118 650	83 906	29
2005	35 749	124 748	88 999	29
2006	39 849	133 106	93 257	30
2007	42 878	142 080	99 202	30
2008	46 685	152 376	105 691	31
2009	48 775	164 211	115 436	30
2010	52 697	175 074	122 377	30
2011	54 463	184 174	129 711	30
2012	56 254	194 286	138 033	29
2013	57 480	207 082	149 602	28
2014	58 830	219 364	160 534	27
2015	61 090	233 296	172 206	26
2016	64 731	248 671	183 940	26
2017	68 532	263 852	195 320	26
2018	72 401	281 326	208 925	26
2019	75 967	298 057	222 090	25
2020	79 399	314 353	234 953	25

(*) Talebin Yerli Üretimle Karşılama Oranı (%)

ETKB – DEK/TMK

Ek 17**Enerji İthalat Programı (Orijinal birimler)**

Yıllar	Taşkömürü (Bin ton)	Petrol (Bin ton)	Doğal Gaz ve LNG (10⁶m³)	Elektrik Net (GWh)	Toplam (Btep)
1998	10 648	29 496	12 384	2859	48 273
1999	11 217	31 461	16 481		54 149
2000	13 237	34 496	18 102		59 940
2001	13 304	35 523	24 739		67 097
2002	11 793	36 589	30 037		72 113
2003	14 848	37 677	33 072		77 878
2004	15 473	38 785	38 003		83 906
2005	13 378	39 921	43 697		88 999
2006	17 186	41 423	44 100		93 257
2007	23 720	42 974	44 474		99 202
2008	27 701	44 578	47 096		105 691
2009	36 865	46 241	49 754		115 436
2010	41 671	47 967	52 181		122 377
2011	47 776	49 542	54 339		129 711
2012	55 398	51 169	56 506		138 033
2013	65 729	54 453	58 669		149 602
2014	74 027	58 340	60 851		160 534
2015	84 843	61 208	63 229		172 206
2016	96 407	63 617	65 655		183 940
2017	107 056	66 083	68 238		195 320
2018	119 382	68 713	71 961		208 925
2019	130 894	71 231	75 857		222 090
2020	143 541	73 915	78 478		234 953

ETKB – DEK/TMK

KAYNAKLAR

KAYNAKLAR

1. Anonymous, 1991. Electricity and the Environment, Proceedings Series, International Atomic Energy Agency, Vienna.
2. Anonymous, 1992. Renewable Energy Sources for Electricity Generation in Selected Developed Countries, International Atomic Energy Agency, IAEA-TEC-DOC-646, Vienna.
3. Anonymous, 1993. Renewable Energy Sources, Opportunities and Constraints 1990-2020, Report 1993, World Energy Council, London.
4. Anonymous, 1993. Solar Power Systems, Economic Commission for Europe, The ECE Energy Series No.11, UN., New York.
5. Anonymous, 1994. Structure and Organisation of the Electricity Supply Industry, UNIPED, Paris.
6. Anonymous, 1995. Global Energy Perspectives to 2050, Report 1995, IIASA, World Energy Council, London.
7. Anonymous, 1996. Yarının Dünyası İçin Enerji, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
8. Anonymous, 1996. An Analysis of Technical Impacts of Organisational Changes in the Electrical Sector, UNIPED, Paris.
9. Anonymous, 1996. Türkiye Nüfusu, Demografi Yapısı ve Gelişimi, Başbakanlık Devlet İstatistik Enstitüsü, Ankara.
10. Anonymous, 1996. REWG Energy Forum, World Energy Council Turkish National Committee, Kuşadası.
11. Anonymous, 1996. Enerji Sektöründe Özelleştirme (Türkiye Raporu), REWG X. Alt Çalışma Grubu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
12. Anonymous, 1997. Turkey 1997 Review, Energy Policies of IEA Countries, International Energy Agency, OECD, Paris.
13. Anonymous, 1997. Report on the Development of the Electricity Sector in Turkey, Conference, Energy Forum'97, OME & Merkat, Ankara.
14. Anonymous, 1997. Enerji İstatistikleri, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
15. Anonymous, 1997. Energy Prices and Taxes, International Energy Agency, OECD, Paris.
16. Anonymous, 1997. Climate Change Negotiations, Report No 7, World Energy Council, London.

17. Anonymous, 1997. Türkiye’de Elektrik Enerjisi ve Sorunları Forumu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
18. Anonymous, 1997. Devlet İstatistik Enstitüsü Haber Bülteni, Sayı B.02.1.DİE.0.15.00.01.906-184, Ankara.
19. Anonymous, 1998. Türkiye’nin Kısa, Orta, Uzun Vadeli İhtiyacı, Bu İhtiyacın Karşıllanması Açısından Çeşitli Seçenekler ve Yatırımların Değerlendirilmesi Üzerinde Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi’nin Görüşü, Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu’na Sunulan Rapor, Ankara.
20. Anonymous, 1998. Ankara Üniversitesi Enerji Raporu, Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu’na Sunulan Rapor, Ankara.
21. Anonymous, 1998. 1997 Enerji Raporu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
22. Anonymous, 1998. Türkiye’nin Kısa-Orta -Uzun Vadeli Enerji İhtiyacı, Bu İhtiyacın Karşılmasında Çeşitli Seçenekler ve Yatırımlar, T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu Başkanlığı, Ankara.
23. Anonymous, 1998. 1997 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu, TEAŞ Yük Dağıtım Dairesi Başkanlığı, 28/2-416, Ankara.
24. Anonymous, 1998. Turkey & The World 2010-2020 Emergence of a Global Actor, Turkish Foreign Ministry, DIVAK Publications No. 1, Ankara.
25. Anonymous, 1998. Survey of Energy Resources 1998, World Energy Council, London.
26. Anonymous, 1998. Coal Information 1997, International Energy Agency, OECD, Paris.
27. Anonymous, 1998. 1997 Petrol Faaliyeti, T.C. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, No. 42, Ankara.
28. Anonymous, 1998. BOTAŞ Yıllık Rapor 1997, Boru Hatları ile Taşıma A.Ş., Ankara.
29. Anonymous, 1998. Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu, TÜBİTAK-TTGV Bilim-Teknoloji-Sanayi Tartışmaları Platformu, Ankara.
30. Anonymous, 1998. The World Directory of Renewable Energy, James and James, London.
31. Anonymous, 1998. Strategic Plan for the Geothermal Energy Program, U.S. Department of Energy Office of Geothermal Technologies, Washington, D.C.
32. Anonymous, 1998. Summaries of the Papers, 17th Congress of the World Energy Council, Energy and Technology, World Energy Council, London.

33. Acaroğlu, M., 1998. Türkiye’de Biyokütle Enerjisinin Mevcut Durumu, Araştırma ve Geliştirme Çalışmaları, Politikaları ve Alınması Gereken Önlemler, Özel Rapor.
34. Ağış, Ö., 1998. The Future of Gas Fired Power in Turkey, Gas in Turkey, IBC UK Conferences Ltd., İstanbul.
35. Ahmed, Kulsum, 1994. Renewable Energy Technologies, World Bank Technical Paper Number 240, Washington, D.C.
36. Akkuş, M., 1986. Bitümlü Şeyl ve Tar Kumlarının Enerji Üretimindeki Yeri ve Türkiye Potansiyeli, Türkiye 4. Enerji Kongresi, Teknik Oturum Tebliğleri 1, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İzmir.
37. Aksaç, A., 1998. Legal Framework and Contracting Issues in Independent Power Projects, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.
38. Aktaş, Z., 1998. A Legistrator’s Point of View on Privatization of Power Projects, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.
39. Altın, V., 1995. Nükleer Teknoloji, Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Akkuyu Nükleer Santrali Özel Sayısı, Mersin Üniversitesi, Mersin.
40. Arseven, N., 1998. How to Meet the Growing Gas Demand / Long Term Gas Supply Agreements, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.
41. Aybers, N., A. Bayülken, 1997. Türkiye’nin Elektrik Enerjisi Tüketimi İçinde Nükleer Enerjinin Yeri, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt I, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
42. Bakema, G. and et al., 1995. Underground Thermal Energy Storage, The Swedish Council for Building Research, IF Technology, Arnhem.
43. Başarıcı, O., 1998. Enerji Dalında Düzenlenen Sözleşmelerin Danıştay’da İmtiyaz Hukuku Yönünden İncelenmesi, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.
44. Baysal, S., Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Yatırımlarının Durumu, Enerji Dünyası, Sayı 20-21, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
45. Bertrland, B., P. Lecocq, W-B. Bertrand, 1998. New Advanced Light Water Reactors and the Dynamics of Progress in Nuclear Electricity Production, 17th World Energy Congress, Paper No. 3.2.03, Book 5, World Energy Council, London.
46. Birbir, Y., F. Kentli, E. Akın, 1997. Çelik Endüstrisinde Ark Fırınlarının Yapılarına Bağlı Olarak Enerji Tasarrufu, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt IV, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
47. Bouchard, G., 1998. Development Prospects for Natural Gas Supply and Demand World-wide 2000-2030, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.1.1.100, Book 2, World Energy Council, London.

48. Bourillon, C., 1998. Wind Energy-Clean Power for Generators, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.4.1.18, Book 6, World Energy Council, London.
49. Canon, J.S., 1995. Hydrogen as a Transportation Fuel in The U.S.A., The Second International Conference on New Energy Systems and Conversions, Istanbul Technical University, İstanbul.
50. Chabrelie, M-F., D. Bourjas, M. Dussaud, 1998. Underground Gas Storage: Technological Innovations for Increase Efficiency, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.2.2.07, Book 4, World Energy Council, London.
51. Crawley, 1975. Energy, MacMillan Publishing Co. Inc., New York.
52. Çolak, M., 1997. Ulusal Elektrik Enerjisi Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Yararlanma, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
53. Demirel, Z., 1997. Jeotermal Suların Arama-Araştırma ve Kullanılmaları ile İlgili Mevcut Yasalar, Hazırlanmakta Olan Yasa İle İlgili Kişisel Görüşler ve Öneriler, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
54. Drolet, B. and et.al., 1996. The Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP) Demonstration Phase, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 21, No.4, Elsevier Science Ltd., Oxford.
55. Eastop, T.D., D.R.Croft.,1990. Energy Efficiency, Longman Scientific & Technical, New York.
56. Erden, A., 1998. Alternative Ways of Private Financing Allowed by the Turkish Legislation for the Energy Investments, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.
57. Gökyiğit, N., 1998. Gas Supply Sources (Including Turkmenistan) to Turkey & Europe, Gas in Turkey, IBC UK Conferences Ltd., İstanbul.
58. Gülen, G., 1998. Power Marketization in Turkey, Energy Institute University of Houston, Houston, Texas.
59. İleri, A., T. Gürer, 1997. Türkiye’de Enerji ve Ekserji Kullanımı ve Sektörel Verimler, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt IV, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
60. Jarvis, M.G., 1998. Gas demand in Turkey & The Role of Caspian Suppliers, Gas in Turkey, IBC UK Conferences Ltd., İstanbul.
61. Jin, A.H., 1998. Renewable Energy Combined Wind and Wave Energy Generating Device, Journal (July), World Energy Council, London.

62. Kadiroğlu, O.K., 1995. Akkuyu Nükleer Santrali ve Etkileri, , Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Akkuyu Nükleer Santrali Özel Sayısı, Mersin Üniversitesi, Mersin.
63. Keskin T., S. Gümüşdereliği, 1997. Ülkemizde Enerji Tasarrufu Programları ve Son Gelişmeler, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt IV, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
64. Kumbur, H., 1995. Türkiye'nin Nükleer Enerji Stratejisi, Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Akkuyu Nükleer Santrali Özel Sayısı, Mersin Üniversitesi, Mersin.
65. Kurtkaya, N., 1998. Türkiye'de Doğal Gaz, Özel Rapor.
66. Mendilcioğlu, M., 1998. Renewable Energy Projects in Turkey, Enerji, Special Issue 2, for 17th Congress of World Energy Council, İstanbul-Houston.
67. Mertoğlu, O., 1998. Geleceğin Alternatif Enerjisi: Çevre Dostu, Yenilenebilir ve Kendi Özvarlığımız Olan Jeotermal Enerji, Enerji Dünyası, Sayı 20-21, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
68. Miyamoto, T., 1998. A Manufacturer's View of the Affluent Society and the Role of Nuclear Energy, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.3.2.18, Book 5, World Energy Council, London.
69. Müezzinoğlu A., 1998. TÜBİTAK-TTGV Temiz Üretim-Temiz Ürün: Çevre Dostu Teknolojiler Çalışma Grubu Enerji Sektörü Alt Grubu Kişisel raporu.
70. Nakoman, E., 1998. Türkiye'nin Enerji Sektöründe Kömürün Önemi ve Kömür Arama Stratejileri, Enerji Dünyası, Sayı 17, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
71. Oğuz, G., 1998. Elektrik Enerjisiyle İlgili Hizmetlerin İmtiyaz Usulüyle Özelleştirilmesi ve Hukuki Zemin, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.
72. Ozanözü, Ş., 1994. Türkiye'de Enerji Varlığı, Değerlendirme Çalışmaları, Diğer Ülkelerle Mukayesesi ve Enerji Politikası, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara.
73. Özbalta, N., Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Uygulamalar, Enerji Dünyası, Sayı 20-21, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
74. Pala, C., E. Engür, 1998. Petrol ve Doğal Gaz Boru Hatlarının Bugünü, Geleceği ve Türkiye'nin Genel Stratejisi, Enerji Dünyası, Sayı 20-21, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

75. Pasin, S. ve D. Altınbilek, 1998. Türkiye Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara.
76. Rebsamen, T., 1998. Finance Structure for Public Hydropower Plant, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.
77. Remizov, V.V., 1998. Russian Gas Industry Horizons, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.1.2.08, Book 2, World Energy Council, London.
78. Shepard, M.L. and et all., 1976. Introduction to Energy Technology, Ann Arbors Science, Michigan.
79. Şahin, V., 1994. Enerji Sektöründe Geleceğe Bakış, Arz, Talep ve Politikalar, Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği (TÜSİAD), İstanbul.
80. Templet, P., 1998. Energy, Economic Diversity and Development; An International Empirical Systems Analysis, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.4.2.08, Book 6, World Energy Council, London.
81. Tütünlü, F., S. Girdaplı, M. Güler, 1998. Energy Related Environmental Policy of Turkey, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.1.3.10, Book 3, World Energy Council, London.
82. Twidell, J.W., A.D. Weir, 1995. Renewable Energy Resources, E.&F.N.Spon, London.
83. Ültanır, M.Ö., 1980. Enerji Ekonomisi ve Politikası, Ankara İktisadi ve Ticari İlimler Akademisi Maliye Fakültesi, Ankara.
84. Ültanır, M.Ö., 1985. Petrol Ürünleri Yerine Kullanılabilecek Sentetik Motor Yakıtlarındaki Gelişmeler, EİE Bülteni, Sayı 116, Elektrik İşleri Etüt İdaresi, Ankara.
85. Ültanır, M. Ö., 1986. Türkiye Enerji Enstitüsü Oluşturulması Tasarımı, Türkiye 4. Enerji Kongresi, Teknik Oturum Tebliğleri 2, Dünya Enerji Konferansı Türk Milli Komitesi, İzmir.
86. Ültanır, M.Ö., 1994. Alternatif Enerji Sistemlerinin Tasarımı, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
87. Ültanır, M.Ö. ve M. A. Dayıoğlu, 1994. Enerji ve Çevre Sorununa Global ve Çağdaş Çözüm: Hidrojen Enerjisi, Enerji ve Çevre Sempozyumu, Mersin Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Mersin.
88. Ültanır, M. Ö., 1994. Ulusal Enerji Politikasına Eklenmesi Gereken Yeni Boyutlar, Türkiye 6. Enerji Kongresi, Teknik Oturum Tebliğleri 4, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İzmir.
89. Ültanır, M.Ö., 1995. Türkiye'nin Nükleer Enerji Stratejisi ve Akkuyu Nükleer Santrali Açısından Genel Enerji Durumu ile Alternatif Enerji Kaynaklarının Değerlen-

- dirilmesi, Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Akkuyu Nükleer Santrali Özel Sayısı, Mersin Üniversitesi, Mersin.
90. Ültanır, M.Ö., 1995. Hidrojen Enerjisi ve Türkiye’de Hidrojene Geçiş Sorunları, Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Bildirileri - 1, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İzmir.
 91. Ültanır, M.Ö., 1996. 21. Yüzyılın Eşiğinde Güneş Enerjisi, Bilim ve Teknik 340, TÜBİTAK, Ankara.
 92. Ültanır, M.Ö., 1996. Yel Değirmenlerinden Günümüze Rüzgar Enerjisi, Bilim ve Teknik 341, TÜBİTAK, Ankara.
 93. Ültanır, M.Ö. ve D. İnan, 1996. Dünya’da ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretiminin Değerlendirilmesi - Öneriler, Temiz Enerji Vakfı (TÜBİTAK), Ankara.
 94. Ültanır, M. Ö., 1996. 21. Yüzyılın Yakıtı Hidrojen, Bilim ve Teknik 344, TÜBİTAK, Ankara.
 95. Ültanır, M.Ö., 1997. Türkiye’de Güneş ve Rüzgar Elektrik Santralleri Kurulması, Enerji, Yıl 2, Sayı 5, Uzman Yayıncılık A.Ş., İstanbul.
 96. Ültanır, M.Ö., 1997. Hidrojenin Yakıt Olarak Kullanımı ve Özellikleri, Çevre-Enerji Kongresi Bildirileri, TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Ankara.
 97. Ültanır, M.Ö., 1997. Rüzgar ve Güneş Elektrik Santrallerindeki Gelişmeler ve Türkiye’de Bu Santrallerin Kurulma Olanakları, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
 98. Ültanır, M.Ö., 1997. Temiz Enerji Olarak Hidrojen Yakıtı ve Teknolojisi, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
 99. Ültanır, M.Ö., 1997. Türkiye’de Enerji Politikalarının Oluşturulmasında Enerji Enstitüsü’ne ve Enerji Şurası’na Gerek Vardır, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt I, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
 100. Ültanır, M.Ö., 1998. Yerin Derinliklerinden Gelen Tükenmez Güç: Jeotermal Enerji, Enerji, Yıl 3, Sayı 3, İstanbul.
 101. Ültanır, M.Ö., 1998. Yeraltında Enerji Depolanması, Enerji, Yıl 3, Sayı 6, İstanbul.
 102. Ültanır, M.Ö., G. Ünal, T. Alptürk, 1998. Elektrik Üretiminde Özel Sektörün Yakıt Sorunları ve Çözüm Önerileri, Elektrik Sanayicileri ve İş Adamları Derneği (ELSİAD) Raporu, İstanbul.
 103. Ültanır, M.Ö., Renewable Energy Sources in Turkey, Enerji, Year 3, Issue 5, İstanbul.
 104. Ültanır, M.Ö., 1998. Target of Turkish Energy Sector in Hundred Years, Enerji, Special Issue 2, for 17th Congress of World Energy Council, İstanbul-Houston.

105. Ültanır, M. Ö., 1998. Dünyamız Daha Ne Kadar Isınacak, Enerji Dünyası, Sayı 18-19, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
106. Veziroğlu, T.N., 1997. Hydrogen Movement and The Next Action: Fossil Fuels Industry and Sustainability Economics, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 6, pp. 551-556, Elsevier Science Ltd., Oxford.
107. Veziroğlu, T.N., F. Barbir, 1998. Hydrogen Energy Technologies, Emerging Technology Series, UNIDO, United Nations, Vienna.
108. Walker, J.F., N. Jenkins, 1997. Wind Energy Technology, John Wiley and Sons, Chichester.
109. World Nuclear Focus, The Uranium Institute, Number 12, 1998.
110. Yardım, G., 1998. New Gas Supply Scenarios Pipeline Projects, Gas in Turkey, IBC UK Conferences Ltd., İstanbul.
111. Yiğitgüden, Y.H., 1998. Privatization Activities and Models Under Practice in Turkey, Enerji, Special Issue 2, for 17th Congress of World Energy Council, İstanbul-Houston.
112. [http:// www.uilondon.org](http://www.uilondon.org)
113. <http://iea.org>
114. [http:// www.iaea.org/worldatom/inforesource](http://www.iaea.org/worldatom/inforesource)
115. <http://www.dodfuelcell.com>
116. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı ve İlgili Kuruluşlarının Amaç ve Faaliyetleri, 1998, Ankara.
117. Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Ekim-1998. Termik Santrallar, Hidroelektrik Santrallar, Otoprodüktör Enerji Tesisleri, Rüzgar Santralları, Çöp Santralları Envanteri.
118. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı çeşitli rapor ve yayınları.
119. World Energy Database, ENERDATA 1997/98 CD-ROM