

3. GÜÇ ve ENERJİ KAVRAMLARI. GEREKSİNİMLERİN KARŞILANMASI

Şebekelerin bir gün içindeki güç gereksinimlerinin değişiminin genel görünümü Şekil 1 de verilmiştir. Bu genel görünüm mevsimlere, ülkelerin sanayileşme düzeylerine, toplumların gereksinimlerinde zamanla ortaya çıkan değişimlere bağlı olarak önemli farklar arz edebilmekteyse de genel karakterin aynı kalması beklenir. Örneğin sanayileşmiş toplumlarda gün içindeki maksimum ve minimum güç talebi arasındaki fark azalmakta; klima

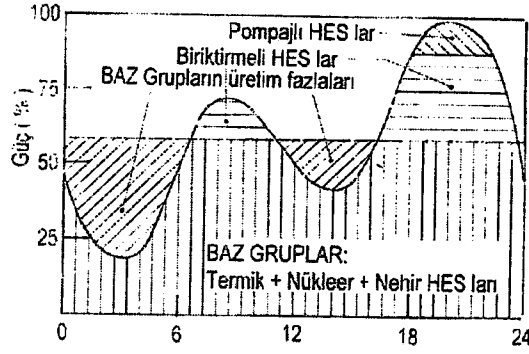
Şekil 1. Şebekelerin güç gereksinimlerinin gün içindeki değişiminin genel görünümü.

BAZ enerji fiyatı: Türkiye'de: 7,8 cent/kWh

OECD: 4 5 cent/kWh (COŞKUN, 2002)

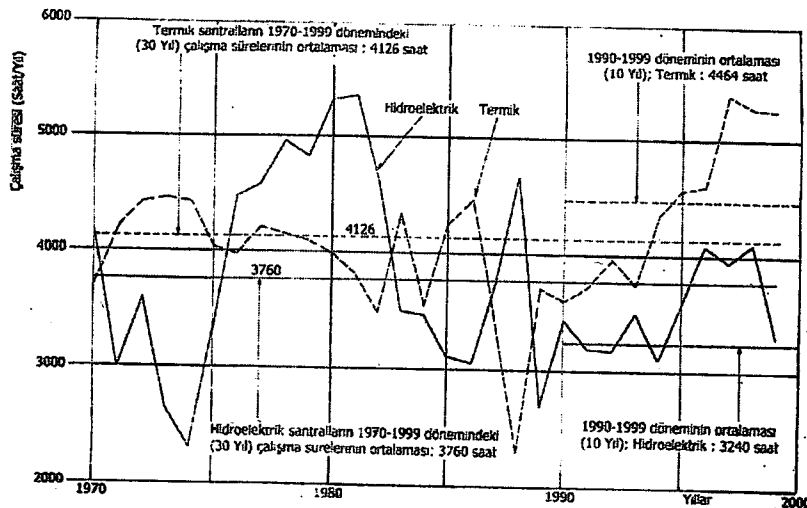
Plk enerji fiyatı: (2001 başı; BAKIR, 2001):

Amsterdam enerji borsası: 24 60 cent/kWh

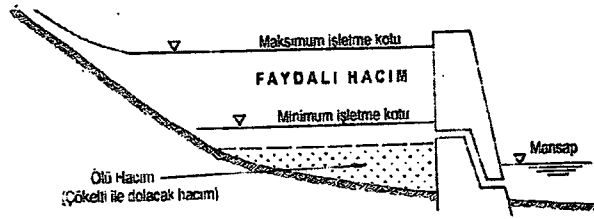


kullanımındaki artış ülkemizde Temmuz - Ağustos aylarında da bir pik güç gereksiniminin ortaya çıkmasına neden olabilmektedir. Bu açıklamalar önemli olan büyüklüğün bir gün içinde üretilen toplam enerji olmadığını, önemli faktörün güç gereksiniminin maksimum olduğu zamanlardaki talebi karşılayabilmek olduğunu göstermektedir. Zamana bağlı olarak değişen bu talebi karşılayabilmek için yararlanılan konvansiyonel enerji, güç kaynakları ise **işletme özellikleri** göz önünde tutulduğunda iki grupta ele alınabilir:

- **Termik santraller** (Kömür, Akaryakıt, Doğal gaz, Nükleer vs.): İşletme bakımından ataletleri çok yüksek olan (devreye girişleri saatler düzeyinde çok zaman gerektiren) enerji üretim kaynaklarıdır ve dolayısıyla ani şebeke gereksinimlerinin karşılanmasında yararlanılamazlar. Bu nedenle termik santraller **BAZ GRUPLAR** olarak ele alınırlar, şebekenin **beklenen** gereksiniminin karşılanmasında temel gruplar olarak planlanırlar ve senenin % 80-90'ında devrede bulunacakları kabul edilir (örneğin şu anda inşaatının son aşamasına gelmiş olan Ankaradaki doğal gazlı kombine çevrim santralının yılda 8200 saat çalışacağı (senenin % 93,6'sı kadar) öngörülmüş bulunmaktadır). Ülkemizde ise termik santraller sene içinde değişik nedenlerle çok daha kısa sürelerde çalıştırılmakta (Şekil 2), aradaki fark hidroelektrik santrallerle karşılanmakta, yani biriktirmeli hidroelektrik santrallerimiz dünya standartlarından çok daha uzun sürelerde devrede tutulmakta, bunun sonucu olarak ortaya çıkan düşü (= Kot farkı) azalmaları (Şekil 3) sonucunda verimleri düşmekte ve bu işletme tarzından hidroelektrik santraller suçlu tutulmaktadır.



Şekil 2. Son 30 sene zarfında ülkemizde Termik ve Hidroelektrik santrallerin devrede tutulma sürelerinin değişimleri (DSİ, 2002).

**BARAJ ÖMRÜ
KAVRAMI**

Üretilen güç = Sayı x Debi x Kot farkı

Örnekler:

	Max s.s.	Min s.s.	Fark (m)	Mansap	Kot farkı	
					Max	Min
Kemer	297	253	44	194	103	59
Altınkaya	190	160	30	60	130	100
Birecik	387	372	15	357	30	15

Şekil 3. HES ların güç üretim prensipleri

(Üretilen Güç = Sayı x Debi x Kot farkı)

- Hidroelektrik santraller:** Ataletleri çok düşüktür (dakikalar düzeyinde) ve bu nedenle işletme sırasında ani, beklenmedik, öngörülmemiş veya öngörülemediş gereksinimleri karşılayabilirler ve dolayısıyla biriktirmeli HESlar **PIK** (=PUANT) santralı olarak işletilirler ve ülkemizdeki HESların % 95.7 si biriktirmeli tiptendir. Biriktirmeli HES ların mantığında günümüzde henüz büyük miktarlarda enerjinin saklanabilmesi ve gerektiğinde kullanılması yönteminin bilinmemesi yatmaktadır. Bu tip HES larda akarsuyun mevcut enerjisi potansiyel enerji şeklinde saklanmakta ve gereksinildiğinde kullanılmaktadır. Nehir tipi HES ların depolayabilme özellikleri olmadığından bunlar pik santralı olarak işletilmezler ve enerjileri **BAZ** santral olarak değerlendirilir, zira aksi takdirde akarsuyun enerjisi değerlendirilmeden akacaktır (Böyle bir durumla 2002 yılı Kasım - Aralık aylarında Suçatı HESda (7 MW) karşılaşmıştır. Aşağıdaki satırlar Dünya-Enerji dergisi, Aralık 2002 sayısından alınmıştır (s. 53): “*Suçatı HESda 18.01.2002-17.01 2003 üretim yılı için tarafınızca satın alınması kabul edilen 27 milyon 700 bin kWh üretim seviyesine 4 Kasım 2002 günü ulaşılmıştır. Talimatınıza uyararak, bugünden itibaren (4 Kasım 2002) enterkonnekte şebekeye elektrik verilmemekte ve su boşa akmaktadır. 18 Ocak 2003 tarihine kadar ülkemiz ve firmamız için çok önemli ve telafi edilmesi mümkün olmayan zararlar doğuracak bu durum ile ilgili*”, “*Dolusavaktan su atılma işlemine 9 Kasımdan itibaren başlanılmıştır. Türbinler çalıştırılmamakta ve enerji üretimi yapılmamaktadır. Bu vahim durumun asıl sorumluluğu ise TETAŞ da değil, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü ve EPDK dur. Şöyle ki: (1). Yıllık planlanan üretim olan 27 700 000 kWh’ı aşan enerji üretiminin alınması için TETAŞ Bakanlıktan yetki istemiş, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü de 0,85 cent/kWh fiat ile alım yetkisi vermiştir (Yazarın notu: Sanayi Bakanı Sayın Ali COŞKUN 11.12.2002 tarihinde Türkiye’de elektrik enerjisi fiyatının yüksek ve 7,8 cent/kWh olduğunu belirtmiştir). Firmamız EPDKna başvurarak, TETAŞın almak istemediği enerji üretiminin Kahramanmaraş bölgesindeki fabrikalara satılabilmesi için bir geçici satış izni talep etmiş, fakat EPDK cevabi yazısında bu talebi reddetmiş ve sadece TETAŞa satış yapılabileceğini bildirmiştir*”. Bu son yaklaşım ise ETKB Sayın Hilmi GÜLERin 11.12.2002 tarihinde Enerji Forumunda belirttiği “Enerjide liberalizasyon” ilkesine ve AB ile uyum koşullarına da ters düşmektedir. Diğer taraftan yukarıdaki sayısal değerler kullanılarak 9 Kasım 18 Ocak arasındaki süre 70 gün, ve elektriğin kWh inın birim fiyatı 7,8 cent/kWh kabul edilirse, enerjisi değerlendirilmeden akıtılmış olan suyun enerji değerinin 917 280 \$ olduğu ve şebekenin gereksiniminin başka kaynaklardan karşılandığı görülmektedir. Bu başka kaynaklar ise suyu, potansiyel enerji olarak saklanabilecek olan biriktirmeli HESların veya döviz ödenerek satın alınan fosil yakıtların enerjileri veya doğrudan ithal edilen elektrik enerjisidir).

- Bu açıklamalar biriktirmeli HES ların ve pompajlı HES ların (1960 lı yıllardanberi Avrupa ve ABD de yaygın olarak kullanılan bu tiplerden henüz ülkemizde mevcut değildir ve bunların enerji maliyetleri daha yüksektir) Pik santralı olarak kullanılmaları gerektiğini göstermektedir ve bunların fiyatları da baz enerji fiyatlarına göre oldukça yüksektir; BAKIR (2001) 2001 yılı başlarında Amsterdam Enerji Borsasında Pik enerji fiyatlarının 24-60 cent/kWh lara çıktığını belirtmektedir. Bu nedenlerle dünyada biriktirmeli HESlar senenin % 20 30 'u düzeylerinde (yani senede 2000 2500 saat) çalıştırılmaktadır. Halbuki Türkiyede 1980 2001 döneminde

- Termiklerin devrede bulundukları süre % 49,3,

- Hidroliklerin devrede bulundukları süre % 41

- düzeylerindedir (Şekil 2 ile de karşılaştırınız). Ülkemizin içinde bulunduğu Ekonomik koşullar ve dışa bağımlı olan termik santralleri daha az devrede tutmak bu uygulamanın nedeni olarak düşünülebilir. Bu koşullarda HES santraller daha uzun süre devrede kalmakta, biriktirme haznesindeki seviyeler düşmekte ve üretim azalmaktadır (Bu konuda çok ayrıntılı bir hesap ERE (2001) in raporunda mevcuttur). Bununla beraber bu sonuç santralin tipinden kaynaklanmamakta, uygulanan işletme şekline kaynaklanmaktadır ve dolayısıyla Hidroelektrik santrallerin verimsiz olduklarının bir göstergesi olarak kabul edilemeyeceği gibi, ülke ekonomisine bir katkısı olarak ta değerlendirilmelidir.

Bu genel değerlendirme sırasında, ilerideki Bölümlerde yapılacak karşılaştırmalara ışık tutacağı için, Termik ve Hidroelektrik elektrik enerjisi üretimlerinin değişik kriterlere göre karşılaştırılmasının yapılması uygun olacaktır (Tablo 1).

Tablo 1. Termik ve HD santrallerin karşılaştırılmaları (DSİ, 2002; ERE, 2001).

Karşılaştırma kriteri		Termik	Hidroelektrik
İnşaat süresi	Doğal gaz	2 - 3 yıl	7 ~ 9 yıl
	Kömür	3 - 5 yıl	
Ekonomik ömür İlk yatırım maliyeti		30 ~ 40 yıl	- 50 yıl
	Doğal gaz	795 \$/kW	
	Linyit	1 500 \$/kW	
İşletme gideri Toplam maliyet Artık veya atık sorunu	İthal kömür	1 325 \$/kW	Pratik olarak sıfır Düşük Yok
		Yüksek	
Yatırımda döviz gereksinimi (%) DG (Ref. ERE, 2001)		Yüksek	Nehir : 45 Biriktirmeli: 30
		Yüksek	