

# JEOTERMAL GÜÇ EKONOMİSİ: GENEL BAKIŞ

**Adil Caner ŞENER**  
**Niyazi AKSOY**

## ÖZET

Bu makalede jeotermal güç santrallerinin ekonomisi ve ülke ekonomisine katkıları tartışılmaktadır. Çalışmada jeotermal birim maliyet analizi kavramı okuyucuya tanıtılmakta ve temsili bir jeotermal enerji santralının maliyet analizi yapılmaktadır. Bunlara ilave olarak jeotermal güç üretim sistemlerinin değer analizi tartışılmış ve tipik bir jeotermal kaynağın değer analizi özeti sunulmuştur. Jeotermal enerjinin ticari net değeri ve ülke ekonomisine sağlayabileceği katkı hesaplanmıştır. Çalışmanın genel amacı okuyucuya jeotermal güç üretiminde birim maliyet ve değer analizi kavramlarını tanıtmaktır. Çalışmada varsayılan temsili proje değerlerinin ve finansman yapısının Türkiye şartlarına uygun olmasına dikkat edilmiştir.

## 1. GİRİŞ

Ülkemizde 1984 yılında Kızıldere'de başlayan jeotermal güç üretimi yaklaşık 20 yıllık bir aradan sonra günümüzde tekrar enerji sektörünün ilgi gösterdiği ve yatırım yapmak istediği bir alan haline gelmiştir. Jeotermal enerjinin artan çekiciliğinde rolü olan makro faktörler şöyle özetlenebilir.

- 1990'larda yoğun biçimde yatırım yapılan doğalgaz kombine santrallerinin doğalgaza bağımlılığı ciddi ölçüde arttırması. Bunun sonucunda özellikle son beş yılda ciddi ölçüde artan doğalgaz fiyatlarının elektrik üretimi maliyetini arttırması. Bu uzun vadeli yükselen trende ek olarak doğalgaz fiyatlarında yaklaşık olarak her yıl yaşanan mevsimlik dalgalanmaların özellikle yaz aylarında elektrik üretimi maliyetini arttırması doğalgaz kaynaklı elektrik üretiminin 1990'lardaki çekiciliğini azalttı ve doğalgazın taban yük (baseload) üretimi için tek başına yeterli olmadığını gösterdi.
- Türk jeotermal endüstrinin özellikle 1990 – 2005 arası dönemde kurduğu jeotermal bölge ısıtma sistemleri sayesinde tecrübe kazanıp; bu sayede bir üst düzey jeotermal teknoloji sayılabilecek elektrik üretim sistemlerinin kuruluşu ve işletmesinde görev alabilecek her seviyede kalifiye iş gücü yetiştirebilmesi jeotermal enerji gelişimine ciddi bir ivme kazandırdı. Örnek olarak 2007 yılı itibarı ile ülkemizin çeşitli üniversitelerinde jeotermal araştırma merkezleri bulunmaktadır, bu merkezler yetiştirdikleri insan ve biriktirdikleri bilgi (know-how) ile sektöre ciddi katkılarda bulunmuşlardır.
- Ülkemiz enerji piyasalarının deregulasyonu, sektörde bağımsız güç üreticilerinin (Independent Power Producer - IPP) küçük ölçekli güç üretimi projelerine yatırım yapabilmesinin önünü açmıştır. Bu sayede daha önce sadece büyük ölçekli (600MW – 2000 MW) yatırımlar yapan ve az risk alan büyük oyunculara ilave olarak daha fazla risk almaya hazır orta ve küçük ölçekli yatırımcılar elektrik üreticisi durumuna gelip daha önce yatırım yapılmamış kaynaklara yönelmişlerdir.
- Bütün dünyada giderek artan sera gazı emisyonuna karşı tepkiler jeotermal enerjiyi diğer yenilenebilir kaynaklar ile birlikte daha çekici yaptı. Ulusal ve uluslararası kuruluşlar yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımı krediler ile, vergi indirimleri, arazi tahsisleri vs. ile teşvik ettiler.

Jeotermal enerji veya herhangi bir enerji kaynağı tek başına Türkiye'nin artan enerji ihtiyacını karşılayamaz. Türkiye gibi gelişmekte olan bir ülkenin enerji stratejisi güç kaynaklarında çeşitliliği sağlamak ve dış kaynaklara olan gereksinimi mümkün olduğunca azaltmak olmalıdır. Bu kapsamda jeotermal enerji santralleri, taban yük üreticisi olarak ülke ekonomisine ciddi katkılar sağlayabilirler. Bu çalışmanın bir amacı da bu potansiyel katkıların genel bir tablosunu çizmektir.

Bu çalışmada ilk olarak jeotermal maliyetler tartışılmış ve ülkemiz şartlarında temsili bir jeotermal proje için birim maliyet analizi yapılmıştır. İkinci kısımda ise birinci bölümde tanımlanan temsili projenin değer analizi yapılmıştır. Bu temsili değer analizinden yola çıkarak daha sonra jeotermal enerjinin net ticari değeri ve ülke ekonomisine sağlayabileceği katkılar tartışılmaktadır.

## 2. JEOTERMAL BİRİM MALİYET ANALİZİ

Birim maliyet analizi güç santralının uzun dönemli maliyetini yansıtır. Birim maliyet analizinde yatırım ve işletme giderleri paranın zaman değeri göz önüne alınarak birleştirilir. Bu çalışmada birim maliyet üretilen 1 kWh başına harcanan cents ile ifade edilecektir. Para birimi olarak ABD dolarının kullanılmasının sebebi enerji piyasasında elektrik fiyatlarının, ilk yatırım ve girdi maliyetlerinin bu para birimi üzerinden hesaplanmasından kaynaklanmaktadır. Birim maliyet (cents/kWh) değişik teknolojilerin (doğalgaz, kömür, nükleer, rüzgar vs.) maliyetlerinin kıyaslanmasına da olanak tanır.

Jeotermal enerji santralleri diğer taban yük üreticileri (kömür, nükleer) gibi ilk yatırım maliyeti yüksek yatırımlardır. Bununla birlikte işletme maliyetleri herhangi bir yakıt gerektirmediklerinden düşüktür. Örnek olarak doğalgaz kombine santrallerinde birim maliyetin en önemli kısmını yakıt maliyeti oluştururken ilk yatırım maliyeti göreceli olarak daha düşüktür.

Bütün güç üretimi santrallerinde olduğu gibi jeotermal elektrik santrallerinde de maliyet iki ana kalemden oluşur yatırım ve işletme. Yatırım maliyetinin birim maliyete dönüştürülmesinde en önemli varsayım yatırımın finansman yapısıdır. Birim maliyet analizi hesaplarında kullanılan finansman yapısı Tablo 1'de gösterilmektedir. Hesaplar ABD doları üzerinden yapıldığı için enflasyon yerine Merkez Bankasının dolar faiz oranı kullanılmıştır. Yatırım başlamadan garanti altına alınan elektrik satış anlaşmaları (Power Purchase Agreement – PPA), finansman koşullarını yatırımcının lehine değiştirebilir. Jeotermal santral yatırımları 4 safhada incelenebilir [1].

1. Keşif (Exploration): Bu safhada sahada jeotermal rezervuarın varlığı eğer varsa özellikleri araştırılır. Bu safha sahada ilk ticari jeotermal kuyunun açılması ile son bulur.
2. Teyit (Confirmation): Bu aşamada sahada üretim kuyusu sondajlarına devam edilir. Bu safha proje kapasitesinin 25% nin teyit edilmesi ile son bulur. Örnek vermek gerekirse 20-MW'lık bir projenin teyit safhasında 5-MW'lık üretimi gerçekleştirebilecek üretim kuyusunun veya kuyularının açılması gerekir. Bu safha bütün jeotermal projeler için gerekli değildir. Fakat özellikle dış finansman arayan projelerde bazı finans çevreleri bu safhayı projenin kredilendirilebilmesi için bir şart olarak aramaktadırlar. Jeotermal maliyet hesabında çoğunlukla bu safhaya kadar yapılan harcamaların ana paradan yapıldığı varsayılır.
3. İnşaat: Bu aşamada santralin inşaatı tamamlanır.
4. İşletme: Santralin işletmesine geçilir.

**Tablo 1.** Çalışmada öngörülen finansman yapısı.

Amortisman Süresi (Yıl)	20
Borç Oranı	50 %
Sermaye Oranı	50 %
Vergi Öncesi Nominal Borç Faizi	8.0 %
Borç Süresi (Yıl)	15
Merkez Bankası Yıllık Döviz Faizi	2,75 %
Toplam Vergi Oranı	20.00 %
İç Karlılık Oranı	15 %

Ülkemizde son dönemde işletmeye alınan jeotermal santraller göz önüne alınarak çalışmada standard jeotermal santral projesi 20-MW kapasite ve ikili çevrim santrali olarak seçilmiştir. Tablo 2’de yatırım maliyeti kalemleri gösterilmektedir. Görüldüğü üzere kuyular ve santral yatırımın yaklaşık 70%’ni oluşturmaktadır. Hesaplamalarda Tablo 2’de gösterilen maliyetlerin ayrıntısına girilmeyecek ve toplam yatırım maliyeti hesaplamalarda tek bir figür olarak işlemlere dahil edilecektir. Not edilmesi gerek bir diğer nokta ise Tabloda sunulan gider kalemlerinin santralin gecelik (overnight) maliyetini yansıttığıdır. Keşiften işletmeye almaya kadar geçen sürenin uzunluğuna bağlı olarak aşağıdaki maliyetlere 10-15% arası inşaat sırasında faiz gideri (Interest During Construction – IDC) ilave edilmelidir. Çalışmada bu gider ilk yatırımın 10%’u olarak kabul edilecektir.

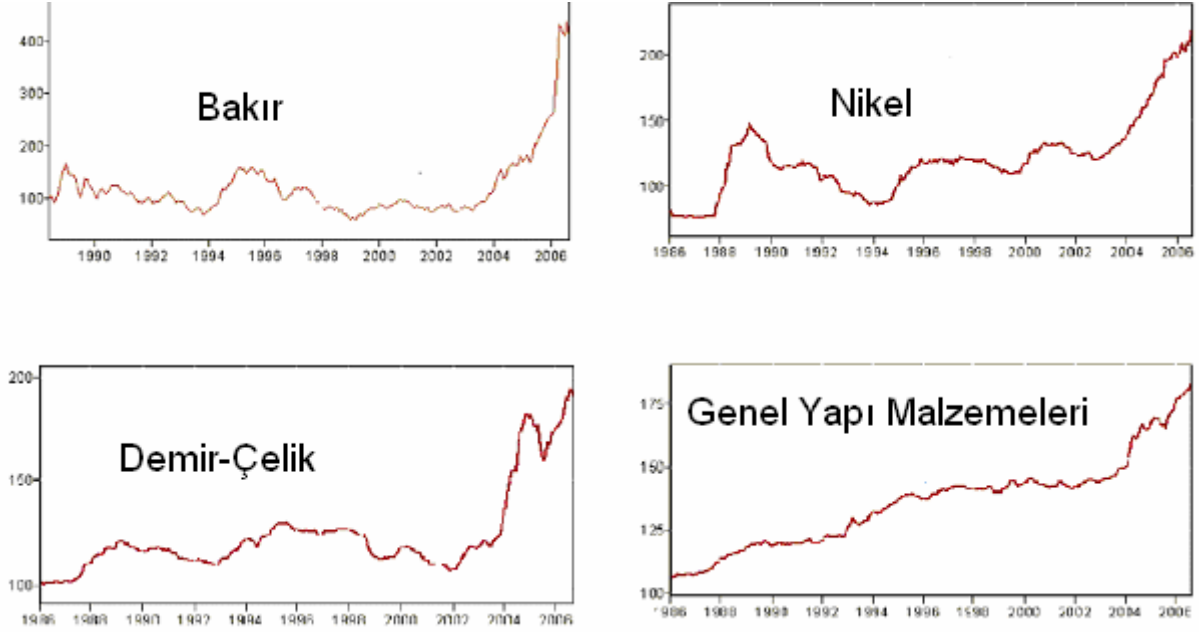
**Tablo 2.** Jeotermal güç üretim santrali yatırım maliyeti kalemleri.

Santral Paketi Tedariği	55.3%
Projelendirme Giderleri	0.7%
Sondaj ve Test Giderleri	15.0%
İnşaat ve Altyapı Giderleri	1.8%
Mekanik Tesisat İmalat ve Montaj Giderleri	6.8%
Elektrik & Otomasyon İşleri İmalat & Montaj Giderleri	4.9%
Malzeme Tedarikleri	4.7%
Arazi Giderleri	1.9%
Yatırım Dönemi İdari ve Personel Giderleri	3.8%
Diğer Giderler	5.1%
<b>Toplam</b>	<b>100.0%</b>

Ülkemizde 2005 öncesinde işletmeye alınan jeotermal santrallerinin yatırım maliyetlerinin her şey dahil yaklaşık olarak 1,500 – 2,000 \$/kW arasında olduğu tahmin edilmektedir. Bu maliyet 2005 öncesi ABD jeotermal piyasalarına karşılaştırıldığında (yaklaşık 2,500 \$/kW) düşük kalmaktadır. Bununla birlikte son iki yılda dünya enerji piyasalarında girdi fiyatlarına bağlı olarak güç santrali yatırım maliyetleri yaklaşık 30 - 50% oranında artış göstermiştir. Henüz ülkemizde tam yansıma bulmayan bu gelişmenin sebepleri arasında

- Bakır, demir, çelik, nikel ve diğer girdi fiyatlarındaki artış.
- Santral üreticilerinin hatlarının talebi karşılamaya yetmemesi ve
- Yukarıdaki gelişmelere bağlı olarak talebi karşılayacak kalifiye iş gücünün olmaması sayılabilir.

Girdi fiyatlarındaki artış Şekil 1’de gösterilmiştir. Bu artış kömür, nükleer, doğalgaz dahil bütün güç santrali fiyatlarını etkilemektedir. Henüz literatürde ulaşılabilen veri olmamasına rağmen yeni jeotermal santrallerinin yatırım maliyetleri ABD’de 3,500 – 4,000 \$/kW arasında tahmin edilmektedir. Bu jeotermal santral yatırım maliyetinde yaklaşık 50% artışa işaret etmektedir. Bu gelişmelere paralel olarak ortalama jeotermal santral yatırım maliyeti inşaat faizi dahil 2,500 \$/kW olarak öngörülmektedir.



**Şekil.1** Güç santrali hammadde fiyatları [2]. x eksenini yılları; y eksenini 1986 yılı fiyatları baz alınarak oluşturulmuş indekstir (boyutsuz)

Yatırım maliyetinin yıllık ödemelere dönüştürülmesi birim maliyet analizinin ilk ayağını oluşturur. Kısaca toplam yatırım miktarı proje süresi boyunca sürecek olan yıllık ödemelere dönüştürülür. Bu ödemeler yatırım geri ödemesi (capital charge) olarak adlandırılabilir. Bu ödemelerin içinde borç faizi ve yatırımcının kullandığı sermayenin bedeli de dahildir. Yatırım geri ödemesi oranının hesaplanması Ek-1’de gösterilmiştir. Kısaca borç ve vergi ödemesi ve amortisman hesaplandıktan sonra geriye kalan gelirlerin geri dönüşünün (After Tax Internal Rate of Return – IRR) yatırımcının ana para getiri oranına eşit olması beklenir. Çalışmada ana para getiri oranı 15% olarak kabul edilmiştir (Tablo-1). Yatırım geri ödemesi oranı hesapları Microsoft Excel’de “Goal Seek” fonksiyonu kullanılarak yapılabilir.

Tablo-1’de sunulan finansman yapısında yatırım geri ödemesi oranı (capital charge rate) yıllık 14.3% olarak hesaplanmıştır. Örnek vermek gerekirse yatırım maliyeti 100 dolar olan bir projenin Tablo-1’deki şartlarda yatırım geri ödemesi proje müddetince (20 yıl) yılda 12.4 dolar olacaktır. Tekrar not etmek gerekirse bu geri dönüşün içinde sermaye geri dönüşü de dahildir.

Yatırım geri ödemesi oranı hesaplandıktan sonra ikinci aşama yatırım geri ödemelerinin birim maliyete dönüştürülmesidir. Yatırım maliyeti 2,500 \$/kW olan bir projenin, yatırım tutarının birim maliyete dönüştürülmesi aşağıdaki örnekte gösterilmiştir.

$$\begin{aligned}
 \text{Santral Kapasitesi} &= 20 \text{ MW} \\
 \text{Toplam Yatırım Maliyeti} &= 20 \text{ MW} * 2,500 \text{ \$/kW} = \$50,000,0000 \\
 \text{Yıllık Yatırım Geri Ödemesi} &= 12.4\% * \$50,000,000 = \$6,200,000 \\
 \text{Yıllık Ortalama Santral Kapasite Faktörü} &= 85\% \\
 \text{Yıllık Toplam Üretim} &= 20,000 * 365 * 24 * 85\% = 148,920,000 \text{ kWh} \\
 \text{Yatırım birim maliyeti} &= 100 * \$6,200,000 / 148,920,000 \text{ kWh} = 4.2 \text{ ¢/kWh}
 \end{aligned}$$

Bu hesaplamada önemli varsayımlardan biri de kapasite faktörüdür. İşletmeye alınan santrallerde ilk yıllarda daha yüksek kapasite faktörleri tecrübe edilebilir. Fakat birim maliyet hesaplarının proje ömrünün tamamını kapsadığı düşünüldüğünde kapasite faktörü varsayımında muhafazakar bir seçim daha gerçekçi olacaktır. 85% kapasite faktörü literatürde de sıklıkla kullanılan bir değerdir.

Sonuç olarak çalışmada seçilen model jeotermal projenin ilk yatırım tutarının birim maliyete çevrilmiş hali 4.2 ¢/kWh'tır. Jeotermal projelerinin esas olarak ilk yatırım maliyeti yüksek işletme giderlerinin düşük olduğu hatırlanırsa bu miktarın (4.2 ¢/kWh) birim maliyetin çoğunluğunu oluşturduğu tahmin edilebilir.

Birim maliyet analizinde hesaba alınması gereken diğer gider çeşidi ise işletme giderleridir. Tablo-3'te jeotermal elektrik santrali işletme gider kalemleri özetlenmiştir. Santralin kurulduğu yere ve soğutma sistemine bağlı olarak su giderlerinin toplam içindeki payı %50'ye kadar çıkabilir. Geleneksel olarak elektrik santrallerinde işletme giderleri genel olarak sabit giderler (\$/kW-yr) ve değişken giderler (¢/kWh) olarak ikiye ayrılır. Sabit giderler santralin üretiminden bağımsızdır ve birim kapasite başına yıllık ödeme olarak hesaplanır. Bu ayırım enerji ve kapasite fiyatlandırılmasının ayrı olarak yapıldığı marketlerde özellikle belirgindir. Jeotermal santrallerin işletme giderleri literatürde tek bir kaleme toplanıp ¢/kWh olarak belirtilmektedir. Literatürde jeotermal santral işletme giderleri 1 – 3 ¢/kWh arasında tahmin edilmektedir. Ülkemiz bu giderlerin yaklaşık 1.5 ¢/kWh civarında olduğu tahmin edilmektedir. Buna işletme sırasında yapılan sondajlar dahildir.

**Tablo 3.** Jeotermal elektrik santrali işletme giderleri.

Sabit Giderler (Kira, sigorta vs.)	40%
Bakım Giderleri	20%
Personel ve idari giderler	22%
Su giderleri	2%
Akaryakıt giderleri	2%
Diğer giderler	14%
<b>Toplam</b>	<b>100%</b>

İşletme ve yatırım birim maliyeti toplandığında toplam jeotermal birim maliyeti ortalama 5.7 ¢/kWh (4.2 + 1.5) olarak bulunabilir. Türkiye Kojenerasyon Derneğinin Aralık 2005 tarihli dökümanlarında [3], doğalgaz kombine santralinin birim maliyeti iletim giderleri hariç 7.5 ¢/kWh olarak verilmektedir. Burada dikkat edilmesi gereken husus jeotermalde maliyetin tamamını oluşturan yatırım ve işletme giderlerinin doğalgaz kombine santrallerinde toplam maliyetin ancak %25'ni oluşturmasıdır. Bu durum doğalgaz santrallerinin birim maliyetinin doğalgaz fiyatına bağlı olması sonucunu yaratmaktadır. Bu noktadan hareketle ülkemiz enerji portfolyosunda doğalgaz kaynaklı üretimin artmasının sektörde kırılganlığı arttırdığı ve fiyatları istikrarsızlaştırdığı sonucuna ulaşılabilir.

**Tablo 4.** Doğalgaz kombine santrali birim maliyet kalemleri (İletim Hariç), ¢/kWh [3].

Doğalgaz Maliyeti	5.6
Amortisman Bedeli	1.2
İşletme	0.7
<b>Toplam (İletim hariç)</b>	<b>7.5</b>

Jeotermal güç üretimi ekonomisinin yatırımcıdan bağımsız olarak milli ekonomiye olan bir diğer katkısı ise jeotermal maliyetinin büyük bir kısmının ülke içinde harcanması buna karşılık doğalgaz gibi kaynakların ülkeden para çıkışı gerektirmesidir.

### 3. JEOTERMAL DEĞER ANALİZİ

Değer analizi yöntemleri üç çeşitte incelenebilir 1) Defter değeri (Book value), 2) Yerine Koyma Değeri (Replacement Value) ve 3) İndirgenmiş Nakit Akışı (Discounted Cash Flow) yöntemi. Bunlardan İndirgenmiş Nakit Akışı yöntemi proje gelir ve giderlerinin tamamını göz önüne aldığı için bu tür bir çalışma için uygundur.

Defter değeri yöntemi daha çok muhasebe ve vergi hesaplarında kullanılır. Yerine Koyma Değeri analizi ise inşaatı tamamlanmış ve işletmeye alınmış işletmelerin el değiştirmesinde ön fizibilite amacı ile kullanılabilir.

Bu bölümde Bölüm 2'de maliyet analizi yapılan 20-MW kapasiteli ikili çevrim santralının proje değerinin tahmini yapılacaktır. Proje maliyetleri bundan önceki bölümde detaylı olarak tartışılmıştır. Bu bölümde jeotermal santral gelirleri kısaca tartışılacak ve bir jeotermal projenin değeri indirgenmiş nakit akışı yöntemi ile tahmin edilecektir.

Enerji fiyatı yıllık tepe (Peak) ve taban (Off-Peak) ortalaması 9 ¢/kWh olarak kabul edilmiş ve yılda 2.75% artış öngörülmüştür. Gerçekte aylık ortalama enerji fiyatlarının 5 – 12 ¢/kWh bandında değiştiği ve detaylı değer analizi hesabı için tepe ve taban fiyatlarının değişiminin daha ayrıntılı olarak incelenebileceği göz önünde bulundurulmalıdır. Uzun vadeli enerji fiyatlarının da ülkenin enerji portfolyosunda meydana gelecek değişikliklerden etkileneceği göz önünde tutulmalıdır. Örnek olarak geniş ölçekli kömür ve nükleer santral projelerinin uzun vadede enerji fiyatlarını aşağıda tutabileceği düşünülebilir.

Enerji fiyatlarına ek olarak değişik market dizaynlarında üreticiler kurulu kapasiteleri için yıllık sabit ödemeler de almaktadırlar. Bundan amaç üreticilerin ilk yatırım maliyetlerinin bir kısmını bu ödemelerden çıkarabilmesidir. Bu sayede yılda sadece sınırlı bir miktar (100-500 saat civarı) tepe yükte çalıştığı için enerji ödemesi alamayan fakat kurulu kapasiteye ve güvenilirliğe (reliability) katkı yapan santraller (Genellikle gaz türbinleri) teşvik edilmektedir. Ülkemizde henüz bu tür bir market dizaynı bulunmamakla birlikte dünya enerji piyasalarındaki gelişmeler ilerlemiş safhalarda deregüle olmuş marketlerde kapasite marketlerine ihtiyaç olduğunu göstermektedir. Ülkemizde de bu tür bir market yapılanmasının gündeme gelebileceği düşünülebilir. Kapasite ödemelerine ilave olarak yenilenebilir enerji kaynakları için bazı ülkelerde üreticilere ayrı bir ödeme yapılması da söz konusudur. Çalışmada kapasite ve yenilenebilir enerji kaynakları kredisi gelirleri değer analizi hesaba alınmamıştır.

İşletme gideri 1.5 ¢/kWh (2006\$) olarak öngörülmüş ve yıllık 2.75% artış varsayılmıştır. Yıllık %5 amortisman ve ilk yatırım faiz giderleri gelirlerden düşülmüş ve vergilendirilebilir net gelir hesaplanmıştır. Vergi giderleri hesaplandıktan sonra borç ana para ve faiz ödemeleri düşülmüş ve net gelirler hesaplanmıştır. Özsermaye/Borç yapısı 50%/50% olarak varsayılmıştır.

Değer analizi iteratif bir hesaplamadır. Özet olarak 15% iç karlılık oranında yatırım için en çok ne kadar harcanabileceği hesaplanmıştır. Hesaplamalar sonucunda çalışmada varsayılan özelliklerde bir jeotermal projenin kara geçebilmesi için kilowatt başına harcanabilecek en yüksek maliyetin yaklaşık \$4,850/kW olduğu görülmüştür. Bir başka anlatımla yukarıda özellikleri tanımlanan jeotermal projenin %8 borç faizini ödeyebilmesi ve yatırımcısına özsermayesini %15 (iç karlılık oranı) karla geri ödeyebilmesi için proje ilk yatırım maliyetinin \$4,850/kW'ın altında olması gerekmektedir. Birim maliyet analizi hesaplamalarında öngörüldüğü gibi ilk yatırım maliyetinin \$2,500/kW olması durumunda ise proje iç karlılık oranı %33 olmaktadır. \$2,500/kW yatırım maliyetinde projenin giderler düşüldükten sonra **net ticari değeri \$1,617/kW** (%15 geri ödeme varsayılmıştır) olmaktadır. İndirgenmiş Değer Analizi Ek 2'de detaylı olarak sunulmuştur. Dolayısı ile 20 MW büyüklüğünde bir jeotermal üretim projesinin net değeri yaklaşık 32.5 milyon dolar olarak hesaplanabilir.

Hesaplanan net değer yukarıda belirtilen proje değerleri ve finansman yapısına uygun olmakla birlikte Türkiye şartlarında ortalama bir projenin temsili değeri olarak da kabul edilebilir. Satman v.d. (2007) [2] Türkiye'de yaklaşık 1,450 MWt büyüklüğünde jeotermal kaynağın elektrik üretimine uygun olduğunu tahmin etmektedir. Kaba bir hesaba bu kaynakların net ticari değeri **2.35 milyar dolar** olarak hesaplanabilir (1,450,000 kW \* \$1,617/kW).

Bu net ticari değere ek olarak jeotermal enerji santralleri, enerjide dışa bağımlılığı azaltarak ülke ekonomisine de katkı sağlamaktadırlar. Örnek olarak doğalgaz kombine santrali – jeotermal enerji santrali karşılaştırması aşağıda verilmiştir. Doğalgaz fiyatı sabit 6 \$/MMBtu, ısı oranı ise 7,000 Btu/kWh olarak kabul edilmiştir.

Doğalgaz Kombine Santrali:  
 Isı oranı = 7,000 Btu/kWh  
 Doğalgaz Maliyeti = 6 \$/MMBtu  
 Kapasite Faktörü = 85%  
 Proje Ömrü = 30 yıl  
 Kapasite = 1,450 MW

Yıllık Doğalgaz Maliyeti =  
 $1,450,000 \text{ kW} * 8760 \text{ s} * \%85 * 24 \text{ saat} * 6 \text{ $/MMBtu} * 7000 \text{ Btu/kWh} / 1000000$

Yıllık Doğalgaz Maliyeti = 453.5 milyon \$.

30 yıllık süre içinde yıllık %2.75 indirim oranı ile toplam doğalgaz maliyeti yaklaşık 8.5 milyar dolar hesaplanabilir. Aynı miktarda jeotermal ile yer değiştirdiğini düşünürsek bu miktar (8.5 milyar dolar) jeotermal enerjinin ülke ekonomisine katkısı olarak düşünülebilir.

## SONUÇ

2006 tarihli TEİAŞ APKDB Kapasite Projeksiyonu Raporu [4] çeşitli gelişme senaryolarında 2015 yılı tepe yük talebini 50 – 60 GW arasında tahmin etmektedir. Bugün Türkiye'nin elektrik tepe yük talebi yaklaşık 27.5 GW civarındadır. Buna karşılık kurulu güç yaklaşık 26 GW termik ve 13 GW hidrolik olmak üzere yaklaşık 39 GW'ır [4]. Hidroelektrik santrallerinin yazlık üretimlerinin mevsimsel dalgalanmalar gösterdiği ve tepe talebi karşılama katkılarının 20-30% civarında kaldığı varsayılırsa, hidroelektrik santrallerinin tepe yük katkısı yaklaşık 3-4 GW arası olarak düşünülebilir. Buna yaz aylarında artan hava sıcaklıklarının termik santrallerde yarattığı verim düşüklüğü eklenince Türkiye'nin hızla yeni güç üretim kapasitesine ihtiyacı olduğu gerçeği ortaya çıkmaktadır. Bu ihtiyaç başta kömür, nükleer, rüzgar, jeotermal olmak üzere çeşitliliği bol olan bir portfolyo ile karşılanmalıdır. Doğru projelendirilme yapıldığı takdirde jeotermal enerji kaynakları ihtiyacın yaklaşık 1-GW'lık bölümünü karşılayabilecek potansiyelindedir. Rüzgar, güneş ve hidroelektrik'ten farklı olarak jeotermal santralleri %90 civarında ortalama kapasite faktörleri ile çalışmakta ve tepe yük üretimine neredeyse %100 katkı sağlamaktadırlar.

Maliyet analizi bölümünde de görüldüğü gibi doğalgaz kombine santrallerinin aksine jeotermal santral maliyetinin en büyük kısmı inşaat sırasında gerçekleşmekte bu da yerel ekonomilerin jeotermal yatırımlardan daha fazla yararlanmasına sebep olmaktadır. Türk özel sektörü geçtiğimiz 10 yılda jeotermal pompa, tesisat, ısı değiştirgeci, boru ve sondaj alanlarında tecrübe kazanmıştır. Bir sonraki adım küçük ve orta ölçekli paket jeotermal santrallerin ülke içinde üretiminin başlamasıdır. Bu gelişme jeotermal yatırımların neredeyse %100'lük bir kısmının yerel ekonomiye kazandırılması anlamına gelecektir.

Türk jeotermal endüstrisinin gelecek 10 yılda hedefi 1-GW kapasiteye ulaşmak olmalıdır. Jeotermal yatırımların yaklaşık net ticari değeri kilowatt başına \$1,617'dir. Enerji talep projeksiyonları Türkiye'nin önümüzdeki on yılda iki katı kurulu kapasiteye ihtiyacı olacağını göstermektedir. Dolayısı kurulacak santraller enerji talebi sıkıntısı yaşamayacaklardır. Önümüzdeki on yılda jeotermal enerji yatırımlarının yüksek kar marjı olan yatırımlar olarak kalması beklenmelidir.

**KAYNAKLAR**

- [1] GeothermEx, "New Geothermal Site Identification and Qualification." California Energy Commission Consultant Report, California, 2004, pp.1.
- [2] KEMP, B., "Integrated Resource Planning in a Complex Market Place." Black & Veatch Presentation, February 2007.
- [3] Türkiye Kojenerasyon Derneği, "Son Doğalgaz Zamlarının Otoprodüktör Üretim Maliyetine Etkisi Hakkında Türkiye Kojenerasyon Derneği Görüşü.", 2005.  
[www.kojenerasyon.com/duyurular/2005/12/21/05.doc](http://www.kojenerasyon.com/duyurular/2005/12/21/05.doc)
- [4] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu." Haziran 2006.
- [5] SATMAN, A., SERPEN, U., KORKMAZ BASEL, E. D., "An Update on Geothermal Potential of Turkey." Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, January 2007.

**ÖZGEÇMİŞLER****A. Caner ŞENER**

1977 İzmir doğumlu olan Şener, 2000 yılında ODTÜ Makina Mühendisliği Bölümü'nü bitirmiştir. Aynı yıl içinde İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü'nde yüksek lisansa başlamıştır. 2000 yılından 2004 yılına kadar araştırma görevlisi olarak İYTE Makina Mühendisliği Bölümü'nde çalışan çalışan Şener, Balçova Jeotermal Bölge Isıtma Sisteminin Optimizasyonu adlı projeyi yüksek lisans tez konusu olarak çalışmıştır. 2002 yılında Birleşmiş Milletler Üniversitesi tarafından burslu olarak davet edildiği İzlanda'da jeotermal enerji sistemleri konulu 6 aylık eğitim programına katılmıştır. 2004 yılı başından itibaren doktora eğitimine A.B.D. George Washington Üniversitesi Sistem Mühendisliği programında devam etmektedir. İlgili alanı, enerji ve kapasite market dizaynları, reel opsiyonlar, enerji politikaları, enerji ekonomisi, enerji yönetimi ve mühendisliği, yön-eylem araştırmaları, risk analizi, yenilenebilir enerji kaynakları, jeotermal enerji, konularını kapsamaktadır.

**Niyazi AKSOY**

1962 Gümüşhane doğumludur.1984 yılında İTÜ Maden Fakültesi, Petrol Mühendisliği Bölümünü bitirmiştir. 1984-1994 yılları arasında MTA'da jeotermal sahalarda sondaj ve kuyu testleri konularında çalışmıştır. 1999-2001 yılları arasında Balçova-Narlıdere jeotermal sahasında doktora çalışması olarak izleyici testleri yapmıştır. Halen DEÜ' de öğretim üyesi olarak çalışmaktadır. Jeotermal enerji projeleri, sondaj, saha yönetimi ve kuyu testleri ilgili alanlarıdır.