KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

FOTOVOLTAİK (PV) – POMPAJLI HİDROELEKTRİK ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİNDE PERFORMANS ARAŞTIRMASI

BEGÜM BAY

KOCAELİ 2020

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ

ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

FOTOVOLTAİK (PV)- POMPAJLI HİDROELEKTRİK ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİNDE PERFORMANS ARAŞTIRMASI

BEGÜM BAY

Doç. Dr. Özcan ATLAM
Danışman, Kocaeli Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Meral ALTINAY
Jüri Üyesi, Kocaeli Üniversitesi

Prof. Dr. Murat KALE
Jüri Üyesi, Düzce Üniversitesi

Tezin Savunulduğu Tarih: 29.01.2020

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Bu tez çalışması, fotovoltaik (PV)- pompajlı hidroelektrik enerji depolama sistemlerinin farklı değişkenlerin etkisi altındaki performanslarının araştırılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması, enerji depolama yöntemlerinin geliştirilebilmesi için yapılan çalışmalara ışık tutması, büyük ölçekli sistemlerin performans optimizasyonlarına referans olabilmesi amacıyla gerçekleştirilmiştir.

Tez çalışmamda desteğini esirgemeyen, çalışmalarıma yön veren, bana güvenen ve bu yolda yürümemi sağlayan danışmanım Doç. Dr. Özcan ATLAM' a sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Yüksek lisans öğrenimim boyunca görüşleri ile çalışmalarıma katkıda bulunan, karşılaştığım her zorlukta desteğini ve zamanını esirgemeyen Gökhan DÜNDAR' a teşekkürlerimi sunarım.

Akademik çalışmalarım sırasında, birçok aşamada beni destekleyen yüksek lisans/ doktora yapan arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

Hayatım boyunca bana güç veren en büyük destekçilerim, her aşamada sıkıntılarımı ve mutluluklarımı paylaşan sevgili annem Ümmühan BAY, babam Bülent BAY ve abim Yalkın BAY ve ailesi, tüm süreçte desteklerini esirgemeyen Latif ÜLKER'e ve kız kardeşim Zeynep SOYER'e teşekkürlerimi sunarım.

Nisan – 2020 Begüm BAY

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR i
İÇİNDEKİLER ii
ŞEKİLLER DİZİNİ iii
TABLOLAR DİZİNİ v
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ vi
ÖZET viii
ABSTRACT ix
GİRİŞ 1
1. GENEL BİLGİLER 4
1.1. PHS Tarihçesi ve Dünyada PHS' lerin Kullanımı 5
1.2. Türkiye'de PHS Potansiyeli ve Durumu 10
1.3. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarında Enerji Depolamanın Önemi 12
2. PV POMPA HİDROELEKTRİK ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMİ (PVPHS) YAPILARI VE SİSTEM EKİPMANLARI HAKKINDA BİLGİLER 17
2.1. Fotovoltaik Enerji Çevrimi 17
2.2. Pompa Sistemi 20
2.3. Hidroelektrik Sistemin Yapısı 23
2.4. Mekanik Teçhizat 31
3. MATEMATİKSEL MODELLEME 33
3.1. Hesaplama Parametreleri 33
3.2. PV Modellemesi 33
3.3. Pompa Sistemi Matematiksel Modellemesi 41
3.4. Hidroelektrik-Jeneratör Matematiksel Modellemesi 43
4. DENEYSEL ÇALIŞMA 50
4.1. Deney Seti ve Yardımcı Ekipmanların Tanıtımı 50
4.2. PV (Fotovoltaik) Karakterizasyonu 56
4.2.1. PV Panelin Farklı Işınımlarda I-V Çıkış Karakteristiğinin İncelenmesi 58
4.2.2. PV Panelin 3 Farklı Sıcaklıkta I-V Çıkış Karakteristiğinin İncelenmesi 61
4.2.3. PV Panelin Sabit Sıcaklıkta I_{sc}-V_{oc} Değişiminin İncelenmesi 63
4.3. Pompa Sistemi Karakterizasyonu 65
4.3.1. Pompa Seçimi 65
4.3.2. PV-Pompa Sistemi Karakterizasyonu 67
4.3.3. Pompa Karakterizasyonu 70
4.4. Türbin- Hidroelektrik Karakterizasyonu 75
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 83
KAYNAKLAR 87
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER 91
ÖZGEÇMİŞ 92

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemleri 2
Şekil 1.2. PHS üretim ve depolama gösterimi 3
Şekil 1.3. Dünyadaki nükleer santral kurulu gücü ile PDHES' lerin kurulu gücünün yıllara göre değişimi (PSP: Pump Storage Plant - Pompaj Depolamalı HES) 5
Şekil 1.4. Dünya hidroelektrik üretimi (TWh / y) ve kapasitenin (GW) artışı 6
Şekil 1.5. Japonya – Okinawa PHS 8
Şekil 1.6. Amerika – Ludington PHS 9
Şekil 1.7. Topoloji 1: 20 km' lik senaryoya göre gerçekleştirilebilecek pompaj depolamalı hidroelektrik santrali potansiyeli 10
Şekil 1.8. Türkiye' de önerilen PHS sahaları 11
Şekil 1.9. Enerji depolama yöntemlerine göre enerji depolama sistemlerini gösterir şekil 13
Şekil 1.10. Enerji depolama sistemleri 14
Şekil 2.1. Güneş pili şematik gösterimi 16
Şekil 2.2. Fotovoltaik katmanları 17
Şekil 2.3. Pompa çeşitleri 19
Şekil 2.4. Santrifüj pompaların debi – yükseklik performans eğrisi 21
Şekil 2.5. Farklı yöntem ve kaynaklardan elde edilen enerji verim yüzdeleri 23
Şekil 2.6. Tipik su türbin çeşitleri 24
Şekil 2.7. Yüksekliğe göre türbin çeşitleri ve MW cinsinden güç aralıkları 24
Şekil 2.8. 1950 – 80 yılları arasında kurulan hidroelektrik sistemleri minimum net yüksekliklerine göre türbin güçleri 25
Şekil 2.9. Türbin çeşitlerinin debi ve yüksekliklere göre sınıflandırılması 26
Şekil 2.10. 5 jetli pelton tipi türbin 27
Şekil 2.11. Pelton türbin su jeti şematik gösterimi 28
Şekil 2.12. Yüksek basınçlı su türbini tesisi 29
Şekil 2.13. Orta basınçlı su türbini tesisi 29
Şekil 2.14. Düşük basınçlı su türbini tesisi 29
Şekil 2.15. Bir sistemin hidroelektrik güç bölümünde toplam güç çıkışı ve kayıplar 31
Şekil 3.1. Deney setinde kullanılan PV' nin farklı ışınım koşul ve su basma yüksekliklerindeki FF değişimleri 33
Şekil 3.2. Bir PV paneli I – V karakteristiğinin şematik gösterimi 35
Şekil 3.3. Farklı sıcaklıklarda ölçülen I_{sc} – V_{oc} karakteristikleri 36
Şekil 3.4. T=32 ºC' deki I_{sc} – V_{oc} değişimi (model ve deneysel) 38
Şekil 3.5. PV panel modellemesi 39
Şekil 3.6. PV paneli akım sabit iken T - V_{oc} karakteristiği 40
Şekil 3.7. Hidrolik türbin sınıflandırmaları 43
Şekil 3.8. Pelton tipi türbinlerdeki su jetinin kaşıklardaki (a) ve sudaki (b) hız bileşenleri 43

Şekil 4.1. Laboratuvar ortamında kurulmuş olan deney setine ait görsel 50
Şekil 4.2. Tüm hesaplama parametrelerini gösterir prensip şekil 50
Şekil 4.3. PVPHS deney setinde ölçümlerin kayıt altına alındığı durum..... 51
Şekil 4.4. Deneysel çalışmaya ait sistem akış şeması 53
Şekil 4.5. Deney setinde kullanılan PV sistem..... 56
Şekil 4.6. PV paneli I – V karakteristikleri 57
Şekil 4.7. PV çıkış akım – gerilim modellemesi 58
Şekil 4.8. PV panel I – V karakteristikleri..... 60
Şekil 4.9. PV paneli sıcaklık sabitken I_{sc} – V_{oc} karakteristiği 61
Şekil 4.10. 32 ºC ölçülen ve modelin tahminini gösterir grafik 62
Şekil 4.11. Pompa I-V karakteristikleri karşılaştırması..... 64
Şekil 4.12. PV çıkış I_{pv} – V_{pv} ve pompa motoru giriş I_{mot} - V_{mot} çalışma noktaları..... 67
Şekil 4.13. Pompa motoru giriş akımına (I_{mot}) göre her bir basma yüksekliği için debi (Q, m^3/s) değişimleri 68
Şekil 4.14. Pompa motoru giriş gerilimine (V_{mot}) göre her bir basma yüksekliği için debi (Q, m^3/s) değişimleri..... 69
Şekil 4.15. Pompa motoru giriş elektriksel güce ($P_{elk.giriş}$) göre her bir basma yüksekliği için debi (Q, m^3/s) değişimleri..... 69
Şekil 4.16. Farklı ışınım seviyelerine göre PV – pompa basma yükseklikleri için debi değişimleri..... 70
Şekil 4.17. PV – pompa motorunun farklı yüksekliklerde farklı ışınım şartlarına göre pompa verimleri 72
Şekil 4.18 PV – pompa motorunun farklı yüksekliklerde farklı ışınım şiddetlerine göre pompa verimleri..... 73
Şekil 4.19. Deney setinde kullanılan türbin jeneratör 74
Şekil 4.20. Farklı düşü yüksekliklerinde akıma (I_{gen}) göre bitme süreleri (t_{son}) 76
Şekil 4.21. Farklı düşü yüksekliklerinde gerilime (V_{gen}) göre bitme süreleri (t_{son}) 77
Şekil 4.22. Farklı düşü yüksekliklerine bağlı jeneratöre ait elektriksel gücün zamana göre değişimi..... 78
Şekil 4.23. Farklı düşü yüksekliklerine göre deney setinin hidroelektrik sistem verimi 79

TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 1.1. Hidroelektrik potansiyeli, bölgelere ve örnek ülkelere göre kapasite ve üretim (2008). (Kapasite faktörünün ülkeye göre değiştiğini, Afrika ve Asya' daki kalkınma için önemli potansiyele dikkat edilmelidir) 7
Tablo 1.2. Büyük sistemlerde kullanılan enerji depolama sistemlerinin karşılaştırmaları 14
Tablo 3.1. Dolgu faktörü hesaplamalarında kullanılan farklı ışınım ve su basma koşullarındaki $I_{sc} - V_{oc}$ ölçümleri 33
Tablo 3.2. T=34 ºC için ölçülen I – V değerleri 35
Tablo 3.3. T=32 ºC için ölçülen ve modellemede kullanılan $I_{sc} - V_{oc}$ değerleri 36
Tablo 4.1.. Sistem elemanlarının teknik verileri 49
Tablo 4.2. Kullanılan PV Özellikleri 53
Tablo 4.3. 6 farklı ışınım örneklemesi ile I – V karakteristiği 54
Tablo 4.4. 3 farklı sıcaklık için PV panel I – V karakteristiği 57
Tablo 4.5. PV paneli üç farklı sıcaklıkta $I_{sc} - V_{oc}$ değişimi 59
Tablo 4.6. Farklı basma yükseklikleri ve farklı ışınım seviyelerine göre PV – pompa motoru karakteristikleri 63
Tablo 4.7. Farklı düşü yüksekliklerine göre jeneratör elektriksel ölçüm değerleri 73

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

I_{max} : Maksimum akım, (A)
V_{max} : Maksimum voltaj, (V)
I_{sc} : Kısa devre akımı, (A)
I_{pv} : Çıkış akımı, (A)
V_{pv} : Terminal gerilim, (V)
V_{oc} : Açık devre gerilimi, (V)
FF : PV'nin dolgu faktörü, (FF)
T : Sıcaklık, (°C)
T_{ref} : Referans alınan sıcaklık, (°C)
a_1 : PV model katsayısı
dvt : Birim sıcaklık değişimi başına gerilimdeki azalma çarpanı
I_{mot} : Pompa motor akımı, (A)
K : Elektromanyetik tork çarpanı, (N.m/A veya V/(rad/s)
T_0 : Statik sistem mekanik sürtünme çarpanı, (N.m)
b : Dinamik sistem mekanik sürtünme çarpanı, (N.m/(rad/s)
k_{pom} : Pompa yükü tork çarpanı, ((N.m/(rad/s)^n)
ω : Açısal hız, (rad/s)
R_a : Armatür sargı direnci, (ohm)
R_s : İç direnç, (ohm)
P_{boru} : Boru hat kaybı, (W)
$P_{elk.\ iç\ kayıp}$: Pompa motoru iç kayıplar, (W)
$P_{mek.\ Iç\ kayıp}$: Pompa motoru mekanik iç kayıpları,(W)
P_{hid} : Su basmadaki kullanılan statik güç, (W)
P_{elk} : Pompa motoru elektriksel güç, (W)
η_{pom} : Pompa verimi
t_{son} : Su haznesindeki suyun tamamının bitme süresi, (s)
$P_{suort.}$: t_{son} süresi içerisinde elde edilebilecek su türbini ortalama giriş gücü, (W)
E_p : Hidroelektrik sistem için potansiyel enerji, (J)
m : Su haznesindeki toplam depolanan su kütlesi, (kg)
$m_{anlık}$: Üst rezervuardaki suyun anlık kütlesi, (kg)
A_1 : Düzgün geometrili üst rezervuarın kesit alanı, (m^2)
A_2 : Su deşarj çıkışının kesit alanı, (m^2)
ρ : Yoğunluk, (kg/m^3)
h_1 : Tankın su dolu olan yüksekliği, (m)
h_2 : Boru uzunluğu, (m)
h_T : Suyun deşarj olmaya başladığı ile boruyu terk ettiği nokta arasındaki toplam mesafe (h_{1t}+h_2), (m)
C_d : Deşarj debi katsayısı (Şekil kayıp katsayısı) (boru kayıpları, sürtünme kayıpları, hava sürtünmesi vb.), (Keskin uç için C_d: 0.61, kısa boru için C_d: 0.8 vb.)
η_{gen} : Hidroelektrik çevrim verimi

g	:	Yerçekimi ivmesi, (9.81 m/s^2)
n	:	Rotasyonel (dönme) hızı, (rpm)

Kısaltmalar

AC	:	Alternative Current (Alternatif Akım)
DC	:	Direct Current (Doğru Akım)
PV	:	Photovoltaic (Fotovoltaik)
PVPHS	:	Photovoltaic Pumped Hydroelectric Storage (Fotovoltaik (PV) pompa hidroelektrik enerji depolama sistemi)
PHS	:	Pompa hidroelektrik enerji depolama sistemi
A	:	Amper
V	:	Volt
m	:	Metre
kg	:	Kilogram
s	:	Saniye
J	:	Joule
W	:	Watt
ohm	:	Ohmaj
N	:	Newton
Rad	:	Radyan
°C	:	Santigrat

FOTOVOLTAİK (PV) – POMPAJLI HİDROELEKTRİK ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİNDE PERFORMANS ARAŞTIRMASI

ÖZET

Bu çalışmada PV pompa hidroelektrik enerji depolama sistemlerinin (PVPHS) performans karakterizasyonları için laboratuvar içi küçük ölçekli bir deney seti hazırlanmıştır. Bu set PV, sabit mıknatıslı fırçasız DC motorlu santrifüj pompa sistemi, farklı basma yükseklik girişlerine imkan veren su haznesi ve depo edilen sudan elektrik enerjisi çevrimi için basit bir sabit mıknatıslı su türbinli jeneratörden oluşmaktadır. Çalışmada sistem elemanlarının performans model ve verim tanımlamaları yapılmaktadır. PV-pompa sistemi için farklı ışınımlarda ve farklı basma yüksekliklerindeki debi performansları, pompanın elektriksel giriş değerlerine göre karakterize edilmektedir. Örneklenen her bir ışınım seviyesine karşılık pompaj veriminin en iyi olduğu kritik bir yükseklik oluşmaktadır. Hidroelektrik depolama için verim değişimleri incelenmektedir. Depolanan sudan hidroelektrik çevrim için farklı düşü yüksekliklerinde performans karakterizasyonu yapılmaktadır. Hidroelektrik enerji çevrim verimi için jeneratör uçlarındaki yük sabit tutularak su türbininin en iyi verimi aldığı kritik bir düşü yüksekliğinin olduğu gözlenmektedir. PV' den pompa motoruna maksimum güç transfer durumu, pompa verimi, seçilecek bir güçteki kritik basma yüksekliği, hidroelektrik sistem için belirli çalışma aralığındaki en uygun su türbin devrinin jeneratöre uygulanacak mekanik güçte etkili olduğu deneysel sonuçlarla tanıtılmaktadır. Yapılan ölçümler MATLAB kullanılarak grafik haline getirilmiştir. Bu çalışmadaki sonuçlar büyük ölçekli PVPHS' lerin planlamalarında performans optimizasyonları bakımından bir referans olabilir. Daha yüksek verimli hidrolik sistem ekipmanlı, pompa, su türbinli jeneratörlerin kullanıldığı büyük ölçekli PVPHS' ler yenilenebilir enerji depolama için uygun optimizasyonlar yapıldığı takdirde uygulanabilir.

Anahtar Kelimeler: Hidroelektrik, PV, Sistem Verimi, Yenilenebilir Enerji Depolama.

PERFORMANCE INVESTIGATION OF PHOTOVOLTAIC (PV) - PUMPED HYDROELECTRIC ENERGY STORAGE SYSTEMS

ABSTRACT

In this study, an in-laboratory small scale experimental set was prepared for performance characterization of PV pump hydroelectric energy storage systems (PVPHS). This set consists of a PV, a permanent magnet brushless DC motor centrifugal pump system, a water reservoir that allows for different head heights and a simple permanent magnet water turbine generator for the electrical power cycle from stored water. In this study, performance model and efficiency definitions of system elements are made. The flow performances of the PV-pump system at different radiations and at different head heights are characterized by the electrical input values of the pump. A critical elevation is formed for each of the sampled irradiation levels at which the pumping efficiency is optimal. Yield changes for hydroelectric storage are investigated. Performance characterization is made at different heights for hydroelectric cycle from stored water. For the hydroelectric power cycle efficiency, it is observed that the load at the generator ends is kept constant and that the water turbine has the highest efficiency. The maximum power transfer state from the PV to the pump motor, the pump efficiency, the critical head of a power to be selected, and the water turbine speed at the optimum operating range for the hydroelectric system are effective in the mechanical power to be applied to the generator. The measurements were graphed using MATLAB. The results in this study may be a reference in terms of performance optimizations in the planning of large-scale PVPHS's. Large-scale PVPHS's with higher efficiency hydraulic system equipment, pumps, water turbine generators are used if appropriate optimizations for renewable energy storage are made.

Keywords: Hydroelectric, PV, System Efficiency, Renewable Energy Storage.

GİRİŞ

Fosil yakıtların kullanımlarından kaynaklı çevre ve insan sağlığı tehlike altındadır. Sanayi ve çarpık kentleşmenin artmasıyla enerji ihtiyaçları fazlalaşmış ve tüm bu durumların sonucu olarak sera gazları salınımları günden güne artmaktadır. İklim değişikliği hissedilebilir düzeye gelmektedir. Fosil yakıtların kaynakları hızla tükenmiş olması ve yeniden oluşmaları yüzyıllar sürüyor olması da olumsuz yönleri ve yeni kaynak arayışlarını beraberinde getirmektedir. Tüm dünya üzerinde bahsi geçen olumsuz tetikleyiciler ile temiz enerji kaynakları araştırmaları hız kazanmaktadır [1].

Günümüz dünyasında bağlı kalınan enerji kaynakları olarak fosil yakıtların tüketimi azımsanamayacak derecede fazla olmaktadır. Ancak fosil yakıtlar bilindiği üzere tükenebilen kaynaklar olup güncel durumda üretim oranı ve doğada oluşma hızı tüketim hızına kıyasla çok az olmaktadır. Aynı zamanda fosil yakıtların tüketimi hava, su, toprak kirliliği gibi çevre ve diğer tüm canlı türleri üzerinde olumsuz etkileri mevcuttur.

Öte yandan doğa hareketleri var olduğu sürece doğal süreçlerde elde edilmesi mümkün olan yenilenebilir adı verilen enerji akışları mevcuttur. Bu enerji akışları ile elektrik elde edilebilmektedir. Rüzgar, güneş, jeotermal vb. ile enerji çevrimi sayesinde talep edilen enerji doğal kaynaklar ile karşılanmaya çalışılmaktadır[2, 3].

Geçmişten günümüze kadar yenilenebilir enerji ile elektrik üretimi çevre dostu, kolay temin edilebilir ve sürdürülebilir olmaları gibi başta gelen etmenler sayesinde geliştirilerek yaygınlığı günden güne artmaktadır [4, 5]

Yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerjinin dezavantajlarından başta geleni kesintili olmalarıdır. Örneğin yaygın kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları olarak, günün anlık saatlerine ve mevsimlere göre değişen güneş enerjisi, belirli periyot ve bölgelerde sürekli esmeyen rüzgarlar, doğal yapısında gerçekleşen denizlerdeki dalga enerjileri gibi kaynaklardan alınabilecek güçler talep edilen güç zamanları ile uyuşmayabilmektedir [6]. Enerji talebinin az olduğu dönemlerde ve aynı zamanlarda

yenilenebilir enerji kaynağından gelen enerjinin yeterli değerde olduğu durumda enerji depolama sistemleri önemli bir rol oynamaktadır. Böylece ihtiyaç durumunda veya belirli bir çalışma periyodunda kararlı bir güç üretimi sağlanmış olur. Bu depolama aygıtlarına örnek olarak süper kapasitörler, volanlar vb. yanı sıra yaygın olarak kullanılan yöntemler ise bataryalar ve benzeridir [7, 8]. Bataryalar ele alındığında, yüksek kapasiteli sistemlere entegre edilebilmesi için çok sayıda bataryaya ihtiyaç vardır. Ancak bataryaların kullanım süreleri boyunca şarj-deşarj durumları günden güne azalacak ve verimleri olumsuz yönde etkilenmektedir. Ayrıca maliyet ve atık bertaraf problemi söz konusudur. Ancak daha büyük kapasiteli enerji depolama için, PV güçlü su pompajlı hidroelektrik enerji depolama alternatif yöntemlerden biridir [9, 15].

Hidroelektrik bilindiği üzere geçmişten bu yana bilinen enerji çevrim yöntemlerinden biridir. Bu sistemlerde güç ayarlarının olması ve şebeke sistemlerine gerilim ve frekans açısından adapte edilebilir olması en avantajlı yönlerindendir. Öte yandan nehir yataklarına kurulan yaygın şekilde kullanılan hidroelektrik santrallerinde ekosisteme olan olumsuz etkileri, doğa tahribatları yaratmaları, kıyı bölgelerde düşü yükseklikleri bulunan deniz kenarlarına kurularak direk deniz suyunu kullanılan yapay su hazneli hidroelektrik sistemler ile aşılabilir. Denizlerde dalga ve gelgit olayları ile elektrik elde edilebilmek için kullanılan enerji çevrim yöntemleri de suyun kinetik ve potansiyel enerjisinden yararlanılır ve depo edilirler. Bu hali ile bahsi geçen sistemler benzer özellik göstermektedir.

Büyük PHS projeleri ekonomik olarak daha iyi olmakla birlikte çevreye olan etkileri küçük ölçekli uygulamalara göre daha fazladır. Ayrıca büyük ölçekli PHS uygulaması için coğrafi şartlar her zaman çok uygun olmayabilir. Bu nedenle uygulama yapılacak alanların sayıları nispeten azdır. Başka bir durum ise uygulama yapılmak istenen rezervuarlar birbirinden uzakta yer almaları sebebi ile ilk kurulum proje maliyetlerini arttırmaktadırlar. Bu nedenle küçük ölçekli PHS'lerin uygulanabilirlikleri önem kazanmaktadır. Küçük ölçekli PHS'lerde ise rezervuarların birbirine yakın olarak bulunması daha kolay iken bu durumda da kapasite kısıtları ön plana çıkmaktadır. Tüm mühendislik projelerinde rezervuarlar arası yükseklikler de dikkate alınması gereken önemli konulardan biridir. Sistem ekipmanlarının, değişken

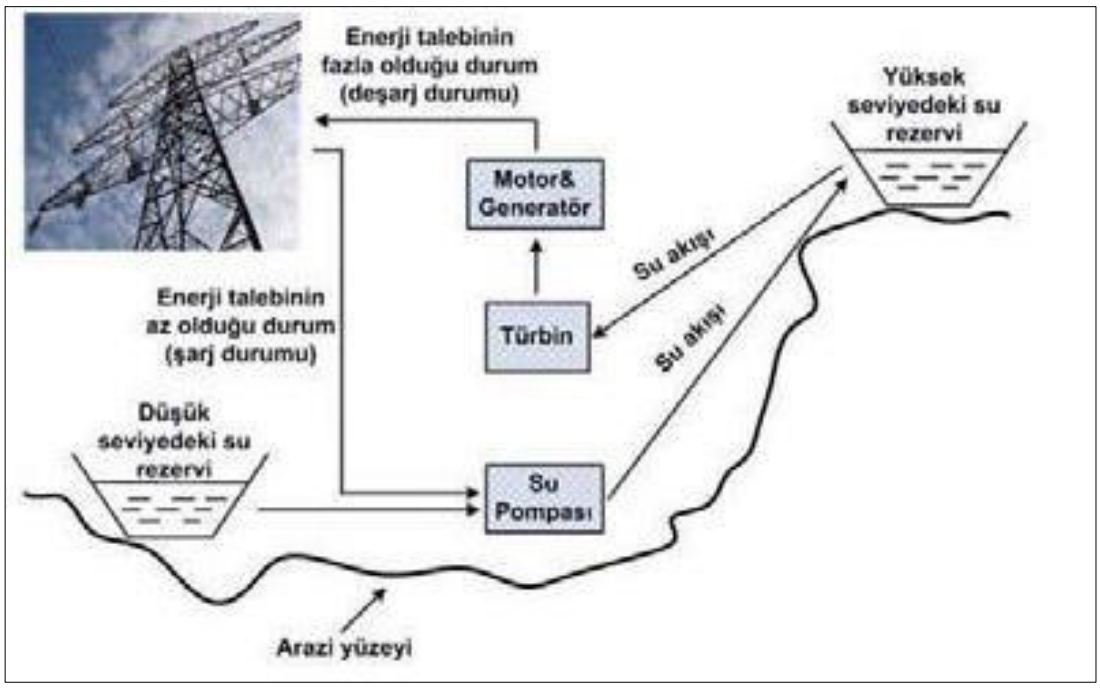
şartların çevrim verimlerine göre uygun optimizasyonlar yapılması önerilmektedir [12, 21, 22].

Tipik bir PV pompa hidroelektrik enerji depolama sistemleri (PVPHS) için PV'den jeneratöre kadar tüm sistem ekipmanlarının performansları ve sisteme olan etkileri vardır. Bunlar parametrelerle ifade edilmektedir. Her parametre sistem depolama ve elektriksel çevrim verimleri üzerinde etkili olmaktadır. Kullanılan PV'de depolanan su miktarının ve pompa veriminin artması amacıyla değişen ışınımlarda sistem performansları en üst seviyelerde olması amaçlanır. Pompa sisteminin basma yüksekliği ile sistem yükseklik kadar potansiyel enerji kazanır. Ancak pompa gücünün sınırları dahilinde su basabilecektir. Daha fazla yükseklikler için daha çok pompa gücüne ihtiyaç duyulacaktır [23, 24]. Bu durumda öngörülen enerji depolaması için sistemin dizaynı belirli bir ışınım aralığında sistem performansları düşünülerek yapılabilir.

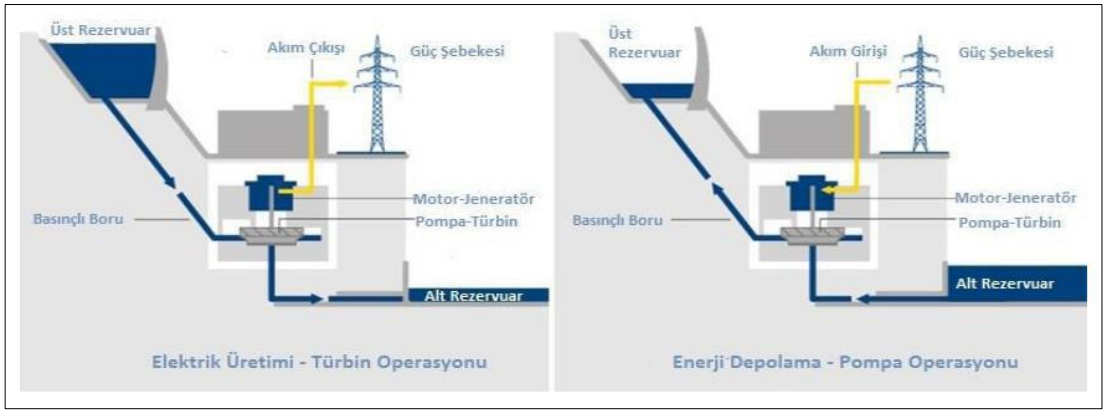
Yapılan çalışmada örnek bir deney seti kurularak, değişken yüksekliğin PVPHS'lere etkileri ve farklı performans karakteristikleri incelenmekte ve benzer yaklaşımlarla planlamalarda yardımcı olması muhtemel çıkarımlar sunulmaktadır.

1. GENEL BİLGİLER

Pompa yardımıyla hidroelektrik enerji depolama sistemleri (PHS); elektrik enerjisinin potansiyel enerji olarak depolanma biçimidir. Bu tip sistemler sürdürülebilir sistemlerdendir. Yükseklik farkı bulunan yerlerde biri altta ve diğeri üstte olmak üzere en az iki adet su biriktirme alanından oluşmaktadır. Bu sistem iki kademeden meydana gelmektedir. Bunlardan ilki; alt haznede bulunan suyun enerji talebi olmadığı durumlarda yenilenebilir enerji kaynakları ile (rüzgar, güneş vb.) desteklenerek suyun üst hazneye pompa yardımıyla depolanmasını sağlayan kısımdan oluşmaktadır. Su bu aşamada belirli bir yüksekliğe taşınarak depolanmaktadır. Bu kısımda kesintili ve değişken güç kaynağı olan yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılmaktadır. İkinci kısım ise elektrik ihtiyacı olması durumunda belirli bir yükseklikte depolanmış olan suyun potansiyel enerjisini kinetik enerjiye çevirmesi sırasında bir türbin ve jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisi elde edilmesidir [5, 16, 17]. Şekil 1.1'de sistemin basit gösterimi yer almaktadır.



Şekil 1.1. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemleri [1]

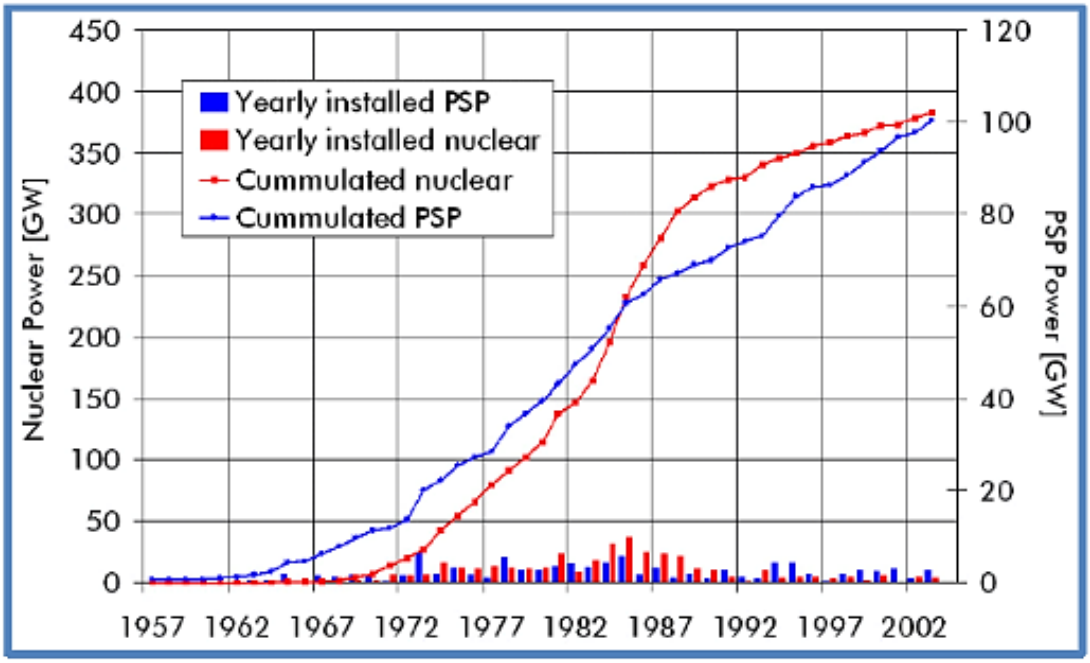


Şekil 1.2. PHS üretim ve depolama gösterimi[18]

Şekil 1.2'de üretim ve depolamaya ait gösterim yer almaktadır. PHS'ler ihtiyaç duyulduğunda devreye alınabilen sistemlerdir. Tüketim ihtiyacının az olduğu zaman dilimlerinde bile yenilenebilir enerji kaynakları ile elde edilen elektrik enerjisinin depolanmasına dayalıdır. Böylelikle kesikli olarak üretilen enerjinin depolanması ve sistemi talep edilen zamanda desteklemesi amaçlanır. Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına kıyasla (nükleer santraller vb.) insana ve çevreye olumsuz etkileri daha azdır[19, 20].

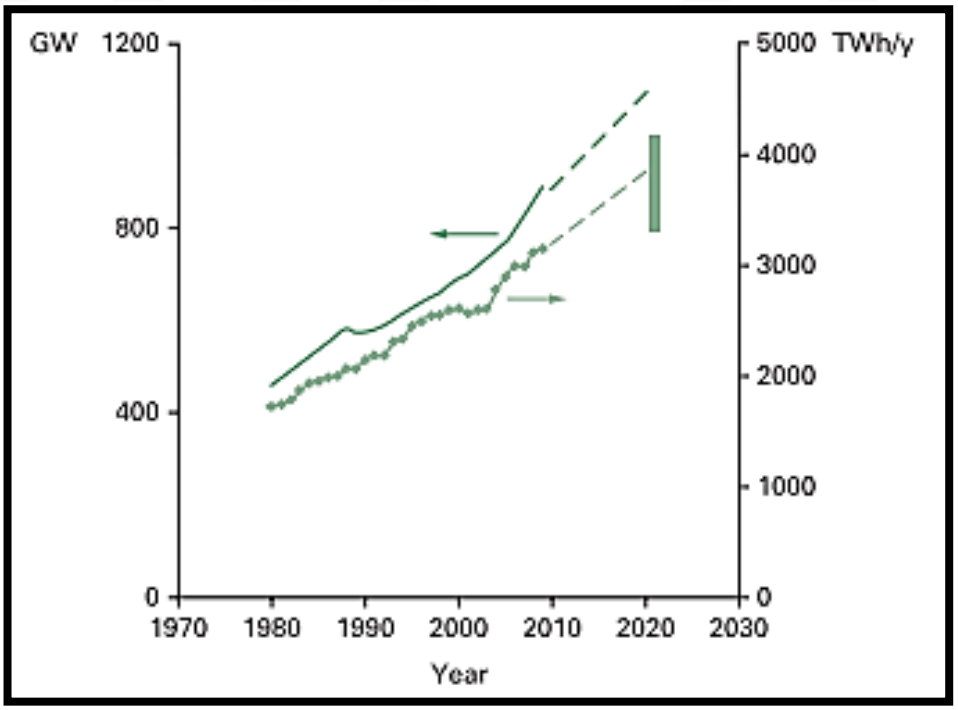
1.1. PHS Tarihçesi ve Dünyada PHS'lerin Kullanımı

Tarihsel olarak hidroelektrik öncelikle tahıl öğütmek veya su pompalamak için kullanılmıştır. Dünyanın en eski elektrik dağıtımı 1881 yılında kW ölçekli kapasitede olan hidro türbinlerden elde edilmiştir. İlk pompaj depolamalı sistemler ise 1800'lü yılların sonunda İtalya ve İsviçre'de, 1930'larda da geri dönüşümlü hidroelektrik türbin ve son yıllarda ise değişken hızlı hidro jeneratörler kullanıldığı belirtilmektedir. 1960'lara kadar nükleer enerjinin birçok ülkede baskın rol alması ile PHS'lerin gelişimleri yavaşlamıştır. Doğalgaz maliyetinin düşük olması, gaz türbinlerinin PDHS'lerden daha yüksek güç sağlaması vb. etmenler bu düşüşe katkıda bulunan etmenlerdendir. 1960 ila 1990 yılları arasında PDHS'lerin sayısı artış göstermektedir. Şekil 1.3'de dünyadaki nükleer santral ile PDHS'lerin kurulu güçlerinin yıllara göre değişimi yer almaktadır.



Şekil 1.3. Dünyadaki Nükleer Santral kurulu gücü ile PDHES'lerin kurulu gücünün yıllara göre değişimi (PSP:Pump Storage Plant – Pompaj Depolamalı HES) [9]

Aşağıdaki Şekil 1.4'de de dünyadaki hidroelektrik üretimi ve 2020 yılına kadar öngörülen kapasite artışı yer almaktadır.



Şekil 1.4. Dünya hidroelektrik üretimi (TWh / y) ve kapasitenin (GW) artışı. (Pompalanan depolama kapasitesi dahil değildir.) [10]

Şekil 1.4'de gösterilen artışın çoğu, özellikle Çin, Brezilya ve Hindistan olmak üzere yeni sanayileşmiş ülkelerde gerçekleştiği bilgisine ulaşılmıştır. ABD Enerji Bilgi Ajansı'ndan gerçek verileri içermektedir. Kesikli çizgiler, önceki 10 yıldan itibaren doğrusal ekstrapolasyondur. Sağdaki dikey çubuk, IPCC SRREN (2011) tarafından gözden geçirildiği üzere, 2020'de (TWh/yıl) öngörülen üretimin 100'den fazla tahmininin orta yarısını göstermektedir [10].

Hidroelektrik üretimi yıllık yağış, su toplama ve tabii ki kurulu kapasiteye bağlıdır. Tablo 1.1'de çeşitli ülkeler için kıta ve bölgelere göre hidroelektrik potansiyeli ve üretimi gözden geçirmiş olup genel olarak, özellikle Afrika'da, kullanılmayan önemli bir potansiyel vardır. Norveç, Venezuela, Brezilya ve Kanada'da hidroelektrik enerji toplam elektriğin yarısından fazlasını üretmektedir. Bir ülke geliştikçe, ilk önce en büyük kapasiteye sahip alanlar kullanılır. Bu nedenle toplam üretim kapasitesinin ulusal olarak artması zamanla azalmaktadır [26].

Tablo 1.1. Hidroelektrik potansiyeli, bölgelere ve örnek ülkelere göre kapasite ve üretim (2008). (Kapasite faktörünün ülkeye göre değiştiğini, Afrika ve Asya'daki kalkınma için önemli potansiyele dikkat edilmelidir) [10]

A **Bölge/ Örnek Ülkeler**	**B** **Brüt Potansiyel (TWh/yıl)**	**C** **Teknik Potansiyel (TWh/yıl)**	**D** **Gerçekte Kullanılan (TWh/yıl) (2008)**	**E=D/C** **Kullanılan Teknik Oran (%)**	**F** **Kurulu Kapasite (GW) (2008)**	**G** **Kapasite Faktörü D/(Fx8760 saat/yıl) (%)**
Dünya, Toplam	**39842**	**15955**	**3194,0**	**20**	**874,0**	**42**
AFRİKA	**3909**	**1834**	**96,0**	**5**	**22,0**	**50**
Kongo (Dem Rep)	1397	774	7,3	1	2,4	35
Mısır	125	50	15,5	31	2,8	63
Etiyopya	650	260	3,4	1	0,7	55
Kuzey AMERİKA	**5511**	**2416**	**694,0**	**29**	**168,0**	**47**
Kanada	2067	820	377,0	46	73,4	59
Amerika Birleşik Devletleri	2040	1339	255,0	19	77,5	38
Güney AMERİKA	**7541**	**2843**	**643,7**	**23**	**131,6**	**56**
Arjantin	354	169	30,6	18	10,0	35
Brezilya	3040	1250	365,0	29	77,5	54
Peru	1577	395	19,0	5	3,2	67

Tablo 1.1.(Devam) Hidroelektrik potansiyeli, bölgelere ve örnek ülkelere göre kapasite ve üretim (2008). (Kapasite faktörünün ülkeye göre değiştiğini, Afrika ve Asya'daki kalkınma için önemli potansiyele dikkat edilmelidir) [10]

A Bölge/ Örnek Ülkeler	B Brüt Potansiyel (TWh/yıl)	C Teknik Potansiyel (TWh/yıl)	D Gerçekte Kullanılan (TWh/yıl) (2008)	E=D/C Kullanılan Teknik Oran (%)	F Kurulu Kapasite (GW) (2008)	G Kapasite Faktörü D/(Fx8760 saat/yıl) (%)
Venezuela	731	261	86,7	33	146,6	68
ASYA	**16618**	**5590**	**985,0**	**18**	**306,8**	**37**
Çin	6083	2474	580,0	23	171,0	39
Hindistan	2638	660	114,8	17	37,8	35
Endonezya	2147	402	11,5	3	4,5	29
Japonya	718	136	74,1	54	27,9	30
Pakistan	475	204	27,7	14	6,5	49
Filipinler	47	20	9,8	49	3,3	34
Türkiye	433	216	33,2	15	13,7	28
Vietnam	300	123	24,0	20	5,5	50
AVRUPA	**4919**	**2762**	**714,8**	**26**	**220,7**	**37**
Fransa	270	100	59,3	59	21,0	32
İtalya	190	65	41,6	64	17,6	27
Norveç	600	240	140,0	58	29,5	54
Rusya	2295	1670	180,0	11	49,7	41
İspanya	162	61	17,8	29	16,0	13
İsveç	200	130	68,4	53	16,2	48
İsviçre	125	43	38,9	90	13,5	33
Birleşik Krallık	35	14	5,1	36	1,6	36
ORTA DOĞU	**690**	**277**	**27,7**	**10**	**11,5**	**27**
OKYANUS	**654**	**233**	**38,3**	**16**	**13,7**	**32**
Avustralya	265	100	14,9	15	7,8	22
Yeni Zelanda	205	77	22,1	29	5,4	47

Dünyadaki PDHES dağılımlarına bakılacak olursa ülkelerin işletilmeye devam eden kurulu güçlerine göre Amerika Birleşik Devletleri 22047 MW, Japonya 15606 MW (ayrıca Japonya- Okinowa PDHES dünyada ilk deniz suyu ile kurulan pompaj depolama sistemidir), Ukrayna 5629 MW, Fransa 4520 MW, İtalya 4244 MW olmak üzere ilk beşte olan PDHES'ler konusunda ilerleme kat etmiş ülkelerdir.



Şekil 1.5. Japonya- Okinawa PHS [27]

Şekil 1.5 ve Şekil 1.6'da dünyada uygulanan PHS örneklerine ait görseller yer almaktadır.



Şekil 1.6. Amerika- Ludington PHS [27]

1.2. Türkiye'de PHS Potansiyeli ve Durumu

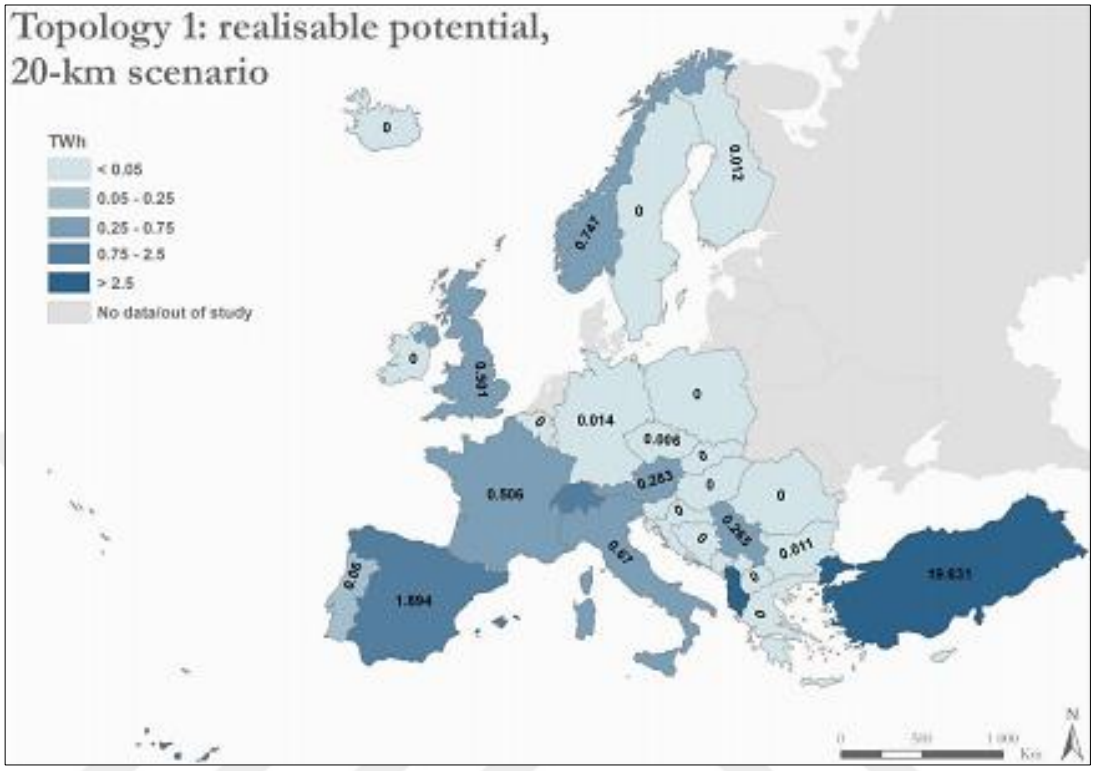
Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinde inşaat için topoğrafya ve jeolojik şartlarının uygun olması, alt ve üst rezervuarlar arası yüksekliğin olabildiğince fazla olması gerekmektedir. Türkiye'nin PHS inşalarına uygun jeolojik yapısı mevcuttur. Türkiye'de son yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim söz konusudur. Bu yönelim ise arka planda depolama ihtiyacının artmasına sebebiyet vermektedir. Türkiye'de Enerji Piyasası fiyatlarının dengelenebilmesi amacıyla çalışmalara da aynı oranda hız kazandırılmıştır [28- 32].

2019-2023 dönemini kapsayan On Birinci Kalkınma Planı kapsamında Türkiye'nin 2018 yılında 303,3 TWh olan enerji talebi 2023 yılında 375,8 TWh ulaşması öngörülmektedir. Bununla birlikte 2018'de 88551 MW elektrikteki kurulu gücün 2023 yılında 109474 MW çıkacağı belirtilmiştir.

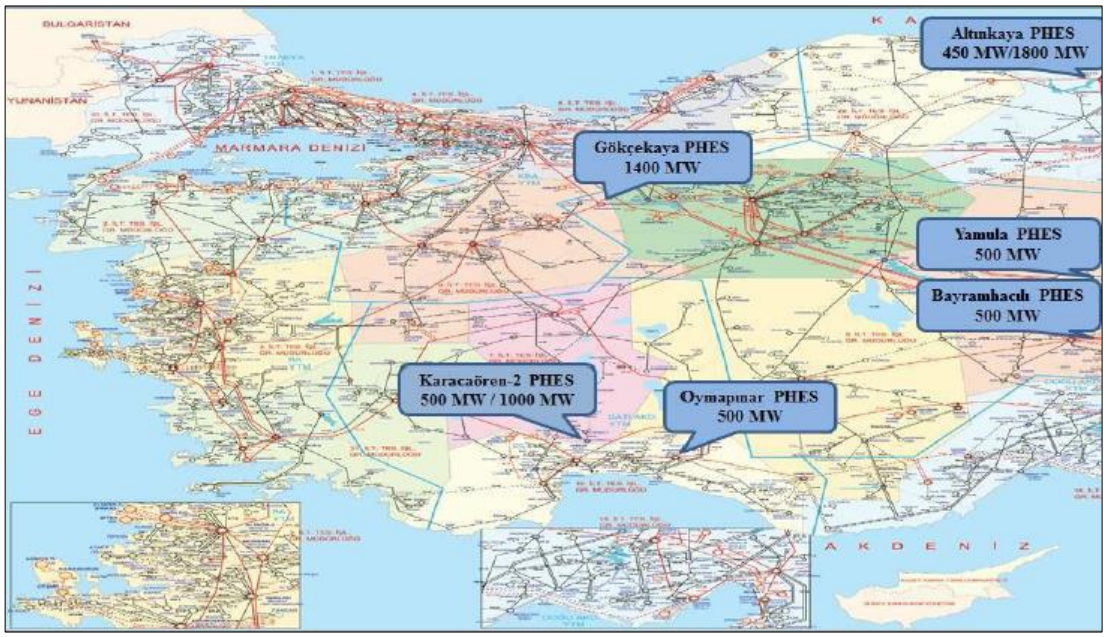
Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü olarak PHS'ler için yapılan çalışmaları; 2008 yılından itibaren ön hazırlık ve fizibilite aşamasında toplam kurulu gücü 13.700 MW olan 18 adet santral noktası belirlendiğini, bu noktaların kurulu güçleri 200 MW ile 1600 MW arasında değiştiğini ifade etmiştir. Ayrıca 2010 yılında pik güç talebin karşılanması için mülga EİE, TEİAŞ ve JICA ile çalışma başlatıldığını, bu çalışma 2008 yılında yapılan çalışmalar ile birleştirilerek genel bir değerlendirme yapıldığını belirtmiştir [11].

Avrupa Komisyonu; Avrupa'nın Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Potansiyelinin Coğrafi Bilgi Sistemi Tabanlı Değerlendirilmesi (Assessment of the European Potential for Pumped Hydropower Energy Storage-A GIS-Based Assessment of Pumped Hydropower Storage Potential) isimli 2013 yılında yayınladığı raporda coğrafi bilgi sistemi kökenli metodoloji kullanarak Avrupa'nın topografik yapısı ile çeşitli senaryolar geliştirmiştir. Bu çalışma neticesinde senaryolar ile Avrupa ülkelerinin pompaj depolamalı hidroelektrik potansiyelleri teorik ve gerçekli olarak kıyaslamalar yapılmıştır. Rapora göre T1 ve T2 olarak adlandırılan iki topolojik durum mevcuttur. T1 iki rezervuar ve T2 yaklaşımı ise bir rezervuar artı ilave yapılacak bir rezervuar durumları ele alınmıştır. Aşağıda yer alan Şekil 1.7'de görüleceği gibi; potansiyeli en yüksek ülke Türkiye'dir. T1 in altında yer alan 20

km'lik senaryoya göre Türkiye'nin gerçekleştirilebilecek 19,631 TWh değerinde PDHES kapasitesi olduğu belirtilmektedir [33, 34].



Şekil 1.7. Topoloji 1: 20 km'lik senaryoya göre gerçekleştirilebilecek pompaj depolamalı hidroelektrik santrali potansiyeli [12, 25]



Şekil 1.8. Türkiye'de önerilen PHS sahaları[1]

Şekil 1.8'de Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller Yol Haritası Çalıştayı'nda Türkiye'de önerilen PHS sahaları yer almaktadır. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 26.02.2018 tarihli Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller Yol Haritası Çalıştay Raporu'na göre; 38 saha çevresel, jeolojik ve yerleşim yerlerine yakınlık açısından değerlendirilerek 10 sahaya düşürüldüğü ve bunlardan 3 tane sahanın ön planda olduğu belirtilmiştir. Bu sahalar; Gökçekaya PHES, Altınkaya PHES, Karacaören PHS'dir. Türkiye'de enerji tüketimi ve iletimi ön planda tutularak değerlendirmeler yapılmıştır [1] .

Çalıştay Sonuç Raporu'na göre; 2020 yılında belirlenen model üzerinden yatırıma başlanması ve 2025- 2026 yıllarında yatırımların tamamlanması yönünde görüşlerini bildirmişlerdir.

1.3. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarında Enerji Depolamanın Önemi

Karbon ve hidrokarbon içeriği bakımından zengin olan ve canlı organizmaların oksijensiz ortamlarda yani yeraltında milyonlarca yıl çözünmesi sonucunda fosil yakıtlar oluşmaktadır. Enerji tüketiminin en başından günümüze kadar fosil yakıt tüketimi hala çoğunluktadır. Enerjiye bağlılık günümüzde çok fazladır. Ancak fosil yakıtların üretimi bu denli hızlı olamaması sebebi ile tükenebilen kaynaklardandır. Aynı zamanda fosil yakıtların karbon salınımına bağlı hava kirliliği bu da sera gazı salınımları başta olmak üzere çevresel açıdan da birçok olumsuz etkisi mevcuttur.

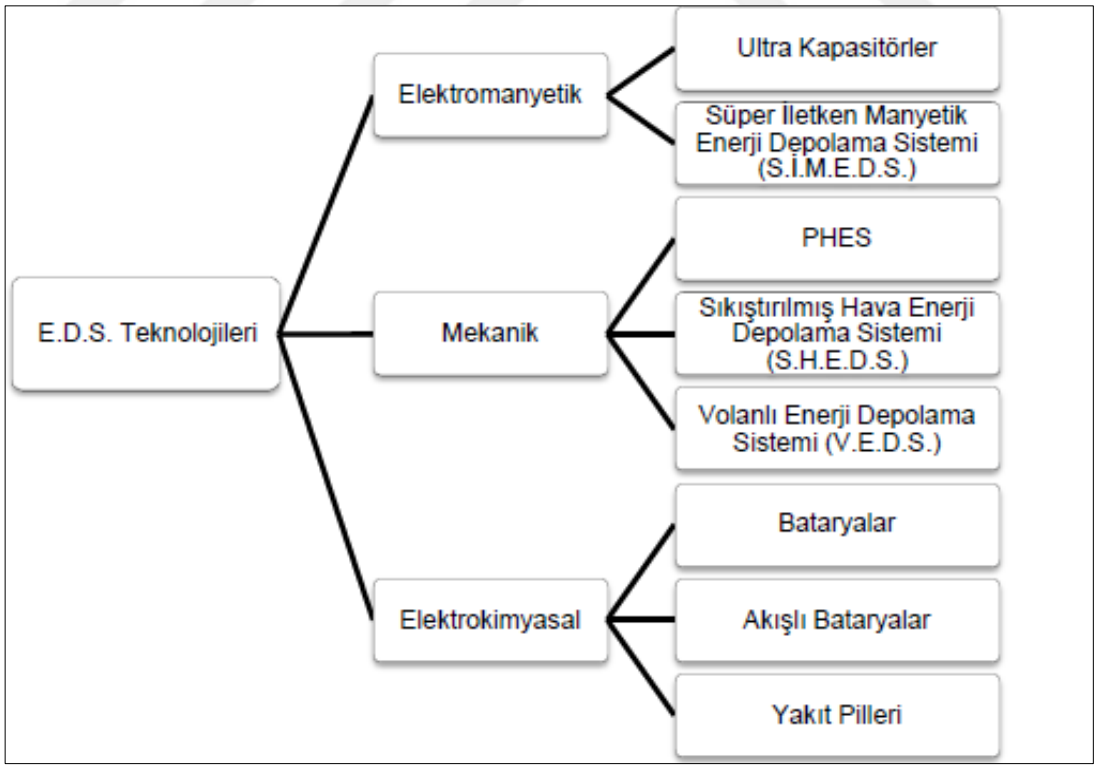
Öte yandan doğa hareketleri var olduğu sürece doğal süreçlerde elde edilmesi mümkün olan enerji akışları mevcuttur. Buna yenilenebilir enerji adı verilmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları fosil yakıtlara veya tüketimlerine göre çok daha kısa sürede kendilerini yenileyebilmektedirler. Bu sebeple dünyada fosil yakıt tüketiminin yerini yenilenebilir enerji kaynakları alması birçok açıdan gereklidir.

Yenilenebilir enerji kaynakları genel hatlarıyla; güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, hidroelektrik enerji, dalga enerjisi, jeotermal enerji, hidrojen enerjisi, biyokütle enerjisi veya bunların bir arada kullanıldığı hibrit sistemlerdir. Çoğunun çevreye zararı en çok kurulumları aşamasında mevcuttur. İşletmeleri sırasında da zararları olmasına rağmen fosil yakıtlara göre daha azdır. Ancak çevresel risklerin azaltılması

da mümkündür. Mevcut enerji kaynaklarına bakılacak olursa yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim ile doğa tahribatı en aza indirilebilmektedir.

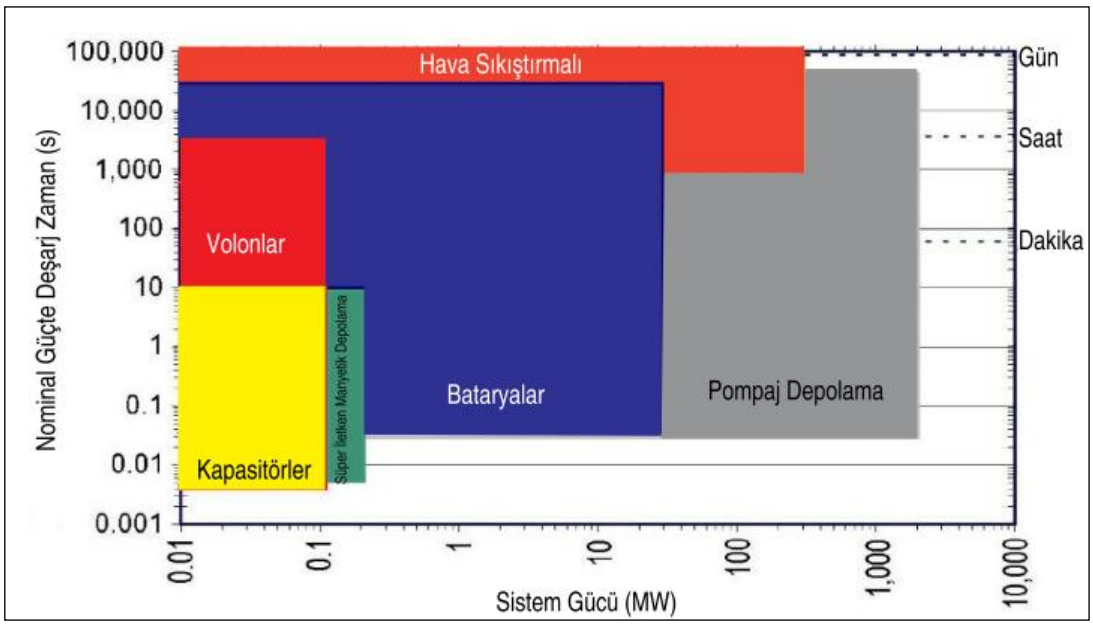
Çağın en büyük sorunlarından biri sera gazları salınımına bağlı küresel ısınmadır. Enerji talebi günden güne artması ve fosil yakıt rezervlerinin aynı hızda tükenmesi ileriki nesiller için büyük tehdit oluşturmaktadır. Bu sebeple var olan doğal kaynaklardan üretilmesi mümkün yenilenebilir enerjinin kullanımının yaygınlaştırılması ve üretilen bu enerjinin talep yoğunluğuna bağlı kullanıma hazır şekilde depolanması gerekmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları ile sürekli üretim hızları sabit olmasa bile enerji üretebilmek mümkündür. Bu üretilen enerji hemen tüketime hazır enerjidir. Yenilenebilir enerji kaynakları doğa şartlarına uyumlu olarak anlık, aylık veya mevsimsel farklılık gösterebilmektedirler. Bu durumda üretim- tüketim durumunda dengesizliklerin ortaya çıkması söz konusudur. Ancak arz-talepleri karşılamaları ihtiyaç halinde kullanılabilmesi amacı ile verimli bir şekilde depolanmaları büyük önem arz etmektedir.



Şekil 1.9. Enerji depolama yöntemlerine göre enerji depolama sistemlerini gösterir şekil [1]

Şekil 1.9'da enerji depolama yöntemlerine göre enerji depolama sistemlerini gösterir şekil yer almaktadır. Depolamada önemli olan az hacim, yüksek kapasite, kayıpların en az olması ve enerji veriminin en yüksek olması durumudur. Enerji depolamanın birçok yöntemi mevcuttur. Bunlardan bazıları potansiyel enerji, biyolojik, kimyasal, ısıl, kinetik, elektriksel vb. kullanım amaçlarına göre, tüketim hızlarına göre depolama çeşitleri de seçilebilmektedir. Birden fazla enerji depolama yöntemi olmasına rağmen henüz hiç biri uygulamada tüm ihtiyaçları karşılama açısından yeterli olmamaktadır. Günümüzde en çok kimyasal depolama yöntemlerinden bataryalar bulunmaktadır. Küçük sistemler için kullanım avantajları yüksek olan bu sistemlerin yenilenebilir enerji kaynakları gibi büyük sistemlere entegre edilmesi maliyet açısından ve yüksek depolamadan dolayı oluşacak tehlikeler açısından dezavantaj sağlayabilmektedir. Diğer yöntemlere bakılacak olursa genel hatları ile kimilerinin düşük verimli, kimilerinin yüksek verimli olmasına rağmen maliyetinin yüksek olması, gerilme direnci sınırlamaları, sınırlı deşarj derinliği, coğrafi yapı gibi dezavantajları bulunmaktadır. Bu durumlara bağlı olarak yenilenebilir enerji kaynağına/ kaynaklarına entegre edilecek depolama yöntemlerinin talebi karşılayacak şekilde seçilmesi gerekmektedir.



Şekil 1.10. Enerji depolama sistemleri [13]

Şekil 1.10'da enerji depolama sistemlerinin nominal güçte deşarj zamanına göre MW cinsinden sistem güçleri yer almaktadır. Görselden görüleceği üzere pompaj depolama sistemleri ile MW cinsinden enerji depolanabilmektedir [35].

Tablo 1.2'de büyük sistemlerde kullanılan enerji depolama sistemlerinin karşılaştırmaları yer almaktadır.

Tablo 1.2. Büyük sistemlerde kullanılan enerji depolama sistemlerinin karşılaştırmaları [36]

Depolama Yöntemi	Yakıt Hücresi	Volanlar (Düşük Hız)	Volanlar (Yüksek Hız)	Hidroelektrik Depolama	Basınçlı Hava Depolama	Süperiletken Manyetik Enerji Depolama	Süper Kapasitör
Yatırım Maliyeti/ MW	$ 15.000	$ 300.000	$ 25.000.000	$ 7.000	$ 2.000	$ 10.000	$ 28.000.000
Ağırlık/ MWh	30 kg	7.500 kg	3.000 kg	-	2,5 kg	10 kg	10.000 Kg
Verim	0,45–0,8	0,9	0,93	0,8	0,85	0,97	0,95
Bakım Maliyeti/ MWh	$ 10	$ 3	$ 4	$ 4	$ 3	$ 1	$ 5
Kapasite	0,3-2.000 kWh	50 kWh	750 kWh	22.000 kWh	2.400 kWh	0,8 kWh	0,5 KWh
Ekonomik Ömrü	10 yıl	20 yıl	20 yıl	40 yıl	30 yıl	40 yıl	40 yıl

Depolama yöntemleri güç, kapasite, enerji ve depolama sürelerine göre farklılık göstermektedir. Aynı şekilde işletme ve kurulum maliyetleri de sistem kurulumu açısından önemlidir. Yeni bir sistem kurulumu sırasında depolama yöntemi her açıdan incelenerek uygun seçim yapılmalıdır. Tablo 1.2'de yapılan çalışmalar neticesinde depolama sistemleri incelenerek karşılaştırmaları yapılmıştır. Karşılaştırmalara dikkat edildiğinde en ideal yöntem hidroelektrik depolama yöntemi olduğu görülebilmektedir [37, 38].

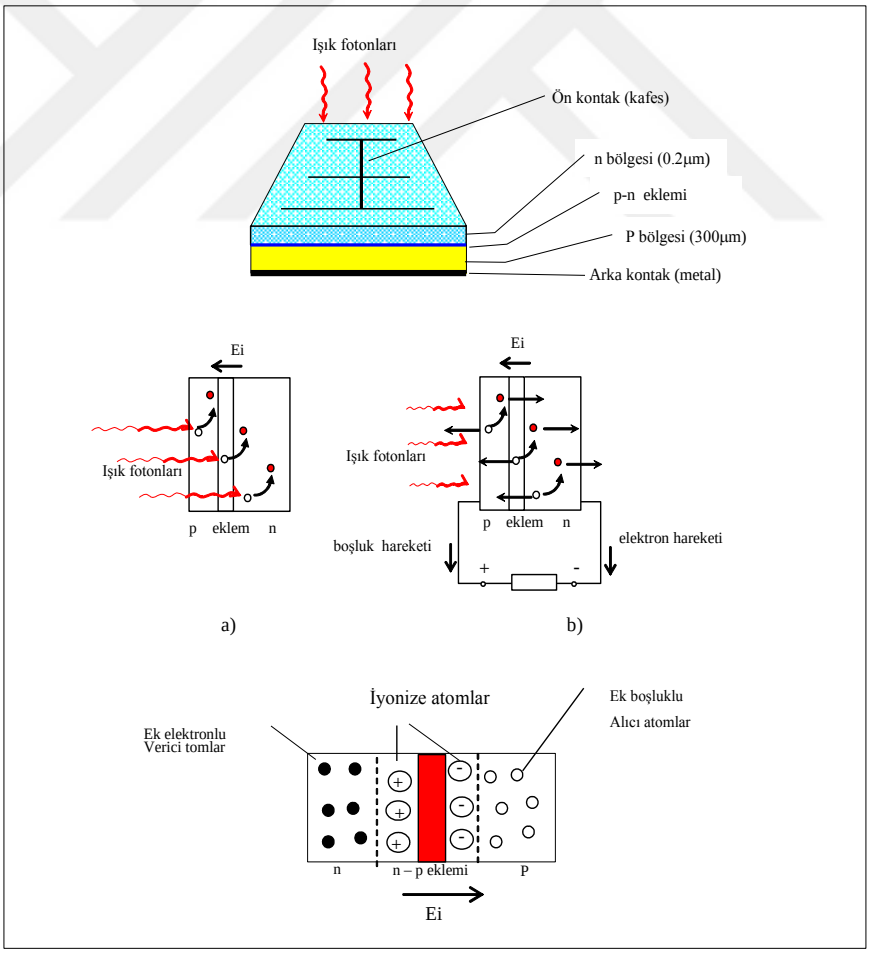
Bu çalışmada enerji depolama yöntemlerinden pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler üzerine çalışma yapılmıştır. Yüksekte bulunan su rezervuarı bir batarya görevi görerek depolanmakta ve talep halinde potansiyel enerji dönüşümü yardımıyla elektrik elde edilebilmektedir. Pompaj depolamalı sistemlerin en büyük dezavantajı coğrafik yapılara bağlı gerekli yüksekliklerin sağlanamaması durumudur. Diğer yöntemlere göre, uzun inşa süreleri ve kurulum maliyeti açısından yüksek olsa dahi

yüksek enerji depolamaları, enerji verimlilikleri ve daha çevreci bir yaklaşım olması açısından avantajlıdır.

2. PV POMPA HİDROELEKTRİK ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMİ (PVPHS) YAPILARI VE SİSTEM EKİPMANLARI HAKKINDA BİLGİLER

2.1. Fotovoltaik Enerji Çevrimi

Yenilenebilir enerji kaynaklarından birisi güneş enerjisidir. Güneş tükenmeyen enerji kaynağıdır. Güneş ışığından yararlanılarak enerji elde etmek mümkündür. Güneş ışığında bulunan fotonların yarı iletken katmanlar arasındaki elektronların katmanlar arası hareketi ile elektrik enerjisi elde edilen sistemlerdir. Güneş enerjisinin sonsuz yani tükenmeyen bir enerji kaynağı olması, dolayısıyla güneş enerjisinden faydalanarak enerji dönüştürülmesi durumu yenilenebilir enerji olduğunu göstermektedir. Solar (güneş) enerjinin bir diğer adı da fotovoltaik enerjidir.

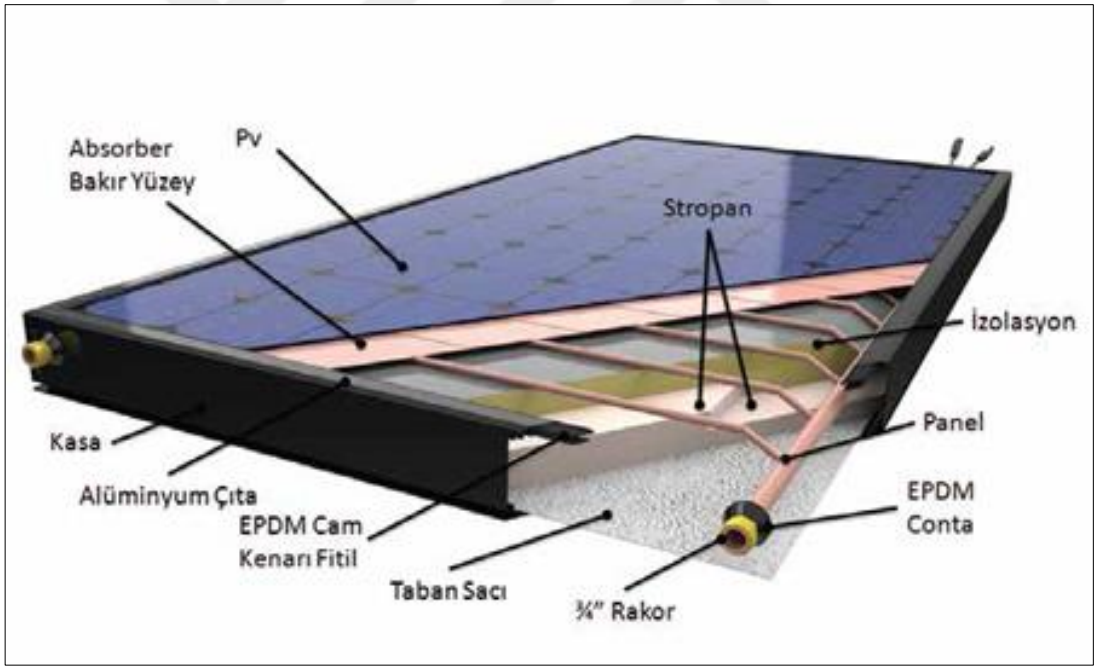


Şekil 2.1. Güneş pili şematik gösterimi [40]

Şekil 2.1'e göre;

> "Güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine çeviren aygıtlardır. Bu pillerin çalışma temelinde fotovoltaik olay yatmaktadır. Işık fotonları malzemelerde elektronlarla çarpışarak enerjilerini elektronlara aktarır ve sonuçta elektronlar bağlarından koparak serbest hale geçer. Bu olay soğurulma adını alır. Fotovoltaik olayda, fotonla uyarılan negatif (-) yüklü elektronlar gerilerinde pozitif (+) yüklü boşluklar bırakır. Üretilen bu ek yükler sistem içerisinde ayrı taraflara toplandığında bir potansiyel fark(gerilim) üretilebilmektedir." [39] [39]

Güneş pilleri yapıldığı malzemelere göre çeşitlilik göstermektedir. Bunlar; inorganik, iki katmanlı inorganik, tek kristal silisyum, çok kristal silisyum, kadmiyum tellürid (CdTe), ince film, bakır indiyum galyum diseleneid (CIGS), amorf silisyum, çok kristalli ince film, ince film kalgonit, bakır indiyum diseleneid, nanofotovoltaik (NanoPV), fleksibil CIGS, çok eklemli, kuantum noktalı ve boya duyarlı güneş pilleridir. Yapılan malzeme çeşitlerine göre verimlilik farklılıkları göstermektedir. Birbirleri ile paralel veya seri bağlanılarak talep edilen güç edilebilmektedir [41].



Şekil 2.2. Fotovoltaik katmanları [51]

Şekil 2.2'de fotovoltaik panellerin iç yapısı görünmektedir. Güneş enerjisi elde edildiği gibi kullanıma hazır olması bu sebeple dağıtım maliyetinin olmaması, sınırsız ve uzun süreli olması, kurulum maliyeti dışında maliyetinin olmaması, insan sağlığı açısından risk yaratmaması ve yakıt tüketim maliyetinin olmaması gibi birçok avantajı bulunmaktadır. Öte yandan dezavantajları da bulunmaktadır. Bunlardan

bazıları ise; mevsim değişikliği kaynaklı kış aylarında güneş ışığının az olması sebebi ile enerjinin az elde edilmesi, yüksek verim için panelin üzerine gölge yapacak çevresel faktörlerin olmamasının sağlanması, geceleri elektrik üretilmemesi gibidir. Tüm bu olumsuzluklar ele alınınca solar sistemler ile tek başına düzenli olarak elektrik elde edilememe durumu söz konusudur. Bu sebeple elde edilen bu enerjinin verimli depolanması ve talep anında kullanılabilmesi gerekmektedir [42].

Solar sistemler direk güneş enerjisini elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Bu sistemlerin dezavantajları ele alındığında arz- talebe uygun olarak kullanılabilmesi için depolama yöntemlerinden biri tercih edilmelidir. Bu çalışmada depolama yöntemlerinden hidrolik sistemler incelenmiştir.

Hidrolik; akışkanlar aracılığıyla bir kuvvetin veya hareketin iletimi anlamına gelmektedir. Solar sistemden elde edilen elektrik şebekeye verileceği gibi fazlası veya tamamı (arz-talebe uygun olarak) hidrolik sistemlere yönlendirilerek akışkan olarak depolanabilmektedirler. Hidrolik sistemde bulunan motor solar sistemlerden elde edilen elektrik ile çalıştırılır ve hidrolik pompaya gelen güç sayesinde akışkanı bulunduğu seviyeden borular yardımıyla daha yükseğe taşınmasını sağlar.

Pompalar mekanik enerjiyi hidrolik enerjiye dönüştürmeye yaramaktadırlar. Pompa yardımıyla hidroelektrik enerji depolaması; elektrik enerjisinin potansiyel enerji olarak depolanma biçimidir. Yükseklik farkı bulunan yerlerde biri altta ve diğeri üstte olmak üzere en az iki adet su biriktirme alanından oluşmaktadır. Bu sistem iki kademeden meydana gelmektedir. Bunlardan ilki; alt haznede bulunan suyun enerji talebi olmadığı durumlarda yenilenebilir enerji kaynakları ile (rüzgar, güneş vb.) desteklenerek suyun üst hazneye pompa yardımıyla depolanmasını sağlayan kısımdan oluşmaktadır. Su bu aşamada belirli bir yüksekliğe taşınarak depolanmaktadır. İkinci kısım ise elektrik ihtiyacı olması durumunda belirli bir yükseklikte depolanmış olan suyun potansiyel enerjisini kinetik enerjiye çevirmesi sırasında bir türbin vasıtasıyla elektrik enerjisi elde edilmesidir.

PHS'ler ihtiyaç duyulduğunda devreye alınabilen sistemlerdir. Tüketim ihtiyacının az olduğu zaman dilimlerinde bile yenilenebilir enerji kaynakları ile elde edilen elektrik enerjisinin depolanmasına dayalıdır. Böylelikle kesikli olarak üretilen

enerjinin depolanması ve sistemi talep edilen zamanda desteklemesi amaçlanır. Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına kıyasla (nükleer santraller vb.) insana ve çevreye olumsuz etkileri daha azdır.

2.2. Pompa Sistemi

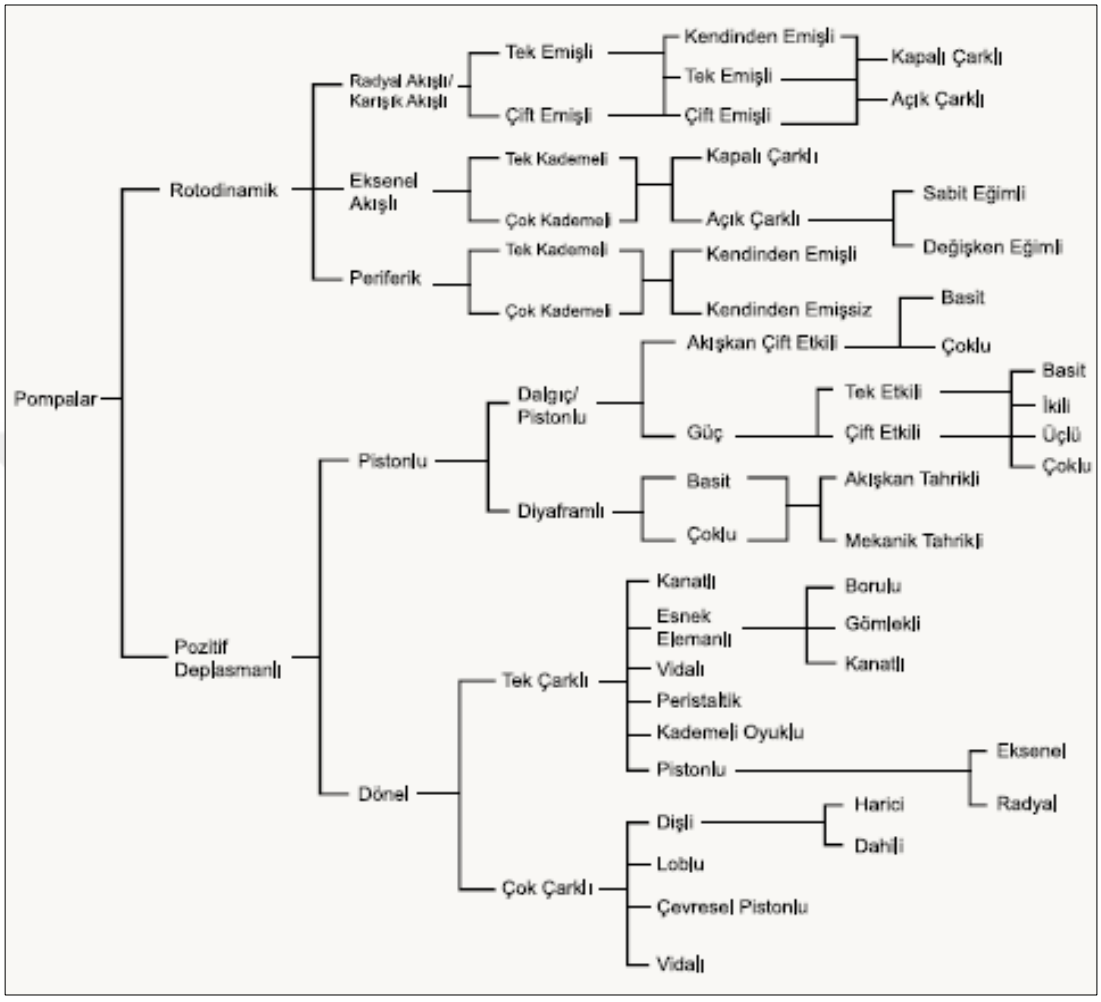
Pompa içine çektiği akışkana kinetik ya da potansiyel enerji kazandırmaya yarayan aygıttır. Pompa genellikle akışkanları bir yerden bir yere iletmeye, daha yükseğe çıkarmaya, gazları sıkıştırıp kapalı kapıların içindeki gazları boşaltmaya yarar. Dolayısıyla pompalar akışkanların enerji ve basıncını arttıran makinelerdir. Pompalar bir boru vasıtasıyla akışkanın debisini ve hızını arttırmaya yaramaktadır [43].

Pompalar çalışma prensibine göre genel olarak ikiye ayrılmaktadır. Bunlar pozitif deplasmanlı pompalar, rotodinamik pompalardır. Pozitif deplasmanlı pompalar genellikle vizkozitesi yüksek akışkanlar için kullanılmaktadır. Rotodinamik pompalar içerisinde yer alan santrifüj pompalar genellikle su taşınmasında kullanılmaktadır. Merkezkaç kuvvetinden faydalanılan pompa çeşitleridir. Pozitif deplasmanlı pompalara göre verimleri daha düşük olsa da yüksek devirli çalışabilmektedirler.

Çarkın emiş tarafında meydana gelen vakum nedeniyle sıvı çarkın kanatları arasına girer. Çark kanatları arasından geçen sıvı, çarkın dönü hareketleriyle büyük teğetsel bir hız kazanır. Çark kanatları ile çarkın ön ve arka profili tarafından sınırlanan kanallar arasında sıvı çarkın çıkış tarafına doğru dönme hareketi esnasında meydana gelen santrifüj kuvvetler etkisiyle itilir. Bu şekilde oluşan hareket, sıvının devamlı akışını ve pompanın emme etrafındaki emişini sağlar.

Belirli bir dönme hızıyla en yüksek basınç elde edilir. Bu tür bir pompanın bir hidrodinamik pompa olduğu söylenebilir. Bütün sıvılarda kullanılmaya elverişlidir. Plastikten, bronzdan, titanyum ve tantal gibi maddelere kadar her türlü maddeden yapılabilir. Çark; mekanik enerjiyi hidrolik enerjiye çeviren ve üzerinde çok sayıda kıvrık kanatlar bulunan organdır. Salyangoz; çarktan çıkan suyu toplayıp basma borusuna veren kısımdır. Difüzör; bazı pompalarda çark ile salyangoz arasına yerleştiren ve çarktan çıkan suyun hızını azaltarak yüksek kinetik enerjinin bir kısmını basınç enerjisi haline dönüştüren halka şeklindeki kısım. Salmastra kutusu;

Mil ile gövde arasında doğacak kaçakları önlemek için alınmış düzendir. Mil; tahrik organı ile çark arasını bağlayan ve çarkı taşıyan organdır.

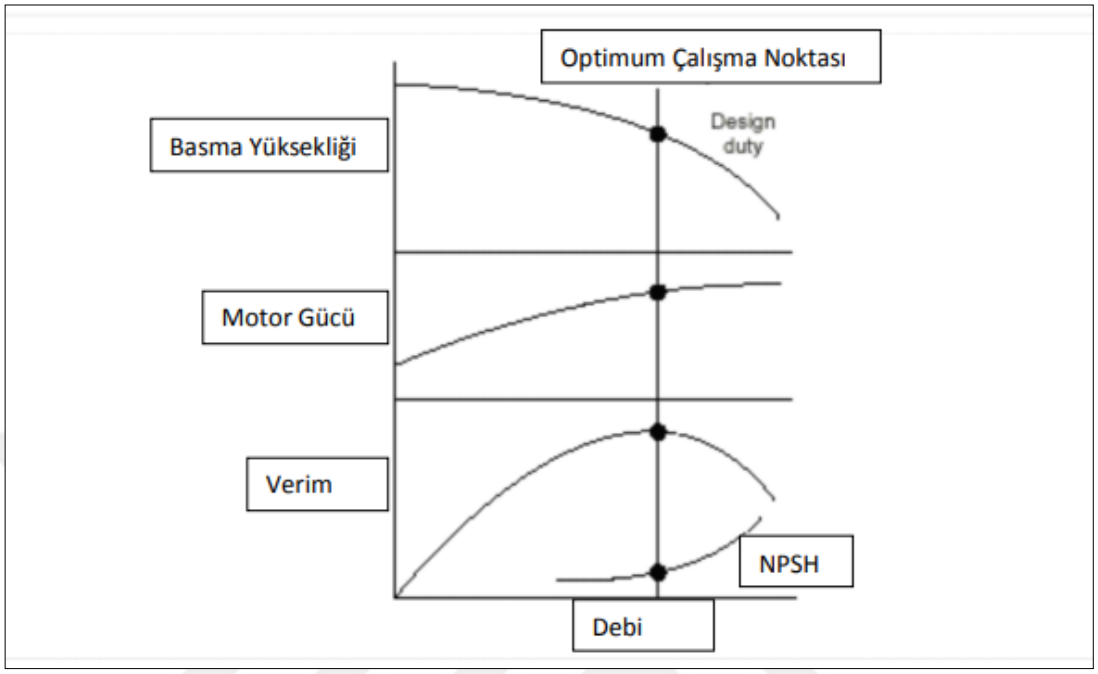


Şekil 2.3. Pompa çeşitleri [44]

Akışkanı basınçlandırmak için döner hareket yaparak santrifüj etki yaratan çarkların kullanıldığı pompalardır. İstenilen debi ve basınç büyüklüğüne göre tasarlanırlar. Yüksek basınç elde etmek için çok kademeli ve yüksek devirli pompalar kullanılmalıdır. Debi ve basınç arasında bağlantı vardır. Pozitif deplasmanlı pompalara göre verimleri daha düşüktür. Yüksek devirlidirler.

Debi, toplam dinamik yükseklik, pompa mil gücü, verim, emmedeki net pozitif yük ve pompanın özgül hızı, bir santrifüj pompanın performansını tanımlayan parametrelerdir. Pompaların çalışma bölgesi dışında çalışması sonucu ortaya çıkacak sorunlar şunlardır: yatak ömrünün azalması, salmastra ömrünün azalması, mil

kırılması, iç sürtmeler, gürültü ve titreşim artması, Emmedeki Net Pozitif Yük (ENPY) emniyet payının azalmasıdır [36].[36]



Şekil 2.4. Santrifüj pompaların debi- yükseklik performans eğrisi [36]

Pompa verimi; Kayıplar, pratikte tümüyle ortadan kaldırılamadığından dolayı pompa verimi her zaman %100 den küçüktür. Pompalarda kayıplar genelde, hidrolik, mekanik ve hacimsel kaynaklı olmaktadır. Pompa verimi, esas olarak pompa büyüklüğü, tipi, tasarımı ve yapımında kullanılan malzeme özelliklerine bağlı olarak değişebilmektedir. Büyük debili pompaların verimi genellikle daha yüksek olmaktadır. Pompa verimi, pompa deney stantlarında, belirli bir çalışma hızındaki, debi, basınç ve yükseklikler ölçülerek hidrolik güç hesaplanır. Mekanik güç ise elektriksel veya mekanik güç ölçme yöntemleri ile belirlenir. En sağlıklı mekanik güç ölçme yöntemi ise, torkmetre yöntemidir.

Kullanılan pompa sisteminde pompa, kaplin ve motor verimi toplam sistem verimini oluşturmaktadır. Kısaca verim, suya iletilen hidrolik gücün, bu gücü elde etmek için sisteme verilen güce oranıdır.

Suyun basma yüksekliği, suyun debisi, üst rezervuarı doldurma süresi vb. durumlar pompa seçiminde düşünülmesi gereken etkenlerdir. Sistemin verimli çalışabilirliği

açısından pompa seçimine dikkat edilmelidir. PV panel ile pompa uyum içerisinde çalışmalıdır.

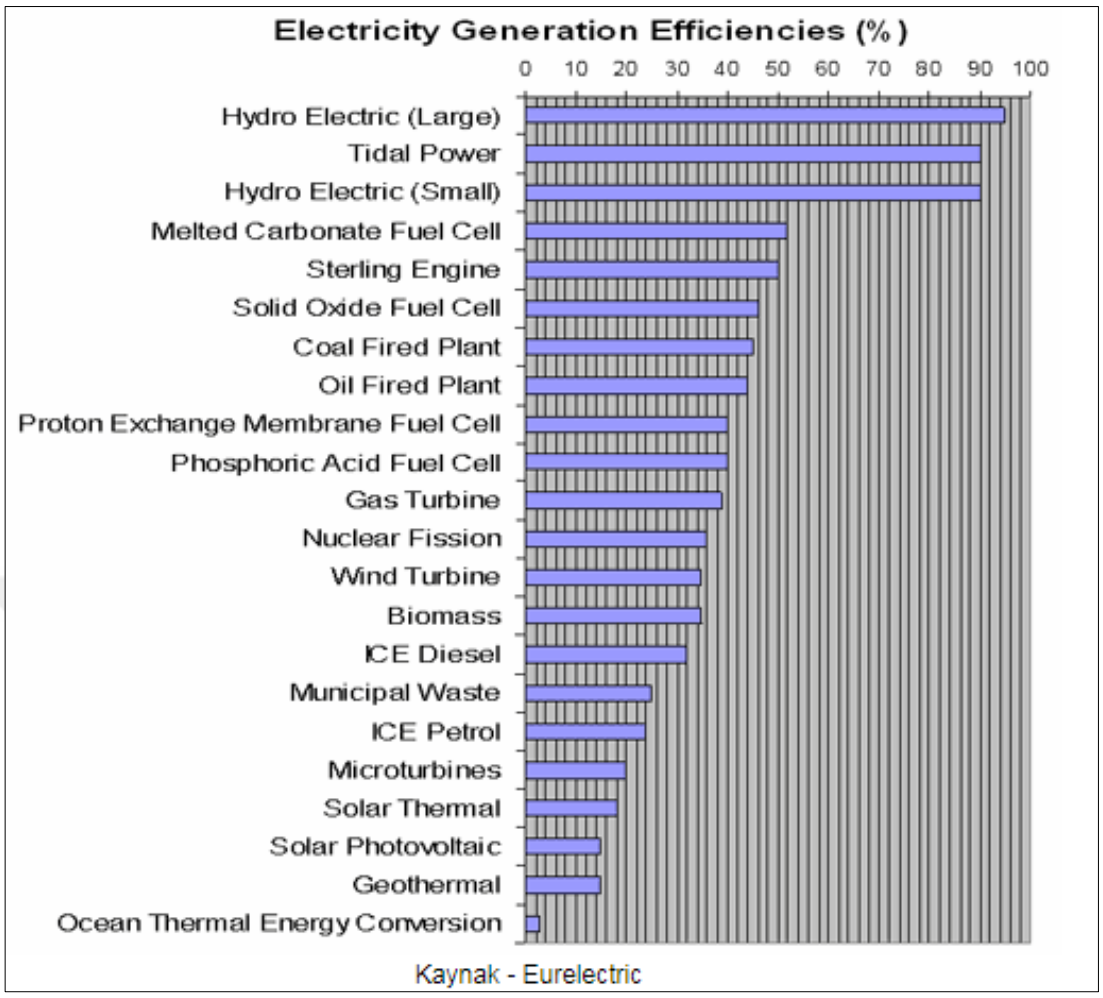
2.3. Hidroelektrik Sistemin Yapısı

Akan suyun enerjisini elektriğe çeviren sistemlerdir. Mekanik enerjiyi elektrik enerjisine çeviren makinelere jeneratör adı verilmektedir. Elektrik tedarik eden firmalar için sadece yağıştan etkilenen su olması durumunda güvenilir bir yöntem sağlamaktadır. Hidroelektrik sistemler talep durumunda devreye alınarak istenilen güçte elektrik tedarik edilebilen kontrollü sistemlerdir. Üst rezervuarda depolanan hidrolik güç ihtiyaç durumunda aşağıda yer alan rezervuara deşarj edilirken suyun yerçekimi, basınç vb. etkisi altında belirli bir hızda türbin kanatlarını bir kuvvet ile itmesi halinde kazanılan güç elektriğe çevrilmektedir. Suyun kuvvetinden yararlanılarak ve suyun akışının yönlendirmesi ile elde edilen elektriktir. Hidroelektrik birçok farklı durumdan elde edilebilmektedir. Bunlar; barajlarda biriktirilen suyun aşağıya hareketi, dalga enerjisi, gel-git olaylar, pompaj depolama ile yükseğe çıkarılmış suyun deşarjı gibidir [45].

Yapılan teorik çalışmalara göre hidroelektrik enerji verimliliği; farklı kaynaklar ve farklı yöntemlere kıyasla en verimli elektrik üretim yöntemi olarak görünmektedir [49].

> "Bir hidroelektrik santralinin dönüşüm verimliliği esas olarak kullanılan su türbininin türüne bağlıdır ve büyük tesisler için% 95 kadar yüksek olabilir. Çıkış gücü 5 MW'tan az olan daha küçük tesisler% 80 ile% 85 arasında verime sahip olabilir." [46]

Potansiyel enerjinin elektrik enerjisine çevrilen kısmıdır. Belirli H yüksekliğinden alt rezervuara suyun tekrar deşarjı sırasında türbin kanatlarından yararlanılmaktadır. Türbin kanatlarına çarpan su itme kuvvetiyle türbin miline hareket verir ve mekanik iş elde edilmiş olur. Birçok türbin çeşidi olmakla birlikte PHS'lerde yaygın olarak kullanılanlar; Pelton, Francis, Kaplan, Crossflow, Turgo, Fixed Pitch Propoller'dır [47]. Sistemlerde türbin tipine karar verirken debi ve yüksekliğe bağlı hız etki etmektedir.



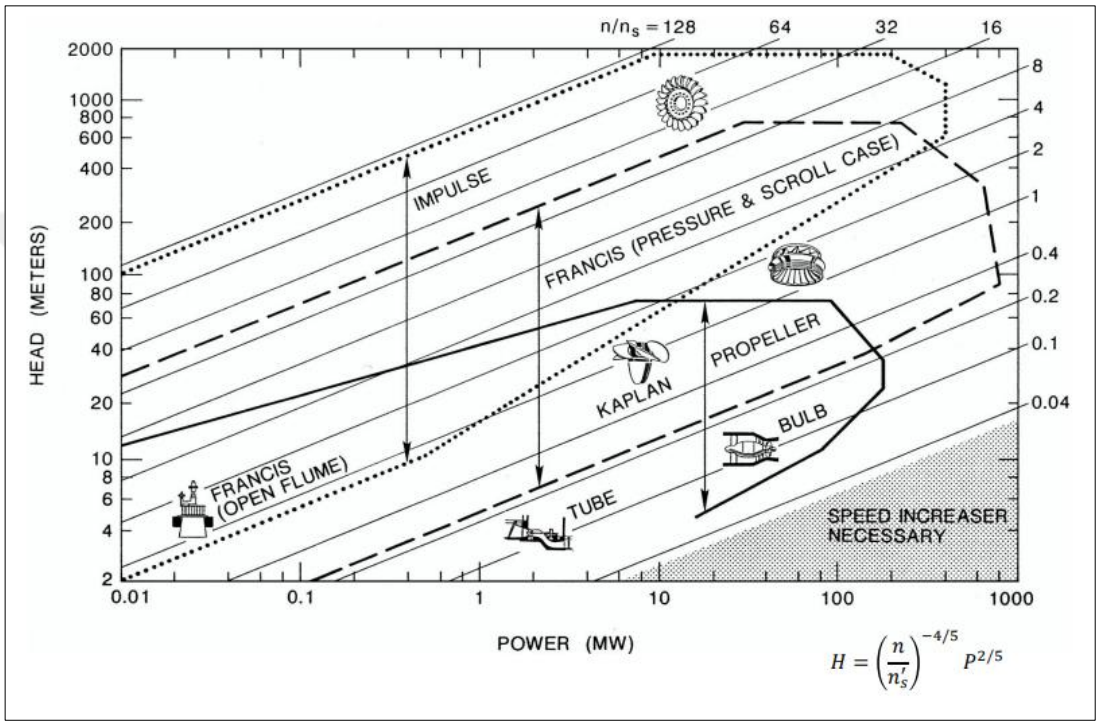
Şekil 2.5. Farklı yöntem ve kaynaklardan elde edilen enerji verim yüzdeleri [51]

Şekil 2.6'da Pelton, Francis ve Kaplan türbine ait şekiller yer almaktadır.



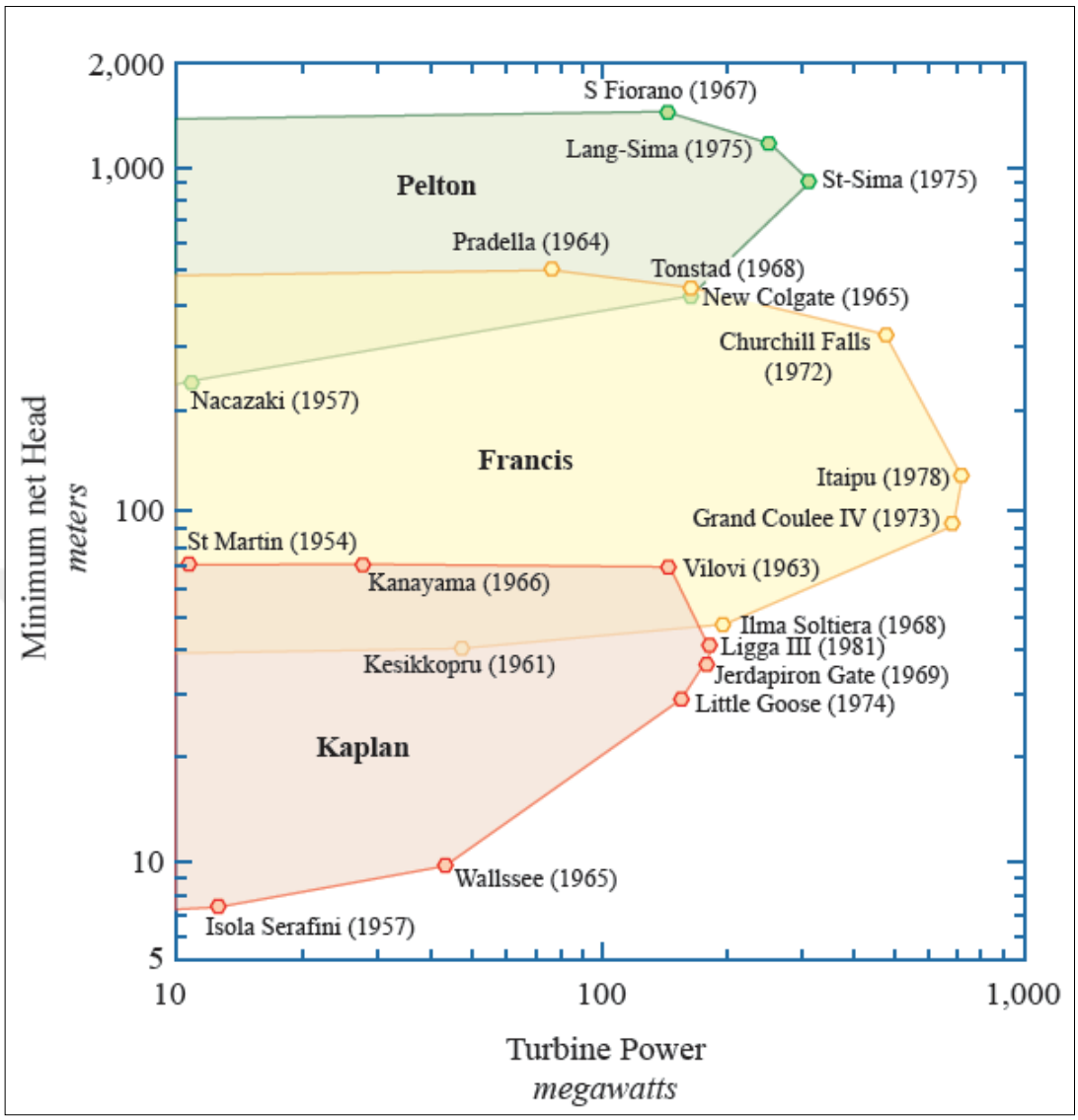
Şekil 2.6. Tipik su türbin çeşitleri (soldan sağa doğru; Pelton, Francis (spesifik hız 30 rpm), Francis (spesifik hız 70 rpm), Kaplan) [47]

Türbin seçiminde dikkat edilmesi gereken en önemli husus debidir. En iyi hidroelektrik çevrim verimi için yapılan hesaplamalar ile debiye uygun türbin seçilmelidir[48]. Debi yükseklikle sağlanmaktadır. Şekil 2.7'de yüksekliğe göre uygun olan türbin çeşitleri yer almaktadır. Deney setinde su dikey açı ile gelmektedir. Suyun maksimum ittirme gücü uygulayabilmesi amacıyla debiye en uygun türbin çeşitlerinden olan su tekeri türbin seçilmiştir.



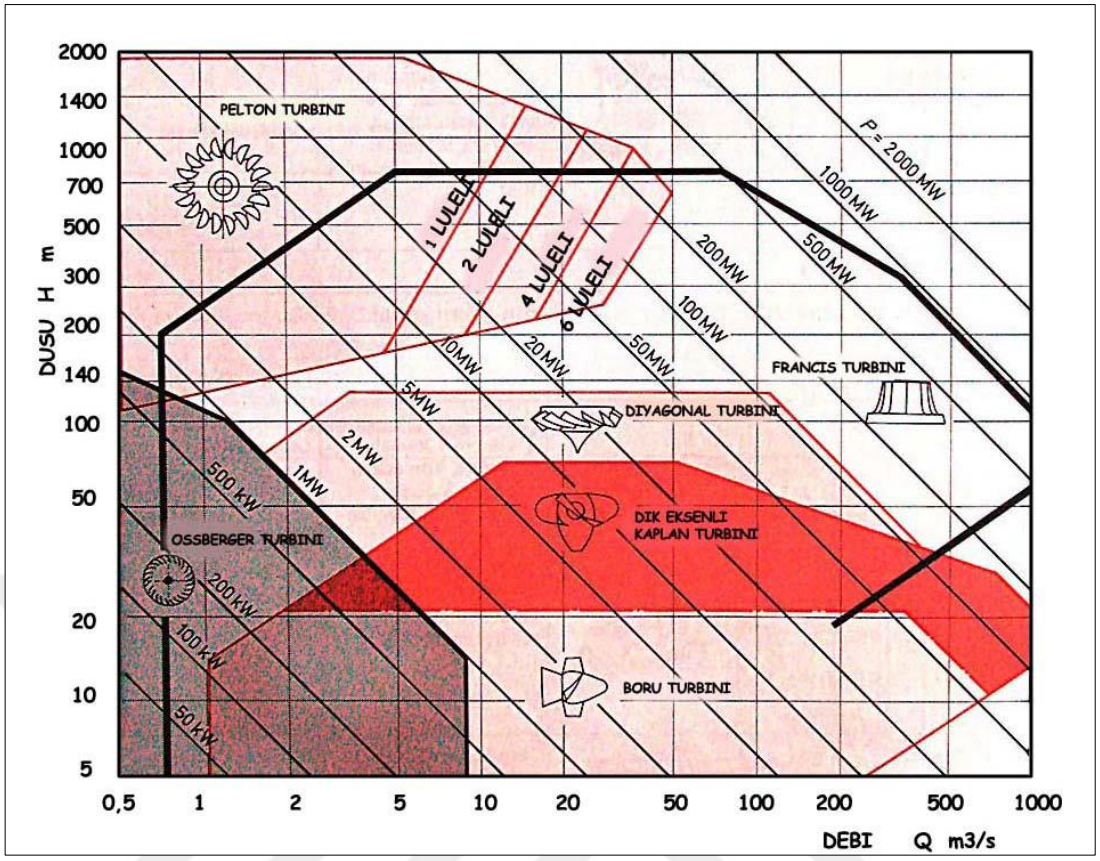
Şekil 2.7. Yüksekliğe göre türbin çeşitleri ve MW cinsinden güç aralıkları [47]

Modelleme kısmında türbin seçimi ile ilgili detaylı bilgi paylaşılmıştır. Türbinlerin belirlenen yükseklik ve elde edilecek güce göre seçilmesi gereken çeşitleri Şekil 2.8 ile gösterilmektedir. Yükseklik türbin seçiminde önemli kriterdir. Şekilde görüldüğü üzere düşük yükseklikler için bulb veya tube tipi türbinler kullanılırken daha fazla yükseklikler için pelton tipi türbinler kullanılmaktadır. Şekil 2.8'de 1950-1980'lı yıllarda kurulu olan hidroelektrik sistemlerinde kullanılan türbin çeşitleri görülmektedir.



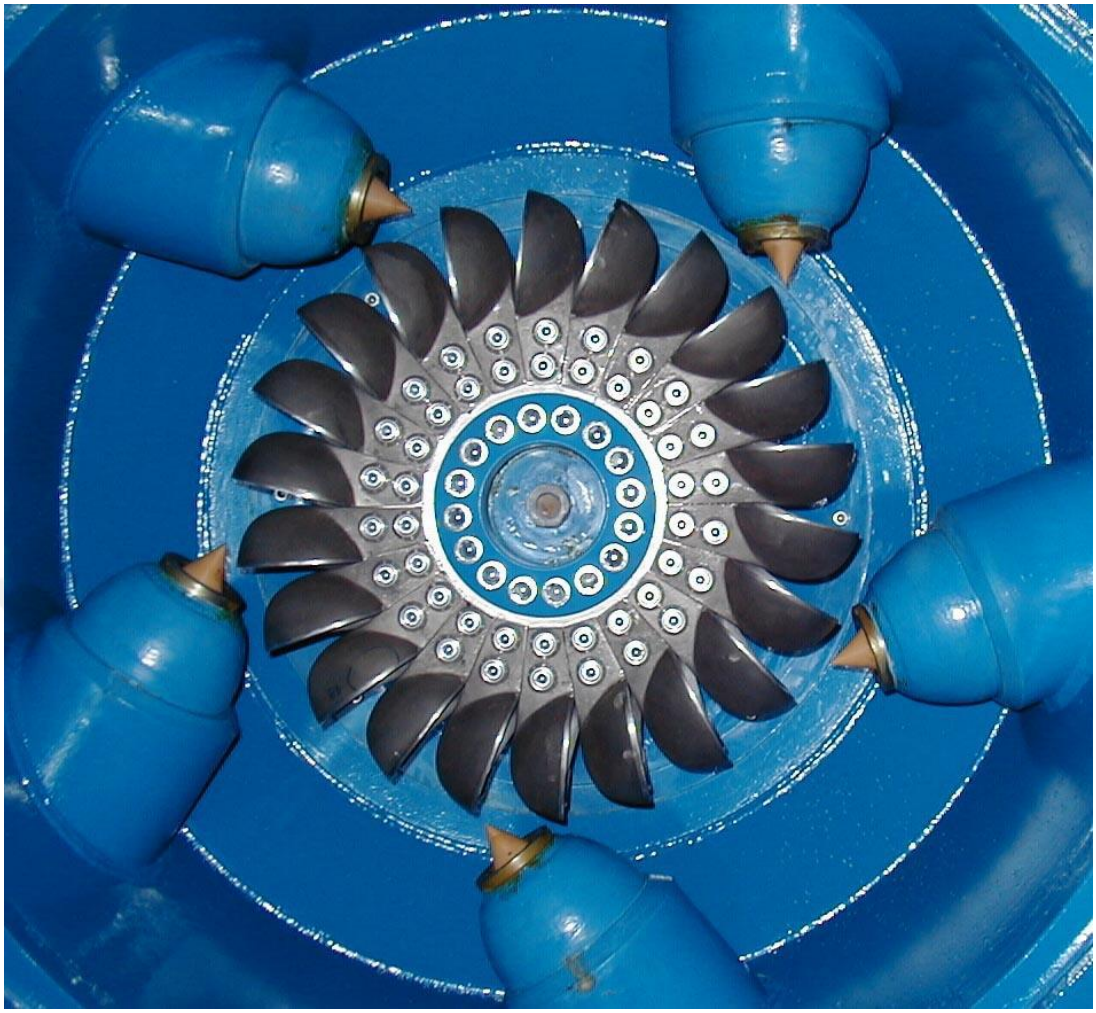
Şekil 2.8. 1950-80 yılları arasında kurulan hidroelektrik sistemlerin minimum net yüksekliklerine göre türbin güçleri [47]

Türbin çeşitleri kendi aralarında dinamik ve hacimsel olarak değişkenlik göstermektedir. Hacimsel türbinler genellikle güç üretim amacından daha çok debi ve akış ölçümlerinde tercih edilmektedir. Dinamik türbinler ise güç üretiminde yaygın olarak kullanılmaktadır. Dinamik türbinler ise etki ve tepki türbinleri olarak kendi aralarında ayrılmaktadır. Etki türbinleri yüksek düşü- küçük debi, tepki türbinleri ise düşük düşü ve yüksek debili sistemlerde kullanılmaktadırlar. Şekil 2.9'da türbin çeşitlerinin debi ve yüksekliklere göre sınıflandırılması yer almaktadır.



Şekil 2.9. Türbin çeşitlerinin debi ve yüksekliklere göre sınıflandırılması [36]

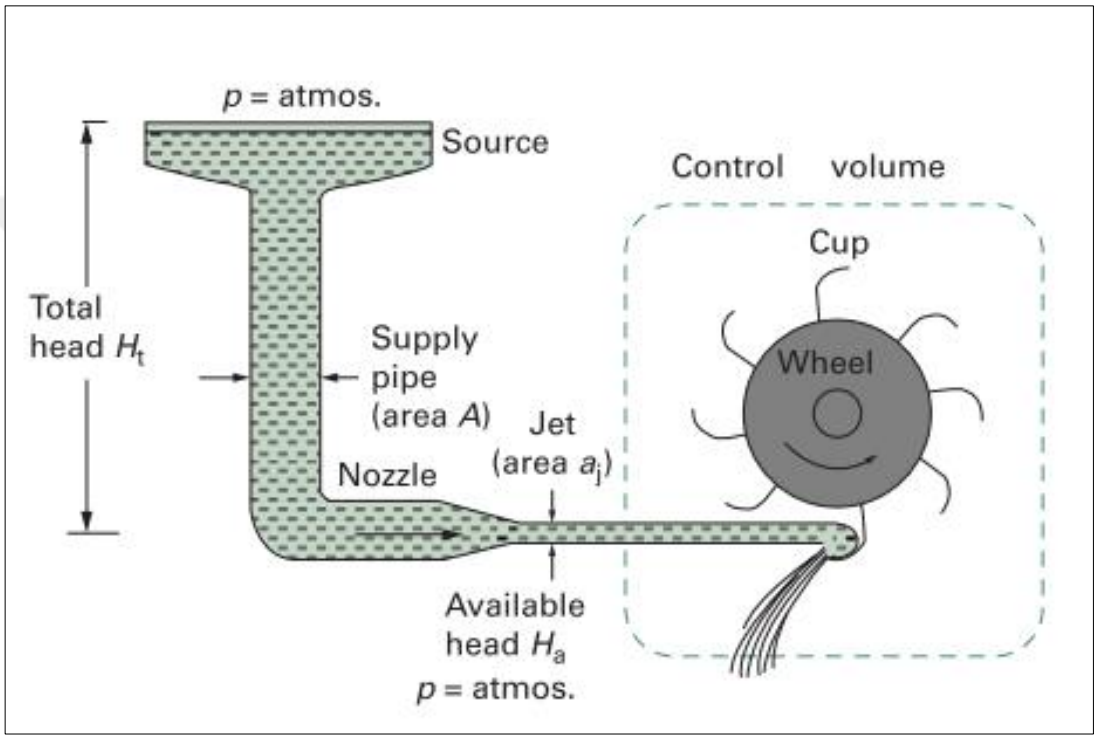
Eğer pompaj depolamalı hidroelektrik santralinin kurulacağı yükseklik verileri var ise debi miktarı ve yüksekliğin bilinmesi ile seçilecek olan türbin çeşidi belirlenebilmektedir. Türbin çeşidi seçim esasları Bölüm 3'te yer alan modellemeler kısmında detaylı anlatılmıştır. Türbinlerde jeneratör miline enerjiyi ileten döner aksama runner denilmektedir. Runnerlara gelen su hızı ne kadar fazla olursa o kadar fazla elektrik çevrim gerçekleşecektir. Türbinlerde püskürtme yöntemi ile debi ayarları yapılarak daha fazla güç elde edilebilmektedir. Hidroelektrik çevrim için akım- gerilim ve elektriksel güç karakterizasyonu farklı düşü yüksekliklerinde bu set üzerinde yapılmıştır. Seçilen su türbini ve jeneratör için türbine maksimum mekanik güç aktarılabilecek bir devirde jeneratör yüklendiğinde en iyi verimi elde edilmektedir. Püskürtmeler nozullarla sağlanmaktadır. Su jeti sağlanan bahsi geçen bu durum pelton tipi türbin için Şekil 2.10'da 5 jetli örneği görülebilmektedir.



Şekil 2.10. 5 jetli pelton tipi türbin [47]

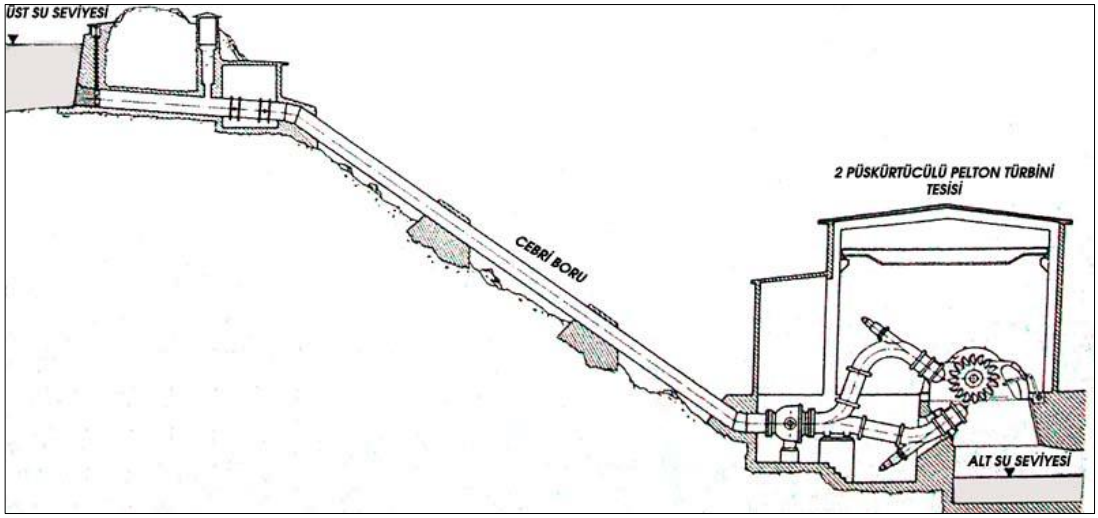
İmpulse (dürtü) türbinleri anlamak propoller (reaksiyon) türbinlerden daha kolaydır. Şekil 2.11'de yer alan pelton tekerlek türbin düşünülürse; üst rezervuarda mevcut olan suyun potansiyel enerjisi bir veya daha fazla jetin (Şekil 2.11'de yer alan 5 adet jet bulunmaktadır.) kinetik enerjisine dönüşmektedir. Her bir jetten belirli bir hız ile çıkan su geçmiş zamanda dikey bir tekerleğin çevresine dizilmiş olan yan yana bulunan kepçe benzeri kanatlara çarpmaktadır. Şekil 2.11'de şematik gösterimi yer almaktadır. Kanatlara çarpan suyun sapması ile suyun momentumunda değişiklik meydana gelmektedir. Türbin kanatları su üzerinde bir kuvvet uygulamış ve aynı şekilde de su da karşı kuvvet uygulamıştır. Tekerleğe uygulanan bu teğetsel kuvvet ile türbin dönmektedir. İdeal olarak türbin verimliliği %100 olsa da pratikte küçük sistemler için %50, doğru uygulanmış büyük sistemler için ise %90'a kadar verim sağlanabilmektedir. Pratik bir tasarımda açıklanan ideal verim performansı amaçlanmaktadır. Nozullar ve su jetleri maksimum güç transferi için kaşıklar

hareketli olarak tasarlanır ve en uygun hızda dik olarak vurabilecek şekilde ayarlanabilmektedir. Ancak ideal koşullarda tam olarak dik açı ve en yüksek verim elde edilememektir. Çünkü nozullardan gelen su jetleri hem yansıyan yerine hem de bir sonraki kaşığa aktarılan sudan etkilenmektedir. Geçmişten bu yana pelton türbinlerde bu durum için iyileştirmeler yapılmıştır. Kepçelerin şekli, su jetleri gelen sudan uzaklaşacak şekilde bir ayırıcı ile bölünmüştür [7].

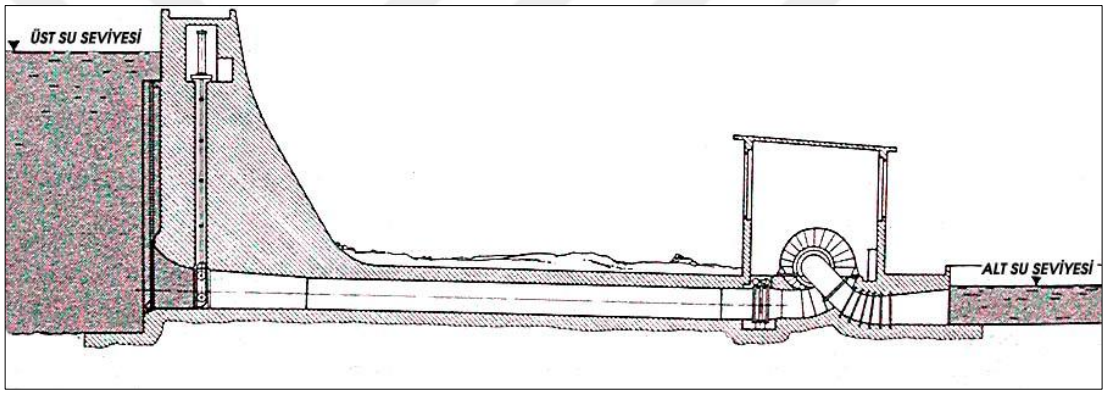


Şekil 2.11. Pelton türbin su jeti şematik gösterimi [7]

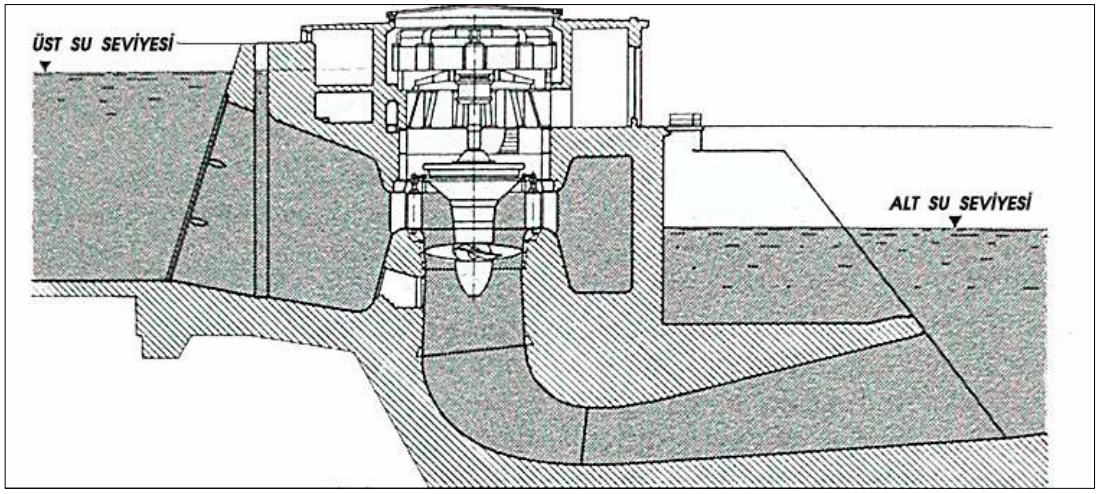
Debiye uygun olmayan bir türbin seçimi kayıpların fazla olmasına ve elde edilen enerji miktarının ise az olmasına sebep vermektedir. Su türbinlerinde türbin kanatlarına çarpan debinin türbin motorunu döndürebilecek enerjiye gereksinimi bulunmaktadır. Bu da mevcutta bulunan potansiyel enerjinin mühendislik hesaplamaları ile türbine en iyi şekilde en az kayıp ile iletilebilmesiyle mümkün olmaktadır. Uygun olmayan türbin seçimi öte yandan enerjinin boşa gitmesine de sebep olabilir. Düşü farklılığına göre tercih edilen su türbin çeşitleri Şekil 2.12, Şekil 2.13 ve Şekil 2.14'te yer almaktadır. Türbin seçimlerinde şekillerde de görülebileceği gibi debi ve yüksekliğin etkisi ile farklı çeşitlerde türbin kullanımı sağlanmaktadır.



Şekil 2.12. Yüksek basınçlı su türbini tesisi (2 püskürtücülü pelton türbin) [36]



Şekil 2.13. Orta basınçlı su türbin tesisi (Francis Türbin) [36]



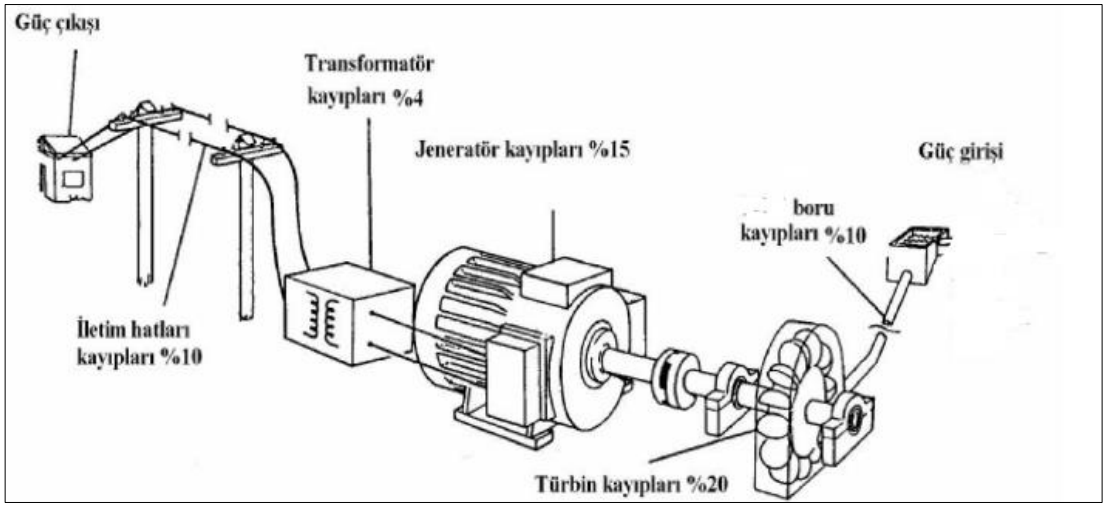
Şekil 2.14. Düşük basınçlı su türbini tesisi (Kaplan Türbin) [36]

2.4. Mekanik Teçhizat

Sistemde kullanılan mekanik teçhizatlar yardımcı ekipmanlardır. Tipik pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerde arz- talep durumuna göre sistemden en verimli şekilde enerji elde edilmesi gerekmektedir. Bu sistemlerin arıza durumlarında, güç ayarlamalarında kontrolünü sağlamak üzere yardımcı ekipmanlara ihtiyaç duyulmaktadır. Sistem üç ana bileşenden oluşmaktadır. Bunlar PV, pompa sistemi ve hidroelektrik için ise türbindir. Sistemin kurulu olacağı bölgenin ortalama ışınım şartlarına göre maksimum güç noktaları belirlenmeli ve fotovoltaik güçten en verimli şekilde yararlanılmalıdır. Aynı şekilde seçilecek olan pompa motorunun da PV maksimum güç noktalarına yakın çalışan bir yapıda olması istenmektedir. Sistemden daha yüksek güç elde edilebilmesi için iç kayıpların minimum tutulması gerekmektedir. PV-pompa motoru arasında bağlantı ekipmanları olan kablolar en az direnç gösterecek şekilde seçiminin yapılması sistem verimi açısından önemlilik arz etmektedir. PV sistem rüzgar kullanılarak entegre şekilde de sisteme güç sağlayabilmektedir.

PV-pompa motorları DC (doğru akım) ve AC (alternatif akım) olarak değişkenlik gösterebilmektedir. Sistemde kullanılan pompa motoru DC motordur. Ancak AC pompa motorları için de invertör kullanılarak düşünülebilmektedir. İnvertör kullanımı sayesinde sistemdeki kesinti, dalgalanmalar vb. önlenerek sistemin etkin ve verimli çalışması sağlanabilir. PV sisteminde günlük değişen ışınım şartlarına göre kesikli enerji temini bulunmaktadır. PV'de kullanılan invertörler ile beslenen pompa motoruna iletilen enerji dengeli ve kesintisiz olacaktır. Üretilen elektrik enerjisinin şebeke şartlarına uygun olması gerekmektedir. İnvertörler kullanılarak talep edilen elektrik kalitesine uygun, gerilimi, AC-DC olarak akımı ve frekansı ayarlanabilmektedir.

Üst rezervuarda su gücünün azalmaması aksine sabit kalması veya arttırılması istenir. Üst rezervuarda ne kadar su varsa potansiyel enerjisi o kadar fazla olacaktır. Hidroelektrik çevrimde elde edilecek enerji ayarlanabilmelidir. Bu da sisteme entegre edilmiş olan debi ayarları ile mümkündür. Elde edilen elektrik enerjisi büyük sistemlerde türbine çarpan suyun hızı otomatik kontrol sistemleri ile mümkündür. Yapılan bu deneysel çalışmada sistemlerde mevcut olan transformatör, regülatör, invertör vb. kullanımı sağlanmamış olup bunlara bağlı kayıplar incelenmemiştir.



Şekil 2.15. Bir sistemin hidroelektrik güç bölümünde toplam güç çıkışı ve kayıplar [48]

Bir türbin sisteminde türbinden çekilen güçte dalgalanmaların olması türbin devrinde, çıkış geriliminde değişiklik olmasına sebep olur. Türbinde oluşan mekanik enerjinin alternatif akıma çevrilmesinde alternatörler kullanılmaktadır. Sistem çıkışında oluşan dalgalanmalar alternatörlerde zorlama yapar. Dolayısıyla türbin devrinde düşmeler meydana gelir. Bu durum kayıplar ortaya çıkarır ve türbine zarar verebilir. Bu durumun tersi de olabilir. Bu gibi değişken ihtimalleri kontrol altında tutmak ve sistemi korumak adına kontrol sistemleri mevcuttur. Büyük sistemlerde kontrol sistemleri ile sensörler yardımıyla debi ölçülerek debiye göre kanat açıları ayarlanabilmektedir. Aynı zamanda türbin hızını ayarlamak maksadı ile regülatörlerin kullanımı da mümkündür. Regülatörler ile türbine giden suyu ayarlamak maksadıyla türbin hızını ihtiyaca göre kontrol altında tutabilmektedirler.

3. MATEMATİKSEL MODELLEME

3.1. Hesaplama Parametreleri

Deney sisteminde, uygun bir su rezervuarı farklı yüksekliklerde basılan suyun debi performansını ve farklı yüksekliklerden aşağı akan suyun hidroelektrik sistemdeki performansını araştırmak için kademeli girişler halinde şekillendirilmiştir. PV-pompa hattında suyu pompalamak için 8mm'lik silikon bir boru kullanılmıştır. Güneş ışığını simüle edecek şekilde ışık şiddeti ayarlanabilen bir halojen lamba ile farklı ışınım şiddetlerinde PV-pompa sistemi çalıştırılabilmektedir. Su rezervuarındaki ölçek belirteçleri ile debi miktarları ve tankın dolma veya bitme süreleri ölçülebilmektedir.

3.2. PV Modellemesi

Güneş enerjisinin gün içerisinde farklı ışınım şiddetlerine maruz kalması ve ısınma etkisi gibi dış etkenlere bağlı olarak veriminde farklılıklar oluşmaktadır. Bu sebeple elektrik iletimlerinde düzensizlikler verim kayıpları gibi olumsuz etkiler ortaya çıkmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının birlikte kullanılması ile enerji iletimlerindeki düzensizlik, arz- talep karşılanmasında karşılaşılan olumsuzluklar kontrol altında tutulabilmektedir.

Yapılan çalışmada üst rezervuarı beslemek amacıyla güneşten yararlanılmıştır. Seçilen pompayı besleyecek güce sahip uygun PV paneller seçilmiş ve böylelikle su üst rezervuara taşınmıştır. Seçilen PV panelin deneysel çalışma ile öncelikle farklı sıcaklıklarda, sıcaklık sabit tutularak farklı dirençlerdeki akım- gerilim karakteristiği, farklı ışınımlar altında maruz kaldığı akım sabit tutularak gerilim değişimleri ve sabit sıcaklık altındaki Isc- Voc değişimleri incelenmiştir. Laboratuvar ortamında gerçekleştirilen deneyler ile amaçlanan teorik bilgilerin pratikteki yakınlıklarını gözlemleyerek sistem çalışılabilirliğini ve verimlerini hesaplamaktır.

Tipik bir PV'nin karakteristikleri ışınım ve sıcaklıkla değişkenlik göstermektedir. PV'nin farklı ışınım ve sıcaklıklardaki çıkış akım- gerilim (I-V) modeli için referans [36]'daki PV model aşamaları çalışmada kullanılan PV modellenmesi için uyarlanmıştır.

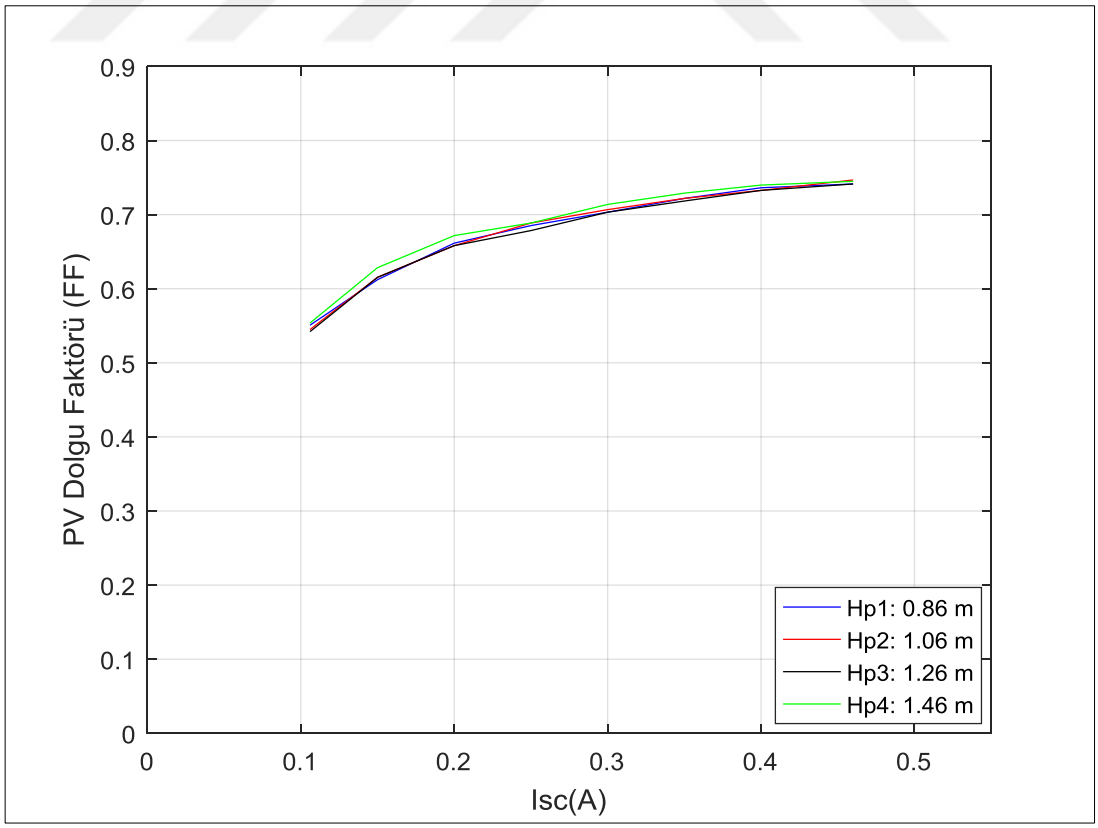
Bir PV'nin maksimum çıkış gücünün, açık devre gerilimi ile kısa devre akımı çarpımına oranına dolgu faktörü (Fill Faktörü-FF) denilmektedir. Fill faktörü ile güç ölçümlerindeki belirsizlikleri tespit etmek mümkündür. Denklem 3.1'de FF hesaplamak için formül yer almaktadır.

$$FF = \frac{V_{pv(x)} \cdot I_{pv(x)}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.1)$$

Formülde yer alan x maksimum güçleri ifade etmektedir. Aşağıda yer alan Tablo 3.1'de model akışına göre hesaplanan PV akım-gerilim ile her basma yüksekliği için aynı kısa devre akımına göre açık devre gerilimleri tekrarlanarak ölçülmüştür.

Tablo 3.1. Dolgu faktörü hesaplamalarında kullanılan farklı ışınım ve su basma koşullarındaki I_{sc}-V_{oc} ölçümleri

I_{sc} (A)	0,106	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,46
V_{oc1} (V) [H_{p1}: 0.86 m]	18,7	19.,	19,7	20,1	20,4	20,5	20,6	20,9
V_{oc2} (V) [H_{p2}: 1.06 m]	18,9	19,3	19,8	20	20,3	20,5	20,7	20,75
V_{oc3} (V) [H_{p3}: 1.26 m]	19	19,3	19,8	20,3	20,4	20,6	20,7	20,9
V_{oc4} (V) [H_{p4}: 1.46 m]	18,6	18,9	19,4	20,0	20,1	20,3	20,5	20,8



Şekil 3.1. Deney setinde kullanılan PV'nin farklı ışınım koşul ve su basma yüksekliklerindeki FF değişimleri

Farklı ışınım koşullarında ve dört farklı basma yüksekliklerinde FF değişimleri grafik haline getirilmiştir. Bu grafik Şekil 3.1'de yer almaktadır. Şekil 3.1 incelendiğinde fill faktörü değişimi yaklaşık olarak her basma yüksekliği için aynı olduğu gözlemlenmektedir.

Güneş panelinin teorik yaklaşım ile eğrileri çizilebilmektedir. Bu kısımda seçilen panelin aşağıda kullanılan verileri alınarak Kp değeri hesaplanmıştır. Hesaplanan Kp değeri ile yukarıda bahsedilen şartlar altında güneş panelinin davranışları ortalama olarak gözlemlenebilmektedir. Tek panele ait veriler ve Kp değeri formülizasyonu Denklem 3.1'de yer almaktadır;

$$I_{(sistem)} = Isc.(np) - Isc.(np).e^{Kp\left(\left(\frac{V}{ns.Voc}\right)-1\right)} \quad (3.2)$$

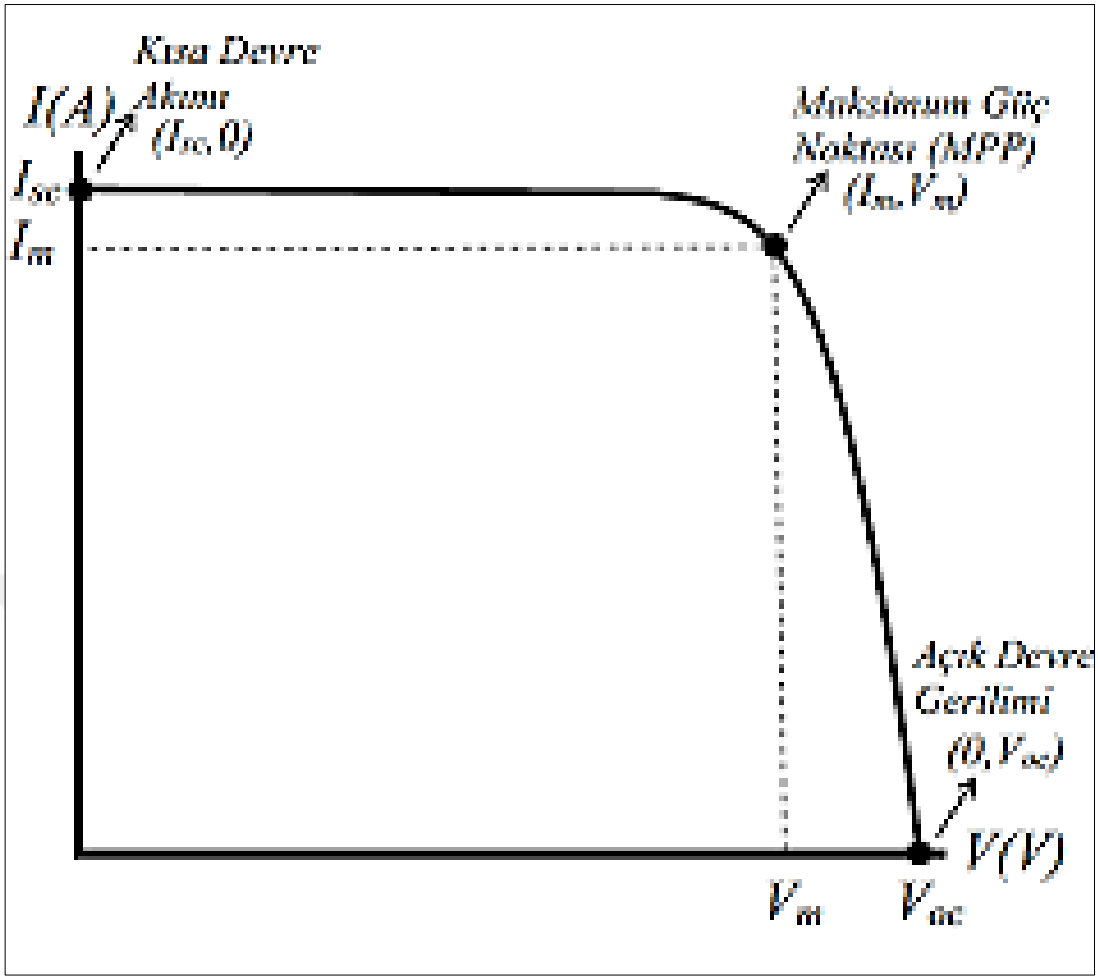
$$I_{(sistem)}/_{np} = Isc - Isc.e^{Kp\left(\frac{Vsistem-ns.Voc}{ns.Voc}\right)} \quad (3.3)$$

Güneş panellerinin seri(ns) ve paralel(np) bağlı olmak üzere dizilerini gösteren np ve ns değerleri mevcuttur. Yapılan analizlerde 2 adet birbirine paralel bağlanmış panel kullanılmıştır. Bu durumda np değeri 2 ve ns değeri ise 1 olmaktadır. Dolayısıyla I_{max} değeri de 2 panel için 2 katına çıkacağı teorik olarak kabul edilir.

Kp katsayısı; seçilen güneş panelinin akıma gelen voltajına karşılık en yüksek ışınım şiddetinde panelin maksimum gücünü göstermektedir. Kp katsayısı güneş pilinin kalitesini gösterir bir değerdir. Sistemin Kp'si değişmemektedir. Yukarıda yer alan formül dikkate alınarak Kp değeri çekilmiş ve değerler yerine yazılmıştır. Etiket verilerine göre Kp katsayısı Denklem 3.3'de hesaplanmaktadır;

$$Kp = \frac{\ln\left[\frac{Isc.np-Imax(sistem)}{np.Isc}\right]}{\left(\frac{Vmax}{V}\right)-1} = \frac{\ln\left[\frac{0,62.2-0,57.2}{0,62.2}\right]}{\left(\frac{17,5}{22}\right)-1} = 12.309 \quad (3.4)$$

Kp değeri bilindiği sürece formül üzerinde veriler yerine yazılarak bir güneş pilinin modellemesi yapılabilmektedir. Tipik bir güneş pilinin I-V karakteristiğini gösteren sistem eğrisi aşağıdaki gibidir. Eğrinin altında kalan en büyük alan maksimum gücü, dolayısıyla maksimum akım ve gerilimi göstermektedir. Deneysel çalışmada da sıcaklık ve ortam şartları sabit tutulma durumu olsa idi mükemmel olarak bu tip bir eğri elde edileceği düşünülmektedir.



Şekil 3.2. Bir PV panelin I-V karakteristiğinin şematik gösterimi

Matematiksel modellemede gerçekleştirilen yaklaşım ile Kp değeri şartlar değişmediği sürece (PV panelin seri- paralel bağlanma durumu, ışığın gelme açısında bağlı olarak ışınım şiddeti vs.) her sıcaklık için ortalama aynı değer çıkması beklenilmektedir. Yukarıda etiket değerlerine göre hesaplanan Kp değerini bir de ölçümlerden elde edilen veriler doğrultusunda aşağıdaki şekilde hesaplayarak hesaplama modelinin kullanılan PV panele uygulanabilirliği araştırılmıştır.

Öncelikle T=34°C için I-V karakteristiği çıkarılması amacı ile kısa devre akımından açık devre gerilimine kadar ölçümler alınmıştır.

Tablo 3.2. T=34°C için ölçülen I-V değerleri

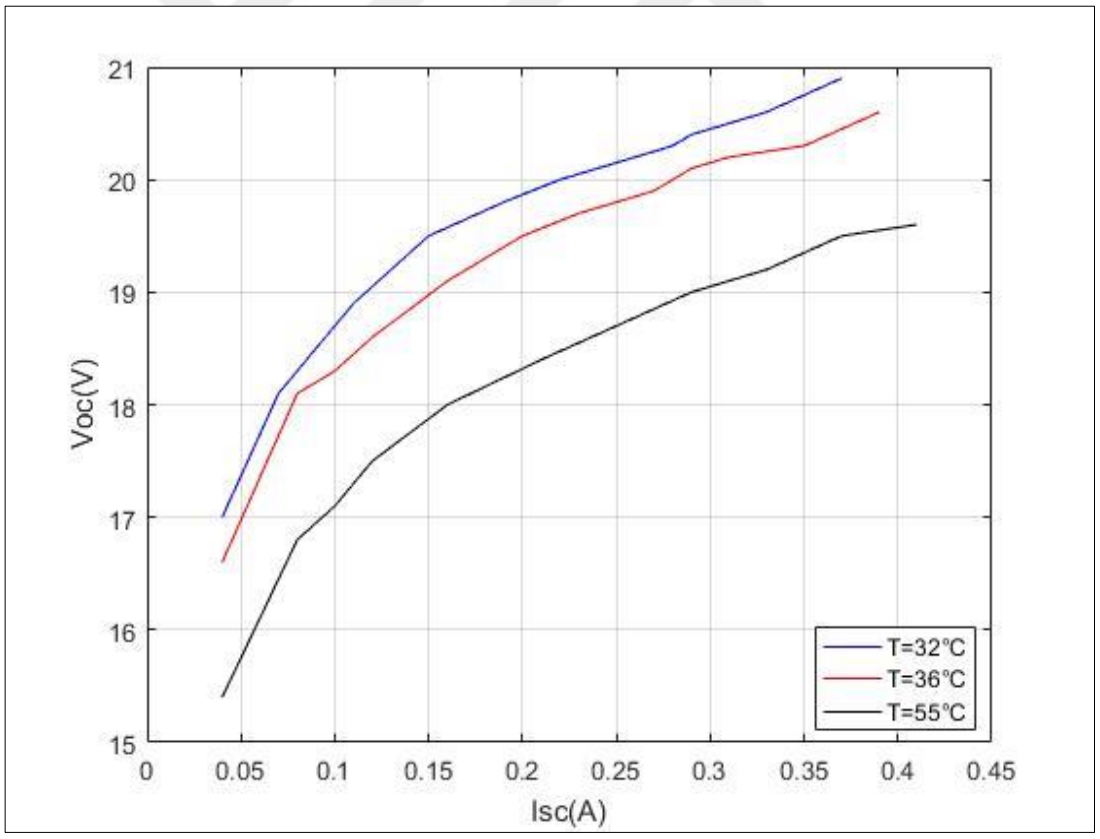
I(A)	0	0,09	0,12	0,15	0,18	0,21	0,25	0,26	0,32	0,37
V(V)	21	20,8	20,4	20,3	20,2	20,0	19,9	19,9	19,6	19,3
I(A)	0,38	0,41	0,42	0,425	0,435	0,45	0,46	0,47	0,47	-
V(V)	19,1	18,8	18,5	17,4	15,0	11,6	8,9	4,2	0	-

Tablo 3.2'de yer alan ölçüm verileri doğrultusunda; I_{max} 0,42 A, V_{max} 18,5 V, V_{oc} 21V, I_{sc} 0,47 A, T_{ref} 34°C olmaktadır. Bu ölçümlere göre yeni Kp değeri aşağıda hesaplanmıştır:

$$\mathrm{Kp} = \frac{\ln\left[\frac{0,47-0,42}{0,47}\right]}{\left(\frac{18,5}{21}\right)-1} = 18,82 \qquad (3.5)$$

Kp değerlerinde farklılıklar görülmesi neticesinde farklı bir sıcaklıktaki ölçümler ile tekrardan bir hesaplama yapılmıştır;

Yapılan ölçümlere göre formül uygulandığında Kp değeri etiket verilerine göre farklılık göstermektedir. Ancak ölçümde yer alan iki farklı sıcaklıktaki I-V karakteristiklerine göre ise değerlerde birbirlerine yakın değerler çıktığı sonuçlardan anlaşılmaktadır. Böylelikle etiket verilerindeki gibi bir durum değil sistemin çalışması ele alındığında ölçüm sonuçlarına göre modelleme yapmak en doğrusudur.



Şekil 3.3. Farklı sıcaklıklarda ölçülen I_{sc}-V_{oc} karakteristikleri

Bilindiği üzere sistemin sıcaklık değişimlerine en az maruz kaldığı durumda minimumdan maksimum ışınımı belirten kısa devre akımlarının açık devre

gerilimlerini gösterir bir grafik çizilmek istense grafik eksponansiyel bir hareket göstermektedir.

Kp'nin ölçümler ile elde edilen veriler doğrultusunda asıl değerinin bulunması akabinde PV panelin modellemesine aşağıdaki gibi devam edilmiştir.

Tablo 3.3. T=32°C için ölçülen ve modellemede kullanılan I_{sc}-V_{oc} değerleri

I_{sc} (A)	0,04	0,07	0,09	0,11	0,15	0,19	0,22	0,26	0,28	0,29	0,33	0,37
V_{oc} (V)	17,0	18,1	18,5	18,9	19,5	19,8	20,0	20,2	20,3	20,4	20,6	20,9

Yukarıda yer alan tabloda I_{scmax} 0,37A, I_{scmin} 0,04A, V_{ocmax} 20,9V ve V_{ocmin} 17,0V'dir.

Bu veriler doğrultusunda T=32°C için I_{sc} minimum değerden maksimum değere kadar eksponansiyel olarak bir değişiklik göstermektedir.

Her değer arasında a1 katsayısı kadar farklılık mevcuttur. Bu durumda I_{sc}'ye göre V_{oc} Denklem 3.5, 3.6 ve 3.7'deki gibi modellenmektedir;

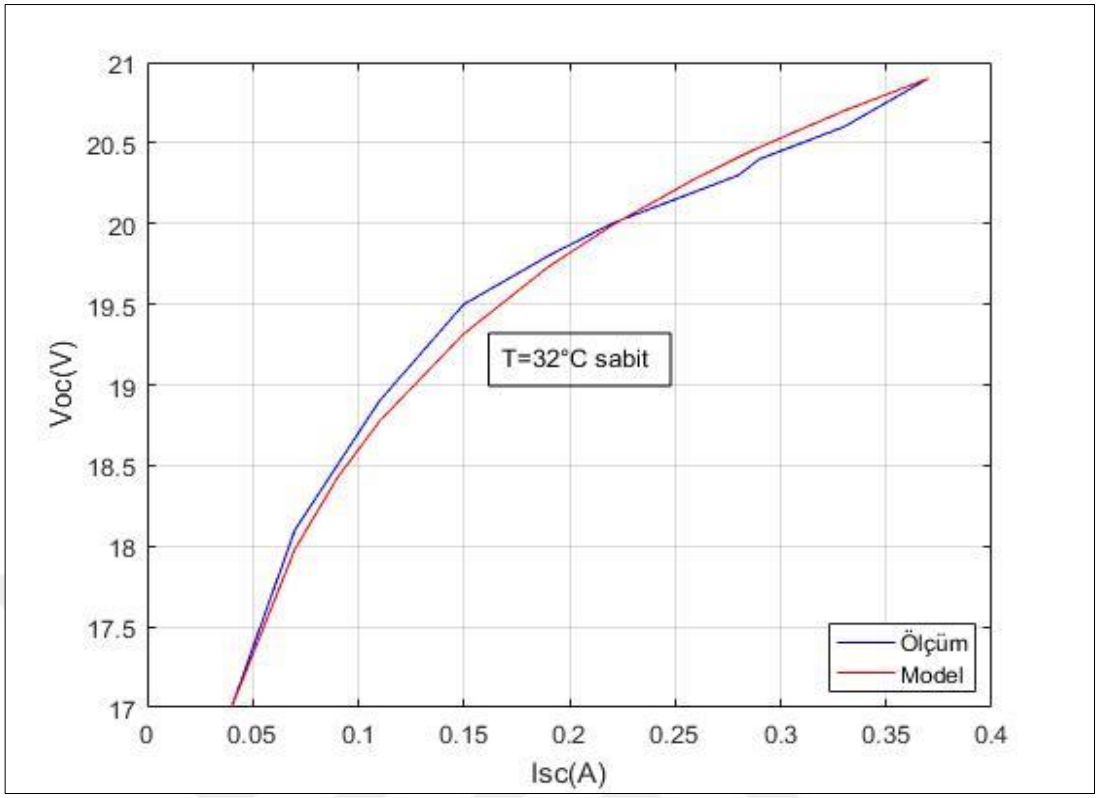
$$V_{oc}(I_{sc}, T) = V_{oc}(I_{sc}, T_{ref}) + dvt(T - T_{ref}) \quad (3.6)$$

$$V_{oc}(I_{sc}, T) = 17 + 1{,}75\, ln(\tfrac{I_{sc}}{0.04}) \quad (3.7)$$

I_{sc} yerine I_{scmax}=0,37A yazılır ise *a1* 1,75 çıkmaktadır. Formülde I_{sc} yerine tabloda yer alan rakamlar yazılır ise V_{oc}'nin ölçümdekine çok yakın rakamlar çıktığı gözlemlenecektir. Dolayısı ile ölçüm ile elde edilen değerler ile modelleme arasında ortalama %0.06 kadar hata payı olduğu söylenebilmektedir.

$$I_{pv} = (I_{sc} - 0{,}002V_{pv})[1 - e^{18{,}82\left(\frac{V_{pv}}{V_{oc}(I_{sc},T)} - 1\right)}] \quad (3.8)$$

Yapılan deneysel çalışmada PV çıkış akım- gerilim performanslarının incelenmesinde maksimum güç noktalarında düşüşler gözlemlenmiştir. Belirli ışınım şartlarında kısa devre bölgesinden akımın devrilme bölgesi arasında iç direnç yapısı ve kontak dirençler nedeniyle oluşan eğim farklılığı Denklem 3.8 ile model ölçüme yaklaştırılabilmektedir. PV panelin modellemesi Tablo 3.3'te yer alan 32°C için ölçülen I_{sc} ve V_{oc}'lere göre yapılmıştır. 32°C ölçülen ve modelin tahminini gösterir durum Şekil 3.4'te yer almaktadır.



Şekil 3.4. T=32°C'deki I_{sc}-V_{oc} değişimi (model ve deneysel)

32°C için kısa devre akımı- açık devre gerilim değişimleri ölçülen ve modellenerek tahmin edilen durumu Şekil 3.4'de örnek olarak verilmiştir. Ölçüm ile model benzer karakteristiklerde olduğu gözlenmektedir. Ancak yüksek sıcaklık etkisine girdiğinde modele göre ölçümler daha düşük olduğu söylenebilmektedir. Bu durumda kablo iç direncin ve sıcaklık etkileri grafik ile daya iyi anlaşılmaktadır. Bu model çalışması farklı sıcaklıklar için de uygulanarak ölçüme uyumluluğu gözlenebilmektedir.

Sıcaklık ile V_{oc}'ler değişmektedir. Yapılan ölçümlerde 24°C'den 56°C'ye kadar ölçümler alınmış olup 24°C'de V_{ocmax}=20,4 V ve 56°C'de V_{ocmin}=18,50 V'dir. Bu durumda sıcaklığa göre V_{oc} değişimi;

$$\mathrm{IdvtI} = \frac{\Delta \mathrm{V_{oc}}}{\Delta \mathrm{T}} = \frac{20{,}4-18{,}5}{56-24} = 0{,}057\ \frac{\mathrm{Volt}}{^{\circ}\mathrm{C}} \tag{3.9}$$

Yani demek oluyor ki ölçülen değerlere göre 1 ℃ 'de 0,057V değişim göstermektedir.

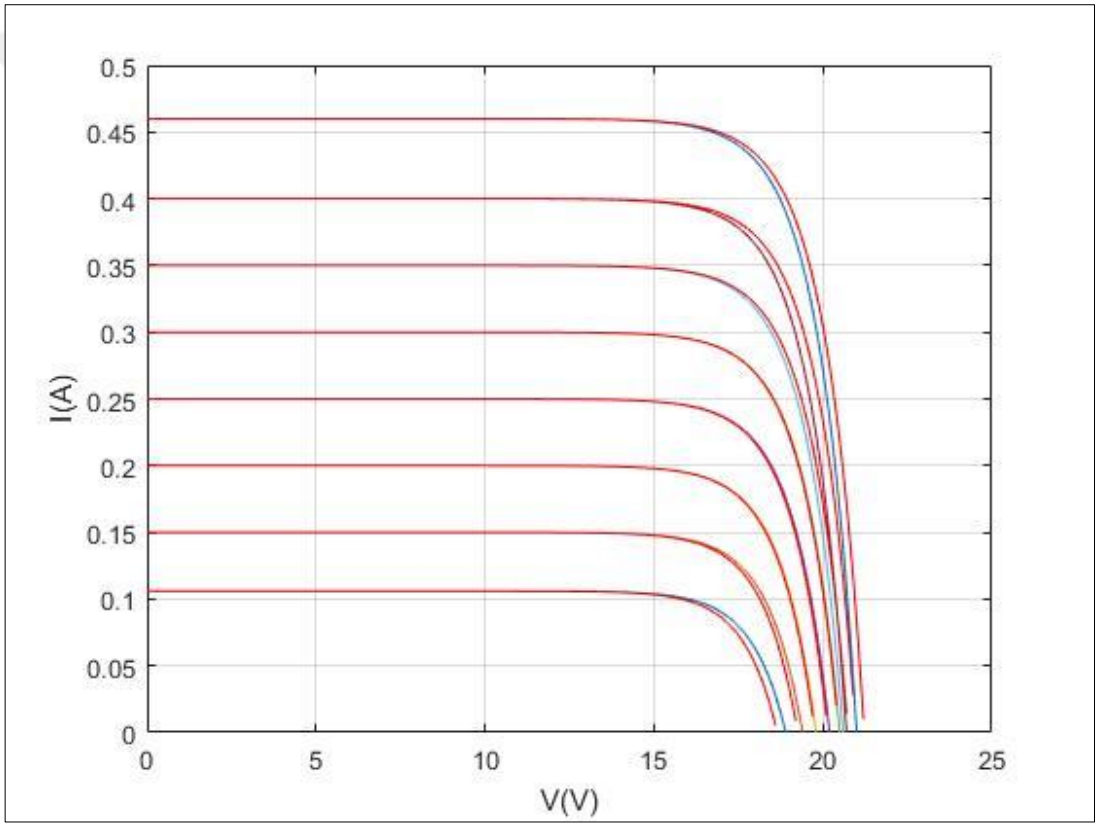
Modellemeye devam edilecek olursa;

$$V_{oc}(I_{sc}, T) = V_{oc}(I_{sc}, T_{ref}) - dvt(T - T_{ref}) \quad (3.10)$$

$$dvt = \frac{V_{oc}(I_{sc},T) - V_{oc}(I_{sc},T_{ref})}{(T - T_{ref})} \quad (3.11)$$

$$V_{oc}(I_{sc}, T) = [17 + a1.\ln(Isc/0{,}04)] - 0{,}057(T - 32)] \quad (3.12)$$

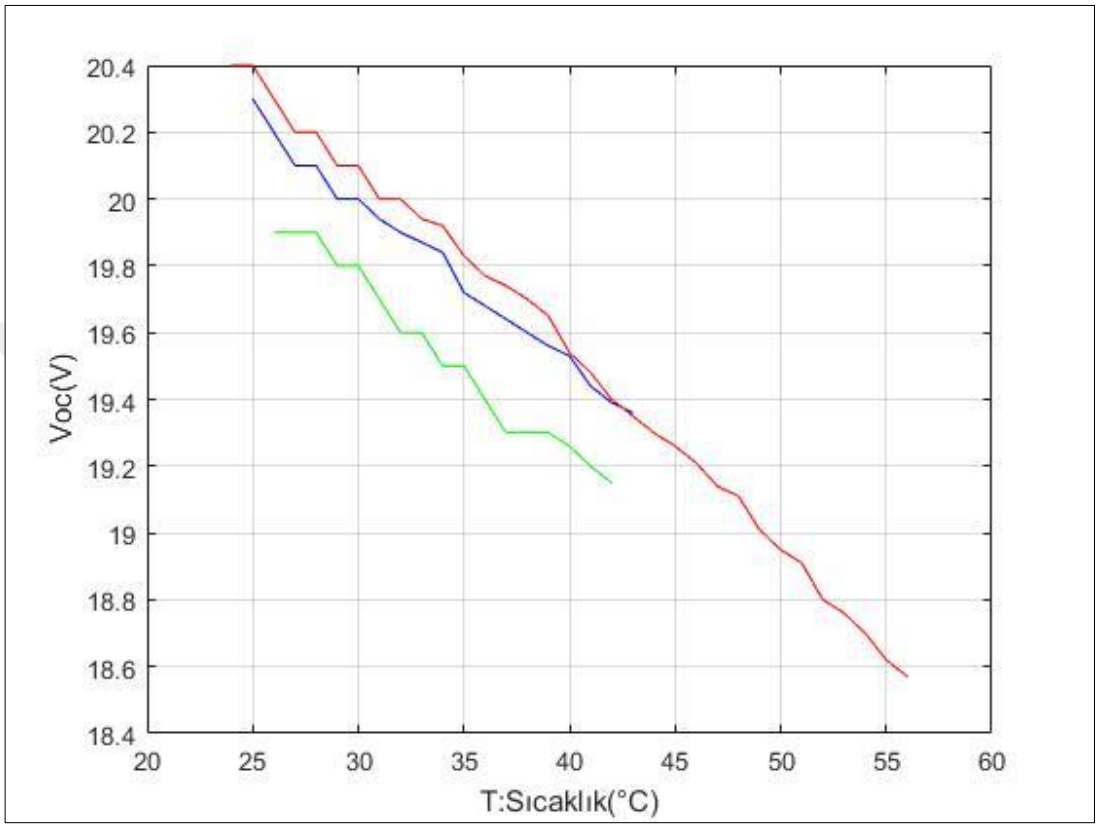
Modelde T_{ref}=32°C, *dvt*=0,057, *a1*=1,75 ve model için V_{oc}=17V olarak bulunmuş veya ölçülmüş idi. Buna göre model verilerini yerine koyarak herhangi bir sıcaklık için V_{oc} hesaplanabilir ve böylelikle Şekil 3.5'de görüldüğü gibi PV panelin modellemesi yapılmış olur.



Şekil 3.5.PV panel modellemesi

Yukarıda belirtilen formül ile modelleme çalışması yapılmış olup Şekil 3.5'de iki farklı renk görünmektedir. Kırmızı ile işaretlenmiş olan yukarıda belirtilen modelleme çalışması yapılarak 32°C için pompada kullanılan ışınımlara karşılık tamamen modele göre yapılan V_{oc} tahminleridir. Diğer renk ise ölçülen maksimum I_{sc}'ye karşılık gelen maksimum V_{oc}'ye kadar yapılan modelleme tahminidir. Görüldüğü üzere modellemede kullanılan parametreler her iki türlü birbirleri ile

örtüşmektedir. Ancak bu mükemmel eksponansiyel düşüşlerin ölçümler ile sağlanması çok zordur. Sistemde sıcaklığı sabit tutmak pek mümkün olamamaktadır. Sabit ışınım ile güneş panelinin sıcaklık değişimleri altında V_{oc} değişimleri ölçülmüştür. Alınan ölçüm sonuçları aşağıdaki şekilde grafik haline getirilmiştir;



Şekil 3.6. PV panelin akım sabit iken T-V_{oc} karakteristiği

PV paneller sıcaklığa maruz kalmaktadır. Analizler ile sabit ışınım altındaki PV panelin V_{oc}'ye etkisi incelenmiştir. Deneydeki hata oranının azalması amacıyla deney 3 kere tekrarlanmıştır. Ölçümler sonucu sistemin matematiksel denklemi şu şekildedir: V_{oc} = -0,0572 T + 21,813. Bu durum PV modelleme kısmında detaylı olarak incelenmiştir. Sabit ışınım altında grafikten de anlaşılacağı üzere sıcaklık açık devre gerilimini azaltmaktadır. Kısa devre akımı ışınım ile doğru orantılı değişim göstermekte ve sıcaklığın artışa etkisi çok azdır. Açık devre gerilimi ise kısa devre akımından farklı olarak ışınım ile logaritmik olarak artış gösterirken sıcaklığa bağlı doğrusal olarak azalmaktadır. PV panellerin çalışmasında sıcaklığın etkisi büyüktür. Sistemin kurulacağı yerin güneş alma durumu ve panel üzerindeki oluşacak olan sıcaklık verimi etkilemektedir. Dolayısıyla sistemin çalışabilirliği yönünden önem

taşımaktadır. Tüm bu modellemeler deneyde kullanılan PV için yapılmış olup farklı PV'ler için de uygulanabilir. Bölüm 4'te ölçüm detayları ve modelleme yorumları yer almaktadır.

3.3. Pompa Sistemi Matematiksel Modelleme

Sabit mıknatıslı DC santrifüj pompanın mekanik yük torku hızın bir fonksiyonu şeklinde değişir. Bu çalışmada motor pompaya doğrudan bağlantılı olmaktadır. Belirli bir elektriksel akım ile sağlanan tork değişimlerinde devir logaritmik olarak değişiklik göstermektedir. Devir aynı zamanda belirli bir pompa pervane yapısı ve basma yüksekliği için boru hat kayıplarının da etkilediği debi ile doğru orantılı olmaktadır. Pompa sisteminin süreklilik halinde tork eşitliği Denklem 3.13 ile ifade edilmektedir.

$$K.I_{mot} = T_0 + b\omega + k_{pom}\omega^n \tag{3.13}$$

Tork eşitliği kullanılarak herhangi bir durumda giriş akım- gerilim ilişkisi ise aşağıda yer alan Denklem 3.14 ile ifade edilebilmektedir. Su yüklü bir pompa motoru denklemde geçen ifadelere göre doğrusal olmayan giriş akım-gerilim karakteristiği göstermektedir.

$$V_{mot} = I_{mot} + K\omega \cong I_{mot}R_a + K[\frac{K.I_{mot}}{k_{pom}}]^{\frac{1}{n}} \tag{3.14}$$

Bu çalışmanın temel amaçlarından biri, değişen yüksekliğin etkisini araştırmaktır. Bu durum incelenebilmesi amacıyla üst rezervuar mevcut tesislerin aksine dikey bir konumda inşa edilmiştir. Değişen yüksekliğin etkisi araştırmacıların küçük değişikliklerin bile etkilerini kolayca gözlemlemelerine olanak tanımaktadır. Bu yaklaşımda, mevcut tesisler için yapılan varsayımların bazıları gibi sabit yükseklik ve akış hızı uygulanmamaktadır. PVPHS sisteminin ilk kısmı enerji depolamaktır. Deneysel çalışmada, sistemi "enerji depolama" modunda çalıştırmak için iki PV paneli paralel bağlanmıştır. Pompa motoruna ait elektriksel giriş gücü PV'nin pompa motoruna aktarmış olduğumu akım gerilim ile doğru orantılı olarak artış göstermektedir. Ancak pompa motoruna giren güç armatür sargı direnci, açısal hız, Denklem 3.14'te belirtilen doğrusal olmayan akım gerilim etkisi ile PV çıkışından

motora giren güç tamamen pompaya aktarılamamaktadır. Gücün bir kısmı bahsi geçen elektriksel iç kayıplar, mekanik iç kayıplar, su ve hava sürtünmelerine harcanmaktadır.

Pompa için elde edilen elektriksel güç ve statik güç aşağıdaki formüller ile ifade edilmektedir;

$$P_{elk.giriş} = I_{mot}.V_{mot} = {I_{mot}}^2.R_a + K.\omega.I_{mot} = {I_{mot}}^2.R_a + \left[T_o.\omega + b.\omega^2 + k_{pom}\omega^{n+1}\right] = P_{elk.iç\ kayıp} + P_{mek.iç\ kayıp} + P_{boru} + P_{hid.} \quad (3.15)$$

$$P_{hid.} = \rho.g.Q.H_p \quad (3.16)$$

Suyun hidrolik yani durağan (statik) gücü suyun yoğunluğu, yer çekimi ivmesi, debi ve yükseklikle doğru orantılı olarak değişim göstermektedir. Ancak yükseklik arttıkça debi azalacaktır. Dolayısıyla debi ile yüksekliğin optimum şartlarda olduğu bir kritik yükseklik olmalıdır ki bu durumda depolanan suyun hidrolik gücün en yüksek olsun. Hidrolik güç ne kadar büyük olur ise pompa verimi o kadar fazla olur. Mühendislik hesaplamalarında sisteme doğru pompa motoru entegre edilebilmesi için kritik yüksekliğe uygun basma debisi hesaplanmalı ve pompa verimleri doğrultusunda uygun seçim yapılmalıdır.

Pompanın statik gücü ve elektriksel gücü bilindiğinde pompa verimi hesaplanabilmektedir;

$$\eta_{pom} = \frac{P_{hid.}}{P_{elk.giriş}} = \frac{\rho.Q.g.H_p}{I_{mot}.V_{mot}} \quad (3.17)$$

3.4. Hidroelektrik- Jeneratör Matematiksel Modelleme

Hidroelektrik sistem için en son adım türbin ve jeneratör ile uygun olan elektriksel çevrim yapılmasıdır. Türbine üst rezervuardan dikey açı ile değişken hızlarda gelen su ilk olarak türbin kanatlarına çarpacaktır. Belirli bir moment ile çarpan su kanatları döndürerek motora güç aktarımı sağlamaktadır. En iyi hidroelektrik güç çevrimi için türbin kanatlarına gelen suyun debisi, türbin, motor ve jeneratörün uyum içerisinde çalışması gerekmektedir. Su türbinlerinin debiye göre verimli çalışabileceği spesifik

bir hız vardır. Bu spesifik hız katsayısına göre suyun debi ve yüksekliğine göre uygun hidrolik türbinler seçilmelidir. Bu spesifik (özgül) hız (n_s) Denklem 3.18'deki formül ile ifade edilmektedir. Çıkan sayıya göre türbin seçimi yapılmaktadır.

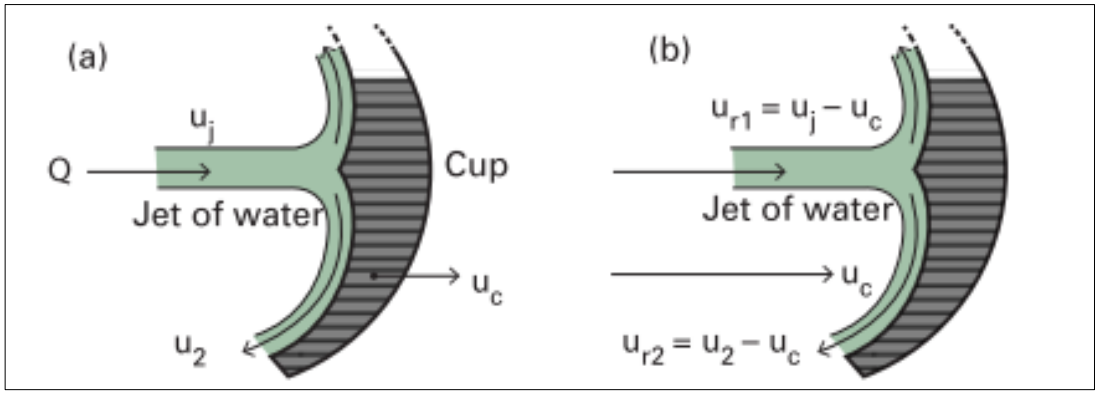
$$n_s = n\frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \tag{3.18}$$

Spesifik özgül hız (n_s) türbine aktarılan net yükseklik ve hacimsel debinin oranı ile belirlenmektedir. Her türbin çeşidine karşılık gelen n_s değeri vardır. Bu değerler aşağıdaki Şekil 3.7'de verilen değerlerle karşılaştırılarak türbin seçimi yapılmaktadır. Su jetine ait Şekil 3.8 aşağıda yer almaktadır.

	k	n_s	R
Pelton 1 jet	0,05 ÷ 0,2	5 ÷ 10	0
Pelton 2 jets	0,1 ÷ 0,3	7 ÷ 14	0
Pelton (>2 jets)	0,3 ÷ 0,4	14 ÷ 20	0
Francis ("slow")	0,3 ÷ 0,6	15 ÷ 33	0,30
Francis ("medium")	0,6 ÷ 1,0	33 ÷ 55	0,40
Francis ("fast")	1,0 ÷ 1,6	55 ÷ 80	0,50
Francis ("ultrafast")	1,6 ÷ 2,3	80 ÷ 120	0,60
Propeller, Kaplan	1,4 ÷ 5,7	75 ÷ 300	0,70

Şekil 3.7. Hidrolik türbin sınıflandırmaları [47]

Debiye uygun olmayan bir türbin seçimi kayıpların fazla olmasına ve elde edilen enerji miktarının ise az olmasına sebep vermektedir. Su türbinlerinde türbin kanatlarına çarpan debinin türbin motorunu döndürebilecek enerjiye gereksinimi bulunmaktadır. Bu da mevcutta bulunan potansiyel enerjinin mühendislik hesaplamaları ile türbine en iyi şekilde en az kayıp ile iletilebilmesiyle mümkün olmaktadır. Uygun olmayan türbin seçimi öte yandan enerjinin boşa gitmesine de sebep olabilir.



Şekil 3.8. Pelton tipi türbinlerdeki su jetinin kaşıklardaki (a) ve sudaki (b) hız bileşenleri[47]

Eğer su jetli pelton türbin kullanılacak ise çıkış gücü aşağıda yer alan denklemler ile hesaplanmaktadır. Şekil 3.8'de görüldüğü gibi kaşıklara belirli bir yoğunluk ve hacim akış hızına sahip debi (Q) olan bir jet ile isabet etmektedir. Kaşıklar sabit hız ile hareket eder ve buradaki giriş püskürtme hızı u_j ile ifade edilmektedir. u_c ise püskürtmeden yansıyan hızdır. Böylelikle göreceli püskürtme hızı u_j-u_c olacaktır. Kaşıklar üzerinde pürüz olmaz ise sürtünme ihmal edilebilir. Böylelikle jet hız kaybı olmadan kaşıkları 180° saptırabilmektedir. [7]

Kaşık çerçevesinde birim zaman başına momentumdaki değişim ve kaşığa uygulanan F kuvveti Denklem 3.19 ile ifade edilmektedir;

$$F = 2\rho Q_j(u_j - u_c) \tag{3.19}$$

ile ifade edilebilmektedir. Bu durumda kuvvet jet yönünde uygulanmaktadır. Tek kaşığa aktarılan güç (P_j) ise Denklem 3.20 ile ifade edilmektedir;

$$P_j = F.u_c = 2\rho Q_j\,(u_j - u_c)u_c \tag{3.20}$$

Burada Q_j jet içinden geçen akıştır. u_c ile u_j arasında Denklem 3.21'deki bir oran bulunmaktadır.

$$\frac{u_c}{u_j} = \frac{1}{2} \tag{3.21}$$

Bu durumda P_j Denklem 3.22 ile ifade edilmektedir;

$$P_j = \frac{1}{2}\rho Q_j u_j^2 \quad (3.22)$$

Yani çıkış gücü giriş gücüne eşittir. İdeal durum için kaşığı terk eden suyun hızı jet yönünde sıfır bileşene sahiptir. Bu sebeple yatay jetten gelen su kaşığa dikey olarak çarpar. İdeal verimlilik bu sebeple %100 olabilmektedir. Çünkü su türbine kısıtlu bir giriş akışında (su jeti ile) çarpar ve yönü değişerek ayrılabilmektedir.

Jet hızı ve nozul boyutu ise şu şekilde hesaplanmaktadır: Basınç boru ve jet üzerinde atmosferiktir. Denklem 3.23 ile ifade edilmektedir

$$u_j{}^2 = 2gH_t \quad (3.23)$$

Bernoulli teoreminden yararlanılarak ve sürtünme göz ardı edilerek $u_j{}^2$ tanımlanmıştır. Burada H_t mevcut toplam yükseklikten sürtünme ve diğer yüksekliğe etki eden kayıplardan çıkarılan yükseklikliktir.

Pratikte boruların boyutu nozul alanından bağımsız şekilde seçilmektedir. Her bir a alanının n nozulu var ise, tüm püskürtme uçlarından toplam akış (Q) Denklem 3.24 ile ifade edilmektedir;

$$Q = n.a.u_j = n.Q_j \quad (3.24)$$

Su jetini mekanik verimliliğe dönüştürme verimi (η_m) ise n jetli türbinden mekanik güç çıkışı (P_m) Denklem 3.25a ve 3.25b ile ifade edilmektedir.

$$P_m = \eta_m n P_j = \eta_m.n\left(\frac{1}{2}\rho Q u_j^2\right) \quad (3.25a)$$

$$= (\eta_m.n)\left(\frac{1}{2}\rho Q a u_j\right)u_j^2 = \frac{1}{2}\eta_m.n.a.\rho(2gH_t)^{3/2} \quad (3.25b)$$

Deney sisteminde su tekeri tipi türbin seçilmiştir. Seçilen türbin motorunun iç direnci ne kadar küçük olursa jeneratöre aktarılan güç o kadar büyük olacaktır. Deney sisteminde seçilen türbin motorunun moment katsayısını öğrenebilmek için belirli devirlerde motor döndürülerek elde edilen açık devre gerilimleri okunmuştur. Her iki devir için ayrı k_{gen} hesaplanır ve ortalaması motorun K katsayısını vermektedir. Açısal hıza ait formül Denklem 3.26 ve k_{gen} hesaplamasına ait formül ve hesaplama ise Denklem 3.27'de yer almaktadır.

1200 devir/dk için açık devre gerilimi= 2,61 V

400 devir/dk için açık devre gerilimi= 0,82 V

R_s= 16,8Ω

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} \tag{3.26}$$

$$k_{gen} = \frac{V_{gen}}{\omega} = \frac{V_{oc}}{2\pi n/_{60}} = \frac{k_{gen1}+k_{gen2}}{2} = \frac{\frac{2,61}{2\pi 1200/_{60}}+\frac{0,82}{2\pi 400/_{60}}}{2} = 0,0202\ \mathrm{Nm/A} \tag{3.27}$$

Kullanılan motorun k_{gen} sabiti ve iç direnci bilindiğinde input karakteristiği aşağıdaki formül yardımıyla çıkarılabilmektedir. Yüksek verim elde edebilmek için motorun iç direncinin düşük olmasında fayda vardır.

$$V_{gen} = {I_{gen}}^2 . R_s + k_{gen} . \omega \tag{3.28}$$

Mevcut tesislerde, yüksek rezervuar kapasitesinin pompalanan su ile değişmemesi nedeniyle, yükseklik sabit kabul edilmektedir. Boruda kalan su miktarı önemsizdir, bu nedenle borunun içindeki su miktarının önemsiz olmadığı farklı bir kurulum yapılırsa, aynı analojiye sahip başka bir terim denkleme dahil edilebilir. Bir PVPHS sisteminde depolanan enerji; üst rezervuardaki suyun potansiyel enerjisine eşittir. Bununla birlikte, deney seti dizaynında yükseklik değişimi önemli olduğundan ve boruda kalan su ihmal edilebilir olduğundan toplam teorik olarak depolanan enerji Denklem 3.29 ile ifade edilebilmektedir. Suyun kütlesi yoğunluk, bulunduğu kabın kesit alanı ve yükseklik ile ifade edilmektedir. Potansiyel enerji yükseklik ile artış göstermektedir.

$$E_p = m . g . h_{gen} = (\rho . A_1 . h_1) . g . [h_2 + \frac{h_1}{2}] \tag{3.29}$$

Deney setinin dizaynı gereği tanktan boşalan suyun hızı ve sabit bir depolamada su deşarj sırasında tanka su ilavesi yapılmadığı ve su seviyesi azalacağından yüksekliğin de değişme durumu ile tankın boşalma süresi aşağıda yer alan denklem dizini (Denklem 3.30, Denklem 3.31) ile ifade edilmektedir.

$$\dot{m}_{(giriş)} - \dot{m}_{(çıkış)} = \frac{dm}{dt} \tag{3.30}$$

Tanka su ilavesi yapılmadığı için $\dot{m}_{(giriş)}$= 0'dır. $\dot{m}_{(çıkış)}$ ise herhangi bir durumda h ve g'ye bağlı olarak değişecektir. Burada su boşalırken yükseklikte değişkendir.

$$\dot{m}_{(çıkış)} = (\rho.A.\vartheta)_{çıkış} = \rho.A_2.\sqrt{2gh} \quad (3.31)$$

Tanktan boşalma süresini gösteren formül yaklaşımı ise Denklem 3.32, Denklem 3.33, Denklem 3.34, Denklem 3.35 ve Denklem 3.36'da yer almaktadır;

$$m_{anlık} = \rho.A_1.h \quad (3.32)$$

$$0 - \dot{m}_{(çıkış)} = \frac{d(\rho.A_1.h)}{dt} = 0 - \rho.A_1.h = \frac{d(\rho.A_1.h)}{dt} \quad (3.33)$$

$$dt = -\frac{A_1}{A_2}.\frac{dh}{\sqrt{2gh}} \quad (3.34)$$

$$\int_0^{t_{son}} dt = \int -\frac{A_1}{A_2}.\frac{1}{\sqrt{2g}}.\frac{dh}{\sqrt{h}} = \int_0^{t_{son}} -\frac{A_1}{A_2}.\frac{1}{\sqrt{2g}}.e^{-1/2}.dh \quad (3.35)$$

$$t_{son} = \frac{1}{C_d}.\frac{A_1}{A_2}.\sqrt{\frac{2}{g}}.(\sqrt{h_1 + h_2} - \sqrt{h_2}) \quad (3.36)$$

Deşarj süresinde (t_{son}) tanka su ilavesi yapılmadığı için $\dot{m}_{(giriş)}$= 0'dır. $\dot{m}_{(çıkış)}$ ise herhangi bir durumda h ve g'ye bağlı olarak değişeceği kabul edilmiş ve t_{son} hesaplanmıştır. Suyun akışına farklı müdahale olmadan su sadece A_1 kesitinden A_2 kesitine akması durumunda çıkarılan formül yardımıyla deşarj süresi hesaplanabilmektedir. Yukarıda yer alan formülde eğer boru hattı hesaba katılmadan sadece tanktaki suyun boşalacağı t_{son} hesaplanır ise o zaman formülde yer alan $\sqrt{h_2}$ = 0 kabul edilerek tanktaki suyun deşarj süresi bulunabilmektedir. Böylelikle formül Denklem 3.37 olarak şekil değiştirmektedir. Denklem doğrultusunda Cd katsayısı da önem kazanmaktadır. Tanktaki su farklı bir kesitten deşarj olması sebebi ile hava sürtünmesi, boru kayıpları vb. birçok kayıp ile karşılaşmaktadır. Bu durum deşarj süresi hesaplamasında sürenin uzamasına sebep olmaktadır.

$$t_{son} = \frac{1}{C_d}.\frac{A_1}{A_2}.\sqrt{\frac{2h_1}{g}} \quad (3.37)$$

Deney setinde verilen botu ve tank boyutları için veya daha büyük sistemler ele alınır ise seçilen boyutlarda t_{son} süresi boyunca hidroelektrik güç çevrimi yapılması

öngörülmektedir. Böylelikle elde edilebilecek türbin ortalama giriş gücü aşağıdaki formül ile ifade edilmektedir. Yapılan çalışmalarda da formülde görüldüğü gibi kesit alanı, yüksekliğin artması vb. gibi durumlarda potansiyel enerji artmaktadır. Ancak süre azalacaktır. Su türbin ortalama gücünün en fazla olduğu kritik yükseklik ve debi olacaktır. Türbin kanatlarına aktarılan potansiyel enerji fazla olursa türbin gelen enerjiyi çevrim için verimli olarak karşılayamayacaktır. Bu durumda enerji boşa harcanmış olacaktır. Denklem 3.38'de su türbin ortalama gücü yer almaktadır.

$$P_{\text{su ort.}} = \frac{E_p}{t_{son}} \tag{3.38}$$

Jeneratöre ait elektriksel güç (P_{elk}) akım ve gerilimin bir bileşenidir. Elektriksel güç hesaplama formülü Denklem 3.39'da verilmektedir.

$$P_{elk} = {I_{gen}}^2 . R_s + V_{gen} . I_{gen} \tag{3.39}$$

Su türbin verimi; su ve hava sürtünmeleri, suyun aktarımını sağlayan boru hatlarındaki dirsek kayıpları, mekanik sürtünmeler ve sapmalardaki kayıplar göz önüne alınırsa türbin kanatlarından jeneratör miline aktarılacak olan net mekanik güç daha az olacaktır. Bahsi geçen net mekanik güç aynı zamanda jeneratör içerisinde de mekanik ve elektriksel olarak bir miktar kayba uğrayacaktır. Tüm bu kayıplar ile birlikte en iyi verim elde edilebilmesi için daha önce de bahsedildiği gibi uygun türbin seçimi ve potansiyel enerjiden en iyi şekilde yararlanılması gerekmektedir. Aynı şekilde jeneratörün uçlarındaki yük akımına bağlı olarak uygun çalışma noktalarına ulaşmak için çıkışta debi ayarlamaları ile türbin miline aktarılan güç dağıtılarak verim optimize edilebilmektedir.

$$\eta_{gen} = \frac{P_{elk} t_{son}}{E_p} = \frac{({I^2}_{gen} . R_s + V_{gen} I_{gen}) t_{son}}{E_p} \tag{3.40}$$

4. DENEYSEL ÇALIŞMA

4.1. Deney Seti ve Yardımcı Ekipmanların Tanıtımı

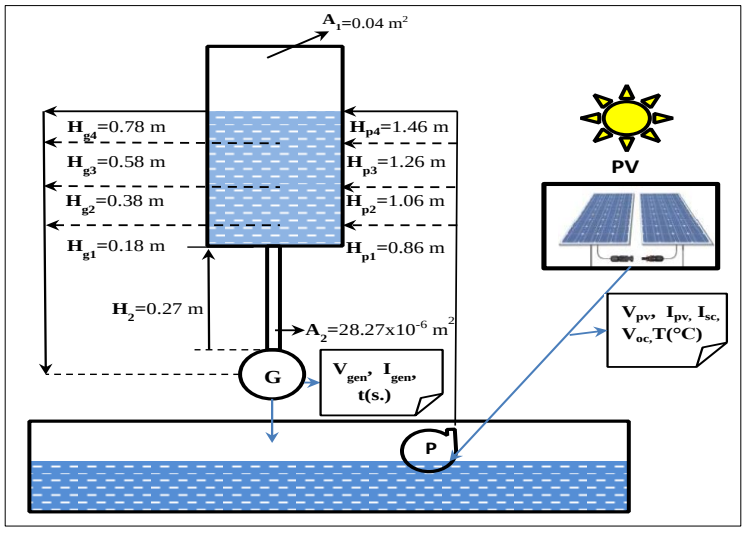
Bu deneysel çalışmada bir pompaj depolamalı hidroelektrik santrali laboratuvar ölçekli olarak küçültülmüş hali ile simülize edilmiş ve deney seti hazırlanmıştır. Tipik hidroelektrik santrallerinin potansiyel enerji depolanan üst rezervuarları yatay olmasına karşın yapılan deneysel çalışmada rezervuar planlaması dikey olarak ölçeklendirilmiştir. Farklı yüksekliklerden su basma imkanı ile basılan suyun debisi ve yine farklı yüksekliklerden deşarj olan suyun hidroelektrik sistemlerde çevrim performanslarının detaylı incelenebilmesi için sistem kademeli basma- düşme durumlarına göre şekillendirilmiş ve ölçeklendirilmiştir. Güneş ışığı için ışık şiddetleri ayarlanabilen halojen lamba kullanılmıştır. PV'den pompa motoruna aktarılan güç ile üst rezervuara su basılması için 8 mm kalınlığında silikon boru kullanılmıştır. Üst rezervuarda biriktirilen suyun ölçeklendirilmesi için belirli noktalara belirteçler eklenmiş ve bu sayede debi miktarları ölçülebilmektedir. Aynı zamanda kronometre yardımı ile tankın doldur- boşalt süreleri ölçülerek kayıt altına alınabilmektedir. PV'nin sıcaklık kontrolü için sıcaklık ölçer kullanılmıştır.

PVPHS sistemlerinin farklı ışınım, farklı su basma yükseklikleri, farklı düşü yüksekliklerine göre performans değişimlerini gözlemlemek için laboratuvar içi örnek bir set hazırlanmıştır. Sistem performans model yaklaşımları ölçülen değerlerle uyumludur. Set küçük ölçekli ve verimi düşük (iç kayıpları elektrik ve mekanik sürtünme fazla) olmasına rağmen, mühendislik uygulamalarında daha yüksek güç kapasiteli ve verimli pompalar, jeneratörler ve türbinlerin kullanılacağı uygulamaların planlanmasında önemli sonuçlar ve gerekli optimizasyon kriterleri vermektedir.

Farklı yüksekliklere göre durumların analizi için üst rezervuar dikey olarak tasarlanmıştır. Kurulmuş olan sete ait görsel Şekil 4.1'de, tüm hesaplama parametrelerinin yer aldığı prensip Şekil 4.2 ve ölçüm kayıtlarının alındığı duruma ait Şekil 4.3'te yer almaktadır.



Şekil 4.1. Laboratuvar ortamında kurulmuş olan deney setine ait görsel



Şekil 4.2. Tüm hesaplama parametrelerini gösterir prensip şekil



Şekil 4.3. PVPHS deney setinde ölçümlerin kayıt altına alındığı durum

Deneysel çalışmada kullanılan elemanların teknik verileri Tablo 4.1'de verilmektedir.

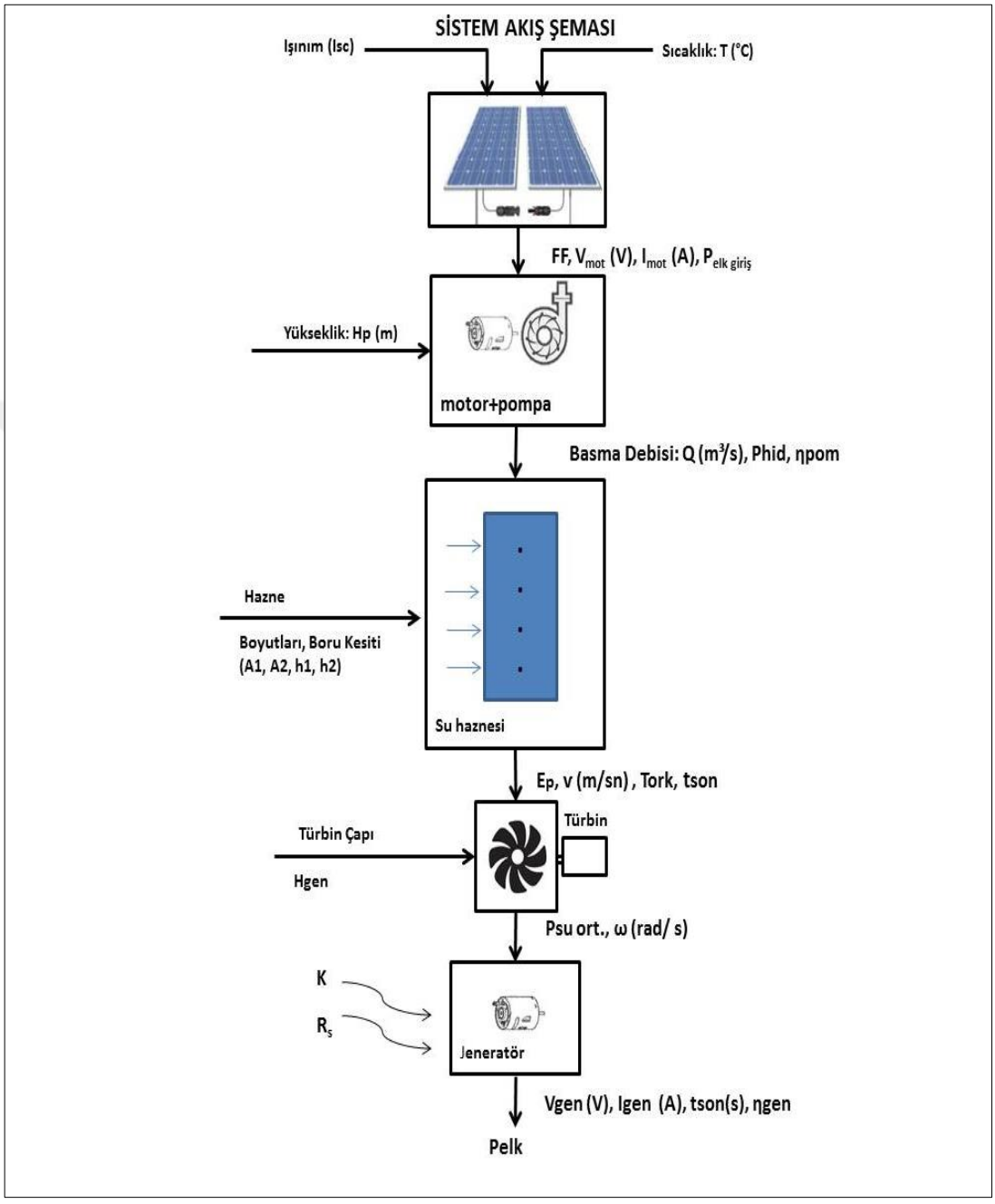
Tablo 4.1. Sistem elemanlarının teknik verileri

PV Panel	
Panel Adedi	2
Bağlantı Şekli	Paralel
Referans Sıcaklık (T_{ref})(°C)	25 °C
Imaxpv (Tek panel için)	0,57 A
Vmaxpv(Tek panel için)	17,5 V
Vocpv (Tek panel için)	22V
Iscpv (Tek panel için)	0,62 A

Tablo 4.1. (Devam) Sistem elemanlarının teknik verileri

PV Panel	
K_p	18,82
Pompa Motoru	
Nominal Değerler	12 V, 5W, Hmax= 300 cm, Qmaxp= 240 l/h
Pompa Tipi	Dalgıç Tipi
Pompa Motoru	Fırçasız DC Motor
H_{p1} (suyun basma yüksekliği)	0,86 m
H_{p2} (suyun basma yüksekliği)	1,06 m
H_{p3} (suyun basma yüksekliği)	1,26 m
H_{p4} (suyun basma yüksekliği)	1,46 m
Türbin Jeneratörü	
Türbin	Su Tekeri, Yarıçap= 2,5 cm, Derinlik= 15 mm, Genişlik= 15 mm, Kanat Sayısı= 20
R_s	16,8 Ω
k_{gen}	0,0202Nm/A
ω=400 devir/dk için	0,82 V
ω=1200 devir/dk için	2,61 V
H_{g4}(suyun boruya kadar uzunluğu)	0,78 m
H_{g3}(suyun boruya kadar uzunluğu)	0,58 m
H_{g2}(suyun boruya kadar uzunluğu)	0,38 m
H_{g1}(suyun boruya kadar uzunluğu)	0,18 m
H_2(boru uzunluğu)	0.27
Ölçü Aletleri	
Dijital Multimetre	DC Voltaj: (± % 0,8 hassasiyet) DC Akım: (± % 1,0 hassasiyet)
Extech AN200 Anemometre ve Kızılötesi Termometre	-10…60°C, 0,1°C çözünürlük, ±3°C hassasiyet

Hesaplama parametrelerinin yer aldığı tüm sistemi gösterir akış şeması Şekil 4.4'te yer almaktadır.



Şekil 4.4. Deneysel çalışmaya ait sistem akış şeması

Üst rezervuar için 4 farklı yükseklik için ölçüm yapılabilmesi için 20 cm aralıklarla delik bulunan 20 cm x 20 cm kesitine sahip toplam 100 cm yüksekliğinde tank kullanılmıştır. Pompa motorunun üst rezervuara su basması için silikon boru ile bağlantı sağlanmıştır. Alt rezervuar için ise 40 litre kapasiteli biriktirme kabı

kullanılmıştır. Boru hatlarını incelemek için 27 cm uzunluğunda eklemeli boru hattı ve debi ayarlanabileceği gibi suyun deşarjı ve biriktirilebilmesini kontrol etmek amacıyla bir adet vana kullanılmıştır. Ölçümler ampermetre ve voltmetreler ile yapılmıştır. Aynı zamanda sıcaklık ölçümleri için de bir adet sıcaklık ölçer kullanılmıştır. Pompa için dalgıç tipi fırçasız DC motorlu santrifüj pompa ve pelton tipi su tekeri türbin tercih edilmiştir. Tüm ölçümler alınırken şartların değişmemesine özen gösterilerek en doğru veriler elde edilmek amaçlanmıştır.

Deneysel çalışmaya ait akış şeması açıklanırsa izlenilen yol aşağıdaki gibidir;
Üst rezervuar ölçülerine uygun olarak rezervuarın en üst noktasından hazneye su basacak güce sahip pompa seçimi yapılmıştır. Mevcut iki pompa arasında seçim yapılırken DC kaynak ile kademe kademe voltajlar arttırılarak karşılık gelen akımlar okunmuştur. Pompa içerisinde yer alan motorun kalkınma I-V'leri kaydedilmiş ve seçilen rezervuara minimum basma voltajları kayıt altına alınarak pompalar arası seçim yapılmıştır. Pompa gücüne uygun PV seçimi yapılmıştır.

PV panelin modellemesi (farklı ışınım, farklı sıcaklık vb. durumları altındaki davranışları) üzerine çalışma yapılmıştır.

PV panelin öncelikle 3 farklı sıcaklık (26°C, 30°C ve 34°C) altındaki I-V karakteristikleri incelenmiştir. PV panelde sıcaklığın etkisi ile maksimum güç noktalarında farklılık oluşmaktadır. Yüksek sıcaklık altında PV panellerin çalışma gerilimleri düşmektedir. Çalışmanın yapılması ile optimum çalışma sıcaklıkları tespit edilmeye çalışılmıştır.

PV panel ile çalışılan sıcaklık sabit tutularak 6 farklı ışınımda (I_{sc}: 0,48 – 0,44- 0,40 – 0,35 – 0,20 ve 0,105 A) günün farklı saatleri simülize edilmiştir. Farklı ışınımlar için çizilen I-V karakteristiği ile maksimum güçler çıkartılır. Çalışılan PV panel iki adet birbirine paralel bağlı durumdadır. Bu panelin bilgileri mevcutta yer almaktadır (I= I_{max}= 0,57 A, V=V_{max}= 17,5 V, V_{oc}= 22V, I_{sc}= 0,62 A, T_{ref}= 25°C). Bu bilgiler doğrultusunda seçilen PV panel ölçümler ile modellenebilmektedir.

Yine PV panelin akım sabit tutularak sıcaklığa göre Voc değişimi gözlemlenmiş olup sıcaklık bir süre sonra gerilimi olumsuz etkilediği analiz edilmiştir. PV panel üzerinde analizlerin birçoğu ayarlı direnç ile yapılmıştır. Bu deneylerden sonra pompa ile PV panel birbirine bağlanılarak uyumu analiz edilmiştir.

PV panel ile yine günün farklı zaman dilimleri simülize edilerek (I_{sc}: 0,48 – 0,44- 0,40 – 0,35 – 0,20 ve 0,105 A) ölçümler yapılmıştır. Panelde ışınımlar sabit tutularak boşta V_{oc} ölçülmüş daha sonra ise pompa bağlanarak belirlenen ışınım altında referans seçilen hacim olan 0,0016 m^3 suyu ne kadar sürede doldurduğu incelenmiştir. Rezervuar üzerinde aralarında 20'şer cm olan 4 farklı yükseklik bulunmaktadır. Üst rezervuara pompanın basmaya başladığı ağızdan suyun maksimum basıldığı 4 farklı yükseklik ölçülmüştür(H_1: 0,86 m, H_2: 1,06 m, H_3: 1,26 m, H_4: 1,46 m). Bu 4 yükseklik için pompanın farklı ışınımlarda basma gücü ve debileri tespit edilmesi amaçlanmıştır. Yapılan analizler sonucunda Hp_1, Hp_2, Hp_3 ve Hp_4 arasında kıyaslama yapabilmek adına Q-P_{elk}, Q-V_{mot}, Q-pompa verimi vb. grafikler çizilebilmektedir. Böylelikle seçilen PV panelin pompa ile uyumu, hangi ışınımlarda yani günün hangi dilimlerinde daha verimli çalışacağının tayini, ne kadar sürede hangi debi ile üst rezervuarı dolduracağı hakkında bilgiler edinilebilmektedir.

Dolu olan üst rezervuardan türbine deşarj sırasında hidroelektrik kuvveti ile elektrik elde edilmektedir. Rezervuarda dolu olan suyun potansiyel enerjisi türbine aktarılarak mekanik enerji elektriğe çevrilecektir. Deneysel çalışmada 4 farklı yükseklikten su deşarj süreleri incelenirken sık aralıklarla güç hesaplanabilmesi için belirli bir güce bağlanarak ölçümler alınmıştır.

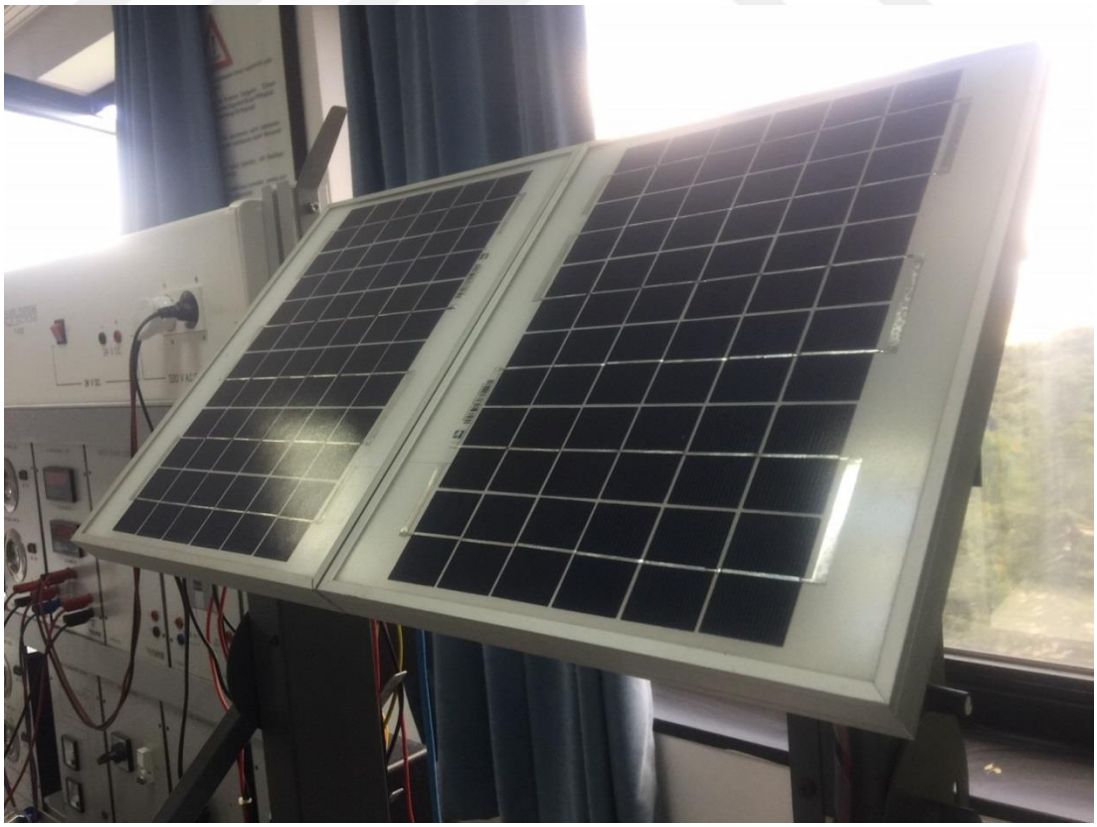
4.2. PV (Fotovoltaik) Karakterizasyonu

PV'nin Tablo 4.2'de yer alan verileri doğrultusunda matematiksel modellemesi yapılmıştır. Aynı zamanda ölçümler ile de ışık şiddeti, sıcaklık gibi etkiler altında iken karakteristiğinin çıkarılması amaçlanmıştır.

Tablo 4.2. Kullanılan PV özellikleri

PV	
Panel Adedi	2
Bağlantı Şekli	Paralel
Referans Sıcaklık (T_{ref})(°C)	25 °C
I_{maxpv} (Tek panel için)	0,57 A
V_{maxpv}(Tek panel için)	17,5 V
V_{ocpv} (Tek panel için)	22 V
I_{scpv} (Tek panel için)	0,62 A
K_p	18,82

Şekil 4.5'te deney setine ait PV yer almaktadır;



Şekil 4.5. Deney setinde kullanılan PV sistem

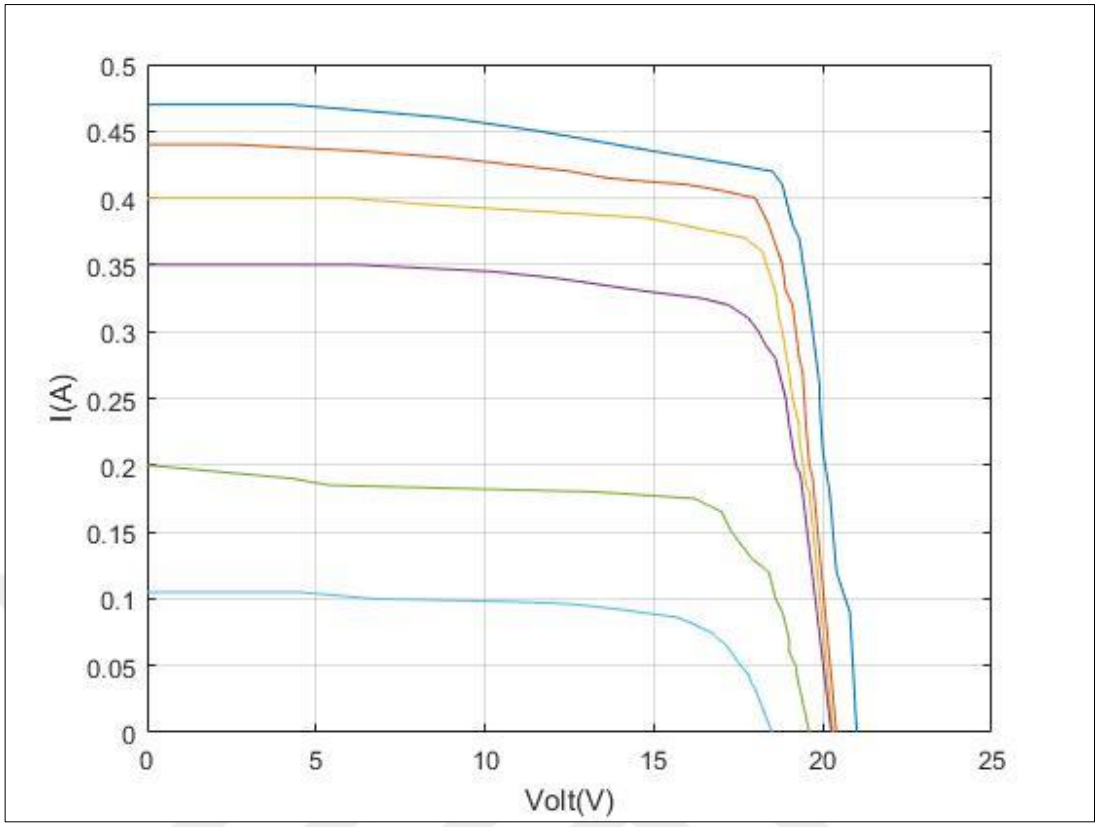
4.2.1. PV Panelin Farklı Işınımlarda I-V Çıkış Karakteristiğinin İncelenmesi

PV Panelin ışınımları %100, %75, %50 ve %25 başta olmak üzere ara ışınımlar ile birlikte 6 farklı ışınımda I-V eğrisinin nasıl çıkacağı yönünde ayarlı direnç ile ölçümler alınmıştır. Alınan ölçümler Tablo 4.3'de yer almaktadır. Performans karakterizasyonlarında sapmaların tespiti için 6 farklı ışınımda küçük değişimler bile kaydedilmeye çalışılmıştır.

Tablo 4.3. 6 farklı ışınım örneklemesi ile I-V karakteristiği

Işınım-1 I_{sc}=0.47 A V_{oc}=21 V		**Işınım-2 I_{sc}=0.44 A V_{oc}=20.4 V**		**Işınım-3 I_{sc}=0.40 A V_{oc}=20.3 V**		**Işınım-4 I_{sc}=0.35 A V_{oc}=20.25 V**		**Işınım-5 I_{sc}=0.20 A V_{oc}=19.6 V**		**Işınım-6 I_{sc}=0.105 A V_{oc}=18.5 V**	
I1(A)	**V1(V)**	**I2(A)**	**V2(V)**	**I3(A)**	**V3(V)**	**I4(A)**	**V4(V)**	**I5(A)**	**V5(V)**	**I6(A)**	**V6(V)**
0	21	0	20,4	0	20,3	0	20,25	0	19,6	0	18,5
0,09	20,8	0,19	19,7	0,18	19,6	0,19	19,35	0,04	19,25	0,035	17,95
0,12	20,4	0,20	19,6	0,185	19,5	0,195	19,3	0,05	19,2	0,036	17,9
0,15	20,3	0,23	19,5	0,22	19,3	0,20	19,2	0,06	19,0	0,043	17,8
0,18	20,2	0,27	19,4	0,23	19,3	0,23	19,0	0,07	19,0	0,052	17,5
0,21	20,0	0,28	19,3	0,24	19,2	0,25	18,9	0,08	18,9	0,056	17,4
0,25	19,9	0,30	19,2	0,25	19,1	0,26	18,8	0,09	18,8	0,063	17,2
0,26	19,9	0,32	19,1	0,27	19,0	0,28	18,6	0,10	18,6	0,066	17,1
0,32	19,6	0,33	18,9	0,285	18,9	0,29	18,3	0,11	18,5	0,070	16,9
0,37	19,3	0,35	18,8	0,30	18,8	0,30	18,1	0,12	18,4	0,075	16,7
0,38	19,1	0,38	18,4	0,31	18,7	0,31	17,8	0,13	17,9	0,077	16,5
0,41	18,8	0,40	18,0	0,33	18,6	0,32	17,2	0,14	17,6	0,082	16,1
0,42	18,5	0,405	17,1	0,36	18,2	0,325	16,4	0,15	17,3	0,086	15,7
0,425	17,4	0,41	16,0	0,37	17,7	0,33	14,8	0,165	17,0	0,092	14,0
0,435	15,0	0,4125	14,7	0,38	15,8	0,34	12,1	0,175	16,2	0,096	12,6
0,45	11,6	0,415	13,6	0,385	14,8	0,345	10,2	018	13,3	0,098	10,7
0,46	8,9	0,42	12,5	0,39	11,6	0,35	6,2	0,185	5,4	0,10	6,7
0,47	4,2	0,43	9,0	0,395	8,3	0,35	3,1	0,19	4,3	0,105	4,5
0,47	0	0,435	6,4	0,40	5,9	0,35	0	0,20	0	0,105	1,1
-	-	0,44	2,6	0,40	3,5	-	-	-	-	0,105	0
-	-	0,44	0	0,40	1,3	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	0,40	0	-	-	-	-	-	-

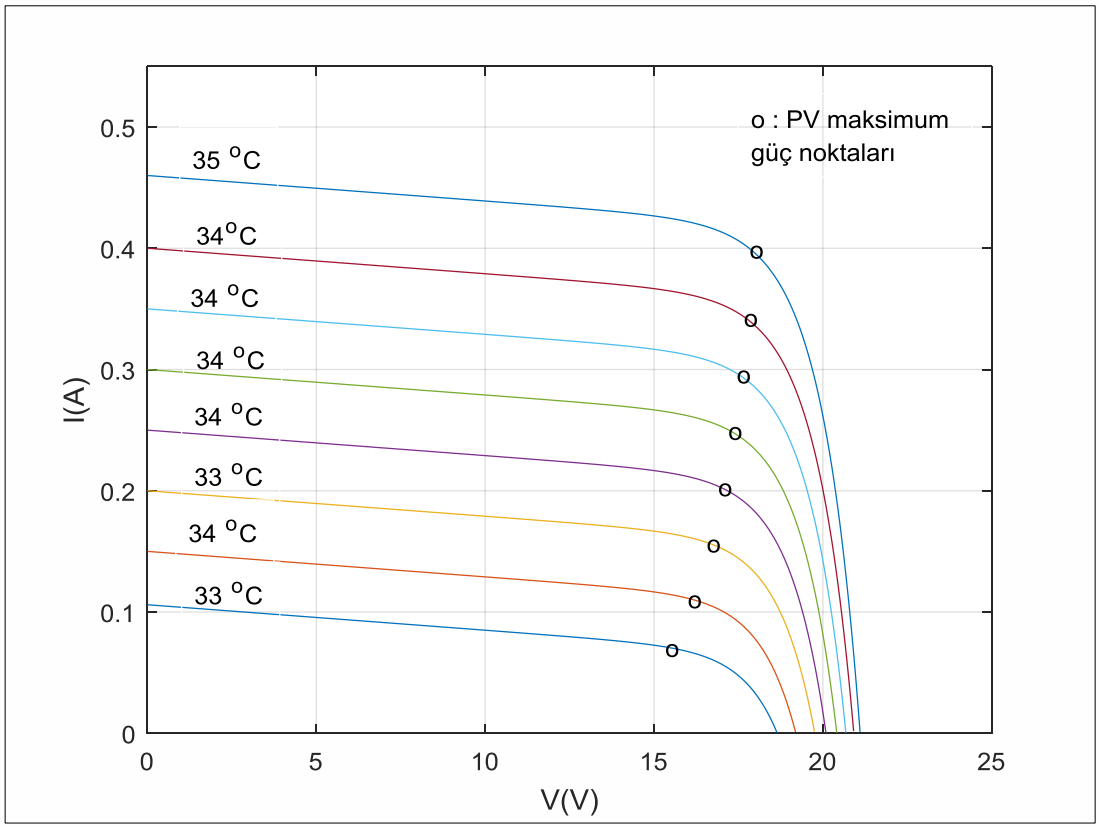
Tablodaki veriler doğrultusunda kendi içerisinde sistematik bir düşüş görünse de sıcaklık etkisi değişimler arasında fark edilebilmektedir. Tablo 4.3'de yer alan veriler doğrultusunda MATLAB programı ile aşağıdaki grafik çizilmiştir.



Şekil 4.6. PV panel I-V karakteristikleri

Ölçümler sıcaklık değişimlerinden en az şekilde etkilenmesi amacıyla kısa devreden açık devreye doğru ölçümler alınmıştır. Ancak grafikten de anlaşılacağı üzere sıcaklık etkisi yine de görülebilmektedir. Grafikte yer alan ışınımlar günün farklı saatlerinde gelen güneş ışınları ile elde edilen elektriksel enerjiyi göstermektedir. Olumsuz etkilere rağmen(sıcaklık değişimi, kullanılan kabloların direnci gibi) maksimum güç noktalarının tespiti yapılmıştır.

Çalışma noktaları PV çıkış I-V eğrileri ile kesişen noktalardır. Deney esnasındaki sıcaklık değişimleri nedeniyle çok az sapmalar görülebilmektedir. Belirli bir ışınım şartları altında, çalışma noktalarının PV maksimum güç noktalarına yakınlık derecesi PV'den daha etkili faydalanma imkanı vermektedir. Önceki bölümde elde edilen ölçümlere dayanarak sabit bir sıcaklık için bir model geliştirilmiştir. Denklem 3.12'de yer alan modelleme ölçüm alınan diğer sıcaklıklara göre modelleme yapılırsa standart şartlarda (sıcaklık değişimi olmadığı kabul edilirse) düzgün bir eğri elde edilebilmektedir. Bu durumda elde edilen model ile ölçümler karşılaştırılır ise aşağıda yer alan Şekil 4.7 elde edilmiş olacaktır.



Şekil 4.7. PV çıkış akım- gerilim modellemesi

Şekil 4.7'de görüldüğü üzere 6 farklı ışınım için V_{oc} modellemesi yapılmıştır. Ölçümler sıcaklık değişimlerinden en az şekilde etkilenmesi amacıyla kısa devreden açık devreye doğru ölçümler alındığı daha önce belirtilmiş idi. Ancak grafikten de anlaşılacağı üzere sıcaklık etkisi yine de görülebilmektedir. Düşük ışınımlarda modelleme ile ölçümler örtüşebilmesine rağmen yüksek sıcaklıklarda özellikle kullanılan kabloların dirençlerinin etkileri çok fazla ön plana çıkmaktadır. Ne kadar I_{sc} ve V_{oc} yüksek ise karşı direnç o kadar fazla artmakta olup kalın puntolar ile işaretlenmiş olan ideal eğime yaklaşımı o denli azalmıştır.

Deneysel çalışmada PV çıkış akım- gerilim performanslarının incelenmesinde maksimum güç noktalarında düşüşler gözlemlenmiştir. Belirli ışınım şartlarında kısa devre bölgesinden akımın devrilme bölgesi arasında iç direnç yapısı ve kontak dirençler nedeniyle düşüşler ve değişmeyen koşullara göre kırmızı ile belirlenmiş eğime göre gösterdiği farklılıkların gözle görülebilir olması sıcaklığında hesaplama parametrelerine eklenmesi ile doğru yorumlanacaktır. Görüldüğü üzere eğim miktarı

sıcaklık artması sebebi ile yüksek ışınımlarda daha çok gözlemlenebilmektedir. Denklem 3.8 ile ölçümlerin alındığı sıcaklık modele uygulanarak dirençlerin etkisi ile maksimum güç noktalarındaki düşüşler hesaplanarak ölçümler ile uyumluluk göstermektedir.

4.2.2. PV Panelin 3 Farklı Sıcaklıkta I-V Çıkış Karakteristiğinin İncelenmesi

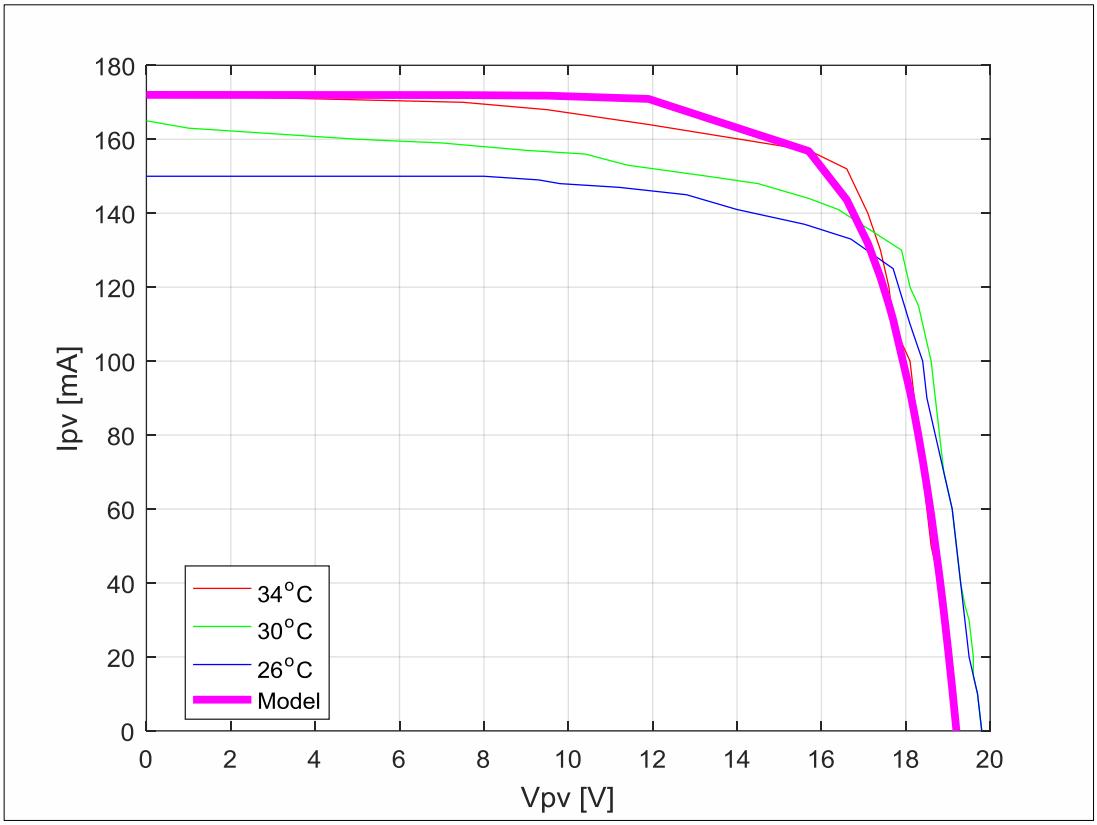
Laboratuvar ortamında 3 farklı sıcaklık seçilmiş ve seçilen sıcaklık sabit tutularak farklı dirençlere maruz bırakılan güneş pilindeki akım gerilim durumları incelenmiştir. Bahsi geçen durumdan alınan ölçümler aşağıdaki şekil ve tabloda yer almaktadır;

Tablo 4.4. 3 farklı sıcaklık için PV panel I-V karakteristiği

26°C		**30°C**		**34°C**	
I(A)	**V(V)**	**I(A)**	**V(V)**	**I(A)**	**V(V)**
0	19,8	0	19,8	0	19,2
0,01	19,7	0,01	19,7	0,01	19,1
0,015	19,6	0,015	19,6	0,02	19
0,02	19,5	0,02	19,6	0,03	18,9
0,03	19,4	0,03	19,5	0,04	18,8
0,04	19,3	0,034	19,4	0,05	18,6
0,05	19,2	0,04	19,3	0,06	18,5
0,06	19,1	0,05	19,2	0,07	18,4
0,07	18,9	0,06	19,1	0,08	18,3
0,08	18,7	0,07	18,9	0,09	18,2
0,09	18,5	0,08	18,8	0,1	18,1
0,1	18,4	0,09	18,7	0,11	17,7
0,11	18,1	0,1	18,6	0,12	17,6
0,125	17,7	0,11	18,4	0,13	17,4
0,133	16,7	0,115	18,3	0,14	17,1
0,137	15,6	0,12	18,1	0,152	16,6
0,141	14	0,13	17,9	0,157	15,7
0,143	13,4	0,141	16,4	0,164	11,9
0,145	12,8	0,144	15,7	0,168	9,5
0,147	11,2	0,148	14,5	0,17	7,5
0,148	9,8	0,15	13,3	0,172	0
0,149	9,3	0,153	11,4	-	-
0,15	8	0,156	10,4	-	-
0,15	6,8	0,157	9	-	-

Tablo 4.4. (Devam) 3 farklı sıcaklık için PV panel I-V karakteristiği

26°C		30°C		34°C	
I(A)	**V(V)**	**I(A)**	**V(V)**	**I(A)**	**V(V)**
0,15	0,1	0,159	7	-	-
0,15	0	0,16	5	-	-
-	-	0,163	1	-	-
-	-	0,165	0	-	-



Şekil 4.8. PV panel I-V karakteristikleri

Analizler; örnek olarak seçilen sıcaklıklar sabit tutulmak suretiyle 3 denemede yapılmıştır. Sabit sıcaklıklarda ki güneş pilinin ayarlı direnç kullanılarak davranışları incelenmiştir. Grafikten de anlaşılacağı üzere analizler sonucunda direnç arttıkça güneş pilinin aktardığı akım artmakta ve gerilim azalmaktadır. Ayarlı direnç yerine motor ve ya farklı bir yük bağlanması durumunda da güneş pili yük kalkınmaya başladığı andan itibaren yükün çektiği akım ve voltajı karşılayacaktır. Yine grafikten ve yapılan ölçümlerde anlaşılacağı üzere sıcaklığın maksimum güç noktaları üzerine de etkisi tespit edilmiştir. Sıcaklık artması ile maksimum güç noktalarında kaymalar meydana gelmiştir. Güneş piline bağlanan yükler açısından çalışma noktaları en verimli olan durum maksimum güç noktalarıdır. Dolayısıyla bu analizler uygun

pompa, motor vb. yüklerin seçimi açısından önem taşımaktadır. Aynı zamanda grafikte yer alan 34°C'deki eğri için Atlam'ın algoritması kullanılarak model ile hesaplanan yaklaşım bir arada gösterilmiştir. Bu durum ölçüm ile algoritmanın uyumlu olduğu ve tüm modele uygulanabilirliği hakkında yol göstermektedir.

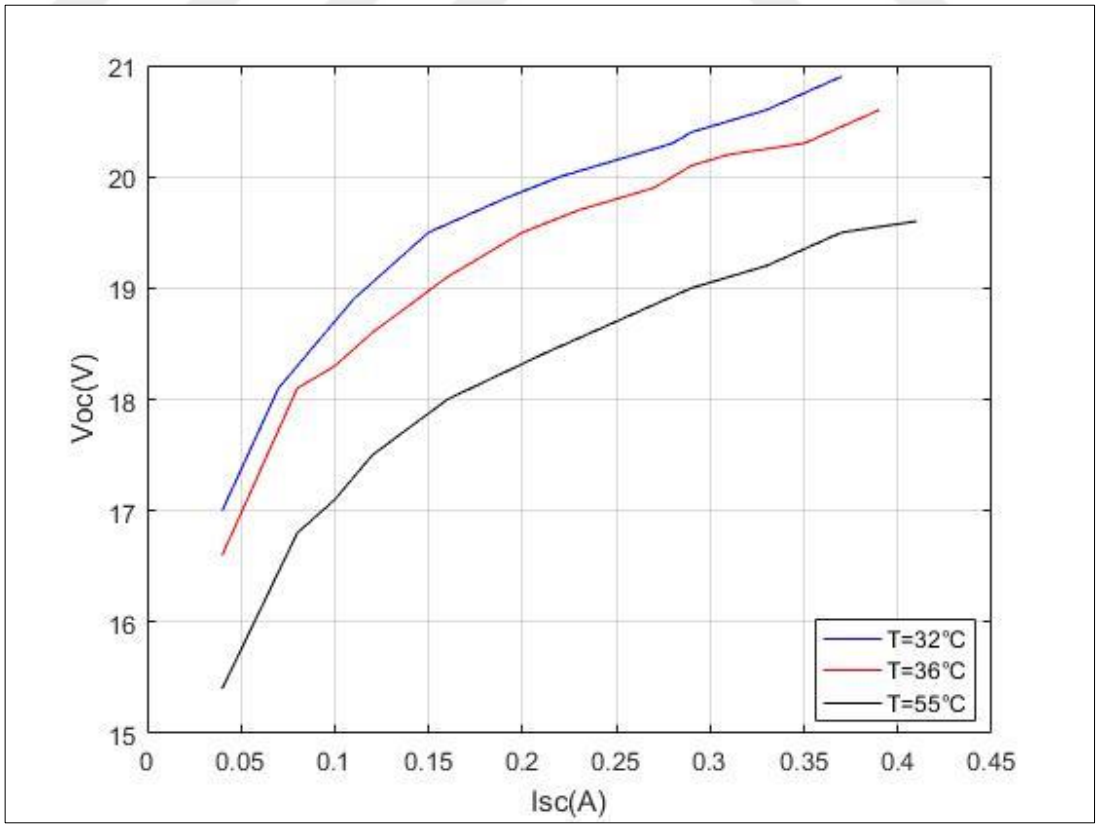
4.2.3. PV Panelin Sabit Sıcaklıkta I_{sc}- V_{oc} Değişiminin İncelenmesi

Seçilen PV panelin seçilen üç farklı sıcaklık (32°C, 36°C ve 55°C) mümkün olduğu kadar sabit tutularak, sabit sıcaklık altında ki I_{sc}- V_{oc} değişimleri analiz edilmiştir.

Alınan ölçüm sonuçları (Tablo 4.5) aşağıdaki şekilde grafik haline getirilmiştir;

Tablo 4.5. PV panelin üç farklı sıcaklıkta I_{sc}- V_{oc} değişimi

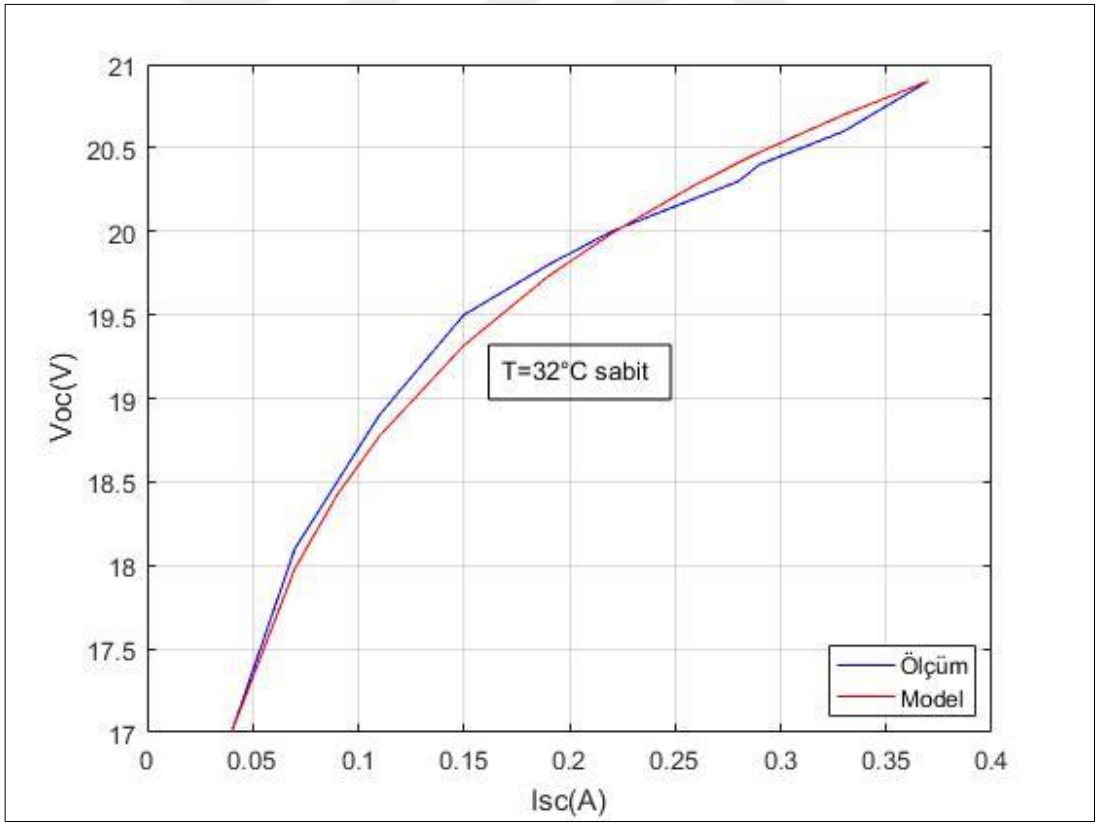
32°C	**I_{sc}(A)**	0,04	0,07	0,09	0,11	0,15	0,19	0,22	0,26	0,28	0,29	0,33	0,37
	V_{oc}(V)	17,0	18,1	18,5	18,9	19,5	19,8	20,0	20,2	20,3	20,4	20,6	20,9
36°C	**I_{sc}(A)**	0,04	0,08	0,10	0,12	0,16	0,20	0,23	0,27	0,29	0,31	0,35	0,39
	V_{oc}(V)	16,6	18,1	18,3	18,6	19,1	19,5	19,7	19,9	20,1	20,2	20,3	20,6
55°C	**I_{sc}(A)**	0,04	0,08	0,10	0,12	0,16	0,21	0,25	0,29	0,31	0,33	0,37	0,41
	V_{oc}(V)	15,4	16,8	17,1	17,5	18,0	18,4	18,7	19,0	19,1	19,2	19,5	19,6



Şekil 4.9. PV panelin sıcaklık sabit iken I_{sc}- V_{oc} karakteristiği

PV panelin üç farklı sıcaklıkta ki I_{sc} ve V_{oc} incelenmiştir. Sıcaklık artışının açık devre akımı üzerinde doğru orantılı etkisi bulunmaktadır. Ancak açık devre gerilimi üzerine etkisi tam tersi olarak gözlemlenmektedir. Daha öncede belirtildiği üzere sıcaklığın PV panellerinin çalışma performansı üzerinde etkisi mevcuttur. Sistemin verimli çalışması için güneş pilinin maruz kalacağı sıcaklıklar belirlenmeli ve en düşük ve en yüksek sıcaklık aralığında yükün çekeceği akım ve gerilimi karşılaması gerekmektedir. Yukarıda 3 farklı sıcaklı için alınan ölçümler doğrultusunda her sıcaklık için dvt kadar (dvt=-0,057) farklılık olması beklenilmektedir. Birbirinden bağımsız grafiği çizilen ölçümlerin arasında olumsuz etkilere rağmen dvt farklılığının gözlemlendiği aralıklar görülebilmektedir.

Bilindiği üzere PV panelin modellemesi grafikte yer alan 32°C için ölçülen I_{sc} ve V_{oc}'lere göre yapılmıştır. 32°C ölçülen ve modelin tahminini gösterir grafik aşağıda yer almaktadır.



Şekil 4.10. 32°C ölçülen ve modelin tahminini gösterir grafik

4.3. Pompa Sistemi Karakterizasyonu

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller kurulumlarına, kuruluş amaçlarına ve enerjilendirilme durumuna göre farklılık göstermektedirler. Temel çalışma prensibi belirli düşü farkı olan iki adet rezervuardan oluşan, üst rezervuarda suyun potansiyel enerji olarak depolanması ve enerjinin pahalı olduğu pik saatlerde alt rezervuara suyun aktarımı sırasında bir türbin vasıtasıyla elektrik elde edilmesine dayanmaktadır.

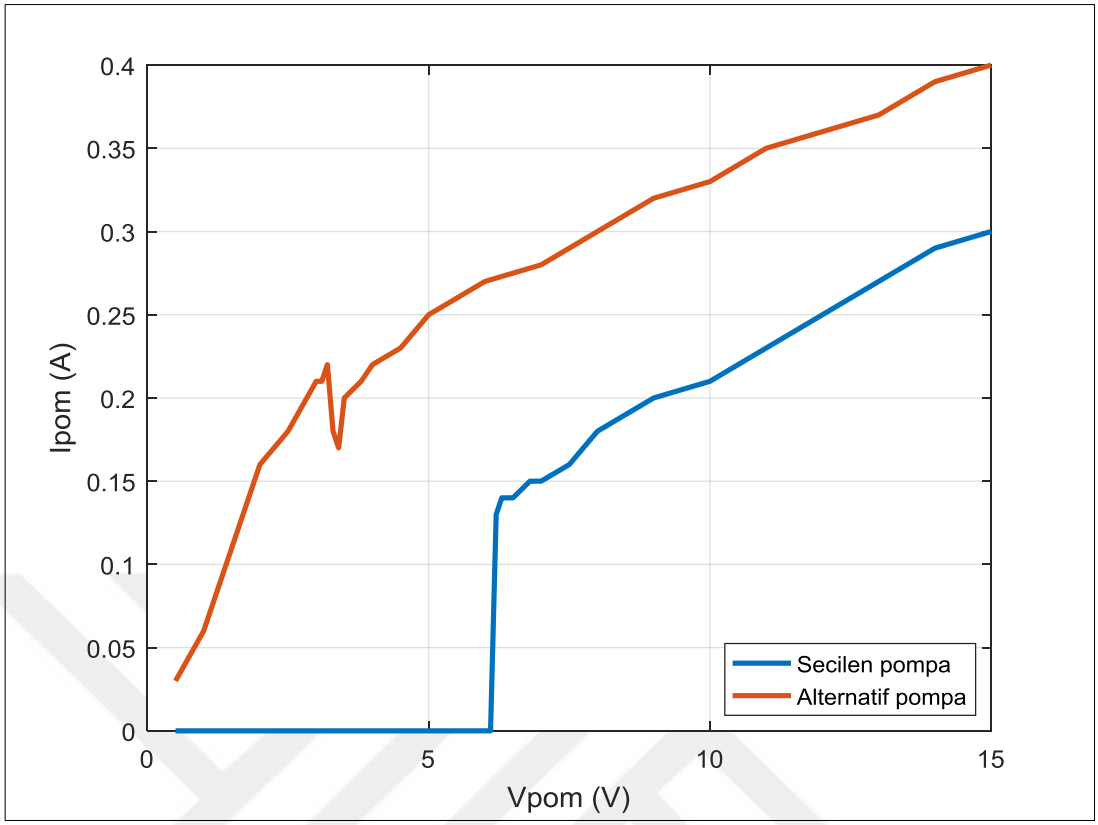
Burada ki ifade tankın içerisinde durağan halde bulunan biriktirilmiş güce işarettir. Bu statik güç olarak ifade edilmektedir. Bir hidro sistemde diğer yenilenebilir sistemlere nazaran daha az güç kayıpları mevcuttur. Bunlar; sürtünme kayıpları, türbinde kullanılan motorun iç direncinden kaynaklanan kayıplardır. Türbin kanatlarına çarpan su itme kuvvetiyle türbin miline hareket verir ve mekanik iş elde edilmiş olur. Rezervuarda biriktirilen suyun çıkış gücü debi ile ayarlanabilmektedir.

> "Hidroelektrik santralin ana dezavantajı alan yeterli Q ve H değerine sahip olmalıdır. Genel olarak bu; yıl içerisinde >~ 40 cm/y yağış, uygun bir su toplama havzası veya nehir (eğer mümkünse su ile)(depolama için) ve suyun türbinlerin üzerine dik bir düşüşü gerekmektedir. Bu koşulların kombinasyonu yaygın değildir, bu nedenle hidroelektrik, evrensel olarak mevcut olmaktan uzaktır. Bununla birlikte, mümkün olduğunda hidroelektrik, neredeyse en uygun elektrik üreten kaynaktır." [7]

Suyun basma yüksekliği, suyun debisi, üst rezervuarı doldurma süresi vb. durumlar pompa seçiminde düşünülmesi gereken etkenlerdir. Sistemin verimli çalışabilirliği açısından pompa seçimine dikkat edilmelidir. PV panel ile pompa uyum içerisinde çalışmalıdır.

4.3.1. Pompa Seçimi

Deneysel çalışma içerisinde iki farklı pompa ile analizler yapılmıştır. Farklı pompaların kalkınma durumları, çalışma aralıkları, basma yükseklikleri gözlemlenmiştir. Alternatif pompa düşük voltajlarda akım çekmeye başlamaktadır. Ancak henüz kalkınamaması sebebi ile suyu belirli bir voltaj uygulanıncaya kadar aktarma durumu söz konusu değildir. Şekil 4.11'de iki farklı pompa türünün voltaj ve amper değişimleri incelenmiştir.



Şekil 4.11. Pompa I-V karakteristikleri karşılaştırması

Şekil 4.11'de görüldüğü üzere düzenli yükselirken akımda ufak düşüş olan kısım pompanın kalkınma durumunda çektiği akım ve voltajı simgelemektedir. Kalkınma durumundan sonra alternatif pompa direk referans olarak belirlenmiş olan tankın en üst seviyesi olan yüksekliğe (H_{p4}=1.46 m) suyu basabilmektedir. Ancak debisi yüksek değildir. Alternatif pompa için grafiğin devamında güç arttırılmıştır. Pompa gücü ile debi, yükseklikle doğru orantılıdır. Deneysel çalışmada voltaj değişimleri küçük tutularak pompanın davranışı hassas olarak incelenmesi amaçlanmıştır. Ancak grafikte deney sisteminde kullanım için seçilen pompayı içeren kısım incelendiğinde görüleceği üzere alternatif pompada olduğu gibi kalkınma durumu gözlemlenmemiştir. Basma gücüne eriştiğinde referans yüksekliğine basabilmektedir. Her iki pompanın çalışma prensibi farklıdır. Alternatif pompa emme-basma ile deney seti için seçilen pompa ise merkezkaç ile suyu taşımaktadırlar. Seçilen pompanın alternatif pompada olduğu gibi kalkınmadan önce akım çekme durumu gözlemlenmemiştir. Alternatif pompaya göre suyu ilk basmak için harcadığı güç biraz daha fazladır. Alternatif pompada gözlemlenen debisel farklılıklar seçilen pompada daha az olmuştur. Yani seçilen pompa dalgıç tipi fırçasız

DC motor olması sebebi ile basmaya başlamasından itibaren alternatif pompaya nazaran daha hızlı su basabilmektedir. Seçilen pompa çalışmaya başlamasından itibaren beyaz pompaya göre daha düşük akımlarda çalışma özelliğine sahiptir. Böylelikle PV panelin düşük ışınımlarda sağladığı akım ve voltaj aralığında çalışması avantaj sağlayabilmektedir. Bu durum göz önüne alınarak pompa seçimi yapılmıştır.

4.3.2. PV-Pompa Sistemi Karakterizasyonu

Bir önceki bölümlerde bazı performans modelleri ve hesaplama parametreleri aktarılmıştır. PV panel için örneklenen en yüksek ışınım seviyesinden belirli yüzdeler ile azaltılarak farklı ışınım şiddetlerinde PV- pompa motoru çalıştırılarak ölçümler alınmıştır. Bu ölçümlerde PV- pompa motorunun çalışma noktaları olan akım- gerilim (I_{mot}- V_{mot}) her bir örneklenen farklı basma yüksekliklerine göre ölçümler alınarak kayıt edilmiştir. Deney setinde seçilen her bir basma yüksekliği için, debi değerleri PV-pompa motorunun giriş akım, gerilim ve örneklenen debi değerlerine göre doldurma süreleri ve elektriksel giriş güçlerine göre her ışınım örneklemesi için ölçülerek kayıt altına alınmıştır. Tablo 4.6'da ölçüm ve denklemler ile hesaplanan sonuçlar görülmektedir.

Tablo 4.6. Farklı basma yükseklikleri ve farklı ışınım seviyelerine göre PV-pompa motoru karakteristikleri

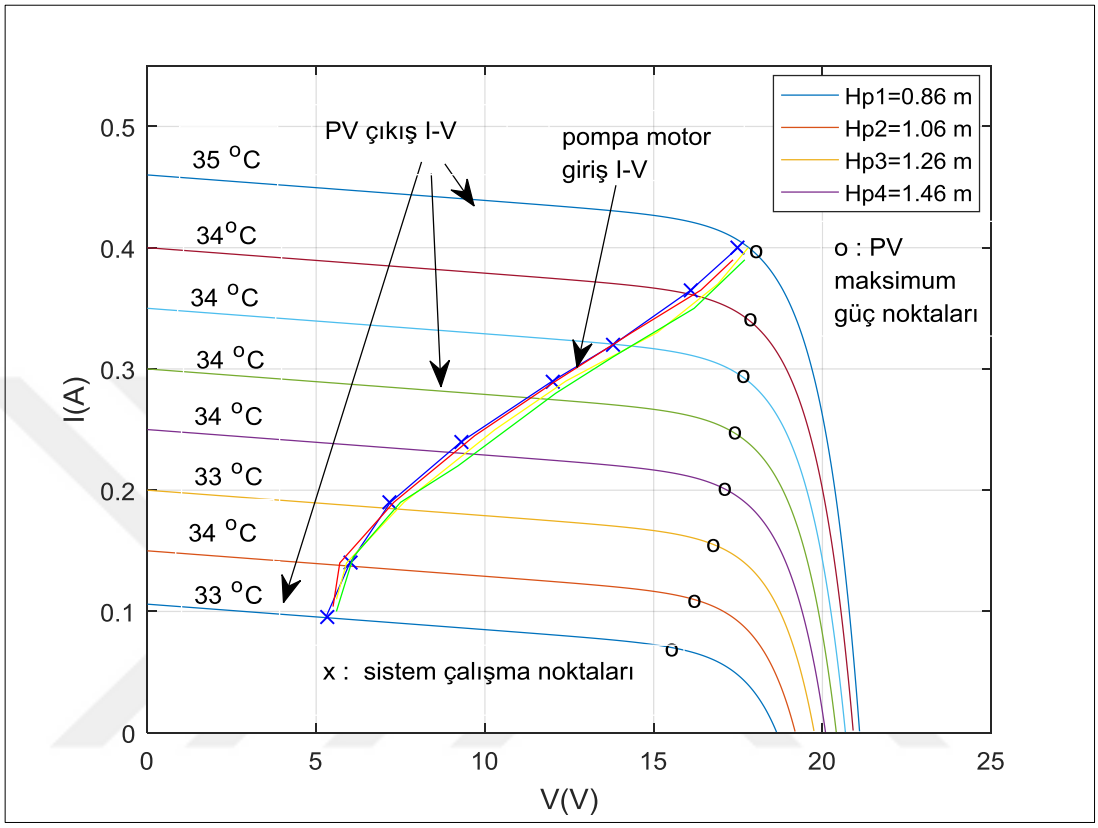
H_{p1}:0.86 m	I_{sc1}(A)	0,106	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,46
	V_{ocp1}(V)	18,7	19,4	19,7	20,1	20,4	20,5	20,6	20,9
	I_{mot1}(A)	0,096	0,14	0,19	0,24	0,29	0,32	0,365	0,40
	V_{mot1}(V)	5,3	6,0	7,2	9,3	12,0	13,8	16,1	17,5
	t_1(s)	235	92	88	64	57	50	47	45
	Q_1(m^3/s)	0,0681* 10^{-4}	0,1739 *10^{-4}	0,1818 *10^{-4}	0,2500 *10^{-4}	0,2807 *10^{-4}	0,3200 *10^{-4}	0,3404 *10^{-4}	0,3556*10^{-4}
	$P_{elk.giriş1}$ (W)	0,5088	0,8400	1,3680	2,2320	3,4800	4,4160	5,8765	7,0000
	P_{hid1}(W)	0,0574	0,1467	0,1534	0,2109	0,2368	0,2700	0,2872	0,3000
	V_{erim1} (η_{pom1})	0,1129	0,1747	0,1121	0,0945	0,0681	0,0611	0,0489	0,0429
H_{p2}: 1.06 m	I_{sc2}(A)	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,46
	V_{ocp2}(V)	18,9	19,3	19,8	20	20,3	20,5	20,7	20,75
	I_{mot2}(A)	0,104	0,14	0,19	0,245	0,29	0,33	0,365	0,39
	V_{mot2}(V)	5,5	5,7	7,3	9,7	12,1	14,35	16,4	17,35
	t_2(s)	234	187	98	68	58	50	48	47

Tablo 4.6. (Devam) Farklı basma yükseklikleri ve farklı ışınım seviyelerine göre PV-pompa motoru karakteristikleri

H_{t2}: 1.06 m	$Q_2(m^3/s)$	0,0684*10^{-4}	0,0856 *10^{-4}	0,1633 *10^{-4}	0,2353 *10^{-4}	0,2759 *10^{-4}	0,3200 *10^{-4}	0,3333 *10^{-4}	0,3404*10^{-4}
	$P_{elk.giriş2}$ (W)	0,5720	0,7980	1,3870	2,3765	3,5090	4,7355	5,9860	6,7665
	P_{hid2}(W)	0,0711	0,0890	0,1698	0,2447	0,2869	0,3328	0,3466	0,3540
	V_{erim2} (η_{pom2})	0,1243	0,1115	0,1224	0,1030	0,0817	0,0703	0,0579	0,0523
H_{t3}:1.26 m	I_{sc3}(A)	0,11	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,47
	V_{ocp3}(V)	19,0	19,3	19,8	20,3	20,4	20,6	20,7	20,9
	I_{mot3}(A)	0,11	0,14	0,19	0,25	0,29	0,33	0,37	0,40
	V_{mot3}(V)	5,6	5,9	7,6	10,3	12,4	15,1	16,9	17,8
	t_3(s)	251	223	99	68	57	50	47	44
	$Q_3(m^3/s)$	0,0637*10^{-4}	0,0717 *10^{-4}	0,1616 *10^{-4}	0,2353 *10^{-4}	0,2807 *10^{-4}	0,3200 *10^{-4}	0,3404 *10^{-4}	0,3636*10^{-4}
	$P_{elk.giriş3}$ (W)	0,6160	0,8260	1,4440	2,5750	3,5960	4,9830	6,2530	7,1200
	P_{hid3}(W)	0,0788	0,0887	0,1998	0,2908	0,3470	0,3955	0,4208	0,4495
	V_{erim3} (η_{pom3})	0,1279	0,1074	0,1383	0,1129	0,0965	0,0794	0,0673	0,0631
H_{t4}:1.46 m	I_{sc4}(A)	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,47
	V_{ocp4}(V)	18,6	18,9	19,4	20,0	20,1	20,3	20,5	20,8
	I_{mot4}(A)	0,10	0,145	0,19	0,22	0,28	0,31	0,35	0,39
	V_{mot4}(V)	5,6	6,1	7,5	9,2	12,1	13,8	16,2	17,7
	t_4(s)	1250	387	122	85	67	56	54	49
	$Q_4(m^3/s)$	0,0128*10^{-4}	0,0413 *10^{-4}	0,1311 *10^{-4}	0,1882 *10^{-4}	0,2388 *10^{-4}	0,2857 *10^{-4}	0,2963 *10^{-4}	0,3265*10^{-4}
	$P_{elk.giriş4}$ (W)	0,5600	0,8845	1,4250	2,0240	3,3880	4,2780	5,6700	6,9030
	P_{hid4}(W)	0,0183	0,0592	0,1878	0,2696	0,3420	0,4092	0,4244	0,4677
	V_{erim4} (η_{pom4})	0,0327	0,0669	0,1318	0,1332	0,1010	0,0957	0,0748	0,0677

Şekil 4.12'de ölçülen PV-pompa motorunun çalışma noktaları görülebilmektedir. PV akım gerilim karakteristikleri için daha önce de bahsedildiği üzere ölçümlerde kısa devre bölgesinden akımın düşmeye başladığı yere kadar sıcaklık, iç direnç ve bağlantı kablolarının gösterdiği direncin etkisi ile düşüşler gözlemlenmiştir. PV modellemesi ile ölçümlerin uyumlu olması sebebi ile sıcaklık modele uygulanarak dirençlerin etkisi ile maksimum güç noktalarındaki düşüşler hesaplanmıştır.

Şekil 4.12'de PV modeli MATLAB'e girilerek PV karakteristiği ile her bir basma yüksekliğine ait ölçüm değerleri olan Denklem 3.14 ile uyumlu pompa motoruna ait giriş I_{mot}- V_{mot} değerleri yer almaktadır.

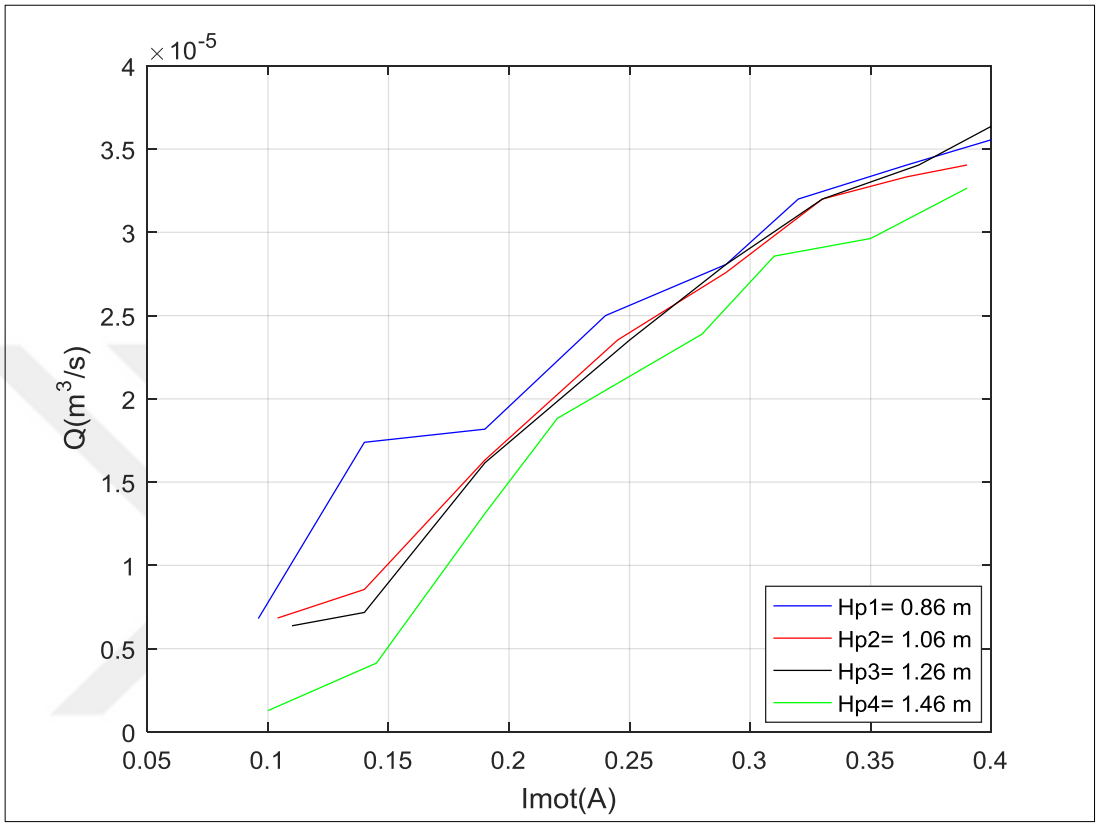


Şekil 4.12. PV çıkış I_{pv}-V_{pv} ve pompa motoru giriş I_{mot}-V_{mot} çalışma noktaları

PV-pompa motoru çalışma noktaları PV'ye ait I_{pv}-V_{pv} değerleri ile pompa giriş I_{mot}-V_{mot} değerlerinin kesiştiği noktalardır. Yapılan deneyler esnasında ve çıkan değerler ile sıcaklık dalgalanmalarının etkilerinde sapmalar düşüşlerde görülebilmektedir. Belirli ışınım şartlarında çalıştırılan yükün(pompa) PV maksimum güç noktalarına yakın çalışması beklenir. Maksimum güç noktalarına yakın çalışan sistemde PV'den etkili şekilde yararlanıldığının göstergesidir. Bir PV ile yükün karakterizasyonları yükün kalkınma güçlerini sağladıktan sonra tıpkı Şekil 4.12'de olduğu gibi görünmesi beklenir. Farklı basma yükseklikleri için pompa gücünün deney şartlarından daha yükseğe basabilme durumundan dolayı değişimler çok az gözlenebilmiştir. Pompa motoru giriş çalışma noktaları karakteristikleri (I_{mot}-V_{mot}) örneklenen basma yüksekliklerinde az değişimlerin olduğunu göstermektedir. Dolayısıyla seçilen pompa motoru ile PV uyumlu çalışarak geniş aralıklarda ölçüm olanağı sağlamaktadır.

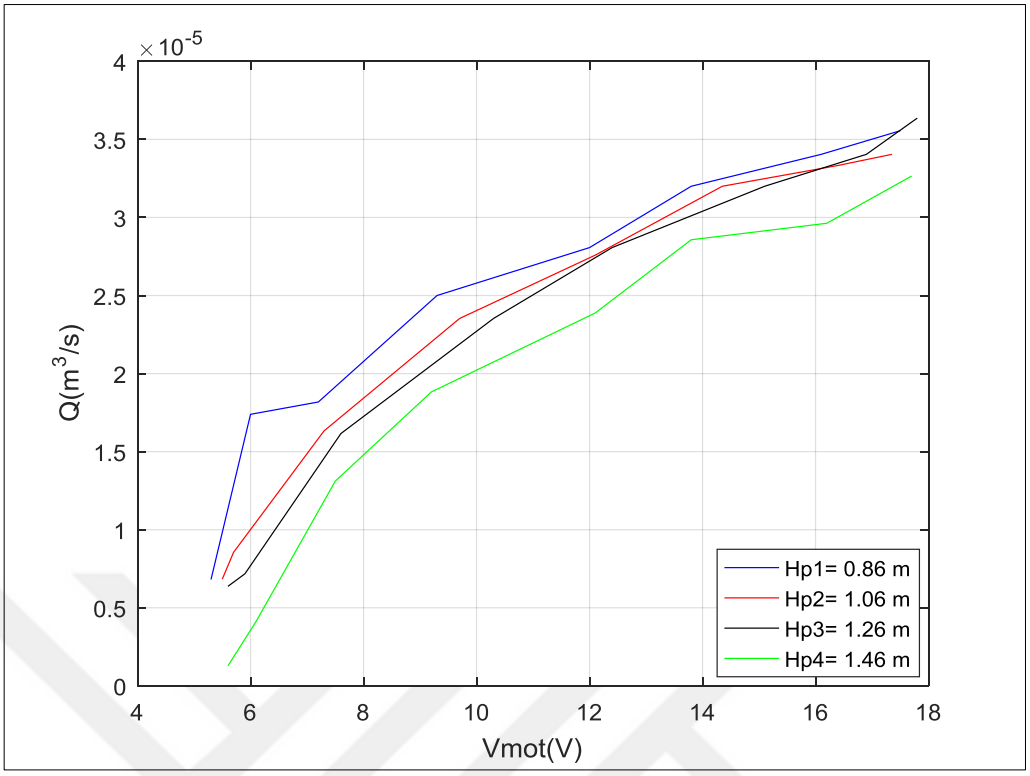
4.3.3. Pompa Karakterizasyonu

Şekil 4.13, Şekil 4.14 ve Şekil 4.15'de Tablo 4.7'de verilen ölçüm değerlerine göre pompa karakterizasyonları yer almaktadır.

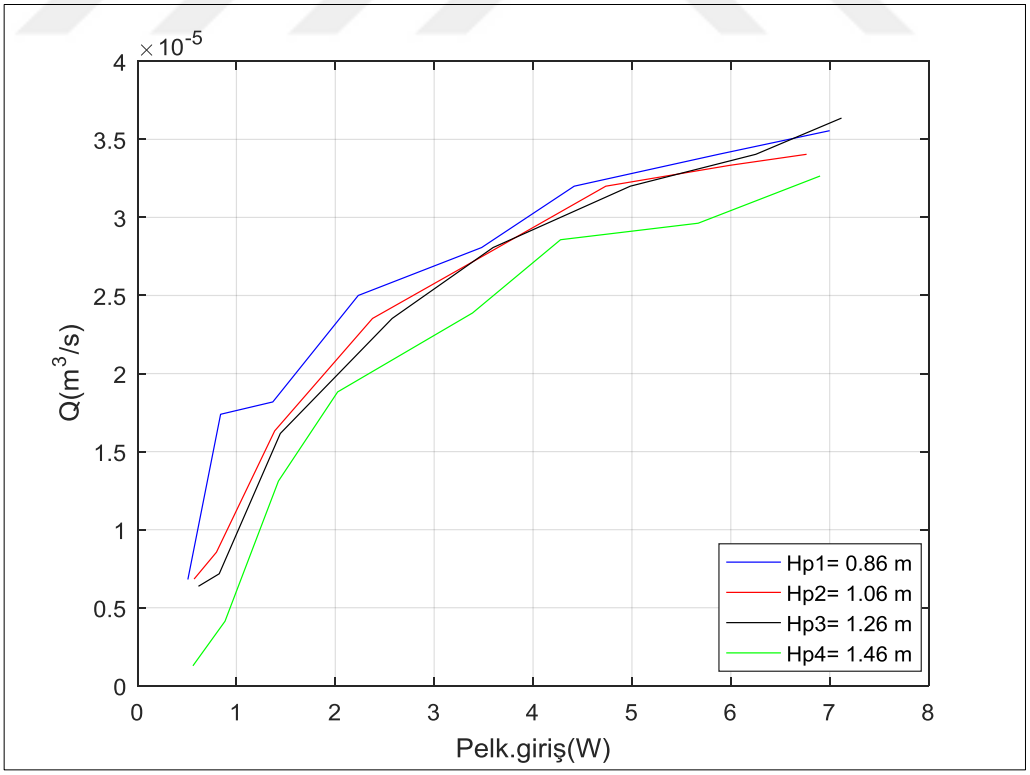


Şekil 4.13. Pompa motoru giriş akımına (I_{mot}) göre her bir basma yüksekliği için debi (Q, m^3/s) değişimleri

Şekil 4.12'de görülen PV-pompa sisteminin çalışma noktaları PV'den motora aktarılabilecek elektriksel gücü ($P_{elk.giriş}$) tanımlamaktadır. Denklem 3.15'te $P_{elk.giriş}$ matematiksel olarak ifade edilmektedir. Belirli bir ışınım şartları altında, çalışma noktalarının PV maksimum güç noktalarına yakınlık derecesi PV'den daha etkili faydalanma imkanı vermektedir. Bu değişimler model denklemlerinin karakteristik yapıları ile uyumlu olarak logaritmiktir. Gerilim ile debinin logaritmik artışı ise motorun doğrusal olmayan giriş I-V karakteristik fonksiyonundan kaynaklanmaktadır. Bu eğriler verilen bir elektrik bileşeni (akım, voltaj, giriş gücü) için öngörülen yükseklikte ne kadar debi ile su basılarak depolanabileceği konusunda önemli bir referans vermektedir.



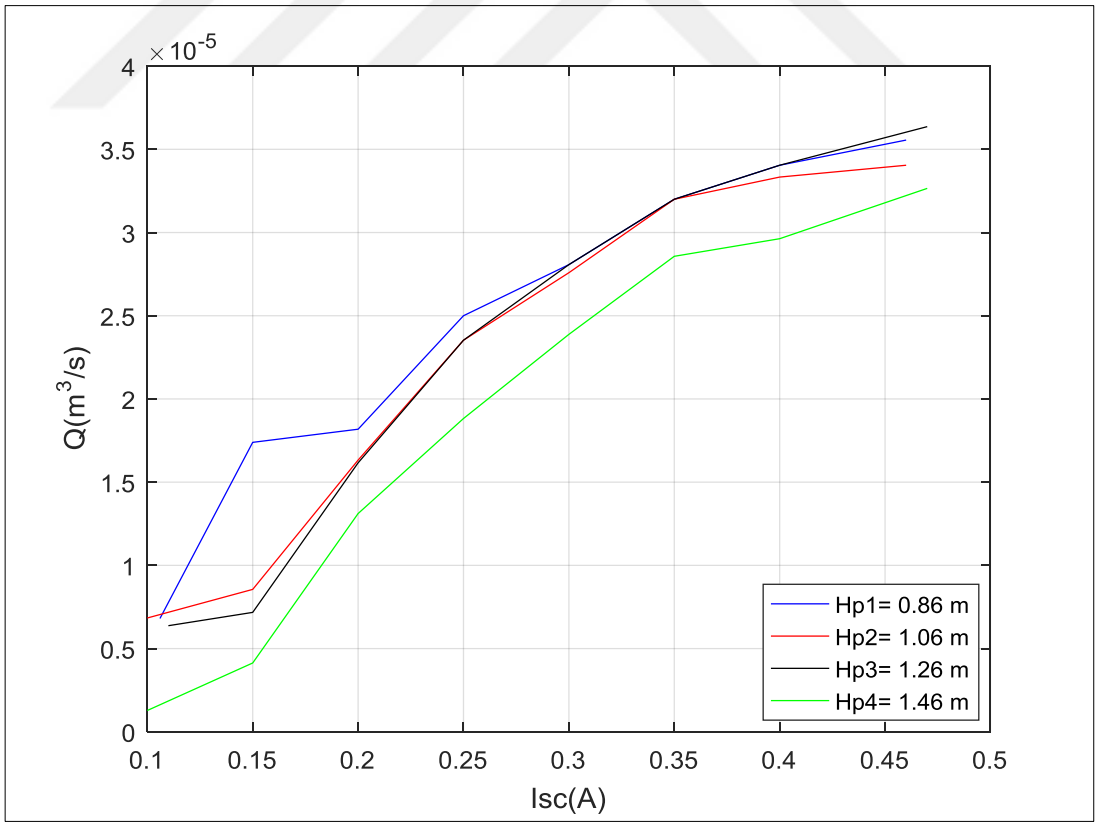
Şekil 4.14. Pompa motoru giriş gerilimine (V_{mot}) göre her bir basma yüksekliği için debi (Q, m^3/s) değişimleri



Şekil 4.15. Pompa motoru giriş elektriksel güce ($P_{elk.giriş}$) göre her bir basma yüksekliği için debi (Q, m^3/s) değişimleri

Grafikler ile görülen değişimler model denklemlerin karakteristik yapıları ile uyum içerisinde olduğu anlaşılabilmektedir. Ölçümlerin sonucu ile değişimlerin logaritmik olması beklenir ki denklemlerin bileşenlerine bakılacak olursa da bu durum görülebilmektedir. Gerilim ile debinin logaritmik artışındaki farklılık ise motorun doğrusal olmayan giriş akım- gerilim karakteristik fonksiyonundan kaynaklanması söz konusudur. Şekil 4.15'te görülen güçlere göre debi değişimlerinin logaritmik eğimlerinin fazla görünmesi ise doğal bir durum olarak güç ifadesinin akım- gerilim çarpımlarından oluşması kaynaklı daha belirgindir. Bu veriler (akım, voltaj, giriş gücü değişimleri vb.) ve eğriler sayesinde öngörülen veya belirlenen yükseklikler için ne kadar debi ile su basılarak depolanabileceği konusunda bilgi vermektedir. Tipik mühendislik uygulamalarında planlama ve uygulama aşamalarında önemli bir referans oluşturmaktadır.

Şekil 4.16'da farklı ışınım seviyelerine göre PV-pompa basma yükseklikleri için debi değişimleri verilmiştir.



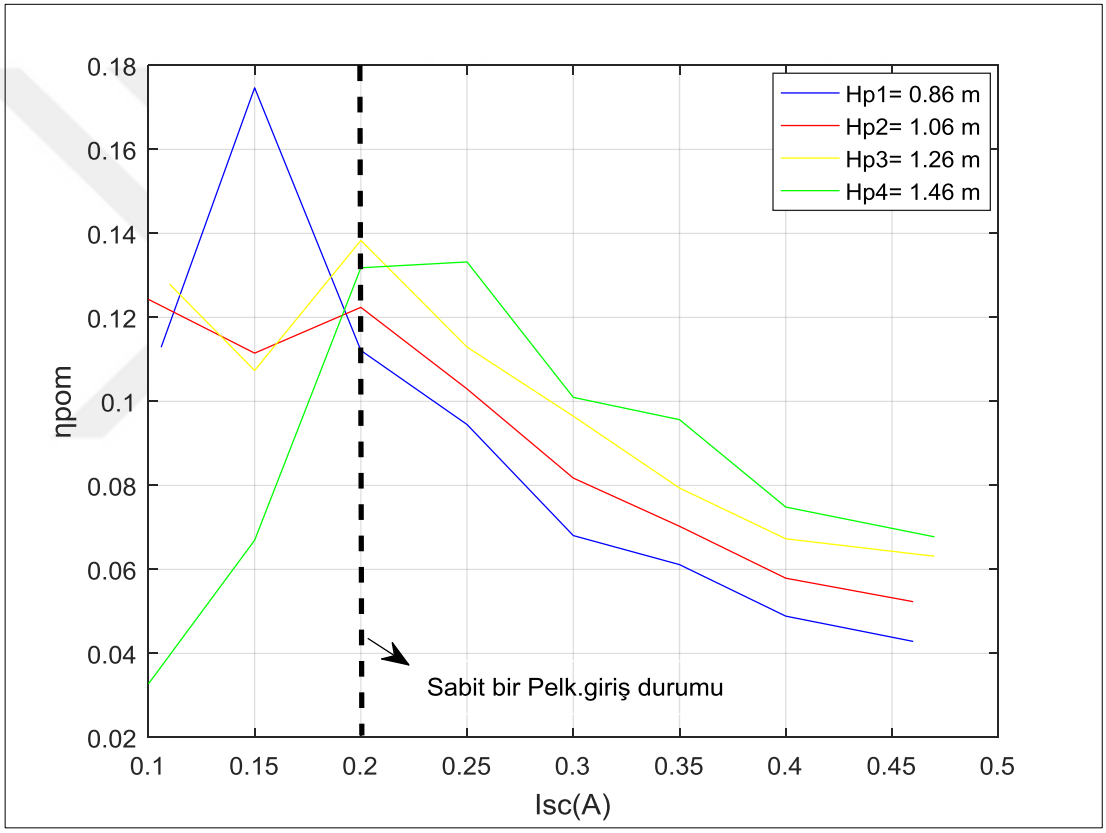
Şekil 4.16**.** Farklı ışınım seviyelerine göre PV-pompa basma yükseklikleri için debi değişimleri

Ölçümler ve denklemler sonucu farklı ışınım seviyeleri için farklı basma yüksekliklerine göre deneysel çalışma için debi karakteristikleri de çıkarılmıştır. PV-pompa sisteminde basma yüksekliği arttıkça debide azalmalar beklenilmektedir. Örneklendirilen deney seti için yükseklik artarken debide azalmalar ve doldurma süresinin de uzadığı gözlemlenmiş ve ölçümlerle kayıt altına alınmıştır. Seçilen en düşük yükseklik (H_{p1}) ile en yüksek yükseklik arasında (H_{p4}) fark net olarak görülebilmektedir. Işınım seviyesi arttıkça debi de artmış olduğu görülebilmektedir. Ancak yine de ışınım seviyesi ne kadar artsa da, yüksekliğin sistem üzerine etkisi göz ardı edilemeyecek durumdadır. Daha büyük sistemler için tasarlanma aşamalarında dikkate alınması gerekmektedir.

Denklem 3.17 ile tanımlanan pompa verimi (η_{pom}) ölçüm verileri ile farklı ışınım şiddetleri ve farklı basma yükseklikleri için karakterize edilmiştir. Sisteme giriş güçleri yani değişen ışınımlarda belirli bir basma yüksekliği için pompa veriminin en yüksek olduğu kritik bir ışınım değeri vardır. Tipik bir pompada, tipine göre değişen sabit bir giriş elektrik gücünde her pompanın farklı debi-yükseklik karakteristikleri vardır. Aynı zamanda Denklem 3.16 ile de ifade edilen su basma gücünü maksimum yapan kritik debi ve yükseklik değerleri vardır. Bahsedildiği üzere bu sabit giriş elektrik gücünde artan yükseklikle debi düşme karakteristiği göstermektedir. Bu durum örneğin Şekil 4.17'de aynı ışınım şiddeti yani sabit giriş gücü olarak kabul edilebilen koşullara karşılık gelen değişen basma yüksekliklerinde debi değiştiği görülebilmektedir. Herhangi bir pompa düşünülürse sabit giriş gücünde pompanın en iyi verimi gösterdiği bir noktaya sahiptir. Yapılan deneysel çalışmadaki ölçümlerde ışınım şiddetleri değiştiğinden bağlantılı olarak giriş güçleri de değişmektedir. Dolayısı ile giriş güçlerine karşılık gelen en uygun yükseklik ve debi değerleri de değişecektir. Böylelikle örneklenen basma yüksekliklerinin belirli giriş gücündeki kritik yükseklik ve debi değerlerine yakın olanları daha yüksek verim gösterecektir. Bu anlatılan durumun görülebilmesi için sabit güçteki debi-yükseklik karakterizasyonu ölçümleri yapılmamıştır. Fakat bu tip uygulamalar için belirli giriş gücüne ve pompa tipine göre karşılık gelen kritik en iyi verimli debi ve yükseklik optimizasyonu planlamalarda yapılırsa ön görülen şartlarda pratikte çok daha yüksek verimler elde edilebilir. Geniş bir ışınım aralığında verimlerin optimizasyon edilmesi giriş güçlerinin değişimlerinde gerekli önlemlerin alınması ve şartların tahmin

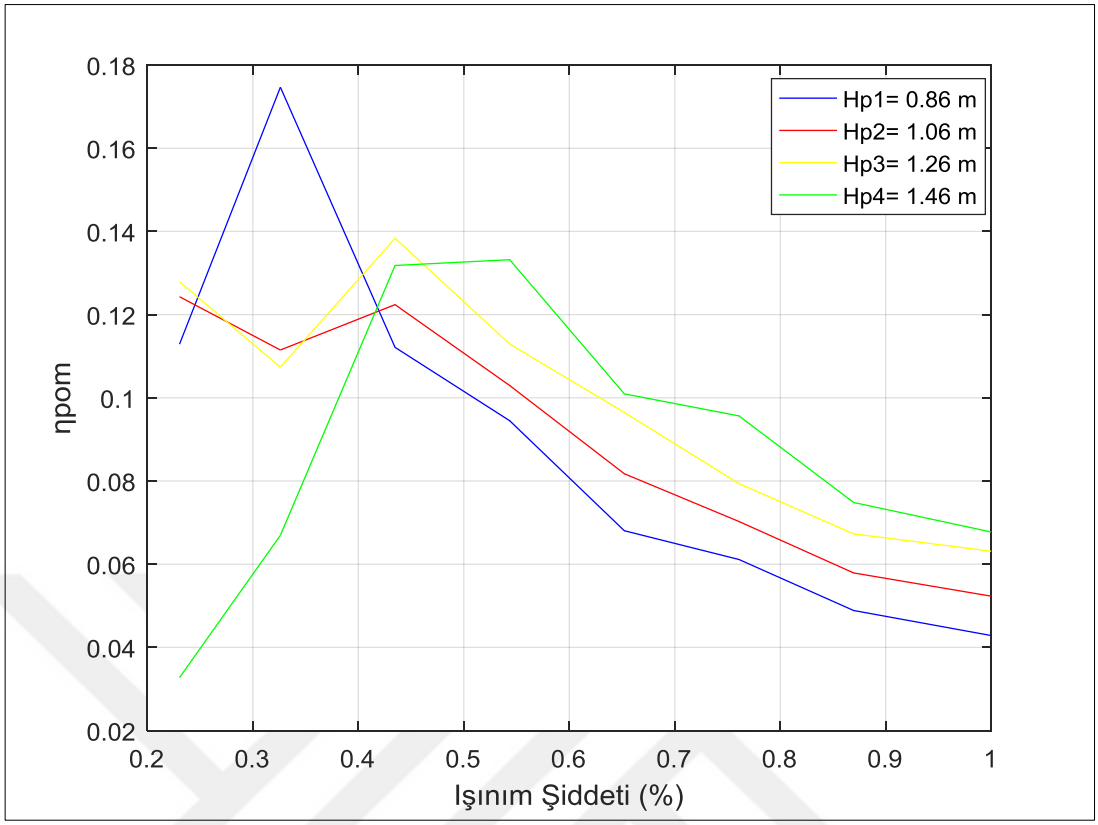
edilmesi açısından önemli olacaktır. Sisteme daha fazla potansiyel enerji kazandırmak için basma yüksekliği arttırılır ise pompa sistemi düşük ışınım şartlarında seçilen yüksekliğe su basamayabilir veya aktif su basabileceği aralık daralır. Bu durum deney sisteminde örneklendirilen en düşük ışınım şartında seçilen en yüksek basma yüksekliği için (H_{p4}) gözlemlenebilmektedir. Bahsi geçen bu konu enerji depolama performansı için önemli olacaktır.

Şekil 4.17'de PV-pompa motorunun farklı yüksekliklerde farklı ışınım şartlarına göre pompa verimleri yer almaktadır.



Şekil 4.17. PV-pompa motorunun farklı yüksekliklerde farklı ışınım şartlarına göre pompa verimleri

Aynı şekilde Şekil 4.18'de ışınım yüzdelerine göre de ölçüm sonuçları ve verim hesaplamaları grafik haline getirilmiştir.

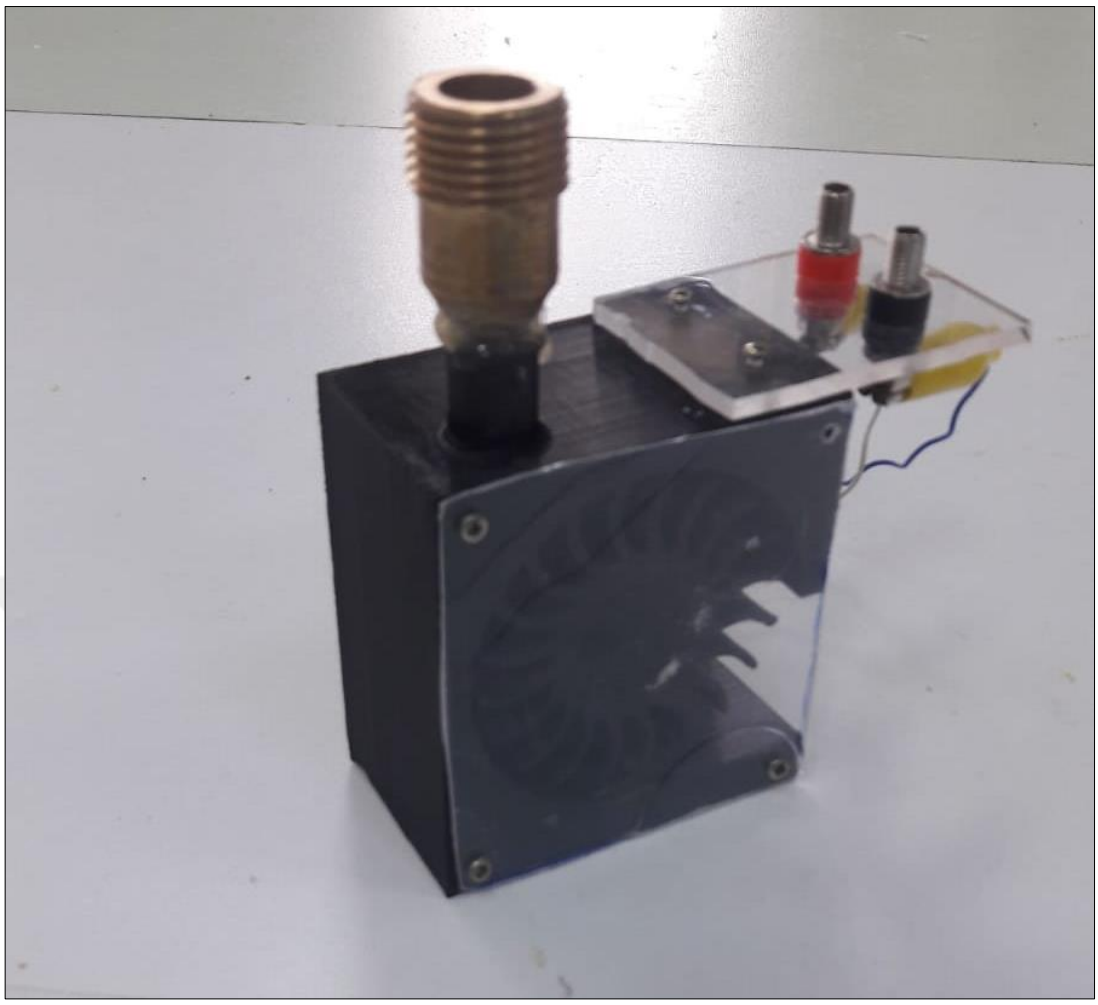


Şekil 4.18. PV-pompa motorunun farklı yüksekliklerde farklı ışınım şiddetlerine göre pompa verimleri

Işınım şiddetlerine göre de durum aynı olmaktadır. Çünkü ışınım şiddetleri, en yüksek ışınım seviyesinin belirli yüzdelerle değiştirilerek ölçümlerin yapılmasına dayanır. Farklı basma yükseklikleri için PV-pompa sisteminin verim değişimleri ışınım şiddetlerine göre de görülebilmektedir.

4.4. Türbin- Hidroelektrik Karakterizasyonu

Bu bölümde hidroelektrik çevrim incelenmiştir. Hidroelektrik kısmı türbin kanatlarına çarpan su ile başlamaktadır. Hidroelektrik, üst rezervuarda depo edilmiş potansiyel enerjisi olan su farklı yüksekliklerden (Hg_1, Hg_2, Hg_3. Hg_4) düşürülerek türbin jeneratör kısmına gelmektedir. Deney setinde kullanılan türbin Şekil 4.19'dadır.



Şekil 4.19. Deney setinde kullanılan türbin jeneratör

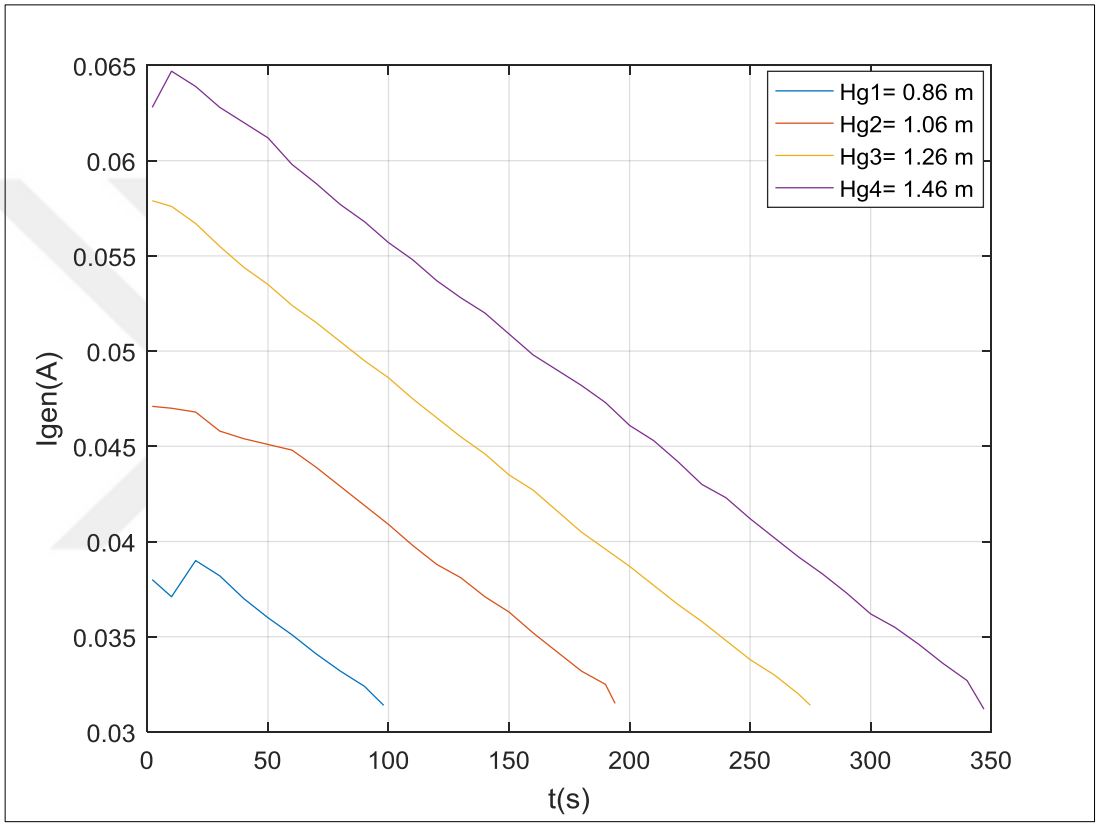
Deney sisteminde kullanılan jeneratörün iç direnci 16 Ω (ohm)'dur. Jeneratöre yük olarak ise jeneratörün iç direncinden biraz daha fazladır. Gerçekte yer alan uygulamalarda talep edilen yüklenme durumlarına göre ayarlamalar yapılabilmektedir. Bahsi geçen ayarlamalar ise sabit hızda su girişleri ile mümkündür. Yapılan deneysel çalışmada jeneratöre yüküne ait direncin karakteristikleri için tıpkı gerçek hayattaki sistemler gibi sabit tutulmuştur. Böylelikle sabit belirli bir yük durumunda farklı düşme yüksekliklerine bağlı deşarj olan suyla sistemin nasıl davrandığı incelenmek istenmiştir. Belirli bir yükseklikte bulunan rezervuardaki suyun bitme süreleri ile bu bitme süresi aralığında jeneratörde dönüşen elektriksel güç değerleri ölçülmüş ve kayıt altına alınmıştır.

Tablo 4.7. Farklı düşü yüksekliklerine göre jeneratör elektriksel ölçüm değerleri

H_{g1}= 0,18 m+0,27 m				H_{g2}= 0,38 m+0,27 m				H_{g3}= 0,58 m+0,27 m				H_{g4}= 0,78 m+0,27 m			
V_{gen1} (V)	I_{gen1} (A)	t_1	P_{elk1} (W)	V_{gen2} (V)	I_{gen2} (V)	t_2	P_{elk2} (W)	V_{gen3} (V)	I_{gen3} (A)	t_3	P_{elk3} (W)	V_{gen4} (V)	I_{gen4} (A)	t_4	P_{elk4} (W)
0,57	38,0*10^{-3}	2	0,0459	0,675	47,1*10^{-3}	2	0,0691	0,82	57,9*10^{-3}	2	0,1038	0,89	62,8*10^{-3}	2	0,1221
0,56	37,1*10^{-3}	10	0,0439	0,67	47,0*10^{-3}	10	0,0686	0,815	57,6*10^{-3}	10	0,1027	0,92	64,7*10^{-3}	10	0,1299
0,55	39,0*10^{-3}	20	0,0470	0,66	46,8*10^{-3}	20	0,0677	0,805	56,7*10^{-3}	20	0,0997	0,91	63,9*10^{-3}	20	0,1267
0,54	38,2*10^{-3}	30	00451	0,65	45,8*10^{-3}	30	0,0650	0,79	55,5*10^{-3}	30	0,0956	0,89	62,8*10^{-3}	30	0,1221
0,52	37,0*10^{-3}	40	0,0422	0,645	45,4*10^{-3}	40	0,0639	0,78	54,4*10^{-3}	40	0,0921	0,88	62,0*10^{-3}	40	0,1191
0,51	36,0*10^{-3}	50	0,0401	0,64	45,1*10^{-3}	50	0,0630	0,76	53,5*10^{-3}	50	0,0887	0,87	61,2*10^{-3}	50	0,1162
0,49	35,1*10^{-3}	60	0,0379	0,63	44,8*10^{-3}	60	0,0619	0,745	52,4*10^{-3}	60	0,0852	0,85	59,8*10^{-3}	60	0,1109
0,48	34,1*10^{-3}	70	0,0359	0,62	43,9*10^{-3}	70	0,0596	0,73	51,5*10^{-3}	70	0,0822	0,84	58,8*10^{-3}	70	0,1075
0,47	33,2*10^{-3}	80	0,0341	0,61	42,9*10^{-3}	80	0,0571	0,72	50,5*10^{-3}	80	0,0792	0,82	57,7*10^{-3}	80	0103,2
0,46	32,4*10^{-3}	90	0,0325	0,59	41,9*10^{-3}	90	0,0542	0,70	49,5*10^{-3}	90	0,0758	0,80	56,8*10^{-3}	90	0,0996
0,445	31,4*10^{-3}	98	0,0305	0,58	40,9*10^{-3}	100	0,0518	0,69	48,6*10^{-3}	100	0,0732	0,795	55,7*10^{-3}	100	0,0964
-	-	-	-	0,56	39,8*10^{-3}	110	0,0489	0,67	47,5*10^{-3}	110	0,0697	0,78	54,8*10^{-3}	110	0,0932
-	-	-	-	0,55	38,8*10^{-3}	120	0,0444	0,66	46,5*10^{-3}	120	0,0670	0,76	53,7*10^{-3}	120	0,0893
-	-	-	-	0,54	38,1*10^{-3}	130	0,0450	0,645	45,5*10^{-3}	130	0,0641	0,75	52,8*10^{-3}	130	0,0864
-	-	-	-	0,52	37,1*10^{-3}	140	0,0424	0,63	44,6*10^{-3}	140	0,0615	0,74	52,0*10^{-3}	140	0,0839
-	-	-	-	0,51	36,3*10^{-3}	150	0,0407	0,615	43,5*10^{-3}	150	0,0585	0,72	50,9*10^{-3}	150	0,0802
-	-	-	-	0,50	35,2*10^{-3}	160	0,0384	0,60	42,7*10^{-3}	160	0,0563	0,705	49,8*10^{-3}	160	0,0768
-	-	-	-	0,49	34,2*10^{-3}	170	0,0364	0,59	41,6*10^{-3}	170	0,0536	0,69	49,0*10^{-3}	170	0,0741
-	-	-	-	0,47	33,2*10^{-3}	180	0,0341	0,57	40,5*10^{-3}	180	0,0506	0,68	48,2*10^{-3}	180	0,0718
-	-	-	-	0,46	32,5*10^{-3}	190	0,0327	0,56	39,6*10^{-3}	190	0,0485	0,67	47,3*10^{-3}	190	0,0693
-	-	-	-	0,45	31,5*10^{-3}	194	0,0308	0,55	38,7*10^{-3}	200	0,0464	0,65	46,1*10^{-3}	200	0,0657
-	-	-	-	-	-	-	-	0,53	37,7*10^{-3}	210	0,0439	0,64	45,3*10^{-3}	210	0,0635
-	-	-	-	-	-	-	-	0,52	36,7*10^{-3}	220	0,0417	0,63	44,2*10^{-3}	220	0,0607
-	-	-	-	-	-	-	-	0,51	35,8*10^{-3}	230	0,0398	0,61	43,0*10^{-3}	230	0,0573
-	-	-	-	-	-	-	-	0,495	34,8*10^{-3}	240	0,0376	0,60	42,3*10^{-3}	240	0,0554
-	-	-	-	-	-	-	-	0,48	33,8*10^{-3}	250	0,0354	0,585	41,2*10^{-3}	250	0,0526
-	-	-	-	-	-	-	-	0,465	33,0*10^{-3}	260	0,0336	0,57	40,2*10^{-3}	260	0,0501
-	-	-	-	-	-	-	-	0,45	32,0*10^{-3}	270	0,0316	0,56	39,2*10^{-3}	270	0,0478
-	-	-	-	-	-	-	-	0,43	31,4*10^{-3}	275	0,0301	0,54	38,3*10^{-3}	280	0,0453
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,53	37,3*10^{-3}	290	0,0431
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,51	36,2*10^{-3}	300	0,0405
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	35,5*10^{-3}	310	0,0389
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,485	34,6*10^{-3}	320	0,0369
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,47	33,6*10^{-3}	330	0,0348
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,465	32,7*10^{-3}	340	0,0332
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,42	31,2*10^{-3}	347	0,0295

Tablo 4.7'de deney setinde jeneratöre ait elektriksel ölçüm değerleri yer almaktadır.

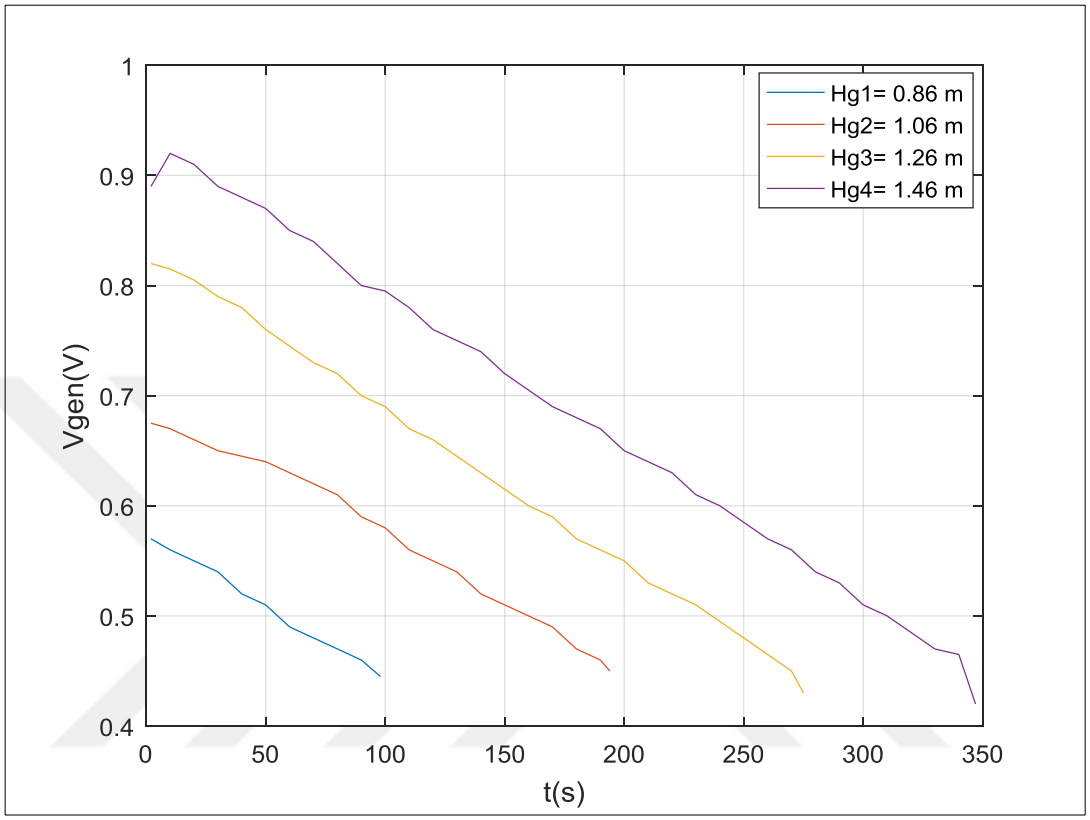
Tabloda görüldüğü üzere 10 saniye aralıklarla ölçümler kayıt altına alınmıştır. Ölçümlerde farklı düşü yüksekliklerine göre alınan ölçümlerde deşarj olduğu toplam t_{son} değerleri düşü yüksekliklerinin altında yer alan değerlerdir. Bu verilere dayanarak akıma (I_{gen}) göre bitme sürelerini (t_{son}) gösterir grafik aşağıda yer almaktadır.



Şekil 4.20. Farklı düşü yüksekliklerinde akıma (I_{gen}) göre bitme süreleri (t_{son})

Aynı şekilde gerilime (V_{gen}) göre bitme sürelerini (t_{son}) gösterir grafik Şekil 4.21'de yer almaktadır. Her iki grafikte görüleceği gibi başlangıçta değişimler olsa da ortalama olarak değerler zamana bağlı olarak doğrusal azalma göstermektedir. belirli bir yükseklikte tanktaki suyun boşalma süresi aralığında elektriksel güç ($P_{elk.}$) değişimleri diğer türbin ve jeneratör kayıp parametrelerinden bağımsız değerlendirildiğinde karakteristik yapı bakımından türbine giren mekanik giriş gücü ile bir benzerlik gösterdiği söylenebilir. Şöyle ki; zamanla su seviyesi azaldıkça türbin girişindeki suyun çizgisel hızı logaritmik olarak azalır ($v \approx (2gh)^{0,5}$). Bu yüzden tanktaki suyun bitme süresine yakın seviyelerde güçteki azalma biraz daha

yavaşlarken başlangıç yüksekliklerinde güçteki azalma daha hızlı gerçekleşmektedir. Rezervuar kapasitesinin sınırlı olması ve su seviyesinin değişken olması sebebi ile bu sonuç değişken yükseklikli PVPHS uygulamaları için önem arz etmektedir.

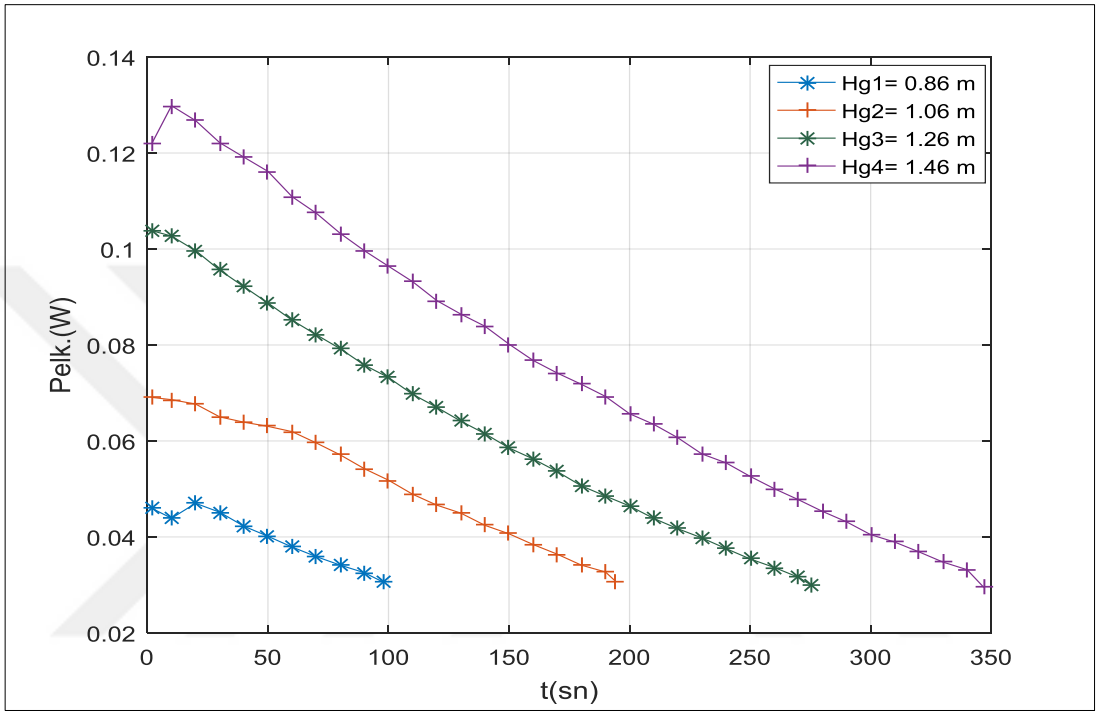


Şekil 4.21. Farklı düşü yüksekliklerinde gerilime (V_{gen}) göre bitme süreleri (t_{son})

Ölçümler ile kayıt altına alınan farklı düşü yükseklikleri için toplam t_{son} süreleri aynı zamanda, Denklem 3.36 ve Denklem 3.37'de yer alan formüllerde rezervuara ait verilerin yazılması doğrultusunda (kesit alanları, yükseklik vb.) hesaplanan ile ölçüm arasında uyumlu olduğu görülmektedir. Ancak belirtilmelidir ki deney setinde seçilen boru eklentilerinden dolayı iç kayıplar çok fazladır. Boru içerisinden düşen su her eklenti sırasında hızda kayıplara uğramaktadır.

Belirli düşü yüksekliklerine bağlı ve belirli yükseklikte depolanan suyun rezervuardan tam deşarj olma süresi aralığında jeneratörde dönüşen elektriksel güç değerleri kaydedilmiştir. Alınan ölçümler doğrultusunda jeneratörde dönüşen elektriksel gücün (P_{elk}) bileşenleri olan akım ve gerilim (I_{gen}- V_{gen}) değerlerinin zamana göre değişimleri kullanılarak Denklem 3.39 'de güç değerleri karakterize edilmiştir. Bu değerler aynı zamanda Tablo 4.7'de de ayrıntılı olarak

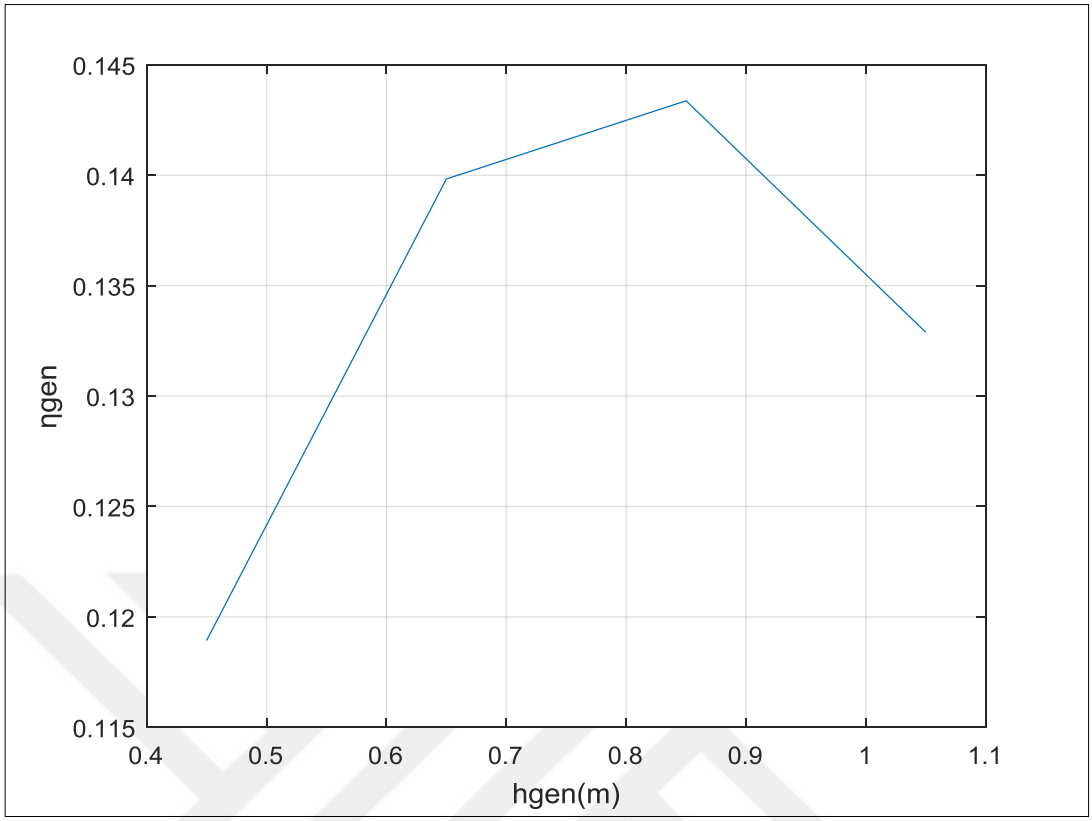
görülebilmektedir. Karakteristiklerden görülebileceği gibi Şekil 4.20 ve Şekil 4.21'de yer alan hidroelektrik sistemin kayıplarıyla bağlantılı akım ve gerilimlere (I_{gen}- V_{gen}) göre zaman değişimlerinde doğrusal olarak azaldığı için bu bileşenlerin oluşturduğu elektriksel güç P_{elk} polinomsal bir karakteristik göstermektedir. Bu durum Şekil 4.22'de görülebilmektedir.



Şekil 4.22. Farklı düşü yüksekliklerine bağlı jeneratöre ait elektriksel gücün zamana göre değişimi

Yapılan ölçümler sonucunda deney set için Şekil 4.22'de görüleceği üzere üst rezervuardaki su miktarı azaldıkça zamanla elektriksel güç doğrusal bir azalma göstermektedir. Üst rezervuarda depolanan su yüksekliği ne kadar çok artar ise o kadar suyun bitme süresi uzun sürer ve daha fazla elektriksel güç elde edilebilir.

Denklem 3.40'ta belirtilmiş olan formül uygulanarak farklı düşü yüksekliklerine göre hidroelektrik çevrim verimi hesaplanmıştır. Verim sistem verilerine göre ortalama değerler üzerine hesaplanmıştır. Pompa verimindeki gibi düşü yüksekliklerine göre her alınan değere yönelik anlık değişimler olarak hesaplanmamıştır. Ortalamalarının alınmasının sebebi düşü yüksekliğine göre sistemin verimini görebilmek içindir. Deney setinde kullanılan jeneratöre ait türbin verimi Şekil 4.23'de yer almaktadır.



Şekil 4.23. Farklı düşü yüksekliklerine göre deney setinin hidroelektrik sistem verimi

Türbin jeneratörüne motorun iç direncinden biraz fazla bir yük bağlanmıştır. Ortalama verimler alınmasına rağmen bu bağlanan jeneratör yük direnci sabit tutulduğu için su pompa sisteminde verilen verim değişimlerine benzer yüklemeler mevcuttur. Yine aynı şekilde iki sistemde de öngörülen elektriksel yükleme şartlarında verimin en iyi olduğu bir yükseklik vardır. Türbin jeneratörüne ait deney setinde oluşan kritik bir h_{gen} düşü yüksekliği Şekil 4.23'de görülebilmektedir. Bahsi geçen bu kritik düşü yüksekliği ile hidroelektrik sistemin kullanımı enerji bakımından diğer düşü yüksekliklerine göre daha yüksek verimli çalışma imkanı vermektedir. Bir sistem için zaten optimum şartlarda en iyi verimle yararlanmak amaçlanır. Deney sistemi için tankın çıkış kesiti, boru yüksekliği, türbin, jeneratör ve yük koşulları sabit tutulmuştur. Bu seçilen yük ve ortam koşullarında verimin en iyi olduğu kritik yükseklik bulunmaktadır. Verimi yükseltmek kesitin düşürülmesi, yüksekliğin arttırılması ile de mümkün olmaktadır. Sabit yük koşullarında daha fazla yükseklikten akan su daha fazla moment oluşturur. Aynı zamanda elektriksel akımı da artacaktır. Ancak bu koşullarda hızın bir fonksiyonu olan sistem iç sürtünme kayıpları ve su türbininin en iyi verimi sağladığı devir sağlanamayabilir. Dolayısıyla

kritik şartlar kaybedilerek yarar yerine zarar sağlamış olacaktır. Aynı şekilde düşü yüksekliği azalması durumunda ise türbin maksimum mekanik gücün alındığı devirden daha düşük devir elde edilebilir. Her iki durum için sistem verimsiz olacaktır.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Fosil yakıtların kullanımlarından kaynaklı çevre ve insan sağlığı tehlike altındadır. Sanayi ve çarpık kentleşmenin artmasıyla enerji ihtiyaçları fazlalaşmış ve tüm bu durumların sonucu olarak sera gazları salınımları günden güne artmıştır. İklim değişikliği hissedilebilir düzeye gelmiştir. Fosil yakıt kaynakları hızla tükenmiş olması, taleplerin hızla artıyor olması ve yeniden oluşmaları yüzyıllar sürüyor olması da olumsuz yönleri ve yeni kaynak arayışlarını beraberinde getirmektedir. Tüm dünya üzerinde bahsi geçen olumsuz tetikleyiciler ile temiz enerji kaynakları araştırmaları hız kazanmıştır.

Hidroelektrik santralleri yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir. Ancak bilinçsiz bir şekilde kurulan santrallerde akan suya baraj kurularak doğal akışının değiştirilmesi, can suyunun bırakılmaması hızla ekosisteme zarar vermektedir. Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına bakılacak olursa güneş, rüzgar vb. daha az zararlı durumdadır. Fayda zarar durumuna göre tercih edilebilir düzeydedir. Ancak elektrik üretimi açısından da sistemler mevsimsel, günlük olarak farklılık göstermektedir. Rüzgar ve güneş ile kesikli güç elde edilebilmektedir. Ancak entegre şekilde çalışabilen sistemler ile sürekli elektrik eldesi mümkündür. Aynı zamanda enerji depolama yöntemlerinden de uygun olan sistemler seçilmesi ve tüm sistemin işletme maliyetleri, talepleri karşılamaları ve temiz enerji olmaları sisteme yönelimler açısından önemlilik arz etmektedir. Tüm bu durumların ışığında hidroelektrik santrallerinin negatif etkilerini azaltabilen aslında eski zamanlarda da kullanılan bir sistem olan pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri incelenmiştir. Bu sistemde doğal akışlı nehirler yerine yükseklik farklı bulunan iki rezervuar arasında suyun döndürülmesi ve suyu üst rezervuara taşımak için ise enerji ihtiyacının yine yenilenebilir enerji kaynağı olarak fotovoltaikten yararlanılarak karşılanması planlanmıştır.

Deney seti dizayn edilmesi ve çalışmanın hatları planlanması sırasında bölgeler ele alınarak farklı düşü yüksekliklerine sahip iki göl veya deniz kenarı ile yapay bir üst

rezervuar inşa edilerek sistemin gerçekte de kullanılabileceği düşünülmüştür. Böylelikle yağmur sularından da yararlanılarak üst rezervuarda biriktirilen su miktarı artmış olacak ve ekosistemi inşaatı haricinde zarardan çok fayda sağlayacaktır. Özetle üst rezervuarda sistem ekosisteme uyum sağlayarak canlı türlerine yuva olabilecektir. Üst rezervuarda sürekli su olacak ve alt rezervuar ile su sürekli çevrim halinde olacaktır. Bu yönü ile nehir yataklarına kurulan hidroelektrik sistemlerine göre bakılırsa farklılıklar görülebilmektedir.

Günümüzde mevcut PHS'lerde üst rezervuar yatay inşa edilerek yükseklik değişimlerinden en az etkilenecek şekilde tasarlanmaktadır. Bu deneysel çalışmada PVPHS sistemlerinin farklı ışınım, farklı su basma ve farklı düşü yüksekliklerine göre performansları incelenmek üzere laboratuvar ortamında bir set kurulmuştur.

Sistem için tanımlanmış olan modellerin yaklaşımları ölçümler ile uyumluluk göstermektedir. Sistem tasarımsal olarak küçük ölçekli ve kullanılan ekipman ve yardımcı teçhizatlar doğrultusunda iç kayıplar ve mekanik sürtünmelerin fazla olmasından dolayı düşük verimli olmasına rağmen, gerçek mühendislik uygulamalarında yüksek verimli ve kapasiteli pompa, jeneratör ve türbinler ile tasarlanan hidroelektrik santrallerinin planlanmasında önemli karakterizasyon ve optimizasyon kriterleri vermektedir.

PV-pompa sisteminde belirli bir yüksekliğe ve o yükseklik doğrultusunda hidroelektrik çevrimde kullanılacak su depolama performansının en iyi olduğu kritik bir basma yüksekliği ve bu yükseklik için ışınım değeri vardır. Söz konusu bu durum belirli bir güç koşullarında çalışan pompa sisteminin en iyi verim gösterdiği basma yüksekliği üst rezervuara depolama için seçilebilir. Sistemden en iyi verimde yarar sağlanması için giriş koşullarının tayininin çok iyi yapılarak tüm sistem parçalarının (PV-pompa, türbin ve jeneratör) ve yardımcı ekipmanlarının birbirine uyumlu çalışması gerekmektedir.

PV'nin değişkenlik gösteren ışınım koşullarına göre maksimum güç noktalarına yakın çalışan bir pompa motoru seçimi yapıldığında kullanılan PV'den en iyi verim ile faydalanma imkanı sağlar ve bu durum giriş koşullarında iyileştirmeye etki etmektedir. PV- pompa motorunun uyumu ile maksimum güç noktalarına yakın olan

giriş gücünde çalışan pompa motoru belirli bir basma yüksekliğine daha fazla debi ile daha kısa sürede su depolama imkanı sağlamaktadır. Özetle pratik yaklaşım olarak; PVPHS'nin kurulacağı bölgenin ışınım enerjisinin günlere, mevsimlere, yıllara vb. göre ortalamalarına göre seçilen PV- pompa motorunun giriş gücü koşullarında çalışarak çıkış debi-yükseklik karakteristiğindeki statik basma gücünü (P_{hid}) maksimum yapan kritik basma yüksekliği sistem için seçildiğinde sistemin hidroelektrik kısmı için en iyi potansiyel enerji kazandırılabilmektedir. Matematiksel modelleme kısmında belirtilen denklemler ışığında da görüleceği üzere basma yüksekliği arttıkça debi düşecektir. Bu durumda da su depolama miktarı azalır. Tersi düşünülürse de basma yüksekliği düşük tutulduğu takdirde debi artar ancak potansiyel enerji azalmış olur. Dolayısıyla kritik yükseklik belirlenmeli ve sistem optimum şartlarda çalıştırılmalıdır. Tüm bu uygulamalar hem AC hem DC motorlar için düşünülebilir. PV- pompa motoru sistemine AC pompalar için inverter kullanımı ile sistem entegrasyonu sağlanmış olacaktır. Bir PV'nin belirli bir bölgenin değişen ışınım değerlerinin maksimum tam olarak güç noktalarında veya yakınlarında çalıştırılması verim ve çalışma performansları için önceliklerin başında görülebilir ve değerlendirilmesi gereken önemli bir kriter olarak önerilir.

Sistemin hidroelektrik çevrim kısmı değerlendirildiğinde deney seti için akım-gerilim, elektriksel güç performans karakterizasyonları çıkarılarak sistemin verimi hesaplanmıştır. Seçilen türbin ve jeneratöre göre türbine aktarılan maksimum mekanik güçte bir devirde jeneratör yüklenmesi durumunda en iyi verim elde edilebilmektedir. Deney setinin üst rezervuar tasarımı dikkate alındığında su miktarı azalacaktır. Üst rezervuardan akan su hızı da aynı şekilde değişken durumdadır. Tüm çevrim ölçüm ve modellemeleri uyumluluk içerisindedir. Bu tip sistemler için geliştirilen sistem performans modelleri kullanılarak ortalama değerler elde edilebilir.

Bu tip PVPHS'ler yenilenebilir enerji kaynaklarından kesikli üretim ile biriktirilen potansiyel enerjinin elektrik enerjisine çevrimi ile talep edilen zamanda şebekeyi besleyebilmesi açısından önemlilik arz etmektedir. Örnek olarak nükleer enerji ile de elde edilen elektriğin fazlası pompaj depolamaya yönlendirilerek potansiyel enerji olarak depolanması mümkündür.

Gerçekte tasarlanan hidroelektrik çevrim sistemlerinde rezervuarlar yatay inşa edildiği için sistem performansı ortalama olarak stabil olsa da hazırlanan rezervuardaki değişken su seviyeleri sebebi ile performans değişkendir. Bu sebepten deney setine benzer rezervuarlar tasarlanması durumunda belirli bir kullanım süresi için jeneratöre uygun bir elektriksel yük seçimi veya talep edilen yüke uygun su türbin girişlerinde debi ayarlamaları yapılması sistem verimi açısından iyi olacaktır. Böylelikle mühendislik uygulamalarında çok daha büyük kapasiteli hidroelektrik enerji depolama yöntemi için PVPHS sistemleri güncel, uygulanması muhtemel bir çözüm, araştırılması ve geliştirilmesi gereken bir alan olabilir.

KAYNAKLAR

[1] Göktaş H., Türkiye için Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Önemi ve Durum Analizi, Yüksek Lisans Tezi, Kırklareli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kırklareli, 2018, 520820.

[2] Rehman S., Al-Hadhrami L. M., Alam M. M., Pumped Hydro Energy Storage System: A Technological Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, **44**, 586-598.

[3] Steffen B., Prospects for Pumped-Hydro Storage in Germany, *Energy Policy*, 2012, **45**, 420-429.

[4] Amin R. A., Talukder S. H., Introducing Pico Hydro From Daily Used Water and Rain Water, *International Journal of Engineering Research and Applications*, 2014, **4**, 382-385.

[5] National Energy Education Development Project, *Energy of Moving Water-Student Guide*, The Need Project, Manassas, 2017.

[6] Ünver Ü., Yenilenebilir Enerji Kaynakları II, 2017.

[7] Twidell J., Weir T., *Renewable Energy Resources*, 3rd ed., Routledge, New York, 2015.

[8] Notton G., Lazarov V., Stoyanov L., Analysis of Pumped Hydroelectric Storage for a Wind/ PV System for Grid Integration, Екологично инженерство и опазване на околната среда, 2011, **1**, 67-74.

[9] Ekoh S., Unsal İ., Maheri A., Optimal Sizing of Wind-PV- Pumped Hydro Energy Storage Systems, *4th International Symposium on Environment Friendly Energies and Applications*, EFEA, Newcastle, UK, 2016.

[10] Chaudhary P., Rizwan M., Energy Management Supporting High Penetration of Solar Photovoltaic Generation for Smart Grid Using Solar Forecasts and Pumped Hydro Storage System, *Renewable Energy*, 2018, **118**, 928-946.

[11] Lingamuthu R., Mariappan R., Power Flow Control of Grid Hybrid Renewable Energy System Using Hybrid Controller with Pumped Storage, *International Journal of Hdrogen Energy*, 2019, **44**, 3790-3802.

[12] Ma T., Yang H., Peng J., Technical Feasibilty Study on Standalone Hybrid Solar- Wind System with Pumped Hydro Storage for a Remote Island in Hong- Kong, *Renewable Energy*, 2014, **69**, 7-15.

[13] Papaefthymiou S. V., Papathanassiou S. A., Optimum Sizing of Wind-Pumped- Storage Hybrid Power Stations in Island Systems, *Renewable Energy*,2014, **64**, 187-196.

[14] Sebastian B., Pumped Storage Hydroelectric Power, *Aviation Week and Space Technology*, New York, 2005.

[15] Yang C., Jackson R. B., Opportunities and Barriers to Pumped- Hydro Energy Storage in the United States, *Renewable and Sustainabke Wnwegy Reviews*, 2011, **15**, 839-844.

[16] Antal B. A., *Pumped Storage Hydropwer: A Technical Review*, 1st ed., Boulder, Colorado, 2014.

[17] Bueno C., Carta J.A., Wind Powered Pumped Hydro Storage Systems, A Mean of Increasing the Penetration of Renewable Energy in the Canary Islands, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2006, **10**, 312-340.

[18] Unver U., Bilgin H., Güven A., Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Sistemler, *Mühendis ve Makina*, 2015, **56**, 57-64.

[19] Arora K., Basic Scheme of Pumped Storage Power Plant, 2018.

[20] Silva G. O., Hendrick P., Pumped Hydro Energy Storage in Buildings, *Applied Energy*, 2016, **179**, 1242-1250.

[21] Muljadi E., Singh M., Gevorgian V., Dynamic Modeling of Adjustable-Speed Pumped Storage Hydropower Plant, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2015, **15**, 1-5.

[22] Abraham J.P., Plourde B. D., Mowry G. S., Minkowycz W. J., Sparrow E. M., Summary of Savonius Wind Turbine Development and Future Applications for Small- Scale Power Generation, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2012, **4**, 042703-1-21.

[23] Letcher T. M., *Storing Energy with Special Reference to Renewable Energy Sources*, 1st ed, Elsevier, USA, 2016.

[24] Chaurette J., Guidelines for Pump System Designers, Pump Fundamentals, www.pumpfundamentals.com, (Ziyaret tarihi: 14 Kasım 2018).

[25] Ayder E., Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (PDHES'ler) Teknik Rapor, İTÜ, 2015.

[26] Gutierrez M.G., Arantegui R. L., *Assessment of the European Potential for Pumped Hydropower Energy Storage*, European Union, Netherlands, 2013.

[27] Lannen N., New Pumped Storage Proposals, 2013.

[28] Yuksel I., Water Management for Sustainable and Clean Energy in Turkey, *Energy Reports*, 2015, **1**, 129-133.

[29] Baris K., Kucukali K., Availibility of Renewable Energy Sources in Turkey: Current Situation, Potential, Government Policies and the EU Perspective, *Energy Policy*, 2012, **42**, 377-391.

[30] Sertkaya A.A., Saraç M., Omar M. A., Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerinin Türkiye için Önemi, *Gazi Journal of Engineering Sciences*, 2015, 1/3, 369-382.

[31] Uğurlu A., Gokcol C., An Overview of Turkey's Renewable Energy Trend, *Journal of Energy Systems*, DOI: 10.30521/ jes.361920.

[32] Yuksel I., Renewable Energy Status of Electricity Generation and Future Prospect Hydropower in Turkey, *Renewable Energy*, 2013, **50**, 1037-1043.

[33] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (PHES) Yol Haritası Çalıştayı, Ankara, 2018.

[34] World Energy Council, Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji Çalışma Grubu Hidrolik Enerji Alt Çalışma Grubu Raporu, Ankara, 2007.

[35] Kozak M., Kozak S., Enerji Depolama Yöntemleri, SDU International Technologic Science, 2012, **4**, 17-29.

[36] Hidrolik Akım Makineleri Ders Notları, 2014.

[37] Anonim, Hidroelektrik Enerji, www.kimyamuhendisi.com (Ziyaret tarihi: 14 Kasım 2018).

[38] Yang C., Pumped Hydroelectric Storage, *Storing Energy*, DOI: 10.1016/B978-0-12-803440-8.00002-6.

[39] Atlam O., Pirohidroliz Püskürtme Tekniği ile Hazırlanan CdS/ SnO2:Sb Güneş Pillerinin İncelenmesi, Yüksek Lisams Tezi, Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli, 1999.

[40] Atlam O., Yenilenebilir Enerjiyle Elektrik Üretimi Semineri, 2007.

[41] Atlam O., An Experimental and Modelling Study of a Photovoltaic/ Proton-Exchange Membrane Electrolyser System, *Internation Journal of Hydrogen Energy*, 2009, **34**, 6589-6595.

[42] Dulger G., Cubukcu M., Schmid A., Fotovoltaik Modüllerin Güç Ölçümü Belirsizliklerinin Analizi, *V. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre Ve Sergisi*, İzmir, Türkiye, 18-21 Ekim 2017.

[43] Kuritzi J. C., Camponogara G., Marques M. G., Sanagiotto D. G., Battiston C., Dimensionless Curves of Centrifugal Pumps for Water Supply Systems: Development and Case Study, *Brazilian Journal of Water Resources*, DOI: 10.1590/2318-0331.0217170018.

[44] Ertöz O. A., Pompalarda Enerji Verimliliği, *VI. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi Ve Sergisi* ,İzmir, Türkiye, 8-11 Ekim 2003.

[45] Tyagi R.K., Hydraulic Turbines and Effect of Different Parameters on Output Power, *Scholars Research Library*, 2012, **1 (4)**, 179-184.

[46] National Energy Education Development Project, *Energy of Moving Water-Student Guide*, The Need Project, Manassas, 2013.

[47] Manno M., Energy Systems Course Lecture Notes Hydraulic Turbines and Hydroelectric Power Plants, *Department of Industrial Engineering University of Rome*, 2013.

[48] Anonim, Water Turbines, Fluid Mechanics No.8A, D.J.Dunn freestudy.co.uk, (Ziyaret tarihi: 02 Ekim 2018).

[49] Anonim, Hydroelectric Power, https://www.mpoweruk.com/ hydro_ power. htm, (Ziyaret tarihi: 19 Eylül 2019).

[50] Anonim, Energy Efficiency, https://www.mpoweruk.com/energy_efficiency. htm#comparison, (Ziyaret tarihi: 19 Eylül 2019).

[51] Anonim, Güneş Paneli Fotovoltaik Çeşitleri Nelerdir, http://solimpeksgunespaneli.com/gunes-paneli-fotovoltaik-cesitleri-nelerdir/, (Ziyaret tarihi: 19 Eylül 2019).

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

Atlam O.**, Begum B.**, Dundar G., Fotovoltaik (PV) - Pompa Güçlü Hidroelektrik Enerji Depolama Sistemleri için Deneysel Bir Performans Karakterizasyonu, *Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi,* ID:657889.(Basım için kabul edildi 25.02.2020. Düzenlemede)

ÖZGEÇMİŞ

Begüm BAY 1991'de Kocaeli'de doğdu. Lise öğrenimini Gölcük Atatürk Anadolu Lisesi'nde tamamladı. 2009 yılında girdiği Kocaeli Üniversitesi Çevre Mühendisliği Bölümü'nden 2013 yılında mezun oldu. 2016 yılı içinde Kocaeli Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı'nda yüksek lisans eğitimine başladı. Yüksek lisans eğitiminde PV-pompa depolamalı hidroelektrik enerji depolama sistemleri konusunda çalışmaları bulunmaktadır.