



T.C.
GÜMÜŞHANE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



**DOĞU KARADENİZ HAVZASI'NDA DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİLERİ
YARDIMIYLA BRÜT HİDROELEKTRİK POTANSİYEL TAHMİNİ VE TÜRBİN
TİPİ SEÇİMİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Güneş Tekin ZAMAN

**ŞUBAT 2016
GÜMÜŞHANE**

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

İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**DOĞU KARADENİZ HAVZASI'NDA DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİLERİ
YARDIMIYLA BRÜT HİDROELEKTRİK POTANSİYEL TAHMİNİ VE TÜRBİN
TİPİ SEÇİMİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Güneş Tekin ZAMAN

**Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
“İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı”
Yüksek Lisans Programında Kabul Edilen Tezdir.**

Tezin Enstitüye Veriliş Tarihi : 28/01/2016

Tezin Sözlü Savunma Tarihi : 24/02/2016

ŞUBAT 2016

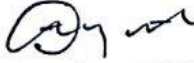


KABUL ve ONAY




Yrd. Doç. Dr. Fatih SAKA danışmanlığında, Güneş Tekin ZAMAN tarafından hazırlanan “ **DOĞU KARADENİZ HAVZASI'NDA DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİLERİ YARDIMIYLA BRÜT HİDROELEKTRİK POTANSİYEL TAHMİNİ VE TÜRBİN TİPİ SEÇİMİ** ” isimli bu çalışma jürimiz tarafından Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü **İnşaat Mühendisliği** Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans Tezi olarak Oy Birliği ile kabul edilmiştir.

Başkan

: 
Prof. Dr. Ömer YÜKSEK

Üye (Danışman)

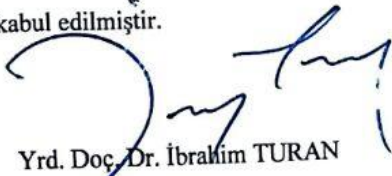
: 
Yrd. Doç. Dr. Fatih SAKA

Üye

: 
Yrd. Doç. Dr. Hasan EROĞLU

ONAY

Bu tez 23.3.2016 tarihinde Enstitü Yönetim Kurulunca kabul edilmiştir.


Yrd. Doç. Dr. İbrahim TURAN
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BEYANNAMESİ

Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı'nda, tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlamış olduğum "DOĞU KARADENİZ HAVZASI'NDA DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİLERİ YARDIMIYLA BRÜT HİDROELEKTRİK POTANSİYEL TAHMİNİ VE TÜRBİN TİPİ SEÇİMİ" isimli tez çalışmada; bütün bilgi ve belgeleri genel akademik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi, görsel ve yazılı bütün bilgi ve sonuçları bilimsel ahlak kurallarına uygun olarak hazırlayıp sunduğumu, başka kaynaklardan yararlandığım bilgileri metin ve kaynaklarda eksiksiz olarak gösterdiğimi, çalışma süresince bilimsel araştırma ve etik kurallara uygun olarak davrandığımı ve aksi durumda her türlü yasal sonucu kabul ettiğimi beyan ederim.
28/01/2016


Güneş Tekin ZAMAN

ÖZET
YÜKSEK LİSANS TEZİ

DOĞU KARADENİZ HAVZASI'NDA DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİLERİ
YARDIMIYLA BRÜT HİDROELEKTRİK POTANSİYEL TAHMİNİ VE TÜRBİN
TİPİ SEÇİMİ

Güneş Tekin ZAMAN

Gümüşhane Üniversitesi
Fen Bilimler Enstitüsü
İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Yrd. Doç. Dr. Fatih SAKA

2015, 43 sayfa

Enerji tüketimi, ülkelerin gelişmişlik düzeylerini belirleyen faktörlerin başında gelmektedir ve insanların ihtiyaçları doğrultusunda da artmaya devam edeceği anlaşılmaktadır. Günümüz Türkiye'sinde kalkınma, nüfus artışı ve sanayileşme nedeniyle enerji ihtiyacı sürekli artmaktadır. Bu enerji ihtiyacını karşılamak için mevcut enerji potansiyeli etkin bir şekilde kullanılmalıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından olan hidroelektrik enerji temiz, yerli ve dışa bağımlılığı azaltma konusunda, mevcut kaynaklar içinde öne çıkmaktadır.

Brüt hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde pek çok metot mevcuttur. Bu çalışmada “Debi Süreklilik Eğrisi (D.S.E.)” metodu üzerinde detaylı bir şekilde durulmuştur. D.S.E. metodunun esası, akarsuyun geçmişe dönük kayıtlarından elde edilen debi

değerlerinin aşılma olasılıklarına dayanır. Bu eğri, su gücü denklemi yardımıyla güç süreklilik eğrisine dönüştürülerek güç süreklilik eğrisi yardımıyla hidroelektrik potansiyel hesaplanmıştır.

Hidroelektrik santrallerde enerji üretmek için türbin seçimi önemli bir parametredir. Seçilecek türbin tipi hem alınabilecek verimi, hem de maliyeti önemli ölçüde etkilemektedir. Türbin seçimi debi, net yükseklik, maliyet, çark dönme hızı gibi birçok etmene bağlıdır. Bu çalışmada net yükseklik ve debi baz alınarak türbin tipi seçimine kısaca değinilmiş olup türbin tipi tahmini yapılmıştır.

Bu çalışmada, Doğu Karadeniz Bölgesinde seçilen 39 akım gözlem istasyonuna (A.G.İ.) debi süreklilik eğrisi metodu uygulanarak brüt hidroelektrik potansiyel belirlenmiştir. İstasyonlar için 10 yıllık günlük ortalama akım verileri kullanılarak çizilen debi süreklilik eğrilerinin altında kalan alan yardımı ile güç-süreklilik eğrisi elde edilmiş ve bundan yararlanılarak hidroelektrik potansiyel hesaplanmıştır. Ayrıca toplam kurulu güç değerlerinin Q_{30} debisi ile elde edilmesi değerlendirilerek biriktirmesiz hidroelektrik santrallerde (HES) türbin seçimi için her bir A.G.İ.'nin örnek türbin seçim çalışmaları yapılmış ve türbin seçimi akış şeması oluşturulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Brüt hidroelektrik potansiyel, Debi süreklilik eğrisi, Hidroelektrik santral, Hidrolik türbin

ABSTRACT

MS THESIS

**ESTIMATION OF GROSS HYDROPOWER POTENTIAL BY FLOW DURATION
CURVES AND SELECTION OF TURBINE TYPE AT THE BLACK SEA BASIN**

Güneş Tekin ZAMAN

Gümüşhane University
The Graduate School of Natural and Applied Sciences
Department of Civil Engineering

Supervisor: Asst. Prof. Dr. Fatih SAKA

2015, 43 pages

Energy consumption that ascends day by day is the main factor for determining the development levels of countries and it can be understood that it will continue to increase according to the needs of people. Energy requirements are constantly increasing due to the development, population growth and industrialization in today's Turkey. In order to provide this energy requirement, available energy potential must be used efficiently. Hydroelectric energy, which is one of the renewable energy sources, is clean, local and reducing foreign-source dependency. Therefore, it stands out within available resources.

It has been plenty of methods in order to determine gross hydroelectric potential. In this study, flow duration curves method has been considered. It has been dwelt on "Flow Duration Curves" method in detail in this study. The basis of this method is based on the

probability of exceedance obtained from the discharge of the river's historical records. This curve is converted into power duration curve with the help of the water power equation and hydroelectric potential is calculated with power duration curve.

Turbine selection is an important parameter to produce energy in hydropower plants. The type of turbine significantly affects both yield that can be taken and costs. Turbine selection depends on many factors such as discharge, net head, cost, and rotational wheel speed. In this study, turbine type selection is briefly mentioned on the basis of discharge and net head, and then turbine type estimating is made.

In this study, gross hydropower potential has been identified by using the flow duration curve method applied to the 39 selected gauging stations in the Eastern Black Sea Region. Power duration curve and hydropower calculations by using it have been made by using the area under the flow duration curve drawn by the 10-year average daily discharge data for every station. Also total installed capacity has been evaluated to be obtained by flow value of Q_{30} and each DGS's sample turbine selection studies has been made for HEP run of river type and a turbine selection flowchart has been formed.

Keywords: Gross hydropower potential, flow duration curves, hydropower plant, hydraulic turbines

TEŞEKKÜR

Doğu Karadeniz Bölgesinde seçilen 39 akım gözlem istasyonuna debi süreklilik eğrisi metodu uygulanarak brüt hidroelektrik potansiyel belirlenmesini ve türbin seçimini konu alan çalışma, Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü İnşaat Mühendisliği Ana Bilim Dalında, Yüksek Lisans Tezi olarak hazırlanmıştır.

Çalışmamın başlangıcından bitimine kadar maddi ve manevi desteğini esirgemeyerek bana yardımcı olan hocalarıma, arkadaşlarıma, bazı ticari işletme sahiplerine ve çalışanlarına teşekkürü bir borç bilirim.

Bu araştırmanın planlanmasından yazımına kadar geçen her aşamada desteğini ve yardımını esirgemeyen değerli hocam ve danışmanım Yrd. Doç. Dr. Fatih SAKA'ya, maddi manevi destek sağlayan aileme, her türlü destek imkânı esirgemeyen Öğr. Gör. Salih ZAMAN ve eşi Elif ZAMAN'a ve tez sunumumda bulunup değerli görüş ve bilgilerinden beni mahrum etmeyen hocalarıma saygı ve şükranlarımı sunar teşekkür ederim.

Güneş Tekin ZAMAN
GÜMÜŞHANE, 2016

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖZET	1
ABSTRACT	VI
TEŞEKKÜR	VIII
İÇİNDEKİLER.....	IX
ŞEKİLLER DİZİNİ	XII
TABLolar DİZİNİ.....	XIII
EKLER DİZİNİ	XIV
SEMBOLLER ve KISALTMALAR DİZİNİ.....	XVI
1. GENEL BİLGİLER.....	1
1.1. Giriş	1
1.2. Çalışmanın Amacı ve İçeriği	2
1.3. Literatür Özeti.....	2
1.4. Hidroelektrik Enerji Potansiyeli	4
1.4.1. Brüt Hidroelektrik Potansiyel	4
1.4.2. Teknik Hidroelektrik Potansiyel.....	4
1.4.3. Ekonomik Hidroelektrik Potansiyel	5
1.5. Brüt Hidroelektrik Potansiyel Belirleme Metotları	5
1.5.1. Hipsografik Eğriler Yöntemi	5
1.5.2. Düşüm Akım Diyagramları Metodu.....	6
1.5.3. Debi Süreklilik Eğrisi Metodu.....	7
1.5.3.1. Genel.....	7
1.5.3.2. Debi Süreklilik Eğrisinin Debi Gidiş Çizgisinden Elde Edilmesi	7
1.5.3.3. Debi Süreklilik Eğrisinde Zaman Biriminin Seçilmesi	10
1.6. Hidroelektrik Santraller	10
1.6.1. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması	11

1.6.1.1.	Düşüm Yüksekliklerine Göre Sınıflandırma	11
1.6.1.2.	Ürettikleri Enerjinin Özellik ve Değerine Göre Sınıflandırma	12
1.6.1.3.	Kapasitelerine (Kurulu gücüne) Göre Sınıflandırma.....	12
1.6.1.4.	Yapılarına Göre Sınıflandırma	12
1.6.1.5.	Depolama Durumuna Göre Sınıflandırma.....	13
1.6.1.5.1.	Biriktirmesiz Santraller.....	13
1.6.1.5.2.	Biriktirmeli Santraller.....	14
1.6.2.	HES'lerin Olumlu ve Olumsuz Etkileri.....	15
1.6.3.	Hidroelektrik Santrallerde Kullanılan Türbin Çeşitleri	16
1.6.3.1.	Giriş	16
1.6.3.1.1.	Pelton Türbini	17
1.6.3.1.2.	Francis Türbini.....	18
1.6.3.1.3.	Kaplan Türbini.....	19
1.6.3.2.	Türbin Seçimini Etkileyen Etmenler	19
2.	YAPILAN ÇALIŞMALAR.....	22
2.1.	Çalışma Alanının Tanıtılması.....	22
2.2.	Çalışmada Kullanılan Veriler	22
2.2.1.	Debi Verileri	22
2.3.	Debi Süreklilik Eğrisi Metodu ve Uygulaması.....	26
2.3.1.	Brüt Yüksekliklerin Belirlenmesi	26
2.3.2.	22-64 nolu Akım Gözlem İstasyonu.....	26
2.3.3.	2213, 22-90, 22-71 nolu Akım Gözlem İstasyonları	28
2.4.	Debi, Yükseklik ve Güç Yardımıyla Türbin Tipinin Belirlenmesi	31
2.4.1.	2202 ve 22-59 A.G.İ.'lerinin Türbin Seçimi Uygulama Örnekleri	32
2.4.2.	Biriktirmesiz HES Türbin Seçimi Akış Şeması	36
3.	BULGULAR.....	37
4.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER	41

5.	KAYNAKLAR.....	42
6.	EKLER	44
	ÖZGEÇMİŞ	



ŞEKİLLER DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.1.	Hidroelektrik potansiyel hesabında düşü – akım diyagramlarının prensibi... 6
Şekil 1.2.	Debi süreklilik çizgisinden debi süreklilik eğrisinin elde edilmesi..... 8
Şekil 1.3.	Debi-süreklilik eğrisi ve güç-süreklilik eğrisinin örnek bir görünümü..... 10
Şekil 1.4.	Biriktirmesiz hidroelektrik santral (URL-5, 2016) 14
Şekil 1.5.	Biriktirmeli hidroelektrik santral (URL-6, 2016)..... 14
Şekil 1.6.	Pelton türbini (Yüksel, 2011)..... 18
Şekil 1.7.	Francis türbini (Yüksel, 2011) 18
Şekil 1.8.	Kaplan türbini (URL-7, 2016)..... 19
Şekil 1.9.	Kurulu güç değeri 50kW ile 2000 MW arası geçerli olan türbin abağı (URL-4, 2015) 20
Şekil 1.10.	Kurulu güç değerleri 10kW ve 10 MW arası geçerli olan türbin abağı (URL-4, 2015) 21
Şekil 2.1.	A.G.İ.'lerin akarsu ağlarının görünümü (Saka, 2012)..... 23
Şekil 2.2.	22-64 nolu A.G.İ.'ye ait Debi ve Güç süreklilik eğrileri 27
Şekil 2.3.	2213 nolu A.G.İ.'ye ait Debi ve Güç süreklilik eğrisi 28
Şekil 2.4.	22-90 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 29
Şekil 2.5.	22-71 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi..... 30
Şekil 2.6.	2202 verilerinin ön değerlendirilmesi 32
Şekil 2.7.	2202 istasyonu için debi seçimi 33
Şekil 2.8.	2202 istasyonu için enerji üretilebilecek zaman birimi seçimi 33
Şekil 2.9.	22-59 verilerinin ön değerlendirilmesi..... 34
Şekil 2.10.	22-59 istasyonu için debi seçimi 35
Şekil 2.11.	22-59 istasyonu için zaman birimi seçimi..... 35
Şekil 2.12.	Biriktirmesiz HES türbin tipi seçimi akış şeması 36

TABLULAR DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 1.1. Havza gelişme planlarına göre ülkemizin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin zamanla değişimi (Özkök, 2006).	5
Tablo 1.2. Türbin tiplerine göre düşü yükseklik aralıkları.....	19
Tablo 2.1. Çalışmada kullanılan A.G.İ. lerin 10 yıllık gözlem süreleri (Saka, 2012)...	24
Tablo 2.2. 22 nolu akım gözlem istasyonları veri değerleri (Saka, 2012)	25
Tablo 2.3. 22-64 nolu A.G.İ. 'nin debi ve brüt düşüm değerleri.....	27
Tablo 2.4. 2213, 22-90, 22-71 nolu A.G.İ. 'lerin debi ve brüt düşüm değerleri	28
Tablo 3.1. Akım gözlem istasyonlarına ait güç değerleri.....	37
Tablo 3.2. Brüt potansiyel ve yükseklik değerleri	38
Tablo 3.3. Q30 debi değerine karşılık gelen kurulu güç hesabının kontrolü	39
Tablo 3.4. A.G.İ. 'ler ve Türbin çeşitleri.....	40

EKLER DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Ek Şekil 1.	2202 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 45
Ek Şekil 2.	22-44 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 45
Ek Şekil 3.	22-73 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 45
Ek Şekil 4.	22-80 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 46
Ek Şekil 5.	22-87 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 46
Ek Şekil 6.	22-40 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 46
Ek Şekil 7.	22-13 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 47
Ek Şekil 8.	2201 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 47
Ek Şekil 9.	22-09 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 47
Ek Şekil 10.	22-83 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 48
Ek Şekil 11.	22-58 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 48
Ek Şekil 12.	2228 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 48
Ek Şekil 13.	2251 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 49
Ek Şekil 14.	22-61 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 49
Ek Şekil 15.	22-88 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 49
Ek Şekil 16.	22-59 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 50
Ek Şekil 17.	22-34 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 50
Ek Şekil 18.	22-53 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 50
Ek Şekil 19.	22-52 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 51
Ek Şekil 20.	22-57 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 51
Ek Şekil 21.	22-07 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 51
Ek Şekil 22.	22-68 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 52
Ek Şekil 23.	22-66 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 52
Ek Şekil 24.	2218 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 52
Ek Şekil 25.	2215 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 53
Ek Şekil 26.	2233 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 53
Ek Şekil 27.	22-82 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 53
Ek Şekil 28.	22-85 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 54
Ek Şekil 29.	22-62 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 54
Ek Şekil 30.	22-63 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi 54

Ek Şekil 31.	22-76 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi.....	55
Ek Şekil 32.	22-72 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi.....	55
Ek Şekil 33.	22-06 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi.....	55
Ek Şekil 34.	22-89 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi.....	56
Ek Şekil 35.	22-79 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi.....	56



SEMBOLLER ve KISALTMALAR DİZİNİ

A.G.İ.	: Akım Gözlem İstasyonu
D.S.E.	: Debi Süreklilik Eğrisi
DSİ	: Devlet Su İşleri
e	: Toplam verim
e_t	: Ortalama türbin verimi
e_j	: Jeneratör verimi
e_{tr}	: Transformatör verimi
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
HES	: Hidroelektrik Santral
g	: Yer çekim ivmesi
GW	: Gigawatt
GWh	: Gigawatt saat
H	: Yükseklik
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt saat
MW	: Megawatt
N	: Güç
N_h	: Türbine etki eden güç
N_{mek}	: Mekanik güç
Q	: Debi
$Q_{çık} (Q_u)$: Çıkan debi
Q_{gir}	: Giren debi
Z_0	: Havza ortalama yükseltisi
$Z_{a,b,c}$: Ele alınan a, b, c noktalarının deniz seviyesine olan yükseklikleri
Z_u	: Mansap çıkış noktası yükseltisi
ρ	: Özgül kütle

1. GENEL BİLGİLER

1.1. Giriş

Gelişmekte olan teknoloji ve modern yaşamın gereksinimleriyle birlikte insanların enerjiye olan ihtiyacı da artmaktadır. Mevcut enerji kaynakları (doğalgaz, petrol, kömür, linyit) hızlı bir şekilde azalırken maliyetleri artan bu enerji kaynakları çevre sağlığını tehdit etmektedir. Bu sebeplere ek olarak dışa bağımlılık da göz önünde bulundurulduğunda, insanların enerji ihtiyacını karşılamada yetersiz kalan fosil yakıtlara (doğalgaz, linyit, kömür, petrol) alternatif bir çözüm olarak doğal enerji kaynakları olan yenilenebilir enerji kaynaklarına (hidroelektrik, güneş, rüzgâr vb.) yönelim artmıştır. Doğal enerji kaynakları fosil yakıtlara göre çevre ekosistemine daha duyarlıdır. Bu ve buna benzer üstün özellikleriyle yenilenebilir enerji kaynakları fosil yakıtlara nazaran daha çok ilgi çekerek önem kazanmıştır (Sönmez, 2010).

Yenilenebilir enerji, insan faaliyetleri yararına çevrede sürekli ve tekrarlı var olan akımları kapsayan enerji türüdür. Yenilenebilir mevcut enerji potansiyelini değerlendirmek üzere Türkiye’de ve dünyanın birçok ülkesinde halen çeşitli çalışmalar yapılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarını teşvik konusunda 18 Mayıs 2005 tarihli Resmi Gazetede yayımlanan “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun “ yürürlüğe girmiştir (Özkök, 2006).

Son yıllarda, yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan hidroelektrik enerjinin toplam elektrik enerjisi üretimi içerisindeki oranı giderek artmaktadır. 1950 yılında toplam elektrik enerjisi üretiminin % 3.8’i olan bu oran, 1950 yılından sonra sürekli bir artış göstererek 1980’li yıllarda % 50’ler seviyesine kadar ulaşmıştır. Fakat diğer enerji kaynaklarının (doğal gaz vb.) kullanılmaya başlanmasıyla bu oran zamanla azalmaya başlamıştır. 2004 yılında toplam üretiminin % 30.6’sını karşılayan hidroelektrik enerji, 2005 yılında % 24.4, 2008 yılında ise %17 seviyesine kadar gerilemiştir. Hidroelektrik üretim oranının azalması hidroelektrikten karşılanan elektriğin, üretken toplam elektriğin artışından daha yavaş geliştiğini göstermektedir (Gölbaşı, 2010).

Türkiye gibi birçok ülke, 1973 petrol krizi baş göstermeden önce elektrik enerjisi üretiminde çoğunlukla petrolü tercih etmiştir. 1973 yılı itibariyle üretilen elektriğin % 51’i petrolden karşılanmıştır. 1973 ve 1979 petrol krizleri elektrik enerjisi üretimindeki petrolün rolünü etkileyerek, linyit ve doğal gaz gibi enerji kaynaklarına yönelimi artırmıştır. 2000’li

yıllara gelindiğinde ise petrol, doğal gaz, kömür ve linyitten elde edilen enerjinin çevreye karşı pek çok zararının ortaya çıkması, yenilenebilir enerji kaynaklarına doğru eğilimi artırmıştır. 2006 yılı itibariyle, Türkiye’de üretilen elektrik enerjisinin % 45.8’i doğal gazdan, % 25.1’i hidrolikten, % 26.4’ü kömür-linyitten, % 2.4’ü petrolden ve % 0.3’ü yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanırken 2008 yılı itibariyle enerji üretiminin % 17’ si hidroelektrik kaynaklardan, % 81’i ise fosil yakıtlar olarak bilinen termik (doğalgaz, linyit, kömür, petrol vs.) kaynaklardan karşılanmaktadır (Gölbaşı, 2010). 2015 yılı itibariyle elektrik üretiminin karşılanmasında, doğalgaz % 37.4, termik ve diğer % 2.6, hidrolik % 27, jeotermal % 1.2, rüzgâr % 4.4 ve kömür % 27.4 seviyesinde seyretmektedir (URL-1, 2015).

Hidroelektrik enerjiden maksimum verim almak için santralde kullanılacak türbin tipi önemlidir. Ülkemizde hidrolik türbin olarak çoğunlukla Pelton, Francis ve Kaplan türbinleri tercih edilmektedir. Türbin seçimi yapılırken debi miktarı ve net yükseklik önemli parametrelerdir. Bu parametreler kullanılarak kullanılacak türbin hakkında tahmin yürütülebilmektedir. Türbin tipine net karar verebilmek için gerekli olan makine ve maliyet analizleri de yapılmalıdır.

1.2. Çalışmanın Amacı ve İçeriği

Bu çalışmanın amacı, HES’in önemi, Doğu Karadeniz Havzası’nda yer alan 39 adet A.G.İ.’nin hidroelektrik brüt potansiyelinin D.S.E. metodu yardımıyla belirlenmesi ve her bir A.G.İ. için türbin tipinin seçilmesidir. Uygulamalar için, Doğu Karadeniz Havzasında 10 yıllık günlük ortalama akım değerlerine sahip olan 39 adet A.G.İ. seçilmiştir. Günlük ortalama akımların her bir aşılma olasılığına karşılık gelen debilerin ortancası kullanılmıştır.

1.3. Literatür Özeti

Özkök (2006), yüksek lisans tezi çalışmasında, hidroelektrik santrallerin önemi ve sınıflandırılması, hidroelektrik potansiyel belirleme metotlarının açıklanması ve bunların belli havzalara uygulanmasını incelemiştir. Çoruh Havzasında seçilen 8 A.G.İ’ye debi süreklilik eğrisi metodu yöntemini, Oymapınar Barajına ise ardışık akım öteleme metodu yöntemini uygulayarak aylık üretilebilecek enerji miktarını hesaplamıştır.

Gölbaşı (2010), yüksek lisans tezinde, Karadeniz Havzası’nda 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında inşa, fizibilite ve su kullanım hakkı aşamasındaki küçük

hidroelektrik santrallerin durumunu ve potansiyelini incelemiştir. Bununla birlikte, havzadaki santrallerin, Türkiye'nin bu kapsamdaki toplam santralleri içerisindeki yerini, toplam hidroelektrik enerji üretimine katkılarını, Türkiye ve havza içerisindeki toplam hidroelektrik potansiyellerin değerlendirme oranlarını tespit etmeyi de amaçlamıştır.

Kulak (2009), yüksek lisans tezinde, Türkiye'nin 26 ana havzasından biri olan Sakarya havzasının hidroelektrik potansiyelini analiz ederek uygun görülen akarsular üzerinde hidroelektrik santraller (HES) projelendirilmesi önerisinde bulunmuştur.

Çakır (2008) yüksek lisans tezinde, ülkelerin bağımsızlıklarını etkileyecek kadar önem kazanmış bir ihtiyaç haline gelen ve gelecekte öneminin çok daha fazla artması beklenen enerjide, Çakır Türkiye'nin durumu ve gelişme aşamaları araştırarak, gelecekte neler yapılması ve nasıl bir enerji politikası izlenmesi gerektiğini anlatmıştır.

Ağırlioğlu vd. (2009), tarafından yürütülmüş olan TÜBİTAK projesinde, ölçüm yapılmayan veya akım ölçümleri az olan akarsu havzalarında akım değerlerini belirlemek için çeşitli yöntemler uygulanmıştır. Arazi kullanımı, bitki örtüsü, havza sınırları, havza alanları, ana akarsu uzunluğu, havzada en yüksek ve en alçak kotlar ile ilgili veriler, uzaktan algılama ve CBS ile analiz edilmiştir. Bulunan havza parametreleri yardımıyla, yağış ve akım verileri kullanılarak istenen noktalarda hidroelektrik güç hesabı yapılmıştır.

Birinci (2010), yüksek lisans tezinde, debi süreklilik eğrisine parametrik ve parametrik olmayan olasılıkçı yaklaşımlar yapmak suretiyle yağışlı dönem, ortalama dönem ve kurak dönem debi süreklilik eğrilerini hesaplamıştır. Net yükseklik kabulünde bulunarak türbin seçimi yapmış ve iki farklı olasılıkçı yaklaşımla elde edilen debi süreklilik eğrileri ile enerji üretimi yapmıştır.

Saka (2012), doktora tezinde, akım verisi bulunmayan veya yetersiz olan havzaların debi süreklilik eğrilerinin (DSE) tahmin ederek, Doğu Karadeniz Bölgesinde yer alan 39 adet akım gözlem istasyonunu (AGİ) kapsayan bir model geliştirmiştir. Her bir AGİ'nin 10 yıllık debi değerleri, koordinat bilgileri ve bölgede bulunan meteoroloji istasyonlarının, sıcaklık, yağış ve koordinat bilgileri temin edilerek drenaj alanlarının sınırları çizmiştir. Thiessen Metodu kullanılarak havzaların yıllık toplam yağış ve sıcaklık değerlerini elde etmiştir.

1.4. Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

Hidroelektrik çalışmaların amacı suyun potansiyel enerjisini elektrik enerjisine çevirmeye dayanır. Hidroelektrik güç, arazi şartları ve hidrolojinin bir fonksiyonudur. Arazi şartlarından suyun düşüm yüksekliği, hidrolojiden ise akım belirlenerek düşen suyun potansiyel enerjisini esas alan denklemler yardımıyla güç hesaplanmaktadır. Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde brüt, teknik ve ekonomik potansiyel kavramları önem taşımaktadır (Ağırlioğlu vd., 2009).

1.4.1. Brüt Hidroelektrik Potansiyel

Ülke sınırlarına veya denizlere kadar bütün doğal akışların % 100 verimle değerlendirilmesi sonucu hesaplanan hidroelektrik potansiyel o ülkenin brüt (teorik) hidroelektrik potansiyelidir. Brüt hidroelektrik potansiyel, mevcut düşü ve debi değerleriyle hiç bir kayıp olmadan elde edilebilecek potansiyeli ifade etmektedir (Arıcı, 2009; Altun, 2015).

Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. (URL-2, 2014).

1.4.2. Teknik Hidroelektrik Potansiyel

Mevcut teknoloji ile elde edilebilecek maksimum potansiyele teknik hidroelektrik potansiyel denir. Teknik potansiyel, brüt potansiyelin bir fonksiyonudur ve çoğunlukla onun yüzdesi olarak ifade edilir. Teknik potansiyel teknolojiye bağlı olarak brüt potansiyelden aşağıdaki kayıpların çıkarılmasıyla elde edilir (Özkök, 2006).

1- Düşümdeki kayıplar: Hidroelektrik santrallerde net düşümün brüt düşüme oranı, bazı alçak düşümlü nehir santrallerinde 0.5 iken yüksek düşümlü çevirme santrallerinde 0.9 mertebesine kadar ulaşabilir. Düşümden dolayı oluşacak kayıpların yaklaşık olarak 0.7 alınması uygundur.

2- Debideki kayıplar: Debide meydana gelecek kayıplar türbin debisi ile nehir debisinin farklı olmasından kaynaklanır. Tesis tipinden dolayı kaynaklanan bu kayıpların yaklaşık hesaplarda 0.9 alınması uygundur.

3- Enerji dönüşümündeki kayıplar: Türbin mekanik, hidrolik, jeneratör ve transformatör verimi nedeniyle bir potansiyel kaybı meydana gelecektir. Oluşan bu kayıpların toplam etkisinin yaklaşık olarak 0.8 alınması uygundur.

Teknolojik sebeplerden kaynaklanan bu üç kaybın toplam etkisi $0.7*0.9*0.8 = 0.5$ civarındadır. Bu değer ise brüt potansiyelin yarısına tekabül etmektedir (Özkök, 2006; Ağralıoğlu vd., 2009).

Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli 216 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. (URL-2, 2014).

1.4.3. Ekonomik Hidroelektrik Potansiyel

Ekonomik hidroelektrik potansiyel, elde edilebilecek gelir değerleri, gider değerlerinden fazla olan HES projelerinin toplam hidroelektrik enerji üretimini göstermektedir. Ekonomik hidroelektrik potansiyel üretilen hidroelektrik enerji ile diğer enerji kaynaklarına göre ekonomik analiz yapılması suretiyle belirlenir (Özkök, 2006).

Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyeli 165 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır (URL-2, 2014).

Tablo 1.1. Havza gelişme planlarına göre ülkemizin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin zamanla değişimi (Özkök, 2006).

Araştırmacı	Sağ	Kirişçi	Dolunca	Noyan	Dinçer	Erke	DSİ	DSİ	DSİ	DSİ
Yıl	1960	1961	1967	1968	1975	1978	1985	2002	2004	2014
Twh/yıl	43	53	57	65	72	101	111	126	128	165

1.5. Brüt Hidroelektrik Potansiyel Belirleme Metotları

Bu bölümde hidroelektrik potansiyelin belirlenmesi için kullanılan hipsografik eğriler, düşüm akım diyagramları ve debi süreklilik eğrisi metotları anlatılacaktır.

1.5.1. Hipsografik Eğriler Yöntemi

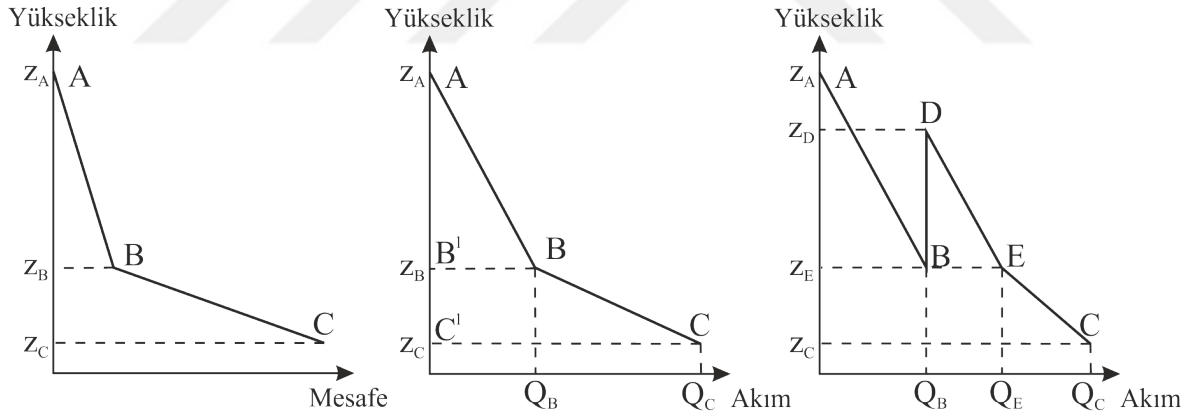
Hipsografik Eğriler Metodu yaklaşık nitelikte olup, A.G.İ.'lerin alan dağılımının sınırlı olduğu geniş bölgelerde uygulanmaktadır. Bir havzanın ortalama yükseltisi (z_0) ile

mansap çıkış noktası yükseltisi (z_u) arasındaki fark brüt düşü olarak alınır. Havza bölümünden kaynaklanan debi ise giren debi (Q_{gir}) ve çıkan debi ($Q_{çık}=Q_u$) arasındaki farkın alınması ile tanımlanır. Bu tanımlardan yola çıkarak güç (N) aşağıdaki denklem (1.1) yardımı ile hesaplanır (Andiç,2007);

$$N= 9.8 * (z_0 - z_u) * (Q_u - Q_{gir}) \quad (1.1)$$

1.5.2. Düşüm Akım Diyagramları Metodu

Ortalama debi ile kot farkının çarpımı esasına dayanmaktadır. Daha güvenilir sonuçlar veren bu yöntem A.G.İ'lerin havzada yeterli bir dağılımına gereksinim duymaktadır. Bir akarsu kesitinde B ve C noktalarında, ortalama akım değerleri Q_b ve Q_c dikkate alınıp, herhangi bir sebepten dolayı kayıp olmadığı varsayımı yapılırsa şekil 1.1.'de görüldüğü üzere, $Q_b < Q_c$ olacaktır (Andiç, 2007).



Şekil 1.1. Hidroelektrik potansiyel hesabında düşü – akım diyagramlarının prensibi

B ve C noktaları arasındaki potansiyelden yararlanarak, C noktasında $z_b - z_c$ yüksekliğinde tek bir tesis inşa edileceği varsayılırsa, bu tesis ve değerlendireceği brüt potansiyel, güç (N) için kilowatt, yükseklik (z) için metre, debi (Q) için m^3/s birimleriyle;

$$N= 9.8 * (z_b - z_c) * Q_c \quad (1.2)$$

elde edilir.

B ve C noktaları arasında birden fazla tesisin inşası halinde, alınabilecek brüt potansiyel sınır değere yaklaşır (Ağırlioğlu vd., 2009).

$$N_{BC} = 9.8 * (z_b - z_c) * (Q_c + Q_b)/2 \quad (1.3)$$

Bu genel denklemden hareketle A ile B noktası arasındaki brüt potansiyel;

$$N_{AB} = 9.8 * (z_a - z_b) * (Q_b)/2 \quad (1.4)$$

şeklinde bulunur.

ABB' alanı = A ve B arasındaki brüt su kuvveti potansiyeli

BB'CC' alanı = B ve C arasındaki brüt su kuvveti potansiyeli

Akarsuda mevcut olan kolların potansiyelini de, benzer şekilde hesaplamak mümkündür. Şekil 1.1.'den; D noktasından doğan ve B noktasından hemen sonraki E noktasında akarsuya ulaşan bir kolun potansiyeli aşağıdaki denklem yardımı ile hesaplanmaktadır (Şibil, 2012).

$$N_{DE} = 9.8 * (z_d - z_e) * (Q_e - Q_b)/2 \quad (1.5)$$

1.5.3. Debi Süreklilik Eğrisi Metodu

1.5.3.1. Genel

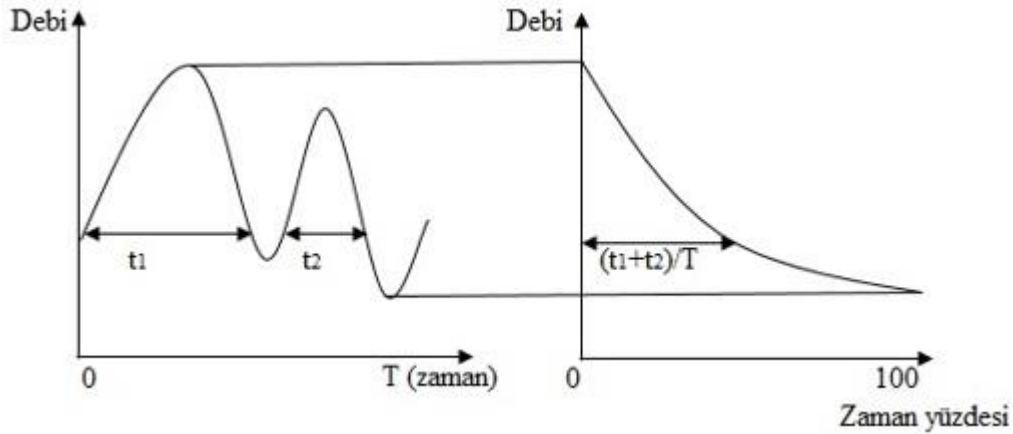
D.S.E. ile ilgili genel bilgiler bu bölümde ele alınacaktır. D.S.E.'nin nasıl belirlendiği ve konu ile ilgili uygulamalar belirtilecektir.

1.5.3.2. Debi Süreklilik Eğrisinin Debi Gidiş Çizgisinden Elde Edilmesi

D.S.E. bir nehir akımlarının kümülatif dağılım fonksiyonudur. Yine D.S.E. belli bir zamanda bir akarsu akımı için kümülatif dağılım fonksiyonunun tamamlayıcısı olarak da

tarif edilmektedir. D.S.E bir akarsuyun akımının büyüklüğü ve frekansı arasındaki ilişkiyi tanımlamaktadır (Sönmez, 2010).

D.S.E. bir istasyondaki günlük, haftalık, aylık ve yıllık (ya da bir başka zaman aralığı) akımların miktarı ve frekansı arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Belli bir zaman aralığı süresince verilmiş olan akım değerinin eşit olduğu ya da aşıldığı zaman yüzdesini göstermektedir. Diğer bir deyişle, debi gidiş çizgisi yardımıyla debinin belli bir değere eşit veya o değerden büyük olduğu zaman yüzdesi hesaplanıp düşey eksene debi miktarları, yatay eksene ise zaman yüzdelere taşınması sonucu meydana gelen eğriye D.S.E. denir. D.S.E.'nin güvenilir bir şekilde elde edilmesi için uzun süreye ait debi gidiş çizgisi kullanılmalıdır. Bu eğri yardımıyla zamanın belli bir yüzdesinde aşılacak debi rahatlıkla okunabilmektedir. Zaman biçimi (günlük, haftalık, aylık ve yıllık) seçilirken kullanılacak olan eğrinin amacı dikkate alınmalıdır. Süreklilik eğrilerinin birbirleriyle mukayeselerini kolaylaştırmak ve boyutsuz hale getirmek için bazen düşey ekseninde gerçek debilerin yerine debilerin ortalama debiye oranı gösterilmektedir. Böylece komşu akarsuyun boyutsuz debileri sayesinde bir akarsuda belli bir süre içinde elde edilmiş olan süreklilik eğrisi uzatılabilir (Ağralıoğlu vd., 2009).



Şekil 1.2. Debi süreklilik çizgisinden debi süreklilik eğrisinin elde edilmesi

D.S.E.'yi oluşturduktan sonra bu eğri üzerinde zamanın belli bir yüzdesine karşı gelen debi belirlenmektedir. Belirlenen bu debi yardımıyla santralin hidrolik kapasitesi (türbinlerden geçecek maksimum debi) hesaplanmaktadır. Debi süreklilik eğrisi üzerinde bulunan noktalar ve su gücü denklemi yardımıyla güç süreklilik eğrisi elde edilir. Güç

sürekli eğrisinin altında kalan alanın hesaplanmasıyla bölgenin hidroelektrik enerji potansiyeli saptanır (Özkök, 2006).

Güç süreklilik denklemi;

$$N = 9.8 * Q * H * e \quad (1.6)$$

Bu denklemde;

N: Güç (kW)

Q: Debi (m³/s)

H_b: Brüt düşüm yüksekliği

e: Toplam verim

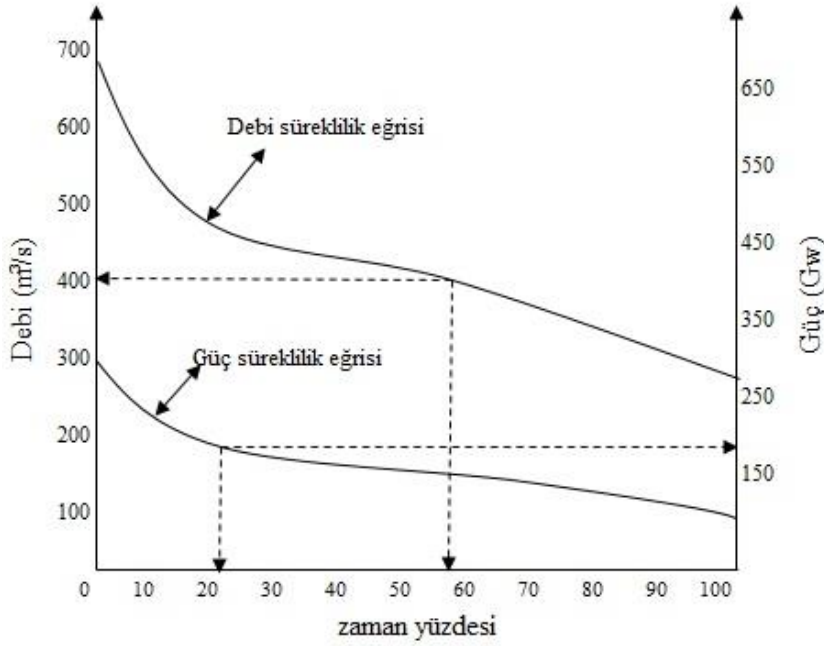
Toplam verim (e); ortalama türbin verimi (e_t) 0.9, jeneratör verimi (e_j) 0.95 ve transformatör verimi (e_{tr}) 0.98 çarpılarak elde edilmektedir. (Özkök, 2006).

$$e = e_t * e_j * e_{tr} = 0.9 * 0.95 * 0.98 = 0.8379 \quad (1.7)$$

Bulunan 'e' değeri güç süreklilik eğrisinde yerine yazılırsa;

$$N = 9.8 * Q * H * 0.8379 = 8,21 * Q * H \quad (1.8)$$

formülü elde edilmiş olur. D.S.E. ile güç süreklilik eğrilerinin gösterimi şekil 1.3.'te verilmiştir.



Şekil 1.3. Debi-süreklilik eğrisi ve güç-süreklilik eğrisinin örnek bir görünümü

1.5.3.3. Debi Süreklilik Eğrisinde Zaman Biriminin Seçilmesi

D.S.E metodu yöntemi kullanılıyorsa zaman birimi seçimi önemlidir. Zaman birimleri günlük, haftalık, aylık ya da yıllık seçilebilir. Önemli süreksizlik, homojenliğin olmaması veya örneklemede uç değerlerin bulunması durumunda oluşan uzun aralıklı gidişlerin veya sıçramaların incelenmesi amaçlanıyorsa yıllık, mevsimlik veya yıllık proje performansları ile yıl içi veya yıldan yıla akım düzenlemesinin incelenmesi amaçlanıyorsa aylık, ani değişikliklerin (taşkın, düşük akım vb.) olduğu değerlerin incelenmesi amaçlanıyorsa günlük ya da haftalık akım verileri kullanılmaktadır.

1.6. Hidroelektrik Santraller

HES'ler suyun var olan potansiyel enerjisinden faydalanılarak sahip olduğu enerjiyi türbinler aracılığıyla mekanik enerjiye ve mekanik enerjiyi de jeneratörler yardımıyla elektrik enerjisine dönüştüren yapılardır (Karakoyun ve Yumurtacı 2015). HES'ler suyun belli yükseklikten düşürülmesi esasına dayanmaktadır.

Brüt düşüm yüksekliği, iki akım gözlem istasyonu arasındaki kot farkıdır. Net düşüm yüksekliği ise brüt düşüm yüksekliğinden suyun düşürülmesi sırasında doğabilecek kayıpların çıkarılması ile elde edilir.

Türbinlerin boyutlandırılması esnasında göz önünde bulundurulan debiye proje (donatım) debisi, talep edilen enerji miktarını karşılamak için kullanılan debiye ise faydalı debi denmektedir.

Tesislerde bir saniyede üretilecek enerjiye güç denir. Ana gruplarda üretilmesi mümkün olan en yüksek aktif güçlerin toplam değerine kurulu güç, grupların verebilecekleri maksimum güçlerin toplamı ise bize tesisten alınabilen maksimum gücü vermektedir.

Bir hidroelektrik santralde belirli zaman diliminde üretilmesi mümkün olan enerjiye üretilebilir enerji, her türlü hava koşullarında üretilebilecek enerjiye ise güvenilir enerji adı verilmektedir (Özkök, 2006).

1.6.1. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması

Hidroelektrik santrallerin sınıflandırılması yapılırken beş unsur dikkate alınmaktadır. Bu unsurlar;

- 1- Düşüm yüksekliklerine göre sınıflandırma
- 2- Ürettikleri enerjinin özellik ve değerine göre sınıflandırma
- 3- Kapasitelerine (Kurulu gücüne) göre sınıflandırma
- 4- Yapılarına göre sınıflandırma
- 5- Depolama durumuna göre sınıflandırma

şeklinde sıralanır (Gölbaşı, 2010; Özkök, 2006).

1.6.1.1. Düşüm Yüksekliklerine Göre Sınıflandırma

Düşü değerlerine göre sınıflandırma yapılırken suyun belli bir seviyeden düşüm yüksekliği baz alınan HES'ler alçak, orta ve yüksek düşümlü santraller olarak üç'e ayrılmaktadır.

Alçak düşümlü santraller debi değerleri yüksek, yükseklik değeri düşük olan ve genellikle Kaplan Türbini tercih edilen santrallerdir. Yükseklik değeri 15 metrenin altındadır.

Orta düşümlü santraller yükseklik değeri 15 metre ila 50 metre arasında olan santrallerdir. Genellikle Kaplan veya Francis Türbini kullanılmaktadır. Bu santrallerin uzunca bir cebri boru sistemi yoktur.

Yüksek düşümlü santraller yükseklik değeri 50 metreden fazla olan santrallerdir. Genellikle engebeli veya dağlık araziden akan nehirler veya barajlar üzerinde kurulmaktadır. Debi değerleri değişken olup bir yaklaşım kanalı ile bir cebri borusu vardır. Bu tip santrallerde Francis veya Pelton Türbinleri tercih edilmektedir (Gölbaşı, 2010).

1.6.1.2. Ürettikleri Enerjinin Özellik ve Değerine Göre Sınıflandırma

Baz (Taban) santraller: Sürekli enerji üretimi sağlayan santrallerdir. Biriktirmesiz santraller bu tip santrallere örnek verilebilir.

Pik (Doruk) santraller: Enerjiye ihtiyacının maksimum seviyeye çıktığı sürede çalışan santrallerdir. Depolamalı (biriktirmeli) santraller bu tip santrallere örnek verilebilir. (Özkök, 2006)

1.6.1.3. Kapasitelerine (Kurulu gücüne) Göre Sınıflandırma

HES'ler su ekonomisi ya da enerji ekonomisi yönünden, teknik özelliklerine göre ya da topografik duruma göre sınıflandırılabilir de çoğunlukla santralin kurulu gücüne göre yapılan sınıflandırma tercih edilmektedir (Toprak vd., 2011; Gökdemir vd., 2012). Hidroelektrik santrallerde kurulu güce göre sınıflandırılma küçük kapasiteli, düşük kapasiteli, orta kapasiteli ve yüksek kapasiteli olarak belirlenmiştir.

- 1- Küçük kapasiteli santraller: Kurulu gücü 99 kW'a kadar.
- 2- Düşük kapasiteli santraller: Kurulu gücü 100-999 kW arası.
- 3- Orta kapasiteli santraller: Kurulu gücü 1000-9999 kW arası.
- 4- Yüksek kapasiteli santraller: Kurulu gücü 10000 kW ve daha fazla (Kulak, 2009).

1.6.1.4. Yapılarına Göre Sınıflandırma

Çevreden gelebilecek bütün olumsuz etkiler (çığ, heyelan, askeri vs.) göz önünde bulundurularak yeraltına inşa edilen santrallere yer altı santralleri denmektedir.

Arazi koşulları elverişli değilse santral dar veya kayalık bir vadide yapılacaksa yapılacak olan santralin yarısı yeraltında, yarısı açıkta inşa edilmektedir. Bu tip santrallere yarı gömülü veya batık santraller denmektedir.

Santralde mevcut olan jeneratör katı ve santralin üst yapısı yer üstünde olan santrallere yer üstü santraller denmektedir.

1.6.1.5. Depolama Durumuna Göre Sınıflandırma

Depolama durumuna göre sınıflandırmada su rejimi önemli bir parametredir. Biriktirmeli ve biriktirmesiz santraller olarak ikiye ayrılmaktadır.

1.6.1.5.1. Biriktirmesiz Santraller

Biriktirmesiz santraller akan suyun enerjisini elektriğe çevirirler. Biriktirme olmadığı için akış rejimi bu tip santrallerde oldukça etkili olmaktadır. Bu tip santraller o an mevcutta olan su miktarı ne kadar ise onu kullanarak enerji üretmektedirler. Topografik yapıdan direkt olarak etkilenen bu tip santrallerde debi ve düşüm değerleri önemli parametrelerdir. Nehir ve Kanal tipi santraller olarak ikiye ayrılır.

Nehir tipi hidroelektrik santraller: Düşük eğim ve topografyanın düz olduğu akarsuların mansap kısmında planlanmaktadır. Nehir tipi santraller düşüm yüksekliği küçük, işletme debisi büyük tesislerdir.

Nehir tipi hidroelektrik santrallerinin faydaları;

- 1-Aşırı maliyet çıkartmadan santralin kurulu olduğu bölgenin enerji ihtiyacını karşılar.
- 2-Üretilen elektrik bölge halkına enerji sağlayacağı için fazla iletim hattı gerektirmez.
- 3- Bakım, onarım ve işletme masrafları azdır.
- 4- İnşa edilme süreleri kısadır.

Kanal tipi hidroelektrik santraller: Büyük düşüm elde etmek ve ana akarsu yatağını taşkınlarda aynen kullanabilmek için akarsuyun esas yatağı yerine doğal veya yapay bir yan kanal üzerine kurulan santrallerdir.



Şekil 1.4. Biriktirmesiz hidroelektrik santral (URL-5, 2016)

1.6.1.5.2. Biriktirmeli Santraller

Bu tip santraller suyun biriktirilmesi esasına dayanmaktadır. Suyun akışı yönüne set yapılarak suya potansiyel enerji kazandırılmaktadır. Bu tip santrallerde suyun biriktirilmesinden dolayı üretimde regülasyon sağlanmaktadır. Biriktirmeli santraller genellikle su rejimlerinin düzensiz olduğu akarsularda inşa edilmektedir. Set yardımıyla suyun biriktirilmesi düzenli olarak elektrik enerjisi üretilmesine olanak sağlamaktadır. Biriktirmeli santraller baraj santraller ve pompaj santraller olarak ikiye ayrılmaktadır.



Şekil 1.5. Biriktirmeli hidroelektrik santral (URL-6, 2016)

Baraj santralleri: Debinin fazla olduğu zaman zarfında biriktirme işlemi gerçekleştirilerek debinin az olduğu zaman zarfında kullanılmaktadır. Bu döngü sayesinde işletme debisi dengelenmektedir. Baraj santralleri genellikle orta ve yüksek düşümlü olarak planlanmaktadır.

Pompaj biriktirmeli santraller: Bu tip santraller, enerjiye gereksinimin azaldığı saatlerde şebekeden aldıkları enerji ile pompa görevi yaparak suyu ikinci bir biriktirme haznesine basmaktadırlar. Enerjiye ihtiyacın arttığı zaman diliminde ise daha önceden biriktirmiş olduğu suyu türbinleyerek enerji üretmektedirler (Özkök, 2006).

1.6.2. HES'lerin Olumlu ve Olumsuz Etkileri

Fosil yakıtlarda olduğu gibi HES'lerin de olumlu ve olumsuz bir takım etkileri bulunmaktadır. HES projelendirilme ve inşa aşamasında bu etkiler dikkate alınarak çalışma yürütülmelidir.

Hidroelektrik santrallerin faydaları;

- 1- Yerli ve yenilenebilir enerji kaynağıdır.
- 2- Herhangi bir çevresel atık veya çevresel kirlilik söz konusu değildir. Çevreye uyumlu, temiz, yenilenebilir, yakıt gideri olmayan, uzun ömürlü, yatırımı geri ödeme süresi kısa, işletme gideri çok düşük, dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır.
- 3- Atmosferindeki karbondioksit miktarının fazlalığı düşünüldüğünde, yenilenebilir ve en önemli enerji kaynaklarından olan HES'ler bu yönüyle çevreye en uyumlu enerji üreten tesislerdir (Adıgüzel, 2002).
- 4- Potansiyel kaynak olan akarsular enerjiye dönüştürülerek değerlendirilir.
- 5- İçme ve sulama suyuna destek verici nitelikte kullanılabilirler (Bakır, 2009).
- 6- Herhangi bir yakıt masrafı olmaması sayesinde dünya üzerinde meydana gelebilecek ekonomik ve diğer krizlerden etkilenmezler. Böylece istikrarlı bir enerji fiyatı oluşturulmasına olanak sağlayarak ülkelerin sosyo-ekonomik kalkınmasında yardımcı olurlar.
- 7- HES projeleri günlük yük taleplerine kolaylıkla uyum göstererek sisteme güvenilir ve sürekli elektrik enerjisi temin ederler (Adıgüzel, 2002).

Hidroelektrik santrallerin zararları;

- 1- İlk yatırım maliyeti yüksektir.

2- Barajlarda meydana gelecek buharlaşmadan dolayı topraktaki tuzluluk oranı artacak verimli tarım arazilerimizi yavaş yavaş yok edecektir (URL-3, 2014; Bakır, 2009).

3- Jeolojik değişimlere yol açabilir.

4- Yeraltı su tablasında değişimler meydana getirebilir (Bakır, 2009).

5- İnşaat aşamasında dikkatsizlik vb. sonuçlar sonunda doğa tahribatları meydana gelebilir.

6- Akarsuyun doğal akışına müdahale edilir. Suyun kullanım haklarına müdahale edilir.

7- Doğal ekosistemi bozar.

8- Canlı yaşamı için gerekli minimum su miktarının (can suyu) düzgün bırakıldığının kontrolü gerekir.

9- Sismik hareketlerde, erozyon ve sel gibi doğa olaylarında olası bir artış görülebilir. (URL-3, 2014).

1.6.3. Hidroelektrik Santrallerde Kullanılan Türbin Çeşitleri

1.6.3.1. Giriş

Hidrolik türbinler, suyun var olan akım enerjisini döner çarklar sayesinde mekanik enerjiye çeviren makinelerdir. Hidrolik türbinler reaksiyon türbinleri ve ani etkili türbinler olarak iki gruba ayrılmaktadır (Yüksel, 2011).

1- Reaksiyon Türbinler

- Propeller Türbin
- Bulb Türbin
- Straflow
- Tubular
- Kaplan
- Francis

2- Ani Etkili Türbinler

- Pelton Türbin
- Cross Flow Türbin

Türbinlere etki eden güç hesabı yapılırken ρ , suyun özgül kütlesi (1000 kg/m^3); g , yer çekim ivmesi (9.81 m/s^2); Q , debi (m^3/s) ve H_n , net düşü yüksekliği (m) gibi faktörlerden yararlanılarak güç (Watt) hesabı yapılmaktadır (Birinci, 2010).

$$N_h = \rho * g * Q * H_h \quad (1.9)$$

Türbine etki eden güç (N_h) ile türbin verimlilik katsayısının (η) çarpımı bize türbinlerden elde edilen mekanik gücü (N_{mek}) vermektedir (Birinci, 2010).

$$N_{mek} = P_h * \eta \quad (1.10)$$

Bu çalışmada diğer türbinlere nazaran daha çok tercih edilen Pelton, Francis ve Kaplan Türbin tipleri ele alınmıştır.

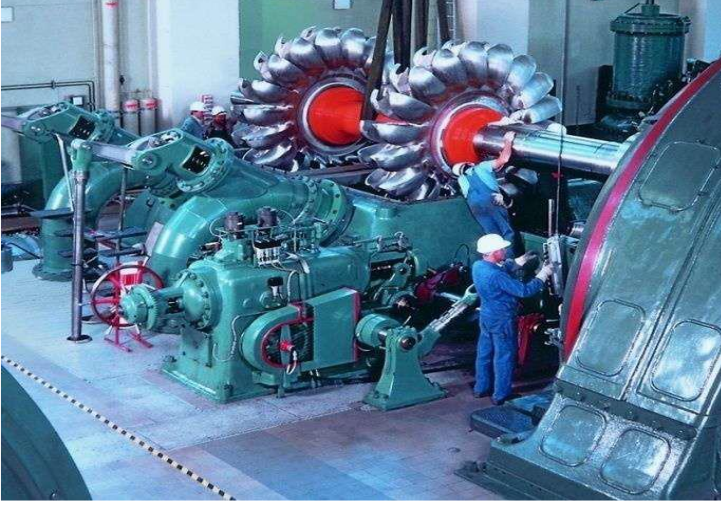
1.6.3.1.1. Pelton Türbini

Büyük hidroelektrik sistemlerde 60 ile 1000 m brüt düşüün üzerinde Pelton türbini uygulaması yapılmaktadır. Pelton türbinlerinin verimlilikleri maksimum debinin %10 ila %100'ü arasındadır (Birinci, 2010).

Yüksel (2011), Pelton türbinin çalışma prensibini şu şekilde açıklamaktadır.

“Cebri borudaki basınçlı suyun potansiyel enerjisi, bir nozul ağzından püskürtülmek suretiyle pelton türbini çarkları vasıtası ile kinetik enerjiye çevrilir. Bu püskürtme, çark odasındaki boşluğa olmak üzere, doğrudan doğruya atmosfere yapılır ve su, çarkın kepçe şeklindeki kanatlarına çarparak dönmeyi sağlar. Bu suretle hidrolik enerji mekanik enerjiye çevrilmiş olur. Buna tesir suretiyle suyun türbini çalıştırması denir.”

Kısmi yüklerde veriminin yüksek olması pelton türbinini avantajlı kılarken kapladığı hacmin büyük ve fiyatının yüksek olması sebebiyle yerini Francis türbinine bırakmaya başlamıştır (Yüksel, 2011).



Şekil 1.6. Pelton türbini (Yüksel, 2011)

1.6.3.1.2. Francis Türbini

Francis türbinleri düşü yüksekliği 25 ila 350 m arasında yani orta düşüm yüksekliğine sahip yerlerde kullanılmaktadır. Verimlilik değeri maksimum debinin %40 ile %100 arasındadır (Birinci, 2010).

Yüksel (2011), Francis türbinin çalışma prensibini şu şekilde açıklamaktadır.

“Francis türbinlerinde su, Pelton türbinlerine nazaran daha düşük bir hızla salyangozun sabit kanatlarından geçerek ayar kanatlarına gelir. Ayar kanatları debiyi jeneratörden çekilen yüke göre ayarlayarak çarka gönderir. Çarktan çıkan su emme borusu yardımı ile kuyruk suyuna atılır. Bu türbinlerde Pelton türbinlerinin aksine suyun bütün geçitleri su ile tamamen doludur”.

Çalışma aralığının yüksek, işletme rahatlığı, fiyatının düşük, veriminin yüksek olması önemli özellikleridir. Ülkemizde en çok kullanılan türbin çeşididir.



Şekil 1.7. Francis türbini (Yüksel, 2011)

1.6.3.1.3. Kaplan Türbini

Alçak düşümlerde (2 ile 40 m'ye kadar) kaplan türbinleri tercih edilmektedir. Bu türbinlerin çalışma prensibi Francis türbinlerindeki gibidir. Francis Türbininden farklı olarak, rotorları av kanatlı bir uskurdan oluşur.



Şekil 1.8. Kaplan türbini (URL-7, 2016)

Tablo 1.2.'de incelenen türbin tipleri için düşüm aralıkları özetle belirtilmiştir.

Tablo 1.2. Türbin tiplerine göre düşü yükseklik aralıkları

Türbin Tipi	Düşü yükseklik aralığı (m)
Kaplan Türbini	$2 < H < 40$
Francis Türbini	$25 < H < 350$
Pelton türbini	$60 < H < 1000$

1.6.3.2. Türbin Seçimini Etkileyen Etmenler

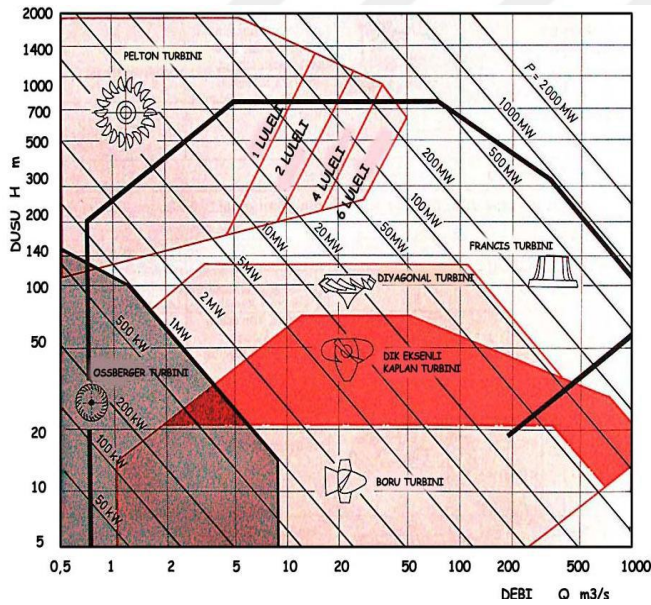
Türbinlerin tipi, geometrisi ve boyutları bir takım koşullara bağlıdır. Bu koşullar, net düşüm yüksekliği, debi değişim aralığı, çark dönme hızı, kavitasyon sorunu ve maliyet olarak özetlenmektedir (Birinci, 2010).

Türbin seçimi yapılırken, net düşüm yüksekliği ilk değerlendirilen parametredir. Net düşü yüksekliği, brüt düşü yüksekliği ile su iletim esnasında oluşacak kayıpların farkının alınması ile hesaplanmaktadır. Oluşacak bu kayıplar, suyun boru cidarına sürtünmesinden dolayı ve sistemde mevcut olan (vana, filtre vb.) elemanlardan dolayı oluşan kayıpların

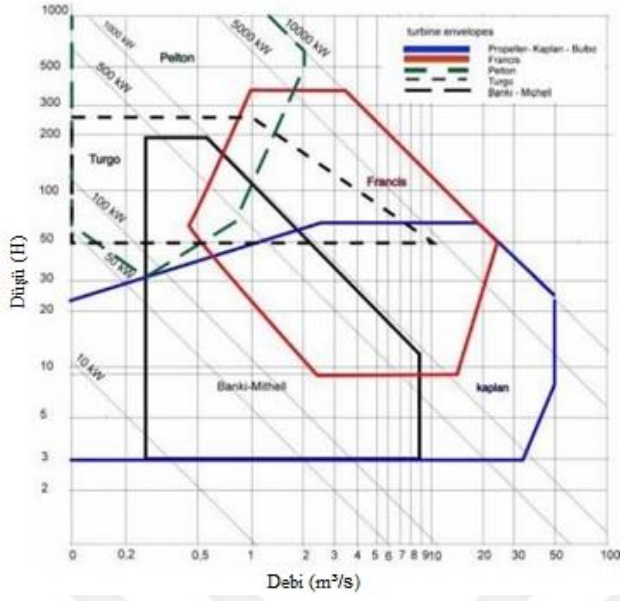
toplamıdır. Türkiye'de yapılan çalışmalardan, toplam kayıpların yaklaşık olarak geometrik yüksekliğin %3 ile %5 arasında değiştiği görülmektedir (Yumurtacı ve ztrk, 2003).

Türbin seçimi özellikle yükseklik seviyesi düşük projelerde önem kazanmaktadır. Çünkü bir türbin hem proje debisiyle hem de minimum debilerde alışabileceğinden, büyük bir türbin yerine birden fazla küçük türbin daha avantajlı olabilmektedir. Birden fazla türbin kullanıldığı takdirde, türbinler sırayla çalışmaya başlatılarak en son çalışacak türbin dışındakiler proje debisi ile çalışacaktır. Bu bağlamda elde edilecek verim daha iyi olacaktır. Ayrıca tek türbin yapılması durumunda, karşılaşılabilecek küçük bir arıza durumunda bile üretim duracaktır (Birinci, 2010).

Proje debisi ve net düşüm yüksekliği türbin tipi seçiminde önemli parametrelerdir. Debi ve yüksekliğin belirlenmesinin ardından Şekil 1.9. ya da Şekil 1.10.'da değerler yerine konulur. Değerlerin keşiştiği nokta ve türbinden elde edilecek g miktarını gösteren doğru hangi türbin bölgesinde kalıyorsa, o türbinin kullanılması verimlilik ve işletme Őartlarının iyileştirilmesi bakımından en uygun seğimdir.



Şekil 1.9. Kurulu güç değeri 50kW ile 2000 MW arası geçerli olan türbin abağı (URL-4, 2015)



Şekil 1.10. Kurulu güç değerleri 10kW ve 10 MW arası geçerli olan türbin abağı (URL-4, 2015)

Bununla beraber türbin tipleri için yukarıda belirtilen düşü sınırları sadece ön fikir belirtmektedir. Herhangi bir tesiste kullanılacak türbin tipi hakkında sadece bu değerlere bakılarak net bir şey söylenemez. Üretilcek elektrik enerjisinin miktarı, özgül dönme sayısı, türbin veya jeneratör hızı ve maliyet analizi yapılarak türbin tipine karar verilmektedir (URL-4, 2015).

2. YAPILAN ÇALIŞMALAR

2.1. Çalışma Alanının Tanıtılması

Saka (2012, s. 23) Bölge tanıtımını şu şekilde yapmıştır:

“Türkiye’de en çok yağış alan bölge olan Doğu Karadeniz Havzası’nın ortalama yağış yüksekliği 1200 ile 1300 mm arasındadır. Toplam alanı 24077 km² olan havza, yılda ortalama 14.9 km³ yüzeysel su potansiyeli ile Türkiye potansiyelinin % 7.9’unu sağlamaktadır. Birim alandan sağlanan debi değeri 19.6 lt/sn/km² olup havza, Antalya Havzası’ndan sonra 2. sırada yer almaktadır. Doğu Karadeniz Bölgesinin, Türkiye’deki 433 milyar kWh olan toplam brüt hidroelektrik potansiyelinin, yaklaşık olarak %11.2’sine (49 milyar kWh) sahip olduğu belirtilmiştir.

Çalışmaya konu olan alan ise, Doğu Karadeniz Havzasının 22. Bölge sınırları içinde kalmakta, batıda 22-64 istasyonundan, doğuda 22-79 istasyonuna kadar olan A.G.İ.’leri içermektedir. Çalışma alanı 17143 km² toplam alana sahiptir. A.G.İ.’lerin drenaj alanlarındaki akarsu kolları çizilmiştir (Şekil 2.1.)

2.2. Çalışmada Kullanılan Veriler

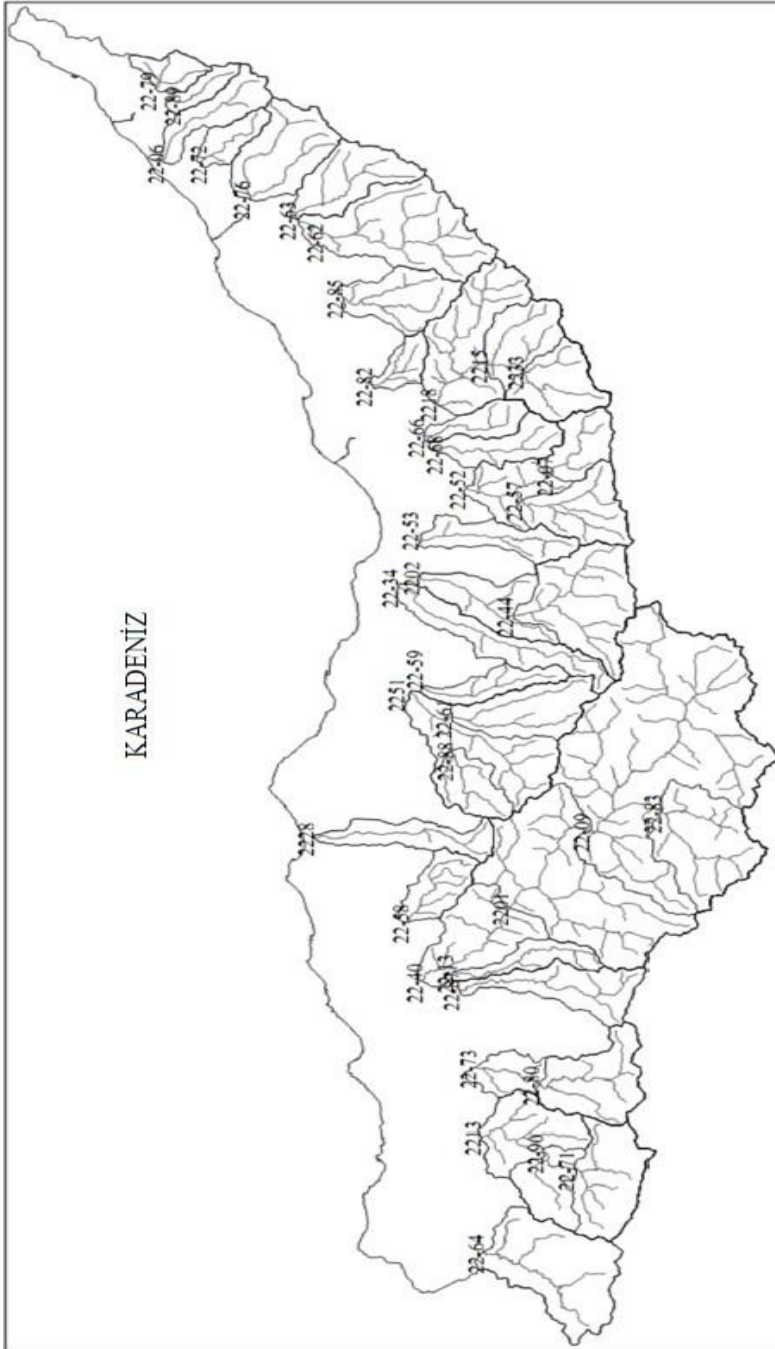
2.2.1. Debi Verileri

Saka (2012, s. 25) çalışmada kullanılan verileri şu şekilde açıklamıştır:

“Çalışma alanında bulunan A.G.İ.’lerden, 10 yıllık veri ölçümü bulunan istasyonlar belirlenmiştir. Bu istasyonlardan, aynı akarsuda bulunan ve akarsu boylarındaki farklılığın fazla olmadığı durumlarda, bir istasyon tercih edilmiştir. Böylece, çalışma alanında 39 adet istasyon belirlenmiş ve günlük ortalama akım ölçümleri (m³/sn) elde edilmiştir. Havzada bulunan A.G.İ.’lerdeki debi ölçümleri, DSİ ve EİE tarafından yürütülmektedir.

Çalışmada kullanılan A.G.İ.’lerin 10 yıllık gözlem sürelerinin yıllara göre dağılımı Tablo 2.1’de görülmektedir. Çalışmada kullanılan A.G.İ.’lerin istasyon isimleri, koordinatları ve diğer bazı özellikleri Tablo 2.2’de verilmiştir. Bu istasyonlar ve kullanılan gözlem yılları seçilirken, akarsu akım doğallığının bozulmamış, yani düzenlenmemiş olmasına özen gösterilmiştir. Bu maksatla, Torul ve Kürtün barajlarını içinde barındıran Harşit Çayı’ndaki istasyonların A.G.İ. ölçümleri, 2001 yılından önceki veriler kullanılarak ele alınmıştır.

Her bir A.G.İ.'ye ait 10 yıllık, 3650 adet ölçüm değerleri ilgili kurumlardan ve akım yıllıklarından elde edilmiştir. Toplamda 39 istasyona ait 142350 adet veri, dijital ortamda araştırılmıştır. Günlük akarsu akımları sürekli olup, yıl boyunca sıfır değerine düşmemektedir. D.S.E. değerlendirilirken yıllık baz dikkate alınmıştır. Her yılda ölçülen debi değerleri, büyükten küçüğe sıralanarak, aşılma yüzdeleri hesaplanmıştır”.



Şekil 2.1. A.G.İ.'lerin akarsu ağlarının görünümü (Saka, 2012)

Tablo 2.1. Çalışmada kullanılan A.G.İ. lerin 10 yıllık gözlem süreleri (Saka, 2012)

Akım gözlem istasyonu	Yıl																																					
	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
2201 (Harşit Çayı)																																						
2202 (Kara Dere)																																						
2213 (Aksu)																																						
2215 (Çamlık Dere)																																						
2218 (İyidere)																																						
2228 (Fol Deresi)																																						
2233 (Tozköy Deresi)																																						
2251 (Değirmendere)																																						
22-06 (Köprübaşı)																																						
22-07 (Şerah)																																						
22-09 (Torul)																																						
22-13 (Sütaşı)																																						
22-34 (Findıklı)																																						
22-40 (Eymür)																																						
22-44 (Aytaş)																																						
22-52 (Ulucami)																																						
22-53 (Ortaköy)																																						
22-57 (Alçakköprü)																																						
22-58 (Cücenköprü)																																						
22-59 (Çiftdere)																																						
22-61 (Ortaköy)																																						
22-62 (Konaklar)																																						
22-63 (Mikronköprü)																																						
22-64 (Kovanlık)																																						
22-66 (Cevizlik)																																						
22-68 (Yeniköy)																																						
22-71 (İksu)																																						
22-72 (Arılı)																																						
22-73 (Tuğlacık)																																						
22-76 (Kemerköprü)																																						
22-79 (Çamlıca)																																						
22-80 (Sınirköy)																																						
22-82 (Kömürcüler)																																						
22-83 (Gümüşkaya)																																						
22-85 (Kaptanpaşa)																																						
22-87 (Hasanşih)																																						
22-88 (Ormanüstü)																																						
22-89 (Küçükköy)																																						
22-90 (Alancık)																																						

Tablo 2.2. 22 nolu akım gözlem istasyonları veri değerleri (Saka, 2012)

İstasyon No (Adı)	İstasyon Koordinatları	Kotu	Ölçüm Yapan Kurum
2201 (Harşit Çayı)	40° 40' 29"K-39° 07' 58"D	400	EİE
2202 (Kara Dere)	40° 51' 08"K-40° 00' 27"D	78	EİE
2213 (Aksu)	40° 44' 52"K-38° 26' 44"D	248	EİE
2215 (Çamlık Dere)	40° 43' 44"K-40° 35' 52"D	942	EİE
2218 (İyidere)	40° 48' 56"K-40° 29' 33"D	308	EİE
2228 (Fol Deresi)	41° 01' 51"K-39° 16' 43"D	17	EİE
2233 (Tozköy Deresi)	40° 39' 57"K-40° 34' 44"D	1296	EİE
2251 (Değirmendere)	40° 52' 29"K-39° 41' 09"D	155	EİE
22-06 (Köprübaşı)	41° 13' 50"K-41° 15' 30"D	60	DSİ
22-07 (Şerah)	40° 37' 20"K-40° 17' 20"D	1114	DSİ
22-09 (Torul)	40° 33' 30"K-39° 17' 50"D	925	DSİ
22-13 (Süttaş)	40° 47' 40"K-39° 54' 30"D	470	DSİ
22-34 (Fındıklı)	40° 53' 30"K-39° 59' 10"D	90	DSİ
22-40 (Eymür)	40° 51' 00"K-38° 52' 30"D	120	DSİ
22-44 (Aytaş)	40° 41' 15"K-39° 54' 00"D	500	DSİ
22-52 (Ulucami)	40° 46' 00"K-40° 15' 20"D	275	DSİ
22-53 (Ortaköy)	40° 51' 00"K-40° 06' 30"D	150	DSİ
22-57 (Alçakköprü)	40° 40' 15"K-40° 12' 45"D	650	DSİ
22-58 (Cücenköprü)	40° 53' 15"K-39° 00' 45"D	300	DSİ
22-59 (Çiftdere)	40° 51' 00"K-39° 41' 55"D	250	DSİ
22-61 (Ortaköy)	40° 47' 50"K-39° 37' 00"D	380	DSİ
22-62 (Konaklar)	41° 02' 00"K-41° 00' 30"D	300	DSİ
22-63 (Mikronköprü)	41° 02' 45"K-41° 01' 45"D	325	DSİ
22-64 (Kovanlık)	40° 44' 40"K-38° 07' 45"D	530	DSİ
22-66 (Cevizlik)	40° 50' 30"K-40° 47' 00"D	400	DSİ
22-68 (Yeniköy)	40° 49' 00"K-40° 20' 00"D	470	DSİ
22-71 (İkisu)	40° 34' 45"K-38° 21' 10"D	990	DSİ
22-72 (Arılı)	41° 12' 30"K-41° 10' 00"D	175	DSİ
22-73 (Tuğlacık)	40° 45' 30"K-39° 38' 20"D	400	DSİ
22-76 (Kemerköprü)	41° 07' 30"K-41° 04' 00"D	230	DSİ
22-79 (Çamlıca)	41° 22' 30"K-41° 16' 20"D	300	DSİ
22-80 (Sımrköy)	40° 40' 30"K-38° 36' 30"D	750	DSİ
22-82 (Kömürcüler)	40° 56' 40"K-40° 32' 40"D	290	DSİ
22-83 (Gümüşkaya)	40° 28' 00"K-39° 22' 20"D	1150	DSİ
22-85 (Kaptanpaşa)	40° 58' 10"K-40° 47' 45"D	400	DSİ
22-87 (Hasanşih)	40° 47' 20"K-38° 51' 10"D	355	DSİ
22-88 (Ormanüstü)	40° 48' 00"K-39° 31' 15"D	710	DSİ
22-89 (Küçükköy)	41° 22' 10"K-41° 16' 10"D	400	DSİ
22-90 (Alancık)	40° 39' 10"K-38° 24' 20"D	700	DSİ

2.3. Debi Süreklilik Eğrisi Metodu ve Uygulaması

Bu uygulamada Doğu Karadeniz Bölgesi pilot bölge olarak seçilmiştir. Bu bölgede bulunan DSİ ve EİE'ye ait 39 A.G.İ. dikkate alınmıştır. Bu A.G.İ.'lere ait 10 yıllık debi değerleri kullanılmıştır.

Hidroelektrik potansiyel hesaplanırken aşağıdaki kabuller yapılmıştır;

1- Tesisler biriktirmesiz santral olarak kabul edilmiştir.

2- Suyun düşüşü akım gözlem istasyonları arasında olduğu kabul edilmiştir.

3- Güvenilir enerji potansiyeli çizilen debi süreklilik eğrilerinden zamanın %95'inde var olan debi kullanılarak hesaplanmıştır.

4- Biriktirmesiz nehir tipi tesislerin kurulu gücü hesabında çoğunlukla zamanın %20-%30'unda var olan debi değerleri seçilir. Bu çalışmamızda kurulu güç hesabında zamanın %30'unda var olan debi (Q30) değeri kullanılmıştır.

2.3.1. Brüt Yüksekliklerin Belirlenmesi

Brüt yükseklik belirlenirken, akarsuyun A.G.İ'ler arasında düşürüldüğü kabul edilmiştir. Aynı akarsu vadisinde birden fazla A.G.İ. olması durumunda kot farkları alınırken sadece bir A.G.İ. varsa kendi kotu yükseklik olarak alınmıştır. Brüt yüksekliğin böyle değerlendirilmesinin sebebi brüt hidroelektrik potansiyel hesabında ülke sınırlarına veya denizlere kadar bütün doğal akışların % 100 verimle değerlendirilmesidir.

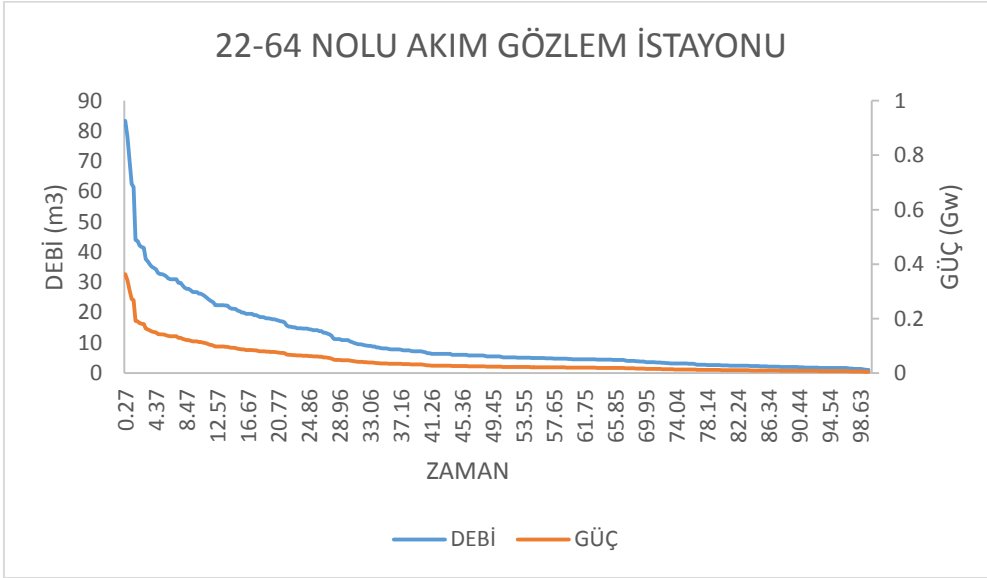
Örnek uygulama olarak 22-64, 2213, 22-90 ve 22-71 nolu akım gözlem istasyonlarının bulunduğu vadiler dikkate alınmıştır. Diğer istasyonlara ait minimum güç, kurulu güç ve güvenilir güç değerleri Tablo 3.1'de, brüt potansiyel değerleri ise Tablo 3.2'de belirtilmiştir.

2.3.2. 22-64 nolu Akım Gözlem İstasyonu

22-64 nolu istasyon 40° 44' 40"K-38° 07' 45"D koordinatlarında yer almaktadır. Aynı kol üzerinde tek istasyon olduğun dolayı brüt yüksekliği kendi kotu olarak değerlendirilecektir.

Tablo 2.3. 22-64 nolu A.G.İ.'nin debi ve brüt düşüm değerleri

İstasyon No	Kot (m)	Brüt Yükseklik (m)	Q ₉₅ (m ³ /s)	Q ₃₀ (m ³ /s)	Q ₁₀₀ (m ³ /s)
22-64	530	530	1.66	10.9	1.08



Şekil 2.2. 22-64 nolu A.G.İ.'ye ait Debi ve Güç süreklilik eğrileri

Tesisin güvenilir gücü;

$$N = 8.21 * Q(95) * H = 8.21 * 1.66 * 530 = 7223.158 \text{ kW}$$

Tesisten elde edilecek minimum güç:

$$N = 8.21 * Q(100) * H = 8.21 * 1.08 * 530 = 4699.404 \text{ kW}$$

Tesisin kurulu gücü:

$$N = 8.21 * Q(30) * H = 8.21 * 10.9 * 530 = 47429.170 \text{ kW}$$

Toplam Hidroelektrik potansiyel ise Güç-Süreklilik Eğrisi altında kalan alanın hesaplanması ile bulunmaktadır.

$$E= 393579000 \text{ kWh} = 393.579 \text{ Gwh}$$

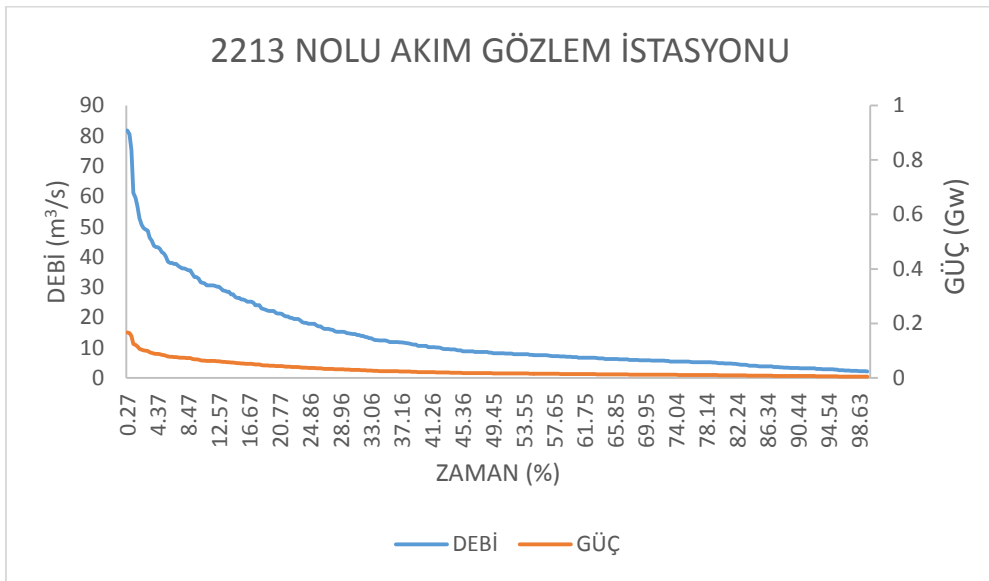
olarak hesaplanır.

2.3.3. 2213, 22-90, 22-71 nolu Akım Gözlem İstasyonları

2213, 22-90, 22-71 nolu akım gözlem istasyonları aynı akarsu vadisi üzerinde yer almaktadır. Bundan dolayı brüt yükseklik hesaplanırken suyun akım gözlem istasyonları arasında düşürüldüğü kabul edilmiştir.

Tablo 2.4. 2213, 22-90, 22-71 nolu A.G.İ.'lerin debi ve brüt düşüm değerleri

İstasyon No	Kot (m)	Brüt Yükseklik (m)	Q ₉₅ (m ³ /s)	Q ₃₀ (m ³ /s)	Q ₁₀₀ (m ³ /s)
2213	248	248	2.8	14.7	2.115
22-90	700	452	1.57	7.21	1.385
22-71	990	290	1.425	7.24	1.08



Şekil 2.3. 2213 nolu A.G.İ.'ye ait Debi ve Güç süreklilik eğrisi

Tesisin güvenilir gücü;

$$N = 8.21 * Q(95) * H = 8.21 * 2.8 * 248 = 5701.024 \text{ kW}$$

Tesisten elde edilecek minimum güç;

$$N = 8.21 * Q(100) * H = 8.21 * 2.115 * 248 = 4306.309 \text{ kW}$$

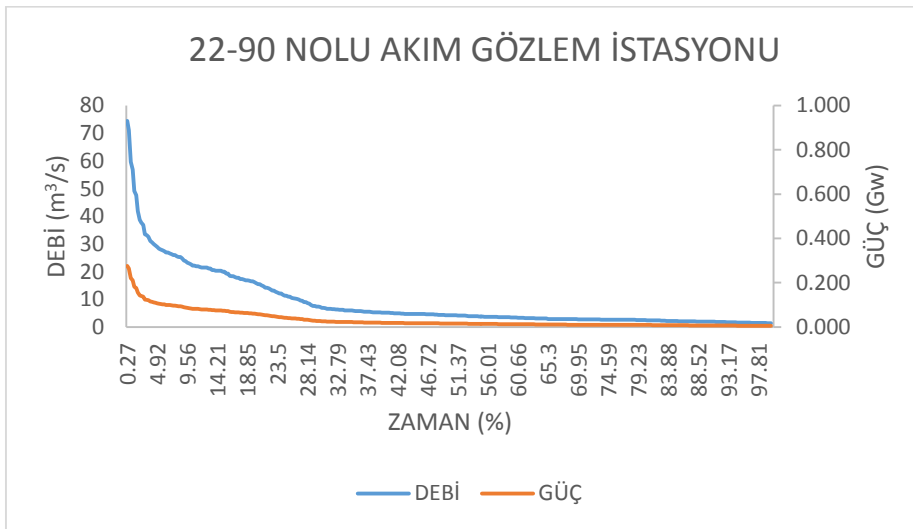
Tesisin kurulu gücü:

$$N = 8.21 * Q(30) * H = 8.21 * 14.7 * 248 = 29930.376 \text{ kW}$$

Toplam Hidroelektrik potansiyel ise Güç-Süreklilik Eğrisi altında kalan alanın hesaplanması ile bulunmaktadır.

$$E = 242720000 \text{ kWh} = 242.720 \text{ Gwh}$$

olarak hesaplanır.



Şekil 2.4. 22-90 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi

Tesisin güvenilir gücü;

$$N = 8.21 * Q(95) * H = 8.21 * 1.57 * 452 = 5826.144 \text{ kW}$$

Tesisten elde edilecek minimum güç;

$$N = 8.21 * Q(100) * H = 8.21 * 1.385 * 452 = 5139.624 \text{ kW}$$

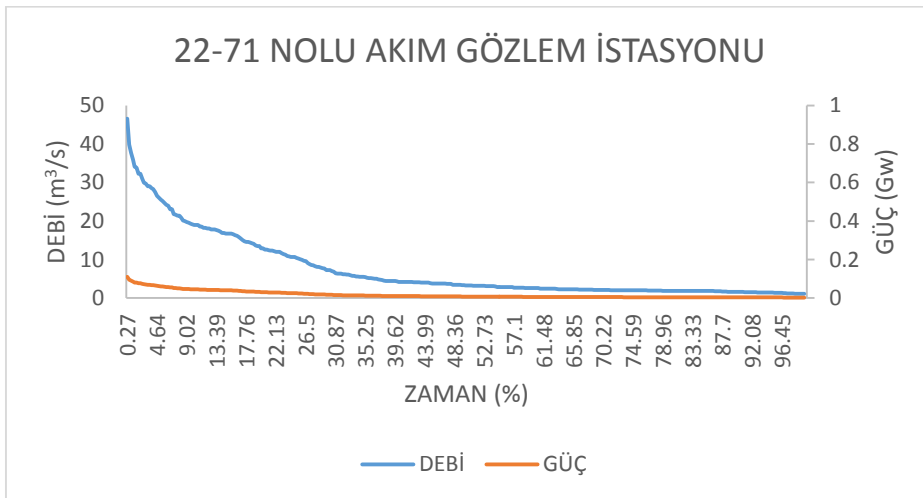
Tesisin kurulu gücü;

$$N = 8.21 * Q(30) * H = 8.21 * 7.21 * 452 = 26755.733 \text{ kW}$$

Toplam Hidroelektrik potansiyel ise Güç-Süreklilik Eğrisi altında kalan alanın hesaplanması ile bulunmaktadır.

$$E = 284780000 \text{ kWh} = 284.780 \text{ GWh}$$

olarak hesaplanır.



Şekil 2.5. 22-71 nolu A.G.İ.'ye ait Debi süreklilik ve Güç süreklilik eğrisi

Tesisin güvenilir gücü;

$$N= 8.21 * Q(95) * H= 8.21*1.425*290= 3392.783 \text{ kW}$$

Tesisten elde edilecek minimum güç:

$$N= 8.21 * Q(100) * H= 8.21*1.08*290= 2571.372 \text{ kW}$$

Tesisin kurulu gücü:

$$N= 8.21 * Q(30) * H= 8.21*7.24*290= 17237.716 \text{ kW}$$

Toplam Hidroelektrik potansiyel ise Güç-Süreklilik Eğrisi altında kalan alanın hesaplanması ile bulunmaktadır.

$$E= 151364000 \text{ kWh}= 151.364 \text{ Gwh}$$

olarak hesaplanır.

Aynı kol üzerinde bulunan 2213, 22-90, 22-71 istasyonların hidroelektrik potansiyellerinin toplamı bize ilgili akarsuyun toplam Hidroelektrik Potansiyel Enerjisini vermektedir.

$$E_{\text{toplam}} = 242.720+284.780+151.364= 678.864 \text{ Gwh}$$

olarak hesaplanır.

2.4. Debi, Yükseklik ve Güç Yardımıyla Türbin Tipinin Belirlenmesi

Net düşüm yüksekliği, debi miktarı, üretilecek elektrik enerjisinin miktarı, özgül dönme sayısı, türbin veya jeneratör hızı ve maliyet analizi yapılarak türbin tipine karar

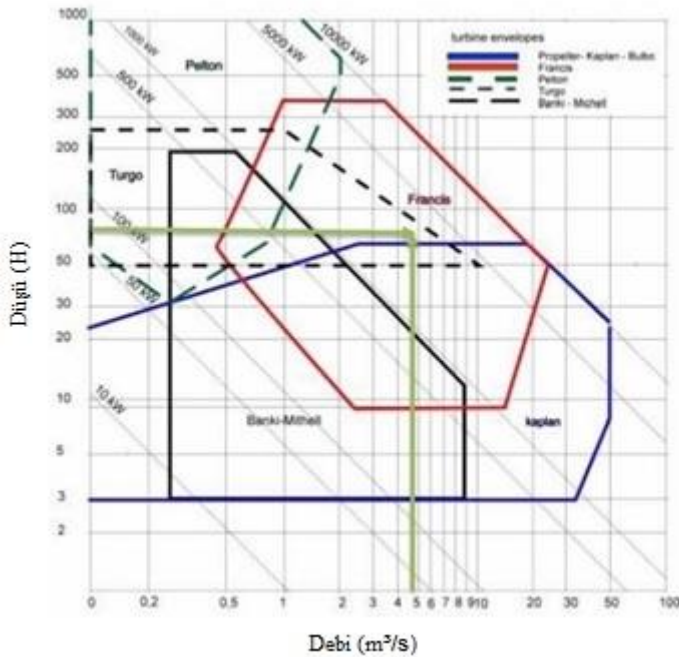
verilmektedir. Çalışmamızda debi, net yükseklik ve güç yardımıyla türbin tahmini yapılmıştır.

2.4.1. 2202 ve 22-59 A.G.İ.'lerinin Türbin Seçimi Uygulama Örnekleri

Debi, net düşüm ve güç değerlerinden yararlanılarak iki farklı A.G.İ. için örnek uygulama yapalım (debi ve net yükseklik hesabı yapılırken yeryüzü şekilleri hesaba katılmayıp sadece A.G.İ.'ler arasında değerlendirme yapılmıştır). Örnek uygulama için 2202 ve 22-59 nolu A.G.İ.'ler ele alınmıştır.

2202 nolu A.G.İ.

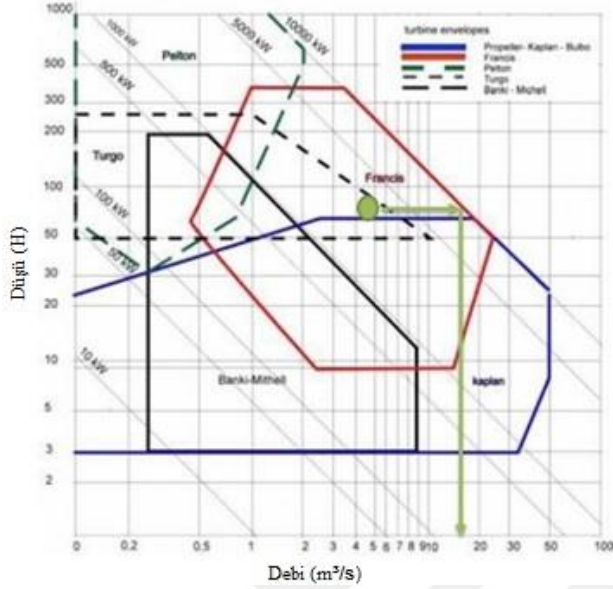
2202 nolu A.G.İ.'ye ait tasarım debisi (Q_{30}) $9.79 \text{ m}^3/\text{s}$, net düşü 75.66 m (Tablo 3.4.), güç (P_{30}) 6269.32 kW ve 2 türbin kullanacağı kabul edilmiştir. İki türbin kullanacağı için tasarım debisi ($Q_{30}/2$) $4.90 \text{ m}^3/\text{s}$ olmaktadır. Değerler Şekil 1.10.'da yerine konulursa, aşağıdaki noktada kesiştiği görülmüştür.



Şekil 2.6. 2202 verilerinin ön değerlendirilmesi

Francis Türbini seçimi yapılacağı ve bir türbinin güç değeri yaklaşık olarak 3134.66 kW olduğu görülmektedir. Fakat şekilde de görüldüğü üzere daha yüksek debilerde de

Francis Türbini çalışmaya olanak sağlamaktadır. Belirlenen noktadan Francis türbinin maksimum çalışacağı debi belirlenecek olursa;



Şekil 2.7. 2202 istasyonu için debi seçimi

oluşan yeni debi (1 türbin için) $18 \text{ m}^3/\text{s}$ olur. Dolayısıyla enerji üretiminde kullanılabilen yeni debi;

$$Q_T = 18 * 2 = 36 \text{ m}^3/\text{s} \text{ dir.}$$

Yeni oluşan tasarım debisi 2202 nolu A.G.İ.'ye ait debi süreklilik eğrisinde yerine konulursa;

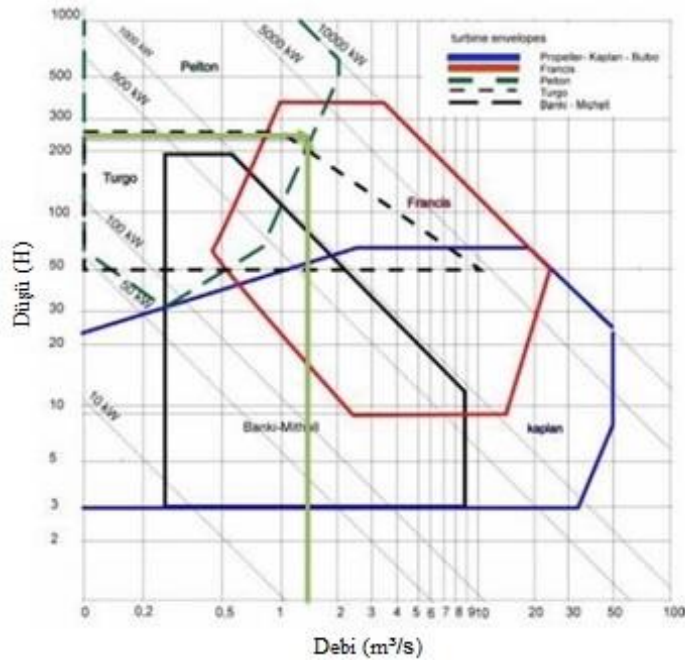


Şekil 2.8. 2202 istasyonu için enerji üretilebilecek zaman birimi seçimi

36 m³/s'lik debiye karşılık gelen zaman yüzdesi 3.28 olacaktır. Elde edilen bu değer ise 353 gün boyunca elde edilecek enerjiyi göstermektedir.

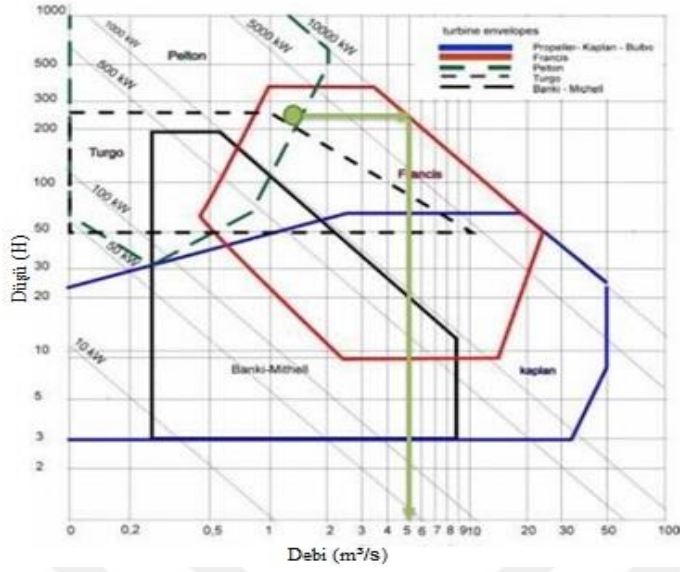
22-59 nolu A.G.İ.

22-59 nolu A.G.İ.'ye ait tasarım debisi (Q₃₀) 2.85 m³/s, net düşü 242.5 m (Tablo 3.4.), güç (P₃₀) 5849.625 kW ve 2 türbin kullanacağı kabulü yapılmıştır. Dolayısıyla tasarım debisi (Q₃₀/2) 1.43 m³/s olmaktadır. Değerler Şekil 1.10.'da yerine konulursa;



Şekil 2.9. 22-59 verilerinin ön değerlendirilmesi

Francis Türbini veya Pelton Türbini seçimi yapılacağı görülmektedir. Eğer Pelton Türbin secimi yapılacaksa şekil 2.9'da görüldüğü üzere Pelton Türbini maksimum debiye ulaşmış demektir. Gelebilecek büyük debilerde çalışmayacağı görülmektedir. İkinci seçenek olan Francis Türbini seçilecekse şekil 2.9'da görüldüğü üzere daha yüksek debilerde de Francis Türbini çalışmaya olanak sağlamaktadır. Belirlenen nokta dikkate alınıp abak üzerinde Francis türbinin maksimum çalışacağı debi tekrar belirlenecek olursa;



Şekil 2.10. 22-59 istasyonu için debi seçimi

oluşan yeni debi (1 türbin için) 5 m³/s olur. Dolayısıyla enerji üretiminde kullanılabilen yeni debi;

$$Q_T = 5 \cdot 2 = 10 \text{ m}^3/\text{s} \text{ dir.}$$

Yeni oluşan tasarım debisi 22-59 nolu A.G.İ.'ye ait debi süreklilik eğrisinde yerine konulursa;

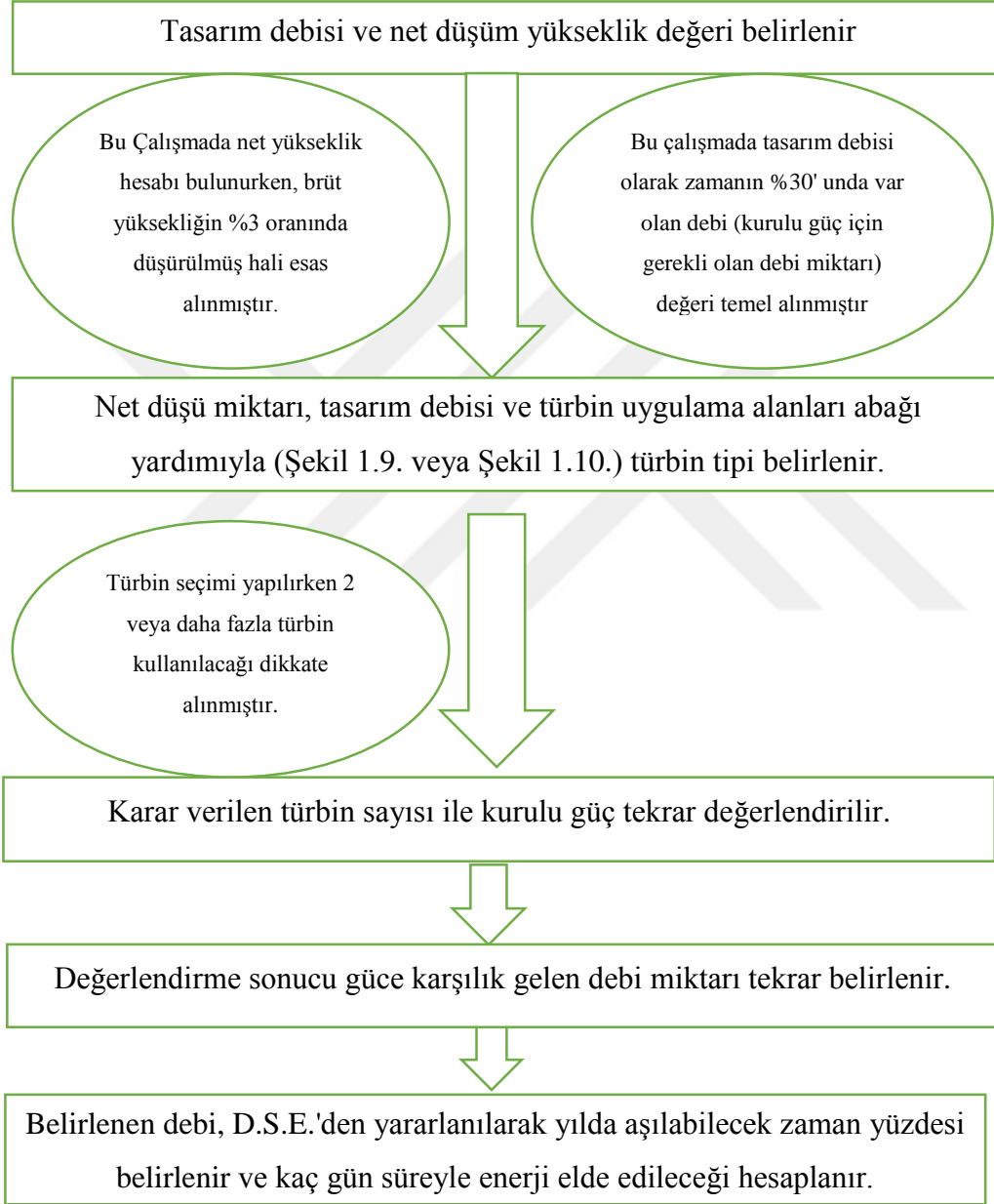


Şekil 2.11. 22-59 istasyonu için zaman birimi seçimi

10 m³/s'lik debiye karşılık gelen zaman yüzdesi 1.91 olacaktır. Elde edilen bu değer ise 357 gün boyunca elde edilecek enerjiyi göstermektedir.

2.4.2. Biriktirmesiz HES Türbin Seçimi Akış Şeması

Biriktirmesiz hidroelektrik santrallerde, net düşüm ve debi miktarından yararlanılarak tahmini türbin seçimi yapmak için aşağıdaki biriktirmesiz HES türbin seçim akış şeması takip edilmiştir.



Şekil 2.12. Biriktirmesiz HES türbin tipi seçimi akış şeması

Bu akış şemasında belirtilen aşamalardan sonra ekonomiklik ve türbin özelliklerinin belirlenmesi ile ilgili çalışmalar yapılmalıdır.

3. BULGULAR

Doğu Karadeniz Bölgesindeki 39 A.G.İ. incelemiştir. Debi süreklilik eğrisi yardımıyla akım gözlem istasyonlarına ait kurulu güç (Q_{30}), güvenilir güç (Q_{95}) ve minimum güç (Q_{100}) değerleri Tablo 3.1'de gösterilmiştir.

Tablo 3.1. Akım gözlem istasyonlarına ait güç değerleri

Vadi No	AGİ	Kot (m)	Brüt Yükseklik (m)	Q_{95} (m ³)	Q_{30} (m ³)	Q_{100} (m ³)	GÜVENLİR GÜÇ (Q95) (kw)	KURULU GÜÇ(Q30) (kw)	MİNİMUM GÜÇ (Q100) (kw)
1	22-64	530	530	1.66	10.9	1.08	7223.158	47429.170	4699.404
2	2213	248	248	2.8	14.7	2.115	5701.024	29930.376	4306.309
2	22-90	700	452	1.57	7.21	1.385	5826.144	26755.733	5139.624
2	22-71	990	290	1.425	7.24	1.08	3392.783	17237.716	2571.372
3	2202	78	78	2.38	9.79	2.01	1524.104	6269.320	1287.164
3	22-44	500	422	0.9035	6.44	0.67	3130.284	22312.153	2321.295
4	22-73	400	400	1.75	9.75	1.275	5747.000	32019.000	4187.100
4	22-80	750	350	1.54	6.08	1.16	4425.190	17470.880	3333.260
5	22-87	355	355	1.033	5.42	0.74	3010.730	15796.861	2156.767
6	22-40	120	120	5.33	36.5	4.245	5251.116	35959.800	4182.174
6	22-13	470	350	0.33	2.68	0.28	948.255	7700.980	804.580
6	2201	400	280	4.405	24.3	3.535	10126.214	55860.840	8126.258
6	22-09	925	525	2.18	14.8	1.765	9396.345	63791.700	7607.591
6	22-83	1150	225	0.74	5.38	0.61	1366.965	9938.205	1126.823
7	22-58	300	300	0.711	5.7	0.373	1751.193	14039.100	917.468
8	2228	17	17	0.554	4.135	0.407	77.322	577.122	56.735
9	2251	155	155	2.64	11.25	1.99	3359.532	14316.188	2532.375
9	22-61	380	225	1.045	5.2	0.59	1930.376	9605.700	1089.878
9	22-88	710	555	0.2915	2.165	0.215	1328.234	9864.931	977.380
10	22-59	250	250	0.575	2.85	0.378	1180.188	5849.625	775.845
11	22-34	90	90	0.95	5.36	0.675	701.955	3960.504	498.758
12	22-53	150	150	1.205	5.72	0.935	1483.958	7044.180	1151.453
13	22-52	275	275	4.32	14.2	3.365	9753.480	32060.050	7597.329
13	22-57	650	375	1	5.455	0.54	3078.750	16794.581	1662.525
13	22-07	1114	839	0.81	4.2	0.652	5579.434	28930.398	4487.656
14	22-68	470	470	1.62	5.9	1.23	6251.094	22766.330	4746.201
15	22-66	400	400	1.74	6.22	1.235	5714.160	20426.480	4055.740
16	2218	308	308	9.77	28.15	8.28	24705.204	71182.342	20937.470
16	2215	942	634	3.785	13.7	3.225	19701.455	71310.418	16786.577
16	2233	1296	354	1.52	5.67	1.31	4417.637	16478.948	3807.305
17	22-82	290	290	1.71	4.95	1.305	4071.339	11785.455	3107.075
18	22-85	400	400	3.74	11.8	2.525	12282.160	38751.200	8292.100
19	22-62	300	300	4.3	18.35	3.865	10590.900	45196.050	9519.495
20	22-63	325	325	3.785	10.55	3.38	10099.326	28150.038	9018.685
21	22-76	230	230	7.65	16.5	6.51	14445.495	31156.950	12292.833
22	22-72	175	175	1.73	7.12	1.27	2485.578	10229.660	1824.673
23	22-06	60	60	2.445	10.55	1.6	1204.407	5196.930	788.160
24	22-89	400	400	0.9355	4.265	0.62	3072.182	14006.260	2036.080
25	22-79	300	300	1.505	6.1	1.175	3706.815	15024.300	2894.025

Brüt yükseklik hesabı yapılırken suyun A.G.İ.'ler arasında düşürüldüğü kabul edilmiştir. 6, 9 ve 13' nolu vadilerde iki farklı akarsu kolu aynı yerde birleşmektedir (Şekil 2.1.). Yükseklik hesabı yapılırken bu farklılık dikkate alınmıştır. Her bir akım gözlem istasyonlarına ait Güç-Süreklilik eğrisi yardımıyla belirlenmiş olan brüt potansiyel miktarları Tablo 3.2 de belirtilmiştir.

Tablo 3.2. Brüt potansiyel ve yükseklik değerleri

Vadi No	AGİ	Kot (m)	Brüt Yükseklik (m)	BRÜT POTANSİYEL (Gwh)
1	22-64	530	530	393.579
2	2213	248	248	242.718
2	22-90	700	452	284.778
2	22-71	990	290	151.364
3	2202	78	78	55.770
3	22-44	500	422	199.817
4	22-73	400	400	259.804
4	22-80	750	350	157.144
5	22-87	355	355	146.380
6	22-40	120	120	299.696
6	22-13	470	350	67.484
6	2201	400	280	526.534
6	22-09	925	525	618.299
6	22-83	1150	225	89.489
7	22-58	300	300	112.299
8	2228	17	17	4.779
9	2251	155	155	131.747
9	22-61	380	225	76.874
9	22-88	710	555	93.631
10	22-59	250	250	44.225
11	22-34	90	90	29.329
12	22-53	150	150	54.254
13	22-52	275	275	266.445
13	22-57	650	375	147.326
13	22-07	1114	839	233.193
14	22-68	470	470	173.250
15	22-66	400	400	144.341
16	2218	308	308	605.362
16	2215	942	634	627.279
16	2233	1296	354	176.576
17	22-82	290	290	95.569
18	22-85	400	400	295.955
19	22-62	300	300	359.604
20	22-63	325	325	221.953
21	22-76	230	230	250.193
22	22-72	175	175	78.159
23	22-06	60	60	36.718
24	22-89	400	400	105.660
25	22-79	300	300	115.427
TOPLAM				7973.004

İncelenmiş olan 39 A.G.İ.'nin zamanın %30'luk kısmına denk gelen Q₃₀ debisi ile hesaplanan kurulu güç hesabının güvenilirlik mukayesesi irdelenerek Tablo 3.3.'de gösterilmiştir. Tabloda her bir istasyon için Q₃₀ debi değerine karşı gelen güç miktarı, Q₉₅ debi değerine kadar hesaplanan güç miktarlarının toplamının 365 güne bölünmesi ile elde edilen değer oransal olarak karşılaştırılmıştır.

Tablo 3.3. Q₃₀ debi değerine karşılık gelen kurulu güç hesabının kontrolü

Vadi No	AGİ	Kot (m)	Brüt Yükseklik (m)	Q ₃₀ (m ³)	Kurulu Güç (Kw) (Q30)	Kurulu Güç (Kw) (Toplam GÜÇ/365)	Oran
1	22-64	530	530	10.9	47429.170	45129.597	1.051
2	2213	248	248	14.7	29930.376	27710.770	1.080
2	22-90	700	452	7.21	26755.733	32627.019	0.820
2	22-71	990	290	7.24	17237.716	17294.629	0.997
3	2202	78	78	9.79	6269.320	6363.395	0.985
3	22-44	500	422	6.44	22312.153	22900.004	0.974
4	22-73	400	400	9.75	32019.000	29759.068	1.076
4	22-80	750	350	6.08	17470.880	17997.990	0.971
5	22-87	355	355	5.42	15796.861	16779.168	0.941
6	22-40	120	120	36.5	35959.800	34388.500	1.046
6	22-13	470	350	2.68	7700.980	7728.562	0.996
6	2201	400	280	24.3	55860.840	60275.134	0.927
6	22-09	925	525	14.8	63791.700	70811.503	0.901
6	22-83	1150	225	5.38	9938.205	10278.408	0.967
7	22-58	300	300	5.7	14039.100	12914.690	1.087
8	2228	17	17	4.14	577.122	550.009	1.049
9	2251	155	155	11.3	14316.188	15034.777	0.952
9	22-61	380	225	5.2	9605.700	8779.321	1.094
9	22-88	710	555	2.17	9864.931	10748.895	0.918
10	22-59	250	250	2.85	5849.625	5052.791	1.158
11	22-34	90	90	5.36	3960.504	3345.956	1.184
12	22-53	150	150	5.72	7044.180	6194.867	1.137
13	22-52	275	275	14.2	32060.050	30222.613	1.061
13	22-57	650	375	5.46	16794.581	16856.747	0.996
13	22-07	1114	839	4.2	28930.398	26557.492	1.089
14	22-68	470	470	5.9	22766.330	19654.156	1.158
15	22-66	400	400	6.22	20426.480	16367.141	1.248
16	2218	308	308	28.2	71182.342	68389.709	1.041
16	2215	942	634	13.7	71310.418	71143.568	1.002
16	2233	1296	354	5.67	16478.948	20126.524	0.819
17	22-82	290	290	4.95	11785.455	10862.546	1.085
18	22-85	400	400	11.8	38751.200	33472.237	1.158
19	22-62	300	300	18.4	45196.050	40818.928	1.107
20	22-63	325	325	10.6	28150.038	25057.755	1.123
21	22-76	230	230	16.5	31156.950	28117.511	1.108
22	22-72	175	175	7.12	10229.660	8922.099	1.147
23	22-06	60	60	10.6	5196.930	4172.659	1.245
24	22-89	400	400	4.27	14006.260	12035.748	1.164
25	22-79	300	300	6.1	15024.300	13160.652	1.142
ORTALAMA							1.051

Tasarım debisi, net yükseklik, güç ve türbin uygulama alanları abağı yardımıyla türbin seçimi yapılmıştır. Fakat bu seçimler sadece ön fikir belirtmektedir. Özgül dönme sayısı, türbin veya jeneratör hızı ve maliyet analizi yapılarak türbin tipine daha net kararlar verilebilir. Ön değerlendirmelerde karar verilen türbin tipleri Tablo 3.4'te belirtilmiştir.

Tablo 3.4. A.G.İ.'ler ve Türbin çeşitleri

AGİ	Brüt Yükseklik (m)	Net Yükskük (m) ($H_n=H_b*0,97$)	Güç (Kw)	Q ₉₅ (m ³)	Q ₃₀ (m ³)	Q ₃₀ /2 (m ³)	Türbin Seçimi
22-64	530	514.100	23714.585	1.660	10.900	5.450	Pelton Türbini
2213	248	240.560	14965.188	2.800	14.700	7.350	Francis veya Pelton Türbini
22-90	452	438.440	13377.867	1.570	7.210	3.605	Pelton Türbini
22-71	290	281.300	8618.858	1.425	7.240	3.620	Francis Türbini
2202	78	75.660	3134.660	2.380	9.790	4.895	Francis Türbini
22-44	422	409.340	11156.076	0.904	6.440	3.220	Pelton Türbini
22-73	400	388.000	16009.500	1.750	9.750	4.875	Pelton Türbini
22-80	350	339.500	8735.440	1.540	6.080	3.040	Francis Türbini
22-87	355	344.350	7898.431	1.033	5.420	2.710	Francis Türbini
22-40	120	116.400	17979.900	5.330	36.500	18.250	Francis Türbini
22-13	350	339.500	3850.490	0.330	2.680	1.340	Francis veya Pelton Türbini
2201	280	271.600	27930.420	4.405	24.300	12.150	Francis veya Pelton Türbini
22-09	525	509.250	31895.850	2.180	14.800	7.400	Pelton Türbini
22-83	225	218.250	4969.103	0.740	5.380	2.690	Francis Türbini
22-58	300	291.000	7019.550	0.711	5.700	2.850	Francis Türbini
2228	17	16.490	288.561	0.554	4.135	2.068	Kaplan veya Francis Türbini
2251	155	150.350	7158.094	2.640	11.250	5.625	Francis Türbini
22-61	225	218.250	4802.850	1.045	5.200	2.600	Francis Türbini
22-88	555	538.350	4932.465	0.292	2.165	1.083	Pelton Türbini
22-59	250	242.500	2924.813	0.575	2.850	1.425	Francis veya Pelton Türbini
22-34	90	87.300	1980.252	0.950	5.360	2.680	Francis Türbini
22-53	150	145.500	3522.090	1.205	5.720	2.860	Francis Türbini
22-52	275	266.750	16030.025	4.320	14.200	7.100	Francis veya Pelton Türbini
22-57	375	363.750	8397.291	1.000	5.455	2.728	Pelton Türbini
22-07	839	813.830	14465.199	0.810	4.200	2.100	Pelton Türbini
22-68	470	455.900	11383.165	1.620	5.900	2.950	Pelton Türbini
22-66	400	388.000	10213.240	1.740	6.220	3.110	Pelton Türbini
2218	308	298.760	35591.171	9.770	28.150	14.075	Francis veya Pelton Türbini
2215	634	614.980	35655.209	3.785	13.700	6.850	Pelton Türbini
2233	354	343.380	8239.474	1.520	5.670	2.835	Francis Türbini
22-82	290	281.300	5892.728	1.710	4.950	2.475	Francis Türbini
22-85	400	388.000	19375.600	3.740	11.800	5.900	Pelton Türbini
22-62	300	291.000	22598.025	4.300	18.350	9.175	Francis veya Pelton Türbini
22-63	325	315.250	14075.019	3.785	10.550	5.275	Francis veya Pelton Türbini
22-76	230	223.100	15578.475	7.650	16.500	8.250	Francis veya Pelton Türbini
22-72	175	169.750	5114.830	1.730	7.120	3.560	Francis Türbini
22-06	60	58.200	2598.465	2.445	10.550	5.275	Francis Türbini
22-89	400	388.000	7003.130	0.936	4.265	2.133	Pelton Türbini
22-79	300	291.000	7512.150	1.505	6.100	3.050	Francis Türbini

4. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Kapasitelerine (kurulu güç) göre HES'lerin sınıflandırılması göz önüne alındığında, Tablo 3.1.'de yer alan veriler kullanılarak, A.G.İ.'ler için aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir.

1- Tablo 3.1.'de yer alan 29 A.G.İ'nin kurulu güç değeri 10 MW değerinden büyük olduğu için yüksek kapasiteli santral özelliği taşımaktadır.

2- Tablo 3.1.'de yer alan 9 adet A.G.İ'nin kurulu güç değeri 1-9.9 MW arasında yer aldığı için orta kapasiteli santral özelliği taşımaktadır.

3- Tablo 3.1.'de yer alan 1 adet A.G.İ'nin ise kurulu güç değeri 0.1-0.9 MW arasında yer aldığı için düşük kapasiteli santral özelliği taşımaktadır.

Çalışmada yer alan 39 adet A.G.İ'nin toplam brüt potansiyel değeri 7973.004 Gwh olarak hesaplanmıştır (Tablo 3.2.). Bu değer Türkiye ortalamasının %1.841'ine ve Doğu Karadeniz Bölgesinin ise %16.27'sine tekabül etmektedir.

Tablo 3.3.'de Q₃₀ debileri ile kurulu güç hesabı sonucunun, Q₉₅ debilerine kadar olan akımlarla elde edilebilecek toplam potansiyel gücün ortalama değerinden %5 fazla olduğu görülmüştür. Bu oran kurulu güç debi değeri olarak belirlediğimiz Q₃₀ debisinin doğruluk payını göstermektedir.

Bu çalışmada yeryüzü şekilleri dikkate alınmayıp sadece A.G.İ.'ler arasında değerlendirme yapılmış olup, potansiyel belirleme çalışmaları paralelinde türbin seçimi yapılırken en az iki türbin yapılacağı düşünülmüştür. Bu bağlamda, 16 A.G.İ.'ye Francis Türbini, 13 A.G.İ.'ye Pelton Türbini, 9 A.G.İ.'ye Francis veya Pelton Türbini ve 1 A.G.İ.'ye Kaplan veya Francis Türbini kullanımı uygun görülmüştür.

Bu çalışmada iki türbin kullanılması halinde enerji elde edilebilecek toplam debi miktarları 2202 ve 22-59 A.G.İ.'leri için yapılmıştır. Uygulamalarda, türbin tipi seçiminde maliyet analizleri gibi karar verme aşamaları yardımıyla, aşılma olasılığı küçük olan debilerden enerji elde etmenin verimli olup olmadığının araştırılması gerekmektedir. Bu durumlarda ikinci türbin tipinin seçiminde, debi miktarının tekrar ele alınması gibi çözümler düşünülmelidir.

Bu çalışmada yıllık değişimler ele alınırken, belli aşılma olasılıklarına karşılık gelen debilerin ortancası alınmıştır. Tüm kayıtlar dikkate alınarak elde edilen D.S.E.'lerle de çalışmalar yapılarak sonuçlar kıyaslanabilir.

5. KAYNAKLAR

- Adıgüzel, F., 2002, Türkiye’de Enerji Sektöründe Hidroelektrik Enerjinin Önemi. Türkiye Mühendislik Haberleri, Sayı 420-421-422.
- Ağralıoğlu, N., Cıgızoğlu, K., Yılmaz, L., Coşkun, G., Aksoy, H., Toprak F., Eriş, E., Algancı, U., Andiç, G., Usta, G., Beşiktaş, M. ve Ülken, İ., 2009, Akım Ölçümleri Olmayan Akarsu Havzalarında Teknik Hidroelektrik Potansiyelin Belirlenmesi. Tübitak Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Projelerini Destekleme Programı, İstanbul.
- Altun, İ. H., Enerji Piyasalarında Hidroelektrik Enerjinin Yeri ve Arz Güvenilirliği. http://www.emo.org.tr/ekler/e8c15fed5f80800_ek.pdf, Erişim Tarihi 10.12.2015.
- Andiç, G., 2007, Akım Ölçümleri Yetersiz Havzalarda Aylık Akımların Ve Hidroelektrik Potansiyelin Belirlenmesi. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- Arıcı, E., 2009, Ege Bölgesi Hidroelektrik Santral Projeleri. Ege Bölgesi Enerji Forumu, Denizli.
- Bakır, N. N., 2009, Hidroelektrik Potansiyeli ve Enerjideki Yeri. <http://www.imo.org.tr/resimler/ekutuphane/pdf/13584.pdf>
- Birinci, V., 2010, Küçük Hidroelektrik Santral Tasarımı İçin Debi Süreklilik Eğrisine Olasılıkçı Yaklaşım. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- Çakır, A. T., 2008, Türkiye’nin Enerji Potansiyeli, Dağılımı, İzlenilen Enerji Politikaları İle Bu Potansiyelin Kullanılması ve Türkiye’de Enerjinin Geleceği. Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Fen Bilimler Enstitüsü, Eskişehir.
- Gökdemir, M., Kömürcü, M. İ. ve Evcimen, T. U., 2012, Türkiye’de Hidroelektrik Enerji ve HES Uygulamalarına Genel Bakış. http://www.imo.org.tr/resimler/dosya_ekler/d8c5e9986a1c41b_ek.pdf?dergi=260
- Gölbaşı, H., 2010, Karadeniz Bölgesi Küçük Hidroelektrik Santralleri ve Potansiyel Değerlendirilmesi. Zonguldak Karaelmas Üniversitesi Fen Bilimler Enstitüsü, Zonguldak.
- Kulak, U., 2009, Sakarya Havzasının Hidroelektrik Potansiyelinin Analizi ve Uygun Görülen Akarsular İçin Hes Projesi Yapılması. Sakarya Üniversitesi Fen Bilimler Enstitüsü, Sakarya.

- Karakoyun, Y., Yumurtacı, Z., Hidroelektrik Santral Projelerinde Çevresel Akış Miktarının ve Çevresel Etkinin Değerlendirmesi. Yıldız Teknik Üniversitesi Makine Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü, İstanbul http://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/a55289d74208d8b_ek.pdf?dergi=1412, Erişim Tarihi 10.12.2015.
- Özkök, V., 2006, Hidroelektrik Potansiyel Belirleme Metotları ve Uygulamaları. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- Saka, F., 2012, Sentetik Debi Süreklilik Eğrilerinin Matematiksel Yöntemlerle Belirlenmesi Ve Doğu Karadeniz Örneği. Doktora Tezi, Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimler Enstitüsü, Trabzon.
- Sönmez, O., 2010, Akım Ölçümü Yapılmayan Derelerde Debi Süreklilik Çizgisinin Belirlenmesi. Yüksek Lisans Tezi, Sakarya Üniversitesi Fen Bilimler Enstitüsü, Sakarya.
- Şibil, R., 2012, Basılmamış Su Kuvveti Tesisleri Ders Notları. Gümüşhane Üniversitesi Mühendislik Fakültesi İnşaat Mühendisliği Bölümü, Gümüşhane.
- Toprak, F. Z. ve Eriş, E., 2011, Biriktirmesiz Hidroelektrik Santraller: Dünyada ve Türkiye'deki Mevcut Durumları. II. Su Yapıları Sempozyumu, Diyarbakır.
- URL-1, http://www.emo.org.tr/ekler/ccf715eae0ff698_ek.pdf, 2015
- URL-2, <http://www.dsi.gov.tr/haberler/2014/03/26/dsigenelmuduruakifozkaldiodtude>, 2014
- URL-3, <http://www.patikaa.com/yanlisiyla-dogrusuyla-hidroelektrik-santralleri/>, 2014.
- URL-4, http://download.teknotasarim.com/urun_katalog/HIDROELEKTRIK_ENERJI_TURBINLER.pdf, Erişim Tarihi 10.12.2015.
- URL-5, <http://www.aksuenerji.com.tr/caykotes.aspx>, Erişim tarihi: 27.02.2016
- URL-6, <http://www.bilgiustam.com/barajlarda-elektrik-uretimi-nasil-yapilir/>, Erişim tarihi: 27.02.2016
- URL-7, <http://www.koessler.com/tr/kaplan-t%C3%BCrbinleri>, Erişim tarihi: 27.02.2016
- Yüksel, S., 2011, Hidroelektrik Santrallerde Elektromekanik Teçhizat, Yardımcı Elektrik Sistemleri ve Hidromekanik Teçhizat. http://www2.ce.metu.edu.tr/~ce571/links/announcement/ELEKTROMEKANIKSUNUM_08.12.2011.pdf
- Yumurtacı, Z., ve Öztürk, R., 2003, Karadeniz Bölgesinin Hidroenerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi, Yıldız Teknik Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü, İstanbul.

ÖZGEÇMİŞ

Güneş Tekin Zaman 14.10.1989 tarihinde Trabzon'a bağlı Tonya ilçesinde doğdu. İlk Okul öğrenimini Tonya ilçesinde bulunan Şehit Cemil İlköğretim Okulunda, Orta Okul öğrenimini Tonya ilçesinde bulunan Şehit Ayhan Güner İlköğretim Okulunda ve lise öğrenimini, Trabzon'un Vakfikebir ilçesinde bulunan Vakfikebir Anadolu Lisesinde tamamladı. 2008 yılında Aksaray üniversitesi Müh. Fak. İnşaat Mühendisliği Bölümünü kazandı ve 2012 yılında mezun oldu. Üniversite bitiminden bir yıl sonra Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalında yüksek lisans eğitimine başladı ve Aynı zaman diliminde sektörlerde İnşaat Mühendisliği görevi yapmaya başladı.