

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**KALINA ÇEVİRİMLİ JEOTERMAL ELEKTRİK
SANTRALLERİNİN PERFORMANS ANALİZİ**

Mak. Müh. Ozan YÜZER

**FBE Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı Enerji Makineleri Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ahmet DAĞDAŞ

İSTANBUL, 2010

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	v
KISALTIMA LİSTESİ	viii
ŞEKİL LİSTESİ	x
ÇİZELGE LİSTESİ	xi
ÖNSÖZ.....	xiii
ÖZET.....	xiv
ABSTRACT	xv
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Literatürdeki Çalışmalar	2
2. TÜRKİYE’NİN GENEL ENERJİ DURUMU	5
3. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE JEOTERMAL ENERJİ.....	11
3.1 Dünya Yenilenebilir Enerji Potansiyeli.....	11
3.2 Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli	12
3.3 Jeotermal Enerji	13
3.3.1 Dünya Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Uygulama Alanları.....	15
3.3.1.1 Güç Üretim Amaçlı Kullanım Potansiyeli.....	16
3.3.2 Türkiye Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Uygulama Alanları	19
3.3.2.1 Güç Üretimi Amaçlı Kullanım Potansiyeli	22
3.4 Jeotermal Enerjinin Çevresel Etkileri	23
4. JEOTERMAL ENERJİ İLE ELEKTRİK ÜRETİMİ.....	26
4.1 Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretmek Amacıyla Kullanılan Güç Çevrimleri.....	26
4.1.1 Kuru Buhar Çevrimleri	26
4.1.2 Flaşlamalı Çevrimler	28
4.1.3 ORC-Binary Çevrimleri	30
4.1.3.1 Kalina Çevrimi	33
5. KALİNA ÇEVİRİMİN MODELLENMESİ VE ANALİZİ	37
5.1 Sistem Girdileri ve Kabulleri.....	38
5.2 Termodinamik Analiz	39
5.2.1 Jeotermal Kaynak	39
5.2.2 Separatör Analizi	39

5.2.3	Türbin Analizi	41
5.2.4	Rekuperatör Analizi.....	44
5.2.5	Kısılma Vanası Analizi:	45
5.2.6	Karıştırıcı Analizi	45
5.2.7	Kondenser Analizi	46
5.2.8	Pompa Analizi	47
5.2.9	Soğutma Kulesi ve Soğutma Pompası Analizi.....	47
5.2.10	Isı Değiştirici Analizi	49
5.2.11	Verimler.....	50
5.3	Santral Bileşenlerinin Boyutlandırılması	51
5.3.1	Ortalama Logaritmik Sıcaklık Farkı Metodu (LMTD)	51
5.3.2	Transfer Unitesi Sayısı	51
5.4.1	Ekserji Analizi	52
5.5	Kalina Çevrim Modelinin Analiz Sonuçları.....	54
6.	BİNARY ÇEVİRİMİNİN MODELLENMESİ VE ANALİZİ.....	59
6.1	Sistem Girdileri ve Kabulleri.....	60
6.2	Termodinamik Analiz.....	61
6.2.1	Türbin Analizi	62
6.2.2	Kondenser Analizi	63
6.2.3	Pompa Analizi	64
6.2.4	Isı Değiştirici Analizi	65
6.3	Binary Çevrim Modelinin Analiz Sonuçları.....	66
6.3.1	İzobütan Kullanılan Binary Sistem	66
6.3.2	İzopentan Kullanılan Binary Sistem.....	70
7.	EKONOMİK ANALİZ	73
7.1	Toplam Sermaye Yatırımı Tahmini.....	73
7.2	Güç Santralinin Sabit Sermaye Yatırımı	73
7.2.1	Satın Alınacak Ekipmanların Maliyeti	75
7.2.2	Diğer Sabit Sermaye Yatırımları	75
7.2.2.1	Borulama (Boru Donanımı) Maliyeti	75
7.2.2.2	Ekipmanları Montajı ve Kurulum Maliyeti	75
7.2.2.3	Yerleştirme, Kontrol ve Elektriksel Ekipmanlar	76
7.2.2.4	Arazi Maliyeti.....	76
7.2.2.5	Mülki ve Yapısal Çalışma Maliyeti.....	76
7.2.2.6	Mühendislik Maliyeti	77
7.2.2.7	İnşaat Maliyeti	77
7.2.2.8	Arıza ve Beklenmedik Durumlar.....	77
7.2.3	Diğer Giderler.....	77
7.2.3.1	Başlangıç Maliyetleri.....	78
7.2.3.2	Çalışma Sermayesi	78
7.2.3.3	Kurulum Sırasında Kullanılan Kaynak Bedeli	78
7.3	Jeotermal Kaynak Maliyeti.....	78
7.4	Operasyon ve Bakım Maliyetleri.....	79
7.5	Paranın Zaman Değeri	80
7.6	Varsayılan Finansman Koşullarında Birim Enerji Maliyeti.....	82

8.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER	85
	KAYNAKLAR.....	94
	ÖZGEÇMİŞ.....	99

SİMGE LİSTESİ

A	Alan (m^2)
C	Maliyet (US\$)
C_0	Baz maliyet (US\$)
C_p	Sabit basınçta özgül ısı kapasitesi (kJ/kgK)
e_x	Özgül ekserji (kW/kg)
\dot{E}_x	Ekserji (kW)
\dot{E}_{x_D}	Ekserji bozunumu (kW)
\dot{E}_{x_F}	Yakıt ekserjisi (kW)
$\dot{E}_{x_Ç}$	Ekserji kaybı (kW)
\dot{E}_{x_P}	Ürün ekserjisi (kW)
h	Özgül entalpi (kJ/kg)
i_{eff}	Efektif geri dönme oranı (%)
k	Bir değere getirilmiş düzeltme faktörü
L_f	Yük faktörü (%)
\dot{m}	Kütleli debi (kg/s)
n	Maliyet tahmini katsayısı, çalışan sayısı, ekonomik ömür (yıl)
P	Basınç (kPa)
P_A	Yıllık elektrik üretimi (kWh)
\dot{Q}	Isı enerjisi (kW)
r_n	Nominal eskalasyon oranı (%)
s	Entropi (kJ/kgK)
T	Sıcaklık ($^{\circ}C$)
V	Hız (m/s)
\dot{V}	Hacimsel debi (m^3 / s)
U	Isı transfer katsayısı (kW/m ² K)
\dot{W}	Güç (kW)
x	Konsantrasyon (%)
ΔP	Basınç farkı (kPa)
ΔT_m	Logaritmik sıcaklık farkı ($^{\circ}C$)

ε	Ekserjetik verim (%)
η_I	Birinci kanun verimi (%)
η_{II}	İkinci kanun verimi (%)
η_g	Jeneratör verimi (%)
η_p	Pompa verimi (%)
η_t	Türbin verimi (%)
ρ	Yoğunluk (kg/m ³)
v	Özgül hacim (m ³ /kg)
ω	Özgül nem (%)

Alt indisler

a	Jeotermal su girişi, hava, iş akışkanı
b	Jeotermal suyun buharlaştırıcıdan çıkışı
c	Reinjeksiyon
ç	İşçi çalışma süresi
ekleme	Soğutma kulesine eklenen su
es	Eskalasyon
ev	Buharlaştırıcı
g	Jeneratör
yt	Yaş termometre
J	Jeotermal
kaynak	Jeotermal kaynak
kond	Kondenser
L	Bir değere getirilmiş
maks	Maksimum
min	Minimum
O&M	Operasyon ve bakım
p	Pompa
pre	Ön ısıtıcı
R	Çalışma
sc	Soğutma suyu çıkışı
sg	Soğutma suyu girişi

ss	Soğutma suyu
t	Türbin
unit	Birim
0	Ölü hal

KISALTMA LİSTESİ

AB	Avrupa Birliği
AFUDC	Kurulum Sırasında Kullanılan Kaynak Payı
B	Buharlaştırıcı
BE	Buhar Ejektörü
CC	Yıllık Yatırım Geri Ödemesi
CCR	Yatırım Geri Ödemesi Oranı
CELF	Eskalasyon Düzeltme Faktörü
CRF	Geri Dönüşüm (Kazanım) Faktörü
DSR	Düşük Sıcaklık Reküperatörü
EBF	Elektrik Birim Fiyatı
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EK	Enjeksiyon Kuyusu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
FCI	Sabit Sermaye Yatırımı
GDS	Geri Dönüş Süresi
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
IRR	Geri Dönüş Oranı
JEODER	Jeotermal Enerji Derneği
K	Kondenser
KB	Kuru Buhar
KBV	Kuyu Başı Valfi
KDV	Kontrol ve Durdurma Valfleri
KKV	Küresel Kontrol Vanası
KP	Kondenser Pompası
KV	Kısılma Vanası
LMTD	Logaritmik Ortalama Sıcaklık Farkı
LRD	Lisans, Araştırma ve Geliştirme Masrafları
MTA	Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
NF	Nihai Filtre
NT	Nem Tutucu
NTU	Transfer Ünitesi Sayısı
OECD	Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü

ORC	Organik Rankine Çevrimi
ÖI	Ön Isıtıcı
PEC	Satın Alınan Ekipman Maliyeti
R	Rekuperatör
S	Susturucu
SK	Soğutma Kulesi
SS	Siklon Separatör
SSP	Soğutma Suyu Pompası
SUC	Başlangıç Masrafları
TCI	Toplam Yatırım Maliyeti
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş
TS	Tamamlama Suyu
T/J	Türbin/Jenaratör Grubu
ÜK	Üretim Kuyusu
WC	Çalışma Sermayesi
YSR	Yüksek Sıcaklık Rekuperatörü

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1 Türkiye kurulu güç ve elektrik üretimi nihai oranları.....	8
Şekil 2.2 Kaynaklara göre Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonun oransal bazda dağılımı.....	9
Şekil 3.1 Modifiye edilmiş Lindal diyagramı.....	14
Şekil 3.2 Kurulu gücün kullanım alanlarına göre dağılımı	16
Şekil 3.3 1904-2004 yılları arası Dünyada jeotermal güç üretimi.....	17
Şekil 3.4 Türkiye jeotermal enerji potansiyelleri	19
Şekil 3.5 Türkiye’de bulunan jeotermal alanlar	20
Şekil 3.6 Üretilen kWh elektrik enerjisi başına CO_2 emisyon aralıkları	24
Şekil 4.1 Direkt buharlı kondenserli jeotermal güç santrali temel akış diyagramı.....	27
Şekil 4.2 Tek-kademe flaşlamalı jeotermal güç santrali temel akış diyagramı.....	29
Şekil 4.3 Çift-kademe flaşlamalı jeotermal güç santrali için temel akış diyagramı	30
Şekil 4.4 ORC-Binary jeotermal güç santrali için temel akış diyagramı	31
Şekil 4.5 Sıcaklık- Isı transferi diyagramı	34
Şekil 4.6 Kalina çevrimli jeotermal güç santralinin akış şeması.....	35
Şekil 5.1 Modellemede kullanılan Kalina sistemi	37
Şekil 5.2 Modellenen Kalina sisteminin konsantrasyon-net güç ve konsantrasyon-birinci kanun verimi grafiği	58
Şekil 6.1 Modellemede kullanılan binary sistemi	59
Şekil 6.2 ORC çevriminin P-h diyagramı.....	61
Şekil 6.3 ORC çevriminin T-s diyagramı	61
Şekil 6.4 Kondenserdeki sıcaklık değişimi diyagramı	64
Şekil 6.5 ORC ön ısıtıcı ve buharlaştırıcı sıcaklık-ısı transferi diyagramı	65
Şekil 6.6 ORC sistemi (izobütan) türbin giriş basıncı-Net Güç/ I.Kanun Verimi Diyagramı..	68
Şekil 6.7 ORC sistemi (izobütan) türbin giriş basıncı-Net Güç/ I.Kanun Verimi Diyagramı..	71

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı.....	5
Çizelge 2.2 Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı.....	6
Çizelge 2.3 Türkiye'de yıllara göre yerli ve ithal kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı.....	6
Çizelge 2.4 Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişimi.....	7
Çizelge 2.5 Kaynaklara göre 2006-2020 yılları Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonu.....	8
Çizelge 3.1 Dünya yenilebilir enerji kaynakları üretim kapasitesi.....	12
Çizelge 3.2 Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyeli.....	13
Çizelge 3.3 Dünyada jeotermal güç santralleri.....	18
Çizelge 3.4 Türkiye'de mevcut jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri ve işletme bilgileri.....	21
Çizelge 3.5 Türkiye'deki jeotermal sera uygulamaları ve kapasiteleri.....	22
Çizelge 3.6 Türkiye jeotermal elektrik üretimi.....	22
Çizelge 3.7 Jeotermal elektrik üretim projeksiyonu.....	23
Çizelge 3.8 Güç santrallerinin karşılaştırılması.....	24
Çizelge 4.1 Dünyada Kalina çevrimi kullanan güç santralleri.....	36
Çizelge 5.1 Modellenen Kalina sisteminin değişen türbin giriş basınçları için parametrik tablosu.....	54
Çizelge 5.2 Modellenen Kalina sisteminin değişen seperatör giriş debisi için parametrik tablosu.....	55
Çizelge 5.3 Modellenen Kalina sisteminin değişen konsantrasyonu için parametrik tablosu-a... ..	56
Çizelge 5.4 Modellenen Kalina sisteminin değişen konsantrasyonu için parametrik tablosu-b... ..	57
Çizelge 6.1 Çevrimde kullanılan iş akışkanlarının özellikleri.....	62
Çizelge 6.2 Modellenen ORC sisteminin (iş akışkanı izobütan için) değişen türbin giriş basınçları için parametrik tablosu.....	67
Çizelge 6.3 Ortam sıcaklığına göre sistemde gerçekleşen değişiklikler - İzobütan.....	69
Çizelge 6.4 Modellenen ORC sisteminin (iş akışkanı izobütan için) değişen türbin giriş basınçları için parametrik tablosu.....	70
Çizelge 6.5 Ortam sıcaklığına göre sistemde gerçekleşen değişiklikler - İzopentan.....	71
Çizelge 7.1 Çalışmada öngörülen finansman yapısı.....	82

Çizelge 8.1 Elde edilen maksimum güçlerde jeotermal sistemlerin karşılaştırması	85
Çizelge 8.2 İzobütan kullanılan binary çevrimin farklı türbin giriş basınçları için parametrik tablosu.....	86
Çizelge 8.3 İzopentan kullanılan binary çevrimin farklı türbin giriş basınçları için parametrik tablosu.....	87
Çizelge 8.4 Kalina çevrimin farklı konsantrasyonlar için parametrik tablosu	88
Çizelge 8.5 Elde edilen minimum toplam birim maliyette jeotermal sistemlerin karşılaştırması.....	89
Çizelge 8.6 Kalina çevrimin minimum birim maliyeti için enerji ve ekserji değerleri.....	90
Çizelge 8.7 İzobütan kullanılan binary çevriminin minimum birim.maliyeti için enerji ve ekserji değerleri	91
Çizelge 8.8 İzopentan kullanılan binary çevriminin minimum birim.maliyeti için enerji ve ekserji değerleri.....	91
Çizelge 8.9 Elde edilen minimum toplam birim maliyette jeotermal sistemlerin karşılaştırması ($T_a = 125^{\circ}C$)	92
Çizelge 8.10 Elde edilen minimum toplam birim maliyette jeotermal sistemlerin karşılaştırması ($T_a = 140^{\circ}C$).....	92

ÖNSÖZ

Dünya'da ve ülkemizde nüfus artışı, sanayileşme, yatırımların büyümesi ve yaşam standartlarının yükselmesi enerji alanındaki teknolojik ve bilimsel çalışmaları zorunlu kılmaktadır.

Fosil yakıtlı enerji kaynaklarının belli bir süre içinde bitecek olması alternatif kaynakların bulunmasını zorunlu kılmaktadır. Bilim adamları alternatif enerji kaynakları ile ilgili çalışmalarda, sırası ile üretilen enerjinin ekonomik olması, uzun vadede enerji açığını büyük ölçüde kapatması, ülkeyi enerji açısından dışa bağımlılıktan kurtarması ve çevreyi en az şekilde kirletmesi konularını göz önünde bulundurmaktadır. Ülkemiz açısından yukarıda belirtilen hususlar dikkate alındığında alternatif enerji kaynaklarının önemi ortaya çıkmaktadır. Ülkemiz için bu kaynakların en önemlilerinden birisi jeotermal enerjidir.

Jeotermal kaynaklar, dünyada mevcut olan enerji kaynakları arasında önemli potansiyele sahip kaynaklardan olup, enerji içeriklerine bağlı olarak, yüksek, orta ve düşük entalpili kaynaklar olarak ayrılır. Ülkemizdeki jeotermal sahaların yaklaşık %95'inin düşük ve orta entalpili olması, düşük sıcaklıktaki jeotermal akışkanlardan elektrik üretimine imkan sağlayan bu yeni teknolojilerin kullanımı üzerinde araştırma yapmayı zorunlu hale getirmektedir. Bu teknolojilerde, ikinci bir iş akışkanı kullanılmakta olup ORC-Binary ve Kalina çevrimleri bu sistemlerin en önemli örneklerindedir.

Bu çalışmada belli jeotermal kaynak şartlarında Kalina çevriminin; enerji, ekserji ve ekonomi analizleri yapılmış ve birim maliyet açısından en uygun çalışma şartlarının belirlenmesi amaçlanmıştır. Daha sonra, binary çevriminin, aynı kaynak şartlarında analizleri yapılmış ve elde edilen sonuçlar ışığında bu iki çevrim karşılaştırılarak bir takım yorumlar yapılmış, önerilerde bulunulmuştur.

Çalışmalarım sırasında yardımlarını esirgemeyen, bilgi donanımıyla ve kişiliğiyle kendime örnek aldığım çok değerli hocam ve tez danışmanım Sayın Doç. Dr. Ahmet DAĞDAŞ'a teşekkürlerimi sunarım.

Tezin hazırlanması sırasında ve tüm hayatım boyunca maddi ve manevi desteklerini hiçbir zaman eksik etmeyen değerli aileme ve nişanlıma canı gönülden teşekkür ederim.

ÖZET

Bu çalışmada, orta ve düşük sıcaklıklı bir jeotermal kaynaktan Kalina çevrimiyle elektrik üretiminin teknik ve ekonomik analizleri yapılmıştır. Bu amaçla Kalina çevriminin simülasyonu bir bilgisayar programıyla (EES) kurulmuş ve simülasyon, uygun jeotermal kaynak verileri kullanılarak çalıştırılmıştır. Böylece kaynağın elektrik üretim potansiyeli ve üretilen elektriğin maliyetiyle ilgili çeşitli parametrik çalışmalar yapılmıştır. Orta sıcaklıklı jeotermal kaynaklardan elektrik üretmek için alternatif olan Binary çevriminin de aynı kaynak şartlarında teknik ve ekonomik analizleri yapılmış ve elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır.

Yapılan termodinamik hesaplamalar sonucunda santrallerin verimleri sırasıyla Kalina, Binary (İzobütan) ve Binary (İzopentan) için % 12,07; % 9,084 ve % 9,234 olarak bulunmuştur. Ekonomik analiz sonuçlarında ise aynı çevrimler için elektrik üretimi birim maliyetinin sırayla 5,509; 6,05 ve 5,896 ve ¢/kWh olduğu görülmüş olup Kalina çevriminin daha avantajlı olduğu ortaya çıkmıştır.

Anahtar Kelimeler : Kalina ve Binary Çevrimi, Jeotermal Enerji, Jeotermal Güç Santralleri

ABSTRACT

In this study, technical and economical analysis of producing electricity from medium and low temperature geothermal source using the Kalina cycle has been made. In this purpose, a simulation of Kalina cycle has been built with a computer programme and it has been worked by using the proper geothermal source inputs. So parametric studies have been made about the electricity production potential of the source and cost of the produced electricity. Technical and economical analysis of Binary cycle which is an alternative and uses medium temperature geothermal sources has been made with the same source condition and results have been compared.

Power plants efficiencies for Kalina, Binary (Isobutane) and Binary (Isopentane) was resulted % 12,07, % 9,084, % 9,234. As the result of economical analysis, it has been seen that unit cost of electricity for the same cycles respectively, 5,509, 6,05 and 5,896 ¢/kWh and Kalina cycle was more advantageous.

Key Words : Kalina and Binary Cycle, Geothermal Energy, Geothermal Power Plants

1. GİRİŞ

Günümüzde enerji gereksiniminin büyük kısmını ithal kaynaklardan karşılamak durumunda olan ülkemizde gerekli önlemler alınmazsa enerjide dışa bağımlılık giderek artacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan jeotermal enerji; yerli, ucuz, temiz, güvenilir ve sürdürülebilir olma özellikleri ile öne çıkan bir enerji türüdür. Türkiye, jeotermal enerji potansiyeli bakımından dünyanın önde gelen ülkelerindedir.

Jeotermal enerji başta elektrik üretimi olmak üzere bölgesel ısıtma ve soğutma, endüstriyel prosesler ve sera ısıtmasında kullanılmaktadır. Genellikle 150°C'nin üzerindeki yüksek sıcaklıktaki jeotermal kaynaklar güç üretimi için uygundur. Orta sıcaklıktaki (85-150°C) ve düşük sıcaklıktaki jeotermal kaynaklardan ise, ikincil akışkan kullanılarak güç üretilir (Coşkun vd., 2009).

Güç üretiminde bir jeotermal kaynağın uygunluğu, kaynağın debisi, basıncı ve sıcaklığı gibi termodinamik özelliklere ve ekonomik parametrelere bağlıdır. Jeotermal güç santralleri kullandıkları termodinamik çevrimlere göre çeşitlilik gösterirler. Bunlar arasında kondensersiz ve kondenserli kuru buhar çevrimleri, tek ve çift flaşlı çevrimler, çift akışkanlı çevrim, kombine (flaş/çift akışkan) çevrim ve rejeneratörlü çevrimler sayılabilir. Jeotermal bir kaynak için en uygun çevrimin seçilmesi son derece kritiktir ve kaynaktan maksimum çıktının elde edilmesinde en önemli faktörlerden biridir (Coşkun vd., 2009).

Bu çalışmada birinci bölümde konuya giriş yapıldıktan sonra ikinci bölümde Türkiye'nin enerji durumu incelenmiş ve çeşitli tablolarla jeotermal veriler göz önüne serilmiştir. Bu incelemelerin yardımıyla Türkiye'de ve Dünya'da jeotermal enerji uygulama alanları ve elektrik projeksiyonu gibi konular irdelenmiştir. Dördüncü bölümde elektrik üretiminde kullanılan çeşitli çevrimlerin çalışma prensipleri açıklanmıştır. Sırasıyla beşinci ve altıncı bölümlerde tasarlanan Kalina ve binary çevrimleri irdelenmiş, santral bileşenlerinin tek tek analizi yapılmış ve çevrimler üzerinde yapılan analiz sonuçları gösterilmiş ve yorumlanmıştır. Yedinci bölümde ise yapılan ekonomik analiz formüllerle ortaya konmuş ve sekizinci bölümde her üç çevrimin yatırım maliyeti, elektrik birim maliyeti gibi değerler, sistem analizi için geliştirilen bilgisayar programı yardımıyla bulunmuş karşılaştırma yapılmış ve tez çalışması sonunda kazanılan bilgiler ışığında öneriler sunulmuştur.

1.1 Literatürdeki Çalışmalar

Tezde konu alınan orta ve düşük sıcaklıklı kaynaklardan elektrik üretimi için ikincil akışkan kullanılan binary ve Kalina çevrimlerinin sonuç verdiği görülmüştür. Literatürde 30 yıldır uygulanan binary çevrim ile ilgili birçok çalışma bulmak mümkün iken henüz geliştirme aşamasında olan Kalina çevrimini konu alan çalışmalar sınırlıdır.

Kalina (1984), iş akışkanı olarak ikili (amonyak-su) bir karışımın kullanıldığı yeni bir çevrim geliştirmiştir. Bu çevrim aslında, akışkan olarak amonyak su karışımının kullanıldığı biraz daha karmaşık Rankine çevrimidir.

Barbier (1997, 2002), yaptığı çalışmalarda, elektrik amaçlı kullanım ve doğrudan kullanım olmak üzere jeotermal enerjinin dünü, bugünü ve geleceği hakkında ayrıntılı bilgiler vermiş, dünyada mevcut elektrik üretim santralleri ve maliyetleri, bu santrallerde üretilen elektrik enerjisinin maliyetlerini irdelemiştir.

Shokouhmand ve Atashkadi (1997), Tek kademe flaşlama ve Binary kombine çevriminin performansının geliştirilmesi üzerine yaptıkları çalışmada, daha ekonomik ve daha verimli santral için kombine çevrimin sıvı ağırlıklı jeotermal kaynakların değerlendirilmesi esas alındığında ideal bir çözüm olduğunu belirtmişler, farklı akışkanların kullanımı sonucu verimin % 13 civarında arttığını göstermişleridir.

Schochet (1997), buhar kalitesinin % 10-30 arasında değiştiği iki fazlı jeotermal sistemlerde, Binary sistemlerin gerek maliyet açısından gerekse verim açısından daha efektif olduğunu savunmaktadır.

Desideri ve Bidini (1997), jeotermal güç santrallerinde optimizasyon kriterlerini inceledikleri çalışmalarında, Binary ve Kalina çevrimlerini ele almışlar, ağırlıkça % 80 amonyak içeren amonyak-su karışımının kullanılması durumunda yaklaşık 3 MPa basınçta Kalina çevriminden maksimum güç üretilebileceğini göstermişlerdir.

Nag ve Gupta (1998) çalışmalarında, Kalina çevrimi performansı üzerinde etkili parametreleri araştırmışlar, ekserji metodunu kullanarak optimum iş akışkanı karışımını yaklaşık % 70 olarak belirlemişlerdir.

Leibowitz ve Mlcak (1999) yaptığı çalışmada, Kalina teknolojisi ile Binary çevrimine göre % 25'lik bir verim avantajı sağlandığını belirtmektedir.

DiPippo (1999) çalışmasında, küçük jeotermal güç santrallerini tasarım, performans ve ekonomik açıdan incelemiş, düşük entalpili kaynaklardan yüksek entalpili kaynaklara uygun çevrimleri belirleyerek dünyadaki uygulamalarından bahsetmiştir.

Bloomquist (2003), küçük ölçekli güç santrallerinin tarımsal amaçlı kullanıma entegrasyonunu ele aldığı çalışmasında, 5 MWe'den daha küçük kurulu güce sahip santrallerde jeotermal akışkanın güç üretim prosesi sonrası farklı aktivitelerde kullanılması gerektiğini savunmaktadır.

DiPippo (2004), bir diğer çalışmasında düşük entalpili kaynakların değerlendirilmesi amacıyla Binary çevrimli güç santrallerini ele almış, değerlendirmede ekserji analizi metodunu kullanmıştır.

Köse (2005) yaptığı çalışmada, Simav sahasında kurulabilecek Binary çevrimli bir güç santrali dizaynı yapmış, ikincil akışkan olarak R-134a kullanılan bu santralden % 12,9'luk bir verim elde etmiştir.

Dağdaş v.d. (2005), yine Kızıldere jeotermal santrali performans geliştirilmesine yönelik yaptıkları çalışmalarında, santralin optimum çalışma koşullarını yeniden belirleyerek, Binary kombinesiyle santralden % 93,2 oranında daha fazla güç üretilbileceğini ortaya koymuşlardır.

Dorj (2005), yaptığı çalışmada Husavik'te bulunan jeotermal elektrik santraline paralel olarak yaptığı çalışmada Kalina çevrimi analizi yapmış %13 termal verim elde etmiştir. Konsantrasyon değerleri ile ilgili irdelemeye yer verilmeyen çalışmada %87 konsantrasyon kabulü yapılmıştır.

Hettiarachchi vd. (2007), düşük sıcaklıkta jeotermal ısı kaynağı kullanarak organik Rankine çevriminin optimum tasarım kriterlerini belirlemişlerdir. Optimum çevrimin performansı amonyak, HCFC123, n-pentan ve PF5050 gibi aracı akışkanlarla çalışılmış ve karşılaştırmalar

yapılmıştır. Sonuçlarda amonyağın daha iyi sonuç veriyor gibi görünse de genişleme sonunda türbin çıkışında yüksek basınçlara sahip olmasından dolayı düşük sıcaklıklı jeotermal uygulamalar için uygun olmadığı yorumu yapılmıştır.

Lund (2007), jeotermal kaynakların karakteristikleri, gelişimi ve kullanımı üzerine yaptığı çalışmada, jeotermal enerjinin dünden bugüne kullanımdaki artışı ortaya koymuş ve jeotermal kaynakların kullanımının gelecekte kombine ısı ve güç üretim sistemleri üzerine yoğunlaşacağını belirtmiştir.

Köse (2007), Simav sahasına ait jeotermal kuyulardan iki tanesini kombine ettiği bir diğer çalışmada, ikincil akışkan olarak R-124 kullanarak daha yüksek güç elde etmesine rağmen santral veriminin düştüğünü ortaya koymuş ve Simav için entegre kullanımın avantajlı ve daha efektif olacağı kanısına varmıştır.

Kopunicova (2009), yaptığı çalışmada Binary ve Kalina çevrimlerini elde edilen güçler açısından incelemiş, Kalina'nın daha fazla güç sağladığını tespit etmiştir. Çalışmada %70 amonyak konsantrasyonu seçilmiştir.

Lukawski (2009), jeotermalin yanı sıra atık ısıdan yararlanmak için Binary çevrimi termodinamik ve ekonomik analizler yapmıştır. Birim maliyetin 5-7,55 ¢/kWh aralığında değiştiği sonucuna varmıştır.

2. TÜRKİYE’NİN GENEL ENERJİ DURUMU

Nüfus, endüstrileşme ve elektrik kullanımının her geçen gün artmasıyla Türkiye’nin enerji ve elektrik gereksinimi sırasıyla her yıl yaklaşık 4,5% ve 7,5% olarak büyümektedir. Türkiye’nin enerji tüketimi yaklaşık 106 milyon ton petrol eşdeğeri ve elektrik üretim kurulu kapasitesi ise yaklaşık 42.000 MWe’dir. Bu artışın büyük bir çoğunluğu ithal edilen ve enerji bağımlılığını arttıran daha fazla fosil yakıtların (özellikle petrol ve doğal gaz) piyasaya girmesinden kaynaklanmaktadır. Enerji ihtiyacının yaklaşık %75’i ithal edilen ve enerji bağımlılığını arttıran yakıtlardan karşılanmaktadır (TMMOB, 2009).

Hızla artan nüfusu nedeniyle enerji ihtiyacı da aynı hızla artan Türkiye’nin genel enerji arzı Çizelge 2.1’de, bu kaynakların paylara göre dağılımları da Çizelge 2.2’de verilmiştir (ETKB, 2006b). Çizelge 2.2 incelendiğinde, 1990’da toplam genel enerji arzı oranında % 6,16 paya sahip olan doğalgazın 2005 yılına gelindiğinde % 24,07 pay ile toplam arzın yaklaşık dörtte birini oluşturduğu görülmektedir. Buna karşın 1990-2005 yılları arasında; rüzgar, jeotermal ve hidrolik gibi yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimlerinde bu zaman dilimi içerisinde ciddi bir büyümenin olmadığı, aksine odun, hayvan ve bitki artıkları (biyokütle) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarında bir düşüş yaşandığı anlaşılmaktadır.

Çizelge 2.1 Türkiye’nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzı (ETKB, 2006b).

Kaynaklar	Birimi	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Taşkömürü	Bin ton	8191	8548	15.393	11.039	13.756	17.535	18.904	23.116
Linyit	Bin ton	45.891	52.405	64.384	61.010	52.039	46.051	44.823	60.941
Asfaltit	Bin ton	287	66	22	31	5	336	722	700
Petrol	Bin ton	22.700	27.918	31.072	29.661	29.776	30.669	31.729	33.595
Doğalgaz	Milyon m^3	3418	6937	15.086	16.339	17.694	21.374	22.446	24.714
Hidrolik	GWh	23.148	35.541	30.879	24.010	33.684	35.330	46.084	41.889
Jeotermal Elektrik	GWh	80	86	76	90	105	89	93	122
Jeotermal Isı	Bin Tep	364	437	648	687	730	784	811	976
Rüzgar	GWh	-	-	33	62	48	61	58	56
Güneş	Bin Tep	28	143	262	287	318	350	375	409
Odun	Bin ton	17.870	18.374	16.938	16.263	15.614	14.991	14.393	13.819
Hayvan, Bitki Artığı	Bin ton	8030	6765	5981	5790	5609	5439	5278	5127

Çizelge 2.2 Türkiye'nin yıllara göre birincil kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı (%) (ETKB, 2006b).

Kaynaklar	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Taşkömürü	10,11	8,66	12,37	9,79	11,4	13,51	13,93	15,42
Linyit	15,2	14,25	13,9	2,95	11,57	9,52	8,87	10,92
Asfaltit	0,26	0,05	0,01	0,01	0	0,19	0,38	0,34
Petrol	48,39	48,86	43,17	59,04	42,65	40,82	40,4	38,73
Doğalgaz	6,16	10,26	17,7	20,45	21,41	24,03	24,13	24,07
Hidrolik	4,12	5,19	3,58	3,7	4,03	3,93	4,9	4,03
Jeotermal Elektrik	0,14	0,13	0,09	0,1	0,13	0,1	0,1	0,12
Jeotermal Isı	0,75	0,62	0,49	0,65	0,51	0,47	0,45	0,41
Rüzgar	-	-	0,004	0,0004	0,01	0,01	0,01	0,01
Güneş	0,06	0,05	0,04	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03
Odun	11,1	9,37	6,85	2,73	6,51	5,81	5,34	4,64
Hayvan, Bitki Artığı	3,71	2,56	1,8	0,53	1,74	1,57	1,46	1,28
Taşkömürü	100	100	100	100	100	100	100	100

Çizelge 2.3'ten görülebileceği gibi, 1990-2005 yılları arasında toplam yerli üretimin genel enerji arzındaki payı düşerken, ithal edilen enerji hızlı bir şekilde artmıştır. 1990 yılında genel enerji arzındaki yerli-ithal oranı yaklaşık % 50 olurken 2005 yılı sonuna gelindiğinde, enerji talebinin ancak % 28,82'si yerli kaynaklardan karşılanmıştır. Bir başka ifadeyle, ülkemiz yeni bir yıla tükettiği enerjinin yarısından fazlasını (% 71,18) ithal ederek girmektedir (ETKB, 2006b; Tamyerli, 2007).

Çizelge 2.3 Türkiye'de yıllara göre yerli ve ithal kaynaklardan yapılan genel enerji arzının paylara göre dağılımı (ETKB, 2006b).

Kaynaklar	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Toplam Enerji Arzı (Bin Tep)	52.987	63.679	81.251	75.952	78.711	83.970	87.819	93.302
Yerli Üretimin Toplam Arzdaki Payı (%)	48,09	41,95	33,06	33,14	31,42	28,55	27,79	28,82
İthal Edilen Enerjinin Toplam Arzdaki Payı(%)	51,91	58,05	66,94	66,86	68,58	71,45	72,21	71,18

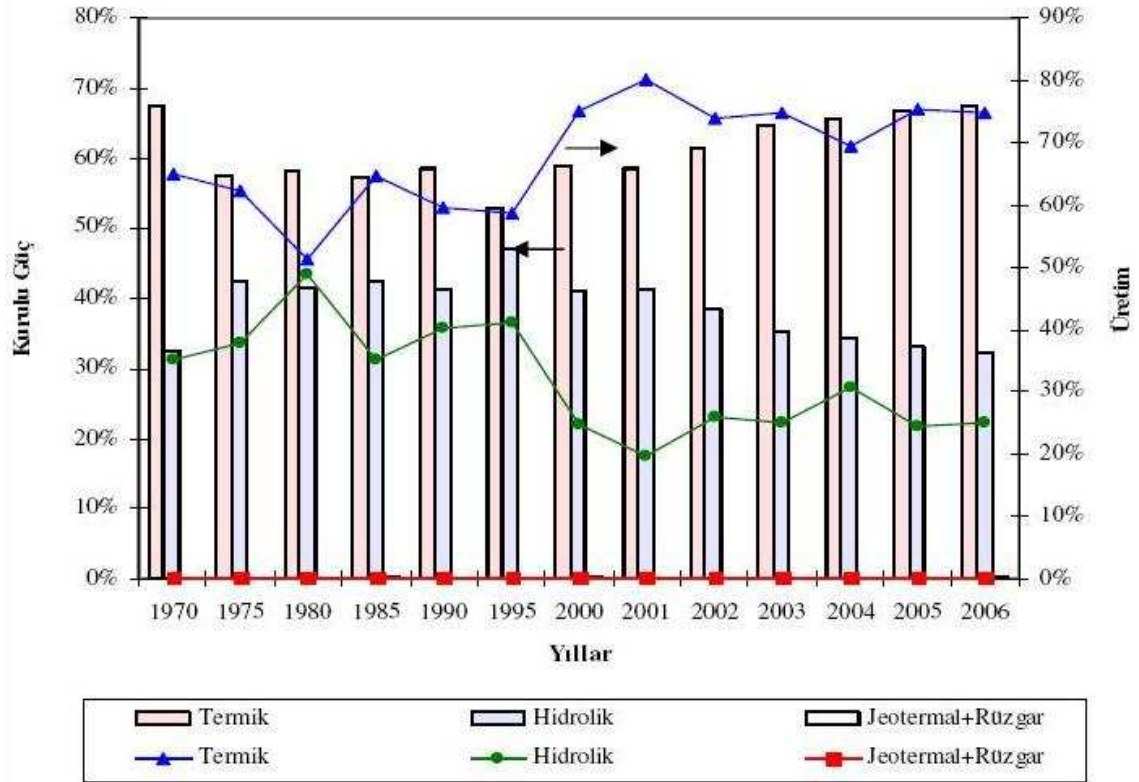
Genel enerji arzında büyük oranda dışa bağımlı olan Türkiye'nin, özellikle 1985 yılından sonra doğalgaz güç çevrim santrallerinin sisteme girmesi ile, elektrik üretiminde kullandığı kaynaklarda ithalat oranı her geçen gün artmaktadır. Ülkemizde 2006 yılı sonu itibariyle toplam elektrik üretimi 176.299,8 GWh'e ulaşmış olup, Çizelge 2.4'den görüleceği üzere, 2006 yılı sonuna gelindiğinde toplam 40.564,8 MW kurulu gücün % 67,6'sını termik,

%32,2'sini hidrolik ve yaklaşık % 0,2'sini jeotermal ile rüzgar santralleri oluşturmaktadır (TEİAŞ, 2006a; TÜİK, 2007; ETKB, 2008a). Çizelge 2.4 kullanılarak oluşturulan Şekil 2.1'de ise Türkiye'nin 1970-2006 yılları arasındaki kurulu güç ve elektrik üretimi gelişmelerinin oransal değişimleri verilmektedir (Arslan, 2008). Çizelge 2.1'den de görülebileceği gibi ülkemizde, rüzgar, jeotermal ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları kendine özgü enerji dönüşüm sistemleri ve teknolojiler gerektirdiğinden yeterli ilgiyi görmemektedir.

Çizelge 2.4 Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişimi (ETKB, 2008a).

Yıllar	KURULU GÜÇ (MW)				ÜRETİM(GWh)			
	Termik	Hidrolik	Jeotermal+ Rüzgar	Toplam	Termik	Hidrolik	Jeotermal+ Rüzgar	Toplam
1970	1509.5	725.4	-	2234.9	5590.2	3032.8	-	8623
1975	2407	1779.6	-	4186.6	9719.2	5903.6	-	15,622.80
1980	2987.9	2130.8	-	5118.7	11,927.20	11,348.20	-	23,275.40
1984	4569.3	3874.8	17.5	8464.5	17,165.10	13,426.30	22.1	30,613.50
1985	5229.3	3874.8	17.5	9124.5	22,168.00	12,044.90	6	34,218.90
1990	9535.8	6764.3	17.5	16,320.50	34,314.90	23,148.00	80.1	57,543.00
1995	11,074.00	9862.8	17.5	20,957.20	50,620.50	35,540.90	86	86,247.40
2000	16,052.50	11,175.20	36.4	27,267.00	93934.2	30878.5	108.9	124,921.6
2001	16,623.10	11,672.9	36.4	28,335.30	98562.8	24009.9	152	122,724.7
2002	19,568.50	12,240.90	36.4	31,848.70	95563.1	33683.8	152.6	129,399.5
2003	22,974.40	12,578.70	33.9	35,593.60	105101	35329.5	150	140,580.5
2004	24,144.70	12,645.40	33.9	36,830.60	104463.7	46083.7	150.9	150,698.3
2005	25,873.40	12,906.00	35.1	38,819.90	122242.3	39560.5	153.4	161,956.2
2006	27,420.2	13,062.7	81.9	40,564.8	131835.1	44244.2	220.5	176,299.8

Çizelge 2.5'de verilen Türkiye Elektrik İletim A.Ş (TEİAŞ) tarafından 2006-2020 yılları için hazırlanan elektrik enerjisi projeksiyonunda “yüksek senaryoya” göre, doğalgaz kullanımı, 2006 yılı için 79.355 GWh ile % 45'lik dilimle en büyük paya sahip olmasına karşın yenilenebilir güç santrallerinin elektrik enerjisi üretimindeki payı % 29,63 olmaktadır (TEİAŞ, 2006b).

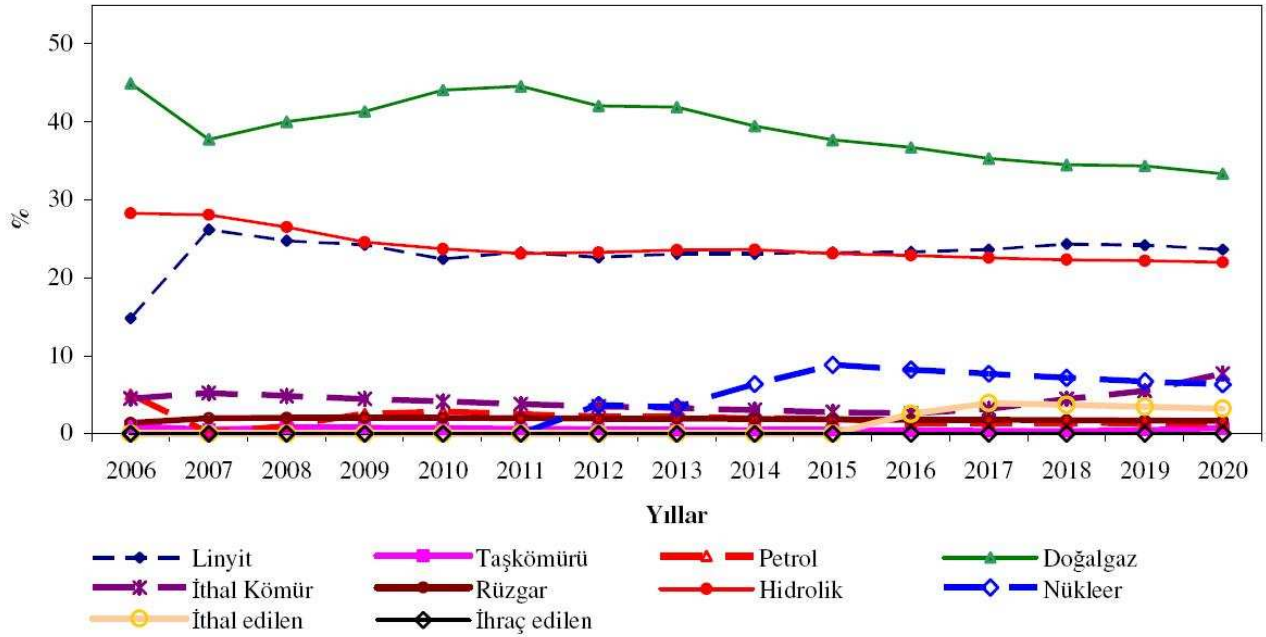


Şekil 2.1 Türkiye kurulu güç ve elektrik üretimi nihai oranları (Arslan, 2008).

Çizelge 2.5 Kaynaklara göre 2006-2020 yılları Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonu (GWh) (TEİAŞ, 2006b).

Yıllar	Linyit	Taşkömürü	Petrol	Doğalgaz	İthal Kömür	Rüzgar	Hidrolik	Nükleer	İthal Edilen	Toplam
2006	26157	1802	8873	79355	7937	2402	49874	0	0	176400
2007	49986	1042	260	72040	9954	3841	53579	0	0	190702
2008	51117	1627	2055	82654	9975	4192	54779	0	0	206399
2009	54171	1667	5741	92461	9978	4541	54941	0	0	223500
2010	54328	1691	6949	106789	9980	4890	57393	0	0	242020
2011	61056	1672	6610	116863	9981	5238	60580	0	0	262000
2012	64120	1634	6392	119227	9978	5587	66035	10527	0	283500
2013	70737	1609	6792	128364	9978	5938	72154	10527	0	306099
2014	76310	1591	6665	130446	9975	6287	77974	21052	0	330300
2015	82867	1613	6856	134200	9970	6636	82479	31579	0	356200
2016	89400	1555	5510	140778	9956	6985	87486	31579	9750	383001
2017	97010	1549	5882	145134	13.163	7334	92799	31579	16250	410700
2018	106932	1548	6015	151739	19.553	7684	98300	31579	16250	439600
2019	113555	2296	6172	161398	25.968	8033	104249	31579	16250	469500
2020	117980	3561	6317	166738	38.774	8382	109909	31579	16250	499490

Şekil 2.2’de verilen oranlar incelendiğinde, elektrik üretiminde doğalgaz, dolayısıyla dışa bağımlılık açıkça göze çarpmaktadır. Bu projeksiyona göre 2006 yılında % 44.99’luk paya sahip doğal gaz kullanımı 2010 yılından sonra azalmakta fakat nihai oranlar açısından yine en yüksek değerleri teşkil etmektedir. Ülkemizde, elektrik enerjisi üretiminde doğalgaza riskli olabilecek düzeyde bir bağlanma söz konusudur. Oysa doğalgaz kaynağına sahip ülkelerde bile bu pay % 15’i pek asmamaktadır (IEA, 2008). Kısa vadede ilk yatırım tutarı ve geri dönüş süresinin kısalığı gibi avantajları nedeniyle cazip olan doğalgaza dayalı enerji üretimi, uzun vadede artan talepler, siyasi dalgalanmalar gibi nedenlerden dolayı fiyat artışına bağlı olarak, daha pahalı bir enerji kaynağı olmaya başlayacaktır. Yenilenebilir bir enerji kaynağı olan hidrolik enerjinin payı ise % 22,00-28,27 arasında değişmektedir. Projeksiyona göre fosil kökenli yakıtların toplam üretimdeki nihai payları % 66,12-74,88 arasında, 2012 sonrasında işleme alınması planlanan nükleer santrallerin üretimdeki nihai payı ise % 3,71-8,87 arasında değişmektedir (Arslan, 2008).



Şekil 2.2 Kaynaklara göre Türkiye elektrik enerjisi projeksiyonunun oransal bazda dağılımı (Arslan, 2008).

2006 yılı sonu itibariyle, Türkiye'nin yıllık doğalgaz tüketimi ise 35 milyar m^3 'e ulaşmıştır (BOTAŞ, 2008). Doğalgazın enerji arzındaki oranı göz önünde bulundurulduğunda, muhtemel bir doğalgaz kesintisi, elektrik darboğazının yanı sıra, sanayi ve konutlarda da ciddi bir üretim ve ısınma sorunlarına neden olacaktır. Bu nedenle, elektrik ihtiyacının ve genel enerji arzının karşılanmasında, orta ve uzun vadeli gelecek enerji projeksiyonları

hazırlanırken, dışa bağımlılığı azaltacak ve kaynak çeşitliliği sağlayacak politikaların izlenmesi gerekmektedir. Bu nedenle, Türkiye yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesine yönelik çalışmalara ağırlık vermek zorundadır. Temiz teknolojileri geliştirmek, gelecekte temiz, ucuz ve yerli enerji arzını güven altına alacak olan yenilenebilir enerjilerin, gelecekte tümüyle rekabet edebilir enerji kaynakları haline gelebilmelerini sağlamak temel hedef olmalıdır (Arslan, 2008).

Türkiye'nin genel enerji durumu irdelendiği zaman, küresel ısınmanın etkilerinin ve enerji üretimimizdeki sorunları gidermek için yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımlarımızı arttırmamız gerekmektedir. Bugün, AB yenilenebilir enerji oranını 2010 yılında % 12'ye çıkarma hedefini koymuş bulunmaktadır. Hatta yenilenebilir enerjinin elektrik üretimine % 22 oranında katkı sağlaması planlanmaktadır. Yapılan bu planlamalar enerji üretimini yenilenebilir kaynaklardan sağlamaya yönelmek ve günümüzün en büyük sıkıntısı olan küresel ısınmayı azaltmak içindir. AB'nin 2007 yılında yaptığı toplantıda, küresel ısınmayla mücadele konusunda sera gazı salımının 2020 yılına kadar 1990 yılındaki seviyelerin % 20 altına çekme kararı alınmıştır. Ayrıca bu toplantıdaki görüşmeler ışığında diğer gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerin de adım atması durumunda bu oranın % 30'a çıkarılması amaçlanmaktadır. AB, her geçen gün artan enerji ihtiyacını karşılayabilmek ve küresel ısınmaya karşı mücadele edebilmek için 2020 yılı toplam yenilenebilir enerji üretimi oranını ise % 20 seviyesinde arttırma hedefi koymuştur (Ültanır, 2006).

IEA, 2001-2030 dünya elektrik üretimi alt yapısına yapılacak yatırımın 10 trilyon US\$ olarak tahmin etmektedir. IEA'nın raporunda da belirttiği gibi bu alt yapı için yenilenebilir kaynaklara yatırım, üye ülkelerin enerji politikalarına bağlı durumdadır. OECD kapsamında elektrik üretiminde yenilenebilir enerjinin payı 2005 yılında yaklaşık % 15 civarındadır. Ancak bunun büyük bir kısmını hidrolik enerjiden elektrik üretimi kapsamaktadır. Ancak OECD kapsamında yapılan planlamalar ve çalışmalar sonucunda 2030 yılında yenilenebilir kaynaklardan sağlanacak elektrik üretimi payının daha da arttırılması hedeflenmiştir (Heinrich, 2008).

3. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE JEOTERMAL ENERJİ

Etkisini giderek arttıran iklim değişikliği sonucu meydana gelen küresel ısınmanın ulaştığı boyutlar, ülkelerin ortak geleceği için tehlike işaretleri vermektedir. Bu sebeple başlatılan uluslararası işbirliği çalışmalarında, yeşil enerji olarak da adlandırılan yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin küresel ölçekte artırılabilmesi hususu ağırlık kazanmaktadır. Bu kapsamda Avrupa Birliği (AB)'nin Uluslararası elektrik pazarında yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin desteklenmesi üzerine yapmış olduğu 27.10.2001 tarih ve 2001/77/EC sayılı direktifinde AB ülkeleri için 2010'dan itibaren tüketilecek elektriğin % 12'sinin yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması öngörülmüştür. Söz konusu yönetmelik ve beraberinde hem arz, hem de talep tarafı için geliştirilen diğer teşvikler AB'nin yenilenebilir enerjiye verdiği önemi açıkça ortaya koymaktadır. Bu doğrultuda, AB'ye aday ülke olması sebebiyle Türkiye'nin de, AB enerji politikalarına uyum göstermesi gerekmektedir (Arslan, 2008).

3.1 Dünya Yenilenebilir Enerji Potansiyeli

Yenilenebilir enerji kaynakları; dünya atmosferindeki fosil kökenli yakıtların neden olduğu sera etkisi ve çevre bilincinin gelişmesi yanında, fosil yakıtların tükenecek olması ve enerji güvenliğinin sağlanması gibi kaygılarla tüm dünyada giderek artan bir ilgi ile karşılanmakta ve enerji ihtiyacının giderilmesinde önemli bir kaynak olarak görülmektedir. Çizelge 3.1'de dünya çapında her geçen gün kullanım alanları artan yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim kapasiteleri verilmiştir. Buna göre, elektrik üretim amaçlı olarak en yüksek üretim kapasitesine 2006 yılı sonu itibariyle 770 GW ile büyük hidroelektrik santraller, bunu 74 GW ile rüzgar enerjisi santralleri takip etmektedir. Dünya yenilenebilir güç üretim kapasitesi, 2006 yılı sonu itibariyle 207 GW'a (büyük ölçekli hidroelektrik santralleri hariç) ulaşmıştır. 2005-2006 yılları arasında en yüksek büyüme oranı % 64.5 ile şebeke bağlantılı fotovoltaiklerde olurken, bunu % 25,4 ile rüzgar santralleri takip etmektedir. 2006 yılı sonu itibariyle, dünya kurulu gücünün toplam 4300 GW olduğu göz önüne alınırsa, yenilenebilir güç kapasitesi (büyük ölçekli hidroelektrik santraller hariç) dünya güç kapasitesinin yaklaşık % 4,84'ünü oluşturmaktadır (REN21, 2008).

Çizelge 3.1. Dünya yenilenebilir enerji kaynakları üretim kapasitesi (REN21, 2008)

Güç Üretimi	Birim	Kurulu Güç		Büyüme (%)
		2005	2006	
Büyük Hidroelektrik Santraller	GWe	750	770	2,6
Küçük Hidroelektrik Santraller	GWe	66	73	10,6
Rüzgar Türbinleri	GWe	59	74	25,4
Biokütle Santralleri	GWe	44	45	2,3
Jeotermal Güç Santralleri	GWe	9,3	9,5	2,2
Fotovoltaikler (Şebeke Bağlantılı)	GWe	3,1	5,1	64,5
Fotovoltaikler (Şebeke Bağlantısız)	GWe	2,3	2,7	17,4
Güneş Santralleri	GWe	0,4	0,4	-
Dalga Enerjisi Santralleri	GWe	0,3	0,3	-
Isı Üretimi				
Biyokütle Isıtması	GWt	220	235	6,8
Güneş Kolektörleri	GWt	88	105	19,3
Jeotermal Isıtma	GWt	28	33	17,9
Taşıma Yakıtlar				
Etanol Üretimi	10 ⁹ litre/ yıl	33	39	18,2
Biyodizel Üretimi	10 ⁹ litre/ yıl	3,9	6	53,8

2006 yılı sonu itibariyle, büyük ölçekli hidroelektrik santraller dışındaki 207 GW'lık toplam dünya yenilenebilir enerji kurulu gücünün % 42,5 ile en büyük payına gelişmekte olan ülkeler sahip olurken, EU-27 ülkeleri büyük kısmını rüzgar santrallerinin sağladığı 75 GW kapasite ile toplam yenilenebilir güç kapasitesinin % 36,2'lik dilimini oluşturmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarında ilk beş ülke olan Çin (52 GW), Almanya (27 GW), ABD (26 GW), İspanya (14 GW) ve Hindistan (10 GW) ise toplam yenilenebilir güç kapasitesinin % 62,3'üne sahiptirler (REN21,2008). Ayrıca 2006 yılı sonu itibariyle güneş kolektörleriyle gerçekleştirilen ısıtma % 19,3'lük bir büyümeyle 105 GWt'e ulaşmış olup biyodizel üretiminde bir önceki yıla kıyasla % 53,8'lik bir artış oranı yaşanmıştır.

3.2 Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli

Türkiye'de, hemen hemen her türlü enerji kaynağı mevcut olmakla birlikte, linyit ve hidrolik enerji dışındaki kaynaklar ihtiyaca cevap verebilecek düzeyde olmayıp enerji ihtiyacının yarısından fazlası ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Buna karşın Türkiye, Çizelge 3.2'den

görülebileceği üzere yenilenebilir enerji kaynakları bakımından Avrupa'daki birçok ülkeye nazaran oldukça iyi bir konumda bulunmaktadır (Özgür, 2008; Özdamar vd., 2004).

Çizelge 3.2 Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyeli (Özgür, 2008; Özdamar vd., 2004)

Enerji Kaynağı	Kullanım Türü	Doğal Potansiyel	Teknik Potansiyel	Ekonomik Potansiyel
Güneş Enerjisi	Elektrik (TWh/yıl)	997000	6105	30
	Isı Enerjisi (mtep/yıl)	80000	500	25
Hidrolik Enerji	Elektrik (TWh/yıl)	433	216	127,4
Rüzgar Enerjisi				
Karasal Bazda	Elektrik (TWh/yıl)	400	110	50
Deniz Bazında	Elektrik (TWh/yıl)	-	180	-
Dalga Enerjisi	Elektrik (TWh/yıl)	150	18	-
Jeotermal Enerji	Elektrik (TWh/yıl)	-	-	14
	Isı Enerjisi (mtep/yıl)	31500	7500	2843
Biyokütle Enerjisi	Klasik (mtep/yıl)	30	10	7
	Modern (mtep/yıl)	90	40	25

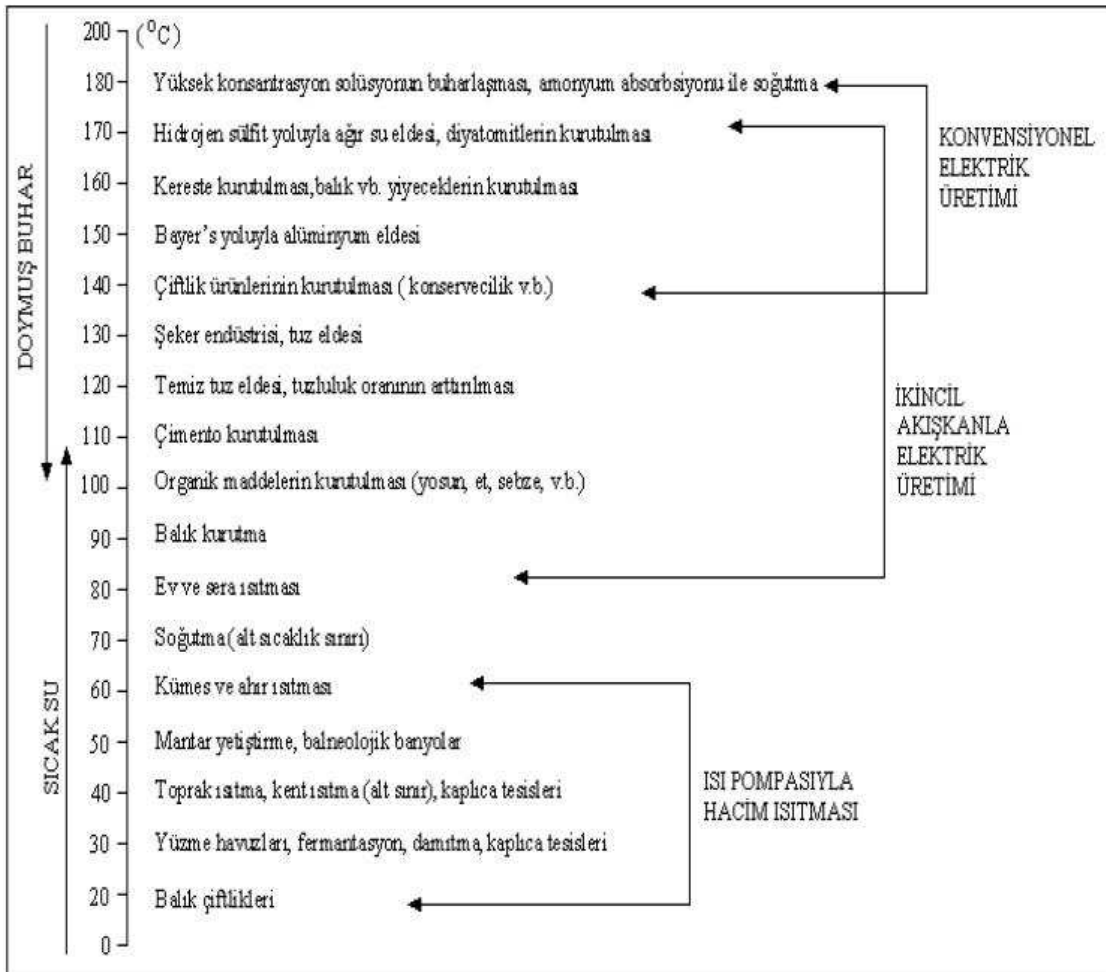
3.3 Jeotermal Enerji

Jeotermal (jeo-yer, termal-ısı anlamına gelir) yer kabuğunun farklı derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, kimyasallar içeren sıcak su, buhar ve gazlardır. Jeotermal enerji ise bu jeotermal kaynaklardan ve bunların oluşturduğu enerjiden doğrudan veya dolaylı yollardan faydalanmayı kapsamaktadır. Jeotermal enerji yeni, yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmez, ucuz, güvenilir, çevre dostu, yerli ve yeşil bir enerji türüdür.

İlk çağlardan günümüze kadar sadece sağlık amacıyla kullanılan jeotermal kaynaklardan günümüzde, ya doğrudan ısıtmada ya da başka enerji türlerine dönüştürülerek yararlanılmaktadır. 20. yüzyılın başına kadar sağlık ve yiyecekleri pişirme amacı ile yararlanılan jeotermal kaynakların kullanım alanları gelişen teknolojiye bağlı olarak günümüzde çok yaygınlaşmış ve çeşitlenmiştir. Jeotermal enerji birçok kullanım alanına sahip bir enerji kaynağıdır. Enerji içeriğine göre jeotermal kaynaklar; yüksek, orta ve düşük entalpili kaynaklar olmak üzere üç kategoride toplanır. Yüksek entalpili kaynaklar ($>150^{\circ}\text{C}$) konvansiyonel sistemler ile elektrik üretimine imkan sağlarken, orta (85°C - 150°C arası) ve düşük entalpili ($<85^{\circ}\text{C}$) kaynaklar direkt kullanıma olanak sağlamakta, bunun yanı sıra orta entalpili kaynaklar ikincil bir akışkanın kullanıldığı Organik Rankine Çevrimi (ORC) ile elektrik üretimine de imkan vermektedir (Barbier, 2002; Kutscher, 2000).

Jeotermal enerji doğası gereği çevre koşullarından bağımsızdır, bu anlamda, yenilenebilir enerji kaynakları arasında en kararlı olanıdır ve dolayısıyla yüksek bir kullanılabilirliğe sahiptir. Jeotermal enerji güvenilir bir enerji kaynağı olup herhangi bir depolama veya nakil işlemi gerektirmez. Yerel bir enerji kaynağı olmasına karşın ithal edilen fosil yakıt ihtiyacını ve fosil yakıtların sebep olduğu hava kirliliğini azaltır (WGC, 2000; Fridleifsson, 2001).

Jeotermal enerjinin direkt kullanımı, elektrik enerjisi gibi diğer enerji formlarına dönüştürülmeden ısı enerjisinin hazır kullanımını ifade etmektedir. Direkt kullanımın başlıca alanları; yüzme havuzlarının ısıtılması, balneoloji, bölgesel ısıtmayı da içeren hacim ısıtması ve soğutması, tarımsal uygulamalar (sera ısıtması), su ürünleri uygulamaları, endüstriyel prosesler ve ısı pompaları uygulamaları olarak sıralanabilir. Şekil 3.1'de verilen Lindal diyagramında sıcaklıklara göre jeotermal enerjinin kullanım alanları görülmektedir (Lindal, 1973; Lund, 2004).



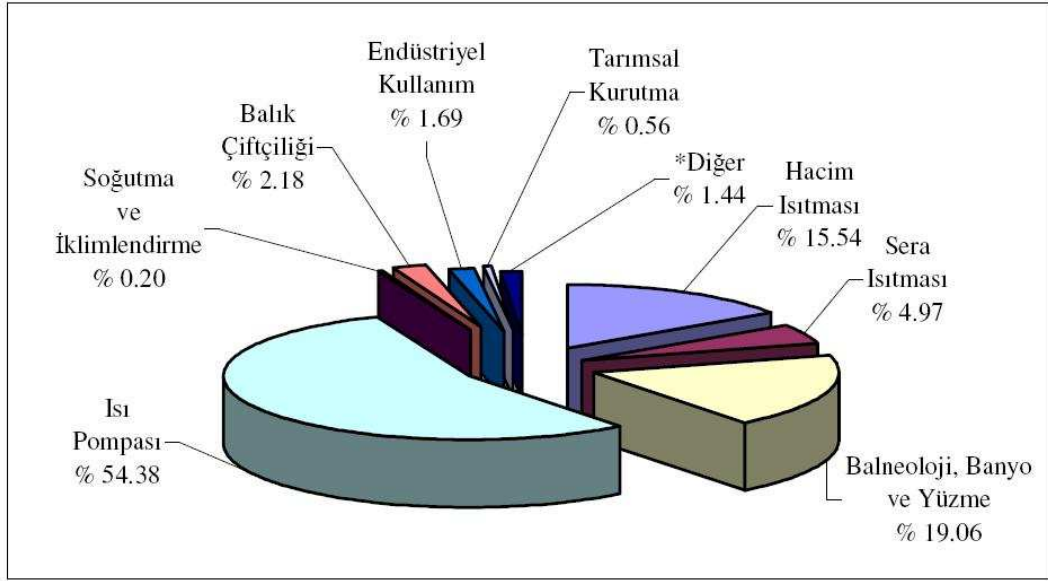
Şekil 3.1 Modifiye edilmiş Lindal diyagramı (Lindal, 1973; Lund, 2004).

Lindal diyagramı adını İzlandalı bir mühendis olan Baldur Lindal'dan almıştır. Bu diyagrama göre; tarım ve su ürünleri uygulamaları 25 ile 90°C arasında değişen düşük sıcaklıklar gerektirirken, hacim ısıtması için bu sıcaklık aralığı 50-100°C'dir. Soğutma ve endüstriyel prosesler için gerekli sıcaklık ise 100-110°C'nin üzerindedir (Lund, 2004).

3.3.1 Dünya Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Uygulama Alanları

Yıllık jeotermal enerji kullanımı ve kurulu güç açısından değerlendirme yapıldığında, 1985 yılında 100 MWt'ın üzerinde kurulu güce sahip sadece 11 ülke rapor edilirken, bu sayı 1990'da 14'e, 1995'te 15'e, 2000'de 23'e ve 2005'te 33'e yükselmiştir. Dünya genelinde Mayıs 2005 itibarı ile toplam direkt kullanım kurulu gücü 28.268 MWt olarak rapor edilmiştir. Bu değer, 2000 yılı değerlerinin iki katıdır ve yıllık % 13,3 büyüme kaydedilmiştir. Jeotermal enerjinin direkt kullanımında, ABD, İsveç, Çin, İzlanda ve Türkiye ilk beş sırayı paylaşmaktadır. Bu ülkelerin toplam kurulu güçleri, dünya kurulu gücünün % 66'sını, jeotermal enerji kullanımları ise dünya jeotermal enerji kullanımının %59'unu teşkil etmektedir (Arslan, 2008).

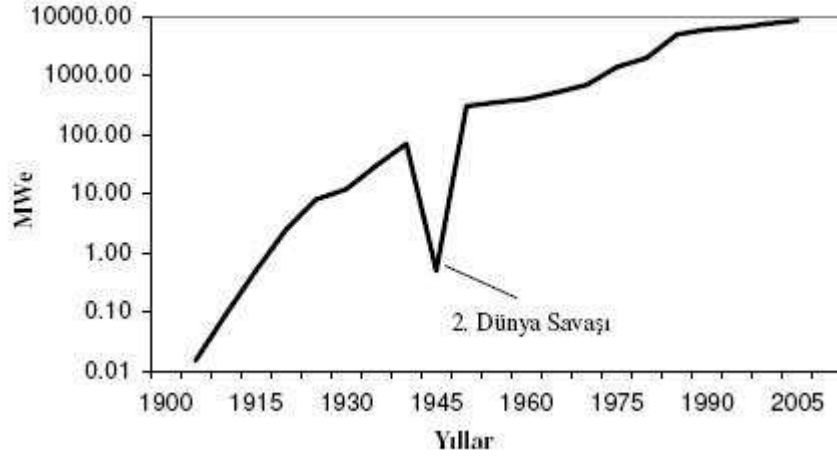
En fazla paya sahip olmasına rağmen ısı pompası kullanımı henüz çok yaygınlaşmamıştır. Birçok dünya ülkesinde ısı pompası kullanımı henüz mevcut değildir. Isı pompaları kullanımında en büyük paya % 46,84'lük oranla ABD sahiptir. İsveç % 24,98'lik oranla ikinci sırada yer alırken, bunu % 4,11'lik oranla Çin takip etmektedir. Hacim ısıtması açısından incelendiğinde ise, ilk beş ülke sırasıyla; % 31,31; 20,52; 12,52; 5,54 ve % 5,24'lük oranlarla İzlanda, ABD, Çin, Fransa ve Türkiye olmaktadır. Sera ısıtmacılığında ise ilk beş ülke sırasıyla; % 14; 13,67; 11,8; 11,4 ve % 7,34'lük oranlarla Macaristan, Türkiye, Gürcistan, Rusya ve Çin şeklindedir. En yaygın kullanım alanı olan balneoloji, banyo ve yüzme amaçlı kullanım dikkate alındığında ise, ilk beş ülke sırasıyla; % 36,96; 9,57; 7,46; 6,61 ve % 6,50'lik oranlarla Çin, Japonya, Türkiye, Brezilya ve Macaristan şeklinde olmaktadır (Lund, 2005).



Şekil 3.2 Kurulu gücün kullanım alanlarına göre dağılımı (Lund, 2005).

3.3.1.1 Güç Üretim Amaçlı Kullanım Potansiyeli

Jeotermal enerjinin kullanımı çok eski tarihlere dayanmasına rağmen, elektrik üretimi amaçlı kullanımı ilk olarak 1904 yılında, Larderello-Tuscany (İtalya)'da gerçekleşmiştir. 10 kW gücündeki pistonlu bir makine ile küçük bir jeneratör grubundan oluşan bu ilk santralde, jeotermal akışkan, piston-jeneratör grubunu tahrik eden ikincil iş akışkanı olarak kullanılan saf suyu ısıtmaktadır. İkincil akışkan olarak saf suyun kullanıldığı bu ilk Binary santral, 1905 yılında 20 kW'lık bir güç sistemi olarak iyileştirilmiştir. Jeotermal kaynaklardan üretilen elektriğin ticari olarak kullanımı ise ilk olarak 1914 yılında yine Larderello'daki 250 kW'lık ünitenin civar şehirlere elektrik sağlamasıyla gerçekleşmiştir. İlk santral olan Larderello 136,8 MW'lık kurulu güç, yıllık 900 GWh'lik üretim gücü ve % 75'ten daha fazla kapasite faktörüne sahipken İkinci Dünya Savaşı esnasında zarar görmüş ve savaş sonrası tekrar inşa edilmiştir (Şekil 3.3). Yeni Zelanda ise, sıvı ağırlıklı sıcak su rezervuarlarını kullanarak güç santrallerinin ticari olarak işletildiği ilk ülkedir. Ticari kullanım ilk olarak 1958'de Wairakei'de başlamıştır. Amerika Birleşik Devletleri (ABD), Pasifik Gas&Elektrik şirketinin 1960 yılında 11 MW'lık ünitesini işletmeye almasıyla, dünyanın jeotermal enerjiden güç üreten üçüncü ülkesi olmuştur (Lund, 2004; DiPippo, 1999).



Şekil 3.3 1904-2004 yılları arası Dünyada jeotermal güç üretimi (Lund, 2004).

Jeotermal enerjiden elektrik üretimi 1975 yılında 1300 MWe kurulu güç ile sadece 10 ülkede yapılırken, bu üretim 2000 yılında 21 ülkede 7972 MWe'ye ve 2008 yılına gelindiğinde ise 24 ülkede 9714,15 MWe'ye ulaşmıştır. Son 25 yıldaki bu hızlı artışa rağmen jeotermal kaynaklardan üretilen enerji tüm enerji üretiminin sadece % 0,04'ünü teşkil etmektedir. Dünyada, jeotermal enerjiden güç üretiminde ki en büyük paya 2787,6 MWe kurulu gücüyle ABD sahipken, bunu; 1979.7 MWe ile Filipinler, 953 MWe ile Meksika, 907 MWe ile Endonezya, 791 MWe ile İtalya, 537,25 MWe ile Japonya takip etmektedir. En büyük paya sahip bu ülkelerin kurulu güç toplamı tüm kurulu gücün yaklaşık olarak % 85'ini oluşturmaktadır. Çizelge 3.3'de Dünyadaki güncellenmiş jeotermal güç potansiyeli verilmektedir (Arslan, 2008; Lund, 2004; Lund, 2005).

Çizelge 3.3 Dünyada jeotermal güç santralleri (Arslan, 2008)

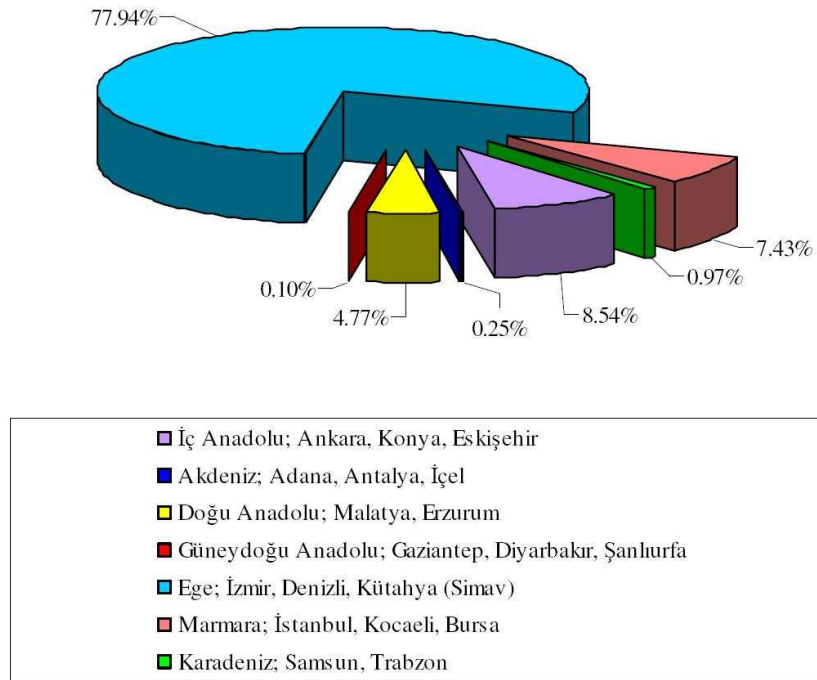
Ülke	Ünite Sayısı	Kurulu Güç (MWe)
ABD	209	2787,6
Filipinler	58	1979,7
Meksika	36	953
Endonezya	16	907
İtalya	32	791
Japonya	21	537,25
Yeni Zelanda	37	460,1
İzlanda	23	422,1
Kosta Rika	7	164,5
El Salvador	6	195
Kenya	9	128,8
Rusya	13	85,5
Nikaragua	5	87,5
Guatemala	8	33
Çin	15	31,1
Türkiye	3	35,8
Portekiz (Sao Miguel Adası)	6	26,5
Fransa	2	15,5
Etiyopya	2	7,5
Papua Yeni Gine	6	56
Avusturya	2	1,25
Tayland	1	0,3
Almanya	1	0,2
Avustralya	1	0,15
Toplam	519	9731,65

Dünyadaki toplam elektrik kurulu gücün % 36,5'ini tek flaşlamalı santraller oluştururken, bunu sırasıyla; % 35,31 ve % 26,63'lük oranlarla kuru buhar çevrimli ve çift flaşlamalı santraller takip etmektedir. Binary çevrimli santrallerin oranı ise sadece % 4,97 olup, dünyadaki jeotermal kaynakların çoğunun düşük ve orta entalpili oldukları göz önüne alındığında bu oran oldukça düşüktür. Bunun yanı sıra, kombine veya hibrit sistemlerin oranı ise sadece % 1,59'dur.

3.3.2 Türkiye Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Uygulama Alanları

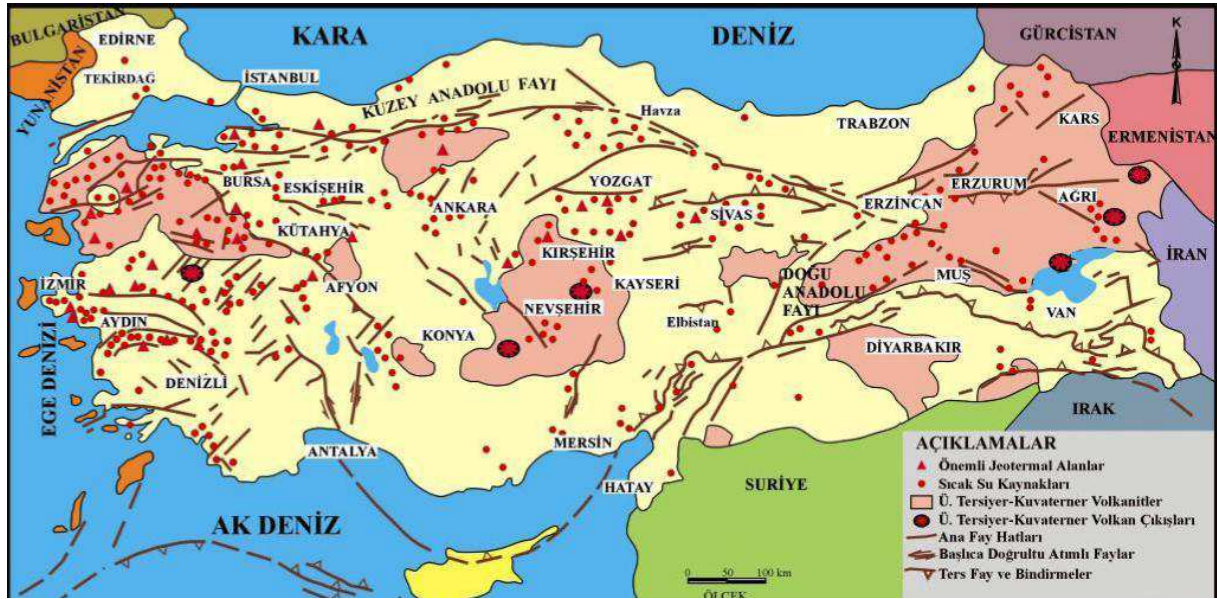
Ülkemiz jeolojik konumu ve buna bağlı tektonik yapısı nedeniyle jeotermal enerji açısından büyük potansiyele sahiptir. 1962 yılında MTA tarafından bir sıcak su envanter çalışması olarak başlatılan Türkiye'nin jeotermal enerji araştırması ile bugün toplam 600'den fazla termal kaynak (sıcak ve mineralli su kaynağı) bilgisine ulaşılmıştır. Bu çalışmalar sonucunda Ülkemizin teorik jeotermal ısı potansiyeli 31500 MWt olarak kabul edilmektedir. Bu potansiyel ile Türkiye Dünya'da 7. Avrupa'da ise 1. sırada yer almaktadır. Bu potansiyelin yaklaşık %12,5'i (3928 MWt) görünür hale getirilmiş ve bu görünür kapasitenin de %33'ünden doğrudan veya dolaylı olarak yararlanılmaktadır. Jeotermal alanların %39'u konut ısıtması, %6'sı elektrik üretimi ve %55'i ise diğer kullanımlar için uygundur. Türkiye'nin bugün jeotermal enerjiyi doğrudan kullanım kapasitesi 1195 MWt'dir. Bu kapasite ile Dünya'da 5. sıradadır.

Türkiye jeotermal enerji potansiyelinin bölgesel bazda dağılımı Şekil 2.4'te verilmekte olup, jeotermal kaynaklar ağırlıklı olarak Ege bölgesi, Kuzey Batı Anadolu ve Orta Anadolu'da yer almakta ve % 77.94'lük oranla Ege bölgesi başı çekmektedir (EİE, 2007). Türkiye'nin jeotermal teorik ısı potansiyeli 31,500 MWt, teknik ısı potansiyeli 7500 MWt ve kullanılabilir ısı potansiyeli ise 2843 MWt'tır (Köse, 2005).



Şekil 3.4 Türkiye jeotermal enerji potansiyelleri (Lund, 2005).

Jeotermal kaynakların ülkedeki dağılımı Şekil 3.5'te gösterilmiştir. Şekil 3.4 ve 3.5'e birlikte bakıldığında her iki şekildeki dağılımın tutarlılık gösterdiği açıkça görülmektedir.



Şekil 3.5 Türkiye’de bulunan jeotermal alanlar (DPT).

Türkiye’de jeotermal enerjinin sera ve konut ısıtılmasında kullanımı hızla gelişmektedir. Çizelge 3.4’de ülkemizdeki jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri ve bazı işletme bilgileri, Çizelge 3.5’de Türkiye’deki jeotermal sera uygulamaları ve kapasiteleri verilmektedir. 2005 yılı itibarıyla, Türkiye’nin ısıtma amaçlı kurulu gücü 1229 MWt’dır. Bu kurulu gücün yaklaşık 827 MWt’ını oluşturan % 67’lik kısmı yaklaşık olarak 55,500 konut ve 710.000 m^2 seranın ısıtılmasında (toplam 103,000 konut eşdeğeri), geri kalan 402 MWt değerindeki % 33’lük kısmı ise 215 adet kaplıcada sıcak su temini için kullanılmaktadır (Mertoğlu, 2005; MTA, 2005; Mertoğlu vd., 2003).

Çizelge 3.4 Türkiye’de mevcut jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri ve işletme bilgileri
(JEODER, 2008; Mertoğlu, 2005)

Şehir	Jeotermal Isıtma Kapasitesi (eşdeğer konut sayısı)	Sisteme entegre olan kullanımlar	İşletmeye alınma yılı	Jeotermal Akışkan Sıcaklığı (°C)
Gönen	3400	K,E	1987	80
Simav	5000	K,S	1991	120
Kızılcahamam	2500	K,S	1995	80
Balçova-Narlidere - 9 Eylül Üniv.	24000	K	1983	137
Kırşehir	1900	K	1994	57
Afyon	4500	S	1996	95
Kozaklı	1200	S	1996	90
Diyadin	150	K	1999	70
Sandıklı	3600	K	2000	70
Salihli	4100	K	2002	94
Sarayköy	1500	K	2002	140
Edremit	2000	K	2003	60
Bigadiç	1500	K	2005	96
Sarıkaya	180	K	2006	50

K:Kaplıca, E:Endüstriyel amaçlı, S:Sera

Türkiye’nin sahip olduğu jeotermal enerji potansiyeli ile 2010 yılı hedefi olan 500.000 konutun ısıtılmasına bağlı olarak doğalgaz ikamesi yılda 1 milyar m³, 2020 yılı hedefi olan 1.250.000 konuta ulaşıldığında ise 2,5 milyar m³ olacaktır. Termal tesis ve sera ısıtmasına yönelik potansiyel ise 250,000 konut eşdeğeri olarak tahmin edilmektedir. Son yıllarda ülkemizde sağlık amaçlı kaplıca kullanımı (balneoloji) artış göstermektedir. Balneolojik amaçlı kullanımlar için sıcaklık alt sınırı 20°C olarak kabul edilmekte olup 600 kaynak grubuyla Türkiye, Avrupa’da birinci sırayı almaktadır. Balneolojik amaçlı, yaklaşık 40°C sıcaklığa sahip debi potansiyelimiz 50.000 kg/s olup, günde 10 milyon kaplıca müşterisine hizmet verebilecek seviyededir (JEODER, 2008; Mertoğlu vd., 2003).

Çizelge 3.5 Türkiye’deki jeotermal sera uygulamaları ve kapasiteleri (Mertoğlu,Bakır ve Kaya, 2003).

Yer	Alan (m ²)	Kapasite (MWt) ^a	Yer	Alan (m ²)	Kapasite (MWt) ^a
Şanlıurfa	106.000	24,5	Dikili	120.000	24,0
Simav	225.000	33	Gölemezli	1000	0,2
Sındırgı	2000	0,4	Seferihisar	6000	1,06
Afyon	5500	1,5	Bergama	2000	0,4
Kızıldere	10.750	2,4	Germencik	500	0,1
Balçova	100.000	17,6	Edremit	49.620	8,7
Kestanbol	2000	0,4	Ezine	1500	0,3
Sarayköy	2000	0,6	Niksar	500	0,14
Tekkehamam	8000	1,8	Kızılcahamam	5000	1,45
Yalova	600	0,12	Gediz	8500	2,1
Kozaklı	4000	1,2	Tuzla	50.000	9,0

^a Yük faktörü=0.6

3.3.2.1 Güç Üretimi Amaçlı Kullanım Potansiyeli

Türkiye’nin jeotermal elektrik teknik potansiyeli 500 MWe, kullanılabilir elektrik potansiyeli 350 MWe civarındadır. Kullanılabilir potansiyelle yapılabilecek elektrik üretimi ise 1400 GWh/yıl düzeyindedir (Köse, 2005). Jeotermal enerji potansiyeli ile dünyanın ilk yedi ülkesi arasında yer alan Türkiye, güç üretiminde dünya sıralamasında ile son sıralarda yer almaktadır. Ancak 2010 yılında Aydın-Sultanhisar (Dora-1), Aydın-Sultanhisar (Dora-2) ve Çanakkale-Tuzla jeotermal elektrik santrallerinin devreye alınması ile yaklaşık 25 MWe’lik bir elektrik üretimi daha eklenmiştir (Çizelge 3.6).

Çizelge 3.6 Türkiye jeotermal elektrik üretimi (EİE, 2010; Enda Enerji,2010).

Jeotermal Saha	Kurulu Güç (MWe)	Sıcaklık (°C)
Denizli- Kızıldere	15	242
Aydın-Sultanhisar (Dora-1)	7,95	162
Aydın-Sultanhisar (Dora-2)	9,5	162
Aydın-Germencik	47,4	232
Çanakkale-Tuzla	7,5	174
Denizli-Kızıldere (Kızıldere Jeotermal sahasının atığı olan sudan)	6,85	140

Bu rakam 2009 yılındaki üretime göre önemli bir artış olsa da Çizelge 3.7 incelendiğinde tahminlerin çok gerisinde kaldığı açıktır.

Çizelge 3.7 Jeotermal elektrik üretim projeksiyonu (EİE, 2007).

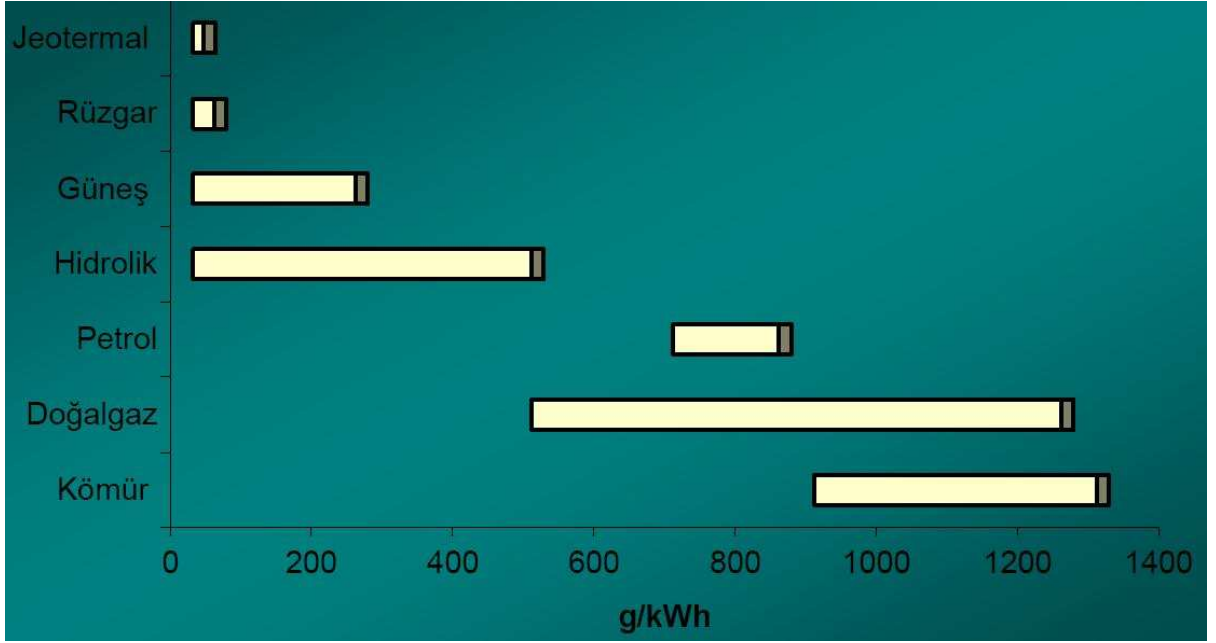
Saha Adı	Sıcaklık (°C)	2010 Tahminleri (MWe)	2013 Tahminleri (MWe)
Denizli-Kızıldere	200-242	75	80
Aydın-Germencik	200-232	100	130
Manisa-Alaşehir-Kavaklıdere	213	10	15
Manisa-Salihli-Göbekli	182	10	15
Çanakkale-Tuzla	174	75	80
Aydın-Salavatlı	171	60	65
Kütahya-Simav	162	30	35
İzmir-Seferihisar	153	30	35
Manisa-Salihli-Caferbey	150	10	20
Aydın-Sultanhisar	145	10	20
Aydın-Yılmazköy	142	10	20
İzmir-Balçova	136	5	5
İzmir-Dikili	130	30	30
Toplam		455	550

3.4 Jeotermal Enerjinin Çevresel Etkileri

Fosil yakıtlarının yanmasıyla atmosfere atılan kükürtoksit, karbonmonoksit, karbondioksit ve azotoksit havayı önemli ölçüde kirletir. Bu kirleticilerden karbondioksit emisyonu atmosferde birikerek sera etkisi yaratır. Bunun sonucunda yeryüzü aşırı ısınır yani küresel ısınma gerçekleşir.

Jeotermal enerji, fosil yakıtların tüketimi ile ilgili olarak ortaya çıkan sera etkisi ve asit yağmurundan kaynaklanan insan ve çevre sağlığı sorunlarının önlenmesi için önemlidir.

Şekil 3.6'da görüldüğü gibi jeotermal enerjide karbondioksit emisyonu sifıra yakındır ve diğer kaynaklar ile karşılaştırıldığında bu konudaki avantajı açıkça gözlenebilir.



Şekil 3.6 Üretilen kWh elektrik enerjisi başına CO₂ emisyon aralıkları (Hunt, 2000).

Çizelge 3.8’de güç santrallerinin çevresel etkilerinin karşılaştırması verilmiştir. Bu çizelgeden da Şekil 3.6’dekine paralel olarak jeotermal enerji kaynaklarının diğer güç kaynaklarına göre çok daha temiz bir enerji kaynağı olduğu gözlenebilir.

Çizelge 3.8 Güç santrallerinin karşılaştırılması (Arslan vd., 2005; Köse, 1998).

Santral Tipi	Hava Kirliliği	İklimsel Etki	Doğal Görünüme Etkisi	Dışa Bağımlılık	Kaynakların Sürekliliği	Kaynakların Tükenebilirliği	Teknolojik Risk
Nükleer	x	x	x	x	x	x	x
Petrol	x	x	x	x	x	x	o
Kömür	x	x	x	o	x	x	o
Doğalgaz	x	x	x	x	x	x	o
Hidrolik	o	x	x	o	x	o	o
Rüzgar	o	o	x	o	o	o	o
Güneş	o	o	x	o	o	o	o
Jeotermal*	o	o	x	o	x	o	o

* Re-injeksiyon yapılması durumunda; x:var; o:yok

Çizelge 3.8’deki bilgilerle ilgili genel bir değerlendirme yapılırsa; jeotermal enerji, fosil yakıtların tüketiminde ve bunların kullanımından doğan sera etkisi ve asit yağmurları gibi çevre sorunlarının önlenmesi bakımından büyük önem taşımaktadır. Bu durum öncelikle

jeotermal enerjinin çevre yönünden diğer enerji türlerine kıyasla sahip olduğu doğal üstünlüklerden kaynaklanmaktadır. Öte yandan jeotermal enerjinin kullanımıyla ilgili olarak oluşabilecek çevre sorunlarının çözümü konusunda son zamanlarda önemli gelişmeler sağlamıştır. Bu durum, jeotermal enerjinin çevre açısından önemini daha da arttırmıştır.

4. JEOTERMAL ENERJİ İLE ELEKTRİK ÜRETİMİ

4.1 Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretmek Amacıyla Kullanılan Güç Çevrimleri

Geçmişten günümüze jeotermal kaynaklar, elektrik üretimi için gerek doğrudan gerekse dolaylı olarak kullanılmışlardır. Kullanılacak sistemin seçilmesinde kaynağın belirli özellikleri belirleyici olacaktır. Literatürde, jeotermal enerjiden elektrik üretmeye yönelik çok sayıda çevrim bulunmaktadır. Buna göre bu çevrimleri kuru buhar, buhar püskürtmeli (flash) ve Binary santraller adı altında 3 ana başlıkta toplamak mümkündür.

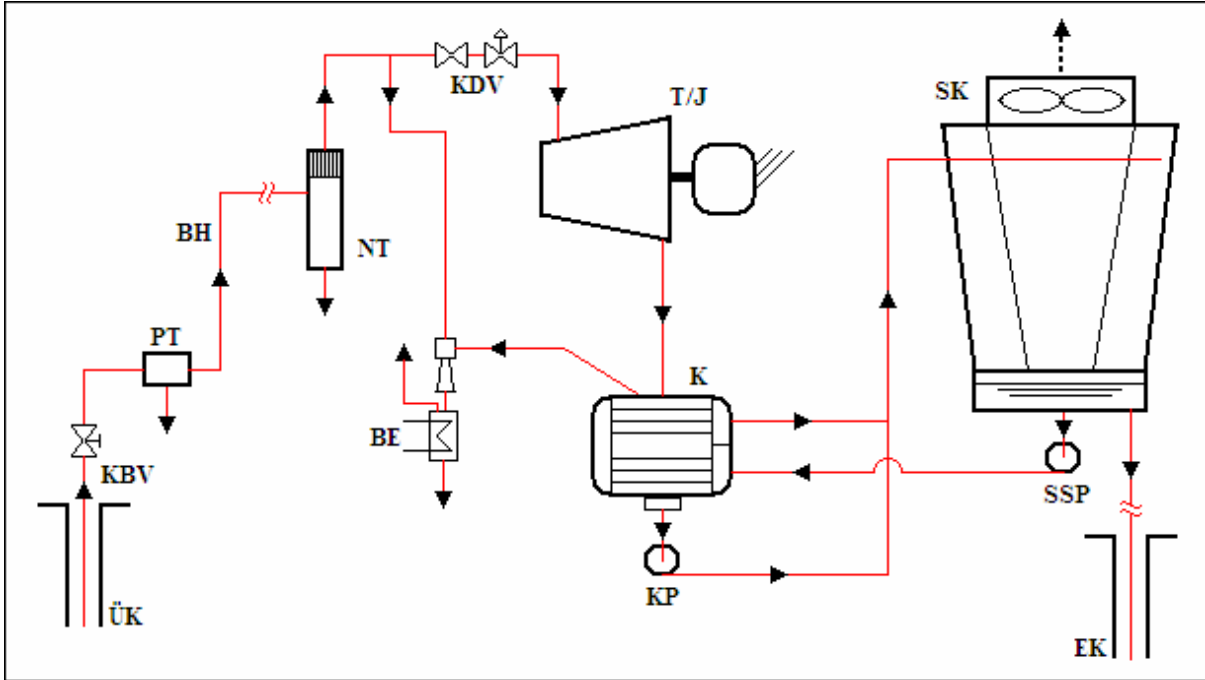
4.1.1 Kuru Buhar Çevrimleri

Tüm jeotermal santral türleri arasında en basit olanı kuru buhar santralleridir. Bu tür santraller temel olarak doymuş veya kızgın jeotermal buhar bulunan bölgelerde kullanılabilir. Dünyada doymuş veya kızgın jeotermal sıvı bulunan jeotermal alanlar oldukça sınırlıdır. Jeotermal kaynaktan çıkan buhar, kuru buhar veya kızgın buhar şartlarında ise doğrudan buhar türbini-jeneratör grubuna gönderilerek elektrik üretilebilir. Dünya’da bu özelliklere sahip kaynaklara örnek olarak, İtalya-Larderello’ da ki ve ABD-The Geysers’deki kaynaklar verilebilir (DiPippo, 1999).

En basit ve en ekonomik jeotermal çevrim kondensersiz kuru buhar çevrimidir. Bu çevrimde, jeotermal kuyudan çıkarılan buhar bir türbinden geçtikten sonra atmosfere atılır. Türbin çıkışı doğrudan atmosfere açık olduğundan buhar, türbini atmosfer basıncında terk eder. Bu çevrimin avantajı kondenser olmadığı için santralin yapım ve işletme masraflarının kondenserli santrallere göre daha az olmasıdır. Bu çevrimin istenmeyen bir sonucu ise jeotermal buharın doğrudan atmosfere atılmasının çevre kirliliğine yol açmasıdır. Kondensersiz santrallerde üretilen güç, bulunulan yerin atmosferik şartlarından etkilenir. Örneğin yüksek rakımlı bölgelerde aynı buhar kalitesi için daha fazla güç üretilir. Buralarda atmosferik basınç düşük olduğundan, türbin çıkış basıncı da daha düşük olacaktır.

Kondenserli kuru buhar çevriminde, türbin çıkışında kondenser bulunur. Jeotermal buhar, türbinden geçtikten sonra bir kondensere girer. Kondenserde yoğunlaştırılan buhar, ideal olarak tekrar yeraltına enjekte edilir veya atık olarak bir ırmağa veya göle dökülür. Kondenser sayesinde türbin çıkışında atmosfer basıncının altında bir basınç yani vakum oluşturulur.

Buhar, türbini daha düşük basınçta ve daha düşük sıcaklıkta dolayısıyla daha düşük bir entalpide terk eder. Böylece buharın ısıl enerjisinin daha büyük bir oranı güce çevrilmiş olur. Bu nedenle kondenserli kuru buhar çevrimleri kondensersiz olanlardan benzer şartlar altında daha çok elektrik üretirler (Kanoğlu, 1999).



Şekil 4.1 Direkt buharlı kondenserli jeotermal güç santrali temel akış diyagramı (DiPippo, 1999).

Dünyada üretilen tüm jeotermal elektrik enerjisinin yaklaşık yarısı, altı adet buhar ağırlıklı sahadan üretilmektedir. Bu sahalara; Larderello (İtalya), Mt. Amiata (İtalya), The Geysers (ABD), Matsukawa (Japonya), Karnojang (Endonezya) ve Darajat (Endonezya)'dır. Bu tip sahalardan elde edilen buharın entalpisi genellikle 2800 kJ/kg (670 kcal/kg) civarındadır (Kanoğlu, 2005). Ancak yeryüzünde bu şekilde doğrudan buhar üretebilen kaynak sayısı çok değildir. Üretilen akışkanın durumu bakımından, mevcut jeotermal kaynakların yaklaşık %10'u buhar ağırlıklı kaynak, % 60'ı su ağırlıklı kaynak ve % 30'u da sıcak su kaynağıdır.

Kondensersiz doğrudan buhar çevrimli santralde 1 kWh elektrik enerjisi üretmek için gereken buhar 15-25 kg civarındadır. Bu teknolojiye sahip türbinin güç kapasitesi, 20 MWe ile 120 MWe arasındadır. Su anda İtalya'da 20 MWe kapasiteli standart modüler üniteler de kullanılmaya başlanmıştır. Buhar içerisindeki yoğuşmayan gaz içeriği oldukça yüksek ise (%50'den fazla) kondensersiz sistem kullanılmalıdır. Çünkü kondenserde yoğuşmayan bu gazların sistemden uzaklaştırılması için büyük güçlere ihtiyaç duyulur. Eğer buhardaki

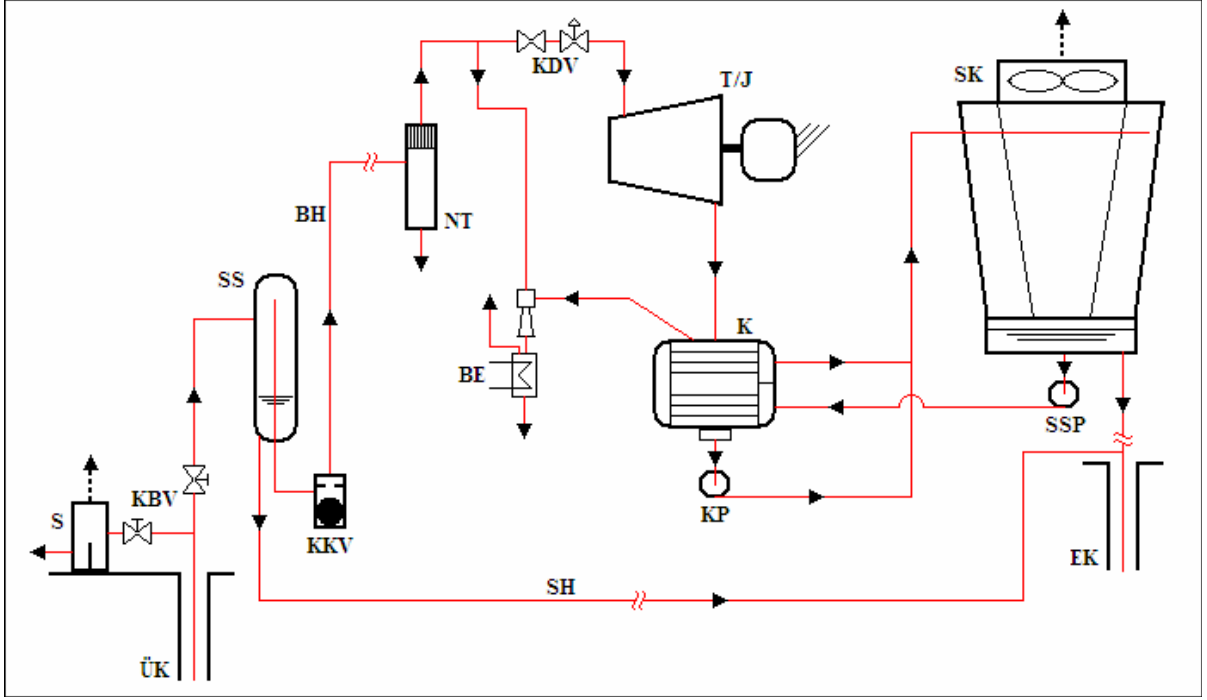
yoğuşmayan gaz içeriği %15'den daha düşük ise, kondenserli santrallerde 1 kWh elektrik enerjisi üretmek için gereken buhar miktarı 6-10 kg arasındadır. Bu ünitelerin özgül buhar tüketimi türbin giriş basıncından oldukça etkilenir. Giriş basıncı azaldıkça buhar tüketimi artar. 15 bar ile 20 bar (1,5-2,0 MPa) arasındaki basınçlardaki özgül buhar tüketimi 6 kg/kWh'a yakın olur. 5 bar ile 15 bar arasında ise 7-9 kg/kWh buhar tüketilir. Daha düşük basınçlarda ise özgül buhar tüketimi daha da artar (Kanoğlu, 2005).

4.1.2 Flaşlamalı Çevrimler

Jeotermal kaynaklarda karışımın kalitesi (ağırlıkça buhar yüzdesi); rezervuar akış şartları, kuyu boyutları ve kuyu başı valfi veya orifis ile kontrol edilen kuyu basıncının bir fonksiyonudur. İki fazın tamamını kullanarak güç üretebilecek bazı deneysel makineler test edilmesine rağmen, konvansiyonel yaklaşım fazların birbirinden ayrıştırılıp sadece buhar fazın türbinde kullanılması şeklindedir. Kuyu başı basıncı oldukça düşük olduğunda (tipik olarak 0,5-1,0 MPa), sıvı faz ve buhar faz arasındaki yoğunluk farkı, fazların santrifüj hareketle ayrıştırılması için yeterlidir. Yüksek verimli siklon separatörler kullanıldığında buhar kalitesi % 99,99'lara kadar ulaşır (Lazalde, 1984).

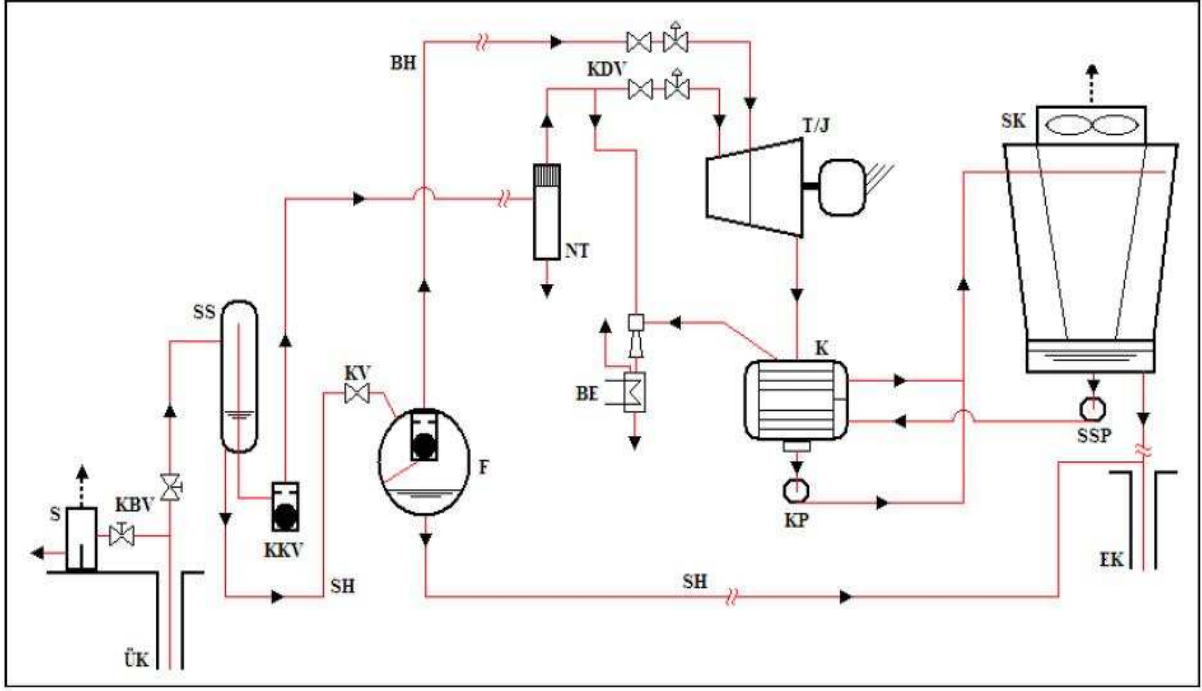
Flaşlamalı çevrimler ikiye ayrılır. Bunlardan birincisi yalnız bir tane yüksek basınç türbininin kullanıldığı tek-kademe flaşlamalı santraller, diğeri ise hem yüksek hem de alçak basınç türbininin kullanıldığı çift-kademe flaşlamalı santrallerdir.

Tek-kademe flaşlamalı santrale ait temel akış diyagramı Şekil 4.2.'de verilmektedir. Kuyulardan elde edilen akış, yatay ve yüzeysel olarak dik silindirik basınç kabına, siklon separatöre yönlendirilir. Sıvı faz çevresel olarak iç duvar yüzeyi boyunca akma eğilimi gösterirken, buhar faz üst kısımda toplanır ve dikey borular vasıtasıyla uzaklaştırılır. Şaşırtma levhaları ve yönlendirme vanaları kullanılarak iki fazın ayrılması geliştirilebilir. Küresel kontrol vanası buhar hattına sıvı parçası girmesine karşı bir sigorta görevi görür. Buhar temel olarak kuru buhar santralleriyle aynıdır ve tutucularla donatılmıştır (DiPippo, 1999).



Şekil 4.2 Tek-kademe flaşlamalı jeotermal güç santrali temel akış diyagramı (DiPippo, 1999).

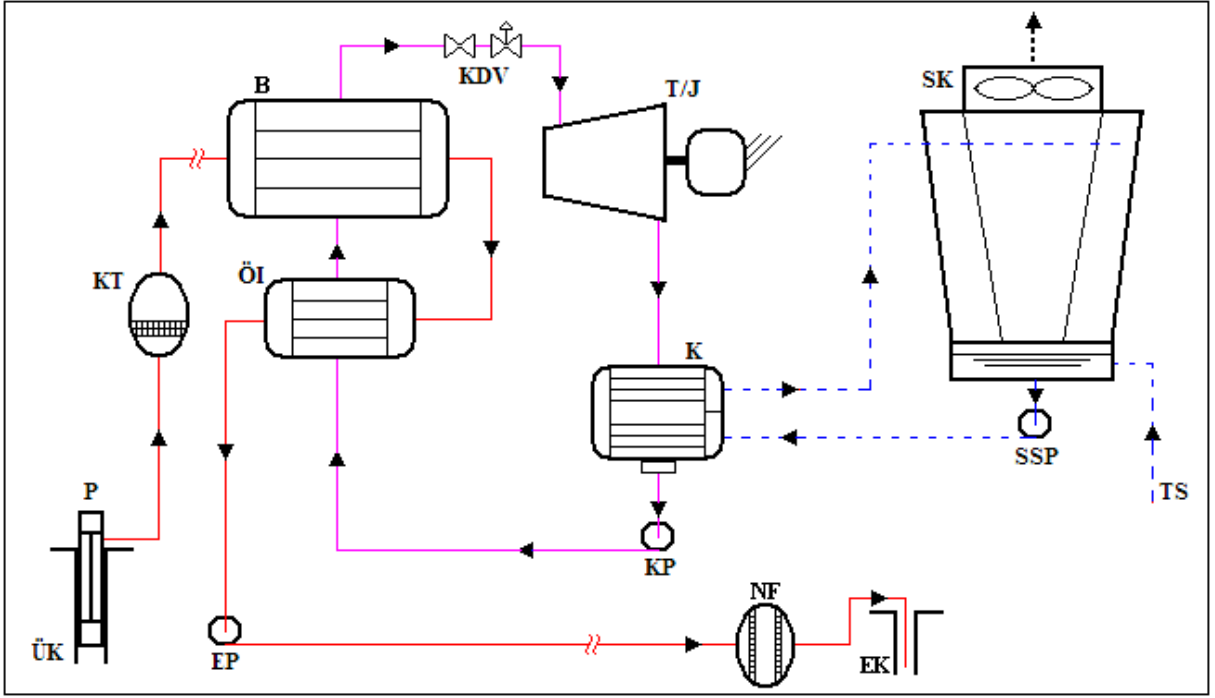
Çift-kademe flaşlamalı santrallerde, kısma işlemleri ile sıvı fazdan ayrıştırılarak üretilen düşük basınçlı buhar ya ayrı bir düşük basınç türbinine ya da mevcut yüksek basınç türbininin uygun bir kademesine gönderilir. Böylelikle, aynı jeotermal akışkan debisinden % 20-25 daha fazla güç üretimi mümkündür. Çift kademe flaşlamalı santrallerin işlem prensipleri tek-kademe flaşlamadakilere benzerdir. Ancak, çift-kademe flaşlamalı santraller, flaşlama kapları, düşük basınç boru hattı, ek kontrol valfleri ve daha karmaşık veya ekstra bir türbin gibi ekipmanlara bağlı olarak daha maliyetlidir. Çift-kademe flaşlamalı santrale ait basitleştirilmiş bir akış diyagramı Şekil 4.3.'te verilmektedir (DiPippo, 1999).



Şekil 4.3 Çift-kademe flaşlamalı jeotermal güç santrali için temel akış diyagramı (DiPippo, 1999).

4.1.3 ORC-Binary Çevrimleri

Düşük sıcaklıkta (genellikle 150°C 'nin altı) ve sıvı ağırlıklı jeotermal kaynaklardan elektrik üretiminde binary çevrim olarak adlandırılan çevrim kullanılır. Bu çevrimde türbinden geçen aracı akışkan jeotermal buhar değil, bir iş akışkanıdır. İş akışkanının kaynama sıcaklığı suyun kaynama sıcaklığından çok daha düşüktür. Bu çevrimde jeotermal akışkan çevrimin ısı kaynağını oluşturur. İzobütan, izopentan, pentan ve R-114 jeotermal binary çevrim santrallerinde yaygın olarak kullanılan ikincil akışkanlardır. Şekil 4.4.'de Binary (ikincil) çevrim elektrik santralinin basitleştirilmiş akış şeması görülmektedir.



Şekil 4.4 ORC-Binary jeotermal güç santrali için temel akış diyagramı (DiPippo, 1999).

Jeotermal akışkan, kuyu başındaki basıncın yeterince yüksek tutulmasıyla, tercihen % 100 sıvı olarak yeraltından çıkarılır. Jeotermal akışkan bir ısı değiştiricisinden geçirilir ve jeotermal akışkanın ısı enerjisi ikincil akışkana transfer edilir. Isısını iş akışkanına aktaran jeotermal akışkan, ısı değiştiricisini terk ederek yeraltına geri basılır. İkincil akışkan, ısı değiştiricisinde aldığı ısı ile tamamen buharlaşır ve ısı değiştiricisini doymuş buhar veya kızgın buhar olarak terk eder. Elde edilen kızgın buhar, türbinden geçirilerek mekanik enerji üretilir. Türbin mili, jeneratör milini çevirerek mekanik gücün elektriğe dönüşmesi sağlanır. Türbini düşük sıcaklıkta ve basınçta terk eden iş akışkanı kondenserde yoğuşturulur. Daha sonra bir pompa yardımıyla basıncı tekrar ısı değiştiricisi basıncına yükselttilerek ısı değiştiricisine yönlendirilir. Böylece ikincil akışkan termodinamik anlamıyla bir çevrimi tamamlamış olur. İkincil akışkanın tamamladığı bu çevrim aslında Rankine çevrimidir. Jeotermal akışkanın bu santraldeki fonksiyonu sadece Rankine çevrimine ısı kaynak oluşturmaktır. İkincil akışkanın termodinamik ve kritik özellikleri binary jeotermal çevrimlerin performanslarını etkiler. Bu yüzden, belli bir jeotermal kaynaktan en fazla gücün üretilmesi için en uygun iş akışkanının seçilmesi gerekir. Kondenserde soğutucu ortam olarak genellikle su kullanılır. Jeotermal santralin yer seçimi jeotermal kaynağın yeriyile sınırlandırıldığından bir ırmak veya göl suyu ile soğutma genelde mümkün olmaz. (Kanoğlu vd., 1999).

Binary santrallerin güç kapasiteleri genellikle, 100-200 kWe'den 3 MWe'ye kadardır. 10-50 MWe'lik daha büyük sistemler, genellikle birkaç küçük modüler ünitenin bir araya getirilmesiyle sağlanabilir. Akışkan sıcaklıkları düşük olduğu için binary güç çevriminin termal verimleri % 10 ile % 17 arasındadır. Fakat yine de dünyanın hemen hemen her yerinde bulunan düşük sıcaklıklı jeotermal kaynaklardan, güvenilir ve uygun maliyetlerle elektrik üretmek için bu sistemi kullanmak oldukça avantajlıdır (Barbier, 2002).

Binary santrallerin kuruluş maliyetleri kuru buhar ve flaşlamalı çevrimlere göre daha pahalıdır. Yaklaşık olarak 2400 \$/kW'dır. Fakat işletme ve bakım masrafları daha düşüktür. Binary sistemler, çevresel açıdan daha temiz enerji dönüşüm sistemleridir. Jeotermal akışkanın korozif etkilerinden ve kabuk oluşturma sorunlarından kurtulmak için binary sistemler tercih edilir. Bu sistemde jeotermal akışkan, santralin hareketli elemanlarıyla temas etmediğinden, özellikle türbin gibi elemanlar jeotermal akışkanın zararlı etkilerinden korunmuş olur (DiPippo, 1999).

Binary santrallerde türbinden çıkan çürük buharı yoğunlaştırmak amacıyla gerekli olan yoğunlaşma, su kullanılarak yapılabilir. Kondenserde kullanılacak su için bağımsız bir kaynağın (örneğin deniz, göl, ırmak gibi) bulunması gerekir. Binary santraller, flaşlamalı çevrimli santrallere göre kuru tip soğutmaya daha uygundur. Çünkü hidrokarbonların buhar yoğunluğunun yüksek olması kuru tip soğutmayı kolaylaştırmaktadır. Ayrıca hidrokarbonlar donmadıklarından dolayı düşük kış sıcaklığına sahip bölgelerde daha iyi termodinamik performans gösterirler (Barbier, 2002).

İkincil akışkan olarak bir karışım kullanılacaksa (örneğin izobütan-izopentan ile su-amonyak karışımları gibi) her bir akışkanın buharlaşma ve yoğunlaşma noktaları farklı sıcaklıklarda olacaktır. Bu durum, buharlaşma sırasında ikincil akışkan ile jeotermal akışkan arasında yoğunlaşma sırasında ise ikincil akışkan ile soğutma suyu arasında daha iyi bir uyuma sebep olur. Böylece daha yüksek bir ısı değiştiricisi verimi ve daha iyi bir santral genel verimi elde edilir. Türbinden çıkan akışkan hala yüksek enerji taşıyorsa ikincil akışkanın ön ısıtılmasında (reküperatör) kullanılabilir (DiPippo, 1999). Bu özellikler ise Kalina çevriminin temellerini oluşturur.

İzopentan ve izobütan ikincil akışkan olarak iyi bir seçim olabilir. Bu akışkanların doymuş buhar eğrileri pozitif eğime sahip olduğundan türbin çıkış şartlarında, buhar hala kızgın buhar

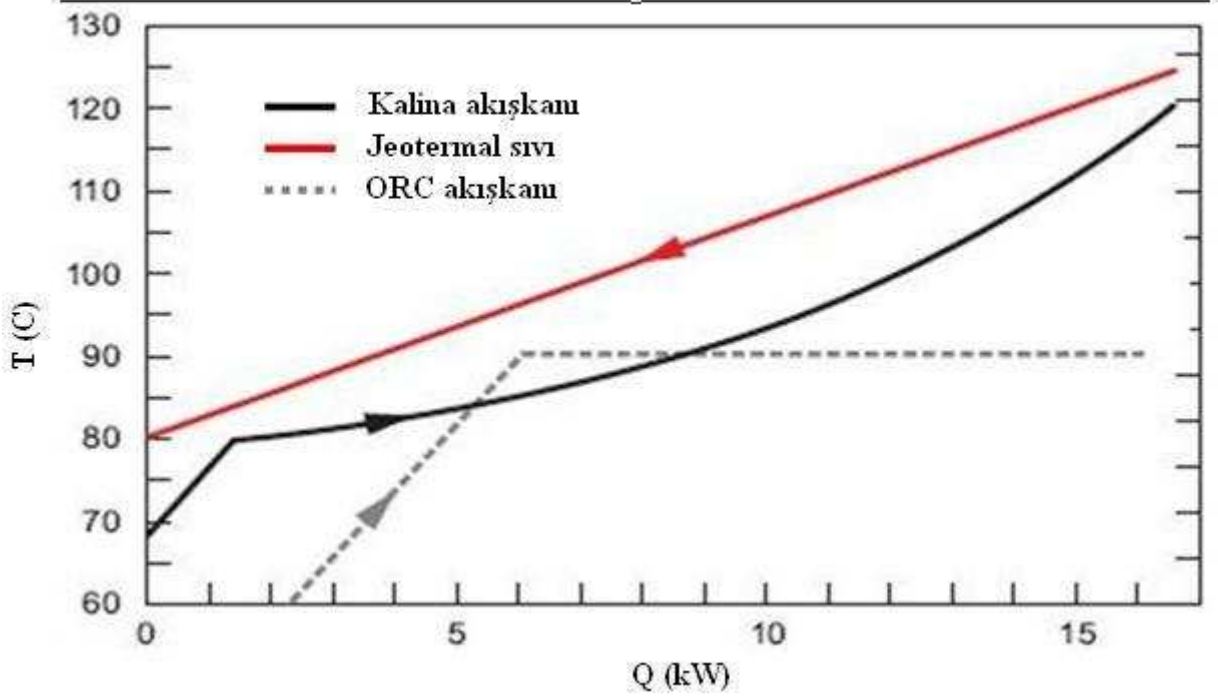
olmaktadır. Bu nedenle türbinde genişleme prosesi sırasında nem ile karşılaşılmadığından dolayı türbin aşınmaları mümkün olduğunca önlenmiş olur. Bilindiği gibi türbinlerde sık karşılaşılan problemlerden biri de, türbinin son basamaklarında oluşan ıslak buhardaki sıvı parçacıkların, santrifüj kuvvetler etkisiyle türbin kanatlarında deformasyona sebep olmasıdır. İkincil akışkan olarak izopentan ve izobütanın seçilmesinin diğer önemli avantajları aşağıda verilmektedir (Barbier, 2002);

- * Nispeten düşük kaynama noktasına sahiptirler,
- * Nispeten yüksek ısı kapasiteye sahiptirler,
- * Güvenli akışkanlardır,
- * Korozyif ve zehirli değildirler.

4.1.3.1. Kalina Çevrimi

Kalina çevrimi Dr. Alexander Kalina tarafından tasarlanmış bir çeşit binary çevrimidir. Bu çevrimin diğer binary çevrimlerinden farkı, iş akışkanı olarak amonyak-su karışımı kullanılmasıdır. Çevrimin amacı düşük ve orta entalpili jeotermal kaynaklardan daha verimli elektrik üretmektir. Çevrimin temel elemanları; buhar türbini, jeneratör, buharlaştırıcı, ayırıştırıcı, yoğuşturucu, reküperatör ve pompadır. İş akışkanı olarak amonyak-su karışımı kullanılmaktadır. Çevrimin kazançları, buharlaştırıcıdaki ısı değişimi prosesinden ve yoğuşturucudaki ısı deşarjı prosesinden gelmektedir. Ayrıca reküperatörler sebebiyle ilave ısı kazancı da sağlanır. Bu avantajların hepsi, iş akışkanı olarak kullanılan amonyak-su karışımının değişken buharlaşma ve yoğuşma sıcaklığına sahip olmasından dolayı meydana gelmektedir (Mlcak, 2001).

Jeotermal akışkanın enerjisi bir termik makinede doğrudan faydalı enerjiye dönüşemiyorsa yapılacak en uygun şey, jeotermal akışkanın ısı değişim eğrisine en çok uyan bir iş akışkanı seçmektir. Bu özelliğe uyan en iyi akışkanlardan birisi amonyak-su karışımıdır. Jeotermal akışkandan enerji alındığında, jeotermal akışkanın sıcaklığı lineer olarak azalır. Diğer bir ifade ile sıcaklık belirli bir aralıkta değişkendir. Bilindiği gibi saf su diğer tüm saf akışkanlar gibi sabit bir sıcaklıkta buharlaşır. Oysa amonyak-su karışımı değişken sıcaklıklarda buharlaşmaktadır (Şekil 4.5).



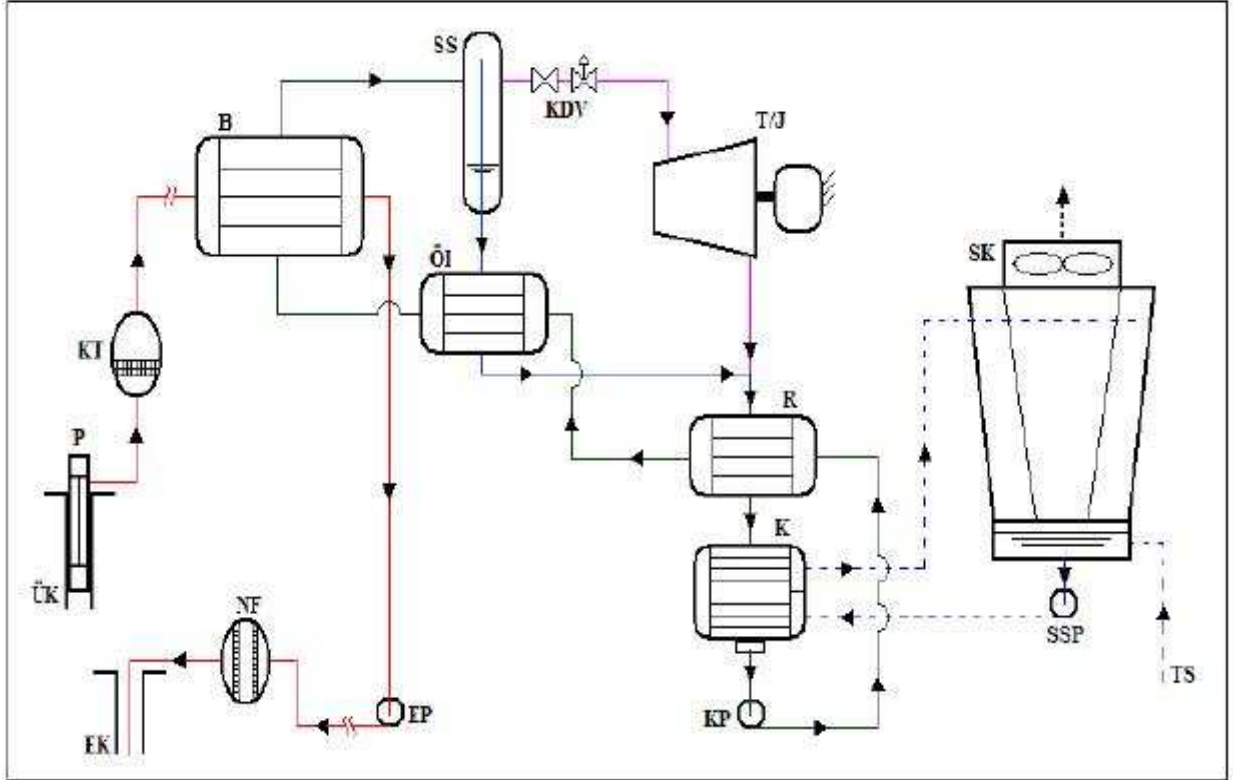
Şekil 4.5 Sıcaklık- Isı transferi diyagramı (Mlcak, 2008).

Kalina çevriminde iş akışkanı olarak amonyak-su karışımının seçilmesinin sebeplerinden birisi, bu karışımın buharlaşma sırasındaki sıcaklık değişim eğrisi ile jeotermal akışkanın ısı verme sırasındaki sıcaklık azalma eğrisinin birbiriyle çok yakın aralıkta olmasıdır. Bu yakınlık enerji dönüşümündeki verimliliğin temel sebeplerinden birisidir.

Bu çevrimde, amonyak-su karışımının yoğuşma prosesi değişken bir sıcaklıkta olurken, saf ORC akışkanının yoğuşma prosesi sabit sıcaklıkta olmaktadır. Amonyak-su karışımına ait yoğuşma prosesinin değişken sıcaklıkta olması sebebiyle, ters akışlı bir yoğuşturucuda, bu karışımın çıkış sıcaklığı, soğutucu akışkanın çıkış sıcaklığından daha düşük olabilir. Bu durum, daha düşük türbin çıkış basıncına (kondensasyon basıncı) izin verir. Oysa saf bir ORC akışkanı sabit sıcaklıkta yoğuştuğundan, akışkanın kondenserden çıkış sıcaklığı soğutma suyunun çıkış sıcaklığından daha büyük olmaktadır. Bu tip çalışmada, Kalina çevrimine kıyasla daha büyük türbin çıkış basıncı olmakta ve daha büyük soğutucu akışkan pompalama gücü gerekmektedir. Bunlar da ORC çevriminin verimi düşüren etkenlerdir.

Diğer kapalı buhar güç çevrimlerinde olduğu gibi, Kalina çevriminde de türbinden çıkan çürük buhar yoğuşturulmaktadır. Fakat amonyak-su karışımı değişken sıcaklık aralığında yoğuştuğundan türbin çıkışında bu akışkanda olan enerjinin bir kısmı buharlaştırıcıya girecek

ana akışkana transfer edilebilir. Amonyak-su karışımının değişken yoğuşma sıcaklığı, bir reküperatördeki ısı transferi için gereken sıcaklık farkını sağlar. Reküperatördeki bu ön ısıtma, güç dönüşüm veriminin yüksek olmasını mümkün kılar. ORC güç santrallerinde kullanılan ve sabit sıcaklıkta yoğuşan bir saf akışkanla bu avantajların kazanılması mümkün değildir (Mlcak, 2001).



Şekil 4.6 Kalina çevrimli jeotermal güç santralinin akış şeması (DiPippo, 2004).

Kalina çevrimli bir santralin akış şeması Şekil 4.6’da gösterilmiştir. Su soğutmalı yoğuşturucu çıkışındaki iş akışkanı, doymuş sıvı şartlarındaki amonyak-su karışımıdır. Akışkanın basıncı bir pompa ile artırılır. Basıncı artan akışkan, bir düşük sıcaklık reküperatörü ve bir yüksek sıcaklık reküperatörüne uğrayarak buharlaştırıcıya girmeden önce ön ısıtılır. Buharlaştırıcıda, jeotermal akışkandan elde edilen etkili bir ısı transferi ile iş akışkanı buharlaşır. Bu çift fazlı akışkan, buhar ile sıvı kısımlarının ayrıştırıldığı yer olan ayırıştırıcıya gönderilir. Ayrıştırma sonucunda sıvı akışkan amonyakça zayıf, buhar ise amonyakça zengindir. Ayrıştırıcıdan çıkan amonyakça zengin yüksek basınçlı buhar, türbinde genişleyerek düşük basınç ve sıcaklıkta türbinden çıkar.

Ayrıştırıcıdan çıkan düşük amonyak konsantrasyonlu sıvı akışkan, sahip olduğu ısı enerjisini yüksek sıcaklık reküperatöründe, buharlaştırıcıya girecek olan ana akışkana vererek ön ısıtmada kullanılır. Yüksek sıcaklık reküperatöründen çıkan sıvı akışkan, daha sonra düşük sıcaklık reküperatörüne gönderilerek burada türbinden çıkan amonyakça zengin çürük buhar ile karıştırılır. Karışmayı sağlamak için sıvı akışkan buhar üzerine gönderilir. Böylece başlangıçtaki amonyak-su karışımı tekrar elde edilir.

İki fazlı durumda olan iş akışkanı, sahip olduğu gizli ve duyulur ısınının bir kısmını burada ana akışkana transfer ederek bir miktar daha soğur. Bu soğuma ile türbinden çıkan buharın bir kısmı yoğuşur. Düşük sıcaklık reküperatöründen çıkan sıvı akışkan ise doğrudan kondensere gönderilir. Bu noktada buhar amonyakça zengin, sıvı ise amonyakça zayıftır, fakat her ikisinin sıcaklıkları ise aynı değerdedir. Sıvı akışkan yoğuşturucuda buhar üzerine gönderilir. Amonyakça zengin buhar üzerine gönderilen bu amonyakça zayıf sıvı, absorpsiyon prosesi ile buharın tamamen yoğuşmasını sağlar. Böylece doymuş sıvı şartlarındaki amonyak-su karışımı tekrar elde edilerek çevrim tamamlanmış olur.

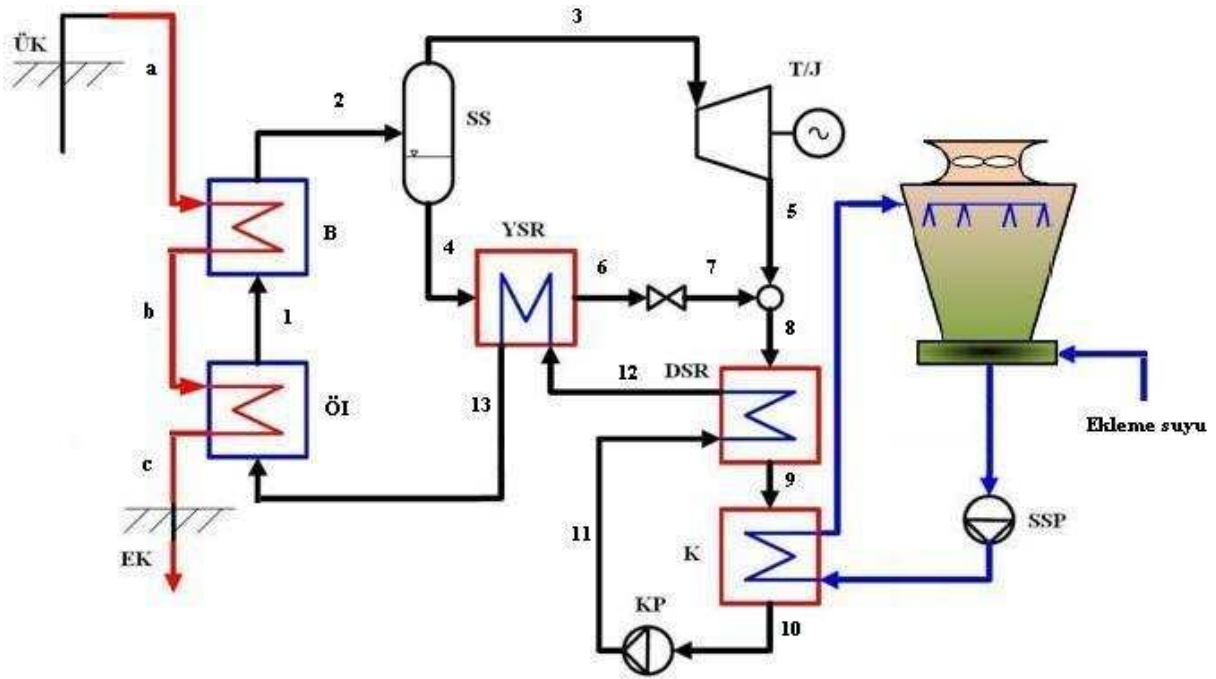
Kalina çevrimi uygulaması henüz çok yeni olup dünyanın çeşitli yerlerinde uygulaması bulunmaktadır.

Çizelge 4.1 Dünyada Kalina çevrimi kullanan güç santralleri (Ogriseck, 2009)

Yer	Isı Kaynağı	Güç	Başlangıç Yılı
Canoga Park (ABD)	Gaz türbini çıkış gazı (515 °C)	3 MW (Sonra 6,5 MW)	1992-1996
Fukuoka (Japonya)	Çöp yakmadan elde edilen ısı	5 MW	1999
Kashima (Japonya)	Atık ısı (98 °C)	3,1 MW	1999
Husavik (İzlanda)	Jeotermal kaynak (124 °C)	2 MW	2000
Unterhaching (Almanya)	Jeotermal kaynak	3,4 MW	2007

5. KALINA ÇEVİRİMİNİN MODELLENMESİ VE ANALİZİ

Düşük ve orta entalpili jeotermal kaynaklardan elektrik üretmek amacıyla tasarlanan çevrimlerden birisi Kalina çevrimidir. Analizi yapılacak Kalina elektrik santraline ait akış şeması Şekil 5.1.'de gösterilmiştir. Kalina sistemi temelde binary sistemi ile aynı prensibe göre çalışır ancak farklı iş akışkanı kullanılır. Ancak binary çevrimden farklı olarak çevrimin farklı noktalarında farklı akışkan konsantrasyonları görmek mümkündür.



Şekil 5.1 Modellemede kullanılan Kalina sistemi

Şekil 5.1'deki sistem türbin, ısı değiştiricisi, kondenser, soğutma kulesi, separator, reküperatör, pompa, soğutma kulesi pompası ve fanından oluşmaktadır.

Kalina çevriminde değişik konsantrasyonlarda amonyak-su karışımı kullanılır. Karışım kapalı Kalina çevriminde dolaşır ve karışımın konsantrasyonu çevrimin her noktasında aynı değildir. Kalina çevrimi aslında bir Rankine çevrimidir ancak sistemde ek olarak separator ve reküperatörler bulunur. Isı değiştiriciler ile türbin arasına karışımı yüksek konsantrasyonlu buhara ve düşük konsantrasyonlu sıvıya ayıracak bir separator yerleştirilir. Separatorün üst tarafından çıkan yüksek konsantrasyonlu buhar türbine girerken, separatorün alt tarafından çıkan düşük konsantrasyonlu sıvı, ısı değiştiricisine girecek olan karışımın sıcaklığını artırmak üzere yüksek sıcaklık reküperatörüne girer, daha sonra kısılma vanasında kısılarak

türbinde iş yaparak çıkan yüksek konsantrasyonlu buhar ile karışır ve iş akışkanını (ısı değiştiriciye giren) oluşturur.

Karıştırıcıdan çıkan iş akışkanı düşük sıcaklık reküperatöründe bir miktar soğuduktan sonra kondensere girer, burada soğuduktan sonra pompa ile basınçlandırılarak düşük sıcaklık reküperatörüne gönderilir. Burada bir miktar ısınan iş akışkanı, yüksek sıcaklık reküperatörüne girer daha sonra ısı değiştiricilerde jeotermal akışkanın ısısından yararlanarak separatöre girer ve çevrim tamamlanır.

5.1 Sistem Girdileri ve Kabulleri

- **Türbin ve pompa izentropik verimleri:** $\eta_t = 0,85$; $\eta_p = 0,90$
- **Türbin giriş basıncı:** $P_1 = 3100$ kPa
- **Separatör girişi amonyak-su karışımı konsantrasyonu:** $x_2 = 0,90$
- **Yaklaşım:** $3^\circ C$
- **Kondenser suyu giriş çıkış sıcaklıkları farkı:** $\Delta T_{kondenser} = 13^\circ C$ (El-Wakil,2002)
- **Jeotermal kaynak kuyu başı sıcaklıkları :** $T_{kaynak;1} = 125^\circ C$; $T_{kaynak;2} = 129^\circ C$;
 $T_{kaynak;3} = 126^\circ C$
- **Jeotermal kaynak kuyu başı basınçları:** $P_{kaynak;1} = 420$ kPa ; $P_{kaynak;2} = 440$ kPa ;
 $P_{kaynak;3} = 500$ kPa
- **Jeotermal kaynak debileri:** $\dot{m}_{kaynak;1} = 56$ kg / s ; $\dot{m}_{kaynak;2} = 50$ kg / s ;
 $\dot{m}_{kaynak;3} = 65$ kg / s
- **Ölü hal sıcaklığı ve basıncı:** $T_0 = 15^\circ C$; $P_0 = 1$ bar
- **Soğutma pompası giriş çıkış basınçları farkı:** $\Delta_p = 150$ kPa (Nugroho, 2007)
- **Isı transferi katsayıları:** $U_{pre} = 1,1 \frac{kW}{m^2 K}$; $U_{ev} = 2 \frac{kW}{m^2 K}$; $U_{kond} = 1,5 \frac{kW}{m^2 K}$
(Lukawski, 2009)
- **Jeneratör verimi :** $\eta_g = 0,95$
- Basınç kayıpları ve borulardaki ısı transfer kayıpları ihmal edilmiştir.
- Jeotermal sıvı olarak normal suyun özellikleri kabul edilmiştir.

5.2 Termodinamik Analiz

Kalina çeviriminde kullanılan amonyak-su karışımının özelliklerini elde etmek için klasik Rankine çevrimlerinde olduğu gibi iki değişken (sıcaklık-kuruluk derecesi,sıcaklık-basınç vb..) yeterli değildir. Bu sistemi analiz ederken amonyak konsantrasyonu, hangi halde bulunduğu gibi bir üçüncü değişken belirtilmelidir.

5.2.1 Jeotermal Kaynak

Hazırlanan santral modelinde üç ayrı jeotermal üretim kuyusundan yararlanıldığı düşünülmüştür.

Kaynağın debisi de Denklem (5.1)'de görüldüğü gibi üç kaynağın debileri toplamına eşittir.

$$\dot{m}_{kaynak} = \dot{m}_{kaynak;1} + \dot{m}_{kaynak;2} + \dot{m}_{kaynak;3} \quad (5.1)$$

Jeotermal kaynağın entalpisi her bir kaynağın entalpileri ve debilerinin fonksiyonudur.

$$h_a = (h_{kaynak;1} \cdot \dot{m}_{kaynak;1} + h_{kaynak;2} \cdot \dot{m}_{kaynak;2} + h_{kaynak;3} \cdot \dot{m}_{kaynak;3}) / \dot{m}_{kaynak} \quad (5.2)$$

Isı değiştiriciye girecek olan suyun sıcaklığı kaynağın entalpisi ve basıncının fonksiyonu olarak termodinamik tablolardan yararlanılarak bulunur.

5.2.2 Separatör Analizi

Separatör su-buhar karışımını yer çekimden yararlanarak ayıran dikey bir tanktır. Sıvı yer çekimi etkisi ile dip kısma düşer ve buhar sıvı taneciklerinin buhara katılımını engellemek amacıyla separatörün üst kısmından yüksek hızla ayrılır.

Separatör çıkışındaki buharın sıcaklığının türbin girişindeki sıcaklığa ve de basıncın da türbin giriş basıncına eşit olduğu düşünülürse, separasyon prosesi izobarik ve izotermik bir prosestir.

Sistem girdilerinde verilen türbin girişi yukarıda belirtildiği gibi aynı zamanda separatör giriş basıncına eşittir.

$$T_2 = T_3 \quad (5.3)$$

$$P_3 = P_{maks} \quad (5.4)$$

Separatör giriş konsantrasyonu da bir sistem girdisidir, ancak çıkış şartları EES kodu ile elde edilmektedir. Yazılan kod çıkışa ait üç değişkeni alır ve sonuç olarak sıcaklık, basınç, konsantrasyon, entalpi, entropi, iç enerji, özgül hacim ve kuruluk derecesi değerlerini hesaplar.

Separatör hesabında buhar ve suyun sıcaklık ve basınçları ile kuruluk dereceleri bilindiği için;

Call NH3H2O (128;T[2];P_maks;1: T[3];P[3];x[3];h[3];s[3];u[3];v[3];Qu3)

Separatörden çıkacak buharın kodu yukarıdaki şekilde yazılır. Burada “:” ‘dan önceki üç girdi sırasıyla sıcaklık, basınç ve kuruluk derecesidir. Separasyon prosesinin izotermik ve izobarik bir proses olduğu belirtilmişti, kuruluk derecesi de buhar olduğundan dolayı “1” ile ifade edilir.

$$T_2 = T_4 \quad (5.5)$$

$$P_4 = P_{maks} \quad (5.6)$$

Separatörün alt kısmından çıkacak olan suyun özelliklerini elde etmek için ise yukarıdaki kodda tek değişiklik kuruluk derecesinin suyu ifade eden 0’a dönüştürmektir.

Call NH3H2O (128;T[2];P_maks;0: T[4];P[4];x[4];h[4];s[4];u[4];v[4];Qu4)

Separatöre giren debi yani \dot{m}_2 sistem girdilerinde 35 kg/s olarak kabul edilmiş olup bu değer üzerinde yapılan analiz sonucu elde edilen en uygun değerdir. Kalina çevrimi analiz sonuçları incelemesinde ayrıntılı olarak işlenecektir.

Separatörden ayrılan buhar ve suyun debilerini bulmak için separatörün için kütle ve enerji korunumu denklemleri yazılırsa;

$$\dot{m}_2 \cdot x_2 = \dot{m}_3 \cdot x_3 + \dot{m}_4 \cdot x_4 \quad (5.7)$$

$$\dot{m}_2 \cdot h_2 = \dot{m}_3 \cdot h_3 + \dot{m}_4 \cdot h_4 \quad (5.8)$$

türbine ve reküperatörlere gidecek olan karışımların debileri bulunur.

5.2.3 Türbin Analizi

Termodinamiğin I. Kanununa göre sürekli akışlı açık sistemler için enerjinin korunumu denklemi aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$Q_{k,h} - W_{k,h} + \sum [h_i + (V_i^2 / 2) + g \cdot z_i] m_i - \sum [h_j + (V_j^2 / 2) + g \cdot z_j] m_j = 0 \quad (5.9)$$

Giren ve çıkan kütlelerin işareti göz önüne alınır; sürekli akışlı açık sistemler için birinci yasanın genel ifadesi aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$Q_{k,h} - W_{k,h} = \sum [h_i + (V_i^2 / 2) + g \cdot z_i] m_i - \sum [h_j + (V_j^2 / 2) + g \cdot z_j] m_j \quad (5.10)$$

şeklinde sürekli akışlı açık sistemler için birinci yasanın genel ifadesi olarak yazılabilir. Tek akışlı açık sistemler için kütle debisinin değişmediği göz önüne alınarak, bir girişli ve bir çıkışlı sürekli akışlı açık sistemler için enerjinin korunumu denklemi;

$$Q - W = m \cdot (\Delta h + \Delta ke + \Delta pe) \quad (5.11)$$

şeklinde yazılabilir. Bu denklemler kütleli debi (m) ile bölünürse, birinci yasa birim kütle için ifade edilmiş olur.

$$q - w = \Delta h + \Delta ke + \Delta pe \quad (5.12)$$

Burada (q) birim kütle için ısı geçişini, (w) birim kütle için işi ifade etmektedir. Akışkan kontrol hacminden geçerken, kinetik ve potansiyel enerjilerinden çok az bir değişim olursa başka bir deyişle $\Delta ke \cong 0$ ve $\Delta pe \cong 0$ olarak kabul edilirse Denklem (5.11) aşağıdaki gibi yazılır.

$$q - w = \Delta h \quad (5.13)$$

Türbinler iyi yalıtıldığı için $q \cong 0$ olarak kabul edilir bu durumda türbin işi Denklem (5.14) ile ifade edilir.

$$h_i - h_j = w_t \quad (5.14)$$

Türbin izentropik verimi çevrimin yapacağı işe doğrudan etki edeceğinden son derece önemlidir. Türbinin yaptığı işin izentropik türbin işine oranlanması ile elde edilir.

$$\eta_t = \frac{h_i - h_j}{h_i - h_{j;2}} \quad (5.15)$$

h_i ; iş akışkanının T_i ve $x=1$ şartlarındaki (doymuş buhar hali) entalpisini ifade etmektedir.

$h_{j;s}$; türbin çıkışında iş akışkanının izentropik entalpisini ifade etmekte olup akışkan burada $P_{j;s}, s_{j;s}$ şartlarındadır. Akışkan doyma eğrisi pozitif eğimli olduğundan türbin çıkışında akışkan kızgın buhar şartlarındadır.

h_j 'yi bulmak için türbin üreticisi tarafından verilen türbin veriminin bilinmesi gerekmektedir.

$\eta_t = 0,85$ olarak kabul edildiğinde h_j , türbin çıkış parametrelerini belirlemek adına kolayca elde edilir.

Türbin gücü, işin iş akışkanı debisiyle çarpılması sonucu bulunur.

$$\dot{W}_t = \dot{m}_a \cdot w_t \quad (5.16)$$

Sistemden elde edilecek elektrik miktarını türbin gücü ile jeneratör verimi çarpımıyla bulmak mümkündür. Jeneratör gücü, jeneratör veriminin 0,95 olduğu kabulüyle bulunur.

$$\dot{W}_{gen} = \dot{W}_t \cdot \eta_g \quad (5.17)$$

Separatörden çıkan yüksek konsantrasyonlu buhar türbinde iş yapmak ve güç üretmek için türbine girer.

Call NH3H2O (234;P_min;x[3];h_5: T[5];P[5];x[5];h[5];s[5];u[5];v[5];Qu5)

Call NH3H2O (235;P_min;x[3];s[3]: T_5s;P_5s;x_5s;h_5s;s_5s;u_5s;v_5s;Qu5s)

Yukarıdaki iki kod yardımıyla türbinin gerçek ve izentropik haller için çıkış değerleri bulunur. Ancak bunun için öncelikle türbin çıkış entalpisini bulmak gerekmektedir. Türbin verimini, türbin giriş entalpisini ve izentropik genişleme olması durumunda türbin çıkış entalpisi bilindiği için, türbin çıkış entalpisi kolayca hesaplanır.

$$s_3 = s_{s;5} \quad (5.18)$$

$$\dot{W}_t = \dot{m}_3 \cdot w_t \cdot \eta_t \quad (5.19)$$

$$w_t = h_3 - h_{s;5} \quad (5.20)$$

$$\eta_t = \frac{h_3 - h_5}{h_3 - h_{s;5}} \quad (5.21)$$

Türbin çıkış şartlarını elde etmek için yazdığımız kodda belirtilen P_{\min} türbin çıkış basıncı olup kondenser basıncına bağlı olarak değişmektedir.

Türbinden elde edilen güç giriş ve çıkış basınçları ve sıcaklıkları ile türbin verimliliğinin fonksiyonudur. Kalina sisteminde daha önce de belirtildiği gibi türbin çıkış basıncı kondenser basıncına bağlıdır.

Sistemde parazitik güç kaybını hesaba katmak gerekmektedir. Parazitik güç, santralin çalışması esnasında tüketilen güçlerin tamamını ifade eder. Bu sistem için parazitik güçler soğutma kulesi fanının, besleme pompasının ve soğutma kulesi pompasının harcadığı güçlerin toplamı demektir.

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{gen} - \dot{W}_{pompa} - \dot{W}_{soğutma\ pompası} - \dot{W}_{fan} \quad (5.22)$$

Türbinden elde edilen güç giriş ve çıkış basınçları ve sıcaklıkları ile türbin verimliliğinin fonksiyonudur. Bu yüzden, sistem simülasyonu üzerinde bu değerler değiştirilerek analiz yapılır.

5.2.4 Reküperatör Analizi

Reküperatörler birer ısı değiştirici olup türbin çıkışı ve separatörün alt kısmından çıkan sıvının ısından yararlanmak için sisteme eklenmişlerdir.

Separatörden çıkan sıvı yüksek sıcaklık reküperatörüne girer ve separatöre girmek üzere çevrim içinde dolaşan karışımı bir miktar ısıtır. Yüksek sıcaklık reküperatörü için enerjinin korunumu denklemi yazılırsa;

$$\dot{m}_4 \cdot (h_4 - h_6) = \dot{m}_{13} \cdot (h_{13} - h_{12}) \quad (5.23)$$

Denklem (5.23.)'de h_4 separatör analizinden bilinmektedir. 6 alt indisi ile gösterilen düşük konsantrasyonlu sıvının reküperatörden çıkışıdır, 12 ile gösterilen ise separatör giriş şartlarındaki konsantrasyona sahip karışımının reküperatöre giriş şartıdır. 6 ve 12 numaralı kısımların özellikleri kod aracılığı ile bulunmaktadır. Bu durumda 13 ile gösterilen ve ısı değiştirici girişini ifade eden kısmın entalpisi, ısı değiştirici şartlarını belirlemek üzere kolayca hesaplanır.

Düşük sıcaklık reküperatörü de türbin çıkış ısından yararlanarak karışımı ısıtır.

$$\dot{m}_{12} \cdot (h_{12} - h_{11}) = \dot{m}_8 \cdot (h_8 - h_9) \quad (5.24)$$

Denklem (5.24.)'de h_{12} yüksek sıcaklık reküperatörü hesaplamaları ile bulunmuştur, h_8 karıştırıcı çıkış şartlarındaki entalpiyi ifade etmektedir ve karıştırıcı analizinde elde edilecektir, h_{11} pompa çıkış şartlarını ifade etmektedir ve pompa analizinde bulunacaktır. Bu durumda debiler de bilindiğine göre, bilinmeyen tek değer h_9 ile gösterilen kondenser giriş entalpisi kolayca bulunacak ve yazılan kod aracılığıyla kondenser girişine ait tüm özellikler elde edilecektir.

5.2.5 Kısılma Vanası Analizi

Yüksek sıcaklık reküperatöründen gelen düşük konsantrasyonlu sıvı, karıştırıcıda türbinden çıkan yüksek konsantrasyonlu buhar ile karışmak üzere kısılma vanasında türbin çıkış basıncına kısıılır. Kısılma vanasında giriş çıkış entalpileri birbirine eşittir, konsantrasyon da separatörden çıkın sıvınının konsantrasyonuna eşittir. Bu durumda vana çıkışındaki özellikleri belirlemek için gerekli olan üç girdiyi sağlanır.

Call NH3H2O (234;P_min;x[4];h[6]: T[7];P[7];x[7];h[7];s[7];u[7];v[7];Qu7)

$$x_4 = x_2 \quad (5.25)$$

$$h_6 = h_7 \quad (5.26)$$

5.2.6 Karıştırıcı Analizi

Kısılma vanasından gelen düşük konsantrasyonlu sıvı ve türbin çıkışından gelen yüksek konsantrasyonlu buhar karıştırıcıda karışır. Amaç türbinden çıkan konsantrasyonu yüksek buharın amonyak oranını düşürerek, kondenserde daha iyi sonuç almaktır. Eğer konsantrasyon yüksek olsaydı kondensere giren karışım daha uçucu olacak, yoğuşurma işlemi zorlaşacaktı. Yoğuşma ihtiyacını karşılamak için soğutma suyu debisinin artırılması gerekecek ve bu da pompa gücünün artmasına dolayısıyla net güce ve verime etki edecekti, o nedenle bunu engellemek için sistemde karıştırıcı kullanılması son derece önemlidir.

Karıştırıcı için kütle ve enerji denklemleri yazılırsa;

$$\dot{m}_8.h_8 = \dot{m}_5.h_5 + \dot{m}_7.h_7 \quad (5.27)$$

$$\dot{m}_8.x_8 = \dot{m}_5.x_5 + \dot{m}_7.x_7 \quad (5.28)$$

$$\dot{m}_8 = \dot{m}_5 + \dot{m}_7 \quad (5.29)$$

h_8 ile gösterilen karıştırıcı çıkış entalpisi elde edilir, bununla birlikte çıkış basıncı minimum basınca eşit ve de konsantrasyon da x_2 'ye eşit olduğundan, çıkış değerlerine ulaşmak için gerekli olan üç değer tamamlanmış olur.

Call NH3H2O (234;P_min;x[2];h[8]: T[8];P[8];x[8];h[8];s[8];u[8];v[8];Qu8)

5.2.7 Kondenser Analizi

Karıştırıcıdan sonra reküperatörde bir miktar sıcaklığı düşürülen amonyak-su karışımı kondenserde soğutulur. Türbin analizinde de belirtildiği gibi türbin çıkış basıncını kondenser çıkış sıcaklığı belirler. Kondenser çıkış sıcaklığı ile soğutma suyu girişi arasında T_{pp} kadar sıcaklık farkı olduğu düşünülünce; kondenser çıkış sıcaklığı; konsantrasyon ve kuruluk derecesi bilindiğinden çıkış değerlerinin tümü bulunur. Kondenser çıkışında amonyak-su karışımı, pompada basılabilmesi için doymuş sıvı olmalıdır, konsantrasyon da x_2 'ye eşittir.

Call NH3H2O (138;T_10;x[2];0: T[10];P[10];x[10];h[10];s[10];u[10];v[10];Qu10)

Yukarıdaki şartlarda kondenser çıkışındaki basınç elde edilir ve bu basınç sistemdeki minimum basınç olup türbin çıkış basıncına eşittir.

$$P_{\min} = P_{10} = P_5 \quad (5.30)$$

Kondenser ile soğutma suyu arasında ısı transferi denklemleri yazılırsa;

$$\dot{m}_{ss} \cdot c_{p_{ss}} \cdot (T_{sc} - T_{sg}) = \dot{m}_9 \cdot (h_9 - h_{10}) \quad (5.31)$$

$$T_{sc} = T_{sg} + \Delta T_{\text{kond}} \quad (5.32)$$

Denklemden bilinmeyen tek değer \dot{m}_{ss} ile gösterilen soğutma suyu debisidir ve kolayca hesaplanabilir.

Kondensere giren soğutma suyunun sıcaklığı ortamın yaş termometre sıcaklığına göre değişmektedir, soğutma suyu çıkış sıcaklığı da giriş sıcaklığıyla bağlantılı olduğundan ortam sıcaklığı soğutma suyu debisini belirlemek açısından çok önemlidir. Soğutma suyu debisine göre sistemin parazitik güçleri azalabilir ya da artabilir, o yüzden analizde yaş termometre sıcaklığının incelenmesi gerekmektedir.

5.2.8 Pompa Analizi

Kondenserde soğutularak doymuş sıvı haline getirilen amonyak-su karışımı, jeotermal kaynak ile temas etmeden önce türbin çıkış sıcaklığından yararlanmak üzere düşük sıcaklık reküperatörüne pompalanır. Pompalama esnasında tüketilen güç parazitik güçlerden biri olup net güce direkt etki eder. Pompa giriş şartları kondenser çıkış şartları ile aynı olduğundan, pompa giriş değerleri kondenser analizinde hesaplanmıştır.

$$w_{p;s} = v_{11} \cdot (P_{11} - P_{10}) \cdot 100 \quad (5.33)$$

$$w_{pump} = w_{p;s} / \eta_p \quad (5.34)$$

$$w_{pump} = h_{11} - h_{10} \quad (5.35)$$

$$\dot{W}_{pump} = w_{pump} \cdot \dot{m}_{10} \quad (5.36)$$

Pompa işini ifade eden Denklem (5.34.) ve (5.35.) eşitlendiği takdirde h_{11} değeri bulunur ve pompa çıkış şartları elde edilir.

Call NH3H2O (234;P_maks;x[2];h[11] T[11];P[11];x[11];h[11];s[11];u[11];v[11];Qu11)

5.2.9 Soğutma Kulesi ve Soğutma Pompası Analizi

Sistemde soğutma suyunun kondenser içerisindeki dolaşımını sağlayan bir pompa bulunmaktadır ve bu pompanın tükettiği güç parazitik güçlerden biri olduğundan elde edilen net güce dolayısıyla I. Kanun verimine direkt etki etmektedir. Soğutma pompasında tüketilen güç aşağıdaki denklemler yardımıyla bulunur.

$$\dot{W}_{soğutma\ pompası} = w_{soğutma\ pompası} \cdot \dot{m}_{ss} / \eta_p \quad (5.37)$$

$$w_{soğutma\ pompası} = \Delta_P \cdot v_{ss} \quad (5.38)$$

Soğutma kulesinin soğutma pompasından başka önemli olan, yine aynı şekilde I.kanun verimiyle birlikte bütün sisteme etki edecek olan bir diğer güç tüketimi soğutma kulesi fan gücüdür.

Fan gücü santralin bulunduğu ortamın kuru hava sıcaklığına bağlı olarak önemli ölçüde değişir (Kopunicova, 2009; El-Wakil, 2002). Fan gücünü hesaplamak için;

Kuru Hava Dengesi:

$$\dot{m}_a = \dot{m}_{a,\text{çıkış}} = \dot{m}_{a,\text{giriş}} \quad (5.39)$$

Soğutma Kulesine Giren Havanın Hacimsel Debisi:

$$\dot{V}_{\text{hava,giriş}} = \frac{\dot{m}_a}{\rho_{a,\text{in}}} \quad (5.40)$$

Sisteme Eklenmesi Gereken Suyun Kütlesel Debisi:

$$\dot{m}_{\text{ekleme}} = \dot{m}_a (\omega_{\text{hava,çıkış}} - \omega_{\text{hava,giriş}}) \quad (5.41)$$

Soğutma Kulesi Fan Gücü:

$$\dot{W}_{\text{fan}} = \frac{\dot{V}_{\text{hava,giriş}} \cdot \Delta P}{\eta_{\text{fan}}} \quad (5.42)$$

Soğutma kulesi hesaplamalarını kolaylaştırmak için jeotermal santral soğutma kulesi çalışmalarından ΔP ve \dot{m}_a değerleri referans alınmıştır (Nugroho, 2007).

Soğutma kuleleri iki parametre ile karakterize edilebilir. Bunlar “Aralık” ve “Yaklaşım” parametreleridir.

Aralık, kulede akan suyun sıcaklık değişimini ifade eder. Kondenser giriş suyu değerleri, soğutma kulesi çıkış suyu değerlerine eşit olduğundan (El-Wakil, 2002);

$$\text{Aralık} = T_{sc} - T_{sg} \quad (5.43)$$

Yaklaşım ise soğutma kulesinden çıkış sıcaklığı ile giren havanın yaş termometre sıcaklığı arasındaki farkı ifade etmektedir (El-Wakil, 2002).

$$Yaklaşım = T_{sg} - T_u \quad (5.44)$$

T_{yt} ile gösterilen yaş termometre sıcaklığı ortamın ölçülen kuru hava sıcaklığı ve bağıl nemine bağlı olarak EES üzerinde yazılan kod aracılığı ile bulunmaktadır. Bu çalışmada kabul edilen bağıl nem değeri %70'tir.

Buna göre soğutma kulesinin harcadığı güç ortam sıcaklığına göre değişmektedir. Yani santral farklı mevsim sıcaklıklarında farklı güçler üretecektir.

$$\Delta T_{kondenser} = 13 \text{ } ^\circ C \quad (5.45)$$

$$T_{sg} = T_{yt} + 3 \quad (5.46)$$

$$T_{sc} = T_{sg} + \Delta T_{kondenser} \quad (5.47)$$

Soğutma kulesi giriş çıkış suyu arasındaki fark $13 \text{ } ^\circ C$ olarak kabul edilmiştir (El-Wakil, 2002).

5.2.10 Isı Değiştirici Analizi

Düşük ve yüksek sıcaklık reküperatörlerinde ısınan amonyak-su karışımı buharlaşma için gerekli ısıyı jeotermal kaynaktan çekmek üzere ön ısıtıcı ve buharlaştırıcıdan oluşan ısı değiştiricisi grubuna girer. Ön ısıtıcıda bir miktar ısıtılır ve daha buharlaştırıcıda ön ısıtıcı ile aynı basınçta buharlaştırılır ve separatörde buhar ve sıvıya ayrılmak üzere hazırlanır.

Sırasıyla ön ısıtıcı ve buharlaştırıcı enerji denklemlerini yazarsak;

$$\dot{m}_{kaynak} \cdot c_{p_{kaynak}} \cdot (T_b - T_c) = \dot{m}_2 \cdot (h_1 - h_{13}) \quad (5.48)$$

$$\dot{m}_{kaynak} \cdot c_{p_{kaynak}} \cdot (T_a - T_b) = \dot{m}_2 \cdot (h_2 - h_1) \quad (5.49)$$

Kaynak debisi sistem girdisi olarak bilinmektedir, jeotermal kaynağın özgül ısısı ise kaynağın sıcaklık ve basıncının fonksiyonu olarak elde edilir. h_1, h_2 ve h_{13} entalpileri aşağıdaki EES kodu ile bulunur.

Call NH3H2O (234;P_maks;x[2];h[13]: T[13];P[13];x[13];h[13];s[13];u[13];v[13];Qu13)

Call NH3H2O (238;P_maks;x[2];0: T[1];P[1];x[1];h[1];s[1];u[1];v[1];Qu1)

Call NH3H2O (123;T[2];P_maks;x_ia: T[2];P[2];x[2];h[2];s[2];u[2];v[2];Qu2)

13 noktası ön ısıtıcı giriş ve de yüksek sıcaklık reküperatörü çıkış şartını ifade etmektedir ve h_{13} değeri reküperatör analizinde belirlenmiştir. 1 noktası ise ön ısıtıcı çıkışı ve buharlaştırıcı girişini ifade eder, karışım bu noktada maksimum basınçta, x_2 konsantrasyonunda ve sıvı halde olacağından ön ısıtıcı çıkış değerleri kolaylıkla bulunabilir. 2 ile ifade edilen separatör girişi ve buharlaştırıcı çıkışı ile ilgili bilinen, sıcaklığının kaynak sıcaklığıyla ilişkili olduğu, konsantrasyonun separatör girişi ile aynı olduğu ve maksimum basınçta olduğudur. Bu durumda;

$$T_2 = T_{kaynak} - T_{pp} \quad (5.50)$$

eşitliği ile T_2 de bilindiğine göre T_b ve $T_{çıkış}$ sıcaklıkları da bulunur.

5.2.11 Verimler

Carnot verimi hesaplanırken T_a ve T_{sg} sıcaklıkları “Kelvin” cinsinden yazılmalıdır.

$$\eta_{carnot} = \frac{T_a - T_{sg}}{T_a} \quad (5.51)$$

$$\eta_I = \dot{W}_{net} / \dot{Q}_{Giren} \quad (5.52)$$

Sistemin Carnot ve I. Kanun verimleri yukarıdaki formüller ile bulunmaktadır. Carnot verimi sıcak kaynak ile soğuk kaynak arasındaki sıcaklık farkının, sıcak kaynak sıcaklığına oranı olarak ifade edilir. I.kanun verimi ise elde edilen net gücün sisteme giren ısıya oranıdır.

5.3 Santral Bileşenlerinin Boyutlandırılması

Isı değiştiriciler, türbin ve pompaların boyutları yapılacak yatırım açısından önemli parametrelerdir. Isı değiştirici boyutları iki farklı yöntem kullanılarak hesaplanabilir. Bunlardan biri LMTD (Log Mean Temperature Difference) yani logaritmik ortalama sıcaklık farkı, diğeri de NTU (Number of Transfer Unit) yani transfer ünitesi sayısı yöntemidir (Holman, 2002).

5.3.1 Ortalama Logaritmik Sıcaklık Farkı Metodu (LMTD)

Bir ısı değiştiricisi için birim zamanda yapılan ısı transferi (5.50.) nolu denklemdeki gibi ifade edilebilir (Holman, 2002).

$$Q = UA\Delta T_m = UA \left[\frac{(T_{h2} - T_{c2}) - (T_{h1} - T_{c1})}{\ln[(T_{h2} - T_{c2}) / (T_{h1} - T_{c1})]} \right] \quad (5.53)$$

Formülde U ısı transferi katsayısını , A yüzey alanını ve ΔT_m ısı değiştiricideki logaritmik ortalama sıcaklık farkını ifade etmektedir. T_{h1} ve T_{h2} sıcak akışkanın giriş ve çıkış sıcaklıkları, T_{c1} ve T_{c2} ise soğuk akışkanın giriş ve çıkış sıcaklıklarıdır.

Köşeli parantez içerisindeki terimler “logaritmik ortalama sıcaklık farkı” (LMTD) olarak adlandırılır.

5.3.2 Transfer Ünitesi Sayısı (NTU)

Isı transferi analizi için kullanılan bir diğer yöntem de transfer ünitesi sayısı yöntemidir (Holman, 2002).

$$NTU = UA / C_{\min} \quad (5.54)$$

Formül (5.54)'teki C_{\min} minimum özgül ısıl kapasitesinin debi ile çarpımına eşittir.

Isı değiştiricinin etkinliği aşağıdaki formül ile bulunmaktadır (Holman,2002).

$$Etkinlik = \varepsilon = \frac{\text{Gerçekteşen Isı Transferi}}{\text{Maksimum Isı Transferi}} = \frac{\dot{Q}_{giren}}{\dot{Q}_{maks}} \quad (5.55)$$

Bu durumda buharlaştırıcıda gerçekteşen ısı transferi miktarı aşağıdaki gibi hesaplanırken;

$$\dot{Q}_{giren} = \dot{m}_{kaynak} \cdot (h_{1w} - h_{3w}) \quad (5.56)$$

Maksimum ısı transferi de (5.54.) nolu denkleme göre hesaplanır.

$$\dot{Q}_{maks} = \dot{m}_a \cdot c_a (T_{h1} - T_{c1}) \quad (5.57)$$

Kondenserde gerçekteşen ısı transferi ve maksimum ısı transferi hesaplamaları için de benzer eşitlikler kullanılır.

$$NTU = \frac{1}{(C-1)} \ln \left[\frac{\varepsilon-1}{C\varepsilon-1} \right] \quad (5.58)$$

Burada C , C_{min} / C_{maks} 'ı ifade ederken, C_{maks} iki akışkandan ısıl kapasitesi yüksek olanın ısıl kapasitesi, C_{min} de düşük olanın ısıl kapasitesidir.

5.4.1 Ekserji Analizi

Herhangi bir güç santralinin veya santrale ait ekipmanların (türbin, yoğuşturucu vb.) performansları ekserji analizlerine göre yapılmaktadır. Ekserji (kullanılabilirlik) bir termodinamik sistemin belirli başlangıç şartlarında üretebileceği maksimum faydalı iştir. İki termodinamik hal arasında, sistem tarafından yapılan maksimum iş, hal değişiminin tersinir olması durumunda gerçekteşir. Bir termodinamik sistemden maksimum işin elde edilebilmesi için, hal değişimi sonundaki sistemin "ölü hal"de olması gerekir. Sistemin ölü halde olması demek, çevre ile ısıl ve mekanik dengede olması demektir. Yani sistemin son hali, çevre sıcaklığında ve basıncında olmalıdır.

Ekserji yöntemi, enerji dönüşüm sisteminin tipine bakılmaksızın bir güç santralının performansını değerlendirmek için kullanılabilir en iyi yöntemdir. Yakın bir zamana kadar santrallerin performans analizleri termodinamiğin I. kanun verimine (termik verim) göre yapılmaktaydı. Ancak son zamanlarda II. kanun veriminin daha gerçekçi sonuçlar verdiği anlaşılmıştır. Ekserji yöntemi, jeotermal enerji santrallerinin konvansiyonel veya konvansiyonel olmayan diğer santrallerle mukayeselerini de mümkün kılmaktadır.

Ekserji hesaplamaları yaparken “0” alt indisi çevre şartlarını temsil ediyorsa, ekserji (5.59) nolu denklem ile tanımlanır.

$$\dot{E}x = \dot{m} \cdot [(h_1 - h_0) - T_0(s_1 - s_0)] \quad (5.59)$$

Burada bulunan ekserji değeri bir jeotermal güç santralinden üretilmesi mümkün olan maksimum gücü ifade etmektedir. Birim kütlenin ekserjisi ise;

$$e_x = (h_1 - h_0) - T_0(s_1 - s_0) \quad (5.60)$$

kabul edilen T_0 ve P_0 için sistemdeki her bir elemanın ekserji hesapları (5.59) ve (5.60) nolu denklemlere göre yapılmıştır.

Birinci kanun verimi tek başına gerçekçi bir performans ölçütü değildir, bu yüzden ikinci kanun verimi tanımlanmalıdır. Bir jeotermal sistem tarafından üretilen gerçek güç ile üretilmesi mümkün olan maksimum gücün oranı jeotermal sistemin “ikinci kanun verimi”ni verir. Buna göre jeotermal santralin genel II. kanun verimi, “santral tarafından üretilen net gücün, ısı değiştiricisine giren jeotermal kaynak ile ısı değiştiricisinden çıkan jeotermal kaynağın ekserjisi arasındaki farka oranı” olarak tanımlanabilir (Dorj, 2005);

$$\eta_{II} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{E}x_G - \dot{E}x_C} \quad (5.61)$$

Burada $\dot{E}x_G$ sisteme giren jeotermal kaynağın ekserjisini, $\dot{E}x_C$ ise sistemden çıkan jeotermal kaynağın yani reinjeksiyon suyunun ekserjisini ifade etmektedir.

5.5 Kalina Çevrim Modelinin Analiz Sonuçları

Kalina çevrimi üzerinde analiz yapılması binary çevrimine göre daha zor ve karmaşık bir prosestir. Çünkü binary çevriminde türbin giriş basıncı değişimine göre sistemin vereceği tepki gözlemlenir ve istenilen sonuca ulaşmak için yeterlidir. Ancak Kalina sisteminde istenilen sonuca ulaşılması için çalışmaları yaparken farklı türbin giriş basınçlarının yanında sistemde dolaşan akışkanın debisi ve çok önemli bir parametre olan amonyak konsantrasyonu değişimini de incelemek gerekmektedir.

Çevrim analizinde, yukarıda bahsedildiği gibi değişimine dikkat edilecek üç değişkenden ikisini sabit değerler verip bunlardan bir tanesinin değişimine bakmak yoluyla sonuç elde edilmelidir.

Farklı türbin giriş basınçları için sistem incelendiğinde;

Çizelge 5.1 Modellenen Kalina sisteminin değişen türbin giriş basınçları için parametrik tablosu

P_3	P_5	η_I	η_{II}	\dot{W}_{net}	\dot{m}_2	x_2	$A_{Kondenser}$	$A_{Kızdırıcı}$	A_{Toplam}	T_c
[bar]	[bar]	[%]	[%]	[kW]	[kg/s]	[%]	[m ²]	[m ²]	[m ²]	[C]
15	7,803	0,05695	0,2783	2983	35	0,88	1450	3322	4831	54,65
16,5	7,803	0,066	0,318	3337	35	0,88	1472	3300	4845	57,13
18	7,803	0,07417	0,3531	3636	35	0,88	1504	3324	4913	59,25
19,5	7,803	0,08158	0,3844	3890	35	0,88	1546	3382	5026	61,09
21	7,803	0,08835	0,4126	4107	35	0,88	1596	3471	5177	62,72
22,5	7,803	0,09457	0,4381	4295	35	0,88	1656	3581	5359	64,2
24	7,803	0,1003	0,4612	4456	35	0,88	1724	3725	5584	65,55
25,5	7,803	0,1055	0,4822	4593	35	0,88	1801	3903	5853	66,8
27	7,803	0,1103	0,5011	4708	35	0,88	1886	4122	6171	67,97
28,5	7,803	0,1148	0,5183	4805	35	0,88	1979	4393	6552	69,08
30	7,803	0,1189	0,5338	4884	35	0,88	2081	4736	7013	70,15
31,5	7,803	0,1227	0,5479	4948	35	0,88	2191	5184	7591	71,17
33	7,803	0,1261	0,5606	4997	35	0,88	2311	5804	8352	72,16
34,5	7,803	0,1293	0,5719	5032	35	0,88	2442	6747	9450	73,13
36	7,803	0,1322	0,582	5053	35	0,88	2584	8399	11273	74,08

Çizelge 5.1’de görüldüğü gibi değişimi incelenecek iki girdi yani akışkan debisi ve konsantrasyon sabit tutulduğunda türbin giriş basıncı arttıkça birinci kanun ikinci kanun, net güç artıyor. Bu durumda en iyi çözümün en yüksek basınçta elde edileceği açıktır. Ancak diğer iki değişkenin de incelenmesi gerekmektedir.

Sabit türbin giriş basıncı ve konsantrasyon değerleri için farklı iş akışkan debilerine göre çevrime ait değerler Çizelge 5.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 5.2 Modellenen Kalina sisteminin değişen separatör giriş debisi için parametrik tablosu

\dot{m}_2	P_3	P_5	η_I	η_{II}	\dot{W}_{net}	x_2	$A_{Kondenser}$	$A_{Kızdırıcı}$	A_{Toplam}	T_c
[kg/s]	[bar]	[bar]	[%]	[%]	[kW]	[%]	[m ²]	[m ²]	[m ²]	[C]
15	36	7,803	0,1298	0,4979	2126	0,88	1107	604,9	1836	104,1
16,43	36	7,803	0,1302	0,504	2335	0,88	1213	694,1	2043	101,9
17,86	36	7,803	0,1305	0,51	2545	0,88	1318	792,9	2259	99,78
19,29	36	7,803	0,1308	0,5158	2754	0,88	1424	903,2	2487	97,63
20,71	36	7,803	0,131	0,5216	2963	0,88	1529	1028	2728	95,49
22,14	36	7,803	0,1312	0,5274	3172	0,88	1634	1169	2987	93,35
23,57	36	7,803	0,1313	0,5332	3381	0,88	1740	1333	3269	91,21
25	36	7,803	0,1315	0,539	3590	0,88	1845	1526	3579	89,07
26,43	36	7,803	0,1316	0,5449	3799	0,88	1951	1757	3927	86,93
27,86	36	7,803	0,1318	0,5508	4008	0,88	2056	2042	4329	84,79
29,29	36	7,803	0,1319	0,5568	4217	0,88	2162	2407	4812	82,64
30,71	36	7,803	0,132	0,563	4426	0,88	2267	2900	5422	80,5
32,14	36	7,803	0,1321	0,5692	4635	0,88	2373	3627	6266	78,36
33,57	36	7,803	0,1321	0,5755	4844	0,88	2478	4885	7642	76,22
35	36	7,803	0,1322	0,582	5053	0,88	2584	8399	11273	74,08

Artan debi ile birlikte sistemin birinci ve ikinci kanun değerlerinde, basınç artışı sonucu kadar büyük yükselmeler olmamakla beraber yükselme gözlenmektedir, net güçte ise önemli ölçüde artış gerçekleşmiştir. Debi artışının büyük değişime neden olduğu bir değer de reinjeksiyon sıcaklığıdır, debi artışına bağlı olarak ısı transferi arttığından jeotermal kaynaktan çekilen ısı artar ve reinjeksiyon sıcaklığının önemli ölçüde düşmesine neden olur.

Kalina analizinde değişimi incelenecek en önemli parametrelerden biri de amonyak konsantrasyonudur.

Çizelge 5.3 Modellenen Kalina sisteminin değişen konsantrasyonu için parametrik tablosu-a

x_2	P_3	η_I	η_{II}	\dot{W}_{net}	$A_{Kondenser}$	A_{Toplam}	$A_{Kızdırıcı}$	A_{DS}	A_{YS}	T_c	P_5
[%]	[bar]	[%]	[%]	[kW]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[C]	[bar]
0,68	36	0,142	0,5528	2680	1764	4448	1659	483	542	100,6	5,444
0,6943	36	0,1412	0,5547	2871	1790	4482	1806	393,5	492,1	98,63	5,663
0,7086	36	0,1404	0,5561	3056	1823	4573	1963	340,2	446,9	96,65	5,876
0,7229	36	0,1395	0,5575	3236	1861	4703	2132	303,9	405,6	94,69	6,082
0,7371	36	0,1386	0,5588	3413	1904	4866	2317	277,4	367,7	92,75	6,28
0,7514	36	0,1378	0,5603	3585	1951	5062	2521	257,2	332,7	90,82	6,47
0,7657	36	0,137	0,5618	3755	2002	5293	2749	241,3	300,3	88,91	6,652
0,78	36	0,1362	0,5635	3922	2057	5565	3010	228,6	270,2	87,01	6,825
0,7943	36	0,1355	0,5655	4087	2116	5887	3311	218,2	242	85,13	6,989
0,8086	36	0,1348	0,5676	4251	2179	6273	3669	209,7	215,6	83,26	7,145
0,8229	36	0,1342	0,57	4413	2247	6745	4104	202,8	190,8	81,4	7,292
0,8371	36	0,1336	0,5727	4574	2320	7341	4656	197	167,4	79,56	7,43
0,8514	36	0,1331	0,5756	4735	2400	8133	5395	192,3	145,3	77,72	7,561
0,8657	36	0,1327	0,5788	4895	2487	9280	6480	188,5	124,4	75,9	7,685
0,88	36	0,1322	0,582	5053	2584	11273	8399	185,5	104,6	74,08	7,803

Analizler sonucunda en yüksek gücün elde edildiği basınç ve debi değerlerinde değişen konsantrasyonun sistem üzerindeki etkisi yukarıdaki çizelgede görölmektedir. Buna göre artan konsantrasyonla birlikte net güç ve ikinci kanun artarken birinci kanun verimi ve reinjeksiyon sıcaklığı düşmektedir. Birinci kanun veriminin azalması reinjeksiyon sıcaklığının azalmasıyla açıklanabilir, reinjeksiyon sıcaklığı azalması sisteme giren ısının artması demektir. Bu durumda artan net güç giren ısıyla kıyaslandığında, net gücün artışının giren ısı artışı yanında daha düşük olduğu ve bunun verim düşüşüne neden olduğu görölebilir.

Çevrim için kilit üç parametrenin değişimine, bunlardan ikisi sabit tutularak inceleme yapılmıştır. Buna göre elde edilecek güç açısından sistemde, mümkün olan en yüksek debi, konsantrasyon ve basınç kullanılması daha doğru görünmektedir. Ancak buna karar vermek için bu kez bu üç değişikenden birisi sabit tutulup diğer ikisinin değişimine bakıldığında daha yüksek güçler elde edilmiştir. Bunun nedeni türbin giriş basıncı arttıkça sistemde izin verilen maksimum çalışma konsantrasyonunun düşmesi olarak ortaya çıkmıştır. İş akışkanı 35kg/s ve basınç 36 bar iken konsantrasyon aralığı 0,68-0,88 aralığında değişmektedir. Çizelge 5.3'te

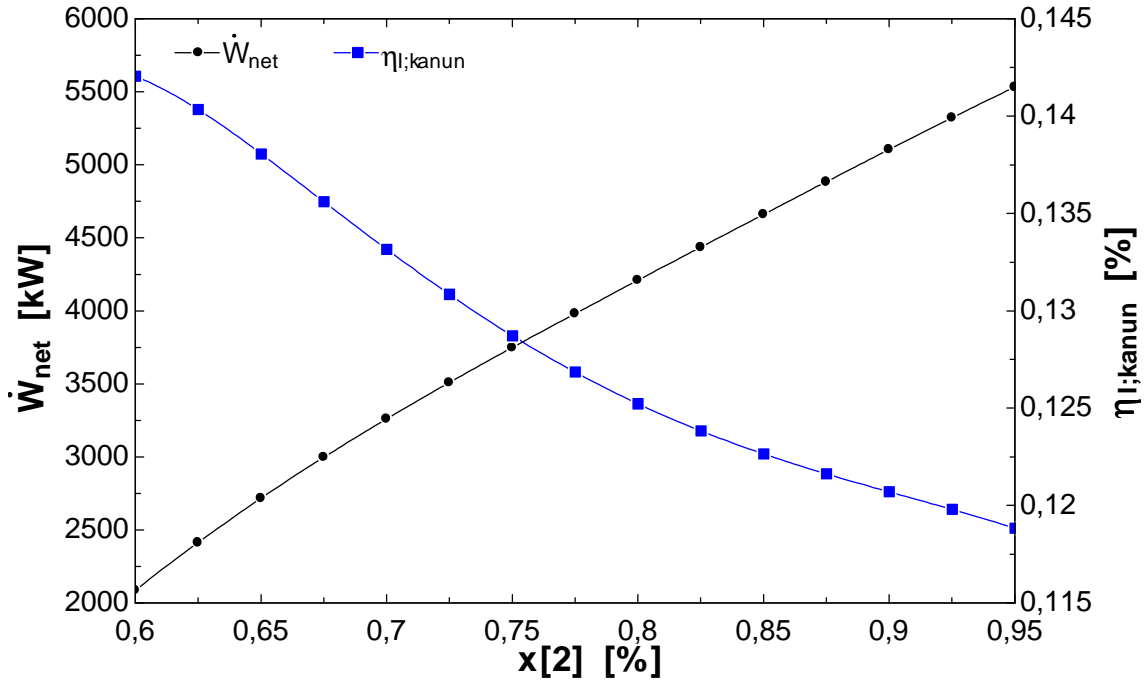
görüldüğü gibi konsantrasyon artışı net güç üzerinde önemli ölçüde artışa sebep olur bu durumda 36 bar için daha yüksek konsantrasyona çıkılamadığından net güç daha düşük seviyede kalmaktadır. Yapılan analizler sonucu Çizelge 5.3'teki basınç değeri 31 bar seviyesine çekildiğinde daha yüksek güç elde edildiği görülmüştür (Çizelge 5.4).

Çizelge 5.4 Modellenen Kalina sisteminin değişen konsantrasyonu için parametrik tablosu-b

x_2	P_3	η_I	η_{II}	\dot{W}_{net}	$A_{Kondenser}$	A_{Toplam}	$A_{Kızdırıcı}$	A_{DS}	A_{YS}	T_c	P_5
[%]	[bar]	[%]	[%]	[kW]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[C]	[bar]
0,6	31	0,142	0,5392	2086	1478	4022	1145	667	731,5	106,4	4,158
0,625	31	0,1403	0,5409	2414	1486	3795	1319	368,2	620,9	102,9	4,566
0,65	31	0,1381	0,5401	2716	1518	3824	1498	277,9	530	99,53	4,97
0,675	31	0,1356	0,5383	2997	1562	3933	1688	229,6	453,4	96,2	5,367
0,7	31	0,1332	0,5364	3260	1614	4094	1893	199,1	387,6	92,94	5,749
0,725	31	0,1308	0,5347	3509	1672	4301	2120	178	330,1	89,73	6,112
0,75	31	0,1287	0,5337	3748	1736	4556	2378	162,7	279,4	86,57	6,452
0,775	31	0,1268	0,5336	3981	1805	4868	2678	151,2	234,1	83,46	6,765
0,8	31	0,1252	0,5344	4209	1878	5249	3035	142,2	193,3	80,4	7,053
0,825	31	0,1238	0,5363	4435	1957	5725	3476	135,2	156,2	77,37	7,313
0,85	31	0,1226	0,5391	4660	2042	6348	4054	129,5	122,3	74,38	7,548
0,875	31	0,1216	0,5426	4884	2134	7178	4828	124,8	91,11	71,42	7,763
0,9	31	0,1207	0,5467	5105	2234	8403	5986	120,8	62,3	68,48	7,961
0,925	31	0,1198	0,551	5322	2345	10578	8081	117,2	35,53	65,56	8,149
0,95	31	0,1188	0,5552	5532	2470	19199	16604	114,1	10,58	62,64	8,336

Çizelge 5.4'te sistemden elde edilen güç basınç değerinin 31 bar'ın altına ve üstüne çekildiğinde güçte düşüşler meydana gelmektedir. Türbin giriş basıncının bu değeri, mevcut sistem girdi değerleri için güç açısından tepe noktası olarak düşünülebilir.

Soğutma kulesinin sistem üzerindeki etkisi binary çevrimindeki ile aynıdır. Her üç sistemde de ortam sıcaklığının artışı ile birlikte fanın harcadığı güç artar, ayrıca türbin çıkış basıncı kondenser basıncına eşit olduğundan sıcaklık artışı elde edilen net güçte önemli ölçüde azalmaya neden olur. Havanın kuru termometre sıcaklığı üç çevrimde de $16^{\circ}C$ olarak kabul edilmiştir ve karşılaştırılan değerler bu hava sıcaklığındadır.



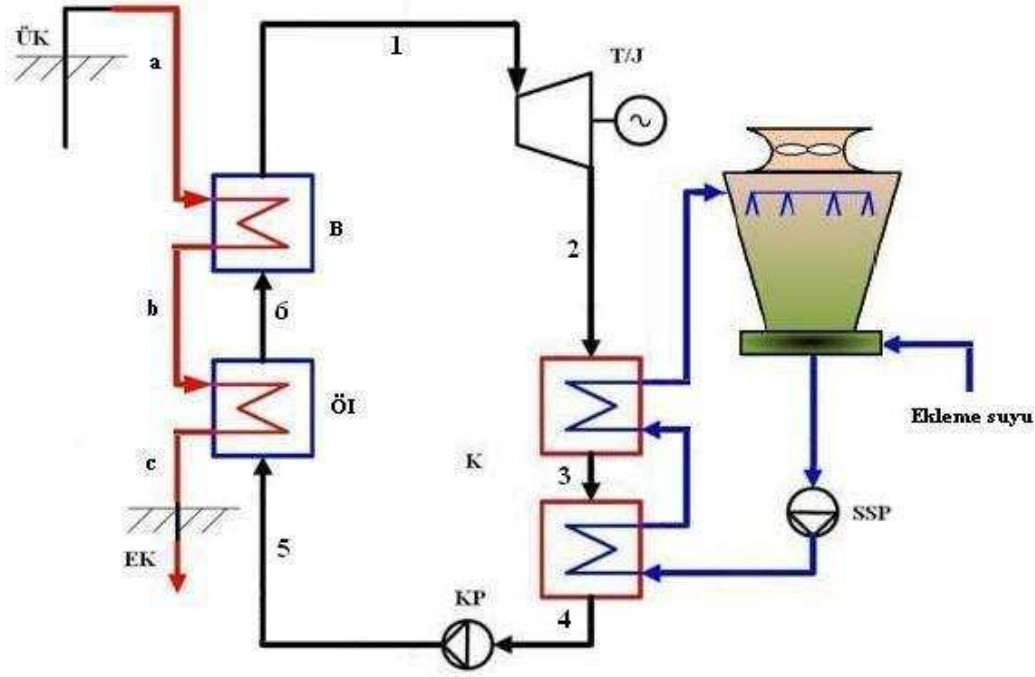
Şekil 5.2 Modellenen Kalina sisteminin konsantrasyon-net güç ve konsantrasyon-birinci kanun verimi grafiği

Kalina çevriminde artan konsantrasyonla birlikte güç artmakta verim ise düşmektedir. Gücün artmasının nedeni, konsantrasyon arttıkça separatörün üst kısmından türbine girmek üzere çıkan zengin buharın debisinin artmasıdır. Verimin düşmesi artan güce karşılık sisteme giren ısının daha yüksek oranda artmasıdır. Güç-verim değişimi bu şekilde olmaktadır ancak seçimin yapılabilmesi için birim maliyet analizi sonuçlarına bakmak gereklidir.

6. BİNARY ÇEVİRİMİN MODELLENMESİ VE ANALİZİ

Düşük ve orta entalpili jeotermal kaynaklardan elektrik elde etmek amacıyla kullanılan bir diğer çevrim de binary çevrimidir. Kalina çevrimi analizlerinde kullanılan jeotermal kaynak, bu kez aynı şartlarda binary çevrimi için kullanılmış ve teknik analizleri yapılmıştır. Tasarlanan binary sistemin şematik görünümü Şekil 6.1.'de gösterilmiştir.

Binary çevriminde düşük kaynama sıcaklığına ve yüksek buhar basıncına sahip ikincil bir iş akışkanından yararlanır. Şekil 6.1'de görüldüğü gibi sistem türbin, ısı değiştiricisi, kondenser, soğutma kulesi, iş akışkanı pompası ve soğutma kulesi pompasından oluşmaktadır.



Şekil 6.1 Modellemede kullanılan binary sistemi

İş akışkanı jeotermal kaynaktan gelen sıcak su kullanılarak ön ısıtıcıda ısıtılır ve buharlaştırıcıda buharlaştırılır. Bunun sonucunda doymuş hale gelen buhar, türbine girer ve genişleyerek iş üretir. Genişlemeden sonra kondenserde iş akışkanının soğuma ve yoğuşma prosesi gerçekleşir. Kondenserden çıkan iş akışkanı pompa aracılığıyla ısı değiştiricisine tekrar gönderilir.

Bu çalışmada farklı iş akışkanlarının binary santral performansına etkilerini de görebilmek için, iş akışkanı olarak hem izobütan hem de izopentan kullanılmıştır. Her iki iş akışkanı ile çalışan santralin termodinamik özelliklerini daha kolay elde edebilmek için, içerisinde termodinamik tabloları bulunduran EES programı aracılığı ile sistem simülasyonu hazırlanmış ve parametrik çalışmalar yapılarak sonuçlar elde edilmiştir.

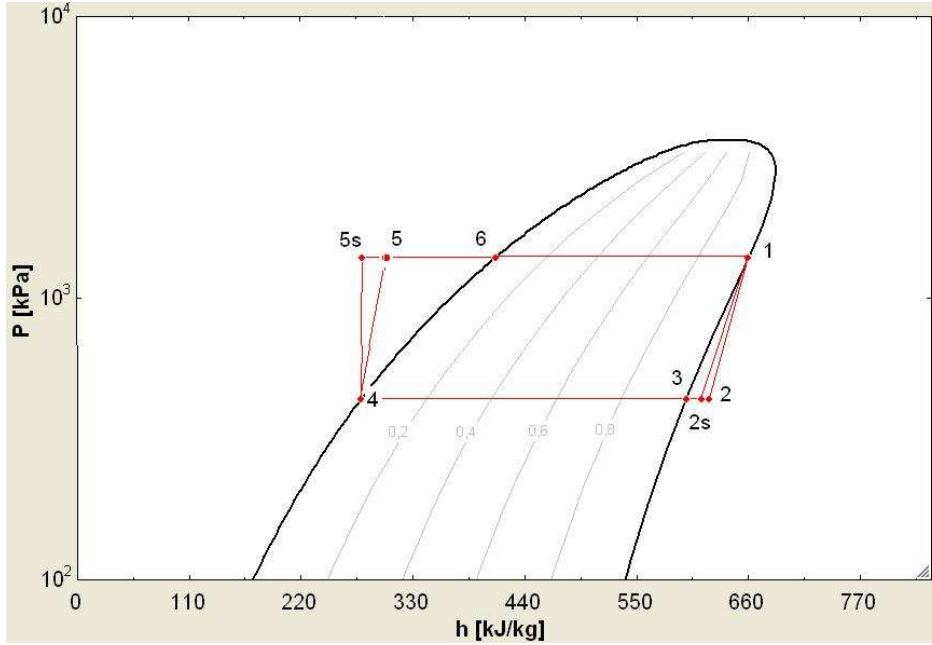
6.1 Sistem Girdileri ve Kabulleri

Hazırlanan bilgisayar simülasyonunda santral giriş değerleri aşağıdaki gibi seçilmiştir.

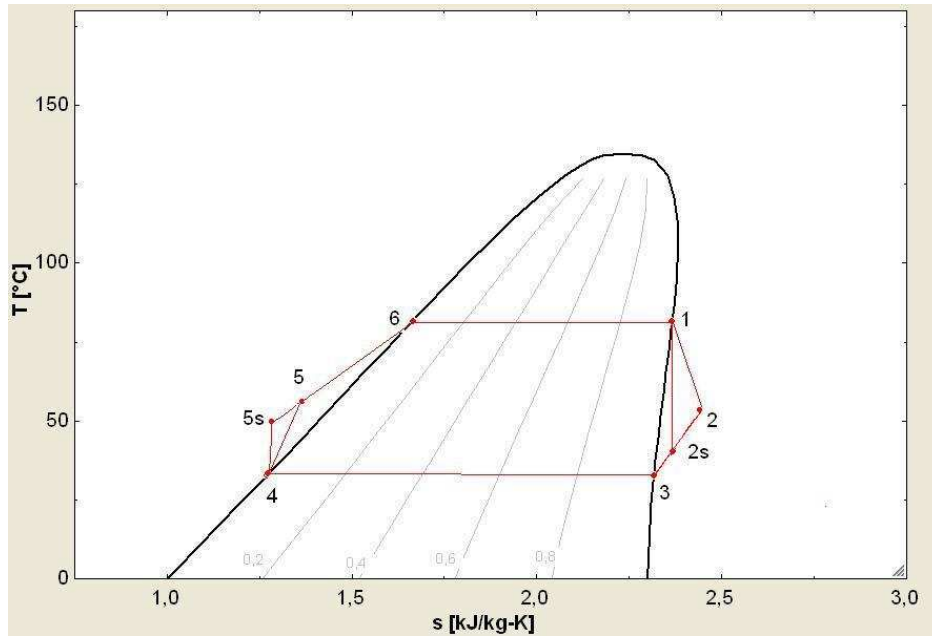
- **Türbin ve pompa izentropik verimleri:** $\eta_t = 0,85$; $\eta_p = 0,90$
- **Jeotermal kaynak kuyu başı sıcaklıkları :** $T_{kaynak;1} = 125$ °C ; $T_{kaynak;2} = 129$ °C ;
 $T_{kaynak;3} = 126$ °C
- **Jeotermal kaynak kuyu başı basınçları:** $P_{kaynak;1} = 420$ kPa ; $P_{kaynak;2} = 440$ kPa ;
 $P_{kaynak;3} = 500$ kPa
- **Jeotermal kaynak debileri:** $\dot{m}_{kaynak;1} = 56$ kg / s ; $\dot{m}_{kaynak;2} = 50$ kg / s ;
 $\dot{m}_{kaynak;3} = 65$ kg / s
- **Ölü hal sıcaklığı ve basıncı:** $T_0 = 15$ °C ; $P_0 = 1$ bar
- **Soğutma pompası giriş çıkış basınçları farkı:** $\Delta_p = 150$ kPa (Nugroho, 2007)
- **Isı transferi katsayıları:** $U_{pre} = 1,1 \frac{kW}{m^2 K}$; $U_{ev} = 2 \frac{kW}{m^2 K}$; $U_{kond} = 1,5 \frac{kW}{m^2 K}$
(Lukawski, 2009)
- **Jeneratör verimi :** $\eta_g = 0,95$
- Basınç kayıpları ve borulardaki ısı transfer kayıpları ihmal edilmiştir.
- Jeotermal sıvı olarak normal suyun özellikleri kabul edilmiştir.

6.2 Termodinamik Analiz

Binary çevriminin termodinamiğini anlamak için iki önemli diyagramın kullanımı gereklidir. Bunlar Şekil 6.2. ve Şekil 6.3.'te gösterilen basınç-entalpi ve sıcaklık-entropi diyagramlarıdır.



Şekil 6.2. ORC çevriminin P-h diyagramı



Şekil 6.3. ORC çevriminin T-s diyagramı

1 noktasında, doymuş buhar şartlarındaki iş akışkanını türbinde genişletmekte ve mekanik güç üretmektedir. 2 noktasında türbinden çıkan doymuş akışkan kondensere girmektedir. 3 noktası iş akışkanının yoğuşma noktasına karşılık gelir. Buhar, soğutma kulesinde sağlanan soğutma suyu aracılığıyla soğutulur ve doymuş sıvı haline getirilir. Doymuş sıvı şartlarındaki iş akışkanını 4 noktasında yoğuştuktan sonra pompa tarafından 5 şartlarına sıkıştırılır. İş akışkanının ön ısıtılması ve buharlaşması 6 noktasında gerçekleşir, ve böylece çevrim tamamlanmış olur.

6.2.1 Türbin Analizi

Çalışmada kullanılan iş akışkanının temel özellikleri Çizelge 6.1’de verilmiştir.

Çizelge 6.1 Çevrimde kullanılan iş akışkanlarının özellikleri

Akışkan	Formül	T_{kr} ($^{\circ}C$)	P_{kr} (bar)	Molar Kütle (g/mol)
İzobütan	$i - C_4H_{10}$	134,66	36,29	58,122
İzopentan	$i - C_5H_{12}$	187,20	33,78	72,149

Türbin işi;

$$h_1 - h_2 = w_t \quad (6.1)$$

Türbin izentropik verimi;

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{s;2}} \quad (6.2)$$

h_1 ; iş akışkanının T_1 ve $x=1$ şartlarındaki (doymuş buhar hali) entalpisini ifade etmektedir.

Türbin gücü, işin iş akışkanı debisiyle çarpılması sonucu bulunur.

$$\dot{W}_t = \dot{m}_a \cdot w_t \quad (6.3)$$

Akışkan doyma eğrisi pozitif eğimlidir, türbin çıkış basınç ve sıcaklığında iş akışkanının kızgın buhar halinde olduğu görülmektedir.

6.2.2 Kondenser Analizi

Türbinde genişleyen iş akışkanı, kondenserde soğutma suyu ile ısı transferi yapmak suretiyle soğutulur. Kondenserde iş akışkanı buhar halinden sıvı hale dönüştürülür.

İş akışkanından soğutma suyuna geçen ısı, kondenserde iş akışkanının giriş ve çıkış şartlarındaki entalpileri farkı ile hesaplanır.

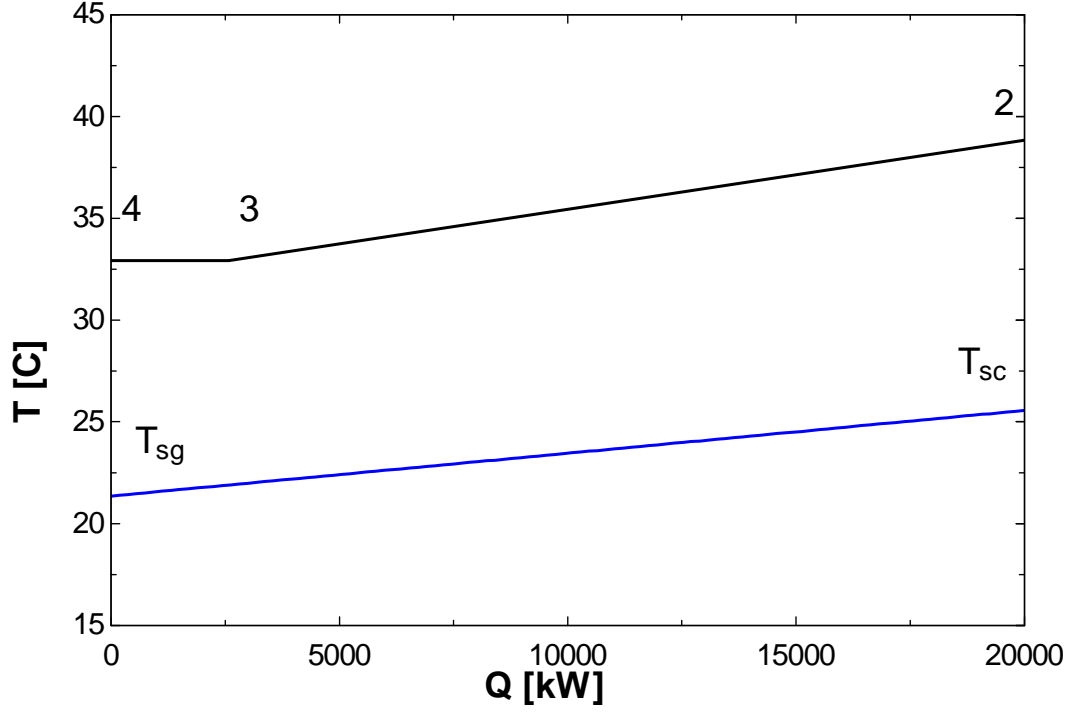
$$\dot{Q}_{kondenser} = \dot{m}_a \cdot (h_2 - h_4) \quad (6.4)$$

h_4 ; izobütan T[3]=T[4] sıcaklığında ve x=0 şartlarında iken, izobütanın kondenser çıkışındaki entalpisidir.

$$\dot{m}_a \cdot (h_2 - h_4) = \dot{m}_{ss} \cdot cp_{ss} \cdot (T_{sc} - T_{sg}) \quad (6.5)$$

Burada cp_{ss} soğutma suyu özgül ısısını ifade eder ve soğutma suyu giriş sıcaklığında doymuş sıvı şartlarındaki değerdir. Kondenser giriş çıkış sıcaklıkları arasındaki fark maksimum $13^\circ C$ olduğu için cp_{ss} değerinin bulunmasında giriş sıcaklığı kullanılması özgül ısı değerinde küçük değişiklik yaratır ve bu göz ardı edilebilir bir değişikliktir.

Kondenser girişi 2, çıkışı ise 4 ile numaralandırılmıştır. Bunun sebebi kondenserin iki bölümden (soğutucu ve yoğuşturucu) oluşmuş gibi düşünülmesidir. Arada 3 ile numaralandırılan ve soğutucu olarak adlandırılan bölümde türbinden çıkan akışkanın kuruluk derecesi 3 noktasında da 1'dir ancak sadece sıcaklığı düşürülür, kondenser kısmında ise pompada basılabilmesi için kuruluk derecesi 0'a düşürülür.



Şekil 6.4 Kondenserdeki sıcaklık değişimi diyagramı

Kondenser basıncı iş akışkanının doyma sıcaklığındaki basıncıdır, kondenser giriş basıncı aynı zamanda türbin çıkış basıncı ve de sistemdeki en düşük basıncı ifade ettiğinden elde edilecek gücü, verimi yani bütün sistemi etkileyen bir parametredir.

6.2.3 Pompa Analizi

Kondenserden sıvı hale dönüştürülmüş olarak gelen iş akışkanı ısı değiştiricilere pompalanır. Pompanın analizi, kondenser analizinde hesaplanmış olan pompa giriş parametreleri ve çıkış şartlarına dayanır. Pompa çıkış basıncının türbin girişindeki maksimum basınca eşit olması gerektiği açıktır. Bu durumda pompa gücü Denklem (6.6),(6.7) ve (6.8) ile bulunur.

$$w_{p;s} = v_4 \cdot (P_5 - P_4) \quad (6.6)$$

$$w_{pompa} = w_{p;s} / \eta_p \quad (6.7)$$

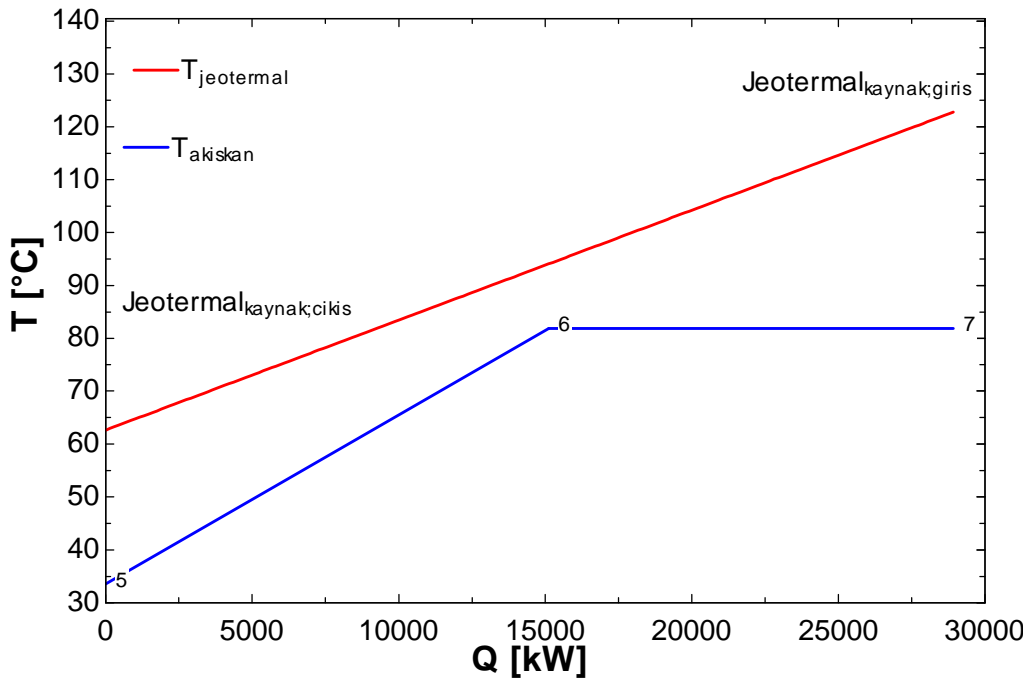
$$\dot{W}_{pompa} = w_{pompa} \cdot \dot{m}_w \quad (6.8)$$

6.2.4 Isı Değiştirici Analizi

Küçük ölçekli jeotermal santrallerin, modellenmesinin en güç kısmı muhtemelen ısı değiştirici analizidir. Isı değiştirici boyutları santral gücü, verimliliği ve yatırım, geri ödeme süresi gibi parametreler üzerinde önemli derecede etki sahibi olduğundan analizin en dikkatli olunması gereken aşamalarından biri olarak kabul edilebilir. Isı değiştiriciyi ön ısıtıcı ve buharlaştırıcı olarak iki bölüme ayırmak gerekmektedir.

Isı değiştiricinin çok iyi yalıtıldığı ve ısı transferinin yalnızca iş akışkanı ve jeotermal kaynak arasında gerçekleştiği kabul edilmiştir. Ayrıca akışın sürekli olduğu kabul edilmiş ve giriş çıkış arasında kinetik ve potansiyel enerji değişimleri ihmal edilmiştir.

Ön ısıtıcı iş akışkanını kaynama noktasına yükseltmek için gerekli ısıyı sağlar (şekilde 6 ile gösterilen bölüm). 6 noktasından 1 noktasına kadar sabit sıcaklıkta buharlaşma gerçekleşir.



Şekil 6.5. ORC ön ısıtıcı ve buharlaştırıcı sıcaklık-ısı transferi diyagramı

Yukarıdaki diyagramda 5 ile gösterilen nokta besleme pompası çıkışı olup iş akışkanı burada sıkıştırılmış sıvı halindedir. 6 ile gösterilen noktadaki iş akışkanı kızdırıcı basıncında doymuş sıvıdır. 1 hali doymuş buhar olup türbin giriş şartlarını ifade etmektedir.

Isı değiştiricilerin etkinlikleri %99'a yakın olup %1'lik kayıp ısı değiştirici yüzeyinden kaynaklanan ısı kayıplarıdır.

Buharlaştırıcının çıkış parametreleri türbin giriş parametreleriyle aynı kabul edilmiştir ve bu değerlerin hesaplanmasına türbin analizinde değinilmiştir.

Buharlaştırıcı kütle dengesi aşağıdaki gibi yazıldığında sistemimizde dolaşan ve \dot{m}_a ile gösterilen iş akışkanı debisi elde edilmektedir ve bu değer sistem simülasyonu boyunca kullanılmaktadır.

$$\dot{m}_{kaynak} \cdot c_{p_{kaynak}} \cdot (T_a - T_b) = \dot{m}_a \cdot (h_1 - h_6) \quad (6.9)$$

$$\dot{m}_{kaynak} \cdot c_{p_{kaynak}} \cdot (T_b - T_c) = \dot{m}_a \cdot (h_6 - h_5) \quad (6.10)$$

$$T_b = T_6 + T_{pp} \quad (6.11)$$

6.3 Binary Çevrim Modelinin Analiz Sonuçları

Bu sistemin simülasyonunun kurulmasının amacı aynı kaynak şartların için Kalina çevriminin alternatifi olan Binary çevriminin performans analizlerini gerçekteştirerek iki çevrim arasında mukayese yapmaktır. Buna göre aynı kaynak şartlarında elde edilecek maksimum güç bulunmaya çalışılacaktır. Ancak gücün maksimum olduğu şartlarda jeotermal kaynağın devamı açısından T_c (reinjeksiyon sıcaklığı), yatırım maliyeti ve yatırımın geri dönüş süresine etki edecek ısı değiştirici boyutları da göz önünde bulundurulmalıdır. Buna göre analizler iki temel bölüme ayrılacaktır, önce her iki binary sistemin vereceği en yüksek güç bulunmaya çalışılıp bu durumdaki verim, güç ve birim maliyet gibi önemli değerler karşılaştırılacak daha sonra sistemin en düşük elektrik üretimi birim maliyetini sağladığı şartlar karşılaştırılacaktır.

6.3.1 İzobütan Kullanılan Binary Sistem

Çizelge 6.2'de 470-2900 kPa arasında değişen değerlerdeki giriş basıncında sistemin net gücü, ısı değiştirici boyutları, birinci ve ikinci kanun verimleri, türbin gücü, türbin giriş sıcaklığı ve reinjeksiyon sıcaklığı değerlerinin değişimi gözlemlenmiştir.

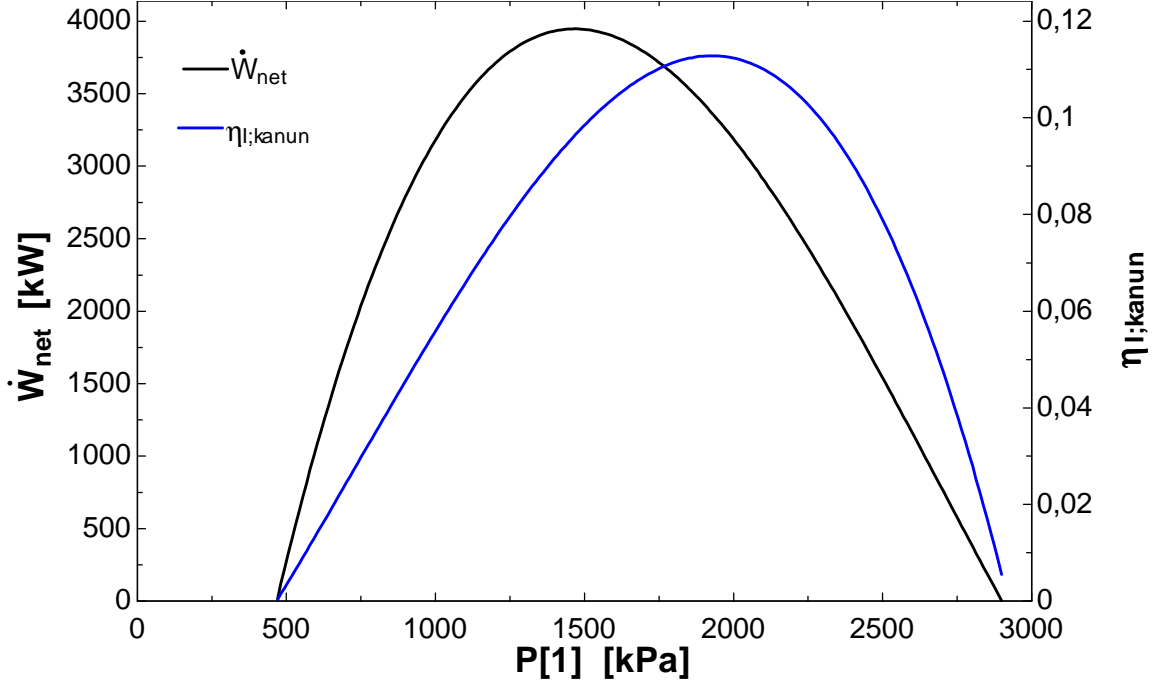
Çizelgede 470-2900 kPa arası 15 aralığa bölüldüğünden maksimum net gücün elde edildiği değer 1338-1511 kPa arasındaki basınçlar analizler sırasında daha çabuk sonuç alabilmek için yazılan EES kodu ile tekrar incelenerek bulunmuştur. Buna göre binary 1394 kPa türbin giriş basıncında maksimum güce ulaşır ki bu değer 3,863 MW'tır.

Çizelge 6.2 Modellenen ORC sisteminin (iş akışkanı izobütan için) değişen türbin giriş basınçları için parametrik tablosu

P_1	$A_{Kondenser}$	$A_{Kızdırıcı}$	A_{Toplam}	η_I	η_{II}	\dot{W}_{net}	\dot{W}_t	T_1	T_c
[kPa]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[%]	[%]	[kW]	[kW]	[$^{\circ}C$]	[$^{\circ}C$]
470	4070	1202	5272	0,0002528	0,00136	16,07	302,7	35,44	39,28
643,6	3169	1797	4966	0,02902	0,1515	1749	2178	47,52	43,81
817,1	2617	1953	4571	0,04901	0,2483	2781	3304	57,38	48,65
990,7	2231	1953	4184	0,06396	0,3144	3395	3980	65,81	53,69
1164	1928	1881	3809	0,07565	0,3608	3727	4351	73,21	58,92
1394	1604	1732	3336	0,08773	0,4023	3863	4508	81,85	66,1
1511	1460	1643	3103	0,0928	0,4172	3830	4474	85,86	69,89
1685	1266	1499	2766	0,09924	0,4335	3679	4310	91,39	75,65
1859	1087	1345	2432	0,1046	0,4439	3423	4025	96,51	81,63
2032	916,3	1181	2098	0,1091	0,4497	3074	3634	101,3	87,86
2206	751,4	1005	1757	0,1128	0,4513	2641	3144	105,7	94,38
2379	584,3	813,8	1398	0,1155	0,4486	2125	2553	110	101,3
2553	412,1	600	1012	0,117	0,4398	1522	1859	113,9	108,7
2726	227,3	350,2	577,5	0,1153	0,4163	822,2	1045	117,7	116,8
2900	18,28	30,83	49,11	0,005506	0,01553	3,114	84,7	121,3	125,8

Türbin giriş basıncını değiştirmenin çevrimin tamamı üzerinde etkisi vardır. Türbin işi giriş basıncı ve sıcaklığının fonksiyonudur. Türbin gücü 1394 kPa değerinden sonra düşüşe geçmektedir.

Değişen basınç aynı zamanda birinci ve ikinci kanun verimleri ile ısı değiştiricisi boyutlarına da etki etmektedir. Kondenser ve kızdırıcı boyutları artan basınç ile birlikte azalmaktadır. Isı değiştiricilerde dolaşan iş akışkanı debisi azaldığında, birim zamanda jeotermal kaynaktan çekilen ısı da azalmaktadır buna bağlı olarak reinjeksiyon sıcaklığı da artmaktadır. Görüldüğü gibi türbin giriş basıncı neredeyse bütün sistem üzerinde değişikliğe neden olmaktadır.



Şekil 6.6 ORC sistemi (izobütan) türbin giriş basıncı-Net Güç/I.Kanun Verimi Diyagramı

Şekil 6.6'da görüldüğü gibi 2200 kPa seviyelerinden sonra termal verimde çok büyük bir düşüş yaşanmaktadır bunun nedeni, çok düşük giriş basınçlarında olduğu gibi yüksek basınçlarda da, net gücün giren ısı ile kıyaslandığında çok daha fazla düşüş göstermesidir. Maksimum güç elde edildiği durumda sistemimizin birinci kanun verimi % 8,775 olup küçük ölçekli binary çevrimleri için iyi bir değerdir.

İkinci kanun verimi de türbin girişinin 2200 kPa civarı olduğu duruma kadar artış gösterirken bu noktadan sonra azalmaktadır. Gücün maksimum olduğu noktaya bakıldığında %40'lık bir ikinci kanun verimi görülmektedir ki bu literatürdeki çalışmalar kıyaslandığında kabul edilebilir bir değerdir.

Reinjeksiyon sıcaklığına bakıldığında net gücün maksimum olduğu noktada $66,1^{\circ}\text{C}$ sıcaklıktadır. Sistemde reinjeksiyon ile bölgesel ısıtma gibi ikincil kullanım olsaydı 80°C çıkış sıcaklığına göre analiz yapılacaktı ancak ikincil kullanım yoktur. Bu durumda kaynağın devamlılığını sağlamak adına mevcut reinjeksiyon sıcaklığı kabul edilebilir bir değerdir.

Sistemin en önemli kısımlarından biri de kondenser için soğuk su sağlayan soğutma kulesidir. Kondensere giren suyun sıcaklığı ortam sıcaklığına göre değişmektedir.

Çizelge 6.3 Ortam sıcaklığına göre sistemde gerçekleşen değişiklikler - İzobütan

$T_{kuru\text{hava}}$	\dot{W}_{net}	\dot{W}_t	\dot{W}_{fan}	T_{kond}	T_3	T_{sc}	T_{sg}	\dot{m}_{ekleme}
[°C]	[kW]	[kW]	[kW]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[kg/s]
5	4924	5648	65,67	17,86	22,86	18,8	5,795	5,176
6,071	4817	5533	65,96	18,84	23,84	19,77	6,769	5,516
7,143	4711	5419	66,24	19,82	24,82	20,74	7,742	5,877
8,214	4605	5306	66,53	20,8	25,8	21,71	8,714	6,26
9,286	4501	5194	66,83	21,78	26,78	22,68	9,684	6,665
10,36	4397	5082	67,12	22,76	27,76	23,65	10,65	7,095
11,43	4294	4972	67,42	23,74	28,74	24,62	11,62	7,55
12,5	4192	4862	67,73	24,72	29,72	25,59	12,59	8,032
13,57	4090	4752	68,03	25,7	30,7	26,56	13,56	8,542
14,64	3989	4644	68,34	26,67	31,67	27,53	14,53	9,083
15,71	3889	4536	68,66	27,65	32,65	28,5	15,5	9,656
16,79	3790	4429	68,98	28,63	33,63	29,47	16,47	10,26
17,86	3692	4323	69,3	29,61	34,61	30,43	17,43	10,91
18,93	3594	4217	69,63	30,59	35,59	31,4	18,4	11,59
20	3497	4112	69,96	31,57	36,57	32,37	19,37	12,31

Parametrik çizelge (Çizelge 6.3) incelendiğinde 5°C ile 20°C arasında değişen ortam sıcaklarında kondenser giriş ve çıkış sıcaklıkları ortam sıcaklığına bağlı olarak artmaktadır.

Çizelgeden de açıkça görüldüğü gibi artan ortam sıcaklığı ile türbin gücü ve elde edilen net güç artmaktadır. Ortam sıcaklığına göre değişen bir başka parametre de türbin çıkış sıcaklığıdır ki sıcaklığa bağlı olarak türbin çıkış basıncı da değişir, bunun nedeni türbin çıkış sıcaklığı ve basıncının kondenser sıcaklığına göre yani dolaylı olarak kuru termometre sıcaklığına bağlı olmasıdır. Ortam sıcaklığı arttıkça türbin giriş sıcaklığı aynı kalırken türbin çıkış sıcaklığı artmaktadır, bu da türbin gücünde azalmaya neden olur.

Mevsimsel değişikliklere göre sistemin soğutma kulesindeki fanın tükettiği güç de değişecektir. Sıcak mevsimlerde fan gücü artmakta, soğuk mevsimlerde fan gücü azalmaktadır. Ayrıca hava sıcaklığının artışıyla birlikte soğutma kulesinden buharlaşan su miktarı da artar, bu da kuleye eklenmesi gereken su miktarında artışa sebep olur.

Çizelge 6.4'te değişken sıcaklıklara göre sistemin vereceği tepki gözlemlenmiştir. Analiz modelinde jeotermal kaynak bakımından zengin olan Denizli ilinde deniz seviyesinden 500m

yükseklikteki bir bölgenin yıllık ortalama sıcaklığı meteoroloji internet sitesinden 16°C olarak alınmıştır.

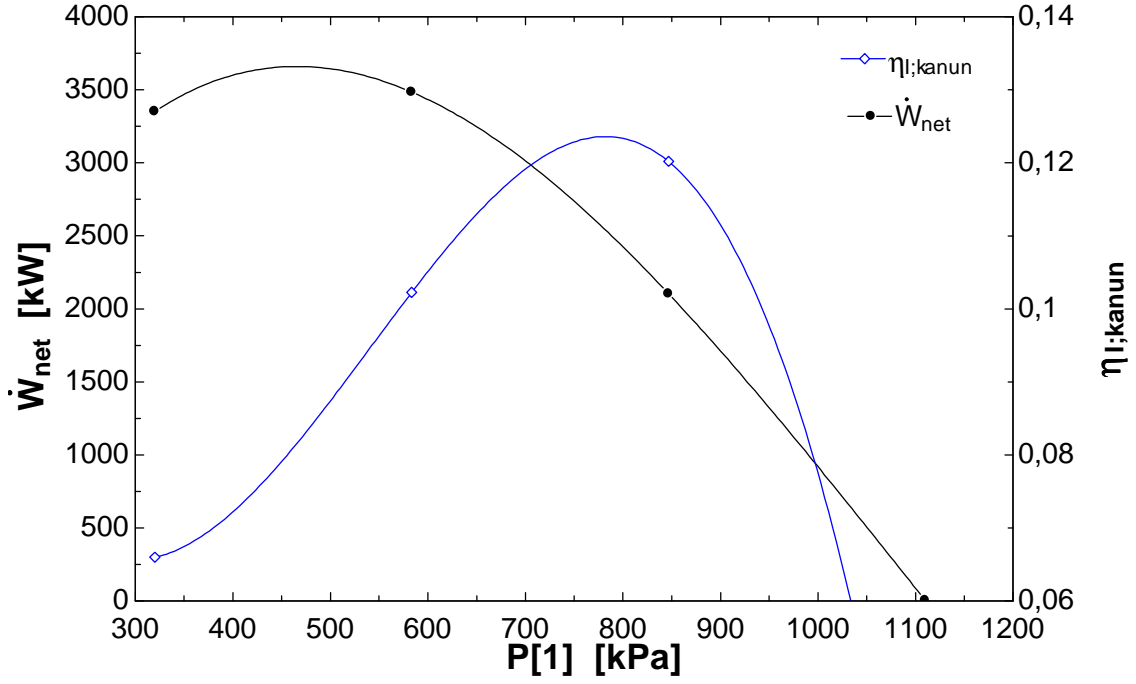
Çevrimden elde edilecek maksimum güçteki değerler bulunmuştur. Şimdi birim enerji maliyetinin en düşük olduğu noktadaki değerler karşılaştırılacak ve her üç sistemde aynı adımlar uygulandıktan sonra verilen kaynak sıcaklıklarında hangi çevrim sisteminin daha uygun olduğu ile daha net karar verilebilecektir.

6.3.2 İzopentan Kullanılan Sistem

Çizelge 6.5'te 320-1110 kPa arasında değişen değerlerdeki giriş basıncında sistemin net gücü,ısı değiştirici boyutları,birinci ve ikinci kanun verimleri,türbin gücü,türbin giriş sıcaklığı ve reinjeksiyon sıcaklığı değerlerinin değişimi gözlemlenmiştir.

Çizelge 6.4 Modellenen ORC sisteminin (iş akışkanı izopentan için) değişen türbin giriş basınçları için parametrik tablosu

P_1	$A_{Kondenser}$	$A_{Kızdırıcı}$	A_{Toplam}	η_I	η_{II}	\dot{W}_{net}	\dot{W}_t	T_1	T_c
[kPa]	[m^2]	[m^2]	[m^2]	[%]	[%]	[kW]	[kW]	[$^{\circ}\text{C}$]	[$^{\circ}\text{C}$]
320	1870	1688	3557	0,06596	0,3184	3352	3803	65,93	56,78
376,4	1606	1619	3225	0,07644	0,3588	3606	4066	72,2	61,78
432,9	1392	1534	2926	0,08507	0,3888	3707	4166	77,79	66,72
471	1266	1471	2737	0,09011	0,4048	3709	4163	81,27	70,05
545,7	1053	1340	2393	0,09856	0,4286	3592	4029	87,51	76,51
602,1	912,8	1237	2150	0,1039	0,4416	3420	3837	91,82	81,38
658,6	785,7	1132	1917	0,1086	0,4511	3189	3583	95,83	86,25
715	668,9	1023	1692	0,1127	0,4578	2910	3276	99,6	91,11
771,4	560,3	911,5	1472	0,1163	0,4621	2589	2922	103,1	95,99
827,9	458,3	795,6	1254	0,1193	0,464	2230	2529	106,5	100,9
884,3	361,6	673,7	1035	0,1217	0,4633	1840	2100	109,7	105,8
940,7	269,3	543,4	812,8	0,1233	0,459	1419	1638	112,8	110,7
997,1	180,6	400,3	581	0,1233	0,4479	972,2	1146	115,7	115,7
1054	94,94	236,3	331,3	0,1183	0,4152	499,8	626,3	118,5	120,7
1110	11,68	33,99	45,67	0,006985	0,01941	3,693	79,84	121,2	125,8



Şekil 6.7 ORC sistemi (izopentan) türbin giriş basıncı-Net Güç/I.Kanun Verimi Diyagramı

Çizelge 6.5 Ortam sıcaklığına göre sistemde gerçekleşen değişiklikler – İzopentan

$T_{kuruhava}$	\dot{W}_{net}	\dot{W}_t	\dot{W}_{fan}	T_{kond}	T_3	T_{sc}	T_{sg}	\dot{m}_{ekleme}
[°C]	[kW]	[kW]	[kW]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[kg/s]
5	4689	5201	65,67	52,23	17,51	18,8	5,795	5,176
6,071	4590	5097	65,96	51,19	18,49	19,77	6,769	5,516
7,143	4493	4994	66,24	50,15	19,48	20,74	7,742	5,877
8,214	4395	4891	66,53	49,12	20,46	21,71	8,714	6,26
9,286	4299	4789	66,83	48,09	21,44	22,68	9,684	6,665
10,36	4203	4687	67,12	47,07	22,42	23,65	10,65	7,095
11,43	4108	4586	67,42	46,06	23,4	24,62	11,62	7,55
12,5	4013	4486	67,73	45,06	24,39	25,59	12,59	8,032
13,57	3919	4387	68,03	44,06	25,37	26,56	13,56	8,542
14,64	3826	4288	68,34	43,06	26,35	27,53	14,53	9,083
15,71	3733	4189	68,66	42,07	27,33	28,5	15,5	9,656
16,79	3641	4092	68,98	41,09	28,31	29,47	16,47	10,26
17,86	3549	3994	69,3	40,12	29,3	30,43	17,43	10,91
18,93	3458	3898	69,63	39,15	30,28	31,4	18,4	11,59
20	3367	3802	69,96	38,18	31,26	32,37	19,37	12,31

İzobütan kullanılan sistem ile izopentan kullanılan sisteme ait çizelge ve diyagramlar incelendiğinde aynı parametre değişimlerine farklı değerlerde de olsa aynı tepkileri verdikleri gözlenmiştir. Bunun nedeni iki akışkanın karakteristik özellikleridir, farklı özellikteki akışkanlar farklı basınç aralıklarında çalışıp farklı değerlerde artış ya da azalma göstermektedir. Ancak iki sistem için rakamsal değerler göz ardı edildiğinde aynı yorumları yapmak mümkündür.

7. EKONOMİK ANALİZ

Çalışmanın temel amacı karlılıktır, dolayısıyla sistemin dizaynı en düşük elektrik üretimi birim maliyetine göre yapılmalıdır. Bu amaçla iki binary bir de Kalina sistemi olmak üzere toplamda üç farklı sistem analizi gerçekleştirilmiştir.

Ekonomik analizde; santral yatırım maliyeti, elektrik üretimi birim maliyeti ve geri dönüş süresi gibi önemli değerlerin hesaplamasında literatürde sıklıkla kullanılan kabuller (Bejan, 1996), yöntem olarak ise bir değere getirilmiş maliyetler (levelized costs) yöntemi kullanılmıştır.

Para birimi olarak ABD dolarının kullanılması enerji piyasasında elektrik fiyatlarının, ilk yatırım ve girdi maliyetlerinin bu para birimi üzerinden hesaplanmasından kaynaklanmaktadır.

7.1 Toplam Sermaye Yatırımı Tahmini

Santral için gerekli olan toplam sermaye yatırımı; sabit sermaye yatırımı, başlangıç maliyetleri, çalışma sermayesi, lisans-araştırma ve geliştirme ve kurulum sırasında kullanılan kaynak bedelinin toplamından oluşmaktadır (Bejan, 1996; Dorj, 2005).

$$TCI = FCI_{es} + SUC_{es} + WC_{es} + LRD_{es} + AFUDC_{es} \quad (7.1)$$

Denklem (7.1)'de "es" alt indisi eskalasyon uygulamasını ifade etmektedir. Bölüm 7.5.'te bu uygulama incelenmiştir.

7.2 Güç Santralinin Sabit Sermaye Yatırımı

Sabit sermaye yatırımı gerekli ekipmanların satın alınmasını, monte edilmesini ve gerekli bütün tesisin kurulmasını kapsar, bir başka deyişle direkt ve indirekt maliyetlerden oluşur. Direkt maliyet satın alınan bütün ekipmanların (türbin, ısı değiştiriciler), boru donanımının, kurulumunun, kontrol ve elektriksel donanımın, yapısal çalışmaların, arazinin, mühendislik ve denetleme masraflarının tümünü kapsar (Bejan, 1996).

$$C_{Direkt} = PEC + C_{borulama} + C_{kontrol} + C_{kurulum} + C_{elektriksel} + C_{yapısal} + C_{mühendislik} + C_{arazi} \quad (7.2)$$

İndirekt maliyet tesisin sürekli bir parçası olmayan beklenmeyen durum ya da arıza ve inşaat masraflarının içerir (Dorj, 2005).

$$C_{İndirekt} = C_{inşaat} + C_{beklenmedik durum} \quad (7.3)$$

$$FCI = C_{Direkt} + C_{inşaat} + C_{beklenmedik durum} \quad (7.4)$$

7.2.1 Satın Alınacak Ekipmanların Maliyeti

Satın alınacak ekipmanların maliyeti maliyet hesaplarında ilk aşamadır. Bu ekipmanların maliyetini tahminde kullanacağımız yöntem belli baz değerleri kullanarak yaklaşık tahminlerde bulunmaktadır.

Isı değiştiriciler için ısı transferi alanının metrekaresi başına $C_0 = 588 \text{ USD}/kW$ baz değeri kullanılmıştır. Bu durumda ısı değiştirici maliyeti aşağıdaki gibi tahmin edilir (Dorj, 2005).

$$C_{ısı\ değiştirici} = C_0 \cdot (Ekipman\ Boyutu)^n \quad (7.5)$$

Isı değiştiricileri için “n” sabitinin değeri 0,8 olarak alınmıştır. Ekipman boyutu ise ısı değiştirici alanının m^2 cinsinden değeridir (Dorj, 2005).

Türbin ve pompa için ise ekipman boyutu yerine güç kapasitesi değerinin kW cinsinden değeri kullanılır. Buna göre;

$$C_{türbin\ ve\ pompa} = C_0 \cdot (Güç)^n \quad (7.6)$$

Türbin için “n” sabitinin değeri 0,7 iken pompa için bu değer 0,8 olarak belirlenmiş, türbin baz değeri $C_0 = 4405 \text{ USD}/kW$, pompa için baz değeri $C_0 = 1120 \text{ USD}/kW$ alınmıştır (Dorj, 2005).

Satın alınan parçaların toplam değeri önemlidir çünkü toplam sermaye maliyeti belirlenirken bu değerlerin belli yüzdeleri alınarak hesaplamalar yapılacaktır.

$$PEC = C_{türbin} + C_{pompa} + C_{ısı\ değiştirici} + C_{soğutma\ suyu\ pompası} \quad (7.7)$$

7.2.2 Diğer Sabit Sermaye Yatırımları

Sabit sermaye yatırımının tahmini satın alınan parçaların maliyetinin lineer bir fonksiyonu olarak hesaplanır (Bejan, 1996).

7.2.2.1 Borulama (Boru Donanımı) Maliyeti

Güç santrallerinde boru donanımı maliyeti genelde satın alınan ekipman maliyetinin %10-70'i aralığında değişir. Ayrıca santraller için jeotermal suyun eldesi ve reküperatör kullanılması durumunda bu maliyetin daha da artabileceği belirtilmiştir ancak bu maliyet jeotermal santraller için çok daha düşüktür. Jeotermal santrallerde daha küçük boru çaplarının kullanılması ve analizde kullanılan sistemlerin diğer parçalarının (ısı değiştiriciler) maliyetinin yüksek olmasından dolayı jeotermal santral maliyet tahmininde daha düşük yüzdeler kullanılır. Bu yüzden analizde bu değer %7 olarak kabul edilmiştir (Bejan, 1996; Lukawski, 2009).

$$C_{borulama} = PEC.0,07 \quad (7.8)$$

7.2.2.2 Ekipmanları Montajı ve Kurulum Maliyeti

Bu maliyet, ekipmanların ulaştırması, sigortası, işçilerin maliyeti, kuruluş, yalıtım, iş akışkanının maliyetini kapsar. Analizi yapılan sistemler küçük ölçekli santraller olduğundan ekipmanların imal edilmesi ve ulaştırması kolay ve ucuzdur. Literatürde %5-10 aralığında alınan bu değer analizlerde %8 olarak kabul edilmiştir (Dorj, 2005; Lukawski, 2009).

$$C_{kurulum} = PEC.0,08 \quad (7.9)$$

7.2.2.3 Yerleştirme, Kontrol ve Elektriksel Ekipmanlar

Yerleştirme ve kontrol maliyeti %8 olarak kabul edilmiştir. Elektriksel ekipmanların maliyeti; dağıtım hatları, acil durum güç kaynağı ve şalter panosunu kapsar ve tasarlanan sistemler için düşük bir değere karşılık gelir ve analizde satın alınan ekipmanın %4'ü olarak kabul edilmiştir (Bejan, 1996; Dorj, 2005; Lukawski, 2009).

$$C_{elektriksel} = PEC.0,04 \quad (7.10)$$

$$C_{kontrol} = PEC.0,08 \quad (7.11)$$

7.2.2.4 Arazi Maliyeti

Arazi maliyeti diğerlerine göre biraz daha yüksektir. Arazinin satın alınacaksa maliyetin %10 seviyelerinde olacağı belirtilmiştir (Bejan, 1996; Dorj, 2005; Lukawski, 2009).

$$C_{arazi} = PEC.0,10 \quad (7.12)$$

7.2.2.5 Mülki ve Yapısal Çalışma Maliyeti

Yapısal maliyetler gerekli yolların, binaların vb.. yapım maliyetlerini içerir. Bu maliyetler sistemden sisteme çok büyük farklılıklar gösterebilir. Örneğin Binary çevrimin kullanıldığı atık ısı geri dönüşümü sistemlerinde gerekli yapının bir kısmı mevcut olduğundan maliyet daha düşüktür ve satın alınan ekipmanların %3'ü civarındadır. Jeotermal santraller için ise %7 civarındadır (Lukawski, 2009).

$$C_{yapısal} = PEC.0,07 \quad (7.13)$$

7.2.2.6 Mühendislik Maliyeti

Mühendislik maliyeti, santralin planlanması, dizaynı, mühendislik çalışmaları, araştırma ve yönetimini içerir. Alman jeotermal binary çevrimli santralleri için %20 olarak belirlenmiştir (Kranz, 2007). Ancak analizi yapılan santral küçük ölçekli bir santral olduğundan % 6 civarında alınması uygun görülmüştür.

$$C_{mühendislik} = PEC.0,06 \quad (7.14)$$

7.2.2.7 İnşaat Maliyeti

İnşaat maliyeti, bütün geçici tesisleri ve müteahhit payını kapsar. Yine santralin küçük olmasından dolayı inşası sırasında yapılacak geçici tesislerin maliyeti de kıyasla düşük olacaktır ve satın alınan ekipman maliyetinin %5'i civarında alınması uygun görülmüştür (Lukawski, 2009)

$$C_{inşaat} = PEC.0,05 \quad (7.15)$$

7.2.2.8 Arıza ve Beklenmedik Durumlar

Ulaştırma, inşa ve santralin kurulumu sırasında ön görülemeyen durumlar olabilir. Beklenmedik durum maliyeti sabit sermaye yatırımının %5-20 aralığında değişmektedir (Bejan, 1996). Binary sistem uygulaması uzun süredir mevcut olduğundan bu konudaki tecrübeler beklenmedik durumların olmasının engellenmesi için kullanılacağından binary için %15, Kalina için ise % 16 olarak alınmıştır. Aradaki %1'lik fark önemli bir değişiklik değilmiş gibi görünse de iki çevrimin sabit sermaye yatırımı arasında çok büyük fark olduğu için önemli değişikliğe yol açmaktadır.

$$C_{beklenmedik durum} = PEC.0,16 \quad (7.16)$$

7.2.3 Diğer Giderler

Diğer giderler başlangıç maliyetleri, çalışma sermayesi ve kurulum sırasında kullanılan kaynak payından oluşur (Bejan, 1996).

7.2.3.1 Başlangıç Maliyetleri

Başlangıç maliyetleri, santral inşasından sonra santral tam yükte çalışmaya başlamadan önce olan harcamalardır. Sabit sermaye yatırımının %2,5'i olarak kabul edilmiştir (Bejan, 1996; Dorj, 2005; Lukawski, 2009).

$$SUC = FCI.0,025 \quad (7.17)$$

7.2.3.2 Çalışma Sermayesi

Çalışma sermayesi şebekeye elektrik satılıp gelir elde etmeye başlamadan önce santralin çalışması sırasında oluşan masrafları kapsar. Satın alınan ekipmanların maliyetinin %3'ü olarak kabul edilmiştir (Lukawski, 2009).

$$WC = PEC.0,03 \quad (7.18)$$

7.2.3.3 Kurulum Sırasında Kullanılan Kaynak Bedeli

Kurulum sırasında değişik miktarda para dizayn çalışmaları, arazideki mühendislik çalışmaları ve santralin inşasına yatırılır, kurulum sırasında kullanılan kaynak bedeli bu yatırımı, paranın farklı zaman değerleri için karşılar ve faiz oranına bağlı olarak değişir. Bu maliyeti hesaplamak için kullanılan formüller sisteme uyarlanarak formül (7.19.) ve (7.20.)'de verilmiştir (Bejan, 1996; Dorj, 2005)

$$LRD = 140.\dot{W}_{tur} \quad (7.19)$$

$$LRD + AFUDC = 0,19.FCI \quad (7.20)$$

7.3 Jeotermal Kaynak Maliyeti

Dünya Bankası Grubu'na (2004) göre jeotermal kaynak keşif birim maliyeti 400-1000 USD/kW değerleri arasında değişmektedir. Bu maliyet havadan çekilecek fotoğraflara dayalı jeolojik araştırma ya da uzaktan algılama taramasını, detaylı jeolojik ve jeokimyasal

araştırmaları, jeofiziksel araştırmaları ve test kuyularının açılması, üretim kuyusu testleri ve rezervuar modellenmesini kapsar (Dorj, 2005).

$$C_{jeotermal} = 1000 \cdot \dot{W}_{net} \quad (7.21)$$

Bir değere getirilmiş (seviyelendirilmiş) jeotermal kaynak maliyeti Denklem (7.22) ile bulunur (Dorj, 2005).

$$C_{L\ jeotermal} = C_{jeotermal} \cdot CRF \quad (7.22)$$

7.4 Operasyon ve Bakım Maliyetleri

Operasyon ve bakım maliyetleri sabit ve değişken olarak iki gruba ayrılabilir. Sabit operasyon ve bakım maliyetleri; sürekli çalışan işçi, bakım işçisi, bakım malzemeleri, yönetim ve destek, dağıtım ve pazarlama, araştırma geliştirme vb. masraflardan oluşur. Değişken operasyon ve bakım maliyetleri; jeotermal su dışındaki diğer operasyon tedariklerinden oluşur.

Jeotermal santralin yük faktörü %87,5 olarak kabul edilmiştir yani bir yılda santralin çalışabileceği maksimum saat 8760 iken analizde kullanılacak santralin operasyon süresi bunun %87,5'ine eşittir.

$$t_{op} = L_f \cdot 365.24 \quad (7.23)$$

Santralde 10 tane çalışan olduğu, bu çalışanların günde 7 saat çalıştıkları ve ücretlerinin 5 USD/h olduğu varsayılmıştır (Dorj, 2005).

$$C_{çalışan} = n_{çalışan} \cdot t_{ç} \cdot ücret \quad (7.24)$$

Yıllık sabit operasyon ve bakım maliyeti çalışan maliyetinin iki katı olarak, değişken operasyon ve bakım maliyeti de yıllık sabit operasyon ve bakım maliyetinin %10'u olarak kabul edilmiştir (Dorj, 2005).

$$Yıllık\ sabit_{O\&M} = C_{\text{çalışan}} \cdot 2 \quad (7.25)$$

$$Yıllık\ değişken_{O\&M} = Yıllık\ sabit_{O\&M} \cdot 0,10 \quad (7.26)$$

$$C_{O\&M} = Yıllık\ sabit_{O\&M} + Yıllık\ değişken_{O\&M} \quad (7.27)$$

$$C_{L,O\&M} = C_{O\&M} \cdot CELF \quad (7.28)$$

Jeotermal alanın operasyon ve bakım maliyeti, bir değere getirilmiş jeotermal kaynak maliyetinin % 10'u olarak kabul edilmiştir (Dorj, 2005).

$$C_{L,O\&M, jeotermal} = C_{L, jeotermal} \cdot 0,1 \quad (7.29)$$

7.5 Paranın Zaman Değeri

Bilindiği gibi paranın değeri zamanla değişmekte ve mevcut para řu anda gelecektekinden daha değerli olmaktadır. Bu yüzden analizi yapılan sistemin yatırım maliyetinin zaman içindeki değeri hesaplanmalıdır. Bu tezde operasyon ve bakım ve elektriğin bir değere getirilmiş toplam maliyeti bir değere getirilmiş maliyetler yöntemi kullanılarak hesaplanmıştır.

Bir değere getirilmiş maliyetler yöntemine göre, bir değere getirilmiş düzeltme faktörü Denklem (7.30) ile bulunur.

$$k = \frac{1 + r_n}{1 + i_{eff}} \quad (7.30)$$

Burada r_n nominal eskalasyon oranı ve i_{eff} ise efektif geri ödeme oranıdır. Analizlerde $r_n = 0,06$ ve $i_{eff} = 0,10$ olarak alınmıştır. Eskalasyon toplam sermaye yatırımını oluşturan maliyetlere uygulanır ve santralin toplam yatırım maliyetinin bulunması için kullanılır (Dorj, 2005).

$$FCI_{es} = FCI \cdot (1 + r_n)^2 \quad (7.31)$$

$$SUC_{es} = SUC \cdot (1 + r_n)^3 \quad (7.32)$$

$$WC_{es} = WC \cdot (1 + r_n)^{3,5} \quad (7.33)$$

$$LRD_{es} = LRD.(1 + r_n)^{1.5} \quad (7.34)$$

$$AFUDC_{es} = AFUDC.(1 + r_n)^{1.5} \quad (7.35)$$

Sistemin borçlanma ile finanse edildiği düşünüldüğünde, kuruluş maliyeti sistem ömrü boyunca dağıtılsa kuruluş maliyeti yıllık baza dönüştürülmüş olur. Kuruluş maliyetini eşit yıllara bölüştürmek için “Anapara Geri Kazanım (dönüşüm) Faktörü” (CRF) kullanılabilir.

$$CRF = \frac{i_{eff} (1 + i_{eff})^n}{(1 + i_{eff})^n - 1} \quad (7.36)$$

Denklem (7.31)’de gösterilen üs “n” sistemin ekonomik ömrünü ifade eder ve analizlerde 20 yıl olarak kabul edilmiştir.

Operasyon ve bakım maliyetleri enflasyona, piyasadaki hareketlere, teknolojik gelişmelere bağlıdır bu parametreler de zaman içinde değişir. Lineer olmayan operasyon ve bakım maliyetlerini eşit büyüklüklere dönüştürmek için “Eskalasyon Düzeltme Faktörü” (CELf) kullanılır (Lukawski, 2009).

$$CELf = \frac{k.(1 - k^n)}{1 - k} .CRF \quad (7.37)$$

Santrale yapılacak toplam yatırım, toplam sermaye yatırımı ve jeotermal kaynak maliyetinin toplamına eşit alındığında, bu değeri türbin gücüne oranlayarak santralin birim güç başına maliyeti bulunur bu da analizi yapılan üç sistemi karşılaştırmak için kullanılabilir.

$$C_{Toplam} = TCI + C_{jeotermal} \quad (7.38)$$

$$C_{santral} = C_{Toplam} / \dot{W}_t \quad (7.39)$$

7.6 Varsayılan Finansman Koşullarında Birim Enerji Maliyeti

Birim maliyet analizi güç santralının uzun dönemli maliyetini yansıtır. Birim maliyet analizinde yatırım ve işletme giderleri paranın zaman değeri göz önüne alınarak birleştirilir. Birim maliyet (cents/kWh) değişik teknolojilerin (doğalgaz, kömür, nükleer, rüzgar vs.) maliyetlerinin kıyaslanmasına da olanak tanır.

Bütün güç üretimi santrallerinde olduğu gibi jeotermal elektrik santrallerinde de maliyet iki ana kalemden oluşur, bunlar yatırım ve işletmedir. Yatırım maliyetinin birim maliyete dönüştürülmesinde en önemli varsayım yatırımın finansman yapısıdır. Birim maliyet analizi hesaplarında kullanılan finansman yapısı Çizelge 7.1’de gösterilmektedir. Hesaplar ABD doları üzerinden yapıldığı için enflasyon yerine Merkez Bankasının dolar faiz oranı kullanılmıştır.

Çizelge 7.1 Çalışmada öngörülen finansman yapısı (Şener ve Aksoy, 2007).

Amortisman Süresi (Yıl)	20
Borç Oranı	50 %
Sermaye Oranı	50 %
Vergi Öncesi Nominal Borç Faizi	8,0 %
Borç Süresi (Yıl)	15
Merkez Bankası Yıllık Döviz Faizi	2,75 %
Toplam Vergi Oranı	20,00 %
İç Karlılık Oranı	15 %

Yatırım maliyetinin yıllık ödemelere dönüştürülmesi birim maliyet analizinin ilk ayağını oluşturur. Kısaca toplam yatırım miktarı proje süresi boyunca sürecek olan yıllık ödemelere dönüştürülür. Bu ödemeler yatırım geri ödemesi (capital charge) olarak adlandırılabilir. Bu ödemelerin içinde borç faizi ve yatırımcının kullandığı sermayenin bedeli de dahildir. Kısaca borç ve vergi ödemesi ve amortisman hesaplandıktan sonra geriye kalan gelirlerin geri dönüşünün (IRR) yatırımcının ana para getiri oranına eşit olması beklenir. Çalışmada ana para getiri oranı (iç karlılık oranı) 15% olarak kabul edilmiştir (Çizelge 7.1). Yatırım geri ödemesi oranı hesapları Microsoft Excel’de “Goal Seek” fonksiyonu kullanılarak yapılabilir (Şener ve Aksoy, 2007; Şener, 2009).

Çizelge 7.1’de sunulan finansman yapısında yatırım geri ödemesi oranı (capital charge rate) yıllık % 12,707 olarak hesaplanmıştır. Örnek vermek gerekirse yatırım maliyeti 100 dolar olan bir projenin Çizelge 7.1.’deki şartlarda yatırım geri ödemesi proje müddetince (20 yıl) yılda 12,707 dolar olacaktır. Tekrar not etmek gerekirse bu geri dönüşün içinde sermaye geri dönüşü de dahildir (Şener, Aksoy, 2007).

Yatırım geri ödemesi oranı hesaplandıktan sonra ikinci aşama yatırım geri ödemelerinin birim maliyete dönüştürülmesidir. Santralin toplam yatırım maliyeti de (7.38.) nolu denklem ile bulunabildiğinden yıllık yatırım geri ödemesi (7.40.) nolu denklemle kolaylıkla elde edilir (Şener, Aksoy, 2007; Şener, 2009).

$$CC = CCR.C_{Toplam} \quad (7.40)$$

Yatırım birim maliyetini elde etmek için yıllık yatırım geri ödemesi, yıllık toplam elektrik üretimine oranlanır. Denklem (7.42.)’deki birim maliyet hesabında kullanılan 100 dolar cent dönüşümünü ifade eder (Şener, Aksoy, 2007).

$$P_A = \dot{W}_{net} \cdot t_{op} \quad (7.41)$$

$$C_{unit} = 100.CC / P_A \quad (7.42)$$

Birim maliyet analizinde hesaba alınması gereken diğer gider çeşidi ise işletme giderleridir. Jeotermal santrallerin işletme giderleri literatürde tek bir kalemde toplanıp cents/kWh olarak belirtilmektedir. Birim maliyet ile birim işletme maliyeti toplanarak jeotermal birim maliyeti bulunur (Şener, Aksoy, 2007; YEKSEM, 2009).

$$C_R = C_{L, O\&M} + C_{L, O\&M, jeotermal} \quad (7.43)$$

$$C_{unit, R} = C_R / P_A \quad (7.44)$$

$$C_{unit J} = C_{unit, R} + C_{unit} \quad (7.45)$$

Jeotermal santral sistemlerin yatırım maliyetini ne kadar sürede çıkaracağı da önemlidir. Yıllık karı belirlemek için ihtiyaç duyulan elektrik toptan satış fiyatı, yenilenebilir enerji kanunu ile

0,055 Euro/*kWh* olarak belirlenmiştir ve hesaplamalarda dolara dönüştürülerek kullanılmıştır (YEKSEM, 2009).

$$Kar_{Yillik} = (EBF - C_{unit, R}) \cdot P_A \quad (7.46)$$

$$GDS = C_{Toplam} / Kar_{Yillik} \quad (7.47)$$

Bölüm 5 ve Bölüm 6'da en yüksek gücü elde etme çalışmalarından sonra Bölüm 7'de tanımlanan ekonomi analizi ile birlikte analizi yapılan üç sistemin maliyet açısından karşılaştırmaları yapılarak mevcut şartlardaki jeotermal kaynaktan yararlanarak elektrik üretmek için hangi kaynağın daha uygun olduğuyla ilgili daha kesin bir yargıya varılabilir.

8. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Santral tasarımı için hazırlanan bilgisayar programı yardımıyla binary çevriminde iki farklı ikincil akışkan için ve amonyak-su karışımıyla çalışan Kalina çevrimi için hesaplamalar yapılmıştır.

Bölüm 5 ve Bölüm 6'da gerekli girdi ve kabuller kullanılarak analizler yapılmış ve her sistemin, elde edilen maksimum güçte elde ettiği verimler, reinjeksiyon sıcaklığı ve bu noktadaki birim maliyet, geri dönüş süresi gibi ekonomik sonuçlar Çizelge 8.1'de karşılaştırılmıştır.

Çizelge 8.1 Elde edilen maksimum güçlerde jeotermal sistemlerin karşılaştırması

	Binary(İzobütan)	Binary(İzopentan)	Kalina
\dot{W}_{net} (kW)	3863	3709	5532
η_I (%)	8,773	9,011	11,88
η_{II} (%)	40,23	40,48	55,52
T_c (°C)	66,1	70,05	62,64
C_{Toplam} (\$)	10.009.957,2	9.208.324,4	15.653.475,7
GDS (Yıl)	6,715	6,456	6,642
C_{unit} (€/kWh)	4,331	4,116	4,691
$C_{unit, R}$ (€/kWh)	1,725	1,782	1,242
$C_{unit J}$ (€/kWh)	6,056	5,899	5,933

Çizelge 8.1'de de görüldüğü gibi analizlerde hedef en yüksek gücü elde etmek olursa en yüksek gücü Kalina çevrimi vermektedir. Birinci ve ikinci kanun verimlerinde de daha iyi sonuç veren Kalina çevrimi bütün bu avantajlarına rağmen jeotermal elektrik üretimi toplam birim maliyeti açısından ikinci akışkan olarak izopentan kullanan binary sistemden daha kötü sonuç vermektedir. Bu sonuçlara göre en düşük gücü üreten izopentan kullanılan binary sistem toplam birim maliyet açısından en iyi sonucu vermektedir.

Kalina çevriminden elde edilen güç yüksek olduğundan daha yüksek kurulum maliyeti gerekir. İşletme birim maliyeti ise diğer sistemlere göre oldukça düşüktür. Denklem no (7.44)'e bakıldığında işletme birim maliyetinin güç ile ters orantılı olarak değiştiği açıkça görülür, Kalina sisteminde bu maliyetin düşük olması bu yüzdendir.

Buna göre, uygulanması gereken jeotermal çevrim seçilirken gücün, birinci ve ikinci kanunun fazlalığına değil doğrudan birim maliyete odaklanması gerektiği bir kez daha kanıtlanmıştır.

Bu durumda her üç sistem için toplam birim maliyet açısından en iyi sonuçlar elde edilmeye çalışılacak ve karşılaştırma bu değerlere göre yapılacaktır.

Çizelge 8.2 İzobütan kullanılan binary çevrimin farklı türbin giriş basınçları için parametrik tablosu

P_1	\dot{W}_{net}	η_I	η_{II}	T_c	C_{Toplam}	$C_{unit J}$
[kPa]	[kW]	[%]	[%]	[°C]	(\$)	(€/kWh)
470	17,14	0,0002696	0,001451	39,28	2762480,4	619,8
643,6	1748	0,029	0,1515	43,81	6479460,0	9,754
817,1	2782	0,04903	0,2484	48,64	8378440,8	7,322
990,7	3395	0,06396	0,3144	53,69	9430324,8	6,544
1164	3728	0,07566	0,3609	58,91	9956636,8	6,209
1394	3863	0,08773	0,4023	66,1	10090956,7	6,056
1456	3853	0,09048	0,4107	68,09	10041744,7	6,05
1685	3679	0,09924	0,4335	75,65	9601014,1	6,129
1859	3423	0,1046	0,4439	81,63	9023691,5	6,295
2032	3075	0,1091	0,4497	87,86	8254011,1	6,574
2206	2641	0,1128	0,4513	94,38	7292726,3	7,02
2379	2125	0,1155	0,4485	101,3	6120658,0	7,771
2553	1522	0,117	0,4398	108,7	4699826,8	9,231
2726	822,1	0,1153	0,4162	116,8	2929419,0	13,37
2900	3,114	0,005506	0,01553	125,8	396612,9	2133

Farklı türbin giriş basınçları için elde edilen net güç, verimler, reinjeksiyon sıcaklığı, toplam maliyet ve toplam birim maliyet Çizelge 8.2’de gösterilmiştir. Çizelge incelendiğinde görülmektedir ki türbin giriş basıncının 1456 kPa olduğu durumda birim maliyet en düşük değere ulaşmaktadır. En yüksek güçteki birim maliyet (Çizelge 8.1) ile karşılaştırıldığında çok büyük bir değişiklik olmadığı sonucuna ulaşılmıştır. Ancak yine de nihai sonucu elde etmek için yapılacak karşılaştırmada minimum birim maliyet alınacaktır.

Çizelge 8.3 İzopentan kullanılan binary çevrimin farklı türbin giriş basınçları için parametrik tablosu

P_1	\dot{W}_{net}	η_I	η_{II}	T_c	C_{Toplam}	$C_{unit J}$
[kPa]	[kW]	[%]	[%]	[°C]	(\$)	(€/kWh)
320	3352	0,06596	0,3184	56,78	8853091,3	6,334
376,4	3606	0,07643	0,3588	61,78	9194742,8	6,056
432,9	3707	0,08507	0,3888	66,72	9271115,7	5,93
471	3709	0,09011	0,4048	70,05	9208325,0	5,899
489,3	3694	0,09234	0,4115	71,63	9150741,6	5,896
580,6	3493	0,102	0,4371	79,53	8643090,9	6,028
658,6	3189	0,1086	0,4511	86,25	7970555,9	6,188
715	2910	0,1127	0,4578	91,11	7369762,9	6,424
771,4	2589	0,1163	0,4621	95,99	6682416,2	6,76
827,9	2230	0,1193	0,464	100,9	5912253,7	7,246
884,3	1840	0,1217	0,4633	105,8	5058905,1	7,98
940,7	1419	0,1233	0,459	110,7	4116612,6	9,192
997,1	972,2	0,1233	0,4479	115,7	3070158,1	11,56
1054	499,8	0,1183	0,4152	120,7	1880308,6	18,38
1110	3,693	0,006985	0,01941	125,8	369554,3	1786

Birim maliyetin en düşük olduğu değer ile gücün maksimum olduğu nokta izopentan kullanılan sistemde de aynı nokta değildir ancak Çizelge 8.1 ve Çizelge 8.2 açıkça göstermiştir ki binary çevrimi kullanılan iki sistem de birim maliyetin en düşük olduğu nokta maksimum gücün olduğu noktaya çok yakındır. Bu yüzden binary çevrimi kullanılan sistemler için hedefin en yüksek gücü elde etmek olmasının önemli bir hataya yol açmayacağı görülmüştür.

Çizelge 8.4 Kalina çevrimin farklı konsantrasyonlar için parametrik tablosu

x_2	P_3	η_I	\dot{W}_{net}	A_{Toplam}	$A_{Kızdırıcı}$	T_c	C_{Toplam}	$C_{unit J}$
[%]	[bar]	[%]	[kW]	[m^2]	[m^2]	[C]	(\$)	(€/kWh)
0,6	31	0,142	2086	4022	1145	106,4	6667113,4	8,334
0,625	31	0,1403	2414	3795	1319	102,9	7175338,0	7,57
0,65	31	0,1381	2716	3824	1498	99,53	7711817,0	7,072
0,675	31	0,1356	2997	3933	1688	96,2	8228511,6	6,711
0,7	31	0,1332	3260	4094	1893	92,94	8725281,0	6,435
0,725	31	0,1308	3509	4301	2120	89,73	9207624,1	6,217
0,75	31	0,1287	3748	4556	2378	86,57	9681883,2	6,04
0,775	31	0,1268	3981	4868	2678	83,46	10156252,0	5,894
0,8	31	0,1252	4209	5249	3035	80,4	10637243,2	5,772
0,825	31	0,1238	4435	5725	3476	77,37	11133537,9	5,671
0,85	31	0,1226	4660	6348	4054	74,38	11658197,9	5,592
0,875	31	0,1216	4884	7178	4828	71,42	12221956,2	5,535
0,9	31	0,1207	5105	8403	5986	68,48	12861382,7	5,509
0,925	31	0,1198	5322	10578	8081	65,56	13678822,5	5,546
0,95	31	0,1188	5532	19199	16604	62,64	15653475,7	5,933

İzobütan ve izopentan kullanılan binary çevrimli diğer iki sistemin aksine Kalina çevrimi, sistem üzerinde çok büyük etkisi olan konsantrasyon değişimine önemli ölçüde tepki vermektedir. Yapılan analizler sonucu Çizelge 8.4'te de görüldüğü gibi maksimum güce en yüksek konsantrasyonda ulaşılmıştır. Konsantrasyonun artışıyla birlikte sistemden elde edilen güç ile birlikte kızdırıcı boyutları artmaktadır. Özellikle yüksek değerlerde gerçekleşen küçük artışlar bile çok büyük boyut artışını beraberinde getirmektedir. Artan güce kıyasla daha büyük artış gösteren ısı değiştirici boyutları yatırım maliyetini dolayısıyla toplam birim maliyeti arttırmaktadır. Birim maliyetin en az olduğu noktada konsantrasyon değeri 0,90 olarak bulunmuştur, bu değer analizi yapılan Kalina çevriminin en uygun noktası olarak kabul edilebilir.

Çizelge 8.5 Elde Edilen Minimum Toplam Birim Maliyette Jeotermal Sistemlerin Karşılaştırması

	Binary(İzobütan)	Binary(İzopentan)	Kalina
$\dot{W}_{net} (kW)$	3853	3694	5105
$\eta_I (%)$	9,048	9,234	12,07
$\eta_{II} (%)$	41,07	41,15	54,67
$T_c (^\circ C)$	68,19	71,63	68,48
$C_{Toplam} (\$)$	10.041.744,7	9.150.741,6	12.861.382,7
$GDS (Yıl)$	6,705	6,450	6,012
$C_{unit} (\$/kWh)$	4,321	4,107	4,176
$C_{unit, R} (\$/kWh)$	1,729	1,789	1,333
$C_{unit J} (\$/kWh)$	6,05	5,896	5,509

Her bir çevrim için minimum maliyetlerin elde edildiği noktadaki değerler Çizelge 8.5'te gösterilmiştir. Kalina çevrimi konsantrasyon yüzdesi %60-95 aralığında incelenmiş ve %60'dan %90'a kadar azalan birim maliyetin %90'dan sonra tekrar artış gösterdiği görülmüştür. Diğer iki binary sistemin Kalina'ya kıyasla daha yüksek toplam birim maliyete sahiptir.

Toplam birim maliyet sonuçları yapılan çalışmalarla büyük bir tutarlılık göstermektedir. 2007 yılında Şener ve Aksoy'un yaptığı enerji birim maliyeti analizinde yatırım birim maliyeti 4,2 $\$/kWh$ olarak bulunmuştur. Ayrıca işletme birim maliyeti için literatürde 1-3 $\$/kWh$ aralığı tahmini yapılmaktadır. Her iki birim maliyetin de analiz sonuçlarıyla uyumlu olduğu açıkça görülmektedir (Şener, Aksoy, 2007)

Elde edilen minimum birim maliyette, analizi yapılan üç sistemin her noktasına enerji ve ekserji ve değerleri sırasıyla Çizelge 8.6, 8.7 ve 8.8'de gösterilmiştir.

Çizelge 8.6 Kalina çevriminin minimum birim maliyeti için enerji ve ekserji değerleri

Hal No	Akışkan	Sıcaklık (°C)	Basınç (kPa)	Debi (kg/s)	Entalpi (kJ/kg)	Entropi (kJ/kgK)	x (%)	Ekserji (kW)
1	Amonyak-su	71,9	3100	35	276,3	1,105	0,9	7428
2	Amonyak-su	121,7	3100	35	1366	4,137	0,9	14979
3	Amonyak-su	121,7	3100	30,64	1514	4,509	0,9611	14616
4	Amonyak-su	121,7	3100	4,359	323	1,517	0,4703	363,5
5	Amonyak-su	61,5	796,1	30,64	1337	4,603	0,9611	8364
6	Amonyak-su	44	3100	4,359	-40,82	0,4924	0,4703	6874
7	Amonyak-su	44,4	796,1	4,359	-40,82	0,5012	0,4703	52,92
8	Amonyak-su	60	796,1	35	1165	4,093	0,9	8409
9	Amonyak-su	49,4	796,1	35	1081	3,837	0,9	8042
10	Amonyak-su	20,8	796,1	35	23,72	0,3241	0,9	6463
11	Amonyak-su	21,3	3100	35	27,62	0,3254	0,9	6586
12	Amonyak-su	39	3100	35	111,8	0,6032	0,9	6731
13	Amonyak-su	48,3	3100	35	157,1	0,7463	0,9	6874
a	Jeo. Akışkan	126,5	500	171	531,8	1,598	-	12507
b	Jeo. Akışkan	74,21	500	171	310,6	1,006	-	3841
c	Jeo. Akışkan	68,48	500	171	286,6	0,9364	-	3169
Soğutma suyu giriş	Su	15,76	250	680,4	66,08	0,2352	-	2,879
Soğutma suyu çıkış	Su	28,76	100	680,4	120,5	0,4193	-	907,5

Çizelge 8.7 İzobütan kullanılan binary çevriminin minimum birim maliyeti için enerji ve ekserji değerleri

Hal No	Akışkan	Sıcaklık (°C)	Basınç (kPa)	Debi (kg/s)	Entalpi (kJ/kg)	Entropi (kJ/kgK)	Ekserji (kW)
1	İzobütan	81,85	1394	116,2	660	2,366	4508
2	İzobütan	44,66	438,7	116,2	621,2	2,388	2562
3	İzobütan	32,91	438,7	116,2	599,1	2,317	2365
4	İzobütan	32,91	438,7	116,2	279,1	1,271	190,1
5	İzobütan	33,53	1394	116,2	281,1	1,272	396,9
6	İzobütan	81,85	1394	116,2	411,2	1,665	7795
a	Jeo. Akışkan	126,5	500	171	531,8	1,598	12507
b	Jeo. Akışkan	86,85	500	171	363,7	1,156	5524
c	Jeo. Akışkan	66,1	500	171	276,7	0,9071	2906
Soğutma suyu giriş	Su	15,76	250	730,9	66,08	0,2352	3,092
Soğutma suyu çıkış	Su	28,76	100	730,9	120,5	0,4193	974,8

Çizelge 8.8 İzopentan kullanılan binary çevriminin minimum birim maliyeti için enerji ve ekserji değerleri

Hal No	Akışkan	Sıcaklık (°C)	Basınç (kPa)	Debi (kg/s)	Entalpi (kJ/kg)	Entropi (kJ/kgK)	Ekserji (kW)
1	İzopentan	81,27	471	99,57	81,29	-0,4416	4163
2	İzopentan	51,2	119	99,57	39,47	-0,4187	2350
3	İzopentan	32,59	119	99,57	6,15	-0,5244	2067
4	İzopentan	32,59	119	99,57	-332,7	-1,633	125,6
5	İzopentan	32,75	471	99,57	-332,1	-1,633	183,7
6	İzopentan	81,27	471	99,57	-213,4	-1,273	7170
a	Jeo. Akışkan	126,5	500	171	531,8	1,598	12507
b	Jeo. Akışkan	86,27	500	171	361,2	1,149	5441
c	Jeo. Akışkan	70,05	500	171	293,2	0,9555	3346
Soğutma suyu giriş	Su	15,76	250	681,3	66,08	0,2352	2.883
Soğutma suyu çıkış	Su	28,76	100	681,3	120,5	0,4193	908,7

Çizelge 8.5'teki sonuçlar kullanılan üç farklı kaynağın birleştirilmesi sonucu, suyun ısı değiştiriciye $126,5^{\circ}\text{C}$ sıcaklıkta girdiği durum içindir. Orta ölçekli kaynakların $85-150^{\circ}\text{C}$ arasında değiştiği düşünülürse sıcaklığın bu aralıkta değişmesiyle Kalina çevriminin avantajını koruyup koruyamadığına bakmak için program farklı sıcaklıklara uyarlanmıştır. Kaynak sıcaklığındaki değişimlere her üç çevrim de aynı tepkiyi vermiş ve sıcaklık arttıkça toplam birim maliyet azalmıştır. Kaynak sıcaklığı $126,5^{\circ}\text{C}$ 'den daha düşük bir değer

(125 °C) ve yüksek değer (140 °C) olmak üzere iki farklı sıcaklıkta daha analizler yapılmıştır. Farklı sıcaklıklar için yapılan analizler yalnızca çevrimlerin vereceği genel bir tepki tahmini için yapılmış olup belirli kaynak değerleri için farklı basınç ve konsantrasyonlar için incelemeler yapılmalıdır.

Çizelge 8.9 Elde Edilen Minimum Toplam Birim Maliyette Jeotermal Sistemlerin Karşılaştırması ($T_a = 125^\circ C$)

	Binary(İzobütan)	Binary(İzopentan)	Kalina
\dot{W}_{net} (kW)	3688	3557	4837
η_I (%)	9,041	9,054	12,14
η_{II} (%)	41,11	40,73	54,81
T_c (°C)	68,95	71,02	68,12
C_{Toplam} (\$)	9.685.093,4	8.891.994,8	12.340.872,5
GDS (Yıl)	6,849	6,590	6,162
C_{unit} (€/kWh)	4,353	4,144	4,23
$C_{unit, R}$ (€/kWh)	1,798	1,851	1,398
$C_{unit J}$ (€/kWh)	6,151	5,995	5,628

Jeotermal kaynağın sıcaklığı düşürüldüğünde bütün çevrimlerin güçlerinde düşüş ve toplam birim maliyetlerinden yükselme gözlenmiştir. Daha iyi bir değerlendirme için yüksek sıcaklıktaki tepikler de önemlidir.

Çizelge 8.10 Elde Edilen Minimum Toplam Birim Maliyette Jeotermal Sistemlerin Karşılaştırması ($T_a = 140^\circ C$)

	Binary(İzobütan)	Binary(İzopentan)	Kalina
\dot{W}_{net} (kW)	5378	5050	6021
η_I (%)	10,2	10,31	11,94
η_{II} (%)	43,92	43,34	50,68
T_c (°C)	68,069	73,17	71,25
C_{Toplam} (\$)	13.179.714,3	11.727.771,0	13.675.837,9
GDS (Yıl)	5,802	5,562	5,249
C_{unit} (€/kWh)	4,063	3,85	3,766
$C_{unit, R}$ (€/kWh)	1,289	1,353	1,153
$C_{unit J}$ (€/kWh)	5,352	5,203	4,919

Jeotermal kaynağın sıcaklığı arttırıldığında bütün çevrimlerin güçlerinde artış ve toplam birim maliyetlerinden düşüş gözlenmiştir ancak en uygun sistemde bir değişiklik olmamıştır. Bütün bu sonuç göz önüne alındığında bir takım önerilerde bulunmak mümkündür;

Ülkemizde her geçen gün enerji ihtiyacı artmakta, enerji tüketimi ile yerli enerji üretimi arasındaki fark giderek açılmaktadır. Ülkedeki enerji açığının azaltılması dışa bağımlılığı beraberinde getirmektedir. Bu durumu ortadan kaldırmak için akılcı çözüm yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımudur. Bu koşullarda elimizdeki enerji kaynaklarının tasarrufunun sağlanması, kaynakların mantıklı bir şekilde kullanılması, mevcut üretim sahalarındaki üretimi arttırma çalışmaları yapılması, ilave arama çalışmaları ile yeni sahalar keşfederek ekonomik görülen sahaların üretime açılması gerekmektedir. Bu açıdan ülkemiz için önemli bir potansiyel oluşturan jeotermal enerji gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması ülke ekonomisine ve enerji ihtiyacını azaltmada büyük bir katkı sağlayacaktır.

Jeotermal enerji kaynakları açısından oldukça zengin olan Türkiye’de jeotermal enerjinin elektrik üretiminde kullanımı, son yıllarda üretime başlayan Dora I, Dora II ve Tuzla elektrik santrallerine rağmen mevcut kaynaklara göre hala oldukça düşük seviyelerdedir.

Türkiye’de, jeotermal endüstrisinin hızla gelişmesine rağmen, uzmanlar ve finansörler doğal gaz gibi düşük fiyatlı yakıtlara bel bağlamışlardır. Maliyeti, yeni bir jeotermal santralin maliyetinin yarısına denk olan doğal gaz santralleri başlangıçta karlı bir yatırım gibi görünse de, ekonomik olarak dışa bağımlılığın artması ve sonraki yıllarda ki değişimlerin belirsizliği gibi nedenlerden dolayı yanlış bir izlenimdir. Bunu, tezde yapılan birim maliyet analizinde de görmek mümkündür. Binary çevrimli santralin toplam yatırım maliyeti düşük olduğu halde asıl önemli değerlendirme kriteri olan toplam birim elektrik maliyetinde Kalina çevrimi daha uygun sonuç vermiştir. Bu durumda karar verirken birim maliyetin düşük olmasını hedeflemek gerekmektedir. Hangi çevrimin seçileceğine karar verirken dünyada 30 yıldır uygulanmakta olan Binary çevrimine mi yoksa hala geliştirme aşamasında olan Kalina çevrimine mi yatırım yapılması gerektiği konusunda düşünülmemiştir.

Jeotermal kaynaklarımızın büyük bir kısmının düşük ve orta sıcaklıklı kaynaklar olduğu düşünülürse, bu sıcaklıklardaki kaynakların değerlendirilmesi açısından Binary ve Kalina çevrimlerinin kullanımı ülkemiz elektrik ihtiyacını karşılamak açısından önemlidir.

KAYNAKLAR

Arslan, O. (2008) Kütahya-Simav Jeotermal Kaynaklarının Hassas Değerlendirmesi: Entegre Sistem Tasarımı ve Enerji-Ekserji Analizleri, Doktora Tezi, Osmangazi Üniversitesi, Eskişehir

Arslan, O., Köse, R., Acaroğlu, M., Özgür, M.A., Yıldızay, H.D., (2005), “Jeotermal Enerjinin Elektrik Üretiminde Çevreye Olan Olumlu Etkisi ve Diğer Kaynaklar İle Mukayesesi”, 4th International Advanced Technologies Symposium (IATS), Eylül 28-30, Konya, Türkiye, 512-516.

Barbier, E., (2002), “Geothermal Energy Technology and Current Status: An Overview Renewable and Sustainable Energy Reviews”, Pergamon, 3-65.

Bejan, A., Tsatsaronis, G., and Moran, M., (1996), Thermal Design and Optimization, John Wiley & Sons, Inc., The United States of America

Bertani, R., (2005), World Geothermal Power Generation 2001-2005, International Geothermal Development, The International Journal of Geothermal Research and Its Applications Elsevier, Vol. 34, No.6, 651-690.

BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi), (2006), “Doğalgaz Taşımacılığı, Tesisleri ve Ticareti”, Erişim: www.botas.gov.tr/dogalgaz.asp.

BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi), (2008), “Doğalgaz Talep Tahmin Değerleri”, Erişim: http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg_arztaleb_sen.asp.

Caixia, S., (2008), Feasibility Study of Geothermal Utilization of Yangbajain Field in Tibet Autonomous Region, P.R.China, MSc thesis, University of Iceland, Dept. of Mechanical Engineering

Coşkun, f A., Bolattürk, A., Kanoğlu, M., (2009), “Kütahya'nın Jeotermal Kaynaklarından Elektrik Üretiminin Araştırılması”, IX. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi, 85-99, 6-9 Mayıs, İzmir

Çengel, Y.A., Boles, M.A., (1996), Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik, Thermodynamics: An Engineering Approach 2. Baskıdan çeviri, Çeviren: Taner Derbentli, McGraw-Hill-Literatür Yayıncılık, İstanbul

Dağdaş, A., Öztürk, R., Bekdemir, Ş., (2005), “Thermodynamic Evaluation of Denizli Kızıldere Geothermal Powerplant and It's Performance Improvement”, Energy Conversion and Management 46: 245-256

Desideri, U., Bidini G., (1997), “Study Of Possible Optimization Criteria For Geothermal Power Plants”, Energy Convers. Mgmt Vol 38, No:15-17,1681-1691

DiPippo, R., (1999), “Small Geothermal Power Plants: Design, Performance and Economics, GHC Bulletin”, 1-8

DiPippo, R. (2004) "Second Law Assessment of Binary Plants Generating Power From Low Temperature Geothermal Fluids", *Geothermics*, Vol. 33, 565-586

DiPippo, R. (2007) "Ideal Thermal Efficiency for Geothermal Binary Plants", *Geothermics*, Vol 36, 276-285.

DiPippo, R. (2008) "Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact", Elsevier, Oxford

Dorj, P. (2005) Thermoeconomic Analysis of a New geothermal Utilization CHP Plant in Tsetserleg, Mongolia, MSc thesis, University of Iceland, Dept. of Mechanical Engineering

EİE (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), (2007), "Dünya-Türkiye'de Jeotermal Enerji Uygulamaları" Erişim: http://www.eie.gov.tr/turkce/jeoloji/jeotermal/12dunyada_jeotermal.html

EİE (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), (2007), "Türkiye'de Jeotermal Enerji", Erişim: <http://www.elektrikbilgisi.net/showthread.php?tid=21>

EİE (Elektrik İşleri Etüt İdaresi), (2010), Türkiye'de Jeotermal Enerji, Erişim: http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/jeotermal/13turkiyede_jeotermal_enerji.html

El-Wakil, M. (2002), "Power Plant Technology", McGraw-Hill

El-Sayed, Y.M. and Tribus, M., (1985), "A Theoretical Comparison of the Rankine and Kalina Cycle", *ASME Advanced Energy Systems Division, AES-Vol.1*, 97-102

Enda Enerji Holding A.Ş., "İşletmedeki tesisler", (2010), Erişim: http://www.endaenerji.com.tr/enda_enerji.php?sayfa_id=150&kategori_id=150&id=26&lng=1

ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), (2006), "Türkiye'de Yıllara Göre Birincil Kaynaklardan Yapılan Genel Enerji Arzı", Erişim: www.enerji.gov.tr/enerjitetimi.htm

ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), (2008a), "Enerji İstatistikleri: Türkiye'de Yıllara Göre Birincil Kaynaklardan Yapılan Genel Enerji Arzı", Erişim: <http://www.enerji.gov.tr/istatistik.asp>

ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), (2008b), "Enerji İstatistikleri: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimine Kaynaklara Göre Yıllar İtibariyle Gelişimi", Erişim: <http://www.enerji.gov.tr/istatistik.asp>

F-Chart Software, 2004: EES, Engineering Equation Solver. F-Chart Software, Erişim: <http://www.fchart.com/eess/eess.shtml>

Fridleifsson, I.B., (2001), "Geothermal Energy for the Benefit of the People", *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 5, 299-312

Heinrich Böll Stiftung Derneği, (2006), Önsöz ve Program Bildirgesi, Akıllı Enerji: Türkiye-AB Uluslararası Konferansı Bildiri Kitabı, 28-29 Ekim 2006, Ankara, Erişim: http://www.boell-tr.org/tr/event_details_tr.aspx?evid=57

Henry, A., Mlcak, P., (2001), “Desing and Start-up of the 2 MW Kalina Cycle Orkuveita Husavikur Geothermal Power Plant in Iceland”, European Geothermal Energy Council 2th Business Seminar, Altheim Austria, 1-8

Hettiarachchi, H.D.M., Golubovic, M., Worek, W.M., Ikegami, Y., (2007), “Optimum Design Criteria for an ORC Using low-Temperature Geothermal Heat Sources”, Elsevier, Energy 32: 1698-1706

Holman, J.P., (2002) Heat transfer, McGraw-Hill Companies

Hunt, T.M., (2000), “Five Lectures on Environmental Effects of Geothermal Utilization”, Report, United Nations University, Geothermal Training Programme

IEA (International Energy Agency), (2008), “Monthly Natural Gas Survey”, Erişim: <http://www.iea.org/Textbase/stats/surveys/natgas.pdf>.

JEODER (Türkiye Jeotermal Derneği), (2008), “Türkiye’de Jeotermal Enerjinin Mevcut Durumu”, Erişim: <http://www.jeotermaldernegi.org.tr/turkiye%20i.htm>

Jeotermal Portalı, (2010), Erişim : <http://jeotermal.web.tr/news/25032010-dora-2-jeotermal-enerji-santrali-elektrik-ueretimine-basladi>

Kalina, A., (1984), ASME Journal of Engineering for Power, October 1984, Vol. 106, no. 4

Kanoğlu, M., Çengel, Y.A., (1999), “Improving the Efficiency of On Existing Binary Geothermal Power Plant”, A Case Study, Transection of the ASME, Journal of Energy Resources Technology, Vol : 121, No: 3

Kanoğlu, M., (2005), “Jeotermal Elektrik Üretim Sistemleri ve Kojenerasyon”, Jeotermal Enerji Seminer Kitabı, TESKOM 2005 VII. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi ve Sergisi, MMO Yayın No: E/2005/393-2, 23-26 Kasım 2005, 289-299

Kopunicova, M., (2009) Feasibility Study of Binary Geothermal Power Plants in Eastern Slovakia, MSc thesis, The School of Renewable Energy Science

Köse, R., (1998), “Enerji kaynaklarının değerlendirilmesi”, 3e, Sayı 50:68-72

Köse, R., (2005), “Research on the generation of electricity from the geothermal resources in Simav region”, Turkey, Renewable Energy 30:67-79

Kranz S. (2007) “Market survey- Germany”, GFZ Potsdam, Erişim: http://www.lowbin.eu/public/GFZ-LowBin_marketsituation.pdf

Kutscher, C.F., (2000), “The status and future of geothermal electric power”, National Renewable Energy Laboratory, NREL/CP-550-28204, Erişim: <http://www.nrel.gov/geothermal/pdfs/28204.pdf>

Lazalde-Crabtree, H., (1984), “Design Approach of Steam-water Separators and Steam Dryers for Geothermal Applications”, Geothermal Resources Council Bulletin 13(8):11-20

Lindal, B., (1973), “Industrial and Other Applications of Geothermal Energy”, Armstead, H.C.H. Geothermal Energy, UNESCO, Paris

Lund, J.W., (1997), "Direct heat utilization of geothermal resources", *Renewable Energy* 10: 403-408

Lukawski, M., (2009), *Design and Optimization of Standardized ORC Power Plants for European Conditions*, MSc thesis, The School of Renewable Energy Science

Lund, W.J., (2004), "100 Years of Geothermal Power Production", *GHC Bulletin*, 11-19

Lund, J.W., (2005), "Message from President", *IGA News* No: 61

Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Endüstriyel Hammaddeler Alt Komisyonu Jeotermal Enerji Çalışma Grubu Raporu T.C. Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı Yayın No: Dpt : 2441

Mertoğlu, O., Bakir, N., Kaya, T., (2003), "Geothermal Applications in Turkey", *Geothermics* 32: 419-428

Mertoğlu, O., (2005), "Geothermal Applications in Turkey", *Proceedings of World Geothermal Congress 2005*, 22-29 April, Antalya, Turkey

MTA (Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü), (2005), "Türkiye Jeotermal Kaynakları Envanteri"

Murugan, R.S., Subbarao, P.M.V., (2007), "Effective Utilization Of Low Grade Steam In An Ammonia-Water Cycle", *Proc. IMech Vol. 222, Part A*, 161-166

Nag, P.K., Gupta, A.V.S.S.K.S., (1998), "Exergy Analysis of the Kalina Cycle", *Applied Thermal Engineering* Vol.18, No. 6: 427-439

Nugroho, A.J., (2007), *Evaluation of Waste Brine Utilization from LHD Unit III for Electricity Generation In Lahendong Geothermal Field, Indonesia*, MSc thesis, University of Iceland, Dept. of Mechanical Engineering

Ogriseck, S., (2009), "Integration of Kalina Cycle In a Combined Heat and Power Plant, a Case Study", *Applied Thermal Engineering* 29: 2843-2848

Özgür, M.A., (2008), "Review of Turkey's renewable energy potential", *Renewable Energy*

Özdamar, A., Gursel, K.T., Örer, G., Pekbey, Y., (2004), "Investigation of the Potential of Wind-waves As a Renewable Energy Sources: by the example of Çesme-Turkey", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8:581-592

REN21 (Renewable energy Policy Network for the 21th century), (2008), *Renewables 2007, "Global status report"*, Erişim: <http://www.ren21.net/pdf/>

RESSİAD (Rüzgar Enerjisi ve Su Santralleri İşadamları Derneği), (2006), "Türkiye kurulu güç gelişimi", Erişim: <http://www.ressiad.org.tr/dhie.php?t=istatistikler&ID=1>

Serpen, U., (2003), “Jeotermal Enerji Teknolojisinde Yeni Gelişmeler”, Jeotermal Enerji Doğrudan Isıtma Sistemleri: Temelleri ve Tasarımı Seminer Kitabı, TESKOM 2003, MMO Yayın No: MMO/2003/328-4, 511-519

Şener A.C., Aksoy N., (2007), “Jeotermal Güç Ekonomisi : Genel Bakış”, Jeotermal Enerji Semineri, 341-348

Şener A.C., (2009), Uncertainty Analysis of Geothermal Energy Economics, Doktora Tezi, The School of Engineering and Applied Science of the George Washington University

TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi), (2006a), “Türkiye’de kurulu gücün yıllar itibariyle gelişimi”, Erişim: <http://www.teias.gov.tr/istat2004/1.xls>

TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi), (2006b), “Türkiye Enerji Projeksiyonu”, Erişim: www.teias.gov.tr/yayinlar-raporlar/turkiyeelektrikuretimiplani.htm

Tamyerli, U. (2007) Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretiminin İrdelenmesi Örnek Çalışma: Kütahya-Simav Jeotermal Sahası, Yüksek Lisans Tezi, Kütahya Dumlupınar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü

TMMOB, (2009), “Jeotermal Kongre Bildiriler Kitabı”, 23-25 Aralık, Ankara, Türkiye

TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu), (2006), “Elektrik Üretim İstatistikleri”, Erişim: www.die.gov.tr/TURKISH/SONIST/ENERJI/enerji.html.

TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu), (2008), Nüfus İstatistikleri, “Nüfus Büyüklüğü Verileri”, Erişim: http://www.tuik.gov.tr/PreIstatistikTablo.do?istab_id=218

Ültanır, M.Ö., (2006), “Economic Indicators for Investing in Renewable Resources”, Yenilenebilir Enerji Sempozyumu Bildiri Kitabı, 1-2 Haziran 2006, Ankara, Erişim: <http://www.ressiad.org.tr/dhie.php?t=etkinlikler&ID=20>

Valdimarsson, P. and Eliasson, L., (2003), “Factors Influencing The Economics Of The Kalina Power Cycle and Situations of Superior Performance”, Proceedings of International Geothermal Conference, Reykjavík, Iceland, 32-40

Valdimarsson, P., (2005), “The Kalina Power Plant in Husavik- why Kalina and what has been learned”, Strasbourg

WGC (World Geothermal Congress), (2000), “Declaration of The World Geothermal Congress, World Geothermal Congress”, 28 May - 10 June , Kyushu, Japan

YEKSEM, (2009), “Yenilenebilir Enerji Kaynakları Maliyet Analizi ve Sürdürülebilir YEK Uygulamaları”, Diyarbakır, Türkiye, 37-41

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	08.04.1986	
Doğum yeri	Isparta	
Lise	1997-2000	Kırlareli Anadolu Lisesi
	2000-2004	Tekirdağ Anadolu Lisesi
Lisans	2004-2008	İstanbul Üniversitesi Mühendislik Fak. Makine Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	2008-2010	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Müh. Anabilim Dalı, Enerji Makineleri Programı