

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARI VE JEOTERMAL ENERJİNİN KONUMU

Adil Caner ŞENER
Başak ULUCA

ÖZET

Bu makalede Türkiye'nin enerji kaynak portfolyosunda jeotermal enerjinin yeri ve oynayabileceği roller tartışılmaktadır. Toptan elektrik piyasası deregüle olmuş, elektrik dağıtım hatlarını özelleştirme safhasında olan bir ülkede herhangi bir enerji kaynağının gelişimi kaynağın ekonomik rekabet edebilme yeteneğinden ve enerji piyasalarının işleyişinden bağımsız olamaz. Bu çalışma jeotermal enerji ekonomisini enerji piyasalarının temel kurallarını ve işleyişini göz önüne alarak incelemektedir. Bunlara ilave olarak çalışma Türkiye'nin jeotermal kaynaklarını gerçekçi bir şekilde planlayıp kullanıma sokabilmesi için öneriler ortaya koymaktadır. Çalışmanın ilk iki bölümünde Türkiye enerji piyasalarının yapısı ve elektrik arz-talep durumu özetlenmektedir. İlerleyen bölümlerde jeotermal enerji projelerinin genel karşılaştırmalı maliyet analizi yapılmaktadır. Son olarak jeotermal enerji projelerinin daha çekici hale gelmesi için çeşitli öneriler sunulmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Enerji piyasası, jeotermal enerji, Türkiye.

ABSTRACT

This article is intended to discuss the place and the possible functions of geothermal energy in the energy resources portfolio of Turkey. In a country, where wholesale electricity market is deregulated and the electricity distribution lines are involved at the stage of privatization, development of any energy resource cannot be independent from the economically competitive structure of the resource and the process of the energy resources. This study analyses the geothermal energy economy in consideration of the principal rules and the process of energy markets. Besides, the study puts forward some advice in order to realistically plan and utilize the geothermal resources of Turkey. In the first two chapters of the study, the energy market structure and the electricity supply – demand relation in Turkey are summarized. In the following parts, general comparative cost analysis of geothermal energy projects is made. In conclusion, some actions to be taken to make the geothermal energy projects more attractive are pointed out significantly.

Key Words: Energy market, geothermal energy, Turkey.

1. TÜRKİYE ENERJİ PİYASALARINA GENEL BAKIŞ

Elektrik piyasalarının deregülasyonu kısaca iki temel üzerine oturur: 1) Üretim, iletim ve dağıtım işlevlerinin birbirinden bağımsız kurumlar tarafından yapılması ve 2) Yeni yatırımlar ve özelleştirmeler vasıtası ile bu üç işlevin özel sektöre devri. Türk elektrik piyasalarının deregülasyonunun başlangıç olarak 1980'li yılların ortaları gösterilebilir. Daha önceleri elektrik üretim, iletim ve dağıtım fonksiyonları dikey olarak organize edilmiş bir kamu kurumu olan Türk Elektrik Kurumu (TEK) tarafından gerçekleştiriliyordu. Türkiye'nin büyüyen ekonomisi ile hızlanan elektrik enerjisi talebi elektrik üretim kapasitesine olan ihtiyacı orantılı olarak artırdı. Dünyadaki trendlere paralel olarak 1984 ile 1997

arasında çıkarılan çeşitli kanunlar ile özel sektörün elektrik piyasalarında faaliyet göstermesinin önü açıldı. Bu yasalar özel girişimi elektrik sektörüne çekmek amacıyla Yap İşlet Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD), ve Yap İşlet gibi çeşitli finansman modellerini ülkeye tanıştırdı. 1994 yılında özel sektörün elektrik piyasasında rol alması çabaları sürerken TEK Türkiye Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ) ile Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ (TEDAŞ) olmak üzere ikiye bölündü. Sektördeki özelleştirme süreci sorunlu oldu ve özel sektörden beklenen yatırımlar kolaylıkla gerçekleşmedi. 1996-2006 yılları arasında doğalgaz, kömür, ve hidroelektrikten oluşan 9.200 MW üretim kapasitesi bu üç finansman modeli yoluyla devreye girdi [1].

Elektrik piyasalarının yeniden yapılandırılmasında önemi dönüm noktalarından biri 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'dur [2]. Bu kanun ile elektriğin üretimi, iletimi ve toptan satışı faaliyetlerini yürüten TEAŞ'ın faaliyet ayrımı gerçekleştirilmiş ve elektriğin üretimi için Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), iletimi için Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve toptan satışı için Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) kurulmuştur. Bu kanun ile elektrik piyasasının hem talep hem de arz yönünden serbestleştirilmesi ve rekabetçi piyasa ortamına geçiş hedeflenmiştir. Oluşturulması öngörülen yeniden yapılandırılmış elektrik piyasalarını düzenlemek, denetlemek ve piyasada faaliyet gösterecek piyasa oyuncularını lisanslandırmak görevleri Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu'na (EPDK) verilmiştir.

Elektrik Piyasası Kanunu ile öngörülen serbest piyasa yapısının özünde arz ve talep arasındaki dengesizliğin (energy imbalance) giderildiği bir dengeleme piyasası (balancing market) ile desteklenen ikili anlaşmalar piyasası vardır. Tüketimi belli bir seviyenin (29 Ocak 2009 itibari ile 480 MWh [3]) üzerinde olan tüketiciler serbest tüketici olarak sınıflandırılmıştır. Halen yürürlükte olan elektrik piyasaları tasarımı, üreticilerin, toptan ya da perakende satış şirketlerinin ve serbest tüketicilerin aralarında yapacakları orta ve uzun vadeli ikili anlaşmalar vasıtası ile piyasaya yatırım için gerekli sinyallerin verileceğini öngörmektedir. Bu enerji alım anlaşmalarından doğan dengesizlikler (imbalance) Piyasa Dengeleme ve Uzlaştırma Merkezi (PMUM) tarafından tespit edilip taraflar arasında borç ve alacak uzlaşması olacak şekilde giderilmektedir. PMUM halen piyasa işleticisi görevini TEİAŞ bünyesinde devam ettirmektedir. TEİAŞ iletim sistemi işletmecisi olmasının yanı sıra iletim kullanım tarifelerini belirler, kısa ve uzun vadeli üretim ve iletim kapasite tahmin çalışmalarını hazırlar.

Enerji Piyasa Kanunu elektrik piyasasında lisansa tabii olmak üzere üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, perakende satış hizmeti, ticaret, ithalat ve ihracat faaliyetlerini düzenler. Elektrik Piyasa Kanunu'na göre üretim faaliyeti özel sektör üretim şirketleri, Elektrik Üretim Anonim Şirketi ve bağlı ortaklıkları, Elektrik Üretim Anonim Şirketinin yeniden yapılandırılmasıyla oluşan diğer kamu üretim şirketleri, otoprodüktör ve otoprodüktör grupları tarafından gerçekleştirilebilir. Yine Kanun'a göre, elektrik enerjisi dağıtım faaliyetleri, dağıtım şirketleri tarafından lisanslarında belirlenen bölgelerde yürütülür ve dağıtım şirketleri, dağıtım tesislerinin yenileme ve kapasite artırımı yatırımlarını yapmak, bölgelerinde talep tahminlerini hazırlamak ve TEİAŞ'ne bildirmek ile görevlidir. Elektriğin toptan satışı faaliyeti Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) ve özel sektör toptan satış şirketleri tarafından gerçekleştirilebilir. TETAŞ mevcut sözleşmeler kapsamında imzalanmış olan enerji alış ve satış anlaşmalarını TEAŞ'dan ve TEDAŞ'dan devralması sebebiyle halen piyasadaki en büyük toptan satış şirkettir.

2004 yılında Yüksek Planlama Kurulu Kararı eki olarak bir Elektrik Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi yayımlanmıştır.[4] Strateji Belgesi piyasadaki yeniden yapılandırma süreci tamamlanana kadar içinde bulunulan geçiş dönemine ve üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesine dair bir yol haritası sunmuştur. TEDAŞ'ın yeniden yapılandırılmasıyla toplam 21 dağıtım bölgesi (dağıtım şirketi) oluşturulmuş, her biri lisanslandırılmış, 31/12/2012 tarihine kadar geçerli olan satış tarifeleri tespit edilmiştir ve özelleştirme kapsamına alınmıştır. Dört dağıtım şirketinin özelleştirilmesine başlanmış ve iki tanesinin, Sakarya Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi'nin ve Başkent Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi'nin, özelleştirilmesi 2009 yılı başında sonuçlandırılmıştır [5]. Jeotermal enerji açısından önemli bir bölge olan Aydın, Denizli ve Muğla illerinin elektrik dağıtımını özelleştirme ile, 2008 yılında AYDEM A.Ş.'ye verilmiştir.

Enerji Piyasa Kanunu'nun EPDK'na verdiği önemli görevlerden bir tanesi yenilenebilir enerji kaynaklarının ve yerli enerji kaynaklarının kullanımını özendirmek amacıyla gerekli tedbirleri almak ve

bu konuda teşvik uygulamaları için ilgili kurum ve kuruluşlar nezdinde girişimde bulunmaktadır. Yenilenebilir kaynaklara yatırımı teşvik etmek amacı ile 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımına İlişkin Kanun Mayıs 2005'te çıkarılmıştır [6]. Kanuna göre “*perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilerin her biri, bir önceki takvim yılında sattıkları elektrik enerjisi miktarının ülkede sattıkları toplam elektrik enerjisi miktarına oranı kadar, YEK Belgeli elektrik enerjisinden satın alırlar.*”¹ Enerji alım süresi 10 yıldır ve 2012'den önce devreye giren kaynaklara uygulanır. Kanuna göre satın alınacak elektrik için uygulanacak fiyat her yıl için, EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatıdır (Bu fiyat 2009 senesi için 2008 ortalama toptan satış fiyatı olan 12.82 Ykr/kWh olarak belirlenmiştir [7]). Ancak bu fiyat 5€/kWh karşılığı Türk Lirası'ndan az ve 5.5€/kWh karşılığı Türk Lirası'ndan fazla olamaz [8]. 5.5€/kWh sınırının üzerinde serbest piyasada satış imkanı bulan yenilenebilir enerji üreticileri bu imkandan yararlanabilirler. Taban fiyat uygulaması yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımların önündeki en büyük engellerden biri olan nakit akışı belirsizliğini önemli ölçüde düşürmüş ve yatırımcıların proje finansman planlaması yaparken önlerini görebilmesini sağlamıştır. Taban fiyat enerji piyasalarındaki fiyat dalgalanmalarına karşı sayesinde yenilenebilir enerji projeleri için bir zırh görevi görmektedir. Her ne kadar geçmiş yıllardaki yüksek enerji fiyatları üreticilerin taban fiyat opsiyonlarını kullanmasına gerek bırakmasa da düşen doğalgaz fiyatları ve piyasalarda oluşan belirsizlik karşısında taban fiyat uygulaması yenilenebilir enerji projeleri için ciddi bir finansal tedbir (hedge) olarak projelerin finansmanında kolaylık sağlamaktadır. Burada vurgulanması gereken bir nokta birim maliyetin taban fiyatı geçtiği durumlarda yenilenebilir enerji santrallerinin maliyetlerini çıkarmak için elektrik fiyatlarının taban fiyattan yüksek olmasını beklemekten başka bir şans olmadığıdır. Diğer ülkelerde yenilenebilir kaynakların maliyetleri çeşitli teşviklerle aşağıya çekilmektedir. YEK piyasalarının kurulması yenilenebilir enerji yatırımlarına ek gelir getireceğinden bu durum potansiyel olarak taban fiyatın üstünde maliyeti olan projelerin yapılmasına olanak sağlayacaktır.

2. ELEKTRİK ARZ TALEP DENGESİ ve ELEKTRİK FİYATLARINA GENEL BAKIŞ

Ülkemizde kurulu güç kapasitesi Mart 2009 itibari ile 41,987 MW olup kurulu gücün 27,656 MW ile %66'sı doğalgaz ve kömür, 13,831 MW ile yüzde %33'ü hidroelektrik kaynaklardan oluşmaktadır [9]. Su kaynaklı olmayan yenilenebilir kaynakları kullanan santraller toplam kurulu gücün yaklaşık %1'ini temsil etmektedir. Ülkemizde Mart 2009 itibari kurulu ve inşaat halinde ile 97MW jeotermal güç santrali bulunmaktadır. Tablo1 Türkiye elektrik kurulu gücünün kaynaklara ve kuruluşlara göre dağılımını göstermektedir. Tablo1'i yakından incelediğimizde jeotermal enerjinin toplam kurulu gücün ancak çok küçük bir kısmını oluşturduğu görülebilir. Genel olarak elektrik arz talep dengesine baktığımızda büyük oyuncuların kömür, gaz, hidroelektrik santralleri olduğu açık olarak görülmektedir.

¹ Bu kanun Türkiye'de potansiyel olarak yenilenebilir enerji piyasası yaratması açısından önemlidir. Bu kanuna göre elektrik dağıtım şirketleri enerji taleplerinin belirli bir yüzdesini yenilenebilir kaynaklardan karşılamak zorunda kalacaklardır. Bu durum yenilenebilir enerji için ikinci bir piyasa yaratacak ve ek gelir kaynağı olacaktır. Yenilenebilir enerji piyasalarının yapısını ve işleyişini bu makalede ayrıntılı olarak tartışmayacağız fakat genel olarak özetlemek gerekirse bu tür bir piyasanın amacına yönelik işleyebilmesi için: i. Hangi yenilenebilir kaynakların bu kanundan yararlanabileceği, ii. Oranların gerçekçi bir şekilde belirlenmesi ve iii. Yenilenebilir enerji borsası oluşturulup bu kredilerin enerji satışlarından ayrı (decoupling) olarak gerçekleştirilebilmesinin önünü açmak gereklidir. Karar verilmesi gerekli en önemli unsurlardan birisi büyük ölçekli hidroelektrik santrallerin bu piyasada yer alıp almayacağı olacaktır.

Tablo 1. Türkiye Kurulu Elektrik Üretim Kapasitesinin Dağılımı (Birim: MW) [9].

Kuruluşlar	İthal Kömür	Taş Kömürü	Linyit	Doğalgaz	Fuel Oil/Motorin /Nafta	Çok yakıtlılar	Hidroelektrik		Jeotermal	Diğer Yenilenebilir	Rüzgar	Toplam	Kuruluşların Katkısı
							Baraj	Akarsu					
EÜAŞ		300	4747	2783	861		11003	463				20156	48
EÜAŞ'A bağlı ortaklık santralleri			2714	1120	0							3834	9
İşletme hakkı devredilen santraller			620		0			30				650	2
Mobil santraller					263							263	1
Yap işlet santralleri	1320			4782	0							6102	15
Yap işlet devret santralleri				1450	0		772	200		17		2439	6
Serbest üretim şirketleri	135			2067	306	1174	108	701	30	33	390	4944	12
Otoproduktörler	196	35	30	1155	543	1056	540	14		30	1	3599	9
Toplam	1651	335	8111	13356	1973	2230	12423	1408	30	63	409	41987	
Toplam kurulu güce yüzde katkı	3,93	0,80	19,32	31,81	4,70	5,31	29,59	3,35	0,07	0,15	0,97		100

Notlar:

1. Kurulu jeotermal güç sadece işletmede olan santralleri göstermektedir. İnşaat halindeki projeler ile toplam kurulu jeotermal gücün 97 MW'a ulaşması beklenmektedir.
2. Çok yakıtlı santraller katı-sıvı ve sıvı-doğal gaz kullanan santralleri kapsar

Kaynak: www.teias.gov.tr/yukdagitim/kuruluguc.xls

2008 yılı güç üretimi ve bunun kaynaklara dağılımı Tablo2'de gösterilmektedir. Bu noktada dikkat edilmesi gereken bir nokta bu kaynakların kurulu güç güvenilirliğine (reserve margin reliability) katkısının aynı seviyede olmadığıdır. Örneğin 2008 yılında yaklaşık toplam kapasite 13.800 MW olmasına rağmen hidroelektrik santrallerinden üretim 32.283 GWh (%27 kapasite faktörü) olarak gerçekleşmiştir. Aynı şekilde rüzgar santrallerinin 2008 yılı kapasite faktörü TEİAŞ verilerine göre yaklaşık %27 civarındadır. Tepe yükün gerçekleştiği yaz aylarında bu iki kaynaktan da üretimin ortalamasının altına düştüğü düşünülürse hidroelektrik ve rüzgar santrallerinin kurulu güç güvenilirliğine katkısının kapasitelerinin belirli bir yüzdesiyle sınırlı olduğu ortaya çıkar. Bu makalede üretim kapasiteleri mevsimsel olarak değişen santrallerin tepe yükün karşılanmasına katkıları ve yedek güç seviyesinin sistem güvenilirliği için ne seviyede olması gerektiği tartışılmayacaktır. Burada vurgulamak istediğimiz nokta 1000 MW kurulu jeotermal ile 1000 MW kurulu hidroelektrik veya rüzgar santralinin şebeke güvenilirliğine aynı katkıyı yapmadığı jeotermalin baz yük üreticisi olarak diğer enerji kaynaklarından çok daha fazla sistem güvenilirliğine katkı yaptığıdır.

Tablo 2. 2008 Yılı Üretimi [10].

Yakıt	2008 Yılı Üretimi (GWh)	2008 Yılı Üretimi (%)
Kömür	57.557	28,98%
Doğalgaz	96.041	48,36%
Hidrolik	33.283	16,76%
Termik	10.758	5,42%
Rüzgar	798	0,40%
Jeotermal	98	0,05%
Diğer	63	0,03%
Toplam	198.598	100%

Kaynak: TEİAŞ

Geçmiş on yıllık Türkiye ortalama tepe (puant) yük artışına bakıldığında (%5.7) talebi karşılamak için Türkiye'de yılda 1500MW'ın üstünde kapasite kurulmasına gerek vardır (Tablo 3). Jeotermal kaynakların piyasaların doğru tasarlandığı ve gelişim için gerekli kolaylıkların gösterildiği bir ortamda çok daha hızlı bir şekilde kullanıma sokulması için gerekli olan ortam açık şekilde mevcuttur. Jeotermal kaynaklarımızın kullanıma sokulabilmesi için gerekli talebin fazlasıyla ortada olduğu açıktır.

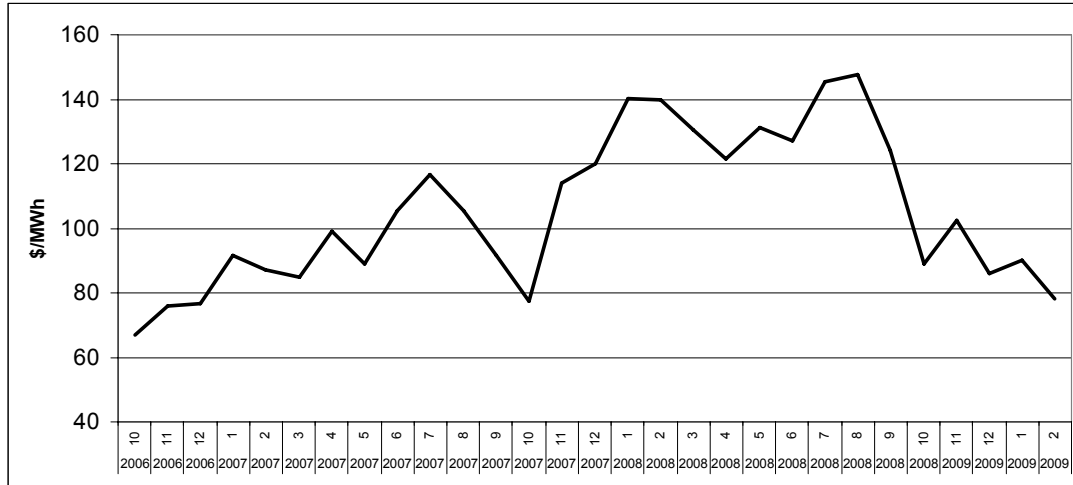
Kanımızca en kritik mesele piyasaların ve teşvik sistemlerinin jeotermal ve diğer yenilenebilir kaynakları özendirecek bir şekilde tasarlanıp uygulanmasıdır.

Tablo 3. Türkiye Elektrik Talebinin Yıllara Göre Değişimi [1].

Yıl	Puant Güç Talebi (MW)	Artış	Enerji Talebi (GWh)	Artış
1998	17.799	5,2%	114.023	8,1%
1999	18.938	6,4%	118.485	3,9%
2000	19.390	2,4%	128.276	8,3%
2001	19.612	1,1%	126.871	-1,1%
2002	21.006	7,1%	132.553	4,5%
2003	21.729	3,4%	141.151	6,5%
2004	23.485	8,1%	150.018	6,3%
2005	25.174	7,2%	160.794	7,2%
2006	27.594	9,6%	174.637	8,6%
2007	29.249	6,0%	190.000	8,8%
Ortalama		5,7%		6,1%

Kaynak: TEİAŞ

Şekil 1'de Ocak 2006 – Şubat 2009 arası elektrik fiyatlarının değişimi gösterilmektedir. Bu tarihler arasında ortalama tüm saatler² elektrik fiyatı 105 \$/MWh olarak gerçekleşmiştir. Hızlı büyüyen talep ve bu süre içinde rekor seviyelerde olan doğalgaz ve petrol fiyatları fiyatları yüksek seviyelerde tutmuşlardır. Bu seviyenin talepte artışında azalma ve yakıt fiyatlarında düşme dolayısı ile kısa vadede bir miktar düşebileceği öngörülebilir. Fakat benzer özellikler içeren 2001-2002 yılları verilerine baktığımızda (Tablo2) uzun vadede talep artışının eski seviyelere dönmesinin çok zaman almayacağı düşünülebilir.



Şekil 1. Ekim 2006 – Şubat 2009 Ortalama Elektrik Fiyatları [11].

Uzun vadede ortalama enerji fiyatı kurulu kapasite karışımının birim maliyetinde oluşur³. Piyasa fiyatının ağırlıklı olarak doğal gaz, hidroelektrik, nükleer ve kömür santrallerinin etkisinde olacağını düşünürsek jeotermal kaynakların yatırımcılar için cazip hale gelmesi için jeotermal santral birim maliyetinin bunlardan daha aşağıda olması gereklidir. Diğer ülkelerde teşvik sistemleri jeotermal enerji için ek gelirler yaratmakta ve birim maliyeti aşağıya çekmektedir. Bu teşvikler vergi teşviki veya yenilenebilir enerji kaynaklarının belli bir oranda kullanımı zorunlu yapmak şeklinde olmaktadır. Bu konu ilerleyen bölümlerde detaylı olarak tartışılacaktır.

² Gece, gündüz ve puant saat ağırlıklı ortalaması.

³ Enerji piyasalarına ek olarak kapasite piyasaları olan sistemlerde bu durum geçerli değildir.

3. JEOTERMAL GÜÇ SANTRALLARININ BİRİM MALİYETİ

Birim maliyet güç santralının uzun dönemli maliyetini yansıtır. Birim maliyet analizinde yatırım ve işletme giderleri paranın zaman değeri göz önüne alınarak birleştirilir. Kesin olarak yerleşmiş bir kural olmamasına rağmen birim enerji maliyeti (ve fiyatı) toptan elektrik piyasalarında \$/MWh (veya €/MWh) olarak perakende elektrik piyasalarında ise ¢/kWh (€ cent/kWh) olarak gösterilir. Bu çalışmada birim maliyet üretilen 1 MWh başına harcanan U.S. dolar ile ifade edilecektir. Birim maliyet analizi ve hesap yöntemi Şener ve Aksoy (2007) tarafından daha önce detaylı bir biçimde tartışılmış olduğundan bu çalışmada detaylı olarak anlatılmayacaktır [12]. Bu konuda detaylı bilgi almak isteyen okuyuculara "Jeotermal Güç Üretimi Ekonomisi: Genel Bakış (TESKON 2007)" tavsiye edilir.

Bu makaleyi okurken dikkat edilmesi gereken bir başka husus ta maliyet ile fiyat arasındaki ayrımdır. Bu kısımda çeşitli enerji kaynaklarından üretilen elektriğin maliyeti tartışılmaktadır. Elektrik fiyatları ise önceki bölümlerde tartışıldığı üzere piyasalarda oluşan sistem dengesi üzerinden belirlenir. Herhangi bir üreticinin piyasada ürününe karşılık alacağı birim fiyat santralin birim maliyetinden bağımsızdır⁵. Herhangi bir enerji kaynağına yatırım kararı verilirken yatırımcılar gelecekte oluşması beklenen elektrik fiyat seviyesine ve yatırım yapılması düşünülen kaynağın birim maliyetine bakarak karar alırlar.

Jeotermal enerji santralleri diğer baz 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. İlk yatırım maliyetinin yüksek olması jeotermal enerji yatırımlarda uygun finans koşulları bulmanın önemini daha da arttırmaktadır. Uzun inşaat süresi, yüksek ilk yatırım maliyeti ve jeotermal rezervuardan kaynaklanan belirsizlikler jeotermale yatırım yapmak isteyen girişimcilerin proje finansmanında oldukça zorlanmasına yol açmaktadır. Bunlara ilave jeotermal sahaların işletmesinin ihale yoluyla devri yöntemi zaten yeteri kadar zor olan jeotermal proje finansmanını iyice zorlaştırmaktadır. Bu konu ilerleyen kısımlarda daha detaylı olarak tartışılacaktır.

Çalışmada öngörülen jeotermal proje finansman koşulları Tablo 4'te verilmiştir. Günümüzde yaşanmakta olan ağır finansal kriz koşulları göz önüne alınarak projelerin borç koşulları ve sermaye yapıları normal finansman koşullarına göre daha muhafazakar değerlerden seçilebilirdi. Fakat şu anda yaşanmakta olan finansal ve ekonomik krizin orta vadede yerini daha normal koşullara bırakacağı düşünülürse ortalama değerler kullanmak akla daha yakın gelmektedir. Aşağıdaki tablodaki değerler kullanılırsa yatırım geri ödeme oranı (capital charge rate) %12.4 olarak bulunur. Yatırım geri ödeme oranı ilk yatırım maliyetinin yıllık ödemelere dönüştürülmesinde kullanılır. Kısaca toplam yatırım miktarı proje süresi boyunca sürecek olan yıllık ödemelere dönüştürülür. Bu ödemeler yatırım geri ödemesi olarak adlandırılabilir. Bu ödemelerin içinde borç faizi ve yatırımcının kullandığı sermayenin bedeli de dahildir. 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.

Tablo 4. Varsayılan Finansman Koşulları[12].

Parametre	Birim	Değer
Amortisman süresi	Yıl	20
Borç oranı	%	50
Sermaye oranı	%	50
Vergi öncesi nominal borç faizi	%	8
Borç süresi	Yıl	15
Merkez Bankası yıllık döviz faizi	%	2.8
Toplam vergi oranı	%	20
İç karlılık oranı	%	15
Yatırım Geri Ödeme Oranı	%	12.4

⁴ Şener A.C., Aksoy N., (2007), "Jeotermal Güç Üretimi Ekonomisi: Genel Bakış" TESKON Jeotermal Seminer Kitabı, 2007, İzmir.

⁵ Bu durum sadece marjinal maliyeti olan ve fiyatı belirleyen (price setter) santral için geçerli değildir.

Çalışmada varsayılan jeotermal maliyet ve performans değerleri Tablo 5'te verilmiştir. Saha geliştirme hakkının maliyetinin 1340 \$/kW olduğu varsayılmış bu konu ile ilgili detaylı varsayımlar aşağıda verilmiştir. Saha ve santral dahil olmak üzere "her şey dahil" jeotermal proje geliştirme maliyeti 3000 \$/kW olarak varsayılmıştır. Bu ilk yatırım maliyeti dünyada gözlenen jeotermal ilk yatırım maliyetlerinin altında bir değerdir. Bununla birlikte ülkemizde jeotermal elektrik üretiminin henüz ilk aşamalarda olduğu ve en verimli sahaların henüz yeni kullanıma açıldığı veya açılmak üzere olduğu düşünülürse bu safhadaki projeler için 3000 \$/kW uygun bir değer sayılabilir.

Tablo 5. Jeotermal Proje Maliyet ve Performans Parametreleri.

Parametre	Birim	Değer
Saha geliştirme hakkı	\$/kW	1340
İlk yatırım maliyeti	\$/kW	3000
İşletme giderleri	\$/MWh	15
Kapasite faktörü	%	85

Yukarıdaki tabloda en belirsiz husus saha geliştirme hakkı diye tanımlanabilecek olan herhangi bir sahada geliştirme ruhsatı için ihale sonucunda belirlenen ücrettir. Saha geliştirme ruhsatının verilmiş şekli birçok açıdan sakıncalar içermektedir. Özetlemek gerekirse:

- Yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesinin önündeki en büyük engellerden biri bu projelerin finansmanıdır. Genellikle ilk yatırım maliyeti fazla olan bu projelerde devletler yatırımcıların ilk yatırım yükünü hafifletmek için kredi garantisi, yatırımın ilk yıllarında vergi muafiyeti gibi bir çeşitli teşvikler uygulamaktadırlar. Dünyadaki trend yenilenebilir enerji projelerinin ilk yatırım yükünü hafifletmek yönünde olduğu dikkate alınırsa saha geliştirme hakkının ayrı ve ciddi bir maliyet kalemi olarak Türkiye'deki jeotermal projelerin ilk yatırım maliyetine eklenmesi yanlıştır. Devletin bu sahalardan maksimum faydayı sağlaması için bu sahalarda elektrik üretimi yapılması ile mümkündür. Sahaların kullanım haklarının ihale ile devri yerine santraller işletmeye girdikten belirli bir müddet sonra bu işletmelerin gelirlerinden belirli bir pay alınması bu projelerin üstündeki ilk maliyet baskısını azaltacaktır.
- İhaleye çıkan sahaların ne kadar büyüklükte bir santrali destekleyebileceği ancak bir aralık içinde tahmin edilebilmekte kesin bir değer kabulü mümkün olmamaktadır. Bu durum zaten konvansiyonel kaynaklara göre daha riskli olan jeotermal projelere yeni riskler eklemektedir.
- İhaleye çıkarılan sahanın tam üretim potansiyeline ulaşabilmesi için geçen sürede inşaat sırasında faiz gideri (Interest During Construction) işlemekte ve projenin finansman maliyetini artmaktadır.

Tablo 6'da 2008 yılı içinde MTA tarafından kullanım hakları ihaleye çıkarılan sahalara biçilen değerler sunulmuştur. Kapasite ağırlıklı ortalama yaklaşık \$880/kW olup bu değere finansman maliyeti dahil değildir. Sahaların kullanım hakları alındıktan sonra en hızlı üç yıl içinde üretime hazır hale geldiğini varsayarsak %15 iç karlılık oranında saha için ödenen toplam ortalama maliyetin \$1300/kW'yi geçtiği ortaya çıkar.

Tablo 6. Saha Kullanım Hakkı Maliyeti [13, 14, 15].

Saha ¹	Kapasite (MW) ¹	Mukavele Bedeli (\$) ^{2,3}	Mukavele Bedeli (\$/kW)
Aydın-Merkez-Köşk-Umurlu-Serçeköy	25	20.150.000	806
Aydın-Sultanhisar-Atça	5	10.150.000	2030
Aydın-Germencik-Bozköy-Çamur	10	15.100.000	1510
Aydın-Sultanhisar	20	19.050.000	952
Manisa-Salihli-Caferbeyli	20	11.300.000	565
Manisa-Alaşehir-Kavaklıdere	30	21.310.000	710
Ortalama	18,3		882⁴

1: Kaynak: Hürriyet Gazetesi, 22 Ağustos 2008, Aydın ve Manisa jeotermal alanları kullanıma çıktı. <http://arama.hurriyet.com.tr/arsivnews.aspx?id=9722820>

2: Kaynak: TEBA Haber, 21 Kasım 2008, Jeotermal Sahaların Özel Sektöre Devri Projesi. http://www.tebahaber.com.tr/news_detail.aspx?id=121438

3: Kaynak: Global Enerji, <http://www.globalenerji.com.tr/hab-23000202-109,51@2300.html>

4: Kapasite ağırlıklı ortalama.

Tablo 7'de yukarıda sunulan parametrelere bağlı olarak hesaplanan jeotermal birim maliyeti verilmektedir. Toplam jeotermal birim maliyeti yaklaşık 87.3 \$/MWh (8.73 ¢/kWh) veya 67.2 €/MWh olarak hesaplanır. Bu maliyetin yaklaşık dörtte biri saha geliştirme hakkı olarak ödenen ücrettir. Bir diğer dikkat çekilmesi gereken husus ta birim maliyetin taban fiyat olarak belirlenen 55 €/MWh değerinin üzerinde olmasıdır. Saha geliştirme ücretini düşersek birim maliyet 65 \$/MWh veya 50 €/MWh olarak hesaplanır. Bu miktar taban fiyatın altındadır.

Tablo 7. Jeotermal Elektrik Santrali Birim Maliyeti (\$/MWh).

Parametre	Değer
Saha geliştirme hakkı	22.3
İlk yatırım maliyeti	50.0
İşletme giderleri	15.0
Toplam	87.3

4. JEOTERMALİN DİĞER ENERJİ KAYNAKLARI İLE MALİYET AÇISINDAN KARŞILAŞTIRILMASI

Bu kısımda jeotermal birim maliyeti, doğalgaz kombine, kömür ve rüzgar birim maliyetleri ile karşılaştırılacaktır. Jeotermal ve diğer tip elektrik santrallerinin birim maliyetlerini hesaplayabilmek için bu yatırımların ilk yatırım, işletme ve performans parametrelerinin bilinmesi gereklidir. Tablo 8'de çalışmada varsayılan maliyet ve performans parametreleri sunulmuştur. Varsayılan değerlerde A.B.D. Enerji Bakanlığının 2009 yılı tahminleri kullanılmıştır. Dünyada büyük ölçekli elektrik santrali projeleri için ekipman üreten ve proje gerçekleştiren sayılı firma olduğu dikkate alınır tablodaki sunulan santral maliyetlerinin ülkemiz için de yaklaşık değerler olduğu düşünülebilir.

Tablo 8. Doğalgaz, Kömür ve Rüzgar Santralleri İçin Çalışmada Kullanılan Değerler¹ [16, 17].

Teknoloji	İlk Yatırım (\$/kW) ²	Sabit Giderler (\$/kW-yr)	Değişken Giderler (\$/MWh)	Kapasite Faktörü (%)	Yakıt Fiyatı (\$/MMBtu)	Isı Oranı (Btu/kWh) ³
Doğalgaz Kombine	1165	12,2	2,1	85	8	7427
Kömür	2659	29,0	4,8	85	2 ⁴	10120
Rüzgar	2182	31,8	0,0	40	n/a	n/a

Notlar:

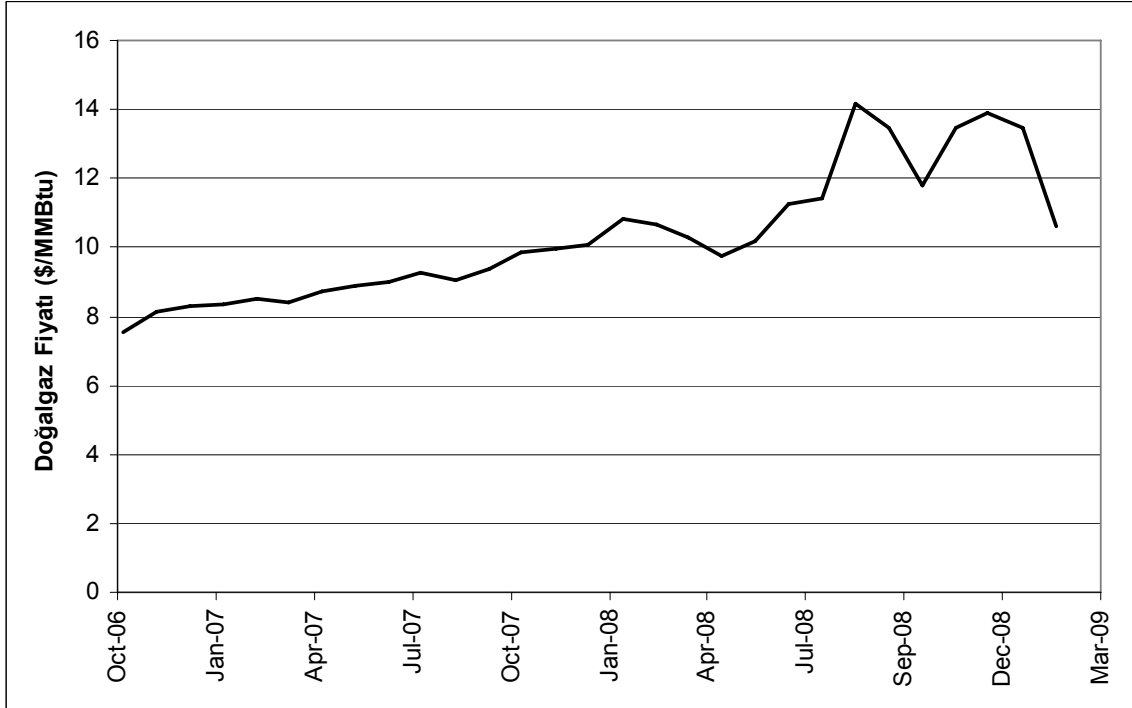
1: Kaynak: A.B.D. Enerji Bakanlığı, 2009.

2: İlk yatırım maliyetinin içinde inşaat sırasında faiz giderleri dahildir.

3: Isı oranları işletme sırasında olacak performans kaybını göz önünde tutularak 10% yükseltildi.

4: Afşin Elbistanlı kömür fiyatı. (Direkseneli, H., 2008)

Doğalgaz ve kömür santrallerinin maliyetlerinin hesaplanmasında bir diğer kritik faktör yakıt fiyatlarıdır. Şekil 2'de doğalgaz fiyatlarının son 30 aylık değişimi verilmiştir. Döviz kurundaki değişimler ve doğalgaz piyasalarının mevsimsel ve konjoktürel volatilesi doğalgaz fiyat tahminini oldukça zorlaştırmaktadır. Örnek vermek gerekirse Türkiye Kojenerasyon Derneği'nin 2008 Ağustos ayı verileri Sanayi Proses, Buhar ve Elektrik Üretimi (Kesintisiz) için doğalgaz fiyatını yaklaşık 14.7 \$/MMBtu olarak göstermektedir. Bütün bunlar çalışmada kullandığımız 8 \$/MMBtu değerinin muhafazakar bir tahmin olduğunu göstermektedir.



Notlar:

1. TCMB döviz kurları kullanılmıştır.
2. Doğalgaz fiyatları BOTAŞ, 2008.

Şekil 2. Doğalgaz Fiyatlarının Son 30 Aylık Değişimi (\$/MMBtu) [18]

Tablo 9'da sunulan birim maliyet değerlerinin hesabında finansman koşullarının bütün teknolojiler için eşit varsayılmıştır. 8 \$/MMBtu doğalgaz fiyatında doğalgaz kombine santrallerinin birim maliyeti jeotermal ve rüzgar santrallerinin 4 \$/MWh – 5 \$/MWh altında hesaplanmaktadır. Doğalgazın fiyatını 2008 yılı Türkiye ortalaması olan 11.76 \$/MMBtu kabul etseydik kombine santrallerin birim maliyeti yaklaşık 110.5 \$/MWh olarak hesaplanacaktı. Kömür santrali birim maliyet hesabı içinde Afşin Elbistan fiyatı yerine ithal kömür fiyatlarına yakın bir değer olan 6 \$/MMBtu⁶ kullansaydık kömür santrali birim maliyeti 113.7 \$/MMBtu olarak hesaplanacaktı.

Tablo 9. Birim Maliyetlerin Karşılaştırılması (\$/MWh).

Teknoloji	Jeotermal	Doğalgaz Kombine	Kömür	Rüzgar
İlk Yatırım	72.30	19.40	44.28	77.22
Sabit Giderler	0.00	1.64	3.89	9.08
Değişken Giderler	15.00	2.10	4.80	0.00
Yakıt Fiyatı	0.00	59.42	20.24	0.00
Toplam	87.30	82.56	73.22	86.29

⁶ Direskeneli, 2008.

Jeotermal enerjinin ortalama 22.3 \$/MWh olarak hesaplanan saha geliştirme bedeli düşülürse jeotermal birim maliyeti 65 \$/MWh olarak hesaplanır. Buna ek olarak jeotermalin herhangi bir yakıt fiyatına bağlı olmayan maliyeti uzun vadede fiyat stabilitesine katkıda bulunacaktır. Bir sonraki bölümde jeotermalin fiyatlandırılmayan yararlarını tartışırken bu konuya daha ayrıntılı değineceğiz.

5. JEOTERMAL ENERJİNİN FİYATLANDIRILAMAYAN YARARLARI

Yenilenebilir enerji kaynaklarına bütün dünyada uygulanan teşviklerin sebebi enerji piyasalarında fiyatlandırılmayan faydalarıdır. Bu bölümde jeotermal enerjinin fiyatlandırılmayan yararlarından kısaca bahsetmeye çalışacağız.

Yerli Kaynak Jeotermal (Enerji Güvenliği): Yenilenebilir enerji kaynaklarının pratikte devletler için en büyük yararı dış kaynaklara karşı olan bağımlılığı azaltması ve ülkenin birikimlerinin yurtdışına çıkmasına engel olmasıdır. Bundan önceki bölümde jeotermal diğer enerji kaynakları ile karşılaştırmasını bir bakıma piyasaların ve yatırımcıların enerji kaynaklarına nasıl yaklaştığını açıklamaktadır. Devletler piyasalardan farklı olarak enerji stratejilerini belirlerken kural koyucu olarak uzun vadeli makro çıkarlarını düşünmek durumundadırlar. Yurtdışından ithal yakıt kullanan santrallerin üretimdeki paylarının artması hiçbir ülke için tercih edilen bir durum değildir⁷. Maliyet analizi bölümünde gösterdiğimiz 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. Tablo 10'da gösterdiğimiz gibi sadece 1MW jeotermal güç kapasitesi yılda yaklaşık 450 bin dolarlık bir döviz tasarrufu anlamına gelmektedir. 1000 MW'lık bir kurulu güç Türkiye'ye yılda yaklaşık 450 milyon dolar döviz tasarrufu ettirebilir.

Tablo 10. İthal Kömür ve Doğalgazdan Potansiyel Tasarruf.

Teknoloji	Kapasite (MW)	Kapasite Faktörü (%)	Isı Oranı (Btu/kWh)	Yakıt Tüketimi (MMBtu)	Yakıt Fiyatı (\$/MMBtu)	Yakıt Harcanan Döviz (\$/yıl)
Doğalgaz Kombine	1	85	7427	55.301	8	442.412
Kömür	1	85	10120	75.354	6	452.121

Baz Yük Üreticisi Jeotermal: Jeotermal enerjiyi diğer yenilenebilir kaynaklardan ayıran en büyük özelliklerden birisi jeotermal santrallerin baz yük üreticisi olmalarıdır. Baz yük üreticisi santrallerin ortak özellikleri ilk yatırım maliyetlerinin yüksek işletme maliyetlerinin ise düşük olmasından kaynaklanır. Bu tür santraller (nükleer, kömür, jeotermal) bakım ve arıza dışında kalan bütün zamanlarda ekonomik olarak elektrik üretebilirler. Doğalgaz santralleri ise yakıt fiyatlarına bağlı olarak her zaman ekonomik olmayabilirler. Enerji piyasalarında gaz türbinleri tepe yük (peak load) üreticisi, doğalgaz kombine santralleri ise ara yük (intermediate load) üreticisi olarak tanımlanırlar. İhtiyaca göre bazı bölgelerde doğalgaz kombine santralleri baz yük olarak çalıştırılabilirler. Bu durum genelde enerji fiyatlarının daha yüksek olmasına yol açar ve uzun vadede gerçek baz yük santrali yapımını tetikler. Rüzgar, güneş enerjisi santralleri ise doğaları gereği koşullara bağlı olarak çalıştırdıklarından kesintili (intermittent) ve kontrol edilemeyen (non-dispatchable) enerji kaynakları olarak tanımlanırlar. Enerji sektöründe yeni tartışılmaya başlanan rüzgar enerjisinin kurula güce yaptığı katkı ve mevcut iletim hattı altyapısının büyük miktarda rüzgar enerji santrali kapasitesine hazır olmadığı konuları bu makalede ayrıntılı olarak tartışılmayacaktır. Örnek vermek gerekirse A.B.D.'nin Teksas eyaletinde rüzgar santrallerinin kurulu güç güvenilirliğine (reserve margin reliability) yaptıkları katkı %10 ile sınırlandırılmıştır. Diğer eyaletlerde bu oran yaklaşık %20 civarındadır. Jeotermal enerji santrallerindeyse bu oran %100'dür. Kurulu güce yapılan bu katkı bazı enerji marketlerinde kapasite fiyatlandırması yaparak ödüllendirilmektedir. Bu tür piyasalarda enerji piyasalarına ek olarak kapasite piyasaları da vardır. Bu

⁷ Bu noktada jeotermal santral ekipmanlarının özellikle küçük ölçekli modüler santral paketlerinin Türkiye'de üretmesinin stratejik önemde olduğunu ve yenilenebilir enerji sanayiinin de teşvik edilmesi gereken bir sektör olduğunu burada belirtmeliyiz.

piyasalarda santrallere kurulu güç güvenilirliğine yaptıkları katkı oranında \$/kW-yıl cinsinden yıllık sabit ödemeler yapılır. Bu tür piyasa tasarımlarının enerji marketlerindeki volatilitiyi azaltacağı öngörülmektedir. Ülkemizde bu tür bir kapasite fiyatlandırması yapılmamakta üreticilerin kapasiteye yaptıkları katkının karşılığını tepe yük zamanlarında oluşan çok yüksek fiyat zıplamalarında aldıkları varsayılmaktadır.

Stabilize Fiyat Sağlayan Jeotermal: Kurulduktan sonra herhangi bir yakıt kullanmaması nedeniyle jeotermal santraller sabit üretim maliyetinde çalışırlar. Bu durum özellikle doğalgaz fiyatlarından etkilenen enerji piyasalarında bir tedbir (hedge) olarak görülebilir. Jeotermal santrallerin miktarı arttıkça doğalgaz ile enerji fiyatları arasındaki korelasyonun zayıflaması beklenmelidir.

6. ÖNERİLER

Bu bölümde kısa başlıklar altında kurula jeotermal enerji kapasitesinin daha hızlı gelişmesi için atılabilecek adımları tartışacağız.

Saha haklarının ihale ile devri uygulaması jeotermal enerji projelerinin üstüne gereksiz bir ilk maliyet yükü yüklemektedir. Jeotermal enerji santralleri uzun vadede karlı santraller olarak görülebilirler. Daha önceki çalışmalarda (Şener ve Aksoy 2007) borç giderleri ve sermaye geri dönüşü başarılıdıktan sonra bile jeotermal santrallerin yaklaşık 1600 \$/kW'lık bir net değere sahip olduğunu belirtmiştik[12]. Bu değer daha sonra yapılan ihalelerde yaklaşık 1300 \$/kW olarak belirlendi. Yaklaşık jeotermal saha net değeri olarak kabul edilebileceğimiz bu fiyat sahanın 30 yıl boyunca işletilmesi ile ortaya çıkacak bir değerdir. Bu sahaların bu değeri üretebilmesi için yatırımcıların bu sahalarda santraller kurması ve sonra da batmadan işletmeleri gereklidir. Bunun için de yatırımcıların finansman bulabilmeleri ve borçlarını ödeyebilecek stabil bir nakit akışına sahip olmaları gereklidir. İlerleyen kısımlarda daha detaylı değineceğimiz gibi bugün dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvikinde kullanılan ana yöntem bu kaynakların ilk yatırım yükünü hafifletmek ve projelerin ilk yıllarında destek sağlamak üzerine kuruludur. Saha haklarının ihale ile devri jeotermal projelerinin üstüne gereksiz bir ilk maliyet baskısı yaratmakta ve proje belirsizliğini arttırmaktadır. Daha önce de belirttiğimiz gibi devletin bu kaynaklardan en faydalı şekilde yararlanması ancak girişimcilerin bu sahalarda tesisler yapması ile mümkündür. Bir alternatif ihale bedellerinin yıllara yayılarak brüt gelirler üzerinden giderek yükselen yüzdeler olarak alınması olabilir. Bu tür bir sistemde saha kullanım haklarının 1 yıl süreyle inşaata başlanmadığı takdirde bir daha verilmemek üzere geri alınması ve yatırımcılardan düzenli proje gelişim raporları istenmesi girişimcilerin saha kullanım haklarını gereksiz yere ellerinde tutmalarını önleyebilir.

Taban fiyat uygulamasına ek olarak yenilenebilir projelere ek kaynak yaratacak teşvikler hayata geçirilmelidir. Taban fiyat uygulaması jeotermal enerji santrallerinin nakit akışı belirsizliğini azaltmaktadır. Fakat birim maliyet analizinde gösterdiğimiz gibi proje birim maliyeti taban fiyatın üzerinde kaldığında projenin gerçekleşmesi mümkün olmamaktadır. Taban fiyat uygulaması enerji piyasalarındaki belirsizliğe (market uncertainty) karşı ciddi bir can simidi işlevi görmektedir. Yazarlar taban fiyat uygulamasının devamından yanadırlar. Buna ek olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının birim maliyetini düşürecek ek önlemler alınmalıdır. Örnek vermek gerekirse enerji piyasalarının dergulasyonunda teorik ve pratik anlamda öncülük yapan A.B.D. de yenilenebilir enerji kaynaklarına aşağıda sıralanan teşvikler verilmektedir.

- i. Üretim vergisi teşviki (Production Tax Credit): Yenilenebilir enerji santralleri üretime geçmelerinden itibaren on yıl boyunca yaklaşık 20 \$/MWh teşvik almaktadırlar.
- ii. Üretim vergisi teşvikine ek olarak eyaletler elektrik servis sağlayıcılarından her yıl belirli bir oranı sadece yenilenebilir enerjiden elde etmelerini zorunlu tutmaktadır. Bu durum yenilenebilir enerjinin diğer enerjilerden 5 \$/MWh ile 30 \$/MW arasında daha pahalıya satılmasına olanak sağlar ve ek gelir yaratır. Yenilenebilir Enerji Kanunu buna benzer bir sistemin Türkiye'de uygulanmasını öngörmektedir.
- iii. Ayrıca federal yönetim yenilenebilir enerji kaynaklarının amortismanlarının %100'nü ilk beş yılda vergiden düşmelerine izin vermekte bu da pratikte yenilenebilir enerji santrallerinin ilk 5-10 yıl süresince vergiden muaf olmasını sağlamaktadır.

- iv. Bütün bunlara ilave olarak eyaletler iletim hatlarının yenilenebilir enerji kaynaklarının maksimum yararlanacağı şekilde tasarlanmasını zorunlu tutmakta ve bu hatların %100 maliyetinin elektrik faturalarına yansımaya onay vermektedir. Bu A.B.D. için yaklaşık 200 - 300\$/kW⁸lık bir sübvansiyon olarak düşünülebilir [19].

Uzun vadeli sabit fiyattan alım anlaşmaları hem üreticinin hem de tüketicinin lehinedir. Jeotermal santrallerin finansmanını kolaylaştıracak bir başka uygulama da alım garantisi olacaktır. 20 yıllık sabit fiyattan enlasyona endeksli yapılacak alım anlaşmaları hem yatırımcının önündeki market belirsizliğini ortadan kaldıracak hem de kullanıcıları piyasa şoklarından koruyacaktır. Bu tür uzun vadeli anlaşmalar yatırımcıların daha uygun koşullarda finansman bulabilmesine olanak sağlayacağı da unutulmamalıdır.

Finansman koşullarını iyileştirecek bir diğer uygulama da kredi garantisidir. Jeotermal projelerin finansman maliyetini azaltacak potansiyel uygulamalardan birisi de devlet tarafından verilecek kredi veya kredi garantileridir. Birim maliyet proje finansman koşulları ile doğrudan ilişkilidir.

Jeotermal ekipman üreticileri de teşviklerden yararlanmalıdırlar. Jeotermal sanayiinin gelişmesi Türkiye için stratejik önemdedir. Yukarıda değindiğimiz teşvik yöntemlerinin çoğunluğu jeotermal ekipman üreticilerinin gelişmesi için de gereklidir.

Son olarak değinilmesi gereken bir konu da geliştirilmiş jeotermal sistemler⁹ (GJS) ve bu kaynaktan nasıl yararlanılabileceği üzere çalışılmaya başlanması gerektiğidir. Hidrotermal kaynaklarımızın bile küçük bir kısmını kullandığımız bugünlerde GJS çok uzakta görünebilir fakat dünyanın bir çok yerinde pilot projeler başlamış ve ülkeler arasında işbirliği ve veri paylaşımı anlaşmaları imzalanmaktadır. Kızıldere jeotermal santralini bir çok yönden pilot santral olarak düşünürsek bu projeyi diğer projelerin izlemesi yaklaşık 20 yıllık bir zaman almıştır. Pilot GJS projesi çalışmaları zaman geçirilmeden başlanmalıdır.

KAYNAKLAR

- [1] TEİAŞ (2009), "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2008 – 2017)", Araştırma Planlama ve Koordinasyon Dairesi. Sayfa 18. <http://www.teias.gov.tr/projeksiyon/KAPASITE%20PROJEKSIYONU%202008.pdf>
- [2] 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, 3 Mart 2001, http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/kanun/elektrik/elektrik_piyasalari_kanunu.doc
- [3] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Karar No : 1953, 29 Ocak 2009, <http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/kurul/elektrik/1953/1953.doc>
- [4] Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi, 17.3.2004 Tarih ve 2004/3 Sayılı, YPK Kararı, http://www.oib.gov.tr/ypk_strateji_belgesi.pdf
- [5] Özelleştirme Dairesi Başkanlığı, <http://www.oib.gov.tr>.
- [6] 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, 10 Mayıs 2005, <http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/diger/yenilenebilir/yenilenebilir.doc>
- [7] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Karar No : 1892/2, 24 Aralık 2008, http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/kurul/elektrik/1893_2/1893_2.doc
- [8] T.C. Resmi Gazete, (2005), "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun." 18 Mayıs 2005, Sayı:25819.
- [9] TEİAŞ, "Kurulu Güç Tablosu" www.teias.gov.tr/yukdagitim/kurulguc.xls
- [10] TEİAŞ (2009). "Aylık İşletme Faaliyetleri Raporu" <http://www.teias.gov.tr/yukdagitim/AYLIK/KAYNAK.XLS>.
- [11] Piyasa Dengeleme ve Uzlaştırma Merkezi, (PMUM), <https://pmum.teias.gov.tr/UzlasmaWeb/>,
- [12] Şener A.C., Aksoy, N., (2007), "Jeotermal Güç Üretimi Ekonomisi: Genel Bakış." TESKON Jeotermal Seminer Kitabı, 2007, İzmir.

⁸ Electric Reliability Council of Texas, 2008.

⁹ Enhanced Geothermal Systems veya Hot-dry rock.

- [13] Hürriyet Gazetesi, (2008), “*Aydın ve Manisa jeotermal alanları kullanıma çıktı, 22 Ağustos 2008*” <http://arama.hurriyet.com.tr/arsivnews.aspx?id=9722820>, Site ziyaret tarihi 20 Mart 2009.
- [14] TEBA Haber, (2008), “*Jeotermal Sahaların Özel Sektöre Devri Projesi, 21 Kasım 2008.*” http://www.tebahaber.com.tr/news_detail.aspx?id=121438, Site ziyaret tarihi 20 Mart 2009.
- [15] Global Enerji, <http://www.globalenerji.com.tr/hab-23000202-109,51@2300.html>, Site ziyaret tarihi 23 Mart 2009.
- [16] A.B.D Enerji Bakanlığı, (2009), “*Annual Energy Outlook 2009*” A.B.D. Enerji Bakanlığı Enerji Bilgi Dairesi, 2009.
- [17] Direskeneli, H., (2008), “*Long Term Country Policy on Coal-Fired Thermal Power Plants.*” The Journal of Turkish Weekly, June 2008.
- [18] BOTAŞ, (2008), “*Doğal Gaz Tarifeleri.*” www.botas.gov.tr, Site ziyaret tarihi 20 Mart 2009.
- [19] Electric Reliability Council of Texas, (2008), “*CREZ Transmission Optimization Study*”, Presentation to the ERCOT Board of Directors, 2008.

TEŞEKKÜR

Bu makalenin yazılmasında bize her türlü desteği sağlayan ve ülkemiz için bu çok önemli semineri organize eden Doç. Dr. Niyazi Aksoy'a teşekkürü bir borç biliriz. Ayrıca bu seminerin temellerini atan ve ilk Türkçe jeotermal literatürün oluşumunda büyük katkı koyan Prof. Dr. Macit Toksoy'a sonsuz teşekkürlerimizi sunarız.

ÖZGEÇMİŞ

Adil Caner ŞENER

Adil Caner Şener 2000 yılında ODTÜ Makina bölümünden mezun olmuştur. Aynı yıl içinde İzmir Yüksek Teknoloji Üniversitesi'nde yüksek lisans çalışmalarına başlamıştır. Yüksek lisans tezinde Balçova jeotermal bölge ısıtma sistemi üzerinde çalışmalarda bulunmuştur. Birleşmiş Milletler bursu ile 2002 yılında altı ay boyunca İzlanda'da jeotermal enerji ile ilgili çalışmalar yapmıştır. 2004 yılında George Washington Üniversitesi'nde jeotermal enerji ekonomisi üzerine doktora çalışmalarına başlayan Şener halen bu çalışmalarına devam etmektedir. Şener A.B.D.'de California jeotermal santrallerinin performans geliştirme projesine katılmış, A.B.D. ulusal yenilenebilir enerji laboratuvarı için jeotermal maliyeti ve ekonomisi ile ilgili projelerde çalışmış ve jeotermal santral alımı ve iflas davalarında jeotermal uzman olarak çeşitli görevler üstlenmiştir. Şener jeotermal enerji çalışmalarına ek olarak risk analizi, finans mühendisliği, simülasyon, enerji piyasaları modelleri ve istatistiksel modelleme konularında çalışmalar yapmaktadır. Şener halen enerji ve iklim değişikliği konularında önde gelen danışmanlık şirketlerinden biri olan ICF International'ın Enerji Piyasaları bölümünde çalışmaktadır.

Başak ULUCA

Başak Uluca 1998 yılında University of Missouri Rolla'dan Elektrik-Elektronik Mühendisliği derecesi almış aynı yıl Purdue Üniversitesi Endüstri Mühendisliğinde yüksek lisans çalışmalarına başlamıştır. 2000 yılında yüksek lisans çalışmalarını tamamlayıp ardından aynı bölümde doktora çalışmalarına devam etmiş ve yönelem araştırması ve elektrik piyasa modelleri üzerinde araştırmalar yapmıştır. Doktora çalışmalarını tamamlamasını takiben enerji sektörünün önde gelen danışmanlık şirketlerinden ICF International'da kariyerine devam eden Uluca piyasa modelleme, elektrik üretim ve kapasite planlama, elektrik fiyat tahmin modelleri, varlık analizi, kontrat analizi, yenilenebilir enerji tedarik modelleri gibi konularda çalışmalar yapmaktadır.