



**Bu bir MMO
yayıdır**

MMO bu yayındaki ifadelerden, fikirlerden, toplantıda çıkan sonuçlardan, teknik bilgi ve basım hatalarından sorumlu değildir.

**BAVYERA'DAKİ TURBODEN JEOTERMAL
REFERANSLARI VE BU KANITLANMIŞ
ÇÖZÜMÜN TÜRKİYE ÇERÇEVE KOŞULLARI
ALTINDA AVANTAJLARI
(TURBODEN GEOTHERMAL REFERENCES IN
BAVARIA AND ADVANTAGES OF THIS
PROVEN SOLUTION UNDER TURKISH FRAME
CONDITIONS)**

**ANDREA DUVIA
JOSEPH BONAFIN
TURBODEN**



BAVYERA'DAKİ TURBODEN JEOTERMAL REFERANSLARI VE BU KANITLANMIŞ ÇÖZÜMÜN TÜRKİYE ÇERÇEVE KOŞULLARI ALTINDA AVANTAJLARI

Andrea DUVIA
Joseph BONAFIN

ÖZET

Bu bildiriye Turboden'in Baviera'daki üç adet son teknoloji 5 MW jeotermal enerji santralleri ile yaşadığı yeni deneyim ve faaliyetlerin durumu yer almaktadır.

Başta termodinamik döngü tipinin, merkezi ısıtma ısı ayrıştırması için kabul edilen şemanın, optimizasyon şartlarının açıklanması olmak üzere bu santrallerin teknolojisine odaklanıldı.

Optimize verimlilik için çalışma sıvısı seçiminin önemi ve ısı eşanjörleri ve hava soğutmalı kondenser gibi kilit parçaların seçimi vurgulandı.

Teşvik planı ve elektrik şebeke gereksinimlerine yönelik Almanya çerçeve yönetmeliği anlatılarak Türkiye şartları ile karşılaştırıldı. Ada modu işlemine değinilerek tartışıldı.

Son olarak, kabul edilen çözümün avantajları ve Türkiye şartlarında daha fazla enerji üretiminin getirdiği ekonomik getiriler özetlendi.

Anahtar Kelimeler: ORC, Jeotermal, Binary (İkili) Santral, Bölge Isıtma, Çift Basınç, Ada Operasyonu.

ABSTRACT

The paper introduces the recent experience of Turboden with three 5 MW state of the art geothermal power plants in Bavaria, and the status of the operations.

A focus on the technology of these plants is made, particularly describing the type of thermodynamic cycle, the adopted scheme for district heating heat decoupling, the optimization drivers.

The importance of working fluid selection for optimized efficiency, and the selection of key components like heat exchangers and air-cooled condenser is highlighted.

The German frame regulation for incentive scheme and grid requirements are described and compared with Turkish frame conditions. Island mode operation is pointed-out and discussed.

Finally, the advantages of the adopted solution are summarized, together with the economic benefits in terms of enhanced energy production under Turkish frame conditions.

Key Words: ORC, Geothermal, Binary Plant, District Heating, Double Pressure, Island Operation.

1. GİRİŞ: BAVYERA'DAKİ TURBODEN JEOTERMAL SANTRALLERİ

Turboden, Organik Rankine Döngü Teknolojisi (ORC) öncülerinden olup biyokütle, ısı geri kazanımı ve jeotermal uygulamalarda da Avrupa lideridir.

Hâlihazırda kurum içinde tasarlanan türbinlerle donatılmış 240 adet işler durumda ve buna ilaveten 40 adet inşaat halinde Turboden ORC elektrik üretim santrali bulunmaktadır. Turboden ORC üniteleri %98'in üzerinde ortalama kullanılabilirlik sunarken, çalışma saati 5.000.000'i aşmıştır.

2012 ve 2013 yılları arasında Turboden, Münih Kamu Tesisleri Şirketi SWM (Sauerlach'ta) için 5 MW jeotermal enerji santrali tesis etmiş ve aynı bölgede lider Hochtief Energy Management şirketi (şimdiki adıyla SPIE Group) (Dürrnhaar ve Kirchstockach'ta) için iki 5,6 MW kapasiteli santral kurmuştur. 5. bölümde belirtildiği üzere bu enerji santralleri binlerce çalışma saatini ve de beklenen performansları aşmış bulunmaktadır.

Turboden Baviera'da dördüncü jeotermal santral ihalesini almıştır. Traunreut şehrinde kurulacak 4,1 MW birleşik üretim kapasiteli jeotermal santral üretilen elektrik enerjisinin yanı sıra topluma 12 MW'a kadar termal enerji sağlayacak.

Turboden, Zambiya'daki (1988) ve 2001'den beri aralıksız faaliyet gösteren Altheim'daki tesisle başlayarak ilk günden beri jeotermal enerjiye büyük ilgi göstermiştir.

Turboden ORC turbo jeneratör yapımında 30 yılı aşkın deneyimiyle yüksek performanslı, yüksek dayanıklılık ve elverişliliğe sahip üniteleri düşük bakım ve işletim maliyetleriyle müşterilerine sunmaktadır.

Aşağıdaki tabloda Turboden tarafından Baviera'da gerçekleştirilen tesislerin temel özellikleri verilmiştir.



Şekil 1. Dürrnhaar jeotermal santrali.



Şekil 2. Sauerlach jeotermal santrali.

Tablo 1. Santral istatistikleri.

Santral	Sauerlach	Duernhaar	Kirchstockach
Üretilen Brüt Güç, kW	5000	5600	5600
Üretilen Net Güç, kW	4500	5000	5000
Jeotermal akışkan giriş sıcaklığı, °C	140	138	138
Jeotermal akışkan debisi, l/s	110	130	130
Tasarım dış hava sıcaklığı, °C	7.4	8	8
Çalışma akışkanı	R-245fa	R-245fa	R-245fa
Soğutma sistemi	hava soğutmalı	hava soğutmalı	hava soğutmalı

2. ALMANYA'DAKİ JEOTERMAL PROJELERİN ÇERÇEVE ŞARTLARI

Almanya Yenilenebilir Enerji Kaynakları Kanunu (EEG) tarafından getirilen tarife garantisi, teşvik planları elektrik üretimi için yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasaya sürülmesini sağladı.

EEG'nin temel ilkesi gereği elektrik şebeke operatörleri yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektriği kabul etmek ve buna öncelik vermek ve 20 yıllık bir süre boyunca yasalar gereği öngörülen minimum ücretleri ödemek zorundadır, Gassner (2010) [1].

2000 yılından beri geçerli olan jeotermal enerji tarife garantileri pazar büyüme beklentilerini henüz karşılamamıştır.

Bu nedenle tarifeler bu yıllarda arttırılmıştır.

Rezervuarların çok derin olması sebebiyle yüksek sondaj ve su sirkülasyon riskleri ve bağlantılı maliyetleri Almanya'da hala garantili tarifelerle dengelenmemiş yatırımlara engel oluşturuyor.

Şimdiye kadar proje geliştirmek için ön şart olan maden işletme haklarına sürekli ilgi olması jeotermal enerji üretime olan ilgiyi teyit etmektedir.

Üç enerji santralının sunumu öncesi teklif ve tasarım aşamasında garantili tarife üretilen brüt elektrik için kilowatt-saat başına 20 €-cent'ti.

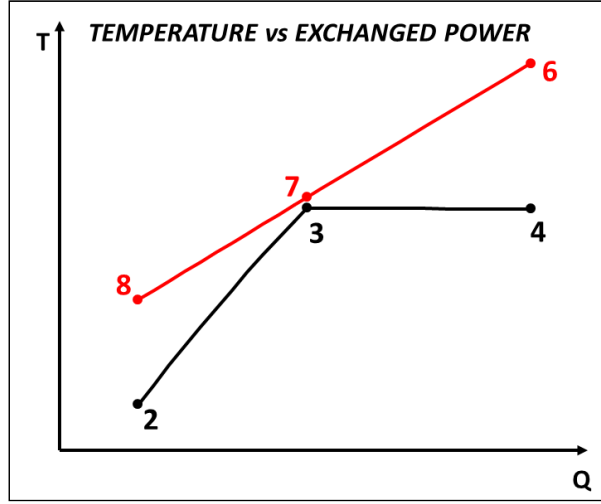
Ayrıca elektrik üretiminin yanı sıra ısı enerjisi de sunulduğu takdirde kilowatt-saat başına 3 €-cent'lik bir ısıtma-kullanım primi söz konusuydu.

Haziran 2014 itibarıyla ısı primi garantili tarifeye eklenerek brüt elektrik enerjisi için fiyat 25 €-cent'e çıktı. Aşıkâr sebeplerle Brüt enerjiyi ve buna bağlı olarak yan teçhizat tüketimlerini arttıran termodinamik çözümler uygun görünüyordu (örn. Süper Kritik döngü). Ancak yardımcı teçhizat maliyetinin beklenen enflasyon trendi geliştiriciler için daima düşünülmesi gereken bir noktaydı ve Turboden tarafından uygulanan iki seviyeli basınç gibi optimize net enerji döngüleri seçilmesine neden oluyordu.

3. İKİ (ÇİFT) SEVİYELİ BASINÇ ÇEVİRİMİ İLKESİ

Genelde değişken bir sıcaklık kaynağı olduğunda (jeotermal su) ve ekonomik çerçeve şartları nedeniyle yüksek ısılı eşanjör yüzeyi kullanılıyorsa, jeotermal suyun ısı salınım eğrisini enerji dönüştürme döngüsünün ısı emilim eğrisiyle eşleştirmeyi sağlayan teknik çözümlerin kullanılması faydalıdır.

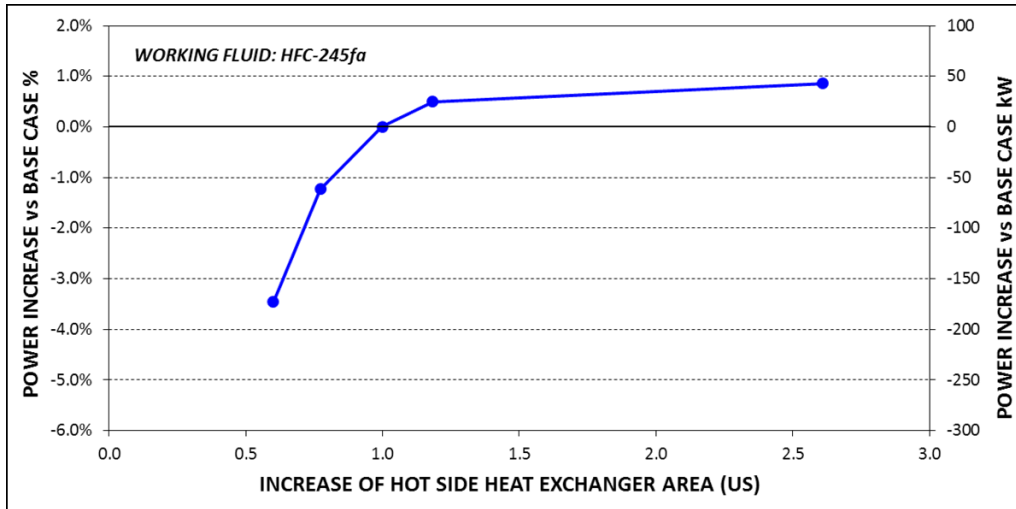
Klasik bir kritik altı ORC döngüsü seçilirse, ısı transfer eğrisi tipik olarak aşağıda Şekil 3'te gösterilen şekildedir.



Şekil 3. Pinch noktasını gösteren doymuş tek seviyeli çevrimin sıcaklık/ısı diyagramı.

Çalışma sıvısı buharlaşmasının başında minimum bir sıcaklık farkı noktası "pinch noktası" olması iki eğrinin etkili bir şekilde eşleşmesini sağlamaz. Sonuç olarak pinch sıcaklığı (Şek. 3'teki 7. ve 3. noktalar arasındaki sıcaklık farkı) küçülürken, ısı alışveriş alanındaki artış ulaşılabilecek ilave enerji bakımından giderek etkisiz hale gelir.

Örneğin, 150°C'de jeotermal su ısı kaynağında çalışan 2°C pinch sıcaklığına sahip 245fa çalışma sıvılı tek seviyeli çevrim için ısı alışveriş alanında ilk değer %250'sine kadar bir artış olması durumunda %1'in altında bir enerji artışı olacaktır, Gassner (2010) [1].



Şekil 4. Gaia ve Pietra'a göre, ısı değiştirici alanının performans üzerindeki etkisinin pinch noktasının 2°C'den itibaren başlaması [2]

Geliştirilmiş ısı alışverişi alanında enerji üretimini arttırabilmek için, Turboden tarafından hayata geçirilmiş olan yukarıda bahsedilen enerji santralleri iki buharlaşma basıncı seviyeli döngüler kullanmaktadır. Santral lokasyonlarında mevcut olan girdilerle birlikte (yaklaşık 140°C) bu çözüm, aynı ısı değişimi alanında varsayılan tek seviyeli döngüyle karşılaştırıldığında ciddi performans artışına izin vermektedir.

İki seviyeli döngünün avantajlarını göstermek için genel Alman çerçeve koşulları altında iki farklı tek seviyeli döngü ile karşılaştırma yapılmıştır. İki döngü aynı varsayımlar kullanılarak, bileşen verimleri ve ısı alışverişi katsayıları açısından gerekli ısı alışverişi yüzeyi ve elde edilen net güç mukayese edilerek karşılaştırılmıştır.

Ana Varsayımlar:

Jeotermal Akışkan (sıvı) sıcaklığı 140°C

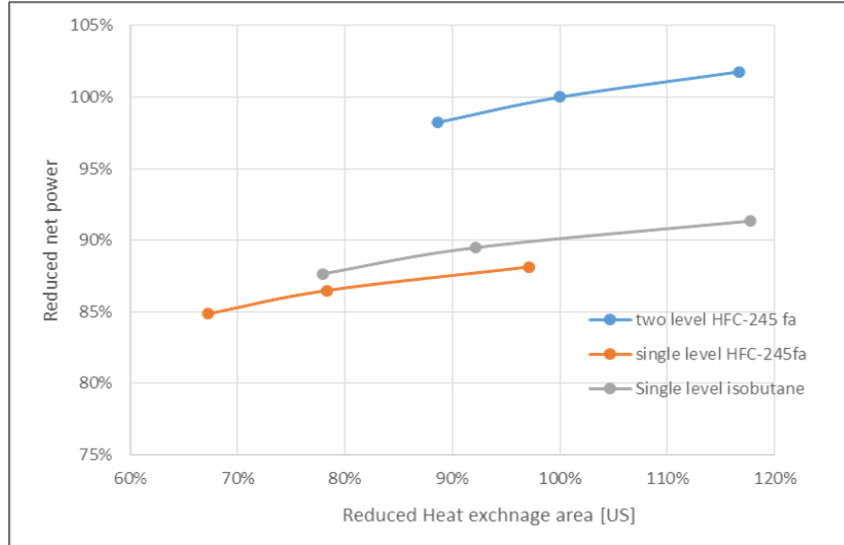
Yoğuşma sıcaklığı: 20°C

Aşırı Isıtma: 2 °C

Türbin izentropik verimliliği %85

Pompa izentropik verimliliği %75

Çalışma sıvısı olarak HFC 245fa kullanılan, pinch noktası 3°C olan iki seviyeli sistem, %100 net güç ve %100 gerekli ısı alışverişi yüzeyiyle kullanılmıştır.



Şekil 5. İki kademeli çevrilerin tek seviyeli doymuş çevrimler ile Alman çerçeve koşullarına göre karşılaştırması.

Karşılaştırma, yukarıdaki varsayımlarla doymuş tek seviyeli döngüyle karşılaştırıldığında aynı sıcak ısı alışverişi alanıyla yaklaşık %10 net güç elde edilebileceğini göstermektedir.

Değişken sıcaklıkta sıvıdan buhara geçişli tipik bir süperkritik ısı emilimi eğrisinin şekli sayesinde eşleşen ısı salımı eğrisinin elde edildiği süperkritik döngüyle benzer sonuçlar elde edilebilmektedir.

Döngü kontrolünü basitleştirmek ve sisteme yedek ekleyebilmek için iki basınç seviyesi, tamamen bağımsız çalışma sıvısı tarafı olarak, sadece jeotermal su tarafına bağlantılı şekildeki iki çalışma sıvısı döngüsü olarak düşünülmektedir.

Çalışma sıvısı seçimi, ısı alışverişi alanı için verilen değer için güç üretimi analizinin optimizasyonunu ve turbo aksam verimlerinin dikkatli şekilde tahmin edilmesini temel almaktadır. Bu karşılaştırmada başta aşağıdaki özellikler nedeniyle en uygun çözüm olarak soğutucu R245-fa belirlenmiştir.

- Yaklaşık 140°C'de su ile beslenen iki seviyeli döngü için uygun ısı emme eğrisi
- Hidrokarbonlara göre daha düşük entalpi ile özellikle yüksek türbin verimliliği.

Ayrıca çalışma sıvısının yanıcı olmaması özellikle kurulumun bir bina içine yapılması gereken yerleşim yeri yakınındaki Sauerlach santrali için müşterilerden olumlu görüş aldı.

Turboden tarafından uygulanan bu çözüm Almanya çerçeve şartlarında özellikle önem taşıyan aşağıdaki diğer teknik avantajları da sunuyor.

3.1 Yedeklilik (Redundancy)

İki çalışma sıvısı döngüsü tamamen bağımsızdır ve dolayısıyla döngülerden biri diğer döngü bakım faaliyetleri için kapatıldığında çalıştırabilir.

Türbinlerden birinin (örneğin, yüksek sıcaklığa sahip "HT" türbini) kapatılması gerekiyorsa, tüm ünite kapatılır ve çok kısa bir süre içinde yeniden başlatılır. Aslında elektrikli jeneratör santralin iki parçasını bağlayan tek parça olup hızlı bir şekilde bağlantı kesilebilir (işlem sırası şarttır: kuplaj kapağını çıkarın, kuplaj civatalarını çıkarın, kuplaj kapağını takın, vanaları açın, türbin düşük sıcaklık "sadece LT" ile çalışma ögesini seçin, ORC'yi yeniden başlatın). Bu işlem yeniden başlatma dahil 1,5 saat sürer.

Buna ilaveten toplam enerji üretimi farklı döngüler farklı zamanlarda durdurulursa daha yüksek olacaktır çünkü "sadece LT" ile çalışma jeotermal su yüksek sıcaklık döngüsü tarafından soğutulmayacağından düşük sıcaklıkta döngü yararına olur. Türbin ve çalışma sıvısı döngüsünün uygun tasarımı ve çalışma akışkan pompalarının aşırı tasarımı sayesinde, "sadece LT" çalışma modunda santral nominal LT döngüsü üretimine kıyasla faydalı bir aşırı yüke ulaşabilir.

3.2 Verimli ısı ayrıştırması

Tek seviyeli döngüye göre bir diğer avantaj ısıyı bir ısı kullanıcısı (örn. merkezi ısıtma şebekesi) için elektrik enerjisi üretimi üzerinde görece daha düşük etkiyle ayrıştırabilir ve sunabilir.

Bu, aşağıdaki hususlardan ötürü Almanya çerçeve şartları altında önemli bir husustur:

- Çevresel açıdan, bir jeotermal ısı kaynağının termal verimliliği ısıtma için kullanıldığında 10 kata kadar artacağından önlenen karbon emisyonları, ısı, ısıtma amacıyla kullanılırsa daha yüksektir (%10-12'lik elektrik verimliliğine kıyasla %100 termal verimlilik), diğer yandan aynı oran fosil ısı kaynakları için 2 katıdır (kabaca %40'lık elektrik verimliliği için yaklaşık %80 termal verimlilik). Bu yüzden jeotermal ısı ısıtma amacıyla kullanıldığında çok daha fazla fosil yakıt yerine ikame edilir.

- Garantili tarife 250 €/MWh ve net elektrik verimliliği %10 olarak alınırsa, elektrik üretimi için ısının ekonomik değeri yaklaşık 25 €/MWh olur. Isının ekonomik değeri özellikle de merkezi ısıtma olarak kullanıldığında genelde 2 ila 3 kat daha fazladır.

- Hem çevresel hem de ekonomik yönden ısı kullanımı tercih edilirse, uygun ısı kullanıcıları en çok yılda sınırlı saat boyunca mevcuttur (kış dönemi ısıtması). Bu yüzden verimli ve esnek ısı ayrışmalı kombine santraller çok önemlidir. Bu aynı zamanda Alman mevzuatının 2. bölümde bahsedilen "birleşik üretim primi" sağlanmasının da nedenidir.

Tek seviyeli döngüye kıyasla iki seviyeli döngü özellikle elektrik enerjisi üretimi üzerinde nispeten düşük etkisi olan ısının ayrıştırılması için uygundur (bkz. Şek. 6'da farklı planlar nitel karşılaştırması).

Örneğin, Sauerlach santralinde net santral verimliliği yaklaşık %11'dir. HT döngüsünün net verimliliği yaklaşık %12,5'ken, LT döngüsü %7,5 civarında net verimliliğe sahiptir. Jeotermal su yüksek sıcaklıktaki döngüyü 90°C civarında bir sıcaklıkta terk eder. Bu yüzden ısı tedariki yüksek sıcaklıktaki döngünün akış yönünde ayrıştırılabilir. Dolayısıyla temel olarak düşük sıcaklık döngüsünden ısıyı çıkarır (örn. daha düşük elektrik verimliliğiyle döngü). Enerji kaybının sonucu olarak merkezi ısıtma için ısı gerektiğinde önemli ölçüde daha az düşük seviyede olacaktır.

İki seviyeli döngünün avantajlarını bu açıdan göstermek için gerçekçi Almanya çerçeve şartları altında aşağıdaki basit hesaplama yapılmıştır. ORC döngü verileri için bu rapordaki tipik santral değerleri kullanıldı.

Varsayımlar:

Net Verimlilik HT döngüsü: %12,5

Net Verimlilik LT döngüsü: %7,5

Net Verimlilik ORC: %11

LT döngüsünün emdiği ısı: 13500 kW

ORC girişindeki brine sıcaklığı: 140 °C

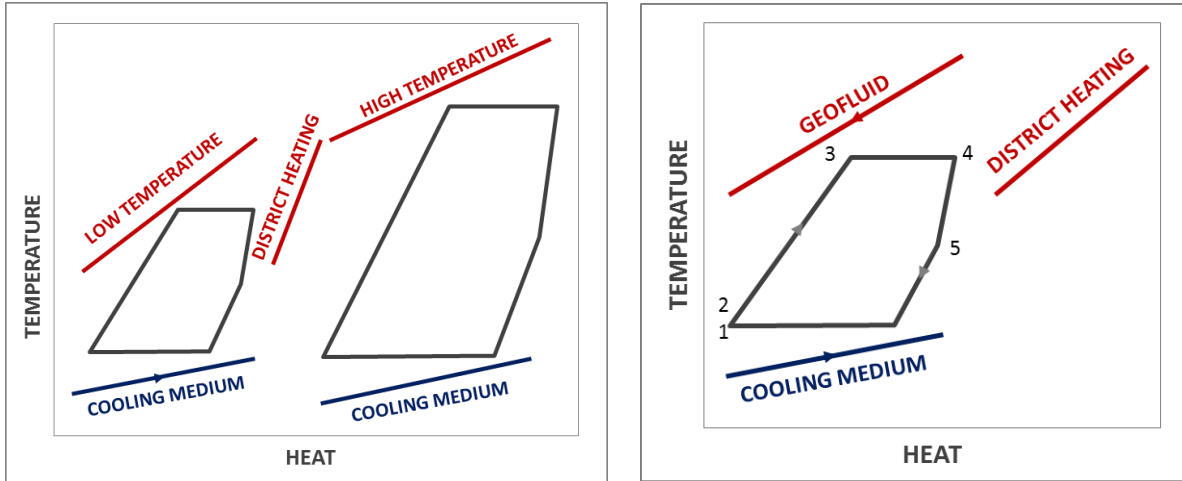
LT döngüsü girişindeki brine sıcaklığı: 90°C

ORC çıkışındaki brine sıcaklığı: 45°C

Bölge ısıtma besleme sıcaklığı: 80°C

Bölge ısıtma geri dönüş sıcaklığı: 50 °C

Pinch Noktası bölgesel ısıtma ısı eşanjörü: 3°C



Şekil 6. Isının bölgesel ısıtmaya ayrışmasında tek ve iki seviyeli döngünün karşılaştırması.

LT döngüsündeki tüm ısı beslemenin 2000 sa/yıl için uygun bir ısı kullanıcılarına sunulabileceği varsayılır. Bu, bu süre boyunca LT döngüsünün durdurulacağı ve sadece HT döngüsünün çalışacağı anlamına gelir. Sonuç olarak yaklaşık 2000 MWsa/yıllık (kayıp ısı giriş süreleri ORC verimliliği olarak hesaplanır) elektrik enerjisi üretimi kaybolur.

Aynı elektrik verimliliğine sahip tek seviyeli döngü ile jeotermal suyun bir bölümü 2000 sa/yıl için bütün enerji dönüştürme döngüsünü (ORC) bypass ederdi. Dolayısıyla azalan akışın döngü verimliliği üzerindeki etkisini bile düşünmeden en az 2650 MWsa/yıl kaybolacaktır (kayıp ısı giriş süreleri ORC verimliliği olarak hesaplanır). Aslında düşük akışın ORC verimliliği üzerindeki etkisi göz ardı edilemeyeceğinden büyük ihtimalle elektrik üretimi daha yüksek olur.

Bu ilave avantajlar, nominal çalışma koşullarında benzer performanslara ulaşmada bir alternatif olabilecek süperkritik tek seviyeli döngü yerine altkritik iki basınç seviyeli çözümün seçilmesindeki ana etken olmuştur.

4. GÜÇ SANTRALİ BİLEŞENLERİ

4.1 Isı Değiştiriciler ve Boruhatları

Isı eşanjörlerinin görevi termal enerjiyi jeotermal akışkandan ORC çalışma sıvısına aktarmaktır.

Borulu ısı eşanjörleri hem HT hem de LT döngüsü için kullanılır. Aşınma sorunlarını önlemek ve ısı eşanjörlerinin dayanıklılığını arttırmak için jeotermal su ile temas eden parçalarda kullanılan malzemeler SAF2507 süper dubleks paslanmaz çeliktir (örn. tüp levha, distribütör kanalı, ayırma plakası ve ısı eşanjörü boruları). Isı eşanjörleri ile jeotermal akışkanın aktığı Santral dengesi BoP arasındaki malzeme 904L (1.4539) ostenitli paslanmaz çeliktir. ORC çalışma sıvısı tarafında ısı eşanjörü muhafazaları ve boru hattının çoğu bölümünde geleneksel karbon çelik kullanılır. Hem HT hem de LT döngüleri herhangi bir ısı eşanjörünü devrenin geri kalanından ayıracak kesme vanalarıyla donatılmıştır (örn. bakım işlemi için). Kesme vanaları jeotermal su tarafına ve çalışma sıvısı tarafına takılmıştır. Bu durumda santralin sadece küçük bir hacmi bakım işlemi sırasında boşaltılır ve santrali normal yapılandırmaya geri döndürmek için harcanan zaman azalır.

4.2 Hava Soğutmalı Kondenser

Jeotermal sıvıdan gelen termal enerji kısmen türbin tarafından mekanik enerjiye dönüştürülürken kalan kısmı hava soğutmalı kondenserle dağıtılır. Bu kondenserlerin tasarım ve tipini pek çok parametre etkiler; bu santrallerde tasarımı etkileyen ana faktörler: çalışma sıvısı, iç tüketimleri ve gürültü seviyesidir. Çalışma sıvısı sızıntısını (veya önlemek üzere yoğunlaşma basıncı atmosfer basıncından düşük olduğunda hava girişini) önlemek üzere kondenserdeki tüm temel parçalar kaynaklıdır ve flanş yoktur. Silindirik kaynaklı başlıkla bir çözüm kullanmak üzere geleneksel tapa başlıklı yapılandırma atılmıştır. Kondenser ve boru hattı arasındaki ara bağlantı ağızları da kaynaklıdır. Tüp plaka borusu bağlantısı da destekli kaynaklanmıştır. Hava soğutmalı kondenserin kurulumu için boş alan, izin verilen gürültü seviyesi ve kendi içinde enerji tüketimi bu santrallerde fan malzemesi, şanzıman tipi ve motor seçimini etkileyen bağlantılı parametrelerdir. (örn. izin verilen gürültü seviyesinin düşük ve ACC için boş alanın küçük, GFRP fanlarının takılı olduğu durumlarda). Boru demetleri karbon çeliktendir, ısı alışverişi boruları lamelli borulardır; kanatçık malzemesi alüminyumdur. Fanlar santral çalışmakta iken %35'e kadar durdurulabilir. Hava soğutmalı kondenserde paralel mod da birbirine bağlı çok sayıda demet vardır. Demetlerdeki farklı yoğunlaşma basıncının etkilerini sınırlamak üzere (örn. sahalardan birindeki fanların arızalı olması), sıvı fazın toplandığı boru hattı sifon / buhar tutucu ile bir yönlendirme ön görür.

4.3 ORC Besleme Pompaları

Bu santrallerde farklı uygulamalar benimsenmektedir. En yüksek elverişliliği garanti eden uygulama Sauerlach'daki jeotermal santralde mevcut olandır. HT döngüsü ve LT döngüsü tamamen yedekli olan (2 x %100) 2 pompayla teçhiz edilmiş olup, pompalardan birini veya başka bir cihazın ve ona bağlı yedek sistemin arızalanması halinde, kontrol sistemi ORC santralini kapatmadan yedek pompanın çalıştırılması için programlanmaktadır.

4.4 Drenaj Sistemi

Her santralde yaklaşık 70 ton çalışma sıvısı mevcuttur. Çalışma sıvısının maliyeti ve tipi drenaj sisteminin tasarım konseptini etkilemektedir. Hava soğutmalı kondenser için hedef, bakım esnasında bakımdan taviz verilmeksizin çalışma sıvısı kaybının sınırlanmasıdır. Drenaj devresi ORC devresinin her hacminin diğerlerinden bağımsız olarak drene edilmesini garanti edebilmektedir. Örneğin, ORC besleme pompasının filtresinin tıkanması halinde, yedek pompa kullanılarak santraldeki operasyonu muhafaza etmek mümkündür. Aynı anda kirli filtreyi devrenin kalan kısımlarından izole etmek, sıvı fazın drenajını ve buhar fazın ana tanka geri kazanımı yapmak, temizlik işlemini gerçekleştirmek ve santral çalışmasına etkide bulunmadan ve elverişlilik durumunu azaltmadan filtreyi eski haline getirmek mümkündür. Kurulu drenaj sistemi şunlardan oluşmaktadır:

- Santralin tüm çalışma sıvısı stokunu almaya yetecek hacimde bir yedek tank/alıcı;
- Sıvı fazı tanktan tesise ve tesisten tanka iletmek için bir pompa ve buhar fazı çıkartabilecek ve onu yoğunlaştırıldığı ve ana tanka gönderildiği yer olan kondenserin içine itebilecek bir kompresör olmak üzere iki adet aktarma birimi;
- HFC-245fa'nın buhar fazını yoğunlaştırıcı madde olarak R-134a kullanan chiller (soğutucu) devresi.

4.5 Yardımcı Ekipmanlar

ORC santrali aynı zamanda yardımcı bileşen ve devrelerden oluşmaktadır. Eğer bir yardımcı cihaz, santralin normal işleyişiyle yakinen ilgiliyse, bu cihaz en yüksek elverişliliği garanti edecek şekilde tasarlanacaktır. Normal işletme koşullarıyla yakinen ilgili yardımcı bileşenler şunlardır:

- Yağlama devreleri. Altı farklı yağlama devresi kurulu bulunmaktadır. Her devreye monte edilmiş olan yedekli pompalar ve aygıtlarla yüksek elverişlilik garanti edilmektedir. Ayrıca benimsenin konfigürasyon, HT döngüsü ile LT döngüsünün gerektirdiği yağlama maddesi devreleri arasında tam bir ayırım olmasını garanti etmektedir. Bu sayede iki döngüden birinin durması halinde sadece gerekli yağlama maddeleriyle santrali yeniden başlatmak mümkündür.
- Yardımcı soğutma sistemi. Sistem, su ve glikol karışımının kullanıldığı kapalı bir devre olup, elektrik jeneratörünü ve türbin ile dişli kutusunun makine yağlarını soğutma işlevine sahiptir. Devre, makine yağlarının soğutulduğu yer olan plakalı ısı eşanjörü, iki adet havalı soğutucu ve iki adet pompadan oluşmaktadır. Yüksek elverişliliği sağlamak için yedekli pompaların ve aygıtların monte edildiği yağlama maddesi devrelerinde olduğu gibi bu devredeki havalı soğutucular da yedeklidir. Aslına bakılırsa havalı soğutuculardan birinin arızalanması halinde, ikincisi fanların hızını arttırarak ısı gücünün tamamını dağıtabilmektedir. Bunun sonucunda normal işletme esnasında düşük iç tüketim gerçekleştirilmekte ve arıza halinde santralin uygun durumda olması garanti edilmektedir.
- Yoğuşmayan madde ayrıştırma sistemi. ORC devresine giren yoğuşmayan gazların (örneğin hava) varlığını izler ve otomatik moddayken onları ayrıştırmakta olup (bakım işlemi veya yoğuşma basıncının atmosfer basıncından düşük olduğu kışın hava girişi mümkündür), bunun sonucunda daima ilgili tasarım yoğuşma basıncına göre elektrik üretilmektedir. Temizleme sisteminin bakımı halinde ORC santralinin kapatılması gerekmemektedir.
- Aygıtlar. Yüksek elverişliliği garanti etmek için ana düzenleme döngüleri (ör seviye, basınç) veya ana alarmlarda yer alan aygıtlar yedeklidir ve PLC'nin (programlanabilir mantık kontrolü) farklı I/O kartlarına bağlıdır.
- Dağıtılmış kontrol sistemi (DCS). Kullanılan kontrol sistemi PCS7'dir ve santralinin tamamını yönetmekte ve kontrol etmektedir. Yedekli CPU ve sunucular kurulu bulunmaktadır. Santral otomatik ve uzaktan mod da başlatılabilmekte ve durdurulabilmektedir.
- Trafolar. Yedekli yükseltici ve indirici trafolar kurulu bulunmaktadır.

4.6 Ada Modu

Sauerlach'daki jeotermal santral için teklif kuralları uyarınca “Ada Modunda” çalışabilmesi gereklidir.

Şebeke arızası durumunda ORC santrali tüm yardımcı donanımlar (jeotermal su pompası dâhil) için gerekli gücü sağlayarak santralin işlemeye devam etmesini sağlayabilmektedir. Güç çıkışını hassas şekilde düzenleyebilen ve türbinin aşırı hız pik noktasını azaltan (şebeke kesintisinde) hızlı türbin giriş ventilleri sayesinde Ada Modu başarılı şekilde uygulanmış ve test edilmiştir. Ada modu bir dizi avantaj sunmakta olup, bunlar:

- a) Tüm santralin işlemeye devam etmesi ve şebekeye yeniden bağlantıya hazır olması.
- b) Santralin kontrolü ve yeniden başlatılması için operatörler tarafından daha az zaman harcanması.
- c) Jeotermal pompa için başlatma ve durdurma döngü sayılarının sınırlanması.
- d) Jeotermal pompa -800 metreye monte edilmiştir. Pompanın sık sık durdurulup başlatılması yüzeydeki güç blokuna bağlayan dikey kuyu hattı boyunca (yaklaşık 800 metre) malzeme birikintisine neden olmaktadır. Bazen bu büyük miktardaki birikinti jeotermal pompanın başlatılmasını engelleyebilmektedir. Başlatma ve durdurma döngülerini sınırlamak kuyu pompasının daha sağlıklı çalışmasını sağlamaktadır. Aksi takdirde kuyudibi jeotermal akışkan pompasını sökmek ve hatta temizlemek için uzun ve pahalı bakım işlemleri gerekli olabilmektedir. Not: Jeotermal Pompalar Turboden'in tedarik kapsamında yer almamaktadır.
- e) İçerisinde jeotermal su bulunan boru hattı ve filtredeki akışın kesintiye uğramasının engellenmesi. Aslında santral kapatıldığında, bu durumda borular ve filtreler içerisinde kireçlenme ve çökelti oluşma riskini arttırmaktadır. Temizleme işlemi zaman ve maliyet gerektirmekte olup, elverişlilik üzerinde olumsuz etkisi vardır.
- f) Bölgesel ısıtmaya her zaman dengeli ısı transferi önemlidir.

5. ÇALIŞMA DURUMU

Rapor tamamlandığında (Aralık 2014), anlatılan üç jeotermal santral, garanti edilenden daha yüksek performansla çalışmaktaydı, emre amadelik durumu aşağıdaki istatistikler gibidir.

Lütfen kaydedilen sürenin sınırlı gözlem döneminde ORC santralinin elverişliliğinin belirtilmesi için operatörler tarafından resmi olarak bildirildiğine dikkat ediniz; ancak santraller 12 Aralık ile 13 Ocak tarihleri arasında çalıştırılmış olduğu için Turboden raporlarına göre gerçek çalışma süresi daha uzundur.

Sauerlach: *Gözlem* dönemi: 13 ay; *Kaydedilen* toplam çalışma süresi: %95 elverişlilikle 8.648 saat

Duerrnhaar: *Gözlem* dönemi: 11 ay; *Kaydedilen* toplam çalışma süresi: %95 elverişlilikle 7.440 saat

Kirchstockach: *Gözlem* dönemi: 14 ay; *Kaydedilen* toplam çalışma süresi: %92,5 elverişlilikle 10.670 saat

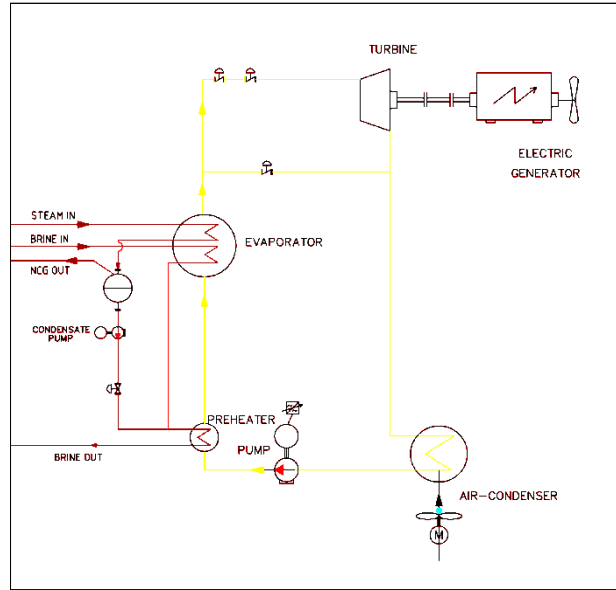
Potansiyel olarak üretililecek enerjiyi düşürmüş olan jeotermal derin kuyu pompalarının (Turboden'in tedarik kapsamında yer almamaktadır) büyük problemleri olmasına rağmen üç santral başarılı şekilde devreye alınmış ve ince ayar yapılarak işletmeciler tarafından resmen kabul edilmiştir.

6. TÜRKİYE'DEKİ ÇERÇEVE KOŞULLAR İÇİN TURBODEN ÇÖZÜMLERİ

Daha önce açıklandığı üzere, Almanya'daki jeotermal santralde şebeke beslemesi yapılan elektrik için verilen değer 25 €/kWh'a kadar ulaşabilmektedir (kur 1,25 \$/€ olarak alındığında yaklaşık 310 \$/MWh). Türkiye'deki çerçeve koşullar kapsamında karşılaştırıldığında, tarife garantisi oldukça düşüktür (yerel içerik payına bağlı olarak 105 ile 118 \$/MWh arasında). Diğer taraftan sondaj maliyetleri ve riskleri oldukça düşük olduğundan yatırımcılar için iyi derecede uygulanabilirliği ve göreceli olarak düşük kaynak oluşturma maliyetlerine izin vermektedir. Ek olarak üretim kuyuları genelde kuyudibi pompalar olmadan işletilebilen artezyenik akışlı kuyular olup, ilgili teknik riski ve elektrik iç tüketimini (bu tüketim tipik bir Alman projesinde brüt gücün %20'sine kadar ulaşabilmektedir) ortadan kaldırmaktadır. Bunun sonucunda Türkiye pazarı orta entalpi jeotermal santraller açısından dünyadaki en büyük pazarlardan biri haline gelir (2014 yılında hepsi ORC ünite tabanlı olan 175MWel kurulmuştur).

Düşük elektrik üretimi değerinin birinci sonucu, R245fa soğutucu maddesinin ilave maliyetinin normalde elektrik üretiminden gelen ek nakit akışı açısından gerekçeli olmamasıdır. Ek olarak, Türkiye'deki jeotermal santraller genellikle yerleşim olmayan alanlarda hayata geçirildiğinden çalışma sıvılarının yanıcılığı nadiren sorun teşkil etmektedir. Turboden, bu nedenle Türk projeleri için hidrokarbon çalışma sıvısı tabanlı santralleri de teklif etmektedir.

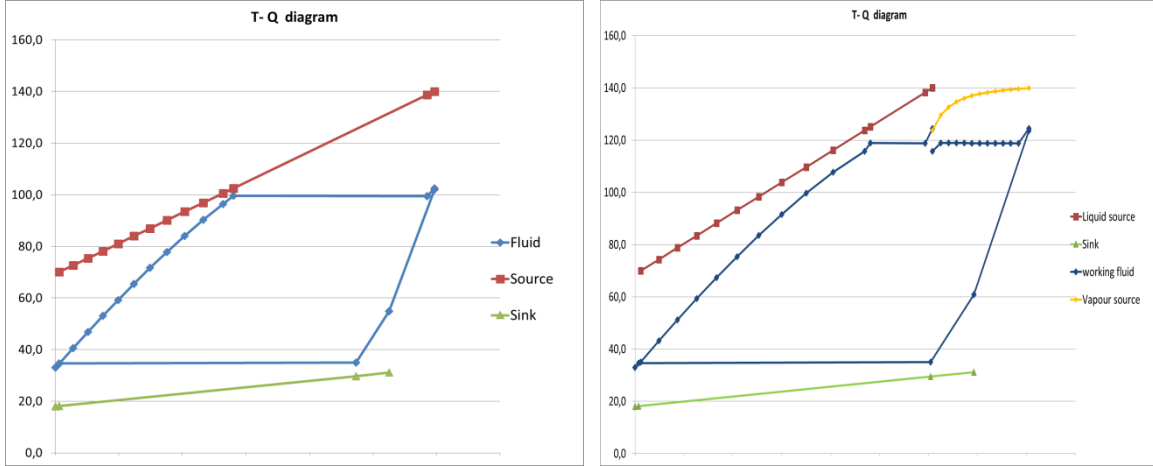
Tipik Türkiye çerçeve koşulları, gaz patlama basıncının oldukça altında kuyu başı basınçları olan kendinden akışlı kuyular sağlamaktadır. Bu şekilde kuyubaşında elektrik üretimi için iki fazlı jeotermal akışkan mevcuttur. Normalde iki faz kuyubaşından ayrılır ve ayrı şekilde ORC ünitesine gönderilir. Tipik çözüm çalışma sıvısının buharlaştırılması için iki akışın paralel kullanımını öngörmekte olup, özellikle Şekil 7'deki çözüm bir tanesi jeotermal akış, bir tanesi de buhar için olmak üzere iki adet tahsisli ve ayrı boru demeti olan tek bir huzme evaporatör kullanımı öngörmektedir. Buhar evaporatörü demetinden gelen buhar, evaporatör demetinden gelen jeotermal suyla karıştırılır ve çalışma sıvısının yeniden ısıtılmasından kullanılır.



Şekil 7. Çalışma sıvısını buharlaştırmak için buhar ve brine kullanılarak oluşturulmuş tek kademeli çevrim kavramsal modeli (P&I)

Yoğuşmayan gazların varlığından dolayı buhar akışı, sıcaklık düşüşüyle birlikte azalan ısı kapasiteli karakteristik bir ısı salımı eğrisine sahiptir. Isı salımı eğrisinin kesin şekli akışın asıl özelliklerine (buhar fraksiyonu, yoğuşmayan gaz fraksiyonu basınç) bağlıdır.

Buharlaştırma ısısının bir kısmının buhar yoğunlaşmasından geldiği gerçeği ısı salımı eğrisinin, çalışma sıvısının ısı emme eğrisiyle eşleştirilmesine yardımcı olabilmektedir. Genelde, kuyubaşı akışındaki artan buhar içeriğiyle azalan iki basınç seviyesi kullanılarak ek performans elde edilebilmektedir. Bu durum, 140°C'deki jeotermal kaynakta çalışma sıvısı olarak izobütan kullanılan tek basınç seviyeli bir döngüyü temsil eden aşağıdaki sıcaklık/ısı diyagramlarında açık şekilde gösterilmektedir. Sol tarafta (a durumu) göz ardı edilebilir buhar içeriği varsayılırken, sağ tarafta (b durumu) toplam kütle akışının %6'sı buhar akışı olarak varsayılmaktadır (4 Bar abs basınçta %5 buhar ve %1 Yoğuşmayan Gaz)



Şekil 8. 140°C'deki jeotermal kaynakta çalışma sıvısı olarak izobütan kullanılan tek basınç seviyeli buhar içeriksiz (a durumu: sol taraf) ve %5 buhar ve %1 Yoğuşmayan Gaz içerikli (b durumu: sağ taraf) bir döngünün sıcaklık/ısı diyagramı.

Sağdaki diyagram buhar yoğunlaşmasından gelen ilave ısının çalışma sıvısının buharlaştırma ısısının ilgili bir kısmını kapsadığını ve sıcaklık/ısı diyagramındaki tuzlu su soğuma ve çalışma sıvısı yeniden ısınma çizgilerine benzer bir eğriye yol açtığını göstermektedir. Çalışma sıvısının yeniden ısınması ve tuzlu su soğuma eğrilerinin eşleşmesinin sağdaki diyagramda (b durumu) iyi şekilde iken soldaki diyagramda (a durumu) iyi şekilde olmadığı açıktır.

Aynı ısı alışverişi yüzeyi ve çalışma sıvısı kullanılarak iki basınç seviyeli döngüde elde edilebilecek ek net güç her iki senaryo için hesaplanmıştır. Hesaplamalar aşağıdaki varsayımlara göre yapılmıştır:

Jeotermal Akışkan sıcaklığı: 140°C

Buhar içeriği: a durumunda %0; b durumunda %6 (4 Bara basınçta %5 buhar ve %1 Yoğuşmayan Gaz)

Yoğuşma sıcaklığı: 35°C

ORC'den minimum tuzlu su çıkış sıcaklığı 70°C

Türbin isentropik verimliliği: %85

Pompa isentropik verimliliği: %75

*a durumu için 2 basınç seviyeli döngünün ek gücü %6.5 ile b durumu için bu göz ardı edilebilir.

Yukarıdaki hususlar, başarılı Alman santrallerinde kullanılmakta olan iki basınç seviyeli çözümün sadece bazı Türk projeleri (düşük buhar içeriği mevcut iken) için avantajlı iken, diğer durumlarda (yüksek buhar içeriği mevcut iken) tek basınç seviyeli döngünün en iyi seçenek olacağını göstermektedir.



Turboden aslında teklif verme aşamasında farklı çözümleri karşılaştırmakta ve daima herhangi bir özel projenin kendine özgü ihtiyaçlarına en uygun çözümü önermektedir.

KAYNAKLAR

- [1] GASSNER H., “Feed-in tariffs, support policy and legal framework for geothermal energy in Germany”, World Geothermal Congress, Bali, 2010.
- [2] GAİA M., PİETRA C., “Evaluation of pinch point smoothing as a means to enhance the power produced in ORC units with variable temperature heat source”, Presentation at ASME ORC 2013, Rotterdam, 2013.

ÖZGEÇMİŞ

Andrea DUVIA

Andrea Duvia kariyerine Politecnico di Milano'da jeotermal uygulamalar için enerji dönüşüm döngüleriyle çalışma yapan bir araştırma mühendisi olarak başlamıştır. 2001 yılında katıldığı Turboden'de 2006 ve 2009 yılları arasında satış bölümü müdürlüğü yapmıştır. Hâlihazırda Gammel Duvia Engineering Srl'nin müdürüdür ve Turboden'de jeotermal santraller ve özel uygulamalar için danışmanlık yapmaktadır. Makine Mühendisliği yüksek lisans diplomasına sahiptir.

Joseph BONAFIN

Joseph Bonafin güç üretim sistemleri üzerinde uzmanlaşmış bir makine mühendisidir. ORC teknolojisindeki geçmişi Wartsila'da ısı geri kazanım sistemi entegrasyonunun detaylı analiziyle başlamıştır. 2009 yılında Turboden'e katılmıştır. Bugün, jeotermal sektörü ve satıştaki 6 yıllık deneyimiyle jeotermal satış lideri ve iş geliştirme müdürü olarak satış faaliyetlerini koordine etmektedir.





TURBODEN GEOTHERMAL REFERENCES IN BAVARIA AND ADVANTAGES OF THIS PROVEN SOLUTION UNDER TURKISH FRAME CONDITIONS

Andrea DUVIA
Joseph BONAFIN

ABSTRACT

The paper introduces the recent experience of Turboden with three 5 MW state of the art geothermal power plants in Bavaria, and the status of the operations.

A focus on the technology of these plants is made, particularly describing the type of thermodynamic cycle, the adopted scheme for district heating heat decoupling, the optimization drivers.

The importance of working fluid selection for optimized efficiency, and the selection of key components like heat exchangers and air-cooled condenser is highlighted.

The German frame regulation for incentive scheme and grid requirements are described and compared with Turkish frame conditions. Island mode operation is pointed-out and discussed.

Finally, the advantages of the adopted solution are summarized, together with the economic benefits in terms of enhanced energy production under Turkish frame conditions.

Key Words: ORC, Geothermal, Binary Plant, District Heating, Double Pressure, Island Operation.

1. INTRODUCTION: TURBODEN GEOTHERMAL PLANTS IN BAVARIA

Turboden stands among the pioneers of Organic Rankine Cycle Technology (ORC), being at the same time a European Leader for biomass, heat recovery and Geothermal applications.

Currently there are more than 240 Turboden ORC plants in operation, featuring in-house designed turbines, and further 40 plants under construction. Turboden ORC units have demonstrated an average availability exceeding 98% and more than 5,000,000 operating hours have been reached.

Between 2012 and 2013, Turboden has successfully implemented a 5 MW geothermal power plant for the Munich Public Utilities Company SWM (in Sauerlach), and two other 5.6 MW plants in the same region for the leading company Hochtief Energy Management, now SPIE Group (in Dürrnhaar and Kirchstockach). As described in chapter 5, these power plants have already achieved thousands of operating hours, also exceeding the expected performances.

A fourth geothermal plant has been recently awarded in Bavaria to Turboden. The 4.1 MW cogenerative geothermal plant that will be installed in the city of Traunreut, will deliver, in addition to the electric power produced, up to 12 MW thermal power to the community.

Turboden has always looked at geothermal energy with great interest since its origin, starting from the plant in Zambia (1988) and Altheim, that is running continuously since 2001.

Turboden over 30 years' experience in the construction of ORC turbogenerators made it possible to construct units with high performance as well as high reliability and availability, together with low maintenance and operational costs.

In the following table the main features of the plants delivered by Turboden in operation in Bavaria are presented.



Figure 1. Dürrnhaar geothermal plant.



Figure 2. Sauerlach geothermal plant.

Table 1. Plant statistics.

Site	<i>Sauerlach</i>	<i>Duerrnhaar</i>	<i>Kirchstockach</i>
P gross kW	5000	5600	5600
P net kW	4500	5000	5000
Water inlet T °C	140	138	138
Water flow l/s	110	130	130
Design ambient T °C	7,4	8	8
Working Fluid	R-245fa	R-245fa	R-245fa
Cooling System	ACC	ACC	ACC

2. FRAME CONDITIONS OF GEOTHERMAL PROJECTS IN GERMANY

The incentive schemes of feed-in tariffs provided by the German Renewable Energy Sources Act (EEG) made possible the market introduction of renewable energy sources for electricity generation. The basic principle of the EEG is that the operators of electricity grids are obliged to accept and give priority to electricity provided by renewable energy sources and to pay minimum prices stipulated by law for a 20-year period, Gassner (2010) [1].

The feed-in tariffs for geothermal power, which have only been valid since 2000, have not yet fulfilled market growth expectations.

For this reason, the tariffs were increased in these years. The high drilling and water circulation risks and related costs, due to the very deep reservoirs, still represent in Germany a barrier to investment which has not yet been balanced out by the feed-in tariffs.

So far, the continued interest in mining claims, which are a prerequisite for developing a project, confirms the interest in geothermal power generation.

At the time of the bid and design of the three power-plants before presented, the feed-in tariff was 20 €-cents per kilowatt-hour for gross electrical output.

In addition, a heating-use bonus of 3 €-cents per kilowatt-hour was guaranteed when electricity generation was combined with delivery of heating energy.

As of June 2014, the heat-bonus has been integrated to an increased feed-in-tariff of 25 €- cents per kilowatt-hour, to be paid on the Gross Power, while the cost for the auxiliaries consumption was given by the market value, i.e. approximately the half of the feed in price. For obvious reasons, thermodynamic solutions that enhanced the Gross power with correspondingly higher auxiliary consumptions seemed to be suitable (e.g. Super Critical cycle). However, the expected inflation trend of the cost of the auxiliaries has always concerned the developers and driven the choice to optimized-net-power-cycles like the two level pressure implemented by Turboden.

3. THE TWO (DOUBLE) LEVEL PRESSURE CYCLE PRINCIPLE

In general, when a variable temperature source is available (geothermal water) and the economic frame conditions push towards the adoption of high heat exchanger surface, the adoption of technical solutions that allow to match the form of the heat release curve of the geothermal water with the heat absorption curve of the energy conversion cycle are convenient.

When a classic subcritical ORC cycle is selected the heat transfer curve has the typical shape represented in Fig 3 below.

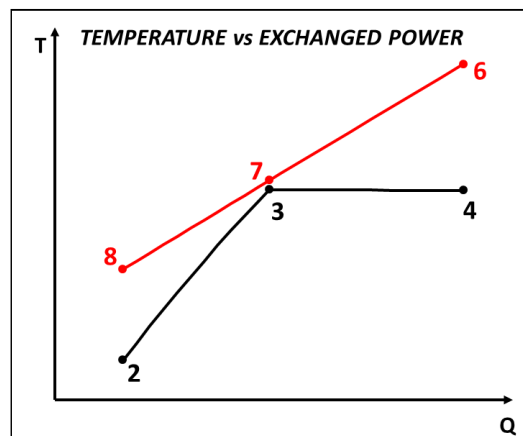


Figure 3. Temperature/Heat diagram of saturated single level cycle showing the pinch point.

The presence of a minimum temperature difference point “pinch point” at the beginning of the working fluid evaporation does not allow an effective matching of the two curves. As a result, when the pinch point temperature difference (temperature difference between points 7 and 3 in Fig. 3) becomes small, the increase of heat exchange area becomes increasingly ineffective in terms of additional power that can be achieved.

For example, for a single level cycle with 245fa as working fluid with 2°C pinch point, operating on a geothermal water heat source at 150°C, the increase of the heat exchange area up to 250% of the original value would cause a power increase of less than 1%, Gassner (2010) [1].

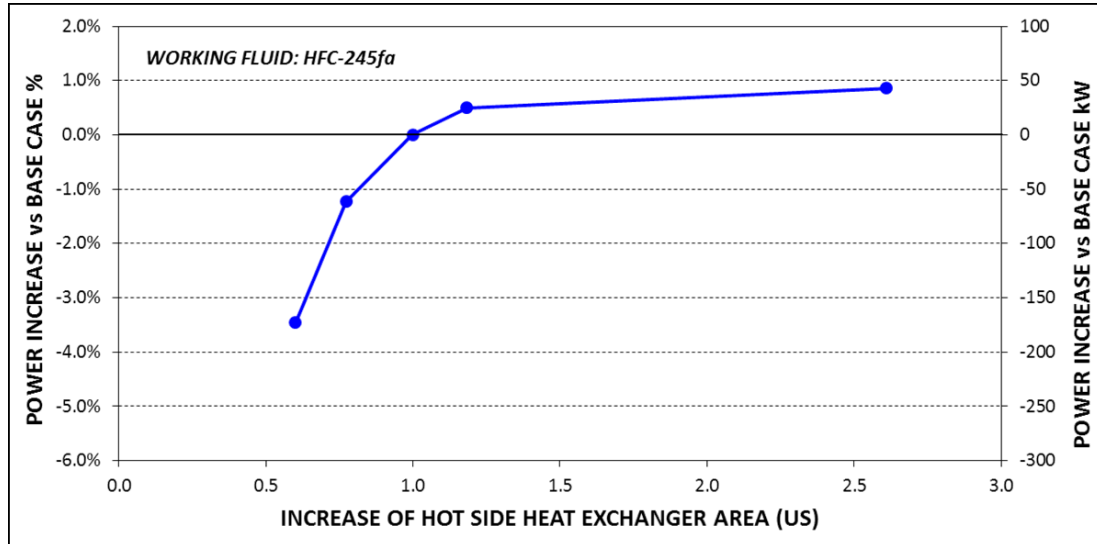


Figure 4. Influence of the heat exchange area on performance starting from a pinch point of 2°C according to, Gaia and Pietra (2013) [2].

In order to increase the power production with enhanced heat exchange area, the aforementioned power plants implemented by Turboden use two-evaporation pressure level cycles. With the input available at the plant locations (about 140°C) this solution allows a significant performance increase compared to a single level cycle assuming same heat exchange area.

In order to show the advantages of the two level cycle, a comparison has been made with two different single level cycles under typical German frame conditions. The cycles have been compared with same assumptions for component efficiencies and heat exchange coefficients comparing the required heat exchange surface and the achievable net power.

Main Assumptions:

Geothermal Fluid (liquid) temperature: 140°C

Condensing temperature: 20°C

Superheating: 2 °C

Turbine isentropic efficiency: 85%

Pump isentropic efficiency: 75%

A two-level cycle with HFC 245fa as working fluid and 3°C pinch point has been used as base case with 100% net power and 100% required heat exchange surface.

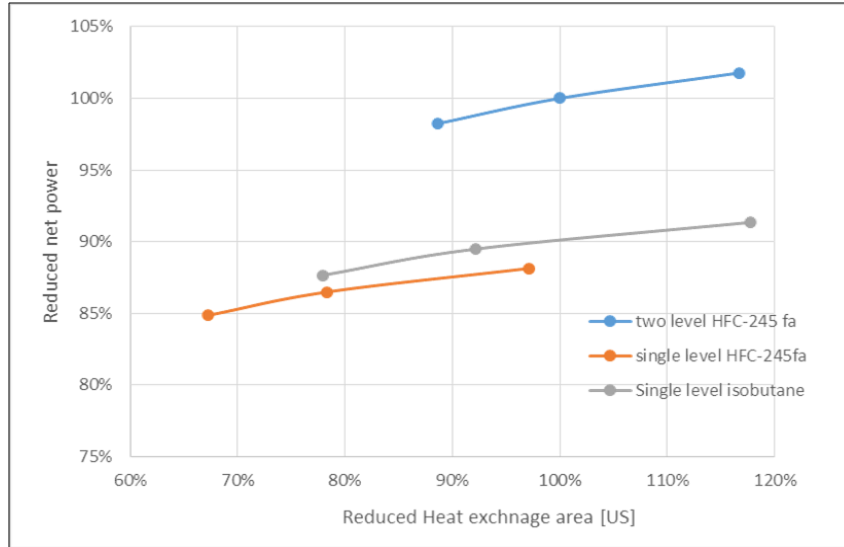


Figure 5. Comparison of two level cycle with saturated single level cycles for typical German frame conditions.

The comparison shows that, with the above assumptions, about 10% additional net power can be produced with same hot heat exchagne area compared to a saturated single level cycle.

Similar results can be obtained with a supercritical cycle where the matching of heat release curve is obtained thanks to the shape of the typical supercritical heat absorption curve with transition from liquid to vapor at variable temperature.

On order to simplify the cycle control and add redundancy to the system, the two pressure levels are conceived as two working fluid loops that are completely independent working fluid side, being only interconnected on geothermal water side.

The selection of the working fluid was based on the optimization analysis of the power production for a given value of heat exchagne area and with careful estimation of turbo machinery efficiencies. In this comparison, the refrigerant R245-fa proved to be the most favorable solution mainly due to the following characteristics.

- Favorable heat absorption curve for a two level cycle fed with water at about 140°C
- Reduced enthalpy drop compared to hydrocarbons allowing for a particularly high turbine efficiency.

In addition, the fact that this working fluid is not flammable was positively evaluated by the customers - in particular for the Sauerlach plant close to inhabited area, where installation inside a building was required.

This solution implemented by Turboden has also the following additional technical advantages that are particularly important in German frame conditions.

3.1 Redundancy

The two working fluid loops are completely independent and therefore one loop can be operated also when the other cycle requires to be shut down for maintenance activities.

In case one of the turbines (say the high-temperature “HT” turbine) requires to be shut down, the whole unit will be shut down, and re-started in a very short time. In fact the electric generator is the only item connecting the two parts of the plant, and it can be disconnected quickly (operation sequence required: remove coupling cover, remove coupling bolts, re-install coupling cover, actuate



valves, select turbine low-temperature “LT only” operation, re-start ORC). This operation would require about 1,5 hours, including re-start.

In addition to this, the overall energy production will be higher if the different loops are stopped for maintenance at different times because in “LT only” operation the low temperature cycle will benefit since the geothermal water is not cooled by the high temperature loop. Thanks to a suitable design of turbine and working fluid loop, and overdesign of the working fluid pumps, in “LT only” operation mode the plant can achieve a relevant overload compared to the nominal production of LT cycle.

3.2 Efficient heat decoupling

Another advantage compared to a single level cycle is the possibility to decouple and deliver heat for a heat user (e.g. district heating grid) with comparatively lower impact on the electric power production.

This is a key point under German frame conditions due to the following reasons:

- From environmental point of view, the saved carbon emissions are higher if the heat is used for heating purposes, due to the fact that the thermal efficiency for a geothermal heat source is up to 10 times higher when it is used for heating (100 % thermal efficiency compared to 10 – 12 % electrical efficiency), while the same ratio is about 2 for fossil heat sources (roughly 80% thermal efficiency compared to roughly 40% electrical efficiency). Thus geothermal heat displaces much more fossil fuels if used for heating purposes.
- The economic value of the heat for electricity production is roughly 25 €/MWh if a feed in tariff of 250 €/MWh and a net electrical efficiency of 10% are considered. Economic value of heat is often 2 to 3 times higher, especially if used for district heating.
- While heat use is preferred from both environmental and economic point of view, suitable heat users are mostly available only for a limited number of hours per year (winter heating). Therefore combined plants with efficient and flexible heat decoupling are considered as very important. This is also the reason why the German legislation was providing for a “bonus for cogeneration”, as indicated in chapter 2.

Compared to a single level cycle the two level cycle is particularly suitable for the decoupling of heat with comparative lower impact on the electric power production (see qualitative comparison of the different schemes in Fig. 6).

For example in the Sauerlach plant the net plant efficiency is about 11%. The HT loop has a net efficiency of about 12,5% while the LT loop has a net efficiency of about 7,5 %. The geothermal water leaves the high temperature loop at a temperature of about 90°C. Therefore the heat supply can be decoupled downstream of the high temperature loop, therefore subtracting mainly the heat from the low temperature loop (i.e. the cycle with lower electric efficiency). As a result the energy loss when the heat is required for district heating will be significantly lower.

In order to show the advantages of the two level cycle from this point of view, the following simple calculation under realistic German frame conditions was performed. For the ORC cycle data typical values of the plants described in this paper were used.

Assumptions:

Net Efficiency HT cycle: 12,5%

Net Efficiency LT cycle: 7,5%

Net Efficiency ORC: 11%

Heat absorbed by LT cycle: 13500 kW

Brine temperature at ORC inlet: 140 °C

Brine temperature at inlet of LT cycle: 90°C

Brine temperature at ORC outlet: 45°C

District heating feed temperature: 80°C

District heating return temperature: 50 °C

Pinch Point district heating heat exchanger: 3°C

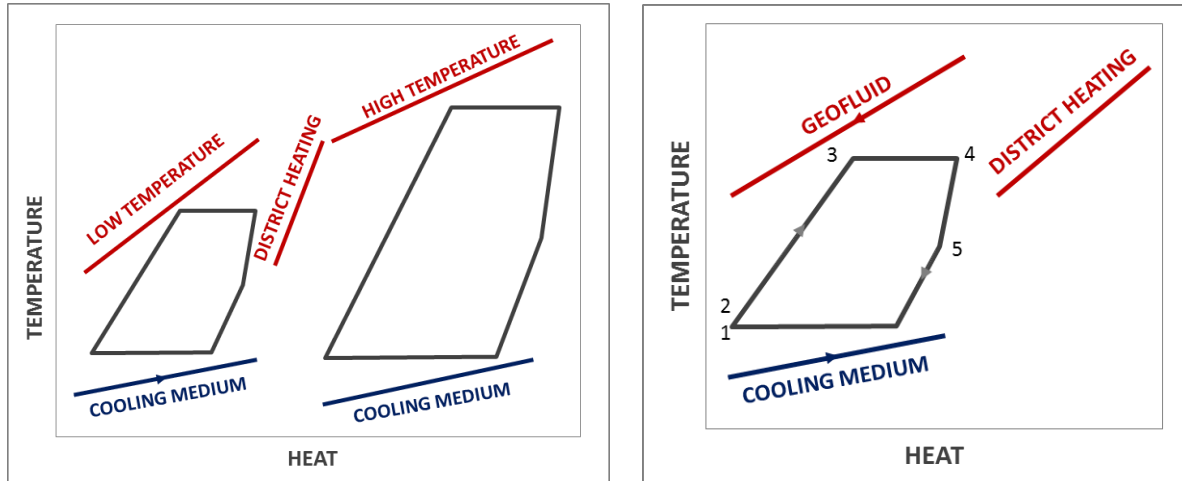


Figure 6. Comparison of single vs two level cycle for heat decoupling to district heating.

It is also assumed that the whole heat feeding the LT cycle can be delivered to a suitable heat user for 2000 h/year. This means that for this period the LT cycle will be stopped and only the HT cycle will operate. Consequently about 2000 MWh/year (calculated as lost heat input times ORC efficiency) of electric energy production will be lost.

With a single level cycle with same electrical efficiency, a part of the geothermal water would bypass the complete energy conversion cycle (ORC) for 2000 h/year. Hence, even without considering the impact of the reduced flow on cycle efficiency, at least 2650 MWh/year (calculated as lost heat input times ORC efficiency) would be lost. In fact, most probably the electricity production loss will be higher because the impact of the lower flow on ORC efficiency will not be negligible.

These additional advantages, have been a key point for the selection of the subcritical two pressure level solution instead of a supercritical single level cycle, that could have been an alternative way of reaching similar performances at nominal operating conditions.

4. POWER PLANT COMPONENTS

4.1 Heat Exchangers and pipelines

Heat exchangers have the function to transfer the thermal power from the geothermal water to the ORC working fluid.

Shell & Tube heat exchangers are used for both the HT and LT cycle. To avoid corrosion issues and increase durability of the heat exchangers, the material adopted for the parts in contact with

geothermal water, is the super duplex stainless steel SAF2507 (e.g. tubesheet, distributor channel, partition plate and heat exchanger tubes). The material of the interconnecting pipeline between heat exchangers and Balance of Plant BoP, where the geothermal water flows, is 904L (1.4539) an austenitic stainless steel. On the ORC working fluid side traditional carbon steel is used for the heat exchangers shells and for most of the piping. Both HT and LT cycles are equipped with shut-off valves able to isolate any heat exchanger from the rest of the circuit (i.e. for maintenance operation). Shut-off valves are installed on geothermal water side and on the working fluid side. In this case only a small volume of the plant shall be drained during maintenance operation and the time spent to restore the plant in the normal configuration will be shorter.

4.2 Air Condenser

Part of the thermal power coming from the geothermal fluid is converted to mechanical power by the turbine, the remaining is dissipated by means of the air condenser. Many parameters can influence the design and the type of the air condenser, in these plants the main drivers that influenced the design have been: working fluid, own consumptions and noise level. In order to avoid leakage of working fluid (or inlet of air when the condensing pressure is lower than atmospheric pressure), all the main components of the air condenser are welded, and no flanges are present. A traditional configuration with plugs bonnet was discarded to adopt a solution with cylindrical welded bonnet. Also the interconnection nozzles between condenser and pipeline are welded. The tube to tubesheet connection is strength- welded, too. Free area available to install the air condenser, noise level allowed and power own consumption are linked parameters that in these plants influenced the choice of material of the fans, type of transmission and motors. (i.e. where the noise level allowed was low and the free area available for the ACC small, GFRP fans are installed). Tube bundles are made in carbon steel, the heat exchanging tubes are finned tubes; material of the fin is aluminum. Up to 35% of fans can be stopped, with the plant still running. The air condenser is composed by a large number of bundles interconnected each other in parallel mode. To limit the influences of different condensing pressure of the bundles (i.e. fans of one bay out of order), the pipeline, where the liquid phase is collected, foresees a routing with the presence of a syphon / vapor trap.

4.3 ORC feed pumps

Different configurations are adopted in these plants. The configuration able to guarantee the highest availability is the one present in geothermal power plant of Sauerlach. HT cycle and LT cycle are equipped with 2 pumps, completely redundant (2x100%), and in case of failure of the one pumps or other device and auxiliary connected to it, the control system is programmed to switch on the stand-by redundant pump without shutdown the ORC plant.

4.4 Drainage system

About 70 tons of working fluid is present in each plant. Cost and type of the working fluid influenced the design concept of the drainage system. As for the air condenser, the target was to limit the loss of working fluid during maintenance, without compromising the maintenance operation. The drainage circuit is able to guarantee to drain each volume of the ORC circuit independently by the others. For example, if the filter of the ORC feed pump is clogged, it is possible to maintain in operation the plant using the redundant pump, meanwhile it is possible to isolate the dirty filter from the rest of the circuit, drain the liquid phase and recover the vapor phase into the main tank, execute the cleaning operation and to restore the filter without to influence the operation of the plant and decrease of the availability. Drainage system installed consist of:

- a) A tank/receiver with a volume sufficient to contain all the inventory of working fluid of the plant;
- b) Two transfer items; a pump to move the liquid phase from the tank to the plant or vice-versa and a compressor, able to extract the vapor phase and to push it in a condenser where it is condensed and conveyed into the main tank;



c) Chiller circuit using R-134a as medium to condensate the vapor phase of HFC-245fa.

4.5 Auxiliary equipment

ORC plant is also composed from auxiliary components and circuits. If an auxiliary device is closely related to the normal operation of the plant, it shall be design in order to guarantee the highest availability. Auxiliary components closely related with normal operating condition are:

a) Lubrication circuits. Six different lubrication circuits are installed. High availability is guaranteed by redundant pumps and instrumentation installed on each circuit. Furthermore the configuration adopted guarantees to have a complete division between lubricant circuits required by the HT cycle and lubricant circuits required by LT cycle. Therefore in case of stop of one of the two cycles it is possible to re-start the plant with the required lubricant circuits only.

b) Auxiliary cooling system. It is a close circuit where a mixture of water and glycol is used, the system has the function to cool the electric generator and the lubricant oils of turbine and gearbox. Circuit is composed from: plate heat exchangers where the lubricant oils are cooled, two air cooler and two pumps. Like for lubricant circuits, where redundant pumps and instrumentation are installed to have an high availability, in this circuit also the air coolers are redundant. In fact in case of failure of one air cooler the second is able to dissipate the full thermal power by increasing the speed of the fans. The result is low own consumption during the normal operation and availability of the plant guaranteed in case of failure.

c) Non-condensable purging system. It monitors the presence of non-condensable gases (e.g. air) into the ORC circuit and in automatic mode it is able to purge them (inlet of air is possible during maintenance operation or in Winter when the condensing pressure is lower than atmospheric pressure); the result is a production of electricity always in according with relative design condensation pressure. In case of maintenance on the purging system the shutdown of the ORC plant is not required.

d) Instrumentation. To guarantee a high availability the instruments involved in main regulation loops (i.e. level, pressure) or main alarms are redundant and connected in different I/O boards of the PLC.

e) Distributed control system (DCS). The control system used is PCS7 and it manages and controls the whole plant. Redundant CPU and redundant servers are installed. The plant can be started-up and stopped in automatic and remote mode.

f) Transformers. Redundant step-up and step-down transformers are installed.

4.6 Island Mode

For the geothermal power plant in Sauerlach, Island Mode operation was required by the bidding rules.

In case of failure of the grid the ORC plant is able to supply the power required by all auxiliaries (included the geothermal water pump), thus maintaining the plant in operation. The Island Mode has been successfully implemented and tested thanks to fast turbine admission valves, that can finely regulate the power output and mitigate the over-speed peak of the turbine (at grid failure) . Island mode presents a list of advantages, the main are:

a) Whole plant is maintained in operation and ready for a new re-connection with the grid.

b) Less time is spent by the operators to check and re-start the plant.

c) Limitation of the number of start and stop cycles for the geothermal pump.



d) Limitation of large precipitation of dirt along the vertical well (about 800 meters) interconnecting the geothermal water pump (installed at -800 meter) with the power block on the surface. Sometimes this large deposit can inhibit the start-up of the geothermal pump. Long and expensive maintenance operations would be otherwise required to dismount the downhole geothermal fluid pump and to clean the line.

e) Avoid the interruption of the flow in the pipeline and filter where the geothermal water is present. In fact when the plant is shutdown, it increases the risk to have scaling and precipitations inside the tubes and filters. Cleaning operation would require time and cost with negative effect on the availability.

f) Increased availability of the delivery of the heat to the district heating.

5. OPERATION STATUS

At the time of the paper conclusion (Dec. 2014), the three geothermal plants described are in operation since several thousands of hours, with performances higher than the guaranteed, and availability as per the following statistics.

Please note that the *recorded* time has been officially communicated by the operators to indicate the availability of the ORC plant in a *limited observation period*; however, the effective operation time has been longer as per Turboden's reports, as the plants have been started-up between December '12, and January '13.

Sauerlach: *Observation Period*: 13 months; Total *recorded* operation time: 8.648 hrs @ 95% availability

Duerrnhaar: *Observation Period*: 11 months; Total *recorded* operation time: 7.440 hrs @ 95% availability

Kirchstockach: *Observation Period*: 14 months; Total *recorded* operation time: 10.670 hrs @ 92,5% availability

Despite there have been major problems in the geothermal submersible pumps (not included in Turboden's scope of supply) that reduced the total energy potentially producible, the three plants have been successfully commissioned and fine-tuned, and formally accepted by the operators.

6. TURBODEN SOLUTIONS FOR TURKISH FRAME CONDITIONS

As already explained, in a geothermal plant in Germany the value granted for the electricity fed into the grid can reach up to 25 €/kWh (ca. 310 \$/MWh considering an exchange rate of 1,25 \$/€). In comparison under Turkish frame conditions the feed in tariff is substantially lower (between 105 and 118 \$/MWh depending on the share of local content). On the other hand drilling costs and drilling risks are substantially lower allowing good feasibility and relatively low resource development risks for investors. In addition production wells are typically self flowing wells that can be operated without downhole pumps, hence eliminating the associated technical risk and electrical own consumption (this consumption can reach up to 20% of gross power in a typical German project). As a result the Turkish market has developed to be the biggest market in the world for medium enthalpy geothermal plants (175 MWe installed in 2014 all of which based on ORC units).

A first result of the lower value of the electricity production is that the additional cost for the refrigerant R245fa is normally not justified in terms of additional cash flow from electricity production. In addition flammability of working fluid is rarely a concern in Turkish geothermal power plants as the plants are

typically realized in not inhabited areas. Turboden therefore mostly proposes plants based on hydrocarbon working fluids for Turkish projects.

Typical Turkish frame conditions provide for self flowing wells with wellhead pressures that are well below gas breakout pressure. Therefore at wellhead a two phase geothermal fluid is available for electricity production. Normally the two phases are separated at wellhead and sent separately to the ORC unit. The typical solution considers to use the two flows in parallel for working fluid evaporation. The condensate from the vapor evaporator is mixed with brine exiting the liquid evaporator and used for working fluid preheating.

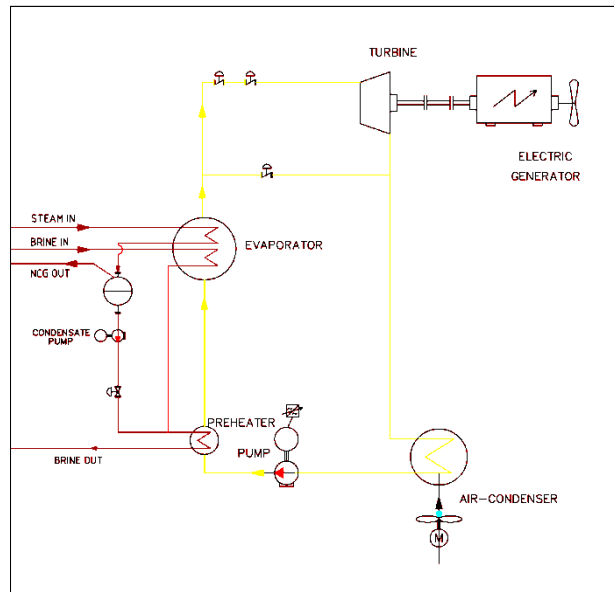


Figure 7. Conceptual P&I for pressure single level cycle using vapor and brine for working fluid evaporation.

Due to the presence of incondensable gases the vapor flow has a characteristic heat release curve with heat capacity that decreases together with temperature reduction. The exact shape of the heat release curve depends on the actual characteristics of the stream (steam fraction, NCG fraction and pressure).

The fact that a part of the evaporation heat comes from the vapor condensation can help in matching the heat release curve with the heat absorption curve of the working fluid. In general the additional performance achievable by using a two pressure level decreases with increasing steam content in wellhead flow. This is shown clearly in the temperature/heat diagrams below that represent a single pressure level cycle with isobutane as working fluid with a 140°C geothermal source. In the left figure (case a) negligible steam content is assumed while in the right figure (case b) a vapor flow of 6% of total mass flow is assumed (5% steam and 1% NCG at 4 Bar abs pressure).

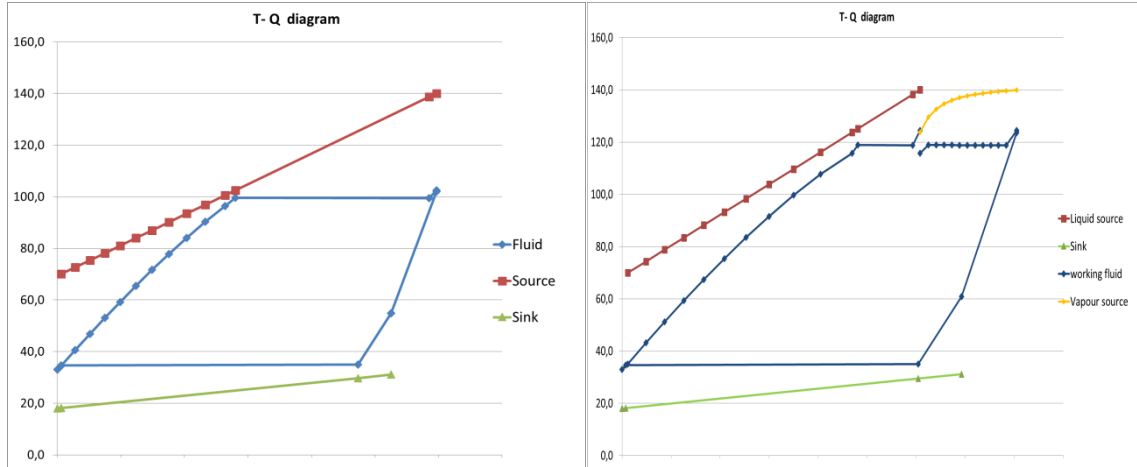


Figure 8. Temperature/Heat diagram of single pressure level isobutane cycles on a 140°C geothermal source without vapor content (case a: left side) and with 5% steam plus 1% NCG content (case b: right side).

The diagram on the right shows that the additional heat coming from the vapor condensation covers a relevant part of the evaporation heat of the working fluid and leads to a similar slope of brine cooling and working fluid preheating lines in the temperature/heat diagram. It is evident that the matching of working fluid preheating and brine cooling curves is not good in the left diagram (case a) while it is good in the right diagram (case b).

The additional net power that can be achieved with a two pressure level cycle with same heat exchange surface and working fluid has been calculated for both scenarios. The calculations have been run with the following assumptions:

Geothermal Fluid temperature: 140°C

Vapor content: case a 0%; case b 6% (5% steam and 1% NCG at 4 Bara pressure)

Condensing temperature: 35°C

Minimum brine outlet temperature from ORC: 70°C

Turbine isentropic efficiency: 85%

Pump isentropic efficiency: 75%

The additional power of the 2 pressure level cycle is 6,5% for case a while it is negligible for case b.

The above considerations show that the two pressure level solution adopted in the successful German plants is advantageous only in some Turkish projects (with low steam content available) while in other cases (with high steam content available) a one pressure level cycle will be the best choice.

Turboden is actually comparing different solutions in the bidding phase and proposing always the most appropriate solution for the specific needs of any specific project.

REFERENCES

[1] GASSNER H., "Feed-in tariffs, support policy and legal framework for geothermal energy in Germany", World Geothermal Congress, Bali, 2010.



[2] GAIA M., PIETRA C., “Evaluation of pinch point smoothing as a means to enhance the power produced in ORC units with variable temperature heat source”, Presentation at ASME ORC 2013, Rotterdam, 2013.

BIOGRAPHY

Andrea DUVIA

Andrea Duvia began his career as research engineer dealing with energy conversion cycles for geothermal applications at Politecnico di Milano. He joined Turboden in 2001 where he was director of the sales department between 2006 and 2009. Currently he is director of Gammel Duvia Engineering Srl and consultant for geothermal plants and special applications at Turboden. He holds a master degree in Mechanical Engineering.

Joseph BONAFIN

Joseph Bonafin is a mechanical engineer, specialized in power generation systems. His background with ORC technology started with a detailed analysis of a heat recovery system integration at Wartsila. In 2009 joined Turboden. Today, having achieved 5+ years of geothermal business experience and successful sales, he now coordinates the sales activities as geothermal sales leader and business development manager.

Thanks to the recent partnership with Mitsubishi group – world geothermal leader - Joseph looks with great optimism to the future of Turboden’s geothermal integrated solutions.

