

# Küçük Hidrolik Santrallerin Projelendirilmesinde Göz Önünde Bulundurulması Gereken Bazı Temel Hususlar

## Some Fundamental Issues to be Considered in Small Hydraulic Power Plant Projects

Erdoğan Güner<sup>1</sup>

Osman Bülent Tör<sup>1</sup>  
osman.tor@\*

Müfit Altın<sup>1</sup>  
mufit.altin@\*

Abdullah Nadar<sup>1</sup>  
abdullah.nadar@\*

<sup>1</sup> TÜBİTAK – UZAY, ODTÜ, Ankara (\*@uzay.tubitak.gov.tr)

### Özet

Bu çalışmada, ülkemizde son dönemde ulusal şebekeden satın alınan enerji bedellerinin yükselme trendine girmesi ile küçük hidroelektrik santrallerin (KHS) tesisinin daha yapılabilir hale gelmesiyle, enerji yatırımcılarının oldukça ilgisini çekmeye başlayan ve dolayısıyla yakın bir gelecekte sayılarının hızlı bir şekilde artması beklenen KHS'lerin projelendirilmesinde dikkat edilmesi gereken bazı temel hususlar teknik açıdan değerlendirilmiştir. Yazarların proje tecrübelerini de yansıttığı bu bildiri, KHS yatırımcılarına, KHS'lerin bağlandığı elektrik dağıtım sistemini işleten kuruluşlara (örn. TEDAŞ) ve sektördeki diğer otoritelere ışık tutmak ve Türkiye'deki oldukça önemli seviyede bulunan KHS potansiyelinin değerlendirilmesine olumlu katkı sağlamak amacıyla hazırlanmıştır.

### Abstract

In this study, some fundamental issues to be considered in small hydraulic power plant (SHPP) projects are investigated based on the experience of the authors in SHPP projects. Feasibility of SHPPs' investment along with the increase in electricity prices have resulted in a considerable increase in the interest of SHPP projects in Turkey, recently. It is aimed to direct the incoming SHPP projects and interested companies, including the investors, utilities and authorities in the electricity sector, to contribute to the utilization of the considerable hydraulic potential of Turkey.

### I. Giriş

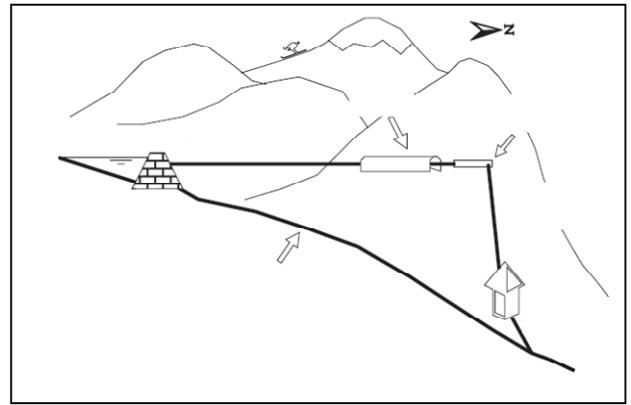
Küçük hidrolik santraller (KHS) için genel bir tanım bulunmamakla birlikte, 0.5-10 MW aralığında kapasitedeki ve göreceli olarak düşük *debi* ve *düşüklü* hidroelektrik santraller (HES) birçok ülkede *küçük* sınıfına girmektedir. KHS'ler enterkonnekte şebekeye önemli bir katkıda bulunmasa da, tesis edildiği bölgenin ulusal şebekeye bağımlılığını azaltmakta ve bölge şebekesine bağlı olmaksızın gelişmesine yardımcı olmaktadır. Büyük HES'lere göre güç başına ilk yatırım bedellerinin yüksek olmasına rağmen, toplam finansman ihtiyacının küçük olması, daha kısa bir süre içinde yapılabilmesi ve yıllık işletme giderlerinin çok düşük olması üretici ve işletmeciye KHS'lere yatırım yapmayı çekici hale getirmiştir. Türkiye'de son dönemde özel firmalar tarafından KHS yatırımlarına gösterilen yoğun ilgi bunun en güzel kanıtıdır [1].

KHS'lerin rolü enerji ve/veya güç açığını kapatmaktan ziyade *optimum* enerji üretimini temin ederek, konvansiyonel termik santrallerin toplam enerji üretimindeki payını ve enerji ithalatını azaltmaktadır. KHS'lerin su depolama imkanı barajlı tip hidroelektrik santralere göre oldukça kısıtlı olduğundan, nehirden gelen sudan maksimum enerji edilecek biçimde çalıştırılmaları, yani optimum enerji üretmeleri gerekir. Bu özelliklerinden dolayı KHS'ler *nehir-tipi* santraller olarak da adlandırılmaktadır.

### II. Tesis Yöntemleri

Nehir tipi santrallerin en büyük özellikleri, su depolama imkanı kısıtlı olduğu için, enerji üretim miktarının nehirdeki su akışına bağlı olmasıdır. Genel olarak ülkemizde de uygulanmakta olan ve nehir santralleri tipi içine giren KHS'ler tesis biçimine göre aşağıda belirtildiği gibi sınıflandırılır:

1. Kontrolsüz olarak akan bir nehrin suyunu bir regülatör ile kontrol altına alarak, hidrolik potansiyeli uygun bir yere su iletim tesisleri (kanal, cebri boru, yükleme havuzu vs.) ile çevirerek, bu noktada hidrolikenerjiyi elektrik enerjisine çeviren tesisler (Şekil 1).



Şekil 1. Yüksek düşüklü tipik bir KHS'nin genel şeması.

2. Daha önce kaynak tarafı bir baraj ile su regülasyonu sağlanmış kontrollü akan bir nehir yatağı üzerine seviye kontrolü yapan savaklama ve santral binası tesislerini inşa etmek sureti ile gerçekleştirilen tesisler.

3. Sulama mevsimi dışında sulama için ayrılacak suyu ihlal etmeden çalışan, fakat sulama mevsiminde de sulamadan dönen suları kullanmak üzere çalışan, sulama kanallarının ucuna yükleme havuzu, cebri boru, santral binası gibi tesisleri inşa etmek sureti ile gerçekleştirilen tesisler.

KHS'ler, kapasite (MW) ve tesis biçimlerinin yanı sıra düşü miktarına göre de sınıflandırılabilir (Tablo 1). Bunların ötesinde, KHS'leri projelendirmelerine göre *kompak* ve *kompak-olmayan* şeklinde ikiye ayırmak da mümkündür. Mühendislik hizmetleri büyük hidroelektrik santrallerin hizmetlerinden çok farklı olmayan küçük hidroelektrik santralin mühendislik hizmetlerini azaltmak, ünite imalat sürelerini kısaltmak ve daha makul teçhizat fiyatları teklif edebilmek amacı ile imalatçılar standart kompakt üniteler yapmak yolunu seçmişlerdir.

Tablo 1. Düşü miktarına göre sınıflandırma.

Yüksek düşü	> 100 m
Orta düşü	30 - 100 m
Düşük düşü	2 - 30 m

KHS'ler genellikle *şebeke ile paralel* çalışacak şekilde, yani ürettiği enerjiyi bağlı bulunduğu indirici merkez üzerinden şebekeye aktaracak biçimde tasarlanırlar. Diğer yandan, KHS'ler istenildiği ve gerekli koşulları yerine getirdiği takdirde *izole-ada* olarak çalışmak suretiyle de bulunduğu bölgedeki yükleri, şebekeden bağımsız bir şekilde besleyebilirler.

Bir KHS'nin izole yükte çalışma özelliği sayesinde, şebekeden kaynaklı bir elektrik kesintisinde (örneğin indirici merkezde bir trafo arızası), bölgedeki kritik yükler santral tarafından beslenmeye devam edebilir. Bu, gerek kritik yüklerin elektrik kesintisine maruz kalmaması (ya da çok kısa süreli maruz kalması) gerekse de nehirden gelen suyun enerjiye çevrilmesi, yani boşa gitmemesi açısından önemli bir ekonomik kazanım sağlar. Diğer yandan, bir KHS'nin *izole-ada* şeklinde çalışabilmesi için *kararlı* ve *güvenli* çalışma kriterlerinin yerine getirilmesi gerekir [2].

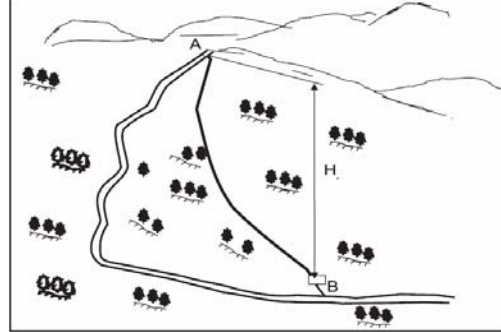
### III. Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

Suyun akım enerjisi, hidrolik santrallerdeki su türbinleri vasıtasıyla mekanik enerjiye ve bu mekanik enerji de, su türbinlerinin tahrik ettiği generatörler vasıtası ile elektrik enerjisine (hidroelektrik enerji) çevrilir. Suyun akım enerjisini oluşturmak için belli miktarda suyun belli bir yükseklikten (düşü) düşürülmesi, başka bir deyişle, suyun biriktirdiği potansiyel enerjinin bırakılarak kinetik enerjiye dönüştürülmesi gerekir [3]. Şekil 2'de A noktasından B noktasına  $H_b$  düşüden akan nehrin yatağı ve nehirdeki suyu aynı yükseklikten B noktasındaki hidrolik türbine akıtılabilecek alternatif bir cebri boru (veya su kanalı) gösterilmiştir. Nehirdaki suyun akım enerjisi, güzergahtan bağımsız olarak aşağıdaki eşitliğe göre açığa çıkar:

$$P = QH_g \gamma \quad (1)$$

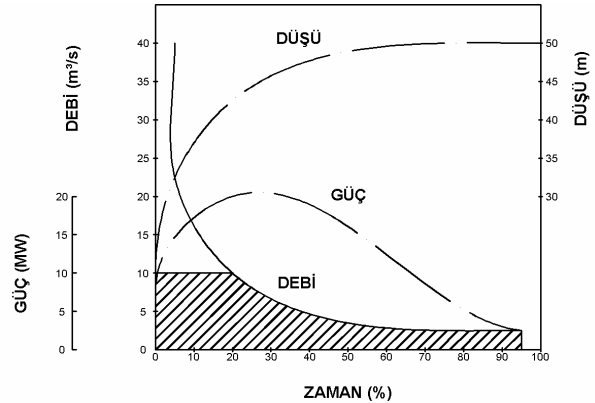
Bu eşitlikte  $P$  suyun harcadığı güç ( $W$ ),  $Q$  debi ( $m^3/s$ ),  $H_g$  brüt debi ( $m$ ) ve  $\gamma$  suyun özgül ağırlığıdır. Dolayısıyla, hidroelektrik güç düşü ve debi ile doğrusal orantılıdır ve su akımından elde edilebilecek hidroelektrik enerji potansiyelini değerlendirebilmek için, su debisinde yıl içinde meydana gelebilecek değişimlerin ve elde edilebilecek düşünün bilinmesi gerekir. Enerji hesabına esas olan *net* düşü, suyun alındığı

rezervuar su seviyesi ile santralden kuyruk suyuna deşarj edilen su seviyesi arasındaki düşey mesafeden su yolunda meydana gelen kayıpların çıkarılması ile elde edilir.



Şekil 2. Örnek bir nehir yatağı ve alternatif su akış güzergahı.

Suyun debisini ölçmek ve *debi süreklilik eğrisini* (DSE) çıkarmak, KHS projelerinin ilk adımındır. Debiyi ölçmek için en basit ve yaygın yöntem *hız-alan* yöntemidir [4]. Nehrin uygun bir bölgesindeki kesit ( $m^2$ ) hesaplanır ve suyun *ortalama* hızı ( $m/s$ ) ölçülerek debi hesaplanır. Yeterli debi ölçümü sonrası (örneğin 1 yıl) DSE çıkarılabilir. DSE, debinin belli bir değerin üzerinde olduğu toplam zamanı, toplam ölçüm zamanının oranı şeklinde gösterir (Şekil 3).



Şekil 3. Örnek bir debi süreklilik eğrisi ve kapasite tayini.

#### 3.1. Santral toplam kapasite tayini

KHS'lerin kurulu güç üretim kapasitesi birçok önemli parametrelerin dikkatli değerlendirilmesine dayalı olarak ( $kW$ ) veya ( $MW$ ) olarak ifade edilirler. Santral kurulu gücü ve yıllık enerji üretimi, uzun süreli su gözlem (rasat) kayıtlarına dayalı debi değerlerinin, zamanın fonksiyonu olarak tertiplenmiş yıllık DSE'lerinden faydalanılarak tayin edilir. Örneğin Şekil 3'de zamanın %20'sine karşılık gelen debi santral kurulu güç debisi olarak seçilmiş olup, bu değer debi süreklilik eğrisi ile kesiştiği noktanın altında kalan taralı alan yıllık enerji üretimini belirler.

Daha kısa süreli debi (mesela %15) dizayn debisi olarak seçildiğinde ise, kurulu güç debisi artacağından, santral kurulu güç ve enerji üretimi artarak beraber kurulu gücün artması ile türbin generatör gibi elektromekanik teçhizatın bedelleri de yükselir.

Yine Şekil 3'den görüldüğü gibi, küçük debilerde su yolu kayıpları ve kuyruk suyu seviyeleri azalacağından, bu debilerde santral düşüsü yükselmesine rağmen üretim gücü azalır. Optimum kurulu güç veya debisinin tespiti için yukarıda belirtilen hesap yöntemi, göz önüne alınan her debi için tekrarlanarak yapılır. Diğer yandan, bu çalışmada belirlenen ünite tipinin minimum çalışma koşulları da göz önüne alınmalıdır.

KHS'lerin dizayn debisinin, ünite kapasitesi/sayısının belirlenmesinde ve enerji üretim projeksiyonun belirlenmesinde DSE'ler çok kritik bir rol oynar. Dolayısıyla, bir KHS santralının gerek fizibilitesi aşamasında, gerekse de işletmesi sırasındaki üretim programları (patternleri) belirlenirken, DSE çıkarmak için gerekli gözlem merkezinin kurulması gerekir.

Başlangıç olarak hidrolik kaynağı ve bu kaynağın uzun vadeli günlük debi gözlem değerlerinden faydalanarak kullanılacak nehir debisi tayin edilir. Daha sonra, seçilen kurulu güce göre ünite sayısı da göz önüne alınarak, üretilecek enerji miktarı, yatırım bedeli, faiz, amortisman, tesis süresi, işletme ve bakım giderleri gibi masrafları içeren bir ekonomik analiz yapılır. Bir sonraki aşamada ise, türbin ve generatörlerin performans karakteristiklerinin tespiti ile, santral binası boyutlarının ve bedelinin tahmininde kullanılacak türbin ve generatör ile birlikte santral binasını etkileyecek diğer teçhizat boyutlarının tayin edilmesi gerekir.

#### IV. Türbin ve Generatör Seçimi

##### 4.1. Türbin

Türbin tipi seçimi aşağıda verilen özgül hızın değerlendirilmesine göre yapılır.

$$n_q = n.Q^{0.5}.H^{-0.75}$$

$Q$  =  $m^3/s$  olarak debi

$H$  =  $m$  olarak net düşü

$n$  =  $dev/dk$  olarak türbin devir sayısı.

Küçük üniteler genellikle yatay milli ünitelerden oluşmakta olup, özgül hız değerine göre türbin tipi aralıkları aşağıda verilmiştir:

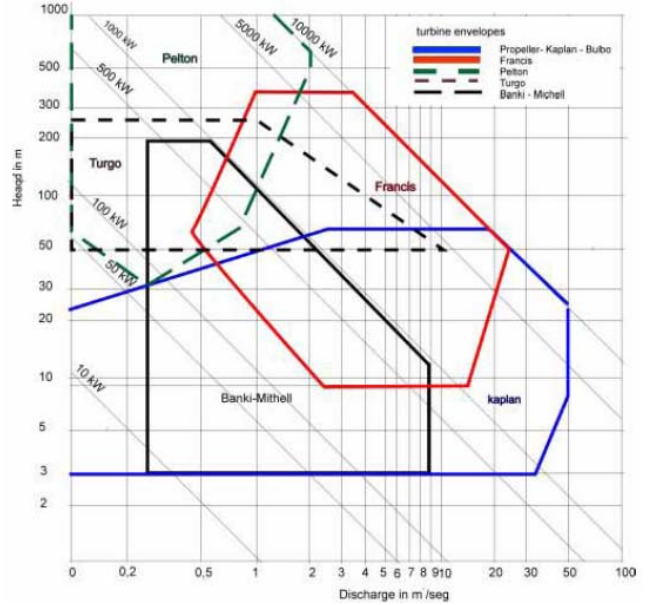
- Pelton türbinleri  $n_q = 0-13$  (tek püskürtücü değeri)
- Francis türbinleri  $n_q = 20-140$
- Kaplan türbinleri  $n_q = 100-300$
- Bulb türbinleri  $n_q = 140-400$

Türbin fiyatları güç ile doğru orantılı ve düşünün karekökü ile ters orantılıdır.  $kW / \sqrt{H}$  parametresinin iki değeri arası takriben lineer olarak değişir. Generatör fiyatları ise güç ile doğru orantılı ve devir sayısı başka bir deyim ile tek kutup sayısı ile ters orantılıdır.  $kVA/2*p$  parametresinin iki değeri arası takriben lineer olarak değişir. Ancak keşifler için bütçe fiyatlarının imalatçı firmalardan alınması gerekir.

Muhtelif firmaların imatları ile örtüşen ve aşağıdaki tabloda tip ve uygulama sınırları verilen standart kompakt üniteler KHS'lerde kullanılabilir. Suyun debisi ve düşüsüne göre en uygun türbin seçimini gösteren grafik ise aşağıda verilmiştir (Şekil 4).

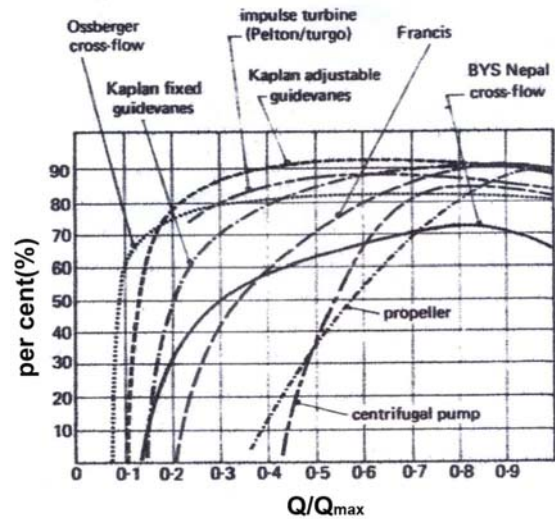
Tablo 2. Türbin sınıfları (düşü/debi/kapasiteye göre).

Pelton Türbinleri	Düşü Debi Güç	H = 500 m'ye kadar Q = 1,5 m <sup>3</sup> /s'ye kadar P = 5 MW'a kadar
Francis Türbinleri	Düşü Debi Güç	H = 200 m'ye kadar Q = 9 m <sup>3</sup> /s'ye kadar P = 5 MW'a kadar
Çift Regülasyonlu Standart Kaplan Türbinleri	Düşü Debi Güç	H= 12 m'ye kadar Q= 20 m <sup>3</sup> /s'ye kadar P= 3 MW'a kadar



Şekil 4. Debi ( $m^3/s$ ) ve düşü ( $m$ ) göre türbin seçimi.

Seçilecek türbin tipi eğer tek bir türbin tipi sınırları içinde kalıyor ise, optimum kapasite tayini için, DSE göz önüne alınarak, 3. Bölümde belirtilen teknik/ekonomik değerlendirmenin yapılması gerekir. Tek bir türbin tipi yerine iki ayrı tip türbin seçmek mümkün olabiliyor ise, değerlendirmenin her bir türbin tipi için fayda/maliyet göz önüne alınarak yapılması gerekir.



Şekil 5. Türbin verim eğrileri.

Yaygın türbin tiplerinin verim eğrileri Şekil 5’de verilmiştir. *Francis* tipi türbinlerde nominal debilerinin %50’si, *Kaplan* türbinlerde ise %25’i işletme alt sınırları olarak göz önüne alınabilir. Başka bir deyim ile *Kaplan* türbinleri, *Francis* türbinlere göre daha küçük debileri türbinleyebildiği söylenebilir. Yüksek devirli *Francis* türbinlerinin kısmi yüklerde verimleri düşük devirli *Francis* türbinlerine oranla daha hızlı düşüş gösterir.

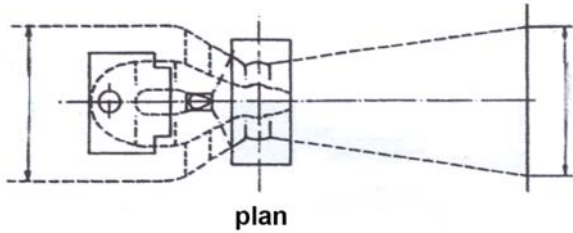
Diğer yandan, düşük düşüğe KHS’lerde kullanılan *eksenel akışlı pervaneli* türbinlerin (axial propeller turbines) yaygın olanları ise aşağıda kısaca tanıtılmıştır.

### **Kuyu (Pit) ve Ampul (Bulb) tipi türbinler**

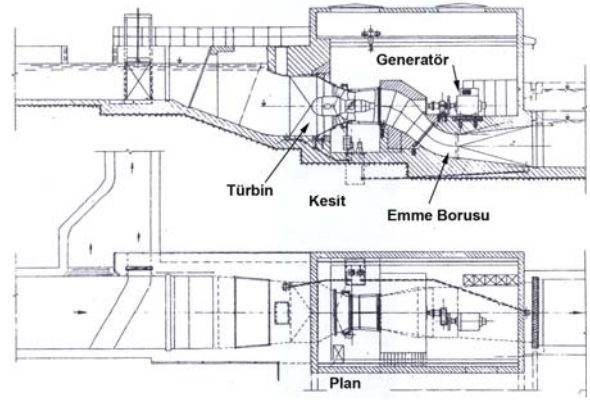
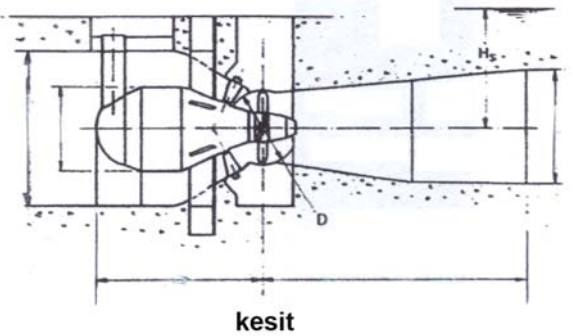
Minimum 3 m düşüğe kadar aksenal akışlı pervaneli tip türbinlerin kullanıldığı bu tip türbinlerin ayar kanatları hem sabit ve hem de ayarlanabilir olabildiği gibi, çark kanatları da hem sabit hem de ayarlanabilir olabilir. Bu tip ünitelerde, türbin çarkı su içine daldırılmış ampul şeklinde çelik veya beton bir muhafazanın içerisinde bulunan yüksek hızlı generatörü, hız yükselten konik bir dişli ile tahrik etmektedir. Ampul tipi (bulb) türbinlerin özgül hızlarının dikey aksenli kaplan türbinlerinin özgül hızlarına nazaran takriben %20 yüksek olması, daha yüksek hızlı senkron generatör kullanılmasına müsaade eder. Sonuç olarak fiziksel boyutları daha küçük olan türbin ve generatör elde edilebilir (Şekil 6). Generatörü dişli kutusu olmadan direkt olarak tahrik eden ampül tipi türbinler 25 m düşüğe kadar kullanılmaktadır.

### **S-tipi (boru tipi) türbinler**

Boru tipi ünitelerde generatörün boyutları generatörün ampul şeklindeki metal muhafazanın içine yerleştirilmesine müsaade etmemesi halinde, konik dişli kutusu ile generatörün, boru dışına alınarak geliştirilen tipidir. Küçük ünitelerin orta güçte olanları da kullanılabilir (Şekil 7).



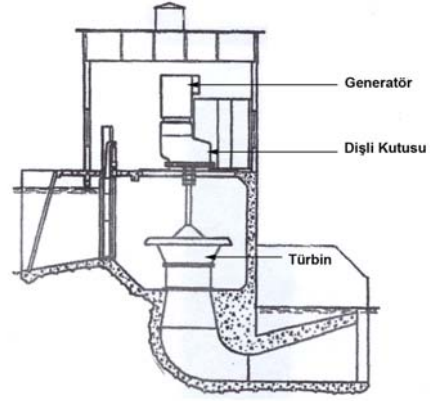
Şekil 6. Ampul tipi türbin.



Şekil 7. Boru-tipi türbin.

### **Dalgıç Türbinler**

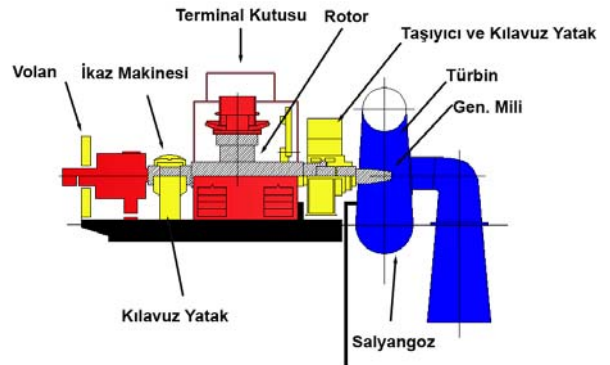
Bu tip türbinlerde İngilizce "Open Flume" veya "Pit Type" deyimleri kullanılmaktadır. Çok düşük (3 m) düşülerde kullanılan bu türbinlerin salyangozları olmayıp suya daldırılmış olarak çalışırlar. Bazı hallerde betondan yapılmış yarım veya tam salyangoz yapılarının içinde kullanılırlar (Şekil 8).



Şekil 8. Dalgıç türbin.

### **4.2. Generatör**

Yatay shaftlı generatörler genellikle yekpare olup shaft ucuna türbin çarkı herhangi bir kavrama mekanizması olmadan bağlanmaktadır (Şekil 9).



Şekil 9. Yatay shaftlı generatör.

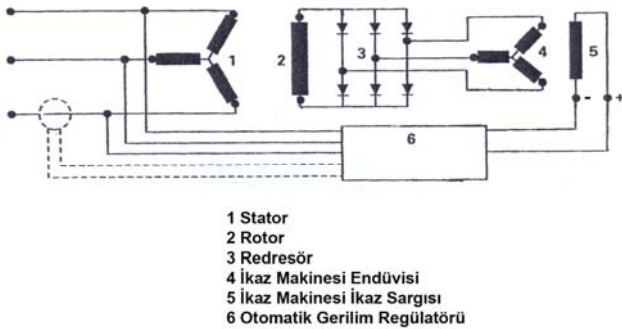
Generatör şaftının türbin ile tahrik edilen tarafında taşıyıcı ve kılavuz yataktan oluşan kombine bir yatak sistemi bulunur. Taşıyıcı yatak her iki eksene itme kuvvetini taşıyacak şekilde tasarlanmıştır. Generatör şaftının diğer ucunda sadece kılavuz yatak koymak yeterli olmaktadır. Ancak bu halde türbin çarkını generatör milinden sökmek için özel alete ihtiyaç vardır. Kaymalı yataklarda yatak yağlama yağının soğutulması hava ile olabileceği gibi su ile de soğutulabilir.

Kompakt standart küçük generatörlerde genellikle 428 / 500 / 600 / 750 ve 1000 dev/dk senkron devir sayıları kullanılmaktadır. Bu generatörlerin rotor çaplarının küçük ve ağırlıklarının da az olması doğal atalet momenti sabitlerinin ( $GD^2$ ) küçük değerler olmasına neden olmaktadır. İzole yükte çalışması istendiğinde veya hız artırımını sınırlamak gerektiğinde generatör mili üzerine *volan* koyma ihtiyacı olmaktadır [2].

1 MVA'nın altında yüksek devirli generatörlerde alçak gerilim kullanılması (< 1 kV) ekonomik olmaktadır. 1 ila 4 MVA arasında, her üç gerilim kademesinde: 690 V'a kadar alçak gerilimde, 6.6 kV ve 13.8 kV'a kadar orta gerilimde (OG) olmak üzere, standart gerilimlerde üretilebilmektedir. 4 MVA'nın üzerinde ise genellikle 6.6 veya 13.8 kV gerilim kademeleri kullanılmaktadır. Türkiyede elektrik dağıtım şebekesinde yaygın olan 36 kV OG şebekesine bağlantı *step-up* trafolar üzerinden gerçekleştirilmektedir.

Her üç gerilim kademesinin de uygulanabildiği, aynı kapasitede bir generatörün gerilimini 690 V'dan 2.4-7.2 kV'a yükseltilmesi ile yaklaşık %15-%20, ve 2.4-7.2 kV gerilim aralığından 9-15 kV gerilim kademesine yükseltilmesi ile de %6-%7 fiyat artışı beklenebilir.

Daha az bakıma ihtiyaç gösteren *fırçasız* ikaz sistemi generatör ikaz sisteminde kullanılan yaygın bir uygulamadır (Şekil 10).



Şekil 10. Fırçasız ikaz sistemli generatör.

Bu ikaz sisteminde ikaz makinesi endüvisi generatör mili üzerine monte edilmiş alternatif akım generatörü olup, üretilen ikaz gerilimi yine generatör miline monte edilmiş redresör ile doğru akıma çevrildikten sonra rotor kutuplarını beslemektedir.

Bazı üreticiler stator sargıları için müsaade edilir sargı sıcaklık yükselmesi (80°C) olan "F" sınıfı izolasyon sınıfı yerine daha yüksek sıcaklık yükselmesi (125°C) olan "H" sınıfı izolasyon kullanmaktadır.

KHS'lerde stator ve rotor imalatçıları tarafından birlikte yekpare olarak gönderildiklerinden, santral binasında montaj sahası yerine kren ile indirme bindirmenin yapıldığı platform temin edilmesi yeterli olmaktadır.

## V. Ölçü, Kontrol ve Koruma

Geleneksel kontrol sistemi işlem akışı (proses) aynı kalmakla beraber, gelişen dijital teknoloji ile birlikte elektromanyetik rölelerin yerlerini dijital teknolojiye göre çalışan elektronik devreler almıştır.

Elektronik kontrol sistemi, geleneksel kontrol sistemine göre daha geniş ölçekte ve kolaylıkla bilgi toplanması, değerlendirilmesi, saklanması ve kayıt edilmesi imkanlarını vermektedir. Ayrıca, bilgisayar ekranında santral konumunu, işletme şeklini, arızaların nerede ve hangi sıra ile olduğunu izleme imkanını vermektedir.

Elektronik kontrol sistemi; analog ve dijital girdi ve çıktıların yapıldığı, değerlendirildiği ve mantık devrelerinin programlanabildiği işlem kontrol ünitesinden (PLC), frekans regülatöründen (türbine governor), gerilim regülatöründen (AVR), otomatik senkronizasyon cihazından, operatör ve uzak (remote) terminal ünitelerinden, dijital elektronik koruma rölelerinden, bilgisayar ile yazıcılardan ve bu elektronik cihazlar arasındaki haberleşmeyi temin eden iletişim sisteminden oluşmaktadır.

Elektronik kontrol sistemleri, yukarıda belirttiğimiz geniş imkanlara ilave olarak santral kablajını önemli miktarda azaltması, tesisat süresini kısaltması ve şantiye tecrübelerine getirdiği kolaylıklarla birlikte, beraberinde aşağıdaki sorunları da getirmektedir:

- Her cihazın programlanması ve ayar değerlerinin değiştirilebilmesi kendine özgü lisanlı yazılım araçlarının kullanılmasını gerektirmektedir. Her ne kadar tecrübeli olursa olsun işletme personelinin o santrale özgü detaylı bir eğitim verilme zorluğu vardır.

- Elektronik cihazın kendisinde veya kartlarında meydana gelen bir arızanın teşhisinin çok zor olması ve bu hususta doğrudan imalatçı ile temasa geçilme zorunluluğu vardır.

- Dış ortam şartlarından etkilenme (özellikle de topraklama sisteminden) sorunu yaşanabilir.

Santralin ürettiği enerjinin şebekeye enjekte edildiği noktada iki bağımsız ölçü hücresine sahip iki adet çift yönlü maksimum yük talebi ölçümü de yapabilen sayaçlar istenmektedir. Bu noktadaki elektrik ölçü aletlerinin de çift yönlü ölçü yapabilen tipte olmaları gerekmektedir.

3. Bölümde de belirtildiği gibi, santralin işletme periyotların da yapılacak işletme patternlerine esas teşkil etmesi ve santralin havzasında ileride yapılacak yeni santraller için sağlıklı veri sağlanması bakımından, ölçü kontrol sistemi debi ölçümünü de içermelidir.

İndeks metodu ile türbin verim kontrolü yapmak için türbin salyangozunda gerekli tedbirler alınmalıdır. Nehir tipi hidroelektrik santraller yüklem havuzunun sabit su seviyesinde (seviye kontrol) çalıştıklarında, analog su seviyesi ölçüm cihazı mutlaka temin edilmelidir.

### Otomatik Kumanda:

Üniteye yol verirken, aşağıdaki her iki ana yöntemin de kullanılabilmesi gerekir:

▪ Otomatik yol verme: ünite, önceden tayin edilmiş yük set değerine müdahale olmadan gelir.

▪ Kademe kademe yol verme: ünite aşağıda belirtilen ve önceden seçilmiş kademeyi operatörün tercihine göre gerçekleştirir.

- Boşta döndürme,
- İkaz verme ve gerilim üretme,
- Paralel işletmeye alma,
- Yük alma.

Üniteyi durdurma ise aşağıda belirtilen her üç şekilde de yapılabiliyor olmalıdır:

▪ Normal Durdurma: ihtiyaca göre operatör tarafından yapılır.

▪ Çabuk Durdurma: Ünitenin yatakları gibi mekanik teçhizatın meydana gelebilecek bir arızada ünitenin mevcut yükünü atması ile meydana gelecek hız artımı mevcut arızayı iletilebileceğinden bu durdurma yöntemi mekanik arızalar için kullanılır. Başka bir deyim ile hız artımsız durdurma yöntemidir.

▪ Acil Durdurma: Genellikle elektrikli arızaların sebep olduğu durdurma yöntemidir. Bu durdurma ünite kontrol panosunda mevcut acil durdurma butonuna basılmak sureti ile operatör tarafından veya generatör koruma sistemi tarafından otomatik olarak yerine getirilir.

## VI. Şebeke ve Şalt Sahası

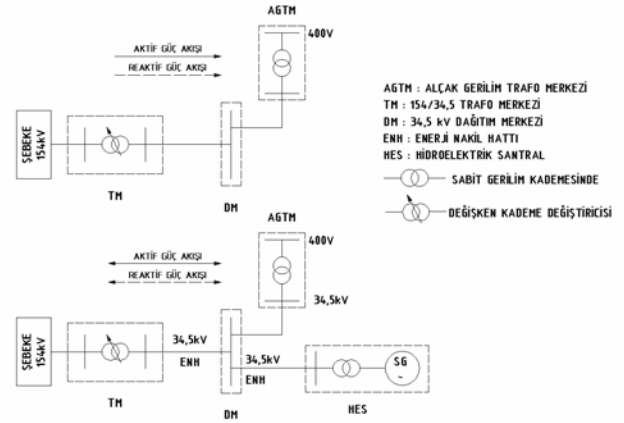
KHS'ler genellikle iskan edilen yerlerden uzakta, orta gerilim (OG) şebekelerin uç noktalarına, ya en yakın 154 kV indirici trafo merkezi ya da yakındaki bir OG dağıtım merkezi üzerinden OG enerji nakil hattı tesis etmek suretiyle bağlanmaktadır. Santral bağlantı noktası mevcut dağıtım merkezi veya 154 kV indirici merkezler içerisinde, optimum yük akışını sağlayan noktalardan seçilmelidir.

KHS'ler mevcut şebeke ile paralel çalıştılarından işletme gerilimi ve frekansı şebeke tarafından belirlenir [2]. Santral ancak ayarlanabilen sabit *güç-faktörü* regülasyonu yaparak çalışır. TEDAŞ tarafından belirlenen yönetmeliklere göre [5], santral ile bağlantı noktası arasındaki enerji nakil hattı, işletmeyi yapan TEDAŞ tarafından enerjilenmedikçe santralin paralele girmesine müsaade edilmez.

OG dağıtım şebekesi indirici trafo merkezlerinden radyal fiderle ile beslenen pasif şebekelerden oluşmaktadır. KHS'lerin bağlanması ile pasif olan dağıtım şebekeleri aktif hale gelmektedir (Şekil 11). Dolayısı ile KHSler, dağıtım şebekesi işletmesine aşağıda belirtilen önemli etkileri yapmaktadır:

▪ Tek yönlü olan güç akışı çift yönlü olmaktadır. Şebekedeki mevcut röle koordinasyonunun yeniden düzenlenmesi gerekmektedir. Diğer yandan, santralin şebekeye bağlandığı noktadaki koruma rölelerinin eski tip elektro-manyetik mekanik rölelerden oluşması röle koordinasyonunu yapmakta önemli sorunlar meydana getirmektedir.

▪ KHS'ler şebekeye bağlandığı noktadaki kısa devre kapasitesini arttırdıkları için, şebekedeki mevcut koruma ekipmanlarının değiştirilmesi gerekebilir. Ayrıca, şebekenin enerji nakil hatlarının termik taşıma kapasitelerinin yeniden kontrolü gerekmektedir.



Şekil 11. Aktif ve pasif dağıtım şebekeleri.

▪ Lokal generatörler, şebekeye bağlandığı noktaya ve işletme prensibine bağlı olarak, şebekenin gerilim regülasyonunu hem olumlu hem de olumsuz etkileyebilir. Eğer santralin çıkış barasındaki gerilim ( $\pm 5\%$ ) sınırlarına yakın çalıştırılıyorsa, dağıtım şebekesinin gerilim profilini bozucu yönde etki gösterebilir. Örneğin, OG dağıtım merkezine (DM, Şekil 11) bağlı olan ve sabit güç-faktörü prensibinde çalışan bir generatörün, şebekeye verdiği reaktif güç desteği sayesinde, şebeke geriliminin düştüğü saatlerde sistem gerilim profilinin kabul edilir sınırlar içerisinde kalmasına katkı sağlayacağı açıktır. Diğer yandan, eğer generatör şebeke geriliminin yükseldiği saatlerde de aynı çalışma prensibinde çalıştırılırsa, bu sefer şebeke geriliminde sınırların dışına taşabilen artışlara neden olabilir. Generatörün aşırı ikaz sınırlarına dayanmasına da sebep olabilen bu durum Şekil 11'de gösterilen tipik bir KHS-şebeke bağlantısı için analiz edilmiş ve sonuçlar Tablo 2.A ve 2.B'de verilmiştir.

Tablo 2.A. Şebeke düşük gerilim altında iken sabit güç-faktöründe çalıştırılan tipik bir KHS.

Generatör devre dışı		$V_{DM} = 0.94$ pu
Generatör Devrede (OG hat: 30 km)	$P_{gen} = 1$ pu $Q_{gen} = 0.3$ pu ( $\cos\theta=0.95$ ) $V_{gen,set} = 1$ pu	$V_{DM} = 0.95$ pu ( <b>gerilim desteği</b> )

Tablo 2.B. Şebeke yüksek gerilim altında iken yine aynı şartlarda çalıştırılan tipik bir KHS.

Generatör devre dışı		$V_{DM} = 1.04$ pu
Generatör Devrede (OG hat: 30 km)	$P_{gen} = 1$ pu $Q_{gen} = 0.3$ pu ( $\cos\theta=0.95$ ) $V_{gen,set} = 1.1$ pu ( <b>aşırı ikaz</b> )	$V_{DM} = 1.05$ pu ( <b>aşırı gerilim</b> )

KHS'ler devreye girdiğinde indirici merkezdeki bara gerilimin artışı/düşüşü nedeniyle TEDAŞ yetkililerinin KHS yetkililerini uyarması ve tedbir almasını talep etmesi ülkemizde rastlanan problemlerden biridir. Özellikle de generatör uzun hatlar ile şebekeye bağlandığı durumlarda, bağlantı noktasına kapasitör eklenmesi veya 154/34,5kV indirici trafoların tap ayarlarının yeniden düzenlenmesi gibi tedbirlerin alınması gerekebilir.

## VII. Sonuç

Elektrik enerjisi talebi son dönemlerde ortalama %8 artan ve enerji kaynağında dışa bağımlı olan ülkemizde küçük hidrolik santrallerin (KHS) önemi daha da artmıştır. Dolayısıyla, kısıtlı kapasitelerinden dolayı (<10 MW) ilk yatırım maliyeti görece düşük olan KHS'ler birçok yerel yatırımcının ilgisini çekmiştir. KHS'lerin projelendirilmesinde, özellikle de daha önce herhangi bir santral projesi deneyimi olmayan yatırımcılar tarafından, birçok detaya dikkat edilmesi gerekir. Bu nedenle, tasarım aşamasında gerekli olan mühendislik hizmetlerinin eksiksiz yerine getirilmesi, uzun dönemli bir KHS yatırımından elde edilecek enerji üretimini maksimize etmek için oldukça önemlidir.

Diğer yandan, KHS'lerin imalat, montaj ve işletmeye alınması çok kısa bir sürede (iki sene gibi) gerçekleştirilmesine rağmen, tasarımı ve ihale dokümanlarının ve fizibilite raporlarının hazırlanması büyük santrallerinkinden çok fark etmemesi, buna karşı küçük santral yatırımcılarının yatırım bedelinde daha hassas olması, bu mühendislik hizmetlerini sınırlı tutma ikilemi içinde bırakmaktadır.

Şüphesiz, bir KHS'in projelendirilmesinde göz önüne alınması gereken hususlar bu bildiriye bahsedilenlerden çok daha fazladır. Sadece belli başlı temel noktalara değinmeyi amaçlayan bu çalışmanın devamında, bu alanda ileride gerçekleştirilmesi planlanan projelerde elde edilecek tecrübelerin aktarılacağı yeni çalışmaların yapılması planlanmaktadır.

## VIII. Teşekkür

Bu çalışma TÜBİTAK tarafından desteklenmiştir. KAMAG (1007 programı) Proje No: 105G124.

## IX. Referanslar

- [1] Enerji Piyasası Denetleme Kurumu, <http://www.epdk.gov.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/basvuruuretimHES.asp>.
- [2] Cebeci M.E., Tör O. B., Yılmaz O., Altın M., Güner E., Nadar A., "Nehir-Tipi Hidroelektrik Santrallerinde Kararlı ve Güvenli Çalışma Sınırlarını Belirleyen Faktörler", *ELECO 2008, Bursa, Türkiye*.
- [3] Başeşme H., "Hidroelektrik Santraller ve Hidroelektrik Santral Tesisleri," (Geliştirilmiş ve Genişletilmiş 2. Baskı), *EÜAŞ Hidroelektrik Santraller Dairesi Başkanlığı, Ankara, 2003*.
- [4] Layman's Guidebook, "How to Develop a Small Hydro Site," *European Small Hydropower Association, June 1998*.
- [5] Enerji Piyasası Denetleme Kurumu, <http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrik/dagitim/dagitimson.doc>.