

**T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**SAKARYA HAVZASININ HİDROELEKTRİK
POTANSİYELİNİN ANALİZİ VE UYGUN GÖRÜLEN
AKARSULAR İÇİN HES PROJESİ YAPILMASI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Yapı Uzmanı Uğur KULAK

Enstitü Anabilim Dalı : YAPI EĞİTİMİ

Tez Danışmanı : Doç. Dr. İbrahim YÜKSEL

Haziran 2009

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

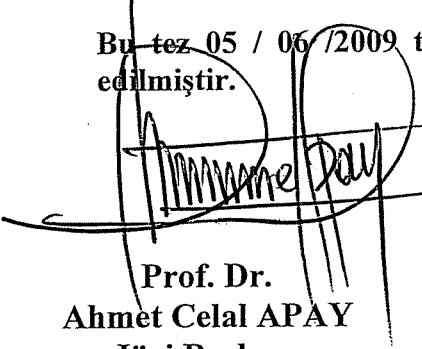
**SAKARYA HAVZASININ HİDROELEKTRİK
POTANSİYELİNİN ANALİZİ VE UYGUN GÖRÜLEN
AKARSULAR İÇİN HES PROJESİ YAPILMASI**

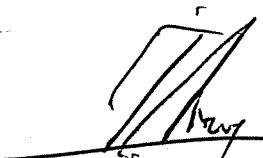
YÜKSEK LİSANS TEZİ


Yapı Uzmanı Uğur KULAK

Enstitü Anabilim Dalı : YAPI EĞİTİMİ

Bu tez 05 / 06 / 2009 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Oybirliği ile kabul edilmiştir.


Prof. Dr.
Ahmet Celal APAY
Jüri Başkanı


Doç. Dr.
İbrahim YÜKSEL
Üye


Yrd. Doç. Dr.
Mehmet SANDALCI
Üye

TEŞEKKÜR

Çalıőmalarım süresince benden her türlü desteğini esirgemeyen danıőman hocam Sayın Doç. Dr. İbrahim YÜKSEL'e ve yüksek lisans ders aőamalarında bana her konuda yardımcı olan başta değerli bölüm baőkanımız Sayın Prof. Dr. Ahmet C. APAY olmak üzere bütün değerli hocalarıma, değerli katkılarından dolayı İnşaat Mühendisliği Hidrolik Anabilim Dalındaki başta Sayın Prof. Lütfi SALTABAŐ olmak üzere bütün değerli hocalarıma teőekkürlerimi sunarım.

Ayrıca çalıőmalarım sırasında göstermiő oldukları özveriden dolayı niőanlıma ve aileme sonsuz teőekkürlerimi sunarım.

UĞUR KULAK

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR.....	ii
İÇİNDEKİLER	iii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ	viii
ŞEKİLLER LİSTESİ	ix
TABLolar LİSTESİ.....	xi
ÖZET.....	xii
SUMMARY	xiii
BÖLÜM 1. GİRİŞ.....	1
1.1. Yüzeysel Sular	4
1.1.1. Akarsular	4
1.2. Türkiye’de Su Kullanımı ve İdari Uygulamalar	6
1.2.1. Hidroelektrik enerji üretimi amaçlı su kullanımı	6
1.3. Dünyada Enerji.....	11
1.4. Türkiye’de Enerji	13
1.4.1. Türkiye’nin enerji kaynakları.....	13
1.4.1.1. Taşkömürü.....	16
1.4.1.2. Linyit	16
1.4.1.3. Petrol	16
1.4.1.4. Doğalgaz	17
1.4.1.5. Su gücü (hidroelektrik) enerji	17
1.4.1.6. Rüzgâr gücü	17
1.4.1.7. Jeotermal enerji	18
1.4.1.8. Radyoaktif mineraller.....	18

1.4.1.9. Güneş enerjisi.....	18
1.5. Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Projeksiyonu	20
1.6. Türkiye'de Hidroelektrik Enerji.....	24
1.7. Türkiye'de Hidroelektrik Enerjinin Tarihsel Gelişimi.....	26
1.8. Hidroelektrik Potansiyelimiz	29
1.9. Hidroelektrik Santrallerin Önemi, Enerjideki Yeri ve Tercih Sebepleri....	34
BÖLÜM 2. HİDROELEKTRİK SANTRALLER	35
2.1. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması.....	36
2.1.1. Düşülerine göre	36
2.1.2. Ürettikleri enerjinin karakter ve değerine göre	36
2.1.3. Kapasitelerine göre.....	36
2.1.4. Yapılışlarına göre	37
2.1.5. Üzerinde kuruldukları suyun özelliğine göre	37
2.2. Hidroelektrik Tesisin Projelendirilmesi İçin Gerekli İş Sırası.....	37
2.2.1. Hidroloji çalışmaları.....	37
2.2.2. Baraj veya regülatör ile ilgili çalışmalar	37
2.2.3. Hidroelektrik santral ile ilgili çalışmalar.....	38
2.2.4. Kesin proje çalışmaları.....	38
2.3. Projelendirmede Dikkat Edilecek Hususlar	39
2.4. Hidroelektrik Tesislerin Kısımları	39
2.4.1. Su alma yapısı	39
2.4.1.1. Su alma yapısı elemanları (nehir ve kanal üzerindeki)	40
2.4.2. İletim (isale) yapıları	40
2.4.2.1. Kanallar	40
2.4.2.2. Tüneller	41
2.4.3. Denge bacası	41
2.4.4. Yükleme odaları	42
2.4.5. Vanalar ve vana odaları.....	42

2.4.6. Cebri borular	43
2.4.7. HES kuyruk suyu (mansap) tesisleri	43
2.4.7.1. Kuyruk suyu kanalı ve eşiği	43
2.4.8. Şalt sahası ve iletim hatları	43
2.5. Hidroelektrik Santralin Bölümleri.....	43
2.6. Hidrolik Santrallerin Artıları, Eksileri	45
2.7. Hidrolik Santraller ile Termik Santrallerin Karşılaştırılması.....	45
BÖLÜM 3. PROJELENDİRME ÇALIŞMALARININ AŞAMALARI.....	47
3.1. İstikşaf (Ön İnceleme) Çalışmaları	47
3.2. Master Plan Çalışmaları	48
3.3. Planlama (Fizibilite - Yapılabilirlik) Çalışmaları.....	50
3.4. Kesin Proje Çalışmaları.....	51
3.5. Havza Planlama Düzeyinde Projelendirme Kriterleri.....	52
3.5.1 Giriş.....	52
3.5.1.1. Malzeme araştırmaları.....	52
3.5.1.2. Haritalar.....	53
3.5.1.3. Jeolojik ve sismik araştırmalar.....	53
3.5.1.4. Hidrolojik veriler.....	54
3.5.2. Baraj gövdeleri	54
3.5.2.1. Dolgu barajlar.....	55
3.5.2.2. Beton barajlar	55
3.5.2.3. Karma tipte barajlar.....	55
3.5.3. Baraj aks yerlerinin seçimindeki kriterler	56
3.5.3.1. Dolgu gövdeli barajlarda.....	57
3.5.3.2. Beton gövdeli barajlarda	57
3.5.4. Baraj gövdesinin yerleştirilmesindeki jeolojik kriterler.....	58
3.5.5. Baraj gövde tipinin seçimindeki kriterler.....	58
3.5.6. Derivasyon tesisleri kriterleri	61

3.5.7. Dipsavak kriterleri.....	62
3.5.8. Dolusavak kriterleri.....	64
3.5.9. Enerji su alma yapıları kriterleri.....	65
3.5.10. Kuvvet tüneli kriterleri.....	66
3.5.11. Denge bacası kriterleri	66
3.5.12. Cebri boru kriterleri.....	67
3.5.13. Santral binası ve şalt sahası kriterleri.....	68
3.5.14. İşletme çalışması kriterleri	68
3.5.15. Hidroelektrik santrallerde kurulu güç optimizasyonu.....	69
BÖLÜM 4. YAPILAN ÇALIŞMALAR.....	71
4.1. Sakarya Havzasının Hidrolik ve Hidrolojik Analizi	71
4.1.1. Sakarya nehri.....	71
4.1.2. Mudurnu çayı	72
4.1.3. Dinsiz çayı.....	72
4.1.4. Çark suyu	73
4.1.5. Karasu deresi	73
4.1.6. Karacasu (kuyumculu)	73
4.1.7. Akçay deresi (doğancılar)	74
4.1.8. Bıçkı deresi.....	74
4.1.9. Akçay deresi (ikramiye köyü).....	75
4.1.10. Göller.....	76
4.1.11. Sapanca gölü	76
4.1.12. Büyük akgöl	77
4.1.13. Küçük akgöl	77
4.1.14. Taşkısığı gölü.....	77
4.1.15. Poyrazlar gölü	77
4.1.10. Kanallar	78
4.1.17. Sel Kapanı ve Regülâtörler	79

4.2. Hidroelektrik Potansiyel Hesaplama Yöntemi.....	80
4.3. Sakarya Havzasında Yapılan Hidroelektrik Potansiyel Analizi.....	82
BÖLÜM 5. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	85
KAYNAKLAR	87
EKLER.....	89
ÖZGEÇMİŞ	103

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

HES	: Hidroelektrik Santral
IEA	: Uluslar arası Enerji Ajansı
YİD	: Yap İşlet Devret
BKK	: Bakanlar Kurulu Kararı
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
ADASU	: Adapazarı Su ve Kanalizasyon İdaresi
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
DSİ	: Devlet Su İşleri
ENY	: Enerji Nakil Hattı
YAS	: Yer Altı Suyu
GWh	: Giga Watt Saat
kWh	: Kilo Watt Saat
MW	: Mega Watt

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Hidrolik Çevrim	1
Şekil 1.2. Yeryüzünde Su Kaynaklarının Dağılımı.....	2
Şekil 1.3. Türkiye'nin Su Kaynakları Potansiyeli.....	3
Şekil 1.4. Türkiye Akarsu Havzaları.....	4
Şekil 1.5. Hidroelektrik Güç Üretim Prensibi	6
Şekil 1.6. Türkiye'deki Elektrik Enerjisi Üretiminin ve Kaynaklarının Yıllara..... Göre Değişimi	7
Şekil 1.7. Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli	8
Şekil 1.8. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Yıllar İtibariyle Gelişimi	14
Şekil 1.9. ..Çeşitli Tipte Santrallerin Dezavantajlarının Ölçülebilir Gösterimi	20
Şekil 1.10. Toplam Kurulu Gücün Termik – Hidrolik ve Puant Talep Çizelgesi.....	21
Şekil 1.11. Türkiye'nin Hidrolik, Termik ve Toplam Elektrik Kurulu	
Kapasitesinin Yıllar İtibariyle Gelişimi	28
Şekil 1.12. Türkiye'nin Hidrolik, Termik ve Toplam Elektrik Üretimlerinin..... yıllar itibariyle gelişimi	29
Şekil 1.13. Türkiye'de Hidroelektrik Potansiyel Gelişimin Bugünkü Durumu.....	31
Şekil 1.14. Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli (2008)	33
Şekil 1.15. Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyelinin Teknik ve Ekonomik..... Analizi (2008)	34
Şekil 2.1. Hidroelektrik Santral Yapısı	35
Şekil A.1. Darca Regülatörü ve Santral Planı	95
Şekil A.2. Darca Regülatörü ve Santral Kesiti.....	96
Şekil A.3. Darca Regülatörü ve Santral Kesiti.....	97
Şekil A.4. Darca HES Jeoloji Haritası	98

Şekil A.5. Darca HES Jeoloji Haritası	99
Şekil A.6. Darca HES Jeoloji Haritası	100
Şekil A.7. Darca HES Jeoloji Haritası	101
Şekil A.8. Doğal Yapı Malzemeleri Haritası	102

TABLolar LİSTESİ

Tablo 1.1. Havzaların Su Potansiyeli ve Nüfus Özellikleri	5
Tablo 1.2. Dünyanın Hidroelektrik Enerji Potansiyeli [DSİ, 2008].	12
Tablo 1.3. Türkiye Enerji Üretimine Yakıt Cinslerine Göre Yıllar	
İtibariyle Dağılımı	14
Tablo 1.4. Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminde Birincil Enerji	
Kaynak Paylaşımını Yıllar İtibariyle Gelişimi	15
Tablo 1.5. Türkiye’de Yakıt Cinslerine Göre Enerji Tesisleri	19
Tablo 1.6. Türkiye’nin Uzun Dönem Elektrik Arz Projeksiyonu	20
Tablo 1.7. Kurulu Gücün Termik – Hidrolik Gelişimi (Baz Talep - Senaryo 1)	22
Tablo 1.8. Türkiye’nin Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi (1913-2007)	23
Tablo 1.9. Türkiye’deki Toplam Elektrik Enerjisi Üretiminde Hidroelektrik	
Enerji Kurulu Gücünün Oranı	24
Tablo 1.10. Avrupa Ülkelerinde Hidroelektrik Enerji Kullanımı	25
Tablo 1.11. Dünya ve Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli	30
Tablo 1.12. HES Projelerinin Durumu	33
Tablo 4.1. Göllerin Akım Değerleri	76
Tablo 4.2. Sakarya Havzasındaki Akarsuların Hidroelektrik Potansiyeli	82
Tablo 4.3. Sakarya Havzasının Hidroelektrik Potansiyeli	83
Tablo A.1. Kurulu Güç Araştırmaları ve Keşif Bedelleri	94

ÖZET

Anahtar kelimeler: Yenilenebilir ve Sürdürülebilir Enerji, Hidrolik Santraller, Sakarya Havzası

Akıp giden bir nehir izlediğimizde içinde taşıdığı hidrolik gücü hayal etmek pekte zor değildir. Çünkü akarsuların çoğu önemli miktarda enerji barındırırlar. Zaman, zaman meydana gelen sellerden suyun ne büyük bir güce sahip olduğunu gözümüzde canlandırabiliriz. Suyun bu gücünü enerjiye dönüştürerek Türkiye'nin enerji ihtiyacını karşılama noktasında kullanımını sağlamak büyük önem arz etmektedir. Çünkü sahip olunan enerji potansiyeli ve enerji tüketimi değerleri, bir ülkenin ekonomik ve sosyal kalkınmasındaki en önemli etkenler arasında kabul edilmektedir.

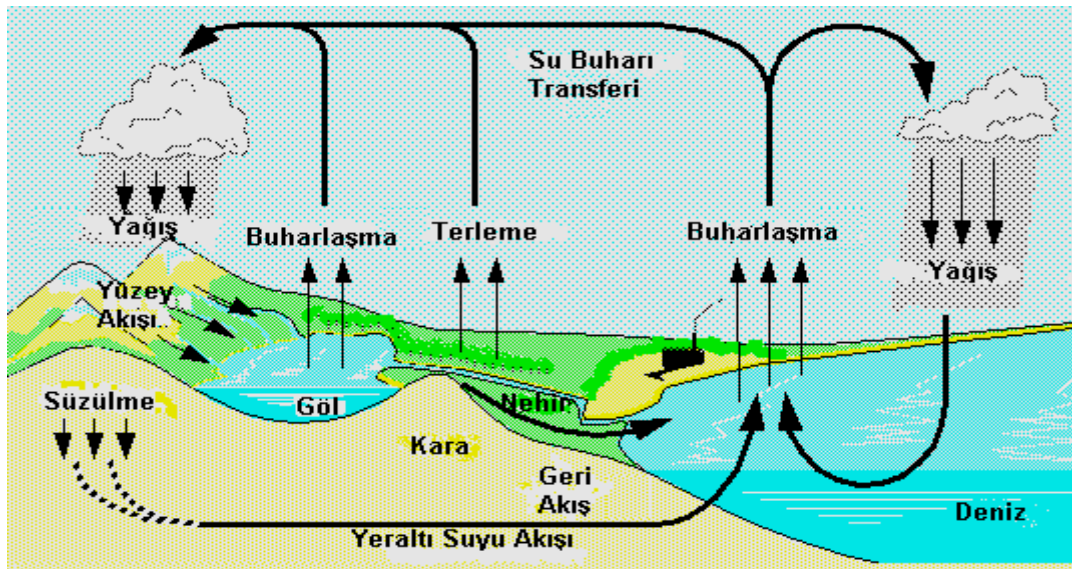
Çevreyi ve atmosferi kirleten fosil yakıtların kullanımına halen birincil enerji kaynağı olarak devam edilirken, mevcut rezervlerin giderek azalması, yeniden üretilebilir olmamaları ve bunun yanı sıra çevre kirliliği, iklim değişiklikleri gibi olumsuz etkileriyle birlikte, dünya için yakın gelecekte bir enerji krizi ihtimalini gündeme taşımakta, ülkeleri yenilenebilir ve sürdürülebilir gibi alternatif enerji kaynakları arayışlarına sevk etmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının başında ise hidroelektrik enerji kaynakları yer almaktadır.

Bu tezde, Türkiye'nin 26 ana havzasından biri olan Sakarya havzasının hidroelektrik potansiyeli analiz edilerek uygun görülen akarsular üzerinde hidroelektrik santraller (HES'ler) projelendirilmesi önerilmiştir.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

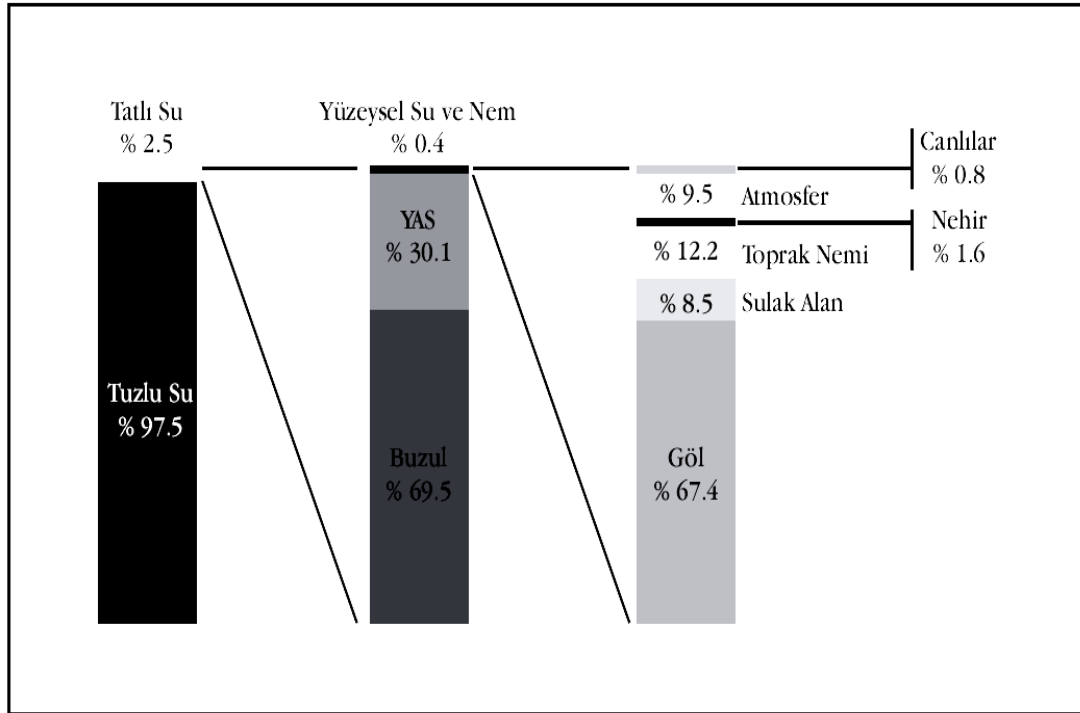
Bilinen tüm yaşam formları için gerekli olan su, renksiz, tatsız ve kokusuz bir madde olarak tanımlanmaktadır. Canlıların varlıklarını sürdürebilmesi için yeterli ve temiz (sağlıklı) suya gereksinimleri vardır. Birleşmiş Milletler Çevre Programı, Dünya’da 1,4 milyar km³ su olduğunu belirtmektedir. Ancak, bu miktarın çok küçük bir oranı kullanılabilir durumdadır.

Su canlı yaşamı için vazgeçilmez bir bileşiktir. Yeryüzünde sıvı, katı ve gaz olmak üzere üç fazda bulunabilen tek maddedir. Bulutlardaki su (su buharı), suyun gaz fazının, deniz, göl ve akarsulardaki su, suyun sıvı fazının, kar, dolu ve buzullardaki su ise, suyun katı fazının tipik örnekleridir. Su yerkürede bu fazları oluştururken konumsal olarak da dinamik bir karaktere sahiptir. Suyun bu dinamik özelliği “su döngüsü hidrolojik çevrim” olarak bilinen süreç içinde kendini gösterir (Şekil 1.1).



Şekil 1.1. Hidrolik Çevrim

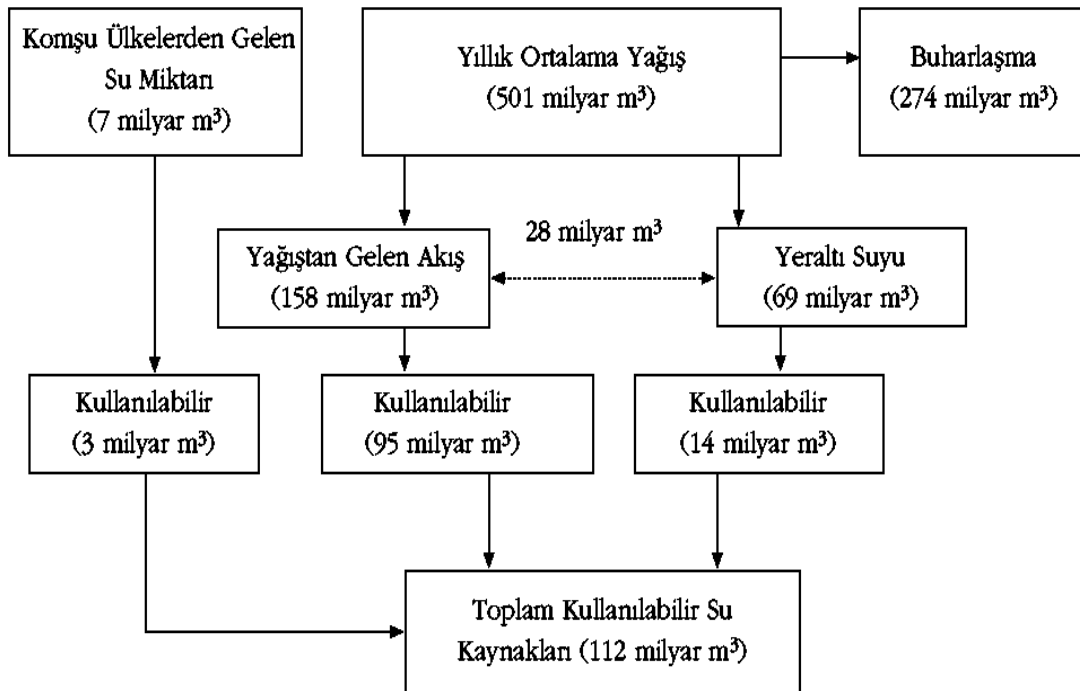
Dünya'daki toplam su miktarı yerkürenin dörtte üçünü kaplamaktadır. Ancak, bu miktarın tamamına ulaşılabilmesi kullanılabilmesi teknik ve ekonomik yönlerden mümkün değildir. Çünkü suların % 97.5'i deniz ve okyanuslarda tuzlu su olarak bulunmakta olup, sadece % 2.5'lik kısmı tatlı sudur. Tatlı suyun önemli bölümü ise (% 69.5) kutuplarda buzul olarak veya donmuş toprak tabakasında bulunmaktadır. Tatlı suların yaklaşık %30.1'i yer altı suyu, kalan % 0.4'lük bölümü ise yüzey ve atmosfer suları olarak tatlı su gölleri, yüzeysel sular, sulak alanlar, atmosfer, toprak ve canlılardır (Şekil 1.2). Tipik su kaynaklarından biri olan akarsu ve göllerdeki su miktarının dünyadaki toplam mevcut su miktarına oranının, yaklaşık on binde bir buçuk gibi çok düşük bir seviyede olduğu görülmektedir [1].



Şekil 1.2. Yeryüzünde Su Kaynaklarının Dağılımı

Teorik olarak karalardaki (kıta içi) su kaynaklarının miktarının (niceliğini) oluşturan ve besleyen doğal olayın “yağış” olduğu kabul edilebilir. Yeryüzüne düşen toplam yağışın yılda 119.000 km³ olduğu, bunun 42.600 km³'ünün yüzeysel akışa geçerek nehirlere, denizlere ve kapalı havzalardaki göllere ulaştığı; 2.200 km³'ünün ise yeraltı suyunu beslediği belirtilmektedir [2].

Türkiye’de ise yıllık ortalama yağış 643 mm olup, yılda ortalama 501 milyar m³’lük suya karşılık gelmektedir. Bu suyun 274 milyar m³’ü toprak ve su yüzeyleri ile bitkilerden olan buharlaşma ve terleme yoluyla atmosfere geri dönmekte, 69 milyar m³’lük kısmı yer altı suyunu beslemekte, 158 milyar m³’lük kısmı ise akışa geçerek çeşitli büyüklükteki akarsular vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere boşalmaktadır. Yer altı suyunu besleyen 69 milyar m³’lük suyun 28 milyar m³’ü Pınaralar vasıtasıyla yüzeysel su kaynaklarına katılmaktadır. Ayrıca, Meriç ve Asi nehirleri gibi komşu ülkelerden Türkiye’ye sınır aşan sular olarak gelen yılda ortalama 7 milyar m³ su bulunmaktadır. Böylece, Türkiye’nin yıllık brüt yüzeysel su potansiyeli 193 (158+28+7) milyar m³ olarak hesaplanmıştır. Ancak, günümüz teknik ve ekonomik şartlarında, çeşitli amaçlara yönelik olarak tüketilebilecek yüzeysel su potansiyeli yurt içindeki akarsulardan 95 milyar m³, komşu ülkelerden Türkiye’ye gelen akarsulardan 3 milyar m³ olmak üzere yılda ortalama toplam 98 milyar m³’tür. Bu miktara 14 milyar m³ olarak belirlenen yer altı suyu potansiyeli de eklendiğinde, Türkiye’nin tüketilebilir yüzeysel ve yer altı su potansiyeli ortalama toplam 112 milyar m³ olarak belirtilmektedir [3,4] (Şekil 1.3).



Şekil 1.3. Türkiye'nin Su Kaynakları Potansiyeli

1.1. Yüzeysel Sular

Doğrudan atmosferle temas halinde olan kıta içi suları genelde “yüzeysel sular” şeklinde isimlendirilir, akarsular ve göller (doğal veya yapay) olmak üzere iki grupta toplanır [1].

1.1.1. Akarsular

Hidrolojik açıdan Türkiye 26 akarsu havzasına ayrılmıştır. Bu havzalar sırasıyla 1-Meriç-Ergene, 2-Marmara, 3-Susurluk, 4-Kuzey Ege, 5-Gediz, 6-Küçük Menderes, 7-Büyük Menderes, 8-Batı Akdeniz, 9-Antalya, 10-Burdur-Göl, 11-Akar çay, 12-Sakarya, 13-Batı Karadeniz, 14-Yeşilirmak, 15-Kızılırmak, 16-Konya kapalı Havzası, 17-Doğu Akdeniz, 18-Seyhan, 19-Asi, 20-Ceyhan, 21-Fırat, 22-Doğu Karadeniz, 23-Çoruh, 24-Aras, 25-Van ve 26-Dicle Havzaları'dır [5] (Şekil 1.4).



Şekil 1.4. Türkiye Akarsu Havzaları

Yukarıda ifade edildiği üzere, Türkiye’de teknik ve ekonomik açıdan kullanılabilir su potansiyeli 98 milyar m³ olarak belirtilmektedir. Mevcut durumda yüzey sularının 27.5 milyar m³’ü (yaklaşık %30) kullanılmaktadır. Bu değer, ülke ortalaması olup bazı akarsu havzalarında gelişme tamamlanmış ve ihtiyaç su potansiyelini aşma durumuna gelmiştir. Tablo 1.1’de havzalara göre yıllık ortalama akış değerleri ve havza nüfusları yer almaktadır [1].

Tablo 1.1. Havzaların Su Potansiyeli ve Nüfus Özellikleri

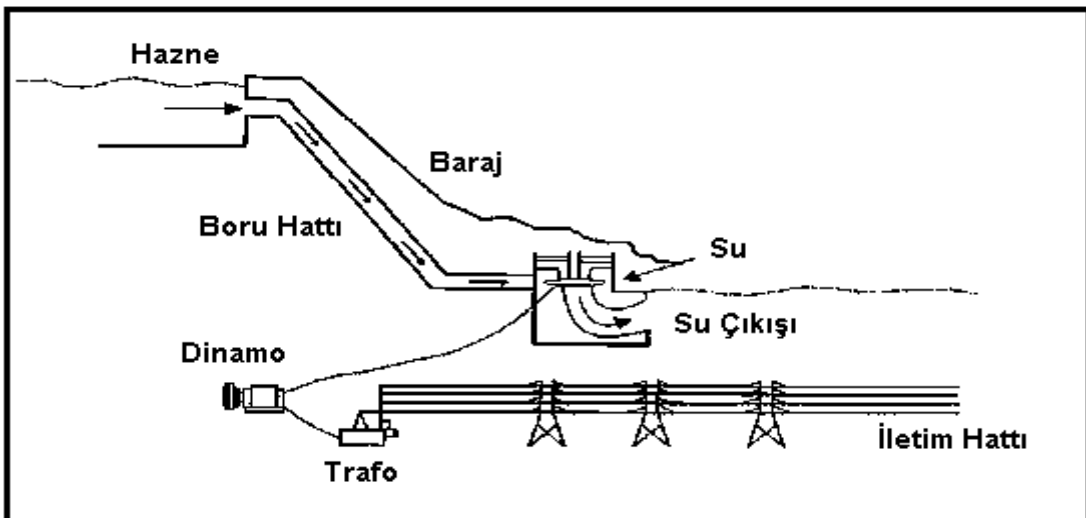
Havza No	Havza İsmi	Havza Alanı (km ²)	Nüfus (2000 yılı) (kişi)	Türkiye Akarsuları Su Potansiyeli		
				Yıllık Ortalama Akım (milyon m ³)	Yıllık Ortalama Yağış (mm)	Yıllık Ortalama Akım (milyon m ³)
1	Meriç- Ergene	14,560	980,905	1.33	83.3	38.5
2	Marmara	24,100	12,481,311	8.33	334.0	255.2
3	Susurluk	22,399	2,637,131	5.43	203.8	161.0
4	Kuzey Ege	10,003	751,113	2.09	231.4	66.2
5	Gediz	18,000	1,581,398	1.95	107.5	58.6
6	Küçük Menderes	6,907	3,142,603	1.19	157.7	35.8
7	Büyük Menderes	24,976	1,929,397	3.06	122.9	97.1
8	Batı Akdeniz	20,953	1,066,630	8.93	448.8	321.1
9	Antalya	19,577	1,882,851	11.06	728.1	335.1
10	Burdur Göller	6,374	292,840	0.5	51.3	14.3
11	Akarçay	7,605	500,979	0.49	52.5	14.0
12	Sakarya	58,160	6,101,234	6.4	105.3	188.7
13	Batı Karadeniz	29,598	1,959,308	9.93	337.9	317.9
14	Yeşilırmak	36,114	3,003,142	5.8	159.4	182.8
15	Kızılırmak	78,180	4,167,766	6.48	79.2	197.4
16	Konya Kapalı	53,850	3,048,395	4.52	85.5	154.2
17	Doğu Akdeniz	22,048	1,768,047	8.07	448.8	345.7
18	Seyhan	20,450	1,544,830	8.01	349.2	229.5
19	Asi	7,796	1,332,737	1.17	152.5	37.0
20	Ceyhan	21,982	2,286,178	7.18	333.1	224.0
21	Fırat	127,304	6,910,866	31.61	261.4	992.3
22	Doğu Karadeniz	24,077	2,882,208	14.9	684.3	521.3
23	Çoruh	19,872	432,259	6.3	330.3	208.3
24	Aras	27,548	808,570	4.63	171.3	149.8
25	Van Kapalı	19,405	874,524	2.39	171.8	82.9
26	Dicle	57,614	3,349,716	21.33	428.3	700.8
	Toplam	779,452	67,716,938	183.08		5,929.5

1.2. Türkiye’de Su Kullanımı ve İdari Uygulamalar

Su, “çok amaçlı kullanımı” olan vazgeçilmez bir maddedir. Dolayısıyla su kullanımının yönetiminde, idare kullanım niteliğine bağlı olarak çeşitli uygulamalar yapılabilir. Bu uygulamalarda merkezi veya yerel yönetimler, yetki ve sorumluluğu taşıyıp, yatırım ve işletmeyi üstlerine alarak, kamu ağırlıklı bir uygulama tercihi içine girebilirler. Buna karşılık, idareler tüm yetki ve sorumluluklarını, yatırım ve işletme devri şeklinde özel sektöre ve özel sermayeye bırakabilirler. Bu iki uç uygulama arasında, idareler su kullanım amacı (enerji üretimi, içme ve kullanma suyu temini, vb.) teknik ve finansal kapasiteye bağlı olarak farklı uygulamalar gerçekleştirilebilir [1].

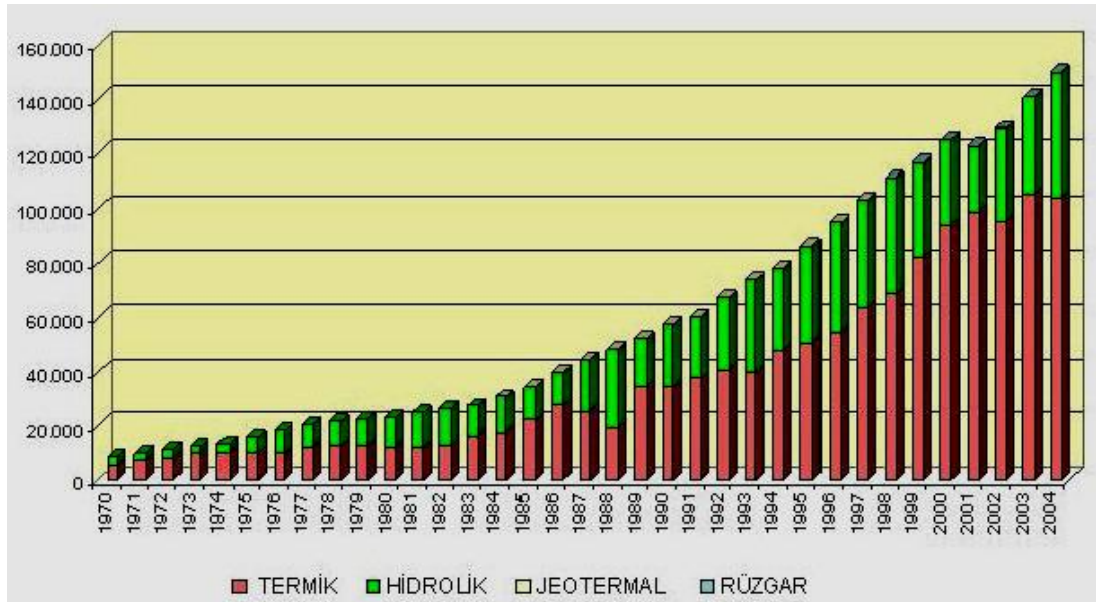
1.2.1. Hidroelektrik enerji üretimi amaçlı su kullanımı

Hidrolik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesiyle sağlanan bir enerji türüdür. Suyun bir boru hattı vasıtasıyla üst seviyelerden alt seviyelere düşmesi sonucu açığa çıkan potansiyel enerji, türbinlerin dönmesinin sağlamakta ve türbinler ile üreteçler yardımıyla bu potansiyel enerji öncelikle kinetik enerjiye ve sonra elektrik enerjisine dönüştürülmektedir (Şekil 1.5).



Şekil 1.5. Hidroelektrik Güç Üretim Prensibi

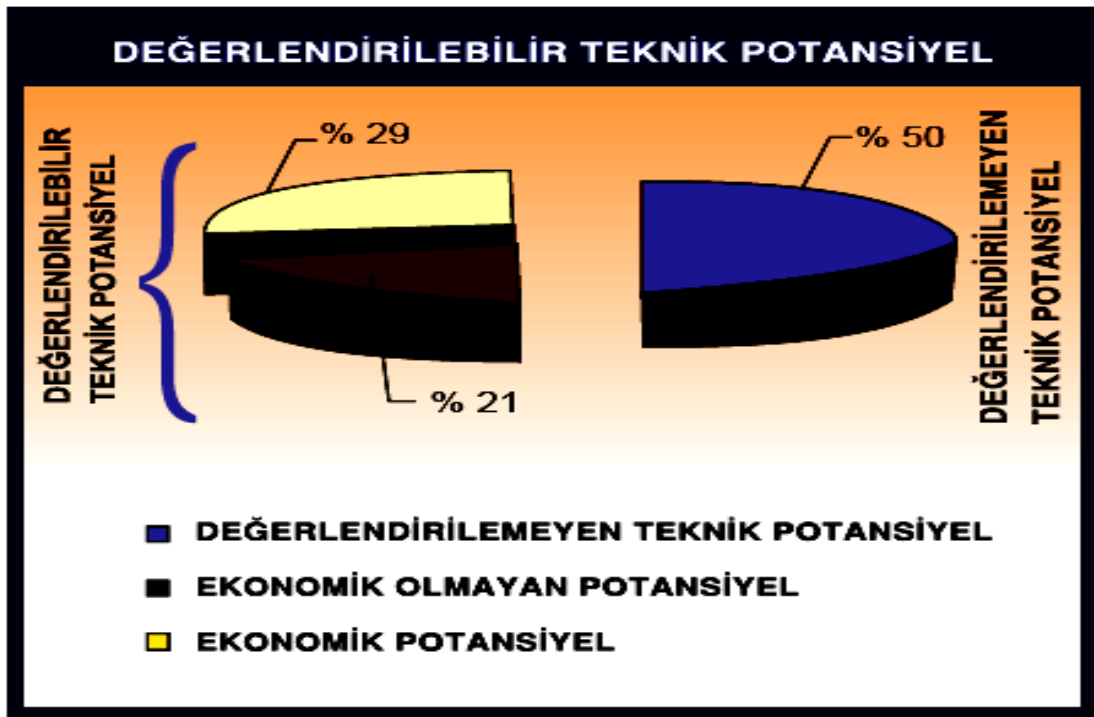
Gelişen ekonomik kalkınma ve sanayileşmeye bağlı olarak Türkiye’de enerji ihtiyacı da artmaktadır (Şekil 1.6). Türkiye’de 1950’lerde yılda sadece 800 GWh (gigavatsaat) enerji üretimi yapılırken, bugün bu oran yaklaşık 220 misli artarak yılda 176 300 GWh’e ulaşmıştır. DSI Genel Müdürlüğü tarafından açıklanan verilere göre enerji üretimimizin %25’i yenilenebilir kaynak olarak nitelendirilen hidrolik kaynaklardan, %75’i ise fosil yakıtları olarak adlandırılan termik (doğal gaz, linyit, kömür, fueloil gibi) kaynaklardan üretilmektedir. 2030 yılına kadar elektrik enerjisi talebindeki artışın yıllık % 6-8 oranında gerçekleşeceği öngörülmekte olup bu artışın yeşil enerji olarak nitelendirilen hidroelektrik, rüzgâr, güneş ve biokütle gibi kaynaklardan geliştirilmesi önemli görülmektedir [6].



Şekil 1.6. Türkiye’deki Elektrik Enerjisi Üretimini ve Kaynaklarının Yıllara Göre Değişimi

Bir ülkede, ülke sınırlarına veya denizlere kadar bütün doğal akışların % 100 verimle değerlendirilebilmesi varsayımına dayanılarak hesaplanan hidroelektrik potansiyel, o ülkenin brüt teorik hidroelektrik potansiyelidir. Türkiye’nin brüt teorik hidroelektrik potansiyeli yukarıda belirtildiği üzere 433 milyar kWh olup, dünyadaki toplam teorik hidroelektrik potansiyelin yaklaşık % 1’ine, Avrupa’daki potansiyelin ise yaklaşık % 16’sına karşılık gelmektedir. Mevcut teknolojilerle bu potansiyelin tümünün kullanılması mümkün değildir [6,7]. Teknolojik imkânlar doğrultusunda

değerlendirilebilecek maksimum potansiyele teknik kullanılabilir hidroelektrik potansiyel denir. Teknik olarak kullanılabilir potansiyelin, brüt potansiyelin yaklaşık yarısı (216 kWh) olduğu ifade edilmektedir. Öte yandan, teknik yapılabilirliği olan her tesisi ekonomik yapılabilirliği olan tesis demek değildir [6]. Teknik potansiyelin, mevcut ve beklenen yerel ekonomik şartlar içinde geliştirilebilecek bölümü ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyel olarak adlandırılır. Şekil 1.7'den de görüleceği üzere, hem teknik hem de ekonomik olarak kullanılabilir hidrolik enerji potansiyelimi yaklaşık 140 milyar kWh olarak açıklanmaktadır. Çevre Durum Raporu'na göre (2008) belirtilen potansiyelin henüz % 35'i değerlendirilmiştir [6,8].



Şekil 1.7. Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

Türkiye'de hidroelektrik potansiyelin geliştirilerek ülke ekonomisinin istifadesine sunulmasında Devlet Su İşleri (DSİ) ve Elektrik Etüt İdaresi (EİEİ) görevlidir. EİEİ daha çok etüt ve planlama aşamasında, DSİ ise planlamayla birlikte projelerin hayata geçirilmesinde sorumluluk almaktadır. Günümüz itibarıyla Türkiye'de 172 adet hidroelektrik santral işletmede bulunmaktadır. Bu santraller 13.700 MW'lık kurulu güce ve toplam potansiyelin % 35'ine karşılık gelen üretim kapasitesine sahiptir. İnşa

halinde 148 Hidroelektrik Santral (HES) bulunmakta olup toplam potansiyelin %14'ü olan 20.000 GWh'lık yıllık üretim kapasitesine sahiptir (kurulu güç 8.600 MW). Geriye kalan 72.000 GWh/yıl'lık potansiyeli kullanabilmek için ileride 1.418 hidroelektrik santral yapılması ve böylelikle toplam sayının 1.738'e ulaşması planlanmaktadır [6].

Yukarıda da belirtildiği üzere, ekonomik durgunluklar dikkate alınmazsa Türkiye'de elektrik tüketiminin her yıl % 8 civarında arttığı belirtilmektedir. Türkiye bu talebi karşılamak için yeni projelerine her yıl 3-4 milyar ABD Doları ayırmak zorundadır [5]. Uluslar arası Enerji Ajansı'nca (IEA) 2020 yılında dünya enerji tüketimi içerisinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payının bugüne göre % 53 oranında artacağı öngörülmüştür. Avrupa Komisyonu Birlik stratejileri kapsamında Avrupa Birliği (AB) içerisinde 2010 yılına kadar iç brüt enerji tüketimindeki yenilenebilir enerji payını iki katına (% 6'dan % 12'ye), elektrik üretimi kapsamında ise % 22.1'e çıkartmak için bir eylem planını yürürlüğe koymuştur. Bu anlayışla, bütün dünyada olduğu gibi Türkiye'de de kendine yeterli, sürekli, güvenilir, ekonomik ve çevreyle dost (yeşil enerji) elektrik enerjisi tesislerinin planlanarak işletmeye alınması gerekmektedir [9].

Türkiye'de 26.06.2003 tarihinde yürürlüğe giren "Su Kullanım Hakkı" anlaşması ile 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde, tüzel kişiliğe haiz özel sektörün elektrik üretiminde bulunabilmesine imkân sağlamıştır (Elektrik piyasasında üretim faaliyetinde bulunmak üzere, su kullanım hakkı anlaşması imzalanmasına ilişkin usul ve esaslar hakkında yönetmelik). Anlaşma ile gelecekte muhtemel enerji açığının yerli kaynaklar ile karşılanması, doğalgaz ve petrol fiyatlarındaki artışlar dikkate alındığında, dışa bağımlılığın azalması hedeflenmiştir. Ayrıca, rekabet ortamı tesis edilerek, ucuz enerji temini sağlanması ve özel sektör yatırımlarıyla projelerin daha kısa sürede tamamlanması amaçlanmaktadır [10].

Türkiye'de Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yürütülen Yap-İşlet-Devret (YİD) modeli çerçevesinde "Otoprodüktörlük" veya işletmede bulunan hidroelektrik santrallerin "İşletme Hakkının Devredilmesi-TOR" uygulaması ve DSİ

tarafından yürütülen “% 100 Dış Kredili Anahtar Teslimi” modelleri ile hidroelektrik santrallerin inşa edilmesinin önemli gelişmeler kaydedilmiş bulunmaktadır. Hâlihazır durumda Türkiye’de değişik kurumlar tarafından inşa edilmiş 172 adet HES bulunmaktadır [11].

YİD modelinde, özel sektörün bir sahipliği söz konusu değildir. Devlet tekelinde olan bir görevin, bir sözleşme çerçevesinde kendi denetiminde bir özel şirket eliyle gerçekleştirilmesi sağlanmaktadır. Ancak, YİD modelinin devret aşamasına yöneltilen eleştiriler sonucu yeni arayışlara yönelinmiştir. Yap-İşlet (Yİ) modeli böyle bir arayışın ürünü olarak önce 08.06.1996 tarih ve 96/8269 sayılı bir Bakanlar Kurulu Kararı BKK (Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması Hakkında Bakanlar Kurulu Kararı) düzenlenmiş ve buna dayalı olarak bir tebliğ çıkarılmıştır. Ancak hem bu BKK ve hem de tebliğle yapılan düzenlemelerin yasal dayanağı bulunmadığı nedeniyle Danıştay tarafından yürütülmesinin durdurulmasına karar verilmiştir. Bunun üzerine 16.07.1997 tarih ve 4283 sayılı “Yap-İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının düzenlenmesi Hakkında Kanun” çıkarılmıştır. Bu yasa ile hidroelektrik, jeotermal, nükleer santraller ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları ile çalıştırılacak santraller kapsam dışında tutulmuş olup, sadece termik santrallerin kurulması, işletilmesi ve üretilecek elektrik enerjisinin belli esaslar ve usuller çerçevesinde satışını öngören bir model getirilmiştir. Buna göre, Yİ modeli çerçevesinde inşa edilecek tesisler özel sektörün sahipliğinde olacaktır. 4283 sayılı çerçevesinde inşa edilecek tesisler özel sektörün sahipliğinde olacaktır. 4283 sayılı bu yasaya dayalı olarak bu kanunun uygulamasına ilişkin usul ve esasları düzenleyen Yönetmelik 29.08.1997 tarihinde 23095 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanmıştır (97/9853 BKK). Yasa ve Yönetmelik uyarınca yapılacak olan tesisin sahipliği proje şirketine ait olacak, işlemler TEAŞ tarafından yürütülecektir (teklif alam, tekliflerin değerlendirilmesi, şirket ile sözleşme imzalama gibi). Sözleşme süresi 20 yıl ile sınırlı olup, elektrik enerjisi satın alam garantisi ise yapılacak olan sözleşmelerde yer alacaktır [1].

1.3. Dünyada Enerji

Dünyada hızla gelişen endüstrileşme ile enerji ve buhar gücü ihtiyacı da sürekli olarak artmış ve bunun bir sonucu olarak da kömür kullanımında hızlı bir artış gözlenmiştir. Ancak, daha sonraları elektrik enerjisinin kullanılmaya başlanması ve içten yanmalı motorların kullanım alanının genişlemesi ile elektrik üretiminde kömür ve petrol kullanımı çok büyük bir hızla artmış ve sonunda endüstri ve çağdaş yaşam için önemli bir hammadde olan fosil yakıtlar olmuştur [12].

Dünyada elektrik üretiminde kullanılan yakıtlar incelendiğinde % 60 ile en büyük payı kömür, petrol ve doğalgazdan oluşan fosil yakıtlar almaktadır. Fosil yakıtlar hemen, hemen bütün ülkelerde temel enerji üretim kaynağı olarak kullanılmaktadır. Fosil yakıtların çevre etkileri incelendiğinde, karşımıza sera etkisi, asit yağmurları ve hava kirliliği çıkar [12,24].

Dolayısıyla, hava kirliliği konusunda çok daha az zararlı olan hidroelektrik santraller ile üretilmekte olan elektrik, dünyadaki toplam elektrik üretiminin yaklaşık % 23'ünü oluşturmaktadır. Ancak, hidroelektrik santrallerle enerji üretimi için uygun coğrafi koşulların sağlanması gerekmektedir. Günümüz koşullarında kullanılabilir hidroelektrik kapasitenin büyük bir bölümü hâlihazırda kullanılmaktadır [12].

Hidroelektrik santrallerin çevre ile etkileşimlerine gelince, biriktirmesiz (düşülü) hidroelektrik santrallerin çevre ile olumsuz etkileşimi hemen, hemen yok denilecek kadar azdır. Biriktirmeli (rezervuarlı veya barajlı) hidroelektrik santrallerde ise, büyük su rezervuarlarının oluşması nedeniyle ortaya çıkan toprak kaybı sonucu doğal ve jeolojik dengenin bozulabilmesi olasıdır. Bu rezervuarlarda oluşan bataklıklarda, metan gazı oluşumu için uygun bir ortam teşkil edebilirler. Yakın geçmişte dünyanın değişik bölgelerindeki bazı barajların yıkılması sonucu meydana gelen kazalar pek çok kişinin ölümüne, çok miktardaki ekili, dikili alanların zarar görmesine neden olmuştur [12].

Dünyadaki toplam elektrik üretiminin % 17'lik önemli bir bölümü, nükleer reaktörler tarafından sağlanmaktadır. Bu oran gelişmiş ülkelerde çok daha yüksek rakamlara ulaşmaktadır. Örneğin fosil yatakları kısıtlı olan Fransa, elektriğin % 70'ini nükleer enerji ile sağlamaktadır [12].

Dünyanın geleceği yeni enerji kaynakları bulunmasına bağlıdır. Çünkü mevcut fosil yakıt kaynakları tükenmektedir. Süratle artan dünya nüfusunun 2012 yılında 7 milyara ulaşması beklenmektedir. Yaşam standartlarının artması, enerji ihtiyacının da artmasına sebep olacaktır. Dünya sağlık örgütünün 1991 yılında belirttiği gibi bir ülkenin elektrik kullanımı o ülkenin sosyoekonomik gelişmesinin bir göstergesidir. Elektrik kullanımı gelişmiş ülkeler halklarına daha iyi hizmet sunabilirler [12].

Tablo 1.2. Dünyanın Hidroelektrik Enerji Potansiyeli [DSİ, 2008].

Bölge	Brüt Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik ve Ekonomik Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)
Afrika	4.000.000	1.665.000	1.000.000
Asya	1.900.000	680.000	360.000
Avustralya/Okyanusya	600.000	270.000	105.000
Avrupa	3.150.000	1.225.000	800.000
K. ve Orta Amerika	6.000.000	1.500.000	1.100.000
Güney Amerika	7.400.000	2.600.000	2.300.000
Dünya	40.150.000	14.060.000	8.905.000
Türkiye	433.000	216.000	140.000
Türkiye / Dünya (%)	1.07	1.54	1.57

1.4. Türkiye’de Enerji

Dünyada hızlı nüfus artışı ve gelişen teknolojiden dolayı her geçen gün enerji ihtiyacı artmaktadır. Enerji talebindeki bu hızlı artışı karşılamak için, ağırlıklı olarak fosil yakıt kaynaklarının kullanıldığı bilinmektedir. Bu enerji kaynakları, kullanımlarındaki artışla orantılı olarak hızla tükenmekte olup, ayrıca önemli ölçüde çevresel kirliliğe de neden olmaktadır. Bu sebeple, bazı gelişmiş ülkeler kendi enerji taleplerindeki artışı karşılayabilmek için yeni, yenilenebilir ve temiz enerji kaynaklarına yönelmişlerdir. Türkiye’nin mevcut su potansiyele düşünüldüğünde, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olarak hidroelektrik enerji üretiminin, Türkiye’nin içinde bulunduğu gelişim sürecinde ihtiyaç duyacağı elektrik enerjisini karşılamada çok önemli bir yerli enerji kaynağı konumunda olacağı beklenmektedir [13,21].

Gelişmekte olan Ülkeler arasında ön sıralarda yer alan Türkiye, enerji konusunda hala yeterli ve net çözümler üretebilmiş değildir. Türkiye zengin yer altı ve yer üstü kaynaklarına sahip olmasına rağmen enerji üretimi konusunda dışa bağımlılığı devam etmektedir [14].

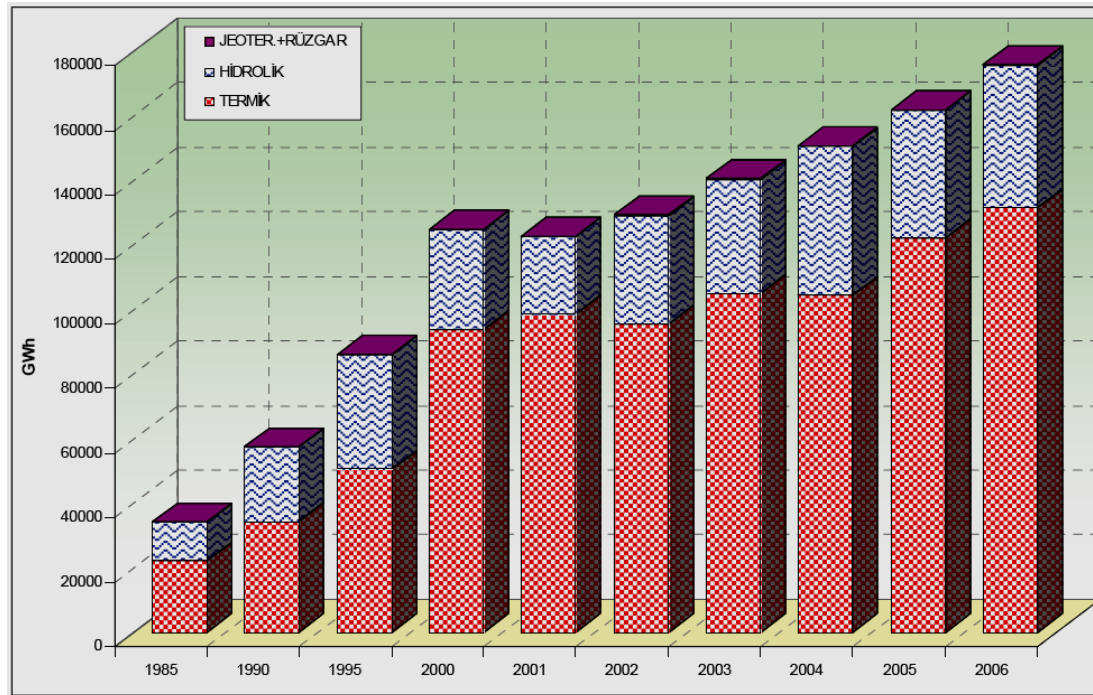
Enerjinin her alanda kaçınılmaz bir ihtiyaç olduğu düşünüldüğünde, ülke olarak enerji konusunda önemli adımlar atmamız ve enerji kaynaklarımızı en verimli şekilde kullanmamız gerekmektedir [15]. Türkiye’nin enerji üretiminde kullanmakta olduğu veya kullanabileceği enerji kaynakları irdelenecek olursa;

1.4.1. Türkiye’nin enerji kaynakları

Türkiye’nin başlıca enerji kaynakları, bu kaynakların yerleri ve yaklaşık potansiyelleri aşağıda verildiği gibidir [9].

Tablo 1.3. Türkiye Enerji Üretimine Yakıt Cinslerine Göre Yıllar İtibariyle Dağılımı

	KÖMÜR	SIVI YAKIT	DOĞAL GAZ	YENİLEN. + ATIK	HİDROLİK	JEOTERMAL + RÜZGAR	TOPLAM
1985	15027,8	7082,0	58,2	0,0	12044,9	6,0	34218,9
1990	20181,3	3941,7	10192,3	0,0	23147,6	80,1	57543,0
1995	28046,9	5772,0	16579,3	222,3	35540,9	86,0	86247,4
2000	38186,3	9310,8	46216,9	220,2	30878,5	108,9	124921,6
2001	38417,5	10366,2	49549,2	229,9	24009,9	152,0	122724,7
2002	32149,1	10743,8	52496,5	173,7	33683,8	152,6	129399,5
2003	32252,9	9196,2	63536,0	115,9	35329,5	150,0	140580,5
2004	34447,6	7670,3	62241,8	104,0	46083,7	150,9	150698,3
2005	43192,5	5482,5	73444,9	122,4	39560,5	153,4	161956,2
2006	46307,1	7697,5	77386,9	120,6	44157,7	223,5	175893,3



Şekil 1.8. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimine Yıllar İtibariyle Gelişimi

Tablo 1.4. Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminde Birincil Enerji Kaynak Paylaşımını Yıllar İtibariyle Gelişimi

TÜRKİYE BRÜT ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNDE BİRİNCİL ENERJİ KAYNAK PAYLARININ YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ												
YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	FUEL-OİL	MOTORİN	LPG	NAFTA	YEN.+ATIK	DOĞAL GAZ	TOPLAM TERMİK	TOPLAM HİDROLİK	Birim : %	
											JEOTERMAL +RÜZGAR	GENEL TOPLAM
1970	16,0	16,7	27,1	3,1			1,9		64,8	35,2		100,0
1975	9,1	17,2	30,1	4,4			1,4		62,2	37,8		100,0
1980	3,9	21,7	22,4	2,6			0,6		51,2	48,8		100,0
1981	3,6	21,3	21,1	2,5			0,4		48,9	51,1		100,0
1982	3,4	20,8	20,0	2,4					46,6	53,4		100,0
1983	2,9	28,5	23,2	3,9					58,5	41,5		100,0
1984	2,3	30,7	21,9	1,1					56,0	43,9	0,1	100,0
1985	2,1	41,8	20,5	0,2				0,2	64,8	35,2	0,0	100,0
1986	2,0	47,0	17,5	0,1				3,4	70,0	29,9	0,1	100,0
1987	1,4	38,4	12,2	0,2				5,7	57,9	42,0	0,1	100,0
1988	0,7	25,3	6,8	0,1				6,7	39,6	60,3	0,1	100,0
1989	0,6	38,3	8,1	0,1				18,3	65,4	34,5	0,1	100,0
1990	1,1	34,0	6,8	0,0				17,7	59,6	40,2	0,2	100,0
1991	1,7	34,1	5,6	0,0			0,1	20,8	62,3	37,6	0,1	100,0
1992	2,7	33,8	7,8	0,0			0,1	16,0	60,4	39,5	0,1	100,0
1993	2,4	29,7	7,0	0,0			0,1	14,6	53,8	46,1	0,1	100,0
1994	2,5	33,5	7,1	0,0			0,1	17,6	60,8	39,1	0,1	100,0
1995	2,6	29,9	6,4	0,3			0,3	19,2	58,7	41,2	0,1	100,0
1996	2,7	29,3	6,5	0,4			0,2	18,1	57,2	42,7	0,1	100,0
1997	3,2	29,6	6,3	0,5	0,1		0,3	21,4	61,4	38,5	0,1	100,0
1998	2,7	29,5	6,6	0,3	0,2	0,1	0,2	22,4	61,9	38,0	0,1	100,0
1999	2,7	29,1	5,6	0,6	0,2	0,5	0,2	31,2	70,1	29,8	0,1	100,0
2000	3,1	27,5	6,0	0,8	0,3	0,4	0,2	37,0	75,2	24,7	0,1	100,0
2001	3,3	28,0	7,2	0,7	0,1	0,4	0,2	40,4	80,3	19,6	0,1	100,0
2002	3,1	21,7	7,4	0,2	0,0	0,7	0,1	40,6	73,8	26,0	0,2	100,0
2003	6,1	16,8	5,8	0,0	0,0	0,8	0,1	45,2	74,8	25,1	0,1	100,0
2004	7,9	14,9	4,4	0,0	0,0	0,6	0,1	41,3	69,2	30,6	0,2	100,0
2005	8,1	18,5	3,2	0,0	0,0	0,2	0,1	45,3	75,4	24,4	0,2	100,0
2006	8,0	18,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,1	45,8	74,8	25,1	0,2	100,0
2007	7,9	20,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,1	49,6	81,0	18,7	0,3	100,0

1.4.1.1. Taşkömürü

Birinci jeolojik zamanda oluşmuş organik tortul kayalardandır. Türkiye taşkömürü yatakları bakımında fazla zengin sayılmaz. Türkiye’de Zonguldak, Amasra, Ereğli arasındaki sahada çıkarılan taşkömürü çok fazla olmasa da önemli bir potansiyele sahiptir. Taşkömürü özellikle Demir-Çelik sanayisinde enerji kaynağı olarak tüketilmektedir.

1.4.1.2. Linyit

Türkiye’nin genelde en zengin enerji kaynaklarından biridir. Bütün bölgelerde linyit rezervi bulunmaktadır. Taşkömürüne göre kalorisi daha azdır. Ancak yaygın olduğundan enerji ihtiyacımızın en önemli kısmını karşılamaktadır.

Linyit yatakları Afşin, Elbistan (K. Maraş), Tavşanlı, Seyitömer (Kütahya), Soma (Manisa), Yatağan (Muğla), Saray (Tekirdağ), Aşkale (Erzurum), Aydın, Amasya ve Yozgat çevresinde bulunmaktadır. Linyitten elektrik enerjisi elde eden termik santrallerimiz, Soma, Tunçbilek, Seyitömer, Afşin – Elbistan, Yatağan ve Orhaneli termik santralleridir.

1.4.1.3. Petrol

Günümüzün en önemli enerji kaynaklarından biri petroldür. Petrol ulaşım araçlarında başlıca yakıt olarak kullanılmakla birlikte; plastik, gübre, boya gibi değişik sanayilerde de kullanılmaktadır. Türkiye’deki petrol yatakları fazla zengin değildir. Bu sebeple ihtiyacımızın % 90’ına yakını ithal etmekteyiz.

Türkiye’deki petrol yataklarının % 98’i Güney Doğu Anadolu Bölgesi’nde yer almakta ve Türkiye’deki petrolün tamamına yakın bir bölümü bu bölgedeki Raman, Garzan, Kurtalan, Adıyaman ve Mardin çevresinden çıkarılmaktadır. Türkiye’de

çıkarılan ve ithal edilen petrol, Orta Anadolu (Kırıkkale), Aliğa (İzmir), Ataş (Mersin), İpraş (İzmit) ve Batman rafinerilerinde işlenmektedir.

1.4.1.4. Doğalgaz

Türkiye, doğal gaz yatakları bakımından da çok zengin bir ülke değildir. Şuanda sadece Trakya'da Hamitabat ve Güneydoğu Anadolu'da Mardin – Çamurlu sahasında üretim yapılmaktadır. Hamitabat'tan çıkarılan doğal gazdan aynı yerde elektrik enerjisi üretilir. Ülkenin doğalgaz ihtiyacının önemli bir kısmı, Rusya Federasyonu ve Cezayir'den ithal edilmektedir.

1.4.1.5. Su gücü (hidroelektrik) enerji

Barajlardaki suyun veya yüksek düşüye sahip akarsuların, elektrik üreten santralleri çalıştırılması ile oluşan enerjiye hidroelektrik enerjisi denir.

Türkiye'de elektrik ihtiyacının % 40'lık kısmı hidroelektrik santrallerden elde edilmektedir. Keban, Karakaya, Atatürk, Hirfanlı, Seyhan, Kemer ve Demirköprü gibi birçok baraj elektrik ihtiyacımızı karşılamaktadır.

Dışarıya akıntısı olan Hazar, Çıldır, Tortum ve Kovada gölleri gibi bazı göllerimiz, tabii baraj özelliğine sahip olduğundan bu göllerimizden de elektrik üretilmektedir.

1.4.1.6. Rüzgâr gücü

Rüzgâr gücü enerji olarak, dünyada eskiden beri yel değirmenlerinde ve yelkenli gemilerde kullanılmaya başlanmış. Fakat elektrik ve petrol enerjisinin devreye girmesiyle rüzgâr gücünün kullanım alanı giderek azalmış ve günümüzde yok denilecek seviyelere inmiştir.

1.4.1.7. Jeotermal enerji

Jeotermal enerji, yeraltındaki sıcak sulardan ya da su buharından elde edilir. Türkiye yakın bir jeolojik devirde oluştuğundan ve genç kıvrım dağları kuşağında bulunduğundan dolayı, fay hatları ve fay kaynakları oldukça yaygındır. Özellikle ege Bölgesi'ndeki Germencik (Aydın), Balçova (İzmir), Sandıklı (Afyon) ve Sarayköy (Denizli) civarında sıcak su kaynakları bulunmaktadır. řu anda sadece Sarayköy'de elektrik enerjisi üreten jeotermal santral bulunmaktadır.

1.4.1.8. Radyoaktif mineraller

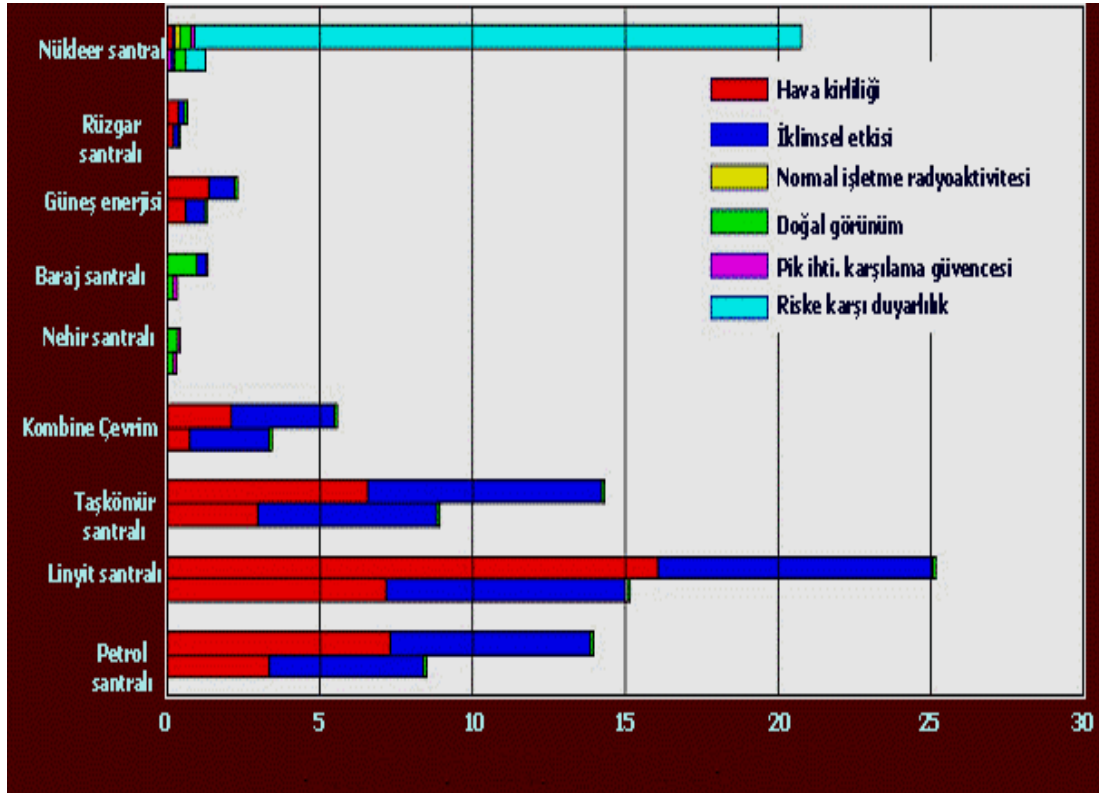
Radyoaktif mineraller, nükleer enerji üretiminde kullanılır. Uranyum ve toryum gibi radyoaktif maddelerin parçalanmasıyla enerji elde edilir. Türkiye'de Aydın, Uşak, Manisa, Çanakkale ve Yozgat yörelerinde bol miktarda uranyum, Eskişehir çevresinde yeterince toryum yatakları tespit edilmiştir. Fakat Türkiye'de şuanda çeşitli nedenlerden dolayı radyoaktif maddelerden nükleer enerji üretimi yapılamamaktadır.

1.4.1.9. Güneş enerjisi

Türkiye özellikle güney bölgeleri başta olmak üzere güneş enerjisinden iyi yararlanabilecek bir konuma sahiptir. Bu enerjiden, en çok su ısıtmada faydalanılır. Ayrıca, sera ısıtılması, su pompası çalıştırılması, bazı elektronik aletlerin çalıştırılması, gibi birçok işlerde güneş enerjisi rahatlıkla kullanılmaktadır.

Tablo 1.5. Türkiye’de Yakıt Cinslerine Göre Enerji Tesisleri

TÜRKİYE’DE YAKIT CİNSLERİNE GÖRE ENERJİ TESİSLERİNİN KURULU GÜCÜ, ÜRETİM KAPASİTESİ VE KAPASİTE KULLANIM ORANLARI									
KURULU KAPASİTE VE YILLIK ÜRETİM		2007 yılı				2008 yılı (geçici)			
		KAPASİTE		KAPASİTE KULLANIM		KAPASİTE		Fiili	KAPASİTE KULLANIM
		Kurulu Güç(MW)	Üretim (GWh)	Üretim (GWh)	Oran (%)	Kurulu Güç (MW)	Üretim (GWh)	Üretim (GWh)	Oran (%)
TERMİK ENERJİ	KÖMÜR	10.197	66.899	53.431	80	10.534	69.107	53.873	78
	AKARYAKIT	2.471	16.119	6.527	40	2.551	16.642	14.809	89
	DOĞALGAZ	14.560	108.853	95.025	87	14.302	106.919	99.863	93
	DİĞER	43	313	214	68	43	313	204	65
TERMİK TOPLAMI		27.271	192.183	155.196	81	27.430	193.297	168.746	87
JEOTERMAL VE RÜZGÂR ENERJİ		169	620	511	82	730	2.675	1.104	41
HİDROELEKTRİK ENERJİ		13.395	48.112	35.851	75	14.199	51.001	35.532	70
GENEL TOPLAM		40.836	240.919	191.555	80	42.359	246.474	205.383	83



Şekil 1.9. Çeşitli Tipte Santrallerin Dezavantajlarının Ölçülebilir Gösterimi

1.5. Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Projeksiyonu

Türkiye'nin elektrik enerjisinin santral tiplerine göre 2010 – 2020 yılları itibariyle irdelenmesi geleceğe dönük bilgiler vermektedir [16].

Tablo 1.6. Türkiye'nin Uzun Dönem Elektrik Arz Projeksiyonu

Yıl	TÜRKİYE'NİN UZUN DÖNEM ELEKTRİK ARZ PROJEKSİYONU								
	2010			2015			2020		
		Yağış	Kurak		Yağış	Kurak		Yağış	Kurak
Santral Tipi	MW	Milyar kWh		MW	Milyar kWh		MW	Milyar kWh	
Termik	30 583	211	211	45 603	314	314	62 273	425	426
Yenilenebilir	18 234	62	46	25 670	89	60	34 076	118	77
Toplam Arz	48 817	273	257	71 273	403	374	96 349	544	503



Şekil 1.10. Toplam Kurulu Gücün Termik – Hidrolik ve Puant Talep Çizelgesi

2008 – 2017 döneminde belirlenen enerji talebinin karşılanması için 4319 MW'ı inşa halinde ve 12818 MW'ı lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santraller ve üretim planlama çalışması sonuçlarına göre toplam 34155 MW ilave kapasitenin sisteme dâhil olması ile kurulu güç 2017 yılında 91827 MW'a ulaşmaktadır [16,17].

2004 Yılı Plan Çalışması Baz Talep sonuçlarına göre sisteme ilave edileceği hesaplanan yeni kapasitenin hidrolik, termik ve rüzgar olarak yıllara göre dağılımı Şekil 1.6'da verilmektedir. Yıllar itibariyle kurulu gücün termik, hidrolik ve rüzgar olarak kaynaklara göre dağılımı Tablo 1.7'de ve Şekil 1.10'da verilmiştir.

Sonuç olarak mevcut sistem, 4319 MW inşa halinde ve Senaryoya göre 12818 MW lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen üretim tesislerinin proje üretimlerine göre 2014 yılından itibaren, güvenilir üretimlerine göre 2009 yılından itibaren Baz Enerji talebi karşılanamamaktadır [18].

Tablo 1.7. Kurulu Gücün Termik – Hidrolik Gelişimi (Baz Talep - Senaryo 1)

	TERMİK		HİDROLİK		RES+YENİLENEBİLİR		TOPLAM
	MW	%	MW	%	MW	%	MW
2008	27539	65	14043	33	845	2	42427
2009	28345	62	15727	35	1347	3	45419
2010	31327	61	18760	36	1487	3	51574
2011	35679	60	22124	37	1621	3	59424
2012	39984	60	24955	37	1746	3	66685
2013	42699	59	27687	38	1871	3	72257
2014	45779	59	30445	39	1996	3	78220
2015	49294	59	32430	39	2121	3	83845
2016	51309	59	33913	39	2246	3	87468
2017	53984	59	35472	39	2371	3	91827

Tablo 1.8. Türkiye'nin Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi (1913-2007)

TÜRKİYE KURULU GÜÇ VE ÜRETİMİNİN YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ										
ANNUAL DEVELOPMENT OF INSTALLED CAPACITY AND GENERATION IN TURKEY										
	KURULU GÜÇ (MW)					ÜRETİM (GWh)				
	INSTALLED CAPACITY					GENERATION				
YILLA	TERMİ	HİDROL	JEOT	TOPLA	ARTI	TERMİ	HİDROL	JEOTE	TOPLA	ARTI
YEARS	THER	HYDRO	GEOT	TOTAL	INCR	THER	HYDRO	GEOT	TOTAL	INCR
					%					%
1970	1509,5	725,4		2234,9	-	5590,2	3032,8		8623,0	-
1971	1706,3	871,6		2577,9	15,3	7170,9	2610,2		9781,1	13,4
1972	1818,7	892,6		2711,3	5,2	8037,7	3204,2		11241,9	14,9
1973	2207,1	985,4		3192,5	17,7	9821,8	2603,4		12425,2	10,5
1974	2282,9	1449,2		3732,1	16,9	10121,2	3355,8		13477,0	8,5
1975	2407,0	1779,6		4186,6	12,2	9719,2	5903,6		15622,8	15,9
1976	2491,6	1872,6		4364,2	4,2	9908,0	8374,8		18282,8	17,0
1977	2854,6	1872,6		4727,2	8,3	11972,3	8592,3		20564,6	12,5
1978	2987,9	1880,8		4868,7	3,0	12391,3	9334,8		21726,1	5,6
1979	2987,9	2130,8		5118,7	5,1	12218,3	10303,6		22521,9	3,7
1980	2987,9	2130,8		5118,7	0,0	11927,2	11348,2		23275,4	3,3
1981	3181,3	2356,3		5537,6	8,2	12056,7	12616,1		24672,8	6,0
1982	3556,3	3082,3		6638,6	19,9	12384,8	14166,7		26551,5	7,6
1983	3695,8	3239,3		6935,1	4,5	16004,1	11342,7		27346,8	3,0
1984	4569,3	3874,8	17,5	8461,6	22,0	17165,1	13426,3	22,1	30613,5	11,9
1985	5229,3	3874,8	17,5	9121,6	7,8	22168,0	12044,9	6,0	34218,9	11,8
1986	6220,2	3877,5	17,5	10115,2	10,9	27778,6	11872,6	43,6	39694,8	16,0
1987	7474,3	5003,3	17,5	12495,1	23,5	25677,2	18617,8	57,9	44352,9	11,7
1988	8284,8	6218,3	17,5	14520,6	16,2	19030,8	28949,6	68,4	48048,8	8,3
1989	9193,4	6597,3	17,5	15808,2	8,9	34041,0	17939,6	62,6	52043,2	8,3
1990	9535,8	6764,3	17,5	16317,6	3,2	34314,9	23148,0	80,1	57543,0	10,6
1991	10077,8	7113,8	17,5	17209,1	5,5	37481,7	22683,3	81,3	60246,3	4,7
1992	10319,9	8378,7	17,5	18716,1	8,8	40704,6	26568,0	69,6	67342,2	11,8
1993	10638,4	9681,7	17,5	20337,6	8,7	39779,0	33950,9	77,6	73807,5	9,6
1994	10977,7	9864,6	17,5	20859,8	2,6	47656,7	30585,9	79,1	78321,7	6,1
1995	11074,0	9862,8	17,5	20954,3	0,5	50620,5	35540,9	86,0	86247,4	10,1
1996	11297,1	9934,8	17,5	21249,4	1,4	54302,8	40475,2	83,7	94861,7	10,0
1997	11771,8	10102,6	17,5	21891,9	3,0	63396,9	39816,1	82,8	103295,	8,9
1998	13021,3	10306,5	26,2	23354,0	6,7	68702,9	42229,0	90,5	111022,	7,5
1999	15555,9	10537,2	26,2	26119,3	11,8	81661,0	34677,5	101,4	116439,	4,9
2000	16052,5	11175,2	36,4	27264,1	4,4	93934,2	30878,5	108,9	124921,	7,3
2001	16623,1	11672,9	36,4	28332,4	3,9	98562,8	24009,9	152,0	122724,	-1,8
2002	19568,5	12240,9	36,4	31845,8	12,4	95563,1	33683,8	152,6	129399,	5,4
2003	22974,4	12578,7	33,9	35587,0	11,7	105101,	35329,5	150,0	140580,	8,6
2004	24144,7	12645,4	33,9	36824,0	3,5	104463,	46083,7	150,9	150698,	7,2
2005	25902,3	12906,1	35,1	38843,5	5,5	122242,	39560,5	153,4	161956,	7,5
2006	27420,2	13062,7	81,9	40564,8	4,4	131835,	44244,2	220,5	176299,	8,9
2007	27271,6	13394,9	169,2	40835,7	0,7	155196,	35850,8	511,1	191558,	8,7

Tablo 1.9. Türkiye’deki Toplam Elektrik Enerjisi Üretiminde Hidroelektrik Enerji Kurulu Gücünün Oranı

Yıl	H.E. Kurulu Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Oranı (%)
1950	17.9	407.8	4.39
1960	411.9	1272.4	32.37
1970	725.4	2234.9	32.45
1980	2130.8	5118.7	41.62
1990	6764.3	16317.6	41.45
2000	11175.0	27.264.0	40.99
2005	12906.1	38843.5	33.23
2006	13062.7	40564.8	32.20
2007	13394.9	40835.7	32.80

1.6. Türkiye’de Hidroelektrik Enerji

Türkiye hızlı bir sosyal ve ekonomik gelişim göstermektedir. Bu gelişmeye paralel olarak ihtiyacı duyulan elektrik enerjisini; öncelikle yerli enerji kaynaklarından elde etmek üzere projeler geliştirilmeli ve ekonomik enerji elde etmek üzere hazırlanan projelerin; çevreye olumsuz etkilerinin de en az düzeyde olmasına dikkat edilmelidir [12].

Elektrik enerjisi üretiminde; fosil ve nükleer yakıtlı termik ve doğalgazlı santraller yanında hidroelektrik santrallerin yenilenebilir ve sürdürülebilir gibi iki önemli özellik mevcuttur [12].

Elektrik enerjisi tüketimi ekonomik gelişmenin ve sosyal refahın en önemli göstergelerinden biridir. Bir ülkede kişi başına düşen elektrik enerjisi üretimi ve/veya tüketimi o ülkedeki hayat standardını yansıtması bakımından büyük önem arz etmektedir [12].

2004 yılı başı itibariyle Türkiye’de kişi başına elektrik enerjisi tüketimi brüt 2090 kWh’ye ulaşmış olmasına rağmen, bu rakamın Avrupa’da yaklaşık 6500 kWh/kişi ve dünya ortalamasının ise 2350 kWh/kişi olduğu dikkate alınır; Türkiye için kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketiminin oldukça düşük seviyede olduğu gözlenmektedir. Bu nedenle, başta hidrolik enerji olmak üzere, elektrik enerjisi arzının artırılmasının gereği ortadadır [9].

Tablo 1.10. Avrupa Ülkelerinde Hidroelektrik Enerji Kullanımı

ÜLKE	Mevcut Hidroelektrik Kurulu	Elektrik Üretiminin Hidroelektrik’ ten
	Güç	Karşılanma Oranı
	MW	
Norveç	27,569	99.4%
Fransa	25,200	15.0%
İspanya	20,076	20.0%
İsveç	16,200	55.0%
İtalya	15,267	18.4%
İsviçre	13,240	57.9%
Avusturya	11,700	70.4%
Romanya	5,860	34.8%
Ukrayna	4,732	6.7%
Almanya	4,525	2.6%
Portekiz	4,394	27.0%
Yunanistan	3,080	9.6%
Yugoslavya	2,910	35.0%
Bosna-Hersek	2,380	46.0%
Finlandiya	2,340	21.5%
TÜRKİYE	12,494	25,21%

Tablodan da görüldüğü gibi Norveç' in elektrik ihtiyacının % 99.4 ünü, Avusturya ise % 70.4 lük kısmının hidrolik kaynaklardan karşılanmasına rağmen, Almanya'nın sadece %2.6 sının karşılanmasına rağmen, Almanya'nın sadece % 2.6 sının karşılanması dikkat çekmektedir. Türkiye' de bu oran % 25 mertebesindedir.

1.7. Türkiye’de Hidroelektrik Enerjinin Tarihsel Gelişimi

Anadolu’da ilk baraj, Hititler tarafından M.Ö. 1300 yılında inşa edilmiştir. Urartular M.Ö. 1000 yılında Van ilinde iki önemli hidrolik yapı tertip etmiştir. Bu sistemin bazı bölümleri hala kullanılmaktadır. Dara Barajı Anadolu’da Mardin ili yakındalarında altıncı yüzyılda kurulmuştur ve bu baraj dünyadaki ilk ince kemer tipli baraj olarak kaydedilmiştir. Osmanlılar zamanında İstanbul’da inşa edilen su nakil sistemlerinin ve barajların bazıları hala kullanımdadır. 1923 yılında Türkiye Cumhuriyeti’nin kuruluşundan sonra yapılan ilk baraj Çubuk-1 Barajı’dır. Bu baraj, Türkiye’nin başkenti Ankara için içme suyu temini maksatlı 1930 ve 1936 yılları arasında yapılmıştır. II. Dünya Savaşı’nın sonuna kadar baraj yapımında sulama maksatlı inşa edilen bazı küçük barajların haricinde hiçbir ciddi çalışma gözlemlenmemiştir [19].

Türkiye’de ilk hidroelektrik üretim, 1902 yılında Tarsus’ta 60 MW’lık küçük ölçekli hidroelektrik santral ile başlamıştır. Büyük ölçekli ilk hidroelektrik santral ise 1913 yılında İstanbul’da inşa edilmiştir. 1935 yılında elektrik üretimi ile ilgili birkaç devlet kuruluşu tesis edilmiştir. Türkiye Cumhuriyeti kurulduğu zaman, toplam kurulu kapasitesi 29.664 kW ve bu yıllardaki yıllık üretimi 45 GWh idi. Elektrik yalnızca İstanbul, Adapazarı ve Tarsus’ta elde edilmekteydi. Modern Türkiye için baraj yapı programı, yalnızca sulama ve hidroelektrik üretimi için değil aynı zamanda büyük şehirlerdeki nüfusun içme suyu temini için de gerekiyordu [19].

1932 yılında Türkiye’nin talebini belirlemek ve su kaynaklarının hidrolik potansiyellerini ve diğer enerji kaynaklarının potansiyellerini geliştirmek için araştırma ve incelemeler yapmak maksadıyla Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) kurulmuştur. Bunu takip eden süreçte gerçekleştirilen önemli projeler; Seyhan, Sarıyer, Hirfanlı, Kesik köprü, Demirköprü ve Kemer Barajları ve Hidroelektrik Santralleri’dir. 1940 yılı itibariyle toplam enerji üretiminin % 3,2’sine sahip olan 28 hidroelektrik santral işleme açılmıştı [19].

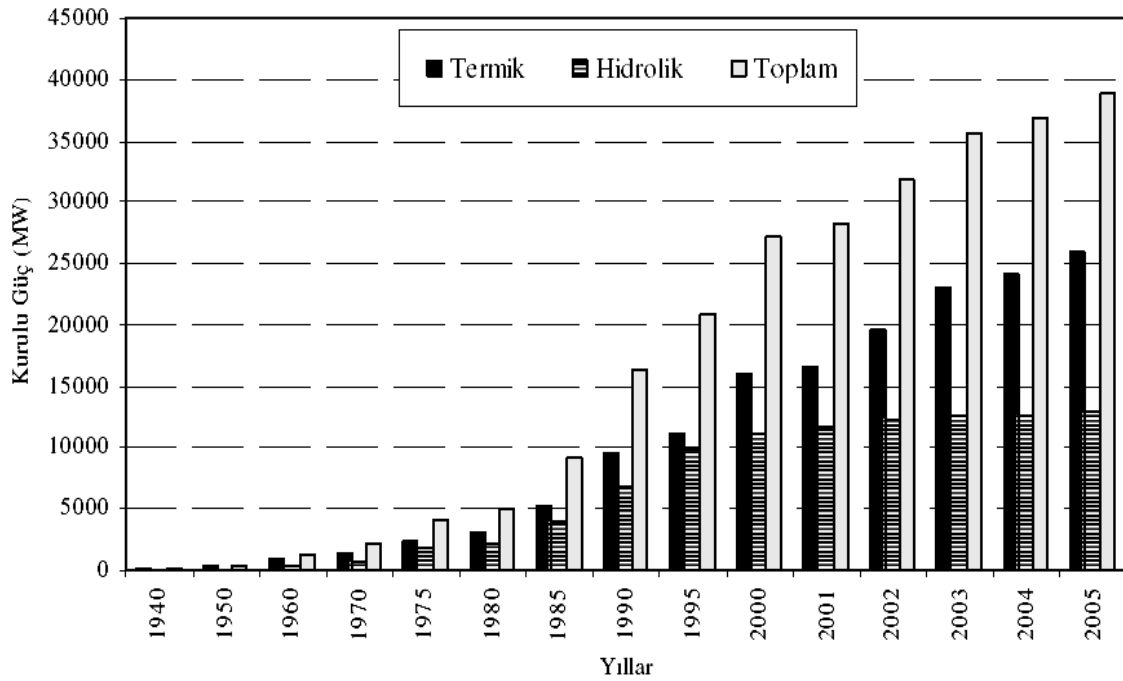
1950 yılında, 18 MW kurulu kapasiteye sahip hidroelektrik santrallerin toplam kurulu kapasite (408 MW) içindeki toplam payı yalnızca % 4,4'tü. Ancak, 1954 yılında Devlet Su İşleri (DSİ)'nin kurulmasıyla birlikte hidroelektrik kapasite 10 yıl içinde 412 MW (toplam kurulu kapasitenin % 34) değerine ulaşarak toplam enerji üretimi içindeki payını % 44'e yükseltmiştir [19].

1950-1969 dönemi hidroelektrik santrallerin DSİ, İller Bankası, Etibank ve Sümerbank tarafından inşa edildiği süreçtir. Bu dönemin özelliği, DSİ ve diğer devlet kuruluşlarının beraberce çalışması, bağlaşımlı sisteme geçilmemiş olması, İller Bankasınınca Belediyelere yönelik öncelikle aydınlatma amaçlı, imkân var ise küçük hidroelektrik, yok ise dizelli veya kömürlü termik santrallerin kurulduğu bir dönem olmasıdır. 1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK)'in kurulmasıyla İller Bankası, Etibank ve Belediyeler gibi resmi kuruluşların elektrik santralleri inşası dönemi kapanmıştır. DSİ ise kuruluş yasasının verdiği görev ve imkân ile hidroelektrik santral inşaatını sürdürmüştür. TEK Genel Müdürlüğü tarafından 1970-1990 yılları arasında bağlaşımlı sistem yurdun tamamına yayılmış ve tüm köyler elektriğe kavuşmuştur. Bu süreçte hidroelektrik santraller DSİ ve imtiyazlı şirketler tarafından inşa edilmiştir. Kısaca YİD olarak adlandırılan Yap-İşlet-Devrek modeli özel sektöre elektrik üretimi imkânı sağlayan 3096 sayılı yasa 1984 yılında çıkartılmıştır. YİD modeli ile gerçekleştirilen HES'ler dönemi 1991 yılında işletmeye alınan Hasanlar HES ile başlamıştır. 1991-2003 yılları arasında kapsayan süreçte Hükümetler arası İkili İşbirliği Çerçevesinde kredili olarak DSİ tarafından baraj ve HES inşa ettirilmesine başlanılmış ve ilk olarak Karkamış Barajı ve HES 1999 yılında hizmete açılmıştır. 2001 yılı başında Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuş ve Türkiye'de hidroelektrik de dâhil olmak üzere elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı için yeni bir dönem başlamıştır. İmtiyazlı HES'ler dönemi, ÇEAŞ ve KEPEZ'e devletçe el konulmasıyla son bulmuştur [19].

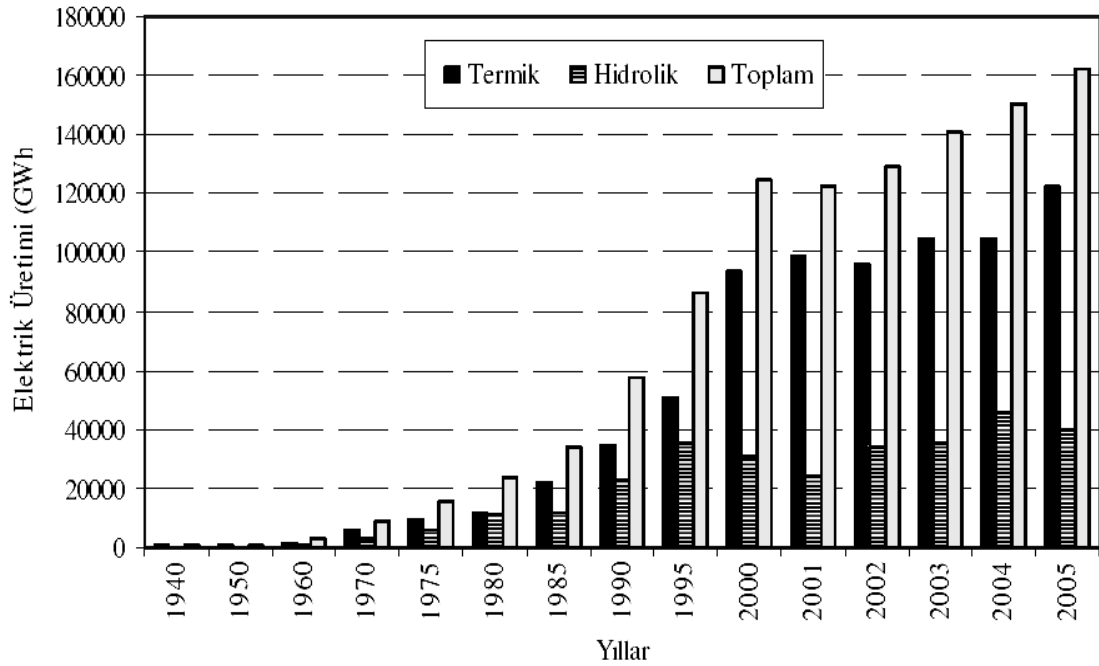
4628 sayılı elektrik piyasası kanunu çerçevesinde; elektrik piyasasında üretim faaliyetinde bulunmak üzere, su kullanım hakkı anlaşması imzalanmasına ilişkin usul ve esaslar hakkında yönetmelik çıkarılmış olup bu yönetmelik sayesinde de tüzel kişiliğe haiz özel sektörün elektrik üretiminde top almasına imkân tanınmış ve

böylelikle 26 Haziran 2003 yılında hidroelektrik projelerinde özel sektör yatırım hamlesi başlamıştır. 25 Mayıs 2004 tarihinde ise su kullanım hakkı anlaşması yönetmeliğinde değişikliğe gidilerek inşa halindeki projelere ait hidroelektrik enerji santrallerin özel sektöre açılması gerçekleştirilmiştir [20].

Şekil 1.11'dan de görülebileceği gibi, son yıllarda toplam elektrik kurulu kapasitesinde termal kaynakların payı hızla artmıştır. Hidroelektrik santrallerin toplam kurulu kapasitesinde termal kaynakların payı hızla artmıştır. Hidroelektrik santrallerin toplam kurulu güçteki payı 1993 yılında % 47,8 iken doğalgaz santrallerindeki hızlı artışın bir sonucu olarak 2005 yılında bu oran % 32,6'ya düşmüştür. Hidroelektrik üretiminde ise 1980 yılında % 49 olan pay 2005 yılında % 26 değerine gerilemiştir (Şekil 1.12).



Şekil 1.11. Türkiye'nin hidrolik, termik ve toplam elektrik kurulu kapasitesinin yıllar itibariyle gelişimi



Şekil 1.12. Türkiye'nin hidrolik, termik ve toplam elektrik üretimlerinin yıllar itibariyle gelişimi

1.8. Hidroelektrik Potansiyelimiz

Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde “brüt potansiyel”, “teknik potansiyel” ve “ekonomik potansiyel” kavramları önem taşımaktadır.

Bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretimi teorik üst sınırını gösteren brüt su kuvveti potansiyeli; mevcut düşü ve ortalama debinin oluşturduğu potansiyeli ifade etmektedir. Topografya ve hidrolojinin bir fonksiyonu olan brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, Türkiye için 433 milyar kWh civarındadır [9].

Teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli; bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını göstermektedir. Uygulanan teknolojiye bağlı olarak düşü, akım ve dönüşümde oluşabilecek kaçınılmaz kayıplar hariç tutulmaktadır. Bölgede planlanan hidroelektrik projelerin teknik açıdan

uygulanabilmesi mümkün olan tümünün gerçekleştirilmesi ile elde edilecek hidroelektrik enerji üretiminin sınırlarını temsil etmektedir [12].

Bu niteliğiyle teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel, brüt potansiyelin bir fonksiyonu olmakta ve çoğunlukla onun yüzdesi olarak ifade edilmektedir. Türkiye'nin teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 milyar kWh civarındadır [12].

Ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik optimizasyonunun sınırını gösteren değer hem teknik açıdan hem de ekonomik açıdan tutarlı olan tüm hidroelektrik projelerin toplam üretimi olarak tanımlanabilir. Bir başka deyişle ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, beklenen faydaları (gelirleri), masraflarından (giderlerinden) fazla olan su kuvveti projelerinin hidroelektrik enerji üretimini göstermektedir [12].

Hidroelektrik santrallerin ekonomik yapılabilirliğinin hesaplanabilmesi için; enterkonekte (bağlaşımlı) sistemde aynı enerji üretecek kaynaklar gözden geçirilmekte ve en ucuz enerji kaynağı belirlenerek hidroelektrik santral (HES) projesi bu kaynakla mukayese edilmekte ve ancak daha ekonomik bulunursa önerilmektedir. Ekonomik HES potansiyeli içindeki tüm projeler; termik santrallere göre rantabiliteleri daha yüksek projelerdir. Türkiye'de 2008 yılı başı itibariyle tespit edilen teknik ve ekonomik hidroelektrik enerji potansiyeli yaklaşık 140 milyar kWh'dir [9].

Tablo 1.11. Dünya ve Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli

DÜNYA VE TÜRKİYE HİDROELEKTRİK (HES) POTANSİYELİ			
	Brüt HES Potansiyel (GWh/yıl)	Teknik HES Potansiyel (GWh/yıl)	Ekonomik HES Potansiyel (GWh/yıl)
DÜNYA	40 150 000	14 060 000	8 905 000
AVRUPA	3 150 000	1 225 000	1 000 000
TÜRKİYE	433 000	216 000	140 000

Bu potansiyel; en az ilk etüt seviyesindeki hidroelektrik projelerle, inkişaf (ön inceleme), mastır plan, fizibilite (planlama – yapılabilirlik), kesin proje, inşa ve işletme aşamalarından oluşan 1.738 adet hidroelektrik projenin toplam enerji üretim kapasitesini ifade etmektedir [9].

Havza gelişme planlarının farklı zamanlarda hazırlanmış olmalarından dolayı projeler sonraki tarihlerde ekonomik yönden tutarsız duruma gelebilmektedir. Bununla birlikte zaman içinde enerji fayda ve maliyetlerinde meydana gelen değişikliklere göre ekonomik bulunabilecek tesislerin, ilk etütlerde terk edilmiş olmalarına da rastlanılmaktadır. Bu nedenle havza gelişme planlarının belirli aralıklarla, özellikle enerji faydalarına esas teşkil eden alternatif referans santral grubundaki değişikliklerden sonra, tekrar gözden geçirilip değerlendirilmesi uygun olacaktır. Bunlara karşılık, su kaynaklarının geliştirilmesinde görev üstlenen EİE ve DSİ gibi kuruluşların yapmış oldukları, yeni enerji kaynaklarının yaratılmasına yönelik ilk etüt çalışmalarıyla bu potansiyele her yıl ilaveler olabilmektedir. Bütün bu olumlu ve olumsuz etkilerin de dikkate alınmasıyla, Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyeli yıldan yıla ufak farklılıklar göstermekle birlikte bugün için 140 milyar kWh civarındadır [9].

Türkiye 433 milyar kWh brüt teorik hidroelektrik potansiyeli ile dünya hidroelektrik potansiyeli içinde % 1 paya sahiptir. 140 milyar kWh ekonomik olarak yapılabilirlik potansiyeli ile Avrupa ekonomik potansiyeli içinde yaklaşık % 16 hidroelektrik potansiyeline sahip bulunmaktadır [9].



Şekil 1.13. Türkiye’de Hidroelektrik Potansiyel Gelişimin Bugünkü Durumu

2008 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin toplam kurulu gücü 40.835,7 MW olup, bunun 27.271,6 MW 'ı termik, 169,2 MW 'ı jeotermal ve rüzgâr, 13.394,9 MW 'ı hidrolik santrallere aittir. 2007 yılı toplam elektrik enerjisi üretimi ise 191.558,1 GWh olup, bunun 155.196,2 GWh'i (%81,0) termik, 511,1 GWh'i jeotermal ve rüzgâr (%0,2), 35.850,8 GWh'i (% 18,8) hidroelektrik santrallerden sağlanmıştır [9].

Hidroelektrik santrallerin üretimi, yağış koşullarına bağımlı olduğundan her yıl toplam üretim içindeki payı değişim göstermekle birlikte, Türkiye'de elektrik enerjisinin yaklaşık %20-30'u sudan üretilmektedir [9].

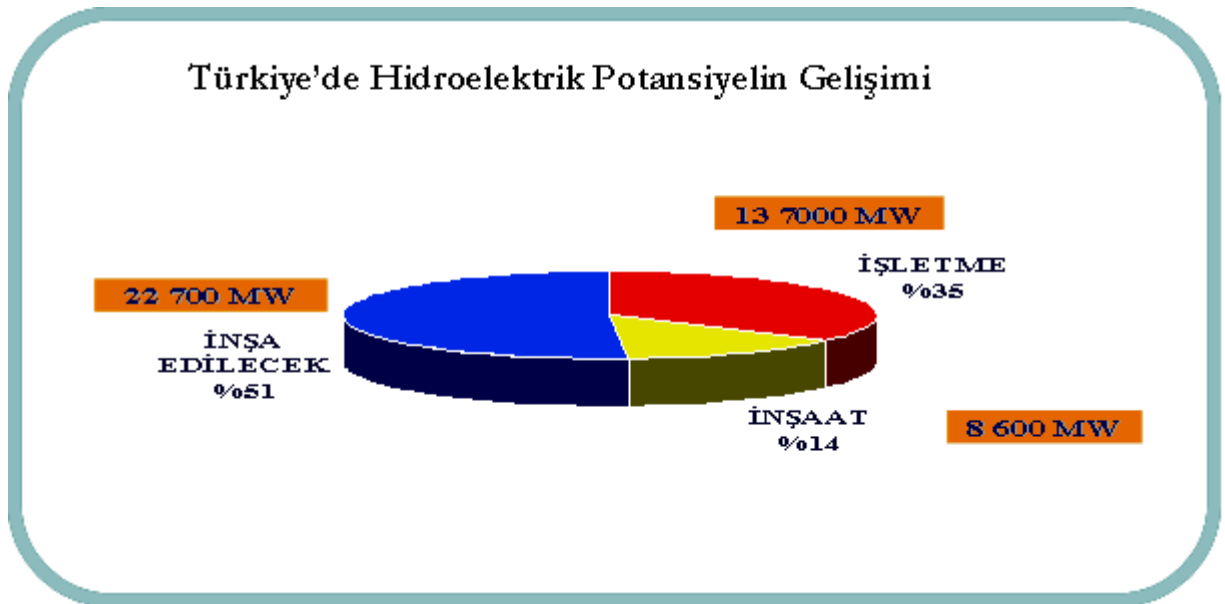
Bugün için 140 milyar kWh olan ekonomik hidroelektrik potansiyelimizin %35'i (48.000 GWh) işletmede, %14'ü (20.000 GWh) inşa halinde ve %51'i (72.000 GWh) ise çeşitli aşamalardan oluşan projeler (ilk etüt ön inceleme, master plan, planlama ve kesin proje) düzeyindedir [9].

140 milyar kWh'lik yıllık ortalama enerji üretim değerini oluşturan 1.738 adet hidroelektrik santralin 172'si işletmede, 148'i inşa halinde ve 1.418 adedi ise proje seviyesindedir [9].

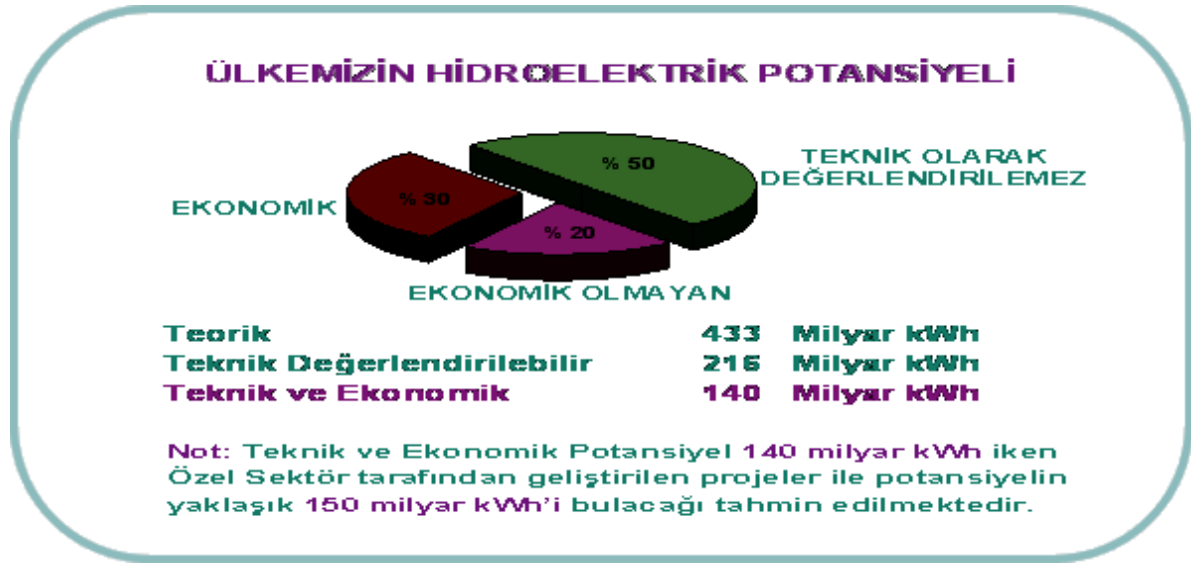
Türkiye'de hidroelektrik proje üretimiyle ilgili EİE ve DSİ gibi kuruluşların önemli görevlerinden biri de; ülkenin hidroelektrik potansiyelinin gelişimini temin edecek şekilde; tüm etüt ve proje hizmetlerinin ihtiyacı olan veri toplama faaliyetlerini yürüterek, havza mastır planlarını, baraj ve santrallerin ön inceleme, planlama ve proje çalışmalarını sürdürmektir. Hidroelektrik enerji potansiyelinin halen yararlanılmayan bölümünün gecikilmeden hizmete alınmasını sağlamak üzere ihtiyaç öncesinden yeterli miktarda projeyi hazır halde bulundurmak ilke olarak benimsenmiştir.

Tablo 1.12. HES Projelerinin Durumu

HES Projelerinin	HES Sayısı	Toplam Kurulu	Ortalama Yıllık Üretim (GWh/yıl)	Oran (%)
İşletmede	172	13.700	48.000	35
İnşaat Halinde	148	8.600	20.000	14
İnşaatına Henüz	1.418	22.700	72.000	51
POTANSİYEL		45.000 MW	(1.738 HES)	
İŞLETMEDE		13.700 MW	(172 HES)	
İNŞAA HALİNDE		8.600 MW	(148 HES)	
İNŞAA EDİLECEK		22.700 MW	(1.418 HES)	



Şekil 1.14. Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli (2008)



Şekil 1.15. Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyelinin Teknik ve Ekonomik Analizi (2008)

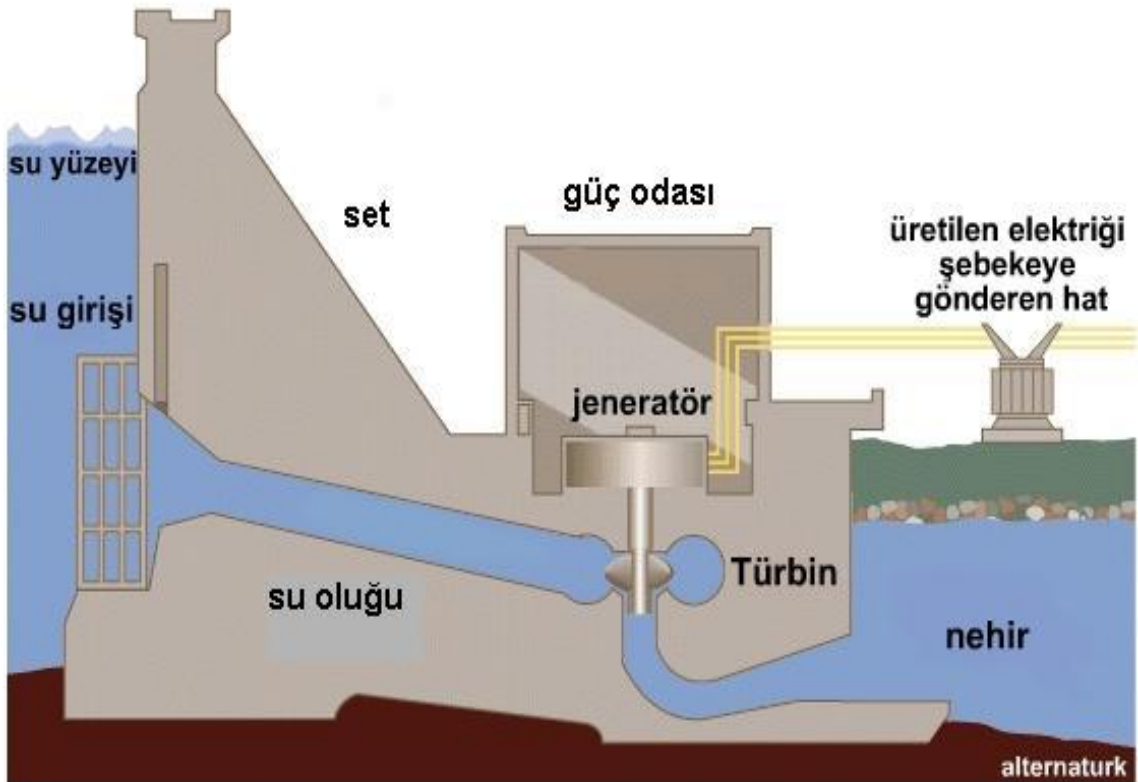
1.9. Hidroelektrik Santrallerin Önemi, Enerjideki Yeri ve Tercih Sebepleri

Türkiye'de; hızlı nüfus artışına ve sosyoekonomik gelişime paralel olarak artan enerji ihtiyacının karşılanmasına yönelik olarak, günümüze kadar genellikle büyük hidroelektrik santral (HES) projeleri geliştirilmiştir. Ancak, yenilenebilir enerji özelliğine sahip olan küçük hidroelektrik santraller, kolay inşa edilebilmeleri, çevreye olumsuz etkilerinin ihmal edilebilir düzeyde olması ve kırsal kesimde sosyoekonomik yapının iyileştirilmesine katkıda bulunmaları nedenleriyle, dünyada giderek artan bir eğilim göstermektedirler. Bu sebeple, Türkiye'de ilave hidroelektrik enerji potansiyelinin yeniden belirlenerek, küçük HES potansiyelinin tespit edilmesi önem arz etmektedir. Küçük hidroelektrik santrallerin sınıflandırılması, ülkelerin ekonomik yapılarına ve hidrolik potansiyeline göre yapılmaktadır [12,22].

BÖLÜM 2. HİDROELEKTRİK SANTRALLER

Hidrolik enerji güneş ışınımından dolayı olarak oluşan bir enerji kaynağı olup hidrolik çevrimde de görüldüğü gibi hidrolik enerji kendini sürekli yenilenen bir enerji kaynağıdır.

Hidroelektrik santrallerde enerji üretimi ise suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile sağlanmaktadır.



Şekil 2.1. Hidroelektrik Santral Yapısı

2.1. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması

Hidroelektrik santraller düşülerine, ürettikleri enerjinin karakter ve değerine, kapasitelerine, yapılarına ve üzerinde kuruldukları suyun özelliklerine göre sınıflandırılırlar; [25].

2.1.1. Düşülerine göre

- Alçak Düşülü Santraller: $H < 15$ m
- Orta Düşülü Santraller: $H = 15 - 50$ m
- Yüksek Düşülü Santraller: $H > 50$ m

2.1.2. Ürettikleri enerjinin karakter ve değerine göre

- Baz Santraller: devamlı olarak % 30'un üzerinde kullanma faktörü ile enerji üreten santrallerdir.
- Pik Santraller: enerjinin en çok ihtiyaç duyulduğu sürelerde çalışan santrallerdir ve kullanma faktörü % 30'un altında olabilir.

2.1.3. Kapasitelerine göre

- Küçük Kapasiteli Santraller : 99 kW'a kadar
- Düşük Kapasiteli Santraller : 100 – 999 kW
- Orta Kapasiteli Santraller : 1000 – 9999 kW
- Yüksek Kapasiteli Santraller : 10000 ve daha fazla

2.1.4. Yapılışlarına göre

- Yer Altı Santrali
- Yarı Gömülü veya Batık Santral
- Yer Üstü Santrali

2.1.5. Üzerinde kuruldukları suyun özelliğine göre

- Nehir Santralleri
- Kanal Santralleri
- Baraj Santralleri
- Pompaj Rezervuarlı Santraller

2.2. Hidroelektrik Tesisin Projelendirilmesi İçin Gerekli İş Sırası

2.2.1. Hidroloji çalışmaları

- Hidroloji etütleri ile ilgili bilgiler
- Su kaynağı
- Su hakları ile ilgili çalışmalar
- Su ihtiyaçları ve lüzumlu depolama
- Taşkın hidrolojisi

2.2.2. Baraj veya regülatör ile ilgili çalışmalar

- Genel araştırma ve done toplama
- Baraj veya regülatör yeri jeolojik etüdü

- Temel sondajları
- Yerinde permeabilite deneyleri
- Kayma deneyleri
- Malzeme Etütleri
- Jeolojik Etütler
- Mekanik Deneyler
- Dolusavak Etütleri
- Dipsavak Etütleri
- Derivasyon Etütleri
- Barajların işletme çalışmaları

2.2.3. Hidroelektrik santral ile ilgili çalışmalar

- Santralin yaklaşık yeri
- Projeye esas olacak doneler, (topoğrafik, jeolojik, sismik, malzeme, hidroloji, meteorolojik ve hidrolik doneleri, ulaşım durumu ve istimlak işleri gibi).
- Enerji pazarlama etüdü
- Santralin ana hatları ile tespit ve tertibi
- Elde edilecek yıllık enerji
- Elektrik birim fiyatı hesabı (TL/kWh)
- 1/1000 ve 1/500 ölçekli haritalar
- Mansap suyu çalışmaları

2.2.4. Kesin proje çalışmaları

Yukarıda belirtilen etütler tamamlandıktan sonra “Kesin Proje” çalışmalarına başlanabilir. Hidroelektrik tesislerin kesin projeleri DSİ Bölge Müdürlüklerince, Barajlar ve Hidroelektrik Santraller Daire Başkanlığı HES Şube Müdürlüğü’nce ve bazen de yerli veya yabancı proje bürolarınca yapılmaktadır. Bu safhada bir

hidroelektrik tesisin ana bölümleri olan su alma yapısı (veya regülatör), tünel, denge bacası, vana odası, cebri boru, santral, mansap suyu yapıları, şalt sahası ve iletim hatlarının kesin projeleri hazırlanır.

2.3. Projelendirmede Dikkat Edilecek Hususlar

- Maksimum debi seçilmeli
- Maksimum brüt düşü kullanılmalı
- Bütün yapılar, en az düşü kaybı verecek ve en ucuz olacak şekilde boyutlandırılmalıdır.
- Türbin, jeneratör ve trafo en yüksek verimle çalışacak şekilde hesap ve imal edilmelidir [23].

2.4. Hidroelektrik Tesislerin Kısımları

2.4.1. Su alma yapısı

Bir hidroelektrik tesiste, enerji amacı için kullanılacak suyun kaynağından alınarak iletim (isale) kanalı, konduvi, kuvvet tüneli veya cebri boruya geçişini sağlayan yapıdır. Su alma yapılarının tipleri mevcuttur:

- Kule tipi su alma yapısı
- Şaftlı su alma yapısı
- Kaya yamaca dayalı, düşey veya eğik kapalı su alma yapısı
- Vana odalı batık su alma yapısı
- Dipten alıslı su alma yapısı
- Beton baraj içine yapılan su alma yapısı

2.4.1.1.Su alma yapısı elemanları (nehir ve kanal üzerindeki)

- Giriş eşiği
- Dalgıç Perde
- Giriş ızgarası
- Giriş batardo kapağı
- Ana Giriş Kapağı
- Silt veya kum kapanı
- Silt yıkama kanalı
- Silt yıkama kanalı kapağı
- Tranzisyon
- Kanal giriş kapağı
- Çökeltim havuzu

2.4.2. İletim (isale) yapıları

2.4.2.1. Kanallar

Kanal tipleri:

- Dikdörtgen kesitli
- Yamuk kesitli
- Üçgen kesitli
- Daire kesitli
- Parabolik kesitli

2.4.2.2. Tüneler

Tüneler iç basınç durumuna göre sınıflandırılırlar:

- Basınçsız tüneler
- Basıncılı tüneler: (alçak, orta, yüksek)

2.4.3. Denge bacası

Denge bacası, basınçlı boru sistemlerindeki basınç değişimlerini düzenleyerek cebri boruların en ekonomik boyutlarda (boy, çap, et kalınlığı) kalmalarını ve iyi bir regülasyonla türbinlerin düzenli ve verimli çalışmalarını sağlayan yapıdır.

Denge bacasının gerekli olduğu şartlar:

- Su darbesinden ileri gelen aşırı basınca göre projelendirilecek cebri boru maliyeti, aşırı basınç azaltılarak projelendirilecek cebri boru maliyeti ile denge bacası maliyeti toplamından daha büyük oluyorsa denge bacası yapılmalıdır.
- Tek ünite tek başına kurulu gücünde çalışırken türbinin aniden durması (tam yük atması) halinde hesap edilen hız artımı % 45'in altına düşürülemezse denge bacası yapılmalıdır.

Denge bacası tipleri:

- Basit
- Hazneli
- Dar Girişli

2.4.4. Yükleme odaları

Serbest yüzeyli akım sağlayan iletim yapıları ile cebri borular arasındaki bağlantıyı sağlayan yapılardır.

Amacı:

- Suyun cebri borulara muntazam dağıtılmasını sağlamak
- Düzenli bir akış sağlamak
- Kanaldan gelen sürüntü ve yüzücü maddelerin cebri boruya girmelerinin önlemek; yan dolusavak veya dipsavak yardımıyla dışarı atılmasını sağlamak
- Türbin kanatçılarının ani açılması ile ihtiyaç duyulan debiyi temin etmek ve cebri boruya hava kaçmaması için yükleme odasında alçalan su seviyesini, cebri boru giriş ağzı üst kotundan yeteri kadar yukarıda tutmak.
- Türbin kanatçılarının ani kapanması (tam yük atması) ile cebri boru membaında meydana gelecek su kabarmalarını etrafa zarar vermeyecek şekilde sönmölemek veya bir yan dolusavak ile dereye boşaltmak.

2.4.5. Vanalar ve vana odaları

Vana Tipleri:

- Sürgülü
- Kelebek
- Küresel
- Konik
- Basınç düşürücü

2.4.6. Cebri borular

Türbin ile türbinin membaındaki ilk açık su yüzeyi arasındaki basınçlı borulara cebri borular denir. Yüksek düşümlü hidroelektrik tesislerde maliyetin büyük bir kısmını cebri borular oluşturur.

2.4.7. HES kuyruk suyu (mansap) tesisleri

2.4.7.1. Kuyruk suyu kanalı ve eşiği

Boşaltma borusu çıkışı ile kuyruk suyu kontrol eşiği arasındaki yapıdır. Amacı: Santral çıkış suyunun boşaldığı nehir yatağı veya deredeki su seviyesi alçalınca, kuyruk suyu kanalındaki su seviyesini minimum işletme kotunda tutabilmek için kontrol eşiği yapılıır.

2.4.8. Şalt sahası ve iletim hatları

Şalt sahası, 34.500 kV'luk tesislerde kapalı olarak, daha büyüklerinde ise açık olarak yapılmaktadır. Sahanın büyüklüğü, çıkış hatları sayısına bağlıdır.

2.5. Hidroelektrik Santralın Bölümleri

- Üniteler Bloğu
 - Jeneratör salonu ve türbin katı
 - Emme borusu
 - Türbin vanası galerisi
 - Drenaj çukuru
- Montaj Bloğu

- Montaj sahası
- Montaj çukuru
- Servis kaportası
- İdari Blok
 - Kontrol odası
 - Akü odası
 - CO₂ odası
 - Başmühendis odası
 - Mühendis odası
 - Toplantı odası (büyük santraller için)
 - Kabul salonu (büyük santraller için)
 - Haberleşme odası
 - Revir
 - Mutfak
 - Yemek salonu
 - Lavabo - WC
 - Duş
 - Kablo dağıtım odası
 - İç ihtiyaç trafo odası
 - Basınçlı hava odası
 - Isıtma – havalandırma odası
 - Yağ arıtma – su arıtma odası
 - Makine atölyesi
 - Elektrik atölyesi
 - Depo
 - Dizel jeneratör odası
 - Fosseptik çukuru

2.6. Hidrolik Santrallerin Artıları, Eksileri

Bir barajın yapımı ve öncesinde; uzun süreli yağış, su, jeolojik çalışmalar yapılması, su altında kalan arazi için ödenen istimlâk bedelleri, baraj yapım maliyetinin yüksek olması ilk yatırım maliyetinin çok fazla çıkmasına neden olur ki bu bir dezavantajdır.

Başka bir dezavantajı ise ister istemez büyükçe bir ekili alanın hatta bazı yerleşim yerlerinin, kimi yerde antik bölgelerin su altında kalacak olmasıdır. Dezavantajlarına karşın; ilk yatırım yapıldıktan sonra, enerji üretiminin ana kaynağı su olduğundan üretim maliyeti çok ucuz olmaktadır. Yakıtlı santraller gibi hava ve çevre kirliliği yaratmazlar.

Ayrıca barajların, elektrik üretiminin yanı sıra;

- 1 – Yerleşim yerlerinin suyunu karşılama,
- 2 – Sel ve taşkınları önleme,
- 3 - Tarım arazilerini sulama
- 4 -Balıkçılık
- 5 – Ağaçlandırmaya katkı, erozyonu önleme
- 6 - Turizmi geliştirme
- 7 – Ulaşım
- 8- İklimde yumuşama gibi yararları bulunur.

Artıları ve eksileri ile ve de uzun yıllar kullanılacakları değerlendirildiğinde tartışmasız olumlu yanları ağır basmaktadır. Ülkedeki her akarsu potansiyelinin enerjiye dönüştürülmesi mutlakdır.

2.7. Hidrolik Santraller ile Termik Santrallerin Karşılaştırılması

Hidrolik Santrallerin yıllık üretimleri, kaynağa gelen su miktarıyla doğru orantılı olduğundan ve bir yıl boyunca gelen su insanoglunun elinde olmayıp tam kapasite çalıştırmaya yetmeyebileceğinden, genel olarak puant santrali olarak çalıştırılırlar. Devreye alınış ve çıkarışları çok kolay ve hızlı olduğundan su rejimine bağlı olarak günün, enerji gereksiniminin çok olduğu- ki buna puant saati denir - saatlerinde

çalıştırılarak, enerjiye az gereksinim olduğu zamanlarda devre dışı bırakılırlar. Bir Hidrolik Santral ünitesi tam kapasite ile çalıştırılmayabilir. Örneğin 100 MW güçteki bir ünite bir saat tam kapasite çalıştığında 100 000 kWh enerji üretebilir. Tam kapasite çalışma türbin kanatlarının önündeki su giriş kapakçıkları tam açıktır ve saniyede geçen su miktarı en üst düzeydedir. Ancak, sistemden çekilen enerji, kullanıcıların devreye girme, çıkmalarına göre an be an değişir. Sisteme anlık olarak istenilen enerjinin verilmesini üretim ünitesindeki regülasyon sistemi sağlar. Regülasyon sistemi, türbin kanatlarının önündeki su giriş kapakçıklarına otomatik olarak hükmederek daha az su girişine paralel olarak daha az üretim yapar. Bu olaya sistemde frekans tutma denir. Tüm elektrikli alıcıların sağlıklı ve verimli çalışabilmesi için frekansın, alıcılarda imalat sırasında belirlenen frekans a - Türkiye ve Avrupa ülkelerinde 50 Hz -uygun olması gerekir.

Termik santrallerin devreye alınış ve çıkarışları çok kolay ve hızlı değildirler buna karşın yakıtlarını istenilen miktarda elde etmek insanoğlunun elindedir. Devreye alınış ve çıkarışları sırasında çok verim kaybına uğrarlar. Kızgın buharın, enerji üretimine hazır hale gelmesi için kazanların uzun süre yakılması gerekir. Bütün bu nedenlerden ötürü Termik santraller arıza, revizyon, bakım vs durumlar dışında 24 saat sürekli çalıştırılmak üzere plan ve dizayn edilmişlerdir.

Stator sargılarında elde edilen orta gerilim elektrik enerjisidir. Orta gerilim enerjinin şehirlere taşınması için çok büyük kesitli iletkenler gerektiği, bunun da olanaksız olması nedeniyle oluşan gerilim Transformatörler vasıtasıyla Yüksek gerilime çıkarılır ve ENH (Enerji nakil hatları) ile şehirlere taşınır. Yüksek gerilim enerji kullanıma sunulamayacağına göre, bu kez de yerleşim yerlerindeki Transformatörler vasıtasıyla kademeli olarak Alçak gerilim e düşürülerek kullanıma sunulur.

Elektrik enerjisi depo edilemez ama su depo edilerek elektrik dolaylı olarak depo edilebilir.

BÖLÜM 3. PROJELENDİRME ÇALIŞMALARININ AŞAMALARI

Su kaynaklarının geliştirilmesine ilişkin projelendirme çalışmaları genellikle 4 aşamada yapılır. Bunlar istikşaf (ön inceleme), master plan, planlama (fizibilite-yapılabilirlik) ve kesin proje aşamalarıdır [9].

3.1. İstikşaf (Ön İnceleme) Çalışmaları

Bu çalışmalar genellikle havza bazında ve havzanın potansiyelini tanımak için yapılırsa da, havza istikşafında yer almayan ve proje fikri sonradan geliştirilen münferit bir ünite için de hazırlanabilirler. Bu maksatla önce havza içindeki toprak kaynaklarının miktarlarıyla özellikleri, bu topraklarda yetiştirilen ve yetiştirilebilecek bitkiler, pazar durumları, havza içinde ve civarındaki yerleşim yerleri, buradaki toplulukların ve endüstri tesislerinin su ihtiyaçları ile ilgili bilgiler derlenir. İklim ve akarsuyun hidrolojisine ait doneler belirlenir, ihtiyaçların ilerde nasıl gelişeceği veya daha ne gibi tesisler kurulabileceği tespit edilir, daha sonra da büroda haritalar üzerinde ihtiyaçların karşılanması için yapılması gerekli tesisler belirlenerek boyutları saptanır, maliyetleri hesaplanır, ekonomileri incelenir ve müteakip aşamalarda ele alınması uygun görülenler için tavsiyelerde bulunulur. Proje sahasındaki ihtiyaç ve sorunlar ile bunları karşılayabilecek imkân ve tedbirlerin dökümünü veren istikşaf çalışmaları bir sonraki aşamada yapılacak çalışmalara da ışık tutar [9].

Münferiden ele alınan tali bir havza bazındaki projeler için gerçekleştirilen istikşaf çalışmaları sonunda, projenin teknik ve ekonomik yapılabilirliğe sahip olduğu gösterildiği takdirde, bu proje toplanacak daha ileri detay ve hassasiyette done temini çalışmaları ve etütlere konu edilerek doğrudan planlama aşamasında ele alınır.

Planlama sürecinin ilk aşamasını teşkil eden istikşaf çalışmalarında çok kapsamlı ve detaylı done toplama ve etüt faaliyetlerine girilmez. Bu çalışmalarda;

- 1/25 000 ölçekli topoğrafik haritalar,
- Yüzeysel gözlemlere dayalı, bazen muayene çukur ve hendekleri açılarak elde edilen jeolojik bilgiler,
- Yüzeysel gözlemlere dayalı araştırmalar yapılarak, öngörülecek tesislerin muhtemel kazı yerlerinden veya civardaki ocaklardan temin edilebilecek yapı gereçlerinin cins, miktar ve inşaat sahalarına uzaklıkları hakkındaki ön bilgiler,
- Toprak kaynakları için herhangi bir laboratuvar araştırmasına girilmeksizin mevcut amenajman çalışmalarından istifadeyle veya dar kapsamlı tutulan arazi çalışmaları sonucunda belirlenen toprak yapısının nicelik ve niteliklerinin tasnifini %75 doğruluk derecesiyle içeren bilgiler,
- Su temini, değişik maksatlı su ihtiyaçları ve öngörülecek tesisler ile inşaat aşamasındaki geçici tesislerin taşkın risklerinin tayininin belirlenmesi amacıyla, asgari yeterlilikte bir gözlem periyodunu kapsayan veya sentetik yöntemlerle yapılan proje hidrolojisi çalışmaları,
- Proje kapsamındaki tesislerin, bazı kabullere dayalı olarak ve detay çalışmaları içermeden çıkarılan metrajlara göre bulunan keşif maliyetleri,
- Proje faydalarının belirlenmesi amacıyla, kapsamlı anket ve araştırmalar yapılmadan derlenen istatistikî bilgilerle yetinilen tarımsal ekonomi etütleri,

Yeterli görülerek, istenen fonksiyonu görece en ekonomik ve inşa kabiliyeti olan bir çözüme gitmeye veya mümkün mertebe yaklaşılmaya çalışılır. İstikşaf aşamasında, aynı fonksiyonu sağlayacak alternatif araştırma çalışmaları ağırlık taşımazsa da, gerek genel formülasyon gerekse herhangi bir proje ünitesi için ekonomik karşılaştırma yapmadan karar verilemeyen durumlar için bu çalışmalara ihtiyaç duyulur.

3.2. Master Plan Çalışmaları

Havza çapında yapılan veya tali bir havza bazındaki münferit tesis ya da tesisler grubunu kapsayacak şekilde gerçekleştirilen istikşaf çalışmalarının müteakip

aşaması, genellikle planlama çalışmaları olmaktadır. Ancak, planlama çalışmalarının büyük bir havza çapında yapılması, hem güçlükler arz edeceğinden ve hem de uygulama programlarının uzun periyotları kapsaması nedeniyle ileride yeni donelerin ışığı altında revizyona ihtiyaç duyulacağından, bir bakıma gereksiz görülmektedir [9].

Bundan dolayı, havza istikşafının gözden geçirilmesiyle bir Master Plan hazırlanması ve bu planda teklif edilen projelerin münferiden planlama aşamasında etüt edilmesi daha uygun olmaktadır.

Master Plan aşamasındaki çalışmaların mutlaka havza çapında yapılması gerekmez. Bazen birden fazla projenin birbiri ile yakın fiziki ilişki içinde bulunduğu durumlar söz konusu olmaktadır. Bu projelerden veya proje ünitelerinden bir tanesi ortadan kalkarsa, diğer projelerin birbiri ile ilişkilerini daha iyi belirlemeden veya grup içindeki projelerin yapılabirliğini daha sağlıklı bir şekilde ortaya çıkarmadan planlama çalışmalarına geçilmemesi gerekmektedir. İşte bu maksatla yapılan çalışmalar da Master Plan çalışmaları olarak ifade edilmektedir.

Bu çalışmalarda kullanılan done ve etüt çalışmalarının istikşaf aşamasındakilere kıyasla daha ileri seviyede olmaları gerekmektedir. Done ve etüt imkânlarının yeterli düzeyde olması halinde istikşaf çalışmalarına gerek görülmeden Master Plan aşamasında çalışmalar yapılabilir. Master Plan aşamasında teknik ve ekonomik yapılabirliğe sahip olduğu ortaya konan projeler, bir program dâhilinde planlama aşaması çalışmalarına konu teşkil ederler. Ancak bu projelerden herhangi biri yeterli sayılabilecek done ve etütle Master Plan kapsamında ele alınmış ve aynı zamanda diğer projelerin planlama aşamasında yapılacak fiziki boyutlandırmalarına bağlı olarak, söz konusu projenin belirlenen karakteristiklerinin değişmeyeceği kesinlikle ortaya konmuş ise, bu proje planlama çalışmalarına ihtiyaç görülmeksizin kesin proje çalışmalarına konu olacak ve uygulamaya teklif edilebilecektir.

3.3. Planlama (Fizibilite - Yapılabilirlik) Çalışmaları

Uzun bir süreci kapsayan, temini oldukça zor ve pahalı meteorolojik, hidrolojik, jeolojik, topoğrafik ve çok yönlü istatistikî bilgiyi içeren sistematik done toplama faaliyetleri ile her biri başlı başına bir mühendislik disiplini konusu etüt faaliyetlerine dayalı olarak gerçekleştirilen çalışmalardır. Bu çalışmalar sonucunda ele alınmış olan projenin teknik, ekonomik ve mali yapılabilirliği kesinlikle ortaya konur. Donelerin hacmi ve kapsadığı süreyle orantılı olarak, her ne kadar planlama çalışmasının güvenilirliği artarsa da varılan sonucu "Kesin doğru" değil "doğruya en yakın" yaklaşımıyla kabul etmek gerekir. Nitekim planlaması tamamlanan, ancak ödenek yetersizliği nedeniyle uygulaması geciken bazı projelerin yeni donelerin ışığında yapılan planlama revizyon çalışmalarında bazen orijinal formülasyondan çok farklı çözümlere ulaşıldığı görülmektedir [9].

Planlama çalışmalarında ihtiyaç duyulan bilgiler şunlardır:

- Rezervuar alanı için 1/5000, depolama tesisleri için 1/1000 ölçekli haritalar,
- 1/5 000 ölçekli harita üzerine rezervuar,
- 1/1 000 ölçekli harita üzerine işlenmiş baraj yeri yüzey jeolojileri; sondaj, galeri, çukur ve hendek açılarak belirlenen jeolojik kesitler, formasyonların fiziksel özellikleri ve hidrojeolojik bilgiler,
- Doğal yapı gereçlerini laboratuvar deneyleri de yapmak suretiyle cins, yer ve miktar olarak belirleyen araştırma sonuçları,
- Toprak kaynaklarının yeri, derinliği, yapısı, drenaj kabiliyeti, erozyona mukavemeti yönlerinden niteliklerini belirleyen, uzun süreli arazi araştırmaları ve gözlemleri ile toprak numuneleri üzerinde yapılan laboratuvar deneylerine dayalı %90 doğruluk derecesinde arazi tasnif ve drenaj etütleri,
- Proje sahasındaki sosyal yapıyı, insan kaynağının nitelik ve niceliğini, projeli koşullara adaptasyon kabiliyetini, ekonomik ve idari yapının projeye yönelik etkilerini, projeli ve projersiz koşullardaki bitki desenlerinin, gelir durumlarını, pazar araştırmalarını içeren tarımsal ekonomi etütleri,
- Proje ile öngörülecek su yapılarının ekonomisi ve stabilite şartlarının sağlanması yönünden yeterli görülecek periyotları kapsayan su temini donelerini, katastrofal ve

muhtelif tekerrürlü taşkın hesaplarını, kesin olarak belirlenen ihtiyaçlara göre yapılan detaylı işletme çalışmalarını içeren proje hidrolojisi çalışmaları,

- Projenin her maksadına ilişkin detaylı ihtiyaç ve talep tahmin etütleri,
- Mevcut ya da temini mümkün teknolojilerin projeye tatbik kabiliyetlerine yönelik çalışmalar.

Zaman faktörünün kaynak potansiyelini harekete geçirmede olumsuz bir parametre olduğu gerçeği dikkate alınarak, done toplama, etüt ve mühendislik faaliyetlerini gereğinden fazla süreyi kapsayacak şekilde uzatmadan, proje sahasındaki ihtiyaç ve sorunlar ile kaynak ve imkânlar optimum olduğu yargısına varılan bir çözümden birleştirilerek planlama çalışmaları ikmal edilmelidir.

Fizibilite (Yapılabilirlik-Planlama) çalışmaları sonucunda hazırlanacak raporların formatı Ek-A'da verilmiştir.

3.4. Kesin Proje Çalışmaları

Yapılabilirlik çalışmaları sonucunda belirlenmiş olan tip ve boyutlara göre; baraj, regülâtör ve ilgili yardımcı yapıların ve hidroelektrik santralin gerekli statik, betonarme, hidrolik ve diğer hesaplarının yapılmasına ilişkin rapor ile inşaat ve imalat yapılmasına esas detaylı proje çizimlerinin ve inşaat yapım kriterlerine ait teknik şartnamelerin hazırlanması hizmetleri, kesin proje çalışmaları kapsamındadır. Yapılan bu çalışmaların sonuçları proje raporları, teknik şartnameler ve proje albümü (çizimler) adı altında toplanmakta olup, inşaat ihalesi bu dokümanlara göre yapılmaktadır [9].

Bu çalışmalara ek olarak, projelerin gerçekleşmesi için gerekli olabilecek kredinin temini maksadıyla kesin proje safhasında "Kredi Aplikasyon Raporu" hazırlanmaktadır. Ayrıca kesin proje çalışmalarında gerektiği zamanlarda, hidrolik model deneyleri, zemin ve kaya mekaniği deneyleri ve diğer lüzumlu deneyler de özel etütler kapsamında yapılmaktadır. Kesin projeler için çalışma süresi genellikle 2-3 yıldır.

3.5. Havza Planlama Düzeyinde Projelendirme Kriterleri

3.5.1 Giriş

Amaç, münferit bir baraj yerinin seçimi olmayıp, bir havzanın enerji üretimine yönelik geliştirilmesi söz konusu ise, istikşaf safhasında mümkün görülen ve master plan safhasında seçilmiş olan formülasyona uygun şekilde düzenlenmiş tesis yerlerinin nihai konumlarının fizibilite çalışmalarında ekonomik ve teknik özellikleri ile birlikte araştırılması gerekir. Bu araştırma sonucunda tesisler öyle projelendirilmelidir ki, kesin projelerin hazırlanması sırasında detay revizyonların dışında, büyük proje değişimleri ortaya çıkmasın [9].

Bu bakımdan master plan seviyesindeki projelendirme çalışmalarında olası bütün alternatifler jeolojik ve hidrojeolojik verilere dayanarak incelenmeli ve yapı yerlerinden alınan kesitlerden yararlanarak kabaca da olsa maliyet karşılaştırmaları yapılmalıdır.

Proje çalışmalarına başlamadan önce mevcut veriler toplanmalı ve eksik bilgilerin bulunup bulunmadığı dikkatle araştırılmalıdır. Eğer sağlıklı bir çalışma yapılmasına engel teşkil edebilecek bir eksiklik ortaya çıkarsa, ilave araştırmaların yapılması istenmelidir.

3.5.1.1. Malzeme araştırmaları

Tasarlanan baraj tipinin seçimini yapabilmek için gövdede kullanılması düşünülen malzemenin yeterli miktarda, ekonomik mesafeler içerisinde bulunup bulunmadığının bilinmesi gereklidir. Bu konunun iyi araştırılmamasından dolayı, kati proje safhasında baraj tipinin değiştirilmesi zorunluluğunun ortaya çıkması gibi durumlarla karşılaşmıştır.

Bu doğal yapı malzemelerinin fiziksel özelliklerinin bilinmesi de dizaynın doğru yapılabilmesi için çok önemli bir faktördür.

3.5.1.2. Haritalar

Baraj yeri ve civarının ve rezervuarın 1/25.000, 1/5.000 ve 1/1.000 ölçeğindeki haritalarının yanı sıra daha büyük ölçekli haritalarının bulunması çalışmalar için büyük bir yarar sağlayacaktır.

Zorunlu hallerde küçük ölçekli haritalar muayyen amaçlar için büyütülebilir. Fakat bunlar gerekli detayları içermeyebilirler.

Haritalar mümkün mertebe geniş bir sahayı içine almalıdır. Çünkü yapıların yayıldıkları saha, projelendirme esnasında yeni düşüncelerin ortaya çıkması ile beklenmedik bir şekilde büyüyebilir.

3.5.1.3. Jeolojik ve sismik araştırmalar

Baraj yerlerinin ve tiplerinin seçiminde jeolojik veriler en önemli faktörlerden biri olmaktadır. Bu bakımdan jeolojik araştırmalar mühendislik çalışmalarına yönelik olması ve aks yerlerinde ağırlık kazanmalıdır.

Aşağıda sayılan hususlar; baraj yerinin seçimi, konumunun diğer yapılar ile saptanması, baraj tipine karar verilmesinde ilk planda önemli bir rol oynayacaktır.

- Baraj yeri jeolojik haritası ve kesitleri,
- Aks yeri ve civarındaki faylar, çatlak sistemleri ve zayıf bölgeler,
- Aks yerinde ve baraja tesir edebilecek mesafede rezervuar içersindeki heyelanlar,
- Aks yeri ve rezervuarın geçirimsizlik durumu,
- Aks yerindeki kayaların dayanımı,

Jeolojik araştırmaların oldukça erken başlaması ve bu dönemde baraj akslarının, konumlarının, ilgili diğer yapıların yerlerinin tam bilinmemesinden dolayı jeolojik bilgiler amaca tam yönelik olmayabilir. Bu problem bilhassa seçilmiş olan sondaj yerleri ve derinliklerinde ortaya çıkar.

Bu durumlarda yerleri saptanan yapıların jeolojik durumunu tam olarak tanımlayacak yeni karotlu sondaj deliklerinin açılması istenmelidir.

Baraj yeri ve civarının deprensellik durumu ve deprem katsayısının önceden bilinmesi baraj gövdesi ve diğer yapıların tiplerinin seçilmesinde ve dizaynında önemli olacaktır.

3.5.1.4. Hidrolojik veriler

Rezervuar işletme çalışmalarına ve bazı yapıların projelendirilmesine (derivasyon tesisleri, dolusavak v.s.) temel teşkil eder.

Rezervuar içinde ve mansabında fazla sayıda akım rasat istasyonunun bulunması ve buradaki akım ölçümlerinin karşılaştırılması, rezervuardan başka havzalara nehir tabanından kaçak olup olmamasının veya aks yeri civarında membadan mansaba bir yer altı su yolu ile bağlantı bulunup bulunmamasının saptanmasında yarar sağlar.

3.5.2. Baraj gövdeleri

Baraj gövde tiplerinin, özelliklerinin değişik yönlerden değerlendirilmelerine göre, farklı sınıflandırmalarının yapılması mümkündür. Aşağıdaki sınıflandırma ise, bazı özel uygulamaların dışında, baraj gövdesinde kullanılan malzeme cinsine ve bundan yararlanma şekline göre yapılmıştır [9].

3.5.2.1. Dolgu barajlar

- a) Homojen gövdeli barajlar
- b) Zonlu barajlar
 - Toprak dolgu
 - Kaya dolgu
 - Karışık zonlu dolgu
- c) Memba şevi geçirimsiz kaplamalı kaya dolgu barajlar
 - Asfalt memba kaplamalı
 - Beton memba kaplamalı
 - Metal, v.s. memba kaplamalı

3.5.2.2. Beton barajlar

- a) Beton ağırlık barajları
 - Dolu gövdeli
 - Boşluklu gövdeli
 - Payandalı
 - Serme beton (R.C.C.) gövdeli
- b) Beton kemer barajlar
 - Kemer ağırlık gövdeli
 - Basit silindirik gövdeli
 - İki eğrilikli gövdeli

3.5.2.3. Karma tipte barajlar

Çoğunlukla dolgu ve beton ağırlık gövde kombinasyonlarından oluşur.

3.5.3. Baraj aks yerlerinin seçimindeki kriterler

Seçilecek baraj aksının yeri ekonomik nedenler ile eğer jeolojisi uygun ise vadinin en fazla daraldığı yerde bulunacak ve buradaki topografya da istenilen yükseklikteki barajın yapımına uygun olacaktır. Bu temel şartlara ilave olarak, aşağıdaki hususların da gözönünde bulundurulması kusursuz bir seçim yapmak için gereklidir [9].

Teklif edilen bir baraj aksının seçiminde çok değişik morfolojik ve jeolojik şartlar karşımıza çıkar. Bu şartlar doğrudan doğruya baraj gövdesini etkilediği gibi ilgili yapıların yerleştirilmesinde ortaya çıkacak güçlükler nedeni ile dolaylı olarak gövdenin konumunu etkileyebilir.

Bu seçim yapılırken baraj gövdesinin yeri ve konumu, baraj gövdesinin tipi, derivasyon sistemi, su alma yapısı, gerekiyor ise enerji tüneli, cebri borular, santral binası v.s. gibi diğer üniteleri ile bir bütün olarak ele alınmalıdır.

Harita üzerinde uygun baraj aks yerlerine karar verilirken tesisin diğer yapılarının yerleştirilebilmesi için civardaki bölgenin morfolojisinin verdiği bütün imkânların araştırılması gerekir.

En çarpıcı örnek olarak, dip bir yar şeklindeki yamaca sahile köprü ile bağlanmış kule tipinde bir enerji su alma yapısının veya rezervuara kolayca irtibatlandırılması mümkün bir yan vadiye dolusavak yapısının yerleştirilmesi verilebilir.

Bu maksatla harita üzerinde uygun baraj konumları saptanmalı ve bunların birbirlerine göre avantaj ve dezavantajları, diğer yapılar ile birlikte teknik ve ekonomik yönleri ile araştırılarak optimum seçim yapılmalıdır.

Baraj aksları seçilirken dikkat edilecek diğer hususlar aşağıda belirtilmiştir.

3.5.3.1. Dolgu gövdeli barajlarda

- Baraj aksı vadinin açıldığı bölgeye yakın olmamalıdır.
- Diğer bir husus ise, baraj aksı yamaçların yükselti eğrileri ile mümkün mertebe dik açı teşkil etmeleridir.

Bu şekilde düzenlemeler her ne kadar beton kemer gövdelerin dışında, gövdenin dâhili stabilitesi ile ilgili olmasa bile, yamaçlara intibakı yönünden faydalı olacaktır.

Bazen doğrusal aks yerine kemer tarzında projelendirilmiş dolgu tipinde bir çözüm, yamaçlar ile daha iyi uyum gösterecek ve ayrıca, yamaçların birinde bulunan dolusavak imkânı daha uygun değerlendirilmiş olacaktır.

Bu düzenleme stabilizeyi artırma amaçlı değildir. Çünkü kemer tarzında projelendirilmiş bir dolgu tipinde barajın gövdede kullanılan malzemenin özelliklerinden dolayı rezervuar su yükünü kemer etkisi ile yamaçlara iletmesi pek söylenemez. Hatta bu şekilde bir tasarım, bir miktar hacim artması ve inşaat tatbikatının zorlaşması dolayısı ile maliyeti az da olsa arttıracaktır. Fakat ilgili diğer yapıların kolay yerleştirilmesi bakımından ve estetik yönden bu ilave maliyet göze alınabilir.

3.5.3.2. Beton gövdeli barajlarda

Beton gövdeli barajların konumlarının saptanmasında yukarıda sayılan tavsiyeler geçerli olmakla beraber, kemer tipindeki barajlarda bilhassa önem kazanmaktadır.

Bir kemer barajda, rezervuar su yükü kemerlenme etkisi ile büyük miktarda yamaçlara aktarıldığı için mesnetlerde itkiyi karşılayacak bir kaya kitlesinin bulunması gerekir.

Mesnet kayası, kemer itkisi dolayısı ile bir kayma düzlemi boyunca deforme olmamalıdır.

Mesnet bölgesinin mansabında yamaçlarda ani bir açılma kemer etkisine karşı dayanımı azaltacaktır.

3.5.4. Baraj gövdesinin yerleştirilmesindeki jeolojik kriterler

Baraj gövdelerinin yerleştirilmesinde göz önünde bulundurulması gereken önemli jeolojik oluşumlar aşağıda belirtilmiştir [9].

- a) Baraj aksı membaından mansaba irtibatlı, bertaraf edilmesi zor olan bir yer altı su yolu bulunmamalıdır.
- b) Gövde, enjeksiyon perdesi veya diğer metotlar ile ıslah edilmesi zor ve masraflı olabilecek geçirimli bir formasyon üzerine zorunlu olmadıkça oturtulmamalıdır.
- c) Gerek dolgu, gerekse beton barajların temeli civarında aktif faylar mevcut olmamalıdır. Küçük, aktif olmayan faylar ve çatlaklar dolgu barajlarda önemli olmayabilir. Fakat beton ve bilhassa beton kemer barajlarda bunlar zayıf zonlar oluşturdukları için genellikle arzu edilmezler. Gökçekaya iki eğrilikli kemer barajı buna rağmen sağ ve sol yamaçta oldukça önemli fay sistemleri üzerinde inşa edilmiş, fakat bu fayların dolgularının önemli miktarlarda boşaltılıp yerine beton doldurulması hem zaman almış, hem de çok masraflı olmuştur.
- d) Barajın oturacağı yerde veya civarında gövdeye zarar verebilecek, kaldırılması yahut ıslah edilmesi ekonomik görülmeyen önemli heyelanlı sahalar olmamalıdır.
- e) Aks boyunca alınmış jeolojik kesit kazı sınırını belirleyecektir. Jeolojik kesiti mevcut olmayan, sadece topoğrafik duruma göre seçilmiş bir aks yerinde, baraj temeli için uygun olmayan, kazılarak alınması gereken zemin kitlelerine rastlanabilir.

3.5.5. Baraj gövde tipinin seçimindeki kriterler

Baraj gövde tipinin seçiminde, aks yerinin tasarlanan baraj tipine teknik yönden uygun olup olmaması birinci derecede rol oynar. Fakat bazı özel durumların dışında, aks yeri birden fazla tipte baraj gövdesinin projelendirilmesine uygun olabilir. Böyle bir durumla karşılaşıldığı takdirde, uygun görülen baraj tipleri planda yerleştirilip,

boy ve enkesitleri hazırlanır ve diğer yapıların etkileri de göz önünde bulundurularak, kabaca ekonomik karşılaştırmaları yapılır. Bazı durumlarda, tesis ile ilgili diğer bir yapının maliyetinin az olması baraj gövde tipinin seçilmesinde önemli bir etken olur [9].

Buna örnek olarak, baraj gövdesi ile dolusavak ilişkisini verebiliriz. Bir aks yerinde tasarlanan dolgu ve beton tipindeki barajların birbirine yakın maliyet değerleri olduğunu düşünelim. Eğer dolgu tipindeki barajda, gövde dışındaki dolusavağın boşaltım kanalı uzun ve yapı, büyük hacimde kazı ile beton sarfiyatını gerektiriyor ise beton tipinde gövde üzerinde düzenlenmiş ekonomik bir dolusavak yapısı, toplam maliyeti önemli ölçüde düşürecektir.

a) Genel olarak baraj gövde tipinin seçimini belirleyen faktörler aşağıda açıklanmıştır.

Topografya: Vadi profilinin şekli ve genişliği, burada projelendirilmesi tasarlanan barajın tipini belirler. Beton barajlar genellikle geniş vadilerde ekonomik değildirler. Beton kemer barajlar teknik olarak dar ve V- şeklinde bir vadi profili gerektirirler.

b) Jeolojik Şartlar: Tasarlanan baraj aksındaki jeolojik şartlar, baraj tipinin seçiminde önemli rol oynar. Nehir yatağında derin bir alüvyon tabakası bulunması, beton barajın aleyhinde olan bir faktördür. Ayrıca temel kayasının taşıma gücünün düşük oluşu, dolgu baraj tipinde bir seçim yapılmasını gerekli kılabilir. Kemer barajlar, kemer etkisine karşı, mesnet görevini üstlenebilecek sağlam ve emniyetli yamaçlar gerektirirler. Bu yamaçlarda, mesnet kitlesinin kaymasına sebep olabilecek faylar ve diğer kayma düzlemleri bulunmamalıdır.

c) Dolgu Malzemelerinin Yeterli Miktar ve Kalitede Mevcut Olması: Baraj aksı civarında yeterli miktarda inşaat dolgu malzemesi mevcut bulunmalıdır. Örneğin, jeolojik şartlar bir dolgu barajı gerektiriyor, fakat civarda çekirdek için geçirimsiz malzeme bulunmuyorsa, zonlu dolgu yerine homojen dolgu seçilir. Şayet barajın özellikleri (yüksekliği v.s.) buna da elvermiyorsa, asfalt veya beton memba kaplamalı kaya dolgu tipine gidilebilir.

d) Yapı Malzemelerinin Baraj Yerine Mesafesi: Bir baraj aksı için dolgu veya beton baraj tipinin her ikisi de uygun görülüyorsa, dolgu malzeme ocaklarının uzaklığı, beton baraj tipinin tercihini gerektirebilir. Bunun için bir maliyet karşılaştırması yapılmalıdır.

e) Bölgedeki Sismik Aktivite: Bölgede sismik aktivitenin yoğun bulunması, özel bir baraj tipinin seçilmesini gerektirebilir. Bu durumda barajın temel ve yamaç şartları da göz önünde bulundurulur. Bu bölgelerdeki dolgu barajlar da ince kil çekirdekten, gövde içersinde geçirimsizliği sağlayacak düşey beton perdelerden kaçınılır.

f) Meteorolojik Şartlar: Eğer inşaatta killi yapı malzemesi büyük çapta söz konusu oluyor, fakat iklim şartları bunun işlenmesine uygun olmuyorsa, örneğin her mevsim yağışlı veya uzun süre don periyodu gibi, böyle durumlarda beton baraj tipinin seçimine gidilir. Burada gerekli görülen inşaat süresi de beraber düşünülmesi gereken bir faktördür.

g) İnşaat Süresi: Herhangi bir sebepten dolayı inşaat süresi kısıtlı ise, çabuk inşa edilebilecek bir baraj tipi seçilir.

h) Gerekli Teknoloji ve Uzman Kadronun Mevcudiyeti: Eğer belirli tipte bir baraj inşaatı için yeterli teknoloji ve yetişmiş uzman mühendis, usta, işçi ve müteahhit bulunmuyorsa ve bunların ithali de istenmiyorsa, projelendirme ve uygulama şartlarının daha kolay yerine getirilebileceği bir baraj tipi seçilir.

i) Aktif Hacim: Aktif hacmi hızlı bir şekilde boşalan barajlarda, memba şev kaymalarını önlemek için ani seviye düşmelerine duyarsız baraj tipleri seçmek gerekir. Örneğin, beton ve membası geçirimsiz membranla kaplamalı kaya dolgu barajlar gibi. Zonlu barajlarda, merkezi kil çekirdekli çözümler kullanılır.

j) Doğanın Korunması ve Çevre Şartları: Doğa ve çevrenin korunması günümüzde çok önem kazanmıştır. Mesela bitki örtüsünün çok yoğun olduğu bölgelerde, kil malzeme elde edebilmek için çok kıymetli tarımsal arazilerin talan edilmesi,

ağaçların sökülmesi, doğaya çirkin bir görünüm verilmesi yerine, kil malzeme gerektirmeyen geçirimsiz memba kaplamalı kaya dolgu tipinde bir baraj gövdesi seçilmesi daha uygun olur.

Kaya tabakası ile korumalı bir mansap sevi yerine, çimen ve bodur bitkilerle kaplanmış bir şev, doğa ile daha güzel bir uyum sağlayacaktır.

Dolgu veya beton tipinde baraj gövdelerinin seçiminde, ilgili diğer yapıların maliyetlerinin rol oynamasına rağmen, genelde vadinin biçimi ve jeolojisi tercih için en önemli faktör olmaktadır.

Dar vadiler kemer ve ağırlık barajlarının projelendirilmesine elverişlidir. Ağırlık barajlarının, vadi genişledikçe ve tabanda alüvyon kalınlığı arttıkça ekonomisi azalır ve dolgu gövde lehine gelişir. Payandalı (boşluklu) beton barajlar daha geniş vadilerde ekonomik olabilir. Derin bir vadi ile üst kotlarda yatık yamaç kombinasyonlarında karma tipte baraj gövdeleri projelendirilebilir.

3.5.6. Derivasyon tesisleri kriterleri

Derivasyon sistemi bir veya birden fazla derivasyon tüneli ile suyu tünele çevirmeyi sağlayacak ön batardo, yapım süresince temeli taşkınlardan koruyacak memba ve mansap batardolarından oluşmaktadır. Derivasyon tesislerinin kapasiteleri beton barajlarda 50 yıllık, dolgu barajlarda ise 100 yıllık taşkın debilerine göre saptanmalıdır [9].

Dolgu barajlarda memba batardoları gövdenin bir parçası olarak projelendirilebilir ve böylece ekonomi sağlamak için batardo yüksekliği ile tünel çapı arasında bir optimizasyon çalışması yapmak gereksiz olur. Diğer taraftan, memba batardosunun bir alçak su döneminde inşa edilebilecek hacimde olması göz ardı edilmemelidir.

Derivasyon tünellerinde yapım süresinde ulaşım imkânlarının rahat olması ve hidrolik avantajlarından dolayı atnalı kesit tercih edilir.

Ön batardonun memba yüzü geçirimsiz malzeme ile örtülmüş iri kayalardan oluşturulması ön görülmüştür. Derivasyon tünelinin yapımının tamamlanmasından sonra yaklaşım kanalındaki bariyer kaldırılacak, bir sahilden iri kayaların dökülmesi sureti ile nehir diğer sahile sıkıştırılarak kapatılacak ve suyun tünelden geçmesi sağlanacaktır. Memba batardosunun kuruda inşa edilebilmesi için, ön batardonun memba yüzünün geçirimsiz kil tabaka ile kaplanarak filtre ve kaya tabakaları ile korunması gerekmektedir.

Ön batardonun koruması altında inşa edilecek memba batardosu, ana gövdenin benzer küçük bir modeli olmalıdır. Temel geçirimsizliği sığ alüvyon yataklarda pozitif hendek, alüvyon içersinde geçirimsiz duvar (bulamaç hendeği v.s.) veya alüvyon enjeksiyon perdesi ile sağlanabilir.

Alçak beton baraj ve regülâtörlerde, derivasyonun palplanj hücre batardolar yardımı ve koruma altına alınmış barajın bir bölümü inşa edilirken nehrin yatağının diğer tarafında oluşturulacak bir kanaldan akıtılması ve daha sonra ilk yapılan kısımda bırakılan orifislerden suyun geçirilerek benzer şekilde yapının diğer bölümünün inşa edilmesi yöntemi ile yapılması öngörülmelidir.

3.5.7. Dipsavak kriterleri

Bütün tesislere, eğer mansapta özel bir gereksinme yok ise (sulama v.s.), gereği halinde nehirdeki biyolojik yaşamın sürdürülmesi için en az debinin geçirilmesi amacı ile birer dipsavak öngörülmüştür [9].

Bunun için gerekli debinin miktarı, uzun dönem rasatlarda nehirde ölçülen en düşük debilerin en yüksek değerine eşit olarak kabul edilmiştir. Dipsavak bu debiyi minimum rezervuar su kotunda geçirebilmelidir. Çok olağan üstü bir gereksinme

olan rezervuarın boşaltılması, minimum işletme kotuna kadar dolusavak ve santral çalıştırılması ile yapılabilir.

Beton barajlarda dipsavak gövde üzerinde düzenlenmektedir. Dolgu barajlarda ise derivasyon tünelleri dipsavağa dönüştürüleceklerdir. Dipsavak kapakları derivasyon tünelinin baraj aksını kestiği bölgede yer almışlardır. Arka arkaya düzenlenmiş emniyet ve servis kapakları kayar tipte öngörülmuş olup, hidrolik olarak kumanda edileceklerdir. Kapakların üstünde yer alan kapak odalarına bir ulaşım galerisi ile mansaptan girilecektir.

Dipsavak su alma ağızları iki derivasyon tünelli projelerde tünelin birisinin giriş yapısı üzerinde düzenlenebilir. Düşük su sezonunda derivasyon diğer tünelden idame ettirilecek ve bu arada söz konusu tünel için kapaklar ve giriş ağzına ızgaralar monte edileceklerdir.

Tek tünel ile çözümlenen derivasyon sistemlerinde, kapakların montajı için tek tünelin kapatılmasından sonra derivasyonun idame ettirilememesi ve su seviyesinin yükseldiği rezervuar içersinde kapatılan girişin dipsavak monte edildikten sonra su girişine tekrar kolayca açılmaması problem yaratmaktadır. Bu durumda dipsavak girişi, derivasyon tüneli giriş yapısı arkasındaki yamaçta tünele irtibatlı olarak projelendirilmiş ve dipsavak kapakları montajı için bu girişin de yamaçtan bir batardo kapağının kızaklanmak sureti ile indirilerek tünelle aynı zamanda kapatılması ve montaj işleri bittikten sonra aynı tertibat ile dipsavak işletmesi için açılması öngörülmüştür. Bu durumda batardo kapağı indirme mekanizmasının bulunduğu kota rezervuar su seviyesi erişmeden dipsavak kapağı montaj işlerinin bitirilmesi gerekmektedir.

Regülâtör tipi tesislerde dipsavak gerekmemektedir. Çünkü hemen hemen nehir tabanı seviyesindeki dolusavak eşiklerinden radyal kapaklar ayarlanarak her an yeteri kadar mansaba su bırakmak mümkündür.

Dipsavak su alma eşik kotu, rezervuarda 50 yılda birikecek sürüntü maddesi kotunun üzerinde düzenlenmelidir.

3.5.8. Dolusavak kriterleri

Öngörülen tesislerin dolusavakları kapak kontrollü tipte seçilebilir ve beton barajlarda gövde üzerinde, dolgu barajlarda ise yamaçlarda düzenlenebilir [9].

Beton barajlarda deşarj kanalları gövdenin mansap yüzünün eğimine uydurulmuş, dolgu barajlarda ise yamacın elverişli bir bölgesinde en az kazı gerektirecek bir eğimde yerleştirilebilir.

Enerjinin kırılması deşarj kanalı sonunda projelendirilen enerji kırıcı havuz veya sıçratma bloğu vasıtası ile çözümlenmelidir.

Beton gövdelerde yatak içersinde enerji kırıcı havuz düzenlenmiş, tabandaki alüvyonun kalın olduğu durumlarda, havuz derinliğinin gereksiz yere arttırılmaması için serme beton dolgu öngörölmüştür.

Dolgu barajların dolusavaklarında ise, dolusavak deşarj kanalının yönü dolayısı ile sıçratmalı düzenlemede diğer yapıların etkilenme olasılığı varsa, kazı ve temel şartları uygun düşüyorsa, yeterli boy ve derinlikte enerji kırıcı havuz tercih edilir, aksi halde nehir eksenini boyunca sıçratılmasına karar verilir.

Dolusavak tasarımında, basit ve problemsiz bir hidroliğin sağlanması bakımından dikdörtgen enkesitleri benimsenmeli, kanal genişlikleri sabit tutularak, yön ve eğim değişmelerinden kaçınılmalıdır.

Dolusavak projelendirme debisi olarak olası en büyük taşkın debisi baz alınır, çıkış debisinin saptanmasında baraj gölünün taşkın öteleme etkisi göz önünde bulundurulur.

3.5.9. Enerji su alma yapıları kriterleri

Enerji su alma yapıları beton barajlarda gövde üzerinde düzenlenebilir ve etek santralli tesislerde cebri borular ile türbinlere bağlanabilir, tünel sonu santralli tesislerde ise yamaçlarda teşkil edilmiş tünel aynalarına geçiş sağlanabilir [9].

Dolgu gövdeli barajlarda bu yapıların gövde üzerinde düzenlemeleri bazı sorunları da beraberinde getirdiği için gövde dışındaki imkânlar aranmalıdır.

Su alma yapılarının baraj gölü alanı dışından erişilebilirliği büyük bir tercih sebebi olduğundan aşağıdaki çözümler üzerinde durulmuştur.

- Dolusavağa bitişik, aynı yaklaşım kanalından faydalanan su alma yapısı, rezervuar minimum işletme kotunun çok derinde olmaması hallerinde pratik bir çözüm olarak görülmüştür. Gereği halinde su alma yaklaşım kanalı dolusavak kanalı içinde bir miktar daha düşük kotta projelendirilebilir.
- Uygun bir topografyanın bulunması durumunda, baraj gölü kıyısındaki dik bir yamaçtan yararlanarak, sahilden doğrudan doğruya veya küçük bir köprü ile erişebilen kule tarzında su alma tipi uygulanabilir.
- İki tünelli derivasyon öngörülüp, tünellerden birinin enerji tüneline dönüştürülmesine karar verildiği durumlarda da böyle bir su alma yapısı bir boyun ile derivasyon tüneline bağlanabilir.

Yukarıda söz edilen uygun topografyanın her zaman mevcut olması mümkün olmadığı için, bilhassa minimum işletme seviyesinin oldukça derinde olması durumlarında, batık bir su alma yapısının düzenlenmesi kaçınılmazdır. Böylece bir projelendirme de kuvvet tüneli girişinin, yamaç üzerinde su altında kızıklanacak bir kapak sistemi ile kontrol edilmesi gerekmektedir. Fakat böyle bir sistem yüksek ve dengelenmemiş bir su basıncından bazı problemler yaratacaktır. Burada öngörülen

tünel servis kapağı kayar tipte ve hidrolik kumandalıdır. Açma ve kapama elemanı olan servo motor su basıncını yenecek kuvveti teknik olarak uygulayabilecektir. Servis kapağının memba tarafında, münferit olarak su seviyesi üzerine kadar yükseltilecek bir yuva içersinden su basıncına maruz kalmadan indirilebilecek bir batardo kapağı bakım ve onarım işlerinin kuruda yapılabilmesini sağlayacaktır. Batardo kapağının kaldırılmasının, iki kapak arasındaki boşluğun su ile doldurularak dengelenmiş su basıncından yapılması gerekir.

Yamaçtan kızaklama sistemi, sadece girişteki ızgaraları temizleme tarağı için düşünülmüştür.

3.5.10. Kuvvet tüneli kriterleri

Kuvvet tünellerinin dairesel kesitli ve beton kaplamalı olması öngörülür. Fay hatlarından gerekli mesafelerin bırakılması şartı ile en kısa güzergâhlar seçilerek mümkün olduğu kadar fazla aynadan açılma imkânları araştırılmalıdır [9].

Tünel çapları işletme optimizasyonları ile saptanarak, tüneldeki hızlar 5 m/s ile kısıtlanmalıdır.

Tünel üzerindeki kaya kalınlığının yeterli olmasına özen gösterilerek, en az tünel çapının 2 katı bir kalınlık öngörülür. Tünel eğimleri denge bacası şartı sağlanması kaydı ile ortalama 0.002 olarak düzenlenmiştir. Eğim, tünel içersinde drenajın sağlanması düşünülerek en az 0.001 ile sınırlandırılmıştır.

3.5.11. Denge bacası kriterleri

Santral binasındaki vananın açılıp, kapanması sırasında oluşacak aşırı basınçları söndürülerek, bunların tünelde hasara yol açmasını önlemek için THOMA

koşulunu sağlamasına dikkat edilerek, kuvvet tünel çıkışından önce denge bacaları projelendirilir [9].

3.5.12. Cebri boru kriterleri

- Etek santralli beton barajlarda cebri borular ayrı su alma ağızlarından münferit olarak alınarak gövde betonuna gömülü şekilde ünitelere bağlanabilir [9].
- Dolgu barajlarda ise, dolusavak yaklaşım kanalından su alma imkânının olduğu durumlarda cebri borular açıktaki bir güzergâhtan geçirilerek simetrik bir çatallanma ile branşmanlara bölünerek ünitelere bağlanmalıdır. Sadece santrale girişteki branşmanlar gömülü düzenlenmiş ve beton bir zarf içine alınmıştır. Eğer santrale mesafe kısa ise, su alma yapısı ve santral cebri boru bağlantıları ayrı ayrı yapılır.
- Santralin uzakta yer alması ve baraj gövdesinin dışındaki bir bölgeden enerji için su alınması durumunda araya nispeten kısa veya uzun bir tünel bölümü girdiği için cebri borular tünel çıkışından itibaren yine diğerlerinde olduğu gibi açıktaki bir güzergâhtan geçirilip ünitelere bağlanır. Uzun tünelli tesislerde cebri boruların çıkış bölgesinde denge bacaları öngörülmüştür. Cebri boruların üst bölgesinde güvenlik nedeni ile vanalar ve vantuzların düzenlenmesi gereklidir.
- İki tünelli derivasyon sistemlerinde tünellerden birinin kuvvet tüneline dönüştürülmesi durumunda, tünel içersine yerleştirilecek çelik kaplamadan asimetrik ayrılan çelik branşmanlar ile ünitelere bağlantı yapılabilir.
- Açıktaki cebri borularda her beton tespit kitlesinin mansabında genişleme contası düzenlenerek boruların kayar mesnetler üzerine oturması öngörülmelidir.

3.5.13. Santral binası ve şalt sahası kriterleri

Santral binaları ünite blokları ve montaj bloğundan oluşmuş, kontrol binasının montaj bloğu içinde ve bitişiğinde olması öngörülmüştür [9].

Santral binası temellerinin tamamen temel kayası üzerine oturmasına özen gösterilmelidir. Gerekli yerlerde yamaç molozu veya alüvyon kaldırıldıktan sonra serme beton ile dolgu yapılacaktır.

Makine holünün yaklaşım kotunun seviyesinde olduğu durumlarda bir servis vinci hizmet edecek, daha düşük kotta olması halinde transfer binası içersinde diğer yönde çalışan ikinci bir vinç gerekecektir.

Trafolar için santral binasının arka tarafında bir yer tahsis edilmiştir.

Mansap kanalının eğimi en çok 1 düşey, 3 yatay olarak öngörülmelidir.

Şalt sahaları, etek santrallerinde mümkün olduğu hallerde baraj gövdesi eteğindeki platforma, diğer hallerde santral yakınında taşkın tehdidi altında bulunmayan düz bir alana yerleştirilir. Konvansiyonel şalt sahaları yanında gereği halinde SF6 tipinde şalt sahaları da söz konusu olabilir.

3.5.14. İşletme çalışması kriterleri

Projelerin rezervuar işletme çalışmaları bilgisayar programları ile yapılır. Program, memba barajı santralından çıkan suları ara havza suları ile toplayarak bir sonraki baraj rezervuarına giren su olarak değerlendirmelidir. Programda tünelli santrallerde tünel kayıpları dikkate alınmalıdır [9].

Programa verilen girdiler genellikle aşağıdaki gibidir:

- Rasat yılı sayısı
- Rezervuar sayısı
- Firm enerjideki eksiklik yüzdesi
- Aylık doğal akımlar (106m³)
- Rezervuardan yapılan sulamaların aylık su miktarları (106m³)
- Mansap suları için bırakılacak aylık su miktarları (106m³)
- Yükseklik (m), hacim (106m³) ve alan (106m²) değerleri
- Aylık buharlaşma değerleri (mm)
- Maksimum depolama hacmi (106m³)
- Minimum depolama hacmi (106m³)
- Kuyruksuyu kotu (m)
- Kurulu güç (MW)
- Barajın maksimum brüt düşüsü (m)
- Talveg kotu (m)
- Varsa tünel çapı (m), uzunluğu (m) ve Manning katsayısı

3.5.15. Hidroelektrik santrallerde kurulu güç optimizasyonu

Genelde hidroelektrik santrallerin kurulu gücünü net faydalar dikte etmektedir. Kolaylık olması bakımından firm gücün yaklaşık 2,3,4,5 katlarında yapılan işletmelerde elde edilen enerji ve güçlerin faydaları hesaplanır. Baraj maliyeti genelde tüm kurulu güç için değişmeyeceğinden sadece santral maliyetleri ve yıllık giderleri hesaplanır. Toplam faydalardan yıllık giderlerin çıkartılması ile bulunan rölatif net faydalar grafikte güç değerlerine karşı noktalanır. En büyük net faydaya karşı gelen güç, "Kurulu Güç" olmaktadır. Ancak bu optimizasyona bazı kısıtlamalar getirilmiştir.

Bunlar:

- Cebri borudaki maksimum hız 6.5 m/sn'yi geçmemelidir.
- Beton kaplamalı kuvvet tünellerinde hız 5 m/sn'yi geçmemelidir.

Net fayda artsa bile yukarıdaki limitlerdeki güçler, kurulu güç olarak alınır.

BÖLÜM 4. YAPILAN ÇALIŞMALAR

Enerji literatüründe büyük hidroelektrik enerji klasik yenilenebilir kaynak grubunda ele alınırken, küçük hidroelektrik enerji yeni ve yenilenebilir kaynaklar grubuna sokulmaktadır. EİE tarafından yapılan çalışmalarda Kurulu gücü 101 kW-10.000 kW arasındaki santrallere küçük hidroelektrik santraller denilmektedir. Bu bağlamda, akarsuları, üzerlerine yapılabilecek santrallerin kurulu güçlerine göre sınıflandırdığımızda kurulu gücü 10.000 kW'tan küçük olan akarsular küçük akarsular olarak adlandırılmıştır.

Yapılan çalışmada, Sakarya Havzasında bulunan bazı akarsuların debileri ve düşüleri belirlenip Hidroelektrik Santraller kapasitesine göre sınıflandırılmıştır. Bu sınıflandırma yapıldıktan sonra üzerlerine hidroelektrik santral yapılabilecek akarsuların hidroelektrik potansiyelleri hesaplanmıştır.

4.1. Sakarya Havzasının Hidrolik ve Hidrolojik Analizi

4.1.1. Sakarya nehri

Sakarya Nehri drenaj alanına girişten itibaren iltihak eden belli başlı akarsular, batıda Çarksuyu, doğuda Mudurnu ve Dinsiz çaylarıdır. Sakarya nehri drenaj alanından Çarksuyu, Mudurnu ve Dinsiz çaylarını aldıktan sonra kuzey drenaj kara çizgisini oluşturan Karadeniz'e dökülür. Sakarya nehrinin drenaj alanında yatak uzunluğu 125 km'dir. Etüt alanında Mudurnu suyunun kesişimine kadar olan meyli km. başına 0.45 metredir. Mudurnu çayı aşağısında bu meyil km. başına 0.35 metreye düşer. Etüt alanının yer altı suyunun akarsuya boşalımının, hesabı için: 1243 nolu EİE daimi akım rasat istasyonu ile etüt esnasında akım rasadı için 17-18-19-34 nolu muvakkat

akım rasat istasyonları Sakarya nehri üzerinde tesis edilmiştir. Doğançay 1221 nolu akım rasat istasyonu 1953 yılında, Botbaşı 1243 nolu akım rasat istasyonu 1960 yılında tesis edilmiştir [12].

4.1.2. Mudurnu çayı

Bu büyük akarsuyun ovaya giriş debisi bu çay üzerinde yer alan rasat istasyonunda ölçülür. Yatak şartlarının kötü oluşu nedeniyle Mudurnu suyunun ova girişinden Sakarya nehrine kadar olan kesimi DSİ'nce kanala alınmıştır. Mudurnu çayı Sakarya nehrine ulaşmadan önce Yeniköy yakınlarında; doğudan gelen Dinsiz Çayı'nı alarak Süleymaniye bataklığı önünde Sakarya nehrine ulaşır.

Mudurnu çayının etüt esnasında gözlenebilen minimum debisi ovaya girişte 1979-Ağustos 3.622 m³/sn'dir. Maksimum debisi ise 62.811 m³/sn ile 1980 Mart ayında gözlenmiştir. Mudurnu Çayı DSİ'nce kanala alınmasına rağmen hala Sakarya Nehrine ulaştığı alanda Süleymaniye Bataklığını büyük taşkınlarda beslemektedir. Mudurnu Çayının ovadaki yatak meyli km.de 0.50 metredir.

Mudurnu Çayı ve yan kollarının ova dâhilindeki yatak şartları meyil yetersizliğinden dolayı kanallarla ıslah edilmesine rağmen ova sularının istenilen düzey ve sürelerde drene etmeye yetmemektedir. Bundan dolayı Süleymaniye Bataklığının oluşumunu ve devam etmesini sağlar.

4.1.3. Dinsiz çayı

Dinsiz Çayı aşağı Sakarya Havzasının doğu drenaj alanı içinden doğan, Mudurnu Çayı ile Sakarya Nehrine ulaşan önemli akarsulardan biridir.

En önemli kolları Hendek Çayı ve Balıklı Dereleridir. Drene ettiği akımlar, tali drenaj alanının batı drenaj hududunda Yağbasan Köyü yakınında EİE' nin-1219 nolu

akım rasat istasyonunda bulunan daimi akım rasat istasyonunda ölçülür. Yapılan ölçümlerle yıllık baz akımı yaklaşık olarak $52 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{yıldır}$.

4.1.4. Çark suyu

Çark suyu genelde Sapanca Gölünün boşalım ayağı şeklindedir. Ancak Sapanca Gölünden çıktıktan sonra Aşağı Sakarya Ovasına ulaşır. Ova içinde oluşan mevsimlik ve daimi akarsuları da alarak Aşağı Sakarya Ovası çıkış ölçüm noktası akım rasat istasyonuna ve oradan da Sakarya Nehrine ulaşır. Drene olduğu alan 556 km^2 dir. Çark suyunun akım değerleri Sapanca Gölü çıkışındaki EİE' nin Beş Köprüler daimi akım rasat istasyonunda ölçülür. Bu noktadan itibaren çark suyu yatağının Sakarya Nehrine kadar olan kısmı Sofiler koyuna kadar DSİ'nce ıslah edilerek kanala alınmıştır. Çark suyu kanalı Sapanca Gölünden itibaren; Erenler drenaj kanalını, Gökçeören kurutma kanalını, Karakamış kurutma kanallarını ve Söğütlü kurutma kanallarını drene etmektedir.

4.1.5. Karasu deresi

Aşağı Sakarya Ovasının güney tali drenaj çizgisi eteklerinde mevcut olan kaynaklardan oluşur. Sakarya Nehrine dökülmeden Karasu İlçesi yakınlarında Karadeniz'e ulaşır. Drene ettiği toplam alan 303 km^2 ' dir.

4.1.6. Karacasu (kuyumculu)

Sakarya Havzasının Karadeniz tarafında, Karasu İlçesi sınırlarında yer alan ve yaklaşık kotu 10 m. olan bu dere üzerinde de geçmişte kısmi bazı ölçümler yapılmışsa da kotu düşük olduğu için hidroelektrik üretimi amaçlı ciddi bir çalışma içerisine girilmemiştir. Bu derenin akım değerleri küçük bir hidroelektrik santrali için oldukça elverişli olduğu görülmüştür. Bu dere üzerinde projelendirilecek olan bir

Küçük HES'den üretilecek enerji bu yöredeki birçok fabrika, sanayi, işletme ve meskenin elektriğini karşılayabilecek miktarlara ulaşacaktır.

4.1.7. Akçay deresi (doğancılar)

Üzerinde değişik zamanlarda ölçümler gerçekleştirilen bu derenin de belli bir miktarda hidroelektrik potansiyele sahip olduğu görülmektedir. Her ne kadar da Akçay Deresine ait akım debileri küçük olsa da dere yaklaşık 650 m.lik kotu ile önemli bir düşüye sahiptir.

Dolayısı ile bu düşü ve akım değerleri göstermektedir ki, Akçay Deresi (Doğancılar kolu) üzerinde projelendirilecek olan bir küçük hidroelektrik santral bu yörenin dolayısıyla ülkenin ekonomisine önemli katkılar sağlayacaktır.

4.1.8. Bıçkı deresi

Hidroelektrik potansiyel açısından bu güne kadar üzerinde herhangi bir çalışma yapılmamış derelerden birisi de Sakarya Havzasında yer alan Bıçkı Deresinin akım değerleri tespit edilmiştir.

Akım değerlerinden de anlaşılacağı gibi Bıçkı deresi üzerinde özel girişim ve gayretlerle yapılan yıllık ölçümler neticesinde en düşük akım değeri 179 lt/sn, en büyük akım değeri ise 567 lt/sn, ortalama akım değeri ise 374.46 lt/sn. olarak ölçülmüştür. Deresinin mevcut kotu da dikkate alındığında bu dere üzerinde projelendirilerek yapılacak olan küçük ölçekli bir hidroelektrik santral yılda yaklaşık 0.5-1.0 milyon kWh'in üzerinde elektrik üretebilecek özelliktedir.

4.1.9. Akçay deresi (ikramiye köyü)

Sakarya Havzasında yer alan ve Adapazarı Büyükşehir sınırları içerisindeki Sapanca İlçesi İkramiye Köyü sınırlarında yer alan Akçay Deresi (İkramiye Köyü Kolu), Adapazarı Büyükşehir Belediyesi ADASU Genel Müdürlüğü'nce su temini amaçlı kullanılmaktadır.

Bu derenin akım değerlerine bakıldığında; akım değerlerinin oldukça yüksek olduğu, su temini için kullanılan suyun toplam su debisinin sadece % 37'sini oluşturduğu, % 63 'ünün boşa aktığı görülmektedir.

Her ne kadar da, Akçay Deresi Adapazarı Büyükşehir Belediyesi ADASU Genel Müdürlüğü'nce su temini amaçlı kullanılmakta ise de bu durum enerji üretimi için engel teşkil etmemektedir. Dolayısı ile derenin akım değerleri ve düşüsünden faydalanılarak, boşa akan suyu da değerlendirmek sureti ile bu dereden hidroelektrik enerji elde edilebilir.

Bu durumda ilk olarak enerji elde edilir. Daha sonra da kuyruk suyu alınarak su temini tesislerinde kullanılır. Bu şekilde suyun kullanımı ve hidroelektrik enerji santralının projelendirilmesi işçilik, tesis ve dolayısı ile ekonomik yönden de birçok avantajı beraberinde getirecektir. Çünkü su temini için yapılan havuzlar, bağlamalar, tüneller, kanallar, cebri borular vb. hidroelektrik santral tesisi için de kullanılacaktır.

Dolayısı ile bir sistem için yapılmış olan bazı tesisler bir diğer sistem için de kullanılmış olacaktır. Bu durum ise tesislerin proje maliyetlerinin düşürerek projenin uygulanabilirlik düzeyini artıracaktır ve projenin geri dönüşüm sürecinin azaltacaktır.

4.1.10. Göller

Sakarya Havzasında büyük – küçük birçok göl mevcuttur. Bu göllere ait genel bilgiler Tablo A 4.1.'de verilmektedir.

Tablo 4.1. Göllerin Akım Değerleri

Göl İsmi	Drenaj Alanı (Km ²)	Büyüklüğü (Km ²)	Azami Derinliği (m)	Azami Kotu (m)	Döküldüğü Yer
Sapanca G.	253	47.00	53.00	33.00	Çarksuyu
Büyük G.	47	3.60	6.00	4.00	Sakarya N.
Küçük G.	2	0.25	6.00	-	Çarksuyu
Taşkısığı G.	12.30	0.75	6.00	-	Çarksuyu
Poyrazlar G.	6.50	0.60	3.00	25.00	Sakarya N.

4.1.11. Sapanca gölü

Sakarya Havzasının batısında Sakarya Nehri ile İzmit Körfezi arasındaki tali drenaj içinde yer alır. Göl elipsoit şeklinde olup doğu – batı istikametindeki büyük eksenin uzunluğu 16 km'dir. Doğu ucu Sakarya Nehrine 5 km, batı ucu ise İzmit Körfezine 20 km kadar mesafededir. Gölün alanı 46 – 52 km arasında, seviyesi ise 31 – 33 m arasında değişmektedir. Yıllık seviye değişmesine tekabül eden depolama miktarı 100×10^6 m³ kadardır. Gölün doğu kesimi sığ ve bataklıktır. Ortada derinliği 53 metredir. Gölün kaplamış olduğu alan dâhil drenaj alanı 256 km² dir. Güneyde yüksek dağlarla kuzeyi alçak tepelik araziyle çevrilidir. Drenaj alanının batı ve doğusu nispeten düzlüktür. Göl birçok dereciklerle beslenir. Güneyden gelen yüksek meyilli ve yüksek pikli taşkınlar yapan yan deler, beraberinde büyük miktarda çakıl ve iri malzeme sürükler.

Sapanca Gölünün boşalımı Çark Suyu ayağı – Sakarya Nehri uzantıları ile Karadeniz'e ulaşır. Göl seviye ölçümleri DSİ tarafından işletilen 2 ayrı rasat istasyonunda yapılmaktadır.

4.1.12. Büyük akgöl

Karasu İlçesinin 10 km. Güney Batısındadır. Kapladığı alan mevsimlere göre değişir. Genelde 3.6 km² lik bir alanı kaplar. Derinliği 6.0 m.dir. Oluş nedeni yer altı suyu ve mahalli drenajdır. Büyük Akgöl Havza dışına çıkışını Sakarya Nehrine ulaşan bir ayakla bağlar.

4.1.13. Küçük akgöl

Sakarya Havzasının tali drenaj alanı içinde yer alır. Kaplamış olduğu alan 0.25 km², derinliği 6.0 m.dir. Bir drenaj kanalıyla Çark Suyuna bağlanmıştır.

4.1.14. Taşkısığı gölü

Sakarya Havzasının batısındaki tali drenaj alanında yer alır. Büyüklüğü 0.75 km², derinliği 6.0 m.dir. Bir drenaj kanalıyla Çark Suyuna bağlanmıştır. Oluşumu; yer altı suyu tabakasının topografya ile kesişiminden ve çevresel drenaj şartlarından kaynaklanmaktadır.

4.1.15. Poyrazlar gölü

Poyrazlar Gölü Sakarya Havzasının tali drenaj alanında yer alır. Poyrazlar Köyü ile Akarca Köyleri arasındadır. Derinliği vasati 3.0 m kaplamış olduğu alan 0.60 km² dir. Tabii bir ayakla Sakarya Nehrine bağlıdır.

4.1.10. Kanallar

Aşağı Sakarya Havzasında akarsu yataklarını ıslah etmek ve drenaj maksatlı çok sayıda kanal mevcuttur. Bu kanallar irdelenirken başlıca dört ayrı drenaj alanına bölünerek incelenmiştir. Bunlar:

I Nolu Tali Drenaj Alanı: Havzanın doğusunda yer alan tali drenaj alanı içinde Balıklı dere kanalı bu kanalın batı kesiminde Dinsiz suyu drenaj kanalları vardır. Dinsiz Suyu drenaj kanalları Kuzey Batıya doğru tek bir kol halinde Balıklı kanalı ile Yaylalar köy mevkiinde birleşerek devam eder.

II Nolu Tali Drenaj Alanı: Havzanın güneyinden kuzeye doğru Mudurnu Suyu kanalı, Kanlıçay Çay kanalı, Kayalar Dere kanalı ve Hasanbey Köyü kurutma kanalı yer alır.

Hasanbey Köyünden sonra tüm bu kanallar şebekesi birleşerek tek bir kanal şeklinde Süleymaniye bataklığını geçer. Bu geçişte Yeni Köy yakınlarında doğudan gelen Dinsiz Çayından alarak kuzeye doğu yoluna devam ederek Süleymaniye bataklığı kuzey batı ucu da Soğuksu Köyü yakınlarında Sakarya Nehrine ulaşır.

III Nolu Tali Drenaj Alanı: Havzanın belkemiği denilebilecek drenaj alanıdır. Çünkü bu alanı Sakarya Nehri drene eder. Bu alanın güney kısmında Değirmendere kanalı yer alır. Bunun dışında III. Nolu tali drenaj alanı içerisinde Sakarya nehrini drene eden başka bir kanal yoktur. Ancak diğer tali drenaj alanlarından gelen Mudurnu Suyu ve Çark Suyu gibi büyük – küçük birçok akarsu ve kanalı yanına alarak Karadeniz'e ulaştırır.

IV. Nolu Tali Drenaj Alanı: Sapanca Gölünün ve göl ayağını oluşturan Çark Suyunun yer aldığı bu tali drenaj alanında sayısız kurutma kanalı ve mevsime göre genişleyip gerileyen kısmı ve daimi bataklık alanlarının ıslah ve tahliyesi için Sapanca Gölünden başlayıp Çark Suyun Sakarya Nehrine ulaştığı yer olan Seyfiler Köyüne kadar ki alan içinde kurutma kanalları bulunur. Drenaj kanalı Sapanca Gölü,

Çark Suyu ayağından başlar. Beş Köprüler Köyünde Ankara – İstanbul E-5 (D-100) devlet karayolunda EİE – 1235 nolu daimi akım rasat istasyonunda ölçülür. Bu noktadan sonra kuzeye doğru ilerler. Sakarya İline dâhil olmadan sağdan Erenler kurutma kanalını soldan Serdivan kurutma kanalını alarak Sakarya İlini kuzeye doğru geçer. Bu noktadan sonra solunda Kazımpaşa Kasabasında başlayan Gökçeören göl ve bataklığının kurutma kanallarını alır. Sağından ise Gebeş ve Karakamış kurutma kanalları bu drenaj alanı içerisine dâhil olur.

V. Nolu Tali Drenaj Alanı: Havzanın Karadeniz Karasu kıyı ovasında Acarlar Gölünün tahliyesi ve mevcut bataklığın kurutulması için Deniz Köyden Sakarya Nehrinin denize ulaştığı yer olan İhsaniye Köyüne kadar Karadeniz'e paralel olarak, Acarlar Gölü bataklığı kurutma ve drenaj kanalı yer alır.

4.1.17. Sel Kapanı ve Regülâtörler

Sakarya Havzası içinde taşkın koruma amaçlı birçok sel kapanı ve regülâtör yer almaktadır.

4.2. Hidroelektrik Potansiyel Hesaplama Yöntemi

Akarsuların hidroelektrik potansiyeli, topoğrafik koşulların sağladığı düşü yüksekliğine ve suyun debisine bağlı olarak belirlenir. Akarsuların toplam debi ve düşülerine göre hesaplanan brüt potansiyel, maksimum teorik düzeyi gösterir. Brüt potansiyel bütün doğal akışların, deniz seviyesine, sınır aşan sularda sınıra kadar % 100 türbin verimiyle elde edilebileceği varsayılan yıllık enerji potansiyelini ifade etmektedir. Teknik açıdan uygulanması mümkün su kuvveti projelerinin tümünün gerçekleştirilmesi sonucunda elde edilebilecek üretimin maksimum değerini gösteren teknik potansiyel, enerji değeri olarak brüt potansiyelin bir fonksiyonudur. Onun yüzdesi olarak ifade edilir. Hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını gösteren teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli, kullanılan teknolojiye bağlı olarak meydana gelebilecek düşü, akım ve dönüşümdeki kayıplar hariç olarak hesaplanır [26].

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

Hidroelektrik enerjinin hesaplanmasının değişik yöntemleri vardır. Enerji miktarı en çok suyun debisi ve düşü değerine bağlı olduğu için hesap yöntemlerinde genellikle bu iki parametrenin etkin olduğu (4.1) 'deki bağıntı kullanılmaktadır.

$$N = \gamma * H * Q \quad (4.1)$$

Bu formülde;

$$N = \text{Güç (tm/sn)} \quad 1 \text{ tm/sn} = 9.81 \text{ Kw} = 13.3 \text{ BG}$$

γ = Suyun birim hacim ağırlığı

H = Kot farkı (m.)

Q = Debi (m³/sn)

Hidroelektrik santraldeki enerji kaybı oranları;

Türbinde: $\delta_{\text{tür}}$, Jeneratörde: δ_{jen} , Transformatörde: δ_{trans} ise;

$\delta_{\text{tür}}, \delta_{\text{jen}}, \delta_{\text{trans}} = 0.85$ oranında santralde güç kaybı oluşur. Bundan dolayı;

$$N_h = G * H_n * \eta_h = \gamma * Q * H_n * \eta_h$$

$$N = \gamma * H * Q \gg N = 9.81 * H * Q * 0.85 \gg N = 8 * H * Q \text{ olarak hesaplanır.}$$

Su kaynağı potansiyeli hesabında;

$$E_{\text{brüt}} = N_{\text{brüt}} * 24 * 365 \quad (4.2)$$

Bu bağıntıda:

$N_{\text{brüt}}$ = Su kaynağının brüt gücü (kW)

H_{ort} = Havzanın ortalama kotu (m)

Q_{ort} = Su kaynağının ortalama debisi (m³/sn)

$E_{\text{brüt}}$ = Su kaynağının brüt enerjisi (kWh)

4.3. Sakarya Havzasında Yapılan Hidroelektrik Potansiyel Analizi

Hidroelektrik potansiyel hesaplanırken bölüm 4.2'deki hidroelektrik enerji potansiyeli hesaplama yöntemi kullanılmıştır. $N_{brüt} = 8 * H_{ort} * Q_{ort}$ denkleminde H_{ort} ve Q_{ort} değerleri yerlerine konularak akarsuların brüt güç ve enerjisi hesaplanmıştır.

Tablo 4.2. Sakarya Havzasındaki Akarsuların Hidroelektrik Potansiyeli

No	Akarsu Adı	Ortalama Debi (Q_{ort})	Ortalama Kot (H_{ort})	Hidroelektrik Güç ($N_{brüt}$)	Hidroelektrik Enerji ($E_{brüt}$)
		m ³ /s	m	kW	(kWh*10 ⁶)
1	Sakarya Nehri Botbaşı	174,3	8	11.433	100,15
2	Sakarya Nehri Doğançay	132,2	41	43.296	392,27
3	Mudurnu Çayı	8,4	286	19.219	168,86
4	Çark Suyu	4,1	29	951,2	8,33
5	Karacasu	4,4	10	352	3,08
6	Akçay Deresi (Doğancılar)	0,2	650	1.040	9,11
7	Sakarya Nehri Paşalarboğazı	105,56	106	89.040	779,99
8	Sakarya Nehri Yenice	74,96	238	142.724	1.250,26
9	Sakarya Nehri Kargı	45,55	493	179.649	1.573,72
10	Kirmir Çayı	14,32	487	55.790	488,72

Tablo 4.3. Sakarya Havzasının Hidroelektrik Potansiyeli

HAVZA	DSİ'nce Hesaplanmış Hidroelektrik Potansiyel			Yeni Kriterlere Göre Tahmin	
	Brüt Pot. (GWh)	Ekonomik Pot. (GWh)	Kurulu Güç (MW)	Ekonomik Pot. (GWh)	Kurulu Güç (MW)
Fırat	84.122	37.961	9.648	34.469	9.947
Dicle	48.706	16.751	5.051	18.143	6.217
Doğu Karadeniz	48.478	11.062	3.037	18.058	5.657
Doğu Akdeniz	27.445	5.029	1.390	8.179	2.562
Antalya	23.079	5.163	1.433	6.878	2.155
Batı Karadeniz	17.914	2.176	624	5.339	1.722
Batı Akdeniz	13.595	2.534	674	4.051	1.234
Seyhan	20.875	7.571	2.001	6.998	2.131
Ceyhan	22.163	4.652	1.413	6.604	2.336
Kızılırmak	19.552	6.320	2.094	5.826	2.203
Sakarya	11.335	2.373	1.096	2.955	1.620
Çoruh	22.601	10.540	3.134	9.261	3.125
Yeşilirmak	18.685	5.297	1.259	6.264	1.808
Susurluk	10.573	1.602	507	1.969	719
Aras	13.114	2.287	588	3.908	1.158
Diğerleri (Toplam)	30.749	1.772	510	1.283	416
TOPLAM	432.981	123.040	34.459	140.185	45.010

Sakarya Havzasında yapılan çalışmalar doğrultusunda Hidroelektrik potansiyele sahip olduğu görülmüştür.

Sakarya Havzasının brüt hidroelektrik potansiyeli 11.335 milyar kwh, teknik hidroelektrik potansiyeli 5.667 milyar kwh, ekonomik hidroelektrik potansiyeli ise 2.955 milyar kwh olduğu tespit edilmiştir.

Sakarya Havzasındaki hidroelektrik potansiyelin % 50'sinin teknik potansiyel, % 26'sının ise ekonomik potansiyel olduğu tespit edilmiştir..

BÖLÜM 5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Giderek artan enerji tüketimi dünyada ve Türkiye’de yeni, yenilenebilir ve alternatif enerji kaynaklarından yararlanılmasını zorunlu hale getirmiştir.

Enerji sektörüne ilişkin kararlar verilirken, ülkemizin mevcut enerji sisteminin tam anlamıyla tanınması, Türkiye’yi uzun vadeli sıkıntılara düşürmekten kurtaracaktır. Diğer ülkelerin kendi verileriyle, kendileri için en elverişli bularak aldığı kararların ülkemizde de uygulanması çabaları çoğu zaman olumsuz sonuçlar doğurmaktadır. Gerekli enerji sistemlerinin ülkemiz şartlarında ne ölçüde ekonomik ve uygulanabilir olduğunun araştırılması, büyük önem arz etmektedir. Bu konuda devletin, üniversiteleri ve özel sektörü araştırma yapmaya teşvik etmesi gerekmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan hidroelektrik enerji, Türkiye’nin kullanılabilir en önemli yenilenebilir enerji kaynağını oluşturmaktadır. Hidroelektrik enerjinin Türkiye’nin enerji politikasında ilk sıralarda yer alması oldukça önemlidir.

Hidroelektrik santrallerin en büyük avantajlarından biri de çevre ile olumsuz etkileşiminin yok denecek kadar az olmasıdır. Bu nedenle hidroelektrik santralleri çevre dostu olarak nitelendirebiliriz. Ayrıca üzerine kuruldukları nehir veya akarsuyun akımını kontrol altına alarak olası sel ve taşkın olaylarını önlerler.

Hidroelektrik santraller tamamen doğal kaynaklardan faydalandığı için maliyetleri düşük, işletim giderleri az buna karşın üretim kapasiteleri oldukça yüksektir.

Türkiye 433 milyar kWh brüt teorik hidroelektrik potansiyeli ile dünya hidroelektrik potansiyeli içinde % 1 paya sahiptir. 140 milyar kWh ekonomik olarak yapılabilirlik

potansiyeli ile Avrupa ekonomik hidroelektrik potansiyeli içinde yaklaşık % 16'lık bir paya sahip bulunmaktadır.

140 milyar kWh'lik yıllık ortalama enerji üretim değerini oluşturan 1.738 adet hidroelektrik santralin 172'si işletmede, 148'ı inşa halinde ve 1.418 adedi ise proje seviyesindedir.

En önemli yerli kaynak olan hidrolik enerjiden yararlanma düzeyinin yeterli olmadığı Türkiye'de ulusal enerji ve strateji politikaları oluşturularak, sektörün yerli kaynaklar üretim ve tüketimi doğrultusunda yönlendirilmesi gerekmektedir. Bu doğrultuda hidroelektrik santral projelerinin milli kaynak olması sebebiyle en kısa zamanda tamamlanması gerekmektedir. Son çıkarılan yasalarla devreye sokulan özel sektörün, projeleri gerçekleştirme sürecinde hedeflenen başarıyı yakalayabilmesi için her aşamada desteklenmesi gerekmektedir.

Türkiye'deki hidroelektrik santral projelerinin en olumlu etkilerinden biri de büyük bir iş olanağı sağlayarak istihdama önemli ölçüde katkı sağlayacak olmasıdır.

Türkiye'nin 26 Akarsu havzasından biri olan 12 nolu Sakarya Havzası oldukça önemli bir Hidroelektrik potansiyele sahiptir. Sakarya Havzasının brüt hidroelektrik potansiyeli 11.335 milyar kwh, teknik hidroelektrik potansiyeli 5.667 milyar kwh, ekonomik hidroelektrik potansiyeli ise 2.955 milyar kwh olduğu tespit edilmiştir.

Sakarya Havzasında bulunan bu potansiyelin değerlendirilebilmesi için, yapılabirliği yüksek projeler hazırlanmalıdır. Hazırlanan bu projelerin kamu ve özel sektör işbirliği ile en kısa zamanda hayata geçirilmesi hem bölge hem de ülke ekonomisi açısından büyük önem arz etmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] TÜSİAD, (Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği), Türkiye’de Su Yönetimi: Sorunlar ve Öneriler, İstanbul, Eylül, 2008.
- [2] United Nations Environment Programme (www.unep.org), 2009.
- [3] EROĞLU, V, Türkiye’nin Su ve Toprak Kaynakları Potansiyeli ve Gelişimi, Strateji ve Analiz e-dergisi, Sayı 6, Temmuz 2003.
- [4] YÜKSEL, İ., YÜKSEK, Ö., ÖNSOY, H., Türkiye’de Su Kaynaklarının Analizi ve Değerlendirilmesi, Ulusal Su Günleri, Trabzon, 2005.
- [5] YILDIZ, M., SARAÇ, M., Türkiye Akarsularındaki Akımların Trendleri ve Bu Trendlerin Hidroelektrik Enerji Üretimine Etkileri, Ankara, 2008.
- [6] DSİ, (Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü) Resmi İnternet Sitesi (www.dsi.gov.tr), 2009.
- [7] DSİ, Barajlar ve Hidroelektrik Santraller Dairesi Başkanlığı, Toprak ve Su Kaynakları Raporu, Ankara, 2005.
- [8] DSİ, (Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü), Barajlar ve Hidroelektrik Santraller Daire Başkanlığı, “Enerji Sektörü Raporu”, Ankara, 2004.
- [9] EİE, (Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü) Resmi İnternet Sitesi (www.eie.gov.tr), 2009.
- [10] DSİ, (Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü), Dünya’da Kalkınma İçin Su, Uluslar arası Sempozyum, İstanbul, 2005.
- [11] Maliye Bakanlığı Resmi İnternet Sitesi (www.maliye.gov.tr), 2008.
- [12] YÜKSEL, İ, Küçük ve Orta Düşülü Hidroelektrik Santrallerinin Projelendirilmesi İçin Sakarya Havzasındaki Akarsuların Hidrolik ve Hidroelektrik Özelliklerinin Etüt Edilmesi, Sakarya, 2007.

- [13] ÇEDGM, (Çevre Etki Değerlendirmesi ve Planlama Genel Müdürlüğü) Resmi İnternet Sitesi (www.cedgm.gov.tr), 2009.
- [14] BAKIR, N., Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyelinin Değerlendirilmesi, Ankara, 2001.
- [15] ATILGAN, İ., Türkiye'nin Enerji Potansiyeline Bakış, Gazi Üniversitesi Mim. ve Müh. Fak. Dergisi, Ankara, 2000.
- [16] TEİAŞ, (Türkiye Elektrik İşleri Anonim Şirketi) Resmi İnternet Sitesi (www.teias.gov.tr), 2009.
- [17] World Energy Council, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Enerji Senaryoları ve Politikalar Paneli, Ankara, 2008.
- [18] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı ve İlgili Kuruluşlarının Amaç ve Faaliyetleri, Ankara, 2008.
- [19] III. Ulusal Su Mühendisliği Sempozyumu, İZMİR, Eylül 2007.
- [20] TMMOB, Su Politikaları Kongresi, Ankara, 2006.
- [21] UTES, VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, İstanbul, 2008.
- [22] GÜNGÖR, M., FIRAT, M., Türkiye'nin Enerji Potansiyeli ve Hidroelektrik Enerjinin Önemi, VI. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES, Isparta, 2006.
- [23] ERKEK, C., AĞIRALIOĞLU, N., "Su Kaynakları Mühendisliği", Beta Yayınevi, İstanbul, 2002.
- [24] Avrupa Çevre Ajansı " Enerji ve Çevre Senaryoları " Görev Raporu, Çevre ve Orman Bakanlığı, Ankara, 2008.
- [25] YILDIZ, K., Hidroelektrik Santraller Hesap Esasları ve Projelendirilmesi, Ankara, 1992.
- [26] YÜKSEL, İ., SANDALCI, M., ÖNCÜL, M., Aşağı Sakarya Havzasındaki Küçük Akarsuların Enerji Potansiyellerinin Yapay Sınır Ağları Yöntemiyle Tespiti, Sakarya, 2008.

EKLER

EK A. Darca Regülâtörü ve Hidroelektrik Santrali Yapılabilirlik Raporu



**DARCA REGÜLATÖRÜ
VE
HİDROELEKTRİK SANTRALİ
YAPILABİLİRLİK RAPORU**

Darca HES projesinin verilerine Sakarya Nehri - Doğançay, Sakarya Nehri - Paşalarboğazı, Sakarya Nehri - Yenice, Sakarya Nehri - Kargı ve Kirmir Çayı - Taksirköprüsü akım gözlem istasyonları karakteristikleri ve gözlem periyotları incelenerek ulaşılmıştır.

A.1. Amacı

Fizibilite çalışmasının amacı, Darca HES’deki enerji üretimi için gerekli tesisleri inşa ederek işletmesini gerçekleştirmek üzere, Üretici Firma “Bükor Elektrik Üretim A.Ş.’nin 26.06.2003 tarih ve 25150 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik” hükümleri uyarınca Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ) ile Su Kullanım Anlaşması imzalanan ve Enerji Üretim Lisansı alınan Darca HES tesislerinin kurulu gücünü artırmaktır.

A.2. Projenin yeri

Önerilen Darca Regülatörü ve HES Tesisleri, Marmara bölgesinin güney doğusunda, Bilecik iline bağlı Gölpaşarı ilçesi Küçükyenice köyünün yaklaşık 1.5 km güneyinde, Adapazarı H24.d1 numaralı 1/25.000 ölçekli haritada 251 000 – 252 000 doğu boylamları ile 4 455 000 – 4 456 000 kuzey enlemleri arasında yer almaktadır.

A.3. Teklif Edilen Tesisler

Darca Regülatörü Sakarya Nehri üzerinde, 111.00 m talveg kotunda inşa edilecektir. Regülatör tipi kapaklı ve dolu gövdelidir. Su seviyesi 120.00 m olarak seçilmiştir. Regülatörün kret uzunluğu 57.00 m ve talvegden yüksekliği de 1.00 m (kapaklarla birlikte 9.50 m)’dir. Darca Hidroelektrik Santralinin toplam kurulu gücü 6.318 MW olup, yıllık toplam 41.297 GWh enerji üretilecektir.

A.4. Proje Karakteristikleri

Hidroloji

Yıllık Ortalama Akım	:	2345,87	hm ³
Yıllık Ortalama Debi	:	74,18	m ³ /s

Derivasyon

Memba Batardosu

Kret Uzunluğu	:	85.00	m
Kret kotu	:	124,00	m
Yüksekliği	:	13,00	m

Mansap Batardosu

Kret Uzunluğu	:	113.00	m
Kret kotu	:	122,00	m
Yüksekliği	:	11,00	m

Derivasyon Kanalı

Tipi	:	Beton kaplamalı trapez kanal	
Uzunluğu	:	349,50	m
Kapasitesi	:	1200,00	m ³ /s

Regülatör

Amacı	:	Enerji	
Tipi	:	Kapaklı ve dolu	

		gövdeli	
Kret (Kapak Üst) Kotu	:	120,50	m
Talveg Kotu	:	111,00	m
Talvegden Yükseklik	:	1,00 (kapaklarla 9,50)	m
Temelden Yükseklik	:	6,00 (kapaklarla 9,50)	m
Çevre Düzenleme Kotu	:	125,00	m
Dolusavak Tipi	:	Karşıdan alışı, kontrollü	
Dolusavak Debisi (Q ₁₀₀)	:	1300,00	m ³ /s
Dolusavak Açıklığı	:	57,00	m

Çakıl Geçidi

Tipi	:	Düz Kapaklı, Dalgıç Perdeli	
Kapak Boyutları	:	2 (2.00*2.00m)	Ad.
Eşik Kotu	:	1200,00	m ³ /s

Enerji Yapıları

Brüt Düşü	:	8,00	m
-----------	---	------	---

Toplam Kurulu Güç	:	6318,00	MW
Proje Debisi	:	90,00	m ³ /s
Firm Debi	:	42,70	m ³ /s
Yıllık Enerji Üretimi	:	41.297	GWh
Firm Enerji Üretimi	:	26.276	GWh
Sekonder Enerji Üretimi	:	15.021	GWh
Kuyruksuyu Kotu	:	112,00	m

Memba Gelişmeli Durum

Firm Debi	:	37,15	m ³ /s
Yıllık Enerji Üretimi	:	41.447	GWh
Firm Enerji Üretimi	:	22.892	GWh
Sekonder Enerji Üretimi	:	18.555	GWh

Maliyetler (DSİ 2008 yılı birim fiyatları ile)

Tesis maliyeti	:	26.362.610	TL
Yatırım maliyeti	:	30.886.835	TL
Yıllık gider	:	2.986.093	TL
Yıllık gelir	:	2.854.736	TL
Birim enerji maliyeti	:	7,23	Kr/kWh
Rantabilite	:	0,90	
İç karlılık oranı	:	8,38	

Tablo A.1. Kurulu Güç Arastirmaları ve Keşif Bedelleri

TESİS ADI	KURULU GÜÇ ALTERNATİFLERİ					
	3,05 MW	6,308 MW	6,318 MW	6,322 MW	6,326 MW	
Regülatör + Bataryalar + Su Alma Yapısı	10.695.589,00	10.695.589,00	10.695.589,00	10.695.589,00	10.695.589,00	
İletim kanalı	5.220.653,00	5.310.580,00	5.312.796,00	5.370.250,00	5.395.200,00	
Elektromekanik Donanım + Şalt Sahası	6.527.758,00	6.527.758,00	6.527.758,00	6.527.758,00	6.527.758,00	
Santral binası	664.985,00	672.852,00	696.294,00	708.695,00	726.451,00	
Enerji nakil hattı	688.800,00	688.800,00	688.800,00	688.800,00	688.800,00	
Site	44.772,00	44.772,00	44.772,00	44.772,00	44.772,00	
TOPLAM KEŞİF BEDELİ (TL)	23.842.557,00	23.940.351,00	23.966.099,00	24.035.864,00	24.078.570,00	
TOPLAM YILLIK GİDER (TL)	2.306.852,00	2.986.040,00	2.986.093,00	3.001.265,00	3.002.653,00	
Hesap debisi (m ³ /s)	42,70	89,85	90,00	90,06	90,11	
İletim kanalı uzunluğu (m)	349,50	349,50	349,50	349,50	349,50	
Yıllık ortalama su (hm ³ /yıl)	2.345,87	2.345,87	2.345,87	2.345,87	2.345,87	
Yıllık ortalama çekilen su (hm ³ /yıl)	1.200,00	2.200,00	2.300,00	2.310,00	2.320,00	
Yıllık ortalama çekilen firm su (hm ³ /yıl)	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	
Çekilen su yüzdesi (%)	51,15	93,78	98,04	98,47	98,90	
Net düşü (m)	7,96	7,80	7,80	7,80	7,80	
Firm enerjisi (GWh)	26,276	26,276	26,276	26,276	26,276	
Sekonder enerjisi (GWh)	15,021	15,021	15,021	15,021	15,021	
Yıllık Toplam enerjisi (GWh)	41,297	41,297	41,297	41,297	41,297	
1 \$ (2008 yılı ort. TL)	1,377	1,377	1,377	1,377	1,377	
Firm fayda (TL)	2.380.590,00	2.380.590,00	2.380.590,00	2.380.590,00	2.380.590,00	
Sekonder fayda (TL)	0,00	747.650,00	748.521,00	748.869,00	749.159,00	
Yıllık Toplam fayda (TL)	2.380.590,00	3.128.240,00	3.129.111,00	3.129.459,00	3.129.749,00	
Kurulu güç (MW)	3,057	6,308	6,318	6,322	6,326	
Firm debisi (m ³ /s)	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	
Firm gücü (MW)	2,719	2,664	2,664	2,664	2,664	
N-(NE/0,64)	730,57	2.144,75	2.154,75	2.158,75	2.162,75	
85 \$/kw =	117,05	117,05	117,05	117,05	117,05	
Pik güç faydası (TL)	85.508,98	251.032,26	252.202,71	252.670,89	253.139,07	
TOP. YILLIK GELİR+PIK GÜÇ FAYDASI (TL)	2.466.098,98	3.379.272,26	3.381.313,71	3.382.129,89	3.382.888,07	
NET FAYDA (TL)	159.246,98	393.232,26	395.220,71	380.864,89	380.235,07	

ÖZGEÇMİŞ

Uğur KULAK 1982 yılında Bursa’da doğdu. İlköğretimini Bursa-Gürsu ‘da Gürsu İlköğretim Okulu’nda, lise eğitimini ise Bursa’da Demirtaşpaşa E.M.L.’nde tamamladı. 2002–2006 yılları arasında Sakarya Üniversitesi Teknik Eğitim Fakültesi Yapı Eğitim Bölümü’nde lisans eğitimini tamamladı. 2006 yılında AB Leonardo Da Vinci Programı içerisinde hazırlanan “Almanya’nın İnşaat Teknolojileri” adlı proje kapsamında 3 ay süreyle Almanya’da incelemelerde bulundu. 2006 yılında Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yapı Eğitimi Anabilim Dalı’nda yüksek lisans eğitimine başladı. Aynı yıl Bursa – Gürsu Belediyesi’nde teknik öğretmen olarak göreve başladı. Halen bu görevi yürütmekte olan Uğur KULAK orta düzeyde İngilizce bilmektedir.