

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**NEHİR TİPİ HİDROELEKTRİK
SANTRALLERİN TASARIMINDA YENİ BİR YAKLAŞIM**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ozan KARAHAN

İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı

Hidrolik ve Su Kaynakları Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ

TEMMUZ 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**NEHİR TİPİ HİDROELEKTRİK
SANTRALLERİN TASARIMINDA YENİ BİR YAKLAŞIM**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Ozan KARAHAN
(501101518)**

İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı

Hidrolik ve Su Kaynakları Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ

TEMMUZ 2015

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 501101518 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Ozan KARAHAN**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**NEHİR TİPİ HİDROELEKTRİK SANTRALLERİN TASARIMINDA YENİ BİR YAKLAŞIM**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Hikmet Kerem CİĞİZOĞLU**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Cevza Melek Kazezyılmaz ALHAN
İstanbul Üniversitesi

Teslim Tarihi : **04 Mayıs 2015**
Savunma Tarihi : **29 Temmuz 2015**

Anneme,

Babama,

Kardeşime

Ve Eşime

ÖNSÖZ

Geleceğin dünyasını şekillendirme niyetinde olan ülkeler, politik ve ekonomik sahada ciddi bir varlık göstermek mecburiyetindedir. Günümüzde ise küresel ekonominin en önde gelen belirleyicisi kuşkusuz enerji meseleleridir. Ülkemiz, uluslararası enerji yollarının ortasında konumlanmaktadır. Lakin kuşkusuz bu durum, enerji üretim kabiliyeti ile desteklenmedikçe hatırı sayılır seviyede bir fayda sağlayamaz.

Fosil kaynaklar bakımından halihazırda üretim kabiliyeti az olan ve dışa bağımlı olan Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyeli azımsanmayacak bir seviyededir.

Bu potansiyelin hayata geçirilebilmesi noktasında ise öncelikli olarak ele almamız gereken yatırımlar hidroelektrik enerji alanında olmalıdır.

Hidroelektrik enerjinin ülkemizdeki gelişimine göz attığımızda ise nehir tipi santrallerin gün geçtikçe önem kazandığını görmekteyiz. Fakat yeterli senelere yayılmış akım gözlemleri olmadığından, bu yatırımların akademik çevrelerce de bilimsel açıdan desteklenmesi gerekmektedir.

İşte bu noktadan yola çıkılarak tez boyunca, akarsulara ait debi süreklilik eğrilerinin eğimlerinin, hidroelektrik santral tasarımındaki rolünün belirlenmesi amaçlanmıştır.

Tez çalışmam boyunca gerek alanındaki bilimsel hakimiyetinden, gerek tecrübelerinden gerekse insani desteğinden çokça istifade ettiğim kıymetli hocam Prof.Dr.Bihret ÖNÖZ'e teşekkürlerimi sunarım.

Bu günlere gelmemde maddi-manevi büyük emekler sarfeden anneme ve babama, sevgisini her daim hissettiğim kardeşime ve tez çalışmam süresince bana sunduğu huzurlu çalışma ortamı nedeniyle biricik eşime de şükranlarımı sunarım.

Temmuz 2015

Ozan KARAHAN
(İnşaat Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	2
1.2 Tezde İzlenen Yöntem	2
2. DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE MEVCUT DURUM	3
2.1 Dünyada Enerjinin Durumu	3
2.2 Türkiye’de Enerjinin Durumu	7
2.3 Dünyada Hidroelektriğe Genel Bakış	10
2.4 Türkiye’de Hidroelektrik Enerjinin Durumu	13
2.4.1 Çoruh Havzası'nın Hidroelektrik Durumu.....	17
3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	19
4. YÖNTEM.....	23
4.1 Debi Süreklilik Eğrisinin Tanımı ve Önemi	23
4.2 Ortalama Yıllık DSE Elde Edilmesi.....	24
4.2.1 Ortalama Yıllık DSE Eğimlerinin Hesaplanması	25
4.2.2 Ortalama Yıllık DSE Üzerinden Tasarım Debilerinin Elde Edilmesi.....	26
4.3 Kapasite Faktörü (CF) Tanımı ve Önemi.....	26
4.3.1 Tasarım Debileri Kullanılarak Kapasite Faktörlerinin Hesaplanması	27
4.4 Kapasite Faktörü-Eğim (CF- α) Grafiğinin Oluşturulması	28
5. PİLOT BÖLGE UYGULAMASI	31
5.1 Uygulama Alanı	31
5.2 Seçilen Akım Gözlem İstasyonları(AGİ) ve DSE’lerin Elde Edilmesi	34
5.2.1 Ortalama Yıllık DSE’lerin Elde Edilmesi.....	34
5.2.2 Ortalama Yıllık DSE’lerin Eğimlerinin Bulunması.....	39
5.3 Tasarım Debilerinin ve Kapasite Faktörlerinin Hesaplanması.....	45
5.4 Aylık Akım Değerleriyle Tanımlanan AGİ’lerin Çalışmaya Eklenmesi	50
6. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	65
KAYNAKLAR	67
ÖZGEÇMİŞ.....	69

KISALTMALAR

DSİ	: Devlet Su İşleri
DSE	: Debi Süreklilik Eğrisi
CF	: Kapasite Faktörü
AGİ	: Akım Gözlem İstasyonu
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
IHA	: Uluslararası Hidroenerji Birliği
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
Mtep	: Milyon Ton Eşdeğer Petrol
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
HES	: Hidroelektrik Santral

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1	: Fosil kaynaklı yakıt değerleri	6
Çizelge 2.2	: Hidroelektrik enerjinin dünyadaki durumu (2011)	11
Çizelge 5.1	: Çalışmada kullanılan akım gözlem istasyonları (AGİ)	32
Çizelge 5.2	: 2304 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	35
Çizelge 5.3	: 2305 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	35
Çizelge 5.4	: 2315 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	36
Çizelge 5.5	: 2316 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	36
Çizelge 5.6	: 2323 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	37
Çizelge 5.7	: Tasarım debilerinin ifade ettiği aşılma olasılıkları.....	45
Çizelge 5.8	: 2304 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	46
Çizelge 5.9	: 2305 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	47
Çizelge 5.10	: 2315 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	47
Çizelge 5.11	: 2316 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	48
Çizelge 5.12	: 2323 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	48
Çizelge 5.13	: Her tasarım debisi için, denklem 4.7'deki A ve B katsayıları.....	50
Çizelge 5.14	: 2320 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	51
Çizelge 5.15	: 2321 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	51
Çizelge 5.16	: 2322 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	52
Çizelge 5.17	: 2325 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri.....	52
Çizelge 5.18	: 2320 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	59
Çizelge 5.19	: 2321 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	60
Çizelge 5.20	: 2322 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	60
Çizelge 5.21	: 2325 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri	61
Çizelge 5.22	: Her tasarım debisi için denklem 4.7'deki A ve B katsayıları.....	63
Çizelge 5.23	: Eğilim çizgilerinin R^2 değerleri.....	63

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1	: Dünya elektrik üretiminde ilk 20 ülke.....	5
Şekil 2.2	: 2013 Yılı sonu Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı.	8
Şekil 2.3	: Türkiye kurulu gücü genel dağılımı.	9
Şekil 2.4	: Bölgeler bazında dünyada hidroelektrik kurulu gücü (%).	11
Şekil 2.5	: Bölgeler bazında dünyada hidroelektrik kurulu gücü (GW).	12
Şekil 2.6	: Hidroelektrik Enerji Üretiminde ilk 10 ülke.	12
Şekil 2.7	: 4628 Sayılı Yasa ile Başlayan HES İnşaatları.	16
Şekil 5.1	: Çoruh Havzası.	32
Şekil 5.2	: Çoruh Havzası üzerindeki akım gözlem istasyonları (AGİ).	33
Şekil 5.3	: 2304 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	37
Şekil 5.4	: 2305 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	38
Şekil 5.5	: 2315 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	38
Şekil 5.6	: 2316 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	39
Şekil 5.7	: 2323 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	39
Şekil 5.8	: 2304 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	40
Şekil 5.9	: 2305 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	41
Şekil 5.10	: 2315 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	41
Şekil 5.11	: 2316 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	42
Şekil 5.12	: 2323 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	42
Şekil 5.13	: 2304 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	43
Şekil 5.14	: 2305 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	43
Şekil 5.15	: 2315 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	44
Şekil 5.16	: 2316 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	44
Şekil 5.17	: 2323 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	44
Şekil 5.18	: CF- α grafiği.	49
Şekil 5.19	: 2320 istasyonu için ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	53
Şekil 5.20	: 2321 istasyonu için ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	53
Şekil 5.21	: 2322 istasyonu için ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	54
Şekil 5.22	: 2323 istasyonu için ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi.....	54
Şekil 5.23	: 2320 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	55
Şekil 5.24	: 2321 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	55
Şekil 5.25	: 2322 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	56
Şekil 5.26	: 2325 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE.....	56
Şekil 5.27	: 9 alt havzanın ortalama yıllık DSE'leri.	57
Şekil 5.28	: 2320 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	57
Şekil 5.29	: 2321 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	58
Şekil 5.30	: 2322 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	58
Şekil 5.31	: 2325 istasyonu için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi.	58
Şekil 5.32	: CF- α grafiği.	62
Şekil 5.33	: Eğilim çizgileri ile CF- α grafiği.	62
Şekil 5.34	: Tasarım debisi – eğim grafiği (Q_d - α).	64

NEHİR TİPİ HİDROELEKTRİK SANTRALLERİN TASARIMINDA YENİ BİR YAKLAŞIM

ÖZET

Dünyanın en gelişmiş ülkelerine bakıldığında, bu ülkelerin aynı zamanda enerji tüketimi bakımından da dünyada başı çektiği görülmektedir. Yani kişi başına düşen tüketilen enerji miktarı günümüzde küresel düzlemde bir gelişmişlik göstergesi olarak karşımıza çıkmaktadır. Sadece sanayi ve üretimin ana girdisi olması değil; aynı zamanda ulaştırma ve ticaretin de ana girdisi olması hasebiyle enerji, gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerin öncelikli sorunlarından ve öncelikli mücadele alanlarından biridir.

Dolayısıyla modern dünyada enerji, hem özel sektörün varlığını sürdürebilmesi ve gelişebilmesinin hem de devletlerin uluslararası arenada güçlü bir biçimde var olabilmesinin temel dayanağıdır. Enerji hatları konusunda ülkelerin kurduğu dostluklar ve yaptıkları anlaşmalar bir yana; var olan enerji kaynaklarının da en verimli şekilde kullanılmaya çalışıldığı gözlenmektedir. Ülkemiz, hidroelektrik potansiyelinin henüz yarısını devreye sokabilmiştir. Bu nedenle enerji noktasındaki gelişme planlarında hidroelektrik her daim ilk sıralarda bulunmaktadır.

Tez çalışması boyunca dünyada ve Türkiye’de enerjinin durumu analiz edilmeye çalışılmış, artan nüfus ve sanayi üretimi nedeniyle hem dünyada hem ülkemizde tüketilen kişi başı enerji miktarları; tüketilen enerjinin kaynaklara göre oransal dağılımı ve gelecek projeksiyonları üzerinde durulmuştur. Dünyanın ve Türkiye’nin toplam ve ekonomik olarak üretilebilir hidroelektrik potansiyelleri incelenmiş ve bu potansiyellerin ne kadarının hayata geçirilebileceği ile yakın dönemde ne kadarının değerlendirilebileceği konularına dikkat çekilmiştir.

Ülkemiz akarsuların debi değerlerinin uzun dönemli ölçümü konusunda maalesef gelişmiş ülkelere nazaran çok gerilerde kalmıştır. Lakin en azından son dönemde bu hususta artan hassasiyet ve ekonomik olarak üretilebilir hidroelektrik kaynağımızın değerlendirilmesi noktasında ortaya konan seferberlik; elimizde bulunan mevcut ölçümler yardımıyla kaynaklarımızın geliştirilmesini elzem kılıyor. Bu maksatla tez çalışması boyunca, elde edilen debi süreklilik eğrilerinin hidroelektrik santral tasarımına yardımcı olabileceği farklı bir metot üzerinde durulmuştur.

Tez çalışmasında, Çoruh Havzası üzerinde 36 yıllık günlük ölçümlerine ulaşılabilmiş 5 farklı akım gözlem istasyonu (AGİ) belirlenmiştir. Her bir istasyon için ölçümleri bilinen yılların debi süreklilik eğrileri elde edilmiştir. Debi süreklilik eğrileri bir hidrolojik yıla ait aşılma yüzdelerini verdiğinden; ölçümleri bilinen yılların bütün olarak değerlendirilebilmesi için Ortalama Senelik Debi Süreklilik Eğrileri her bir istasyon yani her bir alt havza için elde edilmiştir. Eğri grafiklerinin dikey eksenleri, tüm senelerin ortalama debi değerleri ile bölünmek sureti ile boyutsuzlaştırılmış ve logaritmik hale dönüştürülmüştür ki bu sayede büyük ve küçük değerler bir arada daha açık ve net gösterilmiştir. Logaritmik gösterim nedeniyle daha da yataylaşan eğrilerin, yatay ekseninde %20 ile %95’lik aşılma yüzdeleri arasında kalan kısımlarının eğimleri (α) bulunmuştur.

Ardından kapasite faktörü (CF) modellemesi maksadı ile ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi üzerindeki debi değerlerinden, yatay ekseninde 50-230 güne tekabül eden debi değerleri, 10 gün aralıklarla Tasarım Debileri (Q_d) olarak tayin edilmiştir.

Kapasite Faktörü, belirli bir zaman aralığında üretilen enerjinin, sistemin tam kapasite çalıştığı kabul edildiğinde üretebileceği enerjiye bölümüdür.

Daha sonra, her bir alt havza yani her bir akım gözlem istasyonunda; her bir tasarım debisi değeri için kapasite faktör değerleri bulunmuştur. Nihayetinde 50-230 gün aralığındaki 19 farklı tasarım debileri için eğriler çizilmiştir. Bu eğrileri belirten grafiklerin yatay eksenleri her alt havza için bulduğumuz eğimler ile; dikey eksen ise tasarım debileri vasıtası ile bulunan kapasite faktör değerleri ile ifade edilmiş olup CF- α grafiği elde edilmiştir.

Fakat bu 19 eğrinin eğilim çizgileri çizildiği zaman, bu eğilim çizgilerinin eğrileri yeterince iyi temsil edemediği görülmüştür. Bu nedenle hesaplara dahil olan AGİ sayısı artırılmıştır. Aylık ölçümlerine ulaşılan 4 farklı AGİ'nin akım kayıtları çalışmaya eklenmiş ve yukarıda izah edilen hesap adımları bu havzalar için de gerçekleştirilmiştir. Son aşamada ise CF- α grafiği, 9 AGİ birlikte değerlendirilerek elde edilmiştir.

Her grafiğin eğilim çizgisi bulunmuş ve formülü belirtilmiştir. Dolayısı ile havza için ileride bulunabilecek daha farklı her hangi bir debi süreklilik eğrisinin; seçilen bir tasarım debisinde, kapasite faktörünün hangi aralıklarda değişebileceğini gösteren bir metod Çoruh Havzası'na uygulanmış, sonuçlar ise grafik ve tablolar halinde sunulmuştur.

A NEW APPROACH FOR DESIGNING RUN-OF-RIVER POWER PLANTS

SUMMARY

It can be clearly seen that the most developed countries are also the countries that lead the field about energy consumption. In other words, today, the amount of energy consumption is a sign for development in the global economic and politic area. Energy is one of the primary issues and the main struggle reasons. Because it is not only the main input of industry and production but also the main input of transportation and commerce.

Therefore in the modern world, energy is the basic foundation for both private sector and states. All countries need cheap and sustainable energy sources to get stronger or not to get weaker. Also the private sector needs energy to be able to compete with other producers and companies. Especially pipelines are on the center of international relations and began to be the main reason for the countries to get closer or to start new diplomatic wars.

The studies with the projection methods shows that; if the energy policies that countries maintain doesn't change, the energy demand will increase with a percentage of %40 from now to 2035, with an average annual increase of %1.45. Also it is believed that China will consume more than %90 of the energy consumption of USA in 2035 and India will be the third biggest energy consumer with getting ahead of EU. In 2020, these four big consumers are going to use %56 of the produced energy in the world. So, with the developing technology, renewable energy sources can take the place of hydrocarbon energy sources and hydropower is one of the leading forms of these renewable energy sources.

According to the International Hydropower Association, hydropower plants are producing 16 percent of global electricity demand and they are also producing nearly 80 percent of electricity that is produced by the renewable energy sources. North America can use 70 percent of hydropower capacity and EU can use 75 percent of its hydropower potential.

Water is not only an instrument for energy issues but it is also a reason for the “water wars” scenarios all around the world. Especially some critical regions are endangered about political crises. For instance, Nile basin is a diplomatic war region between Ethiopia and Egypt. Also Euphrates basin causes diplomatic crises between Iraq, Syria and Turkey. Because food prices are increasing day by day and agricultural economic activities are becoming more important at the same time. Strategists think that wheat will be more important than petroleum for China in 2030. Therefore, there will be also a critical balance between the use of water for agricultural irrigation and the use of it for hydropower.

Turkey has an average height of 1300 m. from the sea level and has an average precipitation of 501 billion m³. Amount of the water that turns to rivers is 186 billion m³. According to the calculations of General Directorate of State Hydraulic Works, theoretical hydropower production potential of Turkey is 433 billion kWh/year, and the technical potential is 250 billion kWh/year. This is %20 of European and %1 of the World potentials. Also Turkey has the third biggest hydropower potential in Europe after Russia and Norway.

In 1950s, Turkey's power production capacity was only 800 GWh. But today it is possible to produce 310000 GWh power with an installed capacity of 54000 MW. 25,16 percent of this production is from the renewable sources. For instance, 22,8 percent from hydropower sources, 2,07 percent from wind energy sources and the rest is from the other renewable sources. Turkey has an aim about protect this hydropower production rate in 2023. So it is an obligation to evaluate all of the technical potential that 25 main basins have in the country. But drought is the main possible obstacle in front of this aim. Global warming and the climate change cause a serious uncertainty for both hydropower capacity and irrigation capacity.

If Turkey is compared with the developed countries about stream-flow recording, it can be easily seen that Turkey is behind of others. That's not so easy to find long term stream flow records. In the last term, Turkey is in a serious struggle to benefit from the technical hydropower potential. Therefore, at least the records that are known, should be developed immediately. For this reason, during the thesis study, a new method that can be helpful for designing new run of river power plants by using the flow duration curves (FDC) was studied.

In the thesis study, first of all, 5 different flow observing stations that have daily flow records of 36 years in Çoruh Basin was selected. Flow duration curves was obtained for each 36 years of each station records. Because of that these curves were only for one year, mean annual flow duration curves was obtained for each station. By this way, 36 years were evaluated at one single curve for each station. The values on the vertical axis were nondimensionalized by deviding them by mean flow value of total 36 years. And then the vertical axis was turned to a logarithmic scale so that big and small values were shown together easily. Although these logarithmic graphs made the main curves more flat, the parts of the new curves that are between %20 and %95 exceedance probability, was selected to find the slopes of the curves.

Capacity factor is a rate between the energy that is produced in a period and the energy that can be produced if the system works at the maximum capacity. In the study, after the slopes of the mean annual flow duration curves were obtained, design flows (Q_d) were calculated from the mean annual flow duration curves. The flow values which correspond with the exceedance probabilities from 50 days to 230 days by 10 days step (Q_{50} , Q_{60} , Q_{70} , Q_{80} , Q_{90} , Q_{100} , Q_{110} , Q_{120} , Q_{130} , Q_{140} , Q_{150} , Q_{160} , Q_{170} , Q_{180} , Q_{190} , Q_{200} , Q_{210} , Q_{220} , Q_{230}), was used to obtain capacity factors.

Then, for these 19 different design flows, 19 different curves were shown on a graph. This graph is Capacity Factor–Slope Graph (CF- α). All of the stations were represented by a slope that was calculated from their mean annual flow duration curves. Then 19 different trendline were obtained for each 19 capacity factor-slope curves. But it is seen that the trendlines couldn't represent the curves successfully. Because the R^2 , values were not close to 1.

Therefore, 4 stream-flow records were added to the study from 4 more flow observing stations. But this time the datas of the records were not daily. They were monthly records. Afterwards, the same steps were executed for these 9 stations.

Then it was seen that increasing the number of station cause positive results. R^2 values get closer to 1. And from the trendlines of each design flows, a new table could be prepared. This table and graph can help the investors to have an idea about the basin.

Especially this table and graphs show which branch of the river may be more suitable to build a hydropower plant by the capacity factor values. Also this method can be used for the ungauged basins.

1. GİRİŞ

Elektrik hiç kuşkusuz son yıllarda en hızlı büyüyen son kullanıcı enerji formlarındandır. Sanayi Devrimi ertesinde ülkeler için ekonomik olarak gelişmişlik göstergesi haline gelen sanayi üretimi; Birinci ve İkinci Dünya Savaşı esnasında ve sonrasında göstermiştir ki dünyada ekonomik olarak var olabilmek için endüstrileşme hamleleri gerçekleştirmek kaçınılmazdır. Günümüzde endüstrileşmenin bu denli önemli olması; ülkeler arası savaşların ekonomik düzleme taşınmasından ileri gelmektedir. Dolayısıyla sanayinin ana girdisi olan elektrik de hem bu mücadelelerin hem de medeniyet yolunda ilerleme isteğinin getirisi olarak mikro ve makro ekonomik boyutta gelişebilmenin olmazsa olmazı durumundadır.

Sadece sanayi ana girdisi olması değil; artık elektrikli araçların otoyollarda boy göstermesi, doğalgaza ulaşmak noktasında coğrafi yahut iktisadi sıkıntı çeken ülkelerin ısınma maksatlı elektrikten istifade etmeleri, hızla artan dünya nüfusunun her geçen gün daha fazla hane elektriğine ihtiyaç duyması ve artan nüfusun da etkisi ile büyüyen kentlerin aydınlatma ihtiyaçlarının giderek artması, elektriği hem ülke hem birey bazında fevkalade önemli kılmaktadır.

Dolayısıyla fosil yakıtların ömrünün de giderek azalıyor olması, ülkeleri ve üreticileri yeni enerji kaynaklarının değerlendirilmesine sevk ediyor. Yenilenebilir enerji kaynakları her geçen gün toplam enerji tüketimindeki payını artırıyor. Tam da bu noktada, henüz hidroelektrik potansiyelini geliştirememiş ülkeler için bu kaynak çeşidi büyük önem kazanmakta.

İklim şartlarındaki değişmelere karşı hassas bir enerji türü olmasına rağmen diğer üretim tipleri ile kıyaslandığında düşük işletme maliyeti, yüksek verim ve uzun bir işletme ömrüne sahiptirler.

Kişi başına düşen elektrik tüketiminin medeniyet göstergesi haline geldiği günümüzde, gelişmiş ülkelerin seviyelerine ulaşmak istiyorsak, hidroelektrik kaynaklarımızın geliştirilmesine büyük ehemmiyet verilmesi gereklidir. Üstelik bu kaynaklarımızın geliştirilmesi noktasında büyük barajlar yapmak zorunluluğu

olmayıp; nehir tipi hidroelektrik santralleri vasıtasıyla bu kaynaklarımızın geliştirilmesi sağlanabilir. Bu tip küçük hidroelektrik santraller, elektrik iletimimizin en büyük sorunu olan şebeke kaçakları konusunda da daha tasarrufludur. Çünkü bu santrallerde üretilen enerji, diğer büyük santrallerde olduğu gibi geniş bir iletim şebekesi ile tüm yurda dağılmaz, çoğunlukla çevre yerleşim birimlerinde tüketilir.

1.1 Tezin Amacı

Yaklaşık 1300 m.'lik ortalama yüksekliğe sahip olan Türkiye, akarsu eğimlerinin fazla olduğu bir ülke olarak kabul edilebilir. Dolayısıyla bu hidrolojik ve topoğrafik koşullar, hidroelektrik yatırımlarını kaçınılmaz kılmaktadır.

Akım gözlemlerinin yeterli olmamasına rağmen, hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi noktasında atılan çabalar; hiç kuşkusuz akademik çalışmalarla desteklenmeli, yeni öneriler getirilmeli, yeni yöntemler sunulmalıdır.

Bu tez çalışmasında da hidroelektrik kaynaklarımızın daha verimli kullanılabilmesi maksadıyla; özellikle nehir tipi hidroelektrik santral tasarımlarında çok büyük öneme haiz olan kapasite faktörü ve tasarım debisi gibi değerlerin; akarsuyun debi süreklilik eğrisinin eğimine bağlı olarak, değişkenliklerinin değerlendirilmesine olanak tanıyan bir yöntem sunulması hedeflenmişti.

1.2 Tezde İzlenen Yöntem

Bu çalışmada öncelikle dünyada ve ülkemizde enerjinin genel durumu incelenmiş, gelecek projeksiyonları ve enerji tüketiminde öne çıkan kaynakların oransal dağılımları baz alınmıştır. Ardından yine dünyada ve ülkemizde hidroelektrik enerjinin önemi üzerinde durulmuş; genel potansiyel, teknik ve ekonomik potansiyele dikkat çekilmiştir. Hidroelektrik potansiyelimizin ancak yarısını değerlendirebildiğimiz gerçeğine vurgu yapılmıştır. Özellikle çalışmaya konu olan Çoruh havzası başta olmak üzere, ülkemizde planlanan ve hali hazırda inşa halinde olan hidroelektrik enerji yatırımları hakkında bilgiler verilmiştir. Dünyada debi süreklilik eğrilerinin (DSE) önemi ile ilgili yapılan çalışmalar incelenmiştir. R.M. Vogel ve N.M. Fennesey ile L.Luigi, D.Valigi ve S.Casadei'nin makalelerinden istifade edilmiş ve önerdikleri metodlardan yararlanılmıştır.

2. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE MEVCUT DURUM

2.1 Dünyada Enerjinin Durumu

Enerji, ekonomik ve sosyal ilerlemeyi sağlayan, hayat kalitesini iyileştiren en önemli faktördür. Demografik değişiklikler enerji talebinin miktarını ve kompozisyonunu doğrudan etkilemektedir. Dünya nüfusu sürekli artmaktadır ve 2011'de 6.96 milyar olan nüfusun 2035'de 8.7 milyara yükselmesi beklenmektedir. Çin'in nüfusunu geçecek olan Hindistan'ın nüfusu 2035'de 1.55 milyara ulaşacaktır. Dünya nüfusunun kentleşme oranı ise 2010'da %51, 2011'de %52 iken 2035'de %62'ye yükselecektir. Fakat, 2011 rakamlarıyla dünya nüfusunun yaklaşık %18'ini teşkil eden 1.3 milyar insan elektriğe kavuşmuş değildir. Bu insanların %95'i sadece gelişmekte olan Asya ülkeleri ve Afrika'da hayatlarını sürdürmektedir. Dünya nüfusunun yaklaşık %38'i olan 2.6 milyar insan ise yemek pişirmek için geleneksel yöntemlerle biyokütle enerjisinden yararlanmaktadır. Bu insanların %71'i Hindistan, Çin, Pakistan ve Endonezya'da yaşamaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın "Yeni Politikalar Projeksiyonu" bu durumun uzun dönemde de devam edeceğini ve 2030 yılında çoğunluğu kırsal bölgede yaşayan 970 milyon insanın (2030'daki olası dünya nüfusunun %12'si) elektriksiz yaşamaya, 2.5 milyar insanında da temiz pişirme tekniklerine sahip olmadan hayatlarını idame ettireceklerini göstermektedir. Elektriksiz yaşamaya devam edecek nüfusun büyük kısmı Orta ve Güney Afrika, Hindistan ve gelişmekte olan Asya ülkelerinde (Çin hariç) yaşıyor olacaktır. Bu ülkelerdeki açlık ve yoksullukla mücadelenin başarılı olması, enerjiye erişim konusunda önemli ilerlemeler kaydedilmesine bağlıdır[1].

Dünyadaki nüfus artışı, uzun dönemde ortalama %3.6 büyümesi beklenen dünya ekonomisi, sanayileşme ve kentleşme, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi önemli ölçüde arttırmaktadır. Yapılan projeksiyon çalışmaları, mevcut enerji politikalarının devamı halinde, 2035 yılında dünya enerji talebinin, ortalama yıllık %1.45'lik artışlarla, 2011 yılına göre % 42.7 (13,070 milyon ton eşdeğeri petrolden

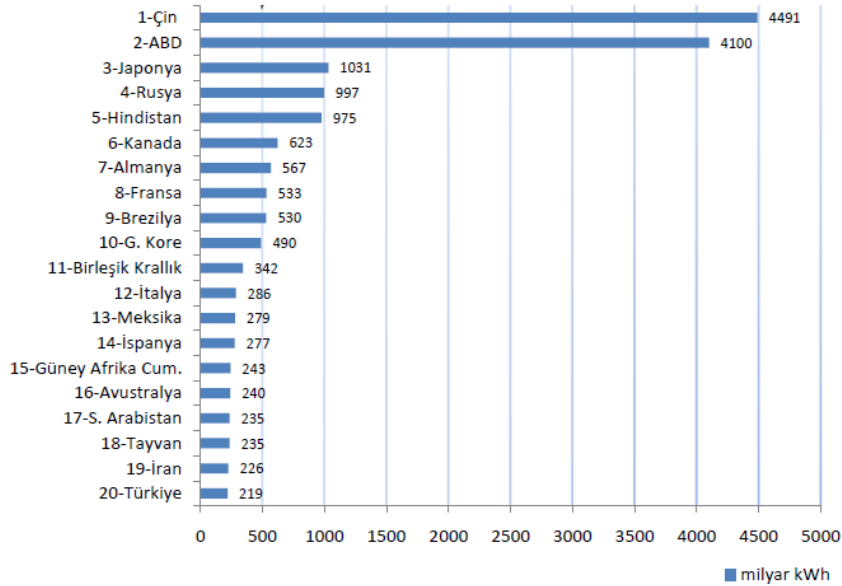
(Mtoe) 18,646 Mtoe'ye) daha fazla olacağına işaret etmektedir. Talep artışı miktarının yüzde 88.4'ünün, 2011-2035 döneminde ekonomik büyüme oranları yüksek (yıllık ortalama %4.8) öngörülen ve hızlı nüfus artış oranına (yıllık ortalama %1) sahip OECD-dışı ülkelerde (özellikle Çin ve Hindistan'da), yıllık ortalama %2.1'lik bir değerle, oluşacağı hesaplanmaktadır. Aynı dönemde yıllık gayrisafi yurt içi hasıla (GSYH) artış ortalaması %2.1 olarak öngörülen OECD ülkelerinde ise yıllık ortalama %0.4'lük artışlar beklenmektedir. 2011 yılı itibariyle dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi konumundaki Çin'in 2035 yılında ABD'nin tüketeceği enerjiden %90 daha fazlasını tüketeceği, yine 2035 yılında Hindistan'ın Avrupa Birliği'ni de geçerek Çin ve ABD'nin ardından üçüncü büyük enerji tüketicisi olması beklenmektedir. Söz konusu dört büyük tüketici, 2020 yılında dünya toplam enerji arzının %56.2'sini, 2035 yılına gelindiğinde ise %55.1'ini tüketmekte olacaktır. Dünya enerji talebindeki artışın sürdürülebilir koşullarda karşılanabilmesi için ise, 2012-2035 döneminde, enerji sektöründe yaklaşık 37.4 trilyon ABD Doları (2011 rakamlarıyla) değerinde yatırım yapılmasına ihtiyaç duyulduğu hesaplanmaktadır[1].

Enerji kaynakları açısından incelendiğinde, birincil enerji arzında, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklı yakıtların ağırlıklı konumunun önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmekte ve enerji talebindeki artışın (2010-2035 dönemi) yüzde 75.9'luk bölümünün bu kaynaklardan karşılanması öngörülmektedir. Biyoenerji için bu oran %7.7, diğer yenilenebilirler için %7.2, nükleer için %6.2, hidrolik için ise %3.1'dir. Bu rakamlar nükleerde artışın önceki yıl (2010-2035 dönemi) öngörülerine göre bir miktar daha yüksek kalacağını göstermektedir. Zira, 2010-2035 döneminde nükleerin enerji talep artışındaki payının %5.0 olacağı öngörülmüştü. 2010 yılında olduğu gibi 2020 yılında da birincil enerji arzındaki en büyük paya (%29.6) sahip olacağı hesaplanan petrolün, 2030 yılında ilk sıradaki yerini kömüre bırakacağı düşünülmektedir. Doğal gazın ise elektrik üretimindeki payını koruması (2011'de yaklaşık %21.9) beklenmektedir. 2011-2035 döneminde elektrik üretiminde ise sırasıyla kömür ve doğal gazın en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği, doğal gazın payının %21.9'dan %23.0'e yükseleceği; kömürün payının %40.6'dan %40.5'e düşeceği, petrolün payının ise %4.8'den %1.5'e, hidroliğin payının %15.8'den %13.7'ye, nükleerin payının da %11.7'den %9.8'e düşeceği öngörülmektedir. En

büyük yüzdelik artış ise rüzgarda beklenmektedir. Aynı dönemde rüzgarın %2.0'lık payının %5.6'ya yükseleceği öngörülmektedir [1].

Dünyada kullanılmakta olan enerjinin çoğu birincil enerji kaynaklarından elde edilmektedir. 2011 yılı verilerine göre dünyada birincil enerji kullanım miktarı 12274.6 Mtep (milyon ton eşdeğer petrol) olarak gerçekleşmiştir. Birincil enerji kullanımında en büyük paya sahip olan kaynaklar sırasıyla; petrol (%33.1), kömür (%30.3) ve doğal gazdır (%23.7)[2].

Dünyada 2011 yılı birincil enerjiden elektrik enerjisi üretim miktarı 22018.1 TWh olarak gerçekleşmiştir. Elektrik enerjisi üretiminde en büyük paya sahip olan birincil enerji kaynakları sırasıyla; kömür (%41), doğal gaz (%21) ve hidrolik (%16) olarak gerçekleşmiştir [2].



Şekil 2.1: Dünya elektrik üretiminde ilk 20 ülke

Amerikan Enerji Bilgi İdaresinin 2011 verilerine göre, dünya elektrik üretiminde ilk yirmi ülke Şekil 2.1'de gösterilmiştir. Türkiye 2011'deki yaklaşık 219 milyar kW-saat'lik değeriyle dünyada yirminci sırada yer almaktadır [1].

Çizelge 2.1: Fosil kaynaklı yakıt değerleri

Kaynaklar		Dünya Rezervi (2011)	Dünya Rezervlerinin Kullanılabilir Süreleri (Yıl)	Dünya Fosil Yakıt Değerleri (2011)		
				Üretim (Mtep)	Tüketim (Mtep)	Tüketim Payı (%)
Petrol (Milyar ton)		225.4	54	3995.6	4059.1	38
Doğal gaz (Trilyon m³)		208.4	64	2954.8	2905.6	27.2
Kömür (Milyar ton)	Taş kömürü	404.76	112	3955.5	3724.3	34.8
	Linyit	456.18				
TOPLAM				10905.9	10689	100

Fosil kaynaklı yakıtların rezerv miktarları ve kullanılabilme süreleri ile 2011 yılı sonu itibarıyla bu kaynaklardan üretilen ve tüketilen toplam enerji miktarları Çizelge 2.1’de verilmektedir. Petrol, taşkömürü, linyit gibi katı yakıtların rezerv miktarları ağırlık (milyar ton) olarak ifade edilirken, gaz halinde bulunan doğal gazın rezerv miktarı ise hacim (trilyon m³) olarak belirtilmiştir. Üretim-tüketim durumu değerlendirilirken enerji kaynaklarının birimi Mtep (milyon ton eşdeğer petrol) olarak verilmiştir. 2011 yılı dünya petrol rezervi 225.4 milyar ton, doğal gaz rezervi 208.4 trilyon m³ , kömür rezervi ise 860.94 milyar ton olarak tespit edilmiştir. Petrol, doğal gaz ve kömürün kullanılabilme süreleri sırasıyla; 54 yıl, 64 yıl ve 112 yıl olarak öngörülmektedir. Dünyada fosil yakıtlardan toplam enerji üretim miktarı 10905.9 Mtep olurken; tüketim miktarı 10689 Mtep olarak gerçekleşmiştir[2].

Dünyaya yenilenebilir enerji perspektifinden baktığımızda ise yenilenebilir elektrik güç kapasitesi bakımından yenilenebilir enerjiden en fazla yararlanan ülkenin Çin olduğu görülmektedir. Çin, 212 GW’lık hidrolik enerji kapasitesiyle ve 62 GW’lık rüzgar enerji kapasitesiyle hidrolik enerji ve rüzgar enerjisinden en fazla faydalanan ülke konumundadır. Ayrıca enerji üretiminde fotovoltaik (Pv) panellerden en fazla faydalanan ülkenin Almanya (25 GW); biyoyakıtlardan en fazla faydalanan ülkenin ise ABD (13.7 GW) olduğu belirlenmiştir. Dünyanın, Avrupa Birliği’nin ve Türkiye’nin yenilenebilir elektrik güç kapasiteleri sırasıyla; 1360 GW, 294 GW ve 19 GW olarak tespit edilmiştir[2].

Nükleer enerji üretiminde kullanılan çekirdek kaynaklar; uranyum ve toryumdur. Dünyada 2011 yılı için çıkartılabilir uranyum rezervi 5327.2 bin tondur. Rezerv açısından en zengin ülkeler; Avustralya (1661 bin ton), Kazakistan (629 bin ton), Rusya (487.2 bin ton) ve Kanada’dır (468.7 bin ton). Dünya Nükleer Enerji

Kurumunun 2011 yılı verilerine göre; dünyada nükleer santrallerden elektrik enerjisi üretimi 2518 milyar kWh olup elektrik enerjisi üretiminde nükleer enerjiden en fazla yararlanan ülke Fransa (%77.7)'dir. Aralık 2012 itibarıyla dünyada işletmede bulunan nükleer reaktör sayısı 436 ve bu reaktörlerin kurulu gücü 374135 MW'dır. Ayrıca inşa halinde 65 nükleer reaktör ve planlama aşamasında 168 nükleer reaktör bulunmakta olup bunların toplam güç kapasiteleri sırasıyla 65159 MW ve 185495 MW'dır [2].

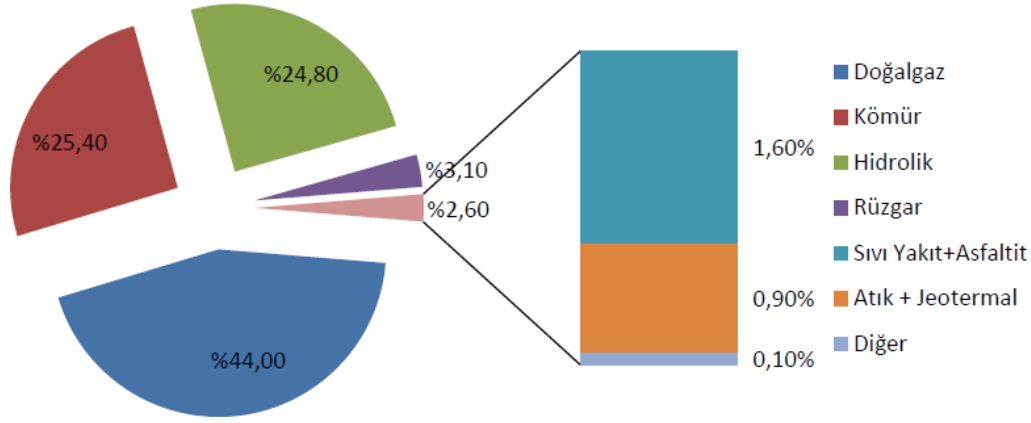
2.2 Türkiye'de Enerjinin Durumu

Türkiye enerji sektöründe büyüme rakamları, gelişmiş ülkelere kıyasla oldukça yüksektir. Son 10 yılda Türkiye elektrik ve doğal gaz talep artış oranları bakımından Avrupa'da ilk sırayı almaktadır. 2012 itibarıyla yaklaşık 75.6 milyon nüfusa sahip olan Türkiye'de kişi başına enerji tüketiminin %2.58 artışla 1588 kep, elektrik tüketiminin ise %3.49 artışla 2577 kWh olduğu hesaplanmıştır. 2012 yılında 120.09 milyon ton petrol eşdeğerini (milyon tep) geçen yıllık enerji arzı bir önceki yıla nazaran yaklaşık %4.9'luk bir artış göstermiştir. En son açıklanan verilere göre (2012 yılı) enerji arzında %32.7 ile kömür birinci sıraya yükselirken, bunu %31.1 ile doğalgaz, %26.0 ile petrol izlemiş, geri kalan %10.2'lik bölüm ise başta hidrolik olmak üzere yenilenebilir ve diğer kaynaklardan (odun) karşılanmıştır. 2010-2012 dönemi kıyaslandığında, kömür, rüzgar ve güneşin birincil enerji arzındaki payının sürekli arttığı, petrol ve odunun ise sürekli azaldığı görülmektedir[1].

2013 yılında elektrik tüketimimiz bir önceki yıla (242.4 milyar kW-saat) göre %1.28 artarak 245.5 milyar kW-saat, elektrik üretimimiz ise bir önceki yıla göre (239.50 milyar kW-saat) hemen hemen hiç değişmeyerek 239.31 milyar kW-saat olarak gerçekleşmiştir [11,12, 39]. Elektrik talebinin (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca belirlenen son elektrik talep serilerine göre); 2022 yılında Yüksek Talep Senaryosunda (yıllık ortalama %6.1 artış öngörülen) 453.56, Düşük Talep Senaryosunda (yıllık ortalama %4.2 artış) ise 378.00 milyar kW-saat düzeyine ulaşacağı gösterilmektedir[1].

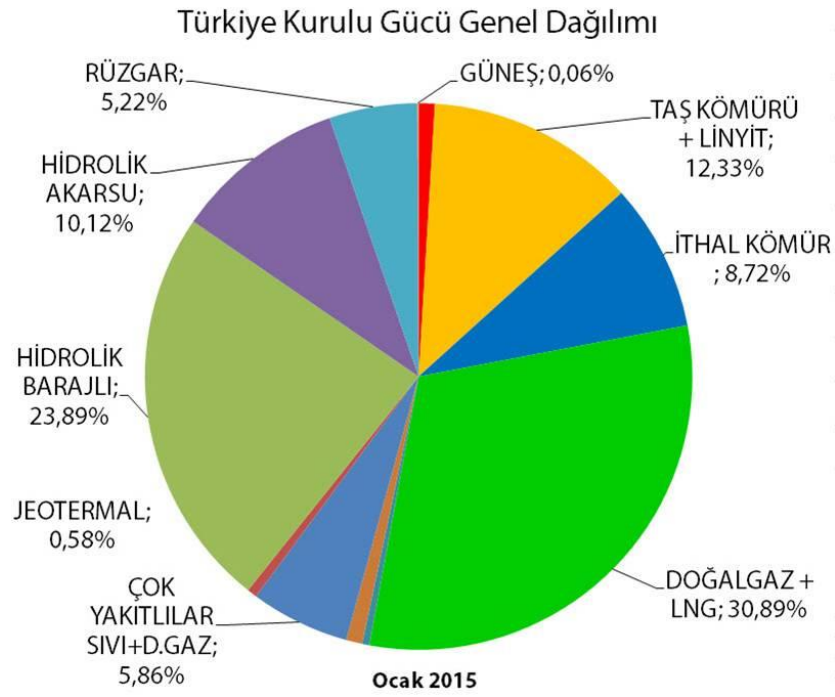
Kaynaklar açısından bakıldığında, 2013 yılı itibarıyla (*geçici rakamlardır*), toplam elektrik üretiminin %44.0'ı doğalgazdan, %25.4'ü kömürden, %24.8'i hidrolik kaynaklardan, %3.1'i rüzgardan, %1.6'sı sıvı yakıt ve asfaltitten, %0.9'u atık ve jeotermalden, %0.1'i de diğer kaynaklardan karşılanmıştır (Şekil2.2). 2012 yılı ile kıyaslandığında rüzgar, doğalgaz ve hidrolik kaynaklardan yararlanma oranı artarken,

kömürün oranında düşme görülmüştür. EÜAŞ'ın bu üretimde 2011 yılında sahip olduğu pay %40.4'den, 2012 yılında %37.8'e, 2013 yılında ise 3 santralin özelleştirilmesiyle birlikte %33.5'e düşerken, geri kalan %66.5'lik üretim ise özel sektör tarafından karşılanmaktadır [1].



Şekil 2.2: 2013 Yılı sonu Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı

Şekil 2.3'te kurulu güce baktığımızda ise Türkiye kurulu gücü 2014 yılı sonu itibari ile 69.516 megavat olarak güncellendi. Geçen yılın toplamında toplam kurulu güç artışı 5.509 megavat olarak tespit edildi. Türkiye'de toplam santral sayısı 217 adet artarak 1.124 oldu. Üretim tipine göre, en yüksek kurulu güç artışı ithal kömür ile çalışan santrallerden geldi, devreye giren toplam 2.150 megavat gücünde dev santraller ile artış oranı %55 olarak hesaplandı. Doğalgaz santralleri kurulu gücü 1.221 megavat artarak 21.476 megavat oldu. Linyit ve Taş Kömürü ile üretim yapan santrallerin kurulu gücünde artış ise % 0,7 ile sınırlı kaldı, toplam kapasite 8.573 megavat oldu. Yenilenebilir kaynaklar içinde en yüksek kapasite artışı rüzgar enerjisi santrallerinde gerçekleşti. 2014 yılı başında 2.760 MW olan kurulu güç, % 31,5 oranında artarak yıl sonu itibari ile 3.630 MW oldu. Jeotermal santrallerinde ise %30,3 artarak 405 megavata ulaştı. Yenilenebilir + Atık kapsamındaki santrallerde kapasite artışı ise yüzde 28,6 ile 288 megavat oldu. Şekil 2.3'te de kurulu gücün genel dağılımı görülmektedir [3].



Şekil 2.3: Türkiye Kurulu Gücü Genel Dağılımı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından yayınlanan Mavi Kitap Raporu'na göre; ülkemizin taşkömürü rezervi 1334.6 milyon ton, linyit rezervi 11444.9 milyon ton, petrol rezervi 44.3 milyon ton, doğal gaz rezervi 6.2 milyar m³ olarak belirlenmiştir. 2011 yılı itibarıyla Türkiye'deki elektrik santrallerinin toplam kapasitesi 52911 MW'dır. Bu kurulu gücünün %64'ünü (33931 MW) termik santraller, %36'sını (18980 MW) ise hidroelektrik, jeotermal ve rüzgar enerji santralleri oluşturmuştur[2].

Ülkemizdeki petrol durumu incelendiğinde; 2011 yılı ham petrol üretiminin 2.4 milyon ton, ortalama günlük üretimin 45 bin varil olduğu belirlenmiştir. Buna karşılık aynı yıl ithal edilen ham petrolün 18.1 milyar ton ve ithal edilen petrole ödenen tutarın 21 milyar \$'ı aştığı görülmektedir. Kaynak ülke olarak bakıldığında İran, Rusya, Sudi Arabistan, Kazakistan ve Irak'ın toplam ithalat içindeki payı %97'den fazladır. Bu oranın azaltılması ve farklı kaynaklardan petrol ithalatının yapılması enerji politikalarımız açısından son derece önem arz etmektedir. Türkiye'de doğal gaz tüketimi 1987 yılından bu yana sürekli artan bir eğilim içindedir. 1987 yılında 500 milyon m³ olan doğal gaz tüketimi 2011 yılı sonunda, 87.75 kat artarak 43.874 milyar m³ e ulaşmıştır. Aynı yıl içerisinde ithal edilen doğal gaza ödenen toplam tutar 16 milyar \$'ı bulmaktadır. İthal edilen doğal gaz büyük oranda; Rusya (%57.9), İran (%18.7), Cezayir (%9.5) ve Azerbaycan (%8.7)'dan temin edilmektedir. Buna karşılık

2011 yılı doğal gaz üretimimiz 793.4 milyon m³, ortalama günlük üretim 2.17 milyon m³ olup üretimin tüketimi karşılama oranı ise yalnızca %2'dir [2].

Ülkemizdeki linyitin ve taşkömürünün durumu incelendiğinde; 1974–2011 yılları arasındaki 37 yıllık süreçte linyit üretiminin yıllık 8.4 milyon tondan 73 milyon tona çıkarak 8.7 kat arttığı tespit edilmiştir. Türkiye’de 1974 yılında yıllık yaklaşık 5 milyon ton olan taşkömürü üretimi 2010 yılına kadar olan süreçte yaklaşık %48 oranında düşerek 2.59 milyon ton düzeyine inmiştir. 2011 yılı taşkömürü üretimi de 2010 yılı taşkömürü üretimine yakın bir düzey olan 2.62 milyon ton seviyelerinde gerçekleşmiştir. Ülkemiz taşkömürü açısından yeterli kaynağa sahip olmadığından dışa bağımlı konumdadır ve bu nedenle son yıllarda ülkemizin kömür ithalatı hızla artış göstermiştir. Bu durumu kömürün konut ve sanayi de kullanımının artmasına ve yeni devreye giren ithal kömürlü termik santrallere bağlayabiliriz. Türkiye’de 2010 yılında 173 bin ton kok ve 2.75 milyon ton petrokok ithal edilmiştir. Kömür ithalatının faturası 2010’da 3.225 milyar dolar, 2011’de 4.1 milyar dolar düzeyinde seyretmiştir [2].

2.3 Dünyada Hidroelektriğe Genel Bakış

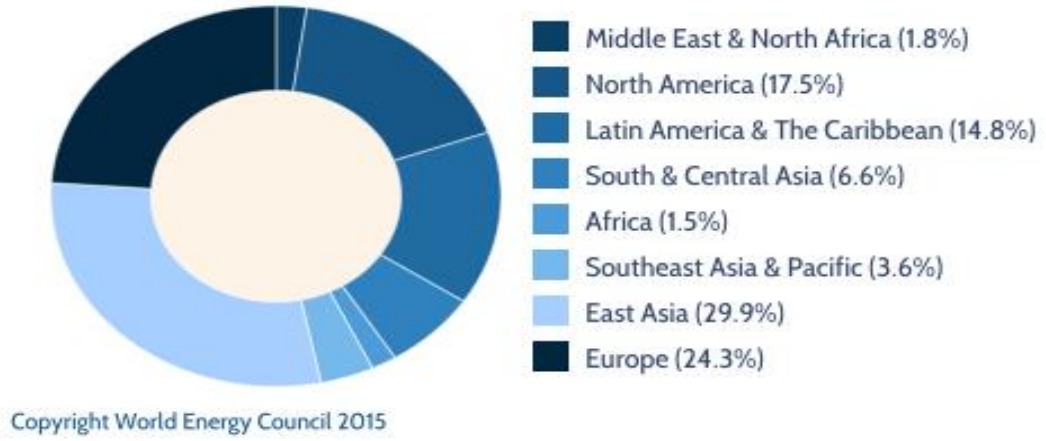
Dünya yüzeyine yağışla düşen su miktarı yılda ortalama 800 mm yada yaklaşık 119.000 km³ olup, bunun 72.000 km³’ü buharlaşarak atmosfere geri dönmekte ve 47.000 km³’ü akışa geçerek nehirler vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere ulaşmaktadır. Bu miktarın ancak 9.000 km³’ü teknik ve ekonomik olarak kullanılabilir durumdadır. 2004 World Atlas & Industry Guide adlı yayının tespitlerine göre, Dünyanın; Brüt, teorik hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 40.000 TWh/yıl, Teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, 14.368 TWh/yıl, Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 8.562 TWh/yıl’dır[4].

Çizelge 2.2’de ülkelerin 2011 yılı hidrolik enerji kurulu gücü, hidrolik enerjiden elektrik enerjisi üretim miktarı ve dünya hidrolik enerji üretimindeki payı verilmektedir. 2011 yılı itibarıyla dünyanın toplam hidrolik kurulu gücü 970 GW olup kurulu gücü en yüksek olan ülkeler sırasıyla; Çin, ABD, Brezilya ve Kanada’dır. Ayrıca aynı yıl hidrolik santrallerde gerçekleşen toplam 3498 TWh’lik elektrik enerjisi üretimiyle bu santraller dünya elektrik enerjisi üretiminin %14’ünü karşılamıştır[2].

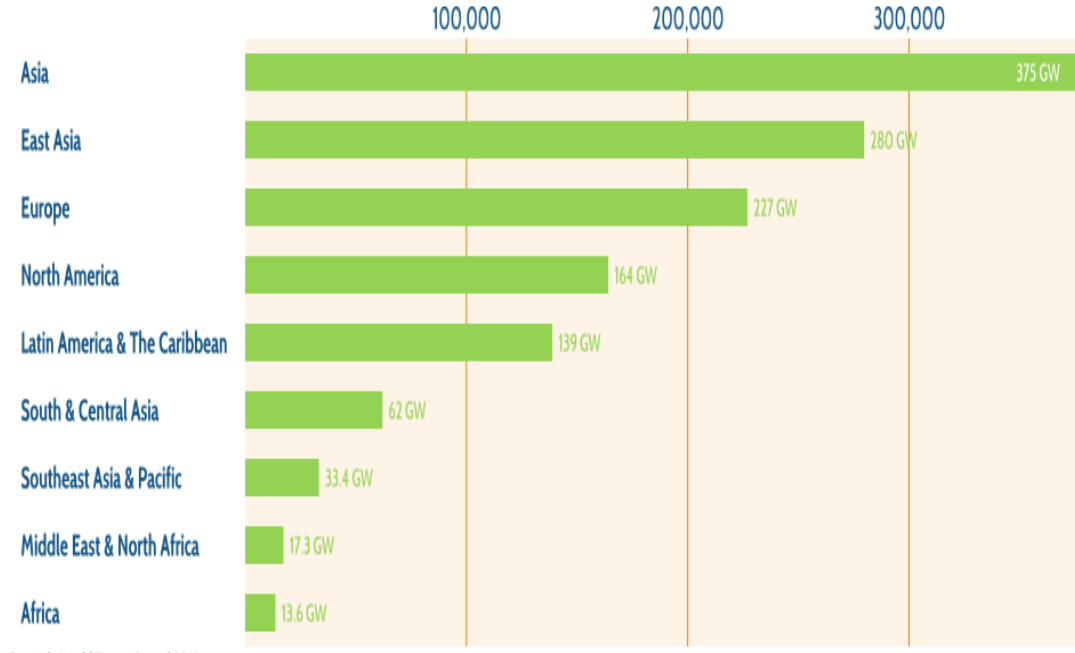
Çizelge 2.2: Hidroelektrik Enerjinin Dünyadaki Durumu (2011)

Ülkeler	Hidrolik Kurulu Gücü (GW)	Elektrik Enerjisi Üretimi (TWh)	Dünya Hidrolik Enerji Üretimindeki Payı (%)
Çin	212	722	19.8
ABD	79	328	9.4
Brezilya	79	430	12.3
Kanada	75	377	10.8
Japonya	28	85	2.4
Rusya	47	165	4.7
Hindistan	42	132	3.8
Norveç	30	122	3.5
Türkiye	17	52	1.5
Toplam	970	3498	100

2015 yılına gelindiğinde ise tüm dünyanın toplam kurulu gücü 1.31 TW düzeyine yükselmiş olup, Şekil 2.4 ve Şekil 2.5'te bölgeler ve kıtalar bazında kurulu güçlerin kıyaslaması gösterilmiştir. Şekil 2.6'da ise Mtoe (milyon ton petrol eşdeğeri) birimi kullanılarak, dünyanın en fazla hidroelektrik enerji üreten ilk 10 ülkesi kıyaslanmıştır [5].

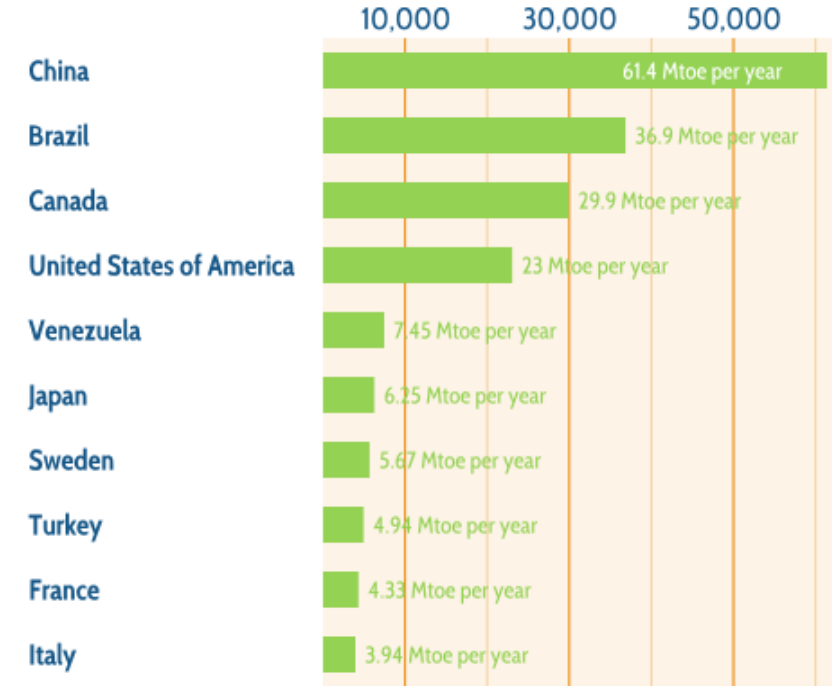


Şekil 2.4: Bölgeler Bazında Dünyada Hidroelektrik Kurulu Gücü (%)



Copyright World Energy Council 2015

Şekil 2.5: Bölgeler Bazında Dünyada Hidroelektrik Kurulu Gücü (GW)



Copyright World Energy Council 2015

Şekil 2.6: Hidroelektrik Enerji Üretiminde ilk 10 ülke

Uluslararası Enerji Ajansı'nca (International Energy Agency–IEA) 2020’de dünya enerji tüketimi içerisinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payının bugüne göre %53 oranında artacağı öngörülmüş olup, bu her güçteki

hidroelektriğin değerlendirilmesi ile mümkündür. 2020 yılına kadar toplam enerji tüketiminin beşte birini yenilenebilir enerjilerden elde etmeyi hedefleyen AB ülkelerinde, özellikle hidroelektrik enerji kapasitesinin artırılması ve mevcut santrallerin yenilenmesine yönelik yatırımlar hızla artırılmaktadır [6].

Londra merkezli Uluslararası Hidroenerji Birliği'ne (International Hydropower Association-IHA) göre küresel elektrik ihtiyacının %16'sı hidroenerjiden elde edilmektedir. Hidroenerjinin, yenilenebilir kaynaklardan sağlanan enerji üretimi içindeki payı ise %80'e ulaşmaktadır. Günümüzde Kuzey Amerika kullanılabilir hidroenerji kaynaklarının %70'ini, Avrupa ise %75'ini kullanmaktadır. Hidroenerji alanında en önemli büyüme fırsatını ise Güney Amerika, Asya ve özellikle Afrika sunmaktadır. Halen Dünya'da enerji amaçlı işletme halinde 8.200 büyük baraj bulunmaktadır. Barajların inşa maksatlarına bakıldığında, birinci sırada sulama (%38), ikinci sırada ise enerji (%18) gelmektedir [6].

Biriktirmesiz hidroelektrik santrallere baktığımızda ise dünyada bu alanda büyük bir yarışın varlığından ve hatta ülkemizin bu yarışa geç katıldığından söz edebiliriz.

Çin'de 1996 yılına kadar kapasitesi 500 kW'ın altında, yaklaşık 43000 biriktirmesiz HES kurulmuştur. Nepal'de ancak yaklaşık %3'ünün kapasitesi 20 kW üstünde olan 1000 kadar biriktirmesiz HES inşa edilmiştir. Gana, Burma, Guatemala, Filipinler, Nikaragua, Ekvator, Malezya, Endonezya, Nepal ve Yeni Gine gibi ülkelerde, özellikle dağlık bölgelerde halkın kendi enerjisini kendi yönetme politikası doğrultusunda çeşitli projeler kapsamında kurulmuş çok sayıda biriktirmesiz HES bulunmaktadır. ABD ve Kanada basta olmak üzere birçok Kıta Amerika ülkesinde, Japonya ve Rusya gibi gelişmiş Asya ülkelerinde ve Avrupa'da bu tür HES'ler mevcuttur [7].

Dünyada hidroelektrik potansiyellerinin geliştirilmesi konusunda önemli yol katetmiş ülkelerin başında %86 ile ABD, %78 ile Japonya, %68 ile Norveç gelmektedir [8].

2.4 Türkiye'de Hidroelektrik Enerjinin Durumu

Türkiye'nin, deniz seviyesinden ortalama yüksekliği 1300 metre civarındadır. Yurdumuza düşen yıllık ortalama yağış 501 milyar m³ ve bunun akarsulara dönüşen kısmının 186 milyar m³ olduğu bilinmektedir. DSİ ve EİE tarafından, Türkiye' nin mevcut 25 havzasında yapılan çalışmalar ve stokastik hesaplamalar neticesinde

Türkiye' nin teorik Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyeli brüt 433 milyar kWh/yıl, teknik potansiyel 250 milyar kWh/yıl, ekonomik elektrik enerji üretim potansiyeli 126 milyar kWh/yıl olarak belirlenmektedir. Bu rakamlarla, Türkiye, Dünya hidroelektrik potansiyeli içinde %1 payı ile sekizinci sırada gelmektedir. Teknik yapılabilir potansiyel olan 250 milyar kWh/yıl ile Avrupa potansiyelinin yaklaşık %20 si mertebesinde hidroelektrik potansiyele sahip bulunmaktadır. Bir başka açıdan baktığımızda Türkiye Avrupa hidrolik potansiyelinde Rusya ve Norveç' ten sonra üçüncü sırada gelmektedir [6].

Türkiye'de 1950'lerde yılda sadece 800 GWh enerji üretimi kapasitesi varken, bugün bu oran yaklaşık 388 misli artarak yılda 310.000 GWh düzeylerine ulaşmıştır. 53.235 MW'a ulaşan kurulu güç ile yılda yaklaşık 310.570 GWh enerji üretimi mümkündür. Ancak arızalar, bakım onarım, işletme programı politikası, küresel ekonomik kriz, tüketimde talebin azlığı, kuraklık, randıman vb. sebeplerle ancak 228.431 GWh enerji üretimi olmuştur. Yani kapasite kullanımı %73,6 düzeylerinde gerçekleşmiştir. Termik santrallerde kapasite kullanım oranı ortalama %70,8 düzeylerinde iken hidroelektrik santrallerde bu oran %84,5 düzeylerinde olmuştur. Enerji üretimimizin %25,16'sı yenilenebilir kaynak olarak nitelendirilen hidrolik (%22,8), rüzgar (%2,07) ve jeotermal (%0,29) kaynaklardan sağlanmaktadır [9].

2013 yılı itibari ile baktığımızda potansiyelimizin %43'ü 20069 MW kurulu güç ve 71,2 milyar kWh yıllık üretim ile işletmede; %18'ine tekabül eden kısmı, 9256 MW kurulu güç ve 29,5 milyar kWh yıllık üretim potansiyeli ile inşa halinde; %39'luk kısmı ise 18067 MW kurulu güç ve 64,1 milyar kWh yıllık üretim kapasitesi ile planlama ve projelendirme safhasındadır [8].

DSİ ve EİE, Türkiye' nin ekonomik olarak geliştirilebilir hidroelektrik kapasitenin yıllık 126 milyar kWh/yıl civarında olduğunu hesaplamaktadır. Burada anahtar kavram 'ekonomik olarak yapılabilirlik' kavramıdır. Türkiye' nin hidroelektrik kapasitesinin değerlendirilmesinde kullanılan ve herhangi bir tesisin ekonomik olarak yapılabilir olup olmadığı kararına mesnet teşkil eden kriterlerin daha yakından incelenmesi gerekmektedir [6].

Ayrıca Türkiye genelinde henüz etüdü yapılmamış 1-30 MW arası küçük tesislerden minimum 10-15 milyar kWh/yıl, kanal ve barajlara konulacak türbinler yoluyla da 3-5 milyar kWh/yıl elektrik üretilebileceği düşünülmektedir. Bütün bu kriterler göz

önüne alındığında, ülkemizin ekonomik hidroelektrik üretim potansiyelinin 190 milyar kWh/yıl civarında olacağı ve kurulu güç değerinin 48-50 bin MW olacağı söylenebilir [6].

EPDK verilerine göre 2003 yılından 20 Ekim 2013'e kadar 4628 sayılı yasa kapsamında 876 HES projesine lisans verildi Bu projelerin toplam kurulu gücü 20260 MW. 20 Ekim 2013 itibariyle bu projelerin 286 'sı tamamlandı. Bunların toplam kurulu gücü 5935 MW. Bu da lisans verilen toplam kurulu gücün %29'una karşılık geliyor.Sayı olarak ise %33'ünü oluşturuyor. Toplam lisanslı 876 projenin %20'si de inşa halinde .Diğer yarısına yakın bölümü ise (%47) proje aşamasında. Şekil 2.7'deki haritada, inşa halindeki projeler görülebilmektedir [10].



Şekil 2.7: 4628 Sayılı Yasa ile Başlayan HES İnşaatları

Haritadan da görülebildiği gibi inşaatı devam eden hidroelektrik santrallerin önemli bir çoğunluğu Doğu Karadeniz ve Çoruh Havzası'nda yoğunlaşmış bulunmaktadır.

2.4.1 Çoruh Havzası'nın Hidroelektrik Durumu

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin yaklaşık %6'sını, DSI'nin 23 numaralı havza olarak belirlediği, Çoruh Nehri ve kollarını kapsayan havza oluşturmaktadır.

Çoruh Havzası'nın su gücü potansiyeli çok yüksek olmakla birlikte, bölgede projelendirilen barajlara bakıldığında, rezervuar sahalarında çok az yerleşim ve tarım alanı olduğu görülür. Aynı zamanda proje sahaları, topoğrafik ve tektonik yapı bakımından baraj yapımına oldukça müsaittir.

Havzada ilk çalışmalar 1938 yılında akım ölçümleri ile başlamıştır. 1969 yılında tamamlanan etüt çalışmaları 1982 yılında Çoruh Havzası Master Planı olarak yayınlanmıştır. Master plan çerçevesinde yapılan çalışmaların neticesinde de 10 adet ana kolda, 2 adet Berta kolunda, 2 adet Oltu kolunda, 1 adet Barhal kolunda ve 1 adedi de Bardız kolunda olmak üzere toplam 16 adet baraj ve ilk etapta 30 adet nehir tipi hidroelektrik santral planlanmıştır [8].

4628 Sayılı Kanun ile özel sektörün Su Kullanım Hakkı Anlaşmaları yolu açıldıktan sonra gelen proje teklifleri ile Çoruh Havzası'nda toplam 162 adet nehir tipi hidroelektrik santral planlanmıştır Bu projelerin toplam kurulu gücü 2875 MW ve yıllık enerji üretimi ise 8 milyar 626 milyon kWh'dir [8].

3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Tasarım debisi, kuşkusuz hidroelektrik santral tasarımında hem enerji eldesi hem de maliyet bakımından en önemli unsurların başında gelmektedir. Boru çapı, türbin boyutu gibi maliyete doğrudan etki edecek pek çok büyüklüğün belirlenmesinde tasarım debisinden yararlanılmaktadır.

Kapasite faktörü ise enerji santralleri için hayati öneme sahip bir diğer büyüklüktür. Bu büyüklük doğrudan tasarım debisinin tayininde rol oynamaktadır. Kapasite faktörünün belirlenmesi ise nehir tipi hidroelektrik santrallerde akış rejiminin sabitliği ve değişkenliği ile ilişkilidir. Akış rejimi çok değişken olan akarsuların debi süreklilik eğrileri; akış rejimi nispeten daha az değişken olan akarsuların debi süreklilik eğrilerinden daha fazla eğime sahiptir. Dolayısıyla bu eğim, kapasite faktörü ve tasarım debisi değerlerinin elde edilmesi safhasında büyük bir önem arz etmektedir.

Dünyadaki enerji kaynaklarının kısıtlı oluşu, hidroelektrik santralleri özellikle de nehir tipi hidroelektrik santralleri oldukça revaç gören bir seviyeye yükseltmiştir. Pek çok araştırmacı bu tip santrallerin tasarımı ile ilgili süreçlere katkı sunmaktadır. Lakin bahsi geçen debi süreklilik eğrisi eğimi vasıtası ile tasarım debisi tayini konusu daha evvel detaylıca ele alınmamış yeni bir konudur.

Debi süreklilik eğrisi ile ilgili yapılan çalışmalara göz atıldığında ise, ölçümü olmayan havzaların debi süreklilik eğrisi tahmini başta olmak üzere, pek çok yaklaşım geliştirildiğini görülmektedir.

Vogel ve Fennesey(1994), yaptıkları çalışmada ortalama yıllık debi süreklilik eğrisini, standardize edilmiş nonparametrik bir yöntemle geliştirmişler ve ardından, güven aralığı üzerine değerlendirmelerde bulunmuşlardır. Bu yaklaşımda DSE, bir hidrolojik yılın sürekliliğine sahip olmaktadır. Dolayısıyla, N yılın akım kayıtlarını içeren bir seriden, N yılın ayrı ayrı DSE'leri elde edilmektedir. Buradan ise her yıla ait DSE'lerin x ekseninde bulunan aşılma olasılığı değerlerinin ortalaması alınmak sureti ile Ortalama Yıllık DSE elde edilebilmektedir[11].

Bir başka çalışma ise Orta İtalya’da gerçekleştirilmiştir. 51 havzayı içine alan bu çalışmada, ölçümü olmayan havzalarda DSE tahmini ile ilgili karşılaşılan problemler üzerinde durulmuş ve bazı tahmin yaklaşımlarının güvenilirliği değerlendirilmiştir. Bu çalışmanın sonuçları ise şunu ortaya koymuştur: Uzun dönemli DSE’lerini elde etmede, az sayıda yıla ait akım gözlemleri ile oluşturulan DSE’ler, bölgesel DSE’lerine oranla daha güvenilirdir[12].

Orta Yunanistan’da Acheloos nehri havzasına uygulanan başka bir çalışmada ise nehir tipi hidroelektrik santrallerin tasarımında ve performans değerlendirilmesinde alternatif olabilecek bir olasılık DSE modeli sunulmuştur. Bu ve benzeri olasılık modellerinde, DSE’lerin alt ve üst kısımlarındaki kuyruk bölümlerinin iyi temsil edilmediği sonucuna varılmış, fakat onun haricinde genel itibariyle risk analizleri ve finansal planlamalar için fikir verici olduğu belirtilmiştir[13].

Düşük akımların tahmin edilmeye çalışıldığı bir başka çalışma ise İrlanda’da 125 akım gözlem istasyonunun verileri kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Farklı alternatif durumlar için, %25-%99,9’luk aşılma olasılıkları arasında kalan düşük akımlar tahmin edilmeye çalışılmıştır. Basit logaritmik regresyon modelinin kullanıldığı bu çalışmada, yöntemin %25, %45 ve %75’lik aşılma olasılıklarında %95’lik aşılma olasılığına nazaran daha iyi sonuç verdiği gösterilmiştir[14].

Kapasite faktörü üzerinde durulan başka bir çalışmada ise dünyanın çeşitli bölgelerinde hidroelektrik santrallerin farklı kapasite faktör ortalamaları ile çalıştıkları belirtilmiş ve bu oranın %30 ile %80 gibi geniş bir aralıkta değiştiği gösterilmiştir. Bu farklılığın santralin kurulum aşamasındaki amaçla ile doğrudan ilişkisi olduğu ifade edilmiştir. Hidroelektrik santrallerin, pik debileri karşılayabilmek için düşük (%10-20) kapasite faktörlerine sahip olacak şekilde dizayn edilebilecekleri gibi; yaklaşık sabit bir enerji teminini sağlamak maksadı ile yüksek (%80) kapasite faktörleri ile de dizayn edilebilecekleri üzerinde durulmuştur[15].

Birleşik Krallık’ta pek çok havzayı içine alan ve düşük debili akımların araştırılması konu edinen bir çalışmada, farklı permeabilite ve farklı jeolojik yapılara sahip; fakat aynı yağış özelliklerini gösteren bölgelerdeki debi süreklilik eğrisi (DSE) eğimlerinin; yani debi değişimlerinin farklı oranlarda olacağı gösterilmiştir[16].

Bu tez çalışmasına da ilham veren ve metodlarından istifade edilen alışma; Umbrian Bölgesi'nde (Orta İtalya) 15 rnek havza ile gerçekleştirilmiştir. Bu 15 alt havzanın hepsi, Tiber Nehri ana havzasına aittir. Havzaların ortalama yıllık debileri, havza alanları ve havza alanlarının permeabiliteleri oldukça farklılık göstermektedir. Ortalama yıllık debi değerleri 1.1 m³/s ile 49.8 m³/s; havza alanları ise 108 km² ile 5568 km² arasında değişmektedir. Bütün bu farklılıklar akış rejimlerine de yansımakta ve akış rejimleri de birbirlerinden farklılıklar göstermektedir. Çalışma neticesinde görülmüştür ki nehir tipi bir hidroelektrik santralden elde edilecek ortalama senelik enerji değeri debi süreklilik eğrisinin eğimi ile analitik olarak ilişkilidir. Eğim arttıkça kapasite faktörü genel itibari ile azalmakta; eğim azaldıkça ise artmaktadır. Bu azalış ve artışın oranları ise tasarım debisi seçimini doğrudan etkilemektedir. Söz konusu havzalardan birinde seçilen tasarım debilerinin neticesi olarak ulaşılan kapasite faktörleri çok fazla değişkenlik arz etmezken; farklı bir havzada ise aynı tasarım debileri seçildiği zaman ulaşılan kapasite faktörlerinin, oldukça geniş bir aralıktaki değişkenlik gösterebildiği görülmüştür. Çalışmanın yöntemi ve detayları, 4. bölümde anlatılmaktadır[17].

4. YÖNTEM

4.1 Debi Süreklilik Eğrisinin Tanımı ve Önemi

Debi Süreklilik Eğrisi (DSE), herhangi bir akım değeri ve bu akım değerinin eşit olduğu ya da aşıldığı yüzde cinsinden zaman dilimi arasındaki ilişki olarak yorumlanır. Başka bir ifadeyle, debinin belli bir değere eşit veya ondan büyük olduğu zaman yüzdesi düşey ekseninde, zaman yüzdeleri yatay ekseninde gösterilerek çizilen eğriye denir. Burada bahsedilen “zaman yüzdesi” 0-100 arasında bir aralıktır. Böylelikle, akarsu debi aralığının tamamı göz önünde bulundurulmaktadır [18].

Bir havzanın hidrolojik özellikleri ile ilgili çalışmalarda, debi süreklilik eğrisi metodundan pek çok durum için yararlanılır. Su kalitesi değerlendirmelerinde, su yönetimi uygulamalarında, ağaçlandırma ile ilgili fizibilite çalışmalarında, debi datalarının kontrollerinde, düşük debi tahminlerinde ve elbette ki hidroelektrik enerji üretiminde; debi süreklilik eğrisinden yararlanılmaktadır [17].

Belirli bir geçmiş zaman dilimi içerisinde belirli debilerin aşılma durumlarının sıklıklarının yüzde cinsinden ifadesi olan debi süreklilik eğrilerinde; düşük debi değerlerinin çok daha büyük yüzdelerde aşılmış iken, taşkın debi değerlerinin çok daha az aşıldığı gözlenir.

Tasarım debileri de yine bu eğriler üzerinden bulunan debi değerleridir. Örneğin, ölçüm yapılan zaman dilimi içerisinde %80’lik bir oranla aşılan debi değeri “ Q_{80} ” şeklinde gösterilir.

Depolamalı-Barajlı hidroelektrik santrallerde mevcut bulunan yüksek depolama hacmi, barajı besleyen akarsuyun akış rejimi değişiklik gösterse de hali hazırda depolanan su sayesinde, hidroelektrik enerji üretiminin bu durumdan çok fazla etkilenmemesini sağlar. Oysa nehir tipi hidroelektrik santrallerde, üretilebilecek hidroelektrik enerji, santralden geçen anlık debi ile doğrudan ilişkilidir. Santralden geçecek anlık debiyi değiştirecek olan da kuşkusuz akış rejimindeki değişikliklerdir. Bu tip hidroelektrik santrallerde bulunan yükleme havuzları veya denge bacaları,

barajlarla kıyaslanamayacak kadar az depolama hacmine sahiptir. Bu dezavantaj da haliyle, debi süreklilik eğrileri kullanılarak yapılacak tahmin ve tasarımları azami derecede önemli kılmaktadır.

4.1.1 Ölçüm Olan Bölgelerde Debi Süreklilik Eğrisinin Elde Edilmesi

Ölçümü yapılmış olan gözlem noktalarında ve havzalarda, debi süreklilik eğrisinin elde edilebilmesi için öncelikle elde edilen bütün debi değerlerinin büyükten küçüğe olacak biçimde, azalan şekilde dizilmesi gerekir. Ardından her bir debi data değerinin, bu ölçüm süreci içerisinde kaç defa görüldüğünü ifade eden tekerrür sayıları belirtilir. Yine bu debi değerlerinin her bir tanesi için; ölçüm süreci içerisinde bu debi datalarına “*büyük eşit*” olan yani bu debi değerlerinden büyük yahut onlara eşit kaç ölçüm yapıldığı kaydedilir. Bu yapılan kayıtlar, son olarak toplam yapılan ölçüm sayısına bölünerek, her bir debi değerine tekabül eden aşılma sıklığı bulunmuş olur.

Düşey eksene debi datalarının, yatay eksene ise aşılma sıklıklarının yüzde cinsinden yazıldığı ve bu iki eksenin bir grafikte ifade edildiği eğriler, debi süreklilik eğrileri olmaktadır. Yatay eksen; eğri bir yıl için çizildiğinde, aşılma yüzdeleri yerine günler ile de gösterilebilir. Bu durum, tasarım debisinin bulunmasını kolaylaştırır.

4.2 Ortalama Yıllık DSE Elde Edilmesi

Debi süreklilik eğrilerinin (DSE) elde edilmesinde belirli bir zaman kısıtlaması yoktur. Örneğin, günlük ölçümlerin kayıt altına alındığı bir akım gözlem istasyonu (AGİ) düşünüldüğünde; bu istasyonda bir sene boyunca ölçülen değerlerden yararlanılarak DSE elde edilebileceği gibi; birkaç seneyi aynı debi süreklilik eğrisi üzerinde göstermek de mümkündür. Bir senelik ölçümler için, tekerrür sayısı olan n , toplam gün sayısı olan 365’e bölünürken; uzun yahut daha kısa süreli ölçümlerde, tekerrür sayısını bölen toplam ölçüm sayısı değişecektir.

Kullanılan DSE değerleri ise bir yıllık ölçümler baz alınarak hesaplanan değerlerdir. Yani N yılı kapsayan bir debi data serisi için N farklı debi süreklilik eğrisinden söz edilir.

Ortalama Yıllık DSE ise Vogel ve Fennesey (1994) tarafından geliştirilen, standardize edilmiş, non-parametrik bir yöntemin, söz konusu akım gözlem değerlerine uygulanması ile elde edilmektedir. Bu yöntemde yukarıda bahsedilen şekilde N yılı

kapsayan N adet farklı DSE düşünülür. Bu DSE değerlerinin her biri için; yatay eksen olan aşılma sıklığı eksenindeki her bir süreklilik değerinin N yıl için ortalaması alınmak sureti ile yeni bir DSE elde edilmiş olur. Bu eğrilere yıllık ortalama debi süreklilik eğrileri denir [17].

Bu yöntemde ise elde bulunan N farklı senelik DSE'ler için, her birinin yatay eksenindeki %1, %5, %10, %20, %30, %40, %50, %60, %70, %80, %90, %95 ve %99'a tekabül eden debi değerlerinin N yıl için ortalaması alınarak; yatay eksen bu bahsi geçen yüzde değerlerinden oluşan yeni bir ortalama debi süreklilik eğrisi elde edilmiştir. Her havza için elde edilen bu eğriler yıllık ortalama debi süreklilik eğrileri olmaktadır.

4.2.1 Ortalama Yıllık DSE Eğimlerinin Hesaplanması

Her gözlem istasyonu için ayrı ayrı elde edilen yıllık ortalama debi süreklilik eğrilerinin düşey eksenini oluşturan Q_i , debi değerleri; yine her havza için elde edilen ortalama yıllık debi değerlerine (Q_m) bölünerek boyutsuzlaştırılmıştır.

Boyutsuzlaştırma (standardize etme) işleminin ardından, eğrinin düşey eksenini logaritmik bir hale getirilir. Bu sayede aynı grafik üzerinde büyük ve küçük değerler daha net ve birbirine daha yakın şekilde ifade edilmiş olur. Debi süreklilik eğrisinin debileri ifade eden ekseninin logaritmikleştirilmesinin ardından eğri daha yatay bir hal almaktadır. Elde edilen bu eğrilerin eğimleri, (CF) Kapasite Faktörü'nün belirlenmesinde kullanılacaktır.

Eğrileri, doğruya yaklaştırmak için, eğrilerin; yatay ekseninde %20 ile %95'e tekabül eden kısımları dikkate alınır. Çünkü %20'den evvelki ve %95'ten sonraki kısımlarda eğri dik özellik gösterir yani diğer aralıklara nazaran kısa bir aşılma sıklığı aralığında büyük sıçramalar mevcuttur. Ayrıca %20 ile %95 arasında kalan eğri parçaları, günlük debi değerlerinin log-normal dağılımla açık bir biçimde ifade edilebildiği ve pek çok araştırmacı tarafından da günlük değerlerle yapılan çalışmalar esnasında dikkate alınan kısımlardır [19].

Alınan nihai kısmın eğiminin hesabında ise bu eğim çizgisinin formülü, 4.1 denklemi ile eğim hesaplanır.

$$(Q_i / Q_m).100 = c.e^{-\alpha.p} \quad (4.1)$$

Burada denklemin sol tarafı, boyutsuzlaştırılan ve yüzde şeklinde ifade edilen debi değerlerini içeren, eğrinin düşey eksenini; c, boyutsuz sabit bir katsayıyı; α , eğrinin eğimini; p ise yatay ekseninde ifade edilen aşılma sıklıklarını göstermektedir.

Aynı yağış özelliklerine sahip farklı havzaların, debi süreklilik eğrilerinin eğimlerinin farklılık arz etmesinin nedeni, havza alanlarının zemin yapısının geçirgenliğinin farklı olmasıdır. Geçirgenliği düşük olan havzalar diğerlerine nazaran daha dik eğime sahip olan debi süreklilik eğrisi değerlerini vereceklerdir.

4.2.2 Ortalama Yıllık DSE Üzerinden Tasarım Debilerinin Elde Edilmesi

DSE'lerin yatay eksenleri aşılma yüzdeleri yerine günler ile de ifade edilebilir. Örneğin günlük verilerle çalışılan, yıllık bir debi süreklilik eğrisinde yatay ekseninde bulunan 60 gün değeri, yapılan 365 ölçüm içerisinde 60 defa aşılan debi değerini bulmaya yarar ve bu debi değeri Q_{60} şeklinde ifade edilir. Yatay ekseninde günler yerine aşılma yüzdeleri yer aldığı anda ise 60 gün yerine yer alması gereken ifade $60/365=0,164$ 'ten %16,4 olacaktır.

Bu çalışmada ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi elde edilirken kullanılan %1, %5, %10, %20, %30, %40, %50, %60, %70, %80, %90, %95 ve %99'luk aşılma sıklıkları sebebiyle 13 adet ortalama Q_i debi değerine ulaşılmış olacaktır. Dolayısı ile Q_{50} , Q_{60} , Q_{70} ... Q_{230} misali çeşitli tasarım debisi değerleri lineer enterpolasyon ile kolaylıkla bulunabilmektedir.

Çalışmada 10 gün aralıklarla 50 günlük tasarım debisinden (Q_{50}) başlamak sureti ile 230 günlük tasarım debisi (Q_{230}) ile biten 19 datalık tasarım debisi serileri her havza için elde edilir.

4.3 Kapasite Faktörü (CF) Tanımı ve Önemi

Nehir tipi hidroelektrik santrallerin tasarımında, performans ve verimlilik ile ilgili en önemli parametrelerden biri olan kapasite faktörü, genel olarak; santralin bir periyotta ürettiği enerjinin, santral aynı periyotta tam kapasite çalışmış olsaydı üretebileceği enerjiye oranı olarak ifade edilebilir. Genel hali ile aşağıdaki denklemle gösterilebilir.

$$CF = \frac{P_m}{P_{max}} \cdot 100 \quad (4.2)$$

P_{max} (kW), burada nominal (kurulu) gücü; P_m (kW) ise bir periyottaki ortalama gücü ifade eder. Bu kapasite faktöründen yola çıkılarak, senelik üretilebilecek enerji miktarı E_a (kWh/yıl) ise şu formülle gösterilebilir:

$$E_a = \frac{8760 \cdot P_{max} \cdot CF}{100} \quad (4.3)$$

Dünyanın çeşitli bölgelerinde işletilmekte olan hidroelektrik santrallerin kapasite faktörleri %32 ile %54 arasında değişmekte ve %44'lük bir küresel ortalama sergilemektedir. Bazı bölgelerde %80'lere varan kapasite faktörleri ile enerji üretimi de yapılmaktadır. Bu tasarım tercihleri, sadece senelik enerji üretiminde değil aynı zamanda tesisin kendini amorti etme sürecinde de etkilidir. Örneğin düşük bir kapasite faktörü ile planlanan nehir tipi bir hidroelektrik santral; yüksek debilerden de istifade etmek için kurulur. Fakat böylesi bir santral aynı koşullardaki diğer bir santrale nazaran daha pahalı bir türbin ve boru maliyeti getirecektir. Bunun yanı sıra geri ödeme yani kendini amorti etme sürecini şüphesiz etkileyecektir [17].

4.3.1 Tasarım Debileri Kullanılarak Kapasite Faktörlerinin Hesaplanması

Kapasite faktörü formülünün daha da detaylandırılabilmesi için, maksimum ve ortalama güç değerlerini de daha detaylı ifade edebilmek gereklidir. Maksimum güç, aşağıdaki formülle açıklanır. Burada H , hidrolik düşü yüksekliği; Q_d , tasarım debisi; η , türbin verimliliği; γ_w ise suyun özgül ağırlığıdır.

$$P_{max} = Q_d \cdot H \cdot \eta \cdot \gamma_w \quad (4.4)$$

Bir senelik günlük ölçümlerin bilindiği bir istasyon yakınına kurulacak bir nehir tipi hidroelektrik santralin üreteceği senelik ortalama güç ise şu şekilde gösterilir:

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^{365} (Q_i \cdot H \cdot \eta \cdot \gamma_w)}{365} \quad (4.5)$$

Bu iki formül, 4.2 denkleminde yerine koyulursa, nehir tipi hidroelektrik santraller için kapasite faktörünü veren denklem elde edilir

$$CF = \frac{\sum_{i=1}^{365} (Q_i)}{365.Q_d} \quad (4.6)$$

Bu denklemdeki 365 adet Q_i debi değeri, Q_d tasarım debisinden büyük olanların; yine bu tasarım debisine eşitlenmesi sonucu elde edilen Q_i değerleridir. Çünkü enerji üretilirken, tasarım debisi halihazırda santralden geçebilecek maksimum anlık debi olduğu için, ondan büyük debi değerlerinin elimine edilmesi gereklidir.

Bahsi geçen Q_i debi değerleri şu şekilde bulunur: Ölçümler neticesinde elde verileri bulunan örnek bir istasyonun; örneğin 36 yıllık, günlük debi değerleri mevcut olsun. Her bir yıl için 1'den 365'e kadar Q_i datalarının içinden; i'inci güne denk gelenlerin kendi içlerinde ortalamaları alınır. Nihayetinde bu 36 yılın ortalaması olan, günlük kayıtlardan oluşan yıllık bir Q_i debi data serisi elde edilmiş olur. Bu seri, (4.6) denklemde kullanılır.

Fakat bu seri kullanılırken, her bir tasarım debisi için bu data serileri tekrar düzenlenmelidir. Çünkü yukarıda da ifade edildiği gibi tasarım debisini aşan değerler elimine edilmek ve tasarım debisine eşitlenmek sureti ile en son Q_i data serisi elde edilmiş olur.

Her bir akım gözlem istasyonu yahut her bir alt havza için; 19 adet Q_d tasarım debisi değeri kullanılarak 19 adet kapasite faktörü hesaplanır. Kullanılan tasarım debisi değerleri; bölüm 4.2.2'de belirtildiği üzere, 10 günlük aralıklarla tayin edilen, 50 günlükten başlayan ve 230 günlükte son bulan 19 adet tasarım debisi değerini kapsamaktadır ($Q_{50}, Q_{60}, Q_{70} \dots Q_{230}$).

4.4 Kapasite Faktörü – Eğim (CF- α) Grafiğinin Oluşturulması

Çalışmaya konu olan her bir akım gözlem istasyonuna ait DSE eğim değerleri, 4.2.1'de anlatıldığı şekilde bulunur. Dolayısı ile her bir istasyonun kendi debi süreklilik eğrisine has bir eğimi vardır.

Söz konusu grafiğin çizilebilmesi için, tasarım debilerinin ayrı ayrı ele alınması gerekmektedir. Örneğin 6 farklı istasyonla çalışılıyorsa; 6 farklı Q_{50} , 6 farklı Q_{60} , 6 farklı Q_{230} değeri mevcut olacaktır.

Kapasite faktörü – Eğim grafikleri, her bir tasarım debisine ait eğrilerden oluşacaktır. Her bir havzanın eğim değeri yatay eksene yazılacak olup, düşey eksen ise her istasyona ait aynı tasarım debisi için bulunan kapasite faktörü (CF) değerleri ile temsil edilir ve kapasite faktörü – eğim eğrileri çizilmiş olur. Örneğin, 50 günlük tasarım debisinin (Q_{50}) eğrisinin ifade edilebilmesi için, öncelikle yatay eksene istasyonların eğimleri yazılmalıdır. Düşey eksen ise her bir istasyonun 50 günlük tasarım debisi değeri için bölüm 4.3.1’de ifade edilen şekilde bulunan kapasite faktörü (CF) değerlerinden oluşacaktır. Her istasyona tekabül eden CF’lerinin birleştirilmesi neticesinde Q_{50} için CF- α eğrisi çizilmiş olacaktır.

Aynı işlem, 19 tasarım debisinin hepsi için tekrarlanır ve eğriler tek bir grafik üzerinde gösterilir. Eğrilerin eğilimlerinin (α) tespit edilmesi neticesinde (4.7) denklemi ile ifade edebilir.

$$CF = A \cdot \alpha^{-B} \quad (4.7)$$

Denklemdeki A ve B değerleri boyutsuz ve her Q_d değeri için değişen sabit katsayılar olup, α ise istasyonların DSE grafiklerinin eğimlerini temsil etmektedir.

5. PİLOT BÖLGE UYGULAMASI

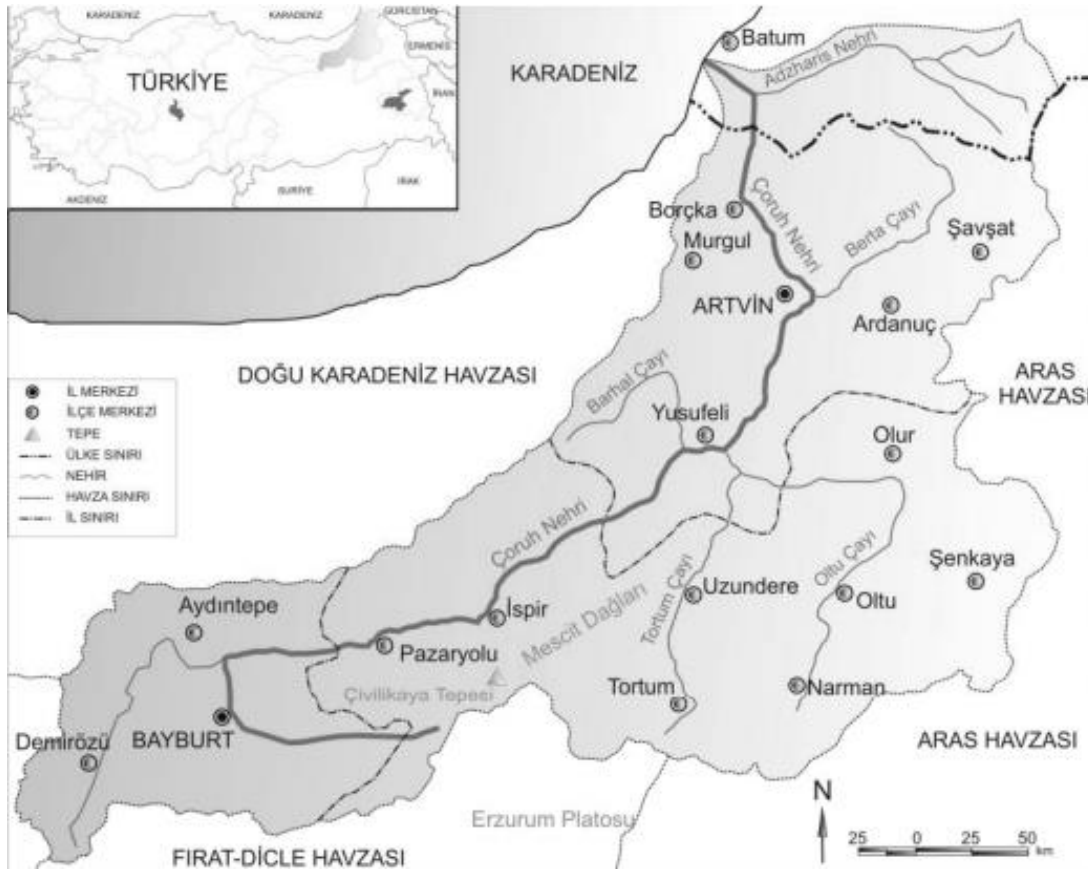
DSİ'nin 23 numaralı Çoruh Havzası'ndaki 9 akım gözlem istasyonunun günlük ve aylık verileri kullanılarak, söz konusu yöntem uygulanmıştır.

Çoruh nehri, Erzurum Platosu'nun kuzeyinde Mescit dağlarında yer alan Çivilikaya Tepesi'nden doğmakta ve Türkiye'nin Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu Bölgelerine doğru akarak sonuçta Gürcistan'ın Batum nehri yakınlarından Karadeniz'e ulaşmaktadır. Ancak, havzanın drenaj alanının (21100 km²) yaklaşık %91'i Türkiye'de yer alırken geri kalan yalnızca %9'luk kısım Gürcistan sınırları içerisinde yer almaktadır. Toplamda 427 km uzunluğunda olan Çoruh nehrinin ana kolları, Türkiye'de Tortum ve Oltu nehirleri ile Gürcistan'da Adzharis nehridir. Çoruh nehrinin 400 km'lik kısmı Türkiye'nin sınırları içerisinde yer alırken, Gürcistan ile Türkiye arasında 3 km'lik kısım kısa bir sınır oluşturmakta ve geri kalan 24 km'lik kısım da Gürcistan sınırları içerisinde akışını sürdürerek denize dökülmektedir[20].

5.1 Uygulama Alanı

Tez çalışması sırasında öncelikle, Çoruh Nehri üzerinde bulunan 2304, 2305, 2315, 2316, 2323 numaralı akım gözlem istasyonlarının (AGİ) hidrolojik akım kayıtları üzerinde çalışılmıştır. Söz konusu akım kayıtları Devlet Su İşleri'nden edinilmiştir. Çalışmada kullanılan akım gözlem istasyonlarının 1965-2000 yılları arasındaki akım kayıtlarına ulaşılmış ve bu ölçüm süreçleri zarfında elde edilen akım kayıtları çalışmaya konu edilmiştir. Bunlar günlük akım kayıtları olup 36 yıllık bir periyodu kapsamaktadır.

Ardından çalışmanın daha iyi sonuçlar verebilmesi için, akım gözlem istasyonu sayısı artırılmış; 2320, 2321, 2322 ve 2325 numaralı akım kayıtları çalışmaya eklenmiştir. Bu akım gözlem istasyonlarına ait kayıtlar aylık akım değerlerini içermektedir. Çünkü günlük akım değerlerini içeren veriler, yukarıda belirtilen 5 akım gözlem istasyonu ile sınırlıdır. Eklenen bu aylık veriler ise 1972-2000 yılları arasındaki akım kayıtlarından



Şekil 5.1: Çoruh Havzası

Çizelge 5.1: Çalışmada kullanılan akım gözlem istasyonları (AGİ)

No	Bulunduğu akarsu	Yeri	Yaklaşık Kot	Yağış Alanı
2304	Çoruh Nehri	Bayburt	1545 m	1734 km ²
2305	Çoruh Nehri	Peterek	654 m	7272 km ²
2315	Çoruh Nehri	Karşıköy	57 m	196544 km ²
2316	Çoruh Nehri	İspir Köprüsü	1170 m	5505 km ²
2320	Çoruh Nehri	Laleli	1365 m	4759 km ²
2321	Parhal Deresi	Dutdere	705 m	586 km ²
2322	Çoruh Nehri	Altınsu	201 m	18326 km ²
2323	Oltu Suyu	İşhan Köprüsü	572 m	6854 km ²
2325	Oltu Suyu	Aşağı Kumlu	1129 m	1762 km ²

5.2 Seçilen Akım Gözlem İstasyonları (AGİ) ve DSE'lerin Elde Edilmesi

Tez çalışmasında günlük ve aylık kayıtlarından yararlanılan akım gözlem istasyonları Çizelge 5.1'de gösterilmiştir. AGİ'lere ait lokasyon, yaklaşık kot, yağış alanı gibi bilgiler de çizelgede sunulmuştur. Bu 9 AGİ değerlerinden; 2304, 2305, 2315, 2316, 2323 numaralı olanlar, yukarıda da belirtildiği gibi günlük kayıtlarına ulaşılabilen AGİ'lerdir ve ilk etapta bu 5 adedi ile çalışılmıştır.

Örneğin; 2304 numaralı akım gözlem istasyonunda, 1965 yılı için ölçülen günlük debi değerleri ile DSE elde edilebilmesi için, yöntemlerde izah edilen biçimde, debi değerlerinin, ölçüm sürecindeki tekerrür sayıları hesaplanmıştır. Günlük debi değerlerinin bir yıl içerisinde kaç kez tekrar ettiği bulunmuş ve tekerrür sayısı hanesine işlenmiştir. Daha sonra ise söz konusu debi değerlerine eşit ve onlardan daha büyük kaç adet ölçüm yapıldığı bilgisi, her debi değeri için çizelgeye işlenmiştir.

N şeklinde ifade edilen bu değerlerin toplam gün yani toplam ölçüm sayısına bölümü vasıtasıyla aşılma sıklıkları bulunmuştur.

Debi süreklilik eğrisi, işte bu aşılma sıklıkları ve debi değerleri arasındaki ilişkiyi gösteren bir eğri olarak elde edilmiştir.

2304 numaralı AGİ için mevcut olan 36 senenin her biri için, ölçüm yapılan akım kayıtları vasıtasıyla debi süreklilik eğrileri (DSE) elde edilmiştir. İlk etapta günlük kayıtları olan 5 AGİ ile çalışıldığından, geriye kalan 4 AGİ için de mevcut olan akım kayıtları doğrultusunda, her bir sene için aynı işlemler tekrarlanmış ve nihayetinde her bir AGİ'nin; ulaşılan ve çalışmaya konu edilen yıllar adedince DSE'leri elde edilmiştir.

5.2.1 Ortalama Yıllık DSE'lerin Elde Edilmesi

Bir evvelki bölümde, her bir istasyon için mevcut olan ölçüm yılları adedince DSE elde edilmişti. Bu kısımda ise her bir AGİ'nin senelik DSE'lerinin ortalaması alınmıştır. Şöyle ki; örneğin 2304 numaralı AGİ için bulunan her bir DSE üzerinde; %1, %5, %10, %20, %30, %40, %50, %60, %70, %80, %90, %95 ve %99 luk aşılma olasılıklarına denk gelen debi değerleri, kendi içlerinde toplanıp, 36'ya bölünmek sureti ile ortalama senelik DSE'nin değerlerine ulaşılmıştır.

Bu işlem diğer 4 istasyona da uygulanmış olup; tüm havzaların nihai ortalama yıllık debi değerleri Çizelge 5.2-5.6'da gösterilmiştir.

Çizelge 5.2: 2304 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri

ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
75,65	0,01
57,24	0,05
44,75	0,10
24,71	0,20
13,06	0,30
9,83	0,40
8,38	0,50
7,42	0,60
6,79	0,70
6,14	0,80
5,59	0,90
5,03	0,95
4,39	0,99

Çizelge 5.3: 2305 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri

ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
296,25	0,01
235,47	0,05
189,92	0,10
125,37	0,20
65,94	0,30
39,57	0,40
30,94	0,50
26,46	0,60
23,51	0,70
21,35	0,80
18,71	0,90
17,26	0,95
15,39	0,99

Çizelge 5.4: 2315 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri

ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
870,81	0,01
658,64	0,05
526,73	0,10
344,47	0,20
209,36	0,30
145,12	0,40
118,64	0,50
100,86	0,60
88,44	0,70
77,32	0,80
65,90	0,90
59,37	0,95
52,71	0,99

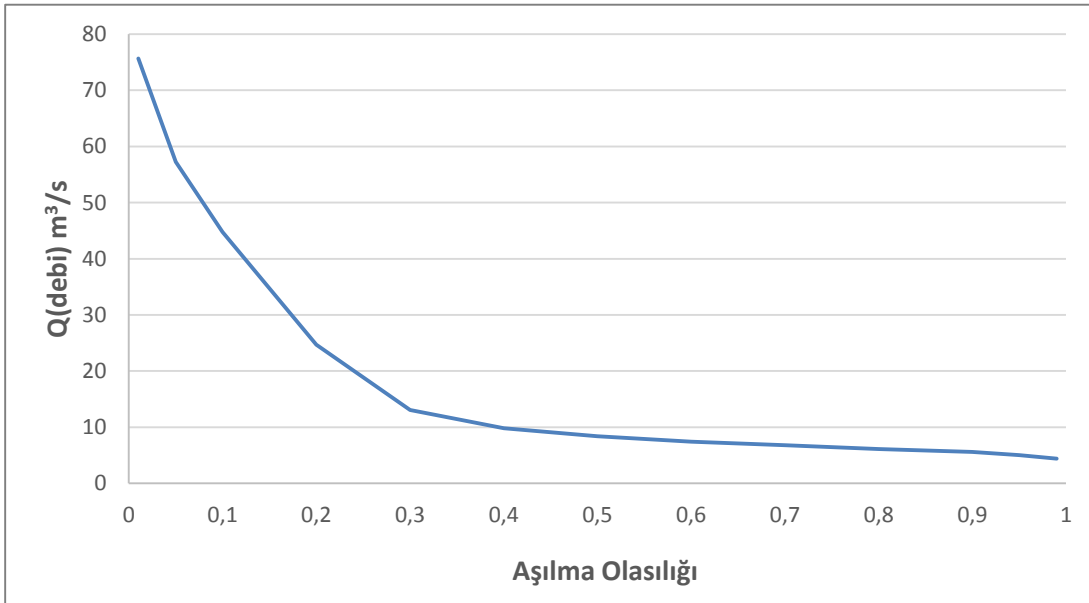
Çizelge 5.5: 2316 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri

ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
189,54	0,01
144,58	0,05
115,30	0,10
68,36	0,20
32,02	0,30
20,68	0,40
16,96	0,50
14,73	0,60
13,36	0,70
11,95	0,80
10,74	0,90
10,07	0,95
9,07	0,99

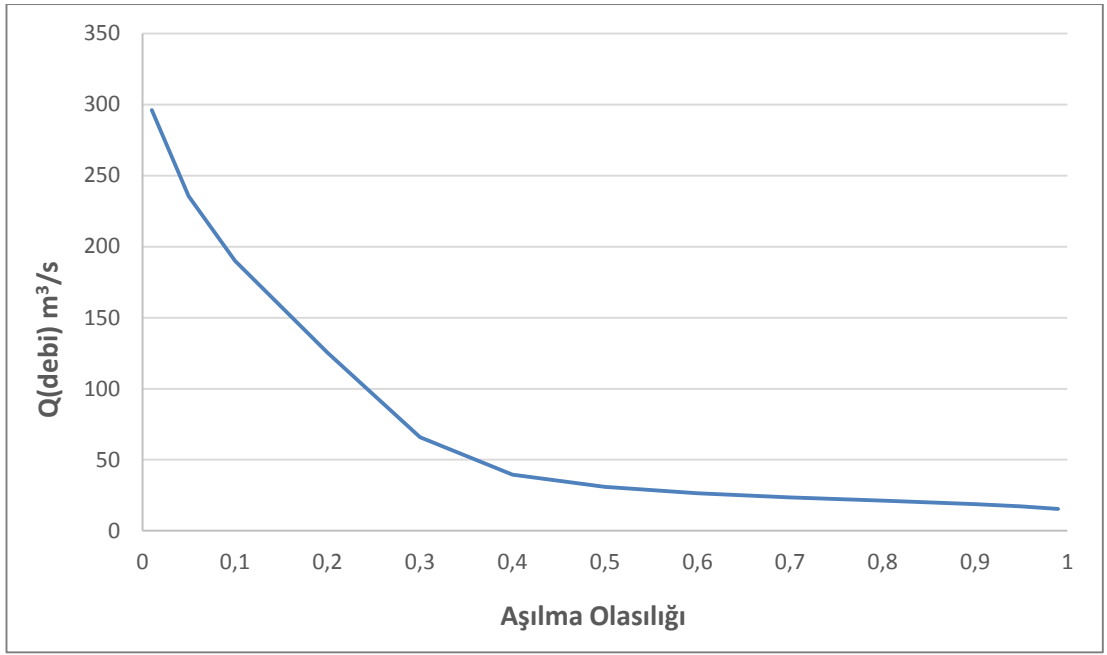
Çizelge 5.6: 2323 istasyonunun 1965-2000 yılları arasındaki ortalama DSE değerleri

ORT. DEBİ (m ³ /s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
173,22	0,01
122,05	0,05
85,63	0,10
47,44	0,20
26,52	0,30
20,75	0,40
18,18	0,50
16,69	0,60
15,47	0,70
14,07	0,80
12,22	0,90
11,03	0,95
9,29	0,99

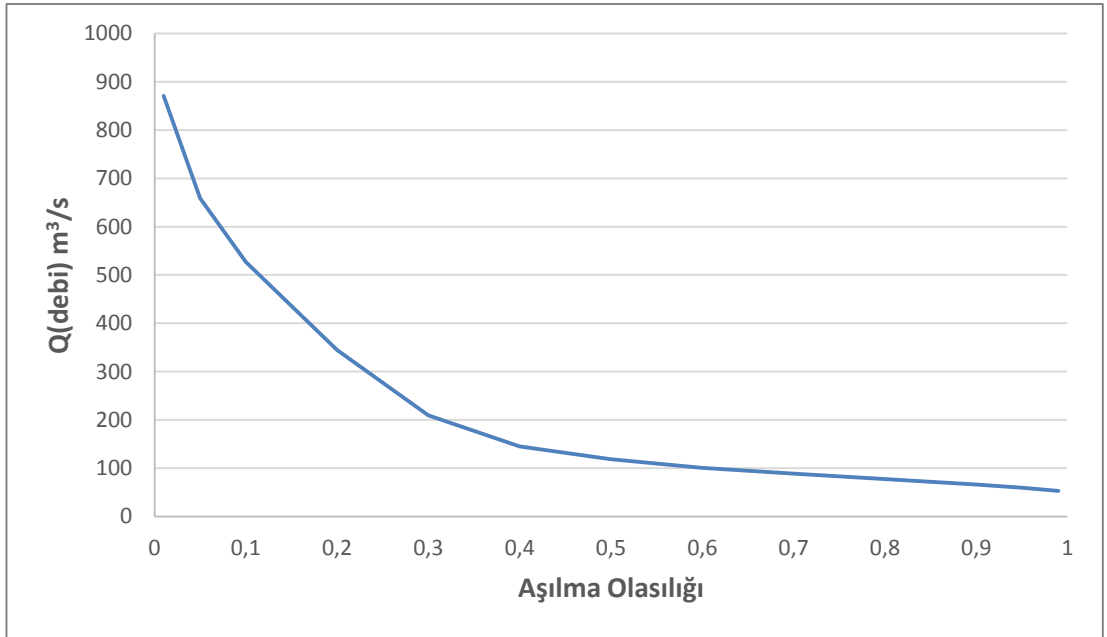
Bu değerler yardımıyla elde edilen yeni debi süreklilik eğrileri, ortalama yıllık debi süreklilik eğrileri olarak tanımlanmaktadır. Her bir istasyon için, bu değerler grafiğe dökülmüş ve Şekil 5.3-5.7’de ifade edilmiştir.



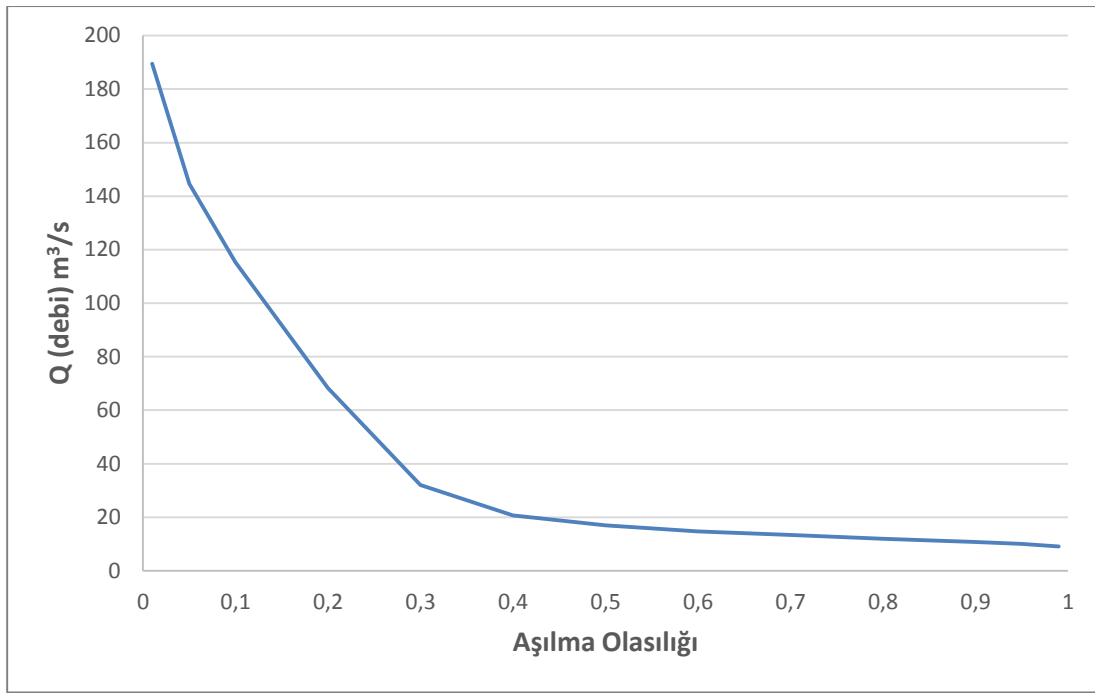
Şekil 5.3: 2304 İstasyonunun Ortalama Yıllık Debi Süreklilik Eğrisi



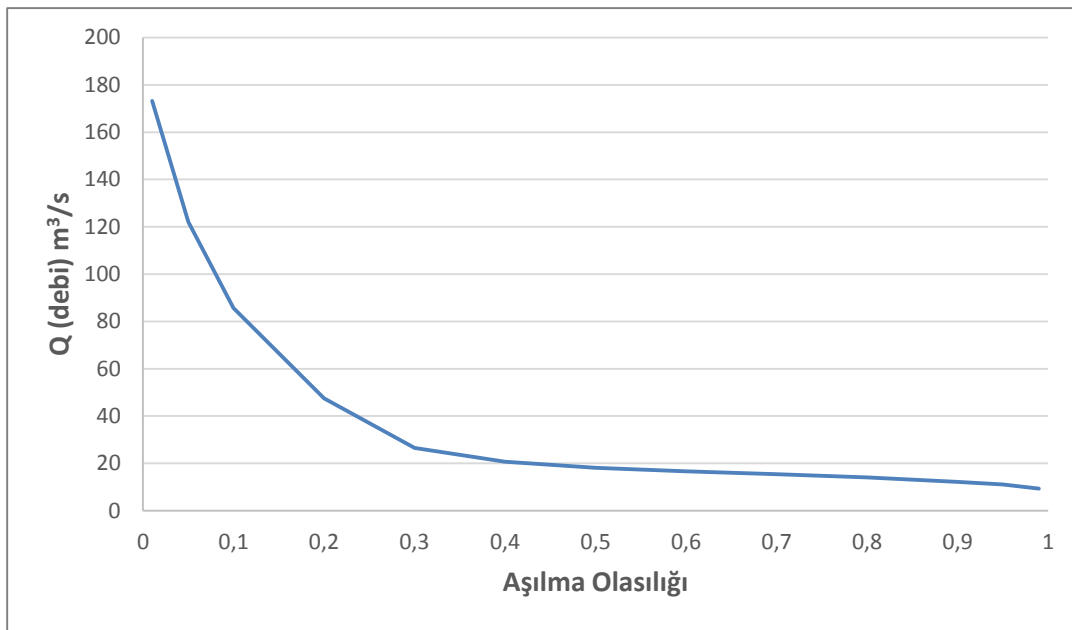
Şekil 5.4: 2305 İstasyonunun Ortalama Yıllık Debi Süreklilik Eğrisi



Şekil 5.5: 2315 İstasyonunun Ortalama Yıllık Debi Süreklilik Eğrisi



Şekil 5.6: 2316 İstasyonunun Ortalama Yıllık Debi Süreklilik Eğrisi



Şekil 5.7: 2323 İstasyonunun Ortalama Yıllık Debi Süreklilik Eğrisi

5.2.2 Ortalama Yıllık DSE'lerin Eğimlerinin Bulunması

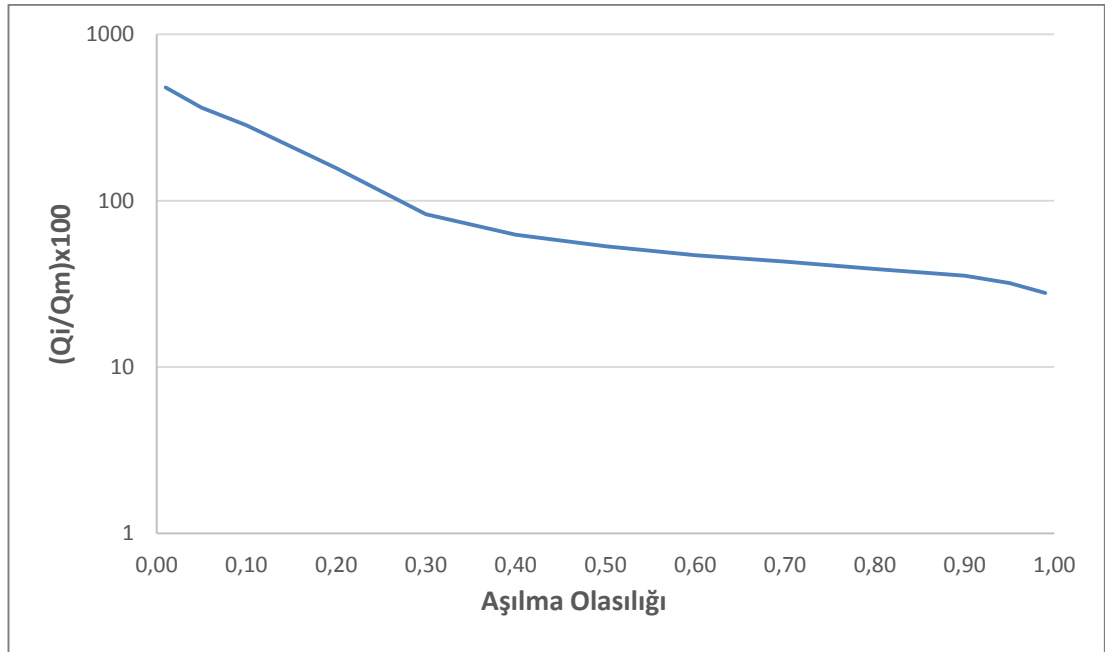
Bir önceki bölümde elde edilen ortalama yıllık debi süreklilik eğrilerinin eğimlerinin elde edilebilmesi için öncelikle yöntemler kısmında izah edildiği gibi, düşey eksenin

logaritmik hale dönüştürülmesi ve debi değerlerinin ortalama debiye bölünerek boyutsuzlaştırılması gerekmektedir.

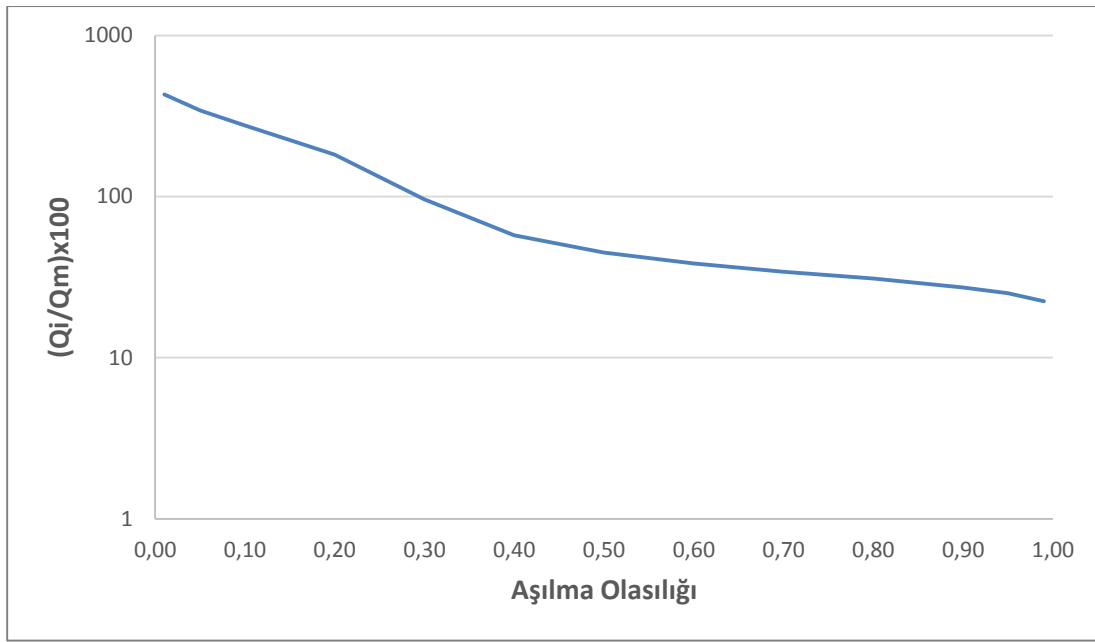
Her bir istasyonun verilerine ait ortalama debi değerleri ise şöyledir:

- $Q_m (2304) = 15,762 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_m (2305) = 68,700 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_m (2315) = 209,19 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_m (2316) = 39,375 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_m (2323) = 33,824 \text{ m}^3/\text{s}$

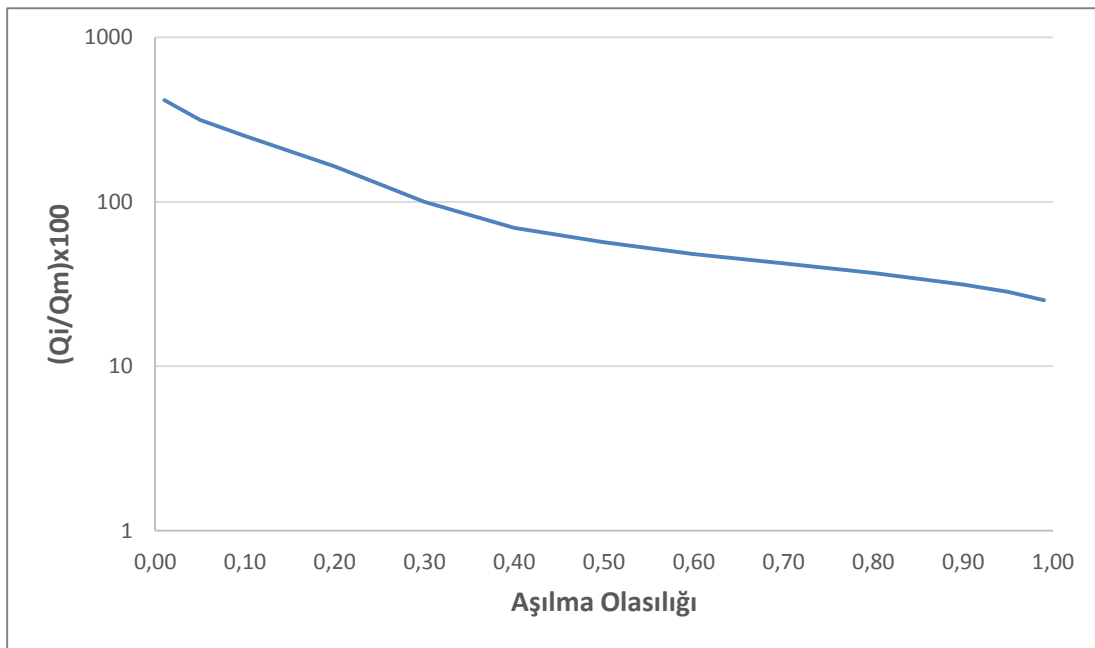
Bu kıstaslara göre yeniden düzenlenen ortalama yıllık debi süreklilik eğrileri Şekil 5.8-5.12’de gösterilmiştir.



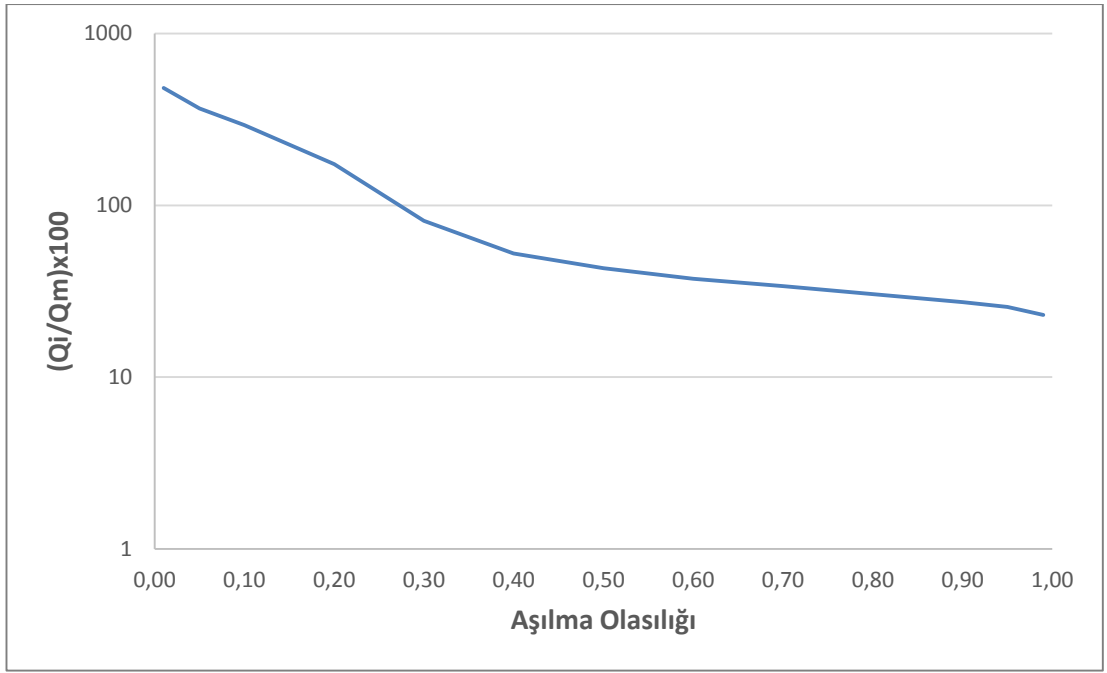
Şekil 5.8: 2304 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE



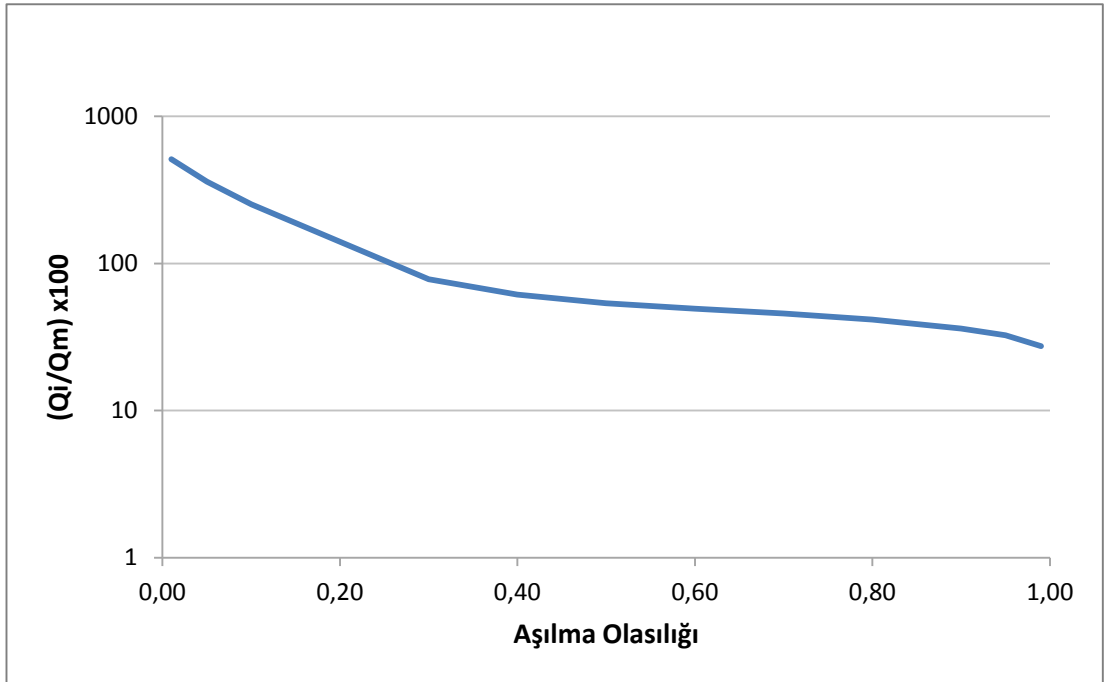
Şekil 5.9: 2305 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE



Şekil 5.10: 2315 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE



Şekil 5.11: 2316 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE

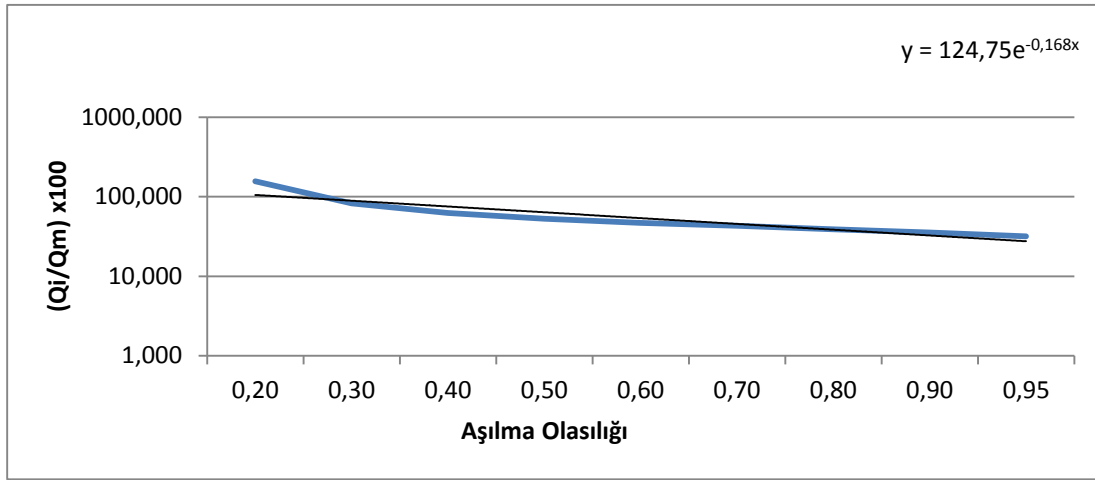


Şekil 5.12: 2323 istasyonu için düşey eksenli logaritmik ortalama yıllık DSE

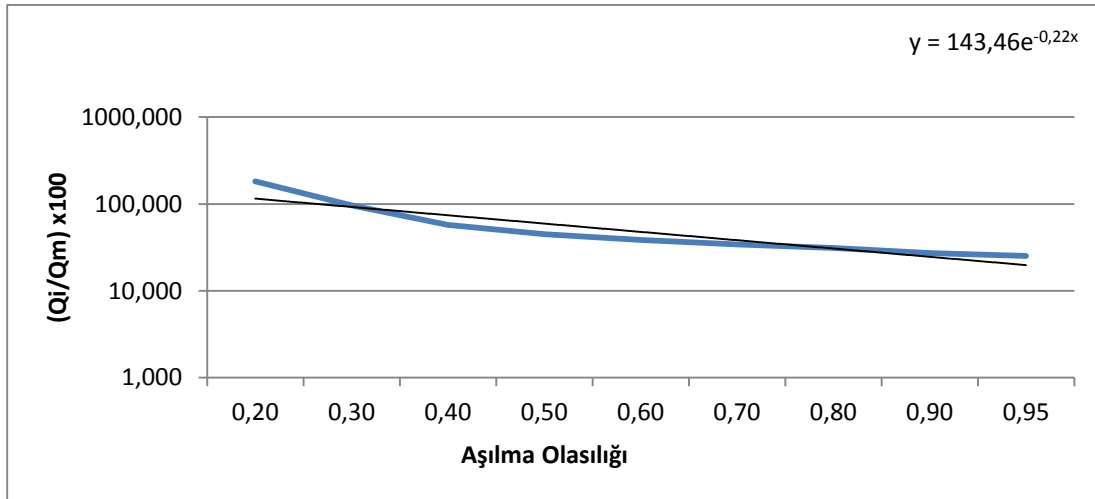
Daha sonra ise bu şekilde düşey eksenleri logaritmik hale getirilen ve debi değerleri boyutsuzlaştırılan debi süreklilik eğrilerinin; düşey ekseninde %20 ile %95'lik aşılma olasılığı arasında kalan parçaları ele alınmıştır ve DSE eğimleri bu %20-%95 arasında kalan parçalar için elde edilmiştir.

Böylece çok küçük ve çok büyük aşılma olasılıklarındaki büyük değişimler de elimine edilmiştir. Ortalama yıllık DSE'lerinin, %20 ile %95'lik aşılma sıklığı arasında kalan kısımlarının dikkate alındığı ve eğimlerinin elde edildiği yeni ortalama yıllık DSE'leri Şekil 5.13-5.17'de gösterilmiştir.

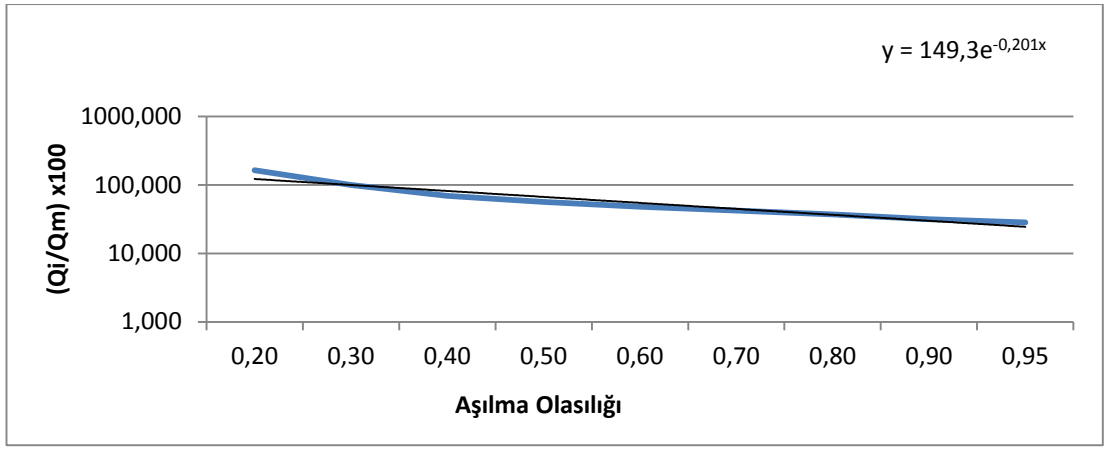
Yöntemler bölümünde belirtilen 4.1 denklemi gereğince; logaritmik fonksiyonun türevi bir üstel fonksiyon olduğu için, eğrilerin eğimlerini veren denklemler de birer üstel fonksiyon olarak tanımlanmıştır. Burada denklemlerin sol tarafındaki y değerleri, 4.1 denkleminin sol tarafı olan $(Q_i/Q_m) \times 100$ ifadesini temsil etmektedir.



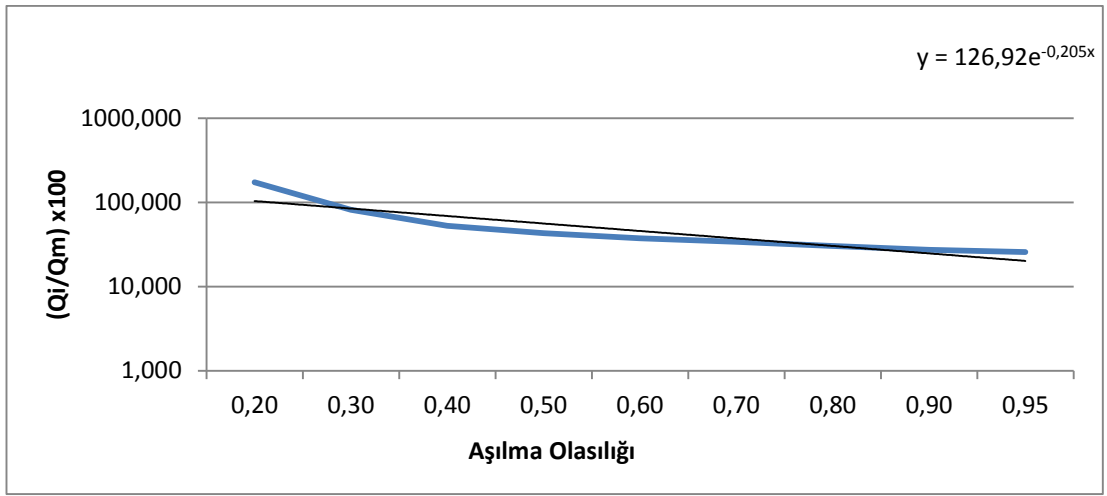
Şekil 5.13: 2304 için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi



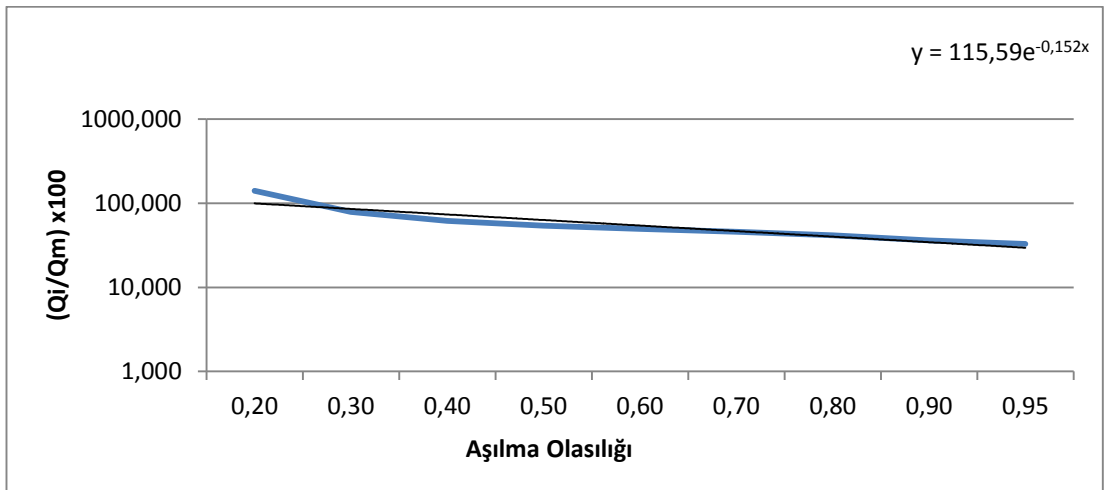
Şekil 5.14: 2305 için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi



Şekil 5.15: 2315 için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi



Şekil 5.16: 2316 için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi



Şekil 5.17: 2323 için ortalama yıllık DSE'nin son hali ve eğimi

Dolayısıyla eğrilerin eğimleri sırasıyla şu şekilde ifade edilebilir:

- 2304 için $\alpha = 0,168$
- 2305 için $\alpha = 0,220$
- 2316 için $\alpha = 0,205$
- 2321 için $\alpha = 0,251$
- 2323 için $\alpha = 0,152$

5.3 Tasarım Debilerinin ve Kapasite Faktörlerinin Hesaplanması

Q_{50} 'den yani 50 günlük tasarım debisinden başlamak üzere Q_{230} 'a yani 230 günlük tasarım debisine kadar 10 gün artan aralıklarla 19 adet tasarım debisi; her istasyon için ayrı ayrı hesaplanmıştır ($Q_{50}, Q_{60}, Q_{70} \dots Q_{230}$). Tasarım debilerine karşılık gelen aşılma olasılıkları Çizelge 5.7'de verilmiştir.

Çizelge 5.7: Tasarım debilerinin ifade ettiği aşılma olasılıkları

Q_d	Aşılma Olasılığı Olarak Karşılığı
Q_{50}	0,137
Q_{60}	0,164
Q_{70}	0,192
Q_{80}	0,219
Q_{90}	0,247
Q_{100}	0,274
Q_{110}	0,301
Q_{120}	0,329
Q_{130}	0,356
Q_{140}	0,384
Q_{150}	0,411
Q_{160}	0,438
Q_{170}	0,466
Q_{180}	0,493
Q_{190}	0,521
Q_{200}	0,548
Q_{210}	0,575
Q_{220}	0,603
Q_{230}	0,630

Şekil 5.3, Şekil 5.4, Şekil 5.5, Şekil 5.6 ve Şekil 5.7’deki eğri grafikleri kullanılarak; Çizelge 5.7’deki aşılma olasılıklarına karşılık gelen debi değerleri, lineer enterpolasyon yardımıyla bulunmuş ve tasarım debisi değerleri elde edilmiştir.

Kapasite faktörünün (CF) 4.6 denklemi ile hesabedilebilmesi için; daha önce anlatıldığı şekilde, her bir istasyon için 365 günün hepsine tekabül eden bir ortalama akım kayıt data serisi elde edilmiştir. Dolayısı ile her bir istasyon için $Q_1, Q_2, Q_3, \dots, Q_{365}$ şeklinde Q_i değerleri bulunmuştur.

Her bir istasyonda her bir tasarım debisi için 365 adet Q_i ’nin toplam değerleri de 4.6 denklemi için elde edilmiştir. Fakat elde bulunan ortalama debi kayıt değeri bir tane olmasına rağmen burada tasarım debilerine karşılık gelen toplam Q_i değerleri, birbirinden farklı olacak şekilde hesaplanmıştır. Bunun nedeni ise yöntemler bölümünde açıklandığı üzere; akım-debi kayıtları içerisindeki Q_i değerlerinden, tasarım debisinden daha büyük olan Q_i ’lerin elimine edilip, onların her biri yerine tasarım debisine tekabül eden değerin yazılmış olmasıdır. Nihayetinde 4.6 denklemi kurulmuş ve kapasite faktörü değerlerine de ulaşılmıştır. 5 farklı istasyonun her biri için hesaplanan 19 farklı tasarım debisi ve onlara karşılık gelen 19 farklı kapasite faktörü (CF), Çizelge 5.8-5.12’de ifade edilmiştir.

Çizelge 5.8: 2304 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

Q _d (m ³ /sn)		ΣQ _i	CF (%)
Q ₅₀	42,01	5250,45	34,24
Q ₆₀	41,46	5224,77	34,53
Q ₇₀	40,91	5198,95	34,82
Q ₈₀	22,15	4040,68	49,97
Q ₉₀	21,83	4015,47	50,39
Q ₁₀₀	21,52	3990,02	50,81
Q ₁₁₀	12,09	3114,82	70,60
Q ₁₂₀	12,00	3105,37	70,90
Q ₁₃₀	11,91	3095,91	71,21
Q ₁₄₀	11,82	3086,37	71,52
Q ₁₅₀	9,24	2775,48	82,31
Q ₁₆₀	9,20	2770,08	82,51
Q ₁₇₀	9,16	2764,66	82,71
Q ₁₈₀	9,12	2759,17	82,90
Q ₁₉₀	7,88	2579,39	89,64
Q ₂₀₀	7,86	2575,27	89,80
Q ₂₁₀	7,83	2571,15	89,96
Q ₂₂₀	7,04	2422,94	94,27
Q ₂₃₀	7,02	2418,69	94,34

Çizelge 5.9: 2305 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

Qd (m ³ /sn)		Σ Qi	CF (%)
Q ₅₀	181,08	23773,28	35,97
Q ₆₀	179,31	23691,92	36,20
Q ₇₀	177,54	23608,59	36,43
Q ₈₀	112,34	19113,91	46,61
Q ₉₀	110,72	18973,88	46,95
Q ₁₀₀	109,09	18833,49	47,30
Q ₁₁₀	57,99	13740,34	64,91
Q ₁₂₀	57,27	13655,29	65,32
Q ₁₃₀	56,55	13569,48	65,74
Q ₁₄₀	55,83	13483,53	66,17
Q ₁₅₀	36,02	10877,65	82,73
Q ₁₆₀	35,79	10843,33	83,01
Q ₁₇₀	35,55	10809,01	83,30
Q ₁₈₀	35,31	10774,69	83,59
Q ₁₉₀	28,61	9661,24	92,53
Q ₂₀₀	28,48	9635,69	92,68
Q ₂₁₀	28,36	9609,98	92,83
Q ₂₂₀	24,68	8761,85	97,26
Q ₂₃₀	24,60	8740,29	97,34

Çizelge 5.10: 2315 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

Qd (m ³ /sn)		Σ Qi	CF (%)
Q ₅₀	501,77	72729,17	39,71
Q ₆₀	496,77	72471,92	39,97
Q ₇₀	491,78	72212,25	40,23
Q ₈₀	314,86	60389,46	52,55
Q ₉₀	311,16	60079,17	52,90
Q ₁₀₀	307,46	59764,53	53,26
Q ₁₁₀	190,00	48326,45	69,68
Q ₁₂₀	188,24	48127,58	70,05
Q ₁₃₀	186,48	47927,33	70,41
Q ₁₄₀	184,72	47726,70	70,79
Q ₁₅₀	134,24	41439,62	84,57
Q ₁₆₀	133,52	41335,13	84,82
Q ₁₇₀	132,79	41230,65	85,07
Q ₁₈₀	132,06	41126,17	85,32
Q ₁₉₀	109,39	37196,42	93,16
Q ₂₀₀	108,90	37090,10	93,31
Q ₂₁₀	108,41	36982,55	93,46
Q ₂₂₀	93,38	33137,60	97,23
Q ₂₃₀	93,04	33041,89	97,30

Çizelge 5.11: 2316 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

Qd (m ³ /sn)		Σ Qi	CF (%)
Q ₅₀	108,87	13315,60	33,51
Q ₆₀	107,59	13249,66	33,74
Q ₇₀	106,30	13182,78	33,98
Q ₈₀	60,40	10157,69	46,08
Q ₉₀	59,40	10075,03	46,47
Q ₁₀₀	58,40	9991,39	46,87
Q ₁₁₀	28,60	7085,64	67,87
Q ₁₂₀	28,29	7049,94	68,27
Q ₁₃₀	27,98	7014,25	68,68
Q ₁₄₀	27,67	6978,46	69,09
Q ₁₅₀	19,16	5904,83	84,45
Q ₁₆₀	19,05	5890,75	84,70
Q ₁₇₀	18,95	5876,62	84,95
Q ₁₈₀	18,85	5862,44	85,20
Q ₁₉₀	15,80	5355,12	92,84
Q ₂₀₀	15,74	5342,84	92,99
Q ₂₁₀	15,68	5330,56	93,14
Q ₂₂₀	13,90	4927,67	97,10
Q ₂₃₀	13,87	4917,50	97,17

Çizelge 5.12: 2323 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

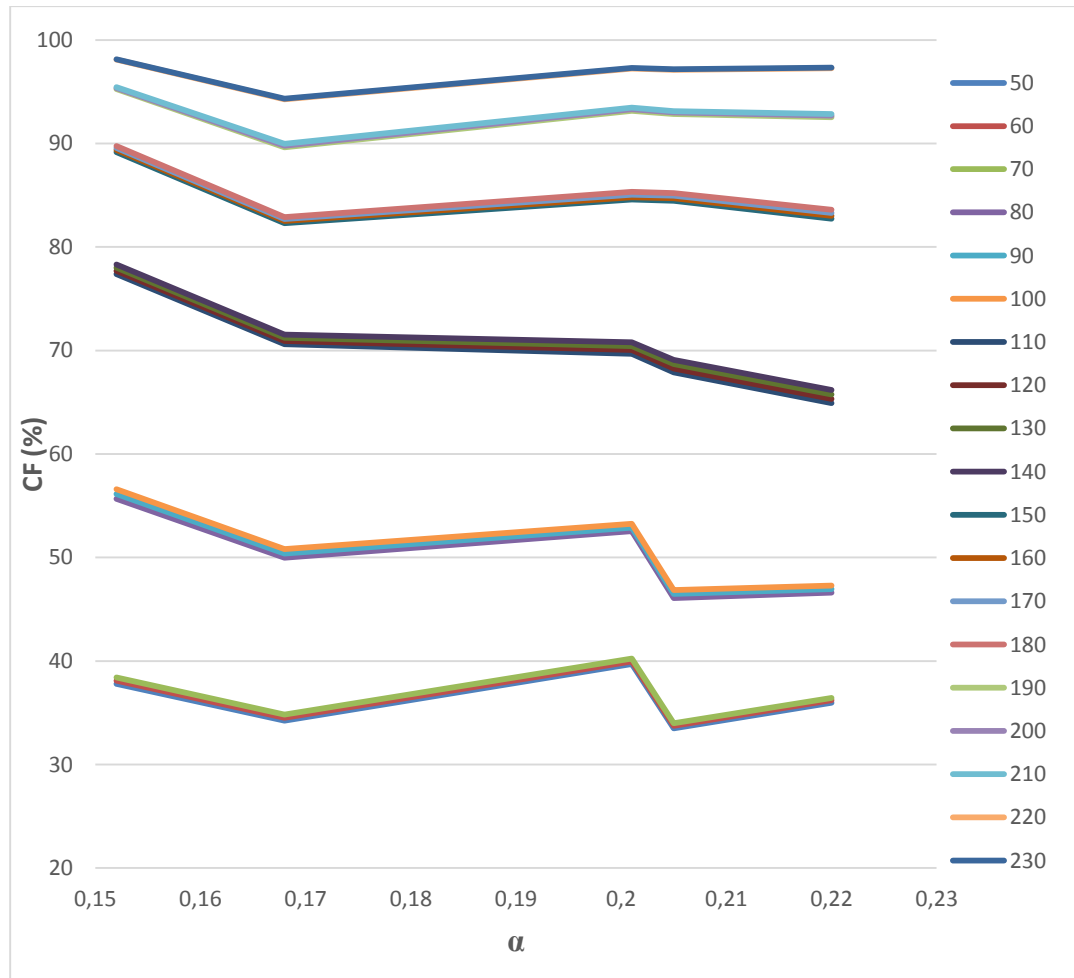
Qd (m ³ /sn)		Σ Qi	CF (%)
Q ₅₀	80,40	11086,86	37,78
Q ₆₀	79,35	11034,54	38,10
Q ₇₀	78,31	10981,92	38,42
Q ₈₀	42,85	8707,52	55,67
Q ₉₀	42,28	8661,67	56,13
Q ₁₀₀	41,71	8615,47	56,60
Q ₁₁₀	24,78	6998,80	77,38
Q ₁₂₀	24,62	6981,90	77,69
Q ₁₃₀	24,46	6965,01	78,00
Q ₁₄₀	24,31	6948,03	78,32
Q ₁₅₀	19,70	6411,36	89,18
Q ₁₆₀	19,63	6402,07	89,37
Q ₁₇₀	19,56	6392,71	89,56
Q ₁₈₀	19,49	6383,26	89,75
Q ₁₉₀	17,41	6051,92	95,25
Q ₂₀₀	17,37	6043,74	95,35
Q ₂₁₀	17,33	6035,49	95,44
Q ₂₂₀	15,95	5711,90	98,09
Q ₂₃₀	15,92	5702,88	98,14

Şekil 5.18’deki Kapasite Faktörü–Eğim grafiği, bütün tasarım debilerinin 5 istasyona göre durumlarını gösteren 19 adet eğriden oluşmaktadır. Örneğin, Q₅₀ yani 50 günlük

tasarım debisinin 5 farklı istasyona, yani aynı zamanda da 5 farklı eğim değerine göre değişimi tek bir egride gösterilmiştir.

Her bir tasarım debisi için 4.7 denkleminin A ve B katsayıları hesaplanmış ve Çizelge 5.13'te gösterilmiştir.

Eğilim çizgilerine ait olan R^2 değerlerinin, eğrileri yeterince karşılayamadığı görülmüştür. Dolayısıyla az sayıda akım gözlem istasyonu ile çalışmanın ortaya çıkardığı bir dezavantajla karşılaşmıştır. Küçük aşılma sıklığı aralıklarında büyük sıçramalar görülmüştür. Teze fikir veren ve metodlarından yararlanan örnek çalışmada ise çok fazla istasyonla çalışılması ve havza eğiminin küçük olması, eğilim çizgileri, daha yüksek ilişkili çıkmıştır. Çalışılan akım gözlem istasyonlarının sayısı artırılarak; eğilim çizgilerinin, eğrileri daha iyi temsil edebilmesi sağlanabilir. Bu nedenle çalışmaya, aylık akım verileri olan 4 istasyon daha eklenerek devam edilmiş ve sonuçlar değerlendirilmiştir.



Şekil 5.18: CF – α grafiği

Çizelge 5.13: Her tasarım debisi için, denklem 4.7’deki A ve B katsayıları

Q_d	A	B	Q_d	A	B
Q ₅₀	37,269	0,031	Q ₁₅₀	87,607	0,036
Q ₆₀	37,589	0,033	Q ₁₆₀	87,783	0,036
Q ₇₀	37,918	0,034	Q ₁₇₀	87,961	0,035
Q ₈₀	55,564	0,109	Q ₁₈₀	88,137	0,034
Q ₉₀	56,021	0,110	Q ₁₉₀	93,607	0,011
Q ₁₀₀	56,488	0,110	Q ₂₀₀	93,717	0,010
Q ₁₁₀	76,992	0,100	Q ₂₁₀	93,827	0,010
Q ₁₂₀	77,276	0,098	Q ₂₂₀	96,820	0,010
Q ₁₃₀	77,564	0,097	Q ₂₃₀	96,874	0,010
Q ₁₄₀	77,854	0,095			

5.4 Aylık Akım Değerleriyle Tanımlanan AGİ’lerin Çalışmaya Eklenmesi

Çalışmanın 5.3 bölümünün sonuna kadar olan kısmında çalışılan değerlerin; günlük akım değerlerine ulaşılan akım gözlem istasyonlarına ait değerler olduğu daha önce belirtilmişti. Bu bölümde ise aylık akım değerleri ile tanımlanan AGİ’ler çalışmaya dahil edilmiş ve onlara ait gözlem sonuçları çalışmaya katılmıştır. Böylece çalışılan alt havza sayısı 9’a çıkartılmıştır. Çizelge 5.14, Çizelge 5.15, Çizelge 5.16 ve Çizelge 5.17’de; 2320, 2321, 2322 ve 2325 numaralı havzaların; daha evvel çalışılan 5 havzada kullanılan yöntem kullanılarak elde edilen, nihai ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi değerleri gösterilmiştir. Ardından ise bu değerler grafiğe dökülmek suretiyle, bu havzaların ortalama yıllık debi süreklilik eğrileri; Şekil 5.19, Şekil 5.20, Şekil 5.21 ve Şekil 5.22’te gösterilmiştir.

Çizelge 5.14: 2320 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki DSE değerleri

ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
127,30	0,01
114,96	0,05
103,12	0,10
66,50	0,20
23,37	0,30
17,30	0,40
13,85	0,50
12,36	0,60
11,13	0,70
9,53	0,80
8,65	0,90
8,26	0,95
7,88	0,99

Çizelge 5.15: 2321 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki DSE değerleri

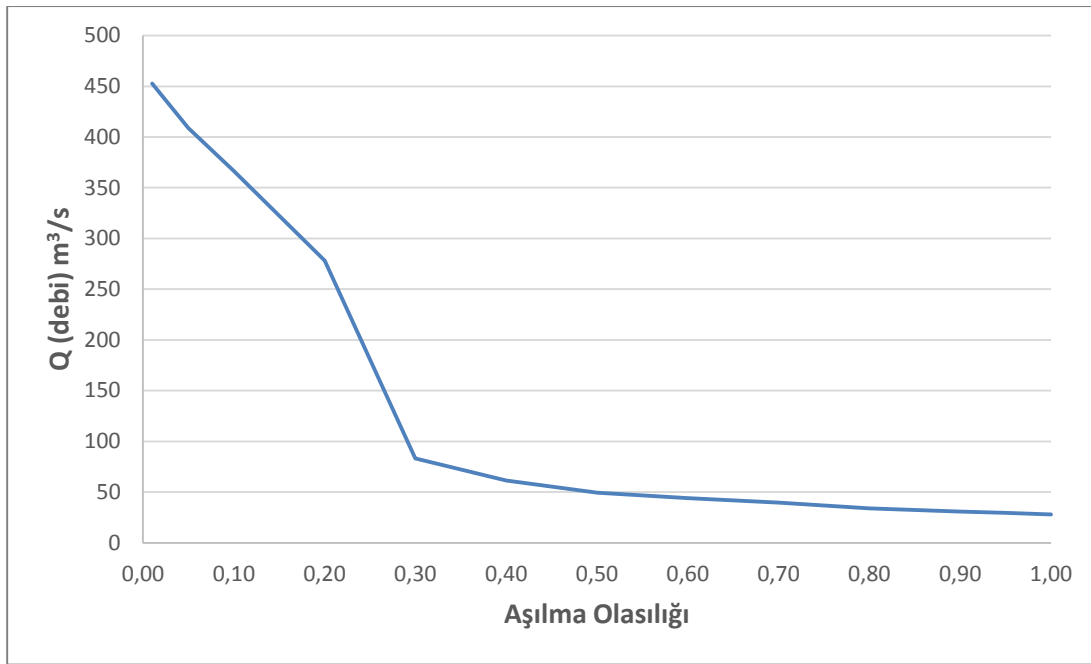
ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
46,75	0,01
43,81	0,05
41,32	0,10
35,41	0,20
17,86	0,30
9,86	0,40
7,73	0,50
6,82	0,60
5,57	0,70
4,31	0,80
3,75	0,90
4,36	0,95
7,87	0,99

Çizelge 5.16: 2322 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki DSE değerleri

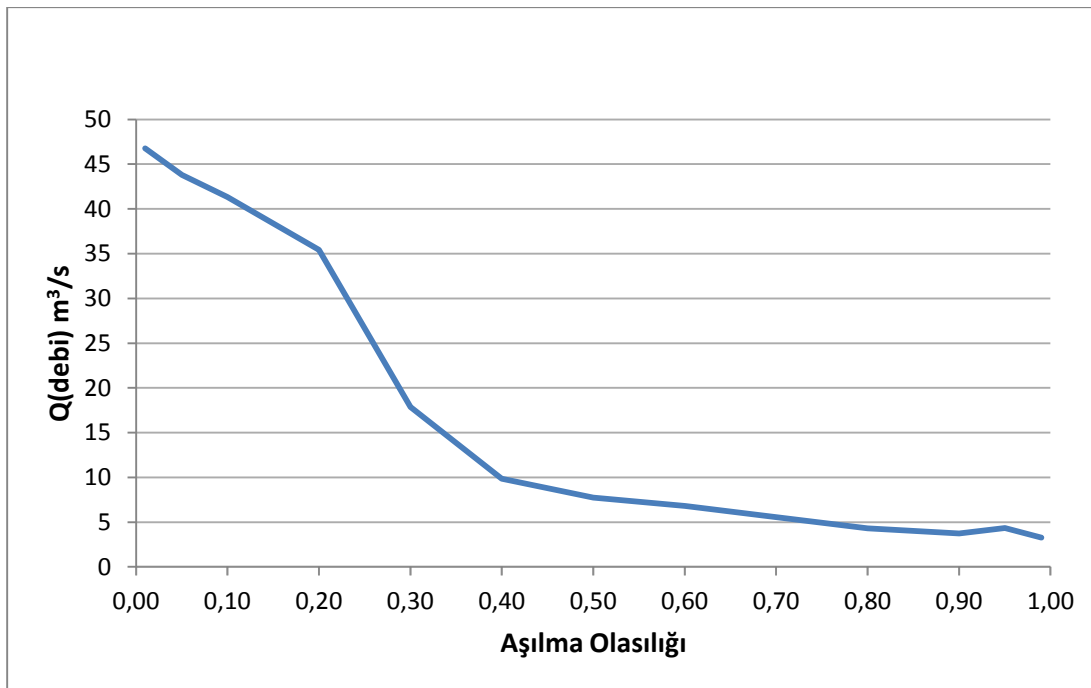
ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
508,04	0,01
448,84	0,05
421,69	0,10
265,72	0,20
121,15	0,30
86,76	0,40
66,06	0,50
59,21	0,60
54,12	0,70
46,90	0,80
42,69	0,90
41,09	0,95
38,67	0,99

Çizelge 5.17: 2325 istasyonunun 1972-2000 yılları arasındaki DSE değerleri

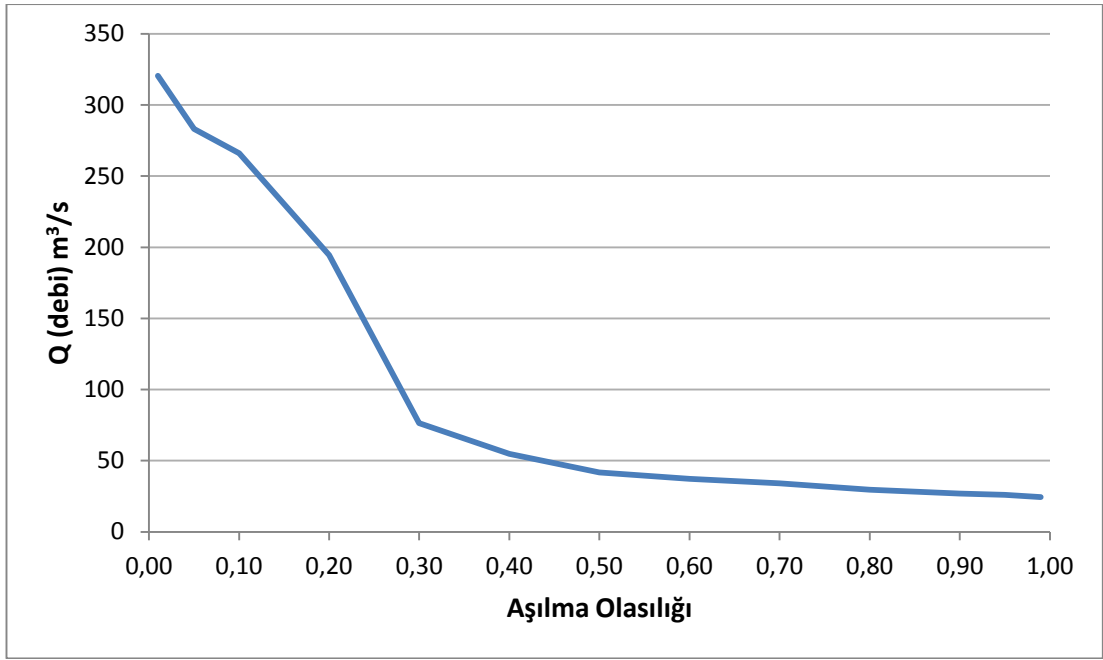
ORT. DEBİ (m³/s)	AŞILMA OLASILIĞI (N/365)
126,81	0,01
114,86	0,05
102,67	0,10
77,34	0,20
23,51	0,30
17,26	0,40
13,93	0,50
12,39	0,60
11,14	0,70
9,51	0,80
8,70	0,90
8,21	0,95
7,84	0,99



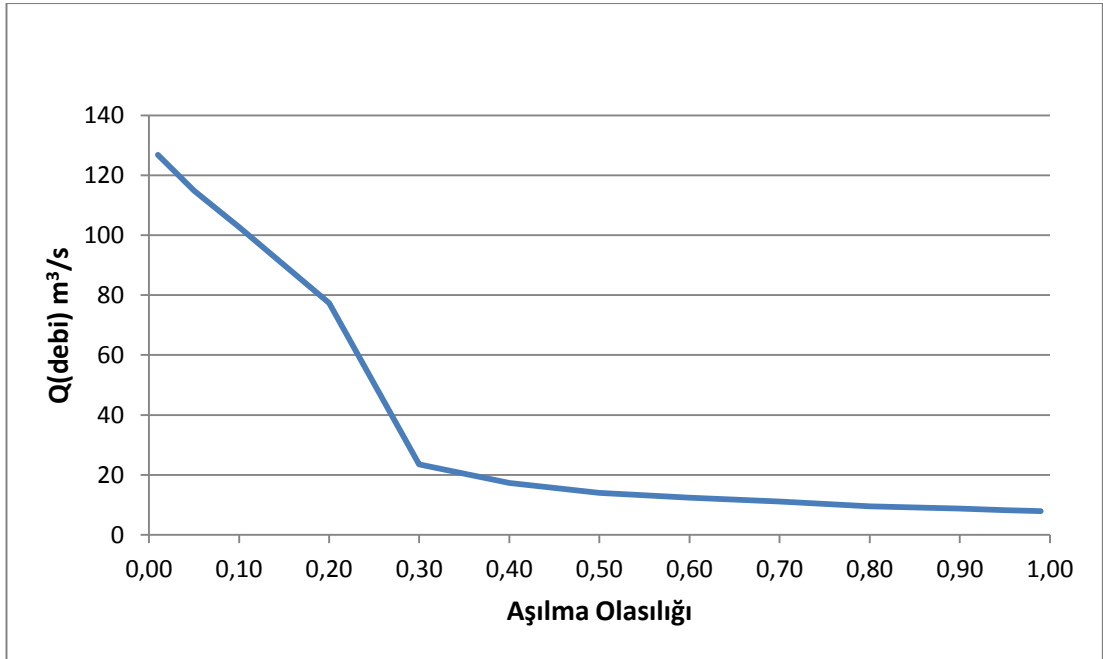
Şekil 5.19: 2320 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi



Şekil 5.20: 2321 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi



Şekil 5.21: 2322 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi

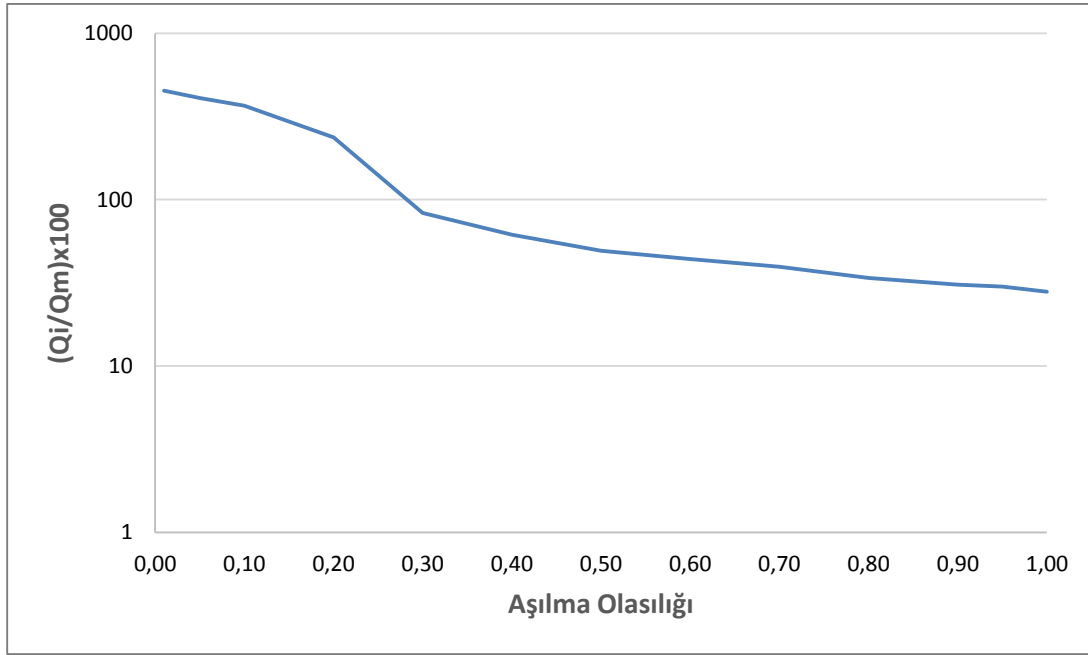


Şekil 5.22: 2323 istasyonunun ortalama yıllık debi süreklilik eğrisi

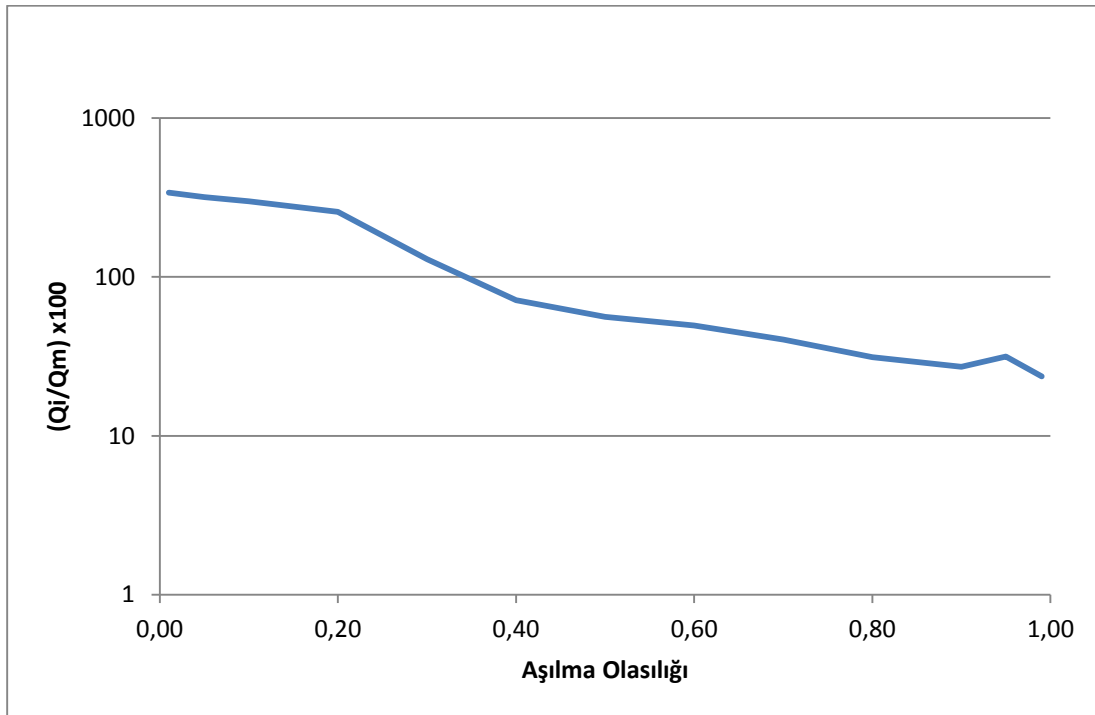
Çalışmaya eklenen her bir istasyonun verilerine ait ortalama debi değerleri ise şöyledir:

- $Q_m (2320) = 28,124 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_m (2321) = 13,786 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_m (2322) = 158,55 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_m (2325) = 28,84 \text{ m}^3/\text{s}$

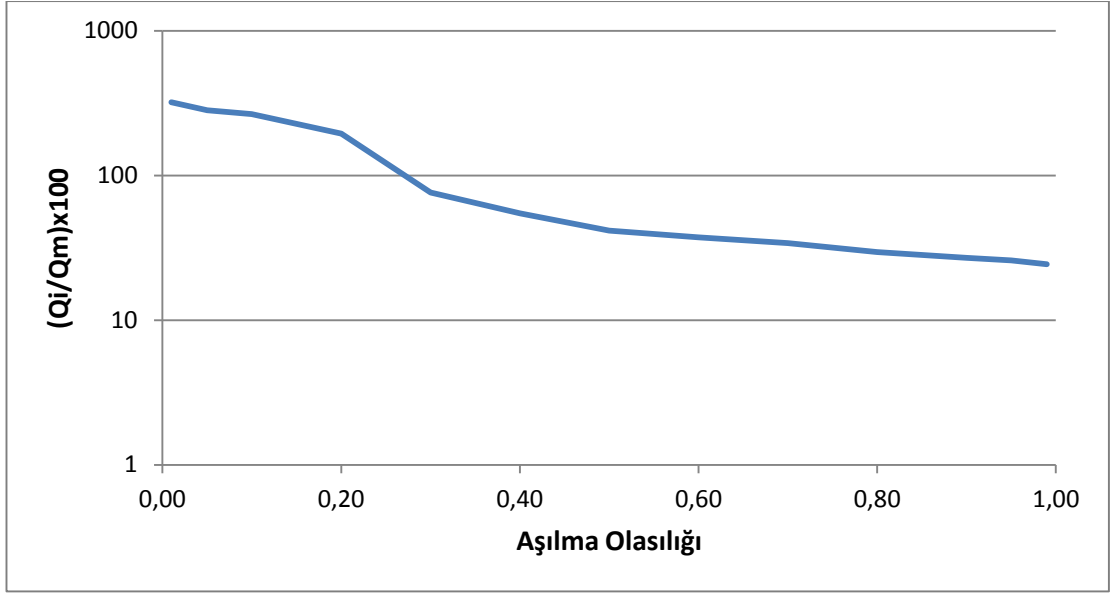
Düşey eksenleri logaritmik hale dönüştürülen ve debi değerlerinin, yukarıdaki ortalama debi değerlerine bölünmesi suretiyle boyutsuzlaştırıldığı yeni DSE'ler Şekil 5.23-5.26'da gösterilmiştir.



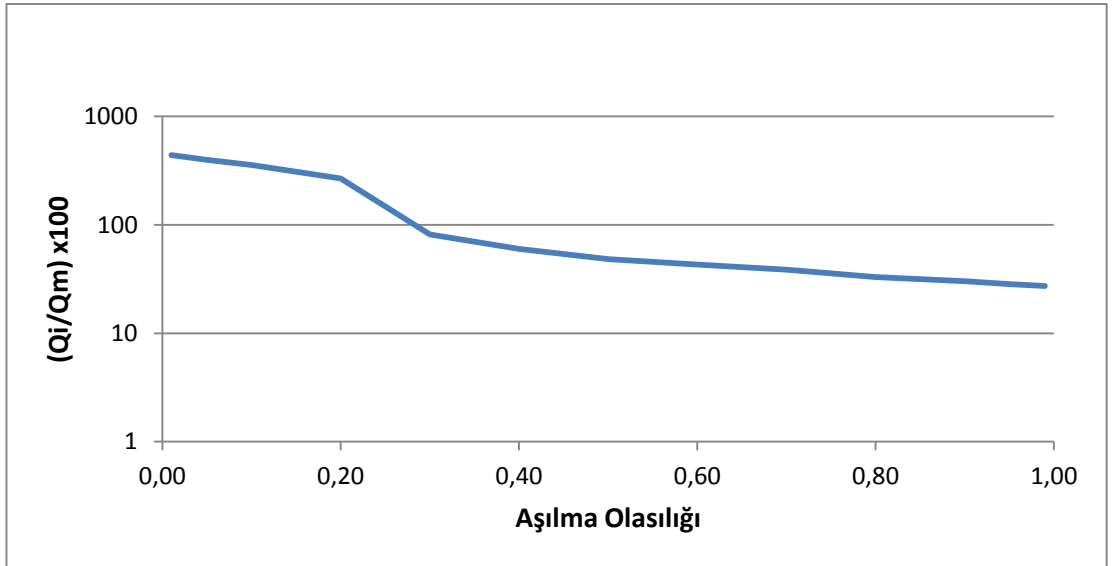
Şekil 5.23: 2320 İstasyonu İçin Düşey Eksen Logaritmik Ort. Yıllık DSE



Şekil 5.24: 2321 İstasyonu İçin Düşey Eksen Logaritmik Ort. Yıllık DSE



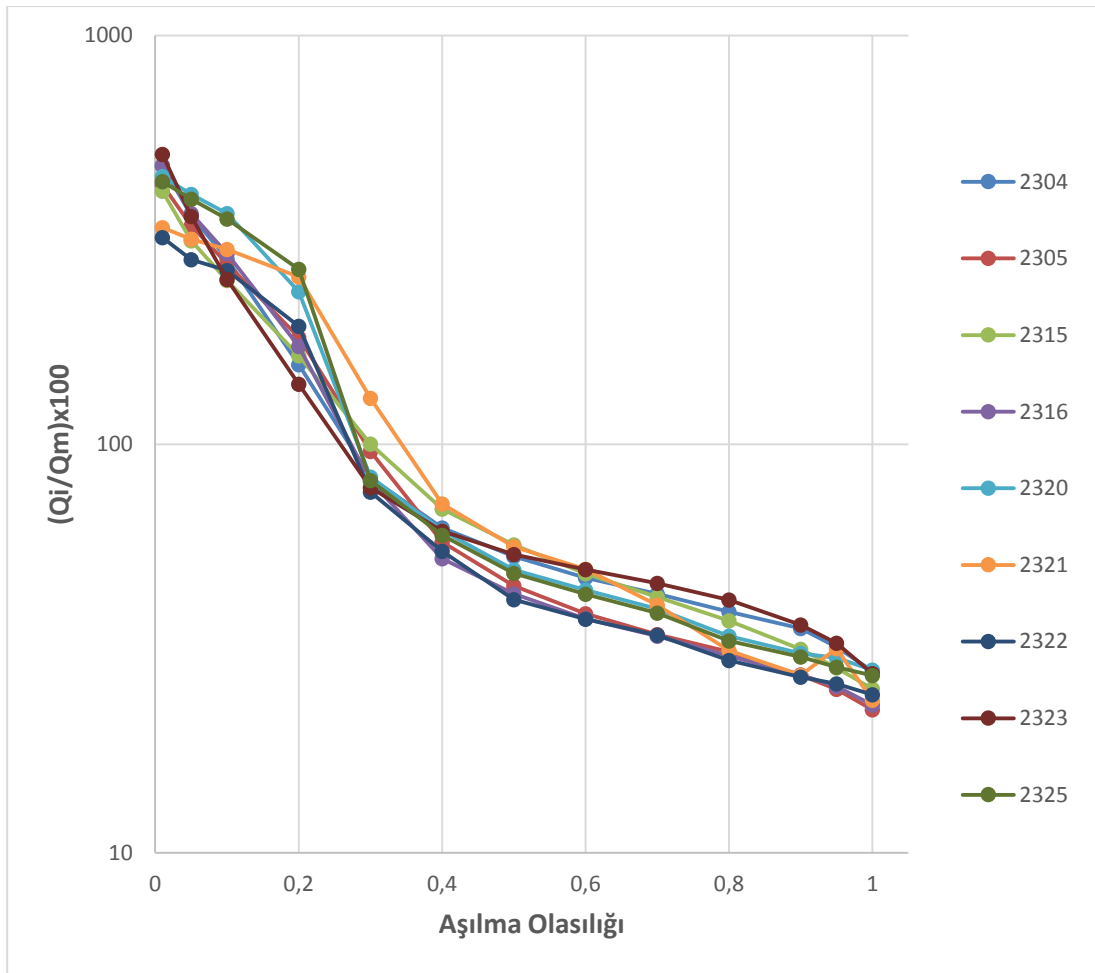
Şekil 5.25: 2322 İstasyonu İçin Düşey Eksenli Logaritmik Ort. Yıllık DSE



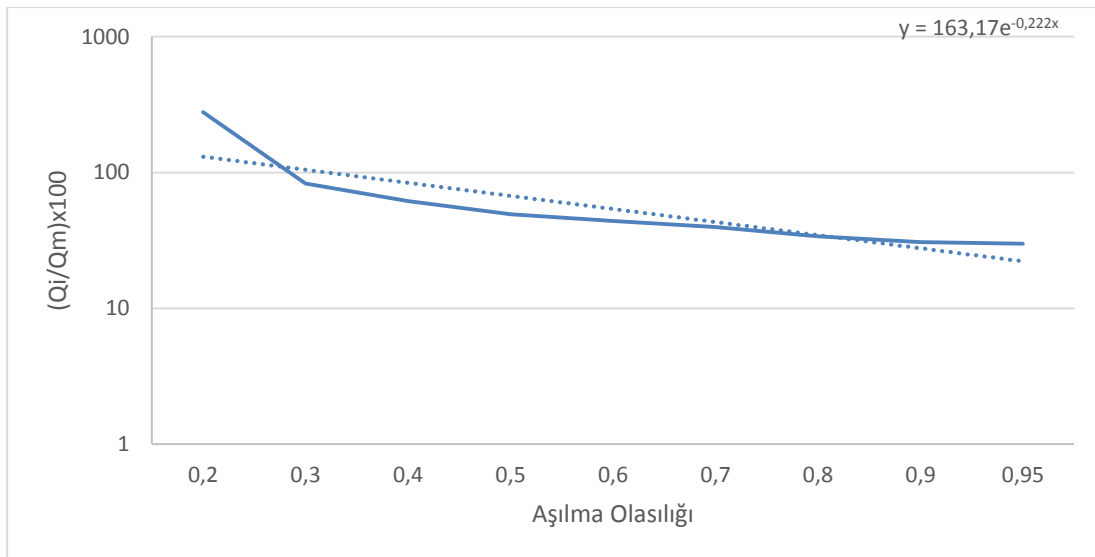
Şekil 5.26: 2325 İstasyonu İçin Düşey Eksenli Logaritmik Ort. Yıllık DSE

Aylık verileri değerlendirilen 4 alt havzanın da eklenmesi ile sayıları 9'a çıkan alt havzaların ortalama yıllık debi süreklilik eğrileri, Şekil 5.27'da aynı grafik üzerinde gösterilmiştir.

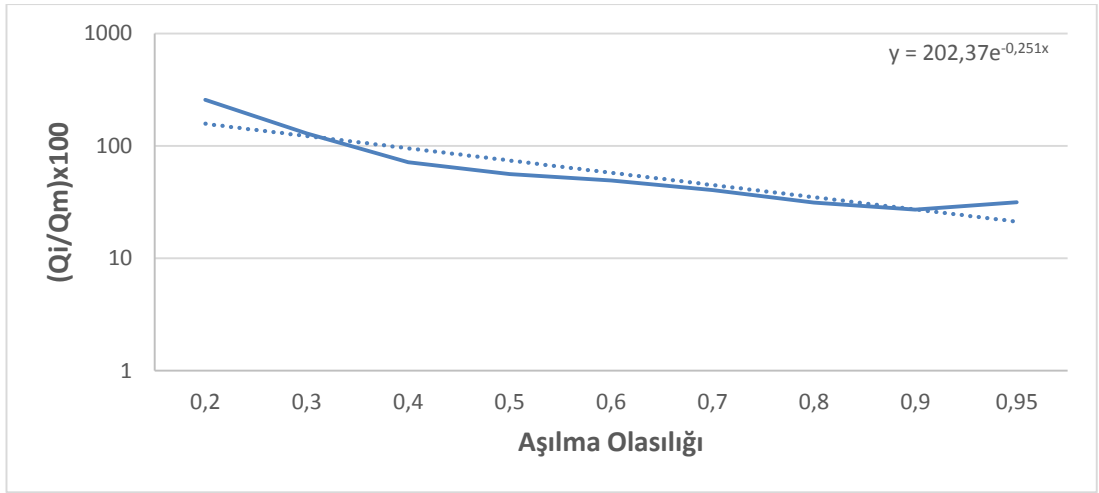
Eğimleri hesabedilmemiş olan son 4 havza için de önceki 5 havzaya uygulandığı şekilde; logaritmik hale getirilip boyutsuzlaştırılan ortalama yıllık debi süreklilik eğrilerinin, %20 ile %95'lik aşılma yüzdeleri arasında kalan kısımları alınarak yeni birer grafik oluşturulmuştur. Eğimler bu yeni grafiklerin üzerinde tanımlanmış ve Şekil 5.28-5.31'te gösterilmiştir.



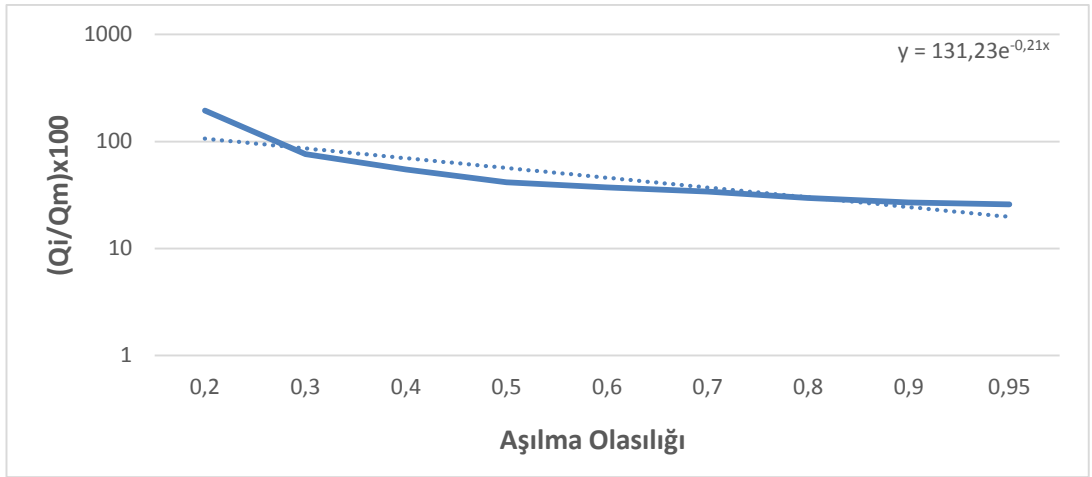
Şekil 5.27: 9 Alt Havzanın Ortalama Yıllık DSE'leri



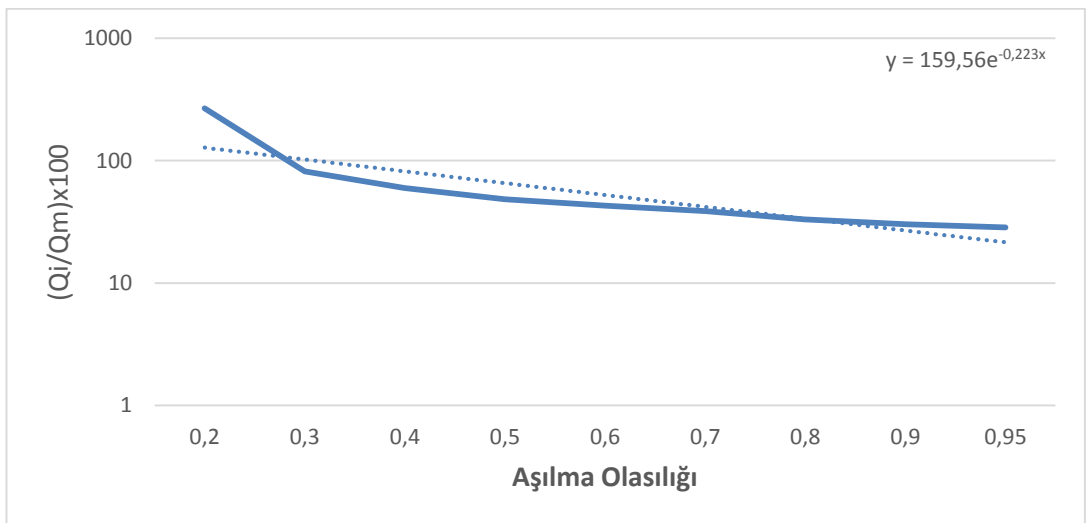
Şekil 5.28: 2320 İstasyonu İçin Ort. Yıllık DSE'nin Son Hali ve Eğimi



Şekil 5.29: 2321 İstasyonu İçin Ort. Yıllık DSE'nin Son Hali ve Eğimi



Şekil 5.30: 2322 İstasyonu İçin Ort. Yıllık DSE'nin Son Hali ve Eğimi



Şekil 5.31: 2325 İstasyonu İçin Ort. Yıllık DSE'nin Son Hali ve Eğimi

Dolayısıyla bu eğrilerin eğimleri de sırasıyla şu şekilde ifade edilebilir:

- 2320 için $\alpha = 0,222$
- 2321 için $\alpha = 0,251$
- 2322 için $\alpha = 0,210$
- 2325 için $\alpha = 0,223$

Q_{50} 'den yani 50 günlük tasarım debisinden başlamak üzere Q_{230} 'a yani 230 günlük tasarım debisine kadar 10 günlük aralıklarla 19 adet tasarım debisi, kapasite faktörlerinin bulunması maksadıyla, bu istasyonlar için de ayrı ayrı hesaplanmıştır. Söz konusu hesap sonuçları Çizelge 5.18-5-21'de gösterilmiştir.

Çizelge 5.18: 2320 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

$Q_d (m^3/sn)$		ΣQ_i	CF (%)
Q_{50}	99,71	10426,24	28,65
Q_{60}	99,03	10406,32	28,79
Q_{70}	98,35	10385,89	28,93
Q_{80}	66,23	9008,86	37,27
Q_{90}	64,72	8918,62	37,75
Q_{100}	63,22	8828,39	38,26
Q_{110}	21,54	5387,96	68,53
Q_{120}	21,37	5373,00	68,87
Q_{130}	21,21	5358,05	69,22
Q_{140}	21,04	5343,09	69,57
Q_{150}	15,89	4661,62	80,39
Q_{160}	15,79	4647,45	80,63
Q_{170}	15,70	4633,29	80,87
Q_{180}	15,60	4619,12	81,11
Q_{190}	13,08	4226,60	88,53
Q_{200}	13,04	4219,21	88,65
Q_{210}	13,00	4211,81	88,78
Q_{220}	11,62	3959,26	93,35
Q_{230}	11,59	3952,15	93,46

Çizelge 5.19: 2321 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

Qd (m ³ /sn)		Σ Qi	CF (%)
Q ₅₀	40,51	4992,72	33,77
Q ₆₀	40,35	4992,72	33,90
Q ₇₀	40,19	4992,72	34,04
Q ₈₀	31,57	4604,78	39,97
Q ₉₀	31,09	4575,92	40,33
Q ₁₀₀	30,61	4547,06	40,70
Q ₁₁₀	15,45	3274,57	58,08
Q ₁₂₀	15,23	3248,27	58,44
Q ₁₃₀	15,01	3221,97	58,81
Q ₁₄₀	14,79	3195,66	59,20
Q ₁₅₀	8,98	2499,00	76,20
Q ₁₆₀	8,93	2492,01	76,49
Q ₁₇₀	8,87	2485,02	76,77
Q ₁₈₀	8,81	2478,03	77,06
Q ₁₉₀	7,26	2235,55	84,41
Q ₂₀₀	7,23	2231,03	84,54
Q ₂₁₀	7,21	2226,52	84,66
Q ₂₂₀	6,07	2019,77	91,23
Q ₂₃₀	6,03	2011,40	91,36

Çizelge 5.20: 2322 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

Q _d (m ³ /sn)		Σ Qi	CF
Q ₅₀	406,20	54164,37	36,53
Q ₆₀	403,10	54071,40	36,75
Q ₇₀	400,00	53978,44	36,97
Q ₈₀	267,50	45104,25	46,20
Q ₉₀	262,37	44642,09	46,62
Q ₁₀₀	257,23	44179,93	47,06
Q ₁₁₀	110,79	30096,62	74,43
Q ₁₂₀	109,84	29955,30	74,71
Q ₁₃₀	108,90	29813,98	75,01
Q ₁₄₀	107,96	29672,65	75,30
Q ₁₅₀	78,25	25216,83	88,29
Q ₁₆₀	77,69	25131,76	88,63
Q ₁₇₀	77,12	25041,81	88,96
Q ₁₈₀	76,55	24939,73	89,26
Q ₁₉₀	62,50	22101,49	96,89
Q ₂₀₀	62,31	22045,21	96,93
Q ₂₁₀	62,12	21988,93	96,98
Q ₂₂₀	56,14	20173,69	98,44
Q ₂₃₀	56,01	20127,66	98,46

Çizelge 5.21: 2325 için hesaplanan tasarım debileri ve kapasite faktörleri

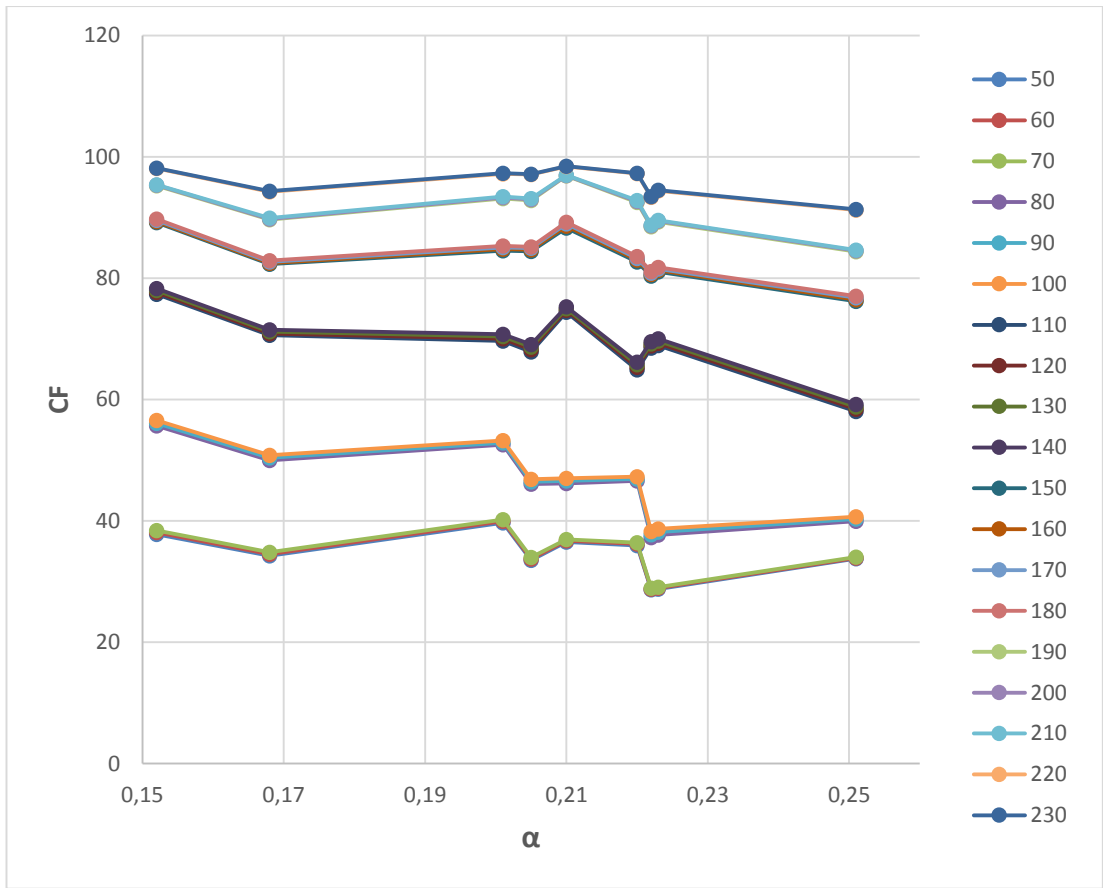
Q_d (m ³ /sn)		ΣQ_i	CF (%)
Q_{50}	99,20	10427,43	28,80
Q_{60}	98,51	10406,60	28,94
Q_{70}	97,81	10385,78	29,09
Q_{80}	65,54	9013,10	37,68
Q_{90}	64,06	8924,61	38,17
Q_{100}	62,59	8836,13	38,68
Q_{110}	21,62	5441,08	68,94
Q_{120}	21,45	5425,68	69,29
Q_{130}	21,28	5410,27	69,65
Q_{140}	21,11	5394,86	70,01
Q_{150}	15,89	4703,39	81,09
Q_{160}	15,80	4689,72	81,32
Q_{170}	15,71	4676,04	81,55
Q_{180}	15,62	4662,37	81,79
Q_{190}	13,13	4279,27	89,30
Q_{200}	13,09	4271,65	89,43
Q_{210}	13,04	4264,04	89,56
Q_{220}	11,64	4008,97	94,40
Q_{230}	11,60	4001,77	94,51

Çalışmaya son havzaların da eklenmesi ile nihai CF- α grafiği elde edilmiştir. 9 havzaya ait 9 farklı eğim, yatay eksenle tanımlanmıştır. Her bir eğri farklı bir rankle ifade edilmekte olup, her biri farklı bir tasarım debisi değerine karşı gelmektedir (Q_{50} , Q_{60} , Q_{70} , ..., Q_{230} gibi).

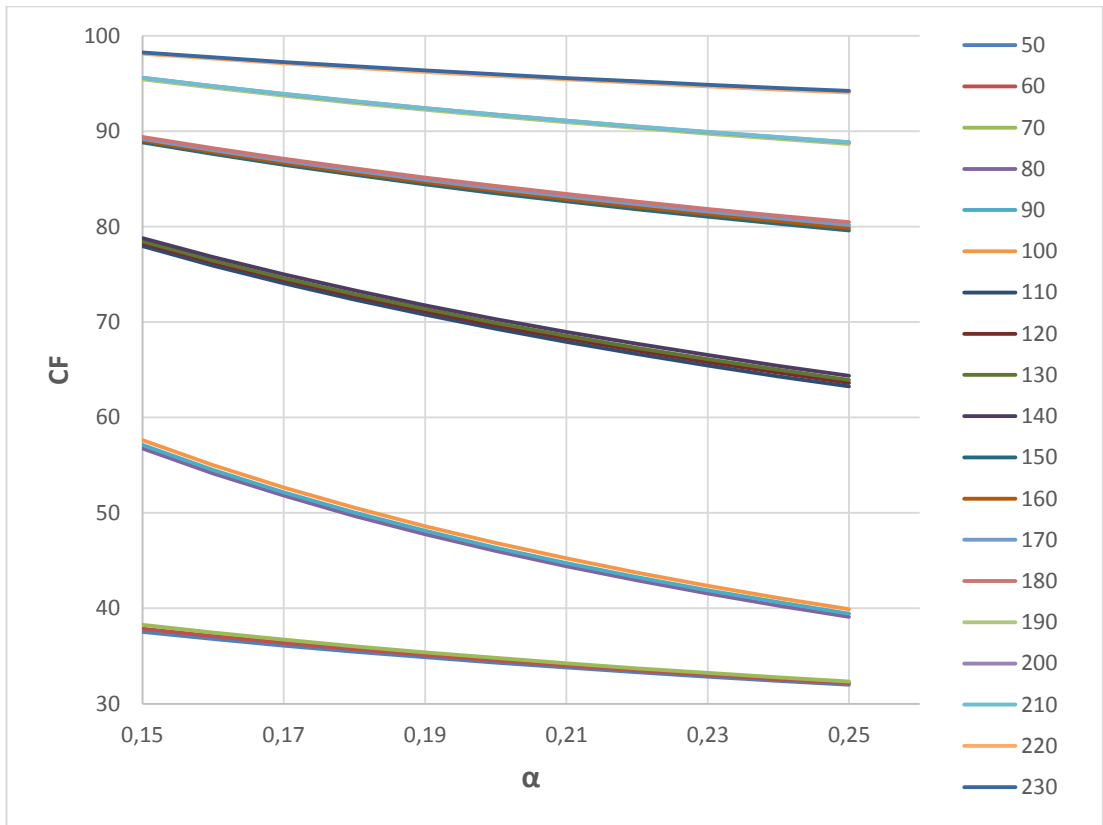
Şekil 5.32’te gösterilen CF- α grafiğindeki eğrilere ait eğilim çizgileri göz önüne alınarak çizilen CF- α grafiği ise Şekil 5.33’da gösterilmiştir. Grafikte gösterilen her bir eğilim çizgisi, (4.7) denklemi ile ifade edilir. Dolayısıyla eğilim çizgilerini ifade eden denklemlerin ilk katsayıları, (4.7) denklemindeki A’yı; x’in negatife kuvveti olarak görülen katsayı ise (4.7) denklemindeki B’yi ifade etmektedir. (4.7) denklemindeki A ve B katsayıları ise Çizelge 5.22’de gösterilmiştir.

Çizelge 5.23’te ise çalışmanın ilk ve ikinci kısmında kullanılan AGİ sayılarının, eğilim çizgilerinin R^2 değerlerine ne kadar etkidiği gösterilmiştir.

Şekil 5.34’te ise sözkonusu 9 AGİ’ye ait, Tasarım Debisi – Eğim (Q_d - α) grafiği gösterilmiştir. Farklı renge sahip her bir eğri, farklı bir kapasite faktörünü (CF) yüzde cinsinden ifade etmektedir.



Şekil 5.32: Kapasite Faktörü – Eğim Grafiği (CF- α)



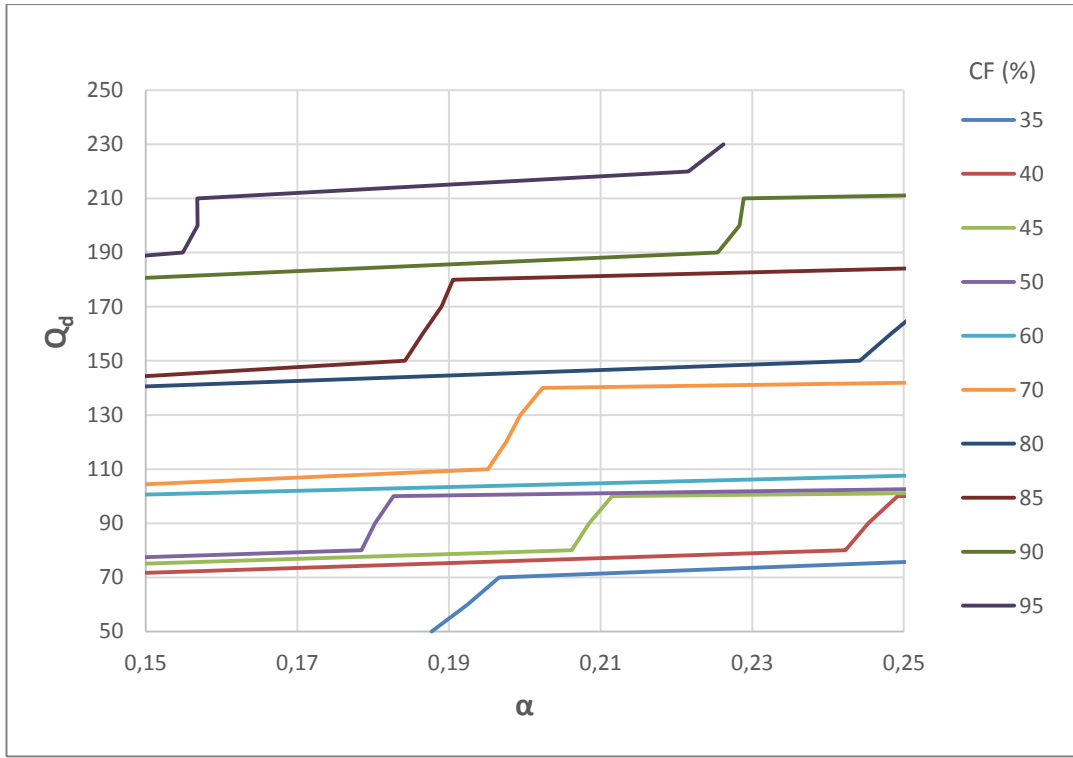
Şekil 5.33: Eğilim Çizgileri ile Kapasite Faktörü – Eğim Grafiği (CF- α)

Çizelge 5.22: Her Tasarım Debisi İçin Denklem 4.7'deki A ve B Katsayıları

Q_d	A	B	Q_d	A	B
Q ₅₀	20,768	0,312	Q ₁₅₀	59,081	0,215
Q ₆₀	20,602	0,321	Q ₁₆₀	59,541	0,212
Q ₇₀	20,429	0,331	Q ₁₇₀	60,008	0,209
Q ₈₀	14,211	0,73	Q ₁₈₀	60,479	0,206
Q ₉₀	14,461	0,724	Q ₁₉₀	72,625	0,144
Q ₁₀₀	14,728	0,719	Q ₂₀₀	72,756	0,144
Q ₁₁₀	35,879	0,409	Q ₂₁₀	72,889	0,143
Q ₁₂₀	36,296	0,405	Q ₂₂₀	83,83	0,083
Q ₁₃₀	36,728	0,4	Q ₂₃₀	84,1	0,082
Q ₁₄₀	37,18	0,396			

Çizelge 5.23: Eğilim Çizgilerinin R² Değerleri

Eğriler	9 havza için R² 'ler	5 havza için R² 'ler
50	0,18	0,01
60	0,19	0,01
70	0,20	0,02
80	0,62	0,58
90	0,62	0,59
100	0,63	0,59
110	0,59	0,60
120	0,59	0,87
130	0,59	0,86
140	0,59	0,86
150	0,47	0,37
160	0,46	0,35
170	0,45	0,34
180	0,44	0,33
190	0,28	0,02
200	0,28	0,02
210	0,28	0,02
220	0,24	0,02
230	0,24	0,03



Şekil 5.34: Tasarım Debisi – Eğim Grafiği (Q_d - α)

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, nehir tipi hidroelektrik santrallerin tasarımında, debi süreklilik eğrilerinden (DSE) yararlanılarak, kapasite faktörünün belirlenmesine çalışılmıştır.

Çalışmada öncelikli olarak şöyle bir sonuç elde edilmiştir: kamu yahut özel sektörün yapmayı planladığı nehir tipi hidroelektrik santral yatırımlarında, yatırımın yapılacağı akarsu yahut akarsu koluna ait tahmini bir debi süreklilik eğrisi bulunsa bile, bu eğrinin eğimi vasıtası ile hangi kapasite faktörü için hangi tasarım debisinin gerekli olduğu, dolayısıyla hangi boyutlarda boru ve türbin seçimi yapılabileceği; havzaya ait Şekil 5.33, Şekil 5.34 ve Çizelge 5.22 benzeri tablo ve grafikler yardımı ile bir ön bilgi şeklinde yatırımcıya sunulabilecektir. Bu sayede yatırımcı, santral kurmak istediği akarsu kolunda, türbin çeşidi ve boru çaplarındaki belirli miktarlardaki değişimlerin, kapasite faktörüne ve dolayısı ile verimliliğe ne ölçüde etkidiğini görebilecektir.

Bu tür ön bilgi materyalleri, yatırımcıya daha hızlı değerlendirebilme ve daha çabuk maliyet analizi yapabilme yetisi kazandırabilecektir. Çünkü bu ön bilgiler, bir akarsu havzasında yatırım yapılabilecek en doğru akarsu kolunun belirlenmesi; yahut bölgeselleştirme benzeri yöntemlerle, akım kayıtları olmayan havzalarda doğru planlama tercihlerinin yapılabilmesi noktasında yardımcı bir başvuru kaynağı olarak kullanılabilirler.

Bu çalışmada havzaya dair ise öncelikle gözlenen; yıllık ortalama debi süreklilik eğrilerinin eğimlerindeki artışla beraber, kapasite faktörünün ciddi bir düşüş göstermesidir. Özellikle Şekil 5.33'e bakıldığında, %40'lık kapasite faktörünün üzerindeki kapasite faktörleri bir bütün olarak ele alınacak olursa; eğride görülen CF düşüşünün, tasarım debisi büyüklüğü arttıkça, arttığı görülmüştür. Yani kapasite faktörünün azalışının miktarı artmıştır. Bütün bunlar göz önünde bulundurulduğunda ise çalışma; akış rejimindeki değişimin miktarı arttıkça, yani ortalama DSE'nin eğimi arttıkça, hidroelektrik santralden daha fazla verim alınabilmesi için daha küçük, yani görülme sıklığı daha yüksek tasarım debilerine ihtiyaç duyulacağı sonucunu ortaya koymaktadır. Yani ana havzaya ait hangi akarsu kolunda daha değişken bir akış rejimi

varsa, o koldaki yatırım-maliyet planlaması daha dikkatli daha detaylı yapılmak zorundadır.

Çalışmanın, gözden kesinlikle kaçırılmaması gereken başka bir sonucu daha olmuştur. Çalışılan havza sayıları artırıldıkça, eğri eğimleri, eğrileri daha iyi temsil edebilmiş yani grafikler daha doğru sonuçlar vermiştir. Öncesinde çalışılan 5 adet akım gözlem istasyonu sonuçları, günlük akım kayıtlarını içermektedir. Fakat bu verilerle yapılan çalışma sonrası elde edilen eğilim çizgilerinde R^2 değerlerinin oldukça düşük olduğu gözlenmiştir. Fakat çalışılan havza sayısı 9'a çıkartıldıktan sonra R^2 değerlerinde artma görülmüştür. Bu da gösteriyor ki ne kadar çok havza çalışmaya konu edilirse, alınan sonuçlar havzayı daha iyi temsil edebilecektir. Lakin ister 5 havzayla ister 9 havzayla çalışılsın; $Q_{80} - Q_{140}$ bandının, yani 80 günlük ile 140 günlük arası tasarım debilerini ifade eden eğrilerin, çalışmada daha iyi temsil edilebildiği sonucuna da varılmıştır.

Ancak çalışma havzasında çok fazla akım gözlem istasyonu olmaması ve hatta var olan akım gözlem istasyonlarının yeterli kayıtlara sahip bulunmaması sonuçları olumsuz etkilemektedir. Zira literatürde aynı metod kullanılarak yapılan çalışmalarda; çalışmaya konu olan ana havza alanı içerisinde en az 15 farklı akım gözlem istasyonu ile çalışılmış ve her bir akım gözlem istasyonunun ise 20 yıllık kesintisiz günlük akım kayıtları kullanılmıştır. Dolayısıyla Türkiye gibi hem tarımsal hem de enerji alanında suya büyük gereksinim duyan bir ülkenin acil bir biçimde akım gözlem istasyonu sayılarını artırması ve aralıksız şekilde, uzun yıllar hedeflenerek ölçümlerin yapılması gerekmektedir. Ancak bu sayede akademik çalışmalar güvenilir şekilde yapılabilecektir.

Bu yöntem, birçok havzada denenerek yöntemin başarısı araştırılmalıdır. Öncelikle farklı eğim özellikleri olmak üzere, değişik özellikler gösteren diğer havza alanlarında da yöntemin denenmesi, önemli bir bilgi birikimine olanak sağlayacaktır.

KAYNAKLAR

- [1]EÜAŞ, (1998). Elektrik Üretim Sektör Raporu, *Elektrik Üretim Anonim Şirketi*, Ankara.
- [2]Koç,E., Şenel, M.C. (2013). Dünyada ve Türkiye’de Enerji Durumu-Genel Değerlendirme. *Mühendis ve Makina*. Cilt:54, Sayı:639, 32-44.
- [3]Url-1<<http://topraksuenerji.org/?p=9375>>, alındığı tarih: 18.03.2015
- [4]Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, (2007). Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji çalışma Grubu, Hidrolik Enerji Alt Çalışma Grubu Raporu, Ankara.
- [5]Url-2<www.worldenergy.org/data/resource/hydropower>, alındığı tarih: 18.03.2015
- [6]Bayazıt,Y. (2013). *Seydisuyu Havzasının Hidroelektrik Potansiyelinin Araştırılması*,(yüksek lisans tezi), Anadolu Üniversitesi, Eskişehir.
- [7]Andiç, G. (2007). *Akım Ölçümleri Yetersiz Havzalarda Aylık Akımların ve Hidroelektrik Potansiyelin Belirlenmesi*, (yüksek lisans tezi), İTÜ, İstanbul.
- [8]DSİ Vakfı, (2013). Çoruh’un Mavi Gerdanlıkları, Ankara.
- [9]Url-3<www.dsi.gov.tr/docs/hizmet-alanlari/enerji.pdf?sfvrsn=2>, alındığı tarih: 18.03.2015
- [10]Url-4<http://topraksuenerji.org/HES_IN_THE_LAST_STATUS.pdf>,alındığı tarih: 18.03.2015
- [11] Vogel, R.M., Fennessey, N.M. (1994) Flow duration curves. I: new interpretation and confidence intervals. *J Water Resour Plan Manage*, ASCE 120:485–504
- [12]Castellarin, A., Galeati, G., Brandimarte, L., Montanari, A. ve Brath, A. (2004).Regional Flow-duration Curves: Reliability for Ungauged Basins. *Advances in Water Resources*,27, 953-965
- [13] Niadas, I.A., Mentzelopoulos, P.G. (2008) Probabilistic flow duration curves for small hydro plant design and performance evaluation. *Water Resour Manage*. 22:509–523
- [14]Mandal, U. ve Cunnane, C. (2009).Low-Flow Prediction for Ungauged River Catchments in Ireland.*Irish National Hydrology Seminar*.
- [15] Kumar, A., Schei, T.A., Ahenkorah, R., Caceres Rodriguez J.M., Devernay, M., Freitas, D., Hall, Å., Killingtveit, Z.L. (2011) Hydropower. In: Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Seyboth K, Matschoss P, Kadner S, Zwickel T, Eickemeier P, Hansen G, Schlömer S, von Stechow C (eds) IPCC Special report on renewable energy sources

and climate change mitigation. Cambridge University Press, Cambridge and New York.

- [16] **Gustard, A., Bullock, A., Dixon, J.M.** (1992). Low flow estimation in the United Kingdom. Institute of Hydrology, Wallingford, IH report no.108
- [17] **Luici, L., Valigi, D., Casadei, S.,** (2014). A New Application of Flow Duration Curve (FDC) in Designing Run-of-River Power Plants. *Water Resources Manage.* 28:881-895
- [18] **Karagöl, D.,** (2014). *Ölçüm Olmayan Yerlerde Debi Süreklilik Eğrilerinin Elde Edilmesi.* (yüksek lisans tezi), İTÜ, İstanbul
- [19] **Claps, P., Fiorentino, M.,** (1997) Probabilistic flow duration curves for use in environmental planning and management. In: Harmancioglu et al. (eds.) Integrated approach to environmental data management systems, NATO-ASI series 2(31):255–266, Kluwer, Dordrecht, Netherlands
- [20] **Akpınar, A., Kömürcü, M., Kankal, M., Filiz, M.** (2009). Çoruh Havzasındaki Küçük Hidroelektrik Santrallerin Durumu. *V.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Diyarbakır.

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad : Ozan KARAHAN

Doğum Yeri ve Tarihi : Zonguldak – 11.01.1986

E-Posta : ozan.karahan@itu.edu.tr

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2010, İTÜ, İnşaat Mühendisliği Bölümü

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- Niğde Belediyesi Fen İşleri Müdürlüğü, Saha Kontrol Mühendisi (2012-2015)
- Niğde Belediyesi İmar İşleri Müdürlüğü, Statik Kontrol Mühendisi (2015-)