



World Energy Council
CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

Turkish National Committee
COMITE NATIONAL TURC

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

**HİDROLİK VE YENİLENEBİLİR ENERJİ
ÇALIŞMA GRUBU
HİDROLİK ENERJİ ALT ÇALIŞMA
GRUBU RAPORU**

Aralık 2007
Ankara

HİDROLİK VE YENİLENEBİLİR ENERJİ ÇALIŞMA GRUBU
HİDROLİK ENERJİ ALT ÇALIŞMA GRUBU

Başkan / raportör	: Uğur YURTER	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
Üye	: Bülent ATAMER	Türkiye Mühendisler Birliği
Üye	: Av. Süleyman BOŞÇA	DİLEK&BOŞÇA Hukuk Bürosu
Üye	: Şahine CAN	EİE İdaresi Genel Müdürlüğü
Üye	: Hatice ERDİ	Hazine Müsteşarlığı
Üye	: Gül EŞİYOK	TGT-Enerji A.Ş
Üye	: Nazmi KAĞNICIOĞLU	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
Üye	: İ. Burak KILIÇ	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
Üye	: Mehmet Ali KÖSEM	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
Üye	: Prof. Dr. Bihra ÖNÖZ	İstanbul Teknik Üniversitesi
Üye	: Özden SAYGILI	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
Üye	: H. Ruhan SEZER	TEİAŞ Genel Müdürlüğü
Üye	: Fuat ŞAHİN	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
Üye	: Bilal ŞİMŞEK	TEDAŞ Genel Müdürlüğü
Üye	: Özlem YILMAZ	EİE İdaresi Genel Müdürlüğü

İÇİNDEKİLER

Yönetici	3-1
----------------	-----

A. DÜNYA GENELİNDE HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU.....3-1-8

1. Genel	3-1-8
2. Su Kaynakları ve İklim Değişikliği	3-1-8
2.1 Su Kaynakları ve İklim Değişikliği	3-1-8
2.2 Su Kaynaklarının Geliştirilmesi	3-1-10
2.3 Dünya Sulama ve Drenaj Veriler	3-1-11
3. Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu	3-1-12
3.1. Kıtalararası Dağılım	3-1-12
3.2 2003/2004 Yılında Dünyada En Yüksek Hidroelektrik Üretim Sağlayan Ülkeler	3-1-16
4. AB Ülkeleri Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Gelişme Durumu	3-1-16
4.1 Avrupa Birliği Ülkelerinde Küçük Hidroelektrik Santral Potansiyeli	3-1-17
4.2 Pompaj Depolamalı Santraller	3-1-20
5. Sonuç	3-1-26

B. TÜRKİYE'NİN SU KAYNAKLARI-HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU.....3-1-28

1. Genel	3-1-28
2. Su Kaynakları ve Geliştirilmesi	3-1-30
2.1 Su Kaynakları ve İklim Değişikliği	3-1-30
2.2 Su Kaynakları Geliştirilme Projeleri	3-1-32
2.3 Ülkemizin Küçük, Mini ve Mikro Ölçekli Hidroelektrik Potansiyeli	3-1-38
3. İşletmede ve İnşa Halinde Olan Hidroelektrik Santraller	3-1-41
3.1 İşletmede Olan HES'ler	3-1-41
3.2 DSİ Tarafından İnşa Edilmiş ve Geçici Devirle EÜAŞ Tarafından İşletilen Hidroelektrik Santralleri	3-1-42
3.3 Özelleştirme Programındaki Hidroelektrik Santraller	3-1-44
3.4 İnşa Halinde Olan HES'ler	3-1-45
3.5 Yapımı Planlanan HES'ler	3-1-48

C. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ GELİŞİMİ3-1-49

1. Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Kısa Tarihi	3-1-49
2. Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Gelişimi	3-1-50
3. Arz Talep Projeksiyonu ve Arz Güvenliğinde Hidroelektriğin Yeri.....	3-1-58
4. Sonuç ve Öneriler	3-1-70

D. HİDROELEKTRİK ENERJİ VE ÇEVRE.....3-1-73

1. Enerji-Çevre İlişkileri ve Hidroelektrik Enerji	3-1-73
2. Türkiye'nin Enerji ve Çevre Politikaları	3-1-74
3. Çevresel Etki Değerlendirilmesi (ÇED).....	3-1-76
3.1 Barajlar ve Hidroelektrik Santral Projeleri İçin Uygulanacak Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Süreci	3-1-76
3.2 ÇED Sürecindeki Eleme Kriterleri ve Zamanlama	3-1-77
3.3 Nehir Tipi Hidroelektrik Enerji Üretim Tesislerinden Mansaba Bırakılacak Su Debitinin Hesap Edilmesi Hususunda Yaklaşımların Belirlenmesi İhtiyacı	3-1-78
3.4 Sonuç.....	3-1-80

E. HİDROELEKTRİK ENERJİ VE MEVZUAT.....3-1-81

F. HİDROELEKTRİĞİN KARAKTERİSTİKLERİ, FAYDALARI VE İLK YATIRIM BEDELLERİ3-1-82

1. Hidroelektriğin Karakteristikleri3-1-83

2. Hidroelektrik Enerjisinin Üstünlükleri3-1-84

3. Hidroelektrik Enerjinin Faydası, Yatırım Maliyeti ve Finansmanı3-1-85

G. HİDROELEKTRİK SANTRAL YATIRIMCISININ REHBERİ3-1-91

1. Hidroelektrik Santral Yatırımlarında Kullanılan Modeller3-1-92

2. Hidroelektrik Santral Yatırımı İçin Yapılması Gereken İşlemler3-1-94

3. Hidroelektrik Tesislerin Elektrik Dağıtım Sistemine Bağlantı İşlemleri3-1-96

4. Hidroelektrik Projelerinde Karşılaşılan Sorunlar3-1-97

5. Özel Sektörce Tespit Edilen Bazı Sorunlar.....3-1-100

6. Finansman ve Teşvikler.....3-1-102

H. SONUÇ VE ÖNERİLER.....3-1-103

Kaynakça.....3-1-113

TABLULAR DİZİNİ

Tablo1: Kıtalarda Su Dengesi	3-1-9
Tablo 2: Dünyada Sulanan ve Drene Edilen Alanlar	3-1-11
Tablo 3: Sulamaya Açılan Alanda İlk 10 Ülke	3-1-12
Tablo 4: Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve 2004 Gelişme Durumu.....	3-1-14
Tablo 5: Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Gelişme Durumu, İşletme, İnşa ve Planlama Halinde Olan Hidroelektrik Kapasitenin Oransal Dağılımı	3-1-15
Tablo 6: Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Gelişme Durumu, İşletmede Olan Hidroelektrik Üretimin Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyele Oranı	3-1-15
Tablo 7: 2003/2004 Yılında Dünyada En Yüksek Hidroelektrik Üretimi	3-1-16
Tablo 8: AB Ülkeleri Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu (2005).....	3-1-17
Tablo 9: Avrupa Birliği Ülkelerinde Kurulu Gücü 10 MW Altında Olan Küçük Hidroelektrik Kapasite (MW).....	3-1-18
Tablo 10: Avrupa Birliği Ülkelerinde Kurulu Gücü 10 MW Altında Olan Küçük Hidroelektrik Üretim (TWh).....	3-1-19
Tablo 11: 1000 MW ve Daha Üstü Pompaj Depolamalı Santral Örnekleri.....	3-1-22
Tablo 12: 1980-2003 Kurulu Güç – Puant – Ulusal Üretim Gelişimi	3-1-23
Tablo 13: Türkiye Drenaj Sahaları Bakımından Havzalara Göre Yıllık Ortalama Su Potansiyeli.....	3-1-31
Tablo 14: Büyük Su İşleri Kapsamında İşletmede Olan Barajlar	3-1-32
Tablo 15: DSİ Tarafından İnşa Edilen HES'ler	3-1-36
Tablo 16- Diğer Kuruluşlarca İnşa Edilen HES'ler.....	3-1-37
Tablo 17- 2006 Tamamlanan Depolamalı Baraj ve HES'ler.....	3-1-38
Tablo 18: EİE Tarafından Yapılan Küçük Akarsular Üzerindeki Enerji İmkanlarına İlişkin İlk Etüt Proje Çalışmaları.....	3-1-40
Tablo 19: EÜAŞ Hidroelektrik Santraller Dairesi Başkanlığı Tarafından İşletilen Hidroelektrik Santrallerin Üretim Değerleri.....	3-1-41
Tablo 20: 31.12.2006 Tarihi İtibariyle DSİ Genel Müdürlüğüne Bitirilen Depolamalı Baraj ve HES'ler.....	3-1-42
Tablo 21- DSİ Tarafından İnşa Edilmiş ve Geçici Devirle EÜAŞ Tarafından İşletilen Hidroelektrik Santralleri	3-1-45
Tablo 22: İnşaatı Devam Eden HES'ler.....	3-1-45
Tablo 23- 4628 Sayılı Kanun Kapsamında İnşaatı Devam Eden Hidroelektrik Santraller	3-1-45
Tablo 24: DSİ'ce İnşa Edilen Baraj ve HES İnşaatı.....	3-1-47
Tablo 25: İnşaatına Henüz Geçilmeyen Hidroelektrik Santraller.....	3-1-48
Tablo 26: Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebinin Gelişimi (1990-2006).....	3-1-50
Tablo 27: Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Yıllara Göre Gelişimi	3-1-52
Tablo 28: Türkiye Kurulu Gücünün Kaynak Bazında Gelişim3-1-54	
Tablo 29: Türkiye Elektrik Enerjisinin Kaynak Bazında Gelişimi	3-1-55
Tablo 30: Türkiye Kurulu Gücünün Üretici Kuruluşlara Dağılımının Yıllar İtibariyle Gelişimi (MW)	3-1-57
Tablo 31: TürkiyeElektrik Üretiminin Üretici Kuruluşlara Dağılımının Yıllar İtibariyle Gelişimi (GWh).....	3-1-57
Tablo 32: Talep Tahmini (Senaryo 1, Düzenlenmiş Yüksek Senaryo).....	3-1-58
Tablo 33: Talep Tahmini (Senaryo 2, Düzenlenmiş Düşük Senaryo)	3-1-59
Tablo 34: Kurulu Güç Dengesi (Baz Senaryo)	3-1-61
Tablo 35: Proje Üretim Kapasitesi Ve Talep 2006-2015 (Baz Senaryo)	3-1-64
Tablo 36: Güvenilir Üretim Kapasitesi Ve Talep 2006-2015 (Baz Senaryo) (GWh).....	3-1-67
Tablo 37 - Elektrik Santrallerinin Birim Yatırım Bedelleri	3-1-87
Tablo 38-4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Çerçevesinde Özel Sektörce Gerçekleştirilecek Projeler.....	3-1-91
Tablo 39-DSİ/EİE HES Projeleri Lisans ve Yatırım Süreci.....	3-1-95
Tablo 40 : HES Projelerinin Lisans Öncesi Ve Lisans Sonrası Sorunları Ve Çözüm Önerileri	3-1-97
Tablo 41- Müracaat Edilen ve Edilebilecek Hes Projeleri (DSİ/EİE)	3-1-112

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1- Dünya Hidroelektrik Potansiyeli.....	3-1-8
Şekil 1- Dünya Hidroelektrik Potansiyeli.....	3-1-8
Şekil 2- 2004 Dünya Kurulu Gücünün Kıtalara Göre Dağılımı	3-1-13
Şekil 3- 2004 Dünya Elektrik Üretiminin Kıtalara Göre Dağılımı	3-1-14
Şekil 4- Beyaz Kitap Hedeflerine Göre Kurulu Gücün Karşılaştırılması	3-1-20
Şekil 5- 2006 Yılı Tertiplenmiş Yük Eğrisi	3-1-24
Şekil 6- 2005 Yılı Tertiplenmiş Yük Eğrisi	3-1-24
Şekil 7- 2006 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Maksimum (27.594 MW) Olduğu Günde (27 Aralık 2006) Santralların Enerji Kaynağı Türlerine Göre Çalışma Durumları	3-1-25
Şekil 8- 2006 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Minimum (10545 MW) Olduğu Günde (24 Ekim 2006) Santralların Enerji Kaynağı Türlerine Göre Çalışma Durumları	3-1-25
Şekil 9-2006 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Yaz Döneminde Maksimum (26.403 MW) Olduğu Günde (18 Ağustos 2006) Santralların Enerji Kaynağı Türlerine Göre Çalışma Durumları	3-1-26
Şekil 10- Ülkemizin Hidroelektrik Potansiyeli	3-1-28
Şekil 11- Hidroelektrik Potansiyelin İnşaat Olarak Dağılım	3-1-29
Şekil 12- Ülke Geneli Akarsu Havzalarına Ait Uzun Dönem Toplam Yıllık Ortalama Akımları Ve Trendleri.....	3-1-31
Şekil 13- Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi Gelişimi	3-1-51
Şekil 14- Türkiye'nin Kurulu Güç Gelişimi (MW)	3-1-52
Şekil 15- Türkiye'nin Kurulu Güç Gelişiminde Kaynakların Payı (%)	3-1-53
Şekil 16- Türkiye'nin Elektrik Üretiminde Kaynakların Payları (%)	3-1-53
Şekil 17- Türkiye'nin Elektrik Üretiminde Kaynakların Payları (%)	3-1-54
Şekil 18- 2006 Yılında Kurulu Gücün Kaynaklara Dağılımı (MW)	3-1-56
Şekil 19- 2006 Yılında Elektrik Üretiminde Kaynaklara Dağılımı (GWh)	3-1-56
Şekil 20- Talep Tahmini (Senaryo 1, Düzenlenmiş Yüksek Senaryo)	3-1-58
Şekil 21- Talep Tahmini (Senaryo 2, Düzenlenmiş Düşük Senaryo)	3-1-59
Şekil 22- Elektrik Enerjisi Talebi ve Ekonomik Büyüme	3-1-60
Şekil 23- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Kurulu Gücün Gelişimine ve Puant Güç Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)	3-1-62
Şekil 24- Yakıt Bazında Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Kurulu Gücün Gelişimine ve Puant Güç Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)	3-1-63
Şekil 25- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Proje Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)	3-1-65
Şekil 26- Yakıt Bazında Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Proje Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)	3-1-66
Şekil 27- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)	3-1-68
Şekil 28- Yakıt Bazında Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)	3-1-68
Şekil 29- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Proje Üretimi ve Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)	3-1-69
Şekil 30-2005 Sonu İtibariyle Hidrolik Enerjinin Elektrik Üretme Potansiyeli (GWh)	3-1-70
Şekil 31- TEDAŞ Bağlantı Şeması	3-1-70

-KISALTMALAR-

YPK	: Yüksek Planlama Kurulu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ÖİB	: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
DİE	: Devlet İstatistik Enstitüsü
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
DSİ	: Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GAP	: Güneydoğu Anadolu Projesi
KHGM	: Köy Hizmetleri Genel Müdürlüğü
BM (UN)	: Birleşmiş Milletler
AB (EU)	: Avrupa Birliği
OECD	: Organization for Economic Cooperation and Development / Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
UCTE	: Union for the Coordination of Transmission of Energy / Elektrik İletimi Koordinasyon Birliği
MAKDEP	: Mini Enerji Kaynaklarını Değerlendirme Projesi
BM-İDÇS	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
STK	: Sivil Toplum Kuruluşu
DEK / TMK	: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
WEC	: World Energy Council
ICOLD	: International Commission on Large Dams
IHA	: International Hydropower Association
FAO	: Food and Agriculture Organization of the United Nations
IEA	: International Energy Agency
IWMI	: International Water Management Institute
UNIDO	: United Nations Industrial Development Organization
WWC	: World Water Council
ICID	: International Commission on Irrigation and Drainage
HES	: Hidroelektrik Santral
PDHES	: Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santral
YİD	: Yap-İşlet-Devret
Yİ	: Yap-İşlet
İHD	: İşletme Hakkı Devri
BHP	: Brüt Hidroelektrik Potansiyel
TYHP	: Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel
EYHP	: Ekonomik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel
KPH	: Kesin Projesi Hazır
KPY	: Kesin Projesi Yapılmakta
PRH	: Planlama Raporu Hazır
PRY	: Planlama Raporu Yapılmakta
MPH	: Master Planı Hazır
ÖİH	: Ön İncelemesi Hazır
İEH	: İlk Etüdü Hazır
kW	: kilowatt = 10 ³ watt
MW	: Megawatt = 10 ³ kW
GW	: Gigawatt = 10 ³ MW
TW	: Terawatt = 10 ³ GW
kWh	: kilowatt – saat (10 ³ watt-saat)
GWh	: Gigawatt – saat (10 ⁶ kWh)
TWh	: Terawatt – saat (10 ⁹ kWh)
Kgpe	: kilogram petrol eşdeğeri
Mtep	: Milyon ton petrol eşdeğeri
ÇED	: Çevresel Etki Değerlendirmesi

Yönetici Özeti

Bu rapor, 2004 yılında hazırlanan “Genel Enerji Kaynakları” raporu içerisinde yer alan “Türkiye’nin Su Kaynakları-Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu” isimli rapor referans kaynak alınarak hazırlanmıştır. Öncelikle, 2004 yılında hazırlanmış olan rapordaki veriler güncellenmiştir. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (DEK/TMK) Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Çalışma Grubu “Hidrolik Enerji Çalışma Grubu” tarafından yaklaşık dört ay süren bir çalışma sonucu hazırlanmıştır. Çalışma grubumuz konuyla ilgili kamu ve özel sektör temsilcilerinden oluşmuştur.

Bu rapor, Türkiye’nin güvenilir, sürekli, çevre dostu, kaliteli, ucuz enerjiye olan ihtiyacının ülke gündemindeki ağırlığını koruduğu, bu gereksinimin olanaklar elverdiği ölçüde, öncelikle yerli kaynaklar kullanılarak karşılanması gereğinin öne çıktığı bir döneme rastlamıştır. Elektrik enerjisi talep artışının ve yeni yatırım ihtiyacının devam ettiği, elektrik üretiminde başta doğalgaz olmak üzere ithal kaynakların payının %50 dolaylarına yükseldiği, başlıca yerli kaynaklarımızdan olan hidrolik ve linyit potansiyellerimizden yararlanma düzeyinin yeterli olmadığı günümüzde, ulusal enerji politika ve stratejilerinin sektörü yerli kaynakların üretimi ve tüketimi doğrultusunda yönlendirmesi gerekmektedir. Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelimizin bugün için sadece %35’inin değerlendirilmiş olduğu ve sistemin termik/hidrolik dengesinin hidroelektrik aleyhine bozulduğu görülse de, kalan potansiyelin %11’inin inşa halinde olan veya lisans alarak 2012 yılına kadar yapılacak olan santrallerin işletmeye girmesiyle değerlendirilmiş olacağı ve geri kalan potansiyelin hemen hemen tamamının ise 2020’li yılların başlarında değerlendirileceği planlanmaktadır. Bu kapsamda, rekabete dayalı serbest piyasa yaklaşımında diğer kaynaklarla yarışabilmesi için, hidrolik kaynakların diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklediği gibi üretimi ve tüketimi doğrultusunda desteklediğini söyleyebiliriz.

Türkiye, hidrolik potansiyelinin büyük kısmını kullanmış olan Avrupa ülkelerine rağmen, 130 milyar kWh/yıllık hidrolik potansiyelle Avrupa’da lider konumunda bulunmaktadır. 2006 yılı sonu itibarıyla bu hidrolik potansiyelin sadece %35’ini (13.063 MW) kullanmış olan Türkiye’nin, Kyoto Protokolü yükümlülüklerini yerine getirmeye çalışan hidrolik potansiyele sahip AB ülkelerinde olduğu gibi, yenilenebilir kaynaklar içinde suyu depolama özelliğinden dolayı rüzgara göre daha güvenilir olan hidroliğe ve daha sonra rüzgar ve diğer yenilenebilirlerle öncelik vermesi kaçınılmazdır.

AB’nin; 1997 Kyoto Protokolü çerçevesinde, emisyonların azaltılması ile ilgili yükümlülüklerini yerine getirebilmesi için, 2010 yılında genel enerji talebinin %12’sinin yenilenebilir kaynaklardan karşılanması hedeflenmektedir. Bu hedefe ulaşmak üzere yenilenebilir kaynakların elektrik enerjisi brüt talebi içindeki payının 2010 yılında %22’ye çıkarılması (indicative target) öngörülmektedir. RES-E Direktifi ile gösterge niteliğindeki %22’lik hedefe ulaşılmasını sağlayacak çerçeve oluşturulmaya çalışılmaktadır. Türkiye’nin 2006 sonu itibarıyla toplam üretimde yenilenebilir payınının %25’e ulaştığını göz önüne alırsak, AB’nin Kyoto Protokolü hedeflerini tutturabilmek için 2010 yılında gösterge niteliğindeki yenilenebilir kaynakları elektrik tüketimindeki %22’lik hedefini aştığını söyleyebiliriz.

Yenilenebilir kaynaklarla ilgili bir yaklaşım ve beklentiye girilirken, ülke şartlarının yanı sıra elektrik sisteminin üretim ve iletim yapısı da göz önünde bulundurulmalıdır. Elektrik talebinin artışı, AB ülkelerinin 90’lı yılların başında sanayinin de doyuma ulaşması sebebiyle, sanayileşme gelişimini henüz tamamlamamış olan Türkiye’ye göre oldukça düşük düzeyde kalmış ve bu durumun önümüzdeki yıllarda da devam edeceği düşünülmektedir. Türkiye’nin 1990-2006 dönemlerinde brüt elektrik talebinin ortalama yıllık artışı %7.3 olarak gerçekleşmiş ve 2006-2015 dönemlerinde ise %8.4 olarak gerçekleşeceği öngörülmektedir. Ülkemizde 2010-2015 yıllarını kapsayan dönemde talebin güvenilir olarak karşılanabilmesi için yılda ortalama 4.000-5.000 MW yeni ilave kapasitenin işletmeye girmesi gerekmektedir. (2006-2015 Kapasite Projeksiyonu, Haziran 2006, TEİAŞ, APK Dai. Bşk.). Ülkemiz tarafından, temiz, çevre dostu ve yerli kaynağın öncelikli kullanılmasının yanı sıra kaynak ve ülke çeşitliliğine gidilerek arz güvenliğinin sağlanacağı ve hızlı artan elektrik talebinin karşılanacağı bir enerji politikası

yürütülmektedir. Ancak, ülkemiz, maalesef, artan elektrik enerjisi talebini karşılayabileceği kadar yeterli yerli kaynağa sahip değildir. Bu nedenle bütün potansiyeli kullanılmasına rağmen yerli enerji kaynaklarının yetersizliği nedeniyle ithal enerji kaynaklarının yerli kaynaklarla birlikte dengeli bir şekilde kullanılması, TEİAŞ tarafından yapılan planlama çalışmalarında, göz önüne alınmaktadır. Yapılan planlama çalışmalarında, arz güvenliği açısından ithal kaynakların çeşitliliği, aynı kaynak için ülke çeşitliliği ve ithal edilen enerji kaynağı miktarının kontrol edilebilir seviyelerde tutulmasına dikkat edilmektedir.

Başta rüzgar olmak üzere yenilenebilir kaynaklara yönelmek, yeterli yedek kapasiteye sahip olmayan ve hızlı artan Türkiye'nin talebine karşı talep artışının düşük kaldığı Avrupa'da, fazla bir risk taşımamaktadır. Türkiye'de yedek kapasitenin 90'ların başında %80 gibi oldukça yüksek bir oranda olmasına rağmen, 1997 yılında %31'e düşmüş, yeni ilave kapasitenin kurulmasıyla da 2005 yılında %55 ve 2006 yılında %47 olarak gerçekleşmiştir. Haziran 2006 Kapasite Projeksiyonu çerçevesinde yapılan çalışmada; 3.752 MW inşa halindeki kapasitenin ve 3.350 MW lisans almış ve öngörülen tarihlerde (2006-2011 arası) devreye girmesi beklenen kapasitenin devreye girmesiyle toplam kurulu gücün 2015 yılında 45.172 MW'a ulaşması durumunda bile, puant güç talebi 2012 yılından, proje (ortalama yağışlı koşul) üretimine göre enerji talebi 2011 yılından ve güvenilir (kurak hidrolik koşul) enerji talebi ise 2009 yılından itibaren karşılanamayacaktır.

2006 sonu itibariyle Türkiye kurulu gücü 40.563 MW'a ulaşırken, bunun 27.418 MW'ını (%67.6) termik, 13.063 MW'ını (%32.2) hidrolik, 82 MW'ını (%0.2) ise jeotermal ve rüzgar santralleri oluşturmaktadır. 1985 yılına kadar termik kapasite içinde en fazla olan linyit santrallerinin payı, bu yıldan itibaren sisteme dahil edilen doğal gaz yakıtlı santraller nedeniyle düşmüştür. 2002 yılına kadar toplam kurulu güç içinde %40'ların üstünde bir paya sahip olan hidrolik kapasite, 2004 de % 34.3'e ve 2005'te %33.2'ye düşmüştür.

Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklar bazında dağılımı incelendiğinde, 2006 yılında gerçekleşen 175.893 GWh'lık toplam üretimin 131.512 GWh'ı (%74.8) termik, 44.158 GWh'ı (%25.1) hidrolik ve 224 GWh'ı (%0.1) jeotermal ve rüzgar santrallerinden sağlanmıştır. 2006 yılı itibariyle, ithalata dayalı doğal gaz santralleri elektrik enerjisi üretiminde %44'lük pay ile önemli bir yer tutarken, yerli kaynaklarımız linyit ve hidrolik santrallerin payı sırasıyla %18 ve %25 dolayında kalmıştır.

2006 sonu itibariyle 150 adet civarında 13.063 MW toplam kurulu gücünde işletmede bulunan hidrolik potansiyelin elektrik üretme potansiyeli 45 TWh/yıl olmasına rağmen, henüz kullanılmamış olan yaklaşık 600 adet 24.000 MW civarında toplam kurulu güce sahip hidrolik potansiyelin elektrik üretme potansiyeli yaklaşık 84 TWh/yıl'dır. Türkiye'nin yaklaşık 750 adet civarında ve 130 TWh yapılabılır ekonomik hidrolik potansiyelinin olduğu düşünüldüğünde; potansiyelin %35'inin işletmede olduğu göz önüne alınırsa, geriye kalan %65'lik henüz işletmeye girmemiş hidrolik potansiyelin 600 adet civarında olmasına rağmen küçük ve elektrik üretebilme potansiyellerinin düşük olduğunu söylemek yanlış olmayacaktır. Yani zaten elektrik üretme potansiyelinin yüksek olduğu hidrolik potansiyel büyük oranda değerlendirilmiştir. Geri kalan düşük elektrik üretme potansiyeline sahip kapasitenin ise yıllara yayılarak 2020 yılına kadar sisteme girmesi planlanmaktadır.

Ayrıca, başta yenilenebilir kaynaklar olmak üzere yerli kaynaklara öncelik verilirken elektrik sisteminin termik/hidrolik dengesinin korunması talebin güvenilir bir şekilde karşılanması açısından büyük önem arz etmektedir.

Mevcut kapasite ile hızlı artan elektrik talebinin karşılanamadığı göz önüne alındığında; termik/hidrolik dengesinin kapasite faktörü düşük santrallara doğru kaymasına sebep olacak şekilde elektrik üretim sisteminin yapısının değiştirilmesi, zaten yetersiz olan yedek kapasite ve talebi karşılamak için kurulması gerekli ilave kapasite ihtiyacını daha da büyütecek ve bunun sonunda da zaten kıt olan ve sağlamakta güçlük çekilen Türkiye'nin finansman kaynakları ihtiyacı daha da artırmış olacaktır. Bu nedenle, ülke kaynakları, ülkenin termik/hidrolik dengesini ve arz güvenliğini bozmayacak şekilde değerlendirilmeli ve yenilenebilir kaynaklar yıllara yayılarak sisteme girmelidir

Sistemin arz güvenliğinin nasıl sağlanılacağı düşünülürken sistemin puant gücünün yanı sıra toplam enerji talebinin de karşılanmasının gerektiği gözardı edilmemelidir. Bizim gibi toplam güç ve üretimde yenilenebilir kaynakların payının oldukça fazla olduğu ülkelerde puantın karşılanmasının yanı sıra enerji talebinin karşılanması da büyük önem arz etmektedir. Termik santrallara göre oldukça düşük kapasite faktörü ile çalışabilen ve bunun yanı sıra ihtiyaç olmasına rağmen rüzgarın esmemesi ya da yeterli suyun olmamasından dolayı üretim yapabilme imkanına sahip olamayan yenilenebilir santralların (rüzgar, hidrolik,...) payının fazla olduğu ve talebin oldukça hızlı arttığı ülkemizde, puant gücün yanı sıra enerji talebinin de güvenilir bir şekilde karşılanması sistemin arz güvenliğinin sağlanması bakımından büyük önem arz etmektedir.

Yenilenebilirin toplamdaki payını artırmaya çalışırken, hızlı artan talebin yanı sıra yedek kapasitesini de gözönüne alarak, kısa ve uzun vadede sistemin güvenilirliğini riske sokmayacak şekilde yenilenebilirin toplam kurulu güç ve enerji içindeki payını planlamak zorundayız. Ayrıca yenilenebilir enerjiye yönelirken uygulanacak yöntemlerin serbest piyasa yapısını bozmayacak şekilde oluşturulması ve kaynak israfını önlemek amacıyla yenilenebilir enerji santrallarından üretilen elektriğe verilecek teşviklerde potansiyelin yoğun olduğu sahalardan başlanması büyük önem arz etmektedir.

Raporda, ayrıca, enerji sektörümüzdeki mevcut durum ve tespitler ışığında, yaptığımız çalışma ve araştırma sırasında hidrolik kaynaklarımızın envanterinin çıkarılmasına ve gelişme durumuna ağırlık verilirken, hidroelektriği ulusal öncelikler yanında küresel etkisi nedeniyle uluslararası boyutuyla da inceleme ihtiyacı duyulmuştur. Hidroelektriğin herşeyden önce dünyaya temiz ve yenilenebilir enerji sağlamadaki rolünü ve diğer enerji kaynaklarında çok nadir bulunan kendine özgü faydalarını raporda sıkça vurgularken, hidroelektriğin de, her ekonomik etkinlikte olduğu gibi, olumlu ve olumsuz sosyal ve çevresel etkilerini de belirtmek gerekiyordu. Sürdürülebilir gelişme yolunda olumsuz etkileri ortadan kaldıracak veya azaltacak önlemlerin de konu edildiği enerji – çevre ilişkilerine bu nedenle raporda önemli bir yer ayrılmıştır.

Enerjinin ulusal ve uluslararası boyutta erişebilirliği, sağlanabilirliği ve kabul edilebilirliği ilkeleri doğrultusunda, raporun ilk bölümü hidroelektriğin dünyadaki konumuna ayrılmıştır. 26 Ağustos–2 Eylül 2002 tarihinde Johannesburg'ta yapılan BM Sürdürülebilir Kalkınma Dünya Zirvesinde (WSSD), 2001/77/EC sayılı RES-E Direktifinde yapılan tanıma paralel olarak, küçük-büyük ölçekli ayırımı yapılmadan hidroelektriğin yenilenebilir enerji teknolojisi içinde yer aldığı teyit edilmiştir. Ancak, büyük hidroliğin küçük hidrolik gibi yenilenebilir kapsamında değerlendirilmesine rağmen, dünyada sadece küçük hidrolikler teşvikten faydalandırılmaktadır. Avrupa ve Dünya'da hidroliğe verilen önem sonucunda, hidroelektrik ve barajlar bugün dünden daha çok evrensel desteğe sahip bulunmaktadır. Bu yaklaşımın olumlu etkileri, finansman ve kredi temini v.b. konularında ülkemizde de görülecektir. Ne varki serbest enerji piyasasına geçiş hidroelektrik enerji gelişimine tamamen farklı bir görünüm getirmiş ve bu husus sürdürülebilir gelişme anlamında ciddi yansımalara da neden olmuştur. Raporda hidroelektriğin potansiyel ve gelişmişlik konumu kıtalar bazında incelenirken, Avrupa için ülkeler düzeyine inilmiş ve özellikle AB'nin, hidroelektriğe verdiği desteğe dikkat çekilmiştir. Enerjide arz (kaynak) güvenliği ve çeşitliliği, çevrenin korunması, sosyal ve ekonomik dayanışmanın sağlanması açılarından, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin teşvik edilmesi AB'nin yüksek önceliklerinden biri sayılmış, konuya ilişkin 2001/77/EC sayılı ve 27 Eylül 2001 tarihli RES-E Direktifi 27 Ekim 2001 tarihinde yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Hidroelektrik üretimi ve tüketimine destek verildiği bu dönemde Avrupa'nın halen ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyelini %72 oranında değerlendirmiş bulunduğu bilinmektedir.

24.05.2004 tarihinde imzalanan İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin amacı insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının iklim değişikliği üzerindeki zararlı etkilerinin önlenmesi ve CO₂ emisyonlarının 1990 yılı seviyelerinde tutulmasıdır. İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi hükümlerinin uygulanması kapsamında, enerjinin ülke ekonomisindeki önemi ve çevrenin korunması göz önünde bulundurulduğunda hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu enerji üretim tesisleridir. Hükümetler Arası İklim Değişikliği Paneli (Intergovernmental Panel on Climate Change-IPCC) projeksiyonlarına göre 2030 yılında Türkiye'nin büyük bir kısmı oldukça kuru ve

sıcak bir iklimin etkisi altına girecektir. IPCC raporların göre buharlaşmanın artabileceği, yağışların mevsimlik dağılımının ve şiddetinin değişebileceği, kar örtüsünün azalabileceği, akım pik değerlerinin değişebileceği, taşkınların neden olduğu kayıpların artabileceği Küresel İklim Değişikliğinin olası etkileri arasındadır. Bu etkiler sonucunda, mevcut su kaynaklarının ihtiyacı duyulan su miktarını karşılayamaması yüzünden ortaya çıkan su baskısı artabilecektir. Bu durumda, iklim değişikliği ile mücadelede en önemli yeşil kaynak hidroelektrik enerji üretimidir.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun yayınlanmasından sonra ülkemizde;

- 26 Haziran 2003 tarihinde hidroelektrik projelerinde özel sektör yatırım hamlesi başlatılmıştır.
- 25 Mayıs 2004 tarihinde Su Kullanım Hakkı Anlaşması Yönetmeliğinde yapılan değişiklikle inşaa halindeki projelere ait HES'ler özel sektöre açılmıştır.
- 18 Mayıs 2005 tarihinde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Maksatlı Kullanımına İlişkin Kanun çıkartılmıştır.
- 2 Mayıs 2007 tarihinde Enerji Verimliliği Kanunu çıkartılmıştır.

Raporun Türkiye bölümüne geçmeden, Dünya'nın hidroelektrik potansiyeli ve gelişme durumu hakkında rapordan çıkan sonuçlar şöylece özetlenebilir:

- Hidroelektrik kaynaklar dünya geneline yayılmıştır. Yaklaşık 150 ülkede hidroelektrik potansiyel mevcuttur. Ekonomik yapılabilir potansiyelin yaklaşık %70'i henüz geliştirilmemiştir.
- Dünyanın teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla 14.368 TWh/yıl ve 8.562 TWh/yıl'dır. 2004 yılında bu potansiyelin 741.12 GW'ı (yada 2794 TWh/yıl) işletmede, 118.8 GW'ı inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan toplam kapasite 326.4 GW-445.98 GW'tır.
- Henüz geliştirilmemiş potansiyelin büyük bir kısmı Afrika, Asya ve Latin Amerika ülkelerinde yer almaktadır. 1.100.000 GWh/yıl ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeline sahip Afrika'nın birçok ülkesinde kişi başına tüketilen yıllık enerji miktarı 100 kWh'in altındadır.
- Bugün için hidroelektrik Dünya'da üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık %20'sini sağlamaktadır. Hidroelektrik yaklaşık 65 ülkenin ulusal elektriğinin %50'sini, 32 ülkenin %80'nini ve 13 ülkenin de elektriğinin neredeyse tamamını sağlamaktadır. Çok sayıda ülke, hidroelektriği gelecekteki ekonomik gelişmelerinin anahtarı olarak görmekte ve bu yönde ulusal bir strateji belirlemektedir.
- Dünyanın %9 yenilenebilir suyuna sahip ve en fazla hidroelektrik üreten ülkesi olan Kanada'nın 2004 yılı üretimi 353 TWh'tır. Bu miktar 40 Avrupa ülkesinin toplamı (507.317 TWh) ile karşılaştırıldığında oldukça önemli miktardır.
- Dünya'da halen ICOLD standartlarında, çeşitli amaçlar altında yapılmış, değişik tipte yaklaşık 45.000 büyük baraj, ve 100.000 dolayında küçük baraj vardır. Büyük barajların ancak %20'si enerji amaçlıdır. Büyük barajların %31'i gelişmiş ülkelerde, %46'sı Çin'de, %9'u Hindistan'da, %3 Afrika kıtasında, %1'i Türkiye'de ve geri kalan %10'u ise diğer ülkelerde inşa edilmiştir.
- Modern enerji sistemlerine ulaşım dahil, Dünya'da 1.6 milyarın üstünde insan, asgari yaşam standartlarından mahrumdur. Her ne kadar kalan hidroelektrik potansiyelin geliştirilmesinin dünyanın elektrik talebini tamamıyla karşılayabileceği beklenmesede, bu potansiyelin yarısının bile işletilmesi sera gazı emisyonunu büyük oranda azaltacağı ve inanılmaz boyutta çevresel faydalar sağlayacağı bilinmektedir.

Raporun Türkiye bölümünde, önce Türkiye'nin iklimi hakkında kısa bir bilgi verilmiş, daha sonra Hükümetler Arası İklim Değişikliği Paneli modellerine göre Türkiye'de iklim değişikliği senaryolarına değinilmiştir. Daha sonra su kaynaklarımız tanıtılmış, takiben Türkiye'nin Genel

Su Bütçesi ve 26 hidrolojik havzanın su kaynakları ile hidroelektrik potansiyelleri verilmiştir. Su kaynakları geliştirme projeleri kapsamında, işletmede ve inşa halinde olan barajlar, göletler, hidroelektrik santraller (HES) ile sulama, içme suyu ve taşkın kontrol alanındaki gelişmeler açıklanmıştır. Bu bölümde DSİ Büyük Su İşleri kapsamında işletmede olan 230 adet ve diğer kuruluşlarca inşaa edilen barajların temel karakteristiklerini içeren tablolara yer verilmiştir. Daha sonra ülmemizin küçük, mini ve mikro ölçekli hidroelektrik potansiyeli hakkında geniş bilgilere yer verilmiştir.

Türkiye'nin teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli ve gelişme durumunun güncelleştirilmesi ve ilave imkanların araştırılması raporumuzun temel konusunu oluşturmuştur. Bu nedenle ilgili kamu kuruluşlarımız olan EİE ve DSİ'nin mevcut verilerinden ve süregelen çalışmalarından yararlanılmıştır. EİE tarafından yapılan küçük akarsular üzerindeki enerji imkanlarına ilişkin Mini Enerji Kaynakları Değerlendirme Projesi (MAKDEP) hakkında bilgi verilmiştir.

Ülkemizde bugüne kadar pompa depolamalı hidroelektrik santral (PDHES) inşa edilmemiştir. Oysa elektrik üretimlerini termik/hidrolik karma sağlayan bir çok ülkede PDHES'ler mevcuttur ve yenileri de inşa edilmektedir. Puant yük talebinin karşılanmasında PDHES'lerin alternatifi; depolamalı HES'ler, gaz türbinleri ve puant enerji ithalidir. 2006 yılına kadar termik / hidrolik kapasite gelişimi, ani ve saatlik puant yük incelendiğinde, bunun depolamalı HES'lerle veya başka yollarla karşılandığı ve önemli bir sorun yaşanmadığı anlaşılmaktadır. Ancak hidrolik kaynakların tamamının değerlendirilmesine rağmen barajlı HES'lerin yanısıra oldukça pahalı seçenek olmasına rağmen Gaz Türbinlerinin de çalıştırılması durumunda bile, öngörülen varsayımlar çerçevesinde Puant Yükün karşılanamaması söz konusu olabilecektir. Bu takdirde yük dalgalanma ayarları için termik santraller kullanılacak, kısmi-yüklerde çalıştırılması sonucu santral verimleri düşecek ve işletme maliyetleri artacaktır. Söz konusu gerçekler karşısında ülkemiz için en uygun durum talep yöntemiyle yük eğrisinin düzleştirilmesi alternatifi görülmektedir.

Hidroelektrik santrallerimizin fiili üretimleri hakkında bir fikir vermek maksadıyla, EÜAŞ tarafından işletilen HES'lerin son üç yıllık fiili üretim değerleri de rapora dahil edilmiştir. Üretim sonuçlarının hidroelektrik sektör yatırımcılarına cesaret verici nitelikte olmasının yanında, hidrolik santrallerin elektrik üretim sisteminin işletmesine etkisini inceleyebilmek için normal, kurak ve yağışlı olmak üzere üç hidrolojik durumun gözönüne alınmasının gereğini de ortaya koymuştur.

Türkiye'de elektrik enerjisi gelişiminde hidroelektriğin rolü ve yeri incelenirken, elektrik enerjisi gelişimi (1923-2006) kısa tarihçesi ile verilmiş, TEK tekelden özelleştirmeye ve serbest piyasaya geçiş aşamaları özet olarak açıklanmıştır. 2006 yılı itibariyle, ithalata dayalı doğal gaz yakıtlı santrallerin elektrik enerjisi üretiminde payı yükselirken, yerli kaynaklarımız linyit ve hidroelektrik santrallerin payları düşmeye devam etmiştir.

Türkiye'nin ileriye dönük (2015 yılına kadar) elektriğin arz-talep dengesi incelenirken, TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı tarafından yayınlanan Haziran 2006 tarihli Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu'ndan faydalanılmıştır. Projeksiyona göre; 2006-2015 döneminde ortalama yıllık %8.4 artacağı varsayımı çerçevesinde, 3752 MW inşa halindeki kapasitenin ve 3350 MW lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen kapasitenin devreye girmesiyle toplam kurulu gücün 2015 yılında 45172 MW'a ulaşması durumunda bile puant güç talebi 2012 yılından, proje üretimine göre enerji talebi 2011 yılından ve güvenilir enerji talebi ise 2009 yılından itibaren karşılanamayacaktır.

Türkiye orta ve uzun dönem elektrik enerjisi talep projeksiyonu ve arz güvenliği ile ilgili yapılacak çalışmalarda 17.03.2004 tarih ve 2004/3 sayılı YPK Kararı'na atıfta bulunulurken, DPT'nin "Enerji Sektöründe Yeniden Yapılanma- Sorun ve Çözüm Önerileri" başlıklı raporunda hidrolik santrallerle ilgili olarak belirtilen görüşlerine de yer verilmiştir. DPT, 4628 sayılı Kanun'la getirilen serbest piyasada, hidrolik ve linyit gibi ilk yatırım maliyetleri yüksek, uzun dönemde kendini geri ödeyebilen yurt içi kaynakların geliştirilmesi imkanının çok sınırlı olacağını belirtmektedir.

Hidroelektrik potansiyelin serbest piyasa kavramı ile nasıl geliştirilebileceği sorusunun cevabı bugün için belli değildir. Bu durum AB yenilenebilir enerji kaynakları mevzuatı ile Türkiye'deki mevcut statüyü karşılaştırmanın faydalı olabileceği sonucuna götürmüştür. Araştırma sonucunda, AB ülkeleri Kyoto Protokolündeki öngörülen hedeflere ulaşmak için yenilenebilir enerjiye yapılacak yatırımları artırmak amacıyla hem arz tarafında (yeşil sertifika, yatırım desteği, vergi muafiyeti veya indirimi, vergi iadesi, doğrudan fiyat desteği gibi) çeşitli teşvik ve destek politikaları uygulamakta, hem de talep tarafında yeşil enerji kullanımını yaygınlaştırmak için vergi muafiyetleri ve sübvansiyon gibi uygulamalar yapmakta olup, her ülkede uygulanan farklı teşvik mekanizmalarının harmonize edilmesi konusunda son yıllarda bir görüş birliği oluşmaya başlamıştır. Her ülkede uygulanan farklı teşvik mekanizmalarının yavaş yavaş yeşil sertifikaya (green certificate) doğru kaydığı gözlenmektedir. Türkiye'de ise yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde kullanılmasının teşvik edilmesi amacıyla Yenilenebilir Enerji Kanunu ve Verimlilik Kanunu çıkarılmıştır. (Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi amacıyla uygulanan mekanizmalar "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Değişken (Programlanamayan) Üretim Yapan Santrallerin Elektrik Üretim-İletim Sistemine Teknik ve Ekonomik Etkileri ve AB Uygulamaları" isimli Alt Grup'ta anlatılmaktadır.)

Türkiye'nin en önemli yerli ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik kapasitenin tümünün en erken şekilde devreye alınabilmesini sağlamak amacıyla serbest piyasa mekanizmasını bozmayacak şekilde desteklenmesi gerekmektedir. Ülkemizde, elektrik talep artışının yerli kaynaklara öncelik verilerek karşılanması politikası sonucunda ekonomik olarak yapılabilir bulunan hidrolik potansiyelin, elektrik talebindeki hızlı artışın da etkisiyle, hemen hemen tamamının 2020 yılına kadar sisteme girmesi planlanmaktadır. (Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020), Kasım 2004, TEİAŞ Gen Md. APK Dai. Bşk.)

AB'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin teşvik edilmesi konusunda 2001/77/EC sayılı Direktifi (RES-E Direktifi)'nde yapılan tanımda yenilenebilir enerji kaynakları; fosil olmayan yenilenebilir kaynaklar olarak rüzgar, güneş, jeotermal, dalga, gel-git, hidrolik, biokütle, atık gazları ve biogazları içermektedir. Bu tanıma göre büyükler de dahil olmak üzere tüm hidroelektrik kaynaklar yenilenebilir olarak kabul edilmesine rağmen, 10 MW'ın altındaki küçük hidrolikler teşvik edilmektedir. Ancak AB'de 10 MW'dan küçük hidrolerin küçük hidrolik kapasite olarak teşvikten yararlandırıldığı kabul edilse de, uygulama ülkelere göre değişiklik göstermektedir. (Örneğin İspanya'da 50 MW'dan küçük kapasitelerin hepsi teşvikten faydalanabilen küçük üretim kapasitesi olarak kabul edilmektedir.) AB'de teşvikten faydalanabilen hidrolik kaynaklar kapasite (10 MW altı) baz alınarak oluşturulmasına rağmen, Türkiye'de teşvikten faydalanabilen hidrolik kaynaklar rezervuar alanına (15 km² altı) göre değerlendirilmektedir. Bu gerçeğe göre, Türkiye'de AB'de uygulanan kapasite sınırından oldukça yüksek kapasiteli hidrolik kapasiteler de teşvikten faydalandırılmakta olup, Türkiye, AB'nin bir adım önüne geçmektedir. Son olarak İkili İşbirliği Projelerinin rezervuar alanlarına ya da kurulu güçlerine bakılmadan teşvikten faydalandırılan yenilenebilir kapsamına alınmasıyla teşviğin kapsamı daha da genişletilmiştir.

Türkiye'nin su kaynakları, geliştirilmesi, hidroelektrik potansiyeli ve gelişimi hakkında ulaşılan sonuçlar aşağıda özetlenmiştir:

- Türkiye'nin;
 - Yıllık ortalama yağış miktarı 501.0 km³, yıllık akış (ortalama) 186.05 km³tür. Yıllık akış/yağış oranı %37'dir.
 - Türkiye'de drenaj sahaları bakımından 26 hidrolojik havza bulunmaktadır. Bu havzalar içinde Fırat havzası 31.61 km³ (%17) ve Dicle havzası 21.33 km³ (%11.5) ile birlikte Türkiye yıllık akış potansiyelinin yaklaşık %30'unu sağlamaktadır. GAP'ın ülkemiz için önemi bu potansiyelden kaynaklanmaktadır.
 - Türkiye'nin havzalara göre doğal olan yüzeysel ve kullanılabilir akımlarının yıllık ortalama debi ve toplam akım değerlerinin yenilenmesine ve resmi kayıtlara geçirilmesine ihtiyaç bulunmaktadır.

- Türkiye'nin
 - Brüt, teorik hidroelektrik enerji potansiyeli 433 TWh/yıl,
 - Teknik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 TWh/yıl,
 - Ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli, 2006 yılı itibariyle çeşitli aşamalarda geliştirilmiş projelere göre 130 TWh/yıl'dır.
- Teknik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyelinin boyutu Türkiye'de sürdürülebilir gelişme kavramında önemli bir fırsattır.
- Ekonomik potansiyelinin tümünün elektrik üretimine dönüştürülebilmesi için kurulu gücü toplamı 36.232 MW olan 673 adet HES projesinin yapımı öngörülmüştür.

Bu potansiyelin 2006 yılı itibariyle 12.846 MW (ya da 46.191 GWh/yıl) kurulu gücü işletmede, 3.004 MW'ı (ya da 9.770 GWh/yıl) inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan hidrolik kapasite ise 20.847 MW (ya da 73.972 GWh/yıl) civarındadır.
- Bu verilere göre, işletmede olan 137 HES'in ortalama toplam üretiminin teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeline oranı sırasıyla %21,0 ve %35,3 dolayındadır. İnşa halinde olan 39 HES'in tamamlanıp işletmeye alınması halinde bu oranlar sırasıyla %43 ve %56 seviyesine ulaşmış olacaktır.
- Şu an hidroelektrik, ülke toplam elektrik üretiminde %33 civarında bir paya sahiptir. Bu oran daha önceki yıllarda %40'lar seviyesindeydi. Bu sonuca gelinmesinde son yıllarda hidrolik santrallara dayalı yatırımlardaki gerileme ve doğal gaz yakıtlı santrallara yönelimin yanında, HES'lerin su gelirleri üzerinde kapasitelerde çalıştırılması sonucu düşen baraj su seviyelerinin de etkileri olmuştur. Ne varki, hidroelektriğin toplam üretimdeki payı gittikçe düşmektedir.
- Dünya teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyelinde %1,5 paya sahip Ülkemizin, bugünkü koşullarda ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, Rusya Fed. ve Türkiye dışında, Avrupa ekonomik potansiyelinin % 16,6'sına eşittir. Yaklaşık 44.300 GWh/yıl olan hidroelektrik üretimimiz bugün için Avrupa'da Norveç (106.100 GWh/yıl), Fransa (64.000 GWh/yıl), İsveç (53.100 GWh/yıl) ve İtalya'nın (51.321 GWh/yıl) altında olmakla beraber, ekonomik potansiyel büyüklüğü açısından Norveç'ten sonra ikinci sırada gelmektedir.
- Türkiye'de 2006 yılında gerçekleşen 175.893 GWh'lık toplam elektrik üretiminin %74,8'i termik, %25,1'i hidrolik ve %0,1'i jeotermal ve rüzgar santrallerinden sağlanmıştır.

Raporda çevre-enerji ilişkileri ve hidroelektrik enerji bölümü; Türkiye'nin enerji üretim ve tüketimi, Türkiye'nin enerji ve çevre politikaları, çevresel etki değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği ve ÇED raporları, muhtelif enerji kaynaklarının çevresel yönden mukayesesi, hidroelektriğin sosyal ve çevresel etkileri başlıkları altında çok geniş bir perspektif içinde ele alınmış ve incelenmiştir. Yapılan inceleme sonucunda, çevresel faktörlerin değerlendirmede esas alınması halinde hidroelektriğin en iyi enerji seçeneklerden biri olduğu söylenebilir.

Türkiye'nin de önemli, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektriğini bir an önce geliştirmesi, bu hedefin Ülkemizin yüksek öncelikleri arasına girmesi ve ulusal enerji politikaları çerçevesinde ele alınması gerekli görülmektedir.

Rapor, teşvik sisteminin açıklanması ve Türkiye'de Hidroelektrik Santral Yatırımcısının Rehberi isimli bölümün ardından Sonuç ve Öneriler ile sona ermektedir.

Sonuç olarak Sürdürülebilir Gelişme konusunda Johannesburg Dünya Zirvesinde tüm hidroelektrik projelerin (büyük ya da küçük) yenilenebilir enerji kaynağı olarak sınıflandırıldığı, ancak teşvikten faydalanan hidrolik kapasitenin her ülkede farklılık göstermesine rağmen 10 MW olarak kabul gördüğü unutulmamalıdır.

Saygılarımızla,

HİDROELEKTRİK ENERJİ ÇALIŞMA GRUBU

A. DÜNYA GENELİNDE HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

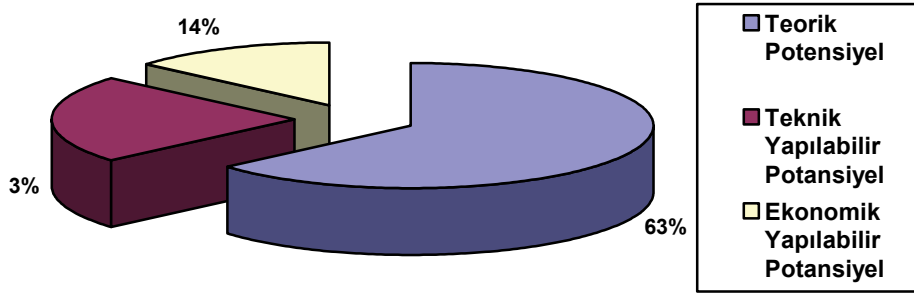
1. Genel

Dünya yüzeyine yağışla düşen su miktarı yılda ortalama 800 mm yada yaklaşık 119.000 km³ olup, bunun 72.000 km³'ü buharlaşarak atmosfere geri dönmekte ve 47.000 km³'ü akışa geçerek nehirler vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere ulaşmaktadır. Bu miktarın ancak 9.000 km³'ü teknik ve ekonomik olarak kullanılabilir durumdadır (1).

2004 World Atlas & Industry Guide adlı yayının tespitlerine göre, Dünyanın;

- Brüt, teorik hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 40.000 TWh/yıl,
- Teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, 14.368 TWh/yıl
- Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 8.562 TWh/yıl dır.

Şekil 1- Dünya Hidroelektrik Potansiyeli



Bu potansiyelin 2004 yılı itibariyle 741.12 GW (ya da 2794 TWh/yıl) kurulu gücü işletmede, 118.8 GW'ı inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan toplam kapasite ise 326.44-446 GW'dır.

Bu tablodaki verilere göre, işletmede olan hidroelektrik santrallerin (HES) yıllık üretim kapasitesi dikkate alındığında, teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin bugün için sırasıyla, ancak %19,445'i ve %32,63'ü değerlendirilebilmiş bulunmaktadır. Kalan potansiyelin büyük bir kısmı Afrika, Asya ve Latin Amerika'da yer almaktadır.

Bugün için hidroelektrik Dünya'da üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık %20'sini sağlamaktadır.

2. Su Kaynakları ve Geliştirilmesi

2.1. Su Kaynakları ve İklim Değişikliği

Dünya'daki toplam su miktarı 1400 milyon km³'tür. Bu suyun %97,5'i denizlerde ve okyanuslardaki tuzlu sulardan oluşmaktadır. Geriye kalan %2,5'lük pay, yani 35 milyon km³, tatlı su kaynağı olup, çeşitli amaçlar için kullanılabilir olduğu belirlenmiştir. Ancak tatlı su miktarının %68,7'si kutuplarda buzul kütle, %0,8'i yeraltında fosil, %30,1'i yeraltı suyu ve nihayet %0,4'ü yerüstü suyu ve atmosferik buharlardan oluşmaktadır. Nehirler ve göllerdeki su miktarından kat kat su potansiyeline sahip yeraltı suları çoğu kez ulaşılması imkansız derinliklerde bulunmakta,

yüzeysel sularının çoğu ise ya insanların ihtiyaç duyduğu yerlerden çok uzaklarda, yada kontrol altına alınamayan taşkınlar nedeniyle faydalanmadan denizlere boşalmaktadır.

Su, hidrolojik çevrim içerisinde; kıta, okyanus ve atmosfer ortamları arasında devamlı bir dönüşüm halindedir. Dünya yüzeyine yağışla düşen su miktarı yılda ortalama 800 mm, yada yaklaşık 119.000 km³ olup, bunun 72.000 km³'ü buharlaşarak atmosfere geri dönmekte ve 47.000 km³'ü akışa geçerek nehirler vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere ulaşmaktadır (Tablo1).

Denizlerden buharlaşan 505.000 km³ suya karşın, denizlere yağış olarak dönen su miktarı 458.000 km³ tür. Başka bir deyişle her yıl 47.000 km³ lük bir su miktarı denizlerden karalara dönmektedir. Bu miktar su, Dünyanın yıllık toplam yenilenebilir tatlı su miktarıdır ve karalarda canlıların kullandığı tatlı su kaynaklarını besler (2). Toplam yıllık yenilenebilir su miktarı değişik kaynaklarda, farklı değerlerde, örneğin 40.000 km³ veya 41.000 km³ olarak verilmektedir. Karalara düşen toplam yıllık yağışın ancak üçte birlik kısmı su kaynaklarını beslemektedir. Bu oran bölgelere göre değişmektedir. Akışa geçen miktarın bugün için ancak 9.000 km³'ü teknik ve ekonomik olarak kullanılabilir durumdadır.

Tablo1: Kıtalarda Su Dengesi

Kıta	Yağış		Buharlaşma		Fark	Akış
	(mm)	(km ³)	(mm)	(km ³)	(mm)	(km ³)
Avrupa	790	8290	507	5320	283	2970
Asya	740	32 200	416	18 100	324	14 100
Afrika	740	22 300	587	17 700	153	4600
Kuzey	756	18 300	418	10 100	339	8180
Güney	1600	28 400	910	16 200	685	12 200
Okyanusya	791	7080	511	4570	280	2510
Antartika	165	2310	0	0	165	2310
DÜNYA	800	119 000	485	72 000	315	47 000

Kaynak: Igor A. Shiklomanov "World Fresh Water Resources". K. Pamukçu (Su Politikası, 2000)

Dünya'ya gelen ışınların yaklaşık dörtte biri, bulutlardan yansiyarak uzaya geri döner. Geri kalan enerjinin yaklaşık dörtte birini (% 28) stratosferdeki ozon tabakasıyla troposferdeki bulutlar ve su buharı soğurur. Atmosferin soğurduğu ışınların % 90'ı bizim göremediğimiz kızılötesi ve morötesi ışınlar, % 10'u da görünür ışındır. Bir başka deyişle atmosfer, Güneş'ten gelen görünür ışınların onda dokuzunun yeryüzüne ulaşmasını engellemez. Ulaşan bu ışınlar yeryüzünü ısıtır. Tropikal kuşaktan yükselen sıcak hava kutuplara doğru, soğuk kutup havası da yüzeye inip ekvatora doğru yönelir. Böylece atmosfer olayları, su çevrimi, karbon çevrimi vb. süreçler işleyerek dünyada yaşamın sürmesi sağlanır.

Gelen ışınlarla ısınan dünya, tıpkı dev bir radyatör gibi davranmaya başlar. Ancak bu ısıyı güneş gibi tüm dalga boylarında yayamaz; yalnızca kızılötesi ışınlar biçiminde yayabilir. Yüzeyden yayılan bu ışınların yalnızca küçük bir bölümü uzaya gidebilir. Çünkü atmosferde bulunan sera gazları su buharı başta olmak üzere, karbondioksit ve metan molekülleri bu ışınları soğurur; sonra da yer yüzeyine doğru geri yansır. En büyük pay, % 60-70 ile su buharınınındır, ardından karbondioksit ve metan gelir. Böylece dünyanın yüzeyi ve troposfer, olması gerekenden daha sıcak olur. Bu olay, güneş ışınlarıyla ısınan ama içindeki ısıyı dışarıya bırakmayan seraları andırır ve bu nedenle de doğal sera etkisi olarak bilinir.

Dünyada tüketilen enerjiye bağlı olarak dünyanın yüzey sıcaklığı artmaktadır. Her yıl yükselen enerji tüketimi ile bu artışlar insanlığın önündeki en büyük çevre sorunu olan atmosferdeki sera

gazı CO₂ oluşumunun artmasına sebep olmaktadır. Buna bağlı olarak atmosferde artan CO₂ konsantrasyonu ile sera etkisinde büyüme olmaktadır. Bir hesaplama göre bu düzeydeki bir enerji kullanımına bağlı olarak dünyanın ortalama sıcaklığı 1997'de 0,0047 °C artmıştır.

CO₂ emisyonu miktarının belirlenmesinde moleküler kütlesi olan 32 gr/mol olarak değil, içeriğindeki C miktarı olan 12 gr/mol büyüklüğü kullanılmaktadır. 20. yüzyıl boyunca enerji kaynaklı karbondioksit emisyon miktarı yıllık ortalama 2 Gt mertebesindeydi. Yıllık karbon atımı, son dönemde 8 Gt dolaylarındadır (3).

2.2. Su Kaynaklarının Geliştirilmesi

İnsan ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik su kaynakları geliştirme projelerinin beşbin yıllık bir geçmişi olmasına karşın bugün Dünyanın bir çok yerinde, yeni projeler, önceki yıllara göre, daha çok irdelenmekte, sorgulanmakta, geciktirilmekte veya bazı durumlarda yapımı askıya alınmakta ya da vazgeçilmektedir. Bazı kuruluşlar, özellikle büyük rezervuarlı baraj ve hidroelektrik santrallerin yapımına karşı çıkmaktadır. Ne varki, bu görüşler içinde bazı haklı gerekçeler bulunsa bile, bunlar gelişmekte olan ülkelerin ihtiyaç duyduğu, su, enerji, gıda temini ve taşkın problemlerinin çözümüne yeni bir öneri getirmemektedir.

Geçen üçyüz yılda Dünya nüfusu 8 faktörü ile artarken, temiz su kaynaklarından çekilen su miktarı 35 faktörü ile büyümüştür. Su talebindeki bu büyük artışı karşılamak için, Uluslararası Büyük Barajlar Komisyonu (UBBK) – the International Commission on Large Dams - (ICOLD) standartlarında, son 100 yılda olmak üzere, 50 000 büyük baraj inşa edilmiştir.(63) Dünya'da işletmede olan büyük baraj yapımında ilk 10 ülke sırasıyla: Çin H.C. (25 821 Ad.), ABD (6234 Ad.), Japonya (2641 Ad.), Hindistan (2481 Ad.), Güney Kore (1206 Ad.), İspanya (1202 Ad.), Güney Afrika (923 Ad.), Kanada (804 Ad.), Brezilya (634 Ad.), İtalya (549 Ad.). Türkiye işletmede olan 547 adet büyük barajla İtalya'dan sonra 11. sırada gelmektedir. Bunun dışında, rezervuar hacimleri 0,1 ve 3 milyon m³, arasında değişen yaklaşık 100 000 küçük baraj yapılmıştır. Bu sayıdaki barajlara ilaveten gelecekte özellikle Dünya nüfusunun %70'ini oluşturan gelişmekte olan ülkelerde, yeni barajların yapımı zorunlu görülmektedir. Baraj yapımı ile oluşturulacak yeni rezervuarlar, bugün hala güvenilir temiz içme suyundan yoksun 1,5 milyar insanın su ihtiyacını karşılayabilir. Dünya nüfusunun yılda ortalama 80 milyon kişi arttığı gözönüne alındığında Dünya'daki tatlı su ihtiyacının yılda 65-70 km³ artması kaçınılmaz görülmektedir. Yeni rezervuarlar, önümüzdeki on yılda Dünya nüfusuna eklenecek bir milyar insanın gıda ihtiyacının temini için sulu tarımın artırılmasına olanak sağlayabilir. Keza bu barajlar, her yıl yaklaşık 100 000 insanın zarar gördüğü, can, mal ve arazi varlıklarının ziyanına neden olan katastrofik taşkınları büyük ölçüde kontrol altına alabilir. Ayrıca, gelişmekte olan Afrika, Asya ve Latin Amerika ülkelerinde, henüz değerlendirilmemiş, büyük çapta teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli mevcuttur. Mevcut potansiyelin değerlendirilmesi, bu ülkelerin kalkınmalarında önemli bir rol oynayabilir. Uluslararası Hidroelektrik Birliği, (UHB) -the International Hydropower Association -(IHA) hidroelektriğin gelişmesine destek veren kuruluşların başında gelmektedir.

Konuya bu ihtiyaçlar açısından bakıldığında, halen yılda 200-300 yeni büyük baraj ile çok sayıda küçük baraj inşaatının devam ettiğini ve gelecekte de süreceğini belirtmek mümkündür. Nitekim, duyarlı Sivil Toplum Kuruluşları da (STK), yapılan nüfus artışları tahminleri doğrultusunda, enerji, temiz içme-suyu, sulama suyu temini ve taşkından korunma için depolamalı su yapılarının gereğini belirterek bu projelere destek vermektedir. Örneğin Gıda ve Tarım Kurulu - The Food and Agriculture Organization- (FAO) ekili alanlarındaki sulu tarımın 2025 yılına kadar %30 mertebesinde artırılması gereğine dikkat çekerken, Uluslararası Su Yönetim Enstitüsü - the International Water Management Institute- (IWMI) sadece sulama için her yıl yaklaşık 400 km³ lük depolamalı tesislerin yapımına ihtiyaç olduğu tahmininde bulunmaktadır.

Diğer taraftan Dünya Su Konseyi -the World Water Council- (WWC) tarafından küresel bazda, yılda kişi başına düşen mevcut yenilenebilir su kaynaklarının gelecek 25 yıl içinde 6600 m³ ten 4800 m³'e düşeceği, bu değerlerin kurak ve yarı-kurak ülkelerde yaşayan yaklaşık 3 milyar kişi için

1700 m³'den daha da az olacağını belirtiyor. Halen toplam nüfusu 300 milyondan fazla olan 26 ülkenin su kıtlığı çektiği, ve 2050 yılı tahminlerine göre 66 ülkenin veya Dünya nüfusunun üçte ikisinin orta veya şiddetli su sıkıntısı ile karşılaşabileceği üzerinde durulmaktadır (4).

Dünya Su Vizyonu -World Water Vision- (WWC, 2000) raporuna göre, taşkınlar doğal felaketlerin % 31'ini ve doğal felaketlerin neden olduğu ölümlerin %58'ini temsil etmektedir. 1988-1997 yılları arasında taşkınların neden olduğu ekonomik kayıplar 250 milyar ABD\$ mertebesindedir. WWC'nin (White,1999) 1421 yılından beri meydana gelen taşkın ölümleri tablosuna göre, geçtiğimiz yüzyılda büyük taşkınlar sonucu hayatını kaybeden insan sayısı 1,5 milyonun üstündedir. 1938, Yangtze nehrinin (Çin H.C.) büyük taşkınında 870 000 kişi hayatını kaybetmiştir. Şimdi Çin H. C. taşkınları sonucu bir milyondan fazla insanın ölümüne neden olan bu nehrin üzerinde inşa ettiği Üç-Vadiler Baraj ve HES'i (The Three Gorges Project) (17600 MW, 100 TWh/yıl) 2009 yılına kadar tamamlamayı planlamıştır.

Barajlar, taşkın koruma maksatlı olarak projelendirilmemiş olsa dahi, rezervuar hacimleri nedeniyle pik akımlarını karşılayabilir ve bu yolla bir çok halde taşkın koruma faydası da sağlarlar.

Bütün bunlar, su kaynakları geliştirme projelerinin önemini ve gereğini vurgulamaktadır.

Enerji, çeşitli gelişme amacının anahtarı olmakla beraber, bütünün sadece bir parçasıdır. Su ise, yaşamsal bir madde olarak, içme suyu, sağlık, sanayi maksatlı ve tarım kapsamında daha büyük önceliğe sahiptir. Bu nedenle su kaynaklarını diğer kaynaklardan farklı algılamak ve yorumlamak gerekir. Bu bağlamda su kaynaklarının sürdürülebilir olarak yönetilmesi, bugünün ve gelecek kuşakların ihtiyaçlarını birarada gözeterek korunması ve devamının sağlanması gerekir.

2.3. Dünya Sulama ve Drenaj Veriler

Uluslararası Sulama ve Drenaj Komisyonu (USDK) – The International Commission on Irrigation and Drainage- (ICID) tarafından sağlanan bilgilere göre; Dünyada sulanan ve drene edilen alanlar kıtalar bazında Tablo-2 de verilmiştir.

Tablo 2: Dünyada Sulanan ve Drene Edilen Alanlar

No	Kıta	Sulanan Alan (10 ⁶ ha)	Drene edilen alan (10 ⁶ ha)	Gıda Üretimi (Tahıl) (10 ⁶ t)
1	Amerika	40.2 (%14.8)	73.0 (%38.7)	514.2 (%25.2)
2	Asya	191.0 (%70.5)	55.3 (%29.1)	973.2 (%47.6)
3	Avrupa	24.6 (%9.1)	54.8 (%28.9)	411.6 (%20.1)
4	Afrika	12.5 (%4.6)	4.4 (%2.3)	113.0 (%5.5)
5	Okyanusya	2.7 (%1.0)	2.5 (%1.3)	32.0 (%1.6)
Toplam	DÜNYA	271.0 (%100)	190.0 (%100)	2044.0 (%100)

Hydropower & Dams in 2003 (Aqua-Media, ICID)

Dünyada sulamaya açılan alanlarda ilk 10 ülke Tablo-3'te verilmiştir. İlk 10 ülkenin (185 milyon hektar) Dünyada sulamaya açılan 271 milyon hektar alana oranı %70 mertebesindedir. Türkiye bu listede ilk 10'a girmeyi başarmış olup 2004 yılı başı itibariyle sulamaya açılan alan 4,85 milyon hektara ulaşmıştır.

Tablo 3: Sulamaya Açılan Alanda İlk 10 Ülke

No	Ülke	Sulamaya açılan alan (10 ⁶ ha)	Dünya (%)	No	Ülke	Sulamaya açılan alan (10 ⁶ ha)	Dünya (%)
1	Hindistan	59	22.0	6	Meksika	7	2.6
2	Çin	53	20.0	7	Endonezya	5	2.0
3	ABD	21	8.0	8	Tayland	5	2.0
4	Pakistan	18	7.0	9	Rusya	5	2.0
5	İran	8	3.0	10	Türkiye	4	1.5
	TOPLAM	1-10				185	70.1

3. Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu

Dünyanın;

- Brüt, teorik hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 40.000 TWh/yıl,
- Teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 14.368 TWh/yıl
- Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 8.562 TWh/yıl dır (5).(Tablo-4)

Bu potansiyelin 2004 yılı itibariyle 741.12 GW (ya da 2794 TWh/yıl) kurulu gücü işletmede, 118.8 GW'ı inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan toplam kapasite ise 326.44-446 GW'dır.

Bu tablodaki verilere göre, işletmede olan hidroelektrik santrallerin (HES) yıllık üretim kapasitesi dikkate alındığında, teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin bugün için sırasıyla, ancak %19,445'i ve %33,63'ü değerlendirilebilmiş bulunmaktadır. Kalan potansiyelin büyük bir kısmı Afrika, Asya ve Latin Amerika'da yer almaktadır.

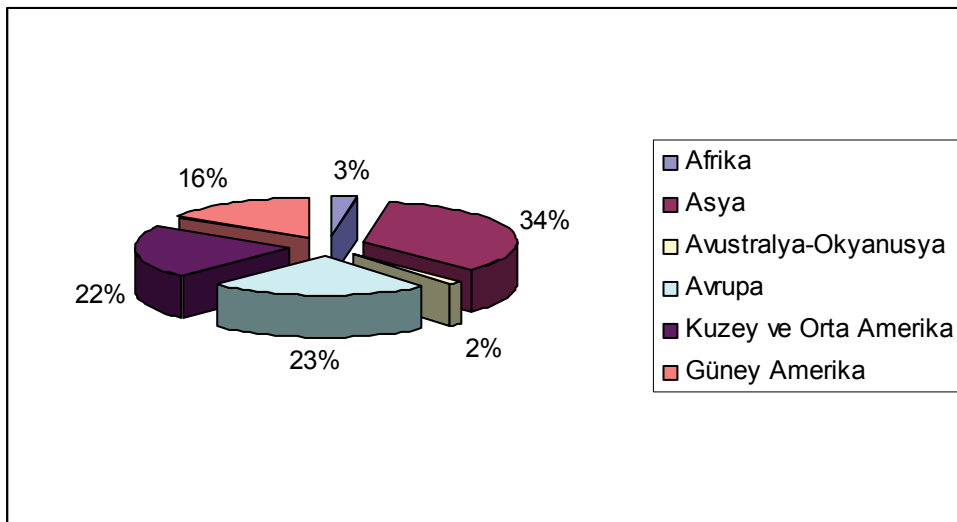
3.1. Kıtalararası Dağılım

Dünya hidroelektrik enerji potansiyeli ve gelişme durumunun kıtalararası dağılımı karşılaştırmalı olarak Tablo-4, 5 ve 6'da verilmiştir.

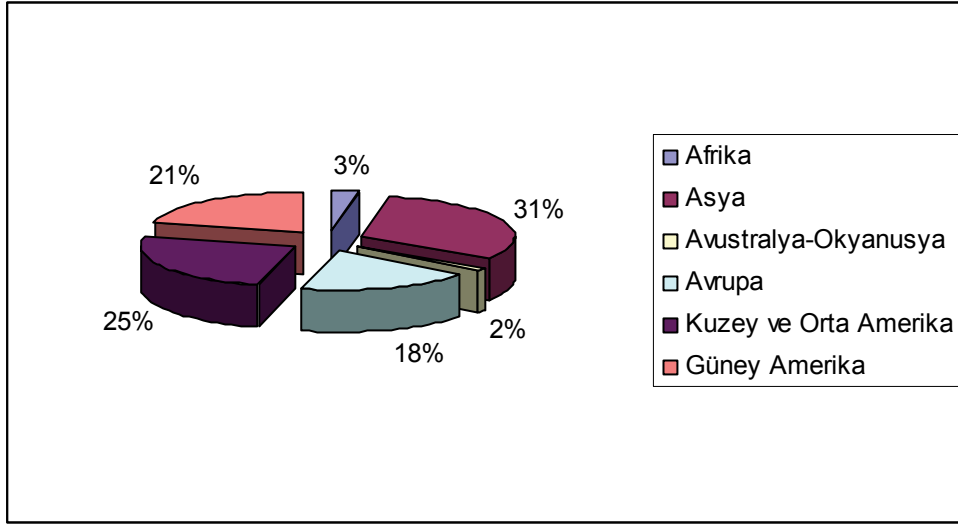
- AFRİKA
 - 21.23 GW kurulu gücündeki HES'lerden yılda ortalama 83.100 GWh elektrik üretilmektedir.
 - En az 17 ülkede, yaklaşık 4.020 MW kurulu gücündeki HES'ler inşa halindedir.
 - Teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla 1.750 TWh/yıl ve 1100 TWh/yıl'dır.
 - Planlanan hidroelektrik kapasite, yaklaşık 82.000 MW'tır.
- ASYA (Rusya Fed. ve Türkiye dahil)
 - 257.53 GW kurulu gücündeki HES'lerden yılda ortalama 874.040 GWh elektrik üretilmektedir.
 - 23 ülkede yaklaşık 93.047 MW kurulu gücündeki HES'ler inşa halindedir.
 - Teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla 6.800 TWh/yıl ve 4.000 TWh/yıl'dır.
 - Planlanan hidroelektrik kapasite yaklaşık 209.000-266.800 MW'tır.
- AVUSTRALYA / OKYANUSYA
 - 13.44 GW kurulu gücündeki HES'lerden yılda ortalama 43.628 GWh elektrik üretilmektedir.
 - Teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla 200 TWh/yıl ve 90 TWh/yıl'dır.

- Planlanan hidroelektrik kapasite yaklaşık 104 MW'tır.
- AVRUPA (Rusya Fed. ve Türkiye hariç)
- 170 GW kurulu gücündeki HES'lerden yılda ortalama 507.317 GWh elektrik üretilmektedir.
- 20 ülkede yaklaşık 2.717 MW kurulu gücündeki HES'ler inşa halindedir.
- Teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla 1.140 TWh/yıl ve 772 TWh/yıl'dır.
- Planlanan hidroelektrik kapasite yaklaşık 12.817 MW'tır.
- KUZEY ve ORTA AMERİKA
- 161.17 GW kurulu gücündeki HES'lerden yılda ortalama 695.200 GWh/yıl elektrik üretilmektedir.
- 8 ülkede yaklaşık 3.590 MW kurulu gücündeki HES'ler inşa halindedir.
- Teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla 1.663 TWh/yıl ve 1.000 TWh/yıl'dır.
- Hidroelektrik 7 ülkenin ulusal elektriğinin %40'ından fazlasını sağlamaktadır.
- Planlanan hidroelektrik kapasite yaklaşık 19.157 MW'tır.
- GÜNEY AMERİKA
- 120.75 GW kurulu gücündeki HES'lerden yılda ortalama 590.600 GWh elektrik üretilmektedir.
- 9 ülkede yaklaşık 15.406 MW kurulu gücündeki HES'ler inşa halindedir.
- Teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla 2.815 TWh/yıl ve 1.600 TWh/yıl'dır.
- Hidroelektrik 11 ülkenin ulusal elektriğinin %50'sinden fazlasını sağlamaktadır. Paraguay elektrik ihtiyacının %100 ünü (51.761 GWh/yıl) hidroelektrikten karşılamaktadır.
- Planlanan hidroelektrik kapasite yaklaşık 64.947 MW'tır.

Şekil 2- 2004 Dünya Kurulu Gücünün Kıtalara Göre Dağılımı



Şekil 3- 2004 Dünya Elektrik Üretimini Kıtalar Göre Dağılımı



Tablo 4: Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve 2004 Gelişme Durumu

	BRÜT TEORİK HİDROELEKTRİK POTANSİYEL (GWh/yıl)	TEKNİK YAPILABİLİR HİDROELEKTRİK POTANSİYEL (GWh/yıl)	EKONOMİK YAPILABİLİR HİDROELEKTRİK POTANSİYEL (GWh/yıl)	İŞLETMEDE		İNŞA HALİNDE (MW)	PLANLANAN (MW)
				KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÜRETİM (GWh/yıl)		
AFRİKA	~ 4 000 000	~ 1 750 000	~1 100 000	~ 21 230	~ 83 100	> 4020	~82 000
ASYA(Rusya Fed. ve Türkiye dahil)	~19 000 000	~ 6 800 000	~ 4 000 000	~ 257 527	~ 874 040	> 93 047	> 266 800
AVUSTRALYA/ OKYANUSYA	~ 624 000	~ 200 000	~ 90 000	~ 13 441	~ 43 628	> 23	> 104
AVRUPA (Rusya Fed. ve Türkiye hariç)	> 3 260 000	~ 1 140 000	~ 772 000	~ 170 000	~ 507 317	> 2717	> 12 897
KUZEY VE ORTA AMERİKA	~ 7 200 000	~ 1 663 000	~ 1 000 000	~ 163 170	~ 695 200	> 3590	> 19 157
GÜNEY AMERİKA	~ 6 272 800	~ 2 815 000	~ 1 600 000	~ 120 753	~ 590 660	> 15 406	> 64 947
TOPLAM	~ 40 000 000	~ 14 368 000	~ 8 562 000	~ 741 121	~ 2 793 928	> 118 803	~ 446 000

Kaynak: 2005 World Atlas & Industry Guide (The International Journal on Hydropower & Dams)

TÜRKİYE	433 000	216 000	128 000	12 618	44 300	3 219	20.423
DÜNYA TOPLAMINA ORANI	% 1,08	%1,53	%1,56	%1,70	%1,58	%2,7	%4,59

Tablo 5: Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Gelişme Durumu, İşletme, İnşa ve Planlama Halinde Olan Hidroelektrik Kapasitenin Oransal Dağılımı

DÜNYA TOPLAMI KITALAR	İşletmede (741.121)	İnşa halinde (118.803 MW)	Planlama (445.975 MW)
AFRİKA	2.86	3.24	18.38
ASYA (Rusya Fed. ve Türkiye dahil)	34.7	78.3	59.8
AVUSTRALYA/OKYANUSYA	1.80	0.2	0.23
AVRUPA (Rusya Fed. ve Türkiye hariç)	22.9	2.3	2.89
KUZEY VE ORTA AMERİKA	22.0	3.0	4.29
GÜNEY AMERİKA	16.3	12.97	14.55
TOPLAM	100	100	100

Tablo 6: Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Gelişme Durumu, İşletmede Olan Hidroelektrik Üretimin Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyele Oranı

Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel KITALAR	İşletmede olan H.E. Üretim (%)	İşletilmeyen Toplam H.E. Potansiyel (%)	Teknik Yapılabilir H.E. Potansiyel (%)
AFRİKA (1 750 000 GWh/yl)	4.8	95.2	100
ASYA (6 800 000 GWh/yl)	12.9	87.1	100
AVUSTRALYA/OKYANUSYA (200 000 GWh/yl)	21.8	78.2	100
AVRUPA (1 140 000 GWh/yl)	44.5	55.5	100
KUZEY VE ORTA AMERİKA (1 663 000 GWh/yl)	41.8	58.2	100
GÜNEY AMERİKA (2 815 000 GWh/yl)	21.0	79.0	100
TÜRKİYE (216 000 GWh/yıl)	~ 21.0	79.0	100

- 2004 yılında Dünyada inşa halinde olan HES'lerin toplam kurulu gücü 118.803 MW, bunun %78,3'ü Asya'da (93.047 MW) yer almaktadır. Bunun da yaklaşık %53,74'ü Çin Halk Cumhuriyetinde (50.000 MW) inşa edilmektedir. İnşa halindeki kurulu gücün kıtalararası dağılımı ise: Afrika (%3,38), Asya (%78,3), Avustralya/Okyanusya (%0,2),

Avrupa (%2,2), Kuzey ve Orta Amerika (%3,02) ve Güney Amerika (%12,97) seviyesindedir. Dünyada inşa halinde olan HES'lerin, Hidroelektrik Sektör için yatırım bedeli yaklaşık bir hesapla 150-200 milyar ABD Dolarıdır.

- Dünyada yapımı planlanan HES'lerin toplam kurulu gücü 445.975 MW olup, bununda sektör için yatırım bedeli yine yaklaşık bir hesapla 500-700 milyar ABD Dolarıdır. Bu bağlamda en büyük finansman ihtiyacı gelişmekte olan Asya, Afrika ve Latin Amerika ülkelerinde duyulmaktadır. Planlanan kurulu gücün kıtalararası dağılımı ise: Afrika (%18,38), Asya (%59,8), Avustralya / Okyanusya (%0,2), Avrupa (%2,8), Kuzey ve Orta Amerika (%4,3) ve Güney Amerika (%14,6) dir.
- 1.100.000 GWh/yıl ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyele sahip Afrika'nın birçok ülkesinde kişi başına tüketilen yıllık elektrik miktarı 100 kWh'nin altındadır. Örneğin kişi başına 22 kWh/yıl elektrik tüketilen Etiyopya'nın ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli 260.000 GWh/yıl olup, bu potansiyel değerlendirilmiş olsaydı kişi başına tüketim miktarı 4.300 kWh/yıl olacaktı (1).

3.2. 2003/2004 Yılında Dünyada En Yüksek Hidroelektrik Üretim Sağlayan Ülkeler

En yüksek hidroelektrik üretimi sağlayan ilk 10 ülkenin toplamı, Dünya hidroelektrik üretiminde %66 paya sahiptir. Dünyada, hidroelektrik üretimde 1. sırayı koruyan Kanada, bu üretimi büyük ve orta kapasiteli 450 HES ile 10 MW'ın altında 200 den fazla küçük HES'lerden sağlamaktadır. Baraj yapımı ve hidroelektrik Kanada ekonomisinin kilit taşlarından biri olmuştur Türkiye 45300 GWh/yıl ortalama üretimle Dünya'da 14. sırada yer almaktadır (1).

Tablo 7: 2003/2004 Yılında Dünyada En Yüksek Hidroelektrik Üretimi Sağlayan 10 Ülke

No	Ülke	Kurulu Gücü (MW)	Üretimi (GWh)	Ortalama Yük faktörü (%)
1	Çin Halk Cum.	92 000	310 000	38,5
2	ABD	78 200	300 000	43,8
3	Kanada	69 500	353 000	57,9
4	Brezilya	69 087	336 818	55,7
5	Rusya Fed.	45 000	167 000	42,4
6	Hindistan	30 135	73 796	27,9
7	Norveç	27 698	106 100	43,7
8	Fransa	25 475	69 800	31,3
9	Japonya	20 005	92 141	52,5
10	İsveç	16 143	65 000	45,9
TOPLAM 1-10		473 243	1 873 600	45,2

Hydropower & Dams, 2005 World Atlas & Industry Guide

4. AB Ülkeleri Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Gelişme Durumu

Avrupa Birliği (AB) üyesi 25 ülke ve 2007 de üye olan Bulgaristan ve Romanya ile toplam 27 AB ülkesinin hidroelektrik enerji potansiyeli ve 2005 yılı itibariyle gelişme durumu Tablo-8 de verilmiştir (1). Tablo'nun altına birliğe üye olmayan 13 Avrupa ülkesinin potansiyeli ve gelişme durumu toplam olarak eklenmiş ve karşılaştırma içinde Türkiye verileri gösterilmiştir. Türkiye 45.300 GWh/yıl ortalama üretimle, Avrupa'da Norveç, Fransa, İsveç ve İtalya'dan sonra 4. sırada bulunmaktadır.

AB ülkeleri içinde, hidroelektriğin ulusal elektrik üretiminde %50 den fazla paya sahip olan ülkeler Letonya (%70), Avusturya (%58.8), İsveç (%53), bunu takiben Romanya (%28), Portekiz (%25), ve Slovenya (%22) gelmektedir. Benzer şekilde Finlandiya, İspanya ve İtalya

üretimlerinin yaklaşık %20'sini hidroelektrikle sağlamaktadır. Diğer taraftan AB üyesi olmayan Norveç 106 100 GWh/yıl ve İsviçre 35 076 GWh/yıl hidroelektrik üretimleriyle, ulusal elektrik üretimlerinde sırasıyla %99,3 ve %55.9 paya sahiptir. Norveç'te 336'sı büyük baraj sınıfına giren 2500 adet baraj işletmede bulunmaktadır.

Tablo 8: AB Ülkeleri Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu (2005)

No	ÜLKE	Brüt Teorik H.E. Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik Yapılabilir H.E. Potansiyeli (GWh/yıl)	Ekonomik Yapılabilir H.E. Potansiyeli (GWh/yıl)	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Üretim (GWh/yıl)	Hidro Üretimin Yüzdesi (%)	İnşa halinde (MW)	Planlanan (MW)
1	Almanya	120 000	24 700	~ 20 000	4525	20 100	3.6	121	> 20
2	Avusturya	150 000	> 56 200	53 700	11 700	40 000	58.8	0	-
3	Belçika	600	> 400	400	95	241	0.3	0	0
4	Danimarka	~ 120	-	~ 70	11	21	0.1	0	0
5	Finlandiya	46 500	> 19 700	19 700	2340	13 000	18	-	162
6	Fransa	200 000	>72 000	72 000	25 475	69 800	12	0	> 5
7	Hollanda	11 400	200	130	38	124	0.1	0	7
8	İngiltere	-	31	-	1400	3228	1.5	>11.9	>100
9	İrlanda	1400	1180	950	249	725	3	0	5
10	İspanya	162 000	61 000	37 000	15 698	40 777	16	-	>2229
11	İsveç	200 000	130 000	90 000	16 143	65 000	53	> 10	>6
12	İtalya	150 000	69 000	54 000	13 660	51 321	17	-	2100
13	Lüksemburg	125	120	97	39	106	2.6	0	0
14	Portekiz	32 150	24 500	19 800	4687	12 000	25	-	~ 708
15	Yunanistan	80 000	15 000	12 000	3060	5000	9.6	700	>425
16	Çek Cumhuriyeti	13 100	3380	-	1005	2150	2.2	0	0
17	Estonya	1500	150-400	-	7	36	1.1	0.5	10
18	Kıbrıs	> 23 500	23 500	-	0.7	< 2	~ 0.1	0	0
19	Letonya	7200	4000	3900	1565	2750	70	>22.5	-
20	Litvanya	6034	2464	1295	120	350	2.2	3	>17
21	Macaristan	7446	4590	-	48	194	0.5	0	-
22	Malta	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Polonya	25 000	12 000	7000	~ 770	1672	1.6	10	-
24	Slovakya	10 000	> 6607	~ 6000	1776	3800	12.2	0.6	140
25	Slovenya	12 500	8800	6125	846	2650	22	>254	>170
26	Bulgaristan	26 400	15 000	12 000	2000	3290	6	86	190
27	Romanya	70 000	40 000	~ 30 000	6289	14 500	28	~ 117	~ 500
27 Ülke AB Toplamı		~ 1 356 975	~ 594 772	~ 446 167	~113546	~ 352 837	-	~ 1337	~ 6794
13 Diğer Avrupa Ülkesi Toplamı		~ 1 903 025	~545 228	~ 325 833	~ 56 454	~ 154 480	-	~1380	6103
Avrupa Genel Toplamı		> 3 260 000	~ 1 140 000	~772 000	~170 000	~507 317	-	~2717	12 897

TÜRKİYE	433 000	216 000	127 345	12 619	45 300	~ 25	3219	20 394
---------	---------	---------	---------	--------	--------	------	------	--------

4.1. Avrupa Birliği Ülkelerinde Küçük Hidroelektrik Santral Potansiyeli

10 MW'den düşük kapasiteli donanımlar olarak tanımlanan küçük hidroelektrik tesisleri, Avrupa Birliği elektrik üretimi sisteminin ayrılmaz birer parçasıdır. İzole edilmiş sahaların elektrikleştirilmesi için ideal olan küçük hidroelektrik santralleri aynı zamanda tüketimin en yüksek seviyelerinde ekstra katkıda bulunur. Avrupa'da hidroelektrik sektörünün gelişimini

sağlamak için pek çok teşvik edici unsur da olsa düzenleyici ve çevresel kısıtlar gibi gelişimini sınırlandıran bir dizi engel de vardır. En belirgin örnek, su çerçeve direktifi ve onun giderek farklı ulusal mevzuatlara taşınmasıdır.

Üye ülkelere nehirlerin esas ekolojik durumunu korumalarını buyuran bu direktif küçük hidroelektrik tesislerinin elektrik üretimini olumsuz yönde etkileyebilmektedir. Ancak aynı zamanda, Avrupa Birliği ülkeleri yenilenebilir elektrik üretimi kaynaklarını artırmalarını gerekli kılan Avrupa direktifini de göz önünde bulundurmalıdır. Bu nedenle, küçük hidroelektrik santrallerinin geleceği bu iki direktifin uygulanması hususunda oluşturulacak dengeye bağlıdır.

Örneğin, 2005 yılında toplam operasyon kapasitesi 2004'e kıyasla 320,9 MW artarak 11601 MW'ye ulaşmıştır. Diğer sektörlerin aksine, hidroelektrik sektörü bir ülkenin coğrafyasına sıkı sıkıya bağlıdır. Bu bağlamda, Avrupa'daki toplam kapasitenin % 84,5'i altı ülkede bulunmaktadır: ilk sıradaki İtalya'yı (2405,5 MW) Fransa (2060 MW), İspanya (1788 MW), Almanya (1584 MW), Avusturya (1062 MW) ve İsveç (905 MW) izlemektedir. Pek çok AB ülkesinde üretim kapasitelerinde gözlenen artış beraberinde elektrik üretiminde artışı getirmemiştir ve elektrik üretimi 2005'te 2004'e göre % 3,4 gerileyerek (-1,479 TWh) 41925 TWh olmuştur. Yağış miktarının azalması nedeniyle, altı asli üreticiden beşinde üretimin düştüğü gözlenmiştir. Bu düşüş özellikle Fransa (-0,8 TWh) ve İspanya'da 0.937 TWh) belirgindir (6).

Tablo 9: Avrupa Birliği Ülkelerinde Kurulu Gücü 10 MW Altında Olan Küçük Hidroelektrik Kapasite (MW)

	2004	2005	% Büyüme
İtalya	2.364,5	2.405,5	1,73%
Fransa	2.040,0	2.060,0	0,98%
İspanya	1.749,0	1.788,0	2,23%
Almanya	1.564,0	1.584,0	1,28%
Avusturya	994,0	1.062,0	6,84%
İsveç	823,0	905,0	9,96%
Polonya	285,0	318,0	11,58%
Finlandiya	306,0	306,0	0,00%
Çek Cumhuriyeti	271,7	276,7	1,84%
Portegiz	267,0	267,0	0,00%
İngiltere	135,9	157,9	16,19%
Slovenya	142,9	143,3	0,28%
Yunanistan	82,0	89,0	8,54%
Slovakya	70,0	70,0	0,00%
Belçika	56,5	58,0	2,65%
Latvia	26,2	25,0	-4,58%
Lüksemburg	20,4	20,5	0,49%
İrlanda	19,0	19,0	0,00%
Litvanya	18,7	18,7	0,00%
Danimarka	11,0	11,0	0,00%
Macaristan	9,0	9,0	0,00%
Estonya	3,9	7,0	79,49%
Hollanda	0,4	0,4	0,00%
TOPLAM AB	11.260,1	11.601,0	3,03%

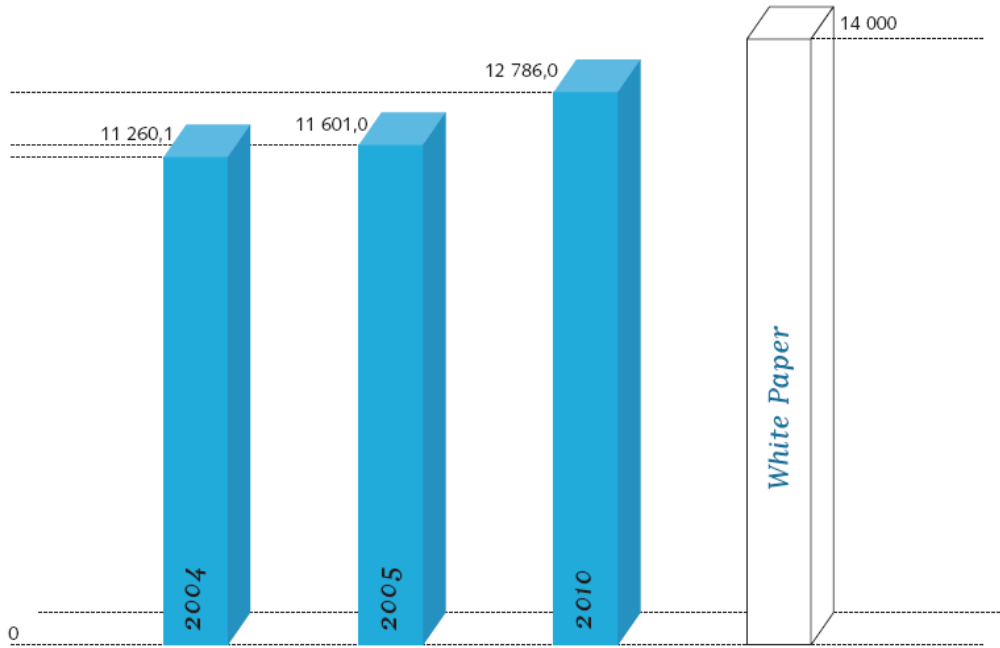
Tablo 10: Avrupa Birliği Ülkelerinde Kurulu Gücü 10 MW Altında Olan Küçük Hidroelektrik Üretim (TWh)

	2004	2005	% Büyüme
İtalya	9.765,0	9.895,0	1,33%
Almanya	8.378,0	8.485,0	1,28%
Fransa	7.500,0	6.700,0	-10,67%
Avusturya	4.198,0	3.999,0	-4,74%
İspanya	4.751,0	3.814,0	-19,72%
İsveç	3.493,0	3.474,0	-0,54%
Finlandiya	1.240,0	1.240,0	0,00%
Çek Cumhuriyeti	904	1.071,0	18,47%
Polonya	861	1.035,0	20,21%
Slovenya	433	379,0	-12,47%
Yunanistan	315	327,0	3,81%
Portegiz	501	280,0	-44,11%
Slovakya	247	250,0	1,21%
İngiltere	283	467,0	65,02%
Belçika	189	173,0	-8,47%
Lüksemburg	79	75,0	-5,06%
Latvia	66	66,0	0,00%
Litvanya	62	62,0	0,00%
İrlanda	58	58,0	0,00%
Macaristan	34	29,0	-14,71%
Estonya	22	25,0	13,64%
TOPLAM AB	43.379,0	41.904,0	-3,40%

2010 için Beklentiler

Satın alım fiyatlarına yeniden değer biçen (İspanya, İtalya ve Fransa) ülkeler ile tersine teşvik sistemlerini gözden geçirme isteğinde olan (Avusturya ve İsveç) ülkeler arasında, küçük hidroelektrik tesislerinin durumu konusunda bir çelişki vardır. Olumlu husus şu ki, üye ülkelerin söz konusu iki Avrupa direktifini uygulama zorunlulukları Devletlerin daha açık düzenleyici çerçeveler oluşturmasını ve yeni çalışmalar başlatmak için ulusal hidroelektrik potansiyellerini yeniden gözden geçirmelerini sağlamıştır. Yıllık % 2'lik artış üzerinden yaptığımız tahmine göre Beyaz Kitap'ın 14.000 MW'lik tahminine karşı, 2010 yılında Avrupa Birliği'nde toplam üretim yaklaşık 12.786 MW olacaktır. Ayrıca, 2005 ile 2008 arasında Avrupa Birliği'ne üye 25 ülkede 2.000 MW'lik yeni donanım amaçlayan "Sürdürülebilir Enerji Avrupası" kampanyasının hedeflerini karşılamak da kolay olmayacaktır. 2008 için ara tahminimiz 1.030 MW'lik artışla teçhiz edilmiş kapasitenin o tarihte 12.290 MW'ye ulaşmasıdır (6).

Şekil 4: Beyaz Kitap Hedeflerine Göre Kurulu Gücün Karşılaştırılması



4.2. Pompaj Depolamalı Santraller

Ülkemizde bugüne kadar pompaj depolamalı hidroelektrik santral (PDHES) inşa edilmemiştir. Oysa, elektrik üretimlerini termik/hidrolik karışımla sağlayan gelişmiş ve gelişmekte olan bir çok ülkede PDHES'ler mevcuttur ve yenileride inşa edilmektedir. Türkiye'de önce HES'lerin tümüyle geliştirilmesi daha sonra PDHES'lerin ele alınması gibi kısmen de olsa yanlış bir görüş vardır. Bu bölümde elektrik sistemimizin orta ve uzun vadeli gelişiminde PDHES'lere ihtiyaç olup olmadığı konusu irdelenecektir.

DSİ'de bu konuyla ilgili ilk çalışma 1980 yılında başlatılmıştır. Bu çalışmada PDHES'lerin Türkiye elektrik üretimi ve tüketimindeki rolü incelenmiş, ve PDHES'lerin yapımına en uygun yerlerin Boyabat (Kepez), Özköy, Kargı, Sarıyar ve Gökçekaya barajları olduğu belirtilmiştir. Daha sonra benzer bir çalışma daha yapılarak "Preliminary cost-benefit analysis of the implementation of a pumped storage scheme in the north-western part of Turkey" başlıklı rapor hazırlanmıştır. Bu raporda, PDHES'lerin yapımına uygun 15 bölgenin bulunduğu belirtilmiş ve Sakarya nehri üzerinde mevcut Gökçekaya Barajı ve HES'in yakınına kurulacak yüksek kapasiteli bir PDHES en uygun çözüm olarak önerilmiştir.

7-9 Aralık, 1998 tarihinde yapılan Türkiye 1. Enerji Şurası, 5. Alt Komisyon "Hidrolik Enerjinin Geliştirilmesi Raporu" nun 7.6 Pompa-Türbin Santralleri bölümünde sonuç olarak aynen "Ülkemizde pik güç ihtiyacını karşılamak için 2006 yılından itibaren işletmeye alınmak üzere yapılacak fizibilite çalışmaları sonucuna göre belirlenecek yeterli kapasitede ve tüketim merkezlerine yakın bölgelere hidrolik pompa-türbin santral inşa edilmesi, elektrik enerjisinin yeterliliği ve güvenilirliği bakımından büyük önem arz etmektedir (7).

Ancak, ilki 2006 yılında olmak üzere 2020 yılına kadar 1000 MW'lık üniteler şeklinde toplam 3000 MW'lık hidrolik pompa-türbin santrallerinin devreye alınmasına ihtiyaç olacağını söylemek mümkündür." ifadesi yer almıştır.

Diğer taraftan aynı dönemde, bu görüşler doğrultusunda hükümetlerarası ikili işbirliği çerçevesinde, bilabedel, "General investigation on pumped storage power utilization in Turkey" başlıklı kapsamlı bir rapor hazırlanmıştır. Bu raporun hazırlanmasında Enerji Bakanlığı, DSİ, TEAŞ veri tabanında gerekli katkıda bulunmuş, konu birlikte müzakere edilmiştir. Yenice,

Gökçekaya, Sarıyar, Kargı ve Gürsöğüt HES'lerinin ele alındığı, bu çalışmanın sonucunda, Sakarya nehri üzerinde mevcut Sarıyar-Hasan Polatkan Baraj ve HES'i, 1000 MW (4x250 MW) kurulu gücünde, üst hazneli (~ 6 milyon m³), bir PDHES inşaatı için topografik olarak teknik yapılabilir ve 4 saatlik puant enerji üretimi, 400 kV iletim sistemine bağlanma kolaylığı, elektrik arz/talep dengesi v.b. faktörlerin gözönüne alındığı fayda/masraf analizi ile 2007-2010 yılları için ekonomik yapılabilir bulunmuştur.

PDHES'lerin ürettiği enerji, puant enerji talebini karşılamakta ve aynı zamanda yük eğrisi üzerindeki pik saatlerde, üretim maliyeti yüksek termik santrallerin enerji açığına kapatmaktadır. PDHES'lerin yükü takip edebilme ve ünite tahsisi, sistem minimum yükünü artırmak, maksimum yükü azaltmak suretiyle santrallerin üretim paternlerini dengeleme, yedek enerji tutabilme, gerilim ve güç faktörünün düzeltilebilmesi, frekans regülasyonunun yapılabilmesi, sistem kayıplarının azaltılması v.b. özetle üretim sisteminin dinamiklerini ıslah ederek elektrik sisteminde güvenilirlik sağlama gibi sayısız faydaları bulunmaktadır.

Ani ihtiyaç halinde, yüzde 100 pompa işletmesinden, 6 dakika içinde yüzde 100 jeneratör işletmesine geçme olanağı vardır. Bu işletmede önemli bir esneklik sağlamaktadır.

Yeraltında pompaj depolamalı santraller yüksek akışlı (flooded) maden shaftları ya da diğer çukurlar aracılığı ile teknik olarak mümkündür. Alt rezervuar olarak açık deniz de kullanılabilir. Deniz suyu ile pompalanan bir hidroelektrik tesis ilk olarak Japonya'da 1999 yılında inşa edilmiştir (Yanbaru, 30 MW).

Pompalı hidroelektrik santralleri ilk kez 1890'lı yıllarda İtalya ve İsviçre'de kullanılmıştır. 1993 yılında terseltilebilir motor jeneratörlü pompa türbinleri kullanılmaya başlamıştır. Ayarlanabilir hız makineleri ile de verimliliği artırmak mümkündür. Pompajlı hidrolik santraller artık birçok saatten birkaç güne kadar değişen tahliye süreleri ile hemen hemen her ölçekte mevcuttur. Verimlilikleri % 70 ile % 85 aralığındadır.

Dünya çapında 90 GW'den fazla pompalı depolama faaliyettedir; bu değer küresel üretim kapasitesinin % 3'ünü oluşturmaktadır. Pompaj depolama tesisleri uzun inşaat süreleri ve yüksek sermaye harcaması ile tanımlanmaktadır.

Elektrik şebekelerinde kullanılan en yaygın enerji depolama sistemi pompajlı depolama sistemidir. Temel uygulamaları, enerji yönetimi, sıklık kontrolü ve rezerv tedarikidir (8).

Tablo 11: 1000 MW ve Daha Üstü Pompaj Depolamalı Santral Örnekleri

YER	SANTRAL İSMİ	İŞLETMEYE GEÇİŞ T.	HİDROLİK DÜŞÜŞ(m)	MAKSİMUM GÜÇ(MW)	BOŞALTMA SÜRESİ (s)	MALİYET (MİLYON \$)
Avustralya	Tumut	1973		1960		
Çin	Tainhuangping	2001	590	1800		1080
Çin	Guangzhu	2000	554	2400		
Fransa	Grand Maison	1987	955	1800		
Almanya	Markersbach	1981		1050		
Almanya	Goldisthal	2002		1060		700
İran	Siah Bishen	1996		1140		
İtalya	Piastro Edolo	1982	1260	1020		
İtalya	Chiotas	1981	1070	1184		
İtalya	Prezzenano	1992		1000		
İtalya	Lago Dello	1971		1040		
Japonya	Imaichi	1991	524	1050	7,2	
Japonya	Okuyoshino	1978	505	1240		
Japonya	Kazaunogowa	2001	714	1600	8,2	3200
Japonya	Matonagowa	1999	489	1200		
Japonya	Ohkawachi	1995	411	1280	6	
Japonya	Okukiyotsu	1982	470	1040		
Japonya	Okumino	1985	485	1036		
Japonya	Okulataragi	1998	387	1240		
Japonya	Shimogo	1991	387	1040		
Japonya	S.Takesagawe	1981	229	1280	7	
Japonya	Shin Toyne	1973	203	1150		
Japonya	Tamahara	1964	518	1200	13	
Lüksemburg	Vianden	1994	287	1096		
Rusya	Zagorsk	1994	539	1200		
Rusya	Kaishador	1993		1600		
Rusya	Dneister	1996		2268		
G. Afrika	Drakensbergs	1983	473	1200		
Taywan	Minghu	1985	310	1008		866
Taywan	Mingtan	1994	380	1620		1336
İngiltere	Dinorwig	1984	545	1890	5	310
Amerika	Castaic	1978	350	1566	10	
Amerika	Hiems	1984	520	1212		416
Amerika	Northfield	1973	240	1080	10	685
Amerika	Ludington	1973	110	1980	9	327
Amerika	Blenheim	1973	340	1200	12	212
Amerika	Lewiston	1961	33	2880	20	
Amerika	Bad Creek	1991	370	1065	24	652
Amerika	Raccoon	1979	310	1900	21	288
Amerika	Bath County	1985	360	2700	11	1650

Puant yük talebinin karşılanması PDHES'lerin alternatifi; depolamalı HES'ler, gaz türbinleri ve puant enerji ithalidir. Bunların dışında çözüm, bazı termik santrallerin yüksek kapasite faktörü ile çalıştırılması olabilir. Santrallerin büyük çoğunluğunun yüksek kapasite faktörü ile çalıştırılabilmesi için puant yükün düşürülmesi veya minimum yükün yükseltilmesi yani minimum yük ile maksimum yük arasındaki farkın azaltılması gerekmektedir. Bir başka deyişle sistem yük eğrisinin olabildiğince düzleştirilmesi gerekir. Böylece sadece puant saatlerinde yükü karşılayabilmek için kısa süreli üretim yapacak yeni üretim tesisi kurulması önlenmiş olacaktır.

Türkiye'de 1980-2006 yılları arası termik / hidrolik kapasite gelişimi, ani ve saatlik puant yükü incelendiğinde, bunun depolamalı HES'lerle veya başka yollarla karşılandığı ve önemli bir sorun yaşanmadığı anlaşılmaktadır(Tablo-12) (13).

Tablo 12: 1980-2003 Kurulu Güç – Puant – Ulusal Üretim Gelişimi

Yıllar	KURULU GÜÇ (MW)				HES PAYI (%)	Puant (Ani) (MW)	ULUSAL ÜRETİM (GWh)				HES PAYI (%)
	Termik	Jeoter+Rüz	Hidrolik	Toplam			Termik	Jeoter+Rüz	Hidrolik	Toplam	
1980	2988	-	2131	5119	41.62	3948	11927	-	11348	23275	48.75
1985	5229	17.5	3875	9122	42.47	5758	22168	6.0	12045	34219	35.20
1990	9536	17.5	6764	16318	41.45	9180	34315	80.1	23148	57543	40.23
1995	11074	17.5	9863	20954	47.07	14165	50621	86.0	35541	86247	41.21
2000	16053	36.4	11175	27264	40.99	19390	93934	108.9	30879	124922	24.72
2001	16623	36.0	11673	28332	41.20	19612	98563	152.0	24010	122725	19.56
2002	19568	36.0	12241	31846	38.44	21006	95563	153.0	33684	129400	26.03
2003	22974	34.0	12579	35587	35.35	21729	105101	150.0	35329	140580	25.13
2004	24145	33.9	12645	36824	34.34	23485	104464	150.9	46084	150698	30.58
2005	25902	35.1	12906	38844	33.23	25174	122242	153.4	39561	161956	24.43
2006	27418	81.9	13063	40563	32.22	27594	131512	223.5	44158	175893	25.11

TEİAŞ.

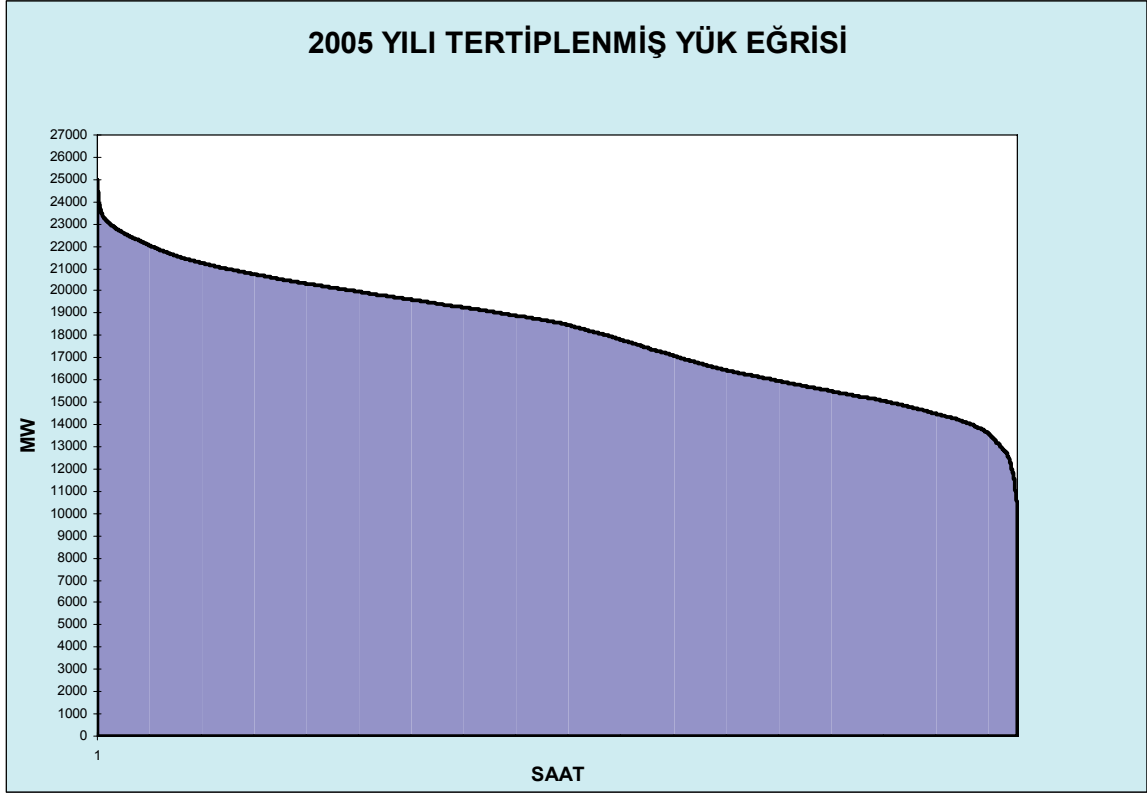
Hidroelektrik, 1980 – 1995 döneminde, Türkiye elektrik sisteminde gerek kurulu güç, gerekse yıllık üretimde %40'ların üstünde bir paya sahipken, 1995'den itibaren azalmaya başlamış ve 2000 yılında bu oran üretimde %25'ler seviyesine düşmüştür. 2001 yılında hidrolik kapasite 2000'e göre yaklaşık 500 MW artmasına karşın, bu yılın kurak bir yıl olması nedeniyle yıllık üretimdeki payı daha da azalarak %20 seviyesine düşmüştür. 2002 ve 2003'de tekrar %25 dolaylarında seyrederek, 2004 yılında %30'un üstüne çıkmış ve 2005 yılından sonra tekrar %25'ler civarında kalmıştır. Hidroliğin toplam kurulu güçteki payı ise 2001 yılına kadar %40'ın üstünde seyretmesine rağmen, 2001 yılından sonra düzenli olarak düşmeye başlamış ve 2006 yılında %32'ye kadar inmiştir. Hidrolik üretimin yıllar içinde ani değişiklik göstermesinin sebebi, verilen öncelik sonucu doğalgazın elektrik enerjisi üretiminde yüksek paya ulaşması kadar, su miktarının uzun yıllar ortalamasının altında kalmasından ve dünya ortalamasının çok üzerinde saatler çalıştırılmasından da kaynaklanmıştır.

Ülkemizde puant güç ve elektrik talebi, kriz yılları hariç hızlı bir şekilde artmış ve artışın önümüzdeki yıllarda da devam edeceği öngörülmektedir. Elektrik talep artışının yerli kaynaklara öncelik verilerek karşılanması politikası sonucunda da ekonomik olarak yapılabilir bulunan hidrolik potansiyelin, bu artışın da etkisiyle, hemen hemen tamamının 2020 yılına kadar sisteme girmesi planlanmaktadır. (Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020), Kasım 2004, TEİAŞ Gen Md. APK Dai. Bşk.) (9).

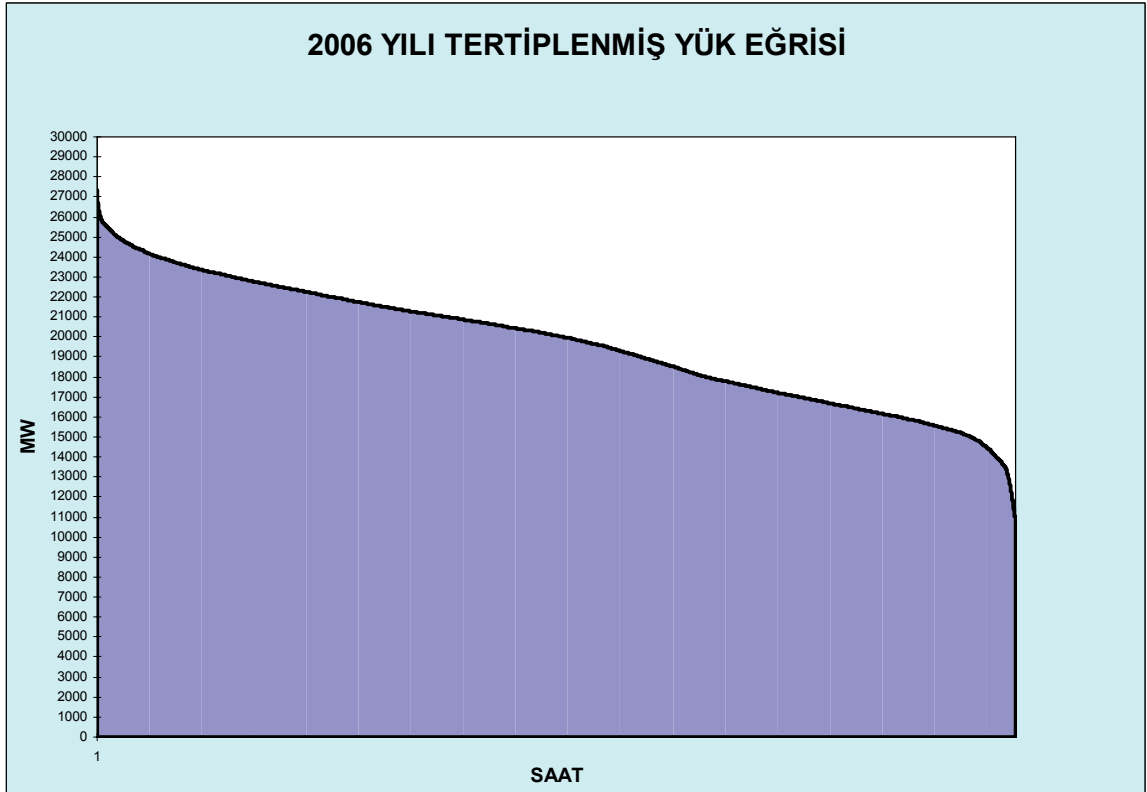
Yukarıda da sözedildiği gibi, 2006 yılına kadar termik / hidrolik kapasite gelişimi, ani ve saatlik puant yük incelendiğinde, bunun depolamalı HES'lerle veya başka yollarla karşılandığı ve önemli bir sorun yaşanmadığı anlaşılmaktadır. Ancak hidrolik kaynakların tamamının değerlendirilmesine rağmen barajlı HES'lerin yanısıra oldukça pahalı seçenek olmasına rağmen Gaz Türbinlerinin de çalıştırılması durumunda bile, öngörülen varsayımlar çerçevesinde Puant Yükün karşılanamaması söz konusu olabilecektir. Bu takdirde yük dalgalanma ayarları için termik santraller kullanılacak, kısmi-yüklerde çalıştırılması sonucu santral verimleri düşecek ve işletme maliyetleri artacaktır. Söz konusu gerçekler karşısında ülkemiz için en uygun durum talep yöntemiyle yük eğrisinin düzleştirilmesi alternatifi görülmektedir.

2005 ve 2006 yılları için tertiplenmiş yük eğrisi ile 2006 yılında enterkonnekte sistemde elektrik enerjisi tüketiminin maksimum ve minimum olduğu günde ve yaz döneminde maksimum olduğu günde santrallerin tiplerine göre çalışma durumları Şekil 5,6,7,8 ve 9'da verilmiştir(10).

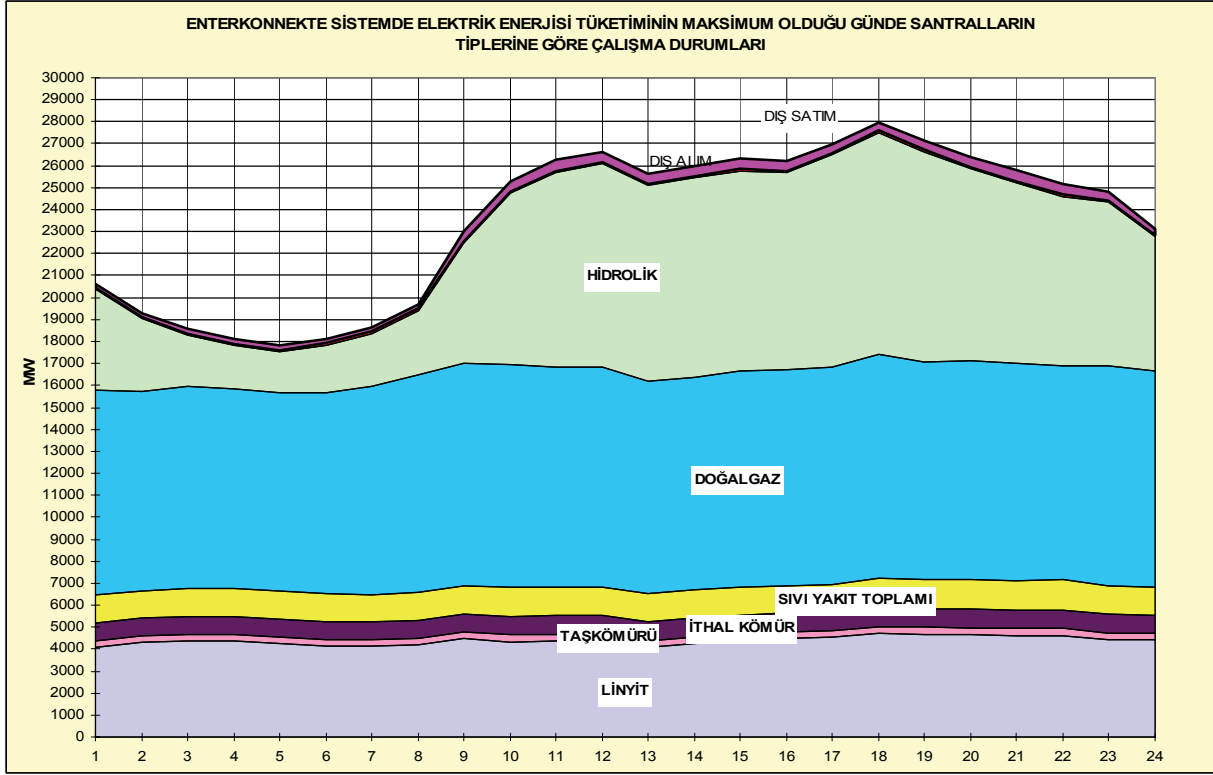
Şekil 5- 2005 Yılı Tertiplenmiş Yük Eğrisi



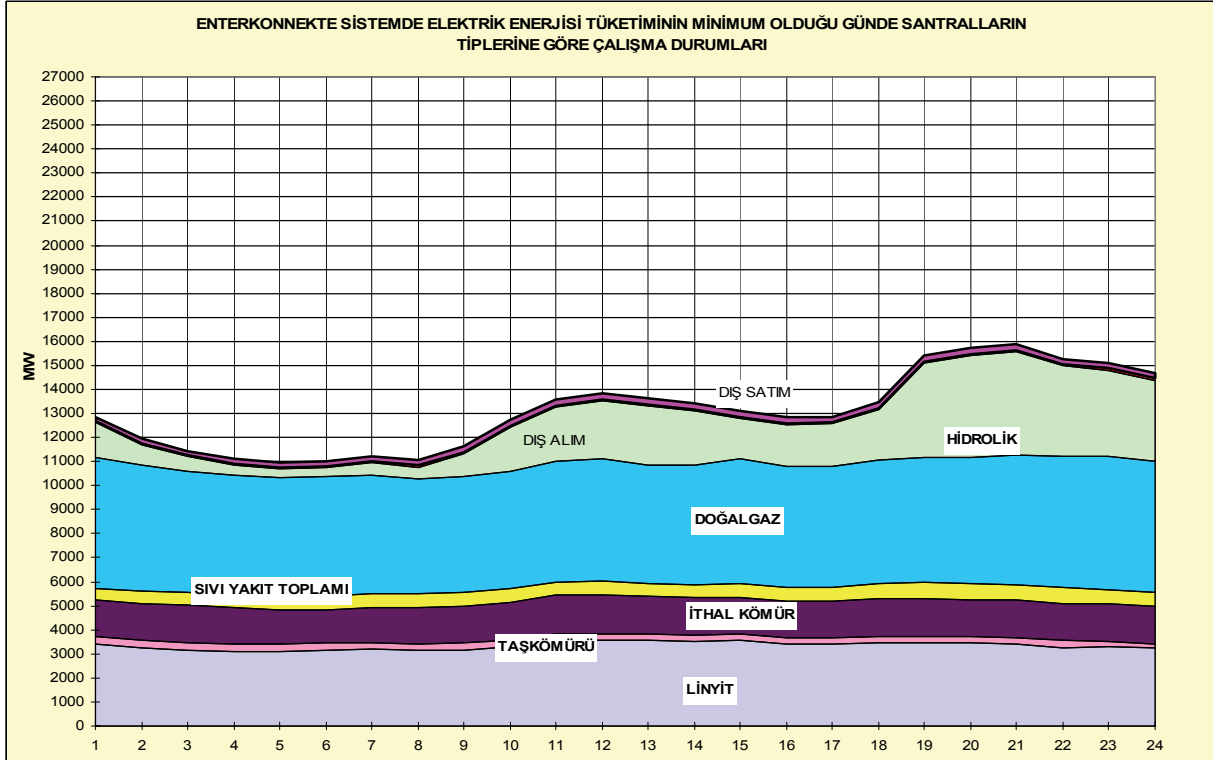
Şekil 6: 2006 Yılı Tertiplenmiş Yük Eğrisi



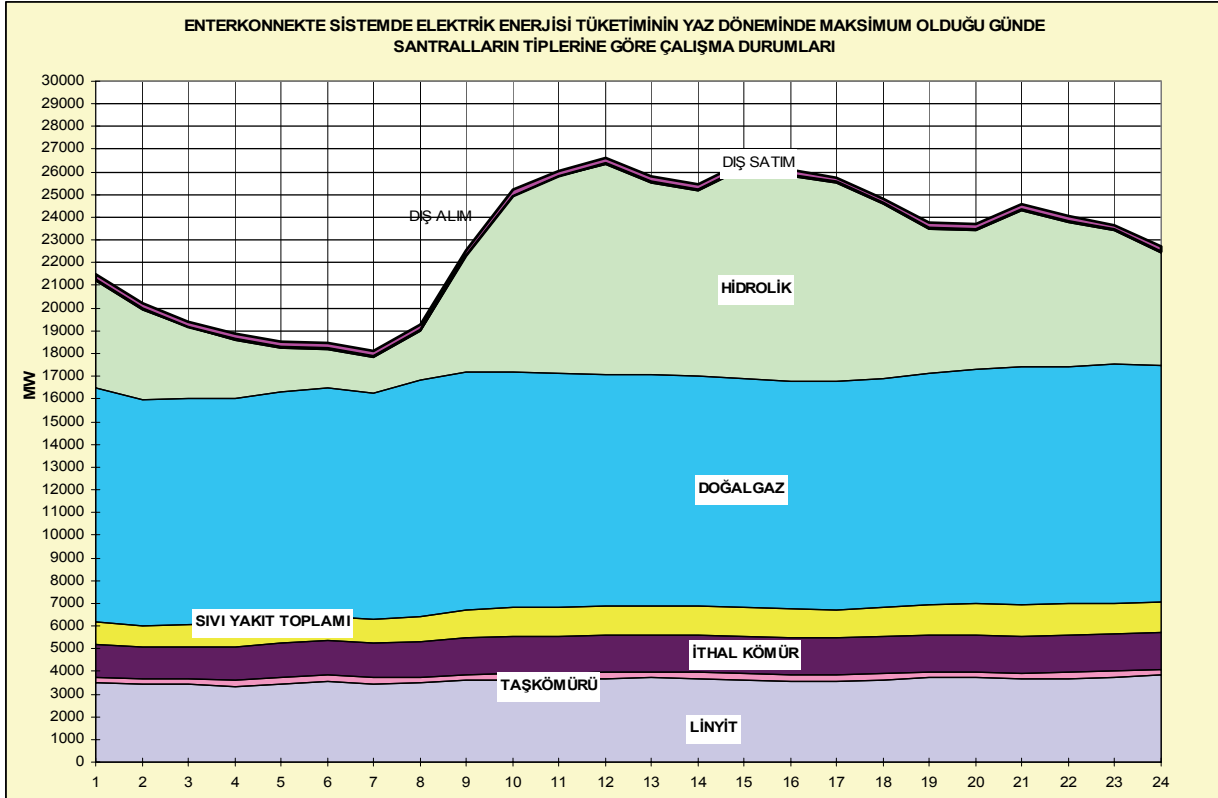
Şekil 7: 2006 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Maksimum (27.594 MW) Olduğu Günde (27 Aralık 2006) Santrallerin Enerji Kaynağı Türlerine Göre Çalışma Durumları



Şekil 8: 2006 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Minimum (10545 MW) Olduğu Günde (24 Ekim 2006) Santrallerin Enerji Kaynağı Türlerine Göre Çalışma Durumları



Şekil 9:2006 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Yaz Döneminde Maksimum (26.403 MW) Olduğu Günde (18 Ağustos 2006) Santrallerin Enerji Kaynağı Türlerine Göre Çalışma Durumları



5. Sonuç

- Dünyanın teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli sırasıyla yaklaşık 14.368 TWh/yıl ve 8.562 TWh/yıl dır.
- 2005 yılı itibariyle bu potansiyelin 741.121 GW'ı (ya da 2.793 TWh/yıl) işletmede, 118.8 GW'ı inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan toplam kapasite ise 445,9 GW'dır.
- İşletmede olan HES'lerin teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyele oranı sırasıyla %19.4 ve %32.6 mertebesindedir. Kalan potansiyelin büyük bir kısmı Afrika, Asya ve Latin Amerika ülkelerinde yer almaktadır.
- En yüksek hidroelektrik üretim sağlayan ilk 10 ülke Dünya hidroelektrik üretiminde %67 paya sahiptir. Çin, Kanada, ABD ve Brezilya'nın yıllık üretimleri 300 TWh dolayında veya üstündedir. Bu ülkeleri 5. sırada Rusya Fed., 6. sırada Norveç takip etmektedir.
- Bugün için hidroelektrik Dünya'da üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık %20'sini sağlamaktadır. Bugün yaklaşık 15.000 TWh/yıl olan Dünya elektrik tüketiminin 2020 yılında 22.000 TWh mertebesine ulaşacağı tahmin edilmektedir. Kişi başına yıllık elektrik tüketimi Norveç'te 26.000 kWh, Kanada'da 17.635 kWh ve ABD'de 13.800 kWh iken, Afrika ülkelerinin bir çoğunda 100 kWh'in altındadır. Bu ülkelerin bir çoğunda henüz geliştirilmemiş hidroelektrik potansiyel mevcuttur. Kalan 5.400 TWh/yıl ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin Dünyanın artan elektrik talebini tamamıyla karşılayabileceği beklenmesede, bu potansiyelin yarısının bile geliştirilerek işletilmesi sera gazı emisyonunu büyük oranda azaltacağı ve önemli boyutta çevresel faydalar sağlayacağı bilinmektedir (4).
- Küresel senaryo içinde gelişmiş ülkeler, hidroelektrik rekreasyon dahil, çeşitli amaçlara yönelik su kaynaklarını büyük oranda değerlendirmiş bulunmaktadır. Avrupa ve Kuzey Amerikanın gelecek için planladığı hidroelektrik kapasite toplam 31.527 MW civarındadır. Buna mukabil gelişmekte olan ülkelerin yer aldığı Afrika, Asya ve Latin Amerika da yapımı

planlanan hidroelektrik kapasite ise 413.800 MW ve gerekli yatırım bedeli de yaklaşık 500-600 milyar ABD Dolarıdır. Diğer yandan Dünya'da halen ICOLD standartlarında 45000'den fazla sayıda büyük baraj ve 100 000 dolayında küçük baraj işletmede iken yeni baraj yapımını ve büyük ölçekli HES'leri çeşitli yoldan irdelemenin ve engellenmenin izahını yapmak mümkün değildir. Büyük barajların ancak %20'si enerji amaçlıdır. Hidroelektrik sektör ise baraj karşıtları karşısında, bu mücadeleyi her an kazanabilecek yeterince bir güce sahip değildir. Bununla beraber, başta IHA, WEC, IEA/Hydro, ICOLD, CHA olmak üzere birçok STK'nun desteği yanında üretici firmalar, gelişmekte olan ülkelere en fazla kredi olanağı sağlayan kuruluşlar arasında gelmektedir.

- Hidroelektrikle karşılaştırıldığında, termik santrallerin projelendirilmesi, onaylanması, inşaatı ve yatırımın geri ödenmesi daha kısa zaman almaktadır. Depolamalı (barajlı) bir HES'in planlamadan işletmeye geçişi yaklaşık 5-10 yıllık bir süreci gerektirir. Ayrıca ilk yatırım maliyeti, kamulaştırma, jeolojik ve hidrolojik riskler eklenince, rekabet piyasası içinde yatırımcılar için termik projeler daha cazip hale gelmektedir. Bu nedenle özellikle barajlı büyük HES'lerin ya kamu eliyle gerçekleştirilmesi, ya da teşvik edici tedbirlerle özel sektörün özendirilmesi gerekmektedir. Kamu/Özel Sektör ortaklığı üzerinde önemle durulması gereken üçüncü bir seçenek olarak görülmektedir (11), (12).
- Hidroelektrik genellikle çok amaçlı su kaynakları geliştirme projeleri içinde yer aldıklarından projenin diğer hayati fonksiyonlarının parasal boyutunda da yardımcı olurlar. Tipik bir örnek olarak bir barajın yapımı ve oluşan rezervuar, güvenli su kaynağı temini, hidroelektrik üretim, tarım alanlarının sulanması, taşkın kontrolü gibi insanoğlunun yaşantısını iyileştirici bir dizi faydası yanında, artan dinlence yeri olanakları, nehir ulaşımının geliştirilmesi, balıkçılığın ileriye götürülmesi, yazlık sanayi, turizm v.b. toplumsal faydalar da sağlar. Bugün belirli bir boyuttaki bir HES'in olası etkileri üzerine ayrıntılı çalışmalar yürütülmeden ve çevresel etkileri için kapsamlı bir ÇED raporu hazırlanmadan yürütülmesi mümkün değildir. Hidroelektriğin bir çok faydasına karşın en büyük dezavantajı ve karşılaştığı sorunların pek çoğu sosyo ekonomik etkilerle ilgili olanlardır.
- Yenilenebilir temiz enerjinin en büyük kaynağı kanıtlanmış bir teknolojiye sahip hidroelektriktir. Hidroelektrik, su kaynakları geliştirme projesinin modern bir uygulamasıdır ve 120 yıllık bir geçmişi vardır. Yükseltici trafo dahil, santral toplam verimi % 90'ların üstüne çıkmıştır.
- Dünya'da hidroelektrik üretiminde birinci sırayı koruyan Kanada'da (353 TWh/yıl), baraj yapımı ve hidroelektrik ekonominin kilit taşlarından biri olmuştur.
- Hidroelektrik potansiyele sahip gelişmekte olan bir çok ülke, hidroelektriği ekonomik kalkınmalarının bir anahtarı olarak görmekte, enerji politikalarını bu yönde belirlemektedirler. Bu politika onlara enerjide bağımsızlık yada en azından daha az bağımlılık yolunu açmaktadır.
- Hidroelektriğin bilinen uzun vadeli faydaları (uzun hizmet süresi, çok düşük işletme maliyetleri, sürdürülebilir ve güvenilir uygulama ve kesin olarak engellenebilir seragazi (GHG) emisyonu) kamu sektörünün enerji üretim kaynaklarının geliştirilmesinde tercih edilen seçeneklerden biri olmasını sağlamıştır. Ne varki serbest enerji piyasasına geçiş hidroelektrik enerji gelişimine tamamen farklı bir görünüm kazandırmış ve bu husus sürdürülebilir gelişme anlamında ciddi yansımalara neden olmuştur.
- Avrupa halen ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyelini %72 oranında değerlendirmiş bulunmaktadır. Enerjide arz (kaynak) güvenliği ve çeşitliliği, çevrenin korunması ve sosyal ve ekonomik dayanışmanın sağlanması açılarından, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin teşvik edilmesi AB'nin önceliklerinden biri sayılmış, konuya ilişkin 2001/77/EC sayılı ve 27 Eylül 2001 tarihli teşvik yönetmeliği 27 Ekim 2001 tarihinde yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

- Bugün Dünyada modern enerji sistemlerine ulaşım dahil, 1.6 milyar insan asgari yaşam standartlarından yoksundur. Dünya Enerji Konseyi (DEK) -the World Energy Council-(WEC) tahminlerine göre, bu rakama önümüzdeki 20 yıl içinde doğacak 400 milyon kişi daha eklenecektir. Bu artış daha ziyade hidrolik potansiyeli büyük miktarda değerlendirilmemiş gelişmekte olan ülkelerin kırsal kesimlerinde olacaktır.
- DEK (WEC) makul bir yaşam kalitesini sağlamak için yılda kişi başına 500 kWh elektrik tüketimini asgari bir amaç olarak öngörmektedir. Mevcut hidroelektrik potansiyelin tümünün değerlendirilmesi bile bir çok ülkenin ihtiyacını karşılamaya yetmeyeceği açıktır. Ancak çevreye zarar veren alternatif enerji kaynaklarının kullanımını en az seviyede tutabilmek için, diğer yenilenebilir kaynaklarla birlikte hidroelektriği maksimum kullanacak şekilde çaba sarfedilmelidir.
- Hidroelektrik Sektör ve hidroelektriği destekleyen Sivil Toplum Kuruluşlarının (STK) hidroelektriğin Dünyaya temiz ve yenilenebilir enerji sağlamadaki rolünü topluma anlatmak, sürdürülebilir şekilde daha da geliştirilmesi yolundaki politikaları sürdürmek, olumsuz etkileri ortadan kaldırmaya ya da azaltmaya yönelik çalışmaları devam ettirmek sorumluluğu vardır.

B. TÜRKİYENİN SU KAYNAKLARI-HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

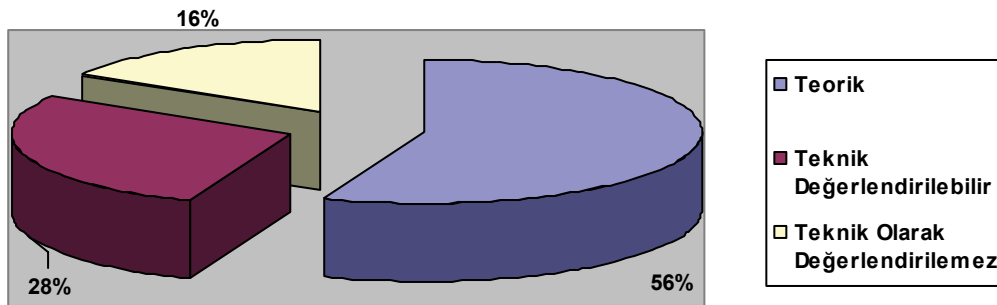
1. Genel

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü 2004 Yılı Kayıtlarına göre (13);

Türkiye'nin;

- Yıllık ortalama yağış miktarı 501 km³, yıllık (ortalama) 186,05 km³'tür. Yıllık akış/yağış oranı % 37'dir.
- Ülkemizde 26 adet irili ufaklı çok sayıdaki nehrin yıllık ortalama su potansiyelinden yola çıkarak teorik hidroelektrik potansiyel 433 milyar kWh, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 milyar kWh, teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilir potansiyel ise 130 milyar kWh olarak hesaplanmaktadır.

Şekil 10- Ülkemizin Hidroelektrik Potansiyeli

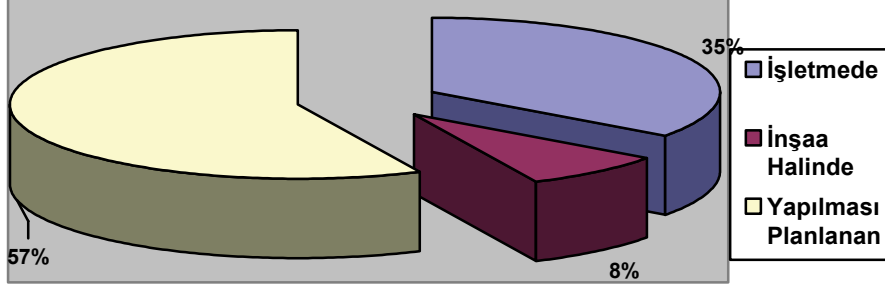


2006 yılı itibarıyla Türkiye'de 137 adet hidroelektrik santral bulunmaktadır. Bu santraller 12.846 MW Kurulu Güce ve 46 milyar kWh'lık yıllık ortalama üretim kapasitesine sahiptir.

İnşaatı devam etmekte olan 39 adet hidroelektrik santral 3.004 MW kurulu güce ve 9.770 milyar kWh ortalama üretim kapasitesine sahiptir.

Gelecek yıllarda inşaatına başlanılması düşünülen hidroelektrik santral sayısı 540 adettir. Bu santrallerin toplam kurulu gücünün 20.847 MW, ortalama yıllık üretimlerinin 73.972 Milyar kWh olması planlanmaktadır.

Şekil 11- Hidroelektrik Potansiyelin İnşaat Olarak Dağılım



TÜRKİYE							
Toprak Kaynakları							
Türkiye Yüzölçümü(izdüşüm alanı)	77.95 milyon ha						
Tarım Arazileri	28.05 milyon						
Sulanabilir Arazi	25.85 milyon						
Ekonomik Olarak Sulanabilecek Alan	8.5 milyon						
DSİ'ce İnşa Edilerek Sulamaya Açılan Alanlar (2006 yılı başı)	2.551 milyon ha						
Su Kaynakları							
Türkiye Yıllık Yağış Ortalaması(Aritmetik)	642.6 mm						
Türkiye'ye Düşen Yıllık Ortalama Yağış Miktarı	501.0 km ³						
Yerüstü Suları							
Yıllık Akış (Ortalama)	186.05km ³						
Yıllık Akış/Yağış Oranı	0.37						
Tüketilecek Yıllık Su Miktarı (Ortalama)	95.00 km ³						
Fiili Yıllık Tüketim (Ortalama)	33.90 km ³						
Yeraltı Suları							
Çekilebilir Yıllık Su Potansiyeli	13.66 km ³						
Tahsis Edilen Miktar	11.62 km ³						
1 km ³ =1 milyar m ³							
TÜRKİYE HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU							
Hidroelektrik Santral Projelerinin Durumu	Adedi	Kurulu	Ortalama Yıllık Üretim GWh / yıl	Yüzde Oran %	Ardışık Oran %		
1- 2006 yılı başı itibarı ile işletmede olan	137	12 846	46 191	35	36		
2- 2006 programında olan inşaatı devam eden	39	3 004	9 770	8	43		
3- Gelecek yıllar programına teklif edilecekler	540	20 847	73 972	57	100		
Toplam	716	36 697	129 933	100			
TÜRKİYE HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİNİN PROJE DURUMLARINA GÖRE DAĞILIMI (ÖZET)							
Hidroelektrik Santral Projelerinin Durumu	Proje Adedi	Kurulu Gücü MW	Toplam Enerji Üretim Kapasitesi				
			Güvenilir GWh	Ortalama GWh	Ardışık Gwh	Ortalama %	Ardışık %
1-İşletmede	136	12 746	33 503	45 769	45 769	35	35
2-İnşa Halinde	40	3 104	6 103	10 192	55 961	8	43
3-Kesin Projesi Hazır	15	3 585	7 194	10 880	66 841	8	51
4-Planlaması Hazır	180	7 412	13 399	27 008	93 849	21	72
5-Master Planı Hazır	92	5 115	10 618	17 754	111 603	14	86
6-İlk Etüdü Hazır	253	4 735	9 338	18 330	129 933	14	100
Toplam Potansiyel	716	36 697	80 155	129 933		100	

Türkiye teknik hidroelektrik potansiyelinin % 21'ini geliştirmiştir. Japonya, Portekiz ve İtalya'da hidroelektrik üretim potansiyelinin % 90'ı kullanıma alınmıştır. Bu oran Avrupa'da % 75, Kuzey Amerika'da ise % 70 seviyesindedir. Asya ve Afrika'da ise henüz % 22 ve % 8 seviyesindedir.

Türkiye genelinde henüz etüdü yapılmamış 1 MW- 30 MW arasında küçük hidroelektrik tesislerden 10 TWh – 15 TWh seviyesinde elektrik enerjisi üretilebileceği düşünülmektedir. Nehir havzalarında yapılan çalışmaların güncel ekonomik kriterler çerçevesinde yeniden değerlendirilmesi sonucunda mevcut ekonomik potansiyelin önemli ölçüde artması beklenebilir.

2. Su Kaynakları ve Geliştirilmesi

2.1. Su Kaynakları ve İklim Değişikliği

Türkiye, subtropikal kuşakta kıtaların batı bölümünde oluşan ve Akdeniz İklimi olarak adlandırılan bir büyük iklim bölgesinde yer almaktadır. Üç yanı denizlerle çevrili ve ortalama yükseklik yaklaşık 1100 metre olan Türkiye'de, birçok alt iklim tipi belirmiştir. İklim tiplerindeki bu değişiklik, Türkiye'nin yıl boyunca, polar ve tropikal kuşaklardan kaynaklanan çeşitli basınç sistemleri ve hava tiplerinin tesir alanına giren bir geçiş bölgesi üzerinde yer alması ile bağlantılıdır. Buna, topoğrafik özelliklerin karmaşıklığı ve kısa mesafelerde değişme eğiliminde olması gibi fiziki coğrafya etmenleri de eklenebilir.

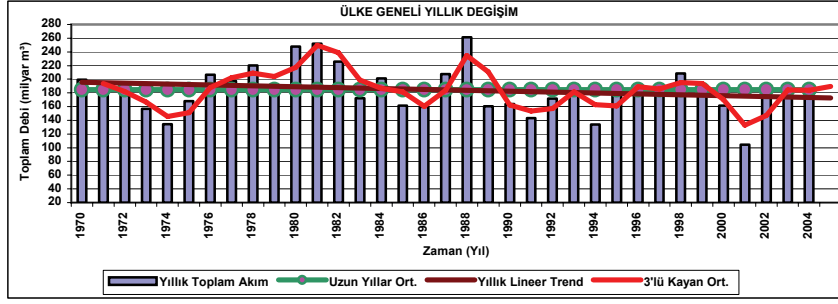
Hükümetler Arası İklim Değişikliği Paneli küresel iklim modelleri ile yapılan projeksiyonlar 2030 yılında Türkiye'nin büyük bir kısmının oldukça kuru ve sıcak bir iklimin tesiri altına girebileceğini göstermektedir. Bu durum, Türkiye'de sıcaklıkların kışın 2⁰ C, yazın ise 2-3⁰ C artmasına, yağışların ise kışın az bir artış göstermesine, yaz aylarında da % 5-15 azalmasına neden olabilecektir. Ayrıca, yaz aylarında toprak neminin % 15 ile % 25 arasında azalacağı tahmin edilmektedir. Söz konusu senaryo çalışmalarına göre Akdeniz Havzasındaki deniz suyu seviyesinde 2030 yılına kadar 12-18 cm'lik, 2050 yılına kadar 36-95 cm'lik bir yükselme beklenmektedir.

26 adet su havzasına bölünmüş olan Türkiye'de ortalama yağış miktarı 643 mm'dir. Bu miktardaki yağış ortalama olarak yıllık 501 milyar m³ suya karşılık gelmektedir. Bu suyun 274 milyar m³ toprak ve su yüzeyleri ile bitkilerden olan buharlaşmalar yoluyla atmosfere geri dönmekte, 69 milyar m³ lük suyun 28 milyar m³ ü pınarlar yoluyla yerüstü sularına tekrar katılmaktadır. Ayrıca komşu ülkelerden Türkiye'ye gelen yıllık ortalama 7 milyar m³ su bulunmaktadır. Dolayısıyla, Türkiye'nin yer üstü su potansiyeli 169 milyar m³ ü bulmaktadır. Bir ülkenin su zengini sayılması için yılda ortalama kişi başına 10.000 m³ su potansiyeline sahip olması gerektiği göz önünde bulundurulursa Türkiye'nin sahip olduğu potansiyel 3.690 m³ lük pay dünya ortalamasının da (7.690 m³) altındadır. Fiili olarak gerçekleşen yıllık ortalama tüketim ise 1.735 m³ tür.

Türkiye'de Ekim-Aralık dönemi uzun yıllar yağış ortalaması 224 mm iken, 2006 yılı Ekim-Aralık döneminde 199 mm yağış kaydedilmiştir. Bu durum, dönemin başında kaydedilen aşırı yağış-sel sonrasında, özellikle Kasım ayının başından itibaren ortaya çıkan kurak döneme işaret etmektedir. Meteoroloji verileri, 2006'nın Aralık ayında, Türkiye'de Güneydoğu ve Doğu Karadeniz'in kuzeyi dışında, yağışların bir önceki yıla göre azaldığını göstermektedir.

Son altı ayda yağış azlığı en çok İç Anadolu Bölgesinde görülmüştür. Bölgede toplam yağış miktarı bakımından uzun yıllar ortalamasına göre % 18,5, geçen yılın aynı dönemine göre % 5,5 oranında azalma gözlenmiştir. Yağışlarda azalma görülen bölgeler arasında ikinci sırada Akdeniz Bölgesi bulunmaktadır. Bu bölgede altı aylık toplam yağışlarda uzun yıllar ortalamasına göre % 14,5, geçen yıla göre ise % 17,6 oranında azalma saptanmıştır. Uzun yıllar ortalamasına göre yağışlar Doğu Anadolu Bölgesinde % 9,7, geçen yıla göre de % 27,8 ve yine sırasıyla Marmara Bölgesinde % 5,4, % 10,1; Güneydoğu Anadolu Bölgesinde % 5, % 7,4 azalma göstermiştir. Karadeniz Bölgesinde ise toplam yağış miktarı bakımından uzun yıllar ortalamasına göre % 16,1 artış, ancak geçen yılın aynı dönemine göre % 3 azalma gözlenmiştir (14).

Şekil 12- Ülke Geneli Akarsu Havzalarına Ait Uzun Dönem Toplam Yıllık Ortalama Akımları Ve Trendleri



Şekil 12'de görüldüğü gibi gözlem periyodu içerisinde 1972-1975 yılları arasında akımların en az olduğu bir dönem yaşanmış ve bunu 1976-1982 yılları arasında oldukça verimli bir süreç takip etmiştir. 1983 yılından 1986 yılı sonuna kadar akımlarda tekrar bir azalma ve bu süreci 1987-1988 verimli yılları takip etmiştir. 1989-1994 döneminde ülke genel su bilançosu bakımından en uzun kurak dönemlerden birisi yaşanmış ve bu kurak dönemi geçmiş yıllarda olduğu gibi verimli bir dönem takip etmeyip ortalamalar civarında ve kısmen de verimsiz bir dönem takip etmiştir. Son verimsiz dönemi 1989-2004 yılları arası kabul edilirse (bu periyotta 1998 münferit yılı kısmen verimli kabul edilebilir) 16 yıllık verimsiz periyotta ülke genelinde akış ortalaması 5420.99 m³/s (170.96 milyar m³) olarak tespit edilmiş olup bu değer uzun yıllar ortalamasına göre % 7 lik bir azalmaya tekabül etmektedir (15).

Türkiye geneline bakıldığında Marmara bölgesi batısı, Ege bölgesi sahil ve iç kesimleri, İç Anadolu bölgesinin batısı, Akdeniz Bölgesinin büyük bölümünde ve Güneydoğu Anadolu bölgesinin Orta bölümlerinde akımlarda azalma görülmektedir. Diğer bölgelerin ortalama akımlarında ise zamanla bir miktar artan ilişki olduğu göze çarpmaktadır (14).

HAVZA NO:	HAVZA ADI	HAVZA TOPLAM YAĞIŞ ALANLARI (km²)	HAVZA ORTALAMA YILLIK YAĞIŞ YÜKSEKLİĞİ (mm)	HAVZA ORTALAMA YILLIK AKIM (m³/s)	HAVZA ORTALAMA YILLIK AKIM MİKTARI (milyar m³)	HAVZA ORTALAMA YILLIK AKIŞ YÜKSEKLİĞİ (mm)	HAVZALARIN ORTALAMA YILLIK VERİMİ (l/s/km²)	AKIŞ YAĞIŞ ORANI	HAVZALARIN TOPLAM AKIŞA KATKISI (%)
1	MERİÇ	49482.30	604.00	200,07	6,31	127,51	4,04	0,21	3,42
2	MÜT.MARMARA SULARI	24100.00	728.70	161,31	5,09	211,08	6,69	0,29	2,76
3	SUSURLUK	23765.00	711.60	132,63	4,18	176,00	5,58	0,25	2,27
4	MÜT.EGE SULARI	9032.00	624.20	44,42	1,40	155,11	4,92	0,25	0,76
5	GEDİZ	17118.00	603.00	34,88	1,10	64,25	2,04	0,11	0,60
6	KÜÇÜK MENDERES	7165.00	727.40	17,45	0,55	76,79	2,43	0,11	0,30
7	BÜYÜK MENDERES	24903.00	664.30	64,01	2,02	81,06	2,57	0,12	1,09
8	MÜT.BATI AKDENİZ	22615.00	875.80	227,72	7,18	317,55	10,07	0,36	3,89
9	MÜT.ORTA AKDENİZ	14518.00	1000.40	409,60	12,92	889,73	28,21	0,89	7,00
10	BURDUR GÖLÜ KAPALI HAV.	8764.00	446.30	8,03	0,25	28,88	0,92	0,06	0,14
11	AFYON SULARI KAPALI HAV.	8377.00	455.80	8,19	0,26	30,82	0,98	0,07	0,14
12	SAKARYA	56504.00	524.70	160,78	5,07	89,73	2,85	0,17	2,75
13	MÜT.BATI KARADENİZ	29682.00	811.00	298,26	9,41	316,89	10,05	0,39	5,10
14	YEŞİLIRMAK	36129.00	496.50	167,65	5,29	146,34	4,64	0,29	2,86
15	KIZILIRMAK	78646.00	446.10	167,10	5,27	67,01	2,12	0,15	2,86
16	ORTA ANADOLU KAPALI HAV.	56554.00	416.80	194,01	6,12	108,18	3,43	0,26	3,32
17	MÜT.DOĞU AKDENİZ	22484.00	745.00	303,73	9,58	426,01	13,51	0,57	5,19
18	SEYHAN	20731.00	624.00	213,54	6,73	324,84	10,30	0,52	3,65
19	HATAY SULARI	25241.40	815.60	66,63	2,10	83,25	2,64	0,10	1,14
20	CEYHAN	21222.00	731.60	207,05	6,53	307,67	9,76	0,42	3,54
21	FIRAT	120917.00	540.10	1000,00	31,54	260,81	8,27	0,48	17,09
22	MÜT.DOĞU KARADENİZ	24022.00	1198.20	568,62	17,93	746,48	23,67	0,62	9,72
23	ÇORUH	19894.00	629.40	201,70	6,36	319,73	10,14	0,51	3,45
24	ARAS	27548.00	432.40	149,92	4,73	171,62	5,44	0,40	2,56
25	VAN GÖLÜ KAPLI HAV.	15254.00	474.30	95,64	3,02	197,73	6,27	0,42	1,63
26	DICLE	51489.00	807.20	749,04	23,62	458,77	14,55	0,57	12,80
	Toplam	816156.7		5851,95	184,55				
	Ortalama		659.02			237,84	7,54	0,36	

(*) Göl alanları yağış alanlarına dahil edilmemiştir, Meriç ve Asi Nehirlerinin sınırlarımız dışındaki yağış alanları hesaplamalara dahil edilmemiştir.

(**) Havza Ortalama Yağış Yüksekliği, Havza Ortalama Akış Miktarı ve Havza Ortalama Verimi değerleri uzun yıllar (1970-2004) ortalama değerlerden elde edilmiş yıllık ortalamalardır.

2.2. Su Kaynakları Geliştirilme Projeleri

Büyük Su İşleri Programı kapsamında, işletmede olan 230 adet barajın özellikleri Tablo 14'de verilmiştir (13).

Tablo 13: Büyük Su İşleri Kapsamında İşletmede Olan Barajlar

Sıra No	Baraj ve HES Adı	İli	Bitiş Yılı	Sulama Alanı Brüt (ha)	AMACI				
					Taşkın Koruma (ha)	Kurulu Güç MW	Ortalama Enerji GWH	İçmesuyu hm ³ /yıl	Diğer Hizmetler
1	Seyhan	Adana	1956	133400	42000	54	350	-	-
2	Kesiksuyu	Adana	1971	7600	-	-	-	-	-
3	Kozan	Adana	1972	7430	-	-	-	-	-
4	Aslantaş	Adana	1984	98776	56950	138	569	-	-
5	Kalecik	Adana	1985	8451	-	-	-	-	-
6	Nergizlik	Adana	1995	2326	-	-	-	-	-
7	Çatalan	Adana	1996	56400	-	169	596	-	-
8	Berke (5)	Adana	2001	-	-	510	1668	-	-
9	Çamgazi	Adıyaman	1998	7430	-	-	-	-	-
10	Seyitler	Afyon	1962	3222	-	-	-	-	-
11	Selevir	Afyon	1965	9092	-	-	-	-	-
12	Örenler	Afyon	1992	3874	-	-	-	-	-
13	Patnos	Ağrı	1991	5436	-	-	-	-	-
14	Mamasın	Aksaray	1962	19558	-	-	-	-	-
15	Uluköy	Amasya	1983	1190	-	-	-	-	-
16	Yedikır	Amasya	1985	7966	-	-	-	-	-
17	Sarayözü	Amasya	1989	3600	-	-	-	-	-
18	Derinöz	Amasya	2003	5000	-	-	-	-	-
19	Çubuk I	Ankara	1936	-	-	-	-	35	-
20	Sarıyar (5)	Ankara	1956	10000	-	160	400	-	-
21	Çubuk II	Ankara	1964	-	-	-	-	20	-
22	Bayındır	Ankara	1965	-	-	-	-	7	-
23	Kesikköprü	Ankara	1966	-	-	76	250	-	-
24	Kurtboğazi	Ankara	1967	5000	-	-	-	67	-
25	Asartepe	Ankara	1980	2619	-	-	-	-	-
26	Çamlidere	Ankara	1985	-	-	-	-	130	-
27	Eğrekkaya	Ankara	1992	-	-	-	-	90	-
28	Akyar	Ankara	1999	-	-	-	-	49	-
29	Alakır	Antalya	1971	9047	2216	-	-	-	-
30	Korkuteli	Antalya	1975	5986	-	-	-	-	-
31	Oymapınar	Antalya	1984	-	-	540	1620	-	-
32	Manavgat (5)	Antalya	1988	-	-	48	220	-	-
33	Çayboğazi	Antalya	2000	13593	-	-	-	-	-
34	Borçka (7)	Artvin	2006	-	-	300	1039	-	-
35	Muratlı	Artvin	2005	-	-	115	444	-	-
36	Kemer	Aydın	1958	18853	770	48	143	-	-
37	Topçam	Aydın	1984	4983	9100	-	-	-	-
38	Yaylakavak	Aydın	1996	3123	-	-	-	-	-
39	Çaygören	Balıkesir	1971	16248	-	-	-	1	-
40	Sarıbeyler	Balıkesir	1985	2065	-	-	-	-	-
41	İkizcetepeler	Balıkesir	1990	8554	6000	-	-	53	-
42	Çamköy (I)	Balıkesir	1991	-	-	-	-	-	-
43	Gönen	Balıkesir	1996	11875	6200	11	47	-	-
44	Madra	Balıkesir	1997	7872	-	-	-	-	-
45	Batman (6)	Batman	2004	37353	-	198	483	-	-
46	Kızıldağlar	Bilecik	2001	1523	-	-	-	-	-
47	Günyurdu	Bilecik	2005	805	-	-	-	-	-
48	Gayt	Bingöl	1991	5305	-	-	-	-	-
49	Özlüce	Bingöl	1998	-	-	170	413	-	-
50	Gölköy	Bolu	1970	8545	1360	-	-	-	-
51	Hasanlar	Bolu	1972	15882	3300	9	42	-	-
52	Kızılsu (2)	Burdur	1965	-	-	-	-	-	-
53	Onaç	Burdur	1967	-	5500	-	-	-	-
54	Karamanlı	Burdur	1973	3747	-	-	-	-	-
55	Kozağacı	Burdur	1985	464	-	-	-	-	-
56	Karacaören (I)	Burdur	1989	-	-	32	142	-	-
57	Yapraklı	Burdur	1990	21813	-	-	-	-	-
58	Karacaören II (5)	Burdur	1993	-	-	47	206	-	-
59	Çavdır	Burdur	1996	3852	-	-	-	-	-

60	Bademli	Burdur	1997	523	-	-	-	-	-
61	Onaç II	Burdur	2005	1953	-	-	-	-	-
62	Gölbacı	Bursa	1938	1816	1200	-	-	-	-
63	Doğancı	Bursa	1983	-	-	-	-	125	-
64	Demirtaş	Bursa	1983	2156	-	-	-	-	-
65	Hasanağa	Bursa	1984	742	-	-	-	-	-
66	Büyükorhan	Bursa	1992	707	-	-	-	-	-
67	Doğancı II (Nilüfer)	Bursa	2006	-	-	-	-	60	-
68	Atikhisar	Çanakkale	1973	5248	-	-	-	-	-
69	Gökçeada	Çanakkale	1983	700	-	-	-	1	-
70	Tayfur	Çanakkale	1985	-	-	-	-	1	-
71	Bayramiç	Çanakkale	1996	16694	-	-	-	-	-
72	Bakacak	Çanakkale	1998	9000	-	-	-	-	-
73	Güldürcek	Çankırı	1988	7281	-	-	-	-	-
74	Çorum	Çorum	1977	1100	-	-	-	3	-
75	Alaca	Çorum	1984	2042	-	-	-	-	-
76	Yenihayat	Çorum	1997	-	-	-	-	10	-
77	Buldan (3)	Denizli	1967	2740	700	-	-	-	-
78	Adıgüzel	Denizli	1989	95297	35000	62	280	-	-
79	Gökpınar	Denizli	2003	6522	-	-	-	-	-
80	Devegeçidi	Diyarbakır	1972	10600	-	-	-	-	-
81	Karakaya	Diyarbakır	1987	-	-	1800	7354	-	-
82	Göksu	Diyarbakır	1991	3582	-	-	-	-	-
83	Kralkızı	Diyarbakır	1997	29209	-	94	146	-	-
84	Dicle	Diyarbakır	1997	56000	-	110	298	-	-
85	Altinyazı	Edirne	1967	2331	1490	-	-	-	-
86	Kadıköy	Edirne	1972	4450	1890	-	-	-	-
87	Süloğlu	Edirne	1980	3235	900	-	-	-	-
88	Sultanköy	Edirne	1993	7773	-	-	-	-	-
89	Çip	Elazığ	1965	1071	-	-	-	-	-
90	Kalecik	Elazığ	1974	1260	-	-	-	-	-
91	Keban	Elazığ	1975	-	-	1330	6000	-	-
92	Tercan	Erzincan	1989	16332	-	15	51	-	-
93	Erzincan	Erzincan	1997	5063	-	-	-	-	-
94	Kuzgun	Erzurum	1995	42375	-	23	36	-	-
95	Demirdöven	Erzurum	1995	8293	-	-	-	-	-
96	Palandöken	Erzurum	2005	12038	-	-	-	70	-
97	Aşağı Kuzfındık	Eskişehir	2006	3241	-	-	-	-	-
98	Musaözü	Eskişehir	1969	338	-	-	-	-	-
99	Porsuk	Eskişehir	1972	23350	7580	-	-	-	-
100	Gökçekaya	Eskişehir	1972	-	-	278	562	-	-
101	Dodurga	Eskişehir	1977	1820	800	-	-	-	-
102	Kaymaz	Eskişehir	1977	420	-	-	-	-	-
103	Kunduzlar	Eskişehir	1983	3738	-	-	-	-	-
104	Çatören	Eskişehir	1987	10780	-	-	-	-	-
105	Yenice	Eskişehir	1999	-	-	38	122	-	-
106	Kayacık	Gaziantep	2005	19993	-	-	-	-	-
107	Hancağız	Gaziantep	1988	7330	-	-	-	-	-
108	Koruluk	Gümüşhane	2004	4074	-	-	-	-	-
109	Kürtün	Gümüşhane	2003	-	-	85	198	-	-
110	Tahtaköprü	Hatay	1975	11900	530	-	-	-	-
111	Yarseli	Hatay	1989	7300	-	-	-	-	-
112	Yayladağ	Hatay	1998	719	-	-	-	-	-
113	Berdan	İçel	1984	15591	-	10	47	143	-
114	Gezende	İçel	1990	-	-	159	528	-	-
115	Yalvaç	Isparta	1973	2062	-	-	-	-	-
116	Uluborlu	Isparta	1984	1882	300	-	-	-	-
117	Sorgun	Isparta	2000	-	-	-	-	-	-
118	Elmalı II (5)	İstanbul	1955	-	-	-	-	2	-
119	Ömerli	İstanbul	1972	-	-	-	-	220	-
120	Alibey	İstanbul	1983	-	200	-	-	41	-
121	Büyükçekmece	İstanbul	1987	-	500	-	-	100	-
122	Gökçe	İstanbul	1988	-	-	-	-	37	-
123	Darlık (5)	İstanbul	1988	-	-	-	-	108	-
124	Sazlıdere	İstanbul	1996	-	-	-	-	55	-
125	Balçova	İzmir	1980	-	-	-	-	13	-
126	Güzelhisar	İzmir	1981	-	-	-	-	126	-
127	Kestel	İzmir	1988	4246	-	-	-	-	-
128	Ürkmez	İzmir	1989	336	-	-	-	-	-
129	Seferihisar	İzmir	1993	1013	-	-	-	-	-
130	Tahtalı	İzmir	1996	-	-	-	-	128	-
131	Alaçatı (5)	İzmir	1997	-	-	-	-	3	-

132	Kavakdere	İzmir	2005	560	-	-	-	-	-
133	Yortanlı	İzmir	2006	-	-	-	-	-	-
134	Ayvalı	K.Maraş	2005	-	-	-	-	52	-
135	Sır (5)	K.Maraş	1991	-	-	284	725	-	-
136	Kartalkaya	K.Maraş	1972	22810	8195	-	-	44	-
137	Menzelet	K.Maraş	1989	177959	-	124	515	-	-
138	Ayrancı	Karaman	1958	5438	-	-	-	-	-
139	Gödet	Karaman	1988	16000	-	-	-	-	-
140	Arpaçay	Kars	1983	45798	3740	-	-	-	-
141	Karadere	Kastamonu	2006	6449	-	-	-	-	-
142	Karaçomak	Kastamonu	1974	2596	1094	-	-	3	-
143	Germeçtepe	Kastamonu	1985	765	-	-	-	-	-
144	Beyler	Kastamonu	1992	6121	-	-	-	-	-
145	Çatak	Kastamonu	1992	-	-	-	-	0.5	-
146	Sarıoğlan	Kayseri	2006	6123	-	-	-	-	-
147	Akköy	Kayseri	1967	946	-	-	-	-	-
148	Sarımsaklı	Kayseri	1968	6620	-	-	-	-	-
149	Ağcaşar	Kayseri	1986	15029	-	-	-	-	-
150	Kovalı	Kayseri	1988	3317	-	-	-	-	-
151	Bahçelik	Kayseri	2003	36282	-	-	-	96	-
152	Yamula (5)	Kayseri	2005	-	-	100	422	-	-
153	Seve	Kilis	2005	1400	-	-	-	11	-
154	Kapulukaya	Kırıkkale	1989	-	-	54	190	-	-
155	Kayalıköy	Kırklareli	1986	14716	1200	-	-	-	-
156	Kırklareli	Kırklareli	1995	9050	1700	-	-	14	-
157	Armağan	Kırklareli	1997	5617	-	-	-	-	-
158	Hirfanlı	Kırşehir	1959	-	-	128	400	-	-
159	Çoğun	Kırşehir	1975	4110	-	-	-	-	-
160	Kültepe	Kırşehir	1983	2778	-	-	-	-	-
161	Karaova	Kırşehir	1997	4250	-	-	-	-	-
162	Siddikli	Kırşehir	1998	4945	-	-	-	-	-
163	Kirazdere (5)	Kocaeli	1999	-	-	-	-	142	-
164	Derebucak	Konya	2006	3750	-	-	-	-	-
165	Sille	Konya	1960	220	200	-	-	-	-
166	May	Konya	1960	4000	-	-	-	-	-
167	Apa	Konya	1962	18800	-	-	-	-	-
168	Altınapa	Konya	1967	2000	-	-	-	37	-
169	İvriz	Konya	1985	27855	-	-	-	-	-
170	Suğla Depolaması	Konya	2003	-	-	-	-	-	-
171	Enne	Kütahya	1972	-	-	-	-	6	-
172	Söğüt	Kütahya	1983	205	-	-	-	-	-
173	Kayaboğazi	Kütahya	1987	5403	2727	-	-	-	-
174	Çavdarhisar	Kütahya	1990	5242	4473	-	-	-	-
175	Sürgü	Malatya	1969	11593	-	-	-	-	-
176	Medik	Malatya	1975	7575	-	-	-	-	-
177	Polat	Malatya	1989	2534	-	-	-	-	-
178	Sultansuyu	Malatya	1992	18035	-	-	-	-	-
179	Çat	Malatya	1997	21464	-	-	-	-	-
180	Demirköprü (4)	Manisa	1960	110794	25364	69	193	-	-
181	Avşar	Manisa	1977	13270	1600	-	-	-	-
182	Sevişler	Manisa	1981	-	-	-	-	-	-
183	Dumluca	Mardin	1991	1860	-	-	-	-	-
184	Geyik	Muğla	1988	-	-	-	-	38	-
185	Mumcular	Muğla	1989	1365	-	-	-	-	-
186	Tatların	Nevşehir	1966	150	-	-	-	-	-
187	Damsa	Nevşehir	1971	709	-	-	-	-	-
188	Ayhanlar	Nevşehir	2003	1773	-	-	-	22	-
189	Gebere	Niğde	1941	420	-	-	-	-	-
190	Akkaya	Niğde	1967	2000	-	-	-	-	-
191	Gümüşler	Niğde	1967	414	-	-	-	-	-
192	Bozkır	Niğde	1981	1064	207	-	-	-	-
193	Altınhisar	Niğde	1989	274	-	-	-	-	-
194	Murtaza	Niğde	1992	650	-	-	-	-	-
195	Birecik (6)	Şanlıurfa	2000	92700	-	672	2518	-	-
196	Hasan Uğurlu	Samsun	1981	-	-	500	1217	-	-
197	Suat Uğurlu (*)	Samsun	1981	-	-	46	273	-	-
198	Çakmak	Samsun	1988	-	-	-	-	126	-
199	Altinkaya	Samsun	1988	-	-	700	1632	-	-
200	Derbent	Samsun	1990	-	-	58	257	-	-
201	Vezirköprü	Samsun	2005	9657	-	-	-	-	-
202	Karkamış	Şanlıurfa	1999	-	-	189	652	-	-

203	Erfelek	Sinop	2006	4364	-	-	-	5	-
204	Yapıaltın	Sivas	1977	2600	-	-	-	-	-
205	Maksutlu	Sivas	1977	650	-	-	-	-	-
206	Gölova	Sivas	1988	6300	2308	-	-	-	-
207	Kılıçkaya	Sivas	1989	-	-	124	332	-	-
208	Mursal	Sivas	1991	2370	-	-	-	-	-
209	Gazibey	Sivas	1992	2386	-	-	-	-	-
210	Çamlığöze	Sivas	1997	-	-	32	102	-	-
211	İmranlı	Sivas	2002	11220	-	-	-	-	-
212	Dört Eylül	Sivas	2003	2003	-	-	-	33	-
213	Karacalar	Sivas	2005	4500	-	-	-	-	-
214	Karademir	Tekirdağ	1980	8923	2000	-	-	-	-
215	Almus	Tokat	1966	21430	1000	27	99	-	-
216	Ataköy	Tokat	1977	-	-	6	8	-	-
217	Boztepe	Tokat	1983	3242	-	-	-	-	-
218	Belpınar	Tokat	1984	2472	-	-	-	-	-
219	Hacıhıdır	Şanlıurfa	1989	2080	-	-	-	-	-
220	Atatürk	Şanlıurfa	1992	152353	-	2400	8900	-	-
221	Küçükler	Uşak	2004	1569	-	-	-	-	-
222	Zernek	Van	1988	15000	-	5	13	-	-
223	Koçköprü	Van	1991	-	-	9	44	-	-
224	Sarımehmet	Van	1991	17700	-	-	-	-	-
225	Uzunlu	Yozgat	1989	7800	1461	-	-	-	-
226	Yahyasaray	Yozgat	1990	4062	-	-	-	-	-
227	Gelingüllü	Yozgat	1993	24806	-	-	-	-	-
228	Gülüç (5)	Zonguldak	1966	-	-	-	-	6	-
229	Kozlu	Zonguldak	1986	-	-	-	-	19	-
230	Kızılcapınar	Zonguldak	1993	928	-	-	-	26	-

(1) : Çevre koruma

(2) : Taşkın kontrolü ve kurutma

(3) : Buldan Barajı sulama alanı Manisa ilindedir.

(4) : Menemen sulamasına 22000 ha brüt alan ilave edilmiştir.

(5) : Başka bir kuruluş tarafından inşa edilmiştir.

(6) : YİD, OTOPR veya İHD

(7) : Baraj tamamlanmış olup, enerji üretimine 2007 başlarında geçilmesi planlanmıştır.

(*) : Ek ünite dahil

Tablo 14: DSİ Tarafından İnşa Edilen HES'ler

Sıra No	Hidroelektrik Santral Adı	Ünite Adedi Ünite Gücü Adet x MW	Tesisin Kurulu Gücü Adet x MW	Ortalama Yıl. Üretimi GWh	İşletmeye Geçiş Yılı
1	Adıgüzel I	2x 31,00	62,00	280	1996
2	Almus	3x 9,00	27,00	99	1966
3	Altınkaya	4x 175,00	700,00	1 632	1988
4	Aslantaş	3x 46,00	138,00	569	1984
5	Ataköy	1x 5,50	5,50	8	1989
6	Atatürk	8x300,00	2 400,00	8 900	1993
7	Batman	3x64,00+1x6,00	198,00	483	2003
8	Beyköy	3x 5,00	15,00	87	2000
9	Çağçağ III	3x 4,80	14,40	42	1968
10	Çamlığöze	2x 16,00	32,00	102	2000
11	Çatalan	3x 56,30	168,90	596	1997
12	Çıldır	3x 5,12	15,36	30	1975
13	Demirköprü	3x 23,00	69,00	193	1960
14	Derbent	2x 26,00+ 1x 6,30	58,30	257	1991
15	Dicle	2x 55,00	110,00	298	1999
16	Doğankent(I-II)	4x 8,20+ 1x 38,00	70,80	314	1971
17	Engil	3x 1,532	4,60	14	1968
18	Gezende	3x 53,10	159,30	528	1994
19	Girlevik I	2x 1,00+ 1x 1,04	3,04	18	1963
20	Gökçekaya	3x 92,80	278,40	562	1973
21	Hasan Uğurlu	4x 125,00	500,00	1 217	1982
22	Hirfanlı	4x 32,00	128,00	400	1960
23	Kapulukaya	3x 18,00	54,00	190	1989
24	Karacaören I	2x 16,00	32,00	142	1990
25	Karakaya	6x 300,00	1 800,00	7 354	1987
26	Karkamış *	6x 31,50	189,00	652	1999
27	Keban	4x 157,50+ 4x 175,00	1 330,00	6 000	1974
28	Kemer	3x 16,00	48,00	143	1958
29	Kesikköprü	2x 38,00	76,00	250	1967
30	Kılıçkaya	2x 62,00	124,00	332	1990
31	Kiti	2x 1,38	2,76	12	1966
32	Koçköprü	4x 2,20	8,80	44	1993
33	Kovada II	2x 25,60	51,20	222	1971
34	Köklüce	2x 45,00	90,00	588	1988
35	Kralkızı	2x 46,60	93,80	146	1998
36	Kuzgun	3x 6,80+ 1x 2,25	22,65	36	1999
37	Kürtün	2x 42,50	85,00	198	2003
38	Menzelet	4x 31,00	124,00	515	1993
39	Mercan	3x 6,40	19,20	78	2003
40	Muratlı*	2x 57,50	115,00	444	2005
41	Oymapınar	4x 135,00	540,00	1 620	1984
42	Özlüce	2x 85,00	170,00	413	1999
43	Seyhan I	3x 18,00	54,00	350	1956
44	Suat Uğurlu**	2x 23,00+ 1x 30,00	76,00	345	1980
45	Ş.Urfa	2x25	50,00	124	2006
46	Tercan	3x 5,00	15,00	51	1990
47	Yenice	3x 12,60	37,89	122	2000
48	Yüreğir	1x 6,00	6,00	21	1972
49	Zernek	2x 2,25	4,50	13	1989
6 adet kurulu gücü 2 MW'tan küçük HES (Anamur,Erciş,Kernek,Silifke-I, Uludere,Durucasu)			4,09	15	
(1.1) Toplam			10 380,49	37 049	

(*) Uluslararası ikili işbirliği çerçevesinde kredili olarak inşa edilmiştir.

(**) Ek ünite TEAŞ tarafından inşa edilmiştir.

Tablo 15- Diğer Kuruluşlarca İnşa Edilen HES'ler

Sıra No	Hidroelektrik Santral Adı	Ünite Adedi Ünite Gücü AdetxMW	Tesisin Kurulu Gücü MW	Üretim		İşletmeye Geçiş Yılı
				Ortalama Yıl. Üretimi GWh	İnşa Eden Kuruluşun Adı	
1	Ahiköy I (YİD)	2x 1,05	2,10	11	Özel Şirket	1999
2	Ahiköy II (YİD)	2x 1,25	2,50	11	Özel Şirket	2000
3	Aş. Dalaman-Bereket(ÜRETİM)		37,50	147	Özel Şirket	2000
4	Bahçelik		4,22	30	Özel Şirket	2006
5	Bereket-I-II (ÜRETİM)		3,70	12	Özel Şirket	1998
6	Berdan (YİD)	2x5,00	10,00	47	Özel Şirket	1996
7	Berke	3x170,00	510,00	1668	CEAŞ	2001
8	Birecik (YİD)	6X 112,00	672,00	2469	Özel Şirket	2000
9	Birkapılı(ÜRETİM)	1x48,50	48,50	17		2004
10	Ceyhan-Maraş	3x 1,20	3,60	20	İller Bankası	1958
11	Çal (YİD)	2x 1,10	2,20	12	Özel Şirket	2001
12	Çamlıca-I (YİD)	3x28,00	84,00	429	Özel Şirket	1998
13	Çaygören(ÜRETİM)	2,986+1,617	4,60	21	Özel Şirket	2006
14	Çayköy-Aksu (YİD)	2x 7,50	15,00	36	Özel Şirket	1998
15	Dalaman I-II-III-IV-V		40,20	179	Özel Şirket	2005
16	Derme-Kapuluk	3x 1,50	4,50	14	Özel Şirket	1951
17	Dinar II (YİD)	2x 1,50	3,00	16	Özel Şirket	2001
18	Dodurgalar I-II		4,14	12	Özel Şirket	2005
19	Eşen-II-Göлтаş (ÜRETİM)	2x21,70	43,40	184	Özel Şirket	2003
20	Feslek-Bereket(ÜRETİM)	2x 4,74	9,48	41	Özel Şirket	2006
21	Fethiye	3x 5,50	16,50	90	Özel Şirket	1999
22	Gaziler (YİD)	2x 5,55	11,10	50	Özel Şirket	2002
23	Girlevik II+Mercan (YİD)	2x 1,32+2x4,47	11,58	43	Özel Şirket	2001
24	Göksu-Yerköprü	3x3,52	10,56	70	İller Bankası	1959
25	Gökyar		11,62	43	Özel Şirket	2006
26	Gönen (YİD)	2x 5,30	10,60	47	Özel Şirket	1998
27	Hacılar (Gökpınar)		13,30	88	Özel Şirket	2004
28	Hasanlar (YİD)	3x 3,15	9,35	42	Özel Şirket	1991
29	Hazar I	4x 3,20+1x7,00	19,80	60	Etibank	1957
30	Hazar II	2x 5,00	10,00	0	Etibank	1967
31	İkizdere I	3x 5,04	15,12	110	İller Bankası	1961
32	Kargılık(ÜRETİM)	2x11,95	23,90	67	Özel Şirket	2005
33	Kadıncık	2x35,00	70,00	345	CEAŞ	1971
34	Kadıncık II	1x56,00	56,00	320	CEAŞ	1974
35	Karacaören II	2x23,60	47,20	206	KEPEZ A.Ş.	1993
36	Kayaköy	2x 1,28	2,56	7	İller Bankası	1956
37	Kepez I	3x 8,80	26,40	169	KEPEZ A.Ş.	1961
38	Kepez II	2x 3,91	5,82	21	KEPEZ A.Ş.	1986
39	Kısıkk (YİD)	3x 3,20	9,60	35	Özel Şirket	1993
40	Kovada I	3x 2,75	8,25	35	İller Bankası	1960
41	Manavgat	2x 24,00	48,00	220	KEPEZ A.Ş.	1988
42	Mentaş		41,71	163	Özel Şirket	2006
43	Molu (OTOPR)	2x 1,70	3,40	12	Özel Şirket	2000
44	Murgul (OTOPR)	4x 1,17	4,71	9	Etibank	1951
45	Pamuk (ÜRETİM)	2X9,064+5,179	23,31	81	Özel Şirket	2003
46	Pamukova-Karel (ÜRETİM)	3x 3,10	9,30	55	Özel Şirket	2000
47	Sarıyer H.Polatkan	4x 40,00	160,00	400	Etibank	1956
48	Seyhan II	1x 7,20	7,20	20	CEAŞ	1992
49	Sır	3x94,50	283,50	725	CEAŞ	1991
50	Sızır	3x 2,26	6,78	50	İller Bankası	1961

51	Suçatı (YİD)	2x 3,50	7,00	28	Özel Şirket	2000
52	Sugözü-Kızıldüz (ÜRETİM)		16,00	53	Özel Şirket	2006
53	Süleymanlı(OTOPR)	2x 2,3	4,60	18	Özel Şirket	2004
54	Sütçüler (YİD)	2x 1,00	2,00	12	Özel Şirket	1998
55	Yamula (YİD)	2x50,00	100,00	422	Özel Şirket	2005
56	Yukarı Mercan		14,20	44	Özel Şirket	2005
57	Tohma-Medik (YİD)	2x 6,25	12,50	59	Özel Şirket	1998
58	Tortum I	2x 5,60+2x7,40	26,20	85	İller Bankası	1960
37 adet kurulu gücü 2 MW'tan küçük santral			18,94	64		
(1-2) Toplamı			2 683,24	9 744		
(1. 1) + (1+2) Toplamı			13 063,73	46 793		

Yukarıda verilen işletmede olan hidroelektrik santrallerin toplam kurulu gücü 13.063,73 MW olup, toplam yıllık üretimi 46.793 GWh'tir.

Tablo 16- 2006'da Tamamlanan Depolamalı Baraj ve HES'ler

Sıra No	Adı	İli	Bitiş Yılı	Amacı	Sulama ha	Güç MW	Yıllık Üretim GWh	Yıllık İçme-Kullanma ve Sanayi Suyu hm ³
1	Doğancı II (Nilüfer) Barajı	Bursa	2006	İ	-	-	-	60
2	Yortanlı Barajı	İzmir	2006	S	20 030	-	-	-
3	Aşağı Kuzfındık Barajı	Eskişehir	2006	S	3 241	-	-	-
4	Derebucak Barajı	Konya	2006	S	3 750	-	-	-
5	Erfelek Barajı	Sinop	2006	S	4 364	-	-	-
6	Sarıoğlan Barajı	Kayseri	2006	S	6 123	-	-	-
7	Karadere Barajı	Kastamonu	2006	S	6 449	-	-	-
8	Borçka Barajı ve HES	Artvin	2006	E	-	300	1 039	-
9	Şanlıurfa ve HES	Şanlıurfa	2005	E	-	50	124	-

2.3. Ülkemizin Küçük, Mini Ve Mikro Ölçekli Hidroelektrik Potansiyeli

4628 Sayılı Enerji Piyasası Kanunu'nun 5. maddesinin (p) bendinde : "Elektrik enerjisi üretiminde çevresel etkiler nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarının ve yerli enerji kaynaklarının kullanımını özendirmek amacıyla, gerekli tedbirleri almak ve bu konuda teşvik uygulamaları için ilgili kurum ve kuruluşlar nezdinde girişimde bulunmak" hükmü yer almaktadır. Bunun yanında, Birleşmiş Milletler ve Avrupa Birliği gibi örgütlerin bölgesel, ulusal ve küresel düzeyde sürdürülebilir bir kalkınmanın sağlanması, enerjinin etkin ve verimli bir şekilde kullanılması, çevrenin korunması ve fosil yakıt kaynaklı enerji tesislerinin atmosfere yaydığı karbon dioksit (CO₂) gibi zararlı gazların etkisinin minimuma indirilmesi yönünde kararları mevcut olup, yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları, özellikle küçük, mini ve mikro ölçekli HES'lerin destekleneceği karara bağlanmıştır.

Gerek öngörülen bu hüküm ve kararlar, gerekse 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Yasa'nın etkisiyle özellikle yatırım maliyetinin büyük ölçekli tesislere göre düşük olan bu tür tesislere özel sektörün yatırım yapması kolaylaşmıştır.

Ekonomik potansiyelin miktarı, ülkemizin küçük nehir ve dere yataklarında projelendirilecek küçük, mini ve mikro ölçekli santrallarda üretilen enerjinin ilavesi ile artacaktır.

EİE Genel Müdürlüğü, 2000 yılında genelde “**İlave HES Potansiyelinin Arttırılması**”, özelde ise “**Küçük HES Potansiyeli**” ne yönelik olarak 26 ana akarsu havzasında bir çalışma başlatmıştır. Bu kapsamda;

- Batı Karadeniz,
- Meriç,
- Marmara,
- Burdur Gölü,
- K.Menderes,
- O.Anadolu,
- Susurluk,
- Gediz,
- Ege Suları,
- Doğu Karadeniz,
- Büyük Menderes,
- Batı Akdeniz,
- Orta Akdeniz,
- Yeşilirmak,
- Sakarya,
- Ceyhan,
- Afyonkarahisar ve
- Doğu Akdeniz

havzalarında ilave HES potansiyeline ait İlk Etüt Çalışmaları tamamlamıştır. Meriç, Marmara, Burdur Gölü, K.Menderes, O.Anadolu havzalarında su potansiyeli az olduğu için enerji potansiyeli bulunamamıştır. Diğer havzalardan ise **479,16 MW** kurulu gücünde ve **2.245 GWh** enerji üretim kapasitesinde toplam **176** adet proje tespit edilerek özel sektör girişimcilerinin istifadesine sunulmuştur. EİE Genel Müdürlüğü tarafından on üç küçük akarsu üzerindeki enerji imkanları ilk etüt rapor çalışmaları sonuçları ise **Tablo 18’de** verilmektedir. Diğer taraftan 2007 itibarıyla, geriye kalan sekiz ana akarsu havzasında ise çalışmalar devam etmektedir.

Yapılan çalışmalar neticesinde kesin olmamakla birlikte; küçük, mini ve mikro ölçekli HES’lerden elde edilebilecek enerji potansiyelinin, ekonomik yapılabirliği olan halihazırdaki potansiyelin bugünkü değerlendirme kriterleri ile %15’ine yakın bir ilave potansiyel sağlayacağı tahmin (öngörü) edilmektedir. Bu öngörünün gerçekleşmesi halinde ekonomik potansiyelin **150 Milyar kWh** mertebesine ulaşacağı söylenebilir.

Mini Enerji Kaynakları Değerlendirme Projesi (MEKDEP)

Ayrıca EİE Genel Müdürlüğü tarafından Mini Enerji Kaynakları Değerlendirme Projesi (MEKDEP) adı ile yeni bir proje geliştirilmiştir. Bu projenin amacı, ülkemizin her geçen gün artmakta olan enerji ihtiyacını karşılamada dışa bağımlı hale gelmesinden kurtararak, sürdürülebilir enerji bağlamında ülkemizin yerli enerji kaynaklarına önem vermek, özellikle yenilenebilir olanların bir an önce değerlendirmeye alınmasını sağlamaktır.

Projenin hedeflerinden biri de ülkemizde bu güne kadar var olupta değerlendirmesi yapılamamış yenilenebilir enerji kaynaklarını (hidrolik, rüzgar, jeotermal) tespit etmek ve bu bilgileri kullanıcılar için hazır hale getirmek olarak özetlenebilir. Enerji konusunda ülkemizin makro ölçekli HES ve Rüzgar enerji imkanları hemen hemen bilinmektedir. Küçük ölçekli enerji imkanları ise bu güne kadar pek dikkate alınmamıştır. Yine jeotermal kaynaklar ülke genelinde bilinmekle beraber bu kaynaklara ait bir bilgi bankası ve yararlanma şekilleri tam olarak belli değildir. Proje çerçevesinde yukarıda sözü edilen konularla ilgili bilgiler toplanarak farklı ölçekli projeler üretilecektir.

Bu proje ile;

- Hidrometrik Etüt Merkezlerinin Belediyelerle koordinasyonu ve Etüt Merkezlerince muhtelif (rüzgar, hidrolik ve jeotermal) kaynakların tespiti,
- Kaynaklardaki enerji potansiyelinin ve bu potansiyelin kullanımını sınırlayan unsurların belirlenmesi,
- Kaynağın elektrik ve/veya ısı amaçlı değerlendirilmesine yönelik olarak ilgili birimlerce ilk etüt ve fizibilite raporlarının hazırlanması.
- Projelerin Belediyelere ve yatırımcı kuruluşlara duyurulması,
- Yatırım yapacak kuruluşlarca talep edilmesi halinde danışmanlık hizmetinin sunulması,
- Enerji çevrimini sağlayan ekipmanlardaki yurtdışı gelişimin izlenmesi ve yurt içinde uygulanabilirliklerine ilişkin çalışmaların yapılması,
- Küçük ölçekli hidrolik kaynakların değerlendirilmesi kapsamında TEMSAN A.Ş. ile ve jeotermal kaynakların değerlendirilmesi kapsamında da MTA ile işbirliği tesis edilmesi, hedeflenmektedir.

Bu proje kapsamında belediyelerle işbirliği yapılarak, ülkemiz genelinde tüm il, ilçe ve belde belediyeleriyle irtibat sağlanıp ilgili belediyelerin sınırları içinde bulunan hidrolik, jeotermal ve rüzgar kaynaklarıyla ilgili bilgiler değerlendirilmek üzere toplanacaktır. Uygun potansiyel tespit edilenlerin ilk etüt raporları EİE Genel Müdürlüğünün ilgili Daire Başkanlıklarınca hazırlanacak ve yatırımcıların hizmetine sunulacaktır. Yatırımcıların talep etmesi halinde projeler ve teknolojik yatırımlar için danışmanlık hizmeti verilecektir. Proje başlangıç aşamasında olduğundan şu an için proje ile ilgili kesinleşmiş sonuçlar bulunmamaktadır.

Tablo 17: EİE Tarafından Yapılan Küçük Akarsular Üzerindeki Enerji İmkanlarına İlişkin İlk Etüt Proje Çalışmaları

NO	HAVZA ADI	İLK ETÜT RAPORUNDA İNCELENEN PROJELER		
		PROJE ADEDİ	KURULU GÜÇ (MW)	YILLIK ORT. ENJ. (GWh)
1	2	3	4	5
1	BATI KARADENİZ	13	16,13	84,00
2	SUSURLUK	9	6,90	29,69
3	GEDİZ	7	41,76	166,20
4	EGE SULARI	3	2,66	10,54
5	DOĞU KARADENİZ	62	190,38	1041,10
6	BÜYÜK MENDERES	2	3,38	16,06
7	BATI AKDENİZ	9	23,51	111,78
8	ORTA AKDENİZ	20	69,09	278,52
9	YEŞİLIRMAK	17	23,64	97,61
10	SAKARYA	6	7,85	27,44
11	CEYHAN	10	55,98	244,28
12	AFYONK.HİSAR	7	4,16	19,77
13	D.AKDENİZ	11	33,72	118,04
13	TOPLAM	176	479,16	2245,03

3. İşletmede ve İnşa Halinde Olan Hidroelektrik Santraller

3.1. İşletmede Olan HES'ler

Tablo 18: EÜAŞ Hidroelektrik Santraller Dairesi Başkanlığı Tarafından İşletilen Hidroelektrik Santrallerin Üretim Değerleri

SANTRAL ADI	KURULU GÜÇ	2004 ÜRETİMİ	2005 ÜRETİM	2006 ÜRETİM
	MW	MWh	MWh	MWh
ADIGÜZEL	62,0	150.831	142.785	67.718
ALMUS	27,0	76.390	95.333	93.086
ALTINKAYA	702,6	889.526	653.434	720.855
ASLANTAŞ	138,0	628.522	599.103	599.280
ATAKÖY	5,5	11.571	8.370	8.550
ATATÜRK	2.405,0	9.164.446	7.846.066	8.881.062
BATMAN	198,0	481.842	354.628	510.070
BERKE	510,0	1.708.154	1.587.843	1.591.879
BORÇKA	300,0	-	-	-
ÇAMLIGÖZE	32,0	111.789	101.207	121.970
ÇATALAN	168,9	518.831	340.041	418.240
DEMİRKÖPRÜ	69,0	108.846	102.350	128.207
DERBENT	56,4	217.391	155.388	165.827
DİCLE	110,0	228.783	148.859	212.282
GEZENDE	159,4	535.239	361.315	404.421
GÖKÇEKAYA	278,4	471.744	364.738	407.153
HASAN UĞURLU	500,0	1.178.650	1.372.890	1.200.780
HİRFANLI	128,0	100.260	74.266	144.341
KADINCIK-I	70,0	280.630	166.347	207.650
KADINCIK-II	56,0	214.546	109.308	145.595
KAPULUKAYA	54,0	68.416	44.445	93.880
KARACAÖREN-I	32,0	163.527	104.722	82.961
KARACAÖREN-II	46,4	220.419	152.042	126.545
KARAKAYA	1.800,0	9.035.430	7.480.610	8.597.681
KARKAMIŞ	189,0	444.231	390.158	461.758
KEBAN	1.330,0	7.904.810	6.694.897	7.280.758
KEMER	48,0	120.982	56.199	68.907
KESİKKÖPRÜ	76,0	64.495	49.975	93.554
KILIÇKAYA	120,0	394.492	378.508	443.719
KOÇKÖPRÜ	8,8	23.895	23.193	19.999

KÖKLÜCE	90,0	237.805	474.525	417.900
KRALKIZI	94,5	116.797	94.641	118.695
KUZGUN	20,9	25.513	20.865	33.073
KÜRTÜN	85,0	188.509	200.059	198.742
MANAVGAT	48,0	162.130	109.480	151.275
MENZELET	124,0	546.809	512.319	485.121
MURATLI	115,0	0	251.550	439.817
ÖZLÜCE	170,0	583.795	489.579	582.882
SARIYAR	160,0	349.071	275.449	290.515
SEYHAN-I	60,0	298.669	176.673	247.040
SIR	283,5	785.372	728.886	686.875
SUAT UĞURLU	69,0	330.852	358.706	343.711
TERCAN	15,0	56.443	52.055	47.327
YENİCE	37,9	119.976	91.607	91.004
ZERNEK (HOŞAP)	3,5	15.189	9.072	8.461
BARAJLI TOPLAM	11.056,6	39.335.617	33.804.486	37.441.168
AKARSU-GÖL TOPLAM	404,0	1.332.820	1.240.941	1.238.241
GENEL TOPLAM	11.460,6	40.668.437	35.045.427	38.679.409

Tablo 19: 31.12.2006 Tarihi İtibariyle DSİ Genel Müdürlüğüne Bitirilen Depolamalı Baraj ve HES'ler

YILLAR	BİTEN BARAJ	BİTEN HES	TOPLAM
1950 Başına kadar	3	-	3
1950-1959 Sonu (10 Yıl)	1	3	4
1960-1969 Sonu (10 Yıl)	22	3	25
1970-1979 Sonu (10 Yıl)	28	3	31
1980-1989 Sonu (10 Yıl)	55	12	67
1990-1999 Sonu (10 Yıl)	43	14	57
2000 Yılı (1 Yıl)	2	-	2
2001 Yılı (1 Yıl)	3	-	3
2002 Yılı (1 Yıl)	3	1	4
2003 Yılı (1 Yıl)	4	2	4
2004 Yılı (1 Yıl)	1	1	1
2005 Yılı (1 Yıl)	8	1	9
2006 Yılı (1 Yıl)	8	-	8
TOPLAM:	181	40	218

NOT-1: 12 adet nehir kanal santral dahil edilmemiştir. Kurulu gücü 2MW'dan küçük olanlar dikkate alınmamıştır.
NOT-2: DSİ dışında yapılan depolamalı baraj ve HES sayısı 12 adettir.

3.2. DSİ Tarafından İnşa Edilmiş ve Geçici Devirle EÜAŞ Tarafından İşletilen Hidroelektrik Santralleri

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından inşa edilmiş, işletmeye alınmış ve işletmeye alınacak hidroelektrik santrallerinin enerji üretimi ile ilgili kısımları ve bunların mütemmim cüzleri olan taşınmazların, Elektrik Üretim Anonim Şirketine devir işlemleri ve bu tesislerin etüt, planlama, kurulma ve işletme-bakım koordinasyonu ile Hazine Müsteşarlığı tarafından temin edilerek Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğüne tahsis edilen dış kaynaklı proje kredilerinden

doğan mali yükümlülükler ve Kamu Ortaklığı Fonu ödemeleri dikkate alınarak bedel tespitine ilişkin usul ve esasların düzenleyen Yönetmelik 26.10.2006 tarih ve 26325 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanmıştır. Bu yönetmelik kapsamında EÜAŞ’ye devredilecek santrallerin listesi aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 20- DSİ Tarafından İnşa Edilmiş ve Geçici Devirle EÜAŞ Tarafından İşletilen Hidroelektrik Santralleri

PROJE ADEDİ	PROJE ADI	SANTRAL KURULU GÜCÜ	ENERJİ HİSSESİ
		(MW)	(%)
1	ADIGÜZEL	62,00	27,46
2	ALTINKAYA	700,00	99,00
3	ASLANTAŞ	138,00	21,50
4	ATAKÖY	05,50	46,00
5	ATATÜRK	2400,00	89,50
6	BEYKÖY	15,00	99,00
7	ÇAMLIGÖZE	32,00	99,00
8	ÇATALAN	168,90	71,00
9	ÇILDIR	15,36	80,00
10	DERBENT	58,30	89,00
11	DİCLE	110,00	20,00
12	DOĞANKENT V.ÜNİTE	38,00	99,00
13	GEZENDE	159,30	99,00
14	GÖKÇEKAYA I. ÜNİTE	92,80	99,00
15	HASAN UĞURLU III. ve IV. ÜNİTE	250,00	63,50
16	KARACAÖREN I	32,00	40,20
17	KARAKAYA	1800,00	99,00
18	KAPULUKAYA	54,00	62,00
19	KARKAMIŞ	189,00	99,00
20	KEBAN V, VI,VII,VIII. ÜNİTELER	700,00	99,00
21	KILIÇKAYA	124,00	99,00
22	KRALKIZI	90,00	20,00
23	KOÇKÖPRÜ	08,80	9,00
24	KÖKLÜCE	90,00	99,00
25	KUZGUN	22,65	9,00
26	MENZELET	124,00	70,30
27	ÖZLÜCE	170,00	99,00
28	SUAT UĞURLU	46,00	99,00
29	TERCAN	15,00	5,50
30	YENİCE	37,89	89,60
31	ZERNEK (HOŞAP)	04,50	8,00
32	BATMAN	198,00	87,00
33	MERCAN	19,20	57,00
34	KÜRTÜN	78,20	99,00
35	MURATLI	115,00	99,00
TOPLAM		8.163,40	

3.3. Özelleştirme Programındaki Hidroelektrik Santraller

Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)'ye ait Tercan, Kuzgun, Mercan, İkizdere, Çıldır Hidroelektrik Santralleri özelleştirme kapsam ve programına; Beyköy ve Ataköy Hidroelektrik Santralleri ÖYK'nın 27.12.2006 tarih ve 2006/100 sayılı Kararı ile özelleştirme programına alınmıştır. Bu santrallerin özellikleri aşağıda verilmektedir.

Ataköy Hidroelektrik Santrali:

Bulunduğu Yer: Almus/TOKAT

Kurulu Gücü : 5,2 MW

Tipi : Baraj

Beyköy Hidroelektrik Santrali:

Bulunduğu Yer: Sarıcakaya/ESKİŞEHİR

Kurulu Gücü : 4,8 MW

Tipi: Baraj

Çıldır Hidroelektrik Santrali:

Bulunduğu Yer: Arpaçay/KARS

Kurulu Gücü : 15,35 MW

Tipi : Göl

İkizdere Hidroelektrik Santrali:

Bulunduğu Yer: İkizdere/RİZE

Kurulu Gücü : 18,6 MW

Tipi : Akarsu

Kuzgun Hidroelektrik Santrali:

Bulunduğu Yer: Ilıca/ERZURUM

Kurulu Gücü : 20,9 MW

Tipi : Baraj

Mercan Hidroelektrik Santrali:

Bulunduğu Yer: Ovacık/TUNCELI

Kurulu Gücü : 19,225 MW

Tipi : Baraj

Tercan Hidroelektrik Santrali:

Bulunduğu Yer: Tercan/ERZİNCAN

Kurulu Gücü : 15 MW

Tipi : Baraj

3.4. İnşa Halinde Olan HES'ler

Tablo 21: İnşaatı Devam Eden HES'ler

Hidroelektrik SantralAdı	Ünite Adedi Ünite Gücü Adet x MW	Tesisin Kurulu Gücü MW	OrtalamaYıl. Üretim GWh	Muhtemel Bitiş Yılı
2.1.1 DSİ'ce İnşa Edilmekte Olan Projeler				
1. Akköprü	2x 57,50	115,00	343	2008
2. Alpaslan I	4x 40,00	160,00	488	2007
3. Atasu	2x 2,50+2x5+2x15	45,00	151	2011
4. Boğazköy	2x 5,00	10,00	20	2009
5. Borçka*	2x 150,00	300,00	1039	2007
6. Cindere (1)	3x 9,25+1x1,56	29,31	88	2008
7. Çine	2x 19,75	39,50	118	2010
8. Deriner*	4x 167,50	670,00	2118	2009
9. Dim (1)	3x 12,75	38,25	123	2008
10. Ermenek	2x 151,2+ 2x 3,24	308,88	1187	2009
11. Fındıklı Arhavi (1)	2x15,0+2x55,0+2x5,0	150,00	579	2010
12. İhsu	6x200,00	1.200,00	3833	2014
13. Kığı	3x 46,67	140,00	423	2011
14. Kılavuzlu	4x 14,31	57,24	100	2008
15. Kirazlıköprü	2x4,6+3,1	12,30	41	2010
16. Köprübaşı (1)	2x37,00	74,00	203	2009
17. Kumköy (1)	2x4,00+1x2,00	10,00	65	2007
18. Manyas	3x 6,50	19,50	59	2008
19. Obruk	4x 50,00	200,00	473	2007
20. Süreyyabey(Aş. Çekerek)	4x 3,60	14,40	50	2011
21. Topçam	3x 20,00	60,00	200	2009
20. Torul	2x 51,50	103,00	322	2007
22. Uluabat-Çınarcık (1)Torul	3x 40,00	120,00	548	2009
23. Uzunçayır (1)	3x 23,58	70,74	317	2008
Toplam		3 947,12	12 888	

2.1.2 3096 Sayılı Kanun Kapsamında Gerçekleştirilecek Projeler				
1. Dilek -Güroluk(YİD)	3x 60,00	180,00	593	2004
2. Kovada- III (YİD)		2,75	14	2005
Toplam		182,75	607	
(2.1) Toplamı		4 129,87	13 495	

(1) Santral özel sektör tarafından yapılacaktır.

* Uluslararası ikili işbirliği çerçevesinde kredili olarak inşa edilmektedir.

Tablo 22- 4628 Sayılı Kanun Kapsamında İnşaatı Devam Eden Hidroelektrik Santraller

Sıra No	Hidroelektrik Santral Adı	Ünite Adedi Ünite Gücü AdetxMW	Tesisin Kurulu Gücü MW	Ortalama Yıl Üretimi GWh	Muhtemel Bitiş Yılı
4628 sayılı Kanun Kapsamında Gerçekleştirilecek Projeler					
7	Aksu HES		55,20	141	2010
8	Aksu Regülatörü ve Şahmaller HES		16,00	56	2007
9	Andırın HES		42,00	106	2007
10	Aralık HES		16,20	56	2009
11	Avcılar HES		11,62	39	2009
12	Ayşehatun HES		32,00	257	2009
13	Ayvassıl Regülatörü ve HES		2,63	11	2009
14	Bağbaşı HES		13,50	48	2009
15	Bağışlı HES		28,90	97	2009
16	Balıklar HES		1,40	7	2009
17	Bangal Regülatörü ve HES		7,11	22	2009
18	Bayramhacılı HES		61,84	173	2010
19	Bulam HES		7,90	33	2009
20	Burç Bendi ve HES		18,86	80	2008
21	Büyükbahçe HES		5,60	20	2009
22	Cansu HES		9,46	47	2007

23	Cevizlik HES		90,00	396	2010
24	Cinali HES		5,90	19	2010
25	Cindere HES		29,31	88	2008
26	Çakıt HES		22,71	96	2009
27	Çaldere HES		8,00	35	2008
28	Çalkışla Regülatörü ve HES		8,42	18	2009
29	Çamlıca III HES		28,48	43	2009
30	Çamlıkaya HES		8,10	27	2009
31	Çanakçı Regülatörü ve HES		9,46	39	2009
32	Çataloluk HES		9,20	31	2007
33	Çatköy HES		5,46	20	2009
34	Çayağzı HES		9,96	37	2009
35	Çırakdamı HES		58,66	140	2008
36	Çukurçayı HES		3,65	15	2009
37	Dağdelen HES		10,60	51	2009
38	Damlapınar HES		17,30	98	2009
39	Darıca I HES		93,06	328	2010
40	Değirmenüstü HES		39,92	109	2009
41	Dereli HES		58,77	158	2008
42	Dim HES		38,25	123	2008
43	Dinç Regülatörü ve HES		1,36	9	2009
44	Doyran HES		2,40	7	2009
45	Dumankaya HES		2,51	5	2009
46	Düzenli HES		5,05	31	2009
47	Erenler HES		51,13	97	2009
48	Erkenek HES		13,60	52	2007
49	Fırmıs HES		7,30	36	2009
50	Gökbel I-II HES		24,13	76	2007
51	Gözede HES		2,66	8	2007
52	Hacımnoğlu HES		97,00	434	2010
53	Hamzalı HES		15,61	117	2009
54	İncesu HES		15,63	48	2009
55	Kabaca Regülatörü ve HES		8,18	29	2009
56	Kalealtı HES		15,60	52	2007
57	Kalen I-II HES		34,51	99	2009
58	Kaletepe HES		8,32	29	2009
59	Kandil Enerji Projesi HES		140,00	657	2010
60	Karasu HES		2,14	19	2008
61	Karasu I HES		8,16	30	2009
62	Karasu II-III HES		20,66	80	2009
63	Kayalık HES		6,66	45	2009
64	Kebanderesi HES		5,47	32	2007
65	Kepezkaya HES		16,30	104	2010
66	Kirazdere HES		0,40	2	2007
67	Koyulhisar HES		43,5	329	2007
68	Kozdere HES		9,83	41	2008
69	Köprü Barajı ve HES		120	378	2010
70	Köprübaşı HES		74	203	2009
71	Köprüler-Gem HES		3	14	2007
72	Kulp-I HES		20,75	69	2007
73	Kulp-IV HES		8,86	31	2007
74	Kumköy HES		10	65	2007
75	Kuşaklı Barajı ve HES		28,60	120	2009
76	Kuşluk Regülatörü ve HES		10,70	36	2009
77	Kürce Regülatörü ve HES		20	93	2009
78	Lamas III-IV HES		46,75	173	2009
79	Lamas-Gökler HES		1,66	10	2007
80	Manavgat I Regülatörü ve HES		26	68	2010
81	Mansurlar-Pazarköy HES		27,20	114	2008
82	Menge Barajı ve HES		36,40	122	2009
83	Niksar HES		29,38	229	2010
84	Otluca HES		48,77	224	2010
85	Pembelik HES		122,40	367	2010
86	Reşadiye HES		49,8	400	2010
87	Rüzgarlı I-II HES		10,13	38	2007
88	Sancar Regülatörü ve HES		0,92	4	2009
89	Saraçbendi HES		10,34	44	2008
90	Sarıgözü HES		61	264	2010

91	Sarıkavak HES		8,89	43	2009
92	Sarıtepe HES		5	20	2009
93	Sarmaşık I HES		22	95	2009
94	Sarmaşık II HES		23,9	108	2009
95	Seyrantepe HES		49,70	161	2009
96	Sırma HES		6,66	23	2010
97	Suçatı HES		3,5	18	2010
98	Suşehri HES		12,60	72	2008
99	Tagar HES		3,5	24	2009
100	Tahta Regülatörü ve HES		14,14	53	2007
101	Taşova ve Yenidereköy HES		2	10	2008
102	Tatar HES		115,80	364	2009
103	Tefen HES		13,50	68	2009
104	Tınaztepe HES		8,24	38	2007
105	Turhan HES		9,44	48	2009
106	Uluabat Kuvvet Tüneli HES		110,30	423	2009
107	Uzunçayır HES		70,74	317	2008
108	Uzundere I HES		43,68	165	2010
109	Uzundere II HES		20,42	101	2010
110	Yalnızca HES		6,54	30	2009
111	Yamanlı II HES		88,90	302	2010
112	Yaylabel HES		5,20	20	2009
113	Yazı HES		1,20	6	2009
114	Yedigöl HES		17,46	62	2010
115	Yedigöze HES		274,30	965	2011
116	Yedisu HES		15,50	25	2010
117	Yenicekent HES		22,90	76	2009
118	Yeşil Regülatörü ve HES		14,73	56	2009
119	Yeşilvadi HES		8,80	38	2009
120	Yıldızlı Regülatörü ve HES		1,25	6	2010
121	Yokuşlu Kalkandere HES		34	148	2010
122	Yukarı Manahoz HES		22,86	79	2009
123	Yuvarlakçay HES		3,30	17	2010
124	Zincirli HES		9,78	66	2009

Yukarıda verilen 4628 sayılı Kanun Kapsamında gerçekleştirilecek projelerin toplam kurulu gücü 3.543,50 MW olup, toplam yıllık üretimi 13.534 GWh'tir. Bu da ülkemizin hidroelektrik enerji kapasitesine kayda değer bir katkı sağlamaktadır.

Tablo 23: DSI'ce İnşa Edilen Baraj ve HES İnşaatı

Sıra No	Barajın adı	İli	Akarsu Adı	Amaçı (*) (*)	Bitiş Yılı
1	AKDEĞİRMEN	Afyon	Akarçay	S	2008
2	AĞRI YAZICI	Ağrı	Altınçayır	S	2008
3	DİM (2)	Antalya	Dim	S+E+I	2008
4	DERİNER	Artvin	Çoruh	E	2009
5	ÇİNE	Aydın	Çine	S+E+T	2013
6	İKİZDERE	Aydın	İkizdere	S+I	2007
7	KARACASU	Aydın	Dandalaz	S	2008
8	MANYAS	Balıkesir	Kocaçay	S+E+T	2007
9	HAVRAN	Balıkesir	Havran	S	2007
10	UMURBEY	Balıkesir	Umurbey	S	2007
11	DEMİRÖZÜ	Bayburt	Lori	S	2009
12	KÖSE	Bayburt	Köse	İ	2008
13	GÜLBAHAR	Bingöl	Koçan	S	2009
14	KİĞİ	Bingöl	Peri-Munzur	E	2010
15	KARAÇAL	Burdur	Bozçay	S	2008
16	BELKAYA	Burdur	Guluman	S	2008
17	BOĞAZKÖY	Bursa	Kocadere	S	2007
18	ÇİNARCIK (2)	Bursa	Orhaneli	E+S	2007
19	BABASULTAN	Bursa	Karadere	S	2007
20	AYVACIK	Çanakkale	Tuzla	S+T	2007
21	BAYRAMDERE	Çanakkale	Karanlıkdere	S	2009
22	TAŞOLUK	Çanakkale	Çınarcık	S	2007
23	AKHASAN	Çankırı	Elma	S	2008
24	OBRUK	Çorum	Kızılırmak	E	2007
25	KOÇHİSAR	Çorum	Büyüköz	S	2008
26	HATAP	Çorum	Hatap	S+İ	2008

27	CINDERE (2)	Denizli	B. Menderes	S+E	2007
28	YENİDERE	Denizli	Yenidere	S	2007
29	HAMZADERE	Edirne	Hamzadere	S	2008
30	BAŞKÖY	Erzurum	Başköy	S	2008
31	PAZARYOLU	Erzurum	Değirmen	S	2008
32	BEYLİKOVA DEP.	Eskişehir	Porsuk	S	2007
33	KLAVUZLU	Gaziantep	Ceyhan	S+E	2008
34	TORUL	Gümüşhane	Harşit	E	2007
35	DİLİMLİ	Hakkari	Büyükçay	S	2008
36	BEYDAĞ	İzmir	K. Menderes	S	2009
37	ADATEPE	Kahramanmaraş	Göksu	S+T	2008
38	BAYBURT	Kars	Bozkuş	S+İ	2008
39	KULAKSIZLAR	Kastamonu	Bük	S	2007
40	KIRAZLIKÖPRÜ	Kastamonu	Gökırmak	S+T	2008
41	KÖPRÜBAŞI (2)	Kastamonu	Devrek	E+T	2008
42	DELİÇAY	Konya	Deliçay	S	2008
43	İBRALA	Konya	İbrala	S	2010
44	ERMENEK	Konya	Ermenek çayı	E	2008
45	BEŞKARIŞ	Kütahya	Kokar	S	2008
46	YONCALI	Malatya	Yoncalı	S	2008
47	BOZTEPE	Malatya	Hırın	S	2009
48	KAPIKAYA	Malatya	Kirinahmet	S	2009
49	ÇALTIKORU	Manisa	Ilyas	S	2008
50	GÖRDES	Manisa	Gördes	S+İ	2008
51	AKGEDİK	Muğla	Sarıçay	S	2007
52	BAYIR	Muğla	Srainler	S	2008
53	AKKÖPRÜ	Muğla	Dalaman	S+E	2012
54	ALPASLAN I	Muş	Murat	E	2007
55	DOYDUK	Neveşehir	Kolaycık	S	2009
56	YEŞİLBURÇ	Niğde	Kaynardere	S	2009
57	TOPÇAM	Ordu	Melet	E	2009
58	KUMKÖY (1) (2)	Samsun	Yeşilırmak	S+E	2007
59	SARAYDÜZÜ	Sinop	Asarcık	S	2008
60	DODURGA	Sinop	Çarşaku	S	2011
61	ÖZEN	Sivas	Pusat	S	2007
62	ÇOKAL	Tekirdağ	Kocadere	S+İ	2008
63	UZUNÇAYIR (2)	Tunceli	Munzur	E	2008
64	ALPU	Tokat	Alpu	S	2009
65	GÜZELCE	Tokat	Finize	S	2009
66	ATASU	Trabzon	Değirmen	İ+E	2010
67	MORGEDİK	Van	Deliçay	S	2009
68	SÜREYYABEY	Yozgat	Çekerek	S+E	2011

(*) S = Sulama, E = Enerji, T = Taşkın kontrolü, İ = İçme-kullanma ve endüstri suyu

(1) Nehir ve kanal santrali

(2) Santrali özel sektör tarafından yapılacaktır.

3.5. Yapımı Planlanan HES'ler

Tablo 24: İnşaatına Henüz Geçilmeyen Hidroelektrik Santraller

Hidroelektrik Santral Adı	Ünite Adedi Ünite Gücü Adet x MW	Tesisin Kurulu Gücü MW	Ortalama Yıllık Üretimi GWh
2.2.1 DSİ'ce İnşa Edilecek Projeler			
İ-hale İle İnşa Edilecek Projeler			
1. Adıgüzel II	1x 5,70	5,70	27
2. Darıca I	3x 26,30	79,00	292
3. Gökbel	2x 2,00+ 2x 0,80	5,60	25
4. İncesu(Aş. Çekerek)	2x 6,50	13,00	38
5. Yenicekent	2x 7,00+ 1x 5,50+ 1x 1,50	21,00	76
Toplam		124,30	458

C. TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ENERJİSİNİN GELİŞİMİ

1. Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Kısa Tarihçesi

Dünya'da elektrik enerjisinin günlük hayatta kullanılması 1878 yılında başlamış, ilk elektrik santrali 1882'de Londra'da hizmete girmiştir. Hidroelektrik üretim ise ilk kez 1880 yılında Wisconsin / ABD'de küçük bir DC jeneratörü ile elde edilmiştir. Ülkemizde ilk elektrik enerjisi, 1902 yılında Tarsus'ta bir su değirmenine bağlanan 2 kW gücündeki bir dinamodan üretilmiştir. İlk büyük termik santral 1913 yılında İstanbul Silahtarağa'da kurulmuştur.

Türkiye Cumhuriyetinin kuruluşundan günümüze kadar, Türkiye toplam kurulu gücünün hangi aşamalardan geçerek 2006 yılında 40.539 MW'a ulaştığı ve bu süreçte hidrolik enerjinin verdiği katkı konusunda kısa bir özet aşağıda verilmektedir (9).

- 1923 yılında kurulan Türkiye Cumhuriyetinin devraldığı santralin kurulu gücü 33 MW (ya da 45 GWh/yıl) dır. Bu tarihte nüfusu 12 360 000 olan Türkiye'nin elektrik tüketimi 41.3 GWh, kişi başına net tüketimi ise 3.3 kWh dolayındadır.
- 1935'e gelindiğinde Türkiye kurulu gücü 126.2 MW, üretimi 213 GWh/yıl, elektrikleştirilmiş il merkezi sayısı 43'tür. Bu tarihte EİE, Etibank, MTA Genel Müdürlükleri ve daha sonra İller Bankası kurulmuştur.
- 1954 yılında DSİ kurulduğunda, Türkiye kurulu gücü 516.9 MW ve üretimi 1402.5 GWh/yıl'a ulaşmıştır. Aynı yıl hidrolik kurulu güç 36.7 MW (yada 82.9 GWh/yıl) olarak %7 paya sahiptir.
- 1970'e gelindiğinde Türkiye kurulu gücü 2234.9 MW, üretimi 8623 GWh/yıl'a ulaşmıştır. Hidrolik üretim %35 paya yükselmiştir. Ülkede artan üretim, iletim ve dağıtım miktarı ile hizmetin yaygınlaşması kurumsal bir yapıyı gerekli kılmış ve TEK (Türkiye Elektrik Kurumu) kurulmuştur.
- Elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımı 1984 yılına kadar büyük ölçüde devlet tekelinde yürütülmüş, ancak hızla artan enerji talebinin karşılanmasında, devletin yatırım imkanlarının yetersiz kalması karşısında TEK tekeli kaldırılmış, ve elektrik sektörü yatırım ihtiyacının kamu kaynakları dışından karşılanabilmesi için, 3096, 3996 ve 4283 sayılı kanunlar kapsamında "Yap-İşlet-Devret" (YİD), "Yap-İşlet" (Yİ), "İşletme Hakkı Devri" (İHD) ve Otoproduktör gibi modeller geliştirilerek uygulamaya konulmuştur. 1984 yılında Türkiye kurulu gücü 84.61,6 MW, üretimi 30.613,5 GWh/yıl olup, hidroelektriğin üretimde payı %44'tür. Hidroelektrik üretim en yüksek paya, 1988 yılında %60 dolayında sahip olmuştur.
- TEK, 1993'de özelleştirme kapsamına alınmış ve bu düzenlemenin devamı olarak Türkiye Elektrik Üretim – İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) adı altında iki ayrı iktisadi devlet teşekkülüne ayrılmıştır. 1993 yılında Türkiye kurulu gücü 20.337,6 MW'a, üretimi 73.807,5 GWh/yıl'a ulaşmıştır. Hidroelektrik bu tarihte üretimde %46 dolayında paya sahip olmuştur.
- 2000 yılına gelindiğinde Türkiye kurulu gücü 27264 MW'a, üretimi 124922 GWh/yıl'a ulaşmış, hidroelektrik kurulu güç olarak %41 paya sahipken, üretimi %24.7'e düşmüştür. Bu sonuç doğalgaz yakıtlı santrallara verilen öncelik yanında HES'lerin su imkanlarının üzerinde kapasitelerde çalıştırılması sonucu baraj su seviyelerinin minimum işletme kotlarına kadar indirilmiş olmasından da kaynaklanmıştır.
- 2001 yılında TEAŞ Genel Müdürlüğü; iletim faaliyetlerinde bulunmak üzere Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), mülkiyeti kamuya ait termik ve hidrolik tesislerin işletilmesi, kiralanması ve yeni üretim tesislerinin kurulması faaliyetlerinde bulunmak üzere Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve elektrik ticaret ve taahhüt faaliyetlerinde bulunmak üzere Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) Genel Müdürlükleri olarak üçe ayrılmıştır. TEİAŞ, EÜAŞ, TETAŞ ve TEDAŞ Genel Müdürlükleri Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın (ETKB) bağlı kuruluşlarıdır.

- Özel sektör yatırımlarını elektrik sektörüne yönlendirmek üzere çıkarılan 3096, 3996 ve 4283 sayılı kanunlar kapsamında uygulanan YİD, Yİ, İHD ve Otoprodüktör modellerinden beklenen sonuç alınamamış, çeşitli nedenlere bağlı özel sektör ve yabancı sermaye yatırımları istenilen düzeyde gerçekleşmemiştir.
- Özellikle YİD, Yİ ve İHD modellerinin başarıya ulaşmaması nedeniyle, Dünya Bankasının girişimiyle başlatılan yeniden yapılanma çalışmaları sonucunda; 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 3 Mart 2001 de, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'da 2 Mayıs 2001'de yürürlüğe girmiştir. Bu kanunların öngördüğü unsurlar arasında bulunan Düzenleme Kurulu ise, 4628 sayılı Kanun ile önce Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu olarak kurulmuş, daha sonra 4646 sayılı Kanun ile de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) adını almıştır. Yeni piyasa modeli 3 Eylül 2002'den itibaren uygulanmaya başlamıştır. Yeniden yapılanma çalışmalarının tamamlanması ve piyasaların işlerlik kazanması ile ETKB sadece makro düzeyde enerji politikalarını düzenleyecek olup, EPDK piyasanın belirlenen makro politikalarla uyumlu çalışması için piyasa içi kontrol, düzenleme ve denetleme faaliyetlerini yürütecektir.
- 2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunuyla Elektrik Sektörünün yapısı değişmiş ve Sektör Liberal bir yapıya kavuşmuştur. Yeni yasaya göre üretim santrallerinin Kamu yerine Özel Sektör tarafından yapılması öngörülmektedir. Ancak Elektrik Sektörünün serbestleşmesinden günümüze kadarki süre (2007 yılı) incelendiğinde, yeni modelin iyi işlemediğini, sistemin tıkanıp olduğunu söylemek yanlış olmayacaktır. Elektrik Sektörünün çok hızlı büyümesine ve talebin çok hızlı artmasına rağmen üretim kapasitesinin düşük olduğu santraller (özellikle teşvikten faydalanan) yapılmakta, sistemin ihtiyacı olan büyük kapasiteli santraller yapılmamakta, bunun sonucunda sistemin arz güvenliği sorunu ortaya çıkmaktadır.

2. Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Gelişimi

Sanayileşmedeki hızlı gelişmenin de etkisiyle ülkemiz elektrik enerjisi talebi uzun yıllardır hızlı bir şekilde artmaktadır. 1990 yılında 57 TWh olan brüt elektrik enerjisi talebi (2001 yılında gerçekleşen ekonomik kriz hariç) düzenli olarak artış göstermiş ve 1990 yılına göre %183 artışla 2005 yılında 161 TWh'e, 2006 yılında ise %207 artışla 174 TWh'e çıkmıştır. 1990-2006 döneminde ortalama yıllık brüt elektrik enerjisi talep artışı %7.3 ve ortalama yıllık ani güç talep artışı %7.1 olarak gerçekleşmiştir. Bu talebi karşılayabilmek için 1990 yılında 16318 MW olan toplam kurulu güç 2006 yılında %148 artarak 40.563 MW'e çıkmıştır. 90'ların başında yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güçte 6.782 MW ile %42 olan payı, son yıllarda kurulu güçteki gelişmenin ağırlıklı olarak doğal gaz dayalı olması nedeniyle, 2006 yılı sonunda 13.145 MW kurulu güçle %32'ye düşmüştür. Yenilenebilir kaynaklar içinde en büyük paya sahip olan hidrolik kurulu gücü 1990 yılında 6764 MW iken 2006 yılında %93 artarak 13.063 MW'a çıkmıştır.

1990 yılında 23 TWh olan yenilenebilir kaynaklı üretim, 58 TWh olan toplam üretimin %40'ına karşılık gelirken, 2006 yılında %91 artışla 44 TWh'e yükselen yenilenebilir enerji üretimi aynı dönemde %206 artışla 176 TWh olarak gerçekleşen toplam üretimin %25'ini oluşturabilmiştir. Ülkemizde yenilenebilir kaynakların %99'unu hidrolik oluşturduğundan yenilenebilir için verilen tüm değerler temelde hidrolik enerjiji yansıtmaktadır.

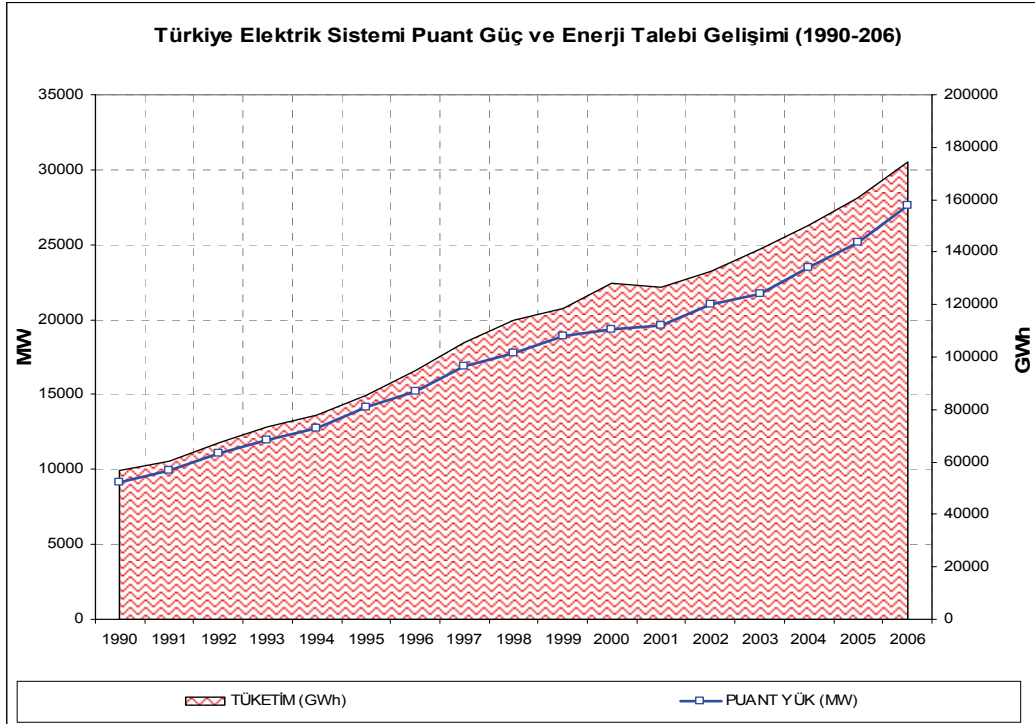
Türkiye puant güç ve enerji talebinin yıllar itibariyle gelişimi Tablo-26 ve Şekil-13'de verilmektedir (9).

Türkiye kurulu gücünün ve elektrik enerjisinin kaynak bazında gelişimi Tablo-27, Tablo-28 ve Tablo-29'da, grafik olarak gösterimi ise Şekil 14, 15, 16 ve 17'de verilmektedir.

Tablo 25: Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebinin Gelişimi (1990-2006)

YILLAR	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)
1990	9180	7,3	56812	8,0
1991	9965	8,6	60499	6,5
1992	11113	11,5	67217	11,1
1993	11921	7,3	73432	9,2
1994	12760	7,0	77783	5,9
1995	14165	11,0	85552	10,0
1996	15231	7,5	94789	10,8
1997	16926	11,1	105517	11,3
1998	17799	5,2	114023	8,1
1999	18938	6,4	118485	3,9
2000	19390	2,4	128276	8,3
2001	19612	1,1	126871	-1,1
2002	21006	7,1	132553	4,5
2003	21729	3,4	141151	6,5
2004	23485	8,1	150018	6,3
2005	25174	7,2	160794	7,2
2006	27594	9,6	174230	8,4

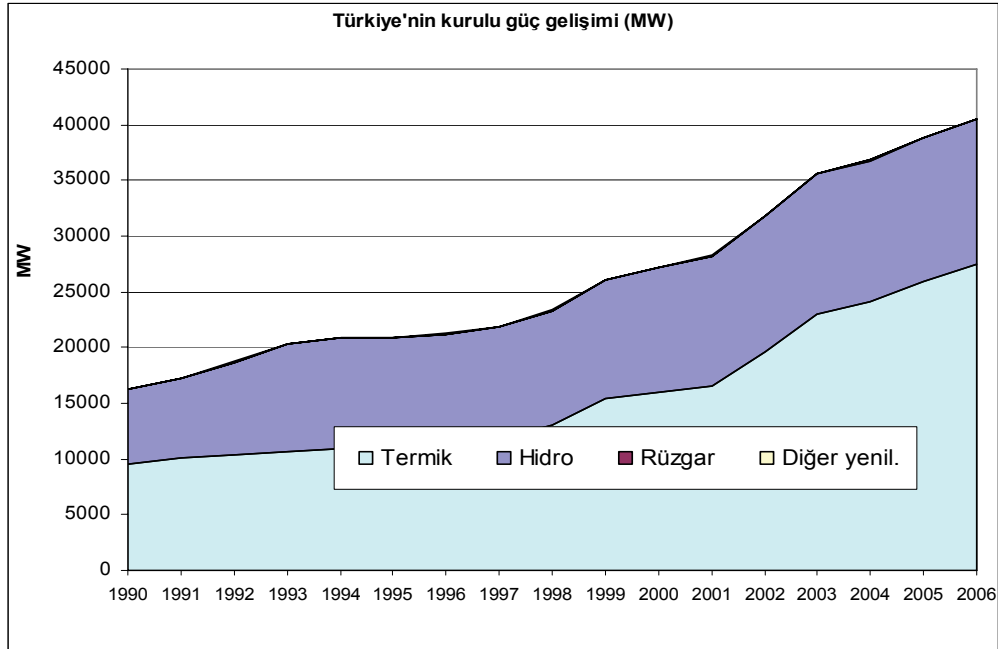
Şekil 13- Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi Gelişimi (1990-2006)



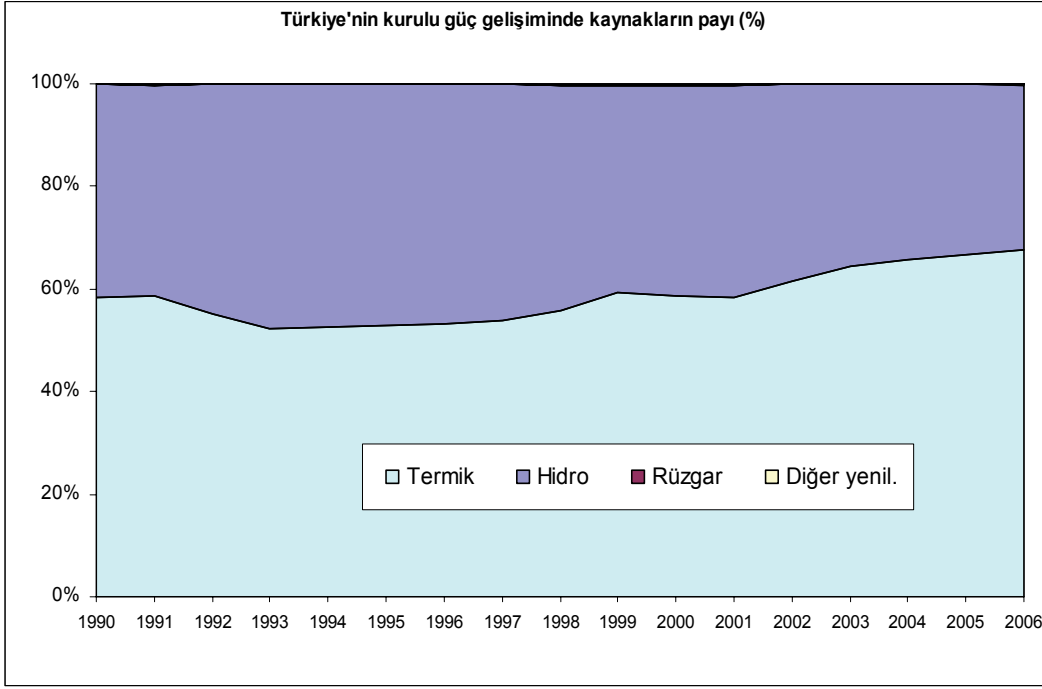
Tablo 26: Türkiye’de Elektrik Enerjisinin Yıllara Göre Gelişimi (1913-2006)

Yıllar	KURULU GÜÇ (MW)				HES PAYI (%)	ULUSAL ÜRETİM (GWh)				HES PAYI (%)
	Termik	Jeoter+Rüz	Hidrolik	Toplam		Termik	Jeoter+Rüz	Hidrolik	Toplam	
1913	17.2	-	0.1	17.3	0.5	-	-	-	-	-
1923	32.7	-	0.1	32.8	0.3	44.3	-	0.2	44.5	0.4
1930	74.8	-	3.2	78.0	4.1	10.4	-	1.9	106.3	1.8
1940	209.2	-	7.8	217.0	3.6	383.1	-	13.8	396.9	3.5
1950	389.9	-	17.9	407.8	4.4	759.4	-	30.1	789.5	3.8
1960	860.5	-	411.9	1272.4	32.4	1813.7	-	1001.4	2815.1	35.6
1970	1509.5	-	725.4	2234.9	32.5	5590.2	-	3032.8	8623.0	35.2
1980	2988	-	2131	5119	41.62	11927	-	11348	23275	48.75
1985	5229	17.5	3875	9122	42.47	22168	6.0	12045	34219	35.20
1990	9536	17.5	6764	16318	41.45	34315	80.1	23148	57543	40.23
1995	11074	17.5	9863	20954	47.07	50621	86.0	35541	86247	41.21
2000	16053	36.4	11175	27264	40.99	93934	108.9	30879	124922	24.72
2001	16623	36.0	11673	28332	41.20	98563	152.0	24010	122725	19.56
2002	19568	36.0	12241	31846	38.44	95563	153.0	33684	129400	26.03
2003	22974	34.0	12579	35587	35.35	105101	150.0	35329	140580	25.13
2004	24145	33.9	12645	36824	34.34	104464	150.9	46084	150698	30.58
2005	25902	35.1	12906	38844	33.23	122242	153.4	39561	161956	24.43
2006	27418	81.9	13063	40563	32.22	131512	223.5	44158	175893	25.11

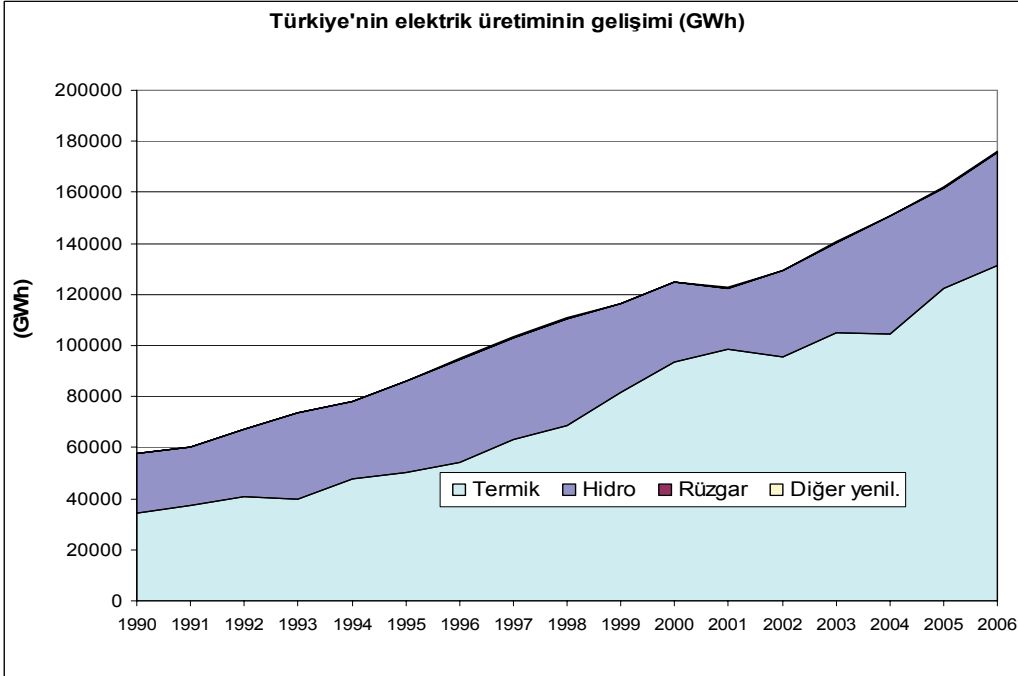
TEİAŞ

Şekil 14- Türkiye’nin Kurulu Güç Gelişimi (MW)

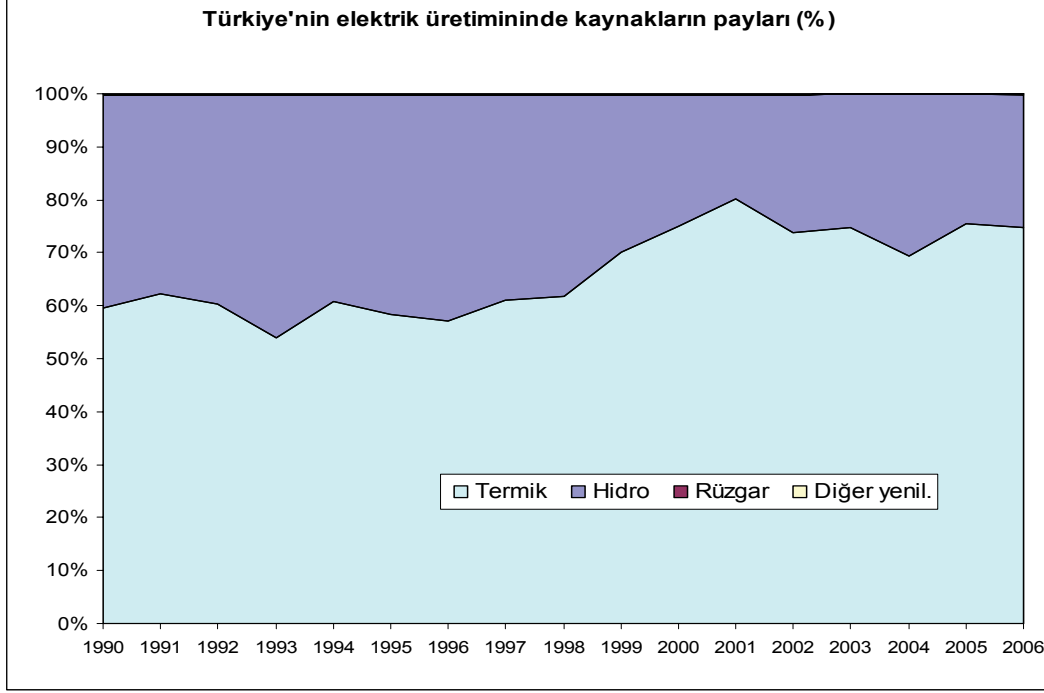
Şekil 15- Türkiye'nin Kurulu Güç Gelişiminde Kaynakların Payı (%)



Şekil 16- Türkiye'nin Elektrik Üretiminin Gelişimi (GWh)



Şekil 17- Türkiye'nin Elektrik Üretiminde Kaynakların Payları (%)



Tablo 27: Türkiye Kurulu Gücünün Kaynak Bazında Gelişimi (1990 – 2006)

(MW)

	TAŞ KÖMÜRÜ (*)	LİNYİT	FUEL-OİL	DOĞAL GAZ	YENİLENEBİLİR +ATIK	TOPLAM TERMİK	JEOTERMAL+ RÜZGAR	HİDROLİK	GENEL TOPLAM	HİDROLİK PAYI (%)
1990	332	4874	2120	2210	0	9536	18	6764	16318	41,5
1991	353	5041	2119	2555	10	10078	18	7114	17209	41,3
1992	353	5405	1922	2626	14	10320	18	8379	18716	44,8
1993	353	5609	1928	2735	14	10638	18	9682	20338	47,6
1994	353	5819	1934	2858	14	10978	18	9865	20860	47,3
1995	326	6048	1761	2925	14	11074	18	9863	20954	47,1
1996	341	6048	1796	3098	14	11297	18	9935	21249	46,8
1997	335	6048	1823	3552	14	11772	18	10103	21892	46,1
1998	335	6214	1945	4505	22	13021	26	10307	23354	44,1
1999	335	6352	1952	6893	24	15556	26	10537	26119	40,3
2000	480	6509	1996	7044	24	16053	36	11175	27264	41,0
2001	480	6511	2455	7154	24	16623	36	11673	28332	41,2
2002	480	6503	2856	9702	28	19569	36	12241	31846	38,4
2003	1800	6439	3198	11510	28	22974	34	12579	35587	35,3
2004	1845	6451	3023	12798	28	24145	34	12645	36824	34,3
2005	1986	7147	2961	13774	35	25902	35	12906	38844	33,2
2006 Geçici	1986	8227	2930	14234	41	27418	82	13063	40563	32,2

(*) Taş Kömürü, İthal Kömür
TEİAŞ

Tablo 28: Türkiye Elektrik Enerjisinin Kaynak Bazında Gelişimi (1990–2006)

(GWh)

	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	FUEL-ÖİL	DOĞAL GAZ	YENİLENEBİLİR+ATIK	TOPLAM TERMİK	JEOTERMAL +RÜZGAR	HİDROLİK	GENEL TOPLAM	HİDROLİK PAYI (%)
1990	621	19561	3942	10192	0	34315	80	23148	57543	40,2
1991	998	20563	3293	12589	38	37482	81	22683	60246	37,7
1992	1815	22756	5273	10814	47	40705	70	26568	67342	39,5
1993	1796	21964	5175	10788	56	39779	78	33951	73808	46,0
1994	1978	26257	5549	13822	51	47657	79	30586	78322	39,1
1995	2232	25815	5772	16579	222	50621	86	35541	86247	41,2
1996	2574	27840	6540	17174	175	54303	84	40475	94862	42,7
1997	3273	30587	7157	22086	294	63397	83	39816	103296	38,5
1998	2981	32707	7923	24838	255	68703	91	42229	111022	38,0
1999	3123	33908	8080	36346	205	81661	101	34678	116440	29,8
2000	3819	34367	9311	46217	220	93934	109	30879	124922	24,7
2001	4046	34372	10366	49549	230	98563	152	24010	122725	19,6
2002	4093	28056	10744	52497	174	95563	153	33684	129400	26,0
2003	8663	23590	9196	63536	116	105101	150	35330	140581	25,1
2004	11998	22450	7670	62242	104	104464	151	46084	150698	30,6
2005	13246	29946	5483	73445	122	122242	153	39561	161956	24,4
2006 Geçici	14004	32303	7698	77387	121	131512	224	44158	175893	25,1

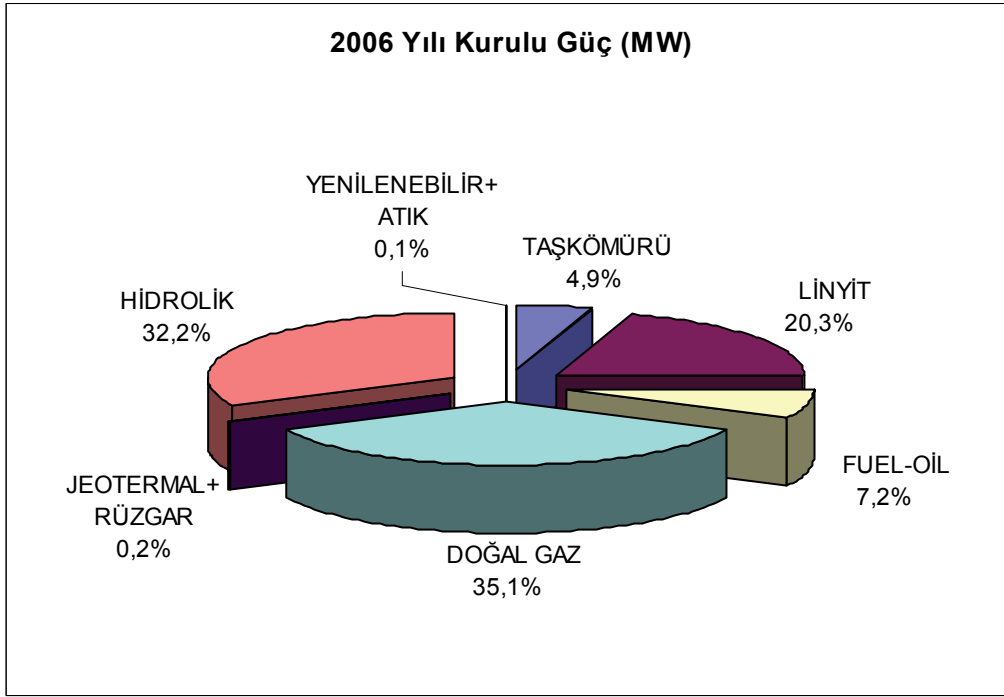
(*) Taş Kömürü, İthal Kömür TEİAŞ

2006 sonu itibariyle Türkiye kurulu gücü 40.563 MW'a ulaşırken, bunun 27.418 MW'ını (%67.6) termik, 13063 MW'ını (%32.2) hidrolik, 82 MW'ını (%0.2) ise jeotermal ve rüzgar santralleri oluşturmaktadır. 1985 yılına kadar termik kapasite içinde en fazla olan linyit santrallerinin payı, bu yıldan itibaren sisteme dahil edilen doğal gaz yakıtlı santraller nedeniyle düşmüştür. %40'ların üstünde paya sahip olan hidrolik kapasite, 2004'de % 34.3'e ve 2005'te %33.2'ye düşmüştür.

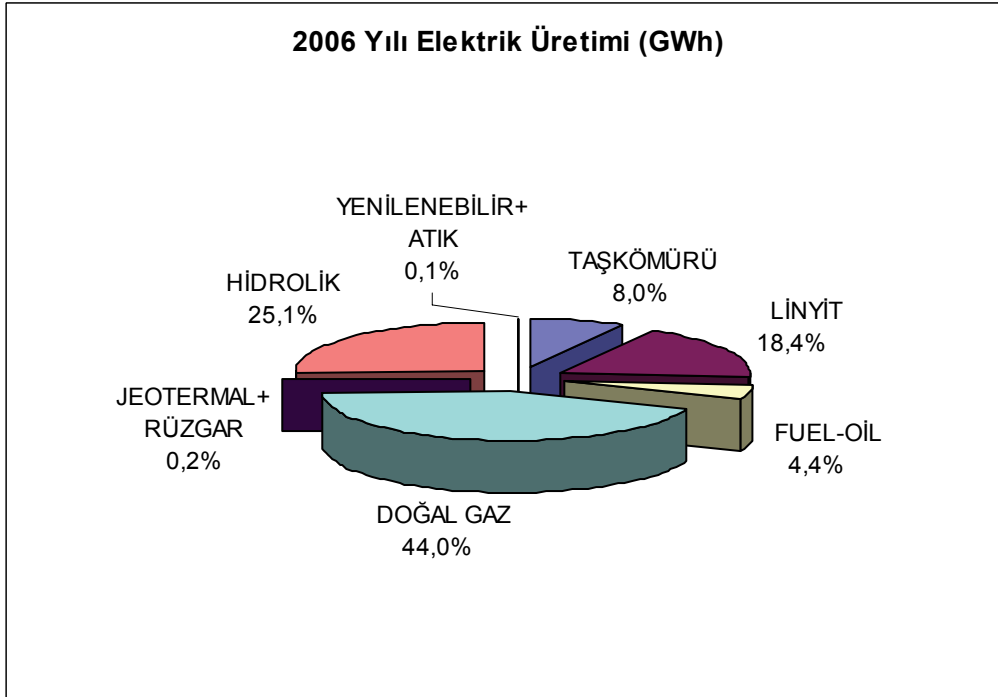
Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklar bazında dağılımı incelendiğinde, 2006 yılında gerçekleşen 175.893 GWh'lık toplam üretimin 131.512 GWh'ı (%74.8) termik, 44.158 GWh'ı (%25.1) hidrolik ve 224 GWh'ı (%0.1) jeotermal ve rüzgar santrallerinden sağlanmıştır. 2006 yılı itibariyle, ithalata dayalı doğal gaz santralleri elektrik enerjisi üretiminde %44'lük pay ile önemli bir yer tutarken, yerli kaynaklarımız linyit ve hidrolik santrallerin payı sırasıyla %18 ve %25 dolayında kalmıştır.

2006 yılında Türkiye elektrik enerjisinin, Yakıt Cinslerine göre Kurulu Güç Dağılımı ve Üretiminin Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı sırasıyla Şekil 18 ve Şekil 19'da verilmektedir.

Şekil 18- 2006 Yılında Kurulu Gücün Kaynaklara Dağılımı (MW)



Şekil 19- 2006 Yılında Elektrik Üretimine Kaynaklara Dağılımı (GWh)



2006 yılı Türkiye Üretim Toplamı 175.893 GWh, Dış Alım Toplamı 573 GWh, Dış Satım Toplamı 2.236 GWh, ve sonuçta Türkiye Brüt Tüketim Toplamı 174.230 GWh olarak gerçekleşmiştir.

Elektrik enerjisi üretim faaliyetlerinde Kamu Kuruluşu olan EÜAŞ yanı sıra özel sektörde yer almakta olup, 2006 yılı sonuna göre, Türkiye toplam kurulu güç kapasitesinin %60'ı EÜAŞ,

Bağlı Ortaklıklar ve Mobil Santrallarına ait olup, geriye kapan %40'lık kapasite Otoprodüktör, Yİ, YİD, İHD, Üretim Şirketleri ve İşletme Hakkı Devri Şirketlerine aittir.

2006 yılında 175.893 GWh olan Türkiye toplam elektrik enerjisi üretiminin 85.056 GWh'ı (%48) EÜAŞ Genel Müdürlüğü, Bağlı Ortaklıklar ve Mobil Santrallarca ve geriye kalan 90.837 GWh (%52) Diğer Kuruluşlar tarafından gerçekleştirilmiştir.

Türkiye kurulu gücünün ve elektrik üretimi gelişiminin üretici kuruluşlara dağılımı Tablo 30 ve Tablo 31'de verilmektedir(9).

Tablo 29: Türkiye Kurulu Gücünün Üretici Kuruluşlara Dağılımının Yıllar İtibariyle Gelişimi (MW)

TEİAŞ

KURULUŞLAR		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
EÜAŞ-BAĞLI ORTAKLIKLAR-MOBİL SANTRALLAR	Termik	9648	10047	11479	11348	11234	11555	11584	11560	12210	13265
	Hidrolik+Jeotermal+Rüzgar	9421	9515	9719	9995	10126	10126	11005	11010	11125	11176
	TOPLAM	19070	19563	21199	21343	21360	21681	22589	22570	23334	24441
OTOPRODÜKTÖRLER-Yİ-YİD-ÜRETİM ŞRK.-İŞLETME HAKKI DEVİR	Termik	2124	2974	4077	4705	5389	8014	11391	12585	13693	14153
	Hidrolik+Jeotermal+Rüzgar	699	817	844	1217	1583	2151	1607	1670	1817	1969
	TOPLAM	2822	3792	4921	5922	6972	10165	12998	14254	15509	16122
TÜRKİYE KURULU GÜCÜ	Termik	11772	13021	15556	16053	16623	19569	22974	24145	25902	27418
	Hidrolik+Jeotermal+Rüzgar	10120	10333	10563	11212	11709	12277	12613	12679	12941	13145
	TOPLAM	21892	23354	26119	27264	28332	31846	35587	36824	38844	40563

(*) Geçici

Tablo 30: Türkiye Elektrik Üretiminin Üretici Kuruluşlara Dağılımının Yıllar İtibariyle Gelişimi (GWh)

KURULUŞLAR		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
EÜAŞ-BAĞLI ORTAKLIKLAR-MOBİL SANTRALLAR	Termik	53495	56388	60700	66030	66981	54133	35539	28544	39199	46349
	Hidrolik+Jeotermal+Rüzgar	37424	39686	31818	27847	20498	26408	30116	40762	35140	38707
	TOPLAM	90919	96075	92518	93878	87479	80541	65655	69305	74340	85056
OTOPRODÜKTÖRLER-Yİ-YİD-İHD-ÜRETİM ŞRK.-İŞLETME HAKKI DEVİR	Termik	9902	12315	20962	27904	31582	41430	69562	75920	83043	85163
	Hidrolik+Jeotermal+Rüzgar	2475	2633	2961	3140	3664	7428	5364	5473	4574	5674
	TOPLAM	12377	14948	23922	31044	35246	48858	74926	81393	87617	90837
TÜRKİYE ÜRETİMİ	Termik	63397	68703	81661	93934	98563	95563	105101	104464	122242	131512
	Hidrolik+Jeotermal+Rüzgar	39899	42320	34779	30988	24162	33836	35480	46235	39714	44381
	TOPLAM	103296	111022	116440	124922	122725	129399	140581	150698	161956	175893
İTHALAT		2492	3299	2330	3791	4579	3588	1158	464	636	573
İHRACAT		271	298	285	437	433	435	588	1144	1798	2236
TÜRKİYE TÜKETİMİ		105517	114023	118485	128276	126871	132552	141151	150018	160794	174231

*Geçici

**Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ÇEAŞ ve Kepez Elektrik T.A.Ş. Arasında imzalanmış olan İmtiyaz Sözleşmeleri'nin feshi nedeniyle bu Şirketler tarafından işletilen 11 adet hidroelektrik santralının ,işletilmesi görevi, 12.06.2003 tarihinden itibaren EÜAŞ'a verilmiştir.

TEİAŞ

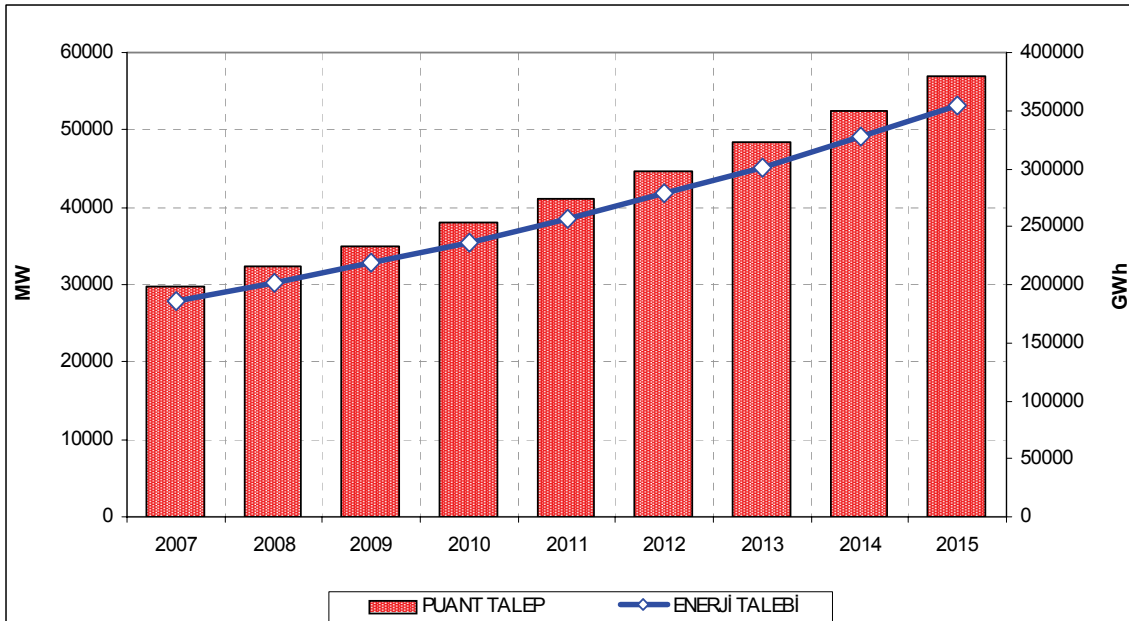
3. Arz Talep Projeksiyonu ve Arz Güvenliğinde Hidroelektriğin Yeri

Piyasa faaliyetlerinde karar verme sürecinin temelini talep tahmini oluşturmaktadır. Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği ve Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik hükümlerince, Türkiye elektrik enerjisi talep tahmini, bölge bazında dağıtım şirketleri tarafından yapılan talep tahminlerinin birleştirilmesi sonucu elde edilmesi gerekirken, fiili durumda Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından kullanılan MAED (Model for Analysis of Energy Demand) ile hesaplanmaktadır. Bu doğrultuda, 2006 yılında 171 TWh olarak tahmin edilen brüt talebin baz senaryoda (Tablo 32, Şekil 20) 2015 yılına kadar yıllık ortalama %8.4 artışıyla 354 TWh, talep düşük gerçekleşirse (düşük senaryo, Tablo 33, Şekil 21) 2015 yılına kadar yıllık ortalama %6.3 artışıyla 297 TWh'a ulaşması öngörülmektedir (16).

Tablo 31: Talep Tahmini (Senaryo 1, Düzenlenmiş Yüksek Senaryo)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2006	27500	-	171430	-
2007	29810	8.4	185830	8.4
2008	32314	8.4	201440	8.4
2009	35028	8.4	218361	8.4
2010	37971	8.4	236703	8.4
2011	41160	8.4	256586	8.4
2012	44618	8.4	278139	8.4
2013	48366	8.4	301503	8.4
2014	52428	8.4	326829	8.4
2015	56832	8.4	354283	8.4

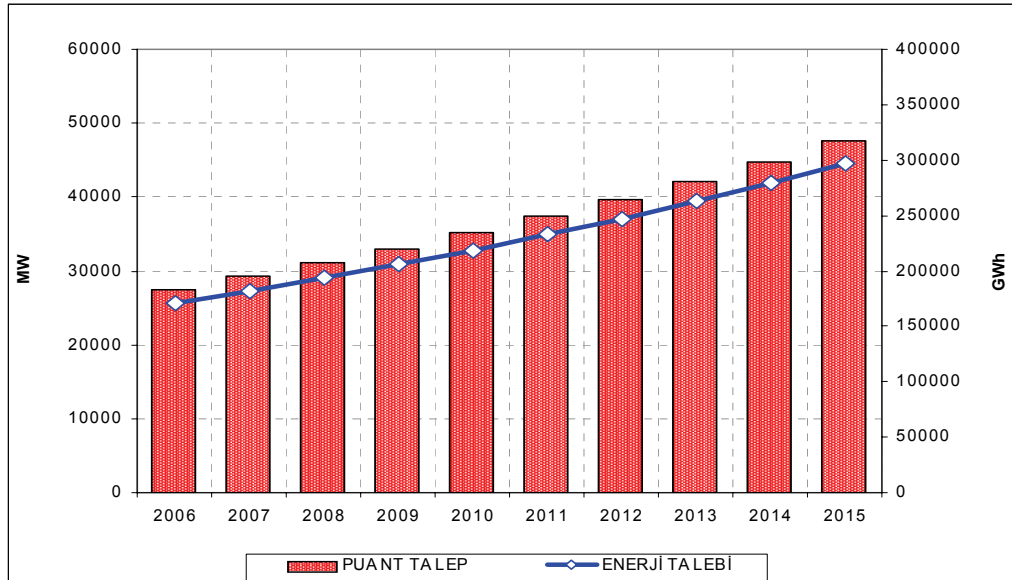
Şekil 20- Talep Tahmini (Senaryo 1, Düzenlenmiş Yüksek Senaryo)



Tablo 32: Talep Tahmini (Senaryo 2, Düzenlenmiş Düşük Senaryo)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış	GWh	Artış
2006	27500		171430	
2007	29233	6.3	182230	6.3
2008	31074	6.3	193711	6.3
2009	33032	6.3	205914	6.3
2010	35113	6.3	218887	6.3
2011	37325	6.3	232677	6.3
2012	39676	6.3	247335	6.3
2013	42176	6.3	262918	6.3
2014	44833	6.3	279481	6.3
2015	47658	6.3	297089	6.3

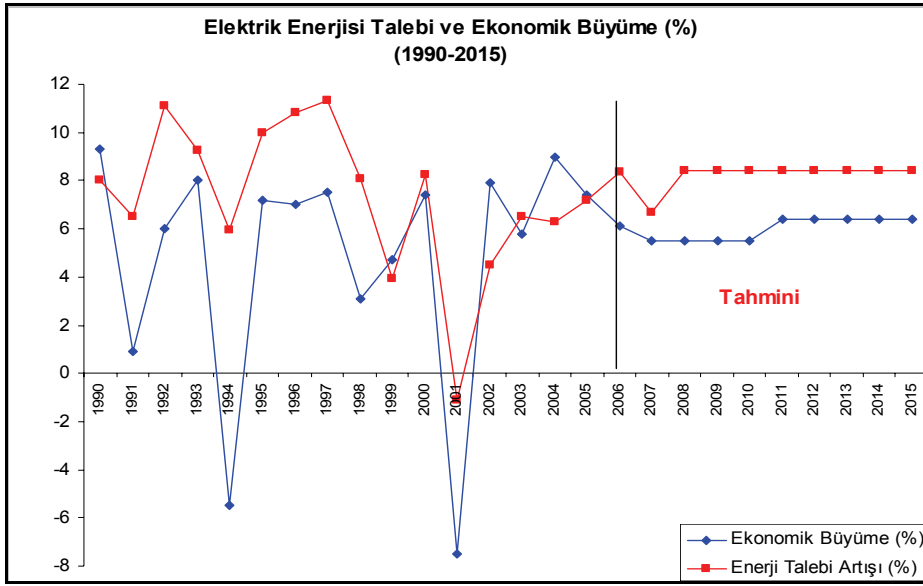
Şekil 21- Talep Tahmini (Senaryo 2, Düzenlenmiş Düşük Senaryo)



Gelişmişliğin bir göstergesi olan kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi 2004 yılında AB ortalamasının 1/3'ü kadar iken 2020 yılında bugünkü AB seviyesine yaklaşması beklenmektedir. Bu durum elektrik enerjisi talebi açısından büyük bir potansiyelin varlığını göstermektedir.

Ancak, bütün bu öngörülerde 2006-2010 arasında ekonomik büyümenin (GSYİH artışı) yıllık ortalama %5.5 ve nüfus artışının %1.4; 2010-2015 arasında ekonomik büyümenin yıllık ortalama %6.4 ve nüfus artışının %1.2 olacağı varsayılmaktadır. Şekil 22'de ekonomik büyüme ve elektrik enerjisi talep artışı arasındaki ilişki ortaya konulmaktadır. Şekilden de görülebileceği üzere, elektrik enerjisi talep artışına diğer etkenler ile birlikte en büyük tetiklemeyi ekonomik büyüme yapmaktadır ve genel ekonomik konjonktürün talep artışını ilerideki yıllarda belirlemeye devam edeceği aşikardır.

Şekil 22- Elektrik Enerjisi Talebi ve Ekonomik Büyüme



DPT, ETKB ve TEİAŞ

Yukarıda bahsi geçen talep artışı öngörülmesi doğrultusunda ve Haziran 2006 tarihinde TEİAŞ tarafından yayımlanan 10 yıllık kapasite projeksiyonu esas alındığında; 2005 yılında 38.820 MW olarak gerçekleşen Türkiye toplam kurulu gücünün, 2006 sonunda 40.755 MW'a ulaşacağı öngörülmüş olup, 40.562,5 MW olarak gerçekleşmiştir.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından Mayıs 2006 itibarıyla yapılan değerlendirme sonucunda, üretim faaliyeti göstermek üzere lisans almış ve 2007-2011 yılları arasında devreye girmesi beklenen 2.518 MW (1363 MW'ı hidrolik olmak üzere) kapasite inşasında ortalama olarak %19.6 ilerleme sağlanmış durumdadır. Buna ilaveten, DSI projeleri olarak inşaatı devam eden ve 2007-2011 arası devreye girmesi beklenen 2.621 MW hidrolik kapasite de mevcuttur. 2006 yılı sonu itibarıyla öngörülen kurulu güce bu kapasiteler eklendiğinde 2015 yılı için inşaat sürecinde herhangi bir gecikme yaşanmazsa toplam mevcut kapasitenin 45.172 MW'a ulaşması beklenmektedir.

Haziran 2006 tarihli Kapasite Projeksiyonu kapsamında; 2005 yılı sonu itibarıyla işletmede, inşaat halinde ve Aralık 2005 tarihi itibarıyla EPDK'dan lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen üretim tesisleri ile talebin Senaryo 1'de (Yüksek) öngörüldüğü gibi gelecek 10 yıllık dönemde yılda ortalama %8.4 oranında artması baz alınarak, elektrik enerjinin arz-talep dengesi incelenmiştir. Talebin 10 yıl boyunca yılda %8.4 oranında artması varsayımı ışığında, talep artışının 2010 yılında 236.7 Milyar kWh ve 2015 yılında 354.3 Milyar kWh'e ulaşacağı öngörülmektedir. Buna göre, 2013 yılından başlayarak puant güç talebi karşılanamayacak, enerji üretimi açısından bakıldığında ise 2009 yılında güvenilir enerji üretimine göre, 2011 yılında ise proje üretimine göre enerji talebi karşılanamayacaktır. Bu nedenle yeni projelerin yatırım kararlarının alınarak sözkonusu yıllarda enerji açığı olmayacak şekilde yatırımlarının tamamlanması arz güvenliği açısından önem taşımaktadır.

Tablo 34'de mevcut sistemden gelen kapasitenin, inşaatı devam eden üretim tesisleri kapasitesinin, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen üretim tesisleri kapasitesinin talebi ne ölçüde karşılayabildiği verilmektedir.

Yalnızca işletmede olan santraller göz önüne alındığında Türkiye kurulu güç yedeği 2006 yılında %41'den başlayarak sürekli azalmakta, 2010 yılında yedeksiz yani toplam kurulu güçle puant güç talebi başa baş karşılanmakta ve 2011 yılında toplam kurulu güç puant güç talebinin altında kalmakta olup, yedek ilk defa %-7.5 ile negatif değere ulaşmakta ve 2015 yılında %-33'e kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santraller göz önüne alındığında Türkiye kurulu güç yedeği 2006 yılında %45'den başlayıp, 2011 yılında %1'e inmekte ve 2012 yılında ise negatif değere %-6'ya inmekte ve düşüşüne devam ederek 2015 yılında %-26'ya ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santraller birlikte incelendiğinde Türkiye kurulu güç yedeği 2006 yılında %48'den başlayıp, 2013 yılında %-7'ye, 2015 yılında %-21'e düşmektedir.

Tablo 33: Kurulu Güç Dengesi (Baz Senaryo)

(MW)

YILLAR	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

İŞLETMEDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	25837	25650	25378	25115	25115	25115	25115	25115	25115	25115
HİDROLİK TOPLAMI	12906	12906	12906	12906	12906	12906	12906	12906	12906	12906
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
TÜRKİYE TOPLAMI	38792	38605	38333	38070	38070	38070	38070	38070	38070	38070

İŞLETMEDE OLAN SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI

PUANT GÜÇ TALEBİ	27500	29810	32314	35028	37971	41160	44618	48366	52428	56832
YEDEK %	41.1	29.5	18.6	8.7	0.3	-7.5	-14.7	-21.3	-27.4	-33.0

İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080
HİDROLİK TOPLAMI	51	624	1135	2421	2472	2672	2672	2672	2672	2672
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TÜRKİYE TOPLAMI	1131	1704	2215	3501	3552	3752	3752	3752	3752	3752

İŞLETMEDE VE İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	26917	26730	26458	26195	26195	26195	26195	26195	26195	26195
HİDROLİK TOPLAMI	12957	13530	14041	15327	15378	15578	15578	15578	15578	15578
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
TÜRKİYE TOPLAMI	39923	40309	40547	41571	41623	41822	41822	41822	41822	41822

İŞLETMEDE VE İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI

PUANT GÜÇ TALEBİ	27500	29810	32314	35028	37971	41160	44618	48366	52428	56832
YEDEK %	45.2	35.2	25.5	18.7	9.6	1.6	-6.3	-13.5	-20.2	-26.4

LİSANS ALMIŞ VE ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	707	967	1059	1194	1496	1496	1496	1496	1496	1496
HİDROLİK TOPLAMI	79	148	555	1013	1320	1442	1442	1442	1442	1442
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	47	269	412	412	412	412	412	412	412	412
TÜRKİYE TOPLAMI	832	1384	2027	2620	3228	3350	3350	3350	3350	3350

İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR KÜMÜLATİF

TERMİK TOPLAMI	1787	2047	2139	2274	2576	2576	2576	2576	2576	2576
HİDROLİK TOPLAMI	130	772	1690	3434	3792	4114	4114	4114	4114	4114
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	47	269	412	412	412	412	412	412	412	412
TÜRKİYE TOPLAMI	1963	3088	4241	6120	6780	7102	7102	7102	7102	7102

İŞLETMEDE, İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR

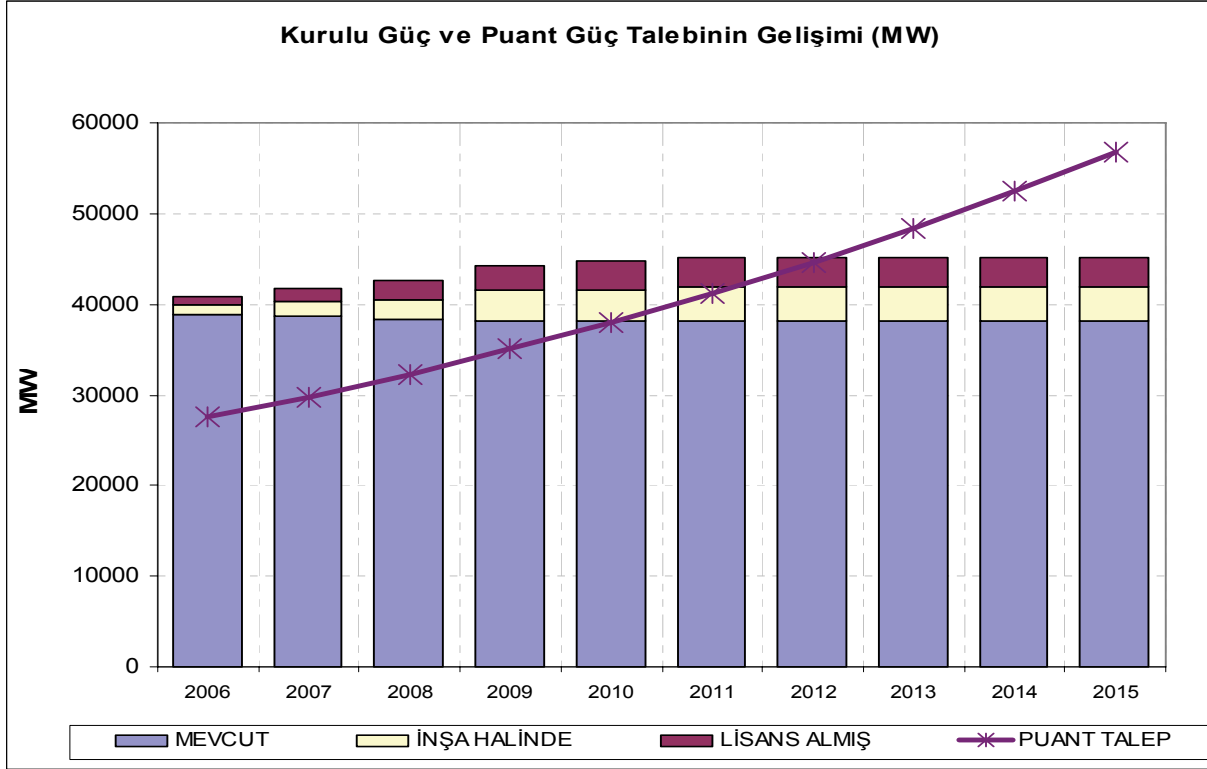
TERMİK TOPLAMI	27624	27696	27517	27390	27692	27692	27692	27692	27692	27692
HİDROLİK TOPLAMI	13036	13678	14596	16340	16698	17020	17020	17020	17020	17020
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	96	318	461	461	461	461	461	461	461	461
TÜRKİYE TOPLAMI	40755	41692	42574	44190	44851	45172	45172	45172	45172	45172

İŞLETMEDE, İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI

PUANT GÜÇ TALEBİ	27500	29810	32314	35028	37971	41160	44618	48366	52428	56832
YEDEK %	48.2	39.9	31.8	26.2	18.1	9.7	1.2	-6.6	-13.8	-20.5

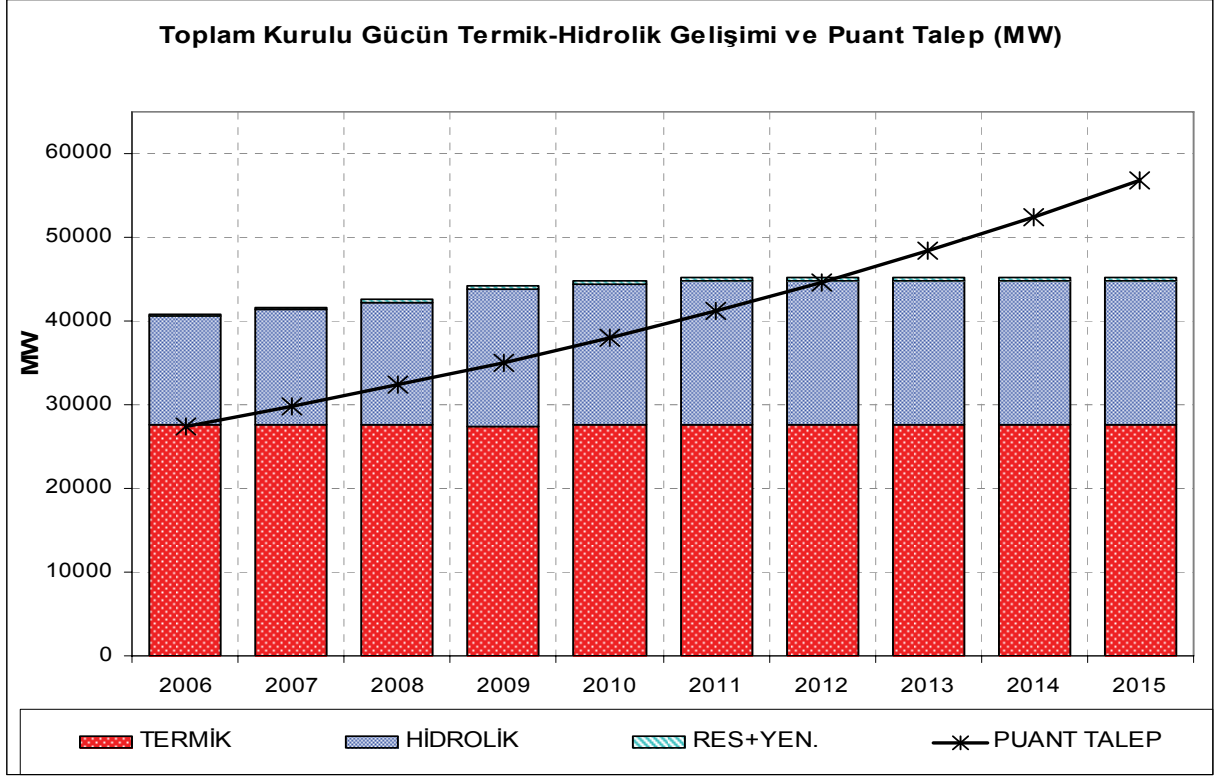
Mevcut sistem, inşası devam edenler, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen kapasitelerin sisteme dahil olması ile oluşan toplam kurulu gücün yıllara göre gelişimi Şekil 23'de verilmektedir. Buna göre, kurulu güç gelişimi ile puant talep karşılaştırıldığında, halen işletmede olan, inşası devam eden ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen projeler ile 2013 yılından başlayarak puant güç talebi karşılanamamaktadır.

Şekil 23- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Kurulu Gücün Gelişimine ve Puant Güç Talebinin Karşılmasına Etkisi (Baz Senaryo)



Yakıt bazında mevcut sistem, inşası devam edenler, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen kapasitelerin sisteme dahil olması ile oluşan toplam kurulu gücün yıllara göre gelişimi Şekil 24'de verilmektedir.

Şekil 24- Yakıt Bazında Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Kurulu Gücün Gelişimine ve Puant Güç Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)



Tablo 35'de mevcut sistem, inşası devam eden, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen üretim tesislerinin proje üretim kapasiteleri ile talebin karşılanmasının yıllara göre gelişimi ve yedek durumları her bir durum için ayrı ayrı verilmektedir.

Bu durumda, sadece işletmede olan santraller göz önüne alındığında proje üretim yedeği 2006 yılında %32'den başlayarak sürekli azalmakta, 2009 yılında enerji talebi çok az bir yedekle karşılanmakta ve 2010 yılında toplam proje üretim kapasitesi enerji talebinin altında kalmakta olup 2015 yılında %-38'e kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santraller göz önüne alındığında proje üretim yedeği 2006 yılında %36'dan başlayıp 2010 yılında yedeksiz başa baş enerji talebi karşılanmakta, 2011 yılında ise negatif değere %-8'e inmekte ve düşüşüne devam ederek 2015 yılında %-34'e ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santraller birlikte incelendiğinde proje üretim yedeği 2006 yılında %39'dan başlayıp, 2011 yılında negatif değere %-1'e inmekte ve 2015 yılında %-28'e düşmektedir.

Sonuç olarak; mevcut sistem, 3.752 MW inşa halinde ve 3.350 MW lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen üretim tesislerinin proje üretimleri ile; Baz Senaryo'daki enerji talebi 2011 yılından itibaren karşılanamamaktadır.

Tablo 34: Proje Üretim Kapasitesi Ve Talep 2006-2015 (Baz Senaryo)**(GWh)**

YILLAR	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

İŞLETMEDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	180928	178681	176309	176772	177232	176456	176777	176364	174709	175569
HİDROLİK TOPLAMI	45195	45350	45183	45114	45065	45000	44879	44830	44352	44195
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	238	236	236	236	236	236	236	236	236	236
TÜRKİYE TOPLAMI	226361	224267	221728	222122	222533	221692	221892	221430	219297	220001

İŞLETMEDE OLAN SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI

TALEP	171430	185830	201440	218361	236703	256586	278139	301503	326829	354283
YEDEK %	32.0	20.7	10.1	1.7	-6.0	-13.6	-20.2	-26.6	-32.9	-37.9

İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020	7020
HİDROLİK TOPLAMI	124	1430	2864	5355	7705	8015	8467	8467	8467	8467
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI										
TÜRKİYE TOPLAMI	7144	8450	9884	12375	14725	15035	15487	15487	15487	15487

İŞLETMEDE VE İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	187948	185701	183329	183792	184252	183476	183797	183384	181729	182589
HİDROLİK TOPLAMI	45319	46780	48047	50469	52770	53015	53346	53297	52819	52662
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	238	236	236	236	236	236	236	236	236	236
TÜRKİYE TOPLAMI	233505	232717	231612	234497	237258	236727	237379	236917	234784	235488

İŞLETMEDE VE İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI

TALEP (YÜKSEK SENARYO)	171430	185830	201440	218361	236703	256586	278139	301503	326829	354283
YEDEK %	36.2	25.2	15.0	7.4	0.2	-7.7	-14.7	-21.4	-28.2	-33.5

LİSANS ALMIŞ VE ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	5142	7044	7630	8694	10459	10459	10459	10459	10459	10459
HİDROLİK TOPLAMI	277	556	2409	4180	5450	5854	5854	5854	5854	5854
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	210	988	1670	1670	1670	1670	1670	1670	1670	1670
TÜRKİYE TOPLAMI	5629	8589	11709	14544	17579	17982	17982	17982	17982	17982

İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR**KÜMÜLATİF**

TERMİK TOPLAMI	12162	14064	14650	15714	17479	17479	17479	17479	17479	17479
HİDROLİK TOPLAMI	401	1986	5273	9535	13155	13869	14321	14321	14321	14321
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	210	988	1670	1670	1670	1670	1670	1670	1670	1670
TÜRKİYE TOPLAMI	12773	17039	21593	26919	32304	33017	33469	33469	33469	33469

İŞLETMEDE, İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN**SANTRALLAR**

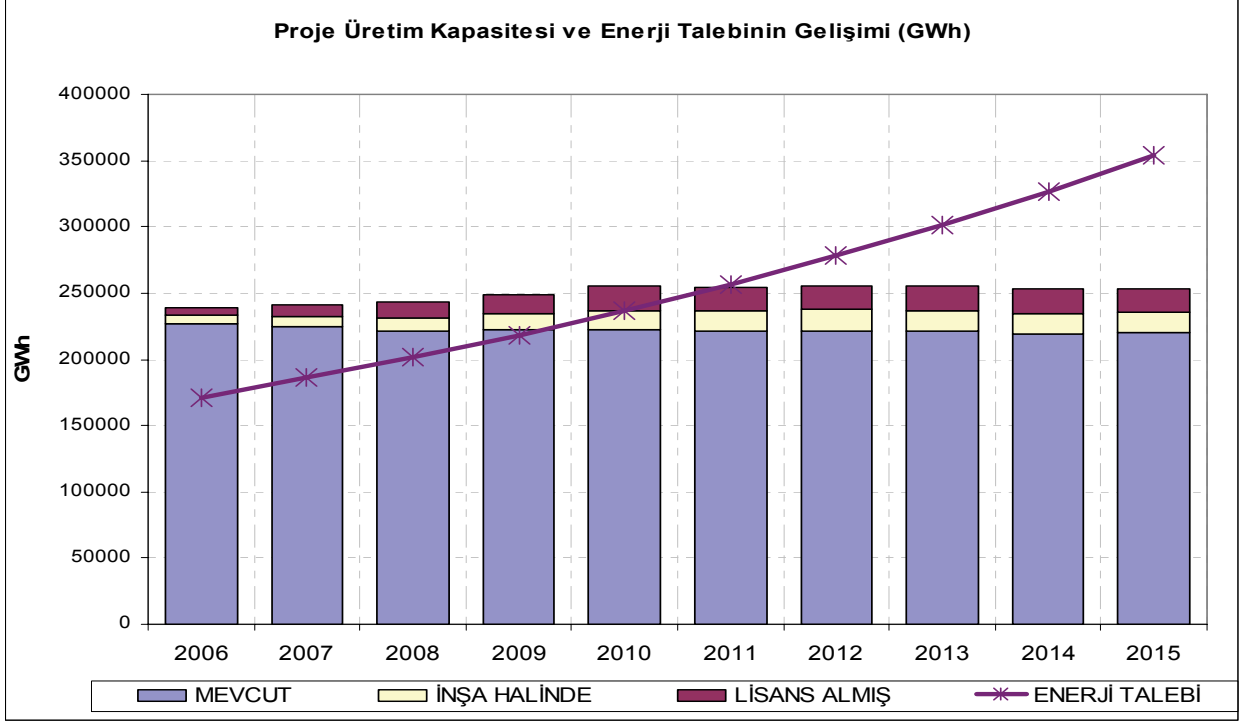
TERMİK TOPLAMI	193090	192745	190959	192486	194711	193934	194256	193843	192188	193048
HİDROLİK TOPLAMI	45596	47336	50456	54649	58219	58869	59199	59150	58672	58515
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	448	1225	1907	1907	1907	1907	1907	1907	1907	1907
TÜRKİYE TOPLAMI	239134	241306	243321	249041	254837	254710	255362	254900	252767	253470

İŞLETMEDE, İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN**SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI**

TALEP (YÜKSEK SENARYO)	171430	185830	201440	218361	236703	256586	278139	301503	326829	354283
YEDEK %	39.5	29.9	20.8	14.1	7.7	-0.7	-8.2	-15.5	-22.7	-28.5

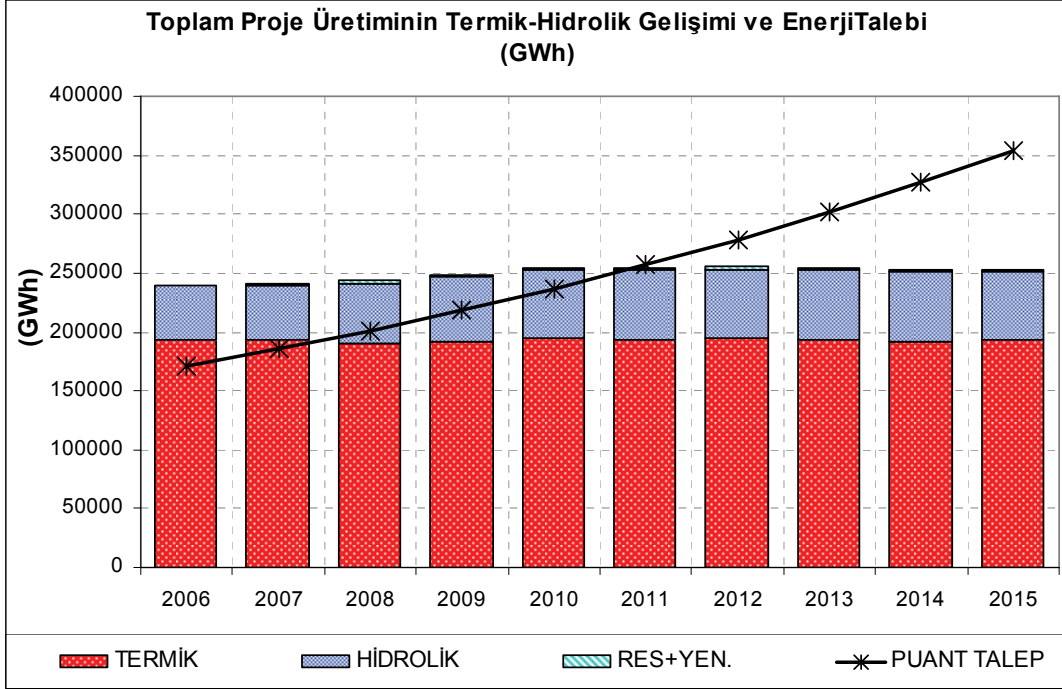
İşletmede olan, inşası devam eden, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen projelerin; proje üretim kapasitelerinin ve güvenilir üretim kapasitelerinin yıllara göre gelişimi, sırasıyla Şekil 25 ve Şekil 27'de verilmekte olup, işletmede olan, inşası devam eden ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santrallarla proje üretim kapasitesine göre 2011 yılında, güvenilir üretim kapasitesine göre 2009 yılında enerji talebinin karşılanamadığı görülmektedir.

Şekil 25- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Proje Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)



Söz konusu projelerin ortalama yağışlı hidrolojik koşuldaki proje üretimlerinin ve kurak hidrolojik koşuldaki güvenilir üretimlerinin yakıt bazında dağılımı ise Şekil 26 ve Şekil 28'de verilmiştir.

Şekil 26- Yakıt Bazında Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Proje Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)



Tablo 36'da mevcut sistemden gelen, inşası devam eden, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santrallerin güvenilir üretim kapasitelerinin yıllara göre gelişimi ve yedek durumları her biri için ayrı ayrı verilmektedir.

Yalnızca işletmede olan santraller göz önüne alındığında güvenilir üretim yedeği 2006 yılında %12'den başlayarak sürekli azalmakta, 2008 yılında toplam güvenilir üretim kapasitesi enerji talebinin altında kalmakta olup yedek ilk defa %-4 ile negatif değere ulaşmakta ve 2015 yılında %-44'e kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santraller göz önüne alındığında güvenilir üretim yedeği 2006 yılında %15'den başlayıp 2008 yılında negatif değere %-0.3'e inmekte ve düşüşüne devam ederek 2015 yılında %-41'e ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santraller birlikte incelendiğinde güvenilir üretim yedeği 2006 yılında %18'den başlayıp 2009 yılında negatif değere %-1'e inmekte ve 2015 yılında %-37'ye düşmektedir.

Sonuç olarak; mevcut sistem, 3.752 MW inşa halinde ve 3.350 MW lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen üretim tesislerinin güvenilir üretimleri ile; Baz Senaryo'daki enerji talebi 2009 yılından itibaren karşılanamamaktadır.

Tablo 35: Güvenilir Üretim Kapasitesi Ve Talep 2006-2015 (Baz Senaryo) (GWh)

YILLAR	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

İŞLETMEDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	156553	157293	158041	161249	164582	163630	165057	163192	162539	162928
HİDROLİK TOPLAMI	35965	36120	35953	35884	35835	35771	35649	35649	35649	35649
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	224	224	222	221	221	221	221	221	221	221
TÜRKİYE TOPLAMI	192743	193638	194217	197355	200639	199622	200928	199063	198410	198799

İŞLETMEDE OLAN SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI

TALEP	171430	185830	201440	218361	236703	256586	278139	301503	326829	354283
YEDEK %	12.4	4.2	-3.6	-9.6	-15.2	-22.2	-27.8	-34.0	-39.3	-43.9

İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	4896	4896	4896	4896	4896	5866	5866	5866	5866	5866
HİDROLİK TOPLAMI	100	905	1805	3503	4985	5116	5438	5438	5438	5438
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI										
TÜRKİYE TOPLAMI	4996	5801	6701	8399	9881	10982	11304	11304	11304	11304

İŞLETMEDE VE İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	161449	162189	162937	166145	169478	169496	170923	169058	168405	168794
HİDROLİK TOPLAMI	36065	37025	37758	39387	40820	40887	41087	41087	41087	41087
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	224	224	222	221	221	221	221	221	221	221
TÜRKİYE TOPLAMI	197739	199439	200918	205754	210520	210604	212232	210367	209714	210103

İŞLETMEDE VE İNŞA HALİNDE OLAN SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI

TALEP	171430	185830	201440	218361	236703	256586	278139	301503	326829	354283
YEDEK %	15.3	7.3	-0.3	-5.8	-11.1	-17.9	-23.7	-30.2	-35.8	-40.7

LİSANS ALMIŞ VE ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	5022	6784	7369	8433	10198	10198	10198	10198	10198	10198
HİDROLİK TOPLAMI	191	249	890	1577	2134	2403	2403	2403	2403	2403
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	199	875	1455	1455	1455	1455	1455	1455	1455	1455
TÜRKİYE TOPLAMI	5412	7907	9714	11465	13787	14056	14056	14056	14056	14056

İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR**KÜMÜLATİF**

TERMİK TOPLAMI	9918	11680	12265	13329	15094	16064	16064	16064	16064	16064
HİDROLİK TOPLAMI	291	1154	2695	5080	7119	7519	7841	7841	7841	7841
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	199	875	1455	1455	1455	1455	1455	1455	1455	1455
TÜRKİYE TOPLAMI	10408	13708	16415	19864	23668	25038	25360	25360	25360	25360

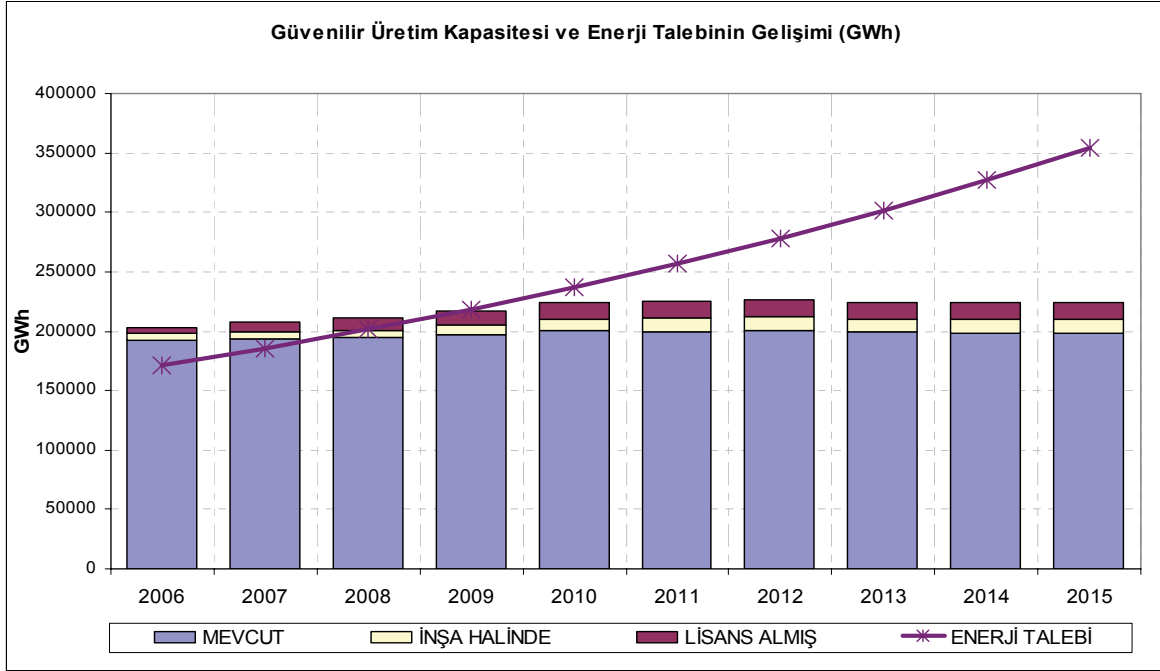
İŞLETMEDE, İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN SANTRALLAR

TERMİK TOPLAMI	166471	168973	170306	174579	179676	179694	181121	179256	178603	178992
HİDROLİK TOPLAMI	36257	37274	38648	40965	42954	43290	43491	43491	43491	43491
RES+YENİLENEBİLİR TOPLAMI	423	1099	1677	1676	1676	1676	1676	1676	1676	1676
TÜRKİYE TOPLAMI	203151	207346	210632	217219	224307	224660	226288	224423	223770	224159

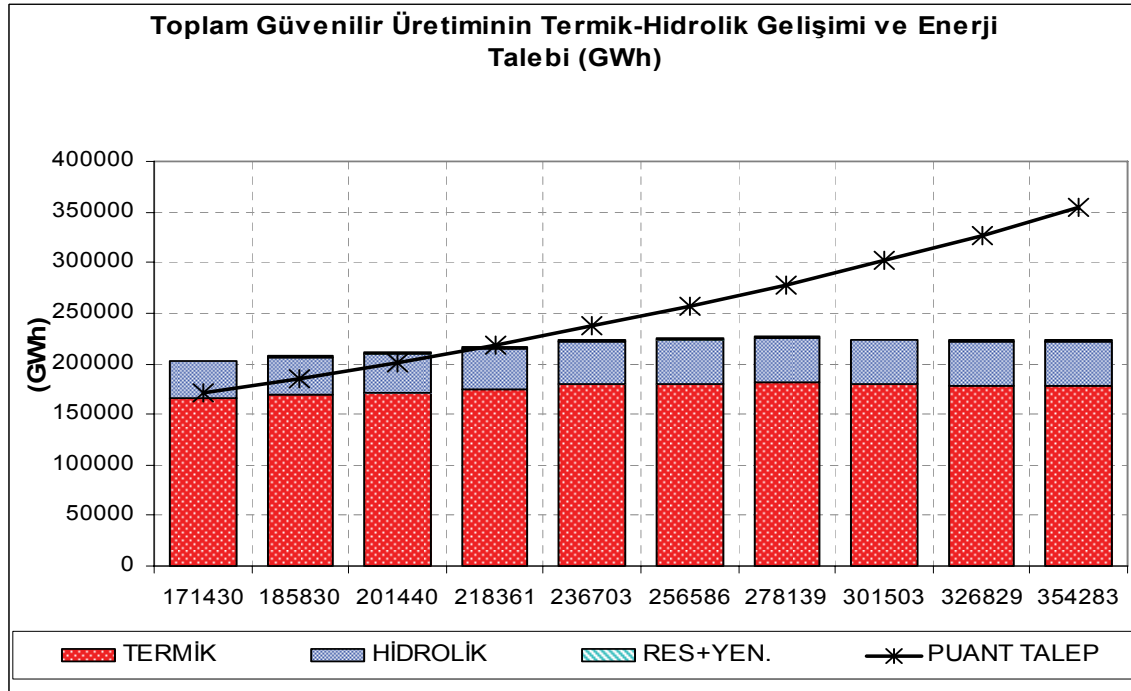
İŞLETMEDE, İNŞA HALİNDE VE LİSANS ALMIŞ, ÖNGÖRÜLEN TARİHLERDE DEVREYE GİRMESİ BEKLENEN**SANTRALLARLA TALEBİN KARŞILANMASI**

TALEP	171430	185830	201440	218361	236703	256586	278139	301503	326829	354283
YEDEK %	18.5	11.6	4.6	-0.5	-5.2	-12.4	-18.6	-25.6	-31.5	-36.7

Şekil 27- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)



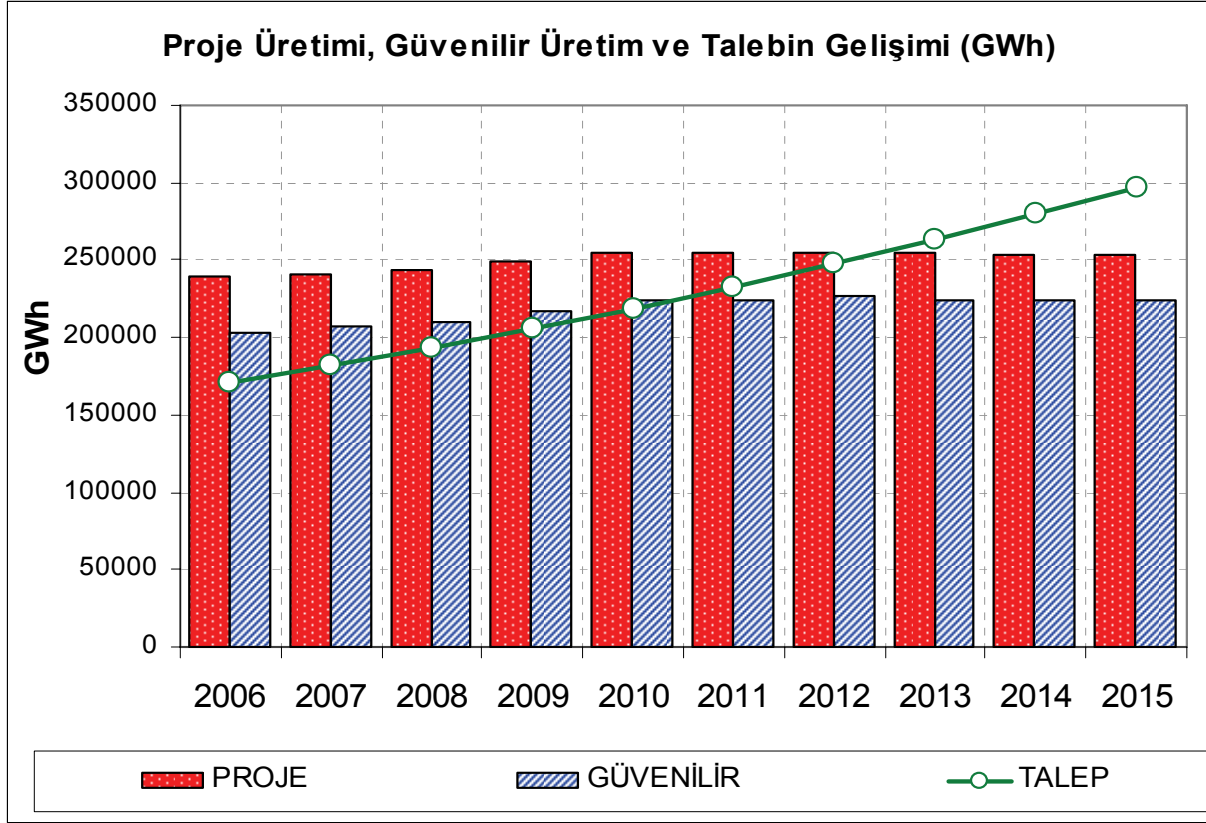
Şekil 28- Yakıt Bazında Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)



Sonuç olarak; 2006–2015 döneminde ortalama yıllık %8.4 artacağı varsayımı çerçevesinde, 3752 MW inşa halindeki kapasitenin ve 3350 MW lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen kapasitenin (2006-2011 arasında) devreye girmesiyle toplam kurulu gücün 2015 yılında 45172 MW'a ulaşması durumunda bile puant güç talebi 2012 yılından, proje

üretimine göre enerji talebi 2011 yılından ve güvenilir enerji talebi ise 2009 yılından itibaren karşılanamayacaktır. (Şekil 29)

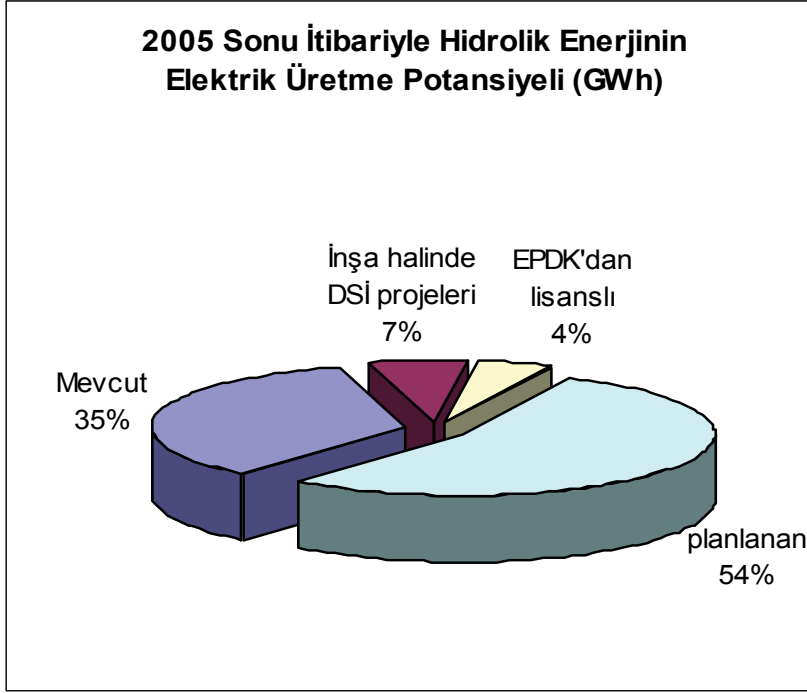
Şekil 29- Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Üretim Tesislerinin Proje Üretimi ve Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Baz Senaryo)



Türkiyenin artan elektrik talebinin güvenilir bir şekilde karşılanabilmesi için sisteme her yıl yaklaşık 4000-5000 MW yeni kapasitenin girmesi gerekmektedir. Mevcut üretim sisteminin doğal gaza ve dolayısıyla ithal kaynaklara olan bağımlılığı ile birlikte yerli kaynaklardan elektrik üretim potansiyeli ele alındığında hidroelektriğin ve diğer yerli kaynakların ülkemizin artan elektrik talebinin karşılanmasındaki önemi ortaya çıkmaktadır.

2005 sonu değerlerine dayanarak hazırlanan Haziran 2006 Kapasite Projeksiyonu çerçevesinde ülkemizin en önemli yerli kaynaklarından olan hidroliğin, ortalama yağışlı koşullarda elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilir toplam ekonomik potansiyeli, 2005 yılı sonu itibarıyla, 37520 MW veya 130 milyar kWh/yıl olarak öngörülmüştür. 37520 MW'lık hidrolik potansiyelin 12906 MW (44.7 milyar kWh, %34.7) kapasitesi 2005 sonu itibarıyla işletmede, 2672 MW (8.5 milyar kWh, %6.6) inşa halindeki DSİ projeleri, 1442 MW (5.8 milyar kWh, %4.5) EPDK'dan lisans almış projeler ve geriye kalan 20500 MW (70 milyar kWh, %54.3) kullanılabilir aday kapasite olarak kabul edilmiştir. (Şekil 30).

Şekil 30-2005 Sonu İtibariyle Hidrolik Enerjinin Elektrik Üretme Potansiyeli (GWh)



Artan elektrik talebi içinde yerli kaynakların öncelikli kullanılması politikaları kapsamında başta hidrolik olmak üzere gerek rüzgar gerekse yerli kömürün kullanılmasına rağmen elektrik talebinin sadece yerli kaynaklarla karşılanması mümkün olamayacaktır.

Ayrıca, ülkemizde başta yenilenebilir kaynaklar olmak üzere yerli kaynaklara öncelik verilirken elektrik sisteminin termik/hidrolik dengesinin korunması talebin güvenilir bir şekilde karşılanması açısından büyük önem arz etmektedir.

Sistemin arz güvenliğinin nasıl sağlanacağını düşünürken sistemin puant gücünün yanı sıra toplam enerji talebinin de karşılanmasının gerektiği gözardı edilmemelidir. Bizim gibi toplam güç ve üretimde yenilenebilir kaynakların payının oldukça fazla olduğu ülkelerde puantın karşılanmasının yanı sıra enerji talebinin karşılanması da büyük önem arz etmektedir. Termik santrallara göre oldukça düşük kapasite faktörü ile çalışabilen ve bunun yanı sıra ihtiyaç olmasına rağmen rüzgarın esmemesi ya da yeterli suyun olmamasından dolayı üretim yapabilme imkanına sahip olamayan yenilenebilir santralların (rüzgar, hidrolik,...) payının fazla olduğu ve talebin oldukça hızlı arttığı ülkemizde, puant gücün yanı sıra enerji talebinin de güvenilir bir şekilde karşılanması sistemin arz güvenliğinin sağlanması bakımından büyük önem arz etmektedir (17).

4. Sonuç ve Öneriler

Türkiye, hidrolik potansiyelinin büyük kısmını kullanmış olan Avrupa ülkelerine rağmen, 130 milyar kWh/yıllık hidrolik potansiyelle Avrupa'da lider konumunda bulunmaktadır. 2006 yılı sonu itibarıyla bu hidrolik potansiyelin sadece %35'ini (13.063 MW) kullanmış olan Türkiye'nin, Kyoto Protokolü yükümlülüklerini yerine getirmeye çalışan hidrolik potansiyele sahip AB ülkelerinde olduğu gibi, yenilenebilir kaynaklar içinde suyu depolama özelliğinden dolayı rüzgara göre daha güvenilir olan hidroliğe ve daha sonra rüzgar ve diğer yenilenebilirler öncelik vermesi kaçınılmazdır.

AB'nin; 1997 Kyoto Protokolü çerçevesinde, emisyonların azaltılması ile ilgili yükümlülüklerini yerine getirebilmesi için, 2010 yılında genel enerji talebinin %12'sinin yenilenebilir kaynaklardan karşılanması hedeflenmektedir. Bu hedefe ulaşmak üzere yenilenebilir kaynakların elektrik enerjisi brüt talebi içindeki payının 2010 yılında %22'ye çıkarılması (indicative target) öngörülmektedir. RES-E Direktifi ile gösterge niteliğindeki %22'lik hedefe ulaşılmasını

sağlayacak çerçeve oluşturulmaya çalışılmaktadır. Türkiye'nin 2006 sonu itibariyle toplam üretimde yenilenebilir payınının %25'e ulaştığını göz önüne alırsak, AB'nin Kyoto Protokolu hedeflerini tutturabilmek için 2010 yılında gösterge niteliğindeki yenilenebilirin elektrik tüketimindeki %22'lik hedefini aştığını söyleyebiliriz.

AB'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin teşvik edilmesi konusunda 2001/77/EC sayılı Direktifi (RES-E Direktifi)'nde yapılan tanımda yenilenebilir enerji kaynakları; fosil olmayan yenilenebilir kaynaklar olarak rüzgar, güneş, jeotermal, dalga, gel-git, hidrolik, biokütle, atık gazları ve biogazları içermektedir. Bu tanıma göre büyükler de dahil olmak üzere tüm hidroelektrik kaynaklar yenilenebilir olarak kabul edilmesine rağmen, 10 MW'ın altındaki küçük hidrolikler teşvik edilmektedir. Ancak AB'de 10 MW'dan küçük hidroliklerin küçük hidrolik kapasite olarak teşvikten yararlandırıldığı kabul edilse de, uygulama ülkelere göre değişiklik göstermektedir. (Örneğin İspanya'da 50 MW'dan küçük kapasitelerin hepsi teşvikten faydalanabilen küçük üretim kapasitesi olarak kabul edilmektedir.) AB'de teşvikten faydalanabilen hidrolik kaynaklar kapasite (10 MW altı) baz alınarak oluşturulmasına rağmen, Türkiye'de teşvikten faydalanabilen hidrolik kaynaklar rezervuar alanına (15 km² altı) göre değerlendirilmektedir. Bu gerçeğe göre, Türkiye'de AB'de uygulanan kapasite sınırından oldukça yüksek kapasiteli hidrolik kapasiteler de teşvikten faydalandırılmakta olup, Türkiye, AB'nin bir adım önüne geçmektedir. Son olarak İkili İşbirliği Projelerinin rezervuar alanlarına ya da kurulu güçlerine bakılmadan teşvikten faydalandırılan yenilenebilir kapsamına alınmasıyla teşviğin kapsamı daha da genişletilmiştir.

Türkiye'de 1990 yılında 23 TWh olan yenilenebilir kaynaklı üretim 58 TWh olan toplam üretimin % 40'ına karşılık gelirken, 2006 yılında %91 artışla 44 TWh'e yükselen yenilenebilir enerji üretimi aynı dönemde %206 artışla 176 TWh olarak gerçekleşen toplam tüketimin %25'ini karşılayabilmiştir. Ülkemizde yenilenebilir kaynakların %99'unu hidrolik oluşturduğundan yenilenebilir için verilen tüm değerler temelde hidrolik enerjiyi yansıtmaktadır.

Sanayileşmesini 90'lı yılların başında büyük oranda tamamladığından dolayı AB'nin elektrik talep artışı, sanayileşmesini henüz tamamlamamış olan ülkemize göre oldukça düşük oranda kalmıştır. Türkiye'nin 1990-2006 dönemlerinde brüt elektrik talebinin ortalama yıllık artışı %7.3 olarak gerçekleşmiş olup, 2006-2015 dönemlerinde %8.4 olacağı planlanmaktadır. Ülkemizde 2010-2015 döneminde talebin güvenilir olarak karşılanabilmesi için yılda ortalama 4.000-5.000 MW yeni ilave kapasitenin işletmeye girmesi gerekmektedir. (2006-2015 Kapasite Projeksiyonu, Haziran 2006, TEİAŞ APK Dai.Bşk.). Türkiye'den farklı olarak, AB ülkelerinde sanayinin doyuma ulaşması sebebiyle elektrik talebinde fazla bir artış beklenmemektedir. Bunun sonucunda başta rüzgar olmak üzere yenilenebilir kaynaklara yönelmek, yeterli yedek kapasiteye sahip olmayan ve hızlı artan Türkiye'nin talebine karşı talep artışının düşük kaldığı Avrupa'da, fazla bir risk taşımamaktadır. Türkiye'de yedek kapasitenin 90'ların başında %80 gibi oldukça yüksek bir oranda olmasına rağmen, 1997 yılında %31'e düşmüş, yeni ilave kapasitenin kurulmasıyla da 2005 yılında %55 ve 2006 yılında %47 olarak gerçekleşmiştir. Ancak Haziran 2006 Kapasite Projeksiyonu çerçevesinde yapılan çalışmada; 3.752 MW inşa halindeki kapasitenin ve 3.350 MW lisans almış ve öngörülen tarihlere (2006-2011 arası) devreye girmesi beklenen kapasitenin devreye girmesiyle toplam kurulu gücün 2015 yılında 45.172 MW'a ulaşması durumunda bile, puant güç talebi 2012 yılından, proje (ortalama yağışlı koşul) üretimine göre enerji talebi 2011 yılından ve güvenilir (kurak hidrolik koşul) enerji talebi ise 2009 yılından itibaren karşılanamayacaktır.

Ülkemiz, maalesef, artan elektrik enerjisi talebini karşılayabileceği kadar yeterli yerli kaynağa sahip değildir. Yenilenebilir kaynaklar içinde rüzgara göre daha güvenilir olan hidrolik kaynağımızın yanı sıra rüzgar, bio-kütle, jeotermal gibi diğer yenilenebilir kaynaklarımızın ve linyit ve taş kömüründen oluşan termik kaynaklarımızın tamamı kullanılsa bile maalesef hızlı artan elektrik talebi orta ve uzun dönemde karşılanamayacaktır. Bu nedenle bütün potansiyeli kullanılmasına rağmen yerli enerji kaynaklarının yetersizliği nedeniyle ithal enerji kaynaklarının yerli kaynaklarla birlikte dengeli bir şekilde kullanılması, TEİAŞ tarafından yapılan planlama çalışmalarında, göz önüne alınmaktadır. Ayrıca arz güvenliği açısından ithal kaynakların

çeşitliliği, aynı kaynak için ülke çeşitliliği ve ithal edilen enerji kaynağı miktarının kontrol edilebilir seviyelerde tutulması da son derece önemli konulardır.

2006 sonu itibariyle Türkiye kurulu gücü 40.563 MW'a ulaşırken, bunun 27.418 MW'ını (%67.6) termik, 13.063 MW'ını (%32.2) hidrolik, 82 MW'ını (%0.2) ise jeotermal ve rüzgar santralleri oluşturmaktadır. 1985 yılına kadar termik kapasite içinde en fazla olan linyit santrallerinin payı, bu yıldan itibaren sisteme dahil edilen doğal gaz yakıtlı santraller nedeniyle düşmüştür. 2002 yılına kadar toplam kurulu güç içinde %40'ların üstünde bir paya sahip olan hidrolik kapasite, 2004 de % 34.3'e ve 2005'te %33.2'ye düşmüştür.

Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklar bazında dağılımı incelendiğinde, 2006 yılında gerçekleşen 175.893 GWh'lık toplam üretimin 131.512 GWh'ı (%74.8) termik, 44.158 GWh'ı (%25.1) hidrolik ve 224 GWh'ı (%0.1) jeotermal ve rüzgar santrallerinden sağlanmıştır. 2006 yılı itibariyle, ithalata dayalı doğal gaz santralleri elektrik enerjisi üretiminde %44'lük pay ile önemli bir yer tutarken, yerli kaynaklarımız linyit ve hidrolik santrallerin payı sırasıyla %18 ve %25 dolayında kalmıştır.

2006 sonu itibariyle 150 adet civarında 13.063 MW toplam kurulu gücünde işletmede bulunan hidrolik potansiyelin elektrik üretme potansiyeli 45 TWh/yıl olmasına rağmen, henüz kullanılmamış olan yaklaşık 600 adet 24.000 MW civarında toplam kurulu güce sahip hidrolik potansiyelin elektrik üretme potansiyeli yaklaşık 84 TWh/yıl'dır. Türkiye'nin yaklaşık 750 adet civarında ve 130 TWh yapılabilir ekonomik hidrolik potansiyelinin olduğu düşünüldüğünde; potansiyelin %35'inin işletmede olduğu göz önüne alınırsa, geriye kalan %65'lik henüz işletmeye girmemiş hidrolik potansiyelin 600 adet civarında olmasına rağmen küçük ve elektrik üretebilme potansiyellerinin düşük olduğunu söylemek yanlış olmayacaktır. Yani zaten elektrik üretme potansiyelinin yüksek olduğu hidrolik potansiyel büyük oranda değerlendirilmiştir. Geri kalan düşük elektrik üretme potansiyeline sahip kapasitenin ise yıllara yayılarak 2020 yılına kadar sisteme girmesi planlanmaktadır.

Ayrıca, başta yenilenebilir kaynaklar olmak üzere yerli kaynaklara öncelik verilirken elektrik sisteminin termik/hidrolik dengesinin korunması talebin güvenilir bir şekilde karşılanması açısından büyük önem arz etmektedir.

Mevcut kapasite ile hızlı artan elektrik talebinin karşılanamadığı göz önüne alındığında; termik/hidrolik dengesinin kapasite faktörü düşük santrallara doğru kaymasına sebep olacak şekilde elektrik üretim sisteminin yapısının değiştirilmesi, zaten yetersiz olan yedek kapasite ve talebi karşılamak için kurulması gerekli ilave kapasite ihtiyacını daha da büyütecek ve bunun sonunda da zaten kıt olan ve sağlamakta güçlük çekilen Türkiye'nin finansman kaynakları ihtiyacı daha da artırmış olacaktır. Bu nedenle, ülke kaynakları, ülkenin termik/hidrolik dengesini ve arz güvenliğini bozmayacak şekilde değerlendirilmeli ve yenilenebilir kaynaklar yıllara yayılarak sisteme girmelidir.

Sistemin arz güvenliğinin nasıl sağlanacağı düşünülürken sistemin puant gücünün yanı sıra toplam enerji talebinin de karşılanmasının gerektiği göz ardı edilmemelidir. Bizim gibi toplam güç ve üretimde yenilenebilir kaynakların payının oldukça fazla olduğu ülkelerde puantın karşılanmasının yanı sıra enerji talebinin karşılanması da büyük önem arz etmektedir. Termik santrallara göre oldukça düşük kapasite faktörü ile çalışabilen ve bunun yanı sıra ihtiyaç olmasına rağmen rüzgarın esmemesi ya da yeterli suyun olmamasından dolayı üretim yapabilme imkanına sahip olamayan yenilenebilir santrallerin (rüzgar, hidrolik,...) payının fazla olduğu ve talebin oldukça hızlı arttığı ülkemizde, puant gücün yanı sıra enerji talebinin de güvenilir bir şekilde karşılanması sistemin arz güvenliğinin sağlanması bakımından büyük önem arz etmektedir.

Yenilenebilirin toplamdaki payını artırmaya çalışırken, hızlı artan talebin yanı sıra yedek kapasitesini de göz önüne alarak, kısa ve uzun vadede sistemin güvenilirliğini riske sokmayacak şekilde yenilenebilirin toplam kurulu güç ve enerji içindeki payını planlamak zorundayız.

Ayrıca yenilenebilir enerjiye yönelirken uygulanacak yöntemlerin serbest piyasa yapısını bozmayacak şekilde oluşturulması ve kaynak israfını önlemek amacıyla yenilenebilir

santrallerinden üretilen elektriğe verilecek teşviklerde potansiyelin yoğun olduğu sahalardan başlanması büyük önem arz etmektedir.

D. HİDROELEKTRİK ENERJİ VE ÇEVRE

1. Enerji-Çevre İlişkileri ve Hidroelektrik Enerji

Nüfusun, kentleşmenin büyük bir artış göstermesi, yaşam standardının artması ve sanayileşmenin hızlı gelişimine bağlı olarak, yeni teknolojilerin kullanıma soktuğu makina ve araç çeşitlenmesi gibi faktörler her geçen gün enerjiye duyulan ihtiyacı artırmaktadır. 1970'li yıllarda başlayan ve daha sonraki yıllarda gelişerek devam eden sürdürülebilir kalkınma ve çevre bilinci ise henüz arzulanan seviyeye ulaşmamıştır.

Fosil kökenli yakıtlar özellikle son iki yüzyıl içerisinde, üretim teknolojilerinin gelişmesi ve ucuz olması nedeniyle, gelişmiş batı ekonomilerinin bugünkü refah düzeyinin temelini oluşturan endüstri devriminin ateşleyicisi ve endüstri üretiminin ana unsuru olmuştur. Bu kaynakların yaygın olarak kullanılması sonucu, yenilenebilir enerji kaynakları karşısında önemli bir üstünlük sağlamıştır. Petrol ve kömür egemenliğine dayanan enerji çağı, uzun yıllar sorunsuz devam etmiş, ancak 1973 Petrol Krizi ilk kez enerji kaynakları konusunda bir güvensizlik ortamı yaratmıştır. Bu güvensizlik ortamının da etkisiyle, bütün dünyada yeni ve yenilenebilir kaynaklara karşı yoğun bir ilgi başlamış olup, enerji güvenliği, enerjinin çeşitlendirilmesi ve enerji verimliliğinin artırılması konusu, yaşanılabilir bir dünya için enerji politikalarının vazgeçilmez unsurlarından biri haline gelmiştir.

Enerji; fakirliğin azaltılması ve kalkınmada her yönüyle pek çok sektörü ilgilendirmekte olup, ekonomik, sosyal, çevresel (geçim kaynaklarını suya erişim, tarımsal verim, sağlık, nüfus seviyesi, eğitim gibi) birçok yönü bulunmaktadır. Enerji, sosyal ve ekonomik kalkınma için temel girdi olup, enerji maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesi, sürdürülebilir enerjinin temini ve çevrenin korunmasını sağlamak için yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarından olan hidrolik kaynaklı enerjiye öncelik verilerek, enerjinin üretiminde ve enerjinin kullanımında verimliliğin artırılması büyük önem taşımaktadır. Petrol krizi sonrası gündeme gelen ithal kaynaklara bağımlı olmak, enerji güvenliğinin sağlanması ve kaynak çeşitliliği ve çevrenin korunması bilincine bağlı olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının ve enerjinin verimli ve etkin kullanımının önemini daha da artmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının ve enerji verimliliğinin gelişimini destekleyen bir başka gelişme de, Haziran 1972'de Stockholm'de yapılan İnsan Çevresi Konferansı sırasında olmuştur. Stockholm Bildirgesi'nde, çevrenin taşıma kapasitesine dikkat çeken, kaynak kullanımında kuşaklar arası hakkaniyeti gözeterek, ekonomik ve sosyal gelişmenin çevre ile bağlantısını kuran ve kalkınma ile çevrenin birlikteliğini vurgulayan ilkeler, sürdürülebilir gelişme kavramının temel dayanaklarını ortaya koymuştur.

1990'lı yıllarda ise, temiz çevre bilinci daha da gelişmiştir. Bu bilinç, geleneksel enerji üretim ve tüketiminin çevre ve doğal kaynaklar üzerinde yerel, bölgesel ve küresel seviyede doğrudan olumsuz etkilere neden olduğunun anlaşılmasına ve atmosfere kirlilik yaratıcı emisyon vermeyen yenilenebilir enerji kaynaklarının bir başka ifade tarzı ile temiz enerjilerin ve enerji verimliliği yönündeki çalışmaların destek görmesine yol açmıştır.

Bu kapsamda, 2002 yılında Johannesburg'da düzenlenen Dünya Sürdürülebilir Kalkınma Zirvesinde 170'den fazla ülke temsilcisinin katılımı ve konsensüsü ile yayımlanan bir deklarasyon sonucu tüm hidroelektriğin yenilenebilir ve uluslar arası desteğe layık olduğu, ardından 2003 yılında Kyoto'da, düzenlenen 3. Dünya Su Forumunda ve 2004 yılında Bonn'da düzenlenen 154 ülke temsilcisinin katılımı ile gerçekleşen 21. Yüzyıl için Yenilenebilir Enerji Politika Ağı (REN21) Konferansında da bu görüşe sadık kalınmıştır.

Sürdürülebilir kalkınma için yenilenebilir enerji kaynakları ve enerji verimliliği çalışmalarının entegre bir şekilde yürütülmesi daha başarılı sonuçların elde edilmesini sağlayacaktır. Nitekim tüm dünyadaki çalışmalarda bu paralelde yürütülmektedir. İnsanoğlunun günlük yaşamı için vazgeçilmez temel ihtiyaç kaynaklarından biri haline gelen enerji, temin edilirken veya bir başka

değişle enerji kaynaklarından yararlanırken, gelecek nesiller için de yaşanılabilir ortamlarının bozulmamasına yönelik gerekli çaba gösterilmeli önlemler alınmalıdır.

Birleşmiş Milletler ve Avrupa Birliği gibi örgütlerin bölgesel, ulusal ve küresel düzeyde sürdürülebilir bir kalkınmanın sağlanması, çevrenin korunması ve fosil yakıt kaynaklı enerji tesislerinin atmosfere yaydığı karbon dioksit (CO₂) gibi zararlı gazların etkisinin minimuma indirilmesi yönünde aldığı kararlar da dikkate alındığında, hidroelektrik enerji tesislerinin;

- Ulusal nitelikli ve diğer yenilenebilirler göre sürekli arzı sağlayan kaynak olması,
- Ekonomik ömrünün uzun olması,
- İşletme ve bakım giderlerinin düşük olması
- Çevre kirliliği yaratmaması,
- Yenilenebilir enerji kaynağı olması,
- Yakıt giderlerinin olmamasına bağlı olarak, ekonomik ömürleri boyunca en ucuz enerji üretim tesisi olmaları,
- Sera gazı emisyonu yaratmamaları ve çevre ile uyumlu olmaları,
- Elektromekanik işlerin dışında kalan işlerin yurtiçi imkanlarla yapılabilmesi, istihdam ve ekonomide canlanma yaratmaları,

gibi avantajları dikkate alındığında tercih ve teşvik edilmesi gereken bir enerji kaynağıdır. Bu özelliklerinden dolayı da, ülkemizde ve dünyanın birçok yerinde hidroelektrik üretim potansiyelinin sadece 1/3'lük kısmının işletmeye alınması ve geriye kalan 2/3'lük kısmından henüz yararlanılıyor olmaması da dikkate alındığında, 20.yüzyılda olduğu gibi 21.yüzyılda da elektrik talebinin karşılanmasında önemli yer tutacaktır.

2. Türkiye'nin Enerji ve Çevre Politikaları

Türkiye'nin enerji politikası; ülke enerji ihtiyacının amaçlanan ekonomik büyümeyi gerçekleştirecek, sosyal kalkınma hamlelerini destekleyecek ve yönlendirecek şekilde, zamanında, yeterli, güvenilir, ekonomik koşullarda ve çevresel etki de göz önüne alınarak sağlanması olarak belirlenmiştir. Bu çerçevede olmak üzere, yerli kaynakların mümkün olabildiğince hızlı bir şekilde devreye girebilmesi için devlet ve özel sektör ile yabancı sermayenin enerji alanında yatırımlarının artırılması amacıyla önemli çabalar harcanmaktadır.

Enerji sektöründe amaç, ilke ve politikalar Beş Yıllık Kalkınma Planları'nda yer almaktadır. Bu nedenle ülkemizde uygulanan enerji politikaları hükümetler üstü Devlet Politikaları olarak benimsenmiş ve değişen iktidarlar döneminde de prensipleri daima muhafaza edilmiştir.

Türkiye'nin çevre politikasının ana hedefi, sürdürülebilir kalkınma ile birlikte çevrenin korunması ve geliştirilmesi olarak belirlenmiştir. Doğal kaynakların yönetimi, insan sağlığı ve doğal dengenin korunması şartıyla sürdürülebilir bir kalkınmanın sağlanması ve gelecek nesiller için doğal fiziksel ve sosyal bir çevrenin bırakılması bu politikanın ana prensibidir. Türkiye'nin çevre politikası, enerji politikasında ekonomik gelişme için gerekli artan enerji talebinin karşılanması ile bundan kaynaklanan çevresel etkiler arasındaki dengenin sağlanması hususunun dikkate alınması gerekliliğini göz önüne almaktadır. Türkiye'nin enerji ve çevre politikaları, hem uluslararası hukuki düzenlemelere, hem de ülkenin özel durumuna ve önceliklerine ilişkin taleplerine dayandırılmakta olup, bu husus giderek daha fazla önem kazanmaktadır.

İnsanlığın hem bugünü hemde geleceği için vazgeçilmez iki faktör olan çevre ve enerjinin birbiriyle çelişmesi, enerji üretimi ve tüketimi arttıkça çevre kirliliğinin artması, her iki konunun da birlikte ele alınarak sorunlara çözüm aranmasını zorunlu kılmaktadır.

Bir toplumun fiziki olarak kendini sürdürülebilmesi için maddi ve enerji varlıklarının şu üç şartı sağlaması gerekmektedir.

- Yenilenebilir kaynakların tüketim hızı bunların kendilerini yenileme hızını geçmemelidir.
- Yenilenemeyen kaynakların tüketim hızı, bunların sürdürülebilir ve yenilenebilir ikamelerinin geliştirme hızını geçmemelidir.
- Her çeşit kirlenme hızı, çevrenin emme kapasitesinin üzerine çıkmamalıdır.
- Diğer bir tarife göre; “Sürdürülebilir bir toplum, şimdiki ihtiyaçlarını gelecek kuşakların kendi ihtiyaçlarını giderme yeteneklerini yok etmeden enerji-çevre ilişkilerine bakıldığında şu hususlar ortaya çıkmaktadır:
- Sosyal ve ekonomik kalkınma ve dolayısıyla insanların refah seviyesinin yükselmesi için enerji kullanımı kaçınılmaz bir zorunluluktur.
- Enerji kullanımında çevreyi daha az kirleten enerji kaynaklarına önem verilmelidir.
- Enerji verimli kullanmak suretiyle, daha az enerjiyle daha fazla ekonomik girdi sağlanmalı ve dolayısıyla çevre daha az kirletilerek aynı ekonomik gelişme temin edilmelidir.
- Enerji üretiminde ve tüketiminde en gelişmiş teknolojilerin kullanılmasına gidilmelidir.

Enerji üretiminde ve tüketiminde en genel ve geri dönülmez zararı sera etkisi olarak bilinen kutuplar üzerindeki ozon tabakasını incelten ve atmosferin ısınmasına yol açan gazların yayılmasıdır. Seragazi emisyonlarının yaklaşık %85'i enerji sektöründen kaynaklanmakta ve artan enerji tüketimine paralel olarak emisyon değerleri de artmaktadır. 21 Mart 1994 yılında yürürlüğe giren Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne (**BM-İDÇS**) Nisan 2007 tarihi itibarıyla Türkiye dahil 191 ülke taraf olmuştur. OECD'ye üye olması sebebiyle, Sözleşmeye ekli listelerde yer alan Türkiye, henüz sanayileşmesinin başlangıcında olduğu için ve Sözleşmeye bu hali ile taraf olması halinde sera gazı emisyonlarını 1990 yılı seviyesine indirmek ve gelişme yolundaki ülkelere teknoloji ve mali kaynak sağlamak konusundaki yükümlülükleri yerine getiremeyeceği endişesi ile yıllarca bu sözleşmeye taraf olmamıştır.

Sözleşmede, Türkiye, diğer OECD ülkeleri ile birlikte, Ek-1 ve Ek-2 listelerinde yer almıştır. Ancak, ülkemizin kalkınmışlık düzeyinin, Sözleşmenin “ortak, fakat farklı sorumluluklar” ve “sürdürülebilir kalkınma” ilkeleri ile bağdaşmadığı, bu çerçevede, sera gazı emisyonlarının diğer gelişmiş ülkelere göre çok düşük seviyede olmasından dolayı tarihsel sorumluluğunun da az olduğu ve sanayileşmesini tamamlamak için enerjiye ihtiyacı olduğu gerekçeleri ile, Sözleşme Türkiye tarafından imzalanmamış ve Ülkemizin Ek-1 ve Ek-2 çıkarılması için, uluslararası platformlarda yoğun çaba gösterilmiş, ancak bu çabalar karşılıksız kalmıştır.

Türkiye 2000 yılında yapılan 6. Taraflar Konferansı (COP-6) görüşmelerinde, Sözleşmenin Ek-2 listesinden çıkarılması, ülkenin koşulları dikkate alınarak bazı esnekliklerin tanınması koşulu ile Ek-1 listesinde kalması konusundaki öneri yapılmıştır. Ayrıca, EK-1 listesinde kalınması durumunda, Sözleşmenin “ortak, fakat farklılaştırılmış sorumluluklar” ilkesi çerçevesinde EK-1 listesinde yer alan ve pazar ekonomisine geçiş süreci yaşayan ülkelere tanınan esnekliklere benzer bir yaklaşımın Türkiye'ye de tanınması talep edilmiştir.

2001 yılında yapılan 7. Taraflar Konferansı (COP-7) görüşmelerinde Türkiye'nin bu talebi taraf ülkelerce kabul edilmiş ve bu yönde karar alınmıştır. Bu çerçevede, Sözleşme Büyük Millet Meclisi'nde onaylanmış ve 24 Mayıs 2004 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

Metan gazı emisyonuna bir sınırlama getirilmemesi ise düşündürücüdür. Metan gazının, karbondioksit nazarın 30 misli daha fazla sera gazı etkisi yarattığı hakkındaki görüşler geçerli sayılmamıştır.

Bu arada Türkiye'de emisyonların azaltılmasına yönelik bir dizi tedbir alınmakta olup, bunların olumlu sonuçları da görülmeye başlanmıştır. Bunlar arasında, linyite dayalı termik santrallara, sülfürdioksit (SO₂) emisyonlarını azaltmak ve sınır değerlerin altına düşürmek amacıyla, baca gazı kükürt arıtma tesislerinin kurulması, “Akışkan Yatak Teknolojisi” uygulaması ile karbondioksit (CO₂) emisyonunun diğer konvansiyonel linyite dayalı santrallerin emisyonlarına göre düşürülmesi, özellikle sanayi ve ısıtma sektörlerinde kullanılan linyitlerin kalitesinin

yükseltilecek bunlardan kaynaklanan çevresel etkilerin azaltılması amacıyla kömür yıkama sistemlerinin kurulması ve hepsinden önemlisi, hidroelektrik potansiyelin tümünün 2020-2023 yılına kadar geliştirilmesine yönelik görüşlerin giderek kamu yönetimince benimsenmiş olması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi ve bu konuda yeni bir yasa tasarısının hazırlanmakta olduğunun yetkililerce ifade edilmesi, v.b. gelişmeler sayılabilir (19).

3. Çevresel Etki Değerlendirilmesi (ÇED)

Su ve diğer doğal kaynakları geliştirmeye yönelik tesisler ile birlikte alt yapı projelerinin çevreye olan etkilerini saptamak için Çevresel Etki Değerlendirme veya kısaca ÇED raporları olarak isimlendirilen raporların hazırlanması, 1980'li yıllardan itibaren pek çok ülkede yasal bir zorunluluk haline getirilmiştir.

ÇED planlanan bir tesisin çevre üzerindeki etkilerinin araştırılmasıdır. Bu genel tanım çerçevesinde su kaynaklarının geliştirilmesine ilişkin faaliyetler ile çevre arasındaki ilişkiye bakıldığında, bir yerleşim yerinin içme suyu veya enerji ihtiyacının karşılanması veya bir sahanın sulanması için baraj inşa edildiğinde, bu faaliyetin doğal çevre ile birlikte ekonomik ve sosyal yapıda çeşitli etkileri görülecektir. Su kaynakları geliştirme projeleri ile sulama suyu, sağlıklı ve güvenilir içmesuyu ve hidroelektrik enerji sağlanırken oluşacak olumsuz çevre etkilerini giderecek veya en az düzeye indirecek önlemlerinde alınması gerekmektedir. Son yıllarda Dünya'da olduğu gibi konuya duyarlı ülkemizde de çok başarılı örnekler bulunmaktadır.

Yatırımların sosyal ve ekonomik faydaları ile çevreye olabilecek olumsuz etkilerinin giderilmesi veya azaltılması için alınması gereken önlemleri bütünleştirmesi ve değerlendirmesi gereken ÇED raporları, zamanla bu amacından saparak sadece olumsuz etkileri ve çevre maliyetini ön plana çıkaran belgeler haline gelmiştir. Ağırlıklı olarak olumsuz etkileri vurgulayan, sosyal ve ekonomik faydalarla bütünleşmeyen ÇED raporları ve uzun ÇED süreci, bazı önemli projelerin uygulanmasında büyük gecikmelere neden olmaktadır. ÇED süreci; planlama, ÇED raporunun hazırlanması, raporun incelenmesi ve değerlendirilmesi ile çevrede yarattığı etkilerin düzenli olarak izlenmesi gibi aşamaları içermektedir. Tesislerin öngörülen tarihlerde devreye girebilmesi için bu çalışmalara daha önceden başlanması gerekmektedir. Sonuç olarak, ÇED raporu tek başına bir karar verme aracı olmamalı, projenin sosyal ve ekonomik faydalarıda gözönünde bulundurularak çok amaçlı karar verilmelidir.

Türkiye'de çevre konusu oldukça yeni bir konudur. "Çevre" terimi ilk olarak 1982 Anayasası'nın 56. maddesinde yer almış ve 1983 yılında Çevre Kanunu hazırlanarak yürürlüğe girmiştir.

3.1. Barajlar ve Hidroelektrik Santralı Projeleri İçin Uygulanacak Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Süreci

Türkiye'de ilk ÇED Yönetmeliği, 9.8.1983 tarihli ve 2872 sayılı Çevre Kanunu çerçevesinde, 7.2.1993 tarihinde yayımlanmış olup, 23.6.1997 tarihinde revize edilmiştir. Daha sonra AB mevzuatına uyum çerçevesinde bu konuya ilişkin AB Direktifi esas alınarak Çevre ve Orman Bakanlığı (ÇOB) tarafından hazırlanan yeni ÇED yönetmeliği 25318 sayılı ve 16 Aralık 2003 tarihli Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Türkiye'de Çevresel Etki Değerlendirmesinin (ÇED) uygulanmasında yetkili Bakanlık, Çevre ve Orman Bakanlığı'dır. ÇED uygulamasının geliştirilmesi amacı ile belirli sektörler için ÇED Rehberleri hazırlanmıştır. Bu rehberlerden biri de barajlar ve hidroelektrik santralı projeleri için uygulanacak Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) süreci hakkında bilgi vermek amacıyla hazırlanmıştır. Barajlar, baraj gövde yapıları, rezervuar, memba ve mansap batardoları, dolu savak, dip savak, tüneller, yükleme odaları, cebri borular, elektrik santralleri ve elektrik üretimi için kurulan şalt tesisleri gibi bileşenler hidroelektrik santral projeleri kapsamına girmektedir. Ayrıca rezervuarlar çok amaçlı kullanıma da hizmet edebilmektedir. Rezervuar, akarsu debisi ve su kullanım durumunun elverdiği şekilde (enerji üretiminden ayrı ya da enerji üretimine ek olarak) sulama, taşkın kontrolü, içme ve kullanma suyu temini, su temini, rekreasyon, su yolu

taşımacılığı, balıkçılık ve sediment kontrolü amaçlı da kullanılabilir. ÇED Yönetmeliği Ek I kapsamındaki projeler için ÇED Yönetmeliği Ek III'de verilen Proje Tanıtım Genel Formatı uyarınca hazırlanan dosya ile ÇOB'a müracaat edilerek ÇED süreci başlatılır. Projeye özel ÇED raporu formatının ÇOB tarafından verilmesini müteakip, ÇED raporunun bir yıl içerisinde hazırlanarak ÇOB'a sunulması gerekmektedir. ÇED Yönetmeliği Ek II kapsamındaki projeler için ise Proje Tanıtım Dosyası hazırlanarak ÇOB ve/veya ilgili valiliğe müracaat edilmesi gerekmektedir. ÇED Raporu (rapor) için projeye özel format ÇOB tarafından halkın katılımı, kapsam ve özel format belirleme toplantısı sonucunda verilmektedir.

Bu Rehberin amacı, kapsam belirleme ile başlayıp inceleme ve değerlendirme süreci ile tamamlanan ÇED sürecindeki çalışmaları geliştirmek, uygulamaları ortak bir hale getirmek, ÇED Raporunun içeriği ile ilgili bir Rehber oluşturmak ve ilgili tüm tarafları bilgilendirmektir. Hedef grup, bu rehberi kullanacak olan Bakanlık personeli, diğer kamu kuruluşlarından oluşan İDK üyeleri, İl Çevre ve Orman Müdürlüğü çalışanları ile ÇED sürecinde yer alan proje sahibi kuruluşlar ile ÇED çalışmalarını yürüten danışman firmalardır (19).

3.2. ÇED Sürecindeki Eleme Kriterleri ve Zamanlama

Herhangi bir projenin ÇED Yönetmeliği kapsamında yer alıp almadığını belirlemek için eleme prosedürü yerine getirilir. Eleme prosedürü için öncelikle ÇED Yönetmeliğinin 7. Maddesi uyarınca Ek I listesi kontrol edilir. Proje Ek I listesinde yer alıyorsa ÇED Raporu hazırlanması gerekir ve Şekil 1'de yer alan prosedür yerine getirilir. Projenin EK I'de yer almaması halinde, ÇED Yönetmeliğinin 15. Maddesi ve bu bağlamda EK II listesinde yer alıp almadığı kontrol edilir. Bu madde kapsamında giren projeler için proje sahibi tarafından ÇED Yönetmeliği Ek IV'e göre Proje Tanıtım Dosyası hazırlanır ve aynı ekte yer alan kriterler çerçevesinde ÇED Raporu hazırlanmasının gerekli olup olmadığının araştırılması için Bakanlığa (veya Valiliğe) sunulur. Bakanlık (veya Valilik) inceleme ve değerlendirmeleri sonucunda proje için "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" veya "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gerekli Değildir" kararını verir. Bu projeler için "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" kararı verilmesi halinde süreç Şekil 1'de yer alan prosedüre göre devam eder (19).

ÇED raporunun hazırlanması zorunlu olan baraj ve hidroelektrik santral projeleri ÇED Yönetmeliği Ek I'de aşağıdaki şekilde belirtilmektedir:

Madde 14 - Su depolama tesisleri (Göl hacmi 100 milyon m³ ve üzeri veya göl alanı 15 km² ve üzeri barajlar)

Madde 33 - Kurulu gücü 50 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller

ÇED Raporu hazırlanmasının gerekli olup olmadığı ile ilgili karar verilmesi için seçme, eleme kriterleri uygulanacak baraj ve hidroelektrik santral projeleri ÇED Yönetmeliği EK II'de aşağıdaki şekilde belirtilmektedir:

Madde 21-

a) Su depolama tesisleri (Göl hacmi 10 milyon m³ ve üzeri veya göl alanı 1 km²'yi aşan baraj veya göletler)

Madde 22 - Kurulu gücü 10 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller

Hidroelektrik enerji bilinen enerji teknolojileri içinde çevresel riski en az olan sistem olarak kabul edilmektedir. Hidrolik santrallerin çevresel etkileri projenin tipine ve kapasitesine, bulunduğu alanın hassasiyetine göre değişiklik gösterir. Hidroelektrik santrallerin yer seçiminde çevresel faktörlerin göz önüne alınması, havza enerji imkanlarının ilk etüt seviyesinde değerlendirilmesinde "ön çevresel eleme" yapılması etkilerin baştan önlenmesi için gereklidir.

Ülkemizin Taraf Olduğu ve ÇED Kapsamında Göz Önüne Alınması Gereken Uluslararası Sözleşmeler

Avrupa Vahşi Yaşamının ve Doğal Habitatlarının Korunması Sözleşmesi - Bern Sözleşmesi

Bu sözleşme vahşi bitki ve hayvan türlerini doğal yaşam alanlarıyla birlikte korumayı amaçlamakta olup, özellikle tehlike altında ve hassas türlere önem vermektedir. Ülkemiz bu sözleşmeye 1984 yılında taraf olmuştur.

CITES Nesli Tehlike Altında Olan Yabani Hayvan ve Bitki Türlerinin Uluslararası Ticaretine İlişkin Sözleşme

CITES Sözleşmesi, nesli tehlikedeki yaban hayatının uluslararası ticaretini kontrol edebilmek için, bu tür alışverişlerde hükümetlerin iznini şart koşan, dünya çapında bir sistem geliştirmiştir. Ülkemiz bu sözleşmeye 1996 yılında taraf olmuştur.

Özellikle Su Kuşları Yaşama Ortamı Olarak Uluslararası Öneme Sahip Sulak Alanlar Sözleşmesi - Ramsar Sözleşmesi

Sözleşmenin ana amacı "sulak alanların ekonomik, kültürel, bilimsel ve sosyal olarak büyük bir kaynak teşkil ettiği ve kaybedilmeleri halinde bir daha geri getirilmeyeceği" esasını vurgulamaktır. Ülkemiz bu sözleşmeye 1994 yılında taraf olmuştur.

Biyolojik Çeşitlilik Sözleşmesi (Rio Konferansı)

Biyolojik Çeşitlilik Sözleşmesi'nin amacı: "biyolojik çeşitliliğin korunması; bu çeşitliliğin unsurlarının sürdürülebilir kullanımı; genetik kaynaklar ve teknoloji üzerinde sahip olunan bütün hakları dikkate almak kaydıyla, bu kaynaklara gereğince erişimin ve ilgili teknolojilerin gereğince transferin sağlanması ve uygun finansmanın tedariki de dahil olmak üzere, genetik kaynakların kullanımından doğan yararların adil ve hakkaniyete uygun paylaşımıdır." Ülkemiz bu sözleşmeye 1997 yılında taraf olmuştur.

Akdeniz'in Kirliliğe Karşı Korunması Sözleşmesi

Sözleşmenin ana amacı Akdeniz'in her tür kirliliğe karşı Akdeniz'e kıyısı olan ülkeler tarafından korunmasını sağlamaktır. Ülkemiz bu sözleşmeye 1981 yılında taraf olmuştur.

Karadeniz'in Kirliliğe Karşı Korunması Sözleşmesi

Sözleşmenin ana amacı Karadeniz'in her tür kirliliğe karşı Karadeniz'e kıyısı olan ülkeler tarafından korunmasını sağlamaktır. Ülkemiz bu sözleşmeye 1994 yılında taraf olmuştur.

Paris Dünya Kültürel ve Doğal Mirasının Korunmasına Dair Sözleşme

Sözleşme, "daimi bir temel üzerine ve modern bilimsel yöntemlere uygun olarak, istisnai değerdeki kültürel ve doğal mirasın kolektif korunmasına matuf etkin bir sistemi kuran yeni hükümleri, bir sözleşme biçiminde kabulünün zorunlu olduğunu" belirtmektedir. Ülkemiz bu sözleşmeye 1983 yılında taraf olmuştur.

Avrupa Birliği (AB) Direktifleri

Baraj ve hidroelektrik santrali projeleri için hazırlanacak ÇED Raporlarında ilgili AB Direktiflerinin dikkate alınması da faydalı ve yol gösterici olacaktır. Söz konusu Direktifler tüm AB kanunlarını içeren EUR-Lex web sitesinde mevcuttur (19).

(<http://www.europa.eu.int/eur-lex/lex/en/index.htm>)

3.3. Nehir Tipi Hidroelektrik Enerji Üretim Tesislerinden Mansaba Bırakılacak Su Debininin Hesap Edilmesi Hususunda Yaklaşımların Belirlenmesi İhtiyacı

Hidroelektrik enerji üretim sistemlerinin iklim üzerindeki etkileri barajlı sistemlerde baraj gölünün yüzey alanı itibarıyla nehre göre daha geniş olması ve bu sayede buharlaşmanın artmasından kaynaklanmaktadır. Yörenin coğrafyasına, topoğrafyasına ve meteorolojik şartlarına bağlı olarak artan nem hava kütleli hareketlerini değiştirebilmekte, sıcaklık, yağış, rüzgar olayları

farklılaşmaktadır. Bu durum doğal çevre parametreleri ve sosyo-ekonomik yapıda çeşitli boyutlarda etkili olabilmektedir. Yöredeki doğal bitki örtüsü (orman, çayır, endemik türler, ekonomik türler (tarımsal bitkiler) ile sucul-karasal hayvan varlığı ani bir değişim içine girebilmekte ve yeni düzene uyum sağlama sorunu ortaya çıkabilmektedir. Nehir tipi tesislerde bu etki gözlenmez.

Hidrolojik etkiler akarsuyun akış rejimi ve fiziksel-kimyasal parametrelerinin değişmesiyle ortaya çıkmaktadır. Barajlı sistemlerde akarsudan göle geçişte su hızı,göl membasından gelen azot ve fosfor yükü, difüzyon ve havadan oksijen alma kapasitesinin değişmesine bağlı olarak durgun su ortamında kokuşma (ötrofikasyon) sürecine girilmektedir. Böylece baraj gölünün çevresel su kalitesinde değişiklikler meydana gelmekte ve hem göldeki hem de mansaptaki su kullanım alışkanlıkları ve sucul yaşam sekteye uğrayabilmektedir. Ayrıca nehir tipi olsun olmasın tünelli sistemlerde nehrin doğal yatağına yılın her mevsimi doğal akıma yakın su verilmemesinden dolayı yine mansaptaki su kullanımları ile sucul yaşam tehlikeye girebilmektedir.

Ekolojik etkiler barajın fiziksel yapısının su ve kara ortamında göç eden canlı türlerinin yollarını kesmesi, yaşama alanlarının su altında kalması, inşaat çalışmalarının bazı türlerin yaşama alanlarına müdahale eder vaziyette olması ve böylece önemli türlerin yok olması neticesinde ortaya çıkabilmektedir.

Sosyo-ekonomik ve kültürel etkiler, barajlı tesislerde yerleşimi ve inşaat aşamasından itibaren ortaya çıkmakla beraber tesisin tamamlanmasına kadar olan süreçte yeteri kadar ele alınmamakta ve tesis işletmeye açıldıktan sonra bile çözüme ulaştırılmamaktadır.

Yapım aşamasında sualtında kalan arazinin niteliği ve büyüklüğüne bağlı olarak yapılan kamulaştırma neticesinde yeniden iskan ve göç olayları yaşanmakta, gidilen yeni yere uyum problemleri ortaya çıkmaktadır. Barajlı tesislerin bazen su altında bıraktığı tarımsal arazi ve iskan arazisinin yarattığı sosyal ve hukuki problemlerin sağlıklı şekilde çözüme kavuşturulması çok uzun zaman almaktadır. Ancak olumlu etkiler bazında ele alındığında inşaat aşamasında yöresel işgücünden faydalanılması ve bir ölçüde yerel sektörlerde canlanma olması büyük şehirlerden uzak kırsal alanlar için önemli bir ekonomik aktivite yaratmaktadır.

Yine yöredeki tabiat ve kültür varlıklarının su altında kalması veya su altında kalmadan evvel başka bir yere nakledilmesinde çoğunlukla problem yaşanmaktadır. Mevzuatla korunan bu sahaların ilk etüt ve master plan seviyesinde proje ile çakıştırılması ve proje alternatiflerinin buna göre şekillendirilmesi soruna baştan çözüm getirebilmektedir (20).

Genel olarak bütün hidroelektrik enerji üretim tesislerine bakıldığında yer seçiminden, inşaata kadar uzanan geniş bir yelpazede çevre unsurları üzerinde etkiler göze çarpmaktadır. Depolamalı tesisler nehir tipi santrallara oranla depolama yapılarının alanına bağlı olarak daha çok sosyo-ekonomik etki meydana getirmektedir. Ancak depolamanın etkisi ile bu tip tesislerden (gövde ile santral yapısı arasında/etek santrali olmayanlarda) projelendirme sırasında mansaba bırakılacak suyun hesabı daha kolay olmaktadır. Nehir tipi santrallar, özellikle düşük kurulu güce sahip olanlar, depolama/biriktirme yapılarının sınırlı olması veya olmaması nedeniyle sosyo-ekonomik etki oluşturmamakta, orman ve diğer florayı minimum ölçekte tahrip etmektedir. Fakat bu tip tesislerin genelde uzun tünel ve/veya kanal yapıları olmaktadır. Bu da su verimine ve proje ekonomisine bağlı olarak mansaba bırakılacak su hesabını zorlaştırmaktadır. Regülatör gövde yapısı ve santral arasındaki mesafe arttıkça, aradan gelen ara havza akımları da olmazsa mansaba bırakılması gereken can suyu miktarı artmakta ve proje ekonomisi tehlikeye girmektedir (20).

Mansap Su Hakları:

Hidroelektrik santralların (HES) buldukları yöre itibarıyla değerlendirilmeleri doğru bir yaklaşımdır. Aynı konfigürasyona sahip bir HES ,hassas bir ekosistemde farklı bir etki oluştururken daha az hassas bir yörede farklı etki oluşturmakta ve dolayısıyla alınacak önlemlerin boyutu ve maliyeti değişmektedir. Daha da öteye giderek projenin bulunduğu alanın ve tesisin depolamalı olup olmamasının projenin geleceğini ve eknomisini etkileyebileceği

söylenbilir. HES'ler su ortamlarının doğal yapısını değiştirir. Bu değişimin boyutunun tolere edilebilir olması isteniyorsa beraberinde bazı önlemlerin de gündeme gelmesi söz konusudur.

Hidroelektrik santraller su gücünden elektrik üretmek için uzun süren çeşitli proje aşamalarından geçerek planlanırlar. Bir HES'in fizibilite aşamasında "yapılabilir" olarak önerilmesi demek o tesisin daha önce ön-planlama aşamalarından geçtiğini, benzer diğer alternatiflere göre hidrolojik, jeolojik ve inşaa yönünden daha yapılabilir ve daha ekonomik olduğunu gösterir. Bir nehrin hidroelektrik potansiyelinin belirlenerek üzerinde "yapılabilir" tesis önerilmesi için o nehrin uzun dönemli hidrolojik verilerine (su miktarı, mevsimsel değişimler, taşkınlar, kalite, nehrin eş zamanlı kullanım özellikleri bir başka deyişle içme-kullanma,sulama, balıkçılık vb. su haklarına tahsis edilen miktarlar), jeolojik formülasyonların uygunluğunun yeterince bilgi temin etmeye imkan sağlayacak sürede test edilmesine, malzeme durumunun araştırılmasına, detaylı ölçekte harita hazırlanmasına ve çevresel yönden sınırların araştırılarak değerlendirilmesine ihtiyaç vardır. Bu aşamalardan geçen alternatifler "yapılabilir" olarak önerilir. Bu süreç içinde çevresel faktörler kimi yörelerde büyük önem kazanmakta ve projenin "önerilme" veya "önerilmeme" kararını etkilemektedir (21).

Yukarıda adı geçen çalışma aşamaları en sağlıklı , en sürdürülebilir seçeneği ortaya çıkarırır. Bu çalışma biçiminde çevresel girdiler tesis yeri seçimi kararının alınmasında doğrudan etkilidir. Fizibilite aşamasını geçen projelerde çevresel etkilerin dikkate alınarak çözüm getirilmesi ve bunun proje ekonomisine yansıtılması zordur. Alternatifler çoktan mukayese edilmiş ve birbirlerine göre üstünlükleri ortaya konmuş durumdadır. Bu aşamadan sonra alınması gereken tedbirlerden bahsetmek yatırımcıyı zor durumda bırakmaktadır. Çünkü alınacak tedbirlerin maliyeti doğrudan projenin ekonomisini etkiler ve yatırım cazibesini yitirebilir.

Bu bakış açısıyla hareket edildiğinde, bir nehir tipi hidroelektrik santralın çevresel etki değerlendirmesinde kurulu gücü, depolama alanı ve bulunduğu yer kadar önerilen projede bulunan tünel ve/veya kanal yapısının uzunluğu da önem kazanır. Tüneli ve kanallı sistemlerde nehrin doğal yatağına yılın her mevsimi doğal akıma yakın su verilmemesinden dolayı mansaptaki su kullanımları ile sucul yaşam üzerinde etki meydana gelebilmektedir. Yöredeki sucul hayat potansiyeli ve farklı kurumların mevzuatınca belirlenen koruma statüleri sebebiyle standart bir yaklaşım çerçevesinde karar almak zorunluluğu ortaya çıkmaktadır. Her nehirdeki sucul hayat potansiyeli farklı olduğundan bu standart yaklaşım bırakılacak miktarı belirtmemeli sadece uygulanacak olan hesap yöntemi konusunda rehberlik etmelidir. Üzerinde çalışılan nehrin canlı hayatı ile göç eden ve koruma altında olan balık türleri ve bunların su ihtiyaçları konusunda kesin veriler elde edilememişse can suyunun hesabı kabullere göre alternatifli olarak yapılmaktadır. Gereğinden fazla bırakılan su projenin ekonomik çıkmamasına ve ülkenin yerli kaynağından faydalanılmamasına neden olur.

Ülkemizdeki ana su havzalarının ve yan kolların farklı coğrafik bölgelerde olması tek bir metodun uygulanmasını zorlaştırmaktadır. Ayrıca ülkemizin su kaynaklarına kilitli faunanın yaşamsal su ihtiyaçlarının belirlenmesine yönelik ve merkezi sonuçlar veren bir çalışmanın olmaması HES planlamacıları güç durumda bırakmakta ve kendi can suyu hesabı yöntemini geliştirmeye zorlamaktadır. Bu durumda uygulanan bir çok yöntem ortaya çıkmakta ve bazen bir yöre ve bir proje için uygun olan yöntem başka bir projede denenmekte ve hatalı sonuçlar doğurabilmektedir (22).

3.4. Sonuç

Çevresel değerlerin korunması için kullanılması gereken yöntemler proje sürecinden yatırımın finanse edilmesine kadar geçen periyotta her bir adıma ek maliyetler getirmektedir. Ancak burada unutulmaması gereken husus, önceden alınacak tedbirlerle çevresel değerlerin korunması maliyetinin sonradan doğal kaynak tahribatına ve yanlış kullanımına yol açabilecek boyutlara varabilen etkilerin tazmin edilmesi masraflarından daha az olduğu gerçeğidir.

Bizim de dahil olduğumuz gelişmekte olan ülkelerin önünde bugün eskisinden de zor bir süreç vardır. Bu süreç çevresel değerlere dikkat edilerek projelerin hayata geçirilme sürecidir. Artık

kalkınmış ülkelerde “en fazla kar” ve “en sürdürülebilir kar” arasında çevre ve insan lehine bir rekabet vardır.

Doğaya zarar veren bir kalkınmanın sağlayacağı kar, ortak çıkarların bittiği yerde sosyal bir tepki unsuruna dönüşebilir. Çevre boyutunu dikkate almadan gerçekleştirilen her türlü üretimin yapacağı etkinin boyutunu azaltmanın yolu “Çevre-Kalkınma Uzlaşması” adı verilen ekonomik yöntemi üretim ve tüketimin her alanında etkin şekilde kullanmaktır.

Bu yaklaşımla, kurulu gücü ne olursa olsun uzun tünel ve/veya kanala sahip hidroelektrik enerji üretim tesislerinden ekolojik hayatı koruma maksadıyla mansaba bırakılacak su miktarının hesabı konusunda yatırımcıların ve sektörde hidroelektrik enerji planlaması yapan kamu kurumlarının bilgilendirilmesi gerektiği açıktır. Farklı yöntemlerin izlenmesi ile ya gereğinden fazla su mansaba bırakılarak ülke yararı için kullanılacak yerli kaynağın kullanılmamasına sebep olunacak, bir başka deyişle “proje çevresel hususlar nedeniyle reddedilecek” ya da gereğinden az su bırakılarak doğal hayat tahrip edilmiş olacaktır.

E. HİDROELEKTRİK ENERJİ VE MEVZUAT

5346 sayılı yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanun 10 Mayıs 2005 tarihinde kabul edilmiş ve bu kanun 18 Mayıs 2005 tarih ve 25819 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Bu kanunda 5627 sayılı enerji verimliliği kanununun 17 ve 18. maddeleri ile değişiklik yapılmıştır. Hidroelektrik enerjisinden elektrik üretimi ve ÇED süreci ile ilgili diğer mevzuat aşağıda sıralanmıştır.

1. Kanunlar

- 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu
- 2872 sayılı Çevre Kanunu
- 4857 sayılı İş Kanunu
- 1380 sayılı Su Ürünleri Kanunu
- 167 sayılı Yeraltı Suları Hakkında Kanun
- 1593 sayılı Umumi Hıfzısıhha Kanunu
- 2823 sayılı Milli Parklar Kanunu
- 2863 sayılı Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kanunu
- 3621 sayılı Kıyı Kanunu
- 6831 sayılı Orman Kanunu
- 4342 sayılı Mera Kanunu
- 3194 sayılı İmar Kanunu
- 3573 sayılı Zeytinciliğin Islahı ve Yabanilerinin Aşılattırılması Hakkında Kanun
- 5393 sayılı Belediye Kanunu
- 5316 sayılı Büyükşehir Belediyesi Kanunu
- 2634 sayılı Turizmi Teşvik Kanunu

2. Yönetmelikler

- Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi Verilmesine İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik
- Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği

- Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliği
- Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
- Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik
- Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği
- Hava Kalitesinin Korunması Yönetmeliği
- Endüstriyel Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği
- Çevresel Gürültünün Değerlendirilmesi ve Yönetimi Yönetmeliği
- Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği
- Su Ürünleri Yönetmeliği
- Katı Atıkların Kontrolü Yönetmeliği
- Tehlikeli Atıkların Kontrolü Yönetmeliği
- Tıbbi Atıkların Kontrolü Yönetmeliği
- Atık Yağların Kontrolü Yönetmeliği
- Ambalaj ve Ambalaj Atıklarının Kontrolü Yönetmeliği
- Atık Pil ve Akümülatörlerin Kontrolü Yönetmeliği
- Tehlikeli Kimyasallar Yönetmeliği
- Zararlı Kimyasal Madde ve Ürünlerin Kontrolü Yönetmeliği
- Hafriyat toprağı, İnşaat ve Yıkıntı Atıklarının Kontrolü Yönetmeliği
- Toprak Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği
- Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu Uygulama Yönetmeliği
- Tarım Arazilerinin Korunması ve Kullanılmasına Dair Yönetmelik
- Sulak Alanların Korunması Yönetmeliği
- Nesli Tükenmekte Olan Hayvan ve Bitki Türlerinin Uluslararası Ticaretin Uygulanması Konusundaki Yönetmelikler
- Av ve Yaban Hayvanlarının ve Yaşam Alanlarının Korunması, Zararlılarıyla Mücadele Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik
- Yaban Hayatı Koruma ve Yaban Hayatı Geliştirme Sahaları ile İlgili Yönetmelik
- Otoyol Trafiği Yönetmeliği
- İşyeri Açma ve Çalışma Ruhsatlarına İlişkin Yönetmelik
- İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği
- Çevre Sağlığı Denetimi ve Sulama Alanlarında Arazi Düzenlemesine Dair Tarım Reformu Kanunu Uygulama Yönetmeliği

F. HİDROELEKTRİĞİN KARAKTERİSTİKLERİ, FAYDALARI VE İLK YATIRIM BEDELLERİ

Hidroelektrik diğer enerji kaynaklarında nadir bulunan, kendine özgü faydalar sunmaktadır. Bu faydalar tek başına elektrik üretimi ve rezervuar oluşumundan kaynaklanan yan faydalardır.

Dünyada temiz ve yenilenebilir enerji sağlamakta Hidroelektriğin çok önemli bir rolü vardır. Hidroelektriğin doğasından kaynaklanan teknik, ekonomik ve çevresel faydaları, onu, özellikle gelişmekte olan ülkeler başta olmak üzere Dünyanın gelecekteki enerji-karması içinde önemli bir paya sahip kılmaktadır. Bugün için su ve enerjiye büyük ve giderek artan ölçüde ihtiyaç

duyan bu ülkeler, aynı zamanda Dünyada henüz geliştirilmemiş hidrolik potansiyelin büyük bir kısmına sahiptir. Bu ülkeler Afrika, Asya ve Latin Amerikada yer almaktadır. Hidroelektrik bu ülkelerin yaşam standartlarının iyileşmesine de katkıda bulunacaktır. Gelişmekte olan dünyanın, enerji ihtiyaçlarını karşılamak için en rasyonel seçeneklerinin geliştirilmesinden sorumlu olan, enerji politikacıları ve karar mercilerinin örneğin sera gazı emisyonunu sınırlamak gibi, mümkün olduğu ölçüde çevrenin korunmasını da dikkate almaları gerekmektedir. Bu bağlamda Hidroelektriğin sera gazı emisyonlarının engellenmesindeki üstünlüğü—tartışılmaz. Bununla birlikte kalan hidroelektrik potansiyelin geliştirilmesinin dünyanın elektrik talebini karşılayabileceği beklenirse de, bu potansiyelin yarısının bile işletilmesi çok büyük çevresel faydalar sağlayacaktır.

1. Hidroelektriğin Karakteristikleri

- Hidroelektrik kaynaklar bütün dünyaya geniş şekilde yayılmıştır. Yaklaşık 150 ülkede hidrolik potansiyel mevcuttur ve ekonomik yapılabilir potansiyelin yaklaşık %70'i henüz geliştirilmemiştir. Bu kalan potansiyel çoğunlukla gelişmekte olan ülkelere aittir.
- Hidroelektrik yüzyıldan fazla bir deneyime sahip, kanıtlanmış ve çok iyi gelişmiş bir teknoloji ürünüdür. Modern santraller yüzde 90-95 dolayında en yüksek verimli enerji dönüşüm işlemi sağlamaktadır. Bu aynı zamanda önemli bir çevresel faydadır. En gelişmiş fosil kaynaklı santrallerin verimi %60 dolayındadır.
- Hidroelektrikten sağlanan pik (puant) yük enerji üretimi, özellikle nükleer ve termik santraller gibi daha az esnek elektrik kaynaklarından üretilen baz (temel) yükün en iyi şekilde kullanımına ve optimizasyonuna olanak verir. Ayrıca rüzgar ve güneş gibi sürekli üretim yapamayan yenilenebilir enerji kaynaklarına gerekli olan desteği sağlar. Çok kısa sürede işletmeye girebilme özelliğiyle, yük talebindeki ani dalgalanmaları karşılama yeteneğine sahiptir.
- Hidroelektrik, diğer büyük ölçekli enerji üretim seçenekleriyle kıyaslandığında, en düşük işletme maliyetine ve en uzun işletme ömrüne sahiptir. İnşaat işleri için gerekli ilk yatırımın bir kez yapılmasını takiben, göreceli olarak çok düşük bakım masrafı ve elektromekanik ekipmanın periyodik yenilenmesi ile – türbin çarkının değiştirilmesi, jeneratör sargılarının yenilenmesi ve bazı hallerde yeni bir ünite ilave edilmesi - santral ömrü ekonomik olarak uzatılabilir. Yaklaşık 50 yıl için hesaplanan tipik bir hidroelektrik santralının ekonomik işletme ömrü bu yolla iki, üç kat artırılabilir.
- Hidroelektriğin “yakıtı” (su) yenilenebilir kaynak olup piyasa içinde fiyat dalgalanmasına maruz değildir. Fosil kaynakları yeterince zengin olan bir çok ülkede, çevresel faydalar gözönüne alınarak, hidroelektriğe büyük ölçekli yatırımlar yapılmaktadır. Hidroelektrik bir çok ülkenin, enerji bağımsızlığını önemli ölçüde artırmaktadır.

Elektrik Sistemi Faydaları

Hidroelektrik, bir tür enerji temin kaynağı olarak, elektrik sistemine kendine özgü faydalar da sağlar. Birincisi, bir barajın arkasındaki rezervuarda büyük miktarda su depolanınca, gerektiğinde hemen kullanılabilir emre amade bir potansiyel mevcuttur. İkinci olarak enerji kaynağı, ani olarak değişen sistem yükünü karşılamak için ayarlanabilir. Bu faydalar, yardımcı hizmetler olarak bilinen, bir büyük fayda grubunun parçasıdır. Bunlar;

- dönü rezervi -elektrik sistemi ile senkron paralele girerken, sıfır yükte çalışma yeteneği- yük talebi artınca, sistemdeki talebi karşılamak üzere ilave güç hızla yüklenebilir. Hidroelektrik bu hizmeti, ilave yakıt tüketmeden, asgari emisyon salmak suretiyle sağlayabilir.
- dönüşüz rezerv –senkron paralelde olmayan bir kaynaktan bir elektrik sistemine yüke girme yeteneği- Diğer enerji kaynakları da keza dönüşüz rezerv sağlarken, hidroelektriğin paralele girmede çok hızlı start yeteneği, 30 dakikayı bulan diğer türbinler, ve saatler süren buhar üretimlerine kıyasla, sadece bir kaç dakikayı almaktadır.

- Regülasyon ve frekans kontrolü –sistemdeki güç talebinin an-an dalgalanmalarını karşılama yeteneği- Bir elektrik sistemi yük değişimlerini uygun şekilde cevaplayamadığı zaman, frekansı değişir, bu da sadece güç kaybına neden olmaz, aynı zamanda, özellikle bilgisayar sistemleri gibi, şebekeye bağlı elektrik ekipmanına zarar verebilecek bir potansiyel oluşturur. Hidroelektriğin hızlı cevaplama karakteristiği onu özellikle regülasyon ve frekans kontrolünün sağlanmasında çok değerli yapmıştır.
- Gerilim desteği – reaktif gücü kontrol yeteneği- Hidroelektrik üniteler gerektiğinde senkron kondansatör (kompansatör tüketim) olarak çalışarak, gücün üretimden yüke akışını sağlarlar. Santralin kompansatör çalışma şartının proje ve şartname aşamasında dikkate alınması gerekir.
- Dış kaynaksız çalıştırma (black-start) yeteneği –bir dış güç kaynağa ihtiyaç olmadan üretime başlama yeteneği- Hidroelektriğin bu yeteneği sistem işletmecilerine, tekrar çalıştırılmaları saatler hatta bazen günler alan, daha kompleks üretim kaynaklarına yardımcı güç sağlamasına olanak verir. Hidroelektrik üretim olanaklarını da kapsayan elektrik sistemleri , sadece termik üretime bağlı olanlardan, daha hızlı şekilde devreye girme yeteneğine sahiptirler.

Türkiye’de yan hizmet çerçevesinde; doğal gaz santralleri da hidrolikler gibi çok hızlı primer rezerve katkı sağlamaktadırlar. Kömür santralleri yapıları gereği primer rezerv ihtiyacına yavaş tepki vermektedir. Ülkemizde, primer rezerve için kontrol sistemleri oldukça eski olan hidrolik santraller yerine doğalgazlardan yararlanılması planlanmaktadır. Ayrıca, hidrolik kontrol sistemleri son teknolojiye uygun olarak rehabilite ediliyor/edilecek olup, planlama aşamasındadır. Primer frekans kontrol performansı sağlanırken hangi santralin katılımının sağlanması gerektiğini ise TEİAŞ teknik gereksinimlere uygun olarak belirlemektedir ve sadece hidroliklerle primer frekans kontrolü yapılacak kaydı da bulunmamaktadır.

2. Hidroelektrik Enerjinin Üstünlükleri

Hidroelektriğin engellenen emisyonla ilgili çevresel faydalarına raporun çeşitli bölümlerinde yer verilmiş ve ayrıca yukarıda değinilmişti.

Temiz, yenilenebilir (yeşil) enerji seçeneklerinin en önemlisi olarak hidroelektrik çoğu zaman çok amaçlı su kaynakları geliştirme projelerinin faydalarından biridir. Hidroelektrik projeler genellikle, çok maksatlı gelişme projeleri içinde yer aldıklarından, projenin diğer hayati fonksiyonlarının sübvansiyonu boyutunda da yardımcı olurlar. Tipik bir örnek olarak bir barajın yapımı ve ona bağlı rezervuar oluşumu, güvenli su kaynağı temini, gıda üretimi için sulama suyu, taşkın koruma gibi, yaşam kalitesini artırıcı bir dizi faydası yanında artan dinlenme yeri olanakları, tarımı ve balıkçılığı geliştirme, nehir ulaşımının sağlanması, yazlık sanayi ve turizm, ağaçlandırma, çevrenin estetik kalitesini yükseltme v.b. toplumsal faydalarda sağlar. Barajlarda tutulan suyun çevredeki iklimi yumuşattığı ve çevrenin yeşillenmesine ve bitki çeşitliliğinin artmasına sağladığı katkı diğer faydaları arasındadır. Ayrıca;

- Uygun bir bakım ve onarım ile baraj ve rezervuarların uzun olan fiziksel ve ekonomik ömrü ve kendini yenileme yeteneği onları bölgesel gelişmeyi teşvik eden kalıcı alt yapının bir parçası haline getirmektedir.
- Hidroelektrik ihtiyaca göre mini, mikro, küçük, orta ve büyük kapasite gibi çok geniş bir ölçekte yapılabilir.
- Hidroelektrik yatırım bedelinin büyük bir kısmını (%70-80) yurt içi harcamalar oluşturur. Bu milli ekonomiye ve GSMH’ a anlamlı ve pozitif katkı demektir. Termik santrallerde bu oran %20 dolayındadır, üstelik yakıtı ithal kaynaklara bağımlıdır (23).
- Yatırımda dışa bağımlılık ve döviz harcaması en alt düzeydedir. İthal ekipman ve hizmet bedelleri yatırımın çok küçük bir bölümünü oluşturur, ve hidroelektrik santrallerde diğer tüm elektrik santrallerinden çok daha az yabancı kaynağa ihtiyaç vardır.

- İlk yatırım maliyeti yüksek olmasına rağmen işletmeye girdikten sonra oldukça düşük bir maliyetle elektrik üretmektedir.
- İşletme kolaylığı ve esneklik çok önemli bir özelliğidir. İhtiyaç duyulan tüm malzeme ve hizmetler çok büyük oranda yerli piyasadan sağlanabilir.
- Yeşil enerji olduğu için AB ülkelerine ihracatı daha kolaydır. Buna ilave olarak barajlarımızdaki büyük depolama kapasitesi elektriğin puant saatlerde ihraç edilebilme imkanını sağlar.
- Hidroelektrik özellikle kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yapıyı canlandırır. İnşaat sırasında yerel olarak büyük iş gücü olanağı sağlar, yol, su, elektrik ve benzeri alt yapının gelişmesine çok büyük oranda yardımcı olur.
- Hidroelektrik yerli ve yenilenebilir kaynak olarak stratejik özelliği ile enerji bağımsızlığını artırır.

Türkiye'nin önemli, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektriğin, yukarı da açıklanan karakteristikleri ve faydaları da göz önüne alınarak bir an önce geliştirilmesi ve bu amaçla üretilen elektriğin teşvik edilmesi hususu Ülkemizin öncelikleri arasına girmiştir ve ulusal enerji politikaları çerçevesi içinde ele almıştır.

3. Hidroelektrik Enerjinin Faydası, Yatırım Maliyeti ve Finansmanı

Bugün enerji sektöründe hidroelektrik santraller; ilk yatırım maliyeti yüksek, planlamadan üretime geçişi 8-10 yılı bulan, proje geliştirme yada inşaat aşamasında hidrolojik ve jeolojik riskleri içeren, geri ödemesi uzun, işletme sırasında giriş akımlarında değişme olasılığı v.b sorunları bulunan bir yatırım olarak değerlendirilmekte ve bu görüşler çoğu kez caydırıcı olmaktadır. Oysa, ilk yatırım maliyetinin özellikle yüksek olduğu küçük düşülü santrallerde bile, makul bir elektrik tarifesi ile elde edilebilecek gelir, çok düşük işletme-bakım, yenileme masrafı ve genellikle santralin sağladığı çok maksatlı yan faydalar ile oldukça uzun amortisman döneminde dengelenebilmektedir (24).

Konuya planlama açısından bakıldığında, teklif edilen projenin teknik yönden yapılabilir olduğu kadar, ekonomik yönden de mevcut çözümler arasında en iyisi olduğunun gösterilmesi gerekir. Genellikle olumlu kabul edilen bir proje aşağıda belirtilen yapılabilirlik (fizibilite) kriterlerini yerine getirmelidir (25).

a) Teknik yapılabilirlik

Teklif edilecek proje mühendislik bakımından, mevcut teknolojik imkanlar ile yapılabilir olmalıdır.

b) Ekonomik yapılabilirlik

Teklif edilecek projenin uygulanması ile elde olunacak faydalar proje için yapılacak masraflardan fazla olmalıdır. Ekonomik fizibilite, teknik fizibilitenin bir tamamlayıcısıdır ve teknik fizibiliteden sonra aranan ilk şarttır.

c) Mali yapılabilirlik

Teklif edilecek proje yapım ve işletmesi için gerekli mali kaynakları temin edecek vasıfta olmalıdır.

d) Siyasi yapılabilirlik

Teklif edilecek proje siyasi organlarca kabul edilmelidir. Bu projenin finansmanı için zorunlu olduğu kadar gerçekleşmesi için de gerekli olabilmektedir.

e) Toplumsal yapılabilirlik

Teklif edilecek projeyi bölge halkının desteklemesi gerekmektedir.

Fayda-maliyet analizi ekonomik fizibilitenin esasını teşkil eder ve mümkün olduğunca fayda ve maliyetlerin ayrıntılı ve sağlıklı hesaplanmasını gerektirir. Günümüzde su kaynaklarının planlamasında, ekonomik maksatın yanında genelde proje maksatları içinde yer verilmeyen,

dinlenme yeri ihtiyacı, balıkçılık, avcılık, istihdam, gelir dağılımının düzeltilmesi, alt yapı gelişimi, su kalitesinin kontrolü gibi hususlarda önem kazanmıştır. Bu gibi maksatların, sulama, enerji ve taşkın kontrolü maksatlarında olduğu gibi, formülasyonda göz önüne alınarak, faydalara dahil edilmeleri gerekir (25).

Hidroelektrik enerjinin faydalarını hesaplamak için onun yerini alabilecek en ucuz alternatif prensibinden yararlanılır ve genellikle aynı miktar güç ve enerjiyi üretebilecek termik santrallerle mukayese edilir. Bunlar kömürlü (linyit, ithal kömür), doğalgaz yakıtlı santraller olabileceği gibi, nükleer santrallerde olabilir. İlk olarak referans santral grubu belirlenmelidir. Buna göre kömür ve doğalgaz santralının en ucuz alternatifinin maliyeti hidroelektrik santralın üreteceği enerjinin faydası olarak alınır. Bunlar kömürlü (linyit, ithal kömür), doğalgaz yakıtlı santraller olabileceği gibi, nükleer santrallerde olabilir. İlk olarak referans santral grubu belirlenmelidir. Buna göre kömür veya fuel-oil ile pik ihtiyacı karşılamak üzere devreye girecek gaz türbininin en ucuz alternatifinin maliyeti hidroelektrik santralın üreteceği enerjinin faydası olarak alınır. Termik santralın maliyetinin hesaplanmasında, yük merkezi civarında tesis edilecek termik santralın yatırım giderleri bulunduktan sonra, kabul edilen bir ömür süresi içinde yıllık masrafları hesaplanır. Bu masraflar kW kurulu güç başına sabit ve kWh enerji üretimi başına değişken olmak üzere iki kısma ayrılır. Böylece hidroelektrik santralın sağlayacağı beher kW kurulu güç başına ve üreteceği beher kWh enerji başına enerji faydaları iki kısımda hesaplanmış olur. Alternatif olarak alınan termik santralın çalıştırılacağı yük faktörü de hesaplara bir değişken olarak girecektir. Genellikle yük faktörü arttıkça değişken masraflar azalır. Dolayısıyla hidroelektrik santralın üreteceği kWh enerji başına fayda değeri de düşük olur. Bu bakımdan mukayeseye esas alınacak termik santralın düşünülen kurulu gücüne uygun düşecek ve kendi içinde ekonomik bir yük faktörüyle çalışacağı kabul edilmelidir. Hidroelektrik santralın belirli bir bölgede çalışması veya enterkonnekte sistemi beslemesi halleri ayrı şekillerde ele alınmalıdır.

Güvenilir (firm) enerjinin faydası ile sekonder enerjinin faydası aynı değildir. Güvenilir enerjinin üretimi sürekli olarak garanti edildiği için faydası daha yüksektir.

Sekonder enerjinin faydası , kömür (linyit, ithal kömür) ve/veya doğalgaz santralının değişken işletme ve bakım giderlerine eşit alınır. Bu değer tesisin interkonnekte sistemin yük merkezine uzak olması durumunda iletim hattı kayıpları nedeni ile bir miktar azaltılabilir veya sera gazı emisyonu yaratmadığı düşüncesi ile artırılabilir.

Güvenilir enerjinin faydası ise sekonder enerjinin faydasına kömür (linyit, ithal kömür) ve/veya doğalgaz santralının inşa maliyeti ile sabit işletme ve bakım masrafları ekleyerek bulunur. Bu değer de hidroelektrik santrallerin yük değişimlerine daha kolay uyabilmesi nedeni ile artırılabilir gibi iletim hattı maliyetleri ve bu hatlardaki enerji kayıpları nedeni ile azaltılabilir.

Pik güç faydası ise doğalgaz santralının değişken işletme ve bakım giderleri toplamının hidroelektrik enerjinin çeşitli üstünlükleri dikkate alınarak (yük değişimine hızlı uyum sağlaması, yerli kaynak olması...) artırılması ile elde edilir.

Bir hidroelektrik santral yapımı planlamasının, bu santralın ekonomik olarak yapılabilir ilkesine dayandırılmış olması gerekmektedir. Bir başka deyişle, yukarıda tanımlanan faydanın yanısıra yatırımı oluşturan inşaat ve hidromekanik işler (baraj, tünel, basınç şaftı, denge bacası, cebri boru, dolusavak, dipsavak, santral), ile elektromekanik teçhizat (türbin, generatör, transformatör, santral ve şalt elektrik teçhizatı, yüksek gerilim iletim hattı v.b.) ve bunların tesis ve montajı, kamulaştırma, işletme, bakım ve yenileme masrafları, amortisman süresi içinde ödenecek kredi ve faizleri v.b. tüm kalemler için yapılan giderlerin elde olunacak faydalara en az eşit veya fazla olması zorunludur (26).

Kurulu güç başına birim yatırım maliyeti (\$/kW) planlama için önemli faktörlerden biridir, ancak değerlendirme için yeterli değildir.

Hidroelektrik, termik (doğal gaz, linyit, ithal kömür) ve nükleer santrallerin mukayesesinde kullanılan kurulu güç birim yatırım maliyeti (\$/kW), işletme – bakım gideri (c/kWh) ve yakıt gideri (c/kWh) olarak Tablo-38'de verilmiştir.

HES faydaları ise daha önce de belirtildiği gibi, DSİ ve EİE tarafından farklı değerlerde alınmaktadır.

	DSİ	EİE
- Güvenilir (firm) enerji (c/kWh)	6,0	2,7
- Sekonder enerji (c/kWh)	3,3	2,19
- Pik güç (\$/kW)	85	180,45

Tablo 36 - Elektrik Santrallarının Birim Yatırım Bedelleri

Santralin Yakıt Cinsi	İşletme Bakım Gideri (Cent/kWh)	Yakıt Gideri (Cent/kWh)	Kurulu Güç Birim Yatırım Bedeli (\$/kW)
Doğalgaz	0.415	3.609	795
Linyit	1.495	1.839	1500
İthal Kömür	1.413	1.965	1325
Hidroelektrik	0.203	-	1200-1500
Nükleer	0.780	1.000	2000

DSİ 2007 Ajandası

Not: Yatırım bedellerine iletim hattı bedeli dahil değildir. İşletme bakım ve yakıt giderleri TEAŞ'ın 2000 verileridir.

Hidroelektrik santralların birim yatırım maliyeti

Yukarıda Tablo-37'de gösterildiği gibi, Türkiye'de hidroelektrik santralların kurulu güç birim yatırım bedeli, DSİ deneyimlerine göre 1200-1500 \$/kW arasında değişmektedir. Elektrik üretiminin büyük miktarı kömür-yakıtlı santrallardan sağlanan, Çin H.C.'de, yapılan bir araştırmaya göre, yeni santral inşaatında birim maliyet kömürlü santrallarda 900 \$/kW iken, hidroelektrikte 1200 \$/kW, buna karşılık işletme-bakım birim maliyeti kömürlü santrallarda 20-50 \$/MWh arasında değişirken, hidroelektrikte 5\$/MWh veya daha azdır. Bu araştırma sonuçlarının gelişmekte olan ülkelere de ışık tutacağı belirtilmektedir (27).

Hidroelektrik santrallarda birim yatırım maliyetinin büyük bir sınır içinde değişiklik göstermesi, projenin yeri, yerel şartlar, genel yerleşimi, baraj ve akarsu santral tipi v.b. şartlardan kaynaklandığı gibi diğer faktörlerinde maliyete etkisi bulunmaktadır. Örneğin yerel şartlara bağlı olsada belirli ünite tipi ve sayısına sahip bir santralin kurulu gücü arttıkça birim maliyeti azalmaktadır. Benzer şekilde düşüye bağlı olarak ünite hızı arttıkça, ünite boyutlarının küçülmesi nedeniyle birim maliyet azalmaktadır. Bugünkü teknolojik koşullarda düşünün olumlu etkisi 800 m ile sınırlıdır. Bu sınırın üstünde, santral genellikle yüksek dağlardaki bir rezervuardan besleneceğinden, bu bölgelere ulaşmak için güçlkle yapılan ulaşım yolları, uzun enerji tünelleri nedeniyle yapılan masraflar ve dolayısı ile birim maliyet artmaktadır. Ülkemiz topografyası nedeniyle sağlanan düşüer genellikle bu sınırın altındadır. Bir santraldaki ünite sayısı da birim maliyeti etkileyen başka bir faktördür. Aynı toplam kurulu gücü sağlayan ünite sayısı arttıkça, birim maliyet artmaktadır. Ünite sayısı ve kurulu gücün tespiti, debi ve düşü şartlarına bağlı olduğu kadar, santralin pik ve baz enerji üretimleri ile de yakından ilgilidir (24).

Hidroelektrik santralların maliyet tahmini için çeşitli araştırmalar yapılmış, ampirik formüller türetilmeye çalışılmıştır (26). J.L. GORDON tarafından 170 hidroelektrik proje üzerinde yapılan bir araştırma, ön inceleme, planlama ve ihale öncesi yapılacak fiyat tahminleri doğruluk derecesinin sırasıyla $\pm \%40-50$, $\pm \%15-25$ ve $\pm \%10$ dolayında değiştiğini göstermektedir. Bu tahminlerde döviz kurunun sabit olduğu ve bu dönemde enflasyon olmadığı kabul edilmiştir. Depolamalı bir projenin ön-incelemesi ile inşaatın bitimi arasında asgari 10-15 yıl geçmektedir. Bu süre içinde oluşacak enflasyonun proje bedeli üzerindeki etkisi, enflasyonun yılda %1-2 olduğu gelişmiş ülkelerde bile önemli boyutta olabilir. Bütün bu fiyat tahminleri ön inceleme, master plan ve planlama aşamasında bir fikir verebilir. Projenin yatırım bedeli, ancak kesin proje yapıldıktan keşif ve metraj çıkarıldıktan sonra güvenilir bir şekilde belirlenebilir.

EİE ve DSİ'de bir hidroelektrik projenin yatırım bedeli hesap edilirken kesin proje metrajına dayanan inşaat, hidromekanik ve elektromekanik teçhizat işlerini kapsayan tesis bedeline enerji

iletim hattı, mühendislik ve idare masrafları, yol ve enerji hattı relokasyonu, kamulaştırma bedeli eklenerek proje bedeli bulunmakta, proje bedeline de inşaat süresince oluşacak faiz ilave edilerek yatırım bedeli bulunmaktadır. Projenin kW başına birim maliyeti veya 1 kWh elektrik enerjisi üretim bedeli bulunan bu yatırım bedeli üzerinden hesap edilmektedir. Doğru bir karşılaştırma yapabilmek için yatırım bedeli hesap tarzında yatırımcı kuruluşlar arasında mutabakat olmalıdır.

Uygulamada genellikle ilk yatırım masrafları, tesisin işletmeye açıldığı tarihteki (mukayese periyodu başlangıcı) toplam yatırım miktarını gösterir ve inşaat süresince ödenecek faizleride ihtiva eder. İşletme ve bakım, yenileme masrafları ise mukayese periyodu boyunca yapılacak masraflar olup bunlar senelik eşit taksitler haline dönüştürülerek senelik işletme bakım ve yenileme masrafları altında bir değer olarak belirlenir. Mukayeseler de bugünkü değer metodu kullanılacaksa, senelik işletme, bakım ve yenileme masrafları, mukayese periyodu boyunca kapitalize edilerek başlangıca dönüştürülmeli ve ilk yatırım masraflarına ilave edilmelidir (25).

Avan proje, metraj ve keşif esasına dayanarak maliyetin hesaplanmasında genellikle şu sıra kullanılmalıdır: a) Etüd, proje, mühendislik, b) Arazi bedeli, c) Alt yapı işleri, d) İnşaat işleri, e) Hidromekanik ve elektromekanik donatım işleri, f) Varsa yardımcı işletmeler gideri, g) Genel giderler, h) Beklenmeyen giderler i) Yatırım sırasında faiz giderleri bulunmalı ve bunların toplamı alınarak ilk yatırım giderleri hesaplanmalıdır.

Hidroelektriğin de yer aldığı su kaynakları geliştirme projelerinde, etüd proje ve mühendislik giderleri olarak yatırım giderinin %15'i, beklenmeyen giderler olarak yine bütün maliyetin %15'i alınabilir. Arazi bedeli olarak genellikle istimlak bedeli düşünülmesi ve bu değer idari ve ödenmesi mümkün diğer giderleri karşılamak üzere %20 artırılmalıdır. İthal edilecek makina ve donatım için FOB değerinin %10'u kadar navlun ve sigorta gideri ve gümrük ödenecekse geçerli vergi oranları eklenmelidir. Belirli bir projenin tamamen veya kısmen dış finansmanı için yabancı ülkeler, uluslararası kuruluşlar, yabancı bankalar ve yabancı ülkelerde yerleşik diğer finans kurumlarından "Dış Proje Kredisini" sağlanmışsa, finans giderlerinin de yatırım maliyetine dahil edilmesi gereklidir. Genel ve katma bütçeli kuruluşlarca dış proje kredisi olarak kullanılan her türlü imkanın dış borç kaydının yapılarak bütçeleştirilmesi esastır.

Su kaynakları geliştirme projelerinde başta barajlar olmak üzere inşaat işlerinin ilk yatırım giderleri, genel maliyet içinde önemli yer tutar. Bu bakımdan maliyetlerin hesabında mümkün olduğunca ayrıntıya girilmeli ve maliyetleri avan proje üzerinden çıkarılacak keşif ve metraja dayanmalıdır.

Çok çeşitli olan baraj tipleri beton ve dolgu olmak üzere iki grupta toplanabilir. Beton barajlar ise ağırlık, yarı ağırlık, boşluklu, payandalı, tek eğrilikli kemer, çift eğrilikli kemer olmak üzere birçok tiplere ayrılabilir. Dolgu tiplerinde esas malzeme toprak, kum, çakıl, bunların değişik karışımları ve kayadır. Ele alınan bir baraj yerinde tesisten beklenen fonksiyon aynı olacağından tip seçiminde ana etken maliyetin minimum yapılması olmalıdır. Maliyeti etkileyen en önemli faktörler ise vadi topografyası, jeolojik yapı, malzemenin çeşit, miktar, kalite ve birim maliyeti ve nehrin taşkın debileridir. Burada ayrıntıya girilmeden, baraj gövde tipinin seçimi, derivasyon ve dolusavak tip ve kapasitesi tayininin, hidroloji, baraj inşaat ve jeoloji mühendisliğinin en önemli uzmanlık alanlarından biri olduğunun belirtilmesi ile yetinilecektir. Baraj inşaatlarında birim maliyetler o baraj yeri için özel olarak hesaplanmalıdır. Bulunan maliyetlere hidromekanik ekipman (cebri boru, derivasyon, dipsavak, dolusavak kapakları, vanalar) ve vinç v.b. elektromekanik ekipmanlarla, baraj izleme ve ölçüm aletleri, dış aydınlatma v.b. tesisat maliyetleri eklenmelidir (25).

Yer üstü hidroelektrik santrallerin planlama aşamasında maliyetlerini hesaplamak için çeşitli ampirik formüller ve abaklar geliştirilmiştir. Bir hidroelektrik santral maliyeti a) Türbin giriş vanası, hidrolik türbin, hız regülatörü, jeneratör v.b. ana ekipman b) Santral elektrik ekipmanı c) Kumanda odası d) Santral yardımcı ekipmanı e) Isıtma, havalandırma, klima, aydınlatma, su ve yangın koruma tesisatı, telefon, saat v.b. ekipman f) Santral vinci g) Santral binası ve kuyruksuyu kanalı inşaatı h) Emme borusu kapakları ve kreyni i) Ana güç ünite trafoları ve iç ihtiyaç trafoları j) Şalt sahası inşaatı ve şalt ekipmanı v.b. kalemlerin maliyetlerinin toplamından

oluşur. Daha öncede belirtildiği gibi bir santralin maliyetini etkileyen faktörlerin başında kurulu güç, ünite sayısı, ve dönüş hızı ve daha önemlisi proje net düşüsü gelmektedir. Sadece kurulu güç birim maliyetinden hareketle maliyetin hesaplanması çok yanıltıcı sonuçlar verebilir. Örneğin, güvenilir bir abağa göre 50 metre net düşüde 25 MW kurulu gücündeki bir santralin planlama aşamasında tahmin edilen maliyeti 1981 fiyatlarıyla 10 milyon ABD \$ iken, aynı kurulu güçte fakat 300 m net düşüde bir santralin maliyeti 5 milyon ABD \$ olarak yarıya düşmektedir (24). Buna göre, aynı kurulu güçte ilkinin birim maliyeti 400 \$/kW iken, ikincinin 200 \$/kw dolayında çıkmaktadır. Genel olarak ifade edilen, elektromekanik ekipman dahil bir santral maliyetinin toplam maliyet içindeki payının %20 dolayında olduğu veya inşaat işleri maliyetinin toplam maliyetin %70-80'ni kapsadığı v.b. ilk yaklaşımlarda, yukarıdaki örnekte olduğu gibi, her zaman doğru değildir.

Yer altı santrallerinde durum biraz daha farklıdır. Bu tip santraller için avan proje çizilerek, inşaat maliyetleri metraj ve keşif üzerinden hesaplanmalıdır. Elektromekanik ekipman maliyetinde bara, yeraltı kabloları v.b. dışında önemli bir artış olması beklenmemelidir.

Buraya kadar açıklanan hususlar planlama aşamasında depolamalı bir hidroelektrik projesinin fayda ve masraflarını ve dolayısıyla ilk yatırım maliyetini mümkün olan hassasiyetle hesaplamak için izlenecek temel yolu belirtmek içindir.

Projenin ihale edilmesi ayrı bir aşamadır. İnşaat işleri maliyeti kesin proje üzerinden çıkarılacak metraj ve birim fiyatlarla hesaplanacak keşife dayandırılmak zorundadır. Hidromekanik ve elektromekanik ekipman karakteristikleri ve şartnameleri kesinleşmiş olduğundan ağırlıklar yaklaşık hesap edilebilir ve türbin, generatör fiyatları (kW/H^{1/2}, kVA/n, \$/kW, \$/kVA ve \$/kg) daha doğru şekilde tahmin edilebilir. Diğer hidromekanik ekipman ve kumanda-kontrol maliyetleri birim fiyat veya ihtiyaç halinde proforma bilgilerle hesaplanabilir. Elektrik ekipmanında piyasa araştırmasıyla oldukça iyi sonuç alınabilir. Sonra bulunan maliyetler uluslararası düzeylerde oluşan fiyatlarla karşılaştırılarak tahkik edilebilir. İhale öncesi yapılan bu çalışmalar, teklif evrakının değerlendirilmesinde ve karar aşamasında büyük kolaylık sağlar.

Uygulamada karşılaşılan proje değişikliği ve bunun getirdiği fiyat artışları, hidrolojik, jeolojik ve zorunlu haller dışında, genellikle yapılan planlama ve kesin projenin kalite düzeyi ve çıkılan ihale metoduyla ilgilidir. Anahtar teslimi ihalelerde bu tür değişiklik ve fiyat artışları büyük oranda azalabilir. Ancak bu durumda kesin projenin tüm detayları ile hazırlanması metraj ve keşfin doğruya çok yakın hesaplanması gerekir. Her iki halde de iş sahibinin veya iş sahibi adına deneyimli bir mühendislik ve müşavirlik firmasının proje ve inşaat denetimi çok önemli ve gerekli olmaktadır. Hidroelektrik santraller kendine özgü, yapıldığı yerel şartlara bağlı, kurulu güç başına birim yatırım maliyetleri geniş bir alanda değişkenlik gösteren projelerdir. Sadece birim yatırım maliyetine bakılarak bir baraj ve hidroelektrik santralin bir başka HES'le ve termik santrallerle karşılaştırılması, ve planlamadan yapımına, tüm aşamaları hakkında yeterince bilgi sahibi olunmadan eleştirilmesi de doğru bir yaklaşım sayılamaz.

Hidroelektrik santrallerin finansmanı (11), (12)

Hidroelektrik Dünya üzerindeki toplam elektrik üretiminin yaklaşık %20'sini sağlamaktadır. Dünya üzerindeki ülkelerin üçte biri elektrik ihtiyaçlarının yarısından fazlası için hidroelektrikten yararlanmaktadır. Bu projelerin büyük çoğunluğu, geleneksel olarak, Ülkemizde de olduğu gibi kamu yatırımı yada yakın denetiminde gerçekleştirilmiş, veya kamu kuruluşlarının projenin çeşitli aşamalarındaki yönetimi (planlama, projelendirme, yapım, işletme-bakım hatta zamanı geldiğinde rehabilitasyonu veya iyileştirilmesi) altında geliştirilmiştir. Buna bağlı olarakta hidroelektrik projelerin pek çoğu kamu kaynaklarından finanse edilmiş ve gerektiğinde çok taraflı yada ikili yardıma başvurulmuştur.

Çoğu kez belirlenen maliyetlerin üstüne çıkılırsa veya gecikmelerle karşılaşılsa da, hidroelektrik projeler için geri ödemede büyük bir sorun yaşanmadığı bilinmekte hatta bu olgu hidroelektrik karşıtları tarafından bile kabul edilmektedir.

Bunu dışında hidroelektriğin bilinen uzun vadeli faydaları (uzun hizmet süresi, çok düşük işletme maliyetleri, sürdürülebilir ve güvenilir uygulama ve kesin olarak engellenebilir seragazi

emisyonu) kamu sektörünün enerji üretim kaynaklarının geliştirilmesinde en çok tercih ettiği seçenek olmasını sağlamıştır.

Kamu tekelinden ve denetiminden vazgeçilerek serbest enerji piyasasına geçiş hidroelektriğin geliştirilmesine tamamen farklı bir görünüm kazandırmıştır. Bu görünüm şöylece özetlenebilir: Yeni enerji tesislerinin geliştirilmesi ve finansmanın da özel sektöre öncelik verilmektedir, özel sektör ise inşaat süresi kısa ve geri dönüşü hızlı düşük riskli projelerin çekiciliği karşısında, büyük sermaye gerektiren hidroelektrik projelere karşı isteksizlik duymaktadır, kamu ve çok taraflı finansman kaynakları da giderek azalmaktadır. Serbest enerji piyasasına geçmiş ve hidrolik potansiyelini esasen büyük oranda değerlendirmiş ülkelerde ise kalan küçük HES projelerinin geliştirilmesi içinde önemli bir destek ve teşvik uygulamasına geçilmiştir.

Ancak Türkiye gibi, ekonomik yapılabılır potansiyelinin önemli bir kısmının inşaatına henüz geçememiş ve yenilenebilir yerli kaynakları hali hazırda kullanımda olmayan bir çok ülke yakıt ithalinden dolayı artan bir şekilde dış ticaret akışına bağımlı hale gelmektedir.

Hidroelektriğin özel sektör tarafından yeni üretim projeleri geliştirme aşamasında tercih edilmeyişinde bazı nedenler vardır. Bunlar;

- Hidroelektrik projeler sağladıkları tüm faydalar için kredi alamamaktadır. Buna ek olarak enerji üretiminin yanısıra elektrik sistemine sağladığı yan faydalar çoğu kez yeterince değerlendirilmemektedir. Hidroelektrik projelerin çoğu taşkın kontrolü, sulama, su kaynağı yaratma, balıkçılık, dinlenme yeri, turizm v.b. pek çok enerji üretimi dışı faydalar da sunmaktadır. Ancak sayılan bu faydaların pek çoğu pazarlanabilir faydalar değildir ve özel sektör yatırımcısına bir kar getirmemektedir.
- Aynı zamanda, küresel ısınmayı azaltmaktaki kilit rolüne rağmen, hidroelektrik piyasalardan çevreci bir prim toplamayı da başarabilmiş değildir. Yeşil çevre sertifikaları halen başlangıç aşamasındadır ve pek çoğu getirilen kapasite sınırları nedeniyle daha şimdiden olumsuz bir noktadadır.
- Ekonomik, sosyal ve çevresel açıdan en düşük maliyetli gelişme planı çerçevesinde “en iyi çözüm” olarak seçilmiş olsa bile hidroelektrik projeleri kolaylıkla finansal bir ürüne dönüştürülemez. Ekonomik ve finansal yapılabılırlik arasındaki bu açık uzun vadeli ve kısa vadeli çıkarlar arasındaki ayrılığı da yansıtmaktadır. Makul indirim oranlarının uygulanması halinde, yüksek miktarda üretimi ve sisteme sağladığı faydalara bağılı olarak, hidroelektriğin geri ödeme seviyesi kolaylıkla tatmin edici hale getirilebilir.

Ancak oldukça yüksek olan ilk yatırım maliyetleri ilk 10-15 yıllık sürede kredi verenlerin faiz oranlarını karşılayabilmek adına yüksek gelir gerektirmekte ve buna bağılı olarak tarifelerde piyasa şartlarına uyum sağlayamayacak kadar yüksek bulunmaktadır.

Özel sektör yatırımcısı tarafından yüksek bulunan hidroelektrik risk profili caydırıcı bir rol oynamaktadır. Hidroelektrik projeleri ile ilişkilendirilen risklerin bir çoğu proje geliştirme veya inşaat aşamasında gerçekleşebilir. Fakat bu kritik etapların aşılmasının ardından pek çok hidroelektrik projesinin sorunsuz ve risksiz uzun bir işletme ömrü bulunmaktadır. Oysa termik rakipleri çok daha hızlı bir yaşlanma ve yakıt fiyatlarına bağılı olarak politik belirsizliklerden kaynaklanan dalgalanmalara maruz kalmaktadırlar ki bu çoğu hidroelektrik projesinin hidrolojik riskini geride bırakmaktadır.

Bu engelleri aşmak ve yeni hidroelektrik projelerine başlamak elbette yalnızca özel sektöre bırakılmamalıdır. Bunlar arasında hükümet, elektrik alıcısı, Dünya Bankası gibi çok taraflı organizasyonlar, ticari kreditorler, sigorta şirketleri, STK’lar ve projeden olumlu yada olumsuz etkilenen topluluklar sayılabilir.

Sonuç olarak, projenin gerçekleşmesindeki en önemli etken hissedarların risk / ödül dengesini kabul edilebilir bir şekilde yapılandırmayı başarabilmelerinden geçmektedir (11).

Dünyada serbest enerji piyasasına geçmiş veya geçmekte olan ülkelerde hidroelektrik projelerin karşılaştığı sorunlar yukarıda kısaca özetlenmeye çalışılmıştır.

Diğer taraftan DSİ özel sektör katkısıyla tüm hidrolik potansiyelin, Cumhuriyetimizin 100. kuruluş yılı olan 2023 yılına kadar geliştirilebileceği görüşündedir. Bu bağlamda Ülkemizde hidroelektrik projelerin geleceği için son senelerde yukarıda sayılan çekincelerin birçoğu alınan önlemler ile ortadan kaldırılmış ve hidroelektrik projeler yatırımcı açısından cazip hale getirilmeye çalışılmıştır. Bunun sonucunda çok sayıda hidroelektrik proje için özel sektör tarafından başvuru yapılmış ve lisans almıştır.

Bunlara ilaveten DSİ, su kaynakları geliştirme projeleri kapsamında enerji yatırımlarına devam etmeli, özellikle büyük kapasiteli HES'leri yatırım programı içine almalıdır. EİE ve DSİ, etüd ve planlama çalışmalarını sürdürmeli ve özellikle ilk etüd, öninceleme ve master planlama aşamasındaki tüm projelerin planlama (fizibilite) aşamasına getirilmesiyle ilgili çalışmaları tamamlamalıdır.

Bu kapsamda, yerli mühendislik ve müşavirlik bürolarımızın, planlama ve proje hizmetleriyle desteklenmesi, iş kapasitelerinin artırılarak, Türkiye'de su mühendisliğinin yaşatılması ve geliştirilmesine yardımcı olunmalıdır.

Avrupa'ya yeşil enerji ve özellikle puant saatlerde elektrik ihracatını sağlamak ve teşvik etmek amacıyla Avrupa ile bağlantının kapasite ve kalitesinin artırılması yanında, Türkiye kendi şebekesinin işletme standartını AB düzeyine çıkarması gereklidir.

Ulusal şebekenin Avrupa şebekesine bağlanması ve entegrasyonu, ülkemizde enerji yatırımı yapılması için en büyük teşvik ve garanti olacaktır. UCTE üyesi Türkiye'nin herhangi bir enerji yatırımcısı üreteceği elektriği AB ülkelerindeki dilediği kuruluşa serbestçe satabilecektir. Yatırımcının yapacağı bu gibi satış anlaşmaları uluslararası bankalar tarafından garanti olarak kabul edileceği için, Türkiye'de yapılacak enerji yatırımlarının (özellikle yeşil enerji yatırımları) finansman sorunu büyük ölçüde çözülecektir. Bu, Türkiye'de Enerji sektörüne yapılacak yatırımı ve yabancı sermaye akışını da hızlandıracaktır.

Sonuç olarak Enerji piyasasının liberalleşmesi ve rekabetin sağlıklı bir şekilde gelişebilmesi için, yeni çıkan mevzuatta ve hem de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa göre hazırlan yönetmeliklerde, diğer yeşil enerji kaynakları yanında, Türkiye'nin en önemli enerji kaynağı olan hidroelektrik tesislere yatırımı teşvik edici ve özendirici hükümler yer almaktadır.

G. HİDROELEKTRİK SANTRAL YATIRIMCISININ REHBERİ

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın "Kuruluş Amaç ve Görevleri" 19.02.1985 tarih ve 3154 sayılı kanun ve 12.08.1993 tarih ve 505 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile tanımlanmıştır.

Ayrıca,

Enerji maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesini ve çevrenin korunmasını sağlamak için enerji kaynaklarının ve enerjisinin kullanımında verimliliğin artırılmasını amaçlayan 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu 02.05.2007 tarih ve 26510 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, bu kaynakların güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi, çevrenin korunması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesi konularına amaçlayan 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun 18 Mayıs 2005 tarihli Resmi Gazetede yayınlanmıştır. Bu kanunla DSİ tarafından inşaatı gerçekleştirilen tesislerde hidroelektrik üretim tesislerinin kurulmasında ortak tesis bedelinin geri ödemesi ile ilgili olarak düzenleme yapılmıştır.

Tablo 37-4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Çerçevesinde Özel Sektörce Gerçekleştirilecek Projeler

TABLO - 2 MÜRACAAT EDİLEN VE EDİLEBİLECEK HES PROJELERİ (DSİ / EİE Projeleri)	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Toplam Kurulu Güç (MW)	Toplam Başvurulan Kurulu Güç (MW)
Kati Projesi Hazır Olan HES	5	5	98,56	98,56
Planlama Raporu Hazır Olan HES	58	57	3.074,30	3.048,30
Master Plan Raporu Hazır Olan HES	62	60	3.278,61	3.241,61
Ön İnceleme Raporu Hazır Olan HES	54	50	1.321,51	1.150,81
İlk Etüdü Hazır Olan HES	70	69	594,50	589,50
TOPLAM	249	241	8.367,48	8.128,78
TABLO - 3 TÜZEL KİŞİLER TARAFINDAN GELİŞTİRİLEN HES PROJELERİ	Toplam HES Adedi		Toplam Kurulu Güç (MW)	
	563		3.841,90	
TABLO - 4 İNŞAATI DEVAM ETMEKTE OLAN MÜRACAAT EDİLEN VE EDİLEBİLECEK HES PROJELERİ	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Toplam Kurulu Güç (MW)	Toplam Başvurulan Kurulu Güç (MW)
	6	6	349,18	349,18
TABLO - 5 İKİLİ ANLAŞMALAR KAPSAMINDA ÇIKARILAN MÜRACAAT EDİLEN VE EDİLEBİLECEK HES PROJELERİ	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Toplam Kurulu Güç (MW)	Toplam Başvurulan Kurulu Güç (MW)
	4	4	614,00	614,00
TABLO - 6 YAP İŞLET DEVRET (YİD) KAPSAMINDAN ÇIKARILAN MÜRACAAT EDİLEN VE EDİLEBİLECEK HES PROJELERİ	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Toplam Kurulu Güç (MW)	Toplam Başvurulan Kurulu Güç (MW)
	1	1	90,00	90,00
GENEL TOPLAM	823	815	13.262,56	13.023,86
Not : Yukarıdaki veriler 03.11.2006 tarihi itibarıyla verilmektedir. Tabloların güncel halleri 4628 sayılı kanun gereğince www.dsi.gov.tr adresinde yayınlanmaktadır.				

1. Hidroelektrik Santral Yatırımlarında Kullanılan Modeller

Yap-İşlet-Devret Modeli

3096 sayılı Kanunda hidroelektrik santral projeleri; yüksek yatırım harcamaları gerekliliği, üretim, iletim ve dağıtım sistemi ile olan ilişkisi açısından termik santrallerle birlikte değerlendirilmiştir. 3096 sayılı Kanuna göre elektrikle ilgili hizmet vermek üzere kurulmuş olan sermaye şirketlerine Devlet Planlama Teşkilatının olumlu görüşünün alınmasından sonra görev bölgelerinde elektrik

üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin kurulması, işletilmesi ile ticareti yaptırılmasına Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının teklifi üzerinde Bakanlar Kurulu karar vermektedir. 3096 sayılı kanunun uygulanmasına ilişkin üç adet yönetmelik yürürlüğe girmiştir. Üretim Şirketleri Yönetmeliği, Görevli Şirketler Yönetmeliği ve Elektrik Enerjisi İmdat Grupları ve Otoprodüktör Tesisleri Ruhsat Yönetmeliğidir.

YİD modeli ile gerçekleştirilmesi düşünülen projelerin değerlendirilmesinde esas alınan en önemli kriterler projenin teknik ve ekonomik yönden yapılabilir olması, elektrik satış fiyatının uygun olması, projeyi gerçekleştirecek firmanın teknik ve mali açıdan yeterli olması, projenin günün teknolojisine uygunluğu ile çevreye uyumlu olmasıdır.

YİD modelinin ana prensibi;

- Projeyi gerçekleştirecek yerli yabancı firmalar Türkiye’de bir sermaye şirketi kurmaktadır.
- Proje formülasyonu, finansman temini, inşaatı, montajı, bakım-onarımı şirketin sorumluluğundadır.
- Projenin gerçekleştirilebilmesi için şirket ilgili taraflarla çeşitli antlaşmalar imzalamaktadır.

Otoprodüktör Modeli

Enerji sektöründeki yatırımlara özel sektöründe teşvik edilerek finansman darboğazının çözülmesi ve uzun vadeli hedeflere ulaşılması Türkiye’nin son yıllardaki enerji politikası olmuştur. Türk sanayisinin enerji teminindeki kısıntılara ve yüksek enerji maliyetlerine oldukça duyarlı olması özel girişimcilerin kendi ihtiyaçları olan elektrik enerjisini üretebilmesine imkan verecek bazı yasal düzenlemelerin yapılmasına neden olmuştur.

Bu çerçevede, “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşlara Elektrik Enerjisi Üretimi Tesisi Kurma ve İşletme İzni Verilmesi Esaslarının Belirleyen Yönetmelik” ile ilk yasal düzenleme yapılmıştır. Otoprodüktör modeli ile toplam kurulu gücü 41 MW olan 7 adet hidroelektrik santral devreye alınmıştır.

DSİ Yatırım Modeli

DSİ, genel olarak hidroelektrik üretim tesisinin ihalesini; biri inşaat işlerini içerecek diğeri de elektromekanik teçhizat olmak üzere iki paket halinde yapmaktadır. İhaleler mevcut ihale yasalarının izin verdiği yöntemlerle yapılarak yerli ve yabancı firmalar arasında yapılmaktadır. Anahtar teslimi % 100 Dış Kredili Uluslararası İhale, Bakanlar Kurulu’ndan yetki alınarak yapılan ihalelerde, ön yeterliliği kazanmış firma gruplarından inşaat işleri ve elektromekanik teçhizatın temin ve tesisi işini kapsayacak ve Hazine Müsteşarlığınca kabul edilecek kredinin sağlanması ön şart olarak istenmektedir. Anahtar teslimi % 100 Dış Kredili Uluslararası İkili İşbirliği Projeleri; Hükümetler arası ikili işbirliği antlaşmaları çerçevesinde ve Bakanlar Kurulu’ndan yetki alınarak, yabancı ve yerli firmaların oluşturduğu konsorsiyumla doğrudan müzakere yapılan bir modeldir. Bu modele yasal dayanak sağlamak için mevcut ihale yasasının dışına çıkmak ve Bakanlar Kurulunca yetkilendirilmek gerekmektedir. Bu modelle temin edilecek kredilerin işin tümünü kapsamaması ve Hazine Müsteşarlığınca kabul edilebilecek krediler olması ön şart olarak istenmektedir.

Enerji Piyasasının Özelleştirilmesi

Elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetim sağlanması amacıyla 20.02.2001 tarihinde çıkartılan ve 03.03.2001 tarihli ve 24335 Sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çıkartılmıştır. Bu kanun, elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan satışı, perakende satışı, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracatı ile bu faaliyetlerle ilişkili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini kapsamaktadır. Bu kanun ile, hidroelektrik tesisinin özel sektörce kurulması ve üretimi yaptığı elektriği kendi bulduğu müşterisine kendi belirleyeceği fiyattan satması ana ilke olarak benimsenmiştir.

Bu kanun çerçevesinde 26.06.2003 tarihli ve 25150 sayılı Resmi Gazete’de Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik yayımlanmıştır.

Bu yönetmeliğin amacı, 4628 sayılı Kanun hükümleri çerçevesinde halen piyasada faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişiler tarafından hidroelektrik enerji üretim tesisleri kurulması ve işletilmesine ilişkin üretim, otoprodüktör, otoprodüktör grubu lisansları için DSİ ve tüzel kişiler arasında düzenlenecek Su Kullanım Hakkı Antlaşması imzalanması işlemlerinde uygulanacak usul ve esasları belirlemektir.

Yönetmelik hükümleri çerçevesinde DSİ internet sayfasında Tablo 1’de Türkiye hidroelektrik santral projeleri listesi, Tablo 2’de DSİ ve EİEİ projelerinin özel sektör başvurularına açılmış olanları, Tablo 3’de Tüzel kişiler tarafından geliştirilen hidroelektrik santral projeleri listesi yer almaktadır. Daha sonra bu yönetmelikte yapılan değişiklik ile DSİ internet sayfasında Tablo 4’de inşaatı devam etmekte olup başvuru yapılabilecek HES projeleri yer almaktadır (29).

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve bu Kanuna istinaden çıkarılan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği hükümleri çerçevesinde halen piyasada faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişiler tarafından hidroelektrik enerji üretim tesisleri kurulması ve işletilmesine ilişkin üretim, otoprodüktör, otoprodüktör grubu lisansları için DSİ ve tüzel kişiler arasında düzenlenecek Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanması işlemlerinde uygulanacak usul ve esasların belirlenmesine yönelik hazırlanan “Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik” 26.06.2003 tarih ve 25150 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanmıştır. Ayrıca, 25 Mayıs 2004 tarih ve 25472 sayılı Resmi Gazete ile 17 Ekim 2005 tarih ve 25969 sayılı Resmi Gazetede yayınlanan yönetmelik değişikliğide yayınlanmıştır.

2. Hidroelektrik Santral Yatırımı İçin Yapılması Gereken İşlemler

Hidrolik enerjisine dayalı üretim tesisi kurmak amacıyla aynı bölge ve aynı kaynak için yapılan birden fazla tüzel kişinin, yapılan inceleme ve değerlendirme sonucunda yukarıdaki hususları sağladığının tespit edilmesi halinde, lisans verilecek tüzel kişi, Kurum tarafından yayımlanan birden fazla tüzel kişi arasında seçim yapılmasına ilişkin usul ve esasları düzenleyen tebliğ hükümleri çerçevesinde belirlenir. Yatırım için yapılması gerekli işlemler ve yaklaşık süreleri aşağıdaki tabloda verilmiştir(30).

Tablo 38-DSİ/EİE HES Projeleri Lisans ve Yatırım Süreci

DSİ-EİE Başvuru-Dilekçe
DSİ WEB Sitesi İlan 30 Gün
Fizibilite Raporu Hazırlanması 3-6 Ay
Fizibilite Raporu İncelenmesi 3-12 Ay
Su Kullanım Anlaşması 1 Ay
EPDK'ya Lisans Başvurusu 1 Ay
Üretim Lisansı Alınması
TEİAŞ/TEDAŞ Bağlantı Anlaşması
HES ÇED Olumlu veya Gerekli Değildir 2-6 Ay
İletim Hattı ÇED 6 Ay
Orman Sahaları İzni 2-6 Ay
Harita Alımı ve Jeolojik Araştırma 2-4 Ay
Revize Fizibilite Raporu 2-3 Ay
HEM Ekipman Seçimi Ekipman Kredi Görüşmeleri Min. 3 Ay
Finans Görüşmeleri Min. 3-6 Ay
İnşaata Başlama-Yatırım Dönemi 2-3 Yıl

3. Hidroelektrik Tesislerin Elektrik Dağıtım Sistemine Bağlantı İşlemleri

Hidroelektrik tesislerden elde edilen elektrik enerjisi mevcut elektrik şebekesine verilmektedir. Ülkemizde genel olarak Sisteme bağlantı yapılan noktaların türleri;

- Kurulu gücü 10 MW'ın altında olan üretim tesisleri, dağıtım hatları üzerinden.
- Kurulu gücü 10 MW ile 50 MW arasında olan üretim tesisleri, müstakil hat ve fiderle Trafo Merkezlerine (TM) yönlendirilir.
- Kurulu gücü 50 MW'nın üzerinde olan üretim tesisleri, 154 kV gerilim seviyesinden direk olarak bağlanır.

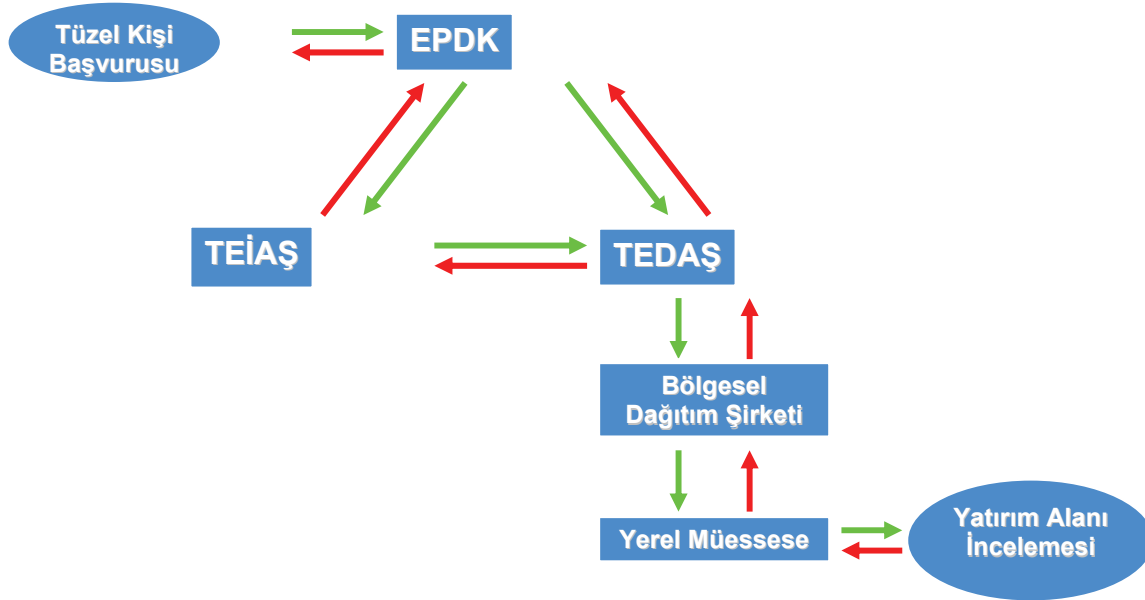
Üretim santrallerinin bağlantı prosedürü;

—Üretici Tüzel kişi, Sisteme bağlantı talebini EPDK'ya bildirir.

—EPDK, talebi TEİAŞ ve/veya TEDAŞ'a iletir.

—TEİAŞ ve/veya Dağıtım şirketi bu konudaki bağlantı ve sistem kullanım görüşünü 45 gün içinde verir.

Şekil 31- TEDAŞ Bağlantı Şeması



Dağıtım Şirketi tarafından değerlendirme yapılabilmesi için gerekli olan bilgiler şunlardır:

Üretim Tesis Bilgileri (Tesisin adı, adresi, ünite sayısı, kurulu gücü, ünite çıkış gerilimi, cosQ değeri)

Tek hat şeması.

Üretim tesisinin yerini gösteren 1/25 000 harita.

Lisans başvurusunda beyan edilen termin program

Bölge Dağıtım Şirketi tarafından üretim şirketlerinin bu taleplerine teknik kriterler zorlanmadığı sürece uygun görüş verilmektedir. Ancak;

Santrallerinde üretilen elektriğin o bölgede tüketilememesi

Uygun kesitte dağıtım hattı olmaması

Üretim santralının yönlendirildiği Trafo Merkezinin (TM) çok uzak olması durumunda uygun görüş verilememekte ve gerekirse iletim sistemi üzerinden sisteme erişimi önerilmektedir.

Sisteme Bağlantı Görüşü Oluşturulması

Bölge Dağıtım Şirketlerine intikal eden talepler, bağlantı görüşü için incelenir. Buna göre;

Bağlantı yapılan hat ile ilgili karakteristikler,

Bağlantı yapılacak Dağıtım Merkezi ve Kesici Ölçü Kabinlerin bilgileri,

154/33 kV Trafo Merkezindeki trafo güçleri ve fider durumu,

154/33 kV Trafo Merkezine bağlı/bağlanacak üretim tesisleri,

Mevcut yapının uygun olmaması halinde alternatif bağlantı şekli,

incelenerek,

Santral bağlantısı ve sistem kullanımı için EPDK'ya nihai bağlantı görüşü ve bağlanma kriterleri yazılır.

Santralin yönlendirildiği Trafo Merkezinde 16 kA kısa devre kesme akımının aşılmayıp aşılmadığının hesaplanması için TEİAŞ tarafından kontrol edilir ve EPDK'ya ilgili santralin bağlantısı bildirilir.

Yazışmalarının bir nüshası bilgi için ilgili firmaya gönderilerek takip etmeleri sağlanır.

Ayrıca, değerlendirme yapılırken işletmenin sürekliliği, can ve mal güvenliği, dağıtım şebekesi ile paralel çalışabilirlik ve teknik standartlara uygun havai ve/veya eşdeğer kesitte yeraltı kablo tesisi olmasına dikkat edilmektedir.

Santral Bağlantısı Ve Sistem Kullanımında Yaşanan Sorunlar

Trafo Merkezlerinde (TM) santral bağlantıları için istenen donanımlı hücre sayılarının yetersizliği,

Trafo Merkezi veya Dağıtım Merkezindeki (DM) fiderlerin belirlenen kriterlere uygun donatılmaması,

Seçilen dağıtım merkezi yerinin uygun olmaması,

Fizibilite raporunda öngörülen maliyetlerin aşılması,

Sistemde çalışanları ikaz edecek kilitlemelerin yapılmaması, olarak sıralanabilir.

4. Hidroelektrik Projelerinde Karşılaşılan Sorunlar

Tablo 39 : HES Projelerinin Lisans Öncesi Ve Lisans Sonrası Sorunları Ve Çözüm Önerileri

SORUN		ÇÖZÜM
Projelere Başvuru Aşamasında Karşılaşılan Problemler	1) Firmaların hazırladıkları fizibilitelerin DSİ'ce inceleme ve değerlendirme süreci çok zaman almaktadır.	Fizibilite değerlendirme kriterleri belirlenerek, Fizibilite inceleme ve değerlendirmelerini, kurumlarca yeterliliği müştereken onaylanmış özel müşavir firmaların yapmaları.
	2) Çoklu başvurularda yalnızca "Hidroelektrik kaynak Katkı Payı" kriteri esas alınarak projeye dair SKHA imzalanmaktadır.	Hazırlanan fizibilitelerin teknik özellikleri, çevreye etkileri ile kamu kaynaklarının etkin ve azami düzeyde kullanımı ve başvuran firmaların teknik-idari yeterlikleri, bu konudaki geçmiş tecrübelerinin de DSİ Genel Müdürlüğü'nce dikkate alınması.

	3) "Hizmet Bedeli" adı altında yatırımcıdan tahsil etmekte olan bedel, yatırımcıya azımsamayacak derecede bir yük teşkil etmektedir.	Yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten firmalar bu bedelden muaf tutulmalı, veya bu bedel alınacaksa da tesis işletmeye geçtikten sonra uzun vadede alınmalıdır.
Projelerin Onay Aşamasında Karşılaşılan Problemler	1) Kati projelerin kapsamında nelerin olacağıının belirsiz olması ve gereksiz detay proje istenmesi, onay aşamasında gecikmelere sebep olmaktadır.	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından proje onayında, uygulama projeleri henüz oluşmamış tesis bileşenleri için detay projeler yerine sadece proje ana karakteristiklerini gösteren projeler sunulması yeterli olmalıdır. Yapım aşamasında oluşabilen değişikliklerin geçici kabulden önce hangi kriterlere göre tekrar onaya sunulması gerektiği açıklığa kavuşturulmalıdır. Ayrıca, yapım aşamasında denetimlerin YİD projelerinde olduğu gibi Bağımsız Müşavir tarafından yapılması yönünde bir düzenleme getirilmelidir.
	2) Kesin proje onayları Enerji Bakanlığı'nın sınırlı sayıdaki personelince yapıldığından devreye almada gecikmeler yaşanmaktadır. İleride proje sayılarının artacağı da düşünülürse, bu gecikmelerin daha vahim hal alacağı açıktır.	Kesin Proje onaylarının kurumların müştereken belirleyeceği müşavir firmaların yapmasında yarar vardır. Kontrol ve kabuller aynı birimde yapılmalıdır.
Bağlantı Sistemi Bedelleri İle ilgili Sorunlar	Projelerin eş zamanlı olarak yapılamaması veya grupların mevcut düzenlemelerdeki farklı uygulanabilirlikleri nedeniyle bağlantı sisteminden yararlanacak proje gruplarının bir araya gelmesi mümkün olmamaktadır. Sistem bağlantı bedellerinin yüksek olması nedeniyle, TEİAŞ veya TEDAŞ ile yapılan Sistem Kullanım Anlaşmasındaki sistem kullanım bedeli ile mahsuplaşmayı ortadan kaldırmaktadır. (Sistem bağlantı bedelleri 50-200 yıl gibi bir süre de geri ödenebilmektedir). İletim bağlantı anlaşması aşamasında alınan kamulaştırma ödeme bedelleri kamulaştırma olsun olmasın alınmaktadır.	1) Onaylı projelerdeki malzeme miktarları 'Keşif Bedeli' hesaplanmasındaki rakamların alındığı TEİAŞ Birim fiyat kılavuzunda bulunan miktarların çok üzerinde olabildiğinden, Ayrıca 'Keşif Bedeli' hesaplanmasında Enerji İletim Hattında kullanılan ancak TEİAŞ Birim Fiyat Kitapçığında bulunmayan aşağıdaki malzemelerin de fiyatlandırılması gerekmektedir. Fiber Optik kablo hırdavatları ve aksesuarları, Stockbridge damper, İkaz Küresi, İletişim kapsamında PLC ve ekipmanları gibi. Sistem Kullanım Bedeli ile mahsuplaşılacak olan 'Keşif Bedeli'nin Enerji İletim Hattına ait <u>TEİAŞ onaylı projelerdeki malzeme miktarları baz alınarak hesaplanması</u> gerekmektedir. 2) Mahsuplaşma sistemi getirilmesini ve bu sistemle yatırım bedelinin maksimum 10 yılda geri ödenmelidir. TEİAŞ'ın tarife metodolojisini değiştirmesi gerekmektedir. TEİAŞ kamulaştırma bedelini yatırım bedelinin %20'si olarak belirlemektedir. Bu bedelin %20'sini de peşin olarak istemektedir. Oysaki fiili kamulaştırma bedeli alınmalıdır.

İmar Planları Sorunu	Yasal olarak işe başlanabilmesi için, Hidroelektrik santral projelerinin gerçekleştirilmesinde lisans aşamasından sonra proje alanı mücavir saha içinde ise imar planı tadilatı, mücavir alan dışında ise mevzii imar planı yapılması zorunluluğu vardır.	3194 sayılı İmar Kanununun 26. Maddesindeki ve İmar yönetmeliğinin 59 maddesine “Kamuya ait yapı ve tesisler ile sanayi tesislerinde ruhsat” maddesine Kamu kurum ve kuruluşlarınca ifadesinden sonra gelmek üzere “EPDK’dan lisans verilmiş Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Faydalanılan Tesisler” için ifadesi eklenmelidir. Onama (kamulaştırma) sınırları HES sahası olarak belirtilmeli ve ileride yapılacak imar planı uygulamasında dikkate alınmak üzere 1/25000’lik çevre düzeni planına işlenmesi yeterli olmalıdır.
T.C Çevre ve Orman Bakanlığı (ÇOB) ile Arazilerin izin/irtifak işleri ile ilgili Problemler	1) Orman arazisi için izin başlangıcında bedel ödendiği gibi her yıl da kullanım bedeli verilen ve tüm bedeli yatırımcı tarafından karşılanarak montajı yapılan, tesislerin <i>izin süresi sonunda</i> Orman Genel Müdürlüğü’ne (OGM) devri, belirtilerek hakkaniyete uygun olmayan işlem tesis edilmektedir.	Orman Kanun’unun Arazi Tahsislerini düzenleyen ilgili maddesine Enerji Yatırımlarına ilişkin aşağıdaki fıkraların eklenmesinin uygun olacağı mütalaa edilmektedir: <i>“Arazi üzerine inşa ve montajı yapılan tesislerin çıplak mülkiyeti lisans sahibi firmaya aittir ve firma, EPDK’ dan alacağı yeni izin ve lisanslara uygun olarak, lisans süresi-sonunda, bu tesisleri sökerek başka bir yere nakledebilir. Lisans süresinin uzatılması veya tesise yeniden lisans verilmesi halinde, araziye ait kira bedeli, başlangıçtaki esaslara uygun olarak, lisans süresi kadar uzatılır. Enerji Nakil Hatları Üretim Tesislerinin ayrılmaz bir parçasıdır ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin 5346 sayılı kanun kapsamında değerlendirilir.”</i>
	2) Orman Teşkilatınca; Yenilenebilir Enerji Kanununun 8.maddesinde ‘..... <i>Elektrik enerjisi üretimi</i>’ ifadesi geçtiğinden, iletim veya dağıtım ile ilgili kısımları (ENH,EİH) kapsamadığı yorumlanarak EİH ile ilgili ormana ödenecek bedellere bu madde uygulanmamaktadır.	Yenilenebilir Enerji Kanununun 8.maddesi ‘..... <i>Elektrik enerjisi üretimi, iletimi ve/veya dağıtımı</i>’ olarak düzenlenmelidir. Verimlilik Kanununda (EV) düzeltildi.
	3) Orman Genel Müdürlükleri inşa edilecek Servis/Ulaşım yolları ve reloke edilecek Yol/ENH Yenilenebilir Enerji kanunu kapsamında yer almadığı yorumlanarak ormana ödenecek bedellere bu madde uygulanmamaktadır.	Yenilenebilir Enerji kanunu çerçevesinde geliştirilecek projelerde yeni inşa edilecek Servis/Ulaşım yolları ve reloke edilecek Yol/ENH’ nin Projenin bir parçası olduğu ilgili kanun veya yönetmelikle açıklanmalıdır. Verimlilik Kanununda (EV) düzeltildi.
	4)Dinamit Depolama Ruhsatı : Hidroelektrik Santrallerin yapımı sırasında tünel, santral kazısı vs. işlerinde kullanılacak patlayıcı madde ruhsatının alınmasında problemler yaşanmakta ve şantiyede yapılması gereken inşaat sırasında kullanılacak patlayıcı madde deposuna ruhsat alınamamaktadır.	Projelerin gerçekleştirilebilmesi için EPDK veya Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca yetki alınması veya bu konunun Çevre ve Orman Bakanlığı nezdinde çözümü gerekmektedir. Firmalara “Dinamit Deposu Ruhsatı” verilmesi ETKB ve ÇOB arasındaki protokol ile çözülebilir. Kültür ve Turizm Bakanlığı halen yapmakta olduğu projelerde Dinamit Deposu Ruhsatı ile ilgili kanuni yetkiye sahiptir. Bu husus ÇOB’dan bir talimat ile çözülebilecektir.

ÇED Çalışmaları ve Süre ile İlgili Sorunlar	1) ÇED olumlu kararı alınana kadar geçen sürenin inşaat döneminden sayılmaması gerekmektedir.	Mevcut durumda projenin kapasitesine ve yapının büyüklüğüne bakılmaksızın ÇED ve Kamulaştırma çalışmaları için en fazla 18 ay süre verilmektedir. Bu sürelerin tesis özellikleri dikkate alınarak verilmesi. EPDK çalışmaktadır.
Malzeme Ocakları	Malzeme Ocakları Ruhsat İşlemi	Projelerin inşası için gerekli olan malzemelerin temininde, tespit edilen ocak alanlarında özel idareler tarafından bir başka gruba verilmiş veya işletmede olan herhangi bir ruhsat yok ise projenin ihtiyacı olan malzemelerin ilgili ocaklardan alınması için yasal düzenleme yapılmalıdır. Proje için ihtiyaç duyulan malzeme (kum, çakıl vb) malzeme ocaklarından bedelsiz olarak tahsis edilir.
Diğer Kamu Kurum ve Kuruluşları ile İlgili Problemler	Diğer kamu kuruluşlarına bilgi verilerek (Mülki Amirliklere, Çevre ve Orman Bakanlığı) işlemler ve izin konusunda düzenlemelere ihtiyaç vardır.	Lisans aşamasından sonra EPDK tarafından ilgili kurumlara yazı yazılarak resmi olarak bilgilendirilmelidir.
Amortisman Sürelerinin Uzunluğu	Amortismanlar 50 yıla yayılmaktadır. Bu durumda işletmeye açıldığı yıl vergi ile karşılaşıyor. Projelerin gerçekleştirilmesinde olumsuz olarak etkilemektedir.	Amortismanların makul bir süre esas alınması için yasal düzenleme yapılmalıdır.

5. Özel Sektörce Tespit Edilen Bazı Sorunlar

- Ortak tesislerle ilgili maliyet taksiminde net bir yönetmelik olması.
- Orman arazilerinde kadastronun yapılmamış olduğu yerlerde bir an önce kadastro yapılması.
- İşlem sürelerinin uzunluğu ve yavaş işlemesi.
- Askı süresi geçmiş projelerin kotlarının açıklanmaması çakışmaya ve zaman kaybına neden oluyor.
- Çoklu başvurularda bir firmanın süre uzatımı alması fizibilitesi hazır olanları olumsuz etkiliyor ve süre uzuyor.
- Kamulaştırma için firmalara yardımcı olunması.
- Yerel halkın tahrik edilerek firmaya zorluk çıkarmaları.
- Kati projelerin onay süresinde çok fazla gecikmelerin olduğu.
- TEİAŞ'ın bağlantı noktası olarak 50-100 km kadar uzağı gösterdiği dolayısıyla maliyetlerin arttığı.
- EPDK, TEDAŞ ve TEİAŞ süresinin yavaş işlediği.
- Orman İşletmesi tarafından arazi kullanım izninin geç verildiği, dolayısıyla temrin süresinin yetmediği.
- Elektrik dağıtım bedeli satış bedelinin %10'u olduğu, aşağı çekilmesi gerektiği.

- İletim kanallarının karayolları geçişlerine izin alınmadığı veya cevap verilmediği.
- DSİ'de proje inceleme grupları oluşturulmalı eleman takviyesinde bulunulmalı.
- Çoklu HES başvurularında firma seçimi fizibilite hazırlama öncesinde yapılmalı, tek fizibilite hazırlanmalı.
- DSİ ve EİE çalışmalarında değişiklikler yapılabilmesi ve kolaylaştırılmalı.
- Dağıtım Merkezi ile Trafo Merkezi arasında dağıtım şirketinin alacağı dağıtım bedeli alınmamalı.
- Enerji nakil hattının mülkiyetine katılım payının bir defada alınması, diğer giderlerin ortaklaşa olması.
- Orman Arazi kullanma izni için, farklı Orman-Çevre Bölge Müdürlüklerinde farklı uygulamaların bulunduğu.
- Kamulaştırma bedellerinin tespitinde emlak vergisi tespit komisyonunca yapılan tespitler esas alınması, araziler için her bölge ve her cins arazi için asgari ve azami değerler tespit edilmeli, itirazlar sonucu sürecin uzaması.
- Kamulaştırmada çalışmalar hızlı bir şekilde başlatılmalı.
- ENH düzenlemesi esnek olmalı, ilave projeler kolayca uyum sağlayabilmeli.
- Diğer kamu kuruluşlarına bilgi verilerek (mülki amirliklere, Orman, Çevre) işlemler ve izin konusunda yardımcı olunması.
- Şahıs arazilerinin kamulaştırılmasında ve satın alınmasında arsa sahipleri ve yerel bürokratların (hakim, kamu kurum müdürlükleri, avukatlar vb) desteğiyle yöredeki arsa bedellerinin çok üzerinde bedeller talep edilmekte olduğu belirtilmektedir. Ayrıca, bu çerçevede iş durdurma dahil pek çok haksız uygulama kararlarının da verilmekte olduğu ifade edilmektedir. Bu sorunun, arsaları devlet değil yatırımcı olan tüzel kişiler satın aldığı için yöre halkının arsaların bu tüzel kişilerin mülkiyetine geçeceğini sanmasından kaynaklandığı vurgulanmaktadır.
- Kamulaştırma dahilinde istimlak edilen arazilerin devlet adına tescil edilmesinin doğru bir uygulama olmadığı değerlendirilmektedir. Devlet adına tescil edilmesinin devamı halinde ise, bu işlemlerin tamamının devlet eliyle yapılmasının daha sağlıklı olacağı ifade edilmektedir.
- Halen yürürlükte olan yatırımların teşviki uygulaması çerçevesinde öncelikli bölgeler içerisinde bulunan ve inşa edilmekte olan hidroelektrik santral projeleri teşvik kapsamına dahil edilmemektedir. Bu hidroelektrik santral projelerinin, teşvik kapsamına giren her kalem için dahil edilmelerinin uygun olacağı değerlendirilmektedir.
- Mevcut sistemde, zorunluluk olmadığı sürece, DSİ tarafından çok amaçlı projeler içerisinde enerji üretimi amaçlı küçük HES projeleri planlanmamasının uygun olacağı değerlendirilmektedir (31).
- DSİ tarafından çok amaçlı projeler içerisinde enerji üretimi amaçlı küçük HES projeleri planlanması durumunda ise, bu projeler ile sınırlı olmak üzere, DSİ'nin görevlerini gerçek veya tüzel kişilere devretmemesinin uygun olacağı ifade edilmektedir.
- DSİ'nin görevlerini gerçek veya tüzel kişilere devretmemiş olması durumunda ve planlamasına, ana sözleşmelerdeki ilgili madde hükümlerine, ana sözleşmelere esas olan ve DSİ tarafından uygun bulunmuş fizibilite raporlarına, DSİ tarafından belirlenmiş olan hizmet hisselerine aykırılık mevcutsa devir sözleşmelerinin DSİ tarafından yeniden gözden geçirilmesi gerektiği belirtilmektedir.
- 1964 yılında "Yol Su Elektrik Genel Müdürlüğü"ne devredilmiş olan "Köylere İçme ve Kullanma Suyu Temini"ne yönelik sorumluluğun DSİ'ye iade edilmesinin uygun olacağı

değerlendirilmektedir. Bu şekilde, mücbir sebepler ve şirket kusurları dışındaki nedenlerle projelerin "non-feasible" olmalarının önleneyeceği ifade edilmektedir. Bu durumda, su kaynaklarının ekonomik bir işletmeye sahip olacağı, yatırımcı şirketlerin üretip, ürettiğini satacağı ve tarife farklarının oluşmayacağı belirtilmektedir. 26 Nisan 2007 tarih ve 26504 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan 1053 sayılı Kanun'da yapılan değişiklikle belediye teşkilatı olan yerleşim birimlerinin içme, kullanma ve endüstri suyu temini görevi DSI'ye verilmiştir.

- Yatırımcı firmaların, toplu kredi temini ve elektro-mekanik teçhizat ihalelerinde birlikte hareket edilmesini sağlamak için, yeni ve ortak bir şirket kurmalarının yararlı olacağı ve bu yönde yatırımcıların teşvik edilmesini sağlayacak mevzuat düzenlemeleri yapılmasının uygun olacağı ifade edilmektedir.

6. Finansman ve Teşvikler

HES elektrik enerjisi üretim santralleri işletme maliyetleri düşük ama kamulaştırma ve makina teçhizattan kaynaklanan maliyetler nedeni ile ilk yatırım maliyeti yüksektir. Ancak su türbinleri teknolojilerindeki gelişmeler ilk yapım maliyetlerini aşağıya çekmeye başlamıştır. Çevre konusuna duyarlılıktan dolayı HES, rüzgar ve jeotermal santrallerinden oluşan yenilenebilir enerjiye ilgi neticesi bir çok kuruluşun bankalar aracılığı ile ucuz kredi ve devlet ve bazı kuruluşlarca verilen hibe şeklindeki desteklere varıncaya kadar değişik teşvik unsurları dünya da uygulanmaya başlanmıştır.

Dünyada genel olarak yatırımların teşvikinde; gümrük muafiyeti, yatırım indirimi, vergi indirimi, aynı ve nakdi yardımlar, vergi, resim, harç gibi yatırım teşvik araçları ve ihracaatı artırmak için de ihracat tutarına çeşitli oranlarında prim ödenmesi gibi teşvik araçları yaygın bir şekilde kullanılmaktadır.

Avrupa ve ABD'deki elektrik enerjisi sektöründe uygulanan teşviklere bakıldığında, liberalleşmeyi teşvik edici unsurlarla beraber enerji verimliliği ve çevre yatırımları ile yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan santrallerinin vergi indirimleri, ucuz krediler, hibeler, sabit fiyat garantileri gibi teşvik araçları vasıtasıyla desteklendiklerini görmekteyiz.

Ülkemiz Teşvik Sistemi

Türkiye'de yatırımların teşviki, Kalkınma Planları ve Yıllık Programlar doğrultusunda hazırlanan mevzuat ile yürütülmektedir.

10.06.2002 tarih ve 2002/4367 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı uygulanmasına ilişkin 2002/1 sayılı Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararın Uygulanmasına İlişkin Tebliğ çerçevesinde enerji üretimine yönelik yatırımlar Yatırım Teşvik Belgesine bağlanmakta olup, anılan ve diğer ilgili tebliğler çerçevesinde, Gümrük Muafiyeti ve KDV İstisnası gibi destek unsurları uygulanmaktadır.

Elektrik enerjisine yönelik yatırımlar, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı veya Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından verilen faaliyet iznine (Kamu kurum ve kuruluşları tarafından yapılacak Yıllık Yatırım Programı'nda yer alan yatırımlarda aranmaz.) istinaden ve herhangi bir kriter aranmaksızın teşvik belgesine bağlanmaktadır.

28.08.2006 tarih ve 2006/10921 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı uygulanmasına ilişkin 2006/3 sayılı Tebliğ çerçevesinde KDV istisnası ve Gümrük muafiyeti teşvik unsurlarının yanısıra faiz desteği ilave edilmiştir. Faiz desteği,

-Kalkınmada öncelikli yöre yatırımlarında (KÖY), KOBİ yatırımlarında, AR-GE ve Çevre yatırımlarında kullanılacak en az 1 yıl vadeli yatırım kredileri ile ilgili olarak ilk 4 yıl için uygulanmak kaydıyla

- AR-GE yatırımlarının gerçekleştirilmesin için Müsteşarlıkça uygun görülen yatırım dönemini müteakip azami 1 yıllık sürede gerekli olan işletme malzemelerinin teminine yönelik olarak kullanılacak en az 6 ay ve en çok 12 ay vadeli işletme kredileri ile ilgili olarak

Her itfa planında belirtilen ödenecek faizin veya kar payının, yeni Türk Lirası cinsi kredilerde 5 puanı, döviz kredilerinde ise 2 puanı bütçeden karşılanabilmesidir.

Ancak, yatırım kredisi için uygulanacak faiz desteği tutarı azami. AR-GE ve Çevre için 300 bin YTL, KOBİ yatırımları için 200 bin YTL, KÖY'lerde yapılacaklar için ise 1 milyon YTL'sidir. AR-GE yatırımlarına yönelik işletme kredisi için uygulanacak faiz desteği tutarı ise 100 bin YTL'sini geçemez.

Ayrıca anılan Tebliğ ile teşvik belgeli yatırımlarda asgari % 20 asgari özkaynak oranı kaldırılarak gelişmiş yörelerde de her türlü konuda yatırımın komple yeni yatırım olarak desteklemesine izin verilmiştir.

Diğer taraftan, 06.02.2004 tarih ve 25365 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan ve bazı illerde vergi ve sigorta primi teşvikleri uygulamak, enerji desteği sağlamak ve yatırımlara bedelsiz arsa ve arazi temin etmek suretiyle yatırımları ve istihdamı artırmağı amaçlıyan 29.01.2004 tarih 5084 sayılı Yatırımların ve İstihdamın Teşviki ile Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun ile, Devlet İstatistik Enstitüsü Başkanlığı'nca 2001 yılı için belirlenen fert başına gayrisafi yurt içi hasıla tutarı 1.500 ABD Doları veya daha az olan illerde; gelir vergisi stopajı teşviği, sigorta primi işveren paylarında teşvik ve enerji desteği ve anılan illere ilaveten kalkınmadaki önceki illerde dahil olmak üzere bedelsiz yatırım yeri tahsisi uygulaması yapılmaktadır.

Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına 50 MW ve altı nehir ve kanal tipi HES'ler,rüzgar ve jeotermal santraller) dayalı enerji üretim tesislerin teşvik edilmesi amacı ile Dünya Bankası tarafından Hazine Müsteşarlığına 200 milyon ABD Doları kredi verilmiştir. Bu kaynağın T. Sanayi ve Kalkınma ve T.Kalkınma Bankası vasıtası ile, atıksu arıtma ve atıkları geri kazanımı ile ilgili yatırımlara, yatırım tutarının azami %70'ine; rüzgar, su, jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretime yönelik yatırımlara, yatırım tutarının azami %50 kredi olarak verilmesi öngörülmüştür. Diğer taraftan çeşitli AB fonları rüzgar enerjisi dahil yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı enerji yatırımlarını desteklemektedirler.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına ilişkin Kanun kapsamında da kaynaklardan üretilen elektrik enerjisinin 5627 sayılı kanunla, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanununun 6 ncı maddesinde yapılan değişiklikle alım garantisi 10 yıla çıkartılmış ve fiyat garantisi sağlanmıştır. Buna göre perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler, bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten YEK Belgeli tesislerin işletmede on yılını tamamlamamış olanlarından, bu maddede belirlenen esaslara göre elektrik enerjisi satın alırlar. 5346 sayılı kanun kapsamında satın alınacak elektrik enerjisi için uygulanacak fiyat; her yıl için, EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatıdır. Ancak uygulanacak bu fiyat 5 Euro Cent/kWh karşılığı Türk Lirasından az, 5,5 Euro Cent /kWh karşılığı Türk Lirasından fazla olamaz. Ancak 5,5 Euro Cent /kWh sınırının üzerinde serbest piyasada satış imkânı bulan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı lisans sahibi tüzel kişiler bu imkândan yararlanırlar.

Diğer taraftan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği gereği yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi kurmak üzere lisans almak için başvuruda bulunan tüzel kişilerden lisans alma bedelinin yüzde biri dışında kalan tutarı tahsil edilmez. Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için ilgili lisanslara derç edilen tesis tamamlanma tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmaz.

H. SONUÇ VE ÖNERİLER

1- Türkiye'nin;

- Yıllık ortalama yağış miktarı 501.0 km³, yıllık akış (ortalama) 186.05 km³tür. Yıllık akış/yağış oranı %37'dir.
- Türkiye'de drenaj sahaları bakımından 26 hidrolojik havza bulunmaktadır. Bu havzalar içinde Fırat havzası 31.61 km³ (%17) ve Dicle havzası 21.33 km³ (%11.5) ile birlikte Türkiye

yıllık akış potansiyelinin yaklaşık %30'unu sağlamaktadır. GAP'ın ülkemiz için önemi bu potansiyelden kaynaklanmaktadır.

- Türkiye'nin havzalara göre doğal olan yüzeysel ve kullanılabilir akımlarının yıllık ortalama debi ve toplam akım değerlerinin yenilenmesine ve resmi kayıtlara geçirilmesine ihtiyaç bulunmaktadır.

Türkiye'nin

- Brüt, teorik hidroelektrik enerji potansiyeli 433 TWh/yıl,
- Teknik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 TWh/yıl,
- Ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli, 2006 yılı itibariyle çeşitli aşamalarda geliştirilmiş projelere göre 130 TWh/yıl'dır. Teknik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyelinin boyutu Türkiye'de sürdürülebilir gelişme kavramında önemli bir fırsattır.

Ekonomik potansiyelinin tümünün elektrik üretimine dönüştürülebilmesi için kurulu gücü toplamı 36.232 MW olan 673 adet HES projesinin yapımı öngörülmüştür. Bu potansiyelin 2006 yılı itibariyle 12.846 MW (ya da 46.191 GWh/yıl) kurulu gücü işletmede, 3.004 MW'ı (ya da 9.770 GWh/yıl) inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan hidrolik kapasite ise 20.847 MW (ya da 73.972 GWh/yıl) civarındadır. Bu verilere göre, işletmede olan 137 HES'in ortalama toplam üretiminin teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeline oranı sırasıyla %21,0 ve %35,3 dolayındadır. İnşa halinde olan 39 HES'in tamamlanıp işletmeye alınması halinde bu oranlar sırasıyla %43 ve %56 seviyesine ulaşmış olacaktır.

2- Dünya teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyelinde %1,53 paya sahip Ülkemizin, bugünkü koşullarda ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, Rusya Fed. ve Türkiye'nin dahil olmadığı, Avrupa ekonomik potansiyelinin % 16,5'ine, 27 AB ülkesinin ise % 28,3'üne eşittir. Hidroelektrik üretimimiz Avrupa'da Norveç (106.100 GWh/yıl), Fransa (64.000 GWh/yıl), İsveç (53.000 GWh/yıl) ve İtalya'nın (51.321GWh/yıl) altında olmakla beraber, ekonomik potansiyel açısından Norveç'ten sonra ikinci sırada gelmektedir.

3- 18 adet havzada ilave HES potansiyeline ait İlk Etüt Çalışmaları tamamlamıştır. Meriç, Marmara, Burdur Gölü, K.Menderes, O.Anadolu havzalarında su potansiyeli az olduğu için enerji potansiyeli bulunamamıştır. Diğer havzalardan ise 479.16 MW kurulu gücünde ve 2.245 GWh enerji üretim kapasitesinde toplam 176 adet proje tespit edilerek özel sektör girişimcilerinin istifadesine sunulmuştur.

EİE Genel Müdürlüğü tarafından Mini Enerji Kaynakları Değerlendirme Projesi (MEKDEP) adı ile yeni bir proje geliştirilmiştir. Bu projenin amacı, ülkemizin her geçen gün artmakta olan enerji ihtiyacını karşılamada dışa bağımlı hale gelmesinden kurtararak, sürdürülebilir enerji bağlamında ülkemizin yerli enerji kaynaklarına önem vermek, özellikle yenilenebilir olanların bir an önce değerlendirmeye alınmasını sağlamaktır. Bu proje kapsamında belediyelerle işbirliği yapılarak, ülkemiz genelinde tüm il, ilçe ve belde belediyeleriyle irtibat sağlanıp ilgili belediyelerin sınırları içinde bulunan hidrolik, jeotermal ve rüzgar kaynaklarıyla ilgili bilgiler değerlendirilmek üzere toplanacaktır.

4- Ülkemizde 2004 yılı başında ICOLD standartlarına göre, 547 adedi işletmede ve 221 adedi inşa halinde / programda olmak üzere toplam 768 adet büyük baraj bulunmaktadır. Barajların dışında 659 adedi işletmede ve 44 adedi inşa halinde olmak üzere toplam 703 adet gölet bulunmaktadır.

2004 yılında işletmede ve inşa halinde olan 768 adet baraj içinde tek veya çok maksatlı enerji baraj sayısı 72'dir (%10). Dünya ortalaması ise %20 dolayındadır. Türkiye'nin hidroelektrik kaynaklarını geliştirebilmek için enerji maksatlı projelere öncelik vermesi gerekmektedir.

Büyük Su İşleri kapsamında yapılan 211 adet barajın toplam rezervuar kapasitesi 139.5 km³'tür. Türkiye'nin 186.05 km³ olan ortalama yıllık akış potansiyeli dikkate alındığında, bu akışın yaklaşık %75 oranında bir depolama kapasitesinin gerçekleştirildiği görülmektedir. Bu ülkemiz adına not edilmesi gereken önemli bir başarıdır.

5- Türkiyede 2004 yılında 600 dolayında sulama barajı vardır. Bu sayının yakın bir gelecekte de artarak 1000 dolayına ulaşabileceği tahmin edilebilir. Bu barajlarımızın rezervuarlarında teknik ve ekonomik yapılabilir bulunması halinde önemli miktarda küçük HES potansiyeli mevcuttur. Dünyada birçok örneği bulunan bu uygulamanın araştırılması atıl kapasitenin değerlendirilmesi bakımından önemli görülmektedir. İşletmede olan ve enerji üretmek amacı olmayan barajlardan enerji üretilmesi konusunda DSİ Genel Müdürlüğü tarafından ön çalışma yapılarak enerji üretimine uygun olanların ayrı bir tablo halinde DSİ internet sitesinde yayımlanarak özel sektörün müracaatına açılması Ulusal Ekonomi açısından önemli bir kazanç sağlayacağı ve bu sayede ülke kaynaklarının daha verimli bir şekilde kullanılabilmesi düşünülmektedir.

6- Ülkemizde bugüne kadar pompaj depolamalı hidroelektrik santral (PDHES) inşa edilmemiştir. Oysa elektrik üretimlerini termik/hidrolik karışımla sağlayan bir çok ülkede PDHES'ler mevcuttur ve yenileri de inşa edilmektedir. Puant yük talebinin karşılanmasında PDHES'lerin alternatifi; depolamalı HES'ler, doğal gaz santralleri ve puant enerji ithalidir. 2006 yılına kadar termik / hidrolik kapasite gelişimi, ani ve saatlik puant yük incelendiğinde, bunun depolamalı HES'lerle veya başka yollarla karşılandığı ve önemli bir sorun yaşanmadığı anlaşılmaktadır. Ancak hidrolik kaynakların tamamının değerlendirilmesine rağmen barajlı HES'lerin yanı sıra oldukça pahalı seçenek olmasına rağmen doğal gaz santrallerinin çalıştırılması durumunda bile, öngörülen varsayımlar çerçevesinde Puant Yükün karşılanamaması söz konusu olabilecektir. Bu takdirde yük dalgalanma ayarları için termik santraller kullanılacak, kısmi-yüklerde çalıştırılması sonucu santral verimleri düşecek ve işletme maliyetleri artacaktır. Söz konusu gerçekler karşısında ülkemiz için en uygun durum talep yöntemiyle yük eğrisinin düzleştirilmesi alternatifi görülmektedir. Ayrıca puant talebin karşılanmasında hidroelektrik aleyhine bozulan termik / hidrolik dengesi hidroelektrik santrallerin kısa sürede elektrik sistemimize entegre edilmesinin gereğini ortaya koymaktadır. Bununla birlikte, ileride puant yükün karşılanamaması durumunda pompaj depolamalı santrallerin kurulması puantın güvenilir olarak karşılanmasında ülkemiz için önemli bir avantaj sağlayacaktır.

7- EÜAŞ tarafından işletilen ve 2006 yılı üretimine ÇEAŞ-KEPEZ ve Oymapınar HES değerlerinin dahil edildiği 107 HES'in üretimi 38.679.409 MWh ulaşmıştır.

8- 2006 sonu itibarıyla Türkiye kurulu gücü 40.563 MW'a ulaşırken, bunun 27.418 MW'ını (%67.6) termik, 13.063 MW'ını (%32.2) hidrolik, 82 MW'ını (%0.2) ise jeotermal ve rüzgar santralleri oluşturmaktadır. 1985 yılına kadar termik kapasite içinde en fazla olan linyit santrallerinin payı, bu yıldan itibaren sisteme dahil edilen doğal gaz yakıtlı santraller nedeniyle düşmüştür. 2002 yılına kadartoplam kurulu güç içinde %40'ların üstünde bir paya sahip olan hidrolik kapasite, 2004 de % 34.3'e ve 2005'te %33.2'ye düşmüştür.

Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklar bazında dağılımı incelendiğinde, 2006 yılında gerçekleşen 175.893 GWh'lık toplam üretimin 131.512 GWh'ı (%74.8) termik, 44.158 GWh'ı (%25.1) hidrolik ve 224 GWh'ı (%0.1) jeotermal ve rüzgar santrallerinden sağlanmıştır. 2006 yılı itibarıyla, ithalata dayalı doğal gaz santralleri elektrik enerjisi üretiminde %44'lük pay ile önemli bir yer tutarken, yerli kaynaklarımız linyit ve hidrolik santrallerin payı sırasıyla %18 ve %25 dolayında kalmıştır.

9- Ülkemizde son on yılda yapılan enerji yatırımları hem teknoloji hem de ham madde açısından dışa bağımlılığımızı sürekli olarak artırmaktadır. Türkiye'nin yeni enerji politikaları belirlenirken, yapılacak yatırımlarla ilgili uzun vadeli ekonomik ve politik analizlerde mutlaka dikkate alınmalıdır. Bu bağlamda başta hidrolik enerji ve linyit kaynakları olmak üzere, yerli kaynaklara öncelik verilmesi Türkiye'nin çıkarlarıyla çok yakından ilgilidir.

10- Hidroelektrik yerli ve yenilenebilir kaynak olarak stratejik özelliği ile belli oranda ülkenin enerji bağımsızlığını artırır. Türkiye'nin önemli, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektriğin, karakteristikleri ve faydaları da göz önüne alınarak bir an önce geliştirilmesi ve bu amaçla üretilen elektriğin teşvik edilmesi hususu ülkemizin öncelikleri arasına girmiş ve ulusal enerji politikaları çerçevesi içinde ele alınmıştır. Türkiye'nin en önemli yerli ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik kapasitenin tümünün en erken şekilde devreye alınabilmesini sağlamak amacıyla serbest piyasa mekanizmasını bozmayacak şekilde desteklenmesi

gerekmektedir. Ülkemizde, elektrik talep artışının yerli kaynaklara öncelik verilerek karşılanması politikası sonucunda ekonomik olarak yapılabilir bulunan hidrolik potansiyelin, elektrik talebindeki hızlı artışın da etkisiyle, hemen hemen tamamının 2020 yılına kadar sisteme girmesi planlanmaktadır. (Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020), Kasım 2004, TEİAŞ Gen Md. APK Dai. Bşk.)

11- Türkiye genelinde henüz etüdü yapılmamış 1 MW- 30 MW arasında küçük hidroelektrik tesislerden 10 TWh – 15 TWh seviyesinde elektrik enerjisi üretilebileceği düşünülmektedir. Nehir havzalarında yapılan çalışmaların güncel ekonomik kriterler çerçevesinde yeniden değerlendirilmesi sonucunda mevcut ekonomik potansiyelin önemli ölçüde artması beklenebilir.

Yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları grubuna giren küçük hidroelektrik santraller (101 kW-10 MW), ülke düzeyinde akarsu havzalarında yaygın olmaları, enerjinin üretildiği yerde tüketilmesi konusu, enerji ağında kayıplara fırsat vermemesi ve güçlendirme masrafları gerektirmemesi vb. nedenleriyle enerji tasarrufuna ek bir katkı sağlayacaktır.

Yaklaşık 450 adet (50 MW'ın altındaki) küçük kapasiteli hidroelektrik santraller için elektrik piyasası faaliyetleri kapsamında özel sektör yatırımcılarının devreye girmesi uygun olacaktır. Ulusal enerji kaynağımıza ilişkin bu yatırımlarla enerjide dışa bağımlılığın azaltılmasına katkı sağlanacaktır. HES elektromekanik teçhizatının da yerli üretimi konusunda ulusal sanayimizin teşvik edilmesi gerekmektedir.

12- Enerji piyasasının liberalleşmesi ve rekabetin sağlıklı bir şekilde gelişebilmesi için, yeni çıkan mevzuatta ve hem de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa göre hazırlanan yönetmeliklerde, diğer yeşil enerji kaynakları yanında, Türkiye'nin en önemli enerji kaynağı olan hidroelektrik tesislere yatırımı teşvik edici ve özendirici hükümler yer almaktadır. Ayrıca YEK Kanunu ve Verimlilik Kanunu'nda yenilenebilir enerji kaynakları için çeşitli teşvikler de uygulanmaktadır. (Bakınız "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Değişken Üretim Yapan Santrallerin Elektrik Üretim-İletim Sistemine Teknik ve Ekonomik Etkileri ve AB Uygulamaları" isimli altgrupun raporu)

13- AB'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin teşvik edilmesi konusunda 2001/77/EC sayılı Direktifi (RES-E Direktifi)'nde yapılan tanımda yenilenebilir enerji kaynakları; fosil olmayan yenilenebilir kaynaklar olarak rüzgar, güneş, jeotermal, dalga, gel-git, hidrolik, biokütle, atık gazları ve biogazları içermektedir. Bu tanıma göre büyükler de dahil olmak üzere tüm hidroelektrik kaynaklar yenilenebilir olarak kabul edilmesine rağmen, 10 MW'ın altındaki küçük hidrolikler teşvik edilmektedir. Ancak AB'de 10 MW'dan küçük hidrolikler küçük hidrolik kapasite olarak teşvikten yararlandırıldığı kabul edilse de, uygulama ülkelere göre değişiklik göstermektedir. (Örneğin İspanya'da 50 MW'dan küçük kapasitelerin hepsi teşvikten faydalanabilen küçük üretim kapasitesi olarak kabul edilmektedir.) AB'de teşvikten faydalanabilen hidrolik kaynaklar kapasite (10 MW altı) baz alınarak oluşturulmasına rağmen, Türkiye'de teşvikten faydalanabilen hidrolik kaynaklar rezervuar alanına (15 km² altı) göre değerlendirilmektedir. Bu gerçeğe göre, Türkiye'de AB'de uygulanan kapasite sınırından oldukça yüksek kapasiteli hidrolik kapasiteler de teşvikten yararlandırılmakta olup, Türkiye, AB'nin bir adım önüne geçmektedir. Son olarak İkili İşbirliği Projelerinin rezervuar alanlarına ya da kurulu güçlerine bakılmadan teşvikten yararlandırılan yenilenebilir kapsamına alınmasıyla teşviğin kapsamı daha da genişletilmiştir.

Dünya'nın bir çok ülkesinde 50 MW kurulu kapasite altındaki HES'ler teşvik kapsamına alınarak çeşitli yollarla desteklenmektedir. Örneğin Japonya'da 50 MW altındaki HES'ler 1980 yılından beri desteklenmekte, bu yöndeki teşvikler inşaat bedelinin %5 ile %15 arasında değişmekte, 5 MW'ın altında bu teşvikler iki katına çıkmaktadır. Çok geç kalınmış olsa bile Türkiye'de de rezervuar alanına ya da kurulu güç ile sınırlanmaksızın tüm HES'ler için gerekli desteğin sağlanması halinde, bu santrallerin büyük oranda özel sektör tarafından lisans alınarak yapılması mümkün görülmektedir.

14- Ulusal şebekenin Avrupa şebekesine bağlanması ve entegrasyonu, ülkemizde enerji yatırımı yapılması için en büyük teşvik ve garanti olacaktır. UCTE üyesi Türkiye'nin herhangi bir

enerji yatırımcısı üreteceği elektriği AB ülkelerindeki dilediği kuruluşa serbestçe satabilecektir. Yatırımcının yapacağı bu gibi satış anlaşmaları uluslararası bankalar tarafından garanti olarak kabul edileceği için, Türkiye’de yapılacak enerji yatırımlarının (özellikle yeşil enerji yatırımları) finansman sorunu büyük ölçüde çözülecektir. Bu, Türkiye’de Enerji sektörüne yapılacak yatırımı ve yabancı sermaye akışını da hızlandıracaktır.

15- Dokuzuncu Kalkınma Planı’nda “Arz güvenliğinin artırılması amacıyla birincil enerji kaynakları bazında dengeli bir kaynak çeşitlendirilmesine ve orijin ülke farklılaştırılmasına gidilecektir.” ile “Ekonomik kalınmanın ve sosyal gelişmenin ihtiyaç duyduğu enerjinin sürekli, güvenli ve asgari maliyetle temini temel amaçtır. Enerji talebi karşılanırken çevresel zararların en alt düzeyde tutulması, enerjinin üretimden nihai tüketime kadar her safhada en verimli ve tasarruflu şekilde kullanılması esastır.” İfadeleri yer almaktadır. Bu açıdan bakıldığında hidroelektrik santral yatırımları hem sürdürülebilir kalkınma hemde arz çeşitliliği açısından önem taşımaktadır (32).

16- Çevre Bakanlığı tarafından hazırlanan yeni ÇED yönetmeliği 25318 sayılı ve 16 Aralık 2003 tarihli Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. ÇED Yönetmeliğinde Baraj ve Hidroelektrik Santraller ile ilgili olarak ve Çevre Etki Değerlendirmesi Uygulanacak Projeler Listesinde a) Su depolama tesisleri (Göl hacmi 100 milyon m³ ve üzeri veya göl alanı 15 km² ve üzeri barajlar), b) 154 kV (kilovolt) ve üzeri gerilimde 15 km den uzun enerji iletim tesisleri (iletim hattı, trafo merkezi, şalt sahaları), c) Kurulu gücü 50 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller yer almaktadır.

Diğer taraftan a) Su depolama tesisleri (Göl hacmi 10 milyon m³ ve üzeri veya göl alanı 1 km² yi aşan baraj ve göletler), b) Kurulu gücü 10 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller c) 154 kV ve üzeri gerilimdeki enerji iletim tesisleri Seçme, Eleme Kriterleri Uygulanacak Projeler Listesinde yer almaktadır.

Son yıllarda yapılan çalışmalar, çevresel faktörlerin değerlendirmede esas alınması halinde, hidroelektriğin en iyi enerji seçeneği olduğunu ortaya koymakta ve dezavantajlarının da halen planlamadaki gelişmelere bağlı olarak azaltılabileceğini göstermektedir. Ancak ÇED raporları sadece olumsuz etkileri değil olumlu etkileri ve faydalarıda değerlendirmeye almalıdır.

17- Her altyapı yatırımı kaçınılmaz olarak belirli bir ölçüde değişimi içerir. Baraj ve hidroelektrik santral inşaatı da, bir rezervuar alanının doldurulmasının yanı sıra belirli sosyal ve fiziki değişiklikler de yaratır. Diğer ekonomik etkinliklerde olduğu gibi hidroelektrik santral projelerinde olumlu ve olumsuz sosyal etkileri olabilmektedir. Sosyal maliyet genellikle projede kullanılan arazinin dönüşümü ve rezervuar alanında yaşayan nüfusun yer değiştirmesi ve yeniden iskan ile ilgili olmaktadır. Rezervuar alanında yaşayan nüfusun yeni bir yere taşınması şüphesiz hidroelektriğin en zor sosyal yanını oluşturmaktadır. Toprakları su altında kalacak çiftçileri kendi istekleri doğrultusunda yeniden iskana tabi tutarken bugünkü yaşam koşullarından daha iyi koşullarda yeni imkanlar yaratmaya yönelik çalışmalar, Ülkemizde devlet politikası ile yürütülmektedir. Çiftçiliğe dönmeyecek olanları eğiterek yeni beceriler ve iş olanakları temin etmek konusunda kamu ve çeşitli sivil toplum kuruluşları görev üstlenmişlerdir. Özellikle son yıllarda konu ile ilgili çok başarılı örnekler görülmektedir.

DSİ tarafından bugüne kadar gerçekleştirilen barajlar nedeniyle 350.000 kişinin (70.000 aile) etkilendiği tahmin edilmekte olup, gelecekte inşaatına başlanacak projelerden de yaklaşık 250.000 kişinin (50 000 aile) etkilenmesi beklenmektedir. Devlet eliyle kredili iskan edilen (kamulaştırma parasını alan ancak krediyle arsa talep eden) aile 1347’e ulaşmıştır. Projelerden etkilenecek devlet eliyle iskan talep eden aileler tarımsal veya kentsel iskan tercih edebilirler.

Sonuç olarak, hidroelektrik ve barajlar şimdi daha çok evrensel desteğe sahip bulunmaktadır. Bu sonucu Ülkemiz kredi temini açısından süratle değerlendirmesi gerekmektedir.

18- Hidroelektrik diğer enerji kaynaklarında çok nadir bulunan, kendine özgü faydalar sunmaktadır. Bu faydalar tek başına elektrik üretimine atfedilebileceği gibi rezervuar oluşumundan kaynaklanan yan faydalara da dayandırılabilir. Hidroelektrik yüzyıldan fazla bir deneyime sahip, kanıtlanmış ve çok iyi gelişmiş bir teknoloji ürünüdür. Modern santraller yüzde

90-95 dolayında en yüksek verimli enerji dönüşümüne sahiptir. En gelişmiş fosil kaynaklı santrallerin verimi %60 dolayındadır. Hidroelektrikten sağlanan pik (puant) yük enerji üretimi, özellikle nükleer ve termik santraller gibi daha az esnek elektrik kaynaklarından üretilen baz (temel) yükün en iyi şekilde kullanımına ve optimizasyonuna olanak verir. Ayrıca rüzgar ve güneş gibi fasıllı üretim yapan yenilenebilir enerji kaynaklarına gerekli desteği sağlar. Çok kısa sürede servise girebilme özelliğiyle, yük talebindeki ani dalgalanmaları karşılama olanağı sağlar. Hidroelektrik, diğer büyük ölçekli enerji üretim seçenekleriyle kıyaslandığında, en düşük işletme maliyetine ve en uzun işletme ömrüne sahiptir. İnşaat işleri için gerekli ilk yatırımın bir kez yapılmasını takiben, göreceli olarak çok düşük bir bakım masrafı ve elektromekanik ekipmanın periyodik değiştirilmesi ile santral fiziki ömrü ekonomik olarak iki katına uzatılabilir. Hidroelektriğin "yakıtı" (su) yenilenebilir kaynak olup piyasa içinde fiyat dalgalanmasına maruz değildir. Hidroelektrik, bir tür enerji temin kaynağı olarak, bir elektrik sistemine kendine özgü faydalar da sağlar. Bunlar arasında; yüksüz çalışma yeteneği (dönü rezervi), paralelde olmayan bir kaynaktan elektrik sistemine çok hızlı start ile yüke girme yeteneği (dönüsüz rezerv), regülasyon ve frekans kontrolü yeteneği, reaktif gücü kontrol yeteneği (senkron kondansatör), dış kaynaksız çalıştırma (black-start) yeteneği, v.b. özellikler elektrik sistemi faydaları arasında sayılabilir.

Temiz, yenilenebilir (yeşil) enerji seçeneklerinin en önemlisi olarak hidroelektrik çoğu zaman çok amaçlı su kaynakları geliştirme projelerinin faydalarından biridir. Hidroelektrik üretim için tipik bir örnek olarak bir barajın yapımı ve ona bağlı rezervuar oluşumu, güvenli su kaynağı temini, gıda üretimi için sulama suyu, taşkın koruma gibi, insanoğlunun yaşantısını iyileştirici bir dizi faydası yanında artan dinlenme yeri olanakları, tarımı ve balıkçılığı geliştirme, nehir ulaşımının sağlanması, yazlık sanayi ve turizm, ağaçlandırma, çevrenin estetik kalitesini yükseltme v.b. toplumsal faydalarda sağlar. Barajlarda tutulan suyun çevredeki iklimi yumuşattığı ve çevrenin yeşillenmesine ve bitki üretiminin artmasına katkı sağladığı bilinmektedir. Diğer enerji kaynakları için böylesi bir durum söz konusu değildir. Hidroelektrik ihtiyaca göre mini, mikro, küçük, orta ve büyük kapasite gibi çok geniş bir ölçekte yapılabilir. Hidroelektrik yatırım bedelinin büyük bir kısmını (%70-80) yurt içi harcamalar oluşturur. Bu milli ekonomiye ve GSMH' a anlamlı ve pozitif katkı demektir. Termik santrallerde bu oran %20 dolayındadır, üstelik yakıtı ithal kaynaklara bağımlıdır. Yatırımda dışa bağımlılık ve döviz harcaması en alt düzeydedir. İthal ekipman ve hizmet bedelleri yatırımın çok küçük bir bölümünü oluşturur, ve hidroelektrik santrallerde diğer tüm elektrik santrallerinden çok daha az yabancı kaynağa ihtiyaç vardır. Ucuz elektrik üreterek rekabetçi piyasanın oluşmasına en büyük katkıyı yapar. İşletme kolaylığı ve esneklik çok önemli bir özelliğidir. İhtiyaç duyulan tüm malzeme ve hizmetler çok büyük oranda yerli piyasadan sağlanabilir. Yeşil enerji olduğu için AB ülkelerine ihracatı daha kolaydır. Buna ilave olarak barajlarımızdaki büyük depolama kapasitesi elektriğin puant saatlerde ihraç edebilme imkanını sağlar.

Hidroelektrik özellikle kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yapıyı canlandırır toplumda dayanışmayı sağlar. İnşaat sırasında yerel olarak büyük iş gücü olanağı sağlar, yol, su, elektrik ve benzeri alt yapının gelişmesine çok büyük oranda yardımcı olur.

19- Dünyada serbest enerji piyasasına geçiş hidroelektrik gelişim için farklı bir görünüm kazandırmış ve özellikle büyük kapasiteli hidroelektrik santraller için, yapım süresinin uzunluğu, ilk yatırım maliyetinin yüksekliği ve geri ödeme süresine bağlı fiyat yapısı, proje geliştirme ya da inşaat aşamasında ortaya çıkabilecek jeolojik ve hidrolojik rizikolar nedeniyle caydırıcı bir ortam yaratmıştır. Bunun sonucu olarak, yatırımcılar, rekabete dayalı bir piyasa içinde yenilenebilir olmayan, inşaat süreleri kısa ve geri dönüşü hızlı, düşük rizikolu projelere yönelmişlerdir. Şuana kadar bu alan termik projeler için hidroelektrikten daha uygun olmuş ve birçok ülkede hidroelektrik özel sektör tarafından çok düşük oranlarda değerlendirilmiştir. Serbest piyasa kavramı kamu yatırımlarında gerilemesine hatta durma noktasına getirmiştir. Bu husus sürdürülebilir kalkınma anlamında ciddi yansımaları neden olmaktadır.

Hidroelektriğin özel sektör tarafından yeni üretim projeleri geliştirme aşamasında tercih edilmeyişinde, yukarıdaki nedenlere ilave olarak, sağlanan diğer faydaların, pazarlanabilir faydalar olmadığı ve özel sektör yatırımcısına bir kar getirmediği, küresel ısınmayı azaltmadaki

kilit rolüne rağmen piyasalardan çevreci bir prim toplamayı henüz yeterince başarabilmiş olmadığı ve ekonomik ve finansal yapılabirlik arasındaki açığın, kısa vadede nasıl kapatılacağına bilinmemesi sayılabilir.

20- DSİ kendi deneyimlerine dayanarak hidroelektrik santrallerin kurulu güç başına birim yatırım maliyetini 1200–1500 \$/kW olarak belirlemektedir. Bu değerin alt sınırı, hidroelektriğe büyük yatırımlar yapan, ancak malzeme ve işçiliğin Türkiye'ye kıyasla düşük olduğu Çin H.C. yatırım maliyetleri ile uygunluk göstermektedir. Avrupa'da maliyetler bu değerlerin çok üstündedir.

Diğer taraftan, Dünya Bankası Enerji Danışmanlarından James J. Fish tarafından (1986) elektrik santralleri maliyetleri üzerine yapılan bir araştırmaya göre de, vasat bir sahada, %60 kapasite faktörünü haiz, kurulu gücü 50-1000 MW arasında değişen hidroelektrik santrallerin birim maliyeti, 1986 fiyatlarıyla, beklenmeyen giderler (gayrimelhuz masraflar) ve inşaat dönemi faizleri hariç 800-2.500 \$/kW; ortalama 1.700 \$/kW dolayındadır.

Bugün enerji sektöründe hidroelektrik santraller; ilk yatırım maliyeti yüksek, planlamadan üretime geçişi 8-10 yıl bulan, proje geliştirme yada inşaat aşamasında hidrolojik ve jeolojik rizikoları içeren, geri ödemesi uzun, işletme sırasında giriş akımlarında değişme olasılığı v.b sorunları bulunan bir yatırım olarak değerlendirilmekte ve bu görüşler çoğu kezde caydırıcı olmaktadır. Oysa, ilk yatırım maliyetinin özellikle yüksek olduğu küçük düşülü santrallerde bile, makul bir elektrik tarifesi ile elde edilebilecek gelir, çok düşük işletme-bakım ve yenileme masrafı, ve genellikle santralin sağladığı çok maksatlı yan faydalar ile oldukça uzun amortisman döneminde dengelenebilmektedir. Bugün için en düşük yatırım maliyetine sahip gözükten doğalgaz yakıtlı santraller bile, fiziki ve ekonomik ömürleri içinde mukayese edildiğinde, hidroelektrik santrallerin ekonomik olarak daha rantabil yatırımlar olduğu rahatlıkla ortaya konulabilmektedir.

21- Yenilenebilir kaynaklarla ilgili bir yaklaşım ve beklentiye girilirken, ülke şartlarının yanı sıra elektrik sisteminin üretim ve iletim yapısı da göz önünde bulundurulmalıdır. Elektrik talebinin artışı, AB ülkelerinin 90'lı yılların başında sanayinin de doyuma ulaşması sebebiyle, sanayileşme gelişimini henüz tamamlamamış olan Türkiye'ye göre oldukça düşük düzeyde kalmış ve bu durumun önümüzdeki yıllarda da devam edeceği düşünülmektedir. Türkiye'nin 1990-2006 dönemlerinde brüt elektrik talebinin ortalama yıllık artışı %7.3 olarak gerçekleşmiş ve 2006-2015 dönemlerinde ise %8.4 olarak gerçekleşeceği öngörülmektedir. Ülkemizde 2010-2015 döneminde talebin güvenilir olarak karşılanabilmesi için yılda ortalama 4000-5000 MW yeni ilave kapasitenin işletmeye girmesi gerekmektedir. (2006-2015 Kapasite Projeksiyonu, Haziran 2006, TEİAŞ, APK Dai. Bşk.). Ülkemiz tarafından, temiz, çevre dostu ve yerli kaynağın öncelikli kullanılmasının yanı sıra kaynak ve ülke çeşitliliğine gidilerek arz güvenliğinin sağlanacağı ve hızlı artan elektrik talebinin karşılanacağı bir enerji politikası yürütülmektedir. Ancak, ülkemiz, maalesef, artan elektrik enerjisi talebini karşılayabileceği kadar yeterli yerli kaynağa sahip değildir. Bu nedenle bütün potansiyeli kullanılmasına rağmen yerli enerji kaynaklarının yetersizliği nedeniyle ithal enerji kaynaklarının yerli kaynaklarla birlikte dengeli bir şekilde kullanılması, TEİAŞ tarafından yapılan planlama çalışmalarında, göz önüne alınmaktadır. Yapılan planlama çalışmalarında, arz güvenliği açısından ithal kaynakların çeşitliliği, aynı kaynak için ülke çeşitliliği ve ithal edilen enerji kaynağı miktarının kontrol edilebilir seviyelerde tutulmasına dikkat edilmektedir.

Başta rüzgar olmak üzere yenilenebilir kaynaklara yönelmek, yeterli yedek kapasiteye sahip olmayan ve hızlı artan Türkiye'nin talebine karşı talep artışının düşük kaldığı Avrupa'da, fazla bir risk taşımamaktadır. Türkiye'de yedek kapasitenin 90'ların başında %80 gibi oldukça yüksek bir oranda olmasına rağmen, 1997 yılında %31'e düşmüş, yeni ilave kapasitenin kurulmasıyla da 2005 yılında %55 ve 2006 yılında %47 olarak gerçekleşmiştir. TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı tarafından yayınlanan Haziran 2006 tarihli Üretim Kapasite Projeksiyonu çerçevesinde yapılan çalışmada; 3.752 MW inşa halindeki kapasitenin ve 3.350 MW lisans almış ve öngörülen tarihlere (2006-2011 arası) devreye girmesi beklenen kapasitenin devreye girmesiyle toplam kurulu gücün 2015 yılında 45.172 MW'a ulaşması durumunda bile, puant güç talebi 2012

yılından, proje (ortalama yağışlı koşul) üretimine göre enerji talebi 2011 yılından ve güvenilir (kurak hidrolik koşul) enerji talebi ise 2009 yılından itibaren karşılanamayacaktır.

22- 2006 sonu itibariyle 150 adet civarında 13.063 MW toplam kurulu gücünde işletmede bulunan hidrolik potansiyelin elektrik üretme potansiyeli 45 TWh/yıl olmasına rağmen, henüz kullanılmamış olan yaklaşık 600 adet 24000 MW civarında toplam kurulu güce sahip hidrolik potansiyelin elektrik üretme potansiyeli yaklaşık 84 TWh/yıl'dır. Türkiye'nin yaklaşık 750 adet civarında ve 130 TWh yapılabılır ekonomik hidrolik potansiyelinin olduğu düşünüldüğünde; potansiyelin %35'inin işletmede olduğu göz önüne alınırsa, geriye kalan %65'lik henüz işletmeye girmemiş hidrolik potansiyelin 600 adet civarında olmasına rağmen küçük ve elektrik üretebilme potansiyellerinin düşük olduğunu söylemek yanlış olmayacaktır. Yani zaten elektrik üretme potansiyelinin yüksek olduğu hidrolik potansiyel büyük oranda değerlendirilmiştir. Geri kalan düşük elektrik üretme potansiyeline sahip kapasitenin ise yıllara yayılarak 2020 yılına kadar sisteme girmesi planlanmaktadır.

23- Ayrıca, yenilenebilir kaynaklara öncelik verilirken elektrik sisteminin termik/hidrolik dengesinin korunması da elektrik sisteminin güvenilirliği ve talebin güvenilir bir şekilde karşılanması açısından büyük önem arz etmektedir.

Mevcut kapasite ile hızlı artan elektrik talebinin karşılanamadığı göz önüne alındığında; termik/hidrolik dengesinin kapasite faktörü düşük santrallara doğru kaymasına sebep olacak şekilde elektrik üretim sisteminin yapısının değiştirilmesi, zaten yetersiz olan yedek kapasite ve talebi karşılamak için kurulması gerekli ilave kapasite ihtiyacını daha da büyütecek ve bunun sonunda da zaten kıt olan ve sağlamakta güçlük çekilen Türkiye'nin finansman kaynakları ihtiyacı daha da artırmış olacaktır. Bu nedenle, ülke kaynakları, ülkenin termik/hidrolik dengesini ve arz güvenliğini bozmayacak şekilde değerlendirilmeli ve yenilenebilir kaynaklar yıllara yayılarak sisteme girmelidir

Sistemin arz güvenliğinin nasıl sağlanacağı düşünülürken sistemin puant gücünün yanı sıra toplam enerji talebinin de karşılanmasının gerektiği gözardı edilmemelidir. Bizim gibi toplam güç ve üretimde yenilenebilir kaynakların payının oldukça fazla olduğu ülkelerde puantın karşılanmasının yanı sıra enerji talebinin karşılanması da büyük önem arz etmektedir. Termik santrallara göre oldukça düşük kapasite faktörü ile çalışabilen ve bunun yanı sıra ihtiyaç olmasına rağmen rüzgarın esmemesi ya da yeterli suyun olmamasından dolayı üretim yapabilmek için sahip olamayan yenilenebilir santralların (rüzgar, hidrolik,...) payının fazla olduğu ve talebin oldukça hızlı arttığı ülkemizde, puant gücün yanı sıra enerji talebinin de güvenilir bir şekilde karşılanması sistemin arz güvenliğinin sağlanması bakımından büyük önem arz etmektedir.

24- Yenilenebilirin toplamdaki payını artırmaya çalışırken, hızlı artan talebin yanı sıra yedek kapasitesini de gözönüne alarak, kısa ve uzun vadede sistemin güvenilirliğini riske sokmayacak şekilde yenilenebilirin toplam kurulu güç ve enerji içindeki payını planlamak zorundayız. Ayrıca yenilenebilir enerjiye yönelirken uygulanacak yöntemlerin serbest piyasa yapısını bozmayacak şekilde oluşturulması ve kaynak israfını önlemek amacıyla yenilenebilir santrallerinden üretilen elektriğe verilecek teşviklerde potansiyelin yoğun olduğu sahalardan başlanması büyük önem arz etmektedir.

Doğal gazın enerji üretimimizde yıllar içerisinde gittikçe artan bir orana sahip olmasının nedenlerinden biri de, hidroelektrik enerji için geçmişte güvenilir olmadığı yolunda yapılan haksız eleştirilerdir. Halbuki biriktirmeli hidroelektrik tesislerimiz çoğu zaman bilimsel işletme yöntemleri ile işletilmemekte ve sıkça dünya örneklerinin çok üzerinde saatler işletmede tutulmaktadır. Ayrıca kurak dönem analizleri yapıp bunun sonucunda uzun dönem işletme politikaları oluşturularak hidroelektrik enerji üretiminin güvenilirliğinin artırılabilceği unutulmamalıdır. Ayrıca mevcut tesislerin yanısıra bilimsel çalışmalar yeni planlanan tesisler içinde yapılmalıdır. Böylece yerli ve yenilenebilir bir kaynak olarak stratejik özelliği ile önemini anlaşılması enerji bağımsızlığımızı arttıracaktır. Türkiye'nin önemli, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektriğin, yukarı da açıklanan karakteristikleri ve faydaları da göz önüne alınarak bir an önce geliştirilmesi ve bu amaçla yapımına destek verilmesi ve üretilen elektriğin

teşvik edilmesi hususu Ülkemizin yüksek öncelikleri arasına girmeli ve ulusal enerji politikaları çerçevesi içinde ele alınmalıdır.

25- DSİ tarafından web sayfasında Tablo 3’de yayımlanan özel sektör projelerinin askı süresi bitiminden sonra ve Tablo 2’de yayımlanan DSİ ve EİE projelerinin askı süresinde kotlarıyla birlikte yayımlanması özel sektörün konu ile ilgili çalışmalarını kolaylaştıracağı ve ayrıca çalışılan laynağın menba ve mensabında özel sektör tarafından yeni projelerin geliştirilmesine imkan sağlayacağı düşünülmektedir.

26- Atmosferdeki CO₂ emisyonun çok kritik olması nedeniyle yenilenebilir ve CO₂ üretmeyen en önemli doğal bir enerji kaynağı olan su gücünden enerji üreten HES’ler yerli kaynakların kullanımı, ekonomiye olan faydaları, yerli yapım oranının termik ve nükleer santrallerle karşılaştırılmayacak kadar yüksek olması ve hava kirliliğinin azalmasına bir katkı sağlamaları dikkate alındığında çevreye en uyumlu enerji üreten tesislerdir. Hidroelektrik santrallerin çevresel etkileri alternatif enerji kaynaklarına göre en az düzeydedir. Yenilenebilir ve “yeşil” enerji kaynağımızdan yararlanan HES’lerde doğayı kirlletici yakıt kullanılmadığından herhangi bir sera gazı emisyonu bulunmamakta ve kirlilik oluşmamaktadır.

Su kaynaklarını değerlendirebilen ve yönetebilen ülkeler, yakın gelecekte; bugün petrol ve doğal gaz kaynaklarını akılcı kullanan ülkelerin ulaştığı politik ve ekonomik gücü elde edeceklerdir. Petrol ve doğal gaz gibi su da, ona sahip olan ülkelere yöresel oyuncu olma gücünü kazandıracaktır. Suyun kullanılmasının çevre yönünden sağlayacağı faydalar da, ayrı ve önemli bir avantajdır.

Yakın gelecekte petrol fiyatının ve ona bağlı olarak doğal gaz fiyatının artma ihtimali karşısında, Türkiye’nin hidroelektrik potansiyeli ayrı bir önem taşımaktadır.

Son yıllarda yapılan ön çalışmalar ile, Türkiye’nin 190 ila 200 milyar kWh civarında değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyelinin olabileceği yönünde bilgiler bulunmaktadır. Söz konusu bu potansiyelin varlığı, en kısa sürede yeni yöntemler ve teknolojiler kullanılarak incelenmelidir. Kamu sektöründe atıl durumda bekleyen mühendislik potansiyeli harekete geçirilmeli ve yeni HES imkanları yanında, küçük HES imkanları sınıflandırılarak belirlenmelidir.

Üretilen 1 GWh yeşil enerji, atmosfere atılacak olan 480 ton CO₂ emisyonunu önlemektedir. Bu nedenle gelişmiş ülkeler artık büyük ve küçük hidroelektrik santrallerinden üretilen yeşil enerjinin en üst düzeyde kullanılmasını temin ve teşvik edecek düzenlemeleri yapmaktadır. Türkiye’de de yeşil enerjiye verilen teşviklerin AB ülkeleri düzeyine çıkarılması, ülkedeki hidrolik kaynakların hızla değerlendirilmesi açısından yararlı olacaktır (33).

27- EPDK’dan lisansı alınmış toplam 7.835 MW ve 42,38 TWh ortalama üretimi olan 184 tesise ilişkin yatırımlarının gerçekleşme oranı bile Eylül 2006 itibarıyla %20.05’dir. Bu hız ile talep artışını karşılamamız mümkün değildir. İlerlemenin hızlanması için gereken önlemlerin alınması ve teşviklerin sağlanması gerekmektedir. Yatırımların mevcut seviyesinden de görüleceği üzere, hızlı talep artışı, su kaynaklarımızdaki %64 oranındaki kullanılmayan potansiyel ve linyitte de sahip olduğumuz benzer potansiyel, yatırımların finansmanı için yeterli koşulları oluşturamamaktadır.

Su kullanım hakkı için teklif edilen bedelin 6,32 YKr seviyesine kadar çıkması ucuz hidroelektrik kaynağın maliyetini arttıracaktır. Bu da yükselme trendinde olan elektrik fiyatını olumsuz etkileyecektir.

28- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi tarafından düzenlenen Türkiye 10. Enerji Kongresinin değerlendirilmesinde yer alan “Yenilenebilir enerji, Türkiye’nin şanslı olduğu bir alandır. Başta hidrolik kaynaklarımız olmak üzere büyük-küçük ayrımı yapmadan, yatırımların hızlandırılması amacıyla bulunacak yenilikçi yaklaşımlarla bu kaynakların geliştirilmesi teşvik edilmelidir. Sınır aşan sular üzerindeki planlanan santraller de sahip oldukları avantajlar nedeniyle bir an önce gerçekleştirilmelidir.” ifadesi ile yine aynı kongrenin sonuç bildirgesinde yer alan (34);

- Yaklaşık 450 adet (50 MW altındaki) küçük kapasiteli hidrolik santrallerin yapımının özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi uygun olacaktır.
- Milli enerji kaynağımız olan hidrolik enerji için yapılacak yatırımlar enerjide dışa bağımlılığı azaltacaktır. Bu bağlamda, hidrolik santrallerin elektro mekanik teçhizatının yerli imalatı konusunda yerli sanayicilerimizin teşvik edilmesi ve geliştirilmesi gerekmektedir.
- Hidrolik santrallerin rehabilitasyondan elde edilecek ek üretimin en ucuz kaynak olduğu unutulmamalıdır.
- Özel sektör tarafından inşa edilecek hidrolik santrallerin kamu yararına kontrol edilebilmesi için mekanizmalar geliştirilmelidir.
- Elektrik enerjisinde puant yük ihtiyacının karşılanmasında pompaj depolamalı hidrolik santraller uygulamaya konmalıdır.
- Sınır aşan sular üzerinde planlanan hidroelektrik santrallerin öncelikle inşa edilerek işletmeye alınması gereklidir.

konuları üzerinde önemle durulmalıdır.

29- Mart 2006 itibarıyla özel sektörde başvuru alan HES projelerinin sayısı umut vericidir. Bu projelere destek verilerek inşaatların tamamlanması ve bir an önce devreye alınması için her türlü destek verilmelidir.

Tablo 40- Müracaat Edilen ve Edilebilecek Hes Projeleri (DSİ/EİE)

	TOPLAM HES ADEDİ	TOPLAM BAŞVURULAN HES ADEDİ	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	TOPLAM BAŞVURULAN KURULU GÜÇ (MW)
Kati Projesi Hazır Olan HES	4	4	91,86	91,86
Planlama Raporu Hazır Olan HES	54	48	2.724,30	2.493,80
Master Plan Raporu Hazır Olan HES	55	48	3.236,93	2.961,23
Ön İnceleme Raporu Hazır Olan HES	55	44	1.321,51	1.053,71
İlk Etüdü Hazır Olan HES	56	52	522,41	438,85
TOPLAM	224	196	7.897,01	7.039,45
TÜZEL KİŞİLER TARAFINDAN GELİŞTİRİLEN HES PROJELERİ	TOPLAM HES ADEDİ		TOPLAM KURULU GÜÇ	
	6		3.205,53	
İNŞAATI DEVAM ETMEKTE OLAN MÜRACAAT EDİLEN VE EDİLEBİLECEK OLAN HES PROJELERİ	TOPLAM HES ADEDİ	TOPLAM BAŞVURULAN HES ADEDİ	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	TOPLAM BAŞVURULAN KURULU GÜÇ (MW)
	6	6	349,18	349,18
GENEL TOPLAM	674	646	11.451,72	10.594,16

Kaynakça

- 1- 2005 World Atlas&Industry Guide, The International Journal On Hydropower&Dams, Aqua-Media Int., 2005
- 2- Su Politikası (K. Pamukçu, Bağlam Yayınları, Mayıs 2000)
- 3- www.iklimnet.org/groups/total_ene
- 4- Towards a more positive image for hydropower (A. Bartle, F. Isambert, Hydropower & Dams Issue Five, 2001)
- 5- 2003 World Atlas & Industry Guide (The International Journal on Hydropower & Dams, Aqua-Media Int. Ltd –2003)
- 6- http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/small_hydro_en.htm
- 7- Türkiye 1. Enerji Şurası (ETKB, 7-9 Aralık 1998, İstanbul)
- 8- www.electricitystorage.org
- 9- Public / private partnership: will it meet the challenge of financing hydro projects? (J.M. Devernay, EDF, Hydropower & Dams Issue Two, 2003)
- 10- Innovative financing of projects involving dams (19th ICOLD Congress Report: Q72, 1997)
- 11- Türkiye Elektrik İstatistikleri, 2006 yılı sonu (TEİAŞ, Mayıs 2007), www.teias.gov.tr
- 12- Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020), (TEİAŞ, APK Dai.Bşk., Kasım 2004, TEİAŞ Gen Md. APK Dai. Bşk.), www.teias.gov.tr
- 13- www.dsi.org.tr, 2007 DSİ Ajantası
- 14- Su Dünyası, Mart 2007, Ankara
- 15- Akarsularımızın Durumu ve Çevre Enerji İlişkileri, Yıldız M., Seçkin U., EİEİ
- 16- Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2006-2015) (TEİAŞ APK Dai.Bşk., Haziran 2006), www.teias.gov.tr
- 17- Yenilenebilir Kaynaklardan Değişken Üretim Yapan Santrallerin Elektrik Üretim-İletim Sistemine Teknik ve Ekonomik Etkileri ve AB Uygulamaları (TEİAŞ, APK Dai.Bşk., Mart 2005)
- 18- www.ressiad.org.tr
- 19- “ÇED Rehberi-Barajlar ve Hidroelektrik Santraller” Çevre ve Orman Bakanlığı Yayını, Mart 2006.
- 20- Şahine CAN-Özlem YILMAZ “Enerji Üretim Maliyetine Farklı Bir Bakış” Türkiye III. Enerji Kongresi, 5-7 Aralık 2001, Ankara.
- 21- Özlem YILMAZ, Şahine CAN Çevre ve Orman Bakanlığı İçin Hazırlanan “Etek Santralli Olmayan Hidroelektrik Enerji Üretim Tesislerinden Mansaba Bırakılacak Su Debisinin Hesabı İle İlgili Yaklaşımların Belirlenmesi Konulu Bilgi Notu.” Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, 2005.
- 22- Atilla GÜRBÜZ, Özlem YILMAZ “Sustainable Energy Supply in Turkey and the Role of EIE” International Congress on River Basin Management 22-24 Mart 2007, Antalya.
- 23- Çevre Emperyalizmi ve İlisu Barajı Örneği (Ö. Bilen, ASAM Yayınları, Ankara 2003)
- 24- Hydro Power -The Design, use and function of Hydromechanical, hydraulic and electrical equipment- (Prof. Dr. Ing. Joachim Raabe, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1985)
- 25- Su kaynaklarının planlama ve idaresinde ekonomik ve mali fizibilite (A: Yılmaz Karataban, DSİ, Ankara, 1976)
- 26- Türkiye 1. Enerji Şurası (ETKB, 7-9 Aralık 1988, İstanbul)
- 27- HRW Hydro Review Worldwide
- 28- Estimating hydrostation costs (J.L. Gordon, Water Power & Dams Construction, Sep.1981)
- 29- Atila ATAÇ, Ahmet LEBLEBİCİ, Türkiye’de Hidroelektrik Enerjinin Gelişimi, Türkiye 10. Enerji Kongresi, Kasım 2006
- 30- ENKÜS2006 İTÜ Enerji Çalıştayı Sunumlar Kitabı
- 31- Veysel Eroğlu, dsi.gov.tr/enerji.pdf
- 32- Dokuzuncu Kalkınma Planı, T.C. Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı
- 33- Türkiye’nin Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Türkiye Çevre Vakfı Yayını, Aralık, 2006, Ankara
- 34- 2004 Genel Enerji Kaynakları-Hidrolik Kaynaklar (DEK/TMK)

