

**ÇOK AMAÇLI BARAJ İŞLETME ÇALIŞMALARI VE
CEYHAN HAVZASININ HEC-5 SİMÜLASYON
PROGRAMI İLE MODELLENMESİ**

133305

Ufuk AKBULUT

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
(İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ)**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

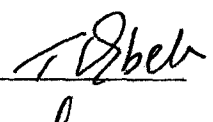
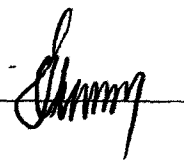
**Eylül 2003
ANKARA**

133305

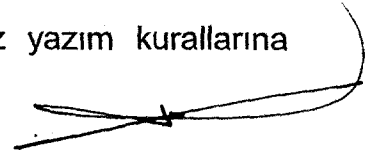
Ufuk AKBULUT tarafından hazırlanan ÇOK AMAÇLI BARAJ İŞLETME ÇALIŞMALARI VE CEYHAN HAVZASININ HEC-5 SİMÜLASYON PROGRAMI İLE MODELLENMESİ adlı bu tezin yüksek lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.


Prof. Dr. Ibrahim GÜNER
Tez Yöneticisi

Bu çalışma, jürimiz tarafından İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Başkan : Prof. Dr. Melih Yılmaz 
Üye : Prof. Dr. Tekin Gültop 
Üye : Prof. Dr. Nevzat Yıldırım N. Yıldırım 
Üye : Prof. Dr. Tülay İzbek 
Üye : Prof. Dr. Ibrahim GÜNER 

Bu tez, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygundur.



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET.....	i
ABSTRACT.....	ii
TEŞEKKÜR.....	iii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	iv
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	v
RESİMLERİN LİSTESİ.....	vi
HARİTALARIN LİSTESİ.....	vii
EKLERİN LİSTESİ.....	viii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	ix
1. GİRİŞ.....	1
2. TANIMLAR.....	3
3. PLANLAMA AŞAMASINDAKİ İŞLETME ÇALIŞMALARINDA KULLANILAN DONELER.....	6
3.1. Su Temin Tablosu.....	6
3.2. Bitki Su İhtiyacı.....	9
3.2.1. Blaney-Criddle metodu.....	9
3.3. Buharlaştırma Kayıpları.....	11
3.4. Ölü Hacim Hesabı.....	12
3.5. Net Sulama Alanı.....	12
4. SULAMA AMAÇLI BARAJLARDA İŞLETME ÇALIŞMALARI.....	14
4.1. Sadece Sulama Amaçlı Bir Barajın İşletme Çalışması Aşamaları.....	14
4.2. Kısıntılı Sulama İşletme Çalışması.....	15

5. ENERJİ AMAÇLI BARAJLARDA İŞLETME ÇALIŞMALARI.....	18
5.1. Enerji İşletme Çalışmasındaki Kabuller.....	19
5.2. Enerji İşletme Çalışmasına Hazırlık Aşaması.....	20
5.3. Kritik Periyottaki İşletme Çalışmaları İçin Yapılan Kabuller.....	24
5.4. Kritik Periyottaki İşletme Çalışması Aşamaları.....	24
5.5. Kritik Periyot Dışındaki Aylar İçin İşletme Çalışmaları	25
5.6. Enerji İşletme Çalışması Sonuçları.....	29
5.7. Optimum Baraj Yüksekliğinin Seçimi.....	30
6. ÇOK AMAÇLI TESİSLER.....	31
6.1. Aynı Akarsu Üzerinde Ardışık Barajlar.....	31
6.2. Farklı Kollar Üzerinde Depolama Tesisleri.....	34
7. HEC-5 SİMÜLASYON PROGRAMI.....	35
7.1. HEC-5 Programının Teknik Özellikleri.....	35
7.2. HEC-5 Programında Kullanılan Parametreler.....	36
7.2.1. Rezervuar.....	36
7.2.2. Kontrol noktası.....	41
7.2.3. Derivasyon.....	44
7.3. Hidroelektrik Enerji.....	47
7.3.1. Depolama kapasitesinin hesaplanması durumunda HEC-5 programının işletim sırası.....	50
7.4. Su Temini.....	51
7.5. Girdi ve Çıktı Kartları Hakkında Bilgiler.....	52
7.6. Rezervuarların Genel İşletim Kriterleri.....	62
7.7. Su Temini ve Hidroelektrik Enerji Amaçlı Barajlarda Optimizasyon.....	63

8. BİR BARAJIN HEC-5 VE HUS9 PROGRAMLARINA GÖRE İŞLETİLMESİ.....	64
8.1. Menzelet Barajı.....	64
8.2. Buharlaştırma.....	66
8.3. İşletme Çalışması.....	66
8.4. Rüsubat.....	67
8.5. Menzelet Barajı İçin HEC-5 Programı Girdi Dosyası.....	67
8.6. Sonuçların Değerlendirilmesi.....	81
8.6.1. HEC-5 programı çıktı değerlendirmesi.....	81
8.6.2. HUS9 programı çıktı değerlendirmesi.....	81
8.6.3. Sonuçların Karşılaştırılması.....	83
9. CEYHAN HAVZASININ HEC-5 PROGRAMI İLE MODELENMESİ.....	84
9.1. Ceyhan Havzası.....	84
9.2. Ceyhan Nehri Suları.....	88
9.3. HEC-5 Çalışmaları Sonuçları.....	90
10. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	96
KAYNAKLAR.....	98
EKLER.....	100
ÖZGEÇMİŞ.....	136

**ÇOK AMAÇLI BARAJ İŞLETME ÇALIŞMALARI VE CEYHAN
HAVZASININ HEC-5 SİMULASYON PROGRAMI İLE MODELLENMESİ
(Yüksek Lisans Tezi)**

Ufuk AKBULUT

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
Eylül 2003**

ÖZET

Su kaynaklarının sınırlı miktarda olması, suyun birden fazla sektörde kullanılabilmesi ve bu sektörlerde ait ihtiyaçların zamanla artması su kaynaklarının depolama tesisleriyle düzenlenmesini gerektirmiştir. Bir depolama tesisinin boyutlandırılması baraj işletme çalışması ile gerçekleştirilir. Bir havzadaki herhangi bir amaca yönelik olarak proje faydasını maksimum yapan bir işletme aynı havzada elde edilebilecek diğer faydaları olumsuz yönde etkileyebilir. Bu durumda havza bazında kurulacak bir sistemle, havzadaki barajların birbirlerine olan etkileri incelenerek önceliklerin belirlenmesi sağlanabilir. Bu tez çalışması için örnek olarak seçilen Ceyhan havzasında Aslantaş barajı ve membainda bulunan 14 adet baraj ile HEC-5 programı kullanılarak bir işletim simülasyonu modeli kurulmuştur. Bu modelde, tam developmana ulaştıklarında projelerin birbirlerine olan etkilerinin incelenmesi ile Aslantaş barajının içmesuyu, sulama ve enerji üretim kapasitesinin belirlenmesi amaçlanmaktadır.

Bilim Kodu : 929
Anahtar Kelimeler : İşletme çalışması, HEC-5 simülasyon programı
Sayfa Adedi : 136
Tez Yöneticisi : Prof. Dr. İbrahim GÜRER

**DAM OPERATION STUDIES WITH MULTIPURPOSE AND MODELLING
OF CEYHAN BASIN WITH HEC-5 SIMULATION PROGRAM**

(M. Sc. Thesis)

Ufuk AKBULUT

**GAZI UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY
September 2003**

ABSTRACT

The limited amount of water resources, usage of water by different sectors and increasing demands to water by time necessitates the water resources to be regulated by reservoirs. The size of a reservoir is determined by the reservoir operation studies. A reservoir operation study which maximizes benefits for specific purpose of a project can effect negatively the other benefits which can be obtained from other projects of the same basin. In this case, it can be possible to determine of priorities by evaluating effects of projects comparatively by establishing a simulation model in a whole basin. In the thesis, Ceyhan basin is selected as case study and a reservoir operation simulation model is established in this basin with 14 dams of upstream of Aslantaş dam by using HEC-5 simulation program. In this model, it is aimed that to evaluate the effects of projects with each other and determination of capacities of domestic water supply, irrigation water supply and energy production of Aslantaş dam in full development of the projects in the basin.

Science Code : 929
Key Words : Operation study, HEC-5 simulation program
Page Number : 136
Adviser : Prof. Dr. İbrahim GÜRER

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca tecrübe ve katkılarıyla beni yönlendiren Hocam Prof. Dr. İbrahim GÜRER'e, yine tecrübelerinden faydalandığım Şube Müdürüm Fatma ADIGÜZEL'e, ayrıca değerli katkılarından dolayı DSİ XX. (K.MARAŞ) Bölge Müdürlüğü elemanlarından Planlama Şube Müdürü Osman S. CAN ve İnşaat Mühendisi Hasan GÜLER ile DSİ VI. (ADANA) Bölge Müdürlüğü elemanlarından Planlama Şube Müdürü Adil AKYATAN ve Planlama Başmühendisi Mustafa BAKŞI'ye, başta İnşaat Mühendisi Fatih KESKİN, Meteoroloji Mühendisi Cengiz KUMKAYA ve Şehir ve Bölge Planlamacısı Kemal SEYREK olmak üzere DSİ Genel Müdürlüğü Etüd ve Plan Dairesi Başkanlığı'ndaki tüm çalışanlara teşekkürü bir borç bilirim.

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 5.1. Menzelet barajı işletme çalışmasında kullanılan buharlaşma değerleri.....	21
Çizelge 5.2. Menzelet barajı debi kot ilişkisi.....	22
Çizelge 5.3. Menzelet barajı debi-kot ve güç faktörü ilişkisi.....	22
Çizelge 5.4. Menzelet barajı kritik periyot işletme çalışması.....	26
Çizelge 8.1. Menzelet baraj yeri için aylık ortalama buharlaşma değerleri	66
Çizelge 8.2. İşletme çalışmasında kullanılan Menzelet baraj giriş akımları.....	68
Çizelge 8.3. HEC-5 programı için menzelet barajı girdi dosyası.....	69
Çizelge 8.4. HUS9 programı için menzelet barajı girdi dosyası.....	82
Çizelge 8.5. Menzelet barajı enerji işletme çalışmaları.....	83
Çizelge 9.17. Ceyhan havzasının HEC-5 simülasyon programı ile modellenmesi (Çalışma I).....	93
Çizelge 9.18. Kavaktepe barajının yapılmaması durumunun incelenmesi (Çalışma III).....	95

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 1.1. Bir barajın depolama hacmi bölümleri.....	3
Şekil 5.1. Menzelet barajı debi-kot ve güç faktörü eğrileri	23
Şekil 6.1. Aynı akarsu üzerindeki ardışık barajlar	32
Şekil 9.1. Ceyhan nehri havzasındaki büyüksu projeleri	87



RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 8.1. Menzelet barajı genel görünümü	65



HARİTALARIN LİSTESİ

Harita	Sayfa
Harita 9.1. Ceyhan havzası bulduru haritası.....	85
Harita 9.2. Ceyhan havzasındaki mevcut durum ve planlanan projeler.....	86
Harita 9.3. Ceyhan havzasındaki istasyonların 2003 yılı durumu	91



EKLERİN LİSTESİ

Ek	Sayfa
Ek-1. Ceyhan havzası akarsu gözlem istasyonları genel bilgileri.....	101
Ek-2. HEC-5 programında kullanılan data tabloları ve su değerleri ...	103
Ek-3. DSİ tarafından enerji işletme çalışmalarında kullanılan HUS9 programına ait data giriş formatı.....	133
Ek-4. CD (Menzelet, Ceyhan.dat, Ceyhan.out, Aslan.dat, Aslan.out, Kavak.dat, Kavak.out)	



SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklama
B	Buharlaştırma
DA_{AGİ}	Akım gözlem istasyonunun drenaj alanı
DA_{BARAJ}	Barajın drenaj alanı
E	Yıllık ortalama toplam enerji
E_f	Yıllık güvenilir enerji
E_s	Yıllık sekonder enerji
f	Aylık bitki su ihtiyacı faktörü
H_{öhs}	Enerji amaçlı barajlarda ölü hacim seviyesi
H_{nss}	Enerji amaçlı barajlarda normal su seviyesi
ha	Alan ölçüsü birimi (hektar)
K	Aylık bitki su ihtiyacı katsayısı
K_c	Bitki cinsine bağlı aylık bitki su ihtiyacı katsayısı
K_t	Sıcaklığa bağlı aylık bitki su ihtiyacı katsayısı
MSS	Maksimum su seviyesi
N	Güç
N_f	Güvenilir (firm) güç
NSS	Normal su seviyesi
t	Aylık ortalama sıcaklık
U	Aylık bitki su ihtiyacı

Kısaltmalar**Açıklama****AGİ**

Akım Gözlem İstasyonu

DSİ

Devlet Su İşleri

EİE

Elektrik İşleri Etüd İdaresi

HEC

Hydraulic Engineering Center

IECO

International Engineering Comp. Inc.

JICA

Japan International Cooperation Agency

USBR

United States Bureau of Reclamation



1. GİRİŞ

Su kaynaklarının sınırlı miktarda olması, suyun birden fazla amaca yönelik olarak kullanılabilmesi (sulama, enerji, içme-kullanma ve endüstri suyu vb gibi) ve bu sektörlerle ait ihtiyaçların zamanla artması su kaynaklarının depolama tesisleriyle düzenlenmesini gerektirmiştir. Depolama tesislerinin maliyeti genellikle toplam proje maliyetinin en pahalı bileşenini teşkil eder. Ayrıca projenin depolama tesisi dışındaki elemanlarının kapasitesi genellikle depolama tesisinin büyüklüğüne bağlı olarak değişmekte olduğundan depolama tesisinin boyutlandırılmasının proje ekonomisine etkisi büyük olur.

Çeşitli amaçları sağlayacak bir depolama tesisinin boyutlandırılması işletme çalışması ile gerçekleştirilir.

Bir havzadaki herhangi bir amaca yönelik olarak proje faydasını maksimum yapan bir işletme aynı havzadaki diğer amaçlarla elde edilebilecek faydaları olumsuz yönde etkileyebilir. Bu yüzden proje geliştirilmesi veya değerlendirilmesinde, havzada yapılacak tesislerin optimum boyutlarına karar verebilmek amacıyla menba mansap ilişkilerinin değerlendirilmesi gerekmektedir. Havza bazında kurulacak bir sistemle, özellikle su kaynaklarının yetersiz kaldığı havzalarda, önceliklerin belirlenerek işletme çalışmalarının bunlara göre yapılması, havzadaki barajların birbirlerine olan etkilerinin incelenmesi, çok uluslu akarsuların değerlendirilmesi açısından bir akarsu üzerinde belirli kesitlerdeki akımın miktarının bilinmesi sağlanabilir.

Bu tez çalışmasının amacı, HEC-5 simülasyon programını kullanarak Ceyhan havzasının baraj işletme çalışmalarına yönelik modelinin hazırlanmasıdır. Yapılacak çalışma ile havzadaki mevcut, inşa halindeki ve yapılması planlanan tesislerin havza su potansiyeline etkilerinin görülmesi ve bunlar üzerinde alternatif çalışmalar yapılabilmesi sağlanacaktır. HEC-5 programı kullanılarak kurulacak model ile havza su potansiyelinin optimum kullanılabilmesi için çok amaçlı baraj sisteminin çalışmasına yönelik bir

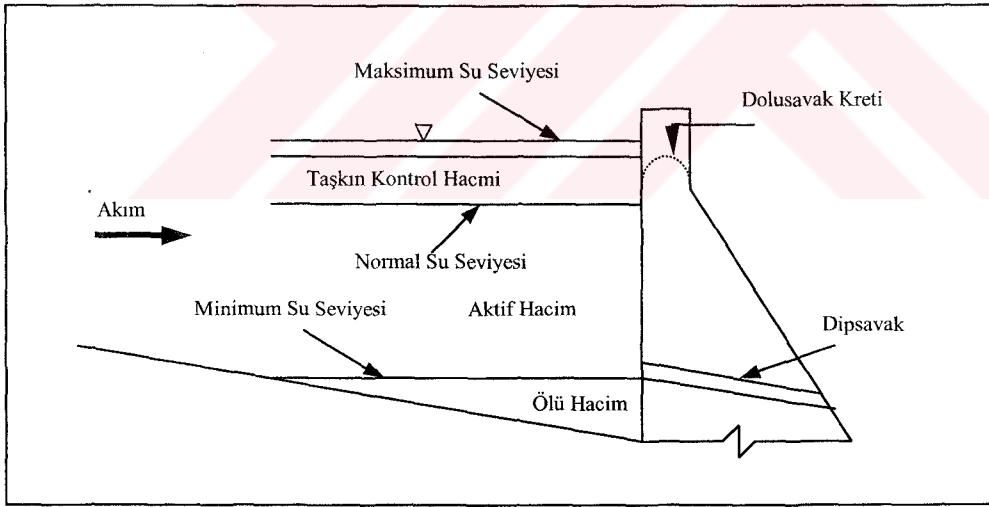
işletme politikası tespit edilmekte, havzada geliştirilen projeler ile havzanın enerji üretim kapasitesi belirlenebilmekte ve havzadaki içmesuyu ve sulama ihtiyaçları da dikkate alınarak, barajlardan salınabilecek su miktarı hesaplanabilmektedir.



2. TANIMLAR

Depolama tesisi: Akarsuyun doğal rejiminin ihtiyaçları her zaman karşılayamadığı hallerde, suyun ihtiyaçtan fazla olduğu zamanlarda fazlalığın biriktirilmesi ve yetersiz olduğu zamanlarda kullanılmak üzere depolanmasını sağlayan tesise depolama tesisi (baraj veya gölet) denir.

Gölet: Talvegden yüksekliği 25 m, depolama hacmi 3 hm^3 ve gövde dolgu hacmi $500\,000 \text{ m}^3$ 'ten küçük olan depolama tesisine gölet adı verilmektedir. Üzerinde çalışılan depolama tesisinde bu kıstaslardan herhangi birindeki değer geçilirse o depolama tesisi baraj olarak değerlendirilir. Göletlerin planlama aşamasındaki işletme çalışmaları barajlarınkinden farklılık göstermektedir. Bu tez çalışmasında esas olarak barajların işletme çalışması mantığı incelenmiştir.



Şekil 1.1. Bir barajın depolama hacmi bölümleri (1).

Kritik Periyot: Akarsuyun tesis düşünülen yerdeki akımlarının ardışık olarak ortalama akımdan düşük olduğu ve periyot süresince ortalama değerden fark toplamının en büyük olduğu döneme kritik periyot denir. İşletme çalışmasında kritik dönem rezervuar tam doluyken başlar ve işletmeyle bulunacak en düşük seviyeye indikten sonra tekrar tam dolu olarak sona erer.

Ölü Hacim: Yapının ekonomik ömrü boyunca akarsu tarafından depolama tesisine taşınabilecek askı ve sürüntü maddelerinin tesisin işletmesine zarar vermeyecek bir biçimde depolanmasına ayrılmış hacme ölü hacim denir.

Aktif Hacim: Dolusavak kreti ile minimum su seviyesi kotu arasında akarsu akımlarının düzenlenmesine ayrılmış olan hacimdir (Şekil-1.1).

Güvenilir (Firm) Güç: İşletme çalışması ile tespit edilen ve sürekli biçimde üretilebilecek güçtür.

Güvenilir (Firm) Enerji: Güvenilir güçle bir yılda üretilebilecek enerji miktarıdır. Firm enerji yıl içerisinde günlük veya aylık miktarlarda sabit bir değer alabileceği gibi, yükün mevsimlere bağlı olarak yıl içerisindeki dağılımına göre değişik oranlarda da talep edilebilir.

Kurulu Güç: Tesisten elde edilebilecek anlık en büyük güce kurulu güç denir.

Ortalama Güç: Herhangi bir dönem için tespit edilen güç-talep eğrisinin zaman eksenini ile meydana getirdiği alanın zamana bölümü ile elde edilen güçtür.

Yük Faktörü: Ortalama gücün tesisin kurulu gücüyle karşılanabilecek güce oranına yük faktörü denir.

Yıllık Enerji: Düşünülen tesisten işletme çalışmaları sonucunda temin edilen toplam enerjinin işletme çalışması yapılan toplam yıl sayısına bölünmesi ile elde edilen enerjidir.

Sekonder Enerji: Yıllık enerji ile güvenilir enerjinin farkıdır.

Gelen Su: Tesisin menbaından tesise gelen suların toplamıdır.

Çekilen Su: İhtiyaçların karşılanması amacıyla tesisten çekilen su miktarıdır.

Savaklanan Su: Tasarlanan tesisin ihtiyaçların karşılanmasında kullanılamayan ve dolusavakta atılan sudur.

Hacim-Alan Eğrisi: Baraj aks yerinin düşünüldüğü yer için tesisin çeşitli kotlarda inşa edilmesi hallerine göre her kottaki hazne hacim ve alanını belirten eğrilerdir (2).

Depolama tesislerinin amaçlarına göre sınıflandırılması;

- Tek amaçlı depolamalar: Bu depolamalar sadece bir amaç için düşünülen depolamalardır. Sadece enerji üretmek, sadece sulama yapmak, bir yeri taşkından korumak, bir yerin sadece içme veya endüstri suyunu sağlamak gibi.
- Çok amaçlı depolamalar: Birden fazla amaca hizmet etmek üzere planlanmış depolama tesisleridir.

Depolama tesislerinin planlama ve işletmeye açıldıktan sonraki işletme esasları farklılık gösterir. Planlama aşamasındaki işletme çalışmalarında, mevcut akım değerleri sürekli aynı periyotta tekrarlanacak şekilde kullanılır. Buna karşılık depolama tesisi inşa edilip işletmeye açıldıktan sonra akım değerleri bakımından bir belirsizlik meydana gelir. Şöyleki yalnızca içinde bulunan aydaki akım değerleri mevcut olup ilerisinde gelecek akım değerleri bilinmemektedir. Bu durumda akım tahmin metodları ile planlama aşamasında belirlenen işletme eğrileri birlikte değerlendirilmelidir.

3. PLANLAMA AŞAMASINDAKİ İŞLETME ÇALIŞMALARINDA KULLANILAN DONELER

3.1. Su Temin Tablosu

Toprak ve su kaynaklarının geliştirilmesi projelerinin temel donelerinden biri yüzeysel sulardır. Su kaynaklarının geliştirilmesi için düşünülen projelerin en ekonomik şekilde gerçekleştirilmesi için mühendislik hidrolojisi çalışmaları yapılır. Türkiye’de akımların gözlenmesi 1935 yılında Elektrik İşleri Etüt İdaresi’nin (EİE) kuruluşundan sonra başlamıştır. Devlet Su İşleri (DSİ)’nin 1953 yılında kurulmasından sonra akım gözlem ağı genişlemiştir. Türkiye’deki akım gözlem istasyonlarının (AGİ) tamamı bu iki kuruluş tarafından çalıştırılmaktadır (3).

Akarsuların belirli kontrol kesitlerinde, önceden belirlenmiş zaman aralıklarında geçen suyun miktarını ölçmek amacıyla kurulmuş tesislere akım gözlem istasyonları (AGİ) denir. Akarsularda debi ölçümü çeşitli metotlarla yapılır. En yaygın metot, akarsuyun çeşitli kesit ve derinliklerinde hız ölçümleri yapmak suretiyle debinin tayinidir. Herhangi bir düşeydeki ortalama hız, o düşeyin temsil ettiği alan ile çarpılmak suretiyle debinin söz konusu düşeye isabet eden kısmı bulunur. Bütün kesitlerdeki debiler toplanarak akarsuyun toplam debisi hesaplanır.

Akım gözlem istasyonlarında debi ölçümleri yılda sadece birkaç defa tekrarlanır. Aradaki günlerde yataktan geçen su anahtar eğrilerine bakılarak seviye ölçümlerinden hesaplanır. Anahtar eğrisi akarsuyun ölçüm kesitindeki seviye debi bağıntısından ibarettir (2).

Akarsular üzerinde inşası düşünülen su yapılarının (baraj, gölet, nehir santrali, regülatör vs) planlanması için, ilk olarak akarsu rejiminin bilinmesi gereklidir. Akarsu rejimi; istenilen kesitlerde kurulacak akım gözlem istasyonlarının uzun bir süre (~30 yıl) çalıştırılması sayesinde

belirlenmektedir. AGİ'lerin yardımı ile akarsuyun belirli bir periyot içinde; günlük, aylık ve yıllık toplam akım değerleri tespit edilir. Tespit edilen bu değerlerin bir tablo haline getirilmesine "Su Temin Tablosu" denilmektedir. Bu tabloda her su yılı için aylık toplam akım miktarları milyon m³ (10⁶ m³) olarak gösterilir. Bir önceki yılın Ekim ayından başlayıp aynı yılın Eylül ayında sona eren 12 ayı kapsayan süre "Su Yılı" olarak tanımlanmıştır. Su temin tablosu incelendiğinde;

- ✓ her yıl gelen toplam su miktarı,
- ✓ gelen su miktarlarının yıl içindeki dağılımı,
- ✓ akarsuyun getirdiği ortalama su miktarı ve
- ✓ kurak ve yağışlı yılları

gösteren değerler görülebilir.

Genel olarak, rasat süresinin en az 30 yıl olarak düşünülmesi, önemli meteorolojik periyotların (çok kurak ve çok ıslak) tespiti içindir. Ancak, Türkiye'de bu süreyi tamamlamış AGİ sayısının az olması nedeniyle bu süre sulama amaçlı su yapıları için asgari 15 yıl, enerji amaçlı su yapıları için asgari 20 yıl olarak kabul edilmiştir (4).

Bir AGİ rasat süresinin yukarıda belirtilen süreden az rasadının olması halinde; o istasyonun rasatları, yakınında bulunan ve benzer hidrolojik karakteristikleri olan daha uzun süreli bir AGİ'nin rasatlarına dayanarak uzatılır. Bu uzatma işlemi korelasyonla yapılmaktadır.

Korelasyon: İki veya daha fazla değişken arasındaki karşılıklı bağıntı anlamına gelir. Korelasyon hesaplarının amacı bu bağıntı için en uygun doğrunun doğrusal, logaritmik veya yarı logaritmik denklemlerin "en küçük kareler metoduyla" hesaplanmasıdır.

Barajlarda su temini hesaplanırken DSİ Etüt Plan Dairesince yapılan uygulamada; ön inceleme aşamasındaki projeler için en az 2 yıllık AGİ değeri, planlama aşamasında ise en az 5 yıllık AGİ değeri aranmaktadır (3).

AGİ'nin su temin tablosu elde edildikten sonra, eğer bu AGİ aks yerinde değilse, aylık akımlar drenaj alanlarının oranı olan sayı ile çarpılarak baraj aks yerine taşınır. Alan oranı ile taşıma işlemi çeşitli şekillerde yapılabilir. Bunlar;

1- Basit taşıma;

$Q = CA^n$ formülünde $n=1$ kabul edilerek

$$Q_{\text{Baraj}} = Q_{\text{AGİ}} \times \frac{DA_{\text{BARAJ}}}{DA_{\text{AGİ}}} \quad [3.1]$$

2- Basit taşımaya ortalama yağışların etkisi de katılarak;

$$Q_{\text{Baraj}} = Q_{\text{AGİ}} \times \frac{DA_{\text{BARAJ}}}{DA_{\text{AGİ}}} \times \frac{\text{Brj Ort. Yağ}}{\text{AGİ Ort. Yağ}} \quad [3.2]$$

3- Baraj aksı 1 No'lu AGİ'nin mansabında, 2 No'lu AGİ'nin menbaında olmak üzere 1 ve 2 No'lu AGİ'lerin arasında ise, her iki AGİ'nin değerlerini ve drenaj alanlarını kullanarak;

$$Q_{\text{Baraj}} = Q_1 + (Q_2 - Q_1) \times \frac{DA_{\text{BARAJ}} - DA_1}{DA_2 - DA_1} \quad [3.3]$$

hesaplanabilir (3).

3.2. Bitki Su İhtiyacı

Su kaynakları projelerinin gerçekleştirilmesinde en önemli elemanlardan biri önerilen projedeki tüketilecek su miktarıdır. Su miktarının sınırlayıcı bir faktör olduğu durumlarda birim alanda tüketilecek su miktarına göre projenin büyüklüğü belirlenir. Su ihtiyaçlarını etkileyen diğer bir faktör sulama metodudur. Türkiye’de en yaygın kullanım yöntemi suyun arklar yardımıyla arazi üzerinde taşırılması suretiyle yayılmasını temin ederek dönen suyun drenaj kanalları vasıtasıyla yatağa bırakmaktır (2).

Sulama suyu ihtiyaçlarına etki eden hidrometeorolojik faktörler; yağış, sıcaklık, nem, rüzgar hareketi ve güneşlenme müddetidir. Sulama suyu ihtiyaçları hesabında zaman genellikle bir ay olarak alınır. Sulama ihtiyacı hesabı için çeşitli metotlar geliştirilmiştir. Bunların bazıları; Thornwaite, Index, Turc, Penman, Heargeavese, Blaney-Criddle ve Lowry Johnsonne metotlarıdır.

3.2.1 Blaney-Criddle metodu:

Metot, Blaney-Criddle tarafından Amerika’nın batı eyaletlerindeki çeşitli sulama işletmelerinde, tarla denemeleri ile gerçekleştirilmiştir. Bitkilerin büyüme mevsimleri içerisinde aylık ve mevsimlik su ihtiyaçlarını verir. Pratikte uygulaması kolay bir metottur.

Genel olarak sulama projelerinde esas alınacak debilerle, sulama için barajlarda biriktirilecek suyun hesabında iyi sonuçlar vermektedir. Ülke şartlarına uygun olması yönünden Türkiye’de de kullanılmaktadır(5).

Bu metod aylık ortalama sıcaklık derecesi, gündüz saatleri uzunluğu ve bitki cinsi arasında kurulan bir korelasyonla elde edilmiştir. Blaney-Criddle formülü genel olarak;

$$U=K \times f \quad [3.4]$$

şeklinde gösterilir.

Burada:

U = Aylık bitki su ihtiyacı(mm)

K = Aylık bitki su ihtiyacı katsayısı

f = Aylık bitki su ihtiyacı faktörü

Aylık bitki su ihtiyacı faktörü “ f ” aşağıdaki ampirik formülden hesaplanır.

$$f=(45.7 \times t + 813) \times p/100 \quad [3.5]$$

Burada ;

t : Aylık ortalama sıcaklık (°C)

p : Aydınlatma oranı (aylık gündüz saatleri toplamının yıllık gündüz saatleri toplamına oranının 100 katı)

Aylık bitki su ihtiyacı faktörü hesaplanırken, hesaplanan ay bitki büyüme mevsimi içine tam giriyorsa “ f ” faktör değerinin, hesaplanan değeri kabul edilir. Hesaplanan ay bitki büyüme mevsimi içine kısmen giriyorsa, ayın büyüme mevsimi içindeki gün sayısı ile orantılı olarak bulunan değeri kabul edilir. Aylık bitki su ihtiyacı katsayısı “ K ” ise aşağıdaki şekilde belirlenir;

$$K=K_t \times K_c \quad [3.6]$$

Burada;

K_t = Sıcaklığa bağlı aylık bitki su ihtiyacı katsayısı

K_c = Bitki cinsine bağlı aylık bitki su ihtiyacı katsayısı

Sıcaklığa bağlı “ K_t ” katsayısı aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$K_t = 0.031 \times t + 0.24 \quad [3.7]$$

Burada t: aylık ortalama sıcaklık ($^{\circ}\text{C}$) değeridir.

Bitki cinsine bağlı K_c katsayısı ise büyüme süresine bağlı olarak değişmektedir. K_c değeri her bitki için tarla denemeleri sonucunda elde edilmiş grafiklerden bulunur (5).

3.3. Buharlaşma Kayıpları

Baraj göllerinde su tutulmaya başlandıktan sonra su yüzeyinde buharlaşma oluşmakta ve bu durum barajla sulanacak alanın veya üretilecek enerjinin miktarını olumsuz olarak etkilemektedir. Bu nedenle baraj gölünde serbest su yüzeyinde oluşan buharlaşmanın bilinmesi gerekmektedir. Baraj gölü işletme çalışmasında kullanılan buharlaşma değerleri “net buharlaşma değerleridir”. Meteoroloji istasyonları buharlaşma değerlerinde galvaniz kaplı madeni tavalar kullanılmaktadır. Bu tavalardan ölçülen buharlaşma değerleri 0.6-0.8 katsayısı ile çarpılarak, serbest su yüzeyinde oluşan aylık brüt buharlaşma bulunur. Bu aylık buharlaşma değerinden o aya ait aylık ortalama yağış miktarı çıkarılarak aylık net buharlaşma değeri elde edilir.

Eğer proje çalışması yapılan barajın yakınlarında buharlaşma ölçümü yapılan bir istasyon yok veya baraj yerine oldukça uzaksa, bu durumda aylık ortalama sıcaklıklarla aylık buharlaşmalar arasındaki ilişkiyi veren bir denklem kullanılır. Herhangi bir yerde yaklaşık olarak buharlaşma (B), sıcaklık (t) ise aralarındaki bağıntı için aşağıdaki formül kullanılır.

$$B = a \times t^b \quad [3.8]$$

Eğer baraj yerinde sıcaklık değerleri mevcut ise bu denklem kullanılarak buharlaşma değerleri hesaplanır. Eğer sıcaklık değerleri mevcut değilse sıcaklık ölçümü yapılan en yakın istasyondan sıcaklığın her 200 metre yükseklikte 1 °C değişeceği hesabı ile baraj aks yerine taşınır. Bu buharlaşma değeri brüt buharlaşma değeridir. İşletme çalışmalarında kullanılabilmesi için bu değer 0.7 ile çarpılıp yağış değerinin düşürülmesi gerekmektedir (6).

3.4 Ölü Hacim Hesabı

Sulama amaçlı barajların işletme çalışmalarında ölü hacim girdi verisi olarak kullanılır. Bunun için önceden hesaplanması gerekir. Eğer planlama çalışması yapılan projedeki barajın yağış havzasında rüsubat ölçümleri yapılmışsa, bu ölçüm değerleri kullanılarak projenin ekonomik ömrü içerisinde gelecek rüsubat miktarı bulunur. Eğer rüsubat ölçümleri yapılmamışsa işletme çalışmalarında kullanılmak üzere ölü hacim değeri aşağıdaki formülden yağış havzasının bitki örtüsüne ve topografyasına bağlı olarak hesaplanır (6).

$$\text{Ölü hacim (m}^3\text{)} = 50 \times \text{Yıllık Ort. Akım} \times (0.0010-0.0024) \quad [3.9]$$

3.5 Net Sulama Alanı

Sulama amaçlı barajların işletme çalışmalarında kullanılan sulama alanı, net sulama alanıdır. Bunun için haritadan ölçülen sulama alanının net sulama alanına çevrilmesi gereklidir.

Brüt sulama alanlarını net sulama alanlarına çevirirken kanaetli sulama şebekeleri için 0.873 katsayısı, klasik sulama şebekeleri için 0.846 katsayısı kullanılır.

Kanaletli sulama şebekeleri net sulama alanı hesabı:

Net sulama alanı= Sulama randımanı x Arazi randımanı [3.10]
Sulama randımanı 0.90 olarak alınmaktadır.

Arazi randımanı $= [1.00 - (0.02 + 0.01)] = 0.97$ [3.11]

0.02: Sulama alanındaki mezarlık, harman yerleri vs

0.01: Kanalet şebekesinin kapladığı alan

Net Sulama Alanı $= 0.90 \times 0.97 = 0.873$ [3.12]

Klasik sistem sulama şebekeleri net sulama alanı hesabı:

Net sulama alanı= Sulama randımanı x Arazi randımanı [3.13]
Sulama randımanı: 0.90

Arazi randımanı $= [1.00 - (0.04 + 0.02)] = 0.94$ [3.14]

0.04: Sulama alanındaki hizmet yolu, mezarlık, harman yeri vs

0.02: Klasik sulama şebekesinin kapladığı alan

Net Sulama Alanı $= 0.90 \times 0.94 = 0.846$ [3.15]

4. SULAMA AMAÇLI BARAJLARDA İŞLETME ÇALIŞMALARI

Sadece sulama amaçlı bir barajda işletme çalışması yapılabilmesi için gerekli olan doneler;

- | | |
|---------------------------------|---|
| ➤ Gelen akım (Su Temin Tablosu) | hm^3/ay |
| ➤ Bitki su ihtiyacı değerleri | $\text{m}^3/\text{ha}/\text{ay}$ |
| ➤ Net sulama alanı | ha |
| ➤ Hacim-alan eğrileri değerleri | $\text{kot (m)}/\text{hm}^3 - \text{kot (m)}/\text{km}^2$ |
| ➤ Net buharlaşma değerleri | mm/ay |
| ➤ Ölü hacim miktarı | hm^3 |

4.1. Sadece Sulama Amaçlı Bir Barajın İşletme Çalışması Aşamaları

- ✓ İlk olarak baraj gölü için bir N.S.S. (Normal Su Seviyesi) seçilir. Bu N.S.S.'ne karşılık gelen depolama hacmi hacim-alan eğrisinden bulunur. İşletme çalışmasına, baraj gölünün sulama mevsimi başında dolu olduğu kabul edilerek başlanır.
- ✓ İşletme çalışması başlangıcındaki göl hacmi, gelen akım (+), sulamaya verilen (-) ve buharlaşan su (-) cebri olarak toplanır ve aysonu göl hacmi bulunur. Bulunan bu hacim, N.S.S.'ne karşılık gelen hacimden büyükse fazla suyun dolusavaktan atıldığı kabul edilir.
- ✓ Buharlaşan su, aylık göl hacmine karşılık gelen göl alanı ile o aya ait buharlaşma değeri çarpılarak bulunur.
- ✓ İşletme çalışmasındaki amaç baraj gölündeki suyu ölü hacim seviyesine kadar kullanmaktır. Eğer herhangi bir ayda ay sonu hacmi, ölü hacmin altına iniyorsa işletme çalışması orada bırakılır, daha yüksek bir N.S.S. seçilir ve çalışmalar yeniden yapılır.

- ✓ Eğer aysonu hacmi, hiçbir ayda ölü hacim seviyesine kadar inmiyorsa daha alçak yeni N.S.S. seçilir ve çalışmalar yeniden yapılır.
- ✓ İşletme çalışmasında baraj gölündeki su seviyesinin ölü hacim seviyesine kadar kullanılıp tekrar dolduğu gözlenirse işletme çalışması tamamlanmış olur.

DSİ Genel Müdürlüğü Etüd ve Plan Dairesi Başkanlığı tarafından sulama amacı öncelikli olarak geliştirilen projelerin işletme çalışmasında FORTRAN programlama diliyle yazılmış olan "FAT10.EXE" programını kullanmaktadır. Programın ilk versiyonu 1976 yılında Hidroloji Şube Müdürlüğü tarafından yazılmıştır (7). DSİ Genel Müdürlüğü Bu program yukarıda genel hatlarıyla anlatılan adımları gerçekleştirerek;

- ✓ belirli bir sahayı sulayabilmek için gerekli optimum depolama hacmini,
- ✓ belirli bir depolama hacmiyle optimum ne kadar sahanın sulanabileceğini,
- ✓ sulamaya verilen sularla sadece toplam enerji olmak üzere ne kadar enerji üretilebileceğini,
- ✓ eğer projede içmesuyu amacı da varsa aylık bazda girilen içmesuyu ihtiyaçları da göz önünde bulundurularak yukarıda sıralanan maddelerdeki faydaları hesaplayabilir.

Etüd ve Plan Dairesi Başkanlığı'nca geliştirilen "FAT10.EXE" programı ayrıca "kısıntılı sulama" işletme çalışmasını da gerçekleştirebilmektedir.

4.2. Kısıntılı Sulama İşletme Çalışması

Hazne kapasitesine tesir eden en önemli faktör kritik periyodun uzunluğudur. Kritik periyot uzadıkça bu periyotta sulama suyunu karşılayabilmek için daha önceki yıllardan daha fazla suyun biriktirilmesi, bir başka deyişle aktif

depolama hacminin büyük tutulması gerekmektedir. Bu durum proje maliyetinin en önemli bileşeni olan depolama tesisinin maliyetinin artmasına ve proje ekonomisinin azalmasına neden olur. Bu yüzden kısıntılı sulama konusu da proje gelirinde ihmal edilebilecek bir azalmaya karşılık toplam proje maliyetinde büyük bir azalma olasılığının araştırılması sonucunda gündeme gelmektedir ve işletme çalışmalarında dikkate alınması birçok proje için kaçınılmaz olmaktadır. Ancak kısıntının miktarı, buna hangi koşullarda izin verilebileceği ve bu kısıntılı sulama nedeniyle gelirde ne oranda azalma meydana geleceği, konuyla ilgili değişik disiplinlerdeki uzmanların çalışmalarıyla belirlenebilir.

Bazı kurak dönemlerde projenin bütün ihtiyaçlarının tam olarak karşılanması yerine, bir miktar eksik su tatbiki, proje boyutlarında büyük ölçüde ekonomi sağlamaktadır. Eksik su verme denilen bu problemin işletme çalışmalarında dikkate alınması çoğu sulama projeleri için kaçınılmaz olmaktadır.

Kısıntılı sulama işletme çalışmaları ve bununla ilgili araştırmalar ilk olarak ABD'de USBR (United States Bureau of Reclamation) tarafından yapılmış olup, Türkiye'de konu ile ilgili ilk eksik su verme uygulamaları IECO (International Engineering Company Inc.) müşavir firmasınca Ceyhan Havzası Projeleri'nde, Aknil firmasınca Ereğli-Ivrız Projesi'nde, Enyopsu firmasınca Yapıaltın Projesi'nde, Susurluk Planlama Amirliği'nce Çavdarhisar ve Kızık projelerinde uygulanmıştır.

IECO firmasınca Ceyhan Havzası Master Plan ve planlama çalışmalarında kabul edilen kriterler(7);

- ✓ Ard arda en fazla 5 yıl eksik su verilebilir.
- ✓ En kritik yılda, ihtiyacın en az % 65'i sağlanmalıdır.
- ✓ Ard arda gelen en kritik 5 yılda, toplam ihtiyacın en az % 75'i sağlanmalıdır.

- ✓ Tüm rasat süresi içinde, zamanın en az % 50'sinde ihtiyaç tam olarak karşılanmalıdır.
- ✓ Tüm rasat süresi içinde, ortalama olarak ihtiyacın % 95'i karşılanmalıdır.

Burada dikkat edilmesi gereken en önemli husus, önerilen kısıntılı sulama kriterleri uygulandığında verim kaybının, proje prodüktivitesini en az etkilemesi konusudur. Bu konudaki çalışmalar IECO tarafından yapılmış ve kendi deneyimleri ışığında, yukarıda belirtilen kriterler sağlandığı takdirde proje prodüktivitesinin çok az etkileneceği belirtilmiştir. Bu önemli konu o tarihte DSİ tarafından kabul edilmiş ve 1966 yılından sonraki projelerde kısıntılı sulamadan dolayı ortaya çıkacak verim kaybının, kriterler sağlandığı takdirde, proje ekonomisine etkisinin ihmal edilebilir mertebede olacağı kabul edilmiştir (7).

5. ENERJİ AMAÇLI BARAJLARDA İŞLETME ÇALIŞMALARI

Depolamalı tesislerin enerji üretimleri rezervuar işletme (“sequential streamflow routing”) programlarıyla belirlenir.

İster benzetim (“simulation”) modeli, isterse optimizasyon tekniklerini (“lineer programlama” veya “dinamik programlama”) kullanılsın, rezervuar işletme programlarının birinci amacı, güvenilir (firm) enerjinin maksimizasyonu olmalıdır. Bu problem matematiksel olarak minimumun maksimizasyonu problemidir. Türkiye’de bu amaç için kullanılan bilgisayar programlarının bazıları şunlardır;

- HEC-5 (Benzetim ve Optimizasyon, American Army Corps of Engineers): Saatlik, günlük ve aylık akımlarla çalışabilmekte veya istenirse verilen akımları saatlik akımlara çevirerek çalışabilmektedir.
- HUS9 (Benzetim, DSİ Genel Müdürlüğü): Sadece aylık akımlarla çalışmaktadır.
- OPT2C (Dinamik Programlama, M. Doğan PEKÇAĞLIYAN, Dolsar Mühendislik Ltd. Şti.): Aylık akımları saatlik akımlara çevirerek çalışabilmektedir (8).

DSİ Genel Müdürlüğü Etüd ve Plan Dairesi tarafından enerji amaçlı projelerin planlama çalışmalarında “HUS9.EXE” programı kullanılmaktadır. Bu program sayesinde aylık akımlar kullanılarak barajdan temin edilebilecek güvenilir ve sekonder güçler hesaplanabilmektedir. Programla ayrıca kritik periyottaki % 5 eksiklikle ne kadar güvenilir güç elde edilebileceği hesaplanabilir.

Güvenilir gücün % 95 gerçekleşme oranının (% 5 eksikliğin) tanımlanmasında iki farklı kavram kullanılmaktadır. Bütün dönemler içinde güvenilir gücün gerçekleştirilemediği dönemlerin toplam dönem sayısı

içindeki yüzdesi “sayısal açık” olarak tanımlanır. Diğer taraftan, her dönemdeki güvenilir güç açıkları toplamının, bütün dönemlerdeki güvenilir güçler toplamına oranı da “alansal açık” olarak tanımlanır (9). HUS9 programında kullanılan % 95 gerçekleşme oranı alansal açıklığın % 5 olması şeklindedir.

5.1. Enerji İşletme Çalışmasındaki Kabuller

a) Ön inceleme ve planlama çalışmalarında genellikle çeşitli çözümler düşünülüp bunların en uygunu seçileceğinden, düşünülen her alternatif için o karakteristikte ve daha ileri proje çalışmaları esnasında türbin seçimi mümkün olmayacağı için her alternatifte kullanılmak üzere; güç, debi ve yükseklik arasında bir bağıntının verilmesi gereklidir. Bu bağıntı N (kW olarak güç), Q (m^3/sn olarak debi), H (m olarak rezervuar su seviyesi ile türbinlerin su seviyesi arasındaki düşey mesafe) ve η_t (türbin verimi) olarak gösterilmek kaydıyla $N = 9,81 \times Q \times H \times \eta_t$ bağıntısı kullanılarak

$$N = 8 \times Q \times H \quad [5.1]$$

formülü planlama çalışmaları için yeterlidir.

b) Ölü Hacim: genellikle barajlarda ölü hacim; barajın ekonomik ömrü süresince gelecek rüsubat hacmine göre belirlenir fakat enerji amaçlı barajlarda bu seçime türbin randımanı da etki etmektedir. Normal su seviyesinin baraj kitlesi yerindeki talveg (rezervuar taban seviyesi) seviyesinden yüksekliği H_{nss} olarak kabul edilirse, barajdaki hazne seviyesi $H_{nss}/2$ seviyesinin altına düştüğü takdirde, türbin randımanında büyük düşme olur ve ayrıca kavitasyon oluşur. Bunun için enerji amaçlı barajların işletme çalışmalarında minimum su seviyesinin;

$$H_{öhs} = H_{nss}/2 \quad \text{olarak alınması gerekir.} \quad [5.2]$$

İşletme çalışması sırasında, kabul edilen kritik periyotta devamlı olarak üretildiği takdirde rezervuarı ölü hacim seviyesinin altına düşürmeyen ve kritik periyot bittikten sonra eldeki mevcut akımlarla rezervuarın tekrar dolması sağlanabilecek şekilde üretilen güç, güvenilir (firm) güç olarak tanımlanır.

5.2. Enerji İşletme Çalışmasına Hazırlık Aşaması

a) Göl alanında çeşitli seviyelerde ve aylarda oluşacak buharlaşmayı kolayca bulmak için gölün çeşitli kotlarındaki alan; senenin her ayında tespit edilmiş olan, buharlaşma miktarı ile çarpılır. Bulunan değer bir aydaki saniye miktarına bölünmek suretiyle $m^3/s/ay$ cinsinden her kottaki her ayki buharlaşma değerleri belirlenir. Örnek proje olarak seçilen Menzelet barajının güvenilir gücünü hesaplamak için kullanılacak olan buharlaşma değerleri Çizelge 5.1'de gösterilmiştir.

b) Aynı şekilde gölün kullanılacak hacmi (normal ve minimum su seviyesi arasındaki hacim) normal su seviyesinden itibaren çeşitli kotlarda $m^3/s/ay$ olarak hesaplanır. Bunun için normal su seviyesi ile arzu edilen kot arasındaki hacim bir aydaki saniye miktarına bölünür. Menzelet barajı debi-kot ilişkisi Çizelge 5.2'de gösterilmiştir.

c) 1 m^3/sn suyun, barajdan normal su seviyesi ile minimum seviye arasında çeşitli seviyelerden düşürülmesi ile elde edilecek güç bulunur. Bu güç bulunurken kabul edilen yükseklik; düşürülen kot ile kuyruk suyu kotu arasındaki farktır. Güç katsayısı 8 olarak alınarak 1 m^3/sn suyun 600 m kotundan düşürülmesi halinde güç: $8 \times (600-483,5)$ şeklinde bulunur (483,5 m kuyruk suyu kotudur).

d) Eksenlerin birinde (b) maddesindeki $m^3/s/ay$ olmak üzere ikinci ekseninde bir seferinde (c) deki bir seferinde de göl kotları alınmak suretiyle güç ve kot eğrileri çizilir. (Örnek olarak Menzelet barajı debi-kot ve güç faktörü değerleri Çizelge 5.3 'te ve eğrileri Şekil 5.1'de gösterilmiştir.)

Çizelge 5.1 Menzilet barajı işletme çalışmasında kullanılan buharlaşma değerleri (m³/is/ay)

KOT	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	EKİM	KASIM	ARALIK
610	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48	2,88	4,00	3,85	2,44	0,54	0,00	0,00
609,4	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	2,95	3,98	3,82	2,42	0,54	0,00	0,00
609	0,00	0,00	0,00	0,00	1,44	2,93	3,93	3,59	2,40	0,54	0,00	0,00
608	0,00	0,00	0,00	0,00	1,43	2,90	3,88	3,55	2,38	0,53	0,00	0,00
607	0,00	0,00	0,00	0,00	1,41	2,88	3,84	3,51	2,36	0,52	0,00	0,00
606	0,00	0,00	0,00	0,00	1,39	2,83	3,80	3,47	2,32	0,52	0,00	0,00
605	0,00	0,00	0,00	0,00	1,37	2,78	3,75	3,42	2,29	0,51	0,00	0,00
604	0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	2,75	3,69	3,37	2,26	0,50	0,00	0,00
603	0,00	0,00	0,00	0,00	1,33	2,71	3,64	3,32	2,22	0,49	0,00	0,00
602	0,00	0,00	0,00	0,00	1,31	2,66	3,57	3,26	2,18	0,48	0,00	0,00
601	0,00	0,00	0,00	0,00	1,28	2,61	3,50	3,20	2,14	0,48	0,00	0,00
600	0,00	0,00	0,00	0,00	1,26	2,55	3,43	3,13	2,09	0,47	0,00	0,00
599	0,00	0,00	0,00	0,00	1,22	2,49	3,34	3,05	2,04	0,45	0,00	0,00
598	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	2,45	3,28	3,01	2,01	0,45	0,00	0,00
597	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19	2,42	3,25	2,97	1,98	0,44	0,00	0,00
596	0,00	0,00	0,00	0,00	1,17	2,39	3,20	2,93	1,96	0,44	0,00	0,00
595	0,00	0,00	0,00	0,00	1,16	2,35	3,16	2,89	1,93	0,43	0,00	0,00
594	0,00	0,00	0,00	0,00	1,14	2,32	3,12	2,85	1,90	0,42	0,00	0,00
593	0,00	0,00	0,00	0,00	1,13	2,29	3,07	2,80	1,88	0,41	0,00	0,00
592	0,00	0,00	0,00	0,00	1,11	2,25	3,03	2,76	1,85	0,41	0,00	0,00
591	0,00	0,00	0,00	0,00	1,09	2,22	2,98	2,72	1,82	0,41	0,00	0,00
590	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08	2,19	2,94	2,68	1,80	0,40	0,00	0,00
589	0,00	0,00	0,00	0,00	1,06	2,15	2,89	2,64	1,77	0,39	0,00	0,00
588	0,00	0,00	0,00	0,00	1,04	2,12	2,85	2,60	1,74	0,39	0,00	0,00
587	0,00	0,00	0,00	0,00	1,03	2,09	2,80	2,56	1,71	0,38	0,00	0,00
586	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01	2,06	2,76	2,52	1,69	0,38	0,00	0,00
585	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,02	2,72	2,48	1,66	0,37	0,00	0,00
584	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	1,99	2,67	2,44	1,63	0,36	0,00	0,00
583	0,00	0,00	0,00	0,00	0,96	1,96	2,63	2,40	1,61	0,36	0,00	0,00
582	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	1,92	2,58	2,38	1,58	0,35	0,00	0,00
581	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	1,89	2,54	2,32	1,55	0,35	0,00	0,00
580	0,00	0,00	0,00	0,00	0,91	1,86	2,49	2,28	1,52	0,34	0,00	0,00
579	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	1,83	2,46	2,24	1,50	0,33	0,00	0,00
578	0,00	0,00	0,00	0,00	0,89	1,80	2,42	2,21	1,48	0,33	0,00	0,00
577	0,00	0,00	0,00	0,00	0,87	1,77	2,38	2,17	1,45	0,32	0,00	0,00
576	0,00	0,00	0,00	0,00	0,86	1,74	2,34	2,14	1,43	0,32	0,00	0,00
575	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	1,72	2,30	2,10	1,41	0,31	0,00	0,00
574	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	1,69	2,27	2,07	1,38	0,31	0,00	0,00
573	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82	1,66	2,23	2,03	1,36	0,30	0,00	0,00
572	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	1,63	2,19	2,00	1,34	0,30	0,00	0,00
571	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79	1,60	2,15	1,96	1,31	0,29	0,00	0,00
570	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	1,56	2,09	1,88	1,28	0,29	0,00	0,00
569	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	1,54	2,07	1,86	1,25	0,28	0,00	0,00
568	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75	1,52	2,04	1,83	1,23	0,27	0,00	0,00
567	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	1,50	2,01	1,81	1,21	0,27	0,00	0,00
566	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	1,47	1,98	1,78	1,19	0,27	0,00	0,00
565	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	1,45	1,95	1,76	1,18	0,27	0,00	0,00
564	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	1,43	1,92	1,73	1,16	0,26	0,00	0,00
563	0,00	0,00	0,00	0,00	0,68	1,41	1,89	1,69	1,13	0,25	0,00	0,00
562	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66	1,38	1,86	1,65	1,11	0,25	0,00	0,00
561	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	1,35	1,81	1,61	1,08	0,24	0,00	0,00
560,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	1,31	1,78	1,57	1,08	0,24	0,00	0,00

Barajın depolama hacmi minimum hacmin altına düşüğünde işletme çalışması durdurulacağından yıllık buharlaşma değerleri minimum hacim kolu olan 560,20 m seviyesine kadar alınmıştır.

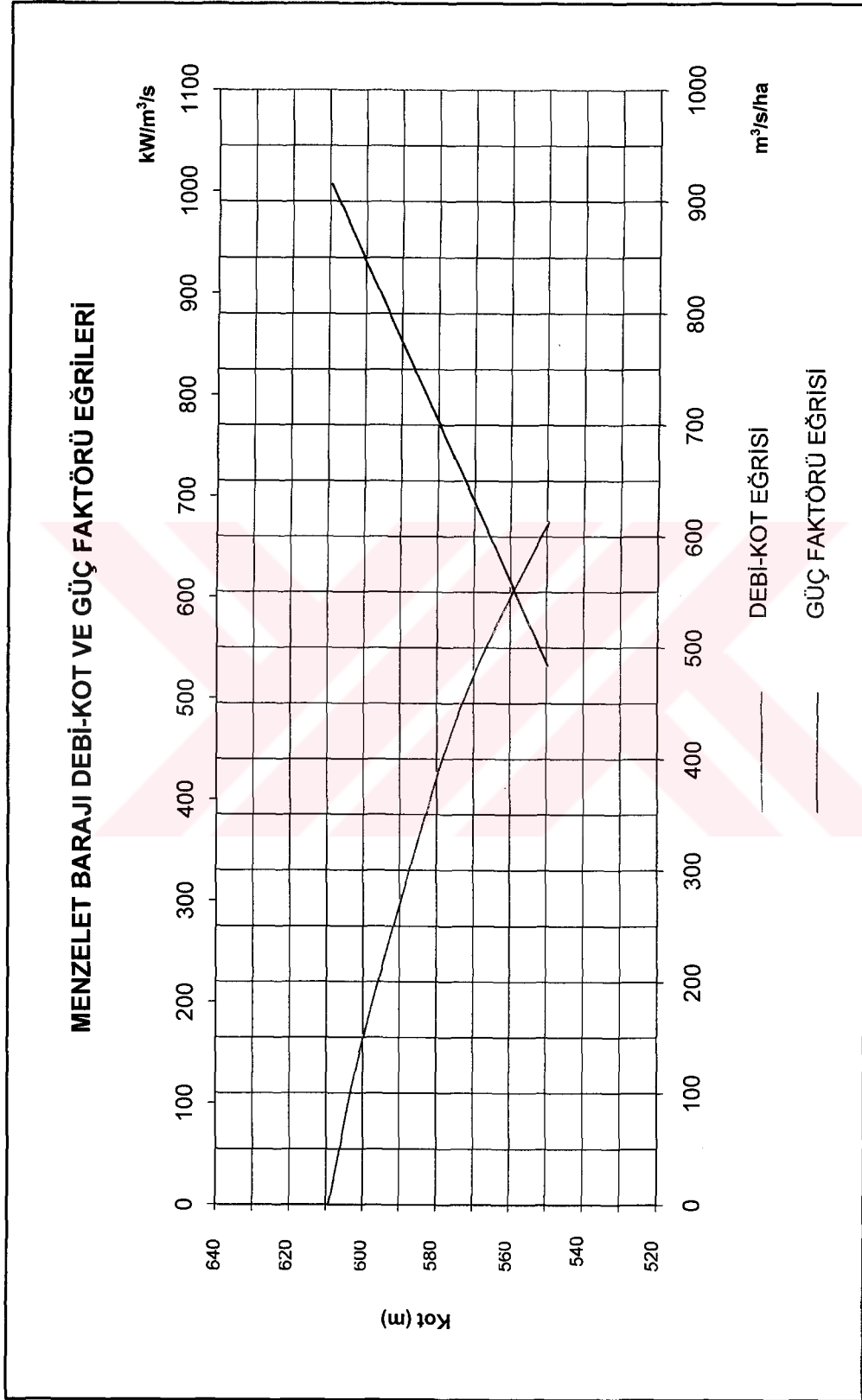
Çizelge 5.2. Menzelet barajı debi-kot ilişkisi

Kotlar (m)	Hacim (10 ⁶ hm ³)	Hacim Farkı (10 ⁶ hm ³)	Farklar Toplamı	
			(10 ⁶ hm ³)	m ³ /s/ay
609.4	1950	0	0	0
600	1560	390	390	150
580	950	610	1000	386
570	710	240	1240	478
560.2	532	178	1418	547
550	360	172	1590	613

e) Rasat istasyonundan tespit edilmiş olan bütün aylık datalar her ayın saniye adedine bölünmek suretiyle m³/s/ay cinsinden ifade edilir.

Çizelge 5.3. Menzelet barajı debi-kot ve güç faktörü ilişkisi

Kotlar (m)	DÜŞÜ (m)	GÜÇ FAKTÖRÜ [8*Q (1 m ³ /s)*H]	DEBİ m ³ /s/ay
609,4	125,9	1007	0
600	116,5	932	150
580	96,5	772	386
570	86,5	692	478
560,2	76,7	614	547
550	66,5	532	613



Şekil 5.1. Menzelet barajı debi-kot ve güç faktörü eğrileri

5.3. Kritik Periyottaki İşletme Çalışmaları İçin Yapılan Kabuller

1- Başlangıç olarak rasat süresi içindeki ortalama su potansiyelini ay ay arka arkaya getirmeyen en uzun periyot kritik periyot olarak kabul edilir ve bundan sonra daha kurak senelerin gelmeyeceği varsayılır. Çalışma esnasında seçilenden daha kritik bir periyoda rastlanabilir, o takdirde hesaplar bu döneme göre tekrarlanır.

2- Kritik periyot içinde aylık ortalama güçlerin aydan aya sabit kalacağı kabul edilir.

3- Kritik periyodun başında haznenin dolu olduğu ve periyot sonunda tekrar dolu kalacağı kabul edilmiştir.

5.4. Kritik Periyottaki İşletme Çalışması Aşamaları

Önce ortalama bir güç seçilir ve bu gücü ortalama olarak her ay verecek şekilde su seviyesine bağlı değişik debilerin santralden çekildiği kabul edilir. Eğer kritik periyot sonunda hazne tam dolarsa yani ilk çalışmaya başlanılan seviyenin ne altında kalır ne de fazla su savaklanırsa seçilen ortalama güç uygundur denir. Aksi halde başka bir ortalama güç seçilerek aynı hesaplar tekrarlanır ve neticeye çeşitli denemeler yapmak suretiyle ulaşılır.

a) Rezervuara gelen su değeri ile bir önceki ayda hazne seviyesinin aylık debi cinsinden ifade eden değerinden, enerji üretimi için gerekli tahmini olarak çekilen su ve bir önceki aya göre aylık debi cinsinden hesaplanan buharlaşma değeri çıkarılır. Bulunan bu değer hesap yapılan ay sonundaki hazneyi aylık debi cinsinden ifade eder.

b) Aylık ortalama yükseklik ayın başındaki ile sonundaki haznelerin talvegden olan yüksekliklerinin ortalamasıdır. Buna karşılık gelen debinin

hesaplanabilmesi için ay başındaki ve ay sonundaki aylık debi cinsinden hesaplanan değerlerin ortalaması alınır.

c) Ay ortalamasındaki hazneyi karakterize eden bu değer kullanılarak hazırlanan grafikten bu değere karşılık gelen güç faktörü bulunur. Güç faktörü ile ortalama debi çarpılarak ortalama güç bulunur. Eğer bu bulduğumuz ortalama güç kritik periyotta elde edeceğimizi kabul ettiğimiz ortalama güçten farklı ise çekilen suyu değiştirmek suretiyle arzu edilen değer bulununcaya kadar denemelere devam edilir. Menzelet barajı için yapılan kritik periyot işletme çalışması Çizelge 5.4'te gösterilmiştir.

5.5. Kritik Periyot Dışındaki Aylar İçin İşletme Çalışmaları

- a) Bu devre işletme çalışmasına başlarken haznenin dolu olduğu kabul edilir.
- b) Kritik periyot dışındaki aylar için yapılan işletme çalışması sonunda haznenin dolu olması sağlanmalıdır.
- c) Bu devrede yıllık akışlar kritik periyottaki yıllık akışlardan genellikle fazladır. Bu bakımdan bu dönem işletme çalışmalarında;
 - Kurak aylarda hazne seviyesinin kritik periyodun aynı aya karşılık gelen hazne seviyelerinin en yüksekine altına düşmemesi sağlanmalıdır.
 - Akışın fazla olduğu aylarda ise gelecek debi toplamının belirli oranlarda bu aylara dağıtılması ile kurulu güç imkanına göre sekonder enerji üretiminin hesaplanması sağlanır.

Kurak aylar: Genellikle Türkiye'deki kurak aylar: Temmuz-Ağustos-Eylül-Ekim-Kasım-Aralık ve Ocak'tır. Bununla beraber bazı akarsularda akım rejimleri yüzünden bu aylar baş tarafa veya son tarafa kaydırılabilir (2).

Sonuç olarak kritik periyot dışındaki aylar için yapılan işletme çalışmasında kurak aylar için kritik periyotta tespit edilmiş hazne seviyesine karşılık gelen $m^3/s/ay$ değeri ilgili satıra yazılır. Oradan geriye doğru gidilerek çekilen su değeri hesaplanır.

5.6. Enerji İşleme Çalışması Sonuçları

- a. Güvenilir (Firm) gücün bir yıldaki saat miktarı ile çarpılması ile yıllık güvenilir enerji;

$$E_f = N_f \times 8760 \quad (E_f = \text{yıllık güvenilir enerji miktarı}) \quad [5.3]$$

- b. Bütün aylık güçler toplamının ay adedine bölünmesi suretiyle bulunacak ortalama gücün yıllık saat miktarı ile çarpılması ile yıllık toplam enerji;

$$E = (\sum N / n) \times 8760 \quad (E = \text{yıllık ortalama enerji miktarı}) \quad [5.4]$$

- c. Yıllık enerji miktarından güvenilir (firm) enerji miktarı çıkarılarak yıllık ortalama sekonder enerji miktarı;

$$E_s = E - E_f \quad (E_s = \text{yıllık sekonder enerji miktarı}) \quad [5.5]$$

- d. Hangi aylarda hazneden ne kadar su savakladığı

- e. Her ay haznenin hangi seviyede olduğu bilgileri elde edilir (2).

5.7. Optimum Baraj Yüksekliğinin Seçimi

Optimum baraj yüksekliğinin seçimi ekonomik analiz sonucunda belirlenir. Yukarıda anlatılan işletme çalışmaları çeşitli su kotları için hesaplanır ve bunlara göre yıllık enerji üretimi bulunur. Hidroelektrik santralin yıllık geliri, yerine geçecek santrallara göre hesaplanır. Daha sonra her kot için barajın yıllık gideri; santralin ve nakil hatlarının maliyetleri, yıllık amortisman ve faiz giderleri, kamulaştırma ve işletme-bakım masrafları hesaplanarak belirlenir. Yıllık gelir ile yıllık gider arasındaki farkı maksimum yapan baraj kotu, optimum baraj kotu olarak seçilir.



6. ÇOK AMAÇLI TESİSLER

Barajlar genellikle bir kaç amaca birden hizmet etmek üzere inşa edilirler. Bir baraj enerji, sulama, taşkın koruma, içmesuyu veya başka maksatların bir kaçına veya hepsine hizmet edebilir.

Taşkın amacı olmayan ve amaçları arasında enerji üretimi bulunan barajların işletme çalışmalarının esası yalnızca enerji amaçlı barajların işletme mantığıyla aynıdır. Yalnız burada çekilen debi, amaçlar için çekilen debilerin toplamı şeklinde olur. Ancak üretilen güç için sadece enerjiye ayrılan kısmı dikkate alınır. Bu durum enerji dışındaki amaçlara ayrılan suların santralden geçirilmemesi durumunda geçerlidir. Enerji dışındaki amaçlara ayrılan su türbinlenecekse, bununla üretilecek güç işletme çalışması için kabul edilen güce eşit veya büyük ise, söz konusu ay içinde enerji amacına ayrıca su tahsis edilmeyecek şekilde işletme çalışması yapılacaktır, değilse istenen gücü elde edene kadar çekilen su artırılacaktır. Barajın enerji amacı yok ise baraj sulama amaçlı işletme çalışması mantığına göre çalıştırılmalıdır. Bu durumda çekilen debi amaçlar için ihtiyaç olan debilerin toplamı olacaktır (2).

Eğer barajın amaçları arasında taşkın koruma varsa; işletme çalışmaları neticesinde bulunmuş hazne seviyesine o aya ait taşkın hacimleri eklenerek baraj su seviyeleri bulunur. İşletme çalışmaları mantığında herhangi bir değişiklik olmaz.

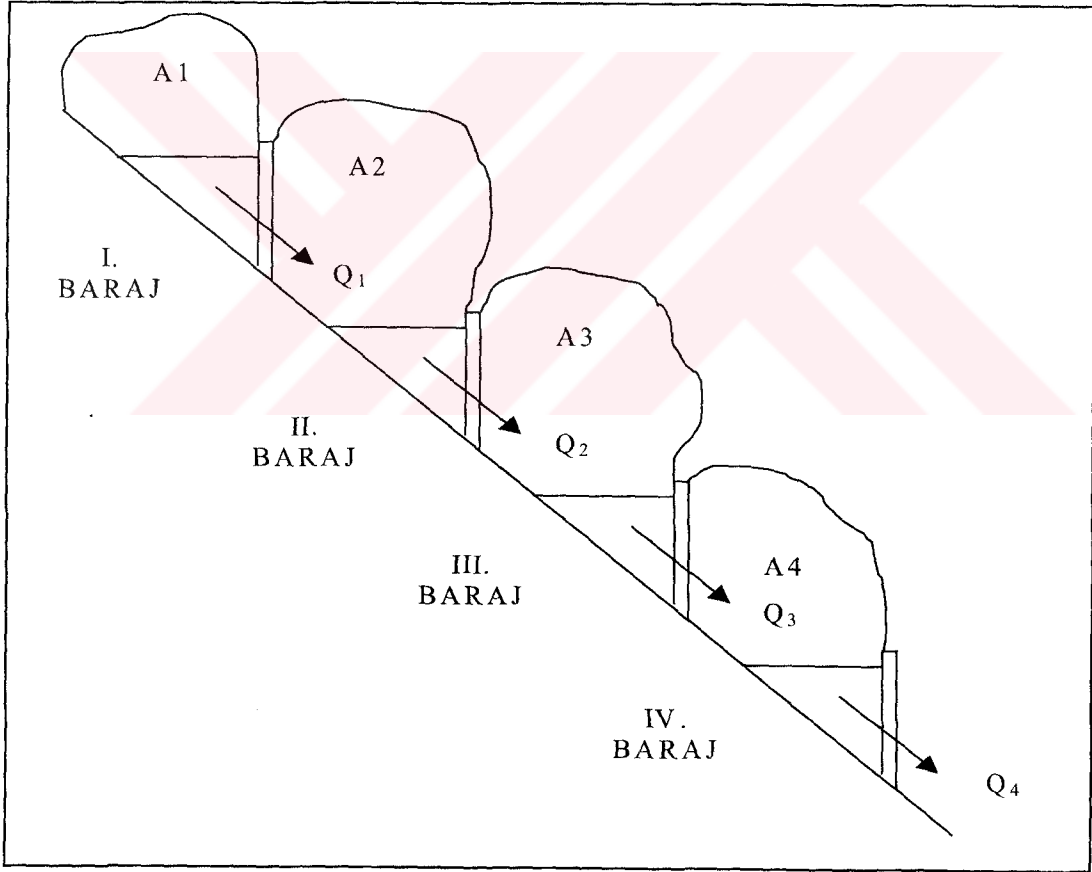
6.1. Aynı Akarsu Üzerinde Ardışık Barajlar

Aynı akarsu üzerinde arka arkaya inşa edilecek barajların hazne işletme çalışmaları için kabul edilecek sistem genellikle haznelerin durumuna göre değişkenlik gösterir. Ardışık barajlarda herbir hazneye gelen su kendisinden evvelki hazneden salınan su ile hazne arasındaki drenaj alanından gelen sudur. Barajlar arasındaki drenaj alanları A_1 , A_2 , ve A_3 olarak gösterilirse II. Nolu baraj haznesine gelen su birinci hazneden bırakılan Q_1 , ile A_2 drenaj

alanından gelen sular olacaktır. Ardışık barajlar için işletme çalışması sonunda arzu edilen husus, kritik periyot içinde üretilen güçlerin toplamının sabit ve maksimum olmasıdır. Yani toplam güç N barajlarda üretilen güçler $N_1, N_2, \dots, N_n$ ise:

$$N = (N_1 + N_2 + N_3 + N_4 + \dots + N_n) = \text{Sabit olmalıdır.} \quad [6.1]$$

Bir toplamın sabit olması toplanan her bir elemanın sabit olması ile mümkün olduğu gibi, toplamın her bir elemanının farklı olması ile de mümkündür. İşte bu farklı üretim imkanı daha optimum bir çözüm aramak için imkan sağlar.



Şekil 6.1 Aynı Akarsu Üzerindeki Ardışık Barajlar (2)

İşletim çalışmasına en son haznenin kendisi ve kendisi ile bir önceki hazne arasındaki ara havzadan gelen sular kullanılarak başlanır. Bir üstteki haznede ise gene aynı esaslara göre fakat suyun aynı aylara ait kendisi ile

kendisinden sonraki hazne yükseklikleri toplamından düşürüleceği ve bu kabulün en membadaki baraja kadar devam ettirilmesi şeklinde olur. Bunun daha açık şekilde ifadesi;

Her kademede kritik periyottaki güçler $N_1, N_2, \dots, N_n$ ve toplam güç N olarak gösterilirse

$$N = N_1 + N_2 + \dots + N_n \quad [6.2]$$

Yukarıdaki şekilde barajlar arasındaki yağış alanları $A_1, A_2, \dots, A_n$, barajlardan bırakılan sular $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$, A_2 havzasından gelen suyun regüle edilerek bırakılan miktarı ΔQ_2 ve α değeri güç katsayısı olarak gösterilirse;

$$N = \alpha (Q_1 H_1 + Q_2 H_2 + Q_3 H_3 + Q_4 H_4 + \dots + Q_n H_n) \quad [6.3]$$

$$N = \alpha [Q_1 H_1 + (Q_1 + \Delta Q_2) H_2 + (Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3) H_3 + \dots + (Q_1 + \Delta Q_2 + \dots + \Delta Q_n) H_n] \quad [6.4]$$

veya

$$N = \alpha [Q_1 (H_1 + H_2 + \dots + H_n) + \Delta Q_2 (H_2 + H_3 + \dots + H_n) + \Delta Q_{n-1} (H_{n-1} + H_n) + \Delta Q_n H_n] \quad [6.5]$$

Parantez içindeki terimler toplamının en sonuncusu $\alpha \Delta Q_n H_n$ olup en son haznenin bir önceki hazne ile kendisi arasındaki yağış sahasından gelen sulara göre bir işletme çalışması yapılır ve her aya ait H_n değerleri tespit edilir.

Sondan bir önceki terim $\Delta Q_{n-1} (H_{n-1} + H_n)$ dir. Her aya ait H_n değerleri belli olduğu için ve ΔQ_{n-1} değeride hesaplanırken $n-1$ ve $n-2$ barajları arasından gelen su kullanılacağından aynı şekilde yapılacak işletme çalışması ile her aya ait H_{n-1} değerleri hesaplanır. Aynı şekilde sondan başa doğru her baraj için işletme çalışması yürütülür (2).

6.2. Farklı Kollar Üzerindeki Depolama Tesisleri

Farklı akarsular üzerinde planlanan depolama tesisleri hidrolik bakımdan birbirlerinin mansabında olmadıkları için herbirinin regülasyon işlemi kendi bünyesinde olur. Şayet farklı akarsular üzerindeki depolama tesisleri aynı sahanın sulanmasında veya içmesuyu sağlanması işinde kullanılması planlanıyorsa depolama tesislerinin herbirinin karşılayacağı ihtiyaç kısmının belirlenecek şekilde en ekonomik projenin alternatifleri üzerinde çalışılması gerekecektir. Şayet barajların enerji amacı varsa firm gücü artıracak şekilde işletme çalışmaları yapılmalıdır.



7. HEC-5 SİMÜLASYON PROGRAMI

HEC-5 programı başta taşkın kontrol ve depolama amacı olmak üzere sulama, içmesuyu ve enerji amaçlı baraj ve baraj sistemlerinin işletim simülasyonlarının gerçekleştirilmesinde kullanılır. Planlama aşamasında önerilen barajların kapasite tayinlerinde, mevcut ve önerilen rezervuar sistemlerinin birbirlerine olan etkilerinin incelenmesinde işletim simülasyonları uygulayarak havza su potansiyelinin optimum şekilde kullanılmasını sağlar. Sistemin en iyi şekilde çalışabilmesi için barajlarda depolanması ve bırakılması gereken su miktarlarını hesaplanır.

HEC-5 programının ilk versiyonu Amerika Birleşik Devletleri Ordusu Hidroloji Mühendislik Merkezi'nde (US Army Corps of Engineers Hydrologic Engineering Center) Bill S. Eichert tarafından 1973 yılının Mayıs ayında tek bir taşkın kontrol amaçlı olarak işletme çalışmasında kullanılmak üzere geliştirildi. Daha sonraki yıllarda bu programa su temini (sulama ve içmesuyu) ve enerji amaçları da dahil edilerek çok amaçlı çoklu rezervuar sistemi modellerinin işletim simülasyonlarının gerçekleştirilmesi sağlandı. 1989 yılında özel sektöre geçen Bill S. Eichert (Eichert Engineering) tarafından programa yeni özellikler eklenmesi ve programın kapasitesinin artırılarak programın geliştirilmesine devam edildi (10). Bu tez çalışmasında HEC-5 programının Mart 97 versiyonu (EE versiyonu) kullanılmıştır.

7.1. HEC-5 Programının Teknik Özellikleri

HEC-5 programı, HEC5A ve HEC5B olmak üzere, geçici dosyalar yardımı ile birbirlerine bağlı iki programdan oluşmaktadır. HEC5A programı, giriş datalarını okumakta ve rezervuar işletim simülasyonunu gerçekleştirmektedir. HEC5B programı ise ortak geçici dosyaları kullanarak ekonomik analizi ve çıktı verilerini göstermektedir.

Bu tez çalışmasında kullanılan HEC-5 (EE) programı ile 15 rezervuar, 60 kontrol noktası, 35 derivasyon yapısı ve 10 hidroelektrik santralin işletim simülasyonunu gerçekleştirebilir (10).

7.2. HEC-5 Programında Kullanılan Parametreler

HEC-5 programı havzadaki barajların işletim simülasyonlarının gerçekleştirilmesini sağlamak amacıyla, havzadaki barajların bir sistem içerisine yerleştirilmesi mantığına dayanarak çalışmaktadır. Sistem, rezervuar, kontrol noktası, derivasyon yapısı ve hidroelektrik santrali gibi yapıların, sayısı limit değerlerini aşmamak kaydıyla, istenildiği şekilde kurulabilir. Sistem, mabdan mansaba doğru kontrol noktaları kullanılarak tanımlanır.

7.2.1. Rezervuar

Her sistemin ana kol ve yan kollardaki en üst kontrol noktası birer rezervuar olarak tanımlanmak zorundadır. Gerçek bir rezervuar bulunmaması halinde bile depolama hacmi sıfır olan bir rezervuar tanımlanması gerekir. Sistemin en sonundaki kontrol noktası ise rezervuar olmayan bir kontrol noktası olarak tanımlanmak zorundadır. Rezervuarlar da dahil olmak üzere bütün birimler birer kontrol noktasıdır. Bu yüzden her rezervuara kontrol noktası datalarının girilmesi gereklidir.

Her bir rezervuarın başlangıç ve indeks seviye sayısına göre kümülatif depolama kapasitesi olmalıdır. Program tarafından her bir rezervuar öncelikle kendi amaçlarını sağlamak için işletilir. Eğer RO (Reservoir Operation) [Rezervuar İşletme] kartında belirtilmişse ayrıca istenilen sayıda mansapta bulunan kontrol noktaları için de işletilebilir. Her bir rezervuarın alan-hacim değerlerinin ve rezervuar çıkış kapasitelerinin tanımlanması gereklidir.

İşletme çalışmasına yönelik olarak rezervuarlarla ilgili yapılması gereken işlemlerde temel olarak kullanılan kartlar RL, RO, RS, RQ, R3, RA, RE ve RD kartlarıdır. Bütün rezervuarlar için RL, RO, RS ve RQ kartlarının girilmesi zorunludur. Bu kartlar genel olarak rezervuar karakteristiklerinin tanımlanmasında kullanılırken rezervuar indeks seviyeleri için RL (Reservoir Level) [Rezervuar Seviye] kartı, rezervuarın işletildiği mansaptaki kontrol noktaları için RO (Reservoir Operation) [Rezervuar İşletme] kartı, rezervuar depolama kapasitesi-çıkış kapasitesi için RS (Reservoir Storage) [Rezervuar Depolama] ve RQ (Reservoir Outflow) [Rezervuar Çıkış Kapasitesi] kartları kullanılır. Bunların dışında rezervuarın alan değerleri için RA (Reservoir Area) [Rezervuar Alan] kartı, yükseklik için RE (Reservoir Elevation) [Rezervuar Yükseklik] kartı, rezervuardan yapılan derivasyonlar için RD [Reservoir Diversion] [Rezervuar Derivasyon] kartı kullanılır. Ayrıca, R3 kartı aylık rezervuar buharlaşma değerleri için kullanılır. Alan değerleri buharlaşma değerlerinin hesabında kullanılırken yükseklik datası ise sadece hidroelektrik enerji hesabı için gereklidir.

Rezervuarlardan bırakılan su miktarları, çeşitli kriterlere göre programda belirlenebilir. Bunlar taşkından koruma seviyesini aşmama, belirlenen rezervuar su yüksekliği için maksimum su bırakma, gereken minimum değerdeki akımı sağlama ve hidroelektrik enerji üretimini sağlama gibi kriterler olabilir.

İndeks Seviyesi: HEC-5 programı tarafından rezervuarlar arasında bırakılacak su miktarını ve su bırakma işlemindeki öncelikleri belirlemek için kullanılan rezervuar seviyelerine indeks seviyeleri denir. Program işletme çalışması sırasında sistemde bulunan bütün rezervuarlardaki su seviyelerini aynı indeks seviyelerine gelecek şekilde dengeye getirmeye çalışır.

Aşağıda açıklanan kartlar ve değişkenler sadece tez çalışması için gerekli olan işletme programlarında kullanılanlar olup, değişken değerlerinde “+” pozitif sayıları, “-” negatif sayıları temsil etmektedir.

RL- Rezervuar indeks seviyelerindeki depolama hacimleri:

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RL.1	MM	+	Kontrol noktasını tanımlamak amacıyla kullanıcı tarafından verilen kimlik numarası (tamsayı olması gereklidir). Program kendisi de ayrıca kontrol noktasını tanımlamak için başka bir iç kimlik numarası (M) verir.
RL.2	STOR1	+	MM numaralı rezervuarın başlangıç depolama hacmi (1000 m ³ cinsinden).
		-	MM numaralı rezervuarın başlangıç rezervuar seviyesinin yüksekliği (m cinsinden).
RL.3-17	STORL(M,L)	+	MM numaralı rezervuar için indeks seviyesi-1'den başlamak üzere NUMLEV (J1.3)'de tanımlanan indeks seviye sayısı ve sırasına göre kümülatif depolama hacmi miktarları girilir (1000 m ³ cinsinden).

RO- Rezervuar işletme noktaları

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RO.1	NSERV	+	Taşkın önlemek veya mansaba gerekli akımı sağlamak amacıyla MM olarak tanımlanan rezervuarın işletilmesinde kullanılacak mansaptaki kontrol noktası sayısı.
RO.2+	ISERV(M,K)	+	MM numaralı rezervuarın işletileceği kontrol noktası numaraları. Eğer MM kendisi ve bir sonraki kontrol noktası için işletilirse program 2 rezervuar arasında seviye dengesi kurar.

RS- Rezervuar depolama kapasiteleri

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RS.1	NK	+	Depolama kapasitelerinin STOR(M,K) ve çıkış kapasitelerinin QCAP(M,K) girileceği değerlerin sayısı(en az 2 tane olmalı).
RS.2+	STOR(M,K)	+	NK değerine göre girilen rezervuar kapasiteleri (1000 m ³ cinsinden). Birinci veya ikinci depolama değerinin ölü hacim değeri olması

zorunludur. Ardışık 2 depolama kapasitesi değeri eşit olmamalı ve en son girilen değeri beklenen en büyük depolama değerinden büyük olmalıdır.

RQ- Rezervuar çıkış kapasiteleri

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RQ.1	NK	+	RS.1'deki NK sayısı kadar çıkış kapasitesi sayısı.
RQ.2+	QCAP(M,K)	+	Rezervuar çıkış kapasitesi (m^3/s cinsinden).

RA- Rezervuar alan değerleri

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RA.1	NK	+	RS.1'deki NK sayısı kadar rezervuarın çeşitli kotlardaki alan değerleri sayısı.
RA.2+	AREA(M,K)	+	NK sayısına göre rezervuar alan değerleri (1000 m^2 cinsinden).

RE- Rezervuar yükseklik değerleri

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RE.1	NK	+	RS.1'deki NK sayısı kadar rezervuarın kot değerleri sayısı.
RE.2+	EL(M,K)	+	Rezervuarın çeşitli depolama kapasitelerine göre kot değerleri (m cinsinden).

R3- Rezervuar buharlaşma değerleri

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
R3.1-12	EVRATM(K,M)	+ or -	12 ay boyunca rezervuar yüzeyindeki net buharlaşma değeri (buharlaşma-yağış) mm cinsinden. Bu kartta kullanılacak ilk değer ait olduğu ayın STMO(J1.2) ile aynı olması gereklidir.

7.2.2. Kontrol noktası

Sistemde tanımlanan her bir eleman birer kontrol noktasıdır ve her kontrol noktasının bir kapasite değerine sahip olmalı gereklidir. Kapasite değeri sabit, aylık değişken veya herhangi bir rezervuarda, rezervuar seviyesi ile değişen bir kapasite değeri olabilir. Kontrol noktaları, **istenen** (desired) veya **gerekli** (required) minimum bir düşük akım değerine sahip olabilir. Bu değer sabit veya aylık değişken olabilir (11).

Kontrol noktasının sağladığı bir diğer özellik ise sistemin belirli bir bölümü, sistemin diğer bölümlerine ait kartların kaldırılmasına gerek kalmadan ayrıca işletilebilir olmasıdır. Bu da ana kolda bulunan bir kontrol noktasında işletimin durdurulması ile gerçekleştirilebilir. Bir kontrol noktası tanımlanırken kimlik numarası, kanal kapasitesi, bağlandığı menba ve mansap noktalarının tanımlanması zorunludur.

Kontrol noktası sayısı 6 haneli bir tamsayıdır. Her kontrol noktasının 14 karakterli bir alfa-nümerik ismi olabilir. Sistem kontrol noktalarının birbirine menbadan mansaba doğru birbirlerine bağlanarak kurulur. CP (Control Point) [Kontrol Noktası], ID (Identification) [Kimlik] , RT (Routing) [Öteleme] kartları bütün kontrol noktası kartlarında olmak zorundadır.

CP- Kontrol noktaları ile ilgili dataların kullanıldığı kartlar.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
CP1	MM	+	Kontrol noktasını tanımlamak amacıyla kullanıcı tarafından verilen kimlik numarası (tamsayı olması gereklidir). Eğer kontrol noktası bir rezervuarsa RL kartındaki RL.1'de tanımlanan MM değeriyle aynı olmak zorundadır.
CP.2	QMX(M)	+	Kontrol noktasındaki maksimum debi (m ³ /s).
CP.3	QMIND(M)		Minimum istenen debi değerlerinin QM kartına girilen değerlere göre değişmesini sağlar.

		+	MM nolu kontrol noktasında sürekli olarak istenen minimum debi değeri. Bu durum membada bulunan rezervuardaki su seviyesi tampon seviyesinden LEVBUF(J1.6) fazla olduğu sürece sağlanır.
CP.4	QMINR(M)	+	MM nolu kontrol noktasında sürekli olarak istenen gerekli minimum debi değeri. Bu durum membada bulunan rezervuardaki su seviyesi tampon seviyesi ile minimum su seviyesi arasında olduğu sürece sağlanır.
		-	MM nolu kontrol noktasında sürekli olarak istenen gerekli minimum debi değeri QM kartı kullanılarak aylık bazda istenen minimum debi değerine eşit olmasını sağlar.

ID- Kontrol noktası için kimlik kartı.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
ID.1-10	CPT(M,1-10)		Kontrol noktasının adı (alfa-nümerik) (kolon 3-80)

RT- Öteleme kartı.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RT.1	RTFR (M)	+	Ötelemenin başlayacağı membadaki MM olarak tanımlanmış kontrol nokta numarası.
RT.2	RTTO (M)	+	Ötelemenin tamamlandığı mansaptaki kontrol noktası numarası. Sistemdeki son kontrol noktası için boşluk bırakılır.
RT.3	RTMD(M)	0	Ötelemenin olmamasını sağlar.

7.2.3. Derivasyon

HEC-5 programı tarafından içmesuyu ve/veya sulama amaçlı olarak yapılacak derivasyonlar herhangi bir kontrol noktasından yapılabilir. DR (Derivation) [Derivasyon] kartları akımın sistemi terk ettiği noktada tanımlanır. Sistemden alınan su sisteme tekrar dönebildiği gibi sistemi tamamen terk de edebilir. Ayrılan su miktarı sabit olabildiği gibi, aylık veya periyodik olarak değişebilir. Ayrıca derivasyon debileri giriş akımlarının veya depolama hacminin bir fonksiyonu olarak da tanımlanabilirler. Yapılacak derivasyon çeşitli şekillerde tanımlanabilir:

- ✓ Eğer sabit bir çekim varsa, DR kartının ilk alanına derivasyonun yapıldığı kontrol noktasının numarası yazılır. İkinci alana suyun sisteme dönüş yaptığı nokta tanımlanır ve DR kartının sekizinci alanına çekilen sabit debi miktar yazılır.

- ✓ Eğer derivasyon paterni aylık değişiyorsa, DR ve QD (Derivation Flow) [Derivasyon Akımları] kartları birlikte kullanılır. DR kartının ilk iki alanına suyun sistemden ayrılış ve dönüş kontrol numaraları yazılır. DR kartının sekizinci alanına "1" değeri ve QD kartına 12 aylık değerler girilir. İlk ayın J1.2 ile aynı olması gereklidir.

Derivasyonlar herhangi bir rezervuar veya kontrol noktasından limit sayısını aşmayacak şekilde (KDIV=35) yapılabilir. Fakat her kontrol noktası veya rezervuardan sadece bir derivasyon yapılabilir.

DR- Kontrol noktasından derivasyon kartı

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
DR.1	DRTFR(NDIV)	+	Kontrol noktasının adı (CP kartındaki MM değeri ile aynı olmalıdır.)
DR.2	DRTTO(NDIV)	0,+	Derivasyonun sisteme döndüğü kontrol noktası numarası. Eğer dönüş suyu yoksa "0" alınır.
DR.6	DCON(NDIV)	0	Derive edilen suların tamamının (% 100) sisteme dönmesini sağlar.
		+	MM noktasından derive edilen suların % kaçının sisteme döndüğünü gösterir. "0.2" yazımı % 20'yi ifade eder.
DR.7	KDTY(NDIV)	0	Derivasyonda çekilecek akım sabit ve DFLOW(NDIV) (DR.8) değerine

eşit olduğunu gösterir.

		1	QD kartına girilecek 12 tane akım değeriyle yıllık işletme çalışmasında derive edilecek suyun aylık olarak dağılımını verilir.
DR.8	DFLOW(NDIV)	0	Derivasyon değerinin sabit olmadığını gösterir.
		+	Sabit olarak çekilen derivasyon değeri. DR.7 değerinin 0 olması gereklidir.
DR.9	DIVRAT(NDIV)	0	Derivasyon katsayısı 1.0 olarak alınır.
		+	Derivasyon değerleriyle çarpılması istenen katsayı değeridir.
DR.10	DIVLOC(NDIV)	0	Derivasyonun rezervuar seviyesine bağlı olmadığını gösterir.

QD- Derivasyon akımları

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
QD.1	NUMDQ	+	Kontrol noktasındaki DQ (I,M) sayısını verir.

QD2-19 FDQ(M,N) + DR.7 değeri 1'e eşitse FDQ değişkeni m^3/sn cinsinden aylık derivasyon akımlarını temsil eder. 12 değer girilmelidir. İlk ayın J1.2'deki ay ile aynı olması gereklidir.

7.3. Hidroelektrik Enerji

Barajlar, HEC-5 programı kullanılarak aylık, haftalık veya günlük güvenilir (firm) enerji taleplerini karşılayacak şekilde işletilebildikleri gibi sabit bir depolama hacmine göre elde edilebilecek en fazla güvenilir enerji de hesaplanabilir.

Program sistemde yer alan barajların kritik periyot dönemlerinde birbirlerini takviye etmesini sağlayarak toplam güvenilir enerjinin artmasını sağlayabilir. Bunun için sistemdeki bütün rezervuarlardaki su seviyeleri arasında dengeleme kurar. Sistemden talep edilen güvenilir enerji gereksinimi aylık, günlük ve saatlik periyotlarda olabilir.

P1 ve PR kartları hidroelektrik tesise sahip bütün rezervuarlar için gereklidir. P1 kartı hidroelektrik tesisin genel karakteristiklerini verirken PR kartı ise aylık enerji ihtiyacının girilmesinde kullanılır. Enerji amaçlı barajlarda gerekli olan datalar; kurulu güç, aşırı yük oranı (overload ratio), kuyruksuyu kotu, randıman ve MWh cinsinden aylık enerji ihtiyacıdır.

Kurulu güçle aşırı yük oranının çarpımı hidroelektrik tesisten elde edilebilecek en büyük gücü verir. Randıman, jeneratör ve türbin randımanlarının çarpımından oluşur. Verim değeri programda sabit bir değer olarak girilebileceği gibi yüksekliğe bağlı bir değişken olarak da tanımlanabilir. Kuyruksuyu kotu değeri ise sabit olabileceği gibi rezervuardan bırakılan suyun bir fonksiyonu olabilir. Eğer mansapta bulunan barajdaki suyun

yüksekliği membadaki barajın kuyruksuyunu etkilerse mansaptaki suyun yüksekliği göz önünde bulundurulur. HEC-5 Programı bu üç durumdan kuyruksuyu seviyesini en fazla yükselten değeri kullanır.

P1- Hidroelektrik enerji kartı.

Bu kart hidroelektrik tesisin fiziksel karakteristiklerini gösterir. Eğer baraj hidroelektrik tesisine sahip değilse P1-PE kartlarının girilmesine gerek yoktur ve bir sonraki kart kontrol noktası (CP) kartları olmalıdır.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
P1.1	MM	+	Kullanıcı tarafından tanımlanmış kimlik numarası. RL.1 ve CP.1 değeri ile aynı olması gereklidir.
P1.2	PWRMX	+	KW cinsinden kurulu güç değeri. Eğer yeni önerilen bir enerji tesisi ise bu değer "1" olarak girilmeli, işletmede olan bir tesis için ise tesisin kurulu güç değeri girilmelidir.
P1.3	OVLOD	+	Aşırı yük oranı (Overload ratio). Çoğu enerji tesisi 1.15 değerine göre dizayn edilir. Fakat son yıllarda yapılan projelerde 1 değeri kullanılmaktadır. Eğer P1.3 bölümü boş bırakılırsa 1.15 değeri alınır.

P1.4	IPOW	0	Enerji tesisinden elde edilecek maksimum gücün kurulu güç (P1.2) kapasitesinde olmasını sağlar.
P1.5	TLWEL	+	Kuyruk suyu kotu.(m)
P1.6	IDPR	0	Bu değer boş bırakılır veya 0 değeri verilirse mansaptaki barajın su seviyesinin membadaki barajın barajın kuyruksuyu kotunu etkilemediği belirtilmiş olur.
		+	Membadaki barajın kuyruksuyu seviyesini etkileyen mansaptaki barajın kontrol noktası numarası.
P1.7	EFFCY	0	Hidroelektrik tesisin randımanı olarak 0.86 standart değerinin kullanılmasını sağlıyor.
		+	Programda işletilmekte olan hidroelektrik tesisinin verimini belirtir.

PR- Hidroelektrik tesisinden elde edilmek istenen aylık enerji kartı.

Güvenilir enerji ihtiyacı 12 aylık değerler halinde birimi MWh olacak şekilde PR kartına yazılır.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
PR.1-12	POWRM	+	Aylık bazda tesisten istenen güç değerlerinin girilmesini sağlar. Data girişi yapılırken değeri girilecek ilk ayın ISTMO (J1.2) ile aynı olması gerekir.
PR.13	COEF	0	Bütün POWRM değerlerinin 1 ile çarpılmasını sağlar.
		+	Bütün POWRM değerlerinin COEF ile çarpılmasını sağlar.

7.3.1. Depolama kapasitesinin hesaplanması durumunda HEC-5 programının işletim sırası

- ✓ Öncelikle tahmini bir ortalama depolama hacmi belirlenir.
- ✓ Sabit girilen değer ve/veya mansaptaki su yüksekliğine göre kuyruksuyu kotu belirlenir.
- ✓ Düşü, barajdaki su seviyesi ile kuyruksuyu kotunun farkından hesaplanır.
- ✓ Enerji ihtiyacını karşılamak için gerekli su miktarı program tarafından aşağıdaki formülden hesaplanır.

$$Q = \frac{E \times c}{e \times h \times t}$$

[7.1]

Burada;

E = Barajdan talep edilen enerji (kWh)

c = Değişim faktörü (0,102)

e = Santral verimi

h = Brüt düşü (m)

t = Zaman (saat)

Q = Barajdan bırakılacak su miktarı(m^3/s)

- ✓ Hesaplanan değer depolama hacminden çıkarılır.
- ✓ Ortalama depolama hacmine karşılık gelen alana göre buharlaşma değeri hesaplanır. Buharlaşma değeri de depolama hacminden çıkarılarak yeni bir depolama hacmi belirlenir.
- ✓ Kritik periyot boyunca iterasyonla arka arkaya iki defa enerji için çekilen sulardaki fark 0.0001 değerinden küçük olana kadar işleme devam edilir. Elde edilebilecek maksimum enerji aşırı yük faktörü ve kurulu güce bağlı olarak hesaplanır.

Eğer mansapta enerji için gerekenden daha fazla su gerektiren sulama veya içmesuyu amaçlı bir talep varsa program barajdan ekstra su bırakılmasını sağlar bu da sekonder enerji olarak üretilir.

7.4. Su Temini

Su temini amaçlı baraj işletiminde amaç mansaptaki içmesuyu, sulama ve endüstri suyu gibi ihtiyaçların karşılanması ve buna ek olarak doğal hayatın korunması amacıyla mansaba gerekli miktarda su bırakılmasını sağlamaktır. Bu ya kontrol noktasında gerekli minimum değerlerin tanımlanması yada rezervuar veya kontrol noktasında aylık derivasyon miktarlarının girilmesi ile sağlanır. Kontrol noktalarından istenen taleplere göre barajların hangi kontrol noktalarına göre işletileceği ve buna göre barajlardan bırakılacak su miktarları belirlenir.

QM- Minimum istenen (desired) aylık değişen akımlar

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
QM.1-12	COEF(1-12)	+	Kontrol noktasındaki 12 aylık minimum istenen akım değerleridir.
QM.13	COEF(13)	0	12 değer için 1 katsayısının kullanılmasını sağlar.
		+	12 değer için COEF(13) katsayısının kullanılmasını sağlar.

ED- Kontrol noktası için data girişinin son kartı

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
ED.1-10			Kullanılmıyor.

7.5. Girdi ve Çıktı Kartları Hakkında Bilgiler

1-) Proje Başlık Kartları(T1,T2,T3): Projenin tanımlanmasında kullanılan bu kartlarda yazan bilgiler çıktının ilk sayfasında yer alır. Bu kartlarda nümerik veya alfa-nümerik karakterler kullanılabilir.

2-) Proje Kartları(J1-JR): Bu kartlar sistemdeki bütün barajlar hakkında ortak olarak kullanılacak genel bilgileri verir. Programda kullanılacak değerlerin birimlerinin ne olacağı (Metrik veya İngiliz), bütün barajlardaki temel depolama seviyelerini tanımlamak amacıyla (J1), genel olarak rezervuar işletme parametrelerini belirlemek için (J2), program çıktısı ile fayda ve maliyet değerlendirmesi için (J3) ve (J4) kullanılır.

Ayrıca bu kartlar sistemde alternatif çalışmalar yapılması sırasında, sadece kontrol noktalarındaki işletimi durdurarak baraj veya baraj sistemlerinin kurulan modele etkisini görmek için (J5), havza buharlaşması için (J6) (modeldeki bütün barajlardaki mm cinsinden aylık buharlaşma değerlerinin aynı olmasını sağlar), optimizasyon çalışmalarında (J7) ve kullanıcı tarafından belirlenecek çıktılar için (J8) kartı kullanılır.

J1: İlk proje kartı. Rezervuar seviye tanımları ve birimler için kullanılır.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J1.1	METRIC	0	Girdi ve çıktı dosyalarındaki bütün değerlerin İngiliz birim sisteminde olmasını sağlar.
		1	Girdi ve çıktı dosyalarındaki bütün değerlerin Metrik birim sistemde olmasını sağlar.
J1.2	ISTMO	1-12	Aylık dataların (rezervuar seviyesi, buharlaşma, derivasyon, güç talebi vb gibi) başlangıç ayını tanımlar (Ocak=1). Akım giriş datalarının (IN) başlangıcı bu ayla aynı olmak zorunda değildir.
J1.3	NUMLEV	2-40	Projenin amacına göre Rezervuarlardaki suyun miktarını ve rezervuarlardan bırakılacak suyu belirlemek için kullanılan indeks seviye sayısı. Minimum 2 maksimum 40 olabilir. Genellikle

5 seviye kullanılır. 1- Ölü hacim seviyesi, 2- Tampon (buffer) seviyesi, 3- Normal su seviyesi 4- Maksimum su seviyesi, 5- Kret kotu seviyesi.

J1.4	LEVCON	+	Bütün rezervuarlardaki Normal Su Seviyesine karşılık gelen indeks seviyesi. Genellikle 3 olarak alınır.
J1.5	LEVTFM	+	Bütün rezervuardaki Maksimum Su Seviyesine karşılık gelen indeks seviyesi. Genellikle 4 olarak alınır.
J1.6	LEVBUM	0	Rezervuardaki tampon indeks seviyesinin level-1'e eşit olmasını sağlar.
		+	Rezervuardaki Tampon Su Seviyesine karşılık gelen indeks seviyesi. Bu seviyenin üstünde istenen (desired), altında ise gerekli (required) su bırakılır. Genellikle 2 olarak alınır.
J1.7	LEVPUM	0	Pompajlı rezervuar veya pompajlı derivasyon varsa Normal Su Seviyesinin geri-pompalama seviyesi olarak kullanılmasını sağlar.

		+	Geri-pompalamanın olacağı indeks seviyesini belirtir. Bu seviye Normal Su Seviyesi ile Tampon seviye arasında olmak zorundadır.
J1.8	NOADLV	0	Sistem gücünün ve öteleme hesabının hassasiyetinin artırılması amacıyla rezervuar seviye sayılarının NUMLEV'den KLEV değerine artırılmasını sağlar. Eğer sistemde enerji tesisi yoksa ve zaman aralığı 1 aydan küçükse bu artış sağlanmaz.
		10	Rezervuar seviye sayılarının NUMLEV değerini geçmemesini sağlar.
J1.9	LEVPRC	0	Kural eğrisinin tampon seviyesinde olmasını sağlar.
		+	Kural eğrisini belirleyen indeks seviye sayısını verir.
J1.10			Kullanılmıyor.

J2; İkinci proje kartı. Rezervuar işletme parametreleri

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J2.1	IFCAST	0	Eğer IPER (periyot aralığı) değeri 1 saat veya daha fazla ise işletme çalışmasında rezervuarlardan bırakılacak sulara 24 saatlik tahmin kullanılıyor.
		+	Bütün rezervuarlarda giriş ve yerel akımlarda kullanılacak tahmini saati sayısı (R2 kartında başka bir değer belirtilmediği sürece). (Bu değişken IPER değeri 1 haftadan fazla ve/veya barajda taşkın amacı yoksa göz önüne alınmaz).
J2.2	CFLOD	0-1	Bu değişkene 0 veya 1 değeri verildiğinde ara havzadan gelen akımlar 1 katsayısı ile çarpılır.
		+	Rezervuarlardan bırakılacak sular belirlenirken taşkın durumunda güvenli tarafta kalmak amacıyla ara havzadan gelen suların çarpılacağı katsayı. Genellikle 1.2 alınır.

J2.3 RATCHG

R2 kartında başka bir değer belirtilmemişse rezervuarlardan bırakılacak suların 1 saatteki değişimi kanal kapasitesinin 0.04'ü değerinde olmasını sağlar.

+

R2 kartında başka bir değer belirtilmemişse rezervuarlardan bırakılacak suların 1 saatteki maksimum değişim miktarını kanal kapasitesinin oranı şeklinde verir.

J2.4

IPRIO

0-127

Aşağıdaki kodların toplamı işletme çalışması sırasındaki istenen öncelik sırasını verir.

Kod

- 0 İşletme çalışmalarının normal öncelik sırasında (Aşağıda parantez içinde belirtilen öncelikler) olmasını sağlar.
- 1 Mansapta taşkın durumu oluşsa bile güvenilir enerji üretimine devam edilmesini sağlar. (enerji üretiminin durdurulması yerine)
- 2 Ölü hacim seviyesinin altına düşülmediği sürece enerji üretimine devam edilmesini sağlar. (tampon seviyesi yerine)

- 4 Rezervuardan yapılan derivasyonların ölü hacim seviyesinin altına düşülmediği sürece devam edilmesini sağlar (tampon seviyesi yerine). Bu kod rezervuardan yapılan derivasyonlar rezervuar depolama hacmiyle değişmesi durumunda geçerli değildir.
- 8 Mansapta taşkın durumu olsa bile gerekli Q miktarı, istenen Q miktarı ve güvenilir enerji için Q miktarı rezervuardan bırakılır. (hiç su bırakılmaması yerine)
- 16 Aylık işletim simülasyonunda tandem (ardışık) durumundaki barajlar için ortak level seviyesi kullanılmasını sağlar. (mansaptaki barajın indeks seviyesi yerine)
- 32 Bu kodla işlemin bir yerine iki defa çalışmasını sağlar. Bu opsiyonla kompleks su sistemlerinin çalışmasında daha iyi sonuçlar vermesini sağlar.
- 64 Rezervuar su seviyesi ölü hacmin üzerinde olduğu sürece enerji üretimine devam edilmesini sağlar. (tampon seviyesi yerine)

128 İşlemin 1 veya 2 yerine 3 defa yapılmasını sağlar. Bu seçenek sadece DR.7 değeri -6 olduğu zaman gereklidir.

J2.5 IOPMD 0 Maksimum su seviyesinin üzerinde rezervuara gelen suyun tamamının dipsavak kapasitesi ölçüsünde bırakılmasını sağlar.

J2.7 NCPTR 0 Sistemdeki bütün kontrol noktalarının kullanılmasını sağlar.

+ Sistemin bu çalışmasındaki son kontrol numarasını verir.

J3- Üçüncü iş kartı. Çıktı ve Akım seçeneklerinin düzenlenmesini sağlar.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
-------------	-----------------	--------------	--------------

J3.1	PRINT	0-511	İstenen çıktı için J8 kartına ek olarak aşağıdaki kodların toplamına göre çıktıların düzenlenmesini sağlar.
------	-------	-------	---

Kod

0 Aşağıda belirtilen tüm çıktı opsiyonlarının verilmesini sağlar.

4 Çıktı hata kontrolünü verir. (her zaman istenmelidir)

J3.6	ILOCAL	± 20	Artırımlı yerel akımlar IN kartlarındaki doğal akımlardan hesaplandıktan sonra işletilmesini sağlar.
------	--------	----------	--

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J6.1	EVRAT(K)	+	Kurulan modeldeki bütün barajlar için geçerli olacak aylık net buharlaşma değerleridir (Aylık buharlaşma-yağış olarak mm/ay cinsiden). Eğer ISMTO (J1.2) değeri 1 olarak girilmişse EVRAT(1) alanına Ocak ayındaki net buharlaşma değeri girilmelidir.

J7- Optimizasyon için proje kartı.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J7.1	OPTCON	0	Hiçbir kontrol noktası optimize edilmeyecek.
		+	Optimize edilmek istenen rezervuar noktaları. Bu noktalarda ya talepleri karşılamak için minimum depolama hacmi, ya da sabit bir depolama hacmi ile elde edilebilecek maksimum fayda (sulama, enerji, içmesuyu gibi) optimize edilir. Herhangi belirli bir faydanın

optimizasyonu için aşağıdaki kodlar kullanılır. (Örneğin 15.1 formatında yazılan değerde 15 kontrol noktasının numarasını “.1” değeri ise istenen optimizasyon seçeneğinin seçeneğini belirtir.)

Kod

- .0 Tampon seviyesinin üstündeki depolama hacminin optimize edilmesini sağlar.
- .1 PR kartına yazılacak aylık güç ihtiyaçlarına göre tampon seviyesinin üstündeki depolama hacmini optimize eder.
- .2 Minimum istenen suya göre tampon seviyesinin üstündeki depolama hacmini optimize eder.
- .3 Minimum gerekli suya göre ölü hacim seviyesinin üstündeki depolama hacmini optimize eder.
- .4 QD kartında verilen derivasyon değerlerinin tampon seviyesine göre optimizasyonunu sağlar.
- .5 Sabit kurulu güç değerine göre firm enerji optimizasyonunu sağlar.

- .9 QD kartnda verilen derivasyon değerlerinin tampon seviyesine göre optimizasyonunu sağlar.

J8- Kullanıcı tarafından belirlenen çıktı formatını düzenlemek için kullanılır.

7.6. Rezervuarların Genel İşletim Kriterleri

Rezervuarlar genel olarak her biri kendi sınır koşullarını sağlamak, mansaptaki kontrol noktalarında belirlenen akım değerlerini elde etmek ve sistemi dengede tutmak amacıyla işletilirler.

Eğer rezervuardaki su seviyesi, maksimum su seviyesi ile normal su seviyesi arasında ise, su bırakma miktarı rezervuardaki su seviyesini normal su seviyesine indirecek şekilde ayarlanır. Rezervuardaki su seviyesi normal su seviyesi ile tampon su seviyesi arasında ise mansaba **istenen** su miktarı, tampon su seviyesi ile minimum su seviyesi arasında ise **gerekli** su miktarı bırakılır. Rezervuardaki depolama hacmi minimum su seviyesinin altına düştüğünde ise barajdan su bırakılmaz. Dikkat edilmesi gereken nokta rezervuardan bırakılacak su, kanal kapasitesini ve kontrol noktası için belirlenen debi sınırlarını aşmamalıdır.

- Paralel durumdaki rezervuarlardan bırakılacak suların belirlenmesinde program tarafından öncelikle mansap kontrol noktası için işletilecek rezervuarlar tespit edilir. Daha sonra bu rezervuarların indeks seviyelerine göre rezervuar öncelikleri belirlenir. Amaç olarak bütün rezervuarların aynı indeks seviyesine gelmesi ve barajların kendi aktif hacimleri içinde kalması sağlanır.

- Tandem (ardışık) durumundaki rezervuarlardan bırakılacak suların belirlenmesi mambadaki barajın mansaptaki baraja göre işletilmesi ile gerçekleşir (RO kartları kullanılarak). Amaç rezervuarların indeks seviyelerini aynı değere getirmektir. Aylık işletim simülasyonunda tandem durumundaki barajları dengelerken mansaptaki baraj seviyesi yerine ortak baraj seviyesi kullanılır.

7.7. Su Temini ve Hidroelektrik Enerji Amaçlı Barajlarda Optimizasyon

Depolama hacmini veya verimin optimize edilebilmesi için HEC-5 programı tarafından ya belirli bir talebi karşılayacak depolama hacmi yada belirli bir depolama hacmindeki en yüksek verim elde edilmesi sağlanır. Bu prosedür aylık değerler kullanılarak tek bir baraj için yapılır ve tandem durumundaki rezervuarlar hariç 4 tane baraj programın her bir çalışmasında optimize edilebilir. Verilen depolama hacmine göre istenen verim (güvenilir enerji) veya istenen faydaya göre gerekli depolama hacmini bulmak için program 15 iterasyona kadar çalışabilir.

HEC-5 programında optimizasyon çalışmaları J7 kartı kullanılarak gerçekleştirilir. J7.10 alanındaki kabul edilebilir hata payı (pozitif veya negatif değer olabilir) optimizasyon çalışması için sınır koşul teşkil eder. Bu değer program tarafından gerçekleştirilen her bir iterasyon çalışması sonucunda hesaplanan depolama hacmi ile hedeflenen depolama hacmi arasındaki farkın, hesaplanan depolama hacmine bölünmesi ile hesaplanır.

8. BİR BARAJIN HEC-5 VE HUS9 PROGRAMLARINA GÖRE İŞLETİLMESİ

8.1. Menzelet Barajı

Menzelet Barajı ve HES tesisleri Kahramanmaraş ilinin 26 km kuzeybatısında, Ceyhan nehri ile Güredin çayının birleştiği yerin 2,5 km mansabında Ceyhan nehri üzerine inşa edilmiştir.

Orta Ceyhan Havzası Menzelet Projesi'nin anahtar ünitesi durumunda bulunan Menzelet Barajı ve HES tesislerinin inşaatına 1980 yılında başlanılmış ve ilk ünitesi 1992 yılında işletmeye alınarak enerji üretimine geçilmiştir. Menzelet barajının genel görünümü Resim 8.1'de gösterilmiştir.

Baraj karakteristikleri;

Hidroloji

Üzerinde kurulduğu akarsu	: Ceyhan nehri
Drenaj alanı	: 8 430 km ²
Yıllık ortalama akım	: 2 169 hm ³

Baraj Gölü

Maksimum su seviyesi	: 609,40 m
Normal su seviyesi	: 609,40 m
Minimum işletme seviyesi	: 560,20 m
Aktif hacim	: 1 417,40 hm ³
Ölü hacim	: 532,60 hm ³
Maksimum göl hacmi (609,40 m'de)	: 1 950,00 hm ³
Minimum göl hacmi (560,20 m'de)	: 532,60 hm ³



Resim 8.1 Menzelet Barajı Genel Görünümü

Baraj ve Santral

Tipi	: Kil çekirdekli, kaya dolgu
Talveg kotu	: 478,00 m
Kret kotu	: 614,50 m
Yüksekliği(talvegden)	: 136,50 m
Kret uzunluğu	: 425,00 m
Kret genişliği	: 12,00 m
Gövde dolgu hacmi	: 8,70 hm ³
Ünite sayısı	: 4
Ünite gücü	: 31 MW
Kurulu gücü	: 124 MW

8.2. Buharlaşma

Proje alanında buharlaşma rasatları DMI ve DSI istasyonlarından yapılmaktadır. Class A Pan buharlaşma tavaşı ile gözlem yapan K. Maraş (DMI) (1971-1996), Narlı (DSİ) (1968-1984), Tahtaköprü (DSİ) (1980-1983), Islahiye (DMI) (1938-1995), Antakya (DMI) (1962-1982) yılları değerleri kullanılarak proje hesaplamalarında kullanılmıştır. Bu değerler kullanılarak hesaplanan Menzelet baraj yeri aylık ortalama buharlaşma değerleri Çizelge 8.1'de gösterilmektedir.

Çizelge 8.1. Menzelet baraj yeri için aylık ortalama buharlaşma değerleri

AYLAR	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZ.	TEM.	AĞUS.	EYLÜL
mm/ay	34,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	93,4	183,7	254,9	232,8	150,8

8.3. İşletme Çalışmaları

İşletme çalışmalarında 2001 No'lu Kılavuzlu AGİ'nin (drenaj alanı= 8486 km²) akımları, ara havza akımları ihmal edilerek Menzelet barajı (drenaj alanı = 8430 km²) doğal giriş akımı olarak kabul edilmiştir. İşletme çalışması memba

projelerinin tam developman durumuna göre yapılmış olup, Menzelet barajının yukarı havzasında bulunan projelerin yıllık su tüketimleri Menzelet barajı doğal akımlarından düşülerek barajın su temini oluşturulmuştur. Menzelet barajı giriş akımları (2001 No'lu Kılavuzlu AGİ değerleri) mevcut ve planlanan projelerin menba tüketimleri düşülerek m^3/s cinsinden Çizelge 8.2'de gösterilmiştir.

8.4. Rüsubat

Menzelet barajı rüsubat durumu, Mayıs 1966'da IECO (International Engineering Company Inc.) tarafından hazırlanan "Menzelet Projesi" raporunda havza rüsubat veriminin $200 m^3/km^2/yıl$ alınması ile yaklaşık $85 hm^3$ olarak hesaplanmıştır.

8.5. Menzelet Barajı İçin HEC-5 Programı Girdi Dosyası

DSİ tarafından kullanılan HUS9.exe ve HEC-5 programının optimizasyon özelliklerinin karşılaştırılması amacıyla Menzelet barajı değerleri kullanılarak hazırlanan girdi dosyaları Çizelge 8.3 ve Çizelge 8.4'de verilmiştir. Bu girdi dosyalarının ait oldukları programlarla çalıştırılması sonucu elde edilen çıktı dosyaları Ek-4 olarak verilen CD'de bulunmaktadır.

Çizelge 8.2. Menzelet baraj akımları (menba su hakları düşölünce) (m³/s)

YILLAR	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NISAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL
1970	45,22	41,79	68,07	62,47	116,70	189,04	186,08	96,63	43,52	20,86	12,11	19,13
1971	32,53	39,09	58,74	36,71	37,34	133,41	247,04	132,85	56,64	17,87	16,40	14,43
1972	25,06	20,73	24,39	17,26	19,88	53,51	106,61	108,21	62,43	11,26	3,93	7,79
1973	22,48	26,75	19,31	13,49	29,48	70,69	106,99	58,55	18,99	0,00	0,00	0,23
1974	7,96	12,94	27,38	18,01	27,42	135,28	115,48	58,18	20,03	2,45	1,88	8,68
1975	12,25	12,97	42,31	53,89	51,81	149,47	311,86	189,60	61,27	21,23	11,96	12,26
1976	17,52	18,45	19,31	46,05	43,51	113,62	311,86	227,31	97,53	31,31	15,28	15,58
1977	38,87	47,20	116,98	56,13	128,28	213,31	260,54	205,65	85,57	31,69	16,59	18,75
1978	25,81	23,97	31,86	81,89	131,58	147,23	205,37	152,26	69,76	24,59	14,09	15,51
1979	26,55	29,83	69,94	175,60	138,20	120,34	122,04	89,91	55,48	20,86	11,14	12,96
1980	21,81	49,90	76,66	67,70	76,24	257,74	497,43	436,01	160,81	45,13	25,74	24,49
1981	32,53	30,99	46,05	72,93	121,66	312,62	242,41	180,26	102,16	35,05	16,81	18,67
1982	25,06	30,61	119,22	125,20	66,69	98,32	196,11	147,04	53,55	20,11	13,94	15,85
1983	23,19	21,42	19,99	24,39	31,97	112,50	201,90	139,57	52,40	16,23	9,61	12,30
1984	20,02	59,93	71,81	56,50	79,83	121,46	167,95	128,74	44,68	12,35	7,18	9,72
1985	14,87	17,49	17,37	33,73	58,83	69,19	127,44	52,95	14,86	0,00	0,00	0,00
1986	18,82	21,27	27,38	81,52	58,01	75,54	73,04	50,34	32,33	0,00	0,00	1,27
1987	10,98	26,75	37,83	104,29	125,80	137,52	277,52	203,41	91,75	24,97	11,55	13,92
1988	19,53	39,09	86,37	65,09	83,82	201,74	314,94	214,99	87,12	32,06	13,94	15,81
1989	37,38	51,44	68,45	42,69	36,51	81,89	60,70	28,68	7,99	0,00	0,00	11,76
1990	18,82	21,27	27,38	81,52	58,01	75,54	73,04	50,34	32,33	0,00	0,00	1,27
1991	11,04	21,58	29,02	16,72	36,36	100,40	145,28	83,91	42,75	5,59	0,00	0,00
1992	3,17	18,51	36,19	32,60	35,68	96,87	198,50	158,83	61,58	15,31	9,91	16,98
1993	33,11	54,72	82,77	41,06	39,19	104,82	239,58	243,56	71,24	15,85	2,46	43,07
1994	18,25	21,28	22,32	45,95	54,88	73,26	96,50	52,92	1,23	0,00	0,00	4,42
1995	10,03	34,75	39,03	85,08	63,84	92,44	202,38	136,91	48,79	4,57	0,00	5,95
1996	21,48	77,61	42,75	98,72	84,20	221,56	314,18	248,27	68,12	18,64	2,73	12,17
1997	45,47	30,35	71,00	77,08	50,01	46,31	186,70	133,68	37,25	0,07	0,00	9,26
1998	21,17	39,66	49,39	33,05	42,00	92,53	214,30	137,01	42,59	0,57	0,00	9,90
1999	9,29	33,10	112,42	61,64	109,23	104,98	144,54	76,12	23,94	0,00	0,00	4,19
2000	11,22	12,48	13,64	43,68	47,27	107,53	252,41	134,17	25,69	2,48	9,32	3,10
2001	14,64	17,42	20,38	7,74	23,80	65,71	62,58	41,30	3,14	0,00	0,00	2,21
2002	0,00	3,32	68,66	75,15	68,45	132,54	233,48	125,84	47,62	1,61	4,47	4,34

- Proje Başlık Kartları(T1,T2,T3); Projenin tanımlanmasında kullanılan bu kartlarda yazan bilgiler çıktı dosyasının ilk sayfasında yer alır. Bu kartlarda numerik ve alfanumerik karakterler kullanılabilir.

T1 BİR BARAJIN İŞLETME ÇALIŞMASI

T2 MENZELET BARAJI

T3

- Proje Kartları(J1-JR);

J1 1 10 5 3 4 2

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J1.1	METRIC	1	Girdi ve çıktı dosyalarındaki bütün değerlerin metrik birim sisteminde olmasını sağlar.
J1.2	ISTMO	10	Aylık dataların (rezervuar seviyesi, buharlaşma, derivasyon, güç talebi vb gibi) başlangıç ayını Ekim ayı olarak tanımlar.
J1.3	NUMLEV	5	Rezervuarda 5 indeks seviyesi olacağını belirtir.
J1.4	LEVCON	3	Normal Su Seviyesine karşılık gelen indeks seviyesinin 3 olduğunu belirtir.
J1.5	LEVTFC	4	Maksimum Su Seviyesine karşılık gelen indeks seviyesinin 4 olduğunu belirtir.

J1.6	LEVBUF	2	Tampon (buffer) Seviyesine karşılık gelen indeks seviyesinin 2 olduğunu belirtir.
J1.7	LEVPUM	0	Pompaj yok
J1.8	NOADLV	0	Sistem gücünün ve öteleme hesabının hassasiyetinin artırılması amacıyla rezervuar seviye sayılarının NUMLEV'den KLEV değerine artırılacağını belirtir.
J1.9	LEVPRC	0	Kural eğrisinin tampon seviyesinde olmasını sağlar.
J1.10			Kullanılmıyor
J2	111		

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J2.4	IPRIO	111	Çeşitli durumlar için rezervuarın tampon (buffer) seviyesi yerine ölü hacim seviyesine kadar kullanılmasını ve sistemin iki kere çalışmasını sağlar.

J3 4 -1 20

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J3.1	PRINT	4	Çıktı hata kontrolünü verir. (her zaman istenmelidir)
J3.4	FLONAT	-1	Eğer ILOCAL (J3.6) değeri 20 ise doğal akımların kullanılmasını sağlar
J3.6	ILOCAL	+ 20	Artırımlı yerel akımların IN kartlarındaki doğal akımlardan hesaplandıktan sonra işletilmesini sağlar.
J7 1.5			

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
J7.1	OPTCON	1.5	Sabit bir kurulu güç değeri için güvenilir gücün maksimum olmasını sağlar. ("1.5" değerinde "1" değeri kontrol noktasının adını belirtir.)

J8 1.09 1.02 1.10 1.11 1.13 1.16 1.21 1.23

İstenilen çıktı formatını düzenleme için kullanılır.

<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
1.09	Giriş akımları (m ³ /s)
1.02	Doğal akım değerleri (m ³ /s)
1.10	Rezervuar çıkış akımları(m ³ /s)
1.11	Rezervuardaki periyot (ay) sonundaki depolama hacmi
1.13	Rezervuardaki periyot (ay) sonundaki indeks seviyesi
1.16	Üretilen enerji (kWh)
1.21	Buharlaştırma değerleri (m ³ /s)
1.23	Enerji eksiklik miktarı(kWh)

RL 1 1950000 532600 710000 1950000 1950000 2300000

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RL.1	MM	1	Kontrol numarasının adı.
RL.2	STOR1	1950000	1 numaralı rezervuarın işletmeye başlayacağı depolama hacminin 1950000 (1000 m ³) olduğunu gösterir.
RL3-5	STORL(M,L)	532600....	1 numaralı rezervuar için ölü hacim seviyesinden itibaren J1.3'te tanımlanan indeks seviye sırasına göre kümülatif depolama hacimleri (1000 m ³) cinsinden girilir.

RO 1 1

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RO.1	NSERV	1	Rezervuarın işletileceği kontrol numarası sayısının 1 tane olduğunu gösterir.
RO.2	ISERV(M,K)	1	Rezervuarın işletileceği kontrol numarasının adı.

RS 7 360000 532000 710000 950000 1560000 1950000 1980000

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RS.1	NK	7	Programa tanımlanan depolama hacimlerinin sayısının 7 tane olduğunu gösterir.
RS.2-7	STOR(M,K)	360000...	NK değerindeki sayıya göre girilen depolama hacimleri (1000 m ³ cinsinden).

RQ 7 1050 1050 1050 1050 1050 1050 1050

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RQ.1	NK	7	Dipsavak çıkış kapasiteleri sayısı
RQ.2-7	QCAP(M,K)	1050	Dipsavak çıkış kapasitesi (m ³ /s cinsinden)

RA 7 14400 18500 22000 26200 36000 41600 42000

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RA.1	NK	7	Rezervaurın çeşitli kotlardaki alan değerleri sayısının 7 tane olduğunu gösterir.
RA.2-7	AREA(M,K)	14400...	NK sayısına göre rezervuar alan değerleri (1000 m ² cinsinden)

RE 7 550 560.2 570 580 600 609.4 610

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RE.1	NK	7	Rezervuarın kot değerleri sayısının 7 tane olduğunu gösterir.
RE.2-7	EL(M,K)	550...	NK sayısı kadar rezervuarın çeşitli depolama kapasitelerine göre kot değerleri.

R3 34.70 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 93.40 183.70 254.90
R3232.80 150.80

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
R3.1-12	EVRATM(K,M)	34.70...	Ekim ayından itibaren net buharlaşma değerleri (mm cinsinden).

P1 1 124000 1 483.5 0.815

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
P1.1	MM	1	Rezervuarın kontrol numarasının adı.
P1.2	PWRMX	124000	Kurulu gücün 124000 kW olduğunu gösterir.
P1.3	OVLOD	1	Aşırı yük (overload) oranının 1 olarak alındığını gösterir.
P1.4	IPOW	0	Enerji tesisinden elde edilecek maksimum gücün kurulu güç kapasitesinde olmasını sağlar.
P1.5	TLWEL	483.5	Kuyruk suyu kotunun sabit ve 483.5 m olduğunu gösterir.
P1.6	IDPR	0	Bu değer boş bırakılır veya 0 değeri verilirse mansaptaki barajın su seviyesinin membadaki barajın kuyruksuyu kotunu etkilemediği belirtilmiş olur.
P1.7	EFFCY	0.815	Hidroelektrik tesisin verimi.

PR 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
 PR 1 1

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
PR.1-12	POWRM	1	Aylık bazda tesisten istenen güvenilir güç değerlerdir. Bu değerler iterasyon çalışmasına başlanılan ilk değerlerdir.

CP 1 1050

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
CP1	MM	1	Rezervuarın kontrol noktasının adı.
CP.2	QMX(M)	1050	Kontrol noktasındaki maksimum debinin 1050 m ³ /s olduğunu gösterir.

IDMENZELET

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
ID.1-10	CPT(M,1-10) MENZELET		Rezervuarın adı MENZELET olarak girilmiştir.

RT 1 2

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RT.1	RTFR (M)	1	Kurulan sistemde en membadaki rezervuarın kontrol numarasının 1 olduğunu gösterir.
RT.2	RTTO (M)	2	Membadaki rezervuarın mansaba bağlandığı kontrol noktasının numarasının 2 olduğunu gösterir.

CP 2 1050

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
CP.1	MM	2	Kontrol noktasının numarası. (mansaptaki en son elemanın rezervuar olmaması gerektiğinden burada rezervuar olmayan bir kontrol noktası tanımlanmıştır.)
CP.2	QMX(M)	1050	Kontrol noktasındaki maksimum debinin 1050 m ³ /s olduğunu gösterir.

IDSON

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
ID.1-10	CPT(M,1-10)	SON	Sistemdeki son kontrol noktasının adı.

RT 2 0

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
RT.1	RTFR (M)	2	Kurulan sistemde en mansaptaki kontrol numarası.
RT.2	RTTO (M)	0	Son kontrol noktasının bağlandığı kontrol noktasının boşluk (0) olarak girilmesi sistemin tamamlandığını gösterir.

ED Kontrol noktaları data girişinin tamamlandığını gösterir.

BF 2 384 0 70070100 0 720

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
BF.1	FLOFMT	2	Bütün zaman seri datalarının standart şekilde okunmasını sağlar.
BF.2	NPER	384	IN kartındaki data sayısının 384 tane olduğunu gösterir.
BF.5	FLDAT	+	İlk akım datasının tarihi 8 haneli (herbir yıl, ay, gün ve saat için 2'er hane). Örnek tarih 04.11.2002 saat 14.00 için 02110414 şeklindedir.

BF.6	EPER	0	Son hesaplanan akım datası NPER (BF.2) olmasını sağlar.
BF.7	IPER	720	Akım serisi dataları arasındaki zaman farkının saat cinsinden değerinin 720 (30x24) olduğunu gösterir.

IN 1 01TEM70

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
IN.1	MM	1	Akım değerlerinin 1 no'lu kontrol noktasına ait olduğunu gösterir.
IN.2	DATE	01TEM70	İşletme çalışmasına başlanacak tarihin 01 Temmuz 1970 olduğunu gösterir. Bu değer seçilmesinin nedeni HUS9 programını ile sonuçların karşılaştırılması açısından işletme çalışmasına aynı tarihte başlanması sağlanmıştır.

<u>Alan</u>	<u>Değişken</u>	<u>Değer</u>	<u>Tanım</u>
EJ			Zaman serisi datalarının tamamlandığını gösterir.

ER			Programın bütün data girişinin tamamlandığını belirtir.
----	--	--	---

8.6. Sonuçların Değerlendirilmesi

8.6.1. HEC-5 programı çıktı değerlendirmesi

Menzelet barajının HEC5 programı kullanılarak işletilmesi sonucunda güvenilir (firm) enerji 342,59 Gwh/yıl, sekonder enerji 104,41 GWh/yıl ve ortalama yıllık toplam enerji ise 447 GWh olarak hesaplanmıştır. Program işletme çalışması sırasında kritik periyodu Nisan-1989 ile Mayıs-1993 yılları arasında belirlemiş olup, firm gücü bu periyoda göre hesaplamıştır. İşletme süresi boyunca buharlaşma neticesinde kaybolan su miktarı 1132,70 hm³tür.

8.6.2 HUS9 programı çıktı değerlendirmesi

DSİ Genel Müdürlüğü tarafından kullanılan HUS9 programı için Ek 3'de verilen formata göre aşağıda verilen giriş dosyası hazırlanmıştır. Giriş dosyası hazırlanırken DSİ kriteri olarak kabul edilmiş olan % 5 alansal açıklık değeri kullanılmıştır. Buna göre Menzelet barajının aynı giriş dataları kullanılarak HUS9 programı ile işletilmesi sonucunda güvenilir enerji 367,05 GWh/yıl, sekonder enerji 81,11 GWh/yıl ve ortalama yıllık toplam enerji ise 448,16 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Program kritik periyodu Temmuz-1988 ile Temmuz-1993 yılları arasında belirlemiş olup, program kritik gücü bu periyoda göre hesaplamıştır. İşletme süresi boyunca buharlaşma neticesinde kaybolan su miktarı 1113,069 hm³tür.

Çizelge 8.4. HUS9 programı için menzelet barajı girdi dosyası

0													
MENZELET PROJESİ													
MENZELET BARAJI													
1 1	133	6.0	3.3										
3312	1331950.0	0.05	98										
121.12	108.33	182.33	167.33	282.33	506.33	482.33	258.82	112.81	55.87	32.43	49.59	1970	
87.12	101.33	157.33	98.33	90.33	357.33	640.33	355.82	146.81	47.87	43.93	37.39	1971	
67.12	53.73	65.33	46.23	51.13	143.33	276.33	289.82	161.81	30.17	10.53	20.19	1972	
60.22	69.33	51.73	36.13	71.33	189.33	277.33	156.82	49.21	0.00	0.00	0.59	1973	
21.32	33.53	73.33	48.23	66.33	362.33	299.33	155.82	51.91	6.57	5.03	22.49	1974	
32.82	33.63	113.33	144.33	125.33	400.33	808.33	507.82	158.81	56.87	32.03	31.79	1975	
46.92	47.83	51.73	123.33	110.33	304.33	808.33	608.82	252.81	83.87	40.93	40.39	1976	
104.12	122.33	313.33	150.33	310.33	571.33	675.33	550.82	221.81	84.87	44.43	48.59	1977	
69.12	62.12	85.33	219.33	318.33	394.33	532.33	407.82	180.81	65.87	37.73	40.19	1978	
71.12	77.33	187.33	470.33	334.33	322.33	316.33	240.82	143.81	55.87	29.83	33.59	1979	
58.42	129.33	205.33	181.33	192.33	690.33	1289.33	1167.82	416.81	120.87	68.93	63.49	1980	
87.12	80.33	123.33	195.33	294.33	837.33	628.33	482.82	264.81	93.87	45.03	48.39	1981	
67.12	79.33	319.33	335.33	161.33	263.33	508.33	393.82	138.81	53.87	37.33	41.09	1982	
62.12	55.53	53.53	65.33	77.33	301.33	523.33	373.82	135.81	43.47	25.73	31.89	1983	
53.62	155.33	192.33	151.33	201.33	325.33	435.33	344.82	115.81	33.07	19.23	25.19	1984	
39.82	45.33	46.53	90.33	142.33	185.33	330.33	141.82	38.51	0.00	0.00	0.00	1985	
50.42	55.13	73.33	218.33	140.33	202.33	189.33	134.82	83.81	0.00	0.00	3.29	1986	
29.42	69.33	101.33	279.33	304.33	368.33	719.33	544.82	237.81	66.87	30.93	36.09	1987	
52.32	101.33	231.33	174.33	211.33	540.33	816.33	575.82	225.81	85.87	37.33	40.99	1988	
100.12	133.33	183.33	114.33	88.33	219.33	157.33	76.82	20.71	0.00	0.00	30.49	1989	
50.42	55.13	73.33	218.33	140.33	202.33	189.33	134.82	83.81	0.00	0.00	3.29	1990	
29.57	55.94	77.74	44.78	87.97	268.92	376.56	224.75	110.80	14.98	0.00	0.00	1991	
8.48	47.97	96.92	87.31	90.72	259.46	514.52	425.40	159.61	41.00	26.55	44.02	1992	
88.68	141.83	221.68	109.97	94.80	280.76	620.99	652.35	184.65	42.45	6.58	111.64	1993	
48.89	55.15	59.78	123.06	132.77	196.23	250.13	141.74	3.19	0.00	0.00	11.45	1994	
26.87	90.06	104.55	227.89	154.45	247.60	524.56	366.69	126.47	12.23	0.00	15.43	1995	
57.53	201.17	114.49	264.40	212.29	593.42	814.35	664.96	176.56	49.92	7.31	31.55	1996	
121.78	78.68	190.17	206.46	120.98	124.04	483.93	358.05	96.56	0.18	0.00	23.99	1997	
56.69	102.79	132.29	88.51	101.61	247.83	555.46	366.97	110.40	1.54	0.00	25.65	1998	
24.87	85.80	301.11	165.09	264.24	281.17	374.66	203.89	62.05	0.00	0.00	10.85	1999	
30.04	32.34	36.52	116.98	118.43	288.02	654.54	359.35	66.58	6.63	24.96	8.04	2000	
39.20	45.16	54.59	20.73	57.58	175.99	162.21	110.61	8.14	0.00	0.00	5.73	2001	
0.00	8.60	183.90	201.27	165.60	354.99	605.19	337.05	123.42	4.30	11.98	11.25	2002	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	RSU	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MSU	
-3.50	6.50	16.50	36.50	46.50	66.50	76.70	86.50	96.50	116.50	125.90	126.50	Y	
0.00	10.00	15.00	70.00	140.00	360.00	532.00	710.00	950.00	156000	195000	198000	H	
1.00	0.15	1.10	5.40	8.20	14.40	18.50	22.00	26.20	36.00	41.60	42.00	A	
34.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	93.40	183.70	254.90	232.80	150.80	B	
1950.0	532.6	483.5	124.0	125.9	0.0	10	2	76.70	0.815	0	98		

8.6.3. Sonuçların Karşılaştırılması

Menzelet barajının HEC-5 ve HUS9 işletme çalışması programlarında güvenilir güç optimizasyonu yapılmış ve elde edilen sonuçlar Çizelge 8.5'de gösterilmiştir.

Çizelge 8.5. Menzelet barajı enerji işletme çalışmaları

	Güvenilir Güç (kW)	Güvenilir Enerji (GWh/yıl)	Sekonder Enerji (GWh/yıl)	Yıllık Ortalama Toplam Enerji (GWh/yıl)
HUS9 Programı (% 0 eksiklikle)	36,41	318,99	81,11	448,16
HUS9 Programı (% 5 eksiklikle)	44,10	367,05	130,69	449,68
HEC5 Programı	39,10	342,59	104,41	447,00

Ayrıca, Menzelet barajının değerleri kullanılarak herhangi bir program kullanılmadan Bölüm 5.1'de anlatılan yöntem, grafik ve tablolardan yararlanılarak yapılan kritik periyot işletme çalışmasına göre ise güvenilir güç 40 MW ve güvenilir enerji 350,4 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır (Bkz. Çizelge 5.4). Bu çalışmada ise kritik periyot Mayıs-1989 ile Haziran-1993 periyodunu kapsamaktadır.

9. CEYHAN HAVZASININ HEC-5 PROGRAMI İLE MODELLENMESİ

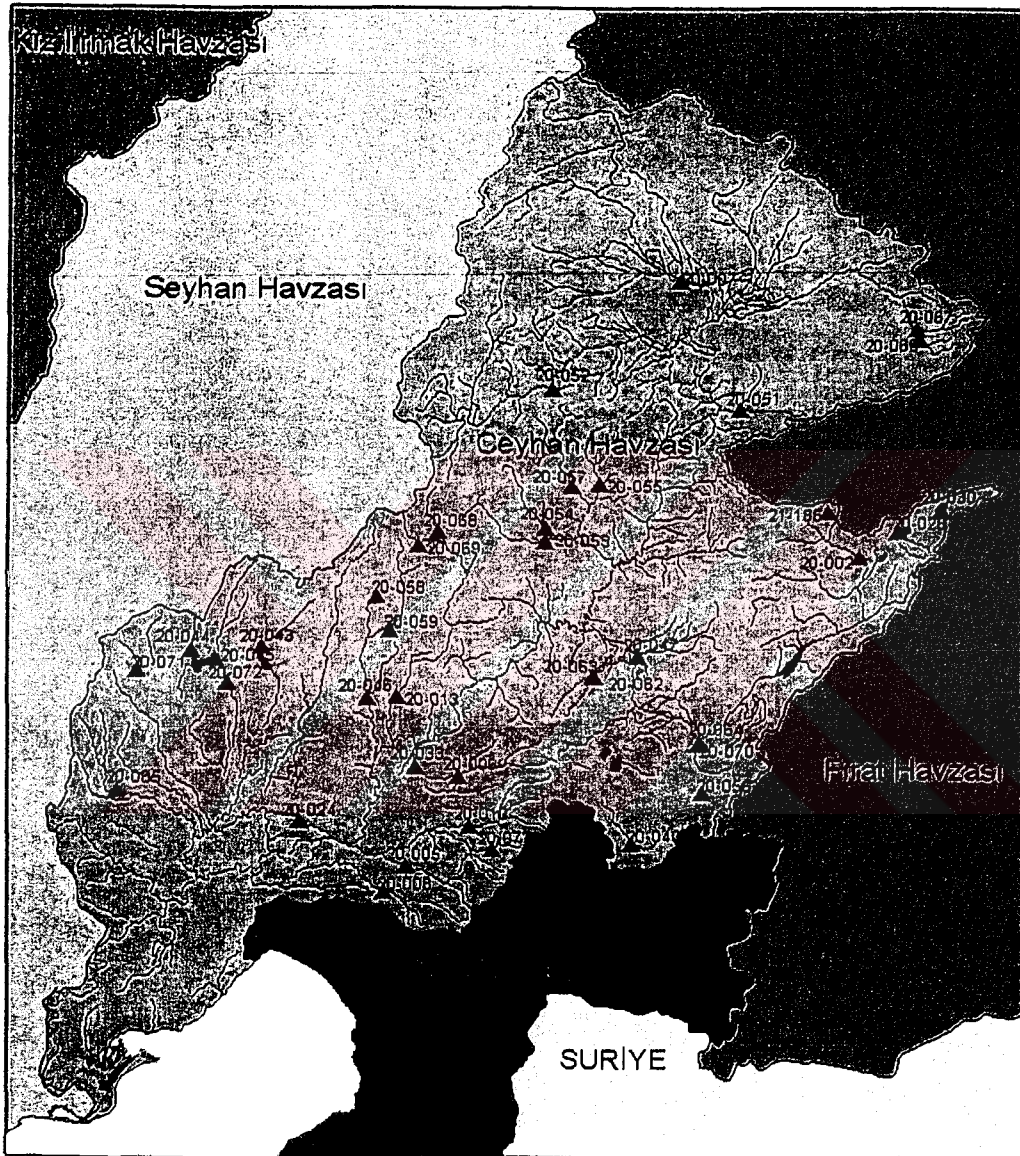
Bu tez çalışması için örnek havza olarak seçilen Ceyhan havzasında Aslantaş barajı ve membaında bulunan 14 adet baraj ile HEC-5 programı kullanılarak bir işletim simülasyonu modeli kurulmuştur. Bu modelde Aslantaş barajının menbaında bulunan projeler tam developmana ulaştıklarında, projelerin birbirlerine olan etkilerinin incelenmesi ile Aslantaş barajının sulama ve enerji üretim kapasitesinin belirlenmesi ve bu barajdan yapılan içmesuyu taleplerinin değerlendirilmesi amaçlanmaktadır.

9.1 Ceyhan Havzası

Doğu Akdeniz bölgesinde yer alan “Ceyhan Havzası” batıda Seyhan, doğuda Asi ve Fırat, kuzeyde Kızılırmak havzaları güneyde ise Akdeniz ile çevrilidir. (Harita 9.1)

Ceyhan havzasının güneybatı kısımlarında tipik Akdeniz iklimi, memba kısımlarında ise kara iklimi hakimdir. Havzanın kuzeyinde, Afşin-Elbistan ovaları kesiminde yıllık ortalama yağış 400-700 mm iken, Orta Ceyhan Kahramanmaraş-Narlı ovaları kesiminde 700-1000 mm ve Ceyhan ovasının güneyinde 1000-1200 mm olmak üzere membadan mansaba doğru artmaktadır. Ceyhan nehrinin mansapta yıllık ortalama akımı 7,180 milyar m³ olarak belirlenmiş olup, Türkiye’nin 26 havzasındaki yıllık 186 milyar m³’lük su potansiyelinin yaklaşık % 4’ünü teşkil etmektedir (13).

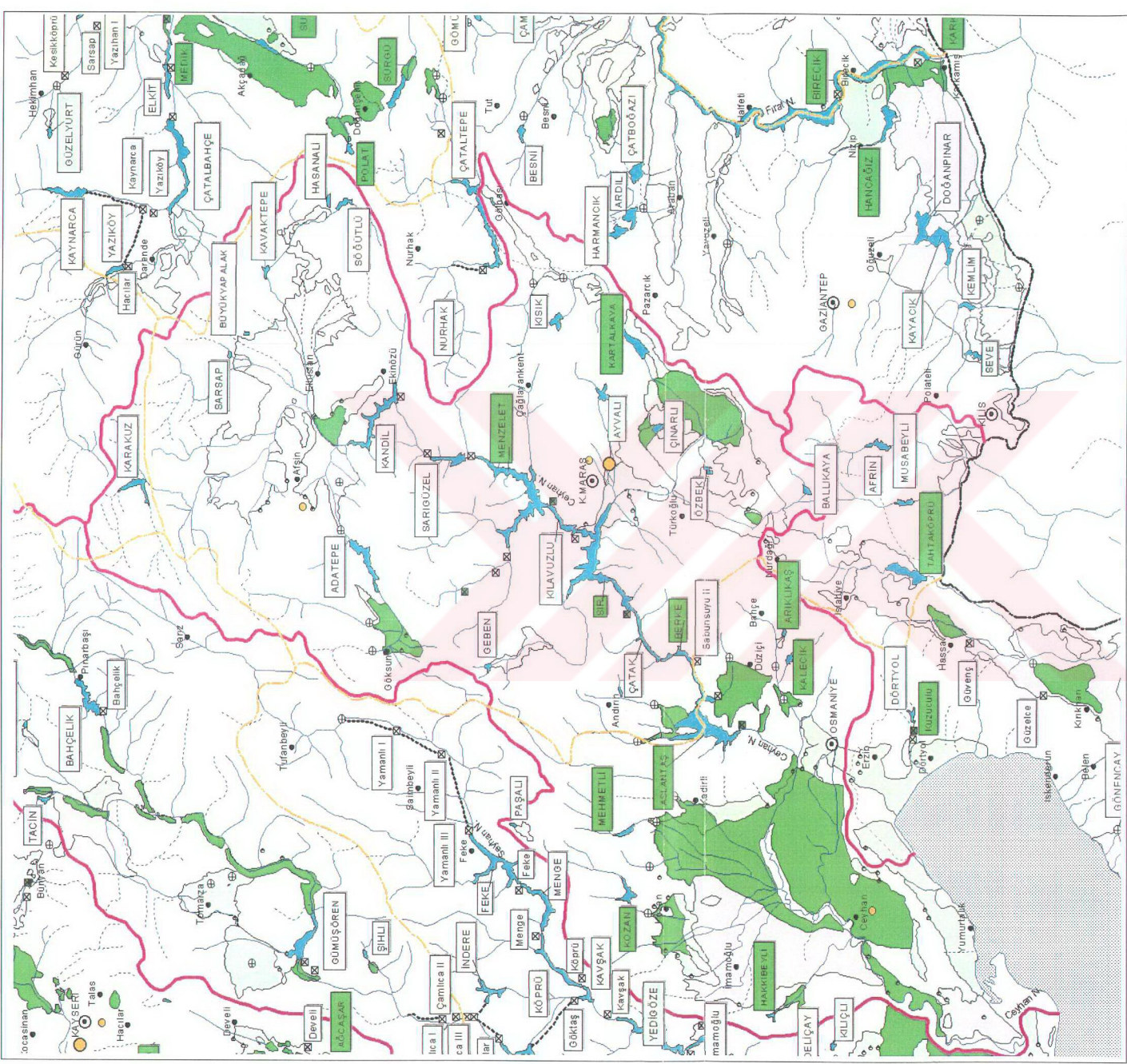
Ceyhan havzasında Ceyhan nehri ve kolları akımlarını düzenleyecek olan içmesuyu, sulama, enerji ve taşkın koruma amaçlarına yönelik olarak geliştirilen projelerin 2003 yılı durumlarının harita ve model gösterimi Harita 9.2 ve Şekil 9.1’de verilmiştir.



Harita 9.1 Ceyhan Havzası Bulduru Haritası

1:1500000



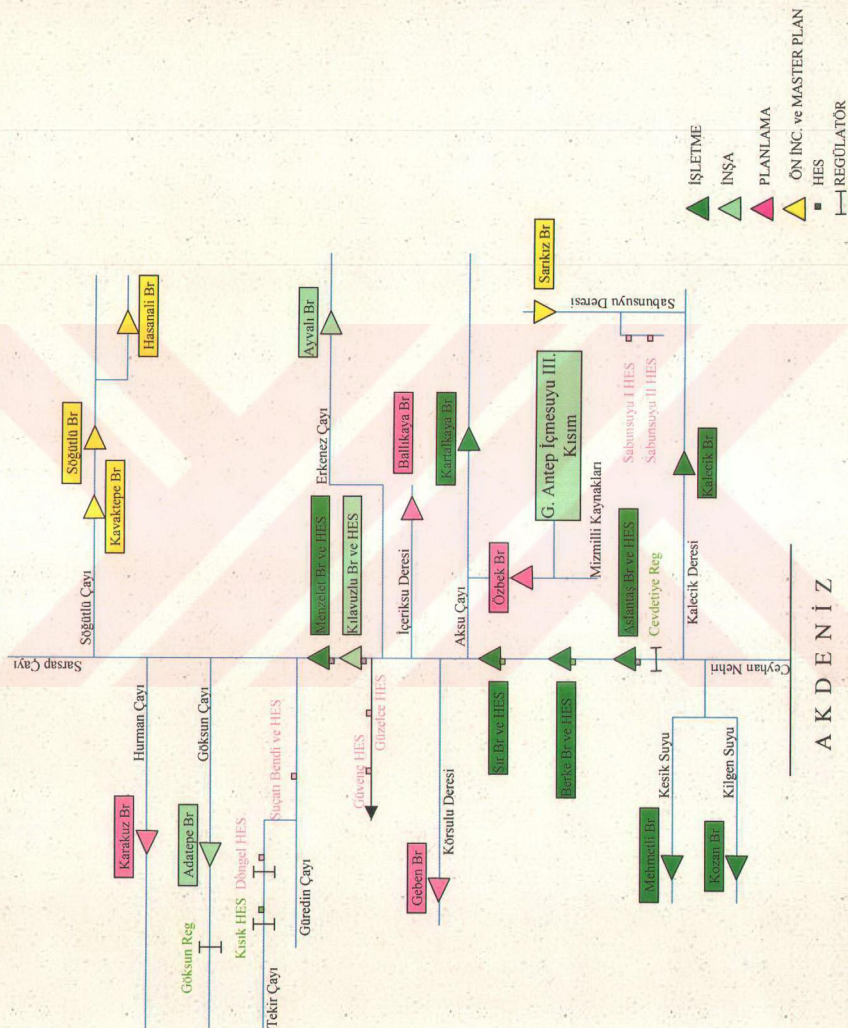


Harita 9.2. Ceyhan Havzasındaki Mevcut Durumu ve Planlanan Projeler (Ekim-2002)

GÖSTERİM



Şekil 9.1 CEYHAN NEHRİ HAVZASINDAKİ BÜYÜKSÜ PROJELERİ



9.2. Ceyhan Nehri Suları

Ceyhan nehri, menbaında Afşin-Elbistan ovası sularını toplamaktadır. Bu ova batıda Göksun çayı, kuzeybatıdan Hurman çayı, kuzeyde Sarsap çayı ve kuzeybatıdan Söğütlü çayı kollarını almaktadır. Göksun çayı kuzeyde Binboğa ve Işık dağları arasından doğmakta, Göksun ilçesi içerisinde güneyden gelen Çınar, Pınar dağından doğan Tokatfere kolunu alarak batıya yönelmekte, diğer yan kollarla birleştikten sonra Elbistan ovasına açılmaktadır. Göksun çayı üzerinde Göksun ilçe mansabında 2006 No'lu Göksun nehri Karaahmet AĞI ile Elbistan ovasına açıldığı yerde 2009 No'lu Göksun Poskoflu AĞI bulunmaktadır. 2006 No'lu istasyonun 47 yıllık gözlenmiş değerlerine göre $302 \text{ hm}^3/\text{yıl}$, 2009 No'lu istasyonun ise 41 yıllık gözlenmiş değerine göre $424 \text{ hm}^3/\text{yıl}$ akım değeri mevcuttur.

Göksun Çayı üzerinde Fındık köyü civarında Adatepe Barajı'nın inşaatı devam etmekte olup, bu baraj ile 44 030 ha alanın sulanması sağlanacaktır.

Hurman çayı kuzeyde Tahtalı dağlarından doğmaktadır. İrili ufaklı bir çok yan kol ile birleştikten sonra Elbistan ovasına açılmaktadır. Hurman çayı üzerinde 1 180 m kotunda 2015 No'lu Hurman suyu Tanır AĞI bulunmaktadır. Gözlenmiş 39 yıllık ortalama akım $259 \text{ hm}^3/\text{yıl}$ olmaktadır. Bu istasyonun menbaında 1979 yılında kesin projesi tamamlanmış Karakuz barajı yer almaktadır.

Söğütlü çayı, kuzeydoğusundaki Nurhak dağından doğmakta, irili ufaklı birçok kol ile birlikte kuzeyden gelen Sarsap suyunu almaktadır. Söğütlü çayı üzerinde 1340 m kotunda 2022 No'lu Söğüt suyu Han AĞI bulunmakta bu istasyon 23 yıllık ortalama gözlenmiş akım değeri $123 \text{ hm}^3/\text{yıl}$ olmaktadır. Söğütlü çayı ve bu çayın yan kolu olan Hasanali deresini de içine alacak şekilde geliştirilen Söğütlü Projesi kapsamında Söğütlü Barajı ve Sulaması, Hasanali Barajı ve Sulaması ve Kavaktepe Barajı ve Sulaması'nın ön inceleme aşamasındaki çalışmaları tamamlanmış olup, planlama aşamasında çalışmalara devam edilmektedir.

Hurman çayı ile Söğütlü çayı birleştikten sonra su Ceyhan nehri adını almaktadır. Bu kesimde 1114 m kotunda 2005 No'lu Ceyhan nehri Akçıl AGİ istasyonunda 34 yıllık ortalama gözlenmiş akım $837 \text{ hm}^3/\text{yıl}$ bulunmuştur.

Ceyhan nehri daha mansapta Menzelet baraj gölüne girmektedir. Ayrıca Menzelet baraj gölüne kuzeybatıdan gelen ve Kayaözü, Tekirsuyu, Hamas ve Kavurma dere sularını alan Süleymanlı çayı karışmaktadır. Menzelet barajı aksının 7 km aşağısında 2001 Ceyhan nehri Kılavuzlu AGİ bulunmaktadır. Bu istasyonun 48 yıllık gözlenmiş akım değerlerine göre yıllık ortalama akım $2666 \text{ hm}^3/\text{yıl}$ olmaktadır. Bu istasyon değerleri Menzelet ve Kılavuzlu barajları boyutlandırılmasında esas alınmıştır.

Kartalkaya barajının üzerinde bulunduğu Aksu nehrinin bu kesimde yıllık ortalama akımı $466 \text{ hm}^3/\text{yıl}$ olarak hesaplanmıştır. Kartalkaya barajı 1972 yılında işletmeye açılmış olup, baraj planlama aşamasında 26 200 ha'lık alanın sulanması ve mansapta bulunan ovaların taşkından korunması amacına yönelik olarak düşünülmüştür. Ancak Gaziantep ili içmesuyu için kaynak araştırılırken en uygun kaynağın Kartalkaya barajı olduğu görülmüş ve bu baraja içmesuyu amacı da ilave edilmiştir.

Sulama ve Kahramanmaraş ilinin 2025 yılına kadar içme, kullanma ve endüstri suyunun teminine yönelik olarak geliştirilen Erkenez çayı üzerinde yer alan Ayvalı barajının 1993 tarihinden bu yana inşaat çalışmalarına devam edilmektedir.

Kılavuzlu barajından çıkan Ceyhan nehri suları Sır baraj gölüne dökülmektedir. Sır barajı ÇEAŞ tarafından inşaatı tamamlanmış ve işletmeye açılmıştır. Sır baraj gölüne Sağlık (Gavur) ovası sularını da alan Aksu çayı karışmaktadır. Sır barajında türbinlenen sular inşaatı tamamlanarak işletmeye geçmiş olan Berke barajı rezervuarına deşarj olmaktadır. Bu barajın suları tünel ile alınarak Berke HES'de türbinlenmekte ve Aslantaş baraj gölüne girmektedir. Aslantaş barajı inşaatı tamamlanarak 1985 yılında

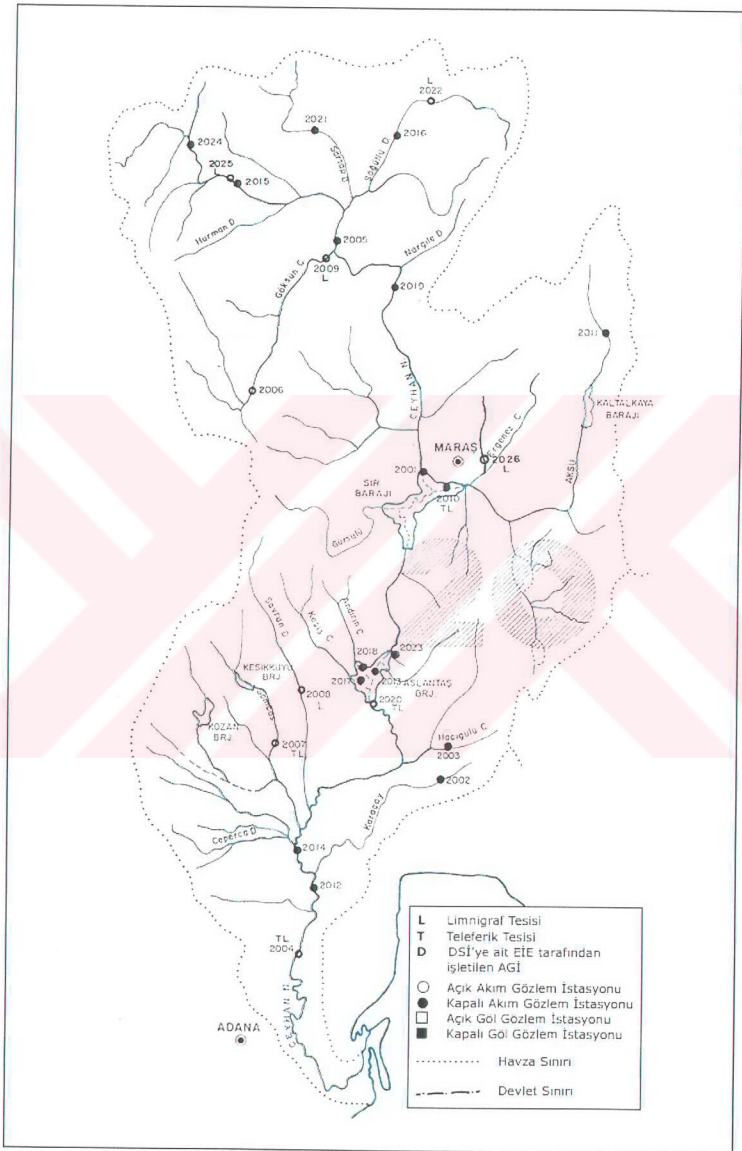
işletmeye açılmış, sulama, enerji ve taşkın koruma amaçları bulunan bir tesistir. Aslantaş barajından bırakılan sular, Ceyhan ovasından ve Kozan ovasından gelen diğer kolları da alarak Yumurtalık ve Karataş ilçeleri arasında denize dökölmektedir(12).

Ceyhan havzasındaki istasyonların 2003 yılı durumu Harita 9.3 ve bu tez çalışmasında kullanılan istasyonların bilgilerini de içeren “Ceyhan Havzası Akarsu Gözlem İstasyonları Genel Bilgileri” Ek-1’de verilmiştir (14).

9.3. HEC-5 Çalışmaları Sonuçları

Ceyhan havzası için HEC-5 Simölasyon Modeli kurulurken sistemdeki bütün barajlar için:

- ✓ Öncelik sırasına göre içmesuyu, sulama ve enerji amaçları gözönünde bulundurulmuştur.
- ✓ İçmesuyu amacı içeren barajlarda, içmesuyu ihtiyacının işletme periyodu içinde eksiksiz karşılanacağı, enerji amacı içeren barajlarda güvenli enerji üretiminde % 5 eksikliğin olacağı ve sulama amaçlı barajlarda ise yıllık sulamaya verilen suyun en az % 95’inin kullanılacağı şeklinde kabullerle işletme çalışmaları yapılmıştır.
- ✓ Sulama amaçlı olarak kullanılan suların % 20’sinin dönüş suyu olarak barajın mansabında bulunan diğer barajın rezervuarına deşarj olduğu kabul edilmiştir. (Kılavuzlu barajından sulama amaçlı olarak bırakılan sular ile sulanan sahalardan drene olan sular Amik havzasındaki Tahtaköprü baraj rezervuarına deşarj olduğu için modelde Kılavuzlu sulamasının dönüş suyu alınmamıştır.)



Harita 9.3. Ceyhan havzasındaki istasyonların 2003 yılı durumu

Modelde kullanılan her bir barajın işletim çalışmasında kullanılacak değerler için o barajın ait olduğu projelerin master plan, ön inceleme veya planlama raporlarından faydalanılmıştır (12,15-23). Aylık bazdaki içmesuyu ihtiyaçları, bitki su ihtiyaçları, hacim-alan değerleri, havzadaki regülatör sulama tüketimleri ve halk sulamalarındaki su tüketimleri ile buharlaşma için raporlarında belirtilen değerler kullanılmış olup, su temini çalışmalarında ise işletme çalışmasının aynı dönemi kapsamı gerektiğinden dolayı raporlarında belirtilen su temini yöntemleri kullanılarak her bir barajın su değerleri ortak işletim periyoduna getirilmiştir. İşletme çalışmalarında kullanılan su değerleri 1973-2000 yıllarını kapsamaktadır. Su değerlerinin aynı işletim periyoduna getirirken DSİ Genel Müdürlüğü Etüd ve Plan Dairesi Başkanlığı tarafından kullanılan “Hakan.exe” adlı korelasyon programı kullanılmıştır. Ceyhan havzasında membadan Aslantaş barajına kadar olan barajların HEC-5 programı için gerekli işletme çalışması data tabloları ve akım data tabloları Ek-2’ de verilmiştir.

1. Çalışma; Bu çalışma kapsamında Aslantaş barajına kadar olan Ceyhan havzasındaki projelerin kendi raporlarındaki faydalar (içmesuyu, sulama alanı, enerji) ile HEC-5 programı kullanılarak yapılan işletme simülasyonu sonuçları karşılaştırılmıştır. Yukarıdaki paragrafta belirtilen öncelikler, kabuller ve değerlere bağlı alınarak kurulan modele yerleştirilen her bir baraj için yapılan işletme çalışmaları girdi dosyası olarak Ceyhan.dat ve çıktı dosyası olarak Ceyhan.out Ek-4 olarak CD’de verilmiştir. Yapılan çalışmanın özet sonucu Tablo 9.17’de gösterilmiştir. Bu tabloda işletme çalışması yapılan barajların projelerinde önerilen içmesuyu için 224 hm³/yıl, sulama için 309 587 ha (net) ve enerji üretimi için 3 125 GWh/yıl değerleri, HEC-5 simülasyon modeli çalışmasında içmesuyu için 224 hm³/yıl, sulama için 303 951 ha (net) ve enerji için 2 372 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Değerler yakın çıkmakla birlikte aradaki farklar işletme çalışması periyodunun barajların projelerinde kullanılan su temin periyodundan farklı olması ve projelerde menba tüketim değerleri hesaplarının farklılığından kaynaklanmaktadır.

Çizelge 9.17. Ceyhan Havzasının HEC-5 simülasyon programı ile modellenmesi (Çalışma I)

Baraj Adı	Projesinde Önerilen				HEC-5 Programı ile Hesaplanan			
	Net Sulama Alanı (ha)	Firm Enerji (GWh/yl)	Toplam Enerji (GWh/yl)	İçmesuyu (hm ³ /yl)	Net Sulama Alanı (ha)	Firm Enerji (GWh/yl)	Toplam Enerji (GWh/yl)	İçmesuyu (hm ³ /yl)
Hasanali barajı	2 787	-	-	-	2 787	-	-	-
Söğütü barajı	6 350	-	-	-	4 950	-	-	-
Kavaktepe barajı	8 833	-	-	-	9 800	-	-	-
Karakuz barajı	16 685	-	-	-	15 230	-	-	-
Adatepe barajı	38 438	-	-	-	38 440	-	-	-
Menzelet barajı	-	267	466	-	-	330	432	-
Kılavuzlu barajı	63 072	7	144	94,61	63 072	0,40	156	94,61
Ayvallı barajı	1 400	-	-	34,10	1 000	-	-	34,10
Balıkkaya barajı	1 067	-	-	-	1 067	-	-	-
Geben barajı	3 530	-	-	-	3 530	-	-	-
Karalkaya barajı	20 000	-	-	94,97	16 650	-	-	94,97
Özbek barajı	2 270	-	-	-	2 270	-	-	-
Sır barajı	-	254	585	-	-	366	469	-
Berke barajı	-	696	1 325	-	-	750	963	-
Aslanlaş barajı	145 155	360	605	-	145 155	233	352	-
TOPLAM	309 587	1 584	3 125	224	303 951	1 679	2 372	224

II. Çalışma: Bu çalışma kapsamında ise Aslantaş barajından İskenderun ilçesi ve diğer beldeler için talep edilen aylık $5,2 \text{ m}^3/\text{s}$ ($164,0 \text{ hm}^3/\text{yıl}$)'lik içmesuyunun Aslantaş barajından karşılanması durumu değerlendirilmiştir. Yapılan çalışmaya göre içmesuyu ve sulama ihtiyaçları Aslantaş barajından karşılandığı takdirde barajdan üretilcek güvenilir enerji $232,8 \text{ GWh/yıl}$ değerinden 144 GWh/yıl değerine düşmektedir. Bu çalışmanın girdi ve çıktı dosyaları Aslan.dat ve Aslan.out olarak ekteki CD'de verilmiştir.

III. Çalışma: Bu çalışma kapsamında ise Söğütlü çayı üzerinde yer alan ve ön inceleme aşamasında çalışmaları tamamlanmış olan Kavaktepe barajının planlama aşamasında düşme ihtimali gözönüne alınarak mansaptaki projelere ne şekilde etki edeceği incelenmiştir. Kavaktepe barajının olmaması durumunda Ceyhan nehri ana kolu üzerinde bulunan sırasıyla Menzelet, Kılavuzlu, Sır, Berke ve Aslantaş barajlarının güvenilir enerjisinde toplam olarak $67,4 \text{ GWh/yıl}$ ve yıllık toplam enerjilerinde $67,1 \text{ GWh/yıl}$ enerji artışı olduğu hesaplanmıştır. İşletme çalışmasının girdi ve çıktı dosyaları Kavak.dat ve Kavak.out olarak ekteki CD'de verilmiştir. Sözü edilen herbir barajdaki enerji artışları Çizelge 9.18'de gösterilmiştir.

Çizelge 9.18. Kavaktepe barajının yapılmaması durumunun incelenmesi (Çalışma III)

Baraj Adı	KAVAKTEPE BRJ'NİN OLMASI DURUMUNDA			KAVAKTEPE BRJ'NİN OLMAMASI DURUMUNDA			ENERJİ ARTIŞI	
	Firm Enerji (GWh/yıl)	Toplam Enerji (GWh/yıl)	Firm Enerji (GWh/yıl)	Firm Enerji (GWh/yıl)	Toplam Enerji (GWh/yıl)	Firm Enerji (GWh/yıl)	Toplam Enerji (GWh/yıl)	
Menzelet barajı	330,0	431,8	342,0	440,1	12,0	8,3		
Kılavuzlu barajı	0,4	156,1	0,6	163,1	0,2	7,0		
Sır barajı	366,0	469,2	378,0	484,2	12,0	15,0		
Berke barajı	750,0	963,2	774,0	990,7	24,0	27,5		
Aslantaş barajı	232,8	352,0	252,0	361,3	19,2	9,3		
TOPLAM	1 679	2 372	1 747	2 439	67,4	67,1		

10. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasının amacı, HEC-5 simülasyon programının kullanılarak Ceyhan havzası çok amaçlı çoklu baraj sistemi modelinin hazırlanmasıdır. Bu model çalışması ile havzadaki tesislerin yapılacak işletme çalışmaları ile birbirlerine olan etkilerinin görülmesi, bunlar üzerinde alternatif çalışmalar yapılarak havza su potansiyelinin en verimli şekilde kullanılması mümkün olabilecektir.

İlk olarak DSİ Genel Müdürlüğü tarafından enerji amaçlı barajların işletme çalışmasında kullanılan HUS9.exe programı ile HEC-5 programının optimizasyon özelliği kullanılarak Ceyhan havzasında bulunan Menzelet barajına ait güvenilir (firm) enerji optimizasyonu karşılaştırılması yapılmıştır. HUS9 programı ile (% 5 alansal açıklık ile) 367,05 GWh/yıl güvenilir enerji ve 449,68 GWh/yıl ortalama toplam enerji üretileceği ve aynı değerler kullanılarak HEC-5 programı ile 342,59 GWh/yıl güvenilir enerji ve 447,00 GWh/yıl ortalama toplam enerjinin üretileceği hesaplanmıştır. Sonuçlar yakın çıkmakla birlikte aradaki farklar kullanılan birimlerin farklılığı ve her bir programın kendi iterasyon hata payından kaynaklanmaktadır.

İkinci olarak Ceyhan havzasındaki projelerin tam gelişme durumunda bu projeler kapsamındaki barajlar kullanılarak Aslantaş barajına kadar bir model oluşturulmuş ve bu model sayesinde her bir barajın sağlayacağı faydalar hesaplanmış ve bu değerler projelerin daha önceki çalışmalarda (5,10-17) bulunan su kullanım değerleri ile karşılaştırılmıştır. Buna göre Ceyhan havzasının Aslantaş barajına kadar olan projelerinin tam gelişmesinde durumunda projelerinde öngörülen içmesuyu için 224 hm³/yıl, sulama için 309 951 ha (net) ve enerji üretimi için 3 125 GWh/yıl değerleri, HEC-5 simülasyon modeli çalışmasında içmesuyu için 224 hm³/yıl, sulama için 303 951 ha (net) ve enerji üretimi için 2 372 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır.

Ayrıca, bu çalışma sonucunda Aslantaş barajının içmesuyu, sulama ve enerji potansiyeli belirlenmiştir. Bunun sonucu olarak Aslantaş barajından İskenderun ilçesi ve diğer beldeler için talep edilen aylık $5,2 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik içmesuyu talebinin değerlendirme çalışması yapılmıştır. Buna göre içmesuyu ve sulamanın Aslantaş barajından karşılanması durumunda barajdan üretilecek güvenilir enerji $232,8 \text{ GWh/yıl}$ değerinden 144 GWh/yıl değerine düşmektedir. İçmesuyu talebinin Aslantaş barajından karşılanması seçeneği içmesuyu temininin diğer kaynaklardan sağlanması alternatifleri ile ekonomik yönden karşılaştırılarak ve Aslantaş barajının güvenilir (firm) enerji kaybı da göz önünde bulundurularak değerlendirilmelidir.

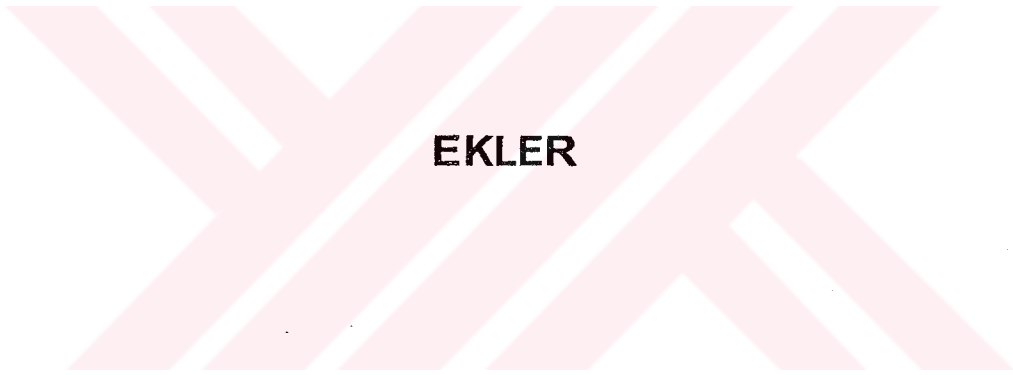
Son olarak ön inceleme aşamasında çalışmaları tamamlanmış olan Kavaktepe barajının planlama aşamasında düşmesi durumunun incelenmesi yapılmıştır. Bu çalışmada Kavaktepe barajının olmaması durumunda Ceyhan nehri ana kolu üzerinde bulunan sırasıyla Menzelet, Kılavuzlu, Sır, Berke ve Aslantaş barajlarının güvenilir enerjisinde toplam olarak $67,4 \text{ GWh/yıl}$ ve yıllık toplam enerjilerinde $67,1 \text{ GWh/yıl}$ enerji artışı olacağı hesaplanmıştır.

Yukarıda bahsedilen çalışmalar, projelerdeki baraj karakteristiklerinin HEC-5 simülasyon programı kullanılarak modele yerleştirilmesi ile gerçekleştirilmiştir. Bu model bir kez oluşturulduğunda havzadaki alternatif çalışmalar kolaylıkla yapılabilecektir. Bu yüzden Türkiye havzalarında bulunan projelerin menba-mansap ilişkilerinin daha sağlıklı bir şekilde kurulabilmesi için HEC-5 veya benzeri simülasyon programlarının kullanılması ayrıca havza bazında işletme çalışmalarına yönelik kurulacak bir veri tabanı gerek hidrolojik yönden gerekse havzadaki projelerin gelişim planlarının daha sağlıklı olarak yapılmasını sağlayacaktır.

KAYNAKLAR

1. Yanmaz, A. M., "Applied Water Resources Engineering", **METU**, Ankara, 11, (2001).
2. Adak, F., Öztekin, S., "Depolama Tesislerinde Kapasite Tayini ve İşletme Çalışmaları Teknik Rehber 01.04-2", **Uluslararası Büyük Barajlar Komisyonu Türk Milli Komitesi**, Ankara, 5-8, 14, 50-54, 57, 95-97, (1977).
3. Çultu, L., "Barajlarda Su Temini Hesapları", Planlama Semineri, **DSİ**, Adana, 1, 6-7, (1992).
4. Özçirpıcı, N., "Su ve Toprak Kaynaklarının Geliştirilmesi Projelerinin Hazırlanmasında Hidrolojik Doneler", Su ve Toprak Kaynakları Geliştirme Projeleri Planlama Semineri, **DSİ**, Ankara, 1-3, (1986).
5. Kızılkaya, T., "Sulama ve Drenaj 2. Basım", **DSİ**, 14-15, (1988).
6. Değirmenci, İ., "Su ve Toprak Kaynakları Planlaması", **Yeniçağ Basım**, Ankara, 27,33-36, (1990).
7. Akkaya, C., Tanrıverdi, M., "Sulama Amaçlı Barajların Tam ve Kısıntılı Koşullarda İşletme Çalışmaları", Planlama Semineri, **DSİ**, Adana, 20-21, (1992).
8. Pekçaglıyan, M. D., "Hidroelektrik Santrallerin Optimum Kurulu Güç Seçimi ve Ekonomik Değerlendirmesi", Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü Bülteni, **EİE**, Ankara, 6,10-11, (2001).
9. "Bir Akarsu Üzerindeki Bir Seri Hidroelektrik Tesisin Optimal Boyutlandırma ve İşletmesi", Marmara Bilimsel ve Endüstriyel Araştırma Enstitüsü Yöneylem Araştırma Bölümü, **Tübitak**, 36-39, (1982).
10. Eichert, B. S., "Eichert Engineering Version of HEC-5 Simulation of Flood Control and Conservation Systems", **U.S. Army Corps of Engineering Hydrologic Engineering Center**, (1997).
11. Doğan, C., "HEC-5 Taşkın Kontrol ve Koruma Sistemleri Simülasyonu ve Örnek Uygulama", Bitirme Projesi, **Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Ankara, 6-8, 14, (1998).
12. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Orta Ceyhan Havzası Menzelet Projesi Planlama Revizyon Raporu", **DSİ**, Kahramanmaraş, 3, 1-3, 10, (2000).
13. "DSİ Ajandası 2003", **DSİ**, Ankara, (2003).

14. "Ceyhan Havzası Su Akımları Yıllığı Kitabında Su Akım Değerleri Yayınlanan Akarsu Gözlem İstasyonları", <http://www.eie.gov.tr/turkce/hidroloji/degerlendirme/Tablo 20.xls>, (2003).
15. "Ceyhan-Berke Projesi Berke Barajı ve Hidroelektrik Santralı Yapılabilirlik Raporu", Çukurova Elektrik A.Ş., IV9-IV14, (1989).
16. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Adatepe Barajı Sulama Tüneli Mansabına HES Tesis Edilmesine İlişkin Ön Rapor", **DSİ**, Kahramanmaraş, 4, (2001).
17. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Ayvalı Projesi Kahramanmaraş Şehri İçme Kullanma ve Endüstri Suyu Temini Yusufçacı Sulaması Planlama Revizyon Raporu", **DSİ**, Kahramanmaraş, III.1-III.9, (1989).
18. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Gaziantep-İslahiye Ballıkaya Barajı ve Sulaması Planlama Raporu", **DSİ**, Kahramanmaraş, 3.1-3.4, (1990).
19. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Kahramanmaraş-Andırın Geben Barajı ve Sulaması Planlama Raporu", **DSİ**, Kahramanmaraş, 3.1-3.4, (1998).
20. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Kahramanmaraş-Elbistan Söğütlü Projesi Söğütlü-Hasanali-Kavaktepe Barajları ve Sulamasına Ait Ön İnceleme Raporu", **DSİ**, Kahramanmaraş, III-2-III-4, (1988).
21. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Özbek Barajı ve Sulama Projesi Planlama Raporu", **DSİ**, Kahramanmaraş, 3.1-3.10, (2000).
22. "DSİ XX. Bölge Müdürlüğü Yukarı Ceyhan Havzası Karakuz Projesi Elbistan-Afşin Ovaları Sulama Planlama Raporu", **DSİ**, Kahramanmaraş, III.2-III.4, (1985).
23. "Feasibility Study on Adatepe Irrigation Project", **JICA (Japan International Cooperation Agency)**, III-16, (1990).



Ek-1

20 - CEYHAN HAVZASI
AKARSU ÇÖZLEM İSTASYONLARI GENEL BİLGİLERİ (01 Ocak 2003)

BİL NO	AGI NO	SU VE İSTASYON ADI	AÇTAR.	KAP.TAR.	ALAN (Km ²)	KOT (m)	LİM	TEL	EŞEL	SÜK.	PAFTA 1/25.000	PAFTA 1/25.000	COĞ. KOORDİNAT	AÇIKLAMA
0	2001	CEYHAN N.-KILAVUZLU	11.03.1940	05.04.1991	8484.0	450	K-ST			KL	N37-4	N37-4	38 47 54D-37 37 15K	23.6.1981 tarihinde eşel 30 cm indirildi. 22.9.1989 tarihinde eşel 1 m ilave edildi. 5.4.1991 tarihinde Sir Barajı Gölü sahası içinde kaldırılmış kapalıdır.
0	2002	KARAÇAY-OSMANIYE	28.05.1948	09.11.1951	121.6	250					N37-4	N36-4	38 17 21D-37 02 53K	
0	2003	HACIOĞLU D.-OSMANIYE	29.05.1948	09.11.1951	97.8	300					N37-4	N36-4	38 20 50D-37 05 57K	
6	2004	CEYHAN N.-MİSİS	28.08.1970		20466.0	15	K-ST	T		S	N38-16	C05-42	35 38 01D-38 57 26K	AGI 05.07.1952'de Adana DSI den devralınmıştır. 5.8.1952 ile 30.6.1960 tarihleri arası Seyhan ve Akın ölçümleri yapılmıştır. değerlendirilmiştir. yapımından itibaren 1970 yılı için yapılmamıştır. 28.8.1970 tarihinde köprüün 500 m manasına yeniden açıldı. 1970 yılı için yapılmamıştır. 42.19.4 km ² Taktiki tekni 1114 m dir. İstasyon 5 km manasına alındı. 12.7.1991'de kapatıldı.
0	2005	CEYHAN N.-KABAĞAÇ(AKÇİL)	13.12.1952	12.07.1991	4216.6	1115				S	N37-5	L38-51	37 01 35D-38 10 22K	1.10.1978 tarihinde İstasyon 300 m manasına alındı. Ağırıklı eşel kaldırıldı.
11	2006	GÖKSUN-KARAAHMET	13.12.1952		739.2	1324			AE	S	N37-5	L37-44	38 33 46D-38 01 26K	14.10.1950'de eşel 30 cm indirildi. 27.9.1967 tarihinde AGI'de iminifral gelismeye başlandı.
6	2007	SONBAZ Ç.-ÇUKURKÖPRÜ	04.08.1953		623.0	35	B-E	T			N38-12	N35-63	36 55 02D-37 20 22K	300 m manasına alındı. 24.11.1970'de eşel 50 cm indirildi. 10.7.1979'da eşel 50 m köprüye ağırıklı eşel olarak alındı. DSI devir. 21.7.1997'de AGI 150 m manasına yönlendirildi. Eski yerin Koor. 38 05 58D - 37 22 23K. Kot 75 Y Alanı: 444Km ² dir.
6	2008	SAVRUN D.-KADIRLI KÖP.	01.10.1968		444.0	75	B-ST			S	N37-9	N36-44	36 05 35D-37 22 20K	
11	2009	GÖKSUN N.-POSKOFLU KÖP.	10.08.1953		1387.2	1040	B-ST				N37-5	N38-41	37 00 44D-37 08 54K	21.08.1991'de 50 m manasına alındı.
0	2010	AKSU-KÜRTLERAVSARI	15.08.1953	18.02.1991	3498.8	414	B-ST	T			N37-9	M37-4	38 47 30D-37 34 28K	Eşeller 50 m manasına alındı. 10.7.1970'de 20 m manasına alındı. 12.1987'de eşel 100 cm ilave edildi. 16.2.1991 tarihinde Sir Barajı Gölü sahasına girilmiştir kapatıldı.
0	2011	AKSU-KÜÇÜKÖREN	18.08.1953	13.10.1972	648.0	840					N37-9	M38-42	37 20 53D-37 38 13K	16.7.1969 tarihinde yeniden açıldı. 30 m manasına alındı.
0	2012	CEYHAN N.-CEYHAN KÖP.	02.09.1953	01.11.1970	18727.2	18					N38-12	N35-4	35 48 41D-37 01 55K	1.10.1980'de 3-4 km manasına karayolu köprüsüne alındı.
0	2013	CEYHAN N.-ÇERÇİÖĞLU	13.10.1955	01.05.1965	13840.0	100					N37-9	N36-44	36 17 30D-37 20 37K	
0	2014	CEYHAN N.-İNCEYER	16.10.1953	08.07.1956	18420.8	35					N38-12	N35-61	35 51 11D-37 10 53K	
0	2015	HURMAN S.-TANIR	28.03.1956	01.10.1965	915.2	1180			S		N37-5	L37-62	38 55 14D-38 25 21K	01.10.1965 tarihinde AGI'nu 175 m manasına alındı. Yeni İstasyon No: 2025 dir.
0	2016	SOĞUTLU S.-TÜRKVEREN	28.03.1959	01.10.1972	692.8	1215					N37-5	L38-63	37 22 22D-38 16 28K	8 km manasına Ambarcık Köyüne alındı (1.8.1989). Yeni İmli Ambarcık oldu
0	2017	KEŞİŞ S.-DARILIK	01.08.1958	21.05.1965	546.4	104					N37-9	N36-44	36 18 28D-37 20 22K	
0	2018	ANDIRIN S.-YILDIZKÖY	01.08.1958	31.05.1965	245.2	103					N37-9	N36-44	36 17 15D-37 20 56K	
0	2018	CEYHAN N.-KANDİL	12.08.1960	31.07.1969	8248.0	1030					N37-5	L38-44	37 08 53D-38 00 47K	
6	2020	CEYHAN N.-ASLANTAŞ	01.12.1964		14708.4	90	B-E	T		KL	N37-9	N36-54	38 16 39D-37 15 51K	14.7.1982'de eşel 1 m ilave edildi. Değerler müldehaletir. 9.12.1983'de Baraj su tutmaya başlamıştır.
0	2021	SARBAF D.-GÜVERCİNLİK	22.02.1969	01.06.1975	402.0	1279					N37-5	L38-42	37 11 43D-38 22 55K	D.S.I den devir. 500 m manasına alındı.
11	2022	SOĞUTLU S.-HANKÖY	01.10.1972		428.0	1349	B-ST				N37-9	L38-41	37 32 08D-38 15 28K	
0	2023	KAPLICA S.-HARUNTE KÖP.	01.01.1978	30.04.1980	0.0	450					N37-9	N36-53	38 24 08D-37 21 04K	
0	2024	HURMAN S.-KARAKUZ	08.08.1977	20.04.1981	434.0	1555					N37-5	K37-63	36 54 28D-38 34 23K	
11	2025	HURMAN SUYU - GÖZLER ÜSTÜ	01.10.1965		914.7	1222	B-ST				N37-5	L37-62	36 55 13D-38 25 20K	01.10.1965'de eski 2015'nin AGI'nu 175 m manasına alındı. Yeni İstasyon No: 2025 oldu.
0	2026	PEYİRDERE S. - PEYİRDERE	09.12.1998	30.10.2001	25.6	760	B-E			S	M38-44		37 05 11D-37 35 10K	Köy Hısmaları ile ortak kullanılmaktadır.

TOPLAM AGI SAYISI: 26
KAPALI AGI SAYISI: 19
AÇIK AGI SAYISI: 6

Çizelge 9.2a Söğütliü barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı		158 km ²													Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	Brüt	7274 ha													1	1457	0
	Net	6350 ha													2	1460	0,1
Rezervuar İşletme Kolları	Maksimum Su Seviyesi	1507 m													3	1466	0,29
	Normal Su Seviyesi	1507 m													4	1470	0,42
	Minimum Su Seviyesi	1466 m													5	1480	1,53
Barajın Amacı	S	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NISAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	6	1490	2,22	31,18
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	1500	3,15	58,03
	Mansaptan (m ³ /ha)	4,96	-	-	-	-	-	-	227,39	1566,06	2496,81	2224,88	419,51	1507	3,61	81,24	
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	1510	3,8	92,78
	Mansaptan (hm ³ /ay)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	1520	4,49	134,21
Buharlaşıma (mm)		63,1	-	-	-	-	-	23,2	70,6	159,6	223,7	215,2	148,5	11	1530	5,32	183,24
Kurulu güç (MW)	-													12	1540	6,44	242,03
Brüt Düşü (m)	-													13			
Güvenilir Enerji (GW/h/yıl)	-													14			
Sekonder Enerji (GW/h/yıl)	-													15			
Toplam Enerji (GW/h/yıl)	-													16			
Kuyruksuyu Kotu (m)	-													17			

Çizelge 9.3a Kavaktepe barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı	653 km ²	No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	10118 ha	1	1278	0	0
Net	8833 ha	2	1280	0,06	0,06
Maksimum Su Seviyesi	- m	3	1290	0,25	1,63
Normal Su Seviyesi	1331,5 m	4	1294	0,35	3,00
Minimum Su Seviyesi	1294 m	5	1300	0,51	5,41
Barajın Amacı	S	6	1310	1,40	14,94
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha)	7	1320	1,96	31,75
İçmesuyu İhtiyacı	Mansaptan (m ³ /ha)	8	1330	2,66	54,84
	Rezervuardan (hm ³ /ay)	9	1331,5	2,79	59,47
	Mansaptan (hm ³ /ay)	10	1340	3,82	86,03
Buharlaşma (mm)	27,2	11	1350	4,64	127,13
Kurulu güç (MW)	-	12	1370	6,46	238,13
Brüt Düşü (m)	-	13			
Güvenilir Enerji (GWh/yıl)	-	14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)	-	15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)	-	16			
Kuyruksuyu Kotu (m)	-	17			

Tablo 9.4a Karakuz barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı		437 km ²													No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	Brüt	19722 ha													1	1553	0	0
	Net	16685 ha													2	1560	0,09	1,00
Rezervuar İşletme Kotları	Maksimum Su Seviyesi	1606,5 m													3	1570	0,24	3,00
	Normal Su Seviyesi	1606,5 m													4	1576	0,58	5,10
	Minimum Su Seviyesi	1576 m													5	1580	0,80	9,00
Barajın Anacı	S		EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NISAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	6	1590	1,38	20,00
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	1600	2,42	40,00
	Manşaptan (hm ³ /ay)	38,08	-	-	-	-	-	-	-	351,39	1607,78	2107,21	1916,34	526,89	8	1606,5	3,18	58,10
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	1610	3,60	70,00
	Manşaptan (hm ³ /ay)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	1612,5	4,00	80,00
Buharlaştırma (mm)		58,1	-	-	-	-	-	-	25	81,3	144,3	216,4	213,9	122,4	11	1605	4,30	87,00
Kurulu güç (MW)															12			
Brüt Düşü (m)															13			
Güvenilir Enerji (GWh/yıl)															14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)															15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)															16			
Kuyruksuyu Kotu (m)															17			

Çizelge 9.5a Adatepe barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı	739,2 km ²	No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	Brüt Net	1 2	1230 1240	0 0,50	0 6,00
Rezervuar İşletme Kolları	Maksimum Su Seviyesi Normal Su Seviyesi Minimum Su Seviyesi	3 4 5	1250 1262 1270,5	1,40 2,60 4,30	16,00 44,00 76,70
Barajın Amacı	S	6	1272	4,40	82,00
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha) Mansaptan (m ³ /ha)	7 8	1282 1292	6,70 10,00	140,00 224,00
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay) Mansaptan (hm ³ /ay)	9 10	1302 1311	13,80 18,50	340,00 524,00
Buharlaştırma (mm)	93,3	11	1312	19,00	525,00
Kurulu güç (MW)	6,0	12			
Brüt Düşü (m)		13			
Firm Enerji (GWh/yıl)		14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)		15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)		16			
Kurulsuyu Kotu (m)		17			

Çizelge 9.6a Menzelet barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı		8430 km ²	No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	Brüt	- ha	1	478	0	0
	Net	- ha	2	550	14,40	360,00
Rezervuar İşletme Kotları	Maksimum Su Seviyesi	609 m	3	560,2	18,50	532,60
	Normal Su Seviyesi	609 m	4	570	22,00	710,00
	Minimum Su Seviyesi	560,2 m	5	580	26,20	950,00
Barajın Amacı	E	EKİM	6	600	36,00	1560,00
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha)	-	7	609,4	41,60	1950,00
	Mansaptan (m ³ /ha)	-	8	610	42,00	1980,00
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)	-	9			
	Mansaptan (hm ³ /ay)	-	10			
Buharlaştırma (mm)		34,7	11			
Kurulu güç (MW)	124		12			
Brüt Düşü (m)	125,9		13			
Firm Enerji (GWh/yıl)	267		14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)	199		15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)	466		16			
Kuyruksuyu Kotu (m)	483,5		17			

Çizelge 9.7a Kılavuzlu barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı		8486	km ²													No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)			
Sulama Alanı	Brüt	72247	ha													1	433	0	0			
	Net	63072	ha													2	440	0,35	1,20			
Rezervuar İşletme Kolları	Maksimum Su Seviyesi	485,5	m													3	450	0,87	7,27			
	Normal Su Seviyesi	485,5	m													4	460	1,51	19,16			
	Minimum Su Seviyesi	483,5	m													5	470	2,07	37,02			
Barajın Amacı	S+E+I		KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	6	480	2,42	59,42					
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	483,5	2,90	69,00					
	Mansaplan (m ³ /ha)	41,2	-	-	-	-	-	59,6	292,6	1613,6	2497,0	2248,6	917,3	8	484,5	3,00	72,00					
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	485,5	3,12	74,00					
	Mansaplan (hm ³ /ay)	8,04	7,78	8,04	7,26	8,04	7,78	8,04	7,78	8,04	8,04	8,04	7,78	10								
Buharlaşma (mm)		34,7	-	-	-	-	-	-	93,4	183,7	254,9	232,8	150,8	11								
Kurulu güç (MW)	54																		12			
Brüt Düşü (m)	52,5																		13			
Firm Enerji (GWh/yıl)	7																		14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)	137																		15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)	144																		16			
Kuyruksuyu Kotu (m)	433																		17			

Çizelge 9.8a Ayvalı barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı	104 km ²	No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Brüt	1 680 ha	1	766	0	0
Net	1 400 ha	2	770	0,09	0,09
Maksimum Su Seviyesi	839,4 m	3	780	0,29	1,96
Normal Su Seviyesi	837,0 m	4	786	0,46	4,00
Minimum Su Seviyesi	786,0 m	5	790	0,57	6,24
Barajın Amacı	S+I	6	800	0,86	13,40
Rezervuardan (m ³ /ha)	-	7	810	1,23	23,87
Mansaptan (m ³ /ha)	104,9	8	820	14,91	38,78
Rezervuardan (hm ³ /ay)	-	9	830	2,31	59,06
Mansaptan (hm ³ /ay)	2,72	10	837	2,76	80,00
Buharlaştırma (mm)	36,3	11	840	2,91	85,12
Kurulu güç (MW)	-	12	850	3,54	117,37
Brüt Düşü (m)	-	13	860	4,26	156,40
Firm Enerji (GWh/yıl)	-	14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)	-	15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)	-	16			
Kuyruk suyu Kolu (m)	-	17			

Çizelge 9.9a Ballıkaya barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı		73 km ²	No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	Brüt	1 123 ha	1	678	0	0
	Net	1 067 ha	2	690	0,050	0,21
Rezervuar İşletme Kotları	Maksimum Su Seviyesi	752,5 m	3	702	0,16	1,50
	Normal Su Seviyesi	750,0 m	4	710	0,26	3,06
	Minimum Su Seviyesi	702,0 m	5	720	0,41	6,33
Barajın Amacı	S		6	730	0,64	11,49
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha)		7	740	0,87	19,00
	Mansaplan (m ³ /ha)	124,04	8	750	1,23	29,60
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)		9	752,5	1,43	32,80
	Mansaplan (hm ³ /ay)		10	760	1,74	44,75
Buharlaştırma (mm)		53	11			
Kurulu güç (MW)	-		12			
Brüt Düşü (m)	-		13			
Firm Enerji (GWh/yıl)	-		14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)	-		15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)	-		16			
Kuyruksuyu Kotu (m)	-		17			

Çizelge 9.10a Geben barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı		48 km ²													No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	Brüt	4 044 ha													1	1287	0	0
	Net	3 530 ha													2	1290	0,03	0,04
Rezervuar İşletme Kotları	Maksimum Su Seviyesi	1319,8 m													3	1295	0,22	0,64
	Normal Su Seviyesi	1318,0 m													4	1298,4	0,39	1,50
	Minimum Su Seviyesi	1298,4 m													5	1300	0,45	2,31
	S		EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	6	1305	0,69	5,18
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	1310	0,96	9,31
	Mansaptan (m ³ /ha)	0	0	0	0	0	0	0	67,57	835,64	2291,17	2359,58	503,39	-	8	1315	1,22	14,74
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	1318	1,43	18,20
	Mansaptan (hm ³ /ay)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	1320	1,46	21,42
Buharlaştırma (mm)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	113,5	207,1	196,4	125,6	11			
Kurulu güç (MW)	-														12			
Brüt Düşü (m)	-														13			
Firm Enerji (GWh/yıl)	-														14			
Sekonder Enerji (GWh/yıl)	-														15			
Toplam Enerji (GWh/yıl)	-														16			
Kuyruksuyu Kotu (m)	-														17			

Çizelge 9.11a Kartalkaya barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı		1130 km ²	No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)
Sulama Alanı	Brüt	22 810 ha	1	666	0	0
	Net	20 000 ha	2	685	0.40	0.21
Rezervuar İşletme Kotları	Maksimum Su Seviyesi	718,0 m	3	690	1.87	7.03
	Normal Su Seviyesi	718,0 m	4	695	2.83	18.60
	Minimum Su Seviyesi	685,0 m	5	700	4.27	36,10
Barajın Amacı	S+I	EKİM	6	705	6,15	62,30
Sulama Suyu İhtiyacı	Rezervuardan (m ³ /ha)	-	7	710	7,96	97,60
	Mansaptan (m ³ /ha)	156,03	8	715	9,95	142,00
İçmesuyu İhtiyacı	Rezervuardan (hm ³ /ay)	-	9	718	11,40	174,00
	Mansaptan (hm ³ /ay)	8,04	10	720	13,04	203,00
Buharlaştırma (mm)	-	34,7	11	-	-	-
Kurulu güç (MW)	-	-	12	-	-	-
Brüt Düşü (m)	-	-	13	-	-	-
Firm Enerji (GWh/yıl)	-	-	14	-	-	-
Sekonder Enerji (GWh/yıl)	-	-	15	-	-	-
Toplam Enerji (GWh/yıl)	-	-	16	-	-	-
Kuyruksuyu Kotu (m)	-	-	17	-	-	-

Çizelge 9.12a Özbek barajı işletme çalışması data tablosu

Drenaj Alanı	18,84 km ²													No	Kot (m)	Alan (km ²)	Hacim (hm ³)						
Sulama Alanı	Brüt	2 600 ha	Maksimum Su Seviyesi	528,0 m	Normal Su Seviyesi	527,0 m	Minimum Su Seviyesi	509,0 m	S	Reservuardan (m ³ /ha)	Mansaptan (m ³ /ha)	İçmesuyu İhtiyacı	Buharlaştırma (mm)	KURULU GÜCÜ (MW)	BRÜT DÜŞÜ (m)	FİRM ENERJİ (GWh/yıl)	SEKONDER ENERJİ (GWh/yıl)	TOPLAM ENERJİ (GWh/yıl)	KUYRUKSUYU KOTU (m)				
	Net	2 270 ha																		1	503	0	0
Rezervuar İşletme Kolları																				2	505	0,06	0,06
																				3	509	0,32	2,00
																				4	510	0,38	1,17
Barajın Amacı			5	515	0,68	3,82																	
			6	520	0,97	7,94																	
			7	525	1,28	13,55																	
Sulama Suyu İhtiyacı			8	527	1,38	16,00																	
			9	528	1,48	17,61																	
			10	530	1,63	20,82																	
İçmesuyu İhtiyacı			11	535	2,03	29,97																	
			12																				
			13																				
Buharlaştırma (mm)			14																				
			15																				
			16																				
Kurulu güç (MW)			17																				
Brüt Düşü (m)																							
Firm Enerji (GWh/yıl)																							
Sekonder Enerji (GWh/yıl)																							
Toplam Enerji (GWh/yıl)																							
Kuyruksuyu Kotu (m)																							

Ek-3 DSI TARAFINDAN ENERJİ İŞLETME ÇALIŞMALARINDA KULLANILAN HUS9 PROGRAMININ DATA GİRİŞ FORMATI

1. Kart: Projenin adı
(18A4)

2. Kart: 1. Barajın adı, 2. Barajın adı, 3. Barajın adı,.....
(3A4, 3A4, 3A4,.....)

3. Kart: BSAY, SB, BB, STY, 30.89, 21.40
(I2, I2, I2, I2, F6.2, F6.2)

BSAY : Baraj sayısı

SB : Sabit =1

BB : İşletme çalışmasına kaçınıcı barajdan başlanacağı

STY : Yıl sayısı

30.89 : Firm enerji fiyatı (\$/kWh)

21.40 : Sekonder enerji fiyatı (\$/kWh)

4. Kart: STY, YHS, KYB, EIY, MAXH, FEEY, CF
(4I2, F6.2, F4.2, I2)

STY : Su temini yıl sayısı

YHS : Yükseklik-hacim sayısı

KYB : Kaçınıcı yıldan işletmeye başlanacağı

EIY : En son işletme yılı

MAXH: İşletmeye başlayacağı rezervuar hacmi (10^6 m^3)

FEEY : Firm enerjideki eksiklik (DSI projelerinde genellikle %5 alınır)

CF : Çıktı kontrolü 00 ise özet çıktı

98 ise tam çıktı alınır.

5. Kart: AKIMLAR, YIL
(12F6.2, 2X, I4)

6. Kart: RSU
(12F6.2)

RSU : Rezervuardan verilen sulama suyu ihtiyacı (10^6 m^3)
(enerjisi alınmayan su)

7. Kart: MSU
(12F6.2)

MSU : Mansaptan verilen sulama suyu ihtiyacı (10^6 m^3)
(enerjisi alınan su)

8. Kart: YUK
(12F6.2)

YUK : Kuyruk suyu kotuna göre yükseklikler (m)

9. Kart: HAC
(12F6.2)

HAC : Hacimler (10^6 m^3)

10. Kart: ALAN
(12F6.2)

ALAN : Alanlar (km^2)

11. Kart: BUA

(12F6.2)

BUA : Aylık buharlaşma değerleri (mm/ay)

12. Kart: MAXV, MINV, KSK, KG, YK, 0.0, 10, 2, MHK, TR, T, A

(Serbest format)

MAXV : İşletme çalışması başlangıcındaki hacim (10^6 m^3)MINV : Minimum hacim (10^6 m^3)

KSK : Kuyruk suyu kotu (m)

KG : Kurulu güç (MW)

YK : MAXV'e karşılık gelen yükseklik (m) (NSKKSK)

MHK : Minimum hacme karşılık gelen yükseklik (m) (MSK-KSK)

TR : 0.815

T : tünel yoksa 0

tünel varsa 1

A : başka alternatif yoksa 98

başka alternatif varsa 99

13. Kart:(Bu kart tünel varsa yazılır) TC, TB, MK

(Serbest format)

TC : Tünel çapı (m)

TB : Tünel boyu (m)

MK : Manning katsayısı

ÖZGEÇMİŞ

1976 Malatya doğumlu olan Ufuk AKBULUT ilkokulu Ankara Aydınlikevler İlkokulu'nda, orta öğretimini Ankara Mehmet Akif Ortaokulu'nda, Lise 1'i Ankara Aydınlikevler Lisesi'nde, Lise 2 ve Lise 3'ü Ankara Deneme Lisesi'nde tamamlamıştır. Orta Doğu Teknik Üniversitesi İnşaat Mühendisliği Bölümü'ndeki öğrenimini 1995-1999 yıllarında tamamlamış olup, 2000 yılından itibaren DSİ Genel Müdürlüğü Etüd ve Plan Dairesi Başkanlığı İl. Planlama Şube Müdürlüğü'nde çalışmaktadır.

