

JEOTERMAL ELEKTRİK SANTRALLARI VE GAZ ALMA SİSTEMLERİ

Nurdan YILDIRIM ÖZCAN
Güliden GÖKÇEN

ÖZET

Konvansiyonel jeotermal elektrik santrallerinde, tüm ekipmanlar jeotermal akışkan ile dolayısıyla da akışkanın içerdiği çeşitli korozif ve kabuklaşma potansiyeline sahip kimyasallar ile temas ederler. Bu kimyasallardan gaz fazında bulunan yoğuşmayan gazlar ayrıca santral performansını da olumsuz yönde etkilerler. Dolayısıyla santralin termodinamik verimini optimize edebilmek için yoğuşmayan gazlar sistemden uzaklaştırılmalıdır. Bu nedenle jeotermal elektrik santralleri büyük kapasitede "Gaz Alma Sistemleri"ne ihtiyaç duyarlar. Bu sistemler, santralin ilk yatırım ve işletme maliyetlerinde önemli bir paya sahiptir.

Dünya'daki jeotermal elektrik santrallerinin %63'ünü flaş buharlı jeotermal santraller oluşturmaktadır. Yaygın bir kullanıma sahip olması nedeniyle bu çalışmada tek kademeli flaş buharlı jeotermal elektrik santralleri ele alınmış ve bu santraller ile birlikte kullanılacak gaz alma sistemleri tanıtılmıştır. Kızıldere Jeotermal Santrali kuyubaşı özelliklerine sahip bir santral, dört farklı gaz alma sistemi (buhar jet ejektör sistemi, kompresör sistemi, hibrit sistem (buhar jet ejektörü + sıvı halkalı vakum pompası) ve reboiler sistemi) için modellenmiş ve santralin net elektrik üretiminin değişimi; farklı türbin giriş basıncı (100-1000 kPa) ve yoğuşmayan gaz oranı (%0-25) koşullarında incelenmiştir. Sonuçlar, Kızıldere Jeotermal Santrali'nin işletme koşulları ile karşılaştırılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Kondense olmayan gazlar, jeotermal elektrik santrali.

ABSTRACT

In the conventional geothermal power plants, all equipments have a contact with the geothermal liquid so with the corrosive chemicals and the chemicals that have a potential of caking. Non-condensing gases found in the gas phases among these chemicals have a negative impact on the performance of the plant. Therefore, non-condensing gases should be kept away from the plant in order to optimize the thermodynamic efficiency of the plant. Thus, geothermal power plants have a great need for "Degassing Systems" of great capacity. These systems have a great role in the first investment and operational costs of the plant.

63% of the geothermal power plants in the world are composed of flash steam plants. Single-stage flash steam geothermal power plants are covered in this study since they have a common usage and degassing systems that may be used together with these plants are introduced. Kızıldere Geothermal Plant is designed to be a plant that has wellhead characteristics, four different degassing systems (steam jet ejector system, compressor system, hybrid system (steam jet ejector + liquid ringed vacuum pump) and reboiler system) and the net power generation changes of the plant were analyzed under conditions of different turbine input pressure (100-1000 kPa) and the non-condensing gas ratio (%0-25). The results were compared with the operational conditions of Kızıldere Geothermal Plant.

Key Words: Non-condensable gases, geothermal power plants.

1. GİRİŞ

Yoğuşmayan gazlar (çoğunlukla karbondioksit (CO₂) ve değişen miktarlarda hidrojen sülfür (H₂S), hidrojen (H₂), azot (N₂), amonyak (NH₃), civa (Hg), bor buharı (B), radon (Rn) ve metan (CH₄) gibi hidrokarbonlar) jeotermal akışkanların doğal bileşenleridir ve rezervuar koşullarında yüksek basınç altında çözünmüş halde bulunurlar. Jeotermal akışkan, üretim kuyusunda yüzeye doğru ilerledikçe üzerindeki hidrostatik basınç azalır. Kuyu içerisinde belli bir derinlikte basınç kaynama noktasına ulaşır ve flaşlanma (buharlaştırma) başlar, böylece jeotermal akışkanın su bileşeninin bir kısmı buhara dönüşür. Çözünmüş gaz içeren su, saf suya göre daha yüksek basınçta buharlaşır. Flaşlanma sırasında büyük miktarda buhar açığa çıktığı için, tipik bir kuyuda iki fazlı akışkan kuyubaşına ulaştığında buhar içindeki gaz oranı göreceli olarak düşüktür. Seperatörde buhar fazı başlangıçta çözünmüş gazın hemen hemen tamamını içerirken, seperatörü terkeden sıvı küçük bir miktar çözünmüş gaz içerir [1,2].

Jeotermal santrallarda türbinden elde edilen iş miktarını sınırlayan parametrelerden biri jeotermal buharın içerdiği yüksek yoğuşmayan gaz oranıdır. Yoğuşmayan gazların kondenserde birikmesi sonucu kondenser basıncı artar ve buna bağlı olarak türbinin iş üretimi azalır. Bu nedenle, jeotermal elektrik santrallarının termodinamik analizlerinde yoğuşmayan gazların ihmal edilmeyip hesaplamalara dahil edilmesi zorunludur [3].

Yoğuşmayan gaz oranı (f); buhar içerisinde ağırlık yüzdesi olarak bulunan yoğuşmayan gaz miktarını ifade edilir ve sahadan sahaya hatta aynı saha içinde kuyudan kuyuya değişiklik gösterebilir. Tablo 1'de çeşitli jeotermal sahalarda jeotermal buharın ağırlıkça içerdiği yoğuşmayan gaz miktarları verilmiştir [2,4-6]. Kızıldere Jeotermal Sahası %10-21 oranındaki yoğuşmayan gaz oranı ile Dünya'daki en yüksek yoğuşmayan gaz oranına sahip sahalardan biridir.

Tablo 1. Çeşitli Jeotermal Sahalara Ait Yoğuşmayan Gaz Oranları [2, 4-6].

Jeotermal Saha	Yoğuşmayan gaz oranı (% ağırlık)
Kızıldere, Türkiye	10-21
Larderello, İtalya	10
Broadlands, Ohaaki, Yeni Zelanda	3-6
Geysers, ABD	0.5-2
Wairakei, Yeni Zelanda	0.2
China Lake, California, ABD	0.2
Puna field, Hawaii	0.1
Palinpinon, Filipinler	1.3
Tongonan, Filipinler	3
BacMan, Filipinler	5

Jeotermal santrallarda yüksek yoğuşmayan gaz oranlarının yarattığı problemlerden bazıları aşağıda listelenmiştir [2, 7-8];

- Yoğuşmayan gazların kondenserde birikmesi nedeniyle basıncın yükselmesi, dolayısıyla türbinin ürettiği enerji miktarının azalması,
- Türbinden geçen buhar debisinin bir kısmını, buhardan düşük spesifik enerjiye sahip yoğuşmayan gazların oluşturması nedeniyle türbinin daha az enerji üretmesi,
- Yoğuşmayan gazların yüzey tip kondenselerde borular etrafında direnç yaratarak ısı geçişini azaltmaları,
- Yoğuşmayan gazları kondenserden uzaklaştırmak için kullanılan gaz alma sistemlerinin ilk yatırım ve işletme maliyetlerinin fosil yakıtlı santrallarda kullanılanlara göre daha yüksek olması,
- CO₂ ve H₂S gibi korozyon gazlarının suda çözünmesi, buhar ve yoğuşkan ile temas eden ekipman ve borularda korozyona neden olmaları,

- H₂S gazının atmosfere salındığında yarattığı genel çevresel etkiler,
- Türbin beslemesinde ve santral çevresinde yüksek H₂S konsantrasyonunun korozif etkilerinden dolayı oluşan ekipman hasarları ve yapılarda dış korozyon,
- Türbinde kirlilik (fouling).

Bu çalışmada; jeotermal santrallarda kullanılan başlıca gaz alma sistemleri kısaca tanıtılacak, tek kademeli flaş buharlı bir jeotermal elektrik santrali için farklı gaz alma sistemlerinin kullanılması durumunda net elektrik üretimi; türbin giriş basıncı (100-1000 kPa) ve yoğuşmayan gaz oranı (%0-25) değişimi için termodinamik olarak incelenecek, sistemler birbirleri ve Kızıldere Jeotermal Santrali işletme koşulları ile karşılaştırılacaktır.

2. GAZ ALMA SİSTEMLERİ

Yoğuşmayan gazların jeotermal santrallarda yarattığı problemler göz önüne alındığında, bu gazların sistemden uzaklaştırılmasının zorunlu olduğu görülmektedir. Gaz alma sistemi seçiminde göz önünde bulundurulması gereken parametreler; sistemin kapasitesi, güvenilirliği, ilk yatırım masrafları, işletme masrafları (enerji ve bakım), yer gereksinimi, bina masrafları, bakım sıklığı ve zorluğudur.

Konvansiyonel jeotermal güç santrallerinde yoğuşmayan gazların türbinden geçmesine izin verilir ve bu gazlar kondenserden bir gaz alma sistemi yardımı ile uzaklaştırılırlar. Yoğuşmayan gaz konsantrasyonu ağırlıkça buharın %12-15'inden küçükse vakum kondenserler, büyükse buharın türbinden sonra doğrudan atmosfere atıldığı atmosferik kondenserler ekonomiktir. Fakat atmosfere gaz atımı, birçok ülkede çevresel yasalarla sınırlandırılmıştır. CO₂ ve H₂S'in kondenserden uzaklaştırıldıktan sonra şartlandırılması istenir. Kondenser basıncı, yoğuşmayan gazların uzaklaştırılması ile tasarım değerinde tutulabilir. İşletme sırasında gaz alma sistemi devre dışı kalırsa, kondenser basıncı kondenser içinde yoğuşmayan gazların birikmesi nedeniyle yavaş yavaş yükselir. Bu da türbin ile kondenser arasındaki basınç farkını azaltarak santralin durmasına bile neden olabilir [9].

Gaz alma sistemleri akış kapasitelerine (debi) göre sınıflandırılırlar.

- **Buhar Jet ejektörleri:** Düşük yoğuşmayan gaz oranları için kullanılır (<%3).
- **Sıvı halkalı vakum pompası:** Yoğuşmayan gaz debisinin oldukça düşük olduğu durumlarda kullanılır. Jeotermal uygulamalardaki kapasite sınırlamaları nedeniyle tek başına kullanımları sınırlıdır.
- **Hibrit sistem (buhar jet ejektörü+sıvı halkalı vakum pompası, buhar jet ejektörü+kompresör vb.):** Buhar jet ejektörlerinin sıkıştırma oranı küçük olduğu için ikinci bir kademe olarak vakum pompası yada kompresör kullanılır.
- **Roto-dinamik (kompresörler, radyal üfleyiciler vb.):** Yüksek yoğuşmayan gaz oranlarında kullanılırlar (>%3) [4].

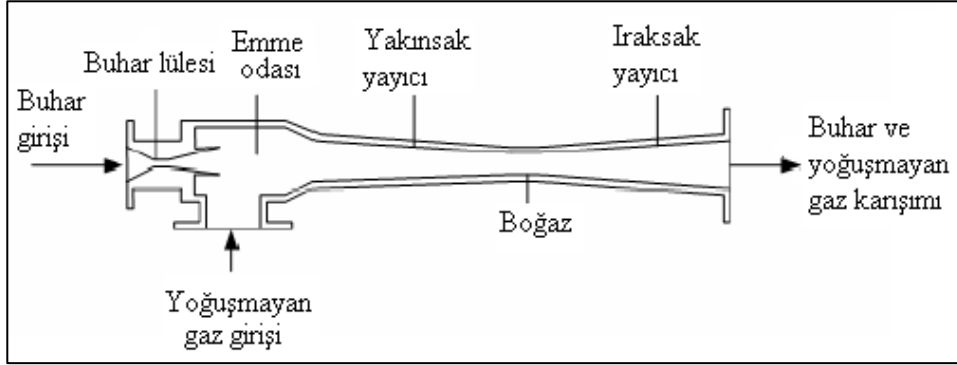
Yoğuşmayan gazları buhardan bir diğer ayırma yöntemi ise reboiler kullanımı ile gazları türbine girmeden önce (upstream) sistemden uzaklaştırmaktır.

2.1. Buhar jet ejektörleri

Buhar jet ejektörleri, konvansiyonel termik ve jeotermal elektrik santrallerinde yaygın olarak kullanılırlar. Jeotermal elektrik santrallerinde genellikle iki kademeli buhar jet ejektör sistemi kullanılır. Ejektör bir çeşit vakum pompası veya kompresördür. Ejektörler; vana, rotor ve piston gibi hareketli parçalara sahip olmadıkları için ucuzdurlar, işletmeleri kolaydır ve daha az bakım gerektirirler.

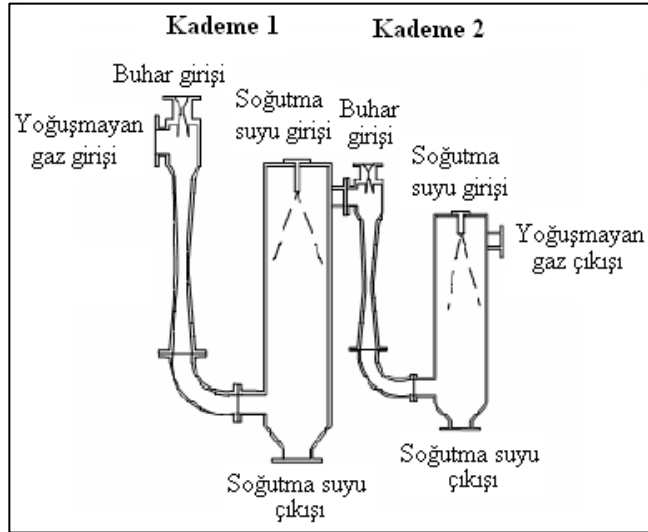
Şekil 1'de tek kademeli bir buhar jet ejektörü gösterilmektedir. Buhar jet ejektörü venturi prensibine göre çalışır ve buhar lülesi, emme odası ve yakınsak-ıraksak yayıcıdan oluşur. Jeotermal buhar basıncı, buhar lülesi vasıtasıyla emme dizayn basınç değerine getirilerek bir düşük basınç alanı

yaratılır. Böylelikle buharın basınç enerjisi lüle çıkışında kinetik enerjiye dönüştürülür. Emme odasında sağlanan vakum etkisiyle kondenserde biriken yoğuşmayan gazların emme odasına alınarak jeotermal buhara karışması sağlanır. Lüle çıkışında yüksek sesüstü hızlarda olan buhar ve yoğuşmayan gazlardan oluşan karışım emme odasını geçerek yakınsak-ıraksak yayıcıya girer. Burada karışımın kinetik enerjisi, Bernoulli prensibine göre, çıkışta tekrar basınç enerjisine dönüştürülür [4, 10].



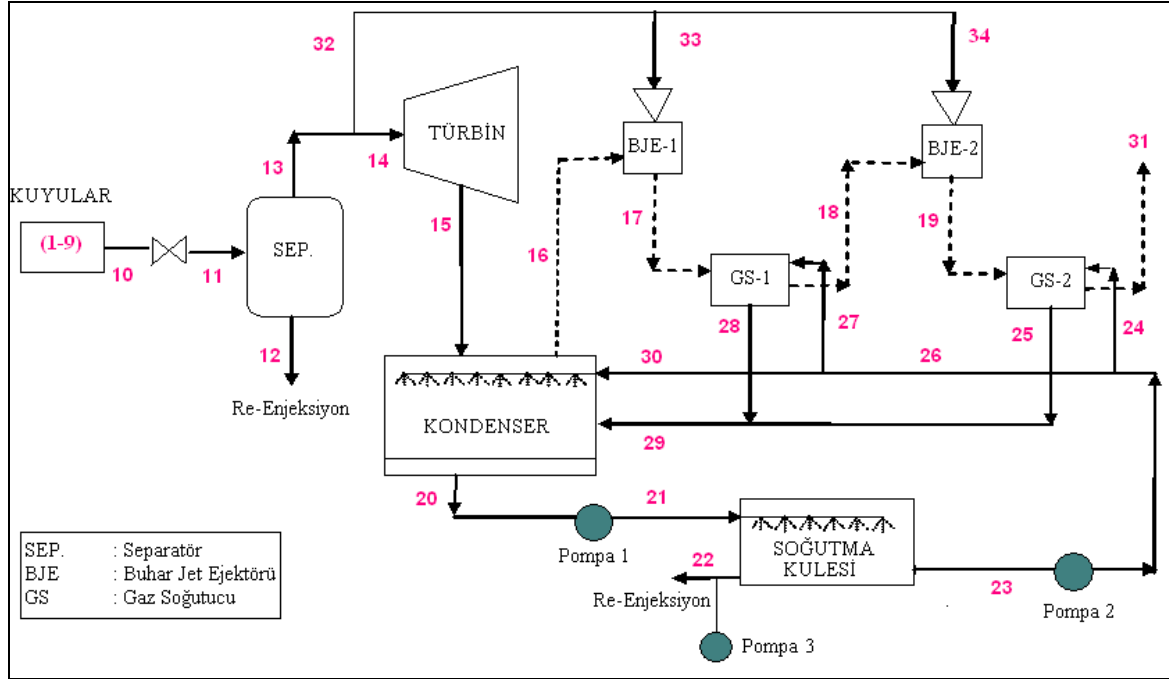
Şekil 1. Tek Kademeli Buhar Jet Ejektörü [10].

Tek kademeli buhar jet ejektörlerinin sıkıştırma oranları dolayısıyla kapasiteleri boyutlarından dolayı sınırlıdır. Daha büyük sıkıştırma oranı gereken durumlarda iki veya daha fazla ejektör seri bağlanarak kullanılabilir (Şekil 2).



Şekil 2. İki Kademeli Buhar Jet Ejektör Sistemi [10].

İki kademeli buhar jet ejektörlü gaz alma sisteminin tek kademeli flaş buharlı bir jeotermal elektrik santralinde uygulandığı Şekil 3'te gösterilmiştir. Birden fazla buhar jet ejektörü içeren bu sistemlerde kademeler arasında kondenseler kullanılarak gaz ile birlikte ejektöre sürüklenen su buharının yoğuşması ve ikinci kademeye gidecek olan akışkan miktarının azalması sağlanır. Böylelikle hem ikinci kademedeki buhar jet ejektörünün kapasitesi hem de kullanılan jeotermal buhar debisi minimize edilmiş olur. İkinci kademedeki kondensere gürültü seviyesinin azaltılmasına da yardımcı olur.

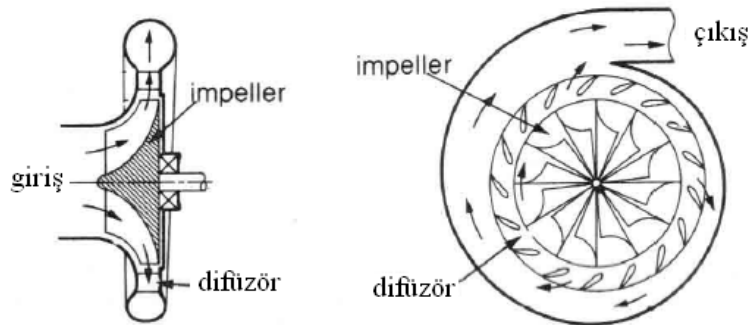


Şekil 3. Tek Kademeli Flaş Buharlı Jeotermal Santral (İki Kademeli Buhar Jet Ejektörlü Gaz Alma Sistemi İle).

2.2. Kompresörler

Kompresörler, yüksek yoğunlaşmayan gaz oranına sahip jeotermal santrallarda tercih edilirler. Yaygın uygulama, santrifüj pompaların ana turbo-jeneratör tarafından doğrudan ya da bir hız artırıcı vites ile çalıştırılmasıdır. Genel konfigürasyon; iki ya da üç ara gaz soğutuculu, çift gövdeli bir kompresördür. İlk rotor ünitesi doğrudan turbo-jeneratöre bağlıdır ve 3000 rpm hıza sahiptir. İkinci ünite ilkinden tahrik alır ve 4000 rpm hızındadır [4, 9].

Tek kademeli bir kompresör Şekil 4'de şematik olarak verilmiştir. Kompresörlerde gazın santrifüj kuvvetle (impeller dışına) savrulmasıyla hızlanması ve impeller çıkışında yığılması, taşıdığı kinetik enerjinin basınç enerjisine dönüşmesini sağlar.

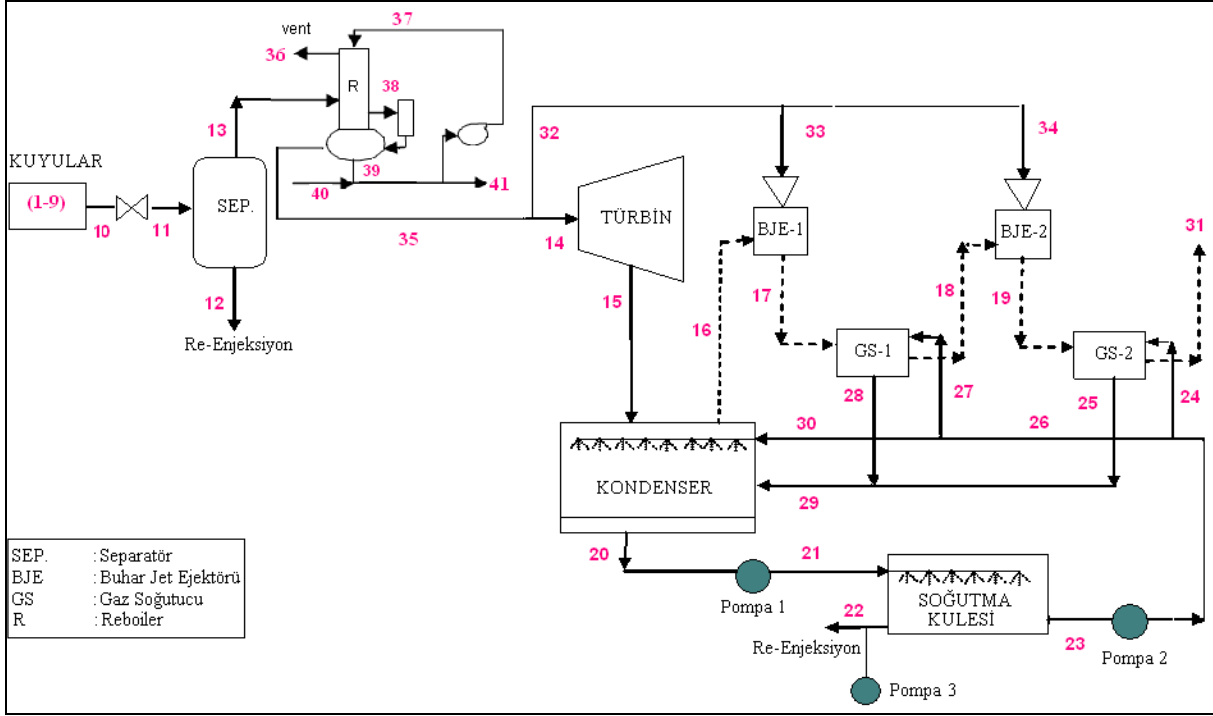


Şekil 4. Kompresör [11].

İki kademeli kompresörlü gaz alma sistemine sahip bir jeotermal santralin şematik gösterimi Şekil 5'te verilmiştir.

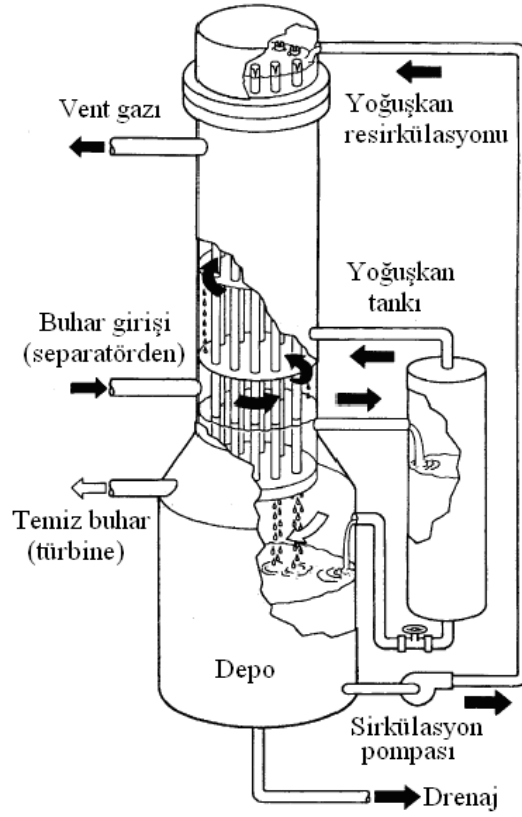
2.4. Reboilerler

Yoğuşmayan gazları buhardan bir diğer ayrıştırma yöntemi ise kondenser yerine gazları türbine girmeden önce (upstream) reboiler kullanımı ile uzaklaştırmaktır. Reboilerli bir gaz alma sisteminin jeotermal elektrik santralında kullanımı Şekil 8'de verilmiştir.



Şekil 8. Tek Kademeli Flaş Buharlı Jeotermal Santral (Reboilerli Gaz Alma Sistemi İle).

Reboiler sistemleri direkt ve indirekt temaslı reboilerler olmak üzere iki gruba ayrılabilirler. İndirekt temaslı reboilerler ise düşey borulu tip, yatay borulu tip ve kettle tip olmak üzere üç alt gruba ayrılırlar. Reboilerlerin çalışma prensibine örnek olarak Şekil 9'da düşey borulu tip bir reboiler şematik olarak gösterilmiştir. Düşey borulu tip reboilerler gövde-boru tipi ısı eşanjörleridir. Buhar, eşanjörün gövde tarafında yoğuşur, yoğuşmayan gazlar ve bir miktar buhar bir ventilasyon akımı ile eşanjörün üst tarafından dışarı alınır. Reboiler içerisinde yoğuşan buhar, boruların dış duvarlarından aşağı akarak yoğuşkan transfer tankına gider, buradan da depoya akar. Yoğuşkan, depodan bir sirkülasyon hattı ile reboilerin üst kısmına pompalanır ve boruların içerisinden film halinde akar. Bu sırada boruların dışında gerçekleşen yoğuşma işlemiyle açığa çıkan enerji boru içindeki suyun buharlaşmasını sağlar ve elde edilen buhar, temiz buhar hattı ile türbine gönderilir [13].



Şekil 9. Düşey Borulu İndirekt Temaslı Reboiler [9].

Reboiler sistem tipleri ve özellikleri Tablo 2'de özetlenmiştir.

Reboilerlerin küçük ölçekli saha testleri;

- türbin öncesi gaz alma işleminin H_2S emisyon kontrol standardını karşılama,
- türbin ve kondensere giden asidik gazların azaltılması,
- H_2S şartlandırmasında kimyasal kullanımı ve bakım gereksinimlerinde azalma,
- santral kapasite faktörünün artması ve
- kondenser tasarımının basitleştirmesi gibi avantajlara sahip olduğunu göstermiştir [9, 13, 14-18].

Reboiler sistemlerinin dezavantajları ise;

- ilave ekipmanlar için ilk yatırım masraflarının artması (reboiler ünitesi, yoğuşkan pompası, valfler, kontrol üniteleri) ve
- basınç düşümüdür [14].

Tablo 2. Reboiler Sistem Tipleri ve Özellikleri [9].

Reboiler Tipleri	Jeotermal Uygulamaları	Avantajları	Dezavantajları	Referanslar
<p>Düşey Borulu</p>	<p>Pilot seviyede; Geysers, ABD ve Cerro Prieto, Meksika</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Kirlilik potansiyeli olan akışkanlarda • Düşük bekleme zamanı • Az miktarda su depolama • Küçük oturma alanı 	<ul style="list-style-type: none"> • Yükseklik fazla (stabilite problemleri) • Tasarım zorluğu • Yüksek basınç farkı borularda çökmeye neden olabilir 	[14-21]
<p>Yatay Borulu</p>	<p>Uygulama yok</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Yüksek basınç farklarında çalışabilir • Temizlemek kolay • Düşük statik basınç 	<ul style="list-style-type: none"> • Kirlenme gövde tarafında olursa temizlemek zor • Yüksek ısı akılarında buhar blokması 	[14, 21-22]
<p>Kettle</p>	<p>Ticari uygulama, Yeni Zelanda</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sağlam konstrüksiyon • Tasarımı kolay • Basınç düşümü küçük 	<ul style="list-style-type: none"> • Pahalı malzeme • Kontrol ya da stabilite problemleri • Sıvı depolama fazla • Yüksek basınçlarda ekonomik değil • Kirliliğe neden olan akışkanlara uygun değil • Temizlemek zor 	[7,14, 21, 23-24]
<p>Direkt Temaslı</p>	<p>Ticari uygulama, Latera, İtalya</p> <p>Deneyisel olarak, Kızıldere Türkiye</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Kirliliğe neden olan akışkanlarda • Ucuz • Konstrüksiyon basit 	<ul style="list-style-type: none"> • Kontrol problemleri 	[7, 14, 25-26]

3. ENERJİ ANALİZİ

Tek kademeli flaş buharlı bir jeotermal santral Bölüm 2'de tanımlan;

- buhar jet ejektör sistemi (ES),
- kompresör sistemi (KS),
- hibrit sistem (buhar jet ejektörü + sıvı halkalı vakum pompası) (HS),
- reboiler sistemi (RS)

için modellenmiş ve santralin net elektrik üretiminin değişimi; değişen türbin giriş basıncı (100-1000 kPa) ve yoğunlaşmayan gaz oranı (%0-25) koşullarında incelenmiştir.

3.1. Kabuller

Tek kademeli flaş buharlı elektrik santrali için Kızıldere Jeotermal Elektrik Santrali kuyubaşı verileri kullanılmıştır. Enerji analizinde kullanılan genel kabuller ve sabit parametreler Tablo 3'de verilmiştir.

Tablo 3. Enerji Analizinde Kullanılan Genel Kabuller ve Sabit Parametreler.

Sabit Parametreler		
Kuyubaşı basıncı [27]	(kPa)	1426
Kuyubaşı toplam debi [27]	(kg/s)	870.1
Atmosferik basınç [27]	(kPa)	95
Yıllık ortalama dış hava sıcaklığı [28]	(°C)	16
Yaş termometre sıcaklığı (T_{yt}) [28]	(°C)	13
Bağıl nem [28]	(%)	65
Yoğunlaşmayan gaz oranı (ağırlıkça) [27]	(%)	13
Yoğunlaşmayan gazların içinde CO ₂ oranı [29]	(%)	96-99
Kondenser basıncı (P_{kond}) [29]	(kPa)	10
T_{23} (Şek.3) [29]	(°C)	29
Genel Kabuller		
η_{komp}	(%)	75
η_{jen}	(%)	90
η_{SHVP}	(%)	40
$T_{21} - T_{sıcak,hava}$ (Şek.3) [10, 30]	(°C)	6
$T_{20} - T_{21}$ (Şek.3) [10]	(°C)	3
$(P_{13} - P_{14})$ (buhar jet ejektörü, kompresör ve hibrit sistemlerde)	(kPa)	10
$(P_{13} - P_{14})$ (Şek.8) (reboilerli gaz alma sisteminde)	(kPa)	330
η_{pompa}, η_{fan}	(%)	70
η_{pm}, η_{fm}	(%)	85
$\Delta P_{pompa}, \Delta P_{fan}$	(kPa)	100
P_{19} [4]	(kPa)	105
T_{CO2} [10]	(°C)	T_{yt}
P_{16} (Şek.3) [4]	(kPa)	$0.90P_{kond}$
Kuyubaşında jeotermal akışkan doymuş sıvı-buhar karışımıdır. CO ₂ 'in ideal gaz olduğu ve de suda çözünmediği kabul edilmiştir. Türbin verimi, η_t , Baumann Kuralına [31] göre hesaplanmıştır. Türbin çıkışında izentropik özellikler hesaplanırken yoğunlaşmayan gaz hesaba katılmıştır. Gaz alma sistemleri iki kademelidir ve her bir kademe için eşit basınç oranı alınmıştır.		

3.2. Eşitlikler

Enerji analizinde, EES (Engineering Equation Solver) [32] yazılımı kullanılarak jeotermal santralde üretilen net elektrik enerjisi ve toplam parazitik yük her bir gaz alma sistemi için hesaplanmıştır. Net elektrik üretimi (\dot{W}_{net}), türbin elektrik üretiminden ($\dot{W}_t \cdot \eta_{jen}$) toplam parazitik yüklerin (\dot{W}_{par}) çıkarılması ile Eşitlik 1'de verildiği gibi hesaplanmaktadır. η_{jen} jeneratör verimidir.

$\dot{W}_{net} = \dot{W}_t \cdot \eta_{jen} - \dot{W}_{par}$	(kW)	(1)
--	------	-----

Parazitik yükler, gaz alma sistemi (\dot{W}_{gaz}), sirkülasyon pompaları (\dot{W}_{pompa}), soğutma kulesi fan tüketimleri (\dot{W}_{fan}) ve diğer iç tüketimlerin ($\dot{W}_{diğer}$) toplamıdır (Eşitlik 2). Ana yağ pompası, dozaj pompaları, hava kurutucular vb. gibi küçük yardımcı ekipmanların iç tüketimleri toplamı 150 kW olarak kabul edilmiştir.

$$\dot{W}_{par} = \dot{W}_{gaz} + \sum \dot{W}_{pompa} + \sum \dot{W}_{fan} + \dot{W}_{diğer} \quad (\text{kW}) \quad (2)$$

Pompa elektrik tüketimi Eşitlik 3'e göre hesaplanır.

$$\dot{W}_{pompa} = \frac{\dot{v} \cdot \Delta P}{\eta_{pompa} \cdot \eta_{pm}} \quad (\text{kW}) \quad (3)$$

- \dot{v} : hacimsel debi (m^3/kg)
- ΔP : pompa basınç farkı (kPa)
- $\eta_{pompa} \cdot \eta_{pm}$: pompa ve pompa motoru verimi (%)

Soğutma kulesi fanlarının elektrik tüketimi de Eşitlik 3'e göre hesaplanır.

Buhar Jet Ejektör Sistemi (ES)

Buhar jet ejektör sistemi enerji tüketiminin hesaplanabilmesi için ejektörlere giden jeotermal buhar debisinin belirlenmesi gerekir. Separatörden sonra buhar jet ejektör sistemine giden ve yoğuşmayan gaz oranına bağlı olarak artan jeotermal buhar debisi (Şekil 3'te \dot{m}_{33} ve \dot{m}_{34}) Eşitlik 4'e göre hesaplanır [4, 10].

$$\dot{m}_{33} = \frac{THE_1}{HB_1}, \dot{m}_{34} = \frac{THE_2}{HB_2} \quad (\text{kg/s}) \quad (4)$$

- THE : Toplam hava eşdeğeri (kg/s)
- HB : Hava buhar oranı (-)

Hibrit Sistem (HS)

Şekil 6'da şematik olarak gösterilen hibrit sistemin ilk kademesinde kullanılan buhar jet ejektörü için gerekli jeotermal buhar debisi Eşitlik 4, ikinci kademedeki kullanılan sıvı halkalı vakum pompasının elektrik tüketimi (\dot{W}_{SHVP}) ise Eşitlik 5'e göre hesaplanır [30].

$$\dot{W}_{SHVP} = \left[\frac{\gamma}{\gamma - 1} \right] \frac{\dot{m}_{CO_2} \cdot R_{CO_2} \cdot T_{CO_2}}{\eta_{SHVP}} \left[(r)^{\left(1 - \frac{1}{\gamma}\right)} - 1 \right] \quad (\text{kW}) \quad (5)$$

γ	: Cp/Cv oranı (-)
Cp	: Sabit basınç özgül ısı (kJ/kgK)
Cv	: Sabit hacim özgül ısı (kJ/kgK)
R	: Gaz sabiti (kJ/kgK)
T	: Sıcaklık (K)
r	: Basınç oranı (-)
η_{SHVP}	: Sıvı halkalı vakum pompası verimi (%)
\dot{m}_{CO_2}	: Yoğuşmayan gaz (CO ₂) debisi (kg/s)

Kompresör Sistemi (KS)

Enerji analizinde öngörülen kompresörlü gaz alma sistemi akış şeması Şekil 5'te verilmiştir. Kompresör elektrik tüketimi (\dot{W}_{komp}) hesaplamasında (Eşitlik 6) kompresör izentropik verimleri %75 olarak kabul edilmiş, karışımdaki CO₂ miktarı santralin her noktasında olduğu gibi kompresör giriş ve çıkışında da dikkate alınmıştır.

$$\dot{W}_{komp} = \dot{m} \cdot (\Delta h) \quad (\text{kW}) \quad (6)$$

\dot{m}	: Kompresöre giren akışkan debisi (kg/s)
Δh	: Kompresör giriş-çıkış entalpi farkı (kJ/kg)

Reboiler Sistemi (RS)

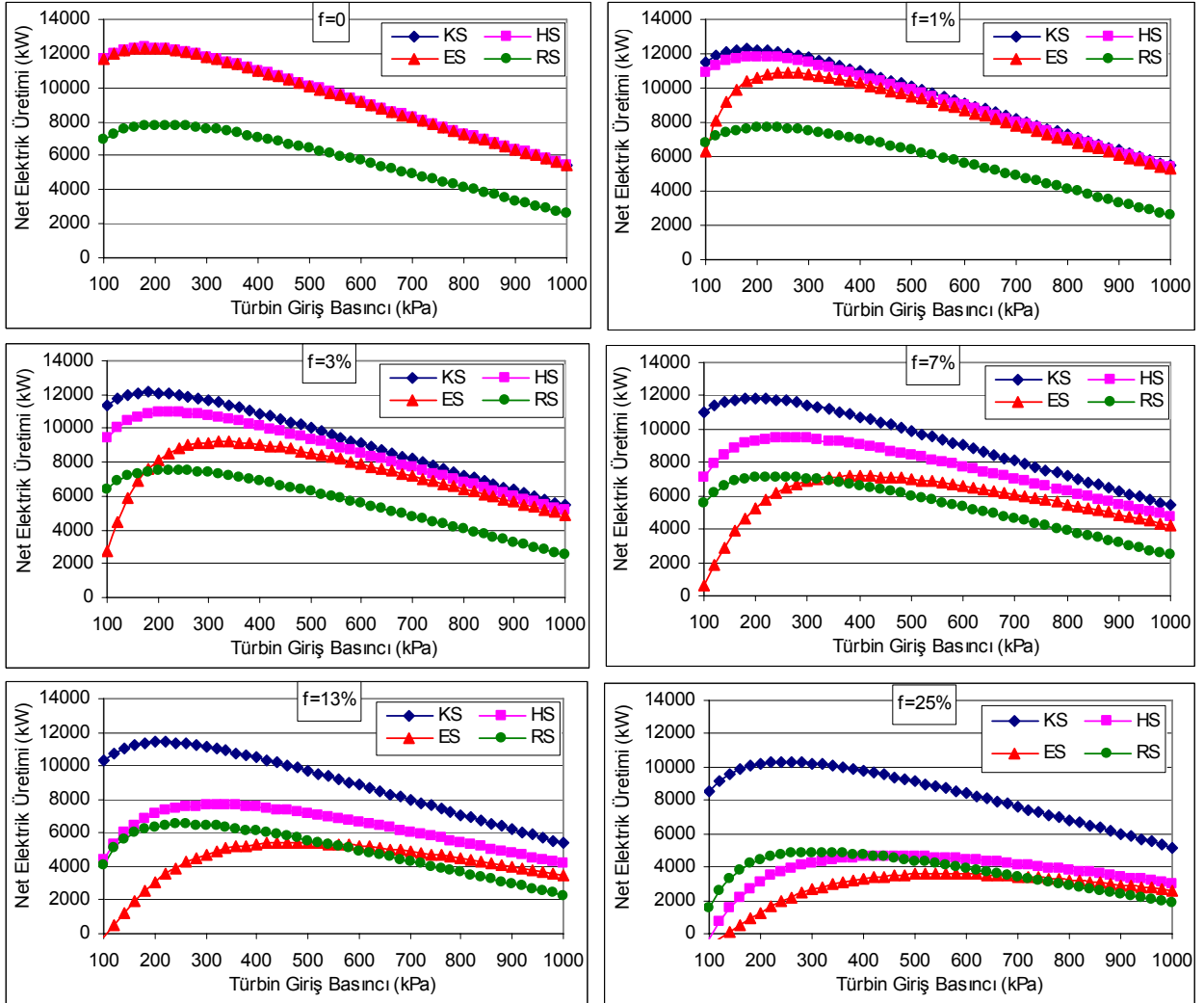
Reboiler sistemi olarak düşey borulu tip seçilmiştir (Şekil 7). Yoğuşmayan gazın %98'inin ventilasyon yolu ile sistemden uzaklaştırıldığı, ventilasyonda yoğuşmayan gaza eşlik eden buhar miktarının yoğuşmayan gaz miktarına eşit olduğu kabul edilmiştir. Diğer üç sistemden farklı olarak reboiler sisteminde separator-türbin arası basınç düşümü 330 kPa olarak alınmıştır [3, 9, 33].

3.3. Sonuçlar

Eşit basınç oranına sahip iki kademeli buhar jet ejektörü, kompresör, hibrit ve reboiler sistem alternatiflerinin kullanıldığı tek kademeli flaş buharlı bir jeotermal elektrik santralının net elektrik üretimi; 10 kPa kondenser basıncı ve 13°C yağ termometre sıcaklığında ve türbin giriş basınç (100-1000 kPa) ve yoğuşmayan gaz oranı (%0-25) aralıklarında hesaplanmış ve sonuçlar Şekil 10'da verilmiştir. Şekil'den de görüleceği gibi, net elektrik üretimi belli bir türbin giriş basıncına kadar yükselmekte ve o noktada maksimuma ulaşmaktadır. Net elektrik üretiminin maksimum olduğu bu basınç değeri optimum türbin giriş basınç değeridir. Türbin giriş basıncının yükselmesi separator basıncının yükselmesini zorunlu kıldığından optimum türbin giriş basıncının üzerindeki basınçlarda separator basınçları artacak, dolayısı ile de separatorde üretilen buhar debisi ve net elektrik üretimi azalacaktır. Yine Şekil 10'dan görüleceği gibi aynı yoğuşmayan gaz oranı için optimum türbin giriş basıncı her bir gaz alma sistemi için farklıdır. Örneğin; %13 yoğuşmayan gaz oranı için optimum türbin giriş basıncı; buhar jet ejektörü sistemi için 480 kPa, hibrit sistem için 320 kPa, reboiler sistemi için 260 kPa ve kompresör sistemi için 220 kPa olmaktadır.

Jeotermal buhar içerisinde yoğuşmayan gazın olmaması durumunda (f=0), reboiler sistemi dışında diğer sistemler benzer davranış gösterir. Reboiler sistemi net elektrik üretiminin diğer sistemlere göre daha düşük olmasının nedeni, reboiler sisteminde separator ile türbin arasındaki basınç farkının yüksek oluşudur. Yoğuşmayan gaz oranının artışı ile her bir alternatifte net elektrik üretimi azalır. Gaz alma

sistemi alternatifleri içinde buhar jet ejektörü sistemi diğerlerine göre artan yoğuşmayan gaz oranına daha hızlı tepki vermektedir.



Şekil 10. Türbin Giriş Basıncı ve Yoğuşmayan Gaz Oranı Değişimleri İçin Net Elektrik Üretimi.

Tablo 4, yoğuşmayan gaz oranına göre optimum separatör basınçlarında net elektrik üretiminin değişimini iki farklı yoğuşmayan gaz oranı için (%2 ve %13) örneklemektedir. Tabloda her bir gaz alma sistemi alternatifi için optimum türbin giriş basıncı ve bu basınç değerinde üretilen net elektrik enerjisi miktarları karşılaştırılmaktadır. Tablodan da görüleceği gibi artan yoğuşmayan gaz oranı ile optimum türbin giriş basınç değerleri artmakta, net elektrik üretimleri azalmaktadır. Kompresör sistemi gaz alma sistem alternatifleri içinde artan yoğuşmayan gaz oranından en az etkilenen sistem olmaktadır.

Tablo 4. Yoğuşmayan Gaz Oranına Göre Optimum Separatör Basınçlarında Net Elektrik Üretiminde Değişimi.

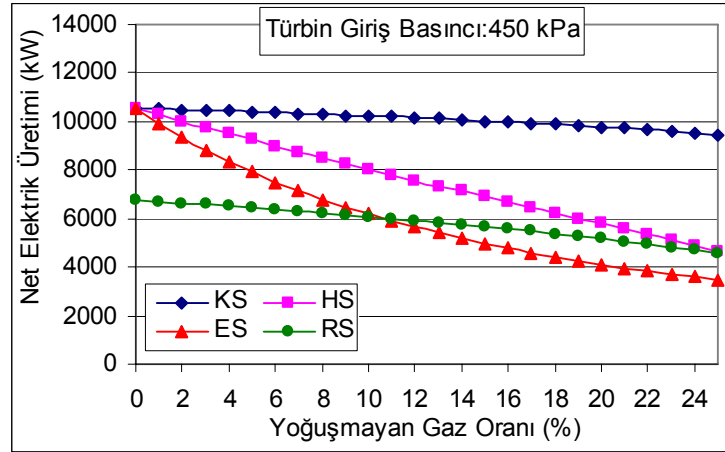
	Yoğuşmayan gaz oranı (%)				Net elektrik üretimindeki değişim (%)
	2		13		
	Optimum türbin giriş basıncı (kPa)	Net elektrik üretimi (kW)	Optimum türbin giriş basıncı (kPa)	Net elektrik üretimi (kW)	
Gaz alma sistemi					
Kompresör sistemi (KS)	180	12192	220	11403	6.5
Hibrit sistem (HS)	220	11376	320	7651	32.7
Buhar jet ejektör sistemi (ES)	300	9936	480	5415	45.5
Reboiler sistemi (RS)	220	7614	260	6500	14.6

Tablo 5. Kompresörlü Sistem İçin Optimum ve İşletme Separatör Basınçlarında Elektrik Üretim ve Tüketim Değişimleri.

	Optimum türbin giriş basıncı (220 kPa)	İşletme türbin giriş basıncı (450 kPa)	Değişim (%)
Türbin elektrik üretimi (kW)	13978	12026	14
Parazitik yük tüketimi (kW)	2575	1919	25.5
Net elektrik üretimi (kW)	11403	10107	11.4

Jeotermal santraller işletme sırasında tasarım değerleri dışında çalışırlar. Ortalama yoğuşmayan gaz oranı %13 olan Kızıldere Jeotermal Santrali'nin optimum türbin giriş basıncı 220 kPa (Şekil 10) olarak belirlenmiş olmasına rağmen işletme basıncı 450 kPa'dır [27]. Tablo 5'de %13 yoğuşmayan gaz oranında kompresörlü gaz alma sistemi için işletme ve optimum türbin giriş basıncı değerlerinde türbin elektrik üretimi, parazitik yükler ve net elektrik üretiminin değişimi verilmiştir. 450 kPa işletme basıncında optimum basınca göre parazitik yük enerji tüketiminin %25.5 azalmasına karşın santralin net elektrik üretiminde 1.3 MW'a karşılık gelen %11.4'lük bir düşüş görülmektedir.

Kızıldere Jeotermal Santrali işletme değeri olan 450 kPa türbin giriş basıncında tüm gaz alma sistemi alternatiflerinin %0-25 aralığındaki yoğuşmayan gaz oranlarında net elektrik üretiminin değişimi Şekil 11'de gösterilmiştir. Şekil 11'den de bir kez daha görüleceği gibi kompresör sistemi, yoğuşmayan gaz oranı artışından en az etkilenen sistemdir. Yoğuşmayan gaz oranındaki %1'lik artış net elektrik üretiminde kompresörlü sistem için ortalama %0.4'lük bir azalmaya neden olurken, buhar jet ejektörlü sistemde %2.7, hibrit sistemde %2.2 ve reboilerli sistemde %2.3'lük bir azalmaya neden olmaktadır.



Şekil 11. Net Elektrik Üretiminin 450 kPa Türbin Giriş Basıncında Değişik Yoğuşmayan Gaz Oranlarına Göre Değişimi.

TARTIŞMA

Kızıldere Jeotermal Santrali'nin kuyubaşı verilerini kullanan tek kademeli flaş buharlı bir jeotermal elektrik santralının dört farklı gaz alma sistemi (buhar jet ejektörü, kompresör, hibrit, reboiler) için değişen türbin giriş basıncı ve yoğuşmayan gaz oranlarında ürettiği net elektrik enerjisi miktarı enerji analizi uygulanarak belirlenmiş ve elde edilen sonuçlar aşağıda yorumlanmıştır.

1. Yoğuşmayan gaz oranı net elektrik üretimini etkileyen önemli bir parametredir ve jeotermal elektrik santrallerinin net elektrik üretimi artan yoğuşmayan gaz oranı ile azalır.
2. Gaz alma sistemi alternatifleri içinde kompresör sistemi enerji tüketimi, yoğuşmayan gaz oranı değişimi ile büyük değişiklik göstermez ve alternatifler arasında en az enerji tüketen sistemdir. Diğer yandan buhar jet ejektör sistemi, yoğuşmayan gaz oranı artışına bağlı olarak ejektörler için gerekli jeotermal buhar debisinin artmasından dolayı yoğuşmayan gaz oranı değişimine en hassas sistemdir. Hibrit sistemde sıvı halkalı vakum pompası kullanılması sonucu performans açısından kompresör ile buhar jet ejektörü sistemi arasında yer almaktadır.
3. Reboiler sistemi separatör ile türbin arasında diğer alternatiflere göre daha büyük basınç farkına gereksinim duyduğundan aynı yoğuşmayan gaz oranı için separatör basıncı reboilerli sistemde daha yüksek olacaktır. Bu durum separatörden türbine giden jeotermal buhar debisinin azalmasına yol açar ve reboilerli sistemlerde net elektrik üretimini artırmak için buhar debisinin yeni kuyular açılarak artırılması gerekir. Bu da santral yatırım maliyetinin artması anlamına gelir.
4. Net elektrik üretiminin maksimize edilebilmesi için jeotermal santrallerin tasarım değerlerinde işletilmesine çalışılmalıdır.
5. Her bir gaz alma sisteminin uygulanabilirliği açısından teknik analizin yanısıra ekonomik olarak da analiz yapılması gerekliliği açıktır.

KAYNAKLAR

- [1] DUKLER, A.E., ELLDOTT, L.C., FARBER, A.L., WONG, C., TOMALIN, P.G. "Section 3: Process design of multistage flash evaporators", 3.1-3.23, Distillation Plant Data Book, US Department of Interior, Contact No:14-01-0001-2099, 1971.
- [2] COURY, G., "Geothermal Gas Abatement, Development of Geothermal Energy for Power and Non-Electrical Uses", PHI/85/003, prepared by the United Nations in co-operation with the Government of the Philippines for a project of the United Nations Development Program, 1987.

- [3] VORUM, M., FRITZLER, E.A., "Comparative analysis of alternative means for removing noncondensable gases from flashed-steam geothermal power plants", NREL/SR-550-28329, 2000.
- [4] HALL, N.R., "Gas extraction systems", Geothermal Utilisation Engineering, Dunstall, M.G. (Ed.), Geothermal Institute, The University of Auckland, 1996.
- [5] MTA, "Buhar sahası ve santral verileri", kişisel görüşme, 1996-2000.
- [6] GÖKÇEN, G., ÖZCAN, N.Y., "Yoğuşmayan Gazların Jeotermal Santral Performansına Etkisi: Kızıldere Jeotermal Santrali", TESKON, Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretimi, Seminer Kitabı, 2007.
- [7] DUTHIE, R.G., NAWAZ, M., "Comparison of direct contact and kettle reboilers to reduce noncondensables in geothermal steam", Transactions Geothermal Resources Council 13, 575-580, 1989.
- [8] MONTERO, G., "Evaluation of the net work of a turbine operated by a mixture of steam and non condensable gases", Proc. of 12th New Zealand Geothermal Workshop, Vol.11, pp.163-174,.....
- [9] GÜNERHAN, G.G., " Yoğuşmayan Korozif Gazların Jeotermal Buhardan Alınması İçin Tasarlanan Yoğuşturma/Kaynatma Modelli Isı Değiştirgeçleri (Reboilerler) Üzerinde Teorik ve Deneysel İncelemeler", Ege Üniversitesi, Ph.D. Thesis, 252 pp., 2000.
- [10] SWANDARU, R. B., "Thermodynamic Analysis of Preliminary Design of Power Plant Unit I Patuha, West Java, Indonesia", Report of the United Nations University Geothermal Training Programme, Reykjavik, Iceland, Report No:7, Pp:83-119., 2006.
- [11] YÜCEİL, K.B., web adresi: <http://www2.itu.edu.tr/~yuceil/teaching/uck421/uck421-week2.pdf>, 2009.
- [12] SAHİN POMPA, " Sıvı halkalı vakum pompası", web adresi: <http://www.sahinpompa.com/RE2.html>, 2009,
- [13] HUGHES, E., "Removal of hydrogen sulphide from geothermal steam", EPRI Journal, 12(7), 38-42, 1987.
- [14] AWERBUCH, L., VAN DER MAST, V., SOO-HOO, R., "Review of Upstream Geothermal Reboiler Concepts", Geothermal Resources Council, Transactions, Vol. 8, August 1984.
- [15] COURY, G. E., BABIONE, R.A., GOSIK, R.J., "A heat exchanger process for removal of H₂S gas", Proc. 4th Annual Geothermal Conference and Workshop, CA-USA, 3-18-3.27, 1980.
- [16] ANGULO, R., LAM, L., GONZALES, J., MULOS, P., "Cerro Prieto field test of H₂S removal by upstream reboiling", EPRI Technical Report (AP-2100), 5-7-5.12, 1981.
- [17] COURY and Associates, "Upstream H₂S removal from geothermal steam", EPRI Technical Report (AP-2100), 3.1-3.23, 1981.
- [18] COURY, G., GOERING, S.W., MICKLEY, M.C., "The Coury heat exchanger process for the removal of H₂S and other impurities from geothermal steam in steam stacking applications", Transactions Geothermal Resources Council, 7:9-13, 1983.
- [19] ANGULO, R., et al., "Developments in Geothermal Energy in Mexico-Part Six. Evaluation of a Process to Remove Noncondensable Gases from Flashed Geothermal Steam Upstream of a Power Plant, Heat Recovery Systems", Vol. 6, No. 4, pp. 295-303, 1986.
- [20] IIE (Instituto de Investigaciones Electricas), "Upstream hydrogen sulfide removal test at the Cerro Prieto geothermal field", EPRI Technical Report (AP-5124), 4.1-4.40, 1987.
- [21] WHALLEY, P.B., "Evaporators and reboilers in the process and chemical industries", 717-782, Boilers, Evaporators and Condensers, Kakac, S. (Ed.), John Wiley&Sons, Inc., 835 p., 1991.
- [22] PALEN, J.W., "Shell and tube reboilers/3.6.1 Introduction, 3.6.1-1-3.6.1-6", Heat Exchanger Design Handbook 3/A, Schlünder, E.U. et al. (Eds), Hemisphere Publishing Corporation, 1984.
- [23] KNUDSEN, J.G., BELL, K.J., HOLT, A.D., HOTTEL, H.C., SAROFIM, A.F., STANDİFORD, F.C., STUHLBARG, D., UHL, V.W., "Heat transmission, 10.1-10.68", Perry's Chemical Engineers' Handbook, Perry, R.H., Green, D.(Eds), McGraw Hill Inc, 1984.
- [24] RUBIN, F.L., MOAK, H.A., HOLT, A.D., STANDİFORD, F.C., STUHLBARG, D., "Heat transfer equipment, 11.1-11.39", Perry's Chemical Engineers' Handbook, R.H., Green, D. (Eds), McGraw Hill Inc., 1984.
- [25] HANKIN, J. W., COCHRANE, G. F., VAN DER MAST, V. C., "Geothermal Power Plant Design for Steam with High Noncondensable Gas", Geothermal Resources Council, Transactions, Vol. 8, August 1984.
- [26] FREESTON, D.H., "Geothermal power production, 8.1-8.10, Geothermal Energy Systems, Lee, K.C., Dunstall, M.G. (Eds.), Geothermal Institute, The University of Auckland, New Zealand, 1996.

- [27] DÜNYA, H., Kızıldere Power Plant Data (personal information), 2008.
- [28] TTMD, "Türkiye İklim Verileri Proje Raporu", Technical Publication of Turkish Society of HVAC & Sanitary Engineers, 2000.
- [29] GÖKÇEN G., YILDIRIM N. "Effect of Non-Condensable Gases on geothermal power plant performance. Case study: Kizildere Geothermal Power Plant-Turkey", International Journal of Exergy 5: 684-695, 2008.
- [30] SIREGAR, P. H. H. "Optimization of Electrical Power Production Process for the Sibayak Geothermal Field, Indonesia", UNU Geothermal Training Programme Report, Report No: 16, Reykjavik, Iceland, 2004.
- [31] DIPIPO, R., "The Effect of Expansion-Ratio Limitations on Positive-Displacement, Total-Flow Geothermal Power Systems", Geothermal Resources Council, Transactions, Vol. 6, October 1982.
- [32] EES Software, F-Chart Software, website: <http://www.fchart.com/>, 2008.
- [33] COURY, G., GUÏLLEN, H. V., CRUZ, D. H., "Geothermal noncondensable gas removal from turbine inlet steam", Proceedings of the 31st Intersociety 3 Energy Conversion Engineering Conference, 1996.

ÖZGEÇMİŞ

Nurdan YILDIRIM ÖZCAN

1977 Kütahya doğumludur. 1999 yılında Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümü'nü bitirmiştir. 2003 yılında İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü Mühendislik Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümü'nden Yüksek Mühendis ünvanını almıştır. Halen İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü'nde Makina Mühendisliği Bölümü'nde doktora eğitimine devam etmektedir ve 2000 yılından beri aynı bölümde Araştırma Görevlisi olarak çalışmaktadır. 2002 yılında İzlanda Hükümeti ve Birleşmiş Milletler bursu ile İzlanda'daki 6 aylık Birleşmiş Milletler Üniversitesi Jeotermal Eğitim Programına katılmıştır. Daha sonra 2004-2005 yılları arasında da NATO bursu ile Belçika'daki Von Karman Institute'teki 9 aylık akışkan dinamiği konusundaki Diploma kursu'na katılmıştır. 2006-2008 dönemlerinde Makina Mühendisleri Odası İzmir Şubesi'nin Enerji Verimliliği Komisyonu'nda görev almıştır. Başta Sanayi Tesisleri Enerji Yöneticisi sertifikası olmak üzere Doğalgaz İç Tesisat, Mekanik Tesisat, Soğutma Tesisatı, Havalandırma Tesisatı ve Klima Tesisatı Uzman Mühendis Yetki Belgelerine sahiptir. Çalışma konuları arasında jeotermal bölgesel ısıtma sistemleri, jeotermal ısı pompaları, jeotermal elektrik santralleri ve enerji verimliliği bulunmaktadır. Evli ve bir kız çocuğu annesidir.

Güliden GÖKÇEN

1968 yılı İzmir doğumludur. 1990 yılında Dokuz Eylül Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü'nü bitirmiştir. Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsü'nden 1992 yılında Yüksek Mühendis, 2000 yılında da Doktor ünvanı almıştır. 1996-97 yıllarında Auckland Üniversitesi Jeotermal Enstitüsü'nde "Jeotermal Enerji Teknolojisi" eğitimi almıştır. 1997 yılında NATO A2 bursu ile ABD'de "Jeotermal Elektrik Santralleri'nde Reboiler Teknolojisi" üzerine dört aylık bir çalışma yapmıştır. 1991-2000 yılları arasında Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsü'nde Araştırma Görevlisi olarak görev yapmıştır. 2000 yılında Yard. Doç. ünvanı ile İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü Makina Mühendisliği Bölümü'nde göreve başlamış, 2005 yılında Doçent ünvanı almıştır. 2004-2007 yıllarında İYTE Enerji Mühendisliği Anabilim Dalı Başkanlığı görevinde bulunmuştur, 2007 yılından bu yana ise Jeotermal Enerji Araştırma ve Uygulama Merkezi Müdürlüğü görevini sürdürmektedir. Jeotermal elektrik santrallerinde verim artırma yöntemleri, ısı değiştirgeçleri, jeotermal enerji kullanım yöntemleri ve jeotermal enerjinin çevresel etkileri ile enerji verimliliği, binalarda enerji performansı konularında çalışmaktadır.