

Anadolu Bulvarı, 11. Sokak, no. 14,  
Söğütözü 06510, Ankara  
<http://www.ere.com.tr>

**ERE Mühendislik  
İnşaat ve Ticaret A.Ş.**

# **Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyelinin Yeniden Değerlendirilmesi**

**N. Nadi BAKIR, İnş.Yük.Müh.**

**Mayıs / 2001**

# **Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyelinin Yeniden Değerlendirilmesi**

## **İÇİNDEKİLER**

1. GİRİŞ
2. MEVCUT DURUM
3. FİZİBİLİTE HESAPLARINDA HALİHAZIRDA KULLANILAN KRİTERLER
4. TÜRKİYE'nin ELEKTRİK ÜRETİM ve TÜKETİM KARAKTERİSTİKLERİ
5. EKONOMİK DEĞERLENDİRME KRİTERLERİ İÇİN YENİ ÖNERİLER
6. HİDROELEKTRİK POTANSİYELİN BU KRİTERLER KULLANILARAK YENİDEN DEĞERLENDİRİLMESİ
7. DAHA ÖNCE DİKKATE ALINMAMIŞ SULAR ve HİDROELEKTRİK SANTRALLAR İÇİN ÖRNEKLER
8. HİDROELEKTRİK SANTRALLARA ÖZEL SEKTÖR YATIRIMININ TEŞVİK EDİLMESİNİN GEREKLİLİĞİ
9. HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN TEŞVİK EDİLMESİ İÇİN NEDENLER
  - Ekonomik
  - Çevresel
  - Stratejik
10. HİDROELEKTRİK SANTRALLAR ve GLOBAL ISINMA/İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ
11. AVRUPA BİRLİĞİNDE YEŞİL ENERJİ, TÜRKİYE'nin ELEKTRİK İHRACATI ve HİDROELEKTRİK ÜRETİMİN ÖNEMİ
12. SONUÇ ve ÖNERİLER
13. KAYNAKLAR

## 1- GİRİŞ

Enerji Ülke kalkınmasının en önemli ve en önde gelen unsurlarından birisidir. Petrol, Doğalgaz ve Kömür gibi birincil enerji kaynakları açısından fakir sayılabilecek ülkemiz, güneş, rüzgar ve su kaynakları açısından ise oldukça zengin bir potansiyele sahiptir. Ancak bu potansiyeli kullanıma sokmakta maalesef yetersiz kaldığımız da açıkça görülmektedir. Bu çalışmada su kaynaklarımızın enerji üretimi açısından değerlendirilmesi konusu incelenmektedir.

Türkiye'nin denizden ortalama yüksekliği 1,300. m civarındadır. Türkiye'ye düşen yıllık ortalama yağışın 501 milyar m<sup>3</sup>, bunun akarsulara dönüşen kısmının da 186 milyar m<sup>3</sup> olduğu bilinmektedir. Bu değerlerden hareketle, su düşüsünün yarısının enerji üretiminde kullanılabileceği kabul edilerek -bir miktar kayıp da dikkate alınsa bile- akarsulardan elde edilecek yıllık elektrik üretiminin en az 180-190 milyar kWsaat olması gerektiği kabaca hesaplanabilir.

Buna karşın, DSİ uzmanlarınca birçok kereler tekrarlanan hesaplardan sonra, Türkiye'nin ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik tesislerden elde edeceği yıllık elektrik üretiminin 123 milyar kWsaat civarında olduğu belirtilmektedir. Burada anahtar kavram **“ekonomik olarak yapılabilirlik”** kavramıdır. Türkiye'nin hidroelektrik kapasitesinin değerlendirilmesinde kullanılan ve herhangi bir tesisin ekonomik olarak yapılabilir olup olmadığı kararına mesnet teşkil eden kriterlerin daha yakından incelenmesi gerekmektedir. Bu konuda Türkiye'nin mevsimsel elektrik tüketim trendleri ile firm (güvenilir) ve sekonder enerji kavramlarının da irdelenmesinde fayda görülmektedir.

Değerlendirilmesi gereken başka önemli bir husus da enerji arzının mümkün olduğunca talepten fazla olmasını temin ederek sağlıklı bir rekabet ortamı oluşturmaktır. Bu sayede tüketiciye mümkün olan en ucuz fiyattan elektrik satılması yanında, üretim fazlasının ihracı da sözkonusu olabilecektir. Özellikle Avrupa Birliği ülkelerinin puant saatlerdeki ihtiyacının bir kısmı Türkiye'den -depolamalı hidrolik santrallerden- sağlanabilir. Türkiye'de Hükümetlerin ve ilgili kamu kuruluşlarının bu güne kadar izlediği “talebe yetecek kadar arz” politikasının (ki seçilen bu çok mütevazı hedefe dahi ulaşılammıştır) değiştirilerek özellikle ülkenin kendi öz kaynağı olan hidroelektrik arzı artırıcı ve destekleyici politikalara geçilmesi zorunludur. Enerji yatırımlarından birinci derecede sorumlu olan bazı kamu kuruluşları, maalesef, “gereksiz atıl kapasite yaratarak ülke kaynaklarının israfının önlenmesi” gibi görünüşte çok vatansever ve mantıklı, ama Türkiye'nin kendi enerji kaynaklarının acilen geliştirilmesinin önüne engeller çıkartmaktan başka bir işe yaramayan bu tür sloganımsı politikalar gütmüşlerdir.

Ayrıca, hidroelektrik santrallerin tercih ve teşvik edilmesini zorunlu kılan ekonomik, çevresel ve stratejik pekçok başka faktör de vardır. Hidroelektrik santrallerin yenilenebilir enerji kaynağı ve çevre dostu olmalarının yanısıra, yatırımlarındaki yüksek yerli kaynak oranı, uzun ekonomik ömürleri ve düşük işletme giderleriyle birinci öncelikli enerji yatırımı olmaları gerekir. Bunlardan başka, hassas bölgelerdeki depolamalı hidroelektrik santraller, oluşturdukları baraj gölleri vasıtasıyla terörle mücadelede önemli stratejik yararlar sağlamakta, ve yöre halkına sulu tarım, balıkçılık, su üzerinden nakliye ve su sporları gibi ciddi ekonomik ve sosyal katkılarda bulunmaktadır.

Elinizdeki bu raporda, ülkemizin enerji planlaması için kullanılmakta olan varsayımlar ve kriterlerin analizi yapılmakta ve hatalar gösterilmektedir. Bu raporda Türkiye için doğru olan enerji stratejisi ve buna bağlı kriterler önerilmektedir. Bu önerilerimizin kabul görmesi ve Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin tümünün hayata geçirilmesi durumunda, önümüzdeki elli yıl içerisinde milli ekonomimizin ek kazancı en az 320 milyar dolar olacaktır.

## 2- MEVCUT DURUM

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli, ilgili resmi kurumlar tarafından birçok kereler gözden geçirilmiş ve DSİ ve EİE tarafından yapılan çalışmalar sonucunda “ekonomik olarak yapılabilir” Hidroelektrik santrallerin kurulu gücü 34,729 MW yıllık üretimleri ise 123,040 GWh olarak hesaplanmıştır. DSİ ve EİE tarafından hesaplanan brüt hidroelektrik potansiyel ile ekonomik olarak yapılabilir tesislerin üretebilecekleri toplam elektrik miktarı ile kurulu güçleri aşağıda havzalar bazında verilmektedir.

**Tablo 2.1: Türkiye’de Havzalara Göre Yıllık Akım, Brüt Hidroelektrik Potansiyel, Ekonomik Olarak Yapılabilir Potansiyel ve Kurulu Güç (DSİ)**

Havza	Ortalama Yıllık Akım (milyar m <sup>3</sup> )	DSİ Tarafından Hesaplanan Hidroelektrik Potansiyel			
		Brüt Üretim Potns. (GWh)	Ekon. Üret. Potns. (GWh)	Kurulu Güç (MW)	Brüt Potans. Yüzdesi
Fırat	31.61	84 122	37 961	9 648	% 45.13
Dicle	21.33	48 706	16 751	5 051	% 34.39
Doğu Karadeniz	14.90	48 478	11 062	3 037	% 22.82
Doğu Akdeniz	11.07	27 445	5 029	1 390	% 18.32
Antalya	11.06	23 079	5 163	1 433	% 22.37
Batı Karadeniz	9.93	17 914	2 176	624	% 12.15
Batı Akdeniz	8.93	13 595	2 534	674	% 18.64
Marmara	8.33	5 177	-	-	-
Seyhan	8.01	20 875	7 571	2 001	% 36.27
Ceyhan	7.18	22 163	4 652	1 413	% 20.99
Kızılırmak	6.48	19 552	6 320	2 094	% 32.32
Sakarya	6.40	11 335	2 373	1 096	% 20.94
Çoruh	6.30	22 601	10 540	3 134	% 46.64
Yeşilırmak	5.80	18 685	5 297	1 259	% 28.35
Susurluk	5.43	10 573	1 602	507	% 15.15
Aras	4.63	13 114	2 287	588	% 17.44
Konya-kapalı	4.53	1 218	104	32	% 8.54
Büyük Menderes	3.03	6 263	831	221	% 13.27
Van Gölü-kapalı	2.39	2 593	257	62	% 9.91
Kuzey Ege	2.09	2 882	42	16	% 1.46
Gediz	1.95	3 916	243	94	% 6.20
Meriç-Ergene	1.33	1 000	-	-	-
Küçük Menderes	1.19	1 375	143	48	% 10.40
Asi	1.17	4 897	102	37	% 2.08
Burdur-Gölleri	0.50	885	-	-	-
Akarçay	0.49	543	-	-	-
<b>Toplam</b>	<b>186.05</b>	<b>432 981</b>	<b>123 040</b>	<b>34 729</b>	<b>% 28.42</b>

Yukardaki tablodan da görüleceği üzere bazı havzalarda ekonomik olarak yapılabileceği hesaplanan yıllık elektrik üretimi teknik (brüt) kapasitenin % 46.6’sına kadar çıkabilmektedir. Ama bunun yanında yapılabilirlik oranı çok düşük havzalar da vardır, ve Türkiye genelinde bu oran ortalama % 28.4’te kalmaktadır. Şimdi bir de 1998 yılı sonu itibarıyla hidroelektrik enerji potansiyelinin ne kadarının tamamlanarak işletmeye alındığını, ne kadarının inşa halinde veya muhtelif geliştirme aşamalarında olduğunu DSİ tarafından açıklanan rakamlardan inceleyelim. (2001 yılı itibarıyla Tablo 2.2’de verilen değerlerde DSİ tarafından bazı değişiklikler yapılmıştır, örneğin kurulu güç 35,310 MW, yıllık üretim toplam 125,328. GWh’a çıkarılmıştır, işletmede olan kurulu güç 11,643. MW’a çıkmıştır, ancak genel toplamda havza başı hesabı ile uyumu korumak gayesiyle aşağıdaki tabloda 1998 rakamları kullanılmıştır)

**Tablo 2.2: Hidroelektrik Potansiyelin 1998 Sonu İtibarıyla Geliştirilme Durumu (DSİ)**

Geliştirilme Durumu	Kurl. Güç (MW)	Yüzdesi (%)	Üretilen Enerji (GWh)		
			Ortalama	Güvenilir	Güvn/Ortl.
İşletmede	10,205.	% 29.4	37,079.	28,595.	% 77.1
İnşa Halinde	4,190.	% 12.1	13,578.	8,211.	% 60.5
Kesin Projesi Bitmiş	4,223.	% 12.2	13,114.	8,259.	% 63.0
Kesin Projesi Yapılmakta	731.	% 2.1	2,188.	1,193.	% 54.5
Planlaması Bitmiş	5,118.	% 14.7	18,939.	10,153.	% 53.6
Planlaması Yapılmakta	1,405.	% 4.0	5,109.	3,165.	% 61.9
Ön İncelemesi Bitmiş	5,330.	% 15.3	20,181.	11,894.	% 58.9
Master Planı Bitmiş	3,527.	% 10.2	12,852.	7,675.	% 59.7
<b>Toplam</b>	<b>34,729.</b>	<b>% 100.0</b>	<b>123,040.</b>	<b>79,145.</b>	<b>% 64.3</b>

Yukarıda yer alan tüm rakamlar belli kabullere dayalı ve teorik olarak hesaplanmış değerlerdir. Şimdi de işletmede olan hidroelektrik santralların TEAŞ tarafından yayınlanan son yıllardaki kurulu güç ve fiili üretim değerlerine gözatalım.

**Tablo 2.3: Hidroelektrik Santrallarda Gerçekleşen Yıllık Üretimler (TEAŞ)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Kurulu Güç (MW)	8,378.7	9,681.7	9,864.6	9,862.8	9,934.8	10,102.6	10,306.5	10,537.2
Gerçek. Üret. (GWh)	26,568.0	33,950.9	30,585.9	35,540.9	40,475.2	39,816.1	42,229.0	34,677.5
Teorik Ortlm.Üret.	30,443.3	35,177.6	35,842.2	35,835.6	36,097.3	36,706.9	37,447.8	38,286.0
Teorik Firm Üret.	23,477.6	27,128.7	27,641.2	27,636.1	27,837.9	28,308.1	28,879.4	29,525.8
Gerçek-Ortlm. Farkı	-3,875.3	-1,226.7	-5,256.3	-294.7	4,377.9	3,109.2	4,781.2	-3,608.5
Gerçek-Firm Farkı	3,090.4	6,822.2	2,944.7	7,904.8	12,637.3	11,508.0	13,349.6	5,151.7

Yukardaki tablodan da açıkça görüldüğü üzere Hidrolik santrallar, su gelirlerinin pek iyi olmadığı yıllarda bile öngörülen Güvenilir (Firm) enerjiden fazla üretmişlerdir. Bu santralların büyük ağırlıkla baz yükü almak yerine puant yüklerde devreye sokulmasının temini halinde ekonomiye katkısının daha fazla olacağı açıktır. Böyle bir durumda barajlardaki su seviyeleri de daha yüksek tutulabileceği için ayrıca beher metreküp sudan elde edilecek elektrik miktarı yani verim de önemli oranda artacaktır. Birçok büyük santralda bu verim artışı yaklaşık %10 mertebesinde olacaktır. **Bu da Türkiye genelinde halihazırda işletmede olan hidroelektrik santrallardan elde edilecek yıllık en az 2 milyar kWsaat fazla elektrik üretimi demektir.**

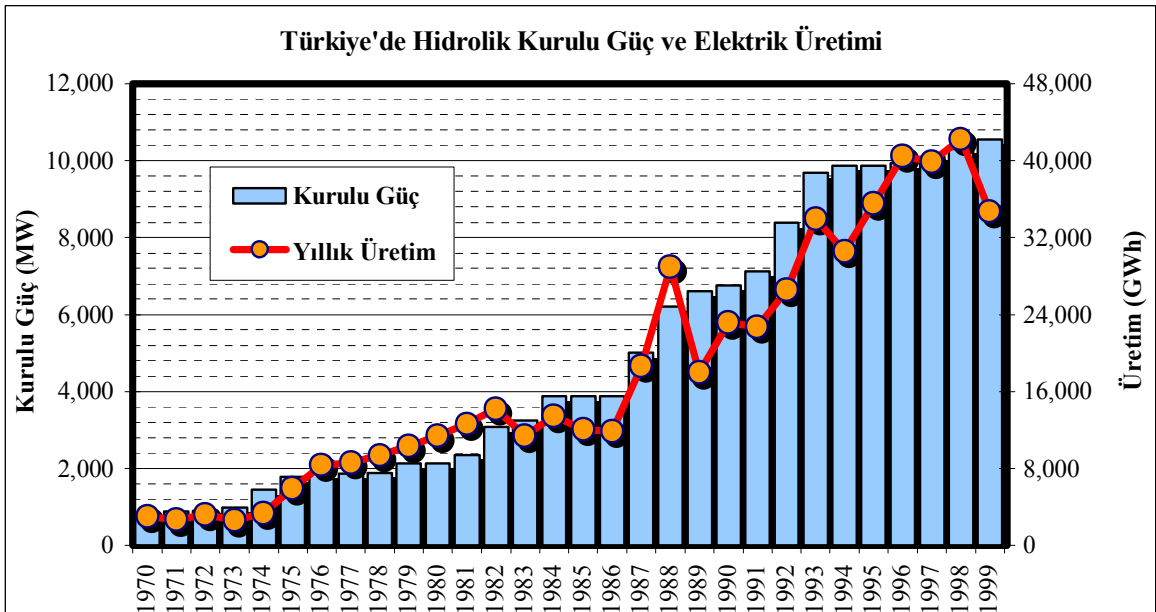
Yukardaki tablolarda yer alan Kurulu Güç gerçekleşme rakamlarına bakıldığında görülmektedir ki Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelini geliştirme yönünde son yıllarda ciddi bir ilerleme yoktur. Halihazırda işletmede olan santralların kurulu gücü 11,643.MW'tır. 1993'te, yani sekiz yıl önce, işletmede bulunan santralların kurulu gücü DSİ'nin hesapladığı kurulu güç kapasitesinin %27.9'u iken bugün bu gerçekleşme oranı ancak %33'e çıkabilmiştir. Yani sekiz yıllık sürede sadece 5.1 puanlık bir artış. Bu da geçmişte başlanılan ve inşaatı kamu imkanlarıyla onyıllarca süren tesislerin tamamlanabilmesiyle başarılı bir artıştır. Burada çarpıcı bir tespit yapalım. Eğer hidroelektrik tesislerde yatırım bu son sekiz yıldaki hızla giderse, Türkiye'nin DSİ'ce hesaplanan 34,729 MW (veya 35,310 MW) kurulu güce ulaşması bile yaklaşık 105 yıl alacaktır.

Son yıllarda geliştirilen ve hidroelektrik santral yatırımlarına yurtdışı finansman sağlayan hükümetlerarası ikili protokollerle, DSİ toplam kurulu gücü 7,717 MW olan 29 adet hidroelektrik tesisi acilen inşa ederek işletmeye almak için büyük çaba harcamıştır. Süratle gerçekleştirilebildiği takdirde toplam 50 yılda gerçekleştirilebilen 11,643 MW'lık kurulu gücün %66'sına denk gelen 7,717 MW 5-7 yıl içinde işletmeye alınabilir. Ancak, görünen o ki, bir kamu kuruluşu olan DSİ bile ilgili ilgisiz birçok başka kurum ve kuruluşun ortaya çıkardığı bürokratik engelleri aşamamaktadır. Tamamı yurt dışı krediyle finanse edilen bu projelerden şimdiye kadar yalnızca biri işletmeye alınabilmiştir.

Türkiye’de kurulu güç ve elektrik üretiminin gelişimi hakkında bu Raporun 4. Bölümünde (Türkiye’nin Elektrik Üretim ve Tüketim Karakteristikleri) daha detaylı bilgiler verilmektedir. Aynı hususta son otuz yıldaki gelişim aşağıda grafik şeklinde verilmektedir. Grafikten de açıkça görüldüğü üzere, bazı dönemler hariç, hidroelektrik potansiyelin geliştirilmesi çok yavaş olmuştur. Özellikle yukarıda işaret edilen 1993 yılı sonrasındaki duraklama dikkat çekmektedir.

Bütün bunlardan da, Türkiye’de halihazırda gerek kamu gerekse özel sektör hidroelektrik santral yatırımlarının, bırakın teşvik edilmeyi, ülke çıkarlarının aksine, baltalandığı sonucuna ulaşılmaktadır. Tabiidir ki Türkiye’nin öz kaynakları tüm enerji talebini karşılayacak kadar zengin değildir. Elektrik üretiminde de Hidroelektrik dışında tüm enerji üretim alternatiflerine ihtiyaç vardır. Ancak, bu tesislerin gerçekleştirilmesinde öncelik ve teşvik ülkenin yenilenebilir ve kendi öz kaynağı olan Hidroelektrik tesislere verilmelidir. Türkiye’deki mevcut durumda hidroelektrik santral yatırımlarına ne öncelik verilmekte ne de teşvik edilmektedir. Tam tersine bu tesisler ilgili kamu kurumları tarafından güvenilmez enerji kaynakları olarak sınıflandırılarak kösteklenmektedirler. Bu Hidroelektrik santrallara karşı olan anlayışın 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı’na (2001-2005) da yansıdığı açıkça görülmektedir. 1414’üncü maddenin sonunda “hidrolik santrallardan ancak %70 düzeyinde enerji alınabilmesi bir sorun olarak gündemde bulunmaktadır” hükmü yer almaktadır. Yukarıda fiili üretim rakamlarına bakıldığında %70 rakamının nereden çıktığını anlamak mümkün değildir. **Bu, Türkiye’nin enerji ile ilgili kamu kurumlarının hidroelektrik karşıtı koşullanmışlığının Plana yansımış bir ifadesidir.** Aynı planda doğal gaz kullanımının artırılması ve teşvik edilmesi gerektiğine dair birçok madde yer almaktadır. Örneğin 1423’üncü maddede “Sektör kaynakları arasında doğal gazın özel bir yeri ve önemi bulunmaktadır. Fiyat, verimlilik ve çevre açısından avantajlarıyla doğal gazın tüketim payının artırılması amaçlanmaktadır” hükmü yer alırken, hidroelektrik santrallardan ise, diğer yerli kaynakların kullanımı da katılarak yalnızca 1436’ncı maddede “Doğanın korunması amacı dikkate alınarak, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi, yaygınlaştırılması ve tüketimde daha büyük oranlarda yer alması için tedbirler alınacaktır. Böylece yerli fosil kaynakların yanısıra yenilenebilir enerji kaynakları da katılarak ülke enerji potansiyelinin en üst derecede kullanıma sokulması sağlanacaktır” gibi dolaylı bir ifade ile bahsedilmektedir. Enerji tüketiminde doğal gazın payı tabii ki önemlidir, ancak elektrik üretiminde öncelik ve teşvik kesinlikle yerli kaynak olan hidroelektrik santrallara verilmelidir. Gerek enerji ile ilgili kamu kurumlarının anlayışı, gerekse bu anlayışın somut yansıması olan Kalkınma Planı ile 2001 yılı programı, hidroelektrik santrallara hakettiği önemi, önceliği ve teşviği vermekten çok uzaktır.

Belki de bu anlayışa bağlı olarak, ekonomik değerlendirme kriterleri hidroelektrik tesisler için ülke gerçeklerine ters biçimde kullanılmakta, hem özel hem de kamu sektörü yatırımlarının önü kesilmektedir. Bu husus daha sonraki bölümlerde detaylı olarak irdelenecektir.



Türkiye’de Enerji piyasalarının yeni kanunlarla düzenlendiği şu sıralardaki kamu ve özel sektör hidroelektrik santral yatırımlarının ne durumda olduğuna da bir göz atalım. Ekonomik rantabilitesi yüksek, büyük kapasiteli ve çok büyük yatırım gerektiren Hidroelektrik santralleri DSİ dış krediyile ve çoğunlukla hükümetler arası ikili protokollerle gerçekleştirmeye çalışmaktadır. Ancak, sistem çok ağır ilerlemektedir ve yatırımı yapan DSİ bir kamu kuruluşu olmasına rağmen, formaliteleri ve bürokratik engelleri aşamamaktadır. Bu projelerin listesi aşağıda **Tablo 2.4**’te verilmektedir. DSİ’nin bu şekilde gerçekleştirmeye çalıştığı 29 adet hidroelektrik tesisin toplam kurulu gücü 7,717. MW ve yıllık üretimi 25.167 milyar kWh olacaktır. DSİ’nin ikili protokollerle gerçekleştirmeye çalıştığı bu projeler, hangi etapta başlanacağına bağlı olarak 5-7 sene (direk inşaata başlanabilecekler 5 yılda, inşaata geçmeden önce fizibilite ve proje hazırlanması gerekenler 7 yılda) içerisinde tamamlanarak işletmeye alınabilirler. Bu da yaklaşık 50 yılda geliştirilen tüm hidroelektrik kurulu güce kısa sürede %66 ilave kapasite anlamına gelmektedir.

**Tablo 2.4: İkili İşbirliği Kapsamında DSİ Tarafından Yapılacak HES Projeleri**

Ülke	Proje Adı	Yeri (Akarsu/Şehir)	Gücü (MW)	Yıllık Üret. (GWh)	Hangi Etaptan Başlanacağı
ABD	Hakkari Barajı ve HES	Zap/Hakkari	208	625	<b>Fizibilite</b> (6.8 Mily.\$)
	Alparslan II Baraj ve HES	Murat/Muş	200	714	<b>Fizibilite</b> (7.8 Mily.\$)
	Durak Baraj ve HES	Rize	120	347	<b>Proje</b> (9.8 Mily.\$)
	Eriç Baraj ve HES	Karasu/Erzincan	170	703	<b>Proje</b>
	Kargı Baraj ve HES	Sakarya/Eskişehir	194	246	<b>İnşaat</b> (213 Mily.\$)
	Konaktepe I-II Baraj	Munzur/Tunceli	138	579	<b>Fizibilite</b> (10 Mily.\$)
	Gürsöğüt Baraj ve HES	Sakarya/Eskişehir	242	276	<b>İnşaat</b> (240 Mily.\$)
	Mut Baraj ve HES	Göksu/Mut	91	270	<b>Proje</b>
	Pervari Baraj ve HES	Botan/Siirt	192	635	<b>Proje</b> (9.9 Mily.\$)
Kanada	Cizre Barajı ve HES	Dicle, Cizre	240	1,208	<b>İnşaat</b>
	Dereköy Barajı ve HES	İyidere, Rize	105	366	<b>Prj+İnş.</b> (105 Mily.\$)
	Taşoba ve Elmalı Barajları ve Büyükdüz HES	Harşit/Manastır, Giresun/Tirebolu	60	174	<b>Prj+İnş.</b> (50 Mily.\$)
	Laleli Barajı ve HES	Çoruh, Erzurum	99	245	<b>Prj+İnş.</b> (100 Mily.\$)
	Çetin Barajı ve HES	Botan/Siirt	350	1,237	<b>Prj+İnş.</b> (400 Mily.\$)
Frns.	Yusufeli Barajı ve HES	Çoruh, Artvin	540	1,705	<b>İnşaat</b> (780 milyon \$)
	Artvin Barajı ve HES	Çoruh, Artvin	332	1,026	
Avusturya	Borçka Barajı ve HES	Çoruh, Artvin	300	1,039	<b>İnşaat</b> (332 milyon \$)
	Muratlı Barajı ve HES	Çoruh, Artvin	230	444	<b>İnşaat</b> (216 milyon \$)
	Ermenek Barajı ve HES	Ermenek/Mut	320	1,022	<b>İnşaat</b> (500 Mily. Eur.)
	Beyhanı Barajı ve HES	Murat/Elazığ	300	1,435	<b>Proje</b>
	Kaleköy Barajı ve HES	Murat/Muş	293	1,293	<b>Proje</b>
	Çukurca Barajı ve HES	Zap/Hakkari	245	796	<b>Proje</b> (8.7 Mily.\$)
	Doğanlı Barajı ve HES	Zap/Hakkari	461.6	1,327	<b>Proje</b>
Rus	Bayram Barajı ve HES	Berta, Çoruh	68	250	<b>İnşaat</b>
	Bağlık Barajı ve HES	Berta, Çoruh	59	226	<b>İnşaat</b>
Nor	Fındıklı-Arhavi HES	Artvin	100	376	
İnşt.	Deriner Barajı ve HES	Artvin	670	2,118	İnşaat Başladı
	Karkamış Barajı ve HES	Ş.Urfa	189	652	Üretim Başladı
İsvçr	İlisu Barajı ve HES	Dicle	1200	3,833	

**TOPLAM : 7,717 25,167**

DSİ’nin bir de milli bütçe imkanlarıyla gerçekleştirmeye çalıştığı projeler içindeki hidroelektrik enerjiye dönük projeleri vardır. Bu projelerin ilerleme durumu da –kaynak yetersizliği

yüzünden- içler acısıdır ve bu projelerin ne zaman bitebileceği konusunda kimsenin hiçbir fikri yoktur. Buna ilave olarak, DSİ belli bir gücün altındaki küçük saydığı tesislerle zaten ilgilenmemekte, onlara yatırım yapmamaktadır.

Bu durumda, gerek küçük kapasiteli (barajlı veya nehir santrali) gerekse halihazırda kullanılan kriterlerle ekonomik bulunmayan hidroelektrik santraller için özel sektör yatırımcılarının devreye girmesi gerekmektedir. Bu yatırımların cazip hale getirilmesi ve teşvik edilmesi gerekir. Bu küçük santrallerin bütün yurt sathında devreye girmesiyle, hem kullanılmayan bir kapasite hizmete sokulmuş olacak hem de elektrik üretim noktaları yaygınlaşmış olacaktır. Böylece, bir anlamda üretim/tüketim dengesi yerinde kurularak iletim hatlarının daha verimli kullanılması da sağlanmış olacaktır. Kaldı ki şu anda Enerji Bakanlığının portföyünde özel sektörün 3096 sayılı kanun uyarınca gerçekleştirmek için müracaat ettiği YİD ve Otoprodüktör olarak toplam 252 hidroelektrik tesis vardır ve bu tesislerin ne olacağı –inşaatı süren ve işletmeye geçenler hariç- bilinmemektedir. Çünkü, yeni çıkan 4628 sayılı Elektrik Piyasası kanununda YİD modeli mevcut projelere ilişkin hiçbir hüküm bulunmamaktadır. Detayları aşağıda **Tablo 2.5**'te verilen bu tesislerin toplam kurulu gücü 10,754. MW ve yıllık üretimleri 41.178 milyar kWh olacaktır.

**Tablo 2.5: Özel Sektör Hidroelektrik Santralleri Listesi (15 Haziran 2000 İtibarıyla)**

**A) YİD Modeli Hidroelektrik Santral Projeleri Özet Liste (15-6-2000)**

Gerçekleşme Aşaması	Toplam Tesis Sayısı	Toplam Kurulu Güç (MW)	Üretilen Enerji (GWh/yıl)
İşletmeye Açılan Santraller	12	181.15	848.42
İnşa Halindeki Santraller	8	981.48	3,604.49
Sözleşmesi İmzalanan Projeler (Danıştay onaylı)	20	1,842.75	6,377.03
İmzalanma Sürecindeki Projeler (Danıştay onaylı)	2	357.90	1,144.00
Danıştay Görüşü Beklenen Projeler	8	201.90	819.93
Sözleşme Görüşmeleri Başlamış Projeler (DPT'de)	9	666.50	2,236.42
<b>ARA TOPLAM :</b>	<b>59</b>	<b>4,231.68</b>	<b>15,030.29</b>
Değerlendirmedeki Projeler (Makam onaylı)	10	774.90	2,815.74
Revize Fizibilite ve Mali Analiz aşamasındakiler	53	2,736.41	10,748.67
Fizibilite Raporu için Süre Verilen Projeler	4	141.50	564.50
Başvuru Aşamasındaki Projeler	73	2,239.02	9,257.42
<b>YİD GENEL TOPLAM :</b>	<b>199</b>	<b>10,123.51</b>	<b>38,416.62</b>

**B) Hidroelektrik Otoprodüktör Projeleri Özet Liste (15-6-2000)**

Gerçekleşme Aşaması	Toplam Tesis Sayısı	Toplam Kurulu Güç (MW)	Üretilen Enerji (GWh/yıl)
İşletmeye Açılan Santraller	5	19.20	113.20
Sözleşmesi İmzalanan Projeler (İşletmede değil)	8	164.54	722.60
Değerlendirmedeki Projeler (Makam onaylı)	40	446.61	1,926.30
<b>OTOPRODÜKTÖR GENEL TOPLAM :</b>	<b>53</b>	<b>630.35</b>	<b>2,762.10</b>

<b>ÖZEL SEKTÖR HES PROJELERİ TOPLAMI :</b>	<b>252</b>	<b>10,753.86</b>	<b>41,178.72</b>
--	------------	------------------	------------------

Bütün bu tesisler için bugün tüm hızıyla start verilse bile tümünün gerçekleştirilebilmesi çok uzun yıllar alacak, muhtemelen özel sektörün yatırım yapacağı önemli bir kısmı da teşvik eksikliği veya daha da önemlisi karşılaşılabilecek engeller yüzünden yapılamayacaktır. Kaldı ki, DSİ yatırımlarının tamamının gerçekleştirileceği varsayılsa bile, Türkiye'nin DSİ tarafından hesaplanan ulaşılabilir hidroelektrik kurulu gücün ancak % 52.5'u tamamlanmış yıllık üretimin ise % 50.5'u gerçekleştirilmiş olacaktır.



Bu raporla açıklanmaya çalışıldığı üzere, Türkiye'nin geliştirmesi gereken hidroelektrik kurulu gücü ve elektrik üretimi DSİ'ce hesaplanandan çok daha fazladır, ve bu kapasitenin bir an önce geliştirilmesi Türkiye ve ekonomisi için hayati öneme sahiptir. Bu kapasite artışı da çoğunlukla DSİ'nin itibar etmediği küçük kapasiteli tesisler ile DSİ'nin incelemeye bile almadığı sular üzerinde kurulabilecek ve büyük bir çoğunlukla özel sektörün geliştireceği tesislerdir. Bu tür tesislerden şirketimizce geliştirilmeye çalışılan bir tesise ait özet bilgiler takibeden bölümlerde örnek olarak verilmektedir.

Yukardaki tablodan görüldüğü üzere, başvurusu yapılan toplam 252 tesisten yalnızca 17 adeti tamamlanarak işletmeye alınmış, 16 adeti de inşa halindedir. 3096 sayılı kanununun 1984 yılı sonunda, ilgili ilk yönetmeliğin ise 1985 yılı Eylül ayında yayınlandığı gözönüne alınırsa, sayı ve kurulu güç olarak ne kadar az hidroelektrik santral yatırımı yapıldığı ortaya çıkmaktadır. Bu konuda hedeflere hangi nedenlerle ulaşılamadığı ayrı bir araştırma konusu olmalıdır.

Ancak bu rapor kapsamında söylenebilecek sebeplerin başında bu projelerin yürütülebilmesi için gerekli formalitelerin çok uzun sürmesi, ilgili ilgisiz birçok kurum ve kuruluşun onayına gerek olması ve kamu tarafında çok başlılık gelmektedir. Yatırımcı bir kamu kuruluşu yerine özel sektör olduğu zaman, çıkarılan engeller daha da artmakta, bu projelerin yürütülmesi için Enerji Bakanlığı yanında, tutum ve öncelikleri tamamen farklı DPT, Hazine, TEAŞ, TEDAŞ, DSİ, Orman Bakanlığı, Çevre Bakanlığı, Tarım Bakanlığı, Bayındırlık ve İskan Bakanlığı, Karayolları Genel Müdürlüğü ve birçok yerel kamu kuruluşu yetkililerinin de olumlu yaklaşımları gerekmektedir. Bu ise çoğu zaman mümkün olmamakta, olduğunda ise çok uzun süreler ve dolayısıyla çok masraflı bir yatırıma hazırlık dönemi gerekmektedir. Bu ise birikimleri sınırlı ve ancak kısa vadelerle projeksiyon yapılabilen Türkiye'de yatırımcıların cesaretini kırmakta ve yatırımdan vazgeçmek zorunda bırakmaktadır. Örneğin, şirketimizin uzun gayretler sonucunda işletmeye alabildiği Suçatı HES'inde, ön müracaattan yer teslimine kadar fizibilite ve proje hazırlanması, gerekli tüm formaliteler, izinler, onaylar ve anlaşmaların tamamlanabilmesi için dört yıllık bir süre gerekmiş, buna karşın, yer tesliminden sonra 36 ay olarak öngörülen baraj ve hidroelektrik santralin inşaatı ile elektromekanik aksamın siparişi, imalatı ve montajı ise şirketimiz tarafından 23 ayda tamamlanarak işletmeye alınmıştır. Yani, hazırlıklar ve formaliteler için dört yıl harcanırken, inşaat, montaj ve işletmeye geçiş için iki yıldan az bir süre yeterli olmuştur. Bu tek örnek bile yatırımcı özel teşebbüs kuruluşunun işinin ne kadar zorlaştırıldığını göstermektedir. Aynı örnek, bir başka yönden de, hertürlü engele rağmen özel sektör yatırımının, tamamlanması onyıllar süren benzeri kamu sektörü yatırımından çok daha çabuk gerçekleştirilebileceğini de kanıtlamaktadır. Bunun anlamı da şudur; bırakın teşvik edilmeyi, çoğunluğu bürokratik zihniyetten kaynaklanan bu engellerin kaldırılması bile benzer birçok projenin özel sektör tarafından hayata geçirilmesine ortam hazırlayacaktır.

### 3- FİZİBİLİTE HESAPLARINDA HALİHAZIRDA KULLANILAN KRİTERLER

Hidroelektrik santralların fizibilite hesaplarında kullanılan kriterler ve fizibilite hesaplarının nasıl yapıldığı aşağıda anahatlarıyla verilmektedir. Bu hesaplar ve hesaplarda kullanılan kriterler tamamen “internal costs” denen içsel maliyetler esas alınarak yapılmakta, hidroelektrik santralların alternatifi olarak düşünülen termik santralların dışsal maliyetleri (external costs) tümüyle gözardı edilmektedir. Literatürde dışsal maliyetler bu santralların sebep olduğu çevre sorunlarının (sera gazı emisyonları, asit yağmurları, atık maddelerin muhafazası, çevre kirliliği, vs.) giderilmesi için gerekecek harcamalar olarak tanımlanmaktadır ve mertebesinin içsel maliyetlerinin en az % 30’u olduğu belirtilmektedir. Doğalgaz santrallarında ise, doğalgazın santrala kadar getirilmesi için gereken boru hatları, kompressör istasyonları, vs. yatırımlar için yapılan harcamalar tümüyle hesap dışında tutulmaktadır. Halbuki hidroelektrik santrallarda böyle ek maliyetler yoktur. Tam tersine erozyonu önleme, iklim ve çevrenin ıslahı gibi olumlu etkileri, ve bunun sonucu olarak dışsal faydaları vardır. Fizibilite hesaplarında bu faydalar da bir şekilde (örneğin ekonomik faydanın bir yüzdesi olarak) dikkate alınmalıdır.

Hidroelektrik santralların İlgili kamu kuruluşlarınca (DSİ) yapılan veya kontrol edilen fizibilite hesaplarında ulusal ekonomi açısından 2001 yılı itibarıyla aşağıdaki faydaların olduğu kabul edilmektedir.

- **Güvenilir (firm) Enerji Faydası:** **6.0 cent/kWh**
- **Sekonder Enerji Faydası:** **3.3 cent/kWh**
- **Pik Güç Faydası :** **85 \$/kW**

Bu değerler, güvenilir enerji için hidroelektrik santralın alternatifi olan örnek termik santral gurubunun (2001 yılı için 450 MW ithal kömür + 150 MW doğalgaz/LPG kombine çevrim santrali) üreteceği enerjinin beher kWsaati başına düşen sabit ve değişken giderlerinden (6.0 cent/kWh), sekonder enerji için ise yalnızca değişken giderlerden (3.3 cent/kWh) hesaplanmaktadır. Pik Güç Faydası (85 \$/kW) ise alternatif santral gurubunun sabit ve değişken giderlerinin ortalama güce bölünmesiyle bulunmaktadır.

Herhangi bir hidroelektrik santralın üretebileceği güvenilir (firm) enerji zamanın %95’inde geçen debi ile üretilebilecek enerji olarak tanımlanmaktadır. Zamanın %95’inde geçen debi, debi süreklilik eğrisi yoluyla bulunmaktadır. Bu şekilde hesaplanan güvenilir (firm) enerji, firm enerji eksiklik yüzdesi olarak tanımlanan bir yüzde ( %5 ) oranında azaltılmaktadır. Bulunan bu enerji miktarı yukarıda verilen birim fayda (6.0 cent/kWh) ile çarpılarak toplam güvenilir enerji faydası hesaplanmaktadır.

Bu santralın, güvenilir olarak tanımlanan miktarın üzerinde üreteceği tüm enerji sekonder enerji sayılmaktadır. Sekonder enerji miktarı ile 3.3 cent/kWh birim fayda çarpılarak toplam sekonder enerji faydası bulunmaktadır.

Barajlı hidroelektrik santrallarda yeterli depolama hacmi varsa (proje debisini 4-5 saat depolama kapasitesi), bu santralların pik güce katkı yaptıkları kabul edilmekte, ve bu değer aşağıdaki formülle hesaplanmaktadır.

$$\text{Pik Güce katkı} = \text{Kurulu Güç} - \text{Güvenilir Enerji} / ( 8,760 * 0.64 )$$

Bu formülle hesaplanan Pik Güce Katkı değeri birim Pik Güç Faydası ile (85 \$/kW) çarpılarak toplam Pik Güç Faydası hesaplanmaktadır.

Hesaplanan bu üç değer, yani güvenilir enerji faydası, sekonder enerji faydası ve pik güç faydası, toplanarak sözkonusu hidroelektrik santralın milli ekonomiye sağlayacağı toplam fayda bulunmaktadır. Hidroelektrik santralların masraf tarafında ise ilk yatırım maliyeti dışında işletme, bakım ve onarım giderleri vardır. Hidroelektrik santrallarda, termik santrallar için en pahalı kalem olan yakıt gideri yoktur. Buna dayalı olarak da fayda masraf analizi, yatırımın iç karlılık oranı, vs. gibi değerlendirmelerle bu projenin yapımının ekonomik olarak yapılabilir olup olmadığına karar verilmektedir. Bu hesap için ekonomik ömür 50 yıl olarak alınmaktadır.

Yukarda da ifade edildiği gibi bu tarz bir ekonomik analizde hidroelektrik santrallar lehine dikkate alınması gereken birçok fayda unsuru dikkate alınmamakta, alınanlar gerçek değerlerinin çok altında değerlendirilmekte, ve kendi kaynağımız olan hidroelektrik santrallar hem termik santrallarla (özellikle doğalgaz) haksız rekabete maruz bırakılmakta, hem de geliştirilmeleri güya ekonomik nedenlerle ve verimlilik mülahazalarıyla ertelenmektedir. Türkiye’de elektrik üretimi ile ilgili resmi kurumların bu konuda gerekli hassasiyeti göstermediği bu güne kadarki uygulamalardan anlaşılmaktadır. Takibeden bölümlerde hidroelektrik santralların ekonomik değerlendirmelerinde kullanılan kriterlerin daha gerçekçi olabilmesi için yazarın önerilerine yer verilmektedir.

#### 4- TÜRKİYE'nin ELEKTRİK ÜRETİM ve TÜKETİM KARAKTERİSTİKLERİ

Hidroelektrik santralların ekonomik analizlerinde halihazırda kullanılan kriterleri daha gerçekçi bir şekilde değerlendirebilmek için Türkiye'nin elektrik üretim ve tüketim karakteristikleriyle bunların zaman içindeki gelişimini gözden geçirmek gerekmektedir. Aşağıda Tablo 4.1'de TEAŞ tarafından yayınlanan, 1970 yılından 1999 yılına kadar Türkiye'deki kurulu güç gelişimi ve yıllık elektrik üretim değerleri verilmektedir. Bu değerlerden hareketle aynı tabloda hem termik hem de hidroelektrik santralların ortalama yıllık çalışma süreleri (yani bir anlamda verimlilikleri) de bu raporun yazarı tarafından hesaplanmıştır. Tablodan da açıkça görüleceği üzere, termik santralların ortalama yıllık çalışma süresi 4,125 saat çok düşük bir değerdir. Normal olarak termik santrallar verimli bir şekilde çalıştırılmış olsaydı, bu değer ortalama %70 yük faktörü ile bile 6,048 saat olması gerekirdi. Son yıllarda, muhtemelen doğalgaz santrallarının da katkısıyla bu değer 5,250 saat civarına yükselmiş görülmektedir ki bu değer de düşük bir değerdir.

**Tablo 4.1: Türkiye'deki Kurulu Güç Gelişimi ve Elektrik Üretim Değerleri**

Yıllar	Kurulu Güç (MW)			Yıllık Üretim			Ortl.Çalış.Saati	
	Termik	Hidrolik	Toplam	Termik	Hidrolik	Toplam	Termik	Hidrolik
1970	1,509.5	725.4	2,234.9	5,590.2	3,032.8	8,623.0	3,703.3	4,180.9
1971	1,706.3	871.6	2,577.9	7,170.9	2,610.2	9,781.1	4,202.6	2,994.7
1972	1,818.7	892.6	2,711.3	8,037.7	3,204.2	11,241.9	4,419.5	3,589.7
1973	2,207.1	985.4	3,192.5	9,821.8	2,603.4	12,425.2	4,450.1	2,642.0
1974	2,282.9	1,449.2	3,732.1	10,121.2	3,355.8	13,477.0	4,433.5	2,315.6
1975	2,407.0	1,779.6	4,186.6	9,719.2	5,903.6	15,622.8	4,037.9	3,317.4
1976	2,491.6	1,872.6	4,364.2	9,908.0	8,374.8	18,282.8	3,976.6	4,472.3
1977	2,854.6	1,872.6	4,727.2	11,972.3	8,592.3	20,564.6	4,194.0	4,588.4
1978	2,987.9	1,880.8	4,868.7	12,391.3	9,334.8	21,726.1	4,147.2	4,963.2
1979	2,987.9	2,130.8	5,118.7	12,218.3	10,303.6	22,521.9	4,089.3	4,835.6
1980	2,987.9	2,130.8	5,118.7	11,927.2	11,348.2	23,275.4	3,991.8	5,325.8
1981	3,181.3	2,356.3	5,537.6	12,056.7	12,616.1	24,672.8	3,789.9	5,354.2
1982	3,556.3	3,082.3	6,638.6	12,384.8	14,166.7	26,551.5	3,482.5	4,596.1
1983	3,695.8	3,239.3	6,935.1	16,004.1	11,342.7	27,346.8	4,330.3	3,501.6
1984	4,584.3	3,874.8	8,459.1	17,187.2	13,426.3	30,613.5	3,749.1	3,465.0
1985	5,244.3	3,874.8	9,119.1	22,174.0	12,044.9	34,218.9	4,228.2	3,108.5
1986	6,235.2	3,877.5	10,112.7	27,822.2	11,872.6	39,694.8	4,462.1	3,061.9
1987	7,489.3	5,003.3	12,492.6	25,735.1	18,617.8	44,352.9	3,436.2	3,721.1
1988	8,299.8	6,218.3	14,518.1	19,099.2	28,949.6	48,048.8	2,301.2	4,655.5
1989	9,208.4	6,597.3	15,805.7	34,103.6	17,939.6	52,043.2	3,703.5	2,719.2
1990	9,550.8	6,764.3	16,315.1	34,395.3	23,147.7	57,543.0	3,601.3	3,422.0
1991	10,092.8	7,113.8	17,206.6	37,563.0	22,683.3	60,246.3	3,721.8	3,188.6
1992	10,334.9	8,378.7	18,713.6	40,774.2	26,568.0	67,342.2	3,945.3	3,170.9
1993	10,653.4	9,681.7	20,335.1	39,856.6	33,950.9	73,807.5	3,741.2	3,506.7
1994	10,992.7	9,864.6	20,857.3	47,735.9	30,585.8	78,321.7	4,342.5	3,100.6
1995	11,089.0	9,862.8	20,951.8	50,706.4	35,541.0	86,247.4	4,572.7	3,603.5
1996	11,312.1	9,934.8	21,246.9	54,386.4	40,475.2	94,861.6	4,807.8	4,074.1
1997	11,786.8	10,102.6	21,889.4	63,479.7	39,816.1	103,295.8	5,385.7	3,941.2
1998	13,036.5	10,306.5	23,343.0	68,793.4	42,229.0	111,022.4	5,277.0	4,097.3
1999	15,570.9	10,537.2	26,108.1	81,762.4	34,677.5	116,439.9	5,251.0	3,291.0
<b>Ortalama Yıllık Çalışma Süresi :</b>							<b>4,125.8</b>	<b>3,760.2</b>

Termik santralların bu şekilde beklenen verimlilikle çalıştırılmaması, hidroelektrik santralların da verimsiz çalıştırılmasına neden olmaktadır. Çünkü, büyük ağırlıkla termik santrallarla

karşılanması gereken baz yükün önemli bir kısmı hidroelektrik santrallara taşınmakta, bu şekilde hidroelektrik santrallara aşırı yüklenilerek barajlı santralların su seviyeleri normal işletme koşullarının altına düşürülerek, verimliliklerinde ve toplam üretimlerinde önemli kayıplar meydana gelmektedir. Halbuki baz yükün ağırlığı termik santrallarla karşılanırsa, hidroelektrik santrallara aşırı yükleme yapılmadan, puant yükler hidroelektrik santral üretimleriyle karşılanır, bu şekilde hem termik santrallar hem de hidroelektrik santrallar daha verimli çalıştırılmış olurlar. Burada bir başka konuya da açıklık getirelim. Hidroelektrik santralların yıllık çalışma saatlerinin termik santrallardan daha düşük olması normaldir. Termik santralların en verimli çalışma şekli sürekli çalışmadır, sık sık devreye alınıp çıkartılmaları doğru değildir. Hidroelektrik santrallar ise işletme özellikleri gereği termik santrallar gibi sürekli çalıştırılmazlar, günlük, hatta mevsimlik tüketim dalgalanmalarını karşılayabilmek için zaman zaman devreye alınıp, çıkarılabilirler. Hidroelektrik santralların fizibilite hesapları da bu işletme şekline göre yapılır. Bu nedenle de hidroelektrik santrallarda yıllık çalışma saatleri daha az, yedek kapasite daha fazladır. Barajlı santralların enerji depolayabilmesi ve puant saatlerde de ilave yükü kolaylıkla karşılayabilmesi bu özelliği sayesinde.

Şimdi de Türkiye'nin elektrik enerjisi tüketiminin mevsimsel ve günlük tüketim trendlerini gözden geçirelim. TEAŞ 1999 İşletme Faaliyetleri Raporuna göre 1999 yılı ani puantı 8 Aralık günü saat 17.30'da 18,938. MW olarak gerçekleşmiştir. Bu puantın karşılanması için üretim tesislerinin katkıları TEAŞ tarafından aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır (Kurulu güç ve kurulu gücün kullanılma oranı bu raporun yazarı tarafından ilave edilmiştir).

Üretim Kaynağı	Puanta Katkı (MW)	Katkı (%)	Kurulu Güç (MW)	Kullanılan Krl. Güç (%)
Termik (Jeotr. dahil)	10,692.4	% 56.5	15,570.9	% 68.7
Hidrolik (Rüzg. dahil)	7,697.6	% 40.6	10,545.9	% 73.0
Dış Alım / Satım	548.0	% 2.9	-	-
Toplam	18,938.0	% 100	26,116.8	% 72.5

1999 yılında günlük elektrik tüketiminin maksimum olduğu gün de Aralık ayındadır ve 24 Aralık günü toplam 373,727 MWh tüketilmiştir. Aynı gün saatlik puant 17,752 MWh olmuş bunun yaklaşık 9,850 MWh'u termik santrallardan, 7,500 MWh'u hidroelektrik santrallardan karşılanmıştır. Aynı 24 Aralık günü minimum saatlik tüketim yaklaşık 13,200 MWh olmuş, bunun 9,850 MWh'u termik santrallardan, yaklaşık 3,000 MWh'u da hidroelektrik santrallardan karşılanmıştır. Yani aynı gün içindeki toplam 4,500 MW'lık dalgalanma tamamen hidroelektrik santrallar tarafından dengelenmiştir. **Bunun anlamı şudur; puant yüke katkının TEAŞ'ca hesaplandığı gibi % 40.6'sı değil, tamamı hidroelektrik santrallardan gelmektedir.** Ayrıca yük minimumdayken de hidroelektrik santralların katkısı vardır. Yani, minimum yükü baz yük kabul edersek, baz yükün 3,000. MWh'u, yani %22.7'si ve baz yükün üstündeki puant yükün de tamamı hidroelektrik santrallardan karşılanmıştır.

Günlük tüketimin minimum olduğu (238,732.0 MWh) 29 Mart gününe bakarsak, saatlik puantın 12,102 MWh olduğunu ve bunun 6,950 MWh'unun termik santrallardan (Kurulu Gücün % 44.6'sı), 5,000 MWh'unun da hidroelektrik santrallardan karşılandığını görmekteyiz. Aynı gün içindeki minimum saatlik tüketim ise yaklaşık 8,500 MWh olmuş, bunun 6,900 MWh'u termik santrallardan, 1,500 MWh'u da hidroelektrik santrallarından karşılanmıştır. Yani yine günlük dalgalanma (3,500 MWh) tamamıyla hidroelektrik santrallardan karşılanmıştır. Görülmektedir ki, minimum yükün tamamı kolaylıkla termik santrallardan karşılanabilecek durumdayken bile hidroelektrik santrallar devrede kalmıştır.

Yukarda verilen değerler de termik santrallardaki verimsiz çalışmanın kanıtlarını ortaya koymaktadır. En yüksek tüketimin olduğu anda bile termik kapasitede % 31.3 yedek olduğu, tüketimin minimum olduğu günde ise bu rakamın % 55.4'e çıktığı görülmektedir. Yani kapasitenin yalnızca % 45.6'sından yararlanılmaktadır.

Şimdi de 1999 yılı boyunca her ayın üçüncü Çarşamba günlerindeki saatlik yük değerlerini gözden geçirelim. Aşağıda Tablo 4.2’de bu günlerdeki değerler merteye olarak verilmektedir. Ocak ayı hariç tutulursa, minimum saatlik yük bütün yıl boyunca 10,000.-12,600. MW arasında değişmekte, maksimum saatlik yük ise 14,000.-17,600. MW arasında yer almaktadır. Güniçi fark, veya diğer bir anlatımla günlük yük dalgalanması ise 4,000.-6,000. MW arasında gerçekleşmiştir. Bir başka gözlem ise, maksimum saatlik yük değerlerinin genellikle kış aylarında daha yüksek olduğudur. Ani ve saatlik puantların yıl içinde en yüksek değere ulaştığı günler de son otuz yıldır, Kasım ayında olduğu birkaç yıl hariç, tümüyle Aralık ayı içinde yer almaktadır. Yani ani ve saatlik puantlar ile günlük maksimum tüketim de hep kış ayları içindedir.

**Tablo 4.2: Her Ayın Üçüncü Çarşamba Günlerinin Takribi Saatlik Yük Değerleri (1999)**

Tarih	Saatlik Yük (MW)		Güniçi Fark (MW)	Tarih	Saatlik Yük (MW)		Güniçi Fark (MW)
	Min.	Maks.			Min.	Maks.	
20 Ocak	8,300.	12,200.	3,900.	21 Tem.	11,200.	16,200.	5,000.
17 Şubat	11,300.	16,800.	5,500.	18 Ağs.	10,300.	16,000.	5,700.
17 Mart	11,600.	17,600.	6,000.	15 Eylül	10,500.	15,000.	4,500.
21 Nisan	10,400.	15,400.	5,000.	20 Ekim	10,250.	16,400.	5,150.
19 Mayıs	10,000.	14,000.	4,000.	17 Kas.	11,750.	17,750.	6,000.
16 Haz.	10,400.	15,300.	4,900.	15 Ara.	12,600.	17,750.	5,150.

Aşağıda Tablo 4.3’te ise 1999 yılındaki aylık toplam elektrik üretimi ile tüketim rakamları verilmektedir. Aralık ayı hariç tüketimin tüm yıla hemen hemen eşit bir şekilde dağıldığı görülmektedir. Aylık bazda tüketimde büyük bir mevsimsel dalgalanma yoktur. Ancak yukarıda Tablo 4.2’de de görüldüğü üzere en büyük dalgalanmalar günlük ve saatlik bazda meydana gelmektedir.

**Tablo 4.3: Türkiye Aylık Elektrik Üretim ve Tüketimi (1999)**

Aylar	Üretim (MWh)		Dışalım	Toplam (MWh)	Dışsatım	Toplam Tüketim (MWh)
	Termik + Jeot.	Hidr.+Rüzg.				
Ocak	6,079.676	3,757.651	167.268	<b>10,004.595</b>	30.209	<b>9,974.386</b>
Şubat	5,682.468	3,643.133	153.789	<b>9,479.391</b>	25.971	<b>9,453.420</b>
Mart	6,200.236	3,517.773	165.836	<b>9,883.845</b>	27.449	<b>9,856.396</b>
Nisan	6,140.394	2,852.256	156.004	<b>9,148.654</b>	26.932	<b>9,121.722</b>
Mayıs	6,749.807	2,486.895	215.939	<b>9,452.641</b>	20.796	<b>9,431.844</b>
Haziran	6,976.237	2,249.311	220.476	<b>9,446.023</b>	18.973	<b>9,427.051</b>
Temmuz	7,735.411	2,449.292	208.088	<b>10,392.792</b>	20.279	<b>10,372.513</b>
Ağustos	7,099.939	2,728.493	183.222	<b>10,011.654</b>	20.082	<b>9,991.572</b>
Eylül	7,086.696	2,174.933	189.926	<b>9,451.555</b>	18.110	<b>9,433.445</b>
Ekim	7,226.164	2,400.382	176.889	<b>9,803.435</b>	21.116	<b>9,782.318</b>
Kasım	7,010.746	3,220.663	185.465	<b>10,416.874</b>	27.079	<b>10,389.795</b>
Aralık	7,754.133	3,217.238	307.369	<b>11,278.739</b>	28.311	<b>11,250.428</b>
<b>Toplam</b>	<b>81,741.908</b>	<b>34,698.020</b>	<b>2,330.269</b>	<b>118,770.197</b>	<b>285.307</b>	<b>118,484.890</b>

Mevsimsel dalgalanmalar için termik santralleri devreye alıp çıkarmak mümkün olabilir. Ancak günlük dalgalanmaların karşılanması için tek seçenek barajlı hidroelektrik santrallerdir. Bunun da önemli bir ekonomik değeri olması gerekir. Bu değer kanatimizce puant yükün karşılanması

için devreye sokulması gereken alternatif santrallerin, örneğin dizel jeneratörlerin, üretim maliyeti olmalıdır. Bu konudaki detaylı değerlendirme ve öneriler takibeden bölümlerde yer almaktadır. Burada dikkat çeken bir başka husus da, 1999 yılı su akımları açısından kurak bir yıl olmasına rağmen, hidroelektrik santrallerin üretimlerinin bütün yıl boyunca ve ihtiyaç duyulduğu kadar üretim yapmış olmasıdır. Bu da hidroelektrik santrallerin ürettiği enerjinin güvenilir olduğunun bir başka kanıtıdır. Daha önce de belirtildiği üzere, eğer termik santraller daha verimli çalıştırılabilir ve hidroelektrik santrallara aşırı yükleme yapılmazsa, hidroelektrik santrallerin verimlilikleri de önemli oranda artırılarak halihazırdaki toplam elektrik üretiminde %5 oranında (yaklaşık 2 milyar kWsaat) artış sağlanabilir.

## 5- EKONOMİK DEĞERLENDİRME KRİTERLERİ İÇİN YENİ ÖNERİLER

Yukardaki bölümlerde verilen bilgiler dikkatli bir şekilde değerlendirildiğinde hidroelektrik santral projelerinin ekonomik olarak yapılabilirlik (fizibilite) hesaplarında kullanılan kriterlerin Türkiye gerçeklerine uymadığı görülmektedir. Türkiye’de yıl içinde tüketim kış aylarında artmakta, onun dışında oldukça düzgün bir şekilde yayılmaktadır. Bu da hidroelektrik santrallarının ürettiği enerjinin güvenilir olup olmama tanımını (Türkiye için) değiştirmelidir. Ayrıca, ülke hidroelektrik kapasitesi depolamalı ve depolamasız olarak ayrılmadan birlikte mütalaa edildiğinde, üretilen enerjinin tamamının güvenilir olarak tanımlanması gerektiği açıktır. Çünkü, Türkiye’nin barajlarındaki depolama kapasitesi çok yüksektir, ve yalnız nehir santralları değil, rüzgara bağlı olarak gün içinde dahi değişken üretim yapma olasılığı bulunan rüzgar santralları için bile yedekleme/depolama (buffer) görevini yerine getirebilirler. 1999 yılı itibarıyla Türkiye’de barajlı santralların aktif depolama hacimlerinin tekabül ettiği enerji miktarı yıllık üretim miktarının yaklaşık yarısı kadardır. Yani, altı aylık enerji üretimi bu barajlarda depolanabilir. Bu depolama kapasitesi, aynı zamanda hidroelektrik santralların yıllık elektrik üretiminin bütün yıla düzgün olarak yayılmasına da imkan verecek büyüklüktedir. Mevsimsel olarak üretim değişkenliği bulunan nehir santrallarında ise günlük hatta aylık üretimler güvenli bir şekilde planlanabilir. Bunların üretim eksikliği gösterdiği mevsimlerde ise eksik üretim barajlı santrallardan düzenli ve planlı bir şekilde karşılanabilir. Nehir santrallarından yapılacak üretimin bir başka özelliği ise bunların zamanlamasıdır. Türkiye genelinde bu santralların üretim zamanları çoğunlukla kış-ilkbahar mevsimi içerisindeydir. Yani, Türkiye genelinde tüketimin ve dolayısıyla talebin arttığı aylarda üretim yapmaktadırlar. Bu durumda, ekonomik yapılabilirlik için herbir tesis kendi başına değerlendirilmek yerine, ülke hidroelektrik sisteminin bir parçası olduğu gözönünde tutularak değerlendirilmeli ve ekonomik fayda bu şekilde hesaplanmalıdır. Örneğin, bir nehir santralları gurubunun 50 MW güçle üretim yaptığı sürede, barajlı santrallardan bu kadar az güçle üretim yapıldığını, buna karşın nehir santrallarının devreden çıktığı dönemde de bu eksikliği karşılamak için barajlı santrallardan 50 MW ‘lık kapasitenin üretim için devreye alındığını düşünelim. Bu durumda nehir santralları gurubunun ürettiği enerjinin tümü güvenilir enerji olur. Bu konsept değişikliği, Türkiye’nin yalnızca hidroelektrik kapasitesinin değil, aynı zamanda, rüzgar, güneş ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının da, üretecekleri elektriği “güvenilir” hale getirerek, bir an önce geliştirilmesi ve devreye alınmasını sağlayacaktır.

Bu konuda altı çizilecek bir başka önemli husus da puant saatlerdeki enerjinin bedelinin (veya pik güce katkının değerinin) ne olması gerektiğidir. Pik güç faydası için kullanılan 85 \$/kW değeri çok düşük bir değerdir ve temin edilen gerçek faydayı temsil etmekten çok uzaktır. Çünkü bu rakamın hesaplanmasında kullanılan örnek santral gurubu günlük dalgalanmaları karşılayacak operasyonel özelliklere sahip değildir. Yani gerçek anlamda bir alternatif değildir. Örneğin, Amerikan Enerji Bakanlığının yayınladığı istatistiklerden elde edilen bilgilere göre 1997 yılında puant azaltma yoluyla enerji tasarrufu için uygulanan programlar sonucunda azaltılan toplam puant güç 25,284. MW, bu yolla sağlanan enerji tasarrufu ise 56,406. GWh olmuştur. Bu tasarrufu temin etmek için uygulanan işletme/yönetim programlarının toplam maliyeti ise 1,636. Milyon dolar olmuştur. Puant saatlerdeki enerjinin beher kWsaatinin değeri 15 cent alındığında, ve yapılan yönetim harcamaları da düşüldüğünde elde edilen tasarrufun kW başına net ekonomik faydasının 270 \$ olduğu bulunur. Bu değer alınan 85 \$’ın ne kadar düşük bir rakam olduğunu göstermektedir. Unutulmamalıdır ki bütün dünyada günlük dalgalanmaları karşılamak ve puant saatlerde üretim yapmak üzere pompaj depolamalı santrallar yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. ABD’de işletmede olan pompaj depolamalı santralların toplam kurulu gücü 22,000. MW, dünyada ise toplam 112,000. MW civarındadır. Büyük kapasiteli pompaj depolamalı santrallar için en düşük yatırım bedeli ise yaklaşık 250-300 \$/kW’tır. Bununla da yetinilmeyerek alternatif elektrik depolama tesisleri için araştırma ve deneme yatırımları sürmektedir. Bu tesisler oldukça pahalı tesislerdir, ve puant gücü karşılamada depolamalı hidroelektrik santralların Pik Güç Faydası açısından gerçek alternatifleridir. Bu nedenle, pik güç faydasının en az 250 \$/kW olarak alınması gerekir.

Bütün dünyada, özellikle gelişmiş ekonomilerde, puant saatlerdeki elektriğin fiyatı talebin az olduğu saatlere göre en az iki-üç misli fazladır. Talebin tavana vurduğu bu saatlerin uzaması



halinde ise fiyatın daha da yükseldiği birçok belgede yer almaktadır. Puant saatlerdeki elektriğin değeri ise genellikle kısa sürelerde devreye alınıp çıkarılabilen dizel jeneratörlerin üreteceği elektriğin beher kWsaatinin maliyeti olan 12-15 cent/kWh olarak alınmaktadır. TEDAŞ'ın 1 Mayıs 2001 tarihinden itibaren geçerli olan tarifesinde tek terimli sanayi için elektrik fiyatlarının (1\$=1,150,00.TL kuru ile) 22-06 saatleri arasında 3.4 cent/kWh, 06-17 saatleri arasında 6.5 cent/kWh, puant saatler olan 17-22 arasında ise 11.7 cent/kWh olduğu görülmektedir. Yani puant saatlerdeki fiyat talebin az olduğu saatlerdeki fiyatın yaklaşık 3.5 katıdır. Yukarıdaki bölümlerde detayları verildiği üzere, Türkiye'de gün içindeki talep dalgalanmalarının tamamı depolamalı hidroelektrik santraller tarafından karşılanmaktadır. Bu nedenle de depolamalı hidroelektrik santrallerin ürettiği elektriğin değeri 6.0 cent/kWh'dan çok fazla olmalıdır. En azından 5 saat puant elektrik temin ettiği düşünülerek bulunacak ağırlıklı ortalama ile bu değerın asgari 7.25 cent/kWh olması gerektiği ortaya çıkar.

Bir başka önemli husus da termik santralleri ilgilendiren dışsal maliyetlerin fizibilite hesaplarında hiçbir şekilde dikkate alınmaması hususudur. Bu konuda yapılan çalışmalarda bu maliyetlerin mertebesinin içsel maliyetlerin en az %30'u olduğu tespit edilmiştir. Fizibilite hesaplarında hidroelektrik santrallerin alternatifi olarak düşünülen termik santrallerin direk (içsel) maliyetleri dışında, sebep oldukları çevre kirliliği, sera gazı emisyonları, yakıtlarının nakliyesi, artık küller ve bunların depolanması gibi sorunların giderilmesi için yapılması gerekenlerin maliyetlerini temsil eden pekçok dolaylı (dışsal) maliyetleri vardır. Bunun bedelinin de en az 1.5 cent/kWsaat olması gerekmektedir.

Bütün bu faktörler dikkate alınarak hidroelektrik santrallerin fizibilite hesaplarında aşağıda önerilen alternatif kriterlerin kullanılmasının Türkiye için daha uygun olacağı düşünülmektedir.

- **Termik Santrallerin Dışsal Maliyetleri Dikkate Alınırsa;**

- **Depolamalı Tesisler için:**

- **Alternatif (A) :**

- Firm/Puant Enerji Faydası = 6.0 + 1.25 + 1.5 = **8.75 cent/kWh**

- **Alternatif (B) :**

- Firm Enerji Faydası = 6.0 + 1.5 = **7.5 cent/kWh**

- Sekonder Enerji Faydası = 6.0 – 1.25 = **4.75 cent/kWh**

- Pik Güç Faydası = **250 \$/kW**

- **Nehir Santralleri İçin :**

- Firm Enerji Faydası = 6.0 + 1.5 = **7.5 cent/kWh**

- Sekonder Enerji Faydası = 6.0 – 1.25 = **4.75 cent/kWh**

- **Termik Santrallerin Dışsal Maliyetleri Gözardı Edilirse;**

- **Depolamalı Tesisler için**

- **Alternatif (A) :**

- Firm/Puant Enerji Faydası = 6.0 + 1.25 = **7.25 cent/kWh**

- **Alternatif (B) :**

- Firm Enerji Faydası = **6.0 cent/kWh**

- Sekonder Enerji Faydası = **4.75 cent/kWh**

- Pik Güç Faydası = **250 \$/kW**

- **Nehir Santralleri İçin :**

- Firm Enerji Faydası = **6.0 cent/kWh**

- Sekonder Enerji Faydası = **4.75 cent/kWh**

Aslında, Firm (güvenilir) ve sekonder enerji kavramlarının da sorgulanması gerekmektedir. Yukarıda da açıklandığı üzere, özellikle depolamalı tesislerde böyle bir tanımlamaya ihtiyaç bile yoktur. Barajlı santrallerin ürettiği enerjinin tümünün güvenilir addedilmesi gerekir. Puant saatlerdeki katkısı (1.25 cent) ile termik santrallerin dışsal maliyetleri (1.5 cent) de dikkate alınarak , barajlı santrallerin ürettiği her kWsaat elektriğin ekonomik değerinin 8.75 cent

alınarak ekonomik yapılabilirlik hesabı yapılmalıdır. Buna karşılık, nehir santrallerinde da -eğer firm enerji yok sayılsa bile- puant saatler için depolamalı santrallerin ürettiği elektriğin beher kWsaat'ine eklenen 1.25 cent, bunlar için 6.0 cent değerinden düşülerek bulunan 4.75 cent/kWh üretilen elektriğin ekonomik değeri olarak hesaplanabilir.

## 6- HİDROELEKTRİK POTANSİYELİN BU KRİTERLER KULLANILARAK YENİDEN DEĞERLENDİRİLMESİ

Halen kullanılan kriterler yerine yukarıda önerilen kriterler kullanıldığında, dışsal maliyetler dikkate alınmasa bile hidroelektrik tesislerden şu anda ekonomik olarak yapılabilir tesislere oranla maliyetleri % 20-25 daha pahalı olanlar da ekonomik hale gelecektir. Dışsal maliyetlerin dikkate alınması halinde ise bu oran % 40-45 mertebelerine çıkacaktır. Bu anlayışla DSİ'nin havzalar bazında yaptığı hesaplar yeniden gözden geçirilerek Türkiye'nin hidroelektrik kapasitesi için yeni bir tahminde bulunulabilir. Herbir havza için DSİ'ce yapılmış hesapların detaylı bir şekilde incelenme imkanı olmadığı için bu konuda kesin bir sonuca ulaşmak belki olası değildir ama, aşağıda yapılan tahmini hesabın Türkiye'nin gerçek kapasitesine daha yakın olduğu da bir gerçektir. Aşağıda **Tablo 6.1**'de havzalar bazında Türkiye'nin ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik kapasitesi yeniden hesaplanmıştır.

**Tablo 6.1: Havzalara Göre Yıllık Akım, Bütüt Hidroelektrik Potansiyel, Yeni Kriterlere göre Tahmini Ekonomik Olarak Yapılabilir Potansiyel ve Kurulu Güç**

Havza	Ortalama Yıllık Akım (milyar m <sup>3</sup> )	DSİ'ce hesaplanan Bütüt Üretim Potns. (GWh)	Tahmini Ekon. Üret. Potns. (GWh)	Tahmini Kurulu Güç (MW)	Bütüt Potans. Yüzdesi
Fırat	31.61	84 122	46 267	11 713	% 55.00
Dicle	21.33	48 706	24 353	6 165	% 50.00
Doğu Karadeniz	14.90	48 478	24 239	6 136	% 50.00
Doğu Akdeniz	11.07	27 445	12 350	3 127	% 45.00
Antalya	11.06	23 079	9 231	2 337	% 40.00
Batı Karadeniz	9.93	17 914	7 166	1 814	% 40.00
Batı Akdeniz	8.93	13 595	6 118	1 550	% 45.00
Marmara	8.33	5 177	-	-	-
Seyhan	8.01	20 875	9 394	2 378	% 45.00
Ceyhan	7.18	22 163	9 973	2 525	% 45.00
Kızılırmak	6.48	19 552	7 821	1 980	% 40.00
Sakarya	6.40	11 335	4 534	1 133	% 40.00
Çoruh	6.30	22 601	12 431	3 108	% 55.00
Yeşilırmak	5.80	18 685	8 408	2 129	% 45.00
Susurluk	5.43	10 573	2 643	669	% 25.00
Aras	4.63	13 114	5 901	1 494	% 45.00
Konya-kapalı	4.53	1 218	104	32	% 8.54
Büyük Menderes	3.03	6 263	831	221	% 13.27
Van Gölü-kapalı	2.39	2 593	257	62	% 9.91
Kuzey Ege	2.09	2 882	42	16	% 1.46
Gediz	1.95	3 916	243	94	% 6.20
Meriç-Ergene	1.33	1 000	-	-	-
Küçük Menderes	1.19	1 375	143	48	% 10.40
Asi	1.17	4 897	102	37	% 2.08
Burdur-Göller	0.50	885	-	-	-
Akarçay	0.49	543	-	-	-
<b>Toplam</b>	<b>186.05</b>	<b>432 981</b>	<b>192 551</b>	<b>48 768</b>	<b>% 44.47</b>

Yukarıdaki tablodan da görüldüğü üzere Türkiye'nin hidroelektrik kapasitesinin ekonomik olarak yapılabilir kısmı 48,000. MW ve yıllık üretimin 192 milyar kWh'in üzerindedir. Bu rakamlar bütüt kapasitenin % 44.5'una tekabül etmektedir.

## 7- DAHA ÖNCE DİKKATE ALINMAMIŞ SULAR ve HİDROELEKTRİK SANTRALLAR İÇİN ÖRNEKLER

DSİ Türkiye'nin hidroelektrik kapasitesine ilişkin çalışmayı havza başına ve ölçülen sulara dayandırarak yapmıştır. Türkiye'nin birçok bölgesinde DSİ tarafından etüd edilmeyen birçok su da vardır. Etüdü bugüne kadar yapılmamış bu sular üzerinde de tek tek küçük kapasiteli ama toplamında oldukça önemli üretim değerlerine ulaşan birçok hidroelektrik tesis kurulabilir. Bu tesisler büyük çoğunlukla nehir tipi santrallar olarak ve özel sektör tarafından küçük yatırımlarla gerçekleştirilebilecek ölçekte tesislerdir. Firma olarak kısıtlı imkanlarla ve mahdut bir alanda yürüttüğümüz bir ön etüd çalışması sonucunda ulaştığımız bulgular, Türkiye'nin bu anlamda değerlendirilmeyi bekleyen önemli bir potansiyele sahip olduğunu ortaya çıkarmıştır. İncelenmemiş sular üzerine kurulabilecek böyle tesislerden otoprodüktör olarak gerçekleştireceğimiz bir tesise ait bilgiler aşağıda özet olarak verilmektedir. Türkiye genelinde henüz etüdü yapılmamış bu küçük (1-30 MW) tesisler yoluyla yıllık en az 10-15 milyar kWsaat elektrik üretilbileceği düşünülmektedir.

Firmamızca hazırlanan ön etüd ve fizibilite çalışması sonucunda ETKB ile otoprodüktör sözleşmesi imzalanan Dağpazarı regülatörü ve Birkapılı HES'ına ait bilgiler aşağıda verilmektedir. Mersin ili Mut ilçesinde bulunan Pirinç suyu üzerindeki bu tesis Dağpazarı beldesinden sonra yaklaşık bin metre düşüden yararlanılarak elektrik üretimini öngörmektedir. Regülatör, iletim tünelleri, iletim kanalı, yükleme havuzu, 1000 metre düşülü cebri boru ve Birkapılı mevkiinde yer alan santral yapılarından oluşmakta olan bu tesisin kurulu gücünün 24.5 MW, ortalama yıllık üretiminin de 74.8 milyon kWsaat olacağı hesaplanmıştır. Elektrik üretiminin, suyun başka bir gaye ile kullanılmadığı kış-bahar (Kasım-Mayıs) aylarında yapılacağı düşünülmüştür. Su debisinin küçük ve yalnızca kış-bahar aylarında olması (küçük debi-düzensiz rejim) böyle bir tesisin ilk bakışta gözardı edilmesine neden olmaktadır. Nitekim DSİ de birkaç yıllık bir akım ölçümünden sonra devamını gereksiz görmüştür. Ancak düşünün büyüklüğü (1000 m) böyle bir tesisi ekonomik olarak yapılabilir ölçeklere getirmektedir. Proje debisi 2.68 m<sup>3</sup>/s olan (yalnız kış-bahar aylarında) bu suyu örnek olarak alırsak, Türkiye'de benzer yüzlerce suyun olduğu ortaya çıkar.

Böyle sular üzerinde daha ciddi etüd ve çalışmalar yapıldığı takdirde ve su rejimi hakkında daha güvenilir veriler elde edildiğinde öngörülen değerlerin de üstünde üretim elde edilebileceği düşünülmektedir. Bu nedenle yukarıda öngörülen yıllık 10-15 milyar kWsaat üretim muhafazakar bir tahmin olarak değerlendirilmelidir. Bu kapasitenin hizmete alınması ise ancak özel sektör yatırımlarıyla gerçekleştirilebilir. Bu nedenle de özel sektörün hidroelektrik santrallara yaptığı/yapacağı yatırımların önündeki mevcut engellerin kaldırılmasına ve bu çok önemli ülke potansiyelinin geliştirilebilmesi için ciddi teşvik uygulamalarına ihtiyaç vardır.

Küçük hidroelektrik santralların geliştirilmesi sürecinde ele alınması ve teşvik edilmesi gereken bir başka husus da, bu santralların elektro-mekanik aksamı ile kontrol sistemlerinin Türkiye'de geliştirilmesi ve imalatıdır. Türkiye hem yazılım hem de imalat teknolojisi olarak bu birikime sahiptir. Standardize edilmiş küçük türbin jeneratör gurupları (500 kW-1.0 MW-1.5 MW gibi) ile bunların kontrol sistemlerini %100 yerli imkanlarla üretmek mümkündür. Bu sayede küçük nehir santralları için tip proje ve uygulamalar geliştirilebilir. Türbin-jeneratör gurupları ile kontrol sistemlerinin mahalli olarak geliştirilmesi hem küçük hidroelektrik santral yatırımlarının daha ucuza malolmasını sağlayacak, hem de imalat ve yazılım sektörüne ilave istihdam ve iş imkanı yaratacaktır.

## 8- HİDROELEKTRİK SANTRALLARA ÖZEL SEKTÖR YATIRIMININ TEŞVİK EDİLMESİNİN GEREKLİLİĞİ

Daha önce de belirtildiği üzere Türkiye’de büyük hidroelektrik santral yatırımları DSİ tarafından gerçekleştirilmektedir. Özel sektör yatırımcılarına ancak DSİ’nin ilgi alanı dışındaki küçük veya daha az verimli santrallar kalmaktadır. Burada üzerinde durulması gereken husus, DSİ projelerinin bitirme süreleri ve maliyetlerinin yatırım boyunca nasıl seyrettiği konusudur. Herkes tarafından çok iyi bilinmektedir ki, bütçe imkanlarıyla yapılmaya çalışılan tesislerin tamamlanması onyıllar almaktadır. DSİ son yıllarda hükümetlerarası ikili protokollar yoluyla bazı tesisleri gerçekleştirme yoluna gitmiştir. Fakat bu mekanizma da beklendiği kadar hızlı ilerleyememektedir. Sorun yalnızca kamu yatırımlarının gecikmesi değildir. Bir de enteresan bir maliyet seyri söz konusudur. Aşağıda **Tablo 8.1**’de Resmi Gazetede ve 934 sayılı 10-16 Ocak 2000 tarihli Teba dergisinde yayınlanan 2000 yılı programında yer alan rakamlardan derlenen DSİ hidroelektrik projelerine ilişkin bilgiler verilmektedir (*İtali karakterle gösterilen sütunlardaki rakamlar bu raporun yazarı tarafından hesabedilmiştir*). Yatırım maliyetleri anlamlı bir değişiklik göstermektedir. Yeni başlanacak projelerin maliyeti kurulu gücün kW’ı başına 1,497.\$ olarak öngörülürken aynı değer kısmen tamamlanmış projeler için 1,708.\$’a, biten projelerde ise 2,091.\$’a yükselmektedir. Bunun anlamı şudur; tesislerin inşaatı sırasında maliyetleri devamlı artmaktadır. Bu maalesef Türkiye’deki kamu yatırımlarının ortak kaderidir. İlk ihale tutarı ne kadar ucuz olursa olsun, tesisin yatırım maliyeti sonunda olması gerekenden daha pahalıya çıkmaktadır. Çok uzun yatırım sürelerinin getirdiği normal maliyet artışları bir faktördür. Ancak bundan daha da önemlisi, projede inşaat başladıktan sonra ortaya çıkan gerekçelerle birçok maliyet artırıcı değişiklikler ve büyük keşif artışları yapılmaktadır. Bu değişiklikler çoğu kere daha emniyetli ve daha iyi bir tesis ortaya çıkarma gerekçesiyle yapılmaktadır. Yatırımlar kamu kesimi tarafından yapıldığı sürece, müteahhitin de menfaatine olan bu tür değişiklik ve maliyet artışlarının önüne geçmek mümkün olamayacaktır.

**Tablo 8.1 : DSİ Hidroelektrik Projeleri – 2000 Yılı Programından Derlenen Özet Bilgiler**

Proje Grupları	Kurulu Güç (MW)	Yıllık Enerji Üretimi (GWh)	Yatırım Tutarı (Milyon \$)	Ortl. Yıllık Çalışma Sürs.(saat)	Kurulu Güç Maliyeti (\$/kW)	Yatırım Mal. (*) (cent/kWh)
Yeni Projeler (Başlanacak)	2,697	7,877.0	4,037.8	2,921.	1,497.	0.68
Devam eden Projeler	8,795.5	30,062.5	15,022.1	3,418.	1,708.	0.67
2000’de biten Projeler	648	1,585.0	1,355.2	2,446.	2,091.	1.14

(\*) İşletme süresi 75 yıl kabul edilirse

Aynı yatırımı bir özel sektör kuruluşunun yapması halindeyse, maliyetlerin düşürülmesi birinci öncelik olarak ele alınacak, tesisin hem en güvenilir şekilde hem de en ucuz maliyetle ve en kısa zamanda tamamlanması sağlanacaktır. Tesisin pahalıya çıkması yatırımcının aleyhine olduğu için, müteahhit veya projenin bu yöndeki telkinleri ciddi bir eleştiri ile karşılanacaktır. Projeci, verim ve güvenlikten taviz vermeden en ucuz çözümü bulmaya yatırımcı tarafından zorlanacaktır. Maliyet artırıcı gereksiz değişikliklerden kaçınılacak, bu sayede hem tesisin en kısa zamanda hem de en az harcamayla işletmeye alınması sağlanacaktır.

Bu raporun konusu olmamasına rağmen, yeri gelmişken işletme konusuna da kısaca değinelim. Yalnızca yatırımın değil, işletmenin de özel sektör eliyle yapılması enerji tesislerinin verimliliğini önemli ölçüde artıracaktır. Yukardaki bölümlerde termik santralların ilgili kamu kuruluşları tarafından nasıl verimsiz çalıştırıldığı rakamlarla açıklanmaktadır. Gereksiz istihdam, bakım ve onarımların yetersiz kalışı, işletmede verimsizlik ve duyarsızlık kamu işletmeciliğinin genel karakteristikleridir. Buna dair en çarpıcı örnek, geçen yıl enerji sıkıntısının had safhada olduğu sırada TEAŞ tarafından işletilen Afşin-Elbistan termik santralında vukubulmuştur. Yükselen yatak ısısının neden olduğu yangında 300 MW’lık ünite tümüyle yanmış ve yenilenmesi zorunluluğu ortaya çıkmıştır. Yetersiz bakım ve ciddi bir işletmecilik hatası sonucu ortaya çıkan bu yangın sonucunda devlet en az 200 milyon dolarlık ek yük altına girmekle kalmamış, en az iki yıllık üretim kaybı olan 3 milyar kWsaat elektrikten mahrum kalmıştır.

Bunun ekonomik değeri de 180 milyon dolardır. Yani toplam kayıp 380 milyon dolar olmuştur. Halbuki, düzgün bir işletmede yatak ısısının, bırakın yangın çıkaracak mertebeye gelmesini, birkaç derece yükselmesi halinde bile gerekli uyarı sinyalleri alınır, ısıya neden olan arıza teşhis edilip anında tamir edilir. Zamanında tedbir alınmazsa veya uyarı gözardı edilse bile üniteler otomatik olarak devre dışı kalır. Yani, düzgün bir işletmede böyle bir yangının meydana gelmesi ve böyle büyük üretim kaybı ve kaynak israfı olması ihtimali yoktur.

Türkiye gibi imkanları kısıtlı ve mali kaynakları yetersiz ülkelerde yatırımların çok akılcı bir şekilde yapılması zorunludur. Sırf bu nedenle bile hidroelektrik tesislerin yatırım ve işletmesinde özel sektörün teşvik edilmesi gerekir. Herhangi bir hidroelektrik santral yatırımının özel sektör eliyle gerçekleştirilmesi durumunda hem yatırım süresinde en az yarı yarıya azalma olacaktır, hem de yatırımın toplam maliyetinde %30-40 civarında bir tasarruf sağlanacaktır. Yukardaki tabloda verilen değerlerden hareketle şunu açıklıkla ifade edebiliriz ki, özel sektörün yaptığı bir hidroelektrik santral yatırımında eğer planlanan maliyet 1,500. \$/kW ise, yatırım tamamlandığında da bu değer, eğer azalmadıysa, en azından benzer mertebede kalacaktır. Hiçbir koşul altında maliyet 2,100. \$/kW'a yükselmez. Bu tür maliyet artışları yalnızca kamu yatırımlarında görülür. Enerji yatırımlarındaki bu savurganlığın önüne geçilmesi ancak özel sektörün teşvik edilmesi, veya en azından yatırımcının önündeki engellerin kaldırılmasıyla mümkün olacaktır. Kısıtlı ülke imkanlarının en ekonomik biçimde kullanılması için bu yalnızca gerekli değil aynı zamanda zorunludur da.

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin geliştirilmesinin tümüyle özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi tabii ki mümkün değildir. Ancak engellerin kaldırılması ve mümkün olan tüm teşviklerin harekete geçirilmesi bu yatırımlarda özel sektörün payının artmasına, dolayısıyla da yatırımların daha rantabl bir şekilde yapılmasına imkan verecektir. Hidroelektrik potansiyelin gerek kamu gerekse yerli ve yabancı özel sektör tarafından mümkün olan en kısa sürede geliştirilmesi Türkiye'nin yararınaadır. Hidroelektrik santralların teşvik edilmesini zorunlu kılan avantajları aşığıda daha detaylı bir şekilde özetlenmektedir.

## 9- HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN TEŞVİK EDİLMESİ İÇİN NEDENLER

Türkiye'nin diğer alternatifleri karşısında hidroelektrik santrallara öncelik vermesi ve teşvik etmesi için birçok neden vardır. Bu nedenler ekonomik, çevresel ve stratejik olmak üzere üç grupta toplanabilir.

### **Ekonomik:**

#### • **Yatırımın Büyük Bölümünün Milli Olması**

Hidroelektrik santralların ilk yatırım miktarı göreceli olarak yüksek sayılır. Ancak bu durum yalnızca doğalgaz santrallarına göre böyledir. Termik santralların, gerek linyit gerekse ithal kömür olsun, ilk yatırım maliyetleri merite olarak hidroelektrik santrallarla aynıdır. Nükleer santrallara oranla ise çok düşüktür. Değişik santral tiplerinin bilinen kurulu güç birim maliyetleri şöyledir:

Doğalgaz Santralları	500. – 700.	\$/kW
İthal Kömür Santralları	1,200.-1,450.	\$/kW
Linyit Santralları	1,500.-1,700.	\$/kW
Hidroelektrik (Barajlı)	1,200.-1,350.	\$/kW
Nükleer Santrallar	> 2,700.	\$/kW

Hidroelektrik santralların birim kurulu güç maliyetlerinin önemli bir bölümü tümüyle mahalli imkanlarla ve yerli malzeme, işçilik ve know-how kullanılarak yürütülen inşaat faaliyetleri oluşturmaktadır. Yurt dışından ithal edilecek elektro-mekanik aksamın birim maliyeti ise kurulu güç büyüklüğüne bağlı olarak 200-400 \$/kW mertebesindedir. Yani, yatırımın yaklaşık %70-80'i yurtiçi harcamasıdır ve bunun GSMH (Gayrisafi Milli Hasıla) ve milli ekonomiye önemli katkısı vardır. Diğer tip santral yatırımlarında ise yatırımın çok büyük bir bölümü ithal mal ve hizmetlere harcanmaktadır.

#### • **En Az Dışa Bağımlılık ve Döviz Harcaması**

Hidroelektrik santral yatırımlarında ithal mal ve hizmetlerin toplam yatırıma oranı en düşük seviyededir. Bu nedenle de döviz harcaması en düşük seviyededir. Ayrıca yenilenebilir bir enerji kaynağı olduğu için tükettiği yerli veya yabancı bir yakıt ve dolayısıyla yakıt gideri de yoktur. Yakıt gideri, yerli kömür kullananlar hariç, termik santralların tüm ekonomik ömrü boyunca yapmaya devam edeceği döviz cinsinden harcamadır ve işletme giderlerinin çok büyük bir bölümünü oluşturmaktadır. Hidroelektrik santrallarda ise ilk yatırım dışında herhangi bir döviz harcaması yoktur.

#### • **En Uzun Ekonomik Ömür**

Termik santralların maksimum 25 yıl olan ekonomik ömürlerine karşın hidroelektrik santralların ekonomik ömrü en az 75 yıldır. Bu süre tamamlandığında da, ilk yatırımın çok küçük bir bölümüyle (200-400 \$/kW) elektro-mekanik aksam, yani tüm türbin ve jeneratörler ile kontrol sistemi tümüyle yenilenip ikinci, üçüncü, dördüncü 75 yıllarda üretime devam edebilir. Çünkü, inşa edilen baraj en az 500 yıl müddetle gerekli su depolamasını sağlamaya devam eder.

#### • **En Düşük İşletme Gideri**

Hidroelektrik santrallarda işletme giderleri tüm santral tipleri arasındaki en düşük değerdir. Tükettiği bir yakıt olmadığı için, termik santralların en büyük işletme gideri olan yakıt gideri hidroelektrik santrallarda yoktur. Buna ilave olarak personel, bakım ve onarım giderleri de diğer santral tiplerine oranla daha düşüktür. TEAŞ'ın 1998 istatistiklerine göre birim işletme maliyeti barajlı santrallarda 0.103 cent/kWsaat, nehir santrallarında 0.666 cent/kWsaat, tüm hidroelektrik santralları ortalaması ise 0.116 cent/kWsaat olarak gerçekleşmiştir. Termik santrallar için aynı istatistiklerde verilen birim işletme maliyetleri ise, katı yakıtlı santrallarda 2.987 cent/kWsaat, doğalgaz santrallarında ise 3.889 cent/kWsaat'tir.

#### • **İşletmede Esneklik-Kolaylık**

Hidroelektrik santralların bir başka çok önemli özelliği de birkaç dakika içerisinde işletmeye alınarak tam yükte çalışmaya başlama yeteneğidir. Aynı şekilde, gerektiğinde anında işletmeden çıkabilirler. Hidroelektrik santrallar, enterkonnekte sistemin işletmesinde yük dengelenmesi ve frekans ayarı açısından hayati öneme sahiptirler.

### • Yatırım ve İşletmede Yerli Kaynak ve Personel Kullanımı

Hidroelektrik santralların hem yatırım hem de işletme aşamalarında yerli kaynak kullanımı ve yerli personel istihdamı en yüksek düzeydedir. Birçok hidroelektrik santralin bakım ve onarımı için ihtiyaç duyulan malzeme ve hizmetlerin tamamına yakını, personel istihdamının ise tümü yurtiçinden sağlanmaktadır.

### • Enerji Üretiminde Rekabet ve Ucuzluk

Üretimdeki düşük maliyet nedeniyle hidroelektrik santrallar ucuz elektrik üreterek piyasada rekabet oluşmasına ve ucuz elektrik arzına en büyük katkıyı sağlarlar. Ancak, işletmeye geçilen ilk yıllarda faiz ve anapara ödemeleri dolayısıyla fiyatlar bir miktar yüksek çıkabilir. Sağlanacak teşviklerle, ve uygun finansman mekanizmalarıyla başlangıçtaki bu geçici pahalılık kolaylıkla aşılabılır. Ayrıca, başlangıçta en fizibil hidroelektrik enerji tesislerine yapılacak yatırımlarla piyasada elektrik arz fazlası oluşturularak sağlıklı bir rekabet ortamı oluşturulabilir.

### • Enerji İhracatı

Hidroelektrik santrallarda üretilen enerji, yeşil ve yenilenebilir enerji olması dolayısıyla teşvik gördüğü ve tüketiminin özendirildiği Avrupa Birliği ülkelerine ihraç edilebilir. Ayrıca, barajlı santrallarda enerji depolanabildiği ve istenildiği zaman devreye alınabildiği için, AB ülkelerindeki pik tüketim saatlerinde elektrik satışı da mümkün olacaktır. Bunun için Avrupa ile bağlantı sağlayan iletim hatlarının yeterli kapasitede inşa edilmesi gerekmektedir. Türkiye zaman içinde net elektrik ithal eden ülke konumundan çıkıp, kolaylıkla net elektrik ihracatçısı olabilir. Bunun yolu da kendi öz kaynağı olan hidroelektrik potansiyelin bir an önce geliştirilmesidir.

### • Örnek Maliyet Analizi ve Diğer Santral Tipleriyle Mukayese

Barajlı hidroelektrik santral ile nehir santrali ve doğalgazlı termik santrallara ait tipik değerler kullanılarak yapılan genel/ekonomik mukayese takibeden sayfadaki **Tablo 9.1**'de verilmektedir. Gerek barajlı gerekse barajsız hidroelektrik santralların avantajları açıkça görülmektedir. Doğalgaz santralına oranla ilk yatırım tutarı daha yüksek ve yıllık çalışma süresi ile yıllık elektrik üretimi daha düşük olmasına rağmen, uzun ekonomik ömrü nedeniyle hidroelektrik santralların daha karlı ve fizibil yatırım oldukları açıkça görülmektedir. Örnek hidroelektrik santralin yıllık üretimi düşük olmasına rağmen, ekonomik ömrü boyunca ürettiği toplam elektrik miktarı ise (96,750. GWh) benzer doğalgaz santralının ürettiğinin (54,375. GWh) yaklaşık iki katı civarındadır.

Barajlı bir hidroelektrik santral için toplam yatırım tutarı (360 milyon \$), aynı kapasitedeki doğal gaz santrali yatırım tutarının (180 milyon \$) iki katıdır. Buna karşın, yıllık net geliri (82 milyon \$) doğalgaz santralının (21.5 milyon \$) yaklaşık dört katıdır. Yıllık net gelirin yatırıma oranı ise barajlı santrallar için %23 civarındadır ve doğalgaz santrallarının yaklaşık iki katıdır.

Hidroelektrik santralların ekonomik ömürleri boyunca üretecekleri elektriğin beher kWsaat'i başına yurt dışı ödemeleri 0.19-0.24 cent mertebesinde kalırken, doğalgaz santralının ürettiği her kWsaat için yurt dışına aktarılan kaynak 4.50 cent olmaktadır. Doğalgaz için bu değer yüksek olmasının nedeni büyük ağırlıkla yakıt gideridir. Burada hesabı kWsaat başına değil de yurtdışına aktarılacak kaynağın toplamı üzerinden yaparsak, konunun önemi daha iyi anlaşılacaktır. Türkiye hidroelektrik kapasitesini geliştirmez de, oradan her yıl üretebileceği ilave 150 milyar kWsaat (190 kapasite-40 halihazırdaki yıllık üretim) elektriği doğalgaz santrallarıyla üretirse, her yıl yurt dışına ilave 6.4 milyar dolar ödemek zorunda kalacaktır. Bu gecikmenin 50 yıl olduğu düşünülürse, **yurt dışına gereksiz yere aktarılacak ilave kaynağın toplam tutarı 320 milyar dolar olacaktır.**

Üretilen elektriğin beher kWsaat'i başına yurt içi harcamaları ise tüm santral tipleri için aynı mertebededir (0.52-0.69 cent/kWsaat). Ancak, beher kWsaat başına değil de, toplam bedel olarak alınırsa, faiz dahil yurtiçi harcamalar toplamı örnek barajlı hidroelektrik santral için 428 milyon dolar iken, benzer kapasitedeki doğalgaz santrali için bu bedel 77 milyon dolar mertebesinde. Hidroelektrik santral tipinin GSMH ve GSYİH'ya (Yurt İçi Hasıla) katkısı, ve milli ekonominin gelişme ve büyümesine olan pozitif etkisi açıktır.

İçsel karlılık oranları (IRR) ve %8 iskonto oranı kullanılarak yapılan Fayda/Maliyet analizlerinin sonuçları da hidroelektrik santralların daha karlı (IRR = %16.2 > %11.72) ve daha rantabil (F/M = 1.97 > 1.30) olduğunu açıkça ortaya koymaktadır.



**Tablo 9.1: Tipik Hidroelektrik Santral (Barajlı ve Nehir Santral) ile Doğalgaz Santrali Genel/Ekonomik Mukayesesi**

	Hidroelektrik (Barajlı)	Hidroelektrik (Nehir)	Termik (D.gaz)
<b>Kurulu Güç (MW)</b>	<b>300</b>	<b>30</b>	<b>300</b>
Yapıların Ekonomik Ömrü (Yıl)	500	250	50
Elektromekanik Aksam Ekonomik Ömrü (Yıl)	75	75	25
Yıllık Ortalama Çalışma Süresi (saat)	4,300	3,900	7,250
<i>TEAŞ Santralleri Ort. Çalışma Süreleri</i>	<i>4,100</i>	<i>4,000</i>	<i>5,700</i>
<b>Yıllık Üretim (GWh)</b>	<b>1,290</b>	<b>117</b>	<b>2,250</b>
Birim Yatırım Maliyeti (\$/kW)	1,200	900	600
İlk Yatırım Tutarı ( Milyon \$)	360.00	27.00	180.00
<b>Yatırımda İthalat Oranı (%)</b>	<b>%30</b>	<b>%45</b>	<b>%75</b>
<b>Yatırımın Yabancı Para Kısmı (Milyon \$)</b>	<b>108.00</b>	<b>12.15</b>	<b>135.00</b>
<b>Yatırımın Yerli Kısmı (Milyon \$)</b>	<b>252.00</b>	<b>14.85</b>	<b>45.00</b>
Birim Yakıt Gideri (cent/kWh)	0.00	0.00	3.70
Birim İşletme/Bakım Gideri (cent/kWh)	0.25	0.40	0.75
<b>Yıllık Yakıt Gideri (Milyon \$)</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>80.48</b>
Yıllık İşletme/Bakım Gideri (Milyon \$)	3.23	0.47	16.31
<b>Toplam Yıllık Gider (Milyon \$)</b>	<b>3.23</b>	<b>0.47</b>	<b>96.79</b>
Üretilen Elektriğin Değeri (cent/kWh)	7.25 (*)	4.75	6.00
<b>Yıllık Gelir (Milyon \$)</b>	<b>93.53</b>	<b>5.56</b>	<b>130.50</b>
<b>Yıllık Gelir Gider Farkı (Milyon \$)</b>	<b>90.30</b>	<b>5.09</b>	<b>33.71</b>

Yıllık Amortisman (Milyon \$)	4.8	0.36	7.2
Faiz Yüğü (%)	%70	%70	%70
Uyarlanmış Amortisman (Milyon \$)	8.16	0.612	12.24
<b>Yıllık Net Gelir (Milyon \$)</b>	<b>82.14</b>	<b>4.48</b>	<b>21.47</b>
<b>Net Gelir/Yatırım Oranı (%)</b>	<b>%22.82</b>	<b>%16.58</b>	<b>%11.93</b>

Yatırımın Yabancı Para Kısmı (Milyon \$)	108.00	12.15	135.00
Yurtdışına Ödenecek Faiz (Milyon \$)	75.6	8.505	94.50
<b>Yatırım için Toplam Döviz Ödem. (Milyon \$)</b>	<b>183.60</b>	<b>20.66</b>	<b>229.50</b>
<b>Ekonomik Ömrü Boyunca Üretim (GWh)</b>	<b>96,750</b>	<b>8,775</b>	<b>54,375</b>
Yatırım için Döviz Ödemesi (cent/kWh)	0.19	0.24	0.42
İşletme için Döviz Ödemesi (cent/kWh)	0.00	0.00	4.08
<b>Toplam Dışarıya Aktarılan Kaynak (cent/kWh)</b>	<b>0.19</b>	<b>0.24</b>	<b>4.50</b>

Yatırımın Yerli Para Kısmı (Milyon \$)	252.00	14.85	45.00
Yurtiçinde Ödenecek Faiz (Milyon \$)	176.4	10.395	31.50
<b>Yatırımın Toplam Yerli Tutarı (Milyon \$)</b>	<b>428.40</b>	<b>25.25</b>	<b>76.50</b>
Yatırım için Yurtiçi Harcama (cent/kWh)	0.44	0.29	0.14
İşletme için Yurtiçi Harcama (cent/kWh)	0.25	0.40	0.38
<b>Toplam Yurtiçi Harcama (cent/kWh)</b>	<b>0.69</b>	<b>0.69</b>	<b>0.52</b>

<b>İçsel Karlılık Oranı (IRR) %</b>	<b>%16.20 (*)</b>	<b>%12.09</b>	<b>%11.72</b>
<b>Fayda/Maliyet Oranı (% 8 İskonto oranı kulln.)</b>	<b>1.97 (*)</b>	<b>1.48</b>	<b>1.30</b>

(\*) Üretilen elektriğin değeri 6.0 cent/kWsaat alırsa bile İçsel Karlılık Oranı (IRR) %13.25, Fayda Maliyet Oranı da 1.62 olmaktadır.

## **Çevresel:**

### **• Çevre Dostu, Minimum Emisyon ve Minimum Kirlilik**

Hidroelektrik santraller çevre dostudur. Herhangi bir sera gazı emisyonu yoktur. Kullandığı bir yakıt olmadığı için başka bir kirliliğe de neden olmazlar. Üretilen her kWsaat elektrik için kombine çevrim santralleri 0.215 metreküp doğalgaz, ithal kömür santralleri 0.45 kg kömür, linyit santralleri da linyitin ısı değerine bağlı olarak 1.0 ila 2.5 kg arasında linyit tüketir. Kömür kullanan termik santrallerin ürettiği beher kWsaat başına atmosfere toplam 1.35 kg civarında sera gazı (CO<sub>2</sub> ve diğerleri) yaydığı bilinmektedir. Hidroelektrik santrallerin halihazırda ürettiği yıllık 40 milyar kWsaat elektriği üretmek için linyit santrallerinde her yıl 40 ila 100 milyon ton kömür tüketmemiz gerekirdi. Bunun sebep olacağı yıllık yaklaşık 54 milyon ton sera gazları emisyonu , kirlilik ve kül artıklarının çevreye ne büyük ölçüde zarar verdiği açıktır. Global ısınma ve iklim değişikliği ile ilgili ve bu raporun kapsamıyla bağlantılı özet bilgiler aşağıda ayrı bir bölümde daha detaylı olarak verilmektedir.

### **• Akarsularla Oluşan Erozyonun Önlenmesi**

Ortalama yüksekliği 1,300 m olan Türkiye’de akarsuların eğimi de fazladır. Bu yüzden akarsular yoluyla erozyon da ciddi bir tehlikedir. Hidroelektrik santraller için yapılan barajlar ve bentlerin suyun hızını keserek erozyonun durdurulmasında önemli işlevleri vardır. TEMA Vakfının “Su Yönetimi ve Kuraklık” çalışma toplantısı ardından çıkan sonuçlara göre ülkemizde 600 hidrolik baraj ve 10 bin gölet tesisine ihtiyaç vardır. Ayrıca büyük baraj göllerinin bulunduğu bölgenin iklimini olumlu yönde etkilediği de bilinmektedir.

### **• Yeşil ve Yenilenebilir Enerji**

Hidroelektrik santraller en önemli ve enerji üretiminde en büyük paya sahip yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. Yağmur ve karla yükseklerle taşınan suların potansiyel enerjisi türbin ve jeneratörler vasıtasıyla elektrik enerjisine dönüştürülür. Yalnızca potansiyel enerjisini kullandığı su da dahil tükettiği hiçbir doğal kaynak yoktur. Her yıl yağışlar tekrarlandığı için yenilenebilir olarak nitelenen enerji kaynağı gurubundandır. Yukarıda belirtildiği gibi hiçbir sera gazı emisyonu ve kirliliğe de neden olmaz. Bu yüzden kısaca “yeşil” olarak tanımlanan enerji türünün en önemli unsurudur.

### **• Diğer Yeşil/Yenilenebilir Enerji Santralleri için Destek**

Barajlı santrallerin sağladığı bir başka çok önemli avantaj da, daha önce de kısaca değinildiği gibi, nehir santralleri, rüzgar santralleri, güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının daha güvenilir şekilde hizmet vermelerini sağlamaktır. Bu tür nehir akımına, rüzgara veya güneşe bağlı olarak zaman zaman üretimini durdurmak zorunda olan ve bu nedenle güvenilir bulunmayan enerji üretim kaynakları için “buffer” veya yedekleme görevi yaparak, bir anlamda onlar için enerji depolama fonksiyonunu üstlenip, daha verimli çalışmalarını temin eder. Bu tür santraller enerji ürettiği sürece, barajlı santraller bu üretilen enerji kadar az üretim yapıp, onlar durduğunda da devreye girerek dengeyi sağlar. Bu sayede rüzgar veya nehir santrallerinin güvenilirlik sorunu ortadan kalkmış olur. Enerjisinin büyük bölümünü nükleer veya termik santrallerden temin eden batı ülkelerinde, rüzgar veya nehir santralleri gibi çok büyük teşvik gören ama kesintili üretim yapmaları nedeniyle güvenilir bulunmayan santrallerin üretimlerinden yararlanabilmek için elektrik depolanması konusunda çok yoğun araştırmalar ve büyük yatırımlar yapılmaktadır. Türkiye’nin ise nehir ve rüzgar santrallerini teşvik etmek dışında daha güvenilir hale getirmek için böyle ekstra harcamalara ihtiyacı yoktur. Barajlı santraller bu görevi ilave hiçbir harcamaya gerek olmadan yerine getirebilirler.

## **Stratejik:**

### **• Depolama Tesislerinin Stratejik Özellikleri**

Özellikle terör tehdidi bulunan bölgelerde barajların çok önemli stratejik yararları vardır. Baraj gölü ile oluşturulan büyük su alanları terörün lojistik desteğine kesilmesine ve hareket yollarının kısıtlanmasına katkı sağlar. Baraj gölü ve çevresinin kontrol ve takibi de daha kolay yürütülür hale gelir.

- **Enerji Depolanması**

Barajlı santrallerin en önemli avantajlarından biri, belki de en önemlisi, enerji depolayabilme yeteneğidir. Türkiye’de halihazırda işletmede olan barajlı santrallerin enerji depolama kapasitesi, yıllık üretim kapasitesinin yaklaşık yarısı kadardır. Yani, ortalama altı aylık elektrik üretimlerini depolama kapasitesi vardır. Enerjide çoğunlukla dışa bağımlı olan ülkemiz için çok önemli ve stratejik bir avantajdır. Herhangi bir kriz nedeniyle yurt dışı enerji kaynaklarının temininde güçlükle karşılaşıldığı dönemlerde, barajlar elektrik üretmeye devam edebilirler.

- **Enerjide Dışa Bağımlılığın Azaltılması**

Hidroelektrik enerji, ülkenin kendi doğal kaynağı olan akarsular üzerine kurulan tesislerden elde edilen tümüyle yerli ve dışa bağımlı olmayan bir enerjidir. Türkiye’nin hidroelektrik kapasitesinin ne kadar fazlası kullanılır hale getirilirse, enerjide dışa bağımlılık aynı oranda azaltılabilir. 1998 yılında Türkiye’nin tüm elektrik tüketiminin (111,022 GWh) %38’i hidroelektrik santrallerden (42,229 GWh) karşılanmıştır. Yıllık akımların daha düşük olduğu 1999 yılı tüketiminin ise (116,440 GWh) % 29.8’i hidroelektrik santrallerden (34,678 GWh) temin edilmiştir. Enerji bakanlığının yaptığı planlamalarda, 2020 yılında hidroelektrik santrallerin payının %25’e ineceği öngörülmektedir. İlave kapasitenin de devreye alınarak bu payın artırılması Türkiye’nin yararına. Hidroelektrik santrallerde üretilecek ilave her 1 milyar kWh elektrik, yaklaşık 500 bin ton daha az kömür ithali veya 215 milyon metreküp daha az doğalgaz tüketilmesi demektir.

- **Yöre Halkına Ekonomik ve Sosyal Katkılar**

Hidroelektrik santrallerin gerek inşaat ve montajı aşamasında gerekse işletme sırasında yöre halkına iş ve istihdam imkanı yaratması yanında, yerel nüfusun ürettiği mal ve hizmetlerin satın alınması şeklinde de çevreye önemli ekonomik katkıları olmaktadır. Bu tür santraller çoğunlukla kırsal ve ekonomik olarak gelişmemiş yörelerde yer aldığından bu ekonomik katkı daha da önem kazanmaktadır. Özellikle barajlı santrallerde, baraj gölü vasıtasıyla yöre halkına balıkçılık, su üzerinden taşımacılık, sulu tarıma geçiş, rekreasyon, turizm, su sporları yapabilme olanakları gibi çok çeşitli ve önemli ekonomik ve sosyal faydalar da sağlanmaktadır. Nispeten geri kalmış bölgelere daha çok katkı sağladığı için, hidroelektrik santral yatırımlarının Türkiye’nin topyekün kalkınmasına daha anlamlı bir katkısı olduğu açıktır.

## 10- HİDROELEKTRİK SANTRALLAR ve GLOBAL ISINMA/İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ

Dünya ülkeleri Birleşmiş Milletler öncülüğünde global ısınmayı ve iklim değişikliğini önlemek üzere sera gazı emisyonlarının sınırlandırılmasını temin etmek için 1987 yılında başlattıkları çalışmayı 1997 yılında sonuçlandırmışlar, 160'dan fazla ülkenin katılımıyla Kyoto'da yapılan konferansta aynı şehrin adıyla anılan protokola imza koymuşlardır. Aralık 1997'de imzalanan "**Kyoto Protokolü**"na göre "Annex-1" ülkeleri olarak anılan gelişmiş ülkeler, sera gazları emisyonlarını 2008-2012 yılları arasında 1990 yılındaki seviyesinin altına çekmeyi taahhüt etmişlerdir. Örneğin Avrupa Birliği ülkeleri %8, ABD %7 ve Japonya %6 daha az emisyon seviyesine ulaşmayı taahhüt etmişlerdir. Bu protokolda, birçok başka sektör yanında, enerji sektöründe genellikle yakıt tüketilerek yapılan sera gazları emisyonunun azaltılması öngörülmektedir. Ayrıca yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının araştırılması, geliştirilmesi ve daha çok kullanılmasının teşviki için Annex-1 ülkelerinin gerekli politikaları uygulamaları ve tedbirler almaları istenmektedir. Kyoto Protokolü'nda emisyonların azaltılmasını temin için üç tür mekanizma öngörülmüştür:

1. **Emisyon Ticareti** (ET/Emission Trading) : Gelişmiş ülkeler (Annex-1 ülkeleri) kendi aralarında sera gazı emisyonlarında gerçekleştirecekleri azalmaları ücreti mukabilinde mübadele edebilirler. Taahhüt ettiğiinden fazla emisyon azaltması yapan ülkeler, bu fazlalıklarını tahhüdünü yerine getirememiş ülkelere satabilirler. Bu ticaret ülkeler arasında olabildiği gibi, ülke içi veya uluslararası sektörler veya şirketler arasında da olabilmektedir.
2. **Temiz Gelişme Mekanizması** (CDM/Clean Development Mechanism) : Gelişmiş ülkeler (Annex-1 ülkeleri), gelişmemiş ülkelere emisyon azaltıcı yatırımlar yaparak (orada daha ucuza malolacağı ve bu yolla gelişmiş ülkelere gelişmemiş ülkelere kaynak ve yatırım aktarılacağı düşünülerek) emisyon kotaları elde edebilecekler ve bu kotaları kendi taahhütlerini karşılamakta kullanabileceklerdir. Bu mekanizma 2000 yılından itibaren çalıştırılabilecektir.
3. **Müşterek Uygulama** (JI/Joint Implementation) : Bu da Temiz Gelişme Mekanizmasına benzer şekilde 2008-2012 yıllarından itibaren gelişmiş ülkelerin (Annex-1 ülkeleri) diğer gelişmiş ülkelere yapacağı emisyon azaltıcı yatırımları kapsamaktadır.

Kyoto Protokolünün milletlerarası kanun hükmünde olabilmesi için en az 55 ülke ve emisyonları toplam dünya emisyonunun %55'ine tekabül eden ülkelerin parlamentoları tarafından onaylanması gerekmektedir. 2 Şubat 1999 itibarıyla, ABD dahil 76 ülke protolu imzalamış ancak sadece üç ülke (Fiji, Tuvalu ve Trinidad&Tobago) onaylamıştır. Mart 2001 sonlarında ABD Başkanının yaptığı Kyoto Protokolüne uymayacakları yönündeki açıklamayla, bu protokolün milletlerarası kanun haline gelmesinin yakın bir gelecekte mümkün olamayacağı anlaşılmaktadır. Buna karşın, birçok ülke de, özellikle AB ülkeleri, bir an önce uygulamaya geçmek için ciddi bir gayret ve çalışma içerisinde. Görüşmelere ve müzakerelere Temmuz 2001'de Bonn'da yapılacak toplantıda devam edilecektir.

Türkiye ise, gelişmiş ülke statüsünde sayılarak, zaten az olan emisyonunu daha da azaltması talep edildiği için, Kyoto Protokolüne imza bile koymamıştır. Türkiye imza için gelişmekte olan ülke statüsünde (non Annex-1 ülkesi) bulunma koşulunu ileri sürmektedir. Türkiye'nin, bu protokola imza koymadığı için, yukarıda bahsedilen mekanizmalar içinde yer alması veya bunlardan yararlanması şimdilik mümkün görülmemektedir.

Türkiye, koşullarını kabul ettirerek bu protokola imza koyarsa, emisyon azaltıcı etkisi nedeniyle hidroelektrik santral yatırımlarına "Temiz Gelişme Mekanizması" yoluyla daha kolay yabancı kaynak (özellikle AB orijinli) bulma imkanına kavuşacaktır. Çünkü, ABD'nin aksine AB bu protokolün hayata geçirilmesi için ciddi bir gayret içerisinde. AB, sera gazları emisyonunu azaltma gayesiyle, bir yandan yeşil enerji denilen yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak yatırımları teşvik etmek için tedbirler alırken, diğer taraftan Kyoto Protokolü

mekanizmalarını bir an önce hayata geçirmek üzere çok yönlü hazırlıklar ve çalışmalar yürütmektedir.

Daha önceki bölümlerde de defalarca ifade edildiği gibi, hidroelektrik santralların sera gazı emisyonu yoktur. Halbuki, hidroelektrik santralların alternatifi olarak aynı miktarda elektrik üretecek termik santrallar ise, global ısınmaya sebep olan sera gazları emisyonuna çok büyük oranlarla katkısı olan tesisler grubundandır. Hidroelektrik santrallar, bu nedenle, ekonomik olarak büyük ölçekte gerçekleştirilebilen en önemli ve en ciddi yeşil/yenilenebilir enerji kaynağıdır. Türkiye hidroelektrik potansiyel açısından şanslı bir ülkedir. Ancak, bu potansiyelin bir an önce geliştirilerek bu şansın faydaya dönüştürülmesi gereklidir. Aksi halde akarsularımız, ülkeye hiçbir fayda getirmeden, hatta erozyon yoluyla zarar da vererek, denizlere akmaya devam edecek, biz de meşhur atasözümüzdeki gibi bakmaya devam edeceğiz.

Türkiye'nin ekonomik olarak geliştirilebilir hidroelektrik potansiyelinin tümü geliştirilmiş olsa, hidroelektrik santralların yıllık elektrik üretimi yaklaşık 190 milyar kWh olacaktır. Aynı elektriği termik santrallarda üretmek için, her yıl 86 milyon ton ithal kömür, veya 41 milyar metreküp doğalgaz, veya 190-475 milyon ton linyit tüketmemiz gerekirdi. Alternatif termik santralların aynı miktarda elektriği üretebilmek için atmosfere her yıl bırakacağı toplam sera gazları emisyonu ise 255 milyon ton olacaktır.

## 11- AVRUPA BİRLİĞİNDE YEŞİL ENERJİ, TÜRKİYE'nin ELEKTRİK İHRACATI ve HİDROELEKTRİK ÜRETİMİN ÖNEMİ

Avrupa Birliği ülkeleri sera gazları emisyonunu azaltma gayesiyle hem yeşil enerjiye (Rüzgar, güneş, hidrolik, jeotermal, bio kütle, çöp ve arazi dolgularından elde edilen gaz gibi yeni ve yenilenebilir enerji türlerinin tümüne kısaca yeşil enerji denilmektedir) yapılacak yatırımlar için arz tarafında çeşitli teşvik ve destek politikaları uygulamakta, hem de talep tarafında yeşil enerji kullanımını daha da yaygınlaştırmak için vergi muafiyetleri ve subvansiyon gibi uygulamalar yapmaktadır. Aynı zamanda da Kyoto Protokolü'nün mekanizmalarını harekete geçirmek için hazırlık çalışmaları yapmaktadırlar. Aşağıda örnekleri verilen bu teşvik ve desteklemelerin şekli ve mekanizmaları ülkeden ülkeye değişmektedir.

Bazı ülkelerde elektrik tüketiminde (talep tarafında) selektif vergi uygulamaları vardır. Almanya'da elektriğin kWsaat'ına 3 pfennig (1.5 cent) vergi uygulanmakta ancak yeşil enerji (hidroelektrik, rüzgar ve diğer yenilenebilir enerji) bu vergiden muaf tutulmaktadır. Almanya'da 2000 yılında çıkarılan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Öncelik Verilmesine Dair Kanun" yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimi içindeki payını 2010 yılına kadar iki misline çıkarmayı hedeflemekte ve küçük hidroelektrik (5 MW'a kadar), rüzgar, güneş, jeotermal, biomass, vs. gibi yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarında üretilen elektriğin asgari fiyatını, iletim ve dağıtımını düzenlemektedir. Bu kanuna göre, örneğin hidroelektrik santralların 500 kW kurulu güce kadarının ürettiği elektriğin kWsaatine en az 7.5 cent, 500 kW kurulu gücün üstündeki kısmının ürettiği elektriğin kWsaatine en az 6.5 cent, rüzgar santrallarından üretilen elektriğin kWsaatine en az 8.9 cent (ilk beş yıl için) ödenecektir. Kanunun gerekçesinde, Almanya'daki tüm hidroelektrik potansiyelin halihazırda kullanılmış olduğu ve geriye teşvik edilerek geliştirilebilecek yalnızca küçük hidroelektrik santrallar kaldığı açıkça belirtilmektedir. Bu gerekçede ayrıca rüzgar santrallarının teşvik nedenleri açıklanırken, rüzgar türbinlerinin yeni bir teknoloji olduğu ve bu konudaki teşviğin Almanya'da bu teknolojinin geliştirilmesine, bu alanda 20,000 kişilik ilave istihdam yarattığına, imalat sektörü ve ihracata katkısına dikkat çekilmektedir. Almanya, bu tür teşvik uygulamalarıyla karbondioksit emisyonunu 2005 yılına kadar (1990'dakine göre) %25 azaltmayı, 2010 yılına kadar da tüm sera gazları emisyonunu %21 azaltmayı hedeflemektedir.

Hollanda'da 2001 yılında 10,000. kWsaat'e kadar olan tüketimden kWsaat başına 5.2 cent, bunun üzerindeki tüketimden ise 1.7 cent vergi alınmakta, bu vergiden yeşil enerji yine muaf tutulmaktadır.

İsveç'te rüzgar ve küçük hidroelektrik santrallarda üretilen elektriğe (arz tarafında) verilen subvansiyon 1.54 cent/kWsaat'tir. İsveç'te buna ilave olarak, rüzgar enerjisi ve küçük hidroelektrik (<1.5 MW) yatırımlarına % 15 "yatırım hibesi" (investment grant) ile rüzgar enerjisi kullanıcılarına kWsaat başına 2.77 cent "çevre iskontosu" (environmental discount) uygulanmaktadır. İsveç ve diğer bazı ülkelerde yakın gelecekte elektrik dağıtımını yapan kuruluşların "yeşil enerji kotası" uygulamaları, yani sattıkları elektriğin belli bir kısmını yeşil enerji kaynaklarından temin etmeleri yükümlülüğü getirilecektir. Bu diğer ülkelerden elektrik ithal edecek tüketicilerin de uymak zorunda kalacakları bir kota uygulaması olacaktır.

Avrupa Birliği Komisyonu ise yeni kabul ettiği "guideline"larda, üye ülkelerdeki farklı uygulamaları düzenlemek üzere, yeşil enerji teşviği için üst sınırı kWsaat başına 5 eurocents (4.5 cent) olarak belirtmektedir. Bütün bu bilgilerden ortaya çıkan gerçek şudur; AB'de yeşil enerji için büyük bir hareket, gayret ve teşvik görülmektedir.

AB ülkeleri arasında elektrik piyasalarının liberasyonunu öngören 96/92EC nolu Avrupa Birliği Direktifi Şubat 1997'de yürürlüğe girmiş, ve üye ülkelerin milli mevzuatlarını buna iki yıl içerisinde uyumlu hale getirmeleri istenmiştir. Hazırlanan değerlendirme raporlarına göre Şubat 1999 itibarıyla AB çapında elektrik piyasası liberasyonu %60 oranında gerçekleşmiştir. İsveç, Finlandiya, Almanya, İngiltere ve Danimarka'da elektrik piyasaları tümüyle serbest hale gelmiştir. Ayrıca bu liberalizasyonu temin etmek üzere, elektrik havuzu görevini yerine getirecek elektrik borsaları kurulması da öngörülmüştür. Bunlardan halihazırda birçoğu faaliyete geçmiş ve bu borsalarda üyeler arasında elektronik ortamda elektrik alışverişi –alışveriş hacmi küçük de olsa- başlamıştır. Örneğin, Hollanda'da APX Amsterdam Enerji Borsası, Almanya'da

Leipzig’de LPX Leipzig Enerji Borsası ve Frankfurt’ta EEX Avrupa Enerji Borsası, Norveç ve İsveç’in birlikte oluşturdukları ve Danimarka’nın da sonradan katıldığı NordPool Nordik Elektrik Borsası, Finlandiya’da EI-Ex Enerji Borsası, İngiltere’de UKPX Birleşik Krallık Enerji Borsası halen faaliyette olan ve toptan elektrik ticareti yapılan borsalardır. Bu borsalarda, spot ticaret yanında orta ve uzun vadeli elektrik ticaretine de imkan tanınmaktadır.

Türkiye, hem halihazırda hem de gelecekte üreteceği elektriğin önemli bir kısmını (en az %25’i) hidroelektrik santrallardan üretecektir. Avrupa Birliği ülkeleri ile yeterli bağlantı sağlanabildiği takdirde, Türkiye’nin elektrik üretimindeki bu özelliği elektrik ihracatı için önemli bir avantaj haline gelmektedir. AB ülkeleri tarafından üretimi ve tüketimi teşvik edilen yeşil enerjinin önemli üreticilerinden biri olarak Türkiye bu fırsatları değerlendirmek zorundadır.

Hidroelektrik santrallarda üretilen elektriğin tek avantajı yeşil enerji olması değildir. Bundan daha da önemlisi ve ekonomik olarak da daha değerlisi, elektrik depolayarak puant saatlerdeki pik talebi karşılayabilme özelliğidir. Türkiye, barajlı hidroelektrik santrallarını kullanarak Avrupanın puant saatlerdeki elektrik talebinin bir kısmını karşılayarak önemli elektrik ihraç rakamlarına ulaşabilir. Puant saatlerde satılan elektriğin bedeli de yüksek olacağından, elektrik ihracatından ciddi gelirler sağlayabilir.

Bunun için de AB ülkeleri ile iletim hatları bağlantısının kapasite ve kalitesinin artırılması gerekmektedir. Halihazırda Avrupa ile bağlantı Bulgaristan üzerinden ve şu anda Türkiye’nin elektrik ithali için kullandığı bağlantıdır. Bu bağlantı toplam 1,200 MW kapasiteli ve 380 kV gerilimli iki hatтан oluşmaktadır. Yunanistan ile de 1,000 MW’lık bir bağlantı daha yapılması planlanmaktadır. Halihazırda kullanılan Bulgaristan hatlarının Avrupayla bağlantısında da Yugoslavya geçişi nedeniyle bazı problemler vardır. Geçiş ülkelerinin uygulayacağı iletim ücretleri de üzerinde durulması gereken önemli bir konudur. Bütün bunların hepsinden daha önemli ve çözümü zor olan sorun ise kendini ithalata alıştırmış Türkiye enerji sektörü’nün – başta bürokrasi olmak üzere- zihniyetini değiştirerek ihracata dönük faaliyetlere adapte edilmesidir. Türkiye enerji (elektrik) ihracatını, düşünmek, planlamak ve başarmak zorundadır. Bunun en kolay ve en doğru yolu da ülkenin kendi yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik potansiyelin tümünün bir an önce geliştirilmesidir.

## 12- SONUÇ ve ÖNERİLER

Yapılan bu çalışma Türkiye için hidroelektrik potansiyelinin geliştirilmesinin ne kadar önemli olduğunu ortaya çıkarmıştır. Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin şimdiye kadar hesaplanandan çok daha fazla olduğu da açıktır. DSİ'nin en azından hesaplanan kadarın bir kısmını hükümetlerarası ikili protokollerle finansmanını da sağlayarak inşa edip devreye almak için gösterdiği yoğun çabalara rağmen, hidroelektrik santralların inşaatında son sekiz yılda bir duraklama dönemine girilmiştir. Türkiye'nin enerji politikaları ile yatırımlarını planlayan ve kamu finansmanını yöneten ve yürüten kamu kuruluşları ülkenin en önemli yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik enerjiye hakettiği ilgi ve teşviği göstermemekte, aksine bu alanda yapılacak yatırımları engelleyerek yavaşlatmakta, hatta durdurmaktadır. Hidroelektrik potansiyelin geliştirilmesine ivme kazandırmak için özel sektörün hidroelektrik santral yatırımlarındaki payının artması sağlanmalıdır.

- Bu nedenle ilgi ve teşvikten de önce yapılması gereken ilk şey, hidroelektrik santral yatırımlarında karşılaşılan bürokratik engellerin kaldırılması ve formalitelerin hızlandırılmasıdır. Özel sektör enerji yatırımlarının inceleme, izin, onay, görevlendirme, yatırım ve işletme safhalarında karşılaşılan çok başlılığa son verilmeli, yatırımcı tek bir otoriteye muhatap olmalıdır. Halihazırda, yatırımcılar Enerji Bakanlığı yanında, DSİ, TEAŞ, TEDAŞ, Karayolları genel müdürlükleri, Hazine, DPT Müsteşarlıkları, Çevre, Orman, Tarım, Bayındırlık ve İskan Bakanlıkları ile bu bakanlık ve kuruluşların bölge müdürlükleri ve şubeleri ile muhatap olmakta, buralardan izin, onay almakta, anlaşmalar yapmakta, taahhütler vermektedirler. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa dayalı olarak hazırlanacak yönetmeliklerde bu husus gözönüne alınmalı, bu soruna çözüm getirilmelidir.
- Türkiye'de halihazırda herhangi bir teşvik ve garanti olmasa da geliştirilmesi imkanı olan rantabilitesi yüksek birçok hidroelektrik santral projesi vardır. Bürokratik engeller kaldırıldığında bu tür rantabilitesi yüksek projeler için özel sektör yatırımları yeniden başlayacaktır.
- Hidroelektrik santralların ekonomik yapılabilirliğini hesaplamakta kullanılan kriterler bu raporda önerilen şekilde değiştirilerek, Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin daha büyük kısmı geliştirilmelidir.
- 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa göre hazırlanacak yönetmeliklerle, hidroelektrik tesislere yatırım yapacak özel sektör cesaretlendirilebilir, teşvik edilebilir. Bu teşvik aşağıdaki yollarla yapılabilir;
  1. Hidroelektrik santrallarda elektrik üreten üretici firmalardan peşin lisans ücreti alınmamalı, ilk yatırımın pahalı olduğu dikkate alınarak, lisans süresi uzun ve ücreti göreceli olarak daha az olmalıdır.
  2. Hidroelektrik santralların ürettiği elektrik için "yeşil" enerji teşviği uygulanmalıdır. Örneğin, termik santralların ürettiği beher kWh elektriğin satış ücretine dışsal maliyetleri karşılamak üzere 1.5-2.0 cent sürşarj konurken, tahsil edilen bu tutar hidroelektrik santrallardan üretilen elektriğin teşvik edilmesinde (subvansiyon, vergi muafiyeti, yatırım indirimi, vs. yollarla) kullanılır. Bu teşvik, kredi geri ödemelerinin yoğun olduğu işletmenin ilk 8-10 yılında uygulanabilir. Daha sonraki dönem için ilave destek veya teşviğe ihtiyaç yoktur.
  3. Özellikle küçük ve mini hidroelektrik santrallara yapılacak yatırımların hızlandırılması ve teşviği amacıyla fiyat/tarife garantisi düşünülmelidir. Yalnızca santral yatırımlarının değil, bu santrallarda kullanılacak elektro-mekanik aksam (örneğin, 500 kW, 1.0 MW, 1.5 MW türbin-jeneratör grupları) ile basit kontrol sistemlerinin yurt içinde üretiminin de teşvik edilmesi gerekir. Türkiye'de hem elektro-mekanik aksam hem de yazılım konusunda yeterli birikim mevcuttur. Bu birikimin üretime dönüştürülmesi yalnız yeni istihdam alanları yaratmakla kalmayacak, aynı zamanda küçük hidroelektrik santralların %100 yerli yatırımla daha ucuza ve daha hızlı geliştirilmesine imkan sağlayacaktır. Danimarka, Almanya ve İspanya benzeri bir uygulamayı rüzgar türbinleri için yapmış ve bu sayede hem rüzgar enerjisinden yararlanma oranlarını



artırmışlar, hem de rüzgar türbinleri için geliştirdikleri yeni teknolojilerle istihdam ve ihracat yoluyla ekonomilerine önemli katkılar sağlamışlardır.

- TEAŞ halihazırda işlettiği ve kendisine DSİ tarafından bedelsiz olarak devredilmiş bulunan Hidroelektrik santrallerin ürettiği elektriğin maliyetlerinde yalnızca işletme, onarım ve bakım giderlerini dikkate almaktadır. Sanki bu santraller bir anda gökten indirilmiş, hiçbir geçmişi ve yatırım maliyeti yokmuş gibi hesap yapılmaktadır. Bu da üretilen elektriğin maliyetinin zahiri olarak düşük çıkmasına neden olmaktadır. TC hazinesinin günümüzde yüzyirmi milyar dolar civarındaki borçlarının nedeni bu tür yatırımlar için devletin her kesiminin kullandığı kredilerdir. Bunların anapara ve faiz ödemeleri hazine tarafından ödenmekte, ancak ilgili kurumlar bu ödemelerden sorumlu olmadıkları için olsa gerek, o borcun ait olduğu yatırımın maliyet hesaplarında bu ödemeler yer almamaktadır. Bu şekilde devlet kurumları elektriği ucuza malettiklerini zannederek, ucuza satmakta, hem bu kurumlar zarar etmekte, hem de hazine giderek büyüyen borç yükü altına girmektedir. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununda 18. Madde ile DSİ'nin Teşkilat ve Vazifeleri hakkındaki kanuna ek madde getirilerek, DSİ tarafından inşa edilmiş, işletmeye alınmış ve işletmeye alınacak hidroelektrik santrallerin elektrik üretimiyle ilgili kısımlarının, tespit edilecek bedelleri üzerinden Elektrik Üretim A.Ş.'ye devredileceği hükmü getirilmiştir. Bunun sonucunda, bu tesislerin bedelleri gerçek maliyetler üzerinden tespit edilerek, kamu kurumlarının ürettiği elektriğin maliyetinin daha gerçekçi bir şekilde ortaya çıkması sağlanmalıdır. Bu sayede, Elektrik Piyasası Kanunu ile öngörülen daha gerçekçi bir rekabet ortamı yaratılmış olacaktır.
- DSİ'ye devredilen tesis bedellerine ilave olarak, kamu işletmesinde bulunan hidroelektrik santrallerde üretilen elektriğin beher kWsaat'ine uygulanacak 1.5-2.0 centlik bir sürşarj ile yaratılacak yıllık 600-800 milyon dolarlık ek kaynak ile DSİ'nin yapacağı hidroelektrik santral yatırımlarının sürdürülebilirliği sağlanabilir.
- Türkiye Kyoto Protokoluna kendi öngördüğü koşullarla katılmayı aktif bir şekilde takip etmeli ve sonuçlandırmalıdır. Böylece, bu protokolün mekanizmalarından yararlanma imkanı sağlanmış olacak, "Emisyon Ticareti" veya "Temiz Gelişme Mekanizması" yoluyla hidroelektrik santral yatırımlarına daha uygun koşullarla ve daha fazla yurt dışı katkı sağlanabilecektir.
- Türkiye'nin elektrik ihracatına, özellikle puant saatlerde hidroelektrik santrallerde üretilen elektriğin AB ülkelerine ihracatına imkan sağlayacak bağlantı ve iletim hatlarının gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Elektrik Piyasası kanununa göre iletim hizmetleri yalnızca TEAŞ'ın parçalanması yoluyla ortaya çıkacak olan Türkiye İletim AŞ isimli kamu kuruluşu tarafından yerine getirilecektir. Bu şirketin Türkiye'den elektrik ihracatına imkan sağlayacak Avrupaya bağlantı ve iletim hatları yatırımlarını öncelikle ele alıp gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

### **13- KAYNAKLAR :**

1. “21. Yüzyıla Girerken Türkiye’nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi” , TÜSİAD, Aralık 1998, Prof.Dr. Mustafa Özcan Ültanır
2. “Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri, 1998”, TEAŞ
3. “1999 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu”, TEAŞ Yük Dağıtım Dairesi Başkanlığı
4. “Hidroelektrik Enerji Potansiyelimiz”, EİE, <http://www.eie.gov.tr/yayinlar02.html>
5. “Türkiye’nin Toprak ve Su Kaynakları”, “Enerji ve Sulama”, “Hidroelektrik Santraller”, DSİ, <http://www.dsi.gov.tr>
6. “Hydropower: Indisputably Renewable”, National Hydropower Assoc. <http://www.hydro.org>
7. US Energy Information Administration Statistics and AER Database, <http://www.eia.doe.gov>
8. “Electricity: What does it really cost?”, Chris Schafer, <http://www.1reality.org/writing/epow.html>
9. “Elektrik Depolaması”, Elektrik Dağıtım ve Kullanımında Enerji Verimliliği Konferansına Bildiri, 4 Nisan 2000, N. Nadi Bakır
10. Türkiye 1. Enerji Şurası, Alt Komisyon Özet Raporları, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 7-9 Aralık 1998, İstanbul
11. “1999 Enerji Raporu”, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
12. “Elektrik Enerjisinde Ulusal Politika”, Ankara ve İstanbul Sanayi Odaları, Ekim 2000, Prof. Dr. Nevin Selçuk, Hüseyin Arabul
13. “Türkiye Enerji Yıllığı 2001”, Uzman Yayıncılık
14. “Renewable Energy Sources Act, Germany, 2000”, Solar Energy Volume 70, Number 6, 2001
15. “Ulusal Enerji Üretiminde Hidrolik Enerjinin Bugünkü Durumu”, İMO Bülten Ocak 2001, Zekiye Kulga
16. “Quota approach to boost sale of renewable energy”, <http://www.swedenvironment.environ.se>
17. “Compressed Air Energy Storage”, Power Technology, March 2001
18. Yeşil Enerji Haberleri ve Fiyatları, <http://www.greenprices.com>
19. Amsterdam Enerji Borsası, <http://www.apx.nl>
20. Avrupa Enerji Borsası, <http://www.eex.de>
21. Leipzig Enerji Borsası, <http://www.lpx.de>
22. İskandinav Enerji Borsası, <http://www.nordpool.no>
23. “Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change”, Kyoto, 1-10 December 1997