

JEOTERMAL ELEKTRİK SANTRALLERİ PROJE YÖNETİMİ

Niyazi AKSOY
Mehmet ŞİŞMAN

ÖZET

Bu çalışmada, Türkiye'de geçerli yasal mevzuat çerçevesinde jeotermal sahalarda gerçekleştirilen jeotermal kaynaklı elektrik üretim projelerinin geliştirilmesi ve saha yönetimi tartışılmaktadır. Amacımız proje yöneticileri için bir rehber oluşturmaktır.

Anahtar Kelimeler: Jeotermal enerji, proje yönetimi.

ABSTRACT

In this study, electricity production from geothermal sources, development of geothermal fields and field management, in terms of current legal framework in Turkey are discussed. Our goal is to create a guide for project managers.

Key Words: Geothermal energy, project management.

1. GİRİŞ

Türkiye'de jeotermal kaynakların işletilmesi 5686 sayılı[1] yasa ile düzenlenmiştir. Türkiye'nin jeotermal potansiyelini kestirmek için yapılan en yeni çalışmada[2] doğrudan kullanım için 35.000 – 45.000 MWt; elektrik üretimi için 1200–1800 MWe değerleri hesaplanmıştır. Elektrik üretim projelerindeki başarılar ve teşvikler sonucu kurulu güç 94.2MWe, inşaatı ve planlaması devam eden 257.4 MWe ile birlikte, jeotermal kaynaklı elektrik üretim kurulu gücünün 2014 yılı sonuna kadar 351.6 MWe'a ulaşması beklenmektedir. Jeotermal kaynaklı sera büyüklüğü 5.000 dönüme yaklaşmakta, bölgesel ısıtmalarda ise durgunluk devam etmekte olup 60.000 KE kapasite bulunmaktadır.

Jeotermal kaynakların daha etkin bir şekilde kullanılabilmesi için, yasal alt yapının yatırımları teşvik etmesi, kaynakların sürdürülebilirliğini sağlayan, çevre duyarlılıklarını göz ardı etmeyen başarılı projelerin sayısı çoğalmalıdır. Bu çalışmada, jeotermal kaynaklı elektrik üretim projelerindeki deneyimlerimiz paylaşılmış ve mevzuat tartışılmıştır.

2. KAYNAK EDİNME VE YÜKÜMLÜLÜKLER

2.1 Saha Ruhsat Sahibi Olma

Türkiye'de jeotermal sahalardaki faaliyetler, 3.6.2007 tarihli "5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu" ile düzenlenmiştir [1]. Jeotermal sahaların ruhsat işleri ve denetimleri üç kamu

kurumuna paylaştırılmıştır. Bunlar: İdare (il Özel İdareleri), Maden İşleri Genel Müdürlüğü (MİGEM), Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA). Yasaya [1] göre MİGEM'in görevi ruhsatlara ilişkin sicillerin tutulmasıdır. Esas sorumluluk İdare'lerde olmak üzere, genellikle İdare'nin talebi üzerine MTA'da denetim görevi yüklenmektedir. Özel ve tüzel kişiler jeotermal sahalarda ruhsat sahibi olabilmekte, ruhsatlar devredilebilmektedir. Arama ruhsatlarının süresi üç yıl olup, ruhsat sahibinin talebi üzerine bir yıl uzatılabilmektedir.. İşletme ruhsatlarının süresi 30 yıldır. Ruhsat sahibinin talebi üzerine 10'ar yıllık süre uzatımı yapılabilmektedir. Arama ruhsatı için 1/25.000 ölçekli harita koordinatları ile istenilen alanın belirtilmesi ve arama projesi ile İdareye başvurulması yeterlidir. Yasaya göre İdare başvuruyu MİGEM'e gönderir. MİGEM başvuru yapılan alanın bir başka ruhsatla çakışıp-çakışmadığını inceler, çakışıyor ise çakışmayan kısımlarını belirterek, "ruhsat verilebileceğini" İdareye bildirir. Daha sonra İdare arama ruhsatını verir. Yatırımcının jeotermal alanlarda faaliyet gösterebilmesi için yukarıda çizilen çerçevede arama veya işletme ruhsatına sahip olması zorunludur.

2.2 Ruhsat Yükümlülükleri

Yasaya göre, arama ruhsatı sahipleri en fazla dört yıl içerisinde, jeotermal kaynağı bulmak ve işletilebilir hale getirmek zorundadır. Arama ruhsat süresinin sonunda, işletme ruhsatı alınamamış ise ruhsat düşmekte ve idare bu alanları yeniden ihale ile devredebilmektedir. Arama ve işletme ruhsat dönemlerinde, ruhsat sahibi, teminat ve harçları ödemeli ve yıllık faaliyet raporları vermelidir. Kurulacak tesis işletmeye alınmadan önce Kaynak Koruma Alanı Etüt'ü yaptırılıp, İdare üzerinden MTA'nın "onay" vermesi gerekmektedir. Yasaya göre kaynak koruma alanı etüdü olmayan işletmelere faaliyet izni verilmemektedir. Diğer yandan sondaj çalışmaları ve projenin gerçekleştirileceği alan için ÇED (Çevre Etki Değerlendirme) raporu alınması ve bu raporda belirtilen önlemlerin uygulanması zorunludur.

2.3 Mülkiyet Hakları

Jeotermal faaliyetlerin yürütülmesi için gereken arazilerde faaliyet gösterilmesi için mülk sahipleri ile ruhsat sahiplerinin öncelikle karşılıklı anlaşmaları arzu edilmiş, gereken hallerde kamulaştırma yapılmasına olanak sağlanmıştır. Kamulaştırma için öncelikle "Kamu Yararı Kararı" alınması gerekmektedir. Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Yasası [1] ve Elektrik Piyasası Kanunu [3], yatırımcılara ihtiyaç duydukları arazilerin kamulaştırılmasını sağlayabilmektedir. Kuyu yerleri, boru hatları güzergahı için kamulaştırma gerekmesi halinde, işlemler Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanununa göre yapılmaktadır. Yatırımcının bu durumda İdare'ye başvurması ve kamu yararı kararı aldırması gerekir, kamulaştırma işlemleri yine İdare tarafından yürütülmektedir. Santral, trafo ve elektrik iletim hatları için kamulaştırma Elektrik Piyasası Kanununa uyarınca EPDK tarafından yapılmaktadır. Yatırımcı talebini EPDK'ya iletmekte, talebin kabulü aynı zamanda kamu yararı kararı olarak değerlendirilmekte ve kamulaştırma işlemleri EPDK tarafından yürütülmektedir. Her iki durumda da kamulaştırma 2942 sayılı Kamulaştırma Kanuna [4] göre yapılmaktadır.

Orman ve Hazinesinin özel mülkiyetinde ya da Devletin hüküm ve tasarrufu altında bulunan her türlü taşınmaz, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimine ilişkin projeler için Çevre ve Orman Bakanlığı veya Maliye Bakanlığı tarafından yatırımcıya tahsis edilebilmekte, izin ve kira bedellerinde yatırım dönemi boyunca %50 indirim uygulanmakta, orman arazilerinde ORKÖY ve Ağaçlandırma Özel Ödenek Gelirleri alınmamaktadır [5]. Yasalar, İmar alanları içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarını ve yatırımcısını koruyan düzenlemeler de içermektedir. Buna göre; Kamu ve Hazine arazileri üzerinde Yenilenebilir enerji kaynaklarının kaynakların kullanımını ve verimliliğini etkileyici imar planları düzenlenemez (5346/4)[5]. Jeotermal kaynakların korunması için imar planlarının yeniden düzenlenmesi gerekir (5686/14-2)[1]. Arazinin kullanımı çerçevesinde, Belediyeler, Kültür ve Tabiat Varlıları Koruma Kurulları, DSİ, Karayolları, Demiryolları, Tarım ve Çevre İl/İlçe Müdürlükleri ile ilişkiler yürütülmektedir.

3. ELEKRİK ÜRETİM LİSANSI

İlgili mevzuata göre göre İdare, elektrik üretim amaçlı işletme ruhsatı alan ruhsat sahibini 15 gün içinde EPDK'ya bildirmek, ruhsat sahibi de 3 ay içerisinde elektrik üretim lisansı için başvuru yapmak zorundadır[2]. Ruhsat sahibi lisans müracatında "kurulu güç" belirtilmelidir. Kurulu güç, jeneratörün üretebileceği güçten veya santral imalatçısının garanti ettiği, en küçük, en yüksek veya ortalama güçten çok farklı bir değer olabilir. ETBK'nın yönetmeliğindeki tanımı. Kurulu güç (üretim tesislerinde): Elektrik üreten generatörü tahrik eden makinaların kW cinsinden gücünün, ünite sayısı ile çarpılmasından elde edilen toplam gücü" şeklindedir (Madde 4/ğğ)[6]. Jeotermal santraller için türbinlerin kW cinsinden toplam değerleridir. Kurulu gücün lisansta belirtilen değerden farklı olması durumunda ETKB kabul işlemlerini yapmadığı için, üretim izni verilmemektedir. Sadece, lisansta belirtilen değerlerin %3 eksiğine kadar kabul işlemleri devam edebilmekte fakat geçici kabulden önce lisans tadilatı zorunlu kılınmaktadır.

4. TEŞVİKLER

Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanununda yer alan teşvik düzenlemesi aşağıdaki gibidir.

"Madde 12/8 Jeotermal kaynak dağıtımı ve üretimini yapan şirketler sanayi kuruluşu ve atık arıtma kuruluşu olarak değerlendirilir. Bu değerlendirilmeye göre başta elektrik tarifeleri olmak üzere sanayi kuruluşları ve atık arıtma kuruluşlarına tanınan tüm teşvik ve haklardan yararlanırlar."

Ancak elektrik üretimini hedefleyen yatırımcılar için başka bir olanak bulunmaktadır: Yatırımcı, EPDK'dan elektrik üretim lisansını aldıktan sonra, Yatırımların ve İstihdamın Teşviki Kanuna [8] göre "KDV ve Gümrük Vergisi İstisnası, Yatırım Yeri Tahsisi" ve yatırımların özel olarak teşvik edildiği bölgelerde ek olarak "SSK Primi ve Faiz Desteği" sağlayabilmektedir. Elektrik Üretim Lisansına sahip olan yatırımcı, Hazineye başvurarak "Teşvik Belgesi"ni alması gerekir.

2011 yılında çıkartılan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun"[9] ile jeotermal enerjiden üretilen elektrik için 10 yıl süre ile 10.5 ABD Doları cent /kWh lik bir fiyat ve alım garantisi devlet tarafından verilmiştir. Bu destek ve garanti edilen alım fiyatı sayesinde jeotermal kaynaklı elektrik üretim projelerinin finansmanı daha da kolaylaşmıştır. Yine bu kanunla jeotermal santrallerde kullanılan türbin, jeneratör, güç elektroniği, vakum pompaları veya kompresörlerin yerli üretim olması durumunda ilave olarak 0.7–1.7 \$cent/kWh daha teşvik uygulaması yapılmaktadır.

5. KAYNAK GELİŞTİRME

5.1 Jeoloji ve Jeofizik Çalışmalar

Sınırları belirlenen jeotermal sahaların kavramsal modellerini oluşturabilmek için bölgesel ve ruhsatlı alana ilişkin jeolojik harita ve kesitlerin hazırlanması ve olası kuyu yerlerinin, derinliklerinin belirlenmesi için jeofizik ve jeokimyasal yöntemlerden yararlanılır. Arama programını hazırlayan jeolog jeofizik (elektrik rezistivite, CSAMT, AMT, MT) ve jeokimya (su ve kayaç kimyası) yöntemleri gereksinimine göre programlar ve yürütülmesini kontrol eder. Bu çalışmaların sonunda, uygun verilerin ortaya çıkması durumunda olası kuyu yeri, derinliği ve olası kuyu logu belirlenerek sondajlı arama aşamasına geçilir.

5.2 Sondaj Çalışmaları

Sondaj mühendisi olası kuyu logu, derinlik ve sıcaklığın koruma borularına ve sirkülasyon sıvılarına etkisini dikkate alan bir sondaj programı hazırlar. Programda belirtilen sondaj malzemeleri (vanalar,

koruma boruları, boru aksesuarları, yüzdürme ekipmanları, matkaplar ve kimyasal maddeler) teslim süreleri dikkate alınarak satın alınmalı ve belirlenen kuyuyu delebilecek makina ve donanıma sahip bir sondaj yüklenicisi ile anlaşma yapılmalıdır. Arama ve Geliştirme aşaması için, özellikle 1000 m ve daha derin sahip sondaj çalışmalarını yürütecek sondaj makinası ve firma sayısı son derece sınırlıdır. Kuyu maliyetleri 700 – 1000 \$/m arasında değişmektedir. Sondaj çalışmalarını yürütebilmek için uygun sondaj makinesinin temini 5-8 ay; kuyubaşı ekipmanı için 3-10 ay; koruma boruları için 1-4 ay; matkap, yüzdürme ekipmanları ve koruma borusu aksesuarları için 1-3 ay arasında değişen temin süreleri proje yöneticileri tarafından dikkate alınmalıdır. Sondaj çalışmalarında kullanılacak malzemeler, planlanan kuyuların derinlik, sıcaklık ve basıncı dikkate alınarak, kuyuda karşılaşılabilecek yükleri emniyetli bir şekilde karşılayacak şekilde API standartlarına uygun olarak seçilmelidir.

Sondaj çalışmaları günlük kira bedeli ve kuyu için gereken tüm demirbaş ve tüm sarf malzemelerinin ruhsat sahibi tarafından karşılandığı anlaşmalarla yapılabildiği gibi, anahtar teslimi olarak da yapılabilmektedir. 1500 m derinliğe kadar kuyular 20–25 gün; 2500 m derinliğe kadar kuyular 45–50 gün sürelerde delinebilmektedir. Sondaj çalışmalarının yürütülebilmesi için 5–6 dönüm büyüklüğünde bir alan gereklidir. Alanın düzeltilmesi, ulaşım yollarının yapımı, lokasyonda kullanılacak suyun sağlanması ve atıkların uygun şekilde yönetimi ruhsat sahibinin sorumluluğundadır.

6. SANTRAL TASARIMI

Elektrik fiyatlarının yükselmesi, teşvikler ve teknolojik gelişmeler, jeotermal kaynak için sıcaklık sınırının 110-120°C sınırına kadar çekmiştir. Atmosferik sıcaklığın daha düşük olduğu bölgelerde, daha düşük sıcaklıklı kaynaklardan da elektrik üretimi mümkün olabilmektedir. Kaynak sıcaklığı santral türünü belirlemektedir. Orta entalpili olarak tanımlayabileceğimiz 110-190°C arasındaki sıcaklığa sahip kaynaklar için çift çevrimli santraller uygun iken, yüksek entalpili kaynaklar için buhar türbinleri veya bileşik tip santral çevrimleri uygun olabilmektedir. 190-220°C arası tek buharlaştırmalı santraller, daha yüksek sıcaklıklar için çift veya üç buharlaştırmalı santraller veya "tek buharlaştırmalı + çift çevrim" santrallerden oluşan bileşik çevrim santralleri uygun seçim olarak görünmektedir. Buhar santrelleri, çift çevrimli santrellere göre daha yüksek verime sahip olmalarına karşın NCG'yi uzaklaştırmak için harcanan enerji nedeniyle, bazı koşullarda çift çevrimli santraller daha uygun olabilir. Ruhsat sahibinin kaynağın özelliklerine uygun bir santral tipi seçmesi gerekir. Santrallerin sipariş edildikten teslimine kadar geçen süre 16–36 ay arasında değişmekte, montajları 6–12 ay sürebilmektedir.

Jeotermal santrallerin tasarlanabilmesi için aşağıdaki çalışmaların tamamlanmış ve güvenilir verilerin üretilmiş olması gerekir:

- Üretim ve reenjeksiyon kuyularının akış performans ilişkisi
- Üretim kuyularının ortalama üretim entalpileri
- Santral çıkış sıcaklığının alt limiti
- Kondanse olmayan gaz (NCG) miktarı
- Kabuklaşma-korozyon, üretim ve enjeksiyon sırasında jeotermal suların kimyasal özellikleri
- Kuyuların, santral yerinin ve boru hatlarının geçeceği güzergahın koordinat ve kotları
- Bölgenin uzun dönem ortalama sıcaklık, nem
- Hakim rüzgar yönü ve maksimum rüzgar hızı
- Acil durum deşarj hattı veya toplama havuzunun yeri
- Enerji bağlantı noktasının yeri, bağlantı gücü
- Depremsellik ve zemin parametreleri
- Çevresel duyarlılıklar (gürültü, deşarj sıcaklığı, emisyon sınır değerleri)

Akış performans ilişkisi, jeotermal kuyularda kuyubaşı basıncı ve üretim /enjeksiyon debisi arasındaki ilişkinin çıkartılmasıdır. Kuyular kendiliğinden üretim yapabildiği gibi, pompa ile de üretim yapılabilir. Buhar türbinleri veya çift çevrimli santrallerde akışkanın belirli bir basınçta türbine veya eşanjörlere ulaşması gerekir. Bu değer, kuyubaşı basıncını ve üretim miktarını belirleyen bir değerdir. Ortalama akış entalpisi santral tasarımında bilinmesi gereken bir başka faktördür. Uç basınç yöntemi ve dinamik

sıcaklık ölçümleri ile ortalama akış entalpisi ve kuyu akış performansı belirlenebilir. Kondense olmayan gazlar buhar türbinleri ve çift çevrimli santrallerin verimleri üzerinde negatif etki yapmaktadır. Çift çevrimli santrallerde eşanjörlerin buhar bölümünden geçen NCG'ler, ikinci devreye iletilen enerjiyi azaltır. Buhar türbinlerinde NCG'nin türbin çıkışından uzaklaştırılması için kompresör ve ejektörlerin; çift çevrimli santraller için eşanjör boyutlarını belirlemek ve tasarım için NCG miktarının oldukça hassas şekilde bilinmesi gerekir. Mini gaz seperatörleri ve dinamik basınç profilleri kullanılarak NCG miktarları belirlenebilir.

Jeotermal akışkanların kimyasal özellikleri ve korozyon yapabilme eğilimleri malzeme seçimi üzerine etkili olmaktadır. Örneklemeler atmosfer koşullarında yapıldıklarından, uçucu bileşiklerin büyük bir kısmı sıvı fazdan ayrılmakta ve akışkanın kimyasal kompozisyonu önemli ölçüde değişmektedir. Örneğin hafif asidik (pH 4-5) olan jeotermal sular, atmosfer koşullarında örneklendiğinde hafif bazik (pH 8-9) olarak görülmektedir. Kuyu içinden başlanarak, reenjeksiyona kadar akışkanın geçeceği tüm yollar üzerindeki sıcaklık-basınç ve seperasyon koşulları altında, üretilen suların korozyon ve kabuklaşma koşulları dikkate alınmalıdır. AquaChem[10] ve PhrequeC[11] gibi programlar kullanılarak, kuyubaşında atmosfer koşullarında örneklenen suyun kimyasal kompozisyonundan hareketle suyun hareket ettiği bütün yol boyunca (üretim kuyusu, boru hatları, eşanjörler, seperatörler, reenjeksiyon kuyusu, rezervuar) akışkanın özellikleri, kimyasal kompozisyonu ve kabuklaşma eğilimlerini tahmin edilmesine olanak sağlar.

Uzun yıllar tüm dünyada jeotermal enerji önündeki en büyük engeli oluşturan kabuklaşma sorunu günümüzde büyük ölçüde çözümlenmiştir[12]. Artık genellikle, uygun inhibitörün bulunmasından ziyade, miktar ve maliyet optimizasyonu önem kazanmaktadır. Santralin devreye alınmasından önce, uygun inhibitörün bulunması ve kullanım oranlarının belirlenmesi, karşılaşılabilecek sorunların önceden belirlenmesi zamanı uygun kullanmak açısından zorunludur. Santral devreye alındıktan sonra, bu çalışmaları yapmak zaman ve üretim kaybına neden olur, üretim donanımlarının kirlenmesi ve yıpranmaları ile karşılaşılabilir. Uygun inhibitör ve dozajı saptayabilmek için, sahayı temsil edebilecek bir kuyu seçilerek, uygun derinliğe indirilmiş bir inhibitör boru düzeneği kullanılarak testler yapılmalıdır. Test sırasında dozaj miktarı, kuyu üretim miktarı, kuyubaşı basınç ve sıcaklığı ölçülmeli santral çalışma koşullarını kapsayan aralıklarda test yapılmalıdır. Su analizleri kuyubaşında yapılmalıdır, korozyon ve kabuklaşma kuponları inhibitörün çalışması hakkında görsel bilgiler sağlar.

Reenjeksiyon, saha yönetiminde en önemli unsurdur. Projenin başlangıcında oluşturulan kavramsal modele uygun yerlerde ve derinlikte seçilen reenjeksiyon kuyularında, önceden enjeksiyon testleri yapılarak kuyubaşı basınç-debi ilişkileri çıkarılmalıdır. Basılacak suların kabuklaşma yaratıp-yaratamayacağı, dolayısı ile reenjeksiyon koşullarından kaynaklanan inhibitör kullanımına gerek olup-olmayacağı belirlenmek zorunludur. Eğer reenjeksiyon için inhibitör kullanılacaksa, dozajlama yerleri saptanmalıdır. Geçirgenliğin düşük olması durumunda, yüksek kuyubaşı basınçlarında reenjeksiyon yapılması gerekeceğinden, enerji iç tüketimi artacak santralin toplam verimliliği azalacaktır.

Türbin verimleri, türbin girişi ve çıkış basıncı arasındaki farkla orantılı olduğundan, daha çok güç elde edebilmek için buhar ya da çift çevrimli santraller türbin çıkışındaki basıncı düşürmek gerekir. Bu nedenle türbin çıkışında buharın ya da gazın soğutulması gerekir. Bu iş için kondenserler kullanılır. Kondenserler ısı alış-verişini atmosfer ile yaptıklarından, hava sıcaklığı, nem ve rüzgar kondenserlerin verimini etkiler. Göreceli olarak daha düşük sıcaklık, daha düşük nem ve daha yüksek hızlara sahip rüzgarlı ortamlarda, santral üretimleri daha da artar. Su soğutmalı sistemler için, soğutma suyunun temin edilebilirliği, maliyeti, ortalama atmosferik koşullar dikkate alınmalıdır. Bazen her iki soğutma sistemi birlikte kullanılabilir.

7. İNŞAAT İŞLERİ

Sahada yapılan sondajlar neticesinde, belirlenen üretim ve re-enjeksiyon kuyularının konumlarına göre santral yeri belirlenmelidir. Boru güzergahları ve santral, alanın 1/1000 ölçekli topoğrafik haritasına işlenmelidir. Birkaç seçeneğe göre güzergah belirlenmesi yapılarak fayda-maliyet analizi ile karar verilmelidir. Bu aşamada topoğrafya, mülkiyet sahipleri ile ilişkiler, çevre, imar planları, doğal ve tarihi

koruma alanları, kamu arazilerinin konumu dikkate alınmalıdır. Üretim ve reenjeksiyon hatlarında topoğrafyanın sağlayacağı basınç avantajları, santral yeri seçiminde uzun dönem işletme maliyetini düşürebilir. Mümkünse, üretim kuyularının taşıma hattında fazla basınç kaybına neden olmadan santrale iletilmesine olanak sağlamalı ve reenjeksiyon kuyularının ise geri suyun basılmasında pozitif basınçtan yararlanabilecek şekilde santral sahasından daha düşük kotta olması tercih edilmelidir. Santral montajı, boru hatları, yollar, enerji nakil hatları da dahil kuyular delindikten sonra üretime kadar yapılması gereken çalışmalar 30–40 ay arasında değişebilir.

Belirlenen santral sahası belediye mücavir alan içinde olması halinde bağlı olduğu Belediye, mücavir alan dışında ise bağlı olduğu ilin İl Özel İdaresine müracaat edilmelidir. İmara açık olmayan yerlerde, mevzi imar çalışması yapılması gerekir. Bu işleme başlamadan önce, İl Sağlık Müdürlüğü, İl Tarım Müdürlüğü, İl Müze Müdürlüğü, Devlet Su İşleri (DSİ), Karayolları Müdürlüğü, İl Çevre ve Orman Müdürlüğü, Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ (TEDAŞ), İlçe Jandarma Komutanlığından ön izin alınır. İmara konu saha ile ilgili yapılan harita çalışması, imara esas zemin etüd çalışması ve imar planı ile birlikte imar için başvuru yapılır.

Santral inşasına esas mimari projeler, santrale ait soğutma kuleleri, jeneratör ve türbin ağırlıklarına ve zemin etüd parametrelerine göre statik projelerin hazırlanması ile birlikte, yapının mimarlık hizmetlerine esas olan sınıfı ile inşaat ruhsatı alınır. Elektrik üretim lisansı almak için enerji iletim hattını ve bağlantı noktasını gösteren tek hat şemasıyla EPDK' ya başvuru yapılır. Bağlantı noktası santral kurulu gücüne bağlı olarak ki 10 MW altında ise elektrik dağıtım merkezlerine bağlanılacağı gibi, trafo merkezlerini de bağlanılabilir. Santral 10 MW üstünde ise trafo merkezlerine bağlanmak zorunludur. Santral sahası ve enerji bağlantı noktası belirlendikten sonra, elektrik projeleri hazırlanır. Enerji nakil hattı güzergahında mülk sahipleri ile irtifak hakkı kurulması için anlaşma sağlanamaz ise EPDK ya başvuru yapılarak kamulaştırma ve irtifak hakkı talebinde bulunulur. Santralin test deneme çalışmaları ile birlikte, santral ile ilgili tüm projeler, inşaat, mekanik, mimari, zemin etüd, elektrik projeleri kesin kabul için ETKB' ya başvuru yapılır.

8. SAHA YÖNETİMİ

Jeotermal sahalarda sürdürülebilir bir işletme, üretim kapasitesini optimize edilmesi saha yönetiminin temel felsefesidir. Projenin başarısını, saha yönetimindeki başarı belirler. Sahada kurulu işletmenin gereksinim duyduğu enerji, projenin başında ve uzun dönemde sağlanabilmelidir. Sahadaki üretim ve reenjeksiyon faaliyetlerinin, kaynağa etkileri bilinmelidir. Başlangıçtan itibaren sahanın sıcaklığı, rezervuar basıncı, su kimyasını düzenli olarak ölçüp, kayıt edecek bir izleme programı yapılmalı, ölçme ve analiz standartları belirlenmeli, kalibre edilmiş cihazlar kullanılmalıdır. İşletmeye başlanmadan önceki değerler doğal durumu temsil eden, referans noktaları olacağı için özellikle ve dikkatlice kayıt altına alınmalıdır.

Üretim kuyularında yılda iki kez, statik, dinamik sıcaklık-basınç, basınç yükselme ve azalma testleri yapılmasında ve öncekilerle karşılaştırılmalıdır. Bu tip ölçmelerin yanısıra, sahayı temsil edebilecek gözlem kuyularında sürekli rezervuar basıncı ve sıcaklığını ölçen aletlerin kullanılması ve projenin başından itibaren rezervuar modellerinin kurulup, çalıştırılmasında fayda vardır. Reenjeksiyonun sahaya etkilerini izlemek için tracer testler ve sismik izlemelerden yararlanılabilir. Sahanın davranışının modellenmesi, model ve gözlem değerlerinin karşılaştırılarak, modelin güncellenmesi sahanın davranışının daha doğru kestirilmesine yardımcı olur.

TARTIŞMA

Yasada[1] belirtilen teşvikler oldukça yetersizdir. Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu yatırımcılara arama aşamasında yeterli teşvikleri sağlamamaktadır. Yatırımcılar, bir an evvel elektrik üretim lisans sahibi olup, lisansın sağladığı teşviklere kavuşmak zorunda kalmaktadır. Diğer yandan

jeotermal yasa, ruhsat sahiplerini 3+1 yıl içerisinde işletme ruhsatına sahip olmaya zorlamaktadır. Aksi halde ruhsat düşmektedir. İlgili yönetmelik [7] ruhsat sahiplerini, kısıtlı bir sürede elektrik üretim lisansı almak durumunda bırakmaktadır. MTA'nın ihale yolu ile devrettiği jeotermal sahalarda da, hak sahipleri 3 ay içinde lisans başvurusu yapmak durumunda kalmışlardır. Oysa bu sahaların hiç birinde, ihalelerin yapıldığı tarih itibari ile lisansa konu olacak duyarlılık ve kesinlikte bir santral gücü belirtme olanağı yoktur. Bu nedenle yatırımcılar, tahmini bir değerle lisans başvurusu yapmakta, daha sonra, santrallerin devreye alınması aşamasında lisans değişikliği yoluna gitmektedir. Bu uygulama bir yığın zaman kaybına neden olmakta resmi makamlar ve yatırımcılar gereksiz yere meşgul edilmektedir.

Yasanın, arama aşamasını teşvikten uzak olması ve teşviklerin çoğunlukla üretim aşamasında yapılması yatırımcıları yeterince özendirmemektedir. Böyle olunca, yatırımcılar yeni sahalarda arama yapmak yerine keşfedilmiş sahalara sahip olmak için, oldukça yüksek bedel ödemektedirler. Arama aşaması genellikle yatırımcının öz sermayesi ile, yürütmek zorunda kaldığı projenin finansmanı için maddi olanakların çok kısıtlı olduğu bir dönemdir. Belirsizliklerle karşı karşıya olan yatırımcının arama aşamasında teşvik edilmesi bir yana, pahalı arama maliyetinin riski ve yanı sıra kullanılan malzeme ve yakıt üzerindeki ağır vergiler yatırımcıların cesaretini kırmaktadır. Arama aşaması için Dünya Bankası tarafından sağlanan, Türkiye Kalkınma Bankası tarafından kullanılan düşük faizli krediler kullanılabilir. Ayrıca, Dünya Bankası'nın arama aşamasındaki riskleri paylaşan ve sigorta eden bir fonu bulunmaktadır. Ancak bu fonun destek sağlama ve hibe koşulları yatırımcı için kabul edilemeyecek derecede ağır koşullara bağlı olduğundan henüz kullanılamamıştır.

İdarelerde jeotermal konusuna ve mevzuata hakim uzmanlar bulunmadığı gibi, uygulama birlikteliği de yoktur. İdareler arasında ilgili yasa ve yönetmelikler çok farklı, birbirine zıt olabilmektedir.

Bir başka sıkıntı ÇED konusunda yaşanmaktadır. Jeotermal saha arama ve geliştirme çalışmaları dinamik işleyen projelerdir. Belirli kavram ve düşünceye göre oluşturulan proje delinen her kuyu ile yer, şekil ve boyut değiştirebilmektedir. Arama sondaj çalışmaları toplam 10.000 m 'ye kadar ÇED'den muaftır. Sondaj miktarının toplamda 10.000 m'yi aşması durumunda "ÇED Gerekli Değildir" belgesi gerekmektedir. Kuyular ve santral yeri için alınan ÇED'lerde, çalışma yerinin belirtilmesi zorunludur. Kuyu veya santral yeri değiştikçe (ki proje sırasında sık sık olmaktadır) yeniden ÇED çalışması yapılmaktadır. Bunların yerine yapılması gereken, saha araştırma ve saha geliştirme safhasında ruhsat bazında ÇED yapılması ve bu zaman zarfında açılacak her kuyu için yapılması gerekenlerin belirlenmesi daha akılcı olacaktır. Sınırlı da olsa, teşvikten yararlanabilmek adına alınan Elektrik Üretim Lisansları için gerekli olan CED gerekli değildir belgesi alabilmek için geçici projeler geliştirilmekte ve buna bağlı olarak gereksiz iş yükü artırılmaktadır. Kuyular için yapılan her ÇED başvurusunda delinecek kuyuların derinliğinin yanı sıra önceden tahmin verilmesi çok zor olan bilgiler (sıcaklık, debi, basınç) değerleri de istenmektedir.

Sondaj ve test çalışmaları planlanmasında, makina ve ekipmanın temin süreleri dikkate alınmalıdır. Temin süreleri ve sondaj süreleri dikkate alındığında, özellikle derin kuyuların delinmesi gereken sahalarda 3 yıllık arama ruhsat süresi çok kısadır. Önümüzdeki yıllarda işletme ruhsatı alamayan, bir çok ruhsatın düşeceği beklenmektedir. Keşfi yapılan bir sahada enerji üretimine geçilebilmesi için gereken en az süre 40-60 ay arasında değişmekte olup, fizibilite çalışmalarında dikkate alınması gerekir.

Santral tasarımında kaynağının fiziksel ve kimyasal özellikleri yanı sıra, çevrim tipi, kuyu performansları, topoğrafya, atmosfere ait koşullar net üretimi etkileyebilmektedir. Sahanın optimum kullanımı ve güvenilir bir şekilde geliştirilebilmesi için sahada sürekli ve periyodik ölçme ve gözlemler yapılmalı, sahanın davranışı modellenerek takip edilmelidir.

KAYNAKLAR

[1] Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu", Kanunun no. 5686, Resmi Gazete 26551, 13.6.2007, Ankara.

- [2] BAŞEL KORKMAZ, E.D., "Türkiye Jeotermal Enerji Potansiyelinin Araştırılması", İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, p.327, 2010.
- [3] Elektrik Piyasası Kanunu", Kanunu no:4628, Resmi Gazete 24335, 03.03.2001, Ankara.
- [4] Kamulaştırma Kanunu", Kanun no: 2942, Resmi Gazete 18215, 8.11.1983, Ankara.
- [5] Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun", Kanun No: 5346, Resmi Gazete 25819, 18.05.2005, Ankara.
- [6] ETKB, Enerji Tesisleri Proje Yönetmeliği", Resmi Gazete 27434, 16.12.2009, Ankara.
- [7] ETKB, Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu Uygulama Yönetmeliği" , Resmi Gazete 27024, 14.10.2008, Ankara.
- [8] Yatırım ve İstihdamın Teşviki ile Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun", Kanun no: 5084, Resmi Gazete 25364, 06.02.2004."
- [9] Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun", Kanun no:6094, Resmi Gazete 27809, 08.01.2011.
- [10] AquaChem, Software for Graphical and Numerical Analysis and Modeling of Water Quality Data", Rockware Inc.,
- [11] PhreeqC, A Computer Program for Speciation, Batch-Reaction, One-Dimensional Transport, and Inverse Geochemical Calculations", USGS.
- [12] AKSOY, N ""Jeotermal Sahalarda Kabuklaşma ve Çözüm Önerileri", VIII. Tesisat Kongresi, Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretimi, 143–153, 25–28 Ekim, İzmir, 2007.

ÖZGEÇMİŞ

Niyazi AKSOY

1984 yılında İTÜ Petrol Mühendisliği Bölümünü tamamladı. 1984–1995 arasında MTA Genel Müdürlüğü jeotermal projelerinde sondaj ve test mühendisi olarak görev yaptı. 2001 yılında DEÜ Uygulamalı Jeoloji ABD'den doktora derecesi aldı. Halen DEÜ'de Doçent olarak görev yapmaktadır, jeotermal enerji projelerinde sondaj, test, saha yönetimi konularında danışmanlık yapmaktadır.

Mehmet ŞİŞMAN

1975 yılında Kahramanmaraş'ta doğdu. İlk orta ve lise eğitimini K.Maraş'ta tamamladı. 2000 yılı Ankara Üniversitesi Fen Fakültesi Jeoloji Mühendisliği Bölümünden mezun oldu. 2001 yılı – 2003 yılları arasında; FERYAPI LTD. ŞTİ'inde İlis-Seve Barajında arazi mühendisi olarak görev aldı. Aynı şirkete ait Adana-Yüreğir Kılıçlı göleti ve K.Maraş Başkonuş Meydan göletinde şantiye şef yardımcısı olarak görev yaptı. 2004 yılı itibarıyla Kipaş Holding bünyesinde farklı departmanlarda görevlerde yer aldı. Halen Maren A.Ş. ve Kiper Enerji A.Ş. de Genel Müdür olarak görev yapmaktadır.