

**T.C.
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
MUHASEBE BİLİM DALI**

**“TERMİK ENERJİ SANTRALİ İŞLETMELERİ İÇİN MALİ
FİZİBİLİTE ÇALIŞMALARI, YATIRIM FİNANSMANI VE ÖRNEK
BİR UYGULAMA”**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Hazırlayan
Zeki EKİNCİ**

**Tez Danışmanı
Yrd. Doç. Dr. Rıdvan BAYIRLI**

Ankara - 2011

ONAY

Zeki EKİNCİ tarafından hazırlanan “**Termik Enerji Santrali İşletmeleri İçin Mali Fizibilite Çalışmaları, Yatırım Finansmanı ve Örnek Bir Uygulama**” başlıklı bu çalışma, **22.02.2011** tarihinde yapılan savunma sınavı sonucunda **oybirliği** ile başarılı bulunarak jürimiz tarafından İşletme Anabilim Muhasebe Bilim dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

[İ m z a]

Doç.Dr. Yıldız AYANOĞLU (Başkan)

[İ m z a]

Doç.Dr. Mehmet ARSLAN

[İ m z a]

Yrd.Doç.Dr. Ridvan BAYIRLI (Danışman)

ÖNSÖZ

Günümüzde enerjiye duyulan ihtiyaç; teknolojinin gelişmesi ve insanların yaşam standartlarının da yükselmesi nedeniyle, her geçen gün artmaktadır.

Ülkemiz, enerjisini karşılamada büyük ölçüde dışarıya bağımlıdır. Evlerde, otomobillerde ve sanayide kullanılan; doğalgaz, kömür ve petrol türevleri büyük ölçüde ithalatla karşılanmaktadır.

Enerji çeşitlerinden biri olan elektrikte; Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından veya Fosil Enerji Kaynaklarından üretilmektedir.

Tez konusu olan; Termik Enerji Santrali İşletmelerindeki Mali Fizibilitesi de, son derece güncel bir konu olan, enerji üzerine dikkat çekmek amacıyla hazırlanmıştır.

Termik Enerji Santrallerinin (TES) kaynağı, kömürdür. Ülkemiz özellikle Termik Enerji Santralinde kullanılacak linyit kaynakları açısından zengindir.

Kendi doğal kaynaklarımızdan biri olan Linyit Kömürü ile, enerjide dışa bağımlılığı azaltarak, aynı zamanda verimli bir enerji alternatifi olarak değerlendirebiliriz. TES'de bu açıdan önem kazanmaktadır.

Bilinen fosil yakıtları içinde; petrolün yaklaşık 40, doğalgazın 65 ve kömürün ise 240 yıllık daha belirlenen rezervlerinin bulunduğu bilinmektedir. Ekonomik olarak diğer önemli bir konu da; özellikle evlerde ve sanayide kullanılmayan düşük kalorili kömürlerin, TES'de kullanılması mümkündür. Böylece, toprağın altında duran, ancak ekonomiye kazandırılmayan kömürlerin değerlendirilmesi mümkün olabilecektir.

Tez konusu olarak TES'nin mali fizibilitesi ve finansmanın seçilmiş olması da; tesadüf değil, bilakis kamuoyunu ve yatırımcıların dikkatini bu noktaya çekmektir.

TES'lerin kurulması aşamasında karşımıza çıkabilecek konular ve Ülkemiz için oldukça yüksek kurulum maliyeti bulunan TES'lerin, nasıl finanse edilebileceği konusu da Tez içeriğinde irdelenmiştir.

Uygulama örneği olarak da Çankırı İli, Orta İlçesi'nde kurulmakta olan 1x135 MW'lık, linyit kömürü ile çalışacak bir termik santralinin mali projeksiyonları irdelenmiştir.

Termik enerji santralleri yatırımlarının değerlendirilmesi ve yatırıma karar verme süreçleri, uygulama örneği verileri ile açıklanma yöntemi tercih edilmiştir.

Ayrıca ilk defa bu tez için; riskli ortamlarda, senaryo analizi ile yatırım projelerin değerlendirilmesine yer verilmiştir. Bu çalışmada, linyit kömürü ile çalışan santralin risk katsayısı belirlenmiş ve nakit akışına etkisi konusu irdelenmiştir.

Enerji konusuna ilgi duyan ve bu alana yatırım yapmak isteyen yatırımcılara bu tezin faydalı olmasını dilerim.

Zeki EKİNCİ

İstanbul, 2011

İÇİNDEKİLER:

ÖNSÖZ	i
SİMGELER VE KISALTMALAR	vi
TABLolar\ŞEKİLLER DİZİNİ	vii
GİRİŞ	1
BİRİNCİ BÖLÜM	3
I- ENERJİ VE TERMİK ELEKTRİK SANTRALİ	3
1.1. Enerjinin Tanımı ve Çeşitleri	3
1.2. Elektrik Enerjisi ve Kaynakları	4
1.3. Enerji Santralleri ve Enerji Talebi	7
1.3.1. Dünyadaki Enerji Talebi ve Genel Değerlendirme	7
1.3.2. Türkiye’de Enerji	13
1.3.3. Linyit Kaynaklarımız Üretim\Tüketim ve Rezerv Durumu	21
1.3.4. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Projeksiyonu	27
İKİNCİ BÖLÜM	34
II- TES MALİ FİZİBİLİTESİ	34
2.1. Yatırımın Fizibilite Raporunun Hazırlanması	34
2.1.1. Yatırım Konusu İle İlgili Genel Bilgiler	34
2.1.2. Pazar Analizi Bölümü	35
2.1.3. Ekonomik Bölüm	35
2.1.4. Teknik İnceleme Bölümü	36
2.1.5. Mali İnceleme Bölümü	36
2.1.6. Sonuç ve İstek Bölümü	38
2.2. Yer Seçimi ve Çevresel Faktörler	38
2.3. Kapasiteye Karar Verilmesi	41
2.4. Teknik Etüd Çalışmaların Yapılması	42
2.4.1. Kömür Yakma Teknolojileri	42
2.4.1.1. Kritik Üstü Basınçlara Çıkmak	43
2.4.1.2. Atmosferik Emisyon Kontrolü	44
2.4.1.3. Akışkan Yatakta Yakma Teknolojisi	45

2.4.1.4. Kömür Gazlaştırma Teknolojileri	45
2.4.1.5. Entegre Gazlaştırma-Kombine Çevrim (EGKÇ) Teknolojisi.....	45
2.4.1.6. İleri Kömür Gazlaştırma ve Yakıt Hücreleri Teknolojileri	46
2.4.1.7. Türkiye Açısından Kömür Yakma Teknolojileri	47
2.4.2. ÇED Çalışmaları	50
2.4.3. Maden Rezervinin Belirlenmesi	54
2.5. EPDK'dan Üretim Lisans İzinin Alınması	58
2.6. Yatırımın Değerinin Belirlenmesi.....	61
2.7. Yatırımın Zaman Çizelgesi.....	62
2.8. İleriye Dönük 20 Yıllık Projeksiyonların Yapılması	63
2.9. Termik Santral Yatırımından Yararlanılacak Devlet Teşvikleri	64
2.10. TES Yatırım Projesinin Değerlendirmesi.....	65
2.10.1. Geri Ödeme Süresi.....	67
2.10.2. Net Bugünkü Değere Göre Yatırımın Değerlendirmesi.....	70
2.10.3. Yatırımın İç Karlılık Oranın Bulunması	72
2.10.4. Hissedarlara İç Karlılık Oranı.....	74
2.10.5. Termik Santral Yatırımının Başa Baş Noktasının Bulunması... ..	76
2.10.6. Riskli Ortamlarda Senaryo Analizi ile Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi.....	79
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM	86
III- TES YATIRIMININ FİNANSMANI	86
3.1. Yatırım Aşamasında EPDK'ya Verilecek Lisans Teminatları	86
3.2. Yabancı Sermaye Olarak Bulunacak Finansman Alternatifleri.....	91
3.2.1. Türkiye'deki Yatırım Bankaları Aracılığı İle Finansman	95
3.2.1.1. Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş. (TSKB) İle Finansmanı	96
3.2.1.2. Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş. İle Finansmanı	98
3.2.2. Yurt Dışından İhracatçının Ülke Eximbankası Aracılığı İle Finansmanı	100
3.3. Özkaynak Olarak Kullanılacak Tutarın Belirlenmesi	104
DÖRDÜNCÜ BÖLÜM	106
IV-TERMİK ENERJİ FİZİBİLİTESİ ÖRNEK UYGULAMASI	106

4.1. Uygulama Örneğinin Tanıtımı	106
4.1.1. Linyit Kömür Rezervi ve İşletmesi.....	106
4.1.2. Yatırımın Makine, Ekipmanları ve İnşaatı	108
4.1.3. Organizasyon ve İnsan Kaynakları	111
4.1.4. Elektrik Satış Gelirleri Projeksiyonu	111
4.1.5. Satışların Maliyeti Projeksiyonu.....	113
4.1.6. Faaliyet Giderleri Projeksiyonu	117
4.2. Projekte Edilmiş Mali Tablolar.....	120
SONUÇ VE DEĞERLENDİRME	134
KAYNAKÇA	141
EKLER.....	144
ÖZET	152
ABSTRACT	153

SİMGELER VE KISATMALAR

3S Enerji veya Şirket	: 3S Enerji ve Maden Üretimi A.Ş.
ÇED	: Çevre Etkileri Değerlendirme Raporu
Çevre Bakanlığı	: T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
Elektrik Piyasası Kanunu:	4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Elektrik Piyasası Yönetmeliği.
Enerji Bakanlığı	: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EPC	: Mühendislik, Tedarik ve İnşaat Kontratı.
EPDK	: Elektrik Piyasası Denetleme Kurulu
EUAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
FVAÖK	: Faiz Vergi Amortisman Öncesi Kar
HES	: Hidro Elektrik Santrali (Su ile çalışan)
IEA	: Dünya Enerji Ajansı
Maden Kanunu	: 5177 Sayılı Kanunla Değişik 3213 Sayılı Maden Kanunu ve Maden Kanunu Uygulama Yönetmeliği
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
NPV	: Net Bugünkü Değer
PEE	: Petrole Eşdeğer Enerji
R.G.	: Resmi Gazete
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TES	: Termik Elektrik Santrali (Kömür ile çalışan)
TKB	: Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş.
TSKB	: Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş.
USGS	: US Geological Survey

TABLOLARİŞEKİLLER DİZİNİ

Tablo 1.1. Dünya Nüfusunun Tarihsel Gelişimi.....	7
Tablo 1.2. Dünya Enerji Tüketiminin Yıllara Göre Değişimi	8
Tablo 1.3. Türkiye'nin Enerji Kaynaklarının Rezerv ve Tahmini Tüketimi	13
Tablo 1.4. Birincil Enerji Tüketimimizde Kaynakların Payı	14
Tablo 1.5. Birincil Enerji Kaynaklarında Dışa Bağımlılık Oranı	15
Tablo 1.6. Türkiye Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı	15
Tablo 1.7. Toplam Kurulu Elektrik Enerjisi Gücün Mülkiyet Dağılımı	16
Tablo 1.8. Türkiye Elektrik Enerjisi Gücünün Enerji Kaynağına Göre Dağılımı	17
Tablo 1.9. Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli.....	20
Tablo 1.10. Türkiye'nin Linyit Kömürü Yatakları Haritası	23
Tablo 1.11. Türkiye'nin Yıllara Göre Elektrik Üretiminin Kaynak Payları	26
Tablo 1.12. Dünya Elektrik Enerjisi Üretiminde Kaynakların Payı	26
Tablo 1.13. Dünya Ülkelerinin Kömürden Elektrik Üretimi Payı	27
Tablo 1.14. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Yüksek Senaryo	28
Tablo 1.15. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Yüksek Senaryo Grafiği	29
Tablo 1.16. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Düşük Senaryo	29
Tablo 1.17. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Düşük Senaryo Grafiği	30
Tablo 1.18. Tahmini Kapasite Projeksiyonu, Yüksek Senaryo	32

Tablo 1.19. Tahmini Kapasite Projeksiyonu, Düşük Senaryo	32
Tablo 1.20. Tahmini Kapasite ve Talep Projeksiyonu Grafiği.....	33
Tablo 2.1. Uygulama Projesi Toplam Yatırım Tutarı	62
Tablo 2.2. Geri Ödeme Süresinde Nakit Para Girişleri.....	68
Tablo 2.3.Sabit\Değişken Maliyetler.....	77
Tablo 2.4. Kömür Tiplerine Göre Elde Edilecek Enerji	80
Tablo 2.5. Tahmini Kömür Yüzdelerine Göre Kalorileri	81
Tablo 2.6. Uygulama Projesi Nakit Akımları Tablosu	83
Tablo 3.1. Kaynak Bazında Toplam Birim Yatırım Tutarı	89
Tablo 3.2. Üretim Lisansı İçin Banka Teminatı Formülü	90
Tablo 4.1. Maden Sahası Genel Rezerv Durumu	107
Tablo 4.2. TES Yatırım Harcamaları	108
Tablo 4.3. TES Yatırımı EPC Yatırım Detayı	109
Tablo 4.4. TES Projesi Personel Listesi.....	111
Tablo 4.5. Birim Fiyat Projeksiyonu.....	112
Tablo 4.6. TES Gelir Projeksiyonu	113
Tablo 4.7. Açık Ocak Kömür Birim Maliyeti.....	115
Tablo 4.8. Kapalı Ocak Kömür Birim Maliyeti.....	115
Tablo 4.9. Satışların Maliyetin Dağılımı	117
Tablo 4.10. Faaliyet Giderlerinin Dağılımı	119

Tablo 4.11. Proje Nakit Akımları	121
Tablo 4.12. Projekte Edilmiş Bilançolar.....	123
Tablo 4.13. Projekte Edilmiş Gelir Gider Tablosu	125
Tablo 4.14. Satışların Maliyeti.....	127
Tablo 4.15. Faaliyet Giderleri.....	129
Tablo 4.16. TES Projesinin Net Bugünkü Değeri	131
Tablo 4.17. TES Projesinin Hissedarlara Net Bugünkü Değeri	132
Tablo 4.18. TES Projesinin İç Verimi	133

GİRİŞ

Dünya nüfusu artarken, enerjiye duyulan ihtiyaç da her geçen yıl artmaktadır. Buna karşın, fosil yakıtları olarak tabir edilen, petrol, kömür ve doğalgaz kaynakları ise tüketimden dolayı azalmaktadır.

Alternatif enerji kaynakları olan yenilenebilir enerjiler de (rüzgar, güneş, termal vb) durum ise; bugün itibariyle enerji ihtiyacını karşılamaktan çok uzaktır.

Diğer bir alternatif enerji kaynağı olarak gösterilen nükleer enerji de, özellikle Çernobil felaketinden sonra, daha ihtiyatla bakılmaktadır.

Türkiye’de; birincil enerji kaynaklarında dışa bağımlıdır. Elektrik enerjisinde üretimin tamamının yerli üretim olmasına karşın, Enerji Santrallerinde kullanılan yakıtların yaklaşık % 55’i ithal hammaddedir. Dolayısıyla, aslında elektrik enerjisinde de ülkemiz ithalat hammaddesine bağımlı bir hale gelmiştir.

Türkiye’nin elektrik enerjisini karşılayabilecek iki ana kaynağımız mevcuttur:

- a) TES için, kömür ve linyit rezervlerimiz,
- b) HES için, akarsu kaynaklarımız.

Tez kapsamında da, Türkiye’nin ana kaynaklarından biri olan kömür ile çalışan TES’nin önemi anlatılmaya çalışılmıştır. Özellikle evlerde ve sanayide kullanılmayan düşük kalitede ki linyit rezervlerimizin TES’nde kullanılması mümkündür.

Tezin, Birinci Bölümünde; Enerji çeşitleri ve Enerji Santralleri hakkında genel bir tanıtım yapılmıştır. Dünya’da ve Türkiye’de enerji talebi ile ilgili değerlendirmeye yer verilmiştir. Ayrıca, tez konumuz TES’nin yakıt hammaddesi olan kömür rezervlerimize yer verilmiştir. Türkiye’deki elektrik

enerjisi üretim ve tüketim projeksiyonları konusunda tahminlere yer verilmiştir.

İkinci Bölümde; TES'nin mali fizibilitesinin hazırlanması ve bu aşamada yaşanan süreçler, uygulama örneğimiz verileri ile açıklanmıştır. TES yatırım projesinin, değerlendirilmesi konusu ele alınmış, statik ve dinamik değerlendirme yöntemlerinden örneklemeler yapılmıştır. Riskli ortamlarda, TES alternatif projesinin değerlendirilmesi konusu da, ilk defa bu Tez kapsamında Senaryo Analizi ile TES'nin hammaddesi olan Linyit Kömürünün risk katsayısı belirlenerek, uygulama örneğinin Net Bugünkü Değeri yeniden hesaplanmıştır.

Üçüncü Bölümde; TES yatırımının finansmanı konusu ele alınmıştır. TES için, yurt içi ve dışından bulunacak yabancı kaynak alternatifleri üzerinde durulmuştur. Ayrıca; uygulama örneği üzerinden, yabancı kaynak\özkaynak oranının tespit edilmesi ve sağlanan yabancı kaynağın faiz ve geri ödemelerine ilişkin uygulamaya yer verilmiştir.

Dördüncü Bölümde; uygulama örneğimiz olan 135 MW gücündeki TES'nin tanıtımı yapılmıştır. TES'nin ekonomik ömrü olan 20 yıllık; Blanço, Gelir Gider, Maliyetler, Nakit Akımları, Net Bugünkü Değerler ve İç Verimlilik Tablolarına yer verilmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

I- ENERJİ VE TERMİK ELEKTRİK SANTRALİ

1.1. Enerjinin Tanımı ve Çeşitleri

Herhangi bir hareketi yapan ya da yapmaya hazır olan kabiliyete enerji denir. Kısaca; iş yapma yeteneği olarak da tanımlanabilir.

Enerji çeşitleri:

1. Mekanik Enerji.
2. Isı Enerjisi.
3. Işık Enerjisi.
4. Kimyasal Enerji.
5. Elektrik Enerjisi.

Mekanik Enerji; bir hareket sonucu ortaya çıkan enerjiye denir. Örneğin; rüzgar bir pervaneyi kinetik enerjisi nedeni ile çevirir. Bu pervaneye bağlı jeneratör de elektrik üretir. Böylece; rüzgarın kinetik (hareket) enerjisi elektrik enerjisine dönüşmektedir.

Isı Enerjisi; Kömür, petrol, linyit, doğalgaz gibi yakıtların yakılmasıyla ortaya çıkmaktadır. Elde edilen ısı enerjisi ilk önce türbinler yardımıyla mekanik enerjiye, daha sonra da jeneratörler yardımıyla elektrik enerjisine dönüştürülebilmektedir. Evlerimizde kışın ısınmak, mutfak ve banyoda sıcak su elde etmek, yemek pişirmek için ısı enerjisinden sıkça faydalanırız.

Kimyasal Enerji; kimyasal tepkime sonucunda ortaya çıkan enerjiye kimyasal enerji adı verilmektedir. Günlük hayatımızda sıkça kullandığımız pil

ve aküler kimyasal enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren düzeneklerdir. Pil ve akülerde elektrik enerjisinin depolanması mümkün olabilmektedir.

Nükleer Enerji; Uranyum, plütonyum gibi ağır atomların bölünmesi veya helyum, hidrojen, lityum gibi hafif çekirdeklerin birleşmesi sonucunda ortaya çıkmaktadır. Günümüzde birçok ülke, nükleer enerjiden elektrik enerjisi elde etmek amacıyla faydalanmaktadır.

Elektrik Enerjisi; cisimlerin atom yapısındaki elektronların hareket etmesiyle oluşan kuvvete elektrik enerjisi adını vermekteyiz. Elektrik enerjisi maddeye ait bir özelliktir. Gözle görülmez fakat tesiriyle hissedilir.

Elektrik enerjisi diğer enerji çeşitlerinden elde edilebilir ve diğer enerji çeşitlerine kolayca dönüşebilir.

1.2. Elektrik Enerjisi ve Kaynakları

Elektrik, bir atomun içinde bulunan elektronların yer değiştirilmesiyle oluşan bir hareketin doğurduğu sonuçtur. Serbest elektronların hareketlerinden kaynaklanan bir enerjidir. Genelde bakır veya alüminyum tel ile iletilen “alternatif ve doğru” akım modelleri olan bir enerjidir. (URAL, 1973: 1)

Elektrik, durağan ya da devingen yüklü parçaların yol açtığı fiziksel olgudur. Elektrik yükü, maddenin ana niteliklerinden biridir ve temel parçacıklarından kaynaklanır. Elektrik olgusunda rol oynayan temel parçacık yükü, negatif işaretli olan elektrondur. Elektriksel olgular çok sayıda elektronun bir yerde birikmesiyle ortaya çıkar. Elektrik olgusunda rol oynayan diğer parçacık yükü, pozitif işaretli protondur.

Elektrik yüklü cisimler mıknatıs gibidir. Negatif ve pozitif yüklü cisimler birbirini çeker, ama aynı elektrikle yüklü olan iki cins birbirini iter.

Elektrik bakır gibi iletken bir telin manyetik bir alan içinde hareket ettirilmesi ile üretilir. Elektrik jeneratörü, bir mıknatıs içinde dönen (rotor) sarıllı

iletken tellerin bulunduğu (stator) ve bu tellerin mıknatıs içinde dönmesiyle elektrik akımı üreten bir makinedir. Evlerimizde, işyerlerimizde, endüstride gereksinim duyduğumuz büyük miktardaki elektrik enerjisini elde etmek için, elektrik jeneratörlerini döndürecek büyük güç santrallerine ihtiyaç duyarız. Çoğu güç santrali, jeneratörü döndürmek için ısı üretiminde bulunurlar.

Bugün birkaç çeşit elektrik üretme metodu vardır. Bilindiği gibi tabiatta hiçbir enerji yoktan var edilmez, elektrik üretilirken de yoktan var edilmiyor. Doğada bulunan ve var olan ancak; “ısı, güneş, rüzgar ve benzerleri” gibi direkt kullanımı daha zor olan değişik enerji türlerinin şekil değiştirmesiyle elde edilmektedir.

Elektrik Enerjisi Üretim Kaynaklarını aşağıdaki şekilde sınıflayabiliriz:

a) Ana Enerji Kaynakları;

- Su Enerjisine Hidrolik,

- Kömür, petrol ve gaz enerjisine Termik,

- Çekirdek enerjisine de Nükleer enerji denilmektedir.

b) Alternatif (yenilenebilir) Enerji Kaynakları ise;

- Rüzgar,

- Güneş,

- Jeotermal,

- Biyokütle enerjileridir.

Fosil yakıtlı santraller ısı üretimi için doğal gaz, kömür ve petrol yakarlar. Nükleer santraller de uranyum yakıtını parçalayarak ısı üretirler. Ancak bütün bu değişik tip santraller ürettikleri ısıyı, suyu buhar haline dönüştürmek için kullanırlar. Oluşan buhar ise elektrik jeneratörüne bağlı olan türbine verilir. Su buharı, türbin şaftı üzerinde bulunan binlerce kanatçık

üzerinden geçerken daha önce üretilen ısıdan almış olduğu enerjiyi kullanarak, türbin şaftını döndürür. İşte bu dönme, jeneratörün elektrik üretmek için gereksinim duyduğu mekanik harekettir. Jeneratörde oluşan elektrik ise iletim hatları denilen iletken teller ile kullanılacağı yere gönderilir.

Elektrik üretmek için kullanılan diğer bir yöntem ise hidrolik santrallerdir. Bu yöntem ile barajlarda biriktirilen su, bir su türbini üzerinden geçirilir ve türbine bağlı elektrik jeneratörü döndürülerek elektrik üretilir.

Su, güneş, rüzgar ve jeotermal kaynaklar; Yenilenebilir Enerji Kaynakları denir. Bu kaynaklar diğerleri gibi tükenmezler. Petrol, doğal gaz, kömür, uranyum gibi maddeler önümüzdeki birkaç yüzyıl içinde tükenecektir.

Rüzgar, güneş ve jeotermal enerji kullanılarak üretilen enerji miktarı, asıl ihtiyacımızı kendi başımıza karşılamaktan uzaktır. (İTÜ, 2007: 10) (Nükleer Teknoloji Platformu, www.nukte.org , 20.09.2009)

Elektrik üretim işlemlerin yapıldığı sistemlere de; genel olarak Elektrik Santrali denir.

Elektrik insanoğluna, son derece kullanışlı bir enerji çeşidi sağlamıştır. Isınma, aydınlanma, haberleşme gibi amaçlarla, ayrıca makinelerde ve elektronik alanında büyük ölçüde elektrikten yararlanılmaktadır.

Elektrik, insanlık tarihinde, tekerlekten sonraki en önemli buluş olarak gösterilmektedir. (Nükleer Teknoloji Platformu, www.nukte.org , 20.09.2009)

Türkiye'nin ilk elektrik enerjisi ile tanışması, sanılanın aksine İstanbul değil, Tarsus'dur. 15 Eylül 1902 Tarihinde Tarsus-Mersin de gerçekleşti. Tarsus'da Berdan nehri Bentbaşı mevkiinde kurulan hidroelektrik santrali 2 Kw gücünde bir dinamoyu çevirerek elde edildi. İlk olarak elektrik enerjisi ile, Tarsus sokakları aydınlatıldı. Yaklaşık 12 yıl sonra 14 Şubat 1914'de İstanbul Elektrik ile tanıştı. Osmanlı ve Türkiye'nin ilk Termik Santrali olan Silahtarağa hizmete girmişti. Tesis ekonomik ömrünü tamamladığı 1983 yılına kadar hizmet vermişti. (TEAŞ, www.teas.gov.tr , 25.09.2009)

1.3. Enerji Santralleri ve Enerji Talebi

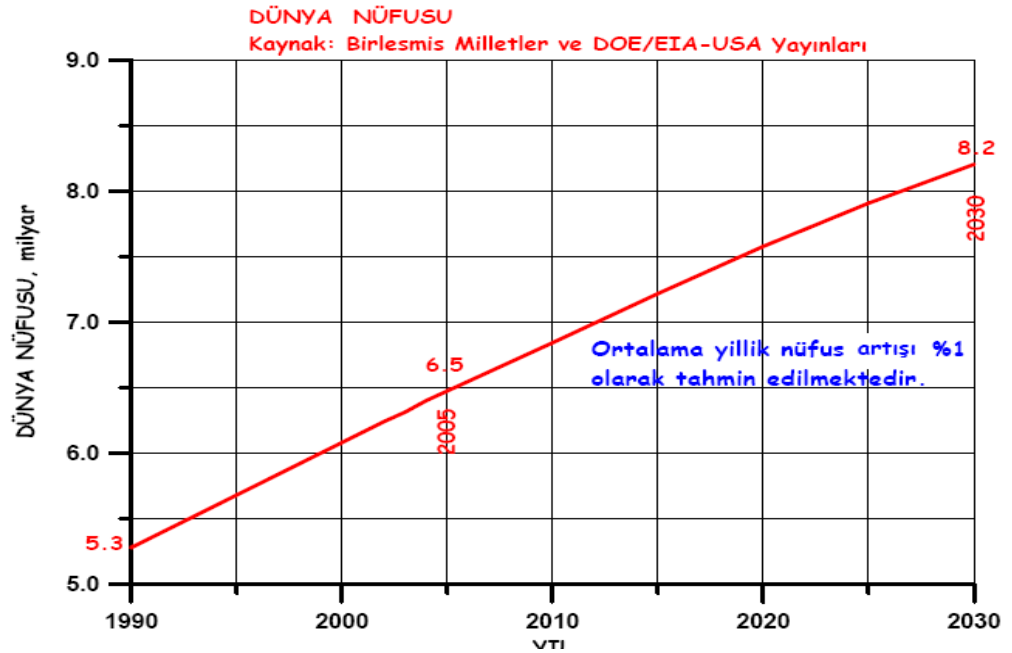
Konunun irdelenmesi açısından bu kısımda öncelikle Dünyadaki enerji talebi ve eğilimler analiz edilmiş, arkasından aynı analiz Ülkemiz açısından yapılmıştır.

1.3.1. Dünyadaki Enerji Talebi ve Genel Değerlendirme

1950 Tarihinden beri dünya nüfusu 2 katından fazla artarken, enerji talebi 6 kat artmıştır. Halen dünya nüfusu 6,5 milyar olarak tahmin edilmektedir ve nüfusun Birleşmiş Milletlerin tahminine göre 2015 yılında 7,2 milyar ve 2050 yılında 8,9 milyar olacağı öngörülmektedir. Gittikçe artan sayıda insan enerji kullanacaktır. Başta Çin olmak üzere gelişen ekonomiler daha fazla enerji kullanmayacaklardır. Dünya devletleri arasında ABD'den sonra Çin en çok enerji tüketen ülke konumundadır.

Dünya nüfusunun tarihsel gelişimi ve 2030 yılına kadar tahmini aşağıdaki tabloda verilmiştir. (İTÜ, 2007: 15)

Tablo 1.1. Dünya Nüfusunun Tarihsel Gelişimi

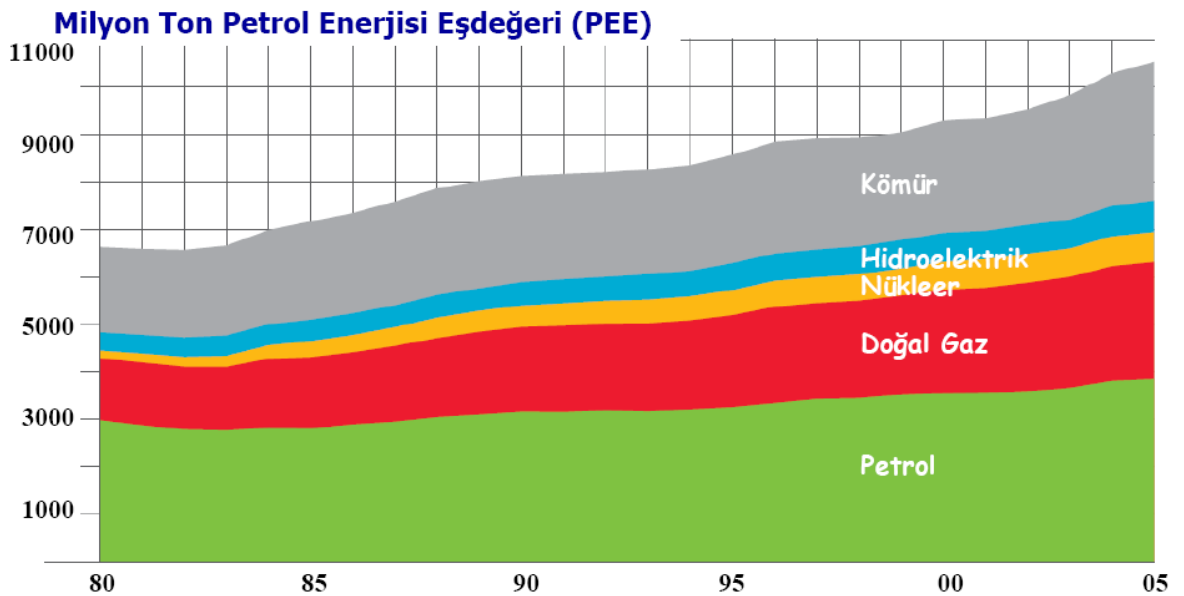


2005 yılı içinde dünya (ölçülebilir ve ticari) birincil enerji tüketimi 10,5 milyar ton petrol enerjisi eşdeğeri (PEE) kadardır. Bunun% 36'sı petrolden, % 28'i kömürden, % 23'ü doğal gazdan, % 6'sı nükleerden karşılanmıştır. (İTÜ, 2007: 5)

Petrol ve doğalgaz dünya enerji tüketiminin % 60'ını, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklar ise % 85'ini karşılamaktadır. Son 30 yıldaki tüketim eğilimi incelendiğinde, tüketimi en hızlı artan enerji kaynağının doğal gaz olduğu görülmektedir. Bu eğilimin süreceği ve doğal gazın toplam enerji tüketiminde % 23 olan payının 2025-2030 civarında % 25'e çıkacağı düşünülmektedir.

Dünya enerji tüketiminin tarihsel gelişimi aşağıdaki tabloda gösterilmiştir. (İTÜ, 2007: 6)

Tablo 1.2. Dünya Enerji Tüketiminin Yıllara Göre Değişimi



Tüm enerji kaynakları (petrol, doğal gaz, kömür, nükleer enerji, alternatif enerji kaynakları) göz önüne alındığında dünya da her gün yaklaşık 210 milyon varil (29 milyon ton) PEE enerji tüketilmektedir. Enerji; bina sektöründe, endüstride, ulaşımda ve güç sektöründe kullanılmaktadır.

Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA) gibi birçok uzman kurum dünya enerji talebinin gelecekte nasıl artacağı konusunda tahminler yapmaktadır. Gelecek 30 yıl içinde dünya enerji talebinin % 60 civarında artabileceği öngörülmektedir. Burada en kritik soru, bu talebin nasıl karşılanacağıdır.

Dünya da 2005-2030 dönemi içinde eğer düşük ekonomik büyüme gerçekleşirse ortalama yıllık artış dünya enerji tüketiminde % 1,5 ve dünya elektrik tüketiminde % 2,0 olarak tahmin edilmekte iken yüksek ekonomik büyüme gerçekleşirse ortalama yıllık artış dünya enerji tüketiminde % 2,6 ve dünya elektrik üretiminde % 3,3 olarak öngörülmektedir.

Fosil yakıtların alternatif kaynaklar olarak hidroelektrik nükleer ve yenilenebilir düşünülebilir. Ancak yakın gelecekte bunların fosil yakıtların yerini tamamen alması yerine belirli bir kısmını karşılaması olasıdır. Bugün hidro güç hariç tüm yenilenebilir ve alternatif enerji kaynakları dünya talebinin sadece % 2,4'ünü karşılamaktadır. Başta gelişmiş ülkeler olmak üzere birçok ülkede araştırmalar sürdürülmektedir. Ancak tüm araştırmalara rağmen, yapılan IEA tahminleri, yenilenebilir ve alternatif enerji kaynaklarının oranının 2015 de sadece % 3,3 olacağı şeklindedir.

Dünya enerji talebini karşılamak üzere diğer hangi kaynaklar olabilir? Sorusunun yanıtını nükleer güçte arayanların sayısı 1986 Çernobil (Chernobyl) nükleer kazasından bu yana bir miktar azalmıştır. Buna rağmen bugün itibarıyla dünya enerji tüketiminin % 6'sı ve dünya elektrik tüketiminin % 17'si nükleer güçten karşılanmaktadır. Ancak nükleer kazalar konusunda toplumların, özellikle Çernobil'den kaynaklanan şüpheleri nükleer güce biraz mesafeli yaklaşılmasına neden olmuştur. Bunun sonucu olarak, ABD'de 1978'den beri yeni nükleer santral siparişi verilmemiştir. Bazı Avrupa ülkelerinde (Almanya, İsveç gibi) ise nükleer güce karşı moratoryum kararı alınması nedeniyle bu ülkelerde yakın gelecekte nükleer santralden daha az yararlanılma eğilimine girileceği uzmanlarca belirtilmektedir.

Öte yandan günümüzde bir çok uzman nükleer gücün yakın gelecekte dünya genelinde elektrik enerjisi gereksiniminin karşılanmasında gittikçe artan bir öneme sahip olacağını öne sürmektedir. Bu bağlamda, bir “Nükleer Rönesans” çağının başlamasından söz edilmektedir. Bu enerji uzmanları, dünyamızı tehdit eden iklim değişikliği sorununa yol açan karbon dioksit (CO₂) emisyonlarının Kyoto Protokolünde öngörüldüğü şekilde azaltılmasının ancak bu tür emisyonlara yol açmayan nükleer enerji kullanımının yaygınlaştırılması ile mümkün olabileceği konusunda fikir birliği içindedirler. Şu an itibariyle nükleer enerjiye olan yeni ilgi özellikle Asya’da (Çin, Japonya, Güney Kore, Tayvan, Hindistan) ve bazı Avrupa ülkelerinde (Finlandiya, Rusya) yeni reaktörlerin devreye girmesi, yeni reaktör inşaatı veya siparişi olarak ortaya çıkmaktadır.

Yukarıda yapılan değerlendirmeler göz önüne alındığında; arz-talep dengesini sağlamak için geriye hidrokarbonlar, petrol, doğal gaz ve kömür kalmaktadır. Bu kaynaklardan hangilerinin daha fazla önem kazanacağı ülkeden ülkeye değişmektedir. Örneğin; Çin’de kömürün büyük miktarda tüketileceği belirtilmektedir. Fakat dünya genelinde, petrol ve doğal gazın tercih edilen enerji kaynakları olacağı kesin gibidir. Bu durumda önemli olan soru; artan petrol ve doğal gaz tüketiminin endüstri tarafından güvenli bir şekilde nasıl sağlanacağıdır.

Dünya’da gerekli enerji kaynakların ve rezervlerin varlığı bilinmektedir. Dünya’da 1.293 milyar varil (176 milyar ton) kanıtlanmış üretilebilir petrol rezervinin ve 180 trilyon m³ (163 milyar ton PEE) kanıtlanmış üretilebilir doğal gaz rezervinin olduğu bilinmektedir. Ek olarak, 1.000 milyar varillik petrol ve 126 trilyon m³ lük doğal gazın daha yeni keşiflerle bulunabileceği USGS (US Geological Survey) tarafından tahmin edilmektedir. Keşfedilmiş sahalarda esas itibariyle yeni teknolojik gelişmelerden kaynaklanan 730 milyar ve henüz keşfedilmemiş fakat 2025 yılına kadar yapılacak arama çalışmaları sonucunda keşfedilecek sahalardan da 939 milyar varil petrol rezervi beklendiği açıklanmaktadır. Bugünden 2025’e uzanan dönem içinde olası

rezerv artışlarıyla birlikte, tahmini dünya petrol rezervinin toplam olarak 2.962 milyar varil olduğu USGS kaynaklarınca projeksiyon çalışmalarında kullanılmaktadır.

Dünya'da fosil enerji kaynaklarının bitmekte olduğu gibi olumsuz görüşlere genelde inanılmamaktadır. Yıllık üretimin bilinen üretilebilir rezerve oranı; kömür için % 0,4, doğal gaz için rezervin % 1,5'i kadardır. Bilinen petrol ve doğal gaz rezervlerinin dışında var olan alıılmamış türden fosil kaynaklar olan ağır petrol, petrollü kumlar, petrollü şeyler ve metan hidratların önemli orandaki rezervleri petrol ve doğal gazın tükenmesi kaygılarını azaltmaktadır. (İTÜ, 2007: 13)

Enerji ile ilgili bir diğer sorun ise; "enerji kaynaklarının güvenilirliği" sorunudur.

Enerji kaynaklarının güvenle sağlanması için iki önemli risk unsuru mevcuttur. Bunlardan birincisi Çevre sorunudur. Bu tür enerji kaynaklarını kullanan toplumların dünya ikliminde yarattığı sorunlardan kaynaklanan risk bilinmektedir. Söz konusu risk, orta ve uzun dönemde oluşacaktır. Fakat bugünden de bazı önlemlerin alınması ve hazırlıkların yapılması gerekmektedir. Sera gazlarının atmosferdeki etkilerinin sürdürülebilir gelişmeyi tehdit etmeyecek düzeyde tutulması olasıdır. Bazı ülkelerde benimsenen emisyon ticareti sisteminin bölgeler arası kullanımın bu alanda önemli bir yaklaşımdır. Çevre sorunlarının geri dönülemeyecek noktaya ulaşmadan çözümlerinin geliştirilmesi gerekmektedir.

Enerji kaynaklarının güvenle sağlanmasında ikinci önemli risk ise arz ve talebin coğrafik olarak aynı yerde olmamasından kaynaklanmaktadır. Gelecekte daha da artacak olan enerji ticareti talebinin karşılanması için arzın güvenle iletilmesini gündeme getirmektedir.

Ticarette ilgili sorun bu ticaretin güvenli olup olmamasından kaynaklanmaktadır. Enerji güvenliği, sürdürülebilir ve uzun dönemli olmanın yanı sıra endüstri ve hükümetler tarafından yapılan hareketlere bağımlıdır.

Güvenlik konusu artan ticaretten değil, artan talebi karşılayacak kaynakların sınırlı sayıda ülkelerde bulunmasından kaynaklanmaktadır. Küresel terörizmdeki gelişmeler arz güvenliğini daha da önemli konuma getirmektedir.

Enerji kaynaklarına ulaşım ve kaynakların kullanımı, kaynakların pazara ve uluslar arası şirketlere açılmasına bağlı olduğu kadar piyasadaki ekonomik rejimlere de bağlıdır. Yeni enerji kaynaklarının devreye girmesinde petrolün fiyatı ve teknolojik gelişmeler belirleyici olacaktır.

Özetlemek gerekirse;

a) Enerji güvenliği önemli bir sorun olarak durmaktadır. Enerji güvenliğinde var olan riskler politik risklerdir ve sadece özel sektör tarafından çözümleri beklenmemelidir.

b) Enerjiye talep artmaktadır ve petrol ve doğal gaz alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesi ancak uzun dönemde gerçekleşebilir.

c) Enerji kaynaklarının bilinen rezervi yeterli kabul edilebilir.

d) Yeraltından daha fazla enerji üretimine ve kaynakların daha verimli kullanılmasına yönelik teknolojik çalışmalar desteklenmelidir.

e) Küresel ısınma sorununa neden olan karbon dioksit emisyonlarının azaltılması zorunluluğu enerji kaynağı tercihlerinde göz ardı edilmemelidir.

Aslında, gelecekte bir tarihte, fiyat, uygunluk, çevresel etkilerin oluşturduğu algoritmaya bağlı olarak dünyada petrole alternatif bulunacaktır. Fakat bu tarih, petrolün tükendiği tarih değil, petrole iyi bir alternatif bulunduğu tarih olacaktır. Dünyada enerji kaynaklarının tarihsel gelişimine bakıldığında da bu görülmektedir. Odun tükenmeden kömüre, kömür tükenmeden petrole, petrol tükenmeden doğal gaz geçişi yapılmıştır.

Yakın bir gelecekte; doğal gazın yarı katılaşmış hidrat formunda bulunan kaynakların enerji gereksiniminde önemli ölçüde kullanılacağı tahmin edilmektedir. (GREENSPAN; 2008: 460)

Yenilenebilir enerjilerin ise önemli kullanım sorunları vardır. Özellikle ticari bir mal gibi, fosil yakıtlarda olduğu gibi, piyasada taşınımaya hazır ve kullanılabilir şekilde bulunmamaktadır. (İTÜ, 2007: 25)

1.3.2. Türkiye’de Enerji

Kömür ve yenilenebilir birincil kaynaklarımızın rezerv ve potansiyelleri, girmeyi hedeflediğimiz Avrupa Birliği Ülkelerine kıyasla iyi düzeyde olmasına rağmen, toplam enerji tüketimimizin % 60’ını oluşturan petrolde ve doğal gazda “görünür” rezervlerimiz yok denecek düzeydedir.

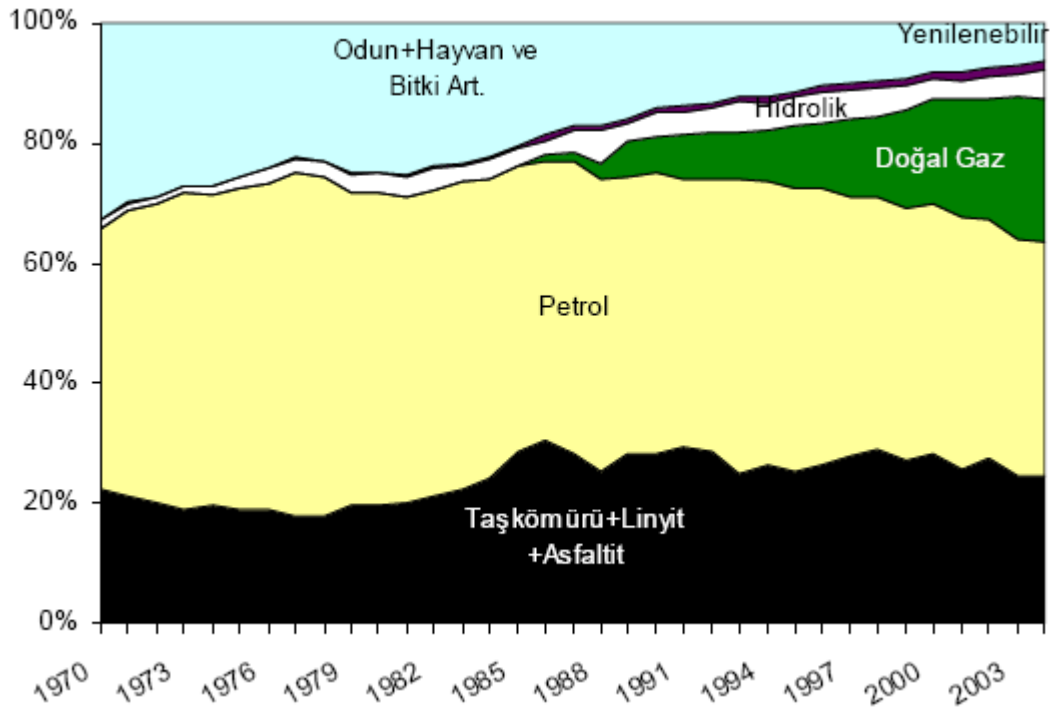
Türkiye’nin enerji kaynaklarının rezerv ve tahmini tüketim yılı aşağıdaki tabloda verilmiştir. (İTÜ, 2007: 27)

Tablo 1.3. Türkiye’nin Enerji Kaynaklarının Rezerv ve Tahmini Tüketimi

Kaynak	Birim	Rezerv	Rez./Tüketim
Taş K.	Milyon ton	1344	71 yıl
Linyit	Milyon ton	8375	187 yıl
Asfaltit	Milyon ton	79	110 yıl
Bitümler	Milyon ton	1641	
Hidrolik	GWh/yıl	129907	
	MW	36652	
Ham petrol	Milyon ton	43	17 ay
D.Gaz	Milyar m ³	8	4 ay
Doğal Uranyum	Ton	9129	
Toryum	Ton	380000	
Jeotermal- elektr.	MW _e	510	
Jeotermal-ısı	MW ₊	31500	
Güneş-elektrik	Milyon tep	25	
Güneş-ısı	Milyon tep	87	
Rüzgar	MW	10000	

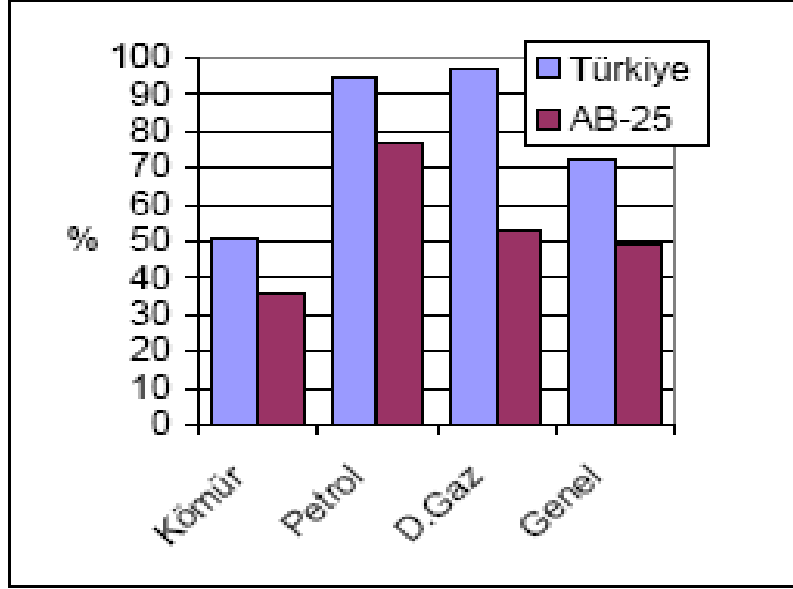
Birincil enerji tüketimimizde kaynakların payı aşağıdaki şekildedir:
(İTÜ, 2007: 29)

Tablo 1.4. Türkiye'nin Birincil Enerji Tüketiminde Kaynakların Payı



Birincil enerji kaynaklarında dışa bağımlılık AB ülkelerinde % 49,5 iken Türkiye'de % 72,6'dır. (İTÜ, 2007: 31)

Tablo 1.5. Birincil Enerji Kaynaklarında Dışa Bağımlılık Oranı



Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı aşağıdaki şekildedir:

Tablo 1.6. Türkiye Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı

	<u>GWh-2006</u>
Fuel Oil	5.354,0
Motorin	17,3
İthal Kömür	11.150,0
Taş Kömürü	2.854,0
Linyit	32.303,0
LPG	437,0
Doğal Gaz	77.387,0
Nafta	1.890,0
Jeotermal	94,0
Yeni. + Atık	120,5
Hidrolik	44.158,0
Rüzgar	<u>129,4</u>
Toplam	<u>175.894,2</u>

Fuel Oil, Motorin, İthal Kömür, LPG, Doğal Gaz, Nafta dikkate alındığında; üretilen elektrik enerjisinin % 55'inin ithal hammaddeye dayalı olduğu görülmektedir. Diğer bir deyişte Türkiye; kendi elektrik enerjisini karşılıyor gibi görünmesine karşın, enerji hammaddesinin % 55'i ithaldir (2006 verilerine göre). Bu da ülkemizi şu an için elektrik üretiminde dışa bağımlı bir konuma getirmektedir.

Türkiye'de ki Elektrik Enerji Santrallerinin kapasiteleri ise, 2008 yıl sonu itibariyle aşağıdaki gibidir. (TEİAŞ, 2009: 16)

Tablo dan da görüleceği üzere; Türkiye'nin elektrik enerjisi toplam kurulu gücünün, 41.817 MW olduğu anlaşılmaktadır.

Toplam kurulu elektrik enerjisi gücümüzün de % 66'sının Termik Enerji Santralleri olduğu görülmektedir.

Tablo 1.7. Toplam Kurulu Elektrik Enerjisi Gücün Mülkiyet Dağılımı

		KURULU GÜÇ MW	TOPLAM GÜÇ MW
EÜAŞ SANTRALLARI	TERMİK	8.690,9	20.146,8
	HİDROLİK	11.455,9	
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI	TERMİK	3.834,0	3.834,0
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	TERMİK	620,0	650,1
	HİDROLİK	30,1	
MOBİL SANTRALLAR	TERMİK	262,7	262,7
YAP İŞLET SANTRALLARI	TERMİK	6.101,8	6.101,8
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	TERMİK	1.449,6	2.449,0
	RÜZGAR	17,4	
	HİDROLİK	982,0	
SERBEST ÜRETİM ŞİRKET SANTRALLARI	TERMİK	3.687,3	4.839,6
	RÜZGAR	345,1	
	HİDROLİK	807,2	
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLAR	TERMİK	2.978,5	3.533,2
	RÜZGAR	1,2	
	HİDROLİK	553,5	
TÜRKİYE TOPLAM KURULU GÜÇ	TERMİK	27.624,9	41.817,2
	RÜZGAR	363,7	
	HİDROLİK	13.828,7	

Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücün birincil enerji kaynağına göre dağılımı ise, 2008 tarihi itibariyle aşağıdaki grafik deki gibidir: (TEİAŞ, Web Sitesi, www.teias.gov.tr , 20.09.2009)

Tablo 1.8. Türkiye Elektrik Enerjisi Gücünün Enerji Kaynağına Göre Dağılımı

Enerji Kaynağı	MW	%
Linyit	8.205,0	19,8
Taşkömürü+İthal	1.986,0	4,7
Fuel Oil	1.770,0	4,2
Motorin	26,4	0,1
Nafta	21,4	0,1
Doğalgaz	10.656,8	25,5
Yenilebilir+Atık	59,7	0,1
Çok Yakıtlı *	4.869,0	11,6
Hidrolik	13.828,7	33,1
Jeotermal	363,7	0,9
Rüzgar	29,8	0,1
TOPLAM	41.817,2	100,0

(*)Doğalgaz+Sıvı

Elektrik üretiminde; arz güvenliği, süreklilik, ucuzluk, çevreye en az etki, verimlilik aranan temel kriterlerdir. Petrol ve doğal gaz fiyatlarında uluslararası anlaşmazlıklar nedeniyle önceden öngörülemeyen artışlarla arz talep projeksiyonlarının gerçekleşme şansı ortadan kalkmaktadır. Elektrik enerjisi arz/üretim planlaması, kamunun finans ve birincil kaynak temini, kullanımı, yeni üretim tesislerinin mevcut enterkonnekte şebekeye bağlanması için iletim-dağıtım sistemlerinin planlaması, uluslar arası enterkonnoksasyonlardaki transfer kapasitenin planlanması, arz güvenliği için gerekli ilave kapasite ihtiyacının belirlenmesi için büyük önem taşımaktadır. Arz-talep dengesinin her iki yönde de bozulması sonucu ekonomik ve toplumsal maliyetler artmaktadır.

Santrallerin kapasite faktörleri kıyaslandığında, özel ve EUAŞ santralleri arasındaki büyük farklılık üzerinde durulması gereken önemli bir sorundur.

ETKB'nin 2023 yılına kadar yerli kaynaklara dayalı tüm santrallerin yapımını tamamlamayı hedeflediği, 2005-2020 döneminde enerji sektörü için toplam 128,5 milyar ABD Doları yatırım ihtiyacı olduğu acil bir finansman eylem planı gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Öngörülen yeterli üretimin sağlanabilmesi için yatırım yapacak mali güçte yerli oyuncular olmayınca, her yıl 3 ila 4 milyar ABD dolarlık yatırım yabancılardan beklenmesi doğaldır. Yabancı sermaye bir başka ülkeye kar amacıyla gittiğinden bunun en kolay veya geri ödemesi en çabuk olan doğal gaz dayalı santral yatırımını seçmektir. Bu kısır döngü sonucu elektrik sektörünün doğal gaz bağımlılığı daha da artacaktır.

Türkiye'nin dünya üretilebilir doğal gaz rezervlerindeki payı % 0,01'den azdır. Yıllık ortalama (2005 yılı) 636 milyon m³ doğal gaz üretimi ve buna karşılık yıllık ortalama 22 milyar m³ tüketim gerçekleşmiştir. Bu rakamlardan, doğal gaz tüketimimizin ancak yüzde 3'ünün ulusal kaynaklardan karşıladığımızı ve Türkiye'nin doğal gazda dışa bağımlı olduğu açıkça anlaşılmaktadır.

Türkiye'de; kara ve özellikle de deniz alanlarımızın yeterince arandığını söylemek mümkün değildir. Rezervuarlarımızın ülkemizin teknotik evresine bağlı olarak jeolojik bakımdan karmaşık (çatlaklı, faylı, su itişli) ve ağır petrolü olmasının getirdiği zorluklara rağmen, arama ve üretimde son yıllarda devlet tarafından yapılan teşvikler, yeni düzenlemeler nedeniyle, Türkiye'de arama ve üretim amaçlı lisans almış şirket sayısı artmaktadır.

TPAO'nun gerçekleştirdiği yurtdışı ortaklıkları, hem şirket ve hem de petrol ithalatı sorunu olan Türkiye için olumlu sonuçlar vermeye başlamıştır. 2005 yılı itibariyle toplam 75 bin varil/günlük TPAO petrol üretiminin yarısından çoğu Azerbaycan ve Kazakistan'daki sahalardan sağlanmaktadır.

Türkiye petrole bağımlı ve petrol gereksiniminin % 93'ünü ithalat yoluyla karşılamaktadır.

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli, dünya potansiyelin yaklaşık % 1'i, Avrupa ekonomik potansiyelin ise % 16'sıdır. HES'lerin işletme ve bakım giderleri diğer santrallere göre oldukça düşüktür.

Türkiye'de işletmede olan 175 adet hidroelektrik santralin kurulu gücü 13.829 MW ve ortalama yıllık üretimi 49.739 (toplam potansiyelin %32'si) GWh'tır. Halen 5.206 MW kurulu güçte 94 hidroelektrik santrali inşa edilmektedir. (DSİ, 2008 Yılı Faaliyet Raporu: 40)

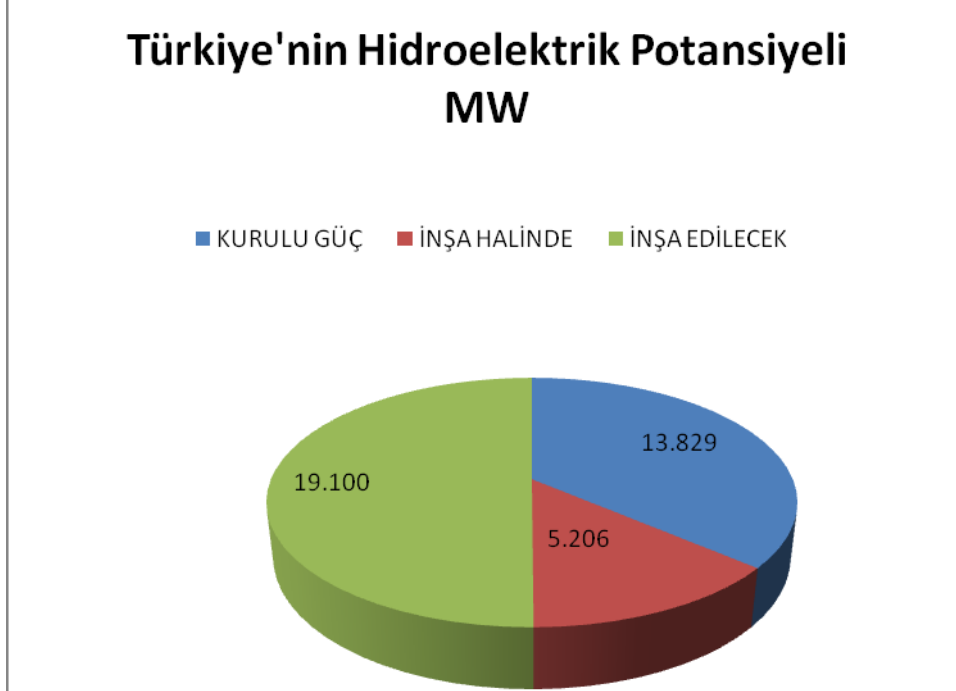
2023 itibariyle ülkemizin ekonomik hidroelektrik potansiyeli olan 180 milyar kWh (180.000 GWh) enerjinin tamamından faydalanmak için, DSİ projeler geliştirmektedir. (DSİ, 2008 Yılı Faaliyet Raporu: 40)

DSİ'nin projeksiyonu göz önüne alındığında; 2008 yılı itibariyle toplam HES potansiyelinin sadece % 28'ini kullanabildiğimiz ortaya çıkmaktadır.

Hidroelektrik Santraller; çevreye uyumlu, temiz, yenilebilir, pik talepleri karşılayabilen, yüksek verimli (% 90'ın üzerinde), yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü (revizelerle birlikte 200 yıl), yatırımı geri ödemesi kısa (5-10 yıl), işletme gideri çok düşük (yaklaşık 0,2 cent/kWh), dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır. (DSİ, 2008 Yılı Faaliyet Raporu, 64)

Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik enerji santrali potansiyeli olan toplam 38.135 MW gücün, inşaat programına göre dağılımını aşağıdaki grafikte gösterilmiştir.

Tablo 1.9. Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli



Bir diğer yerli enerji kaynağımız ise kömürdür. Yerli kömür kaynaklarımız ve rezervlerimiz, Tezimizin 1.3.3. bölümünde ayrıntılı olarak irdelenmiştir.

Türkiye; önce kendi öz kaynaklarından, özellikle emre amadeliği sağlayan kömürünü değerlendirme yoluna gitmeyi bir açılım olarak benimsemelidir. (TUGRUL, 2009: 17)

Ancak; kömür rezervlerini kullanırken, sera gazları salınımını minimize edecek teknolojik donanım ve sistemlerle santrallerin kurulmasına da özel bir önem verilmesi gerekmektedir.

Kömürler; havanın oksijeni ile doğrudan yanabilen ve % 50-95 arasında serbest veya bileşik karbon içeren ve homojen olmayan, kompakt, çoğunlukla ligno selülozik bitki parçalarından meydana gelen, tabakalaşma gösteren, içerisinde çoğunlukla C(Karbon), az miktarda H (Hidrojen), O

(Oksijen), S (Sülfür) ve N (Azot) elementlerinin bulunduğu, bataklıklarda oluşan, kahverengi ve siyah renk tonlarında, yanıcı, katı fosil, organik kütlelerdir. (ŞENGÜLER, 2009: 272)

Dünya toplam enerji gereksiniminin yaklaşık % 80'i kömür, petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtlarca, geri kalanı ise, başta hidrolik ve nükleer olmak üzere diğer kaynaklardan karşılanmaktadır. Kömür, fosil yakıtlar içinde petrol eşdeğeri olarak en büyük rezerve sahiptir. Bilinen kömür rezervlerinin ömrü 240 yıl olarak hesaplanmaktadır. Dünya elektrik üretiminde 2005 yılında % 39 olan kömür payının 2020 yılında % 48 düzeyine yükselmesi beklenmektedir.

Kömürün kullanımı her geçen gün artmakta ve araştırmalar sürmektedir. Yüksek verimli elektrik santralleri, hibrit sistemler gelişmekte ve kömürden gaz, akaryakıt, hidrojen üretim teknolojileri araştırılmakta ve uygulamalar artmaktadır.

Kömür, rezervlerinin Dünya'da yayılmış olarak bulunması, arama-üretim kolaylığı ve petrol-doğal gaz fiyatlarının hızla artması gibi nedenlerle, en güvenilir enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir. Türkiye'nin en güvenilir enerji kaynağı kömürdür. (İTÜ, 2007: 46)

1.3.3. Linyit Kaynaklarımız Üretim/Tüketim ve Rezerv Durumu

Enerji alanında etkin olan çeşitli uluslar arası kuruluşlarına göre, en azından önümüzdeki 20 yılda, yeni teknolojiler alanında çok köklü değişikliklerin olmaması halinde, fosil kaynaklar toplam payları olan % 80'i koruyacaklardır. Dolayısı ile, bugün olduğu gibi, önümüzdeki 20 yılda da, alternatif enerji kaynağı arama çabalarının devam edecek olmasına karşın, fosil kaynaklara ve bunun içinde de özellikle gaz ve petrole sahip olma savaşımı, uluslar arası ilişkilerin, önde gelen belirleyici etkenleri arasında yer alacaktır. Ancak bu iki kaynaktan daha fazla rezerv ömrü olan ve dünyadaki dağılımı çok daha homojen olan kömürün, daha fazla kullanılması (yaklaşık 240 yıl) gereken ve fiyatlarının da, diğer iki fosil kaynağa göre daha sabit

kalması beklenen bir kaynak olduğu kabul edilmektedir. Bu özelliği de avantajını oluşturmaktadır.

Dünyada olduğu gibi Türkiye’de de enerji üretiminde esas yükü taşıyan fosil kökenli enerji kaynakları sınırlı olup, akılcı kullanımı gerektirmektedir. Mevcut verilere göre; linyit rezervi 8,3 milyar ton ve taşkömürü rezervi 1,35 milyar ton olmak üzere yaklaşık 9,7 milyar tondur.

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü verilerine göre; görünür, muhtemel rezervler:

Taşkömürü: 1.126.548.000 ton iyi kalite,

Linyit : 8.300.000.000 ton 868/5.000 kcal/kg

Taşkömürü ve linyit bulunmaktadır. (MTA, Web Sitesi www.mta.gov.tr, 14.09.2009) Özellikle linyit alanları her yıl yapılan sondaj çalışmaları ile rezervlerde artış olmaktadır.

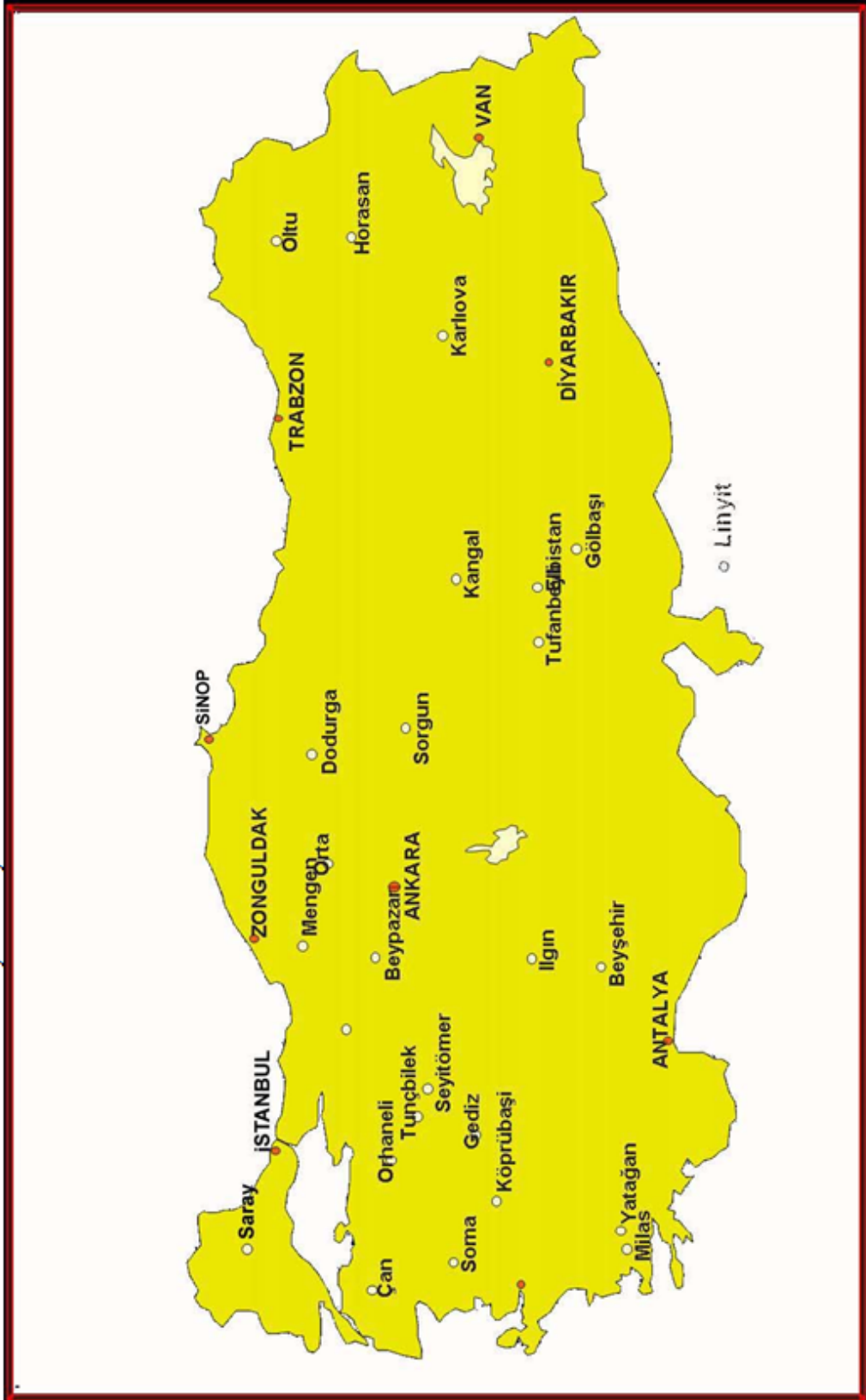
Son yıllarda MTA Genel Müdürlüğü tarafından yürütülen projeler ile bilinen rezervlerde büyük artışlar sağlanmış ve yeni sahalar bulunmuştur. Bugün için 11 milyar ton üzerinde olan linyit rezervinin devam eden çalışmalar ile yakın bir zamanda 12 milyar tonu geçeceği düşünülmektedir.

Bütün projeksiyonlar linyitin 2030 yılından itibaren çok daha büyük öneme sahip enerji hammaddesi olacağını göstermektedir.

Son yıllarda, çevre faktörü ön plana çıkarılarak elektrik enerjisi üretiminde tek kaynak haline getirilen doğal gaz nedeniyle ülkemizde enerji güvenliği tehlikeye girmiş olup yerli kaynaklarımızın bu amaçla kullanımı her zamankinden önemli hale gelmiştir.

Türkiye’de ki linyit kömürü yatakları haritası aşağıda verilmiştir.

Tablo 1.10. Türkiye'nin Linyit Kömürü Yatakları Haritası



Ülkemizdeki linyit kaynaklarına dayalı yeni termik santraller kurulması ve kurulmuş olanlara yeni üniteler eklenmesiyle arttırılacak kapasite, toplam kurulu gücün yaklaşık % 45'ini oluşturacaktır. Bu olgu, ülkemiz enerji güvenliğinin yeniden sağlanması açısından son derece önemli olduğundan ülkemiz yerli kaynaklara yönelmelidir.

Ülkemizde yaklaşık, 1,3 milyar ton taşkömürü ve yeni bulunan rezervler ile 12 milyar tona yakın linyit bulunmaktadır.

Dünya kömür üretiminin yaklaşık % 69'u elektrik enerjisi üretimi amacıyla yapılmakta olup bu oranın 2030 yılında % 79 düzeyine yükseleceği öngörülmektedir.

Çoğunlukla düşük kaliteli linyitler sınıflamasında yer alan ülkemiz linyitlerinin termik santrallerde değerlendirilmesi sürdürülebilir bir enerji ve dolayısıyla sürdürülebilir kalkınma için kaçınılmazdır. Ayrıca kömürlerimizin enerjiye dönüştürülmesinde alternatif projeler mutlaka geliştirilmelidir. (ŞENGÜLER, 2009: 272)

Türkiye'de bulunan taşkömürü iyi kalitede olup, linyit ise 868/5.000 kcal/kg arasında değişmektedir. Özellikle evsel ve sanayide kullanılmayan düşük kalitedeki kömürlerin termik enerji santralinde değerlendirilmesi, Türkiye açısından çok önemlidir. (MTA, www.mta.gov.tr, 14.09.2009)

Türkiye'de kömür içermesi olası alanları % 60'ı ayrıntılı olarak aranmamıştır. Türkiye paleocoğrafyasını inceleyen bilim adamları, ülkenin kömür potansiyelinin 25-40 milyar ton arasında olabileceğini belirtmişlerdir. Bu durum göz önüne alındığında aranmayan neojen alanları ile paleocoğrafyada kömür bulunması olası diğer jeolojik alanların, uzaktan algılama, jeolojik, jeofizik etütler ve yolu ile aranması ve bunun için devlet politikası haline getirilmesi kaçınılmaz bir olgudur. Bu tür aramalar sonucu, toplam 8 ile 10 milyar dolar arası bir harcama ile, kömür rezervlerinin 40 milyar ton mertebesine yükselebileceği hesaplanmaktadır. (NAKOMAN, 1997: 7)

Ortalama 170 metreye kadar aramaları büyük ölçüde tamamlanan linyit sahalarımızdaki toplam rezervin yaklaşık % 65'inin; jeolojik aramalar, fizibilite çalışmaları ve kömür üretim maliyetleri dikkate alındığında, termik santral amaçlı üretimlerinin ekonomisi bulunmaktadır.

Kömür dünya elektrik sisteminde başrolü üstlenmiştir ve dolayısıyla da küresel ekonomik ve sosyal gelişmede de başrol oynamaktadır. Bugün kömür dünya elektriğinin % 38'den fazlasını sağlamaktadır. Kömür santrallerinden elde edilen elektrik, önemli endüstriyel ekonomilerden olan ABD ve Almanya gibi günümüzde en kalabalık ve en hızlı büyüyen iki ülkesi olan Çin ve Hindistan ekonomilerini de doğrudan yönlendirmektedir. Bu konuda ülkenin rezerv durumlarının ve alternatif kaynaklarının neler olduğunun da göz ardı edilmemesi gereklidir. Önümüzdeki 30 yıl içerisinde kömür tüketiminin her geçen yıl % 1,4 oranında artarak büyümesi beklenmektedir.

Dünya ortalamasında, elektrik enerjisi üretiminde, doğal gazın payı % 17 civarında iken, Türkiye 2006 yılında elektrik enerjisinin % 44'nü doğal gaz ile üretmiştir. Dünya'da doğal gaz üreticileri dahil, elektrik üretiminde bu düzeyde doğal gaza bağlanan başka bir ülke yoktur (Rusya % 42). Türkiye, 1998 yılında % 15 civarında olan doğal gaz payını, 2006 yılında % 44'e yükseltmiştir.

Devlete ait termik santrallerin ve hidrolik santrallerin yerine gaz santrallerinden elektrik üretimi yapılması "elektrikte lüks üretim" olarak adlandırılmaktadır. (İTÜ, 2007: 47)

Türkiye'nin yıllara göre elektrik üretiminde kaynak payları aşağıdaki tabloda gösterilmiştir. (İTÜ, 2007: 48)

Tablo 1.11. Türkiye'nin Yıllara Göre Elektrik Üretimine Kaynak Payları

(Kaynak: ETKB)

Kaynaklar	1998	2000	2002	2004	2005
Yerli Kömür	39.7	31.0	23.3	16.6	20.3
İthal Kömür	0	1.0	1.5	6.1	6.3
Doğal gaz +LPG	14.9	35.0	40.8	40.6	44.0
Hidrolik	38.3	25.0	26.0	30.7	24.5
Petrol	7.0	7.9	8.3	5.9	4.7
Diğer (Jeotermal+Rüzgar+Güneş v.s)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Toplam	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Dünya Elektrik Enerjisi üretiminde kaynakların payı ise aşağıdaki şekilde olmuştur (2004 yılı):

Tablo 1.12. Dünya Elektrik Enerjisi Üretiminde Kaynakların Payı

KAYNAKLAR	ÜRETİMDEKİ PAYI %
Kömür	39,1
Doğal Gaz	17,4
Hidroelektrik	17,1
Nükleer	16,9
Petrol	7,9
Diğer	1,6
TOPLAM	100,0

World Coal Institute 2005 verilerine göre, Dünya ülkelerinin kömürden elektrik üretimi payları aşağıdaki şekilde verilmiştir.

Tablo 1.13. Dünya Ülkelerinin Kömürden Elektrik Üretimi Payı

ÜLKELER	KÖMÜR %
Polonya	92
Güney Afrika	85
Avusturya	77
Çin	76
Hindistan	75
Çek Cumhuriyeti	72
Yunanistan	67
Federal Almanya	51
ABD	52
Danimarka	47
Hollanda	28
Türkiye	26,6

1.3.4. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Projeksiyonu

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi + dış alım – dış satım) 2007 yılında % 8,8 artış ile 190 milyar kWh, 2008 yılında ise % 4,2 artış ile, 198,1 milyar kWh, olarak gerçekleşmiştir. Türkiye net tüketimi (iç tüketim, şebeke kaybı ve kaçaklar dahil) 2007 yılında 155,1 milyar kWh, 2008 yılında ise 161,9 milyar kWh olmuştur.

2009-2018 dönemini kapsayan Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasında ETKB tarafından 2008 yılı sonunda yaşanmaya başlanan ekonomik krizin elektrik enerjisi talebine etkisi dikkate alınarak revize edilen talep serileri kullanılmıştır. Talep serileri belirlenirken 2009 yılında elektrik enerjisi talebinde % 2’lik bir daralma yaşanacağı, 2010-2011 yıllarında

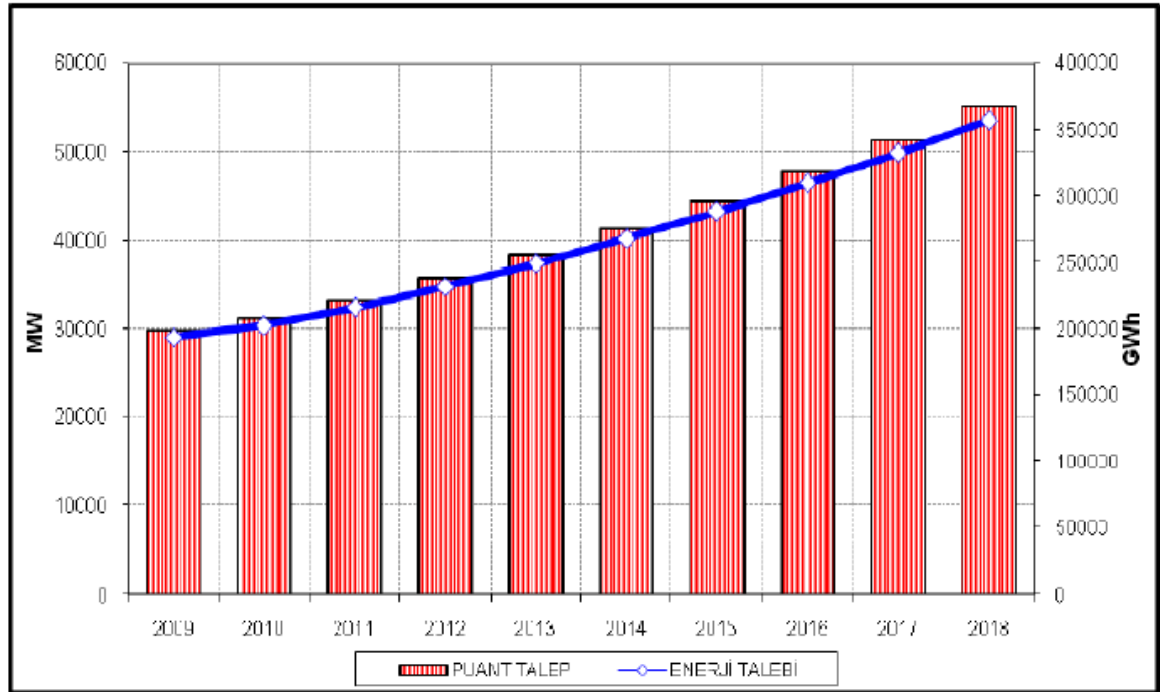
ekonomik krizin etkisiyle elektrik enerjisi talebindeki artışın düşük seyredeceği kabul edilmiştir. Sonraki yıllarda ise her iki talep serisi için Mayıs 2008 tarihinde hesaplanmış olan on yıllık talep artış yüzdeleri aynen alınmıştır. (TEİAŞ, APK Dairesi Başkanlığı Projeksiyonu, Sh: 9)

Elektrik enerjisi talep tahmini yüksek senaryoya göre aşağıdaki şekilde ki gibi Projekte edilmiştir. (TEİAŞ, 2009: 12)

Tablo 1.14. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Yüksek Senaryo

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2009	29900		194000	
2010	31246	4,5	202730	4,5
2011	33276	6,5	215907	6,5
2012	35772	7,5	232101	7,5
2013	38455	7,5	249508	7,5
2014	41339	7,5	268221	7,5
2015	44440	7,5	288338	7,5
2016	47728	7,4	309675	7,4
2017	51260	7,4	332591	7,4
2018	55053	7,4	357202	7,4

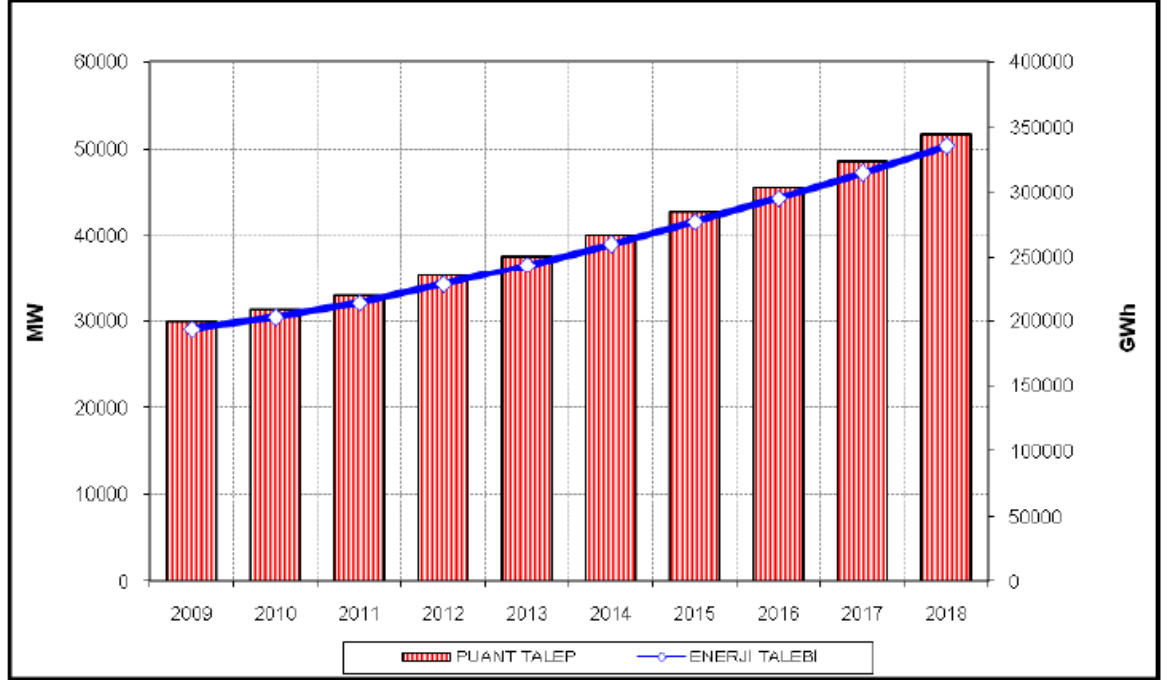
Tablo 1.15. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini Yüksek Senaryo Grafiği



Tablo 1.16. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Düşük Senaryo (TEİAŞ, 2009: 13)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2009	29900		194000	
2010	31246	4,5	202730	4,5
2011	32964	5,5	213880	5,5
2012	35173	6,7	228210	6,7
2013	37529	6,7	243500	6,7
2014	40044	6,7	259815	6,7
2015	42727	6,7	277222	6,7
2016	45546	6,6	295519	6,6
2017	48553	6,6	315023	6,6
2018	51757	6,6	335815	6,6

Tablo 1.17. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Düşük Senaryo Grafiği



Talep tahminleri Türkiye elektrik sistemi için geçerli olup, brüt taleptir. İletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar ve kaçak ile santrallerin iç ihtiyaçları dahildir.

Yukarıdaki verilere göre 2012 yılından itibaren; yüksek talep senaryosunda yıllık, % 7,4-7,5 seviyesinde olacağı düşük talep senaryosunda ise yıllık, % 6,6-6,7 seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. (TEİAŞ, 2009: 12-13)

Yine yüksek ve düşük enerji talebi senaryoları incelendiğinde, 2020 yılına gelindiğinde:

Yüksek talep senaryosuna göre; % 110 enerji ihtiyacı ve talebi artacaktır. Buna göre de kurulu gücün 41.800 MW'dan 87.780 MW düzeylerine çıkartmak gerekecektir.

Düşük talep senaryosuna göre; % 93 enerji ihtiyacı ve talebi artacaktır. Bu durumda da 80.674 MW düzeyine kurulu santral gücümüzü çıkartmamız gerekecektir.

EÜAŞ'ne göre ise; elektrik talebinin 2020 yılında düşük senaryoya göre talebin 440,1 milyar kWh, yüksek talebe göre ise 483,6 milyar kWh düzeyine ulaşacağı tahmin edilmektedir. Artan elektrik talebini karşılamak üzere, 2020 yılına kadar olan dönem de yaklaşık 41.744 MW olan mevcut kurulu gücümüzün düşük senaryoya göre en az iki katına (80.000 MW) çıkartılması gerekmekte, yüksek senaryoya göre ise bu rakam 96.000 MW olarak hesaplanmaktadır. (EÜAŞ, Elektrik Üretim Sektör Raporu, 2008: 5-6)

Hızla artan elektrik talebini karşılamak ve ithalat bağımlılığından kaynaklı riskleri azaltmak üzere 2015-2010 yılları arasında, nükleer enerjinin de elektrik üretim kompozisyonuna dahil edildiği anlaşılmaktadır. Bu bağlamda 4.800 MW (4x1200) gücünde dört ünitelik nükleer santral ihalesi açılmış ve değerlendirmeler devam etmektedir. (EÜAŞ, 2008: 7)

İşletmede, İnşa halinde ve Lisans almış kamu ve özel santrallerin devreye girmesi halinde yüksek senaryoya göre ulaşılabilecek kapasite aşağıdaki gibidir. (TEİAŞ, 2009: 30)

Tablo 1.18. Tahmini Kapasite Projeksiyonu, Yüksek Senaryo

(MW)										
YILLAR	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LİNYİT	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260
T.KÖMÜR+ASFALTİT	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
İTHAL KÖMÜR	1838	1838	2248	3464	4678	4678	4678	4678	4678	4678
DOĞAL GAZ	14693	14839	15645	17556	18396	18396	18396	18396	18396	18396
JEOTERMAL	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
FUEL OIL	2100	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
MOTORİN	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
DİĞER	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
TERMİK TOP.	27989	27835	29051	32179	34232	34232	34232	34232	34232	34232
BİOGAZ+ATIK	41	52	60	60	60	60	60	60	60	60
HİDROLİK	14886	16381	18058	19877	19877	19877	19877	21077	21077	21077
RÜZGAR	570	743	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012
TOPLAM	43485	45011	48182	53128	55182	55182	55182	56382	56382	56382

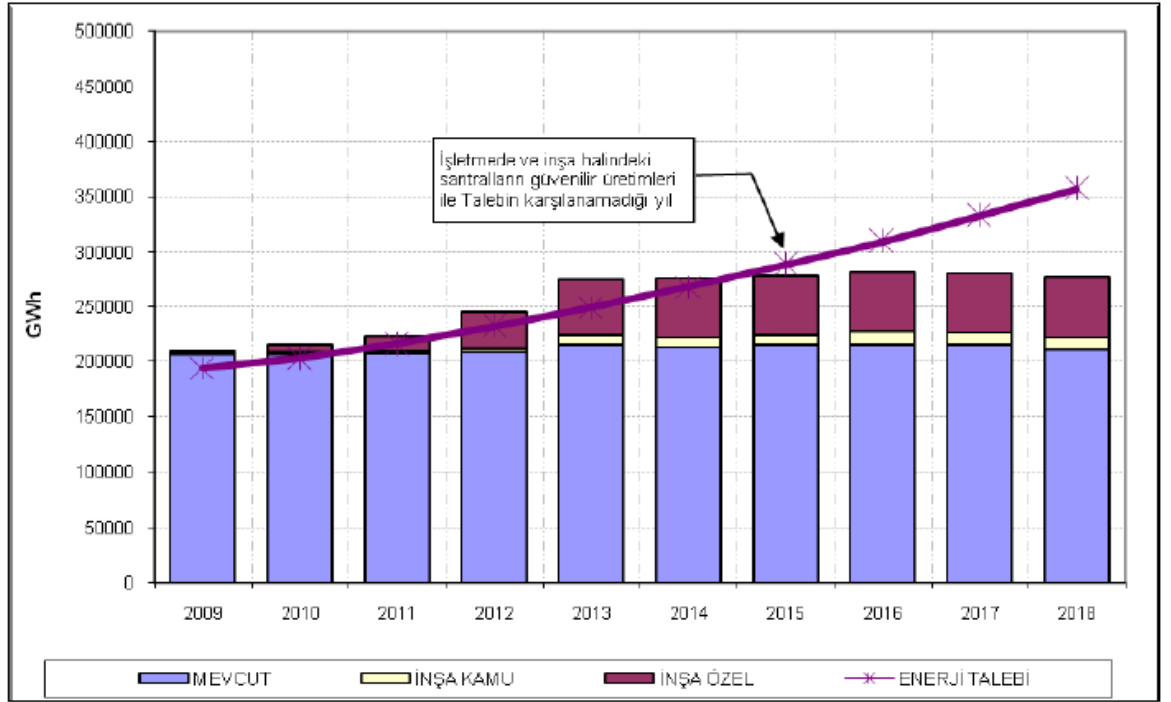
Düşük Senaryoya göre ise 2018 yılında toplam kurulu gücün 54.240 MW seviyelerine ulaşması projekte edilmiştir.

Tablo 1.19. Tahmini Kapasite Projeksiyonu, Düşük Senaryo

(MW)										
YILLAR	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LİNYİT	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260
T.KÖMÜR+ASFALTİT	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
İTHAL KÖMÜR	1838	1838	2248	2856	4070	4070	4070	4070	4070	4070
DOĞAL GAZ	14693	14772	15645	15645	17510	17510	17510	17510	17510	17510
JEOTERMAL	77	85	85	85	85	85	85	85	85	85
FUEL OIL	2100	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
MOTORİN	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
DİĞER	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
TERMİK TOP.	27982	27768	29051	29659	32737	32737	32737	32737	32737	32737
BİOGAZ+ATIK	41	52	60	60	60	60	60	60	60	60
HİDROLİK	14736	16100	17726	19320	19320	19320	19320	20520	20520	20520
RÜZGAR	537	720	922	922	922	922	922	922	922	922
TOPLAM	43295	44640	47760	49962	53040	53040	53040	54240	54240	54240

Mevcut, İnşası devam eden Kamu ve Özel Sektör santrallerin belirlenen tarihlerde devreye girmesi halinde, enerji talebine etkisi aşağıda gösterilmiştir. (TEİAŞ, 2009: 47)

Tablo 1.20. Tahmini Kapasite ve Talep Projeksiyonu Grafiği



Güvenilir üretim yedeği göz önüne alındığında, 2015 yılından itibaren sisteme yeni üretim tesislerinin ilave edilmesinin gerektiği anlaşılmaktadır.

İKİNCİ BÖLÜM

II- TES MALİ FİZİBİLİTESİ

2.1. Yatırımın Fizibilite Raporunun Hazırlanması

Ülkemizde yatırım projelerinin etüdü ile ilgili standart bir form geliştirilmemiştir. Yatırım projelerinin gerçekleştirilmesinde çoğu kez ön inceleme niteliğinde bilgilerle yetinilmektedir.

Yatırım projesi ile ilgili çıkar gruplarının amaçlarına göre fizibilite etüdünün kapsamı değişebilir. Ayrıca yatırımın konusu da raporun kapsam ve içeriğinin değişmesine yol açar.

Yatırım fizibilitesinin genel hatları ile aşağıdaki bölümlerden oluşması beklenmektedir:

- Yatırım konusu ile ilgili genel bilgiler,
- Pazar analizi bölümü,
- Ekonomik inceleme bölümü,
- Teknik inceleme bölümü,
- Mali inceleme bölümü,
- Sonuç ve istek bölümü. (BERK; 2007: 176)

2.1.1. Yatırım Konusu İle İlgili Genel Bilgiler

Yatırımın türü, amacı ve tanıtımı ile kuruluş yeri, yatırıma başlama ve tamamlanma süresi ile ilgili bilgilerin de bu özetle birlikte sunulması gerekir. Ayrıca projede yatırıma başlama ve yatırımın tamamlanması ile ilgili olarak; yatırıma başlama, deneme çalışmasına geçilmesi ve sürekli üretime başlama aşamalarının ayrı incelenmesi şeklinde bir uygulama eğilimi de belirtilmelidir.

2.1.2. Pazar Analizi Bölümü

Bu bölümde, yatırım sonucu elde edilecek ürünlere yönelik Pazar bölümü, hedef kitle, müşteri grubu, rekabet durumu, ürünün pazardaki rakip ve tamamlayıcı mallara ilişkin bilgileri yer alır.

Pazar analizlerinin güvenilir kaynaklara dayanmak zorundadır. Söz konusu analiz noktaları için istatistiksel yöntemler kullanılmalı ve gelecekteki değişime durumları da belirlenmelidir.

2.1.3. Ekonomik Bölüm

Ekonomik bölümde, ürün ile ilgili ekonomik çevre koşulları açıklanmakta ve bölüm kapasitesinin belirlenmesi ile kuruluş yerinin seçimi şeklinde iki ayrı başlık altında incelenmektedir.

a) Kapasitenin belirlenmesi, ürünün arz yapısı, seçilen üretim teknolojisi ve kapasitenin genişletilmesi olanaklarına açıklık getirilmektedir. Giderler ve genel maliyetlerdeki değişimler dikkate alınarak optimal kapasitedeki genişletme olanakları incelenmekte ve başa baş analizleri yardımıyla optimum kapasite büyüklüğü belirlenmektedir.

b) Kuruluş yeri seçiminde aşağıdaki hususlara dikkat edilmelidir.

- İşgücü, hammadde, yardımcı malzeme, su, yakıt, enerji vb girdilerin sağlanması ve maliyet koşulları (organize sanayi bölgeleri ve serbest bölgelerin avantajı).

- Satış ya da tüketim pazarlarına yakınlık ve ulaşım olanakları.

- Arsa, arazi temini ve inşaat olanakları.

- Fabrika ve tesislerin yer aldığı bölgenin Hazine Müsteşarlığı'nca öngörülen yatırımları özendirme (teşvik) alanı içinde olup olmadığı, bölge belediyesi ve kamu kuruluşlarının sağlayacağı avantajlar göz önünde tutulmalıdır.

Yer seçiminde; devletçe sağlanan özendirilmiş kredilerden, yurt dışından getirilecek makineler için gümrük vergisi kolaylıklarından yararlanmayı planlayan yatırımlar açısından, firma üretim tesislerinin yatırım özendirme alanlarında düşünülmesini gerekli kılabilir. Kuruluş yeri genişleme yatırımlarına da uygun olmalıdır. Ayrıca havanın ısı ve nem derecesi üretim üzerinde etkili olmaktadır. Bu bakımdan iklim koşulları ve zeminin dayanıklılığı önem taşır.

Kuruluş yeri, üretimin çevreye zarar vermeyeceği bir nitelikte olmalıdır. Üretim atıklarının kolayca ve minimum maliyetlerle zararsız hale getirileceği bir ortam da kuruluş yeri açısından önem taşır.

2.1.4. Teknik İnceleme Bölümü

Bu bölümde daha çok teknoloji seçimi ve işletme seçimi ve işletme içi yerleştirme düzenine ilişkin sorulara açıklık getirilir. Herhangi bir patent, lisans, know-how anlaşmasının gerekli olup olmadığı burada belirtilir.

Üretim girdileri, üretim yöntemi, temel ve ikincil ürünlere ilişkin bilgilerde teknik bölümün inceleme alanına girmektedir. Bunun yanında kullanılacak makine ve teçhizatın benzerlerine tercih nedenleri de belirtilmelidir.

Üretilecek ürünlerle ilgili hammadde ve ara malı tüketimi ve mevcut rezervler, ürünler ilgili zaman etüdü raporları, yıllık ihtiyaç düzeyleri, laboratuvar testleri ve pilot testler de bölüme eklenir.

2.1.5. Mali İnceleme Bölümü

Teknik bölümde belirlenen makine tesis ve binaları finanse edecek kaynakların ve işletmenin kapasite kullanım düzeyine göre değişen işletme giderleri için gerekli çalışma sermayesinin belirlenmesi mali bölümün temel inceleme konusunu oluşturmaktadır.

Dönemler itibariyle satış, gider ve kar hesapları projenin kabul edilebilirliğini büyük ölçüde etkileyecek olan karlılık hesaplamaları için önemli veriler niteliğindedir. Aynı şekilde dönemler itibariyle varlık ve sermaye yapısını gösteren proforma bilançoların düzenlenmesi, firmanın borçlanma ve borç ödeme olanakları açısından finansal yapıyı yansıtan önemli hesaplamalardır. Ayrıca yatırım indirimi, vergi ödemeleri, kar dağıtımı hesaplamaları, borçların geri ödenme olanaklarının incelenmesi de mali inceleme bölümünün inceleme konusunu oluşturur.

Projenin mali açıdan değerlendirilmesi, özetle aşağıdaki başlıklarla sıralanan temel konuları kapsar:

- Yatırım dönemi sonunda toplam duran varlıkların tahmini,
- Dönemlere göre toplam satış ve giderlerin tahmini,
- Brüt ve net çalışma sermayesinin dönemler itibariyle tahmini,
- İşletme döneminde toplam varlıklara uygun sermaye yapısının belirlenmesi,
- İşletmeye geçildikten sonra dönemler itibariyle projenin gelir\gider ve fon akımının düzenlenmesi,
- Kapasite kullanımına göre kara geçiş analizi sermaye yapısının belirlenmesi,
- Projenin finansal açıdan değerlendirilmesi.

Finansal açıdan inceleme konuları, yatırım projesinin düzenlendiği dönemden itibaren projenin ekonomik ömrü boyunca dönemler itibariyle varlık ve sermaye yapısının tahmini önem kazanmaktadır. Ayrıca yatırımların tamamlanmasını izleyen en az 7-10 mali yılın tahmini satış, maliyet ve kar hesaplamaları da bu bölümde yer alır. Finansal projeksiyonlar; kullanılacak

yabancı kaynağın geri ödeme süresinden daha sonraki bir tarihi kapsamalıdır.

2.1.6. Sonuç ve İstek Bölümü

Fizibilite çalışmasının, sonuç ve istek bölümü proje ile ilişkili çevrelerden hangisi için düzenlenmişse, onun amaçları doğrultusunda karar verilmesine olanak sağlayacak istek ve değerlendirmelerden oluşur.

Kredi kurumları açısından, projenin finanse edilip edilmeyeceği, kredi verilecek ise bunun tutarı, ödemesiz geçen dönem, geri ödeme süresi ve güvence olarak sunulan ipotek ve teminatlar önem kazanacaktır.

Firma yönetimi ve ortakları açısından yapılacak sonuç değerlendirmeleri yatırıma karar vermeye olanak sağlayacak nitelikte olmalıdır. (BERK; 2007: 184)

2.2. Yer Seçimi ve Çevresel Faktörler

Enerji Projeleri için en önemli konulardan biri de, Santralin yapılacağı arsaların mülkiyeti için yapılacak çalışmalardır. Arazi ve arsalar için, yatırımcı firma lehine yürütülecek kamulaştırma işlemleri ve sürecinin iyi yönetilmesi gerekmektedir.

4709 Sayılı Kanununun 18. Maddesiyle 17.10.2001 tarihi itibarıyla değişen, Anayasa'mızın 46. Maddesi; "Devlet ve kamu tüzel kişileri; kamu yararının gerektirdiği hallerde, gerçek karşılıklarını peşin ödemek şartıyla, özel mülkiyette bulunan taşınmaz malların tamamını veya bir kısmını kanunla gösterilen esas ve usullere göre kamulaştırmaya ve bunlar üzerinde idari ittifaklar kurmaya yetkilidir." Denilmektedir.

Kamulaştırılacak yer ile ilgili olarak, ana konular;

1) Kamulaştırma işlemleri her aşamada, Anayasa başta olmak üzere, ilgili tüm mevzuata uygun olmalı,

2) Kamulaştırma yetkisi, devlet ve yetkilendirilmiş diğer kamu kurum ve kuruluşlarına aittir.

3) Kamu yararının kamulaştırmayı gerekli kılması gerekir.

4) Kamulaştırılan taşınmaz mal bedelinin peşin olarak ödenmesi zaruridir.

5) Sadece taşınmaz ve özel mülkiyet konusu olan malların kamulaştırılması mümkün olabilmektedir.

6) Kamulaştırılmada devlet erki kullanılarak zorla alım söz konusudur.

Kamulaştırılacak alanın enerji yatırım yapılacak Şirketçe belirlenmesinin ardından; Kamulaştırma İzin ve İrtifak işleri aşağıdaki şekilde yapılmaktadır.

a) Gayrimenkuller Tapusuz Olduğunda: 4650 Sayılı Kanunla değişik 2942 sayılı Kamulaştırma Kanununun "Tapuda Kayıtlı Olmayan Taşınmaz Malların Tescili ve Zilyedin Hakları" 19. Maddesi uyarınca 3402 Sayılı Kadastro Kanunu'nun 16. Maddesinde belirtilen Kamu Malları araştırmasının neticesine göre yine 2942 Sayılı Kamulaştırma Kanunu'nun ilgili hükümlerinde belirtilen şartlarda kamulaştırma işlemleri yürütülür.

b) Orman Arazilerinde: Şirket tarafından doğrudan Orman Genel Müdürlüğü, Kadastro ve Mülkiyet Dairesi Başkanlığı'na müracaat edilerek, 6831 Sayılı Orman Kanunu hükümleri gereğince Orman Genel Müdürlüğü'ne ait taşınmaz malların kullanımı için izin alınır.

c) Mera Alanları İçin: 4342 Sayılı Mera Kanunu'nun 14. Maddesine göre, mera alanlarının tahsis amacının değiştirilmesi için Tarım İl Müdürlüklerince istenen belgeler Şirket tarafından Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'na (EPDK) iletilir. EPDK tarafından, Tarım İl Müdürlüklerine müracaat edilir.

d) Hazineye Ait Taşınmaz Mallar İçin: Hazineye ait taşınmaz mallarda irtifak hakkı tesisi veya kiralama işlemlerinin yapılabilmesi için, söz konusu taşınmaz mallara ilişkin bilgiler Şirket tarafından EPDK'na iletilerek, Kurul Kararı alınması talep edilir. EPDK tarafından alınan Kurul Kararı, Maliye Bakanlığı Milli Emlak Müdürlüğü'ne iletilir. Milli Emlak Genel Müdürlüğü'nün belirlediği bedeller üzerinden Şirket lehine irtifak hakkı tesis edilir.

e) Diğer Kamu Kurumlarına Ait Taşınmazlar İçin: Diğer kamu kurum ve kuruluşlarına ait olan taşınmaz malların 2942 Sayılı Kamulaştırma Kanununun 30. Maddesine göre, Hazine adına devir işleminin yapılabilmesi için söz konusu taşınmaz mallara ilişkin bilgiler, Şirket tarafından EPDK'na iletilir. EPDK tarafından alınan Kurul Kararı ilgili kuruma iletilerek, taşınmaz malların EPDK'ca belirlenen bedelleri üzerinden devri konusunda anlaşma sağlanmaya çalışılır. Anlaşma sağlanamadığı durumlarda Danıştay'a müracaat edilir.

f) Özel Şahıslara Ait Taşınmaz Malların Kamulaştırma İşlemleri: 4650 Sayılı Kanun ile değişik 2942 Sayılı Kamulaştırma Kanununun özellikle 7. Madde, 10. Madde ve 27. Madde kapsamında yapılan kamulaştırmalarda, ilgili kamu kurumu ve vatandaşlar arasında düzenlenen uzlaşma toplantılarında uzlaşma sağlanamaması halinde tapuya şerh verilerek işlem nihayetlenirken, uzlaşma sağlanamaması halinde ise kamulaştırma işlemleri 10. Madde üzerinden nihayetlenir. (TANDOĞAN, Beril; ICCI, 2009: 44-45)

Özel mülkiyete ait olan taşınmaz malların elde edilmesi amacıyla lisans sahibi tüzel kişilere, öncelikle doğrudan satın almayı tercih etmeleri önerilmektedir.

Kurulacak santralin yer seçimi konusuna gelince; bu konuda en önemli nokta, tesisin kömür madenine en yakın ve uygun alana kurulması olacaktır. TES projesinde, hammadde olarak kömürün kullanılacağı göz önüne alındığında ve en önemli maliyet kaleminin de kömür maliyeti (yakıt) olduğu

dikkate alınır, arazi seçiminde de fazla bir seçeneğin olmayacağı da açıktır.

TES projelerinin, atık barajları dikkate alındığında, yerleşim yerlerinden mümkün olduğu ölçüde dışında olmasında yarar vardır. Yine yatırımın toplam maliyetini arttıracak bir konu da; elektrik enerjisinin bağlanacak olan ana hatta uzaklığı önemli olabilmektedir. TES, ana dağıtım hatlarından ne kadar uzak ise, enerji iletim hatlarının maliyeti de buna paralel olarak artacaktır.

2.3. Kapasiteye Karar Verilmesi

İşletmelerde, kapasitenin bir çok türü kullanılmaktadır.

Teknik Kapasite; üretim araçlarının üretim güçlerine dayanılarak hesaplanan kapasitedir.

Ekonomik Kapasite; kapasitenin yarar sağlaması, başka bir deyişle verimlilik ve kar ile ilişkisi açısından uygunluğunu ortaya koyan kapasitedir.

Bunların dışında uygulamada kullanılabilen; atıl kapasite yani yararlanılmayan kapasite, işgücü kapasitesi, makine kapasitesi, yedek kapasite, örgütlenme kapasitesi gibi kapasite deyimleri de vardır. (GÜVEMLİ, 2001: 121)

Konu TES yatırımı olunca ve uygulama örneğimizdeki gibi kömür ile çalışan bir enerji santralinden bahsediyorsak, kendi kömür madenin rezerv durumu kapasiteyi belirleyen et etkin faktördür.

Amaç öncelikle yerli kömür varlığımızı değerlendirmek ise; yapılan maden rezerv çalışmaları ile, tespit edilen görünür rezervin, santralin ekonomik ömrü olan 20 yıllık ihtiyacını karşılaması gerekir.

Uygulama örneğimizde de üretim lisansı 380 MW toplam güce göre alınmıştır. Bu durumda; 135 MW'lık birinci faz yatırımın yıllık 765.000 ton linyit kömürü ihtiyacı olduğuna göre:

$(765.000 / 135) \times 380 = 2.153.333$ ton yıllık kömür ihtiyacı vardır.

$2.153.333 \times 20$ yıl = 43.066.660 ton TES'nin toplam kömür ihtiyacı vardır.

Buna göre; toplam proje tutarı olan 380 MW için yaklaşık 43 milyon ton kömür rezervinin mevcut olması gerekir.

2.4. Teknik Etüd Çalışmaların Yapılması

Bu bölümde; termik santral kuruluşu sırasında kapasite seçimini de etkileyecek olan teknik etüd çalışmalarında, göz önünde alınması gereken kriterlere yer verilmiştir.

2.4.1. Kömür Yakma Teknolojileri

Kömür kullanımını belirleyen iki temel parametre vardır; ekonomi ve çevre. Bu iki parametrelerin yönlendirilmesi doğrultusunda kömür kullanımı değişmektedir. Kömür çevre açısından olumsuzluklar taşımaktadır. Çevre konusunun etkin bir parametre olmadığı dönemlerde konvansiyonel dediğimiz kömür yakma teknikleri en üst seviyesine ulaşmıştır. Toz kömürlü kazanlar yüksek verimleri ve ekonomik avantajları nedeniyle termik santrallerde ve endüstride en yaygın kullanılan buhar kazanları olmuştur.

Ancak; geçtiğimiz son 10-20 yıllık dönemde, kömürlü kazanlarda ve santrallerde büyük düşüş olmuştur. Çevre baskısının yanında, kömürün yatırım ve işletme maliyetlerindeki ekonomik dezavantajları bu düşüşe neden olmuştur. Alternatif yakıt fiyatlarındaki gelişmelerin, önümüzdeki dönemde kömürü ekonomik alanda tekrar ön plana getirmesi beklenmektedir. Petrol ve buna bağlı olarak doğalgaz fiyatlarında artış olması kaçınılmazdır. Dolayısıyla kömürün çevre açısından dezavantajlarını kompanse edecek yatırımlar önümüzdeki on yıllarda fizibil olacaktır. Sonuç olarak; temiz kömür

teknolojileri denilen yeni yakma teknikleriyle ve yüksek çevrim verimlerini mümkün kılan teknolojilerle kömür kullanımı önümüzdeki yıllarda bir numaraya yükselmek durumundadır.

Kömürün diğer fosil yakıtlarından daha fazla çevre üzerinde olumsuz etkisi vardır. Bünyesinde bulunan ve yakıldığında ortaya çıkan kirleticiler (sülfür ve nitrojen oksitler, aynı zamanda partiküller) ve ağır metalar, kömürün enerji kaynağı olarak kullanımında önemli sakıncalar oluşturmaktadır. Bu kirleticilerin kabul edilebilir seviyelere çekilmesi yeni teknoloji uygulamalarını gerekli kılmakta ve bu durum beraberinde ek bir maliyet getirmektedir. Temiz kömür teknolojileri esas olarak dört ana kategoriye ayrılabilir:

Kömürün Temizlenmesi: Sülfür ve kömürün bünyesinde bulunan diğer kirleticiler, yakıt yakılmadan önce temizlenir.

Yanma Esnasında Temizleme: Kömür yanarken açığa çıkan kirleticiler, yanma esnasında yakıcının veya kazanın içinde tutulur.

Yanma Sonrası Temizleme: Kömürün yakılması ile açığa çıkan kirletici gazlar, baca vasıtasıyla dışarı atılmadan önce temizlenir.

Kömürün Dönüştürülmesi: Kömürün yakılarak enerji eldesi yerine; kömür, yakıt olarak kullanılabilen ve kullanılmadan önce temizlenebilen gaz veya sıvı bir başka yakıtı dönüştürülür.

2.4.1.1. Kritik Üstü Basınçlara Çıkmak

Günümüzde toz haline getirilmiş veya toz halindeki kömürün yakıldığı özel yakıcılar (toz kömür yakan kazanlar) ile kömürün bünyesinde bulunan karbonun % 99'unun yakılması mümkündür. Kritik altı ve kritik üstü basınçlarda çalışan klasik buhar sıkıştırımlı güç santrallerinde, ısı enerjisinin elektrik enerjisine net dönüşüm verimi uygulanan teknolojinin yeniliğine, kömür kalitesine, buhar çevriminin çalışma aralığındaki değişkenlerine bağlı olarak % 38 ila % 43 arasında değişmektedir. Kritik üstü basınçlarda çalışan

güç santrallerinin net dönüşüm verimi % 43 arasında değişmektedir. Kritik üstü basınçlarda çalışan güç santrallerinin net dönüşüm verimi % 43'e varmaktadır. Bu elbette, geliştirilmiş tasarımlar, yeni imalat teknikleri ve yeni ve ileri yüksek alaşım malzemelerinin uygulanması ile mümkündür.

Bu tip santraller Avrupa, Japonya ve ABD ile Rusya'da 25 yıldır devrededir. Kritik üstü basınçlarda çalışan toz kömür santrallerinde yapılmakta olan gelişmelere bağlı olarak, bu santraller 700-720 °C deki buhar koşullarına göre % 50'lerin üzerinde verim değerine ulaşabilmektedir.

2.4.1.2. Atmosferik Emisyon Kontrolü

Çevre standartlarında verilen değerlerin sağlanması için tozlaştırılmış kömürün yakıldığı sistemlerde mutlaka özel emisyon kontrol teknolojilerine yer vermek gerekir. Baca gazlarında bulunan taneciklerin tutulması için gerekli yöntemler (siklonlar, torba ve elektrostatik filtreler) her geçen gün gelişmektedir. Taneciklerin ağırlıklarının % 90'ına kadar tutulmasında en etkin yöntem siklonlardır. Elektrostatik tutucular ile % 99,75 verime kadar tutma verimi sağlanabilir. Son tasarımlar, güç santralının işletme maliyetinin % 5 mertebesinde artması sonucunu doğurmaktadır.

Baca gazlarındaki kükürdün tutulması için yapılacak yatırımlar ise santralın yatırım maliyetinin yeni yapılacak santralarda % 15 oranında artmasına neden olmaktadır.

Azot oksitlerinin (NO_x) azaltılmasında, üre veya amonyak eldesi önemli yer tutmaktadır. Bu işlemin en son şekli Selective Catalitic Reduction (SCR) olarak bilinir ve % 65 ila % 80 oranında NO_x tutulması sağlanır. Bu yöntem, yeni bir santralde yatırım maliyetini % 7 ile % 15 oranında arttırmaktadır. Yine yanma odasında sıcaklıkların düşük tutularak NO_x oluşumunun engellenmesi de önemli bir diğer yöntemdir. Bu yöntem uygulandığında ise yatırım maliyetlerinde % 1-2 arasında artış olacaktır.

2.4.1.3. Akışkan Yatakta Yakma Teknolojisi

Akışkan yatakta yanma kömürün nötr parçacıklarından oluşan sıcak akışkan yatakta yanmasıdır. Milimetre mertebesindeki kömür tanecikleri akışkan yatağın yaklaşık % 2'sini oluşturmaktadır. Kömür, nötr taneciklerin içinde mükemmel bir karışmayla yanar. Yanma 800-900 °C aralığında gerçekleştirilir. Akışkan yatakta yakma teknolojisinde, yanma sırasında oluşan SO₂, ek bir baca gazı arıtma tesisine ihtiyaç olmadan, yanma odasına kömürle birlikte beslenen kireçtaşı ile tutulur. Gazla taşınan küçük tanecikler yakıcı çıkışındaki siklonda gazdan ayrılarak yatağa geri beslenir ve bu şekilde kömür ve kireçtaşının yakıcıda kalma süreleri uzar ve dolayısıyla yanma ve kükürt tutma performansı artar. Bu teknoloji kül ve kükürtçe zengin, düşük kaliteli kömürlerin değerlendirilmesi için çok uygundur.

Akışkan yataklı yakıcılar atmosferik ve basınçlı olmak üzere iki grup da sınıflandırılabilir. İsimlerinden de anlaşılacağı gibi, atmosferik akışkan yataklı yakıcılar atmosferik basınç civarında, basınçlı akışkan yataklı yakıcılar ise 5-20 atmosfer arasında basınçlandırılarak çalıştırılırlar.

2.4.1.4. Kömür Gazlaştırma Teknolojileri

Kömür yanma işlemi, gaz fazında ve katı yüzeylerde gerçekleşen bir dizi tepkimeden oluşmaktadır. Kömürdeki uçucu maddenin serbest kalması öncelikle gerçekleşir. Konvansiyonel bir yakıcıda, uçucu maddenin serbest kalması ve yanma safhaları birbirinden ayırt edilemez ve sadece genel tepkime gözlemlenebilir. Gazlaştırma işleminde ise, önce yakıtın uçucu maddesinin serbest kalması ve ardından katı kısmın kısmi oksitlenme ile gazlaştırılması sağlanır. Elde edilen toplam gaz yakıt daha sonra yakılır.

2.4.1.5. Entegre Gazlaştırma-Kombine Çevrim (EGKÇ) Teknolojisi

Kömürün gazlaştırılması yoluyla verimli enerji elde edilmesini amaçlayan en önemli teknoloji "Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi"dir. Bu teknolojide, yakıtın gazlaştırılmasından elde edilen yakıt,

elektrik enerjisi elde etmek üzere gaz türbininde yakılmadan önce toz parçacıkları ve kükürt bileşiklerinden arındırılır. Sonra, gazın yandığı gaz türbininde elektrik üretilirken, türbinden çıkan sıcak gazın ısısının bir kısmının geri kazanılmasıyla üretilen buhardan da buhar türbininde elektrik üretilerek kombine çevrim gerçekleştirilmiş olur.

Gazlaştırma teknolojisinin önemli bölümlerinden birini oluşturan gaz temizleme işlemi, yukarıda da belirtildiği gibi, gazın soğutulmasından sonra ya da yüksek sıcaklıkta ve basınç altında yapılabilmektedir. Soğuk temizleme teknolojilerinin kullanılması durumunda, tesisin toplam verimi düşmekte, yatırım maliyeti ise artmaktadır. Gelişmekte olan ve henüz ticari olgunluğa ulaşmamış sıcak gaz temizleme teknolojileri uygulandığında ise, tesis verimi daha yüksek olmaktadır.

Entegre gazlaştırma kombine çevrim teknolojisiyle % 45 tesis verimliliği ile % 99 SO₂ giderme verimi elde edilmesi ve azot oksit emisyonlarının 50 ppm'in altına düşürülmesi mümkün olabilmektedir.

Entegre kömür gazlaştırma kombine çevrim teknolojisine dayalı termik santralarda bulunan gaz türbini ve buhar türbini, ticari ve teknik açıdan olgunluğa erişmiş ünitelerdir. Teknoloji ve maliyet açısından olgunluğa ulaşmamış olan gazlaştırma ve gaz temizleme üniteleridir ve toplam yatırım maliyetinin kömür hazırlama tesisleri ile birlikte yaklaşık % 60'ını oluşturmaktadır. Sıcak gaz temizleme ünitelerinde yeterli gelişmenin sağlanması durumunda tesis maliyetinin % 15-20 oranında düşmesi beklenmektedir. Halihazırda ticari ölçekte kurulmuş tesislerde deneme aşamasında olan bu teknolojinin kömüre dayalı enerji üretiminde önemli bir paya sahip olması beklenmektedir.

2.4.1.6. İleri Kömür Gazlaştırma ve Yakıt Hücreleri Teknolojileri

Bu sistem bir elektro-kimyasal çevrimdir. Yakıt hücreleri kimyasal enerjiyi doğrudan elektrik enerjisine çevirir. Bu sistem bir kömür gazlaştırma

ünitesi ihtiva eder ve metan açısından zengin gazı, yakıt hücresine yollar ve doğrudan elektrik eldesi sağlar.

Bu yöntem düşük SO₂ ve NO_x ihtiva etmesi açısından ümit vadeden bir potansiyele haizdir ve verim değerleri % 60'dan yüksektir. İkinci olarak da yakıt tasarrufu ve CO₂ emisyonlarında % 40'a varan azalmalar sağlar. Bir diğer avantaj ise, sistemin kısmi ve tam yükte veriminde herhangi bir azalma olmadan çalışabilmesidir. Bu yöntemin gelişmesi için korozyona dayanıklı malzemelerin gelişmesi gerekmektedir.

2.4.1.7. Türkiye Açısından Kömür Yakma Teknolojileri

Kömür yakıtlı santrallerin geliştirilmesi Türkiye'de Ar-Ge konuları içinde önceliğe sahiptir. Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu'nun 2000/5 sayılı kararı çerçevesinde Temiz Kömür Teknolojilerine (kalite yükseltme, akışkan yataklı yakma sistemleri, gazlaştırma, gazlaştırma ile entegre kombine çevrim teknolojileri) öncelik verilmektedir. Bu karar doğrultusunda 2023 Bilim ve Teknoloji hedeflerinde Enerji konusunda Temiz Kömür Teknolojileri birinci önceliği almıştır.

Türkiye'de konvansiyonel toz kömür yakma teknolojisiyle çalışan büyük ölçekli endüstriyel ısı veya enerji santralleri üretimi mevcut değildir. Atmosferik akışkan yataklı kazanlar endüstriyel buhar ihtiyacının karşılanması için üretilebilmektedir. Ancak bu teknoloji elektrik santralleri için mevcut değildir. Yukarıda sözü edilen "Temiz Kömür Teknolojileri" konusunda ise kazanılmış bir teknoloji ve uygulaması olmadığı gibi, bu konuda teknolojik araştırma veya bir Ar-Ge çalışması da bulunmamaktadır. (İTÜ, 2007: 57)

Temiz Kömür Teknolojileri konusundaki araştırma ve geliştirmeyi ve çalışmalarını; a) temel araştırma, b) teknolojik araştırma (tasarım, projelendirme), c) pilot ölçekli tesislerin kurulması ve deneysel araştırma, d) ticari ölçekli uygulamalar olarak 4 aşamada düşünmek mümkündür.

Belirtilen Ar-Ge çalışmalarının gerçekleştirilmesi için üçüncü aşamada kurulacak pilot ölçekli tesisler büyük kaynak desteğiyle inşa edilebilirler. Önerilen temiz yakıt ve yakma teknolojilerinin ileri teknoloji ürünü olmayışı, pilot ölçekteki bu ünitelerin kurumunun yüksek oranda Türkiye’de imalat ve küçük bir kısmın da yurt dışından temini ile gerçekleşmesine imkan vermektedir. Aynı şekilde ticari ölçekli ürünler de, Türkiye’nin ulaştığı endüstriyel düzeyde gerçekleştirilebilecek niteliktedir.

Bir taraftan Ar-Ge etkinlikleri yürütülürken, buna paralel olarak da teknoloji transferinin gerçekleştirilmesi, istenilen sonuca daha hızlı, güvenli ve ekonomik ulaşımı mümkün kılacaktır. Transfer edilecek teknolojilerin söz konusu Ar-Ge etkinlikleri kapsamında kurulacak olan pilot/demo ölçekli yakma tesislerinden alınacak olan sonuçlara dayanarak, ülkemiz özgün yakıtlarına uyarlanması gereklidir. Bu nedenle, kurulacak olan tesisler için yakma testlerinin yapılması ve bu testlerin de kurulacak pilot ölçekli tesislerde gerçekleştirilmesi özendirilmelidir.

Türkiye’de mevcut bitümlü, yarı bitümlü ve linyit kömürleri ile ilgili her türlü fiziksel zenginleştirme ile yıkanabilirlik deneylerinin yapılmakta, bilimsel ve uygulama ağırlıklı çalışmalar gerçekleştirilmektedir.

Son yıllarda temiz kömür teknolojileri ile ilgili olarak “Kömür-su karışımları teknolojisi; Türk linyitlerinin hazırlanması, stabilizasyonu ve yakılması” konulu DPT destekli araştırma projesi gerçekleştirilmiştir. Türk linyitlerinin bu teknoloji ile, çevreye duyarlı temiz bir yakıt olarak yakılabileceği saptanmıştır. Deneyler pilot ölçekte, üstten beslemeli ve akışkan yataklı yakıcılarda gerçekleştirilmiştir.

Sonuç olarak; hem Türkiye açısından, hem de Dünya açısından kömüre dayalı elektrik ve enerji üretimi önümüzdeki 10-20 yıl içinde büyük öneme sahip olacaktır.

Geliştirilecek teknolojiler, temiz kömür yakma teknolojileri olacaktır. Bu teknolojiler esas olarak; toz kömür yakma tekniği ve gazlaştırma ve yakma tekniği olarak sıralanabilir.

Bu konularda Türkiye’de teknoloji üretimi yok denecek kadar zayıftır. Özellikle elektrik santrallerindeki uygulama tamamen yurtdışından karşılanmaktadır.

Kömür rezerv ve üretiminin iyi bir planlama ile 2020 yılına kadar artırılması ve güvenilir enerji kaynağı olan kömürün elektrik üretiminde kullanım oranının hızla yükseltilmesi, ülkemiz açısından hayati önem taşımaktadır.

Kömür yakan santrallerde % 30 olan kapasite kullanımı hızla yükseltilmelidir.

Kömür kullanımında çevreye uyumlu; SO_x, NO_x, CO₂ ve toz emisyonları denetim altına alınmış, temiz kömür kullanımı esas alınmalı, temiz kömür teknolojileri ile yakma teknolojilerinin geliştirilmesi yönündeki araştırma ve uygulamalar özendirilmelidir.

Kömürden gaz, petrol ve hidrojen üretimi hızla geliştirilmeli, bu bağlamda yerli teknolojilere yönelik araştırmalar desteklenmelidir.

25 Megawatt’dan başlayan güçlerdeki kömür yakan santraller özendirilmelidir.

Mevcut enerji hammadde kaynaklarımız içinde rezerv açısından birinci sıraya oturan kömürlerimiz, elektrik üretiminde vazgeçilmez bir enerji kaynağı olarak ortaya çıkmaktadır. Kömürün bugün ve gelecekte çevreye uyumlu bir enerji kaynağı olarak kabul edilebilmesi için, çevreyi kirletmeden verimli bir şekilde santrallerde yakılması şarttır. Bunun için; mevcut termik santrallerin acilen desülfürizasyon ve toz tutucu ünitelerle teçhiz edilmesi ve planlanan termik santrallerin de acilen devreye sokularak çevreye duyarlı bir şekilde kömürün yakılması önlemlerinin alınması gerekmektedir. Yurtiçi kömür

kaynaklarının arama, üretim ve kullanımında yaşanan sorunlar irdelenmeli, sorunları giderici önlemler alınmalıdır. (İTÜ, 2007: 59)

2.4.2. ÇED Çalışmaları

Çevresel Etki Değerlendirmesi'nin (ÇED) amacı; ekonomik ve sosyal gelişmeye engel olmaksızın, çevre değerlerini ekonomik politikalar karşısında korumak, planlanan bir faaliyetin yol açabileceği bütün olumsuz çevresel etkilerin önceden tespit edilip, gerekli tedbirlerin alınmasını sağlamaktır.

ÇED sayesinde; halka ve ilgili taraflara danışarak ve olabildiğince gerçekleştirilmesi istenen projeye ilişkin ve geniş çapta bilgi toplayarak, projenin uygulaması sırasında ortaya çıkabilecek olası problemler, henüz projenin tasarım aşamasında çözülebilir veya hafifletilebilir. Bu yolla problemlerin pek çoğu, fiili uygulama başlamadan çözülmeye çalışılır ve böylelikle maliyetli zaman kaybı önlenmiş olur.

1969 yılında ABD'de yürürlüğe giren Ulusal Çevre Politikası Kanunu (National Environmental Policy Act) kapsamında dünya ile tanışan ve gerek ABD, gerek AB ülkeleri, gerekse diğer dünya ülkelerinde halen en etkin çevre yönetim aracı olarak yerini alan ve gün geçtikçe de bu yeri sağlamlaştıran ÇED sürecinin yasal, kurumsal ve teknik altyapı açısından güçlendirilmesi teşkil etmektedir.

ÇED Raporu; gerçekleştirmeyi planlanan faaliyetleri sonucu, çevre sorunlarına yol açabilecek kurum, kuruluş ve işletmelerin çevreye yapabileceği tüm olumsuz etkileri göz önünde bulundurularak, çevre kirlenmesine sebep olabilecek artık ve atıkların ne şekilde zararsız hale getirileceğini ve bu hususta alınacak tedbirleri belirten rapordur.

ÇED Yönetmeliğine göre, ÇED Raporuna tabi kurum, kuruluş ve işletmeler özelliklerine göre iki gruba ayrılmıştır. Birinci grupta yönetmeliğin Ek-1 listesinde yer alan veya Çevre ve Orman Bakanlığı'nca "ÇED Gerekli"

dir kararı verilen bir proje için özel bir formata göre hazırlanacak ÇED Raporu yer alır.

İkinci grupta ise, Yönetmeliğin Ek-2 listesinde yer alan projelere ÇED uygulanmasının gerekli olup olmadığının belirlenmesi amacıyla, proje sahibi, bir dilekçe ekinde Proje tanıtım dosyası ve eklerini Çevre ve Orman Bakanlığı'na sunar. Bakanlık, proje için hazırlanan proje tanıtım dosyasını kriterler çerçevesinde inceler. Sonuç da, "ÇED Gerekli" veya "ÇED Gerekli Değildir" kararı verir. ÇED gerekli değildir kararı alınan faaliyetler için 5 yıl içinde yatırıma başlanmalıdır.

ÇED gerekli kararı verilen projelerde, proje tanıtım dosyası Çevre ve Orman Bakanlığı'na sunulur. Bakanlıkça uygunluk yönünden incelenir ve İnceleme Değerlendirme Komisyonu (İDK) kurulur. İDK Genel Değerlendirme Toplantısı ilgili kurum ve kuruluş temsilcileri Bakanlık yetkilileri ile proje sahibi firmanın temsilcilerinden oluşur. Komisyonun kapsam belirleme toplantısından önce, halkı yatırım hakkında bilgilendirmek, projeye ilişkin görüş ve önerilerini almak üzere proje sahibi tarafından projenin gerçekleştirileceği yerde Bakanlık ile mutabakat sağlanarak belirlenen tarihte, halkın katılımı toplantısı düzenlenir. Çevresel Etki Değerlendirmesi sürecinden önce proje sahibi tarafından, halkı bilgilendirmek amacıyla anket, seminer vb çalışmalar yapılabilir. Komisyon çalışmalarından önce halkın katılımı sağlanmış olur. Komisyon tarafından projeye ilişkin olarak hazırlanacak olan ÇED Raporunun formatı belirlenir. Halkın Katılımı Toplantısındaki görüş ve öneriler de dikkate alınarak özel format ile Çevresel Etki Değerlendirmesi Raporunu hazırlayacak çalışma grubu belirlenir.

Nihai ÇED Raporu ile diğer belgelerin Çevre ve Orman Bakanlığı'na sunulmasını takiben, İnceleme Değerlendirme Komisyonu'nun Rapor hakkındaki kararını esas alarak, Bakanlık "ÇED Olumlu Kararı" ya da "ÇED Olumsuz Kararı" verir. ÇED Olumlu Kararı alındıktan itibaren 5 yıl içinde yatırıma başlanmalıdır. (Çevre ve Orman Bakanlığı Web Sitesi, www.cedgm.gov.tr , 19.08.2009)

Yukarıda; anlam ve prosedürü özet olarak anlatılan ÇED Yönetmeliği, 29.04.2009 Tarih ve 27214 sayılı Resmi Gazetede yayınlanarak, 01.01.2010 tarihinden itibaren uygulanacak bazı değişiklikler getirilmiştir.

Buna göre; ÇED yeni yatırımlarda, Çevre İzin Belgesi ve Çevre İzin ve Lisans Belgesi olarak değiştirilmiştir. Mevcut Belgelerde, yeni yönetmeliğe göre değiştirilecektir.

2872 Sayılı Çevre Kanununun “Çevre Kanununca Alınması Gereken İzin ve Lisanslar Hakkında Yönetmelik” gereği, belli başlı tanımlar aşağıdaki şekilde belirtilmiştir:

Çevre İzin Belgesi; İşletmeler için, hava, su ve toprak gibi alıcı ortamları korumak amacıyla ilgili mevzuat uyarınca verilecek belge. (EK: 1)

Çevre İzin ve Lisans Belgesi; Bu yönetmelik kapsamında verilecek çevre izin ve çevre lisanslarını kapsayan bir belge. (EK: 2)

Çevre Lisansı; Atıkların toplanması, geri kazanılması, geri dönüşümü ve bertaraf edilebilmesini ilişkin teknik yeterlilik.

Emisyon; İşletmelerden, alan ve noktasal kaynaklı katı, sıvı veya gaz haldeki atık maddelerin, titreşimin, ısının veya gürültünün havaya, suya veya toprağa doğrudan veya dolaylı olarak salımı.

Geçici Faaliyet Belgesi; İşletmecinin çevre izin veya çevre izin ve lisans başvurusu yaptığında, faaliyeti esnasında ilgili mevzuata uygun olarak çalıştığını belgelemesi için belirlenecek süreler için tesise verilen belge.

Çevre Kanunu Yönetmeliğine göre; Çevre İznine veya Çevre İzin ve Lisansına tabi işletmeler çevresel etkilerine göre, Çevreyi kirletici etkisi yüksek düzeyde olan işletmeler yönetmeliğin Ek-1 de listelenmiştir. Çevreye kirletici etkisi olan işletmeler ise yönetmeliğin Ek-2 de listelenmiştir. Buna göre Ek-1 veya Ek-2’de yer alan işletmeler, Çevre İzni veya Çevre İzin ve Lisansı alması mecburiyeti getirilmiştir.

İşletmelere verilen çevre izin veya çevre izin ve lisansı, on yıl süre ile geçerlidir. İşletmede çevre izin veya çevre izin ve lisans şartlarında değişiklik olmaması durumunda on yıllık süre dolmadan üç ay önce yetkili merciye durum raporu ile belgenin yenilenmesi için başvuruda bulunur. Yetkili merci, başvuruyu uygun bulması halinde yeni çevre izin veya çevre izin ve lisans belgesi düzenler. İşletmenin en az üç yıl süre ile çalışmaması durumunda çevre izin veya çevre izin ve lisansı almak üzere yeniden başvuru yapılır.

Çevre Kanununca Alınması Gereken İzin ve Lisanslar Hakkında Yönetmelik ekinde verilen Ek-1; Çevreye Kirlenici Etkisi Yüksek Olan Faaliyet veya Tesisler olarak tanıtılmaktadır. Ek-2 ise; Çevreye Kirlenici Etkisi Olan Faaliyet veya Tesisler belirtilmiştir.

Tez konumuz olan TES projeleri ise;

- Yönetmeliğin Ek-1’de, 50 MW ya da daha fazla ısı gücü olan elektrik, ısı, buhar ya da sıcak su üretme tesisleri dahil olmak üzere termik santraller ve diğer yakma tesisleri,

- Yine Yönetmeliğin Ek-1’de, 150 hektardan daha geniş alanlarda açık ocak madenciliği ile kömür çıkarılması, kömür gazlaştırma ve sıvılaştırma tesisleri,

- Yönetmeliğin Ek-2’de, 1-50 MW’a eşit ya da daha düşük ısı gücü olan elektrik, ısı, buhar ya da sıcak su üretim tesisleri dahil, termik santraller ve diğer yakma tesisleri,

- Yine Yönetmeliğin Ek-2’de, kömür, ham petrol, doğal gaz, cevherler ve bitümlü şist çıkarmak için yerüstü endüstri tesisleri (Ek-1 de bulunmayan faaliyetler), ayrıca kömür ve/veya cevher hazırlama ve/veya zenginleştirme tesisleri, 25-150 hektar arasındaki alanlarda açık ocak madenciliği ile kömür çıkarılması,

Yer almaktadır.

Kömür yakmalı termik santrallerinde oluşan küllerin pozzolanik çimento üretimi yapan çimento fabrikalarında değerlendirilmesi durumunda, karbon emisyonlarının azaltılması hususunda ilgi çekici bir seçenek olarak karşımıza çıkmaktadır.

Uygulama projemizin ÇED belgesi de; 06.02.2007 tarihinde Çevre ve Orman Bakanlığı'ndan alınmıştır. (EK: 3)

Kazan dip külü, çimento fırınlarında % 10'a dek bir oranla eklenebilmekte olup, uçuntu külleri ise çimento değirmenlerinde % 20'ye dek bir oranla katılabilmektedir. (TURNA, Tamer; ICCI, 2009: 235)

Ayrıca; termik külleri, yer ve duvar kaplama malzemeleri üretiminde de belli bir oranda kullanılabilir. Çin bu konuda önemli miktarda farklı malzemelerde (seramik, tuğla, kiremit vb ürünlerde) kullanım örnekleri vermiştir. Çin devleti de, geri dönüşüm (recycle) malzemesi olarak kullanılan küllerin, sanayi ürünlerinde hammadde olarak kullanımına özel destekler vermektedir.

2.4.3. Maden Rezervinin Belirlenmesi

Termik Santral İşletmelerinin en önemli varlığı, sahip oldukları kömür yataklarıdır. Kömür yatakları; açık ocak işletmesi veya kapalı ocak işletmesi şeklinde olabilir.

Termik santrali işletmesine karar verilmeden önce; sahip olunan maden ruhsatlarının kapsadığı Maden Rezervlerinin titizlikle tespit edilmesi gerekmektedir.

Tercihen; yapılacak rezerv çalışmalarının bağımsız bir firma, Üniversite veya bağımsız bir uluslar arası denetim firmasına yaptırılmasında fayda bulunmaktadır.

Maden sahasında yapılacak sondaj çalışmaları ile, maden rezervinin "görünür rezerv" olarak tespit edilmesi önemlidir. Sahada ki sondaj

çalışmaları, oldukça zahmetli, zaman alıcı ve maliyetlidir. Maden sahasının büyüklüğüne göre; görünür rezervin ortaya çıkartılması bazen birkaç yılı bulabilmektedir.

Madencilikte rezervin belirlenmesi ile ilgili olarak, kullanılan bazı terimler ve açıklamaları aşağıda belirtilmiştir:

Rezerv: Maden yataklarında, işlenebilir veya işlenemez yer altı kaynaklarının büyüklüğünü ifade eder. İçerisinden minerallerin günün ekonomik koşullarında ve varolan teknoloji ile ekonomik bir şekilde işletilemeyen kaynaklar olarak tanımlanabilir. Varlığı arama çalışmaları ile belirlenmiş bulunan ve işletilebilirliği değerlendirme etütleri ile belirlenen bir kaynak bölümü olarak ta ifade edilebilir.

Tenör: Cevher yatağındaki bir elementin veya bileşiminin miktarının cevher yatağının miktarına olan hacimce veya ağırlıkça oranı olarak tanımlanmaktadır. Diğer bir deyişle tenör, birim hacimdeki cevher miktarının “%” veya “gr/ton” olarak ifade edilmesidir.

Yataktan alınan örnekler analiz edilerek tenörler bulunur. Analiz sonuçları belirli ilke ve amaçlar doğrultusunda değerlendirilir. Tenörlerin hesaplanmasında kullanılabilir türü esas alınır.

Örneğin;

- Cu, Pb, Zn gibi kimyasal elementler “%” ile,
- Au, Pt gibi kıymetli birincil nitelikteki elementler “gr/ton” ile,
- Kömürler için kalori değeri, nem kül, kükürt içeriği ile.

Limit Tenör: Bir maden yatağının ekonomik olarak işletilebilecek en alt işletme tenörüdür.

Ekonomik Limit Tenör: Herhangi bir cevher yatağında ekonomik olarak işletilebilecek en düşük tenördür. Bu tenör değerinden daha düşük olan

tenörler yerinde bırakılacak, daha yüksek olanlar ise işletilebilecektir. Bu tenör her yatağın özelliklerine, o günkü ülke ve dünya koşullarına bağlıdır. Benzer iki cevher yatağındaki ekonomik limit tenörler ülkeler arasında farklılıklar gösterdiği gibi, bir ülkenin değişik bölgeleri içinde farklı olabilmektedir.

Bir maden rezerv sınıfının belirlenmesi, rezervin hesaplama tarzına ve seçilen yöntemle bağlıdır. Ayrıca, uygulanan arama ağlarının sıklığına, yatağın jeolojik ve teknolojik olarak işlenebilirlik derecesine bağlı olarak tanımlanır.

Rezerv sınıflamalarında başlıca üç ana faktör göz önüne alınır:

a) Hesaplanan rezerv rakamlarının gerçeklik derecesi (doğruluk veya hata oranı),

b) Ele alınan yataktaki cevherin teknolojik özellikleri hakkında yeterli bilgi ve inceleme (rezerv parametreleri hakkında kapsamlı veriler),

c) İşletme koşulları, jeolojik ve özellikle hidrojeolojik koşullar hakkında yeterli bilgi ve inceleme.

Rezerv sınıflamalarındaki diğer temel kurullar aşağıdaki noktalar halinde özetlenebilir:

- Jeolojik nitelikler,
- Sınıflama,
- Rezervin etüdü ve aranması,
- Rezervlerin yerinde hesaplanması (cevher hazırlama ve işletme kayıpları göz önüne alınmaz),
- Cevherin kalitesi,
- Rezerv hesaplama yöntemi,

- Yatağın endüstriyel olarak değerlendirilmesi.

Görünür Rezerv: Bir maden yatağında varlığı üç boyutu ile tespit edilmiş ve tam olarak örneklenmiş cevher kütlesini belirtir.

Gerekli prospeksiyon yöntemleri uygulanan, jeofizik, jeokimyasal detay etütleri tamamlanan, kuyu, yarma, galeri gibi çeşitli madencilik işlemleri ve sondajlarla üç boyutlu olarak belirlenmiş bulunan bir rezerv sınıfıdır. Yatağın boyutları, jeolojik karakteri, cevherin mineralojik özellikleri ve ortalama tenörü ile cevherleşmenin yayılımı büyük bir doğrulukla incelenmiş ve cevherin teknolojik özellikleri endüstriyel çaptaki deneylerle ortaya konulmuş olmalıdır.

Damar tipi yataklarda cevher kütlesinin konumuna göre yeterli sayıda sondaj yapılması, cevher kütlesinin çevresinde maden işletmeleri ve yüzey yarmaları vasıtasıyla dört tarafından örneklenmesi görünür rezervin tespitini sağlar. Öte yandan kafalar ve cepler şeklindeki düzensiz cevher kütlelerinin sınırlarının büyük bir kısmının veya tamamının kazı işlerine tabi tutulması, tabaka şekilli yataklarda bir seri sondaj veya diğer madencilik çalışmaları ile taban, tavan ve yandaki iki yüzeyin belirlenerek bloklaşması, ilgili cevher kütlesinin görünür rezerv sınıfına girmesi için yeterli olmaktadır.

Bu görünür rezerv sınıfında kabul edilen hata sınırı genellikle % 20 seviyesindedir. Bu rezerv sınıfı, doğu bloğu ülkelerinde A sınıfı rezerve karşılık gelmektedir. Ayrıntılı verinin toplandığı kategoridir.

Özetle;

- Yatağın en az üç boyutunun belirlenmesi,
- Yatağın şekli, yapısı, yerleşme biçiminin dikkatle tanımlanması,
- İşletilecek minerallerin cinsleri, yapı ve dokanaklarının ortaya çıkarılması,

- Cevherin teknolojik ve zenginleştirme özelliklerinin, tenörlerinin ve işletmeyi etkileyen faktörlerin bilinmesi,
- Sondajlı, galeri, desandre ve yarmalarla ana çalışmaların yapılması,
- Hata sınırının \pm % 5-20 arasında olması gerekmektedir. (ERSOY, YÜNSEL, 2008: 10-13)

Uygulama projemizin maden ve rezerv durumu Tezimizin 4.1.1. bölümünde ayrıntılı olarak ele alınmıştır.

2.5. EPDK'dan Üretim Lisans İzinin Alınması

20.02.2001 Tarih 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 04.08.2002 Tarihli 24836 Sayılı RG'de yayınlanan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin 2. Maddesine göre; halen piyasada faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişilerin, elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan satışı, perakende satışı, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracatı faaliyetlerini gösterebilmek için almak zorunda olduğu belirtilmektedir.

Yine Elektrik Piyasası Lisansı Yönetmeliği'nin 5. Maddesine göre Lisans; bir tüzel kişinin piyasada faaliyet gösterebilmek için Kurumdan (EPDK) almak zorunda olduğu bir yetki belgesidir.

Piyasada lisans almaksızın faaliyette bulunulduğunun tespit edilmesi halinde, ilgili tüzel kişi hakkında Kanunun 11. Maddesi (4628 Sayılı) hükümleri çerçevesinde işlem yapılır.

Tüzel kişiler gösterdikleri her bir piyasa faaliyeti ve aynı faaliyeti gösterdikleri her bir tesis için ayrı lisans alırlar.

Üretim lisansı sahibi tüzel kişiler ile otoprodüktör ve otoprodüktör grubu lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından üretilen elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin satış faaliyeti, bu tüzel kişilerin lisansları kapsamında düzenlenir.

Kendi ihtiyaçlarını karşılamak üzere elektrik enerjisi üretimi yapan ve iletim veya dağıtım şebekesi ile paralel çalışmayan tesis veya ekipmana sahip gerçek veya tüzel kişilerin, bu tesis veya ekipmanı iletim veya dağıtım şebekesi ile bağlantı tesis etmeden çalıştırmaya devam ettikleri ve bu tesislerde üretilen elektrik enerjisi ve\veya kapasitenin toptan ve\veya perakende satışı faaliyetinde bulunmadıkları sürece, lisans alma yükümlölükleri yoktur.

Kurumdan (EPDK) lisans alan tüzel kişiler, ilgili mevzuat hükümleri yanı sıra, faaliyet türlerine göre diğer mevzuat hükümlerine de uymakla yükümlüdür.

Faaliyet konularına göre EPDK'dan alınabilecek lisanslar şunlardır:

- a) Üretim Lisansı,
- b) Otoprodüktör Lisansı,
- c) Otoprodüktör Grubu Lisansı,
- d) İletim Lisansı,
- e) Dağıtım Lisansı,
- f) Toptan Satış Lisansı,
- g) Perakende Satış Lisansı. (Lisans Yönetmeliği Md: 6)

Üretim, otoprodüktör ve otoprodüktör grubu lisansları için yapılacak başvurulara, lisansa konu olan üretim tesisinin özellikleri dikkate alınarak hazırlanan ve tesisin tamamlanma tarihine kadar olan süreci kapsayan bir termin programının sunulması ve bu program kapsamındaki tesis tamamlanma tarihinin EPDK tarafından uygun bulunması esastır.

Üretim, otoprodüktör ve otoprodüktör grubu lisansları için yapılacak başvurular kapsamında; hidrolik, linyit, taşkömürü, asfaltit, bitümlü şist,

jeotermal, rüzgar, dalga, gel-git ve güneş enerjisi gibi yerli doğal kaynaklardan elektrik enerjisi üretmek üzere üretim tesisi kurulması talep edildiği takdirde;

a) Hidrolik, linyit, taşkömürü, asfaltit, bitümlü şist ve jeotermal kaynaklar açısından; enerji kaynağına ilişkin yakıt temin anlaşması veya enerji kaynağının kullanım hakkı ya da diğer aynı hakların tesis edilmiş olduğunun,

b) Rüzgar, dalga, gelgit ve güneş enerjisine dayalı kaynaklar açısından; üretim tesisinin kurulacağı sahanın özel mülkiyete konu olması halinde, mülkiyet ve\veya diğer aynı hakların tesis edilmiş veya bu hakların tesis edileceğinin yetki sahibi gerçek veya tüzel kişilerce taahhüt edilmiş olduğunun,

belgelenmesi zorunludur.

EPDK'na başvuru sırasında tüzel kişilerden istenen belgelerin gereğine uygun olarak teslim edilip edilmediği hakkındaki değerlendirme; sunulan belgelerin Kurum merkez evrakına giriş tarihini izleyen beş iş günü içerisinde tamamlanır ve değerlendirme sonuçları başvuru sahiplerine yazılı olarak bildirilir.

Gereğine uygun olarak yapılmadığı tespit edilen lisans başvurularındaki eksiklikler, yazılı bildirim tarihinden itibaren otuz gün içerisinde giderilmediği takdirde başvuru yapılmamış sayılır ve başvuru evrakı iade edilir.

Lisans başvurusuna, Tezimizin 3.1. Bölümünde ayrıntılı açıklanan Banka Teminat Mektubu da eklenir.

Lisans başvuruları, inceleme ve değerlendirmeye alınmalarını takip eden altmış gün içerisinde sonuçlandırılır. Bu süre, yeterli olmaması durumunda Kurul kararıyla azami kırk gün uzatılabilir ve süre uzatımı başvuru sahibi tüzel kişiye yazılı olarak bildirilir.

EPDK tarafından yapılan inceleme ve değerlendirme, Kurula sunulur ve lisans başvurusu Kurul kararıyla sonuçlandırılır.

Lisanslar, lisansta belirtilen tarihte yürürlüğe girer ve lisans sahibi tüzel kişilerin lisans kapsamındaki hak ve yükümlülükleri bu tarihten itibaren geçerlilik kazanır.

Üretim lisansı kapsamında piyasada yürütülebilecek faaliyetler, Lisans Yönetmeliğinin 17. Maddesinde açıklanmıştır.

Üretim lisansı sahibi tüzel kişiler; üretim tesisi kurulması, işletmeye alınması, elektrik enerjisi üretimi, ürettikleri elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin müşterilere satışı ile iştigal edebilir.

Üretim şirketleri, kontrol oluşturmaksızın dağıtım şirketleri ile iştirak ilişkisine girebilir.

Herhangi bir özel sektör üretim şirketinin iştirakleri ile birlikte işletmekte olduğu üretim tesisleri yoluyla piyasada sahip olacağı toplam pay, bir önceki yıla ait olarak TEİAŞ tarafından yayımlanmış Türkiye toplam elektrik enerjisi kurulu gücünün yüzde yirmisini geçemez.

Üretim lisans sahibi tüzel kişiler, bu faaliyetler dışında piyasada herhangi bir faaliyette bulunamaz. Üretim lisansı sahibi bir tüzel kişinin lisansı kapsamında Kuruldan izin alınmaksızın yapabileceği faaliyetler ise lisansında aynen düzenlenir.

Üretim lisansı bir defada en az on, en çok kırk dokuz yıl için verilir.

Tezimizin uygulama projesi olan; 3S Enerji Firması da 31 Mayıs 2006 tarihinde 49 yıl geçerli olmak üzere EPDK'dan Üretim Lisansı almıştır. (Ek: 4)

2.6. Yatırımın Değerinin Belirlenmesi

TES'nin, teknik kapasitesinin belirlenmesinden sonra (bakınız 2.3. bölüm) makine ve ekipmanın niteliği de belirlenmiş olunur.

İmalatçı ve tedarikçi firmalar ile görüşmeler yapılarak, kurulması düşünülen kapasiteye göre; makine ve ekipman için proforma teklifler alınır. Böylece yatırımın; makine, inşaat, mühendislik değeri tespit edilir.

Arsa, su temini, enerji iletim hattı, idari binalar vb. yatırım kalemlerinin de etüdü ile toplam yatırım tutarına ulaşılır.

Uygulama projemiz olan; 3S Enerji Firmasının kuracağı 135 MW gücündeki TES'nin maliyeti aşağıdaki gibidir. (Daha detaylı bilgi 4.1.2. bölümün de verilmiştir.)

Tablo 2.1. Uygulama Projesi Toplam Yatırım Tutarı

Toplam Yatırım Tutarları	mn ABD\$
EPC Kontrat - İnşaat İşleri	96,6
İnşaat İşleri	30,3
Nakliye ve Gümrükleme	3,0
Arazi Temini	5,0
Arazinin Hazırlanması	2,0
Su Temini	2,0
Şalt ve EİH	8,0
Maden Yatırımı	25,3
Beklenmeyen Gider	9,0
Sigorta	0,9
Toplam Santral Yatırımı	182,1

2.7. Yatırımın Zaman Çizelgesi

Yatırımın tamamlanma süresini, yatırım çalışmalarını yürütebilmek, izleyebilmek ve finansman olanaklarını zamanında hazır hale getirebilmek için zaman dilimlerine ayırmak uygun olacaktır. Her yatırım unsuru, zaman dilimlerine dağıtılacaktır. Zaman diliminin genişliği, yatırım süresinin uzunluğuna göre değişebilecektir.

Yatırım unsurlarının zamanlamasında, harcamalar esas alınır. Yoksa sipariş vermek gibi çalışmalar uygulama aşamasındaki iş akışı zamanlamalarıyla ilgilidir. Örneğin, yapı tamamlanmadan, makine donatım satın alımının tamamlanmasında olduğu gibi. Bunun dışında, yatırım

unsurlarının finansman olanaklarıyla da yakından bağlantısı vardır. Bu bağıntı göz önünün de tutulmazsa, yatırım döneminde önemli nakit sıkışıklığı ile karşılaşılabilir.

Yatırım tutarını zamanlamada yatırım tutarı tahminlerinden daha fazla güçlükler söz konusudur. Bu güçlük arttıkça zaman dilimlerinin genişletilmesi yoluna gidilir. Arsa düzenlemesi, ulaştırma ve bağlantı tesisleri, yapı işleri hemen hemen tamamen mühendislik çalışmaları ile zamanlanır. Makine ve donatılar, bunların üretim süreleri, taşınmaları, montaj süreleri göz önünde tutulmak suretiyle yapılır. (GÜVEMLİ, 2001: 382)

Uygulama projemizdeki toplam 182,16 Milyon USD tutarındaki TES yatırımın, 36 aylık yatırım dönemi de, “Uygulama Projesi Yatırım Zaman Çizelgesi” planlanmıştır. (Ek: 5)

2.8. İleriye Dönük 20 Yıllık Projeksiyonların Yapılması

TES'nin ekonomik ömrü olan 20 yıllık dönem için; yatırım döneminden başlamak üzere, bilanço kalemleri ile maliyet ve nakit akışlarının projekte edilmesi gerekmektedir. Bu projeksiyonlardan sonra, ancak projenin değerlendirilmesi yapılabilecektir.

Gerek yatırım dönemlerine, gerekse işletme dönemlerine ait tahmini bilanço ve gelir tablolarının düzenlenmesinde, projenin iktisadi yönden düzenlenmesi sırasında saptanmış bulunan satış tutarları, tahmini gelir tablolarında yer alacaktır. Bu mali tabloların düzenlenmesinde, teknik yönden yapılan hazırlıklardan da yararlanır. Teknik yönden düzenlenme sırasında belirlenen duran varlık yatırım tutarlarından, tahmini bilançolarda duran varlıklar olarak, üretim mal oluşu hesaplamalarından da tahmini gelir tablolarının düzenlenmesinde yararlanır.

Uygulama projemiz üzerinden örnek projeksiyon çalışmaları, Tezimizin 4. Bölümünde ayrıntılı bir şekilde anlatılmıştır.

2.9. Termik Santral Yatırımından Yararlanılacak Devlet Teşvikleri

Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında 14.07.2009 Tarih 15199 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararnamesi 16.07.2009 tarihli R.G. de, Hazine Müsteşarlığının 2009\1 Tebliği, 28.07.2009 tarihli R.G. de yayınlanarak yürürlüğe girmiştir.

15199 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararnamesi incelendiğinde; uygulama projemizin yer aldığı il olan Çankırı, IV. Bölgede yer almaktadır. Bu en fazla devlet desteğinin yer aldığı il anlamına gelmektedir. Ancak yine söz konusu Teşvik Kararnamesi incelendiğinde; enerji yatırımlarının, “Bölgesel Desteklerden Yararlanacak Yatırımlar” başlığında yer almadığı görülmektedir. (15199 Sayılı Kararname; 2009: 30)

Büyük ölçekli yatırımlar ile bölgesel uygulama kapsamında gerçekleştirilen yatırımlarda, yatırıma 31.12.2010 tarihinden önce veya sonra başlanılmasına göre 7-5 yıl süre ile Vergi İndirimi getirilmiştir.

Enerji yatırımlarına Türkiye'nin ihtiyacı olmasına karşın; büyük ölçekli ve/veya bölgesel uygulama kapsamına girmemesi dikkat çekicidir. Kanımca; enerji yatırımlarının teşvik edilmesi öncelikli sektör içinde yer alması gerekir.

Yeni teşvik mevzuatına göre; Vergi İndirimine giren yatırımlarda, yatırımın % 10-60'ı arasında devletin yatırıma katkı oranı belirlenmiştir. Bu katkı; kurumlar veya gelir vergisinin % 25-90'ı arasında indirim uygulanması ile 5-7 yılda realize edilmektedir. Bu uygulama Sanayiimize ilk defa 15199 Sayılı Kararname ve 2009\1 Tebliği ile gelmiş ve yürürlüğe girmiştir.

Enerji yatırımlarının ve uygulama projemizin; büyük ölçekli yatırımlar ile bölgesel uygulama kapsamında yer almaması nedeniyle, vergi indirimi dışında, diğer genel teşviklerden yararlanabilmektedir.

Bir yatırımın Devlet teşvikinden faydalanabilmesi için, Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararın Uygulanmasına İlişkin 2009\1 Tebliğın, 3. Maddesinde belirtilen Teşvik Belgesinin alınması gerekmektedir.

Teşvik Belgesine bağlanmış yatırımlar, 2009/1 Sayılı Tebliğin 10. Maddesine göre; yatırımlara bölge ayrımı yapılmaksızın gümrük vergisi muafiyeti ile katma değer vergisi istisnasından yararlanacağı belirtilmektedir.

Buna göre; enerji yatırımlarına söz konusu teşvik mevzuatınca, Gümrük Vergisi ve KDV istisnası uygulanacaktır. Teşvik Belgesinde belirtilen makine aksamı ve ekipmanlar için istisnalar uygulanmaktadır.

2.10. TES Yatırım Projesinin Değerlendirilmesi

Yatırım projelerinin değerlendirilmesi, bir projenin yatırım yapmaya değer olup olmadığı sorusuna yanıt arar. Değerlendirmenin esasını, alternatif yatırım projelerinin ekonomik ömür boyunca sağladığı nakit çıkışları oluşturur. Projenin karlılığı değerlendirilirken, spesifik yılların karlılığı yerine, kriter olarak kullanılan proje değerlendirme yöntemlerine göre alternatif projelerin ekonomik ömrü boyunca sağladığı verime dayalı seçim yapılır. (BERK, 2007: 171)

Yatırım projesinin değerlendirilmesi, proje ile kıt kaynakların kullanımının söz konusu olması açısından kullanılacak kaynaklarla sağlanacak kaynakların karşılaştırılarak, kullanımlara göre yeteri yarar sağlanıp sağlanamayacağını araştırılması, bu kaynakların başka kullanım yerinde daha fazla yarar sağlama olanağının incelenmesi olarak ortaya çıkar. (GÜVEMLİ, 2001: 27)

Değerlendirme konuları; iktisadi, teknik, hukuki ve mali çalışmalarını kapsar.

TES'nin projelerinin değerlendirilmesinde; Tez kapsamında üzerinde durduğumuz konu daha çok mali açıdan değerlendirmeleri incelemektir.

Yatırımcılar, işletmeye yatırdıkları tutarın güvenli bir biçimde korunmasını, pay tutarlarının giderek artmasını, pay senetlerinin değerinin yükselmesini ve yüksek kar payı ödenmesini isterler. Bunların yanında, projenin finansmanına düşük oranda katılarak kredi risklerinin düşük

seviyede tutulmasına ve yatırılan tutarla elde olunan kar karşılaştırıldığında, kar lehine bir tutum içinde bulunurlar.

Yatırım projelerinin mali yönden düzenlenmesinde, hem yatırım dönemlerine ve hem de işletme dönemlerine ait tahmini bilançoların ve tahmini gelir tablolarının hazırlanması söz konusudur. Projenin mali yönden değerlendirilmesi de bu tahmini mali tablolardaki verilere dayandırılarak yapılır.

Yatırım kararlarının temelini, sayısal olarak ifade edilemeyen stratejik faktörlerin yanı sıra, ayrıntılı araştırma ve analizlere dayanan yatırım hesapları oluşturur. Hesaplama bir tek yatırım projesinin yapılabilirliğini belirlemeye yönelik olabileceği gibi, alternatif projeler arasında seçim sorununa da açıklık getirebilir.

Yatırım hesaplamalarında temel hedef daha çok kar maksimizasyonudur. Ancak likidite ilkesi de göz ardı edilemez. Böylece diğer finansal kararlarda olduğu gibi yatırım kararlarında da öncelikle firmanın Pazar değerinin maksimum kılınması amaçlanır. Tek dönemlik modellerde ise kar, genellikle iskonto edilmiş gelirler ile iskonto edilmiş giderler arasındaki farkı aşan tutarlardır.

Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kriter olarak; dinamik ve statik karakterli yöntemlerden yararlanılabilmektedir.

Statik Yöntemler;

- Karların ya da maliyetlerin karşılaştırılması,
- Muhasebe verim oranı,
- Geri ödeme süresi yöntemi,
- Yatırımın karlılığı ile kaynak maliyetinin eşanlı optimizasyonu.

Dinamik Yöntemler;

- Net şimdiki değer yöntemi,
- İç verimlilik oranı yöntemi,
- Dinamik geri ödeme süresi yöntemi,
- Karlılık endeksi. (BERK, 2007: 185)

Tez projemizde ise, uygulama örneğimize uygun olabilecek;

- Geri ödemese süresi,
- Başa baş analizi,
- Net şimdiki değer yöntemi,
- İç verimlilik oranı yöntemi,
- Hissedarlara iç verimlilik yöntemi ve
- Riskli ortamlarda, senaryo analizi ile yatırım projelerinin değerlendirmesi yöntemi uygulanmıştır.

2.10.1. Geri Ödeme Süresi

Geri ödeme süresi yöntemi, yatırım projelerinin değerlendirilmesinde oldukça basit bir yöntemdir.

Bu yöntemde; yatırım projesinin geri ödeme süresi kıaldıkça, yatırımın cazibesi artmakta, geri ödeme süresi uzadıkça ise azalmaktadır.

Geri ödeme süresi; bir yatırımın sağlayacağı net para girişinin, yatırımın tutarını karşılayabilmesi için geçmesi gerekli sürenin uzunluğu veya yıl sayısıdır.

Bir yatırımın sağlayacağı net para girişi, net işletme sermayesinde değişme olmayacağı varsayımına göre, vergiden sonraki kar ile ayrılan amortisman toplamına eşittir.

Yatırımın yaratacağı net para girişi yıllar itibariyle dalgalanma gösteriyorsa, bu durumda yatırımın her yıl sağlayacağı net para girişleri yatırım tutarına eşit oluncaya değin toplanarak ödeme süresi hesaplanır. (AKGÜÇ; 1998: 336-337)

Uygulama örneğimizin Geri Ödeme Süresini hesaplırsak:

Tablo 2.2. Geri Ödeme Süresinde Nakit Para Girişleri

Yıl	Faaliyet Yılı	Nakit Para Girişleri	Kümülatif Para Girişi
1	2009	(36.724.368)	(36.724.368)
2	2010	(41.073.061)	(77.797.429)
3	2011	(79.050.512)	(156.847.941)
4	2012	(30.079.246)	(186.927.187)
5	2013	61.704.499	(125.222.688)
6	2014	53.427.255	(71.795.433)
7	2015	54.975.980	(16.819.453)
8	2016	56.616.731	39.797.278

7. Yıl nakit para girişleri: 165.340.547 USD

Yatırım Tutarı : 182.160.000 USD

8. Yıl nakit para girişleri: 221.957.478 USD

Yukarıdaki tablodan da görüleceği üzere; inşaat süresi 36 ay dahil, geri ödeme süresi 7 ila 8. yıl arasında olmaktadır.

Enterpolasyon uygularsak;

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = 7 + \frac{182.160.000 - 165.340.547}{221.957.478 - 165.340.547} \times \frac{16.819.453}{56.616.931} = 7 + \dots$$

= 7,30 Yıl (yatırım süresi dahil) İnşaat süresi 36 ay dikkate alındığında ise;

= 7,30 – 3 = 4,30 Yıl bulunmaktadır. (BERK; 2007: 205)

Belirli koşullar altında geri ödeme süresi, yatırımın verim oranını tahminde, kolay bir yöntemdir. Bu kriter göz önüne alınarak yatırım kararı verilmesinde; firmalar açısından riski az projelere öncelik verilmesi sonucunu doğurmaktadır. Ne kadar ileri istatistik teknikleri kullanılırsa kullanılsın, gelecek dönemlerde olabilecek ekonomik, teknolojik gelişmeleri bugünden kesin bir şekilde tahmine olanak yoktur. Tahminlerin gerçekleşme olasılığı tahminin kapsadığı süre uzadıkça azalmaktadır. Bu nedenle kendisine ayrılan fonları kısa zamanda geri ödeyen projeler, firmalar açısından riski az olan yatırımlardır.

Yatırım projelerinin seçiminde geri ödeme süresi yaklaşımı, likidite sıkıntısı içinde bulunan firmaların, likidite sorunlarını çözüme yönünden de önem taşır. Yöneticiler; işletmelerde hızlı para girişi sağlayan yatırımlara öncelik vermekle, faaliyetlerin sürdürülmesi için gerekli likit fonları da yaratmış olurlar. (AKGÜÇ; 1998: 338)

Geri ödeme süresi yöntemi; istikrarsız, geleceği belirsiz veya teknolojik gelişmelerin hızlı olduğu sektörlerde yatırım projeleri arasında seçim yapmada kullanılmaktadır. Risk ve likidite sorunlarına önem veren firma yöneticilerinin de bu kriteri uygulamayı yeğlemektedir. Risk derecesi ve

karlılık oranı aynı olan projeler arasında yapılacak bir seçimde, geri ödeme süresinin dikkate alınması anlamlı olmaktadır. Diğer koşullar aynı kalmak üzere geri ödeme süresi kısa olan yatırımlara öncelik tanımak doğaldır. Bu nedenle, geri ödeme süresi kriteri, yatırım projelerinin değerlendirilmesinde diğer yöntemlerle birlikte onların tamamlayıcısı olarak da kullanılmaktadır. (AKGÜÇ; 1998: 340)

2.10.2. Net Bugünkü Değere Göre Yatırımın Değerlendirmesi

Bir yatırımın net bugünkü değeri, yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı para girişinin önceden saptanmış belirli bir iskonto haddi (yatırımdan beklenen asgari iç karlılık oranı) üzerinden bugüne indirgenmiş değerleri toplamı ile yatırımın gerektirdiği para çıkışının bu belirli iskonto haddi üzerinden bugünkü değeri toplamı arasındaki farktır.

Bu ifadeyi aşağıdaki şekilde formüle edebiliriz:

$$NBD = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+k)^t}$$

Bu yöntemle göre bir yatırım projesinin kabulü için net bugünkü değer pozitif olması gerekir.

Formüldeki semboller:

NBD : Net Bugünkü Değeri,

R : Yatırımın sağlayacağı nakit para girişlerini,

C : Yatırımın gerektirdiği para çıkışlarını,

K : Yatırımdan beklenen asgari iç karlılık oranını.

Uygulanacak iskonto oranı; başka bir deyimle yatırımdan beklenen en düşük iç karlılık oranı saptanırken, şu faktörler göz önüne alınabilir:

- Firmanın kaynak (sermaye) maliyeti,

- Benzer yatırımlardaki karlılık oranı,
- Sermayenin alternatif kullanım alanlarındaki karlılık oranı (sermayenin fırsat maliyeti),
- Firmanın ortalama olarak genel karlılık oranı,
- Yatırımın taşıdığı risk,
- Firmanın ortaklarının veya potansiyel ortaklarının yatırımlarından beledikleri en düşük kar oranı.

Kabul edilecek iskonto oranının, firmanın kaynak (sermaye) maliyetinden daha düşük olmaması gerekir. (AKGÜÇ; 1998: 357)

Bir yatırım projesi kaynak maliyeti üzerinde bir verim sağlamadığı sürece, firma açısından böyle bir projenin gerçekleştirilmesinin (firmaca yapılması zorunlu yatırımlar dışında) ekonomik anlamı yoktur.

Tez projemizin uygulama örneğinin Net Bugünkü Değerinin % 10 iskonto oranı ile formüle edersek:

$$\begin{aligned}
 \text{NBD} = \sum & \left(\frac{36.724.368}{(1+0,10)} + \frac{41.073.061}{(1+0,10)^2} + \frac{79.050.512}{(1+0,10)^3} + \frac{30.079.246}{(1+0,10)^4} \right) - \\
 & \sum \left(\frac{61.704.499}{(1+0,10)^5} + \frac{55.427.255}{(1+0,10)^6} + \frac{54.975.980}{(1+0,10)^7} + \frac{56.616.931}{(1+0,10)^8} + \frac{58.290.701}{(1+0,10)^9} + \right. \\
 & \frac{58.095.669}{(1+0,10)^{10}} + \frac{57.516.253}{(1+0,10)^{11}} + \frac{59.151.778}{(1+0,10)^{12}} + \frac{61.240.630}{(1+0,10)^{13}} + \frac{63.093.389}{(1+0,10)^{14}} + \\
 & \left. \frac{64.983.620}{(1+0,10)^{15}} + \frac{66.910.863}{(1+0,10)^{16}} + \frac{68.877.077}{(1+0,10)^{17}} + \frac{70.882.631}{(1+0,10)^{18}} + \frac{71.392.005}{(1+0,10)^{19}} \right)
 \end{aligned}$$

$$\frac{73.500.217}{(1+0,10)^{20}} + \frac{75.606.977}{(1+0,10)^{21}} + \frac{77.777.920}{(1+0,10)^{22}} + \frac{79.992.298}{(1+0,10)^{23}} + \frac{82.250.981}{(1+0,10)^{24}})$$

$$\begin{aligned} \text{NBD} = & (33.385.789 + 33.944.679 + 59.391.820 + 20.544.530) - (38.313.877 \\ & + 30.157.629 + 28.211.618 + 26.412.078 + 24.932.932 + 22.398.762 \\ & + 20.159.214 + 18.847.750 + 17.739.081 + 16.614.454 + 15.556.741 \\ & + 14.561.668 + 13.626.882 + 12.726.882 + 12.748.904 + 11.673.181 \\ & + 10.925.339 + 10.216.883 + 9.554.675 + 8.933.395 + 8.350.608) \end{aligned}$$

$$\text{NBD} = 212.668.853 \text{ USD.}$$

Uygulama örneğinin % 9, % 10 ve % 11 iskonto oranlarına göre bulunmuş Net Bugünkü Değerleri sayfa 134'de tabloda yer almaktadır.

Tablonun incelenmesinden de görüleceği üzere;

<u>İskonto Oranı</u>	<u>Net Bugünkü Değer USD</u>
% 9	251.500.934
% 10	212.668.853
% 11	178.900.488

Pozitif çıkmaktadır. Buna göre yatırım kararını olumlu olarak değerlendirebiliriz.

2.10.3. Yatırımın İç Karlılık Oranının Bulunması

Bu yöntemle; yatırımın zaman faktörünü ve yatırımın ekonomik ömrünü göz önünde tutan, yatırımın gerektireceği para çıkışları ile sağlayacağı para girişlerini aynı zaman düzeyine indirgeyerek, mukayese edilebilir hale getiren objektif bir esas ortaya konmaktadır.

Yatırımın iç karlılık oranı, yatırımın gerektireceği para çıkışı ile ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı para girişini eşit kılan iskonto haddi olarak tanımlanmaktadır. Bu yöntemde yatırımın para giriş ve çıkışlarını eşitleyen iskonto oranı hesaplanmakta ve bu oran, yatırımın iç karlılık oranı, hakiki verim, sermayenin marjinal etkinliği gibi terimlerle ifade edilmektedir.

Anılan iç karlılık oranı, bir yatırım projesinin “Net Bugünkü Değeri” sıfıra eşit kılan iskonto oranı olarak da tanımlanabilir. (AKGÜÇ; 1998: 342)

İç Karlılık Oranını formüle edersek;

$$C = \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}$$

Formüldeki semboller;

C : Yatırımın tesis ve işletme döneminde gerektirdiği yıllık para çıkışını,

A : Yatırımın sağlayacağı yıllık para girişini,

N : Yatırımın tesis dönemi ve ekonomik ömrü toplamını,

r : İskonto haddini (iç karlılık oranını) ifade eder.

Formüldeki değerlerini uygulama projesindeki rakamları yerine koyarsak;

$$182.160.000 = \sum \frac{61.704.499}{(1+r)^5} + \frac{55.427.255}{(1+r)^6} + \frac{54.975.980}{(1+r)^7} + \frac{56.616.931}{(1+r)^8} +$$

$$\frac{58.290.701}{(1+r)^9} + \frac{58.095.669}{(1+r)^{10}} + \frac{57.516.253}{(1+r)^{11}} + \frac{59.151.778}{(1+r)^{12}} + \frac{61.240.630}{(1+r)^{13}} +$$

$$\frac{63.093.389}{(1+r)^{14}} + \frac{64.983.620}{(1+r)^{15}} + \frac{66.910.863}{(1+r)^{16}} + \frac{68.877.077}{(1+r)^{17}} + \frac{70.882.631}{(1+r)^{18}} +$$

$$\frac{71.392.005}{(1+r)^{19}} + \frac{73.500.217}{(1+r)^{20}} + \frac{75.606.977}{(1+r)^{21}} + \frac{77.777.920}{(1+r)^{22}} + \frac{79.992.298}{(1+r)^{23}} + \frac{82.250.981}{(1+r)^{24}}$$

Yukarıdaki formüldeki değerler, sayfa 136'da verilen tablodan;

% 16 İskonto oranından getirisi : 197.013.723 USD

% 17 İskonto oranından getirisi : 180.083.139 USD

Bulunmaktadır.

Yatırım tutarı 182.160.000 USD olduğuna göre; iç karlılık oranı % 16'dan büyük, % 17'den ise küçük olduğu anlaşılmaktadır. Bu durumda enterpolasyon yolu ile yatırımın iç karlılık oranı hesaplanabilir.

% 16 İskonto oranına göre getirisi : 197.013.723 USD

Yatırım Tutarı : 182.160.000 USD

Fark (+) : 14.853.723 USD

% 16 ile % 17 İskonto oranları

üzerinden net para girişleri farkı : 197.013.723 USD

180.083.139 USD

16.930.584 USD

Yatırımın İç Karlılık Oranı:

$$r = \% 16 + [(14.853.723 \times 0,01) / 16.930.584]$$

r = % 16,88 İç Verim Oranı bulunmaktadır.

2.10.4. Hissedarlara İç Karlılık Oranı

Hissedarların koyduğu sermayenin (özkaynağın), yine hissedarların beklediği belirli bir risk primi ilavesiyle bulunacak iskonto oranı üzerinden, hissedarlara nakit akımının bugünkü değerleri bulunmaktadır. Hissedarlara

belirlenen iç karlılık oranı ile, hissedarlara nakit akımının pozitif çıkması durumunda, yatırım kararına olumlu bakılabilecek alternatif bir değer olarak dikkate alınır.

Net bugünkü Değer formülünden yararlanılarak; hissedarlara nakit akımını aşağıdaki şekilde formüle edebiliriz. (AKGÜÇ; 1998: 354)

$$HNBD = \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Formüldeki semboller;

HNBD : Hissedarlara Nakit Akımının Net Bugünkü Değeri,

A : Hissedarlara Yıllık Nakit Akımı,

C : Hissedarların İşletmeye Koydukları Özkaynaklar.

Tez konumuz olan uygulama örneğinin; hissedarlara nakit akımını % 15 iskonto (iç verim) oranına göre bulmak istersek:

$$HNBD = \sum \left(\frac{7.791.563}{(1+0,15)} + \frac{17.087.788}{(1+0,15)^2} + \frac{15.726.667}{(1+0,15)^3} + \frac{17.289.108}{(1+0,15)^4} \right) -$$

$$\sum \left(\frac{23.864.119}{(1+0,15)^5} + \frac{17.825.711}{(1+0,15)^6} + \frac{21.613271}{(1+0,15)^7} + \frac{26.913.660}{(1+0,15)^8} + \frac{30.692.386}{(1+0,15)^9} + \right.$$

$$\frac{32.602.310}{(1+0,15)^{10}} + \frac{45.295.812}{(1+0,15)^{11}} + \frac{59.151.778}{(1+0,15)^{12}} + \frac{61.240.630}{(1+0,15)^{13}} + \frac{63.093.389}{(1+0,15)^{14}} +$$

$$\left. \frac{64.983.620}{(1+0,15)^{15}} + \frac{66.910.863}{(1+0,15)^{16}} + \frac{68.877.077}{(1+0,15)^{17}} + \frac{70.882.631}{(1+0,15)^{18}} + \frac{71.392.005}{(1+0,15)^{19}} \right)$$

$$\frac{73.500.217}{(1+0,15)^{20}} + \frac{75.606.977}{(1+0,15)^{21}} + \frac{77.777.920}{(1+0,15)^{22}} + \frac{79.992.298}{(1+0,15)^{23}} + \frac{82.250.981}{(1+0,15)^{24}}$$

$$\begin{aligned} \text{HNBD} = & (6.775.272 + 12.920.815 + 10.340.369 + 9.885.130) - (11.864.432 \\ & + 7.706.416 + 8.125.290 + 8.798.189 + 8.724.633 + 8.058.708 \\ & + 9.736.010 + 11.055.787 + 9.953.294 + 8.916.785 + 7.986.091 \\ & + 7.150.430 + 6.400.442 + 5.727.658 + 5.016.372 + 4.490.894 \\ & + 4.017.054 + 3.593.393 + 3.213.639 + 2.873.377) \end{aligned}$$

Hissedarlara Nakit Akımının NBD = 103.487.299 USD olmaktadır.

Uygulama projesini farklı iskonto oranları ile Hissedarlara Nakit Akımının Net Bugünkü Değerini Sh 135'de tablodan görüleceği üzere;

% 14 İskonto Oranından Hissedarlara NBD = 119.584.137 USD,

% 15 İskonto Oranından Hissedarlara NBD = 103.487.299 USD,

% 16 İskonto Oranından Hissedarlara NBD = 89.549.522 USD,

Bulunacaktır.

Sonuçta hissedarlara nakit akımının, risk primini de içeren oranlarla Net Bugünkü Değerleri pozitif çıktığından yatırım kararına olumlu bir veri olarak dikkate alınır.

2.10.5. Termik Santral Yatırımının Başa Baş Noktasının Bulunması

Yatırımı düşünülen bir projenin, hangi üretim seviyesinde kara geçeceği ve projenin emniyet seviyesinin ne olacağı hesaplanmaya çalışılır. Ayrıca belli miktarda karı, sabit masrafı, değişken giderleri karşılayacak üretim seviyesinin ne olması gerektiği konusunda duyarlılık analizleri yapılır. Bu sebeple tezimizin bu bölümünde, başa baş noktası analizini ele alacağız. Başa baş noktası analizleri; maliyetlerin ve satış fiyatının bilinmesi veya sabit maliyetler ile brüt kar oranının bilinmesi gerekir.

Başa baş noktası tekniği; sabit maliyetler, değişken maliyetler ve kar arasındaki ilişkileri ortaya koymaktadır. Eğer firmanın bütün maliyetleri değişken maliyetse, burada başa baş noktası analizi yapılamaz. Firmanın maliyetlerinin bir kısmı sabit ve bir kısmı değişken olduğu takdirde, satış hacmi belli bir noktaya varıncaya kadar, sabit maliyetler sebebiyle, firma zarardadır. Ancak bu nokta aşıldıktan sonra kar etmeye başlar. İşte bu noktada firmanın kara geçebilmesi için ne miktar bir artış yapması konusunda firmayı uyarır. Eğer incelenen konu bir proje ise, bu takdirde projenin hangi üretim ve satış miktarında kara geçebileceği konusunda daha önceden aydınlatıcı bilgi sağlanır.

Başa baş noktası şekil olarak ve cebirsel olarak incelenebilir. Burada önemli olan nokta, hangi masrafların sabit ve hangi masrafların değişken olduğunun titizlikle seçilmesidir. Masraflar sabit ve değişken olarak ayırımındaki kıstas daima gözden uzak tutulmamalıdır. Genellikle masraflar konusunda şöyle bir ayırım yapılabilir:

Tablo 2.3. Sabit\Değişken Maliyetler

<u>Sabit Maliyetler</u>	<u>Değişken Maliyetler</u>
- Amortismanlar ve tükenme payları	- Üretime direkt bağlı işçilik
- Faiz giderleri	- Hammadde, yardımcı madde ve işletme malzemesi
- Zamana bağlı ücretler	- Satış komisyonları
- Genel yönetim masrafları	- Üretime bağlı enerji giderleri
- Kiralar	- Üretime bağlı diğer giderler
- İkramiyeler ve diğer sosyal ekler	(değişken karakterli olanlar)
-Yıllık tamir-bakım	
- Sabit karakterdeki enerji giderleri	
- Arazi vb vergiler	
- Sabit karakterli diğer giderler	

(OKKA, 2006: 96, 97)

Kara geçiş noktasında (başa baş) firmanın giderleri gelirlerine eşit olduğuna göre, bu eşitlik aşağıdaki denklemle ifade edilebilir:

$$F + VQ = PQ$$

Denklemdaki semboller;

F = Sabit Giderler

V = Birim başına değişken gider

Q = Kara geçiş noktasına ulaşılabilmesi için üretilmesi ve satılması gereken miktar

P = Birim satış fiyatı

Kara geçiş noktasına ulaşılması için üretilmesi ve satılması gereken miktar:

$$Q = \frac{F}{P - V} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{\text{Birim Satış Fiyatı} - \text{Birim Değişken Gid.}}$$

(AKGÜÇ, 1998: 111)

Denklemdaki değerleri, uygulama örneğindeki değerler olarak yerine koyarsak:

$$Q = \frac{27.193.000}{0,120857 - 0,038518} = 330.256.622 \text{ KwH}$$

Bu durumda uygulama projemizdeki kara geçiş noktası; 330.256.622 KwH üretimin yapıldığı, % 32,14 Kapasite kullanım oranının olduğu noktadır. Bu nokta da Kar-Zarar sıfır olmaktadır.

<u>Sabit Maliyet</u>	<u>Değişken Mal.</u>	<u>Toplam Mal.</u>	<u>Satış Hasılatı</u>	<u>K/Z</u>
27.193.000	12.720.825	39.913.825	39.913.825	(-)

Kara geçiş noktasını; firmanın üretim miktarı ile toplam değişken giderleri, sabit giderleri, toplam giderleri ve karı arasındaki ilişkiler “3S Enerji Firmasının Kara Geçiş Noktası” tablosunda gösterilmiştir. (Ek: 6)

2.10.6. Riskli Ortamlarda, Senaryo Analizi İle Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi

Akışkan Yataklı Termik Santralinin işletme aşamasında en belirsizlik ve riskli olabilecek konusu, kömür madenin farklı kalorileri ihtiva etmesi ve dolayısıyla direkt tesisin verimliliğine etki edebilmesidir.

İlk defa bu tez çalışması için yapıldığını düşündüğümüz; farklı tip kömür kalorileri ile çalışılması halinde TES fizibilitesinin nasıl değerlendirileceği ve yatırıma nasıl karar verileceği konusu irdelenmiştir.

Akışkan Yataklı Termik Santralinin Ortalama Verimlilik Oranının % 40 olduğunu varsayarsak, farklı kalorili kömür tiplerinde ne kadar enerji elde edilebileceğini öncelikle hesaplamamız gerekmektedir.

Farklı kalorili kömürlerin, maliyetlerini ve\veya nakit akışına etkisini kıyaslayabilmemiz için öncelikle farklı kömür kalorilerinin ne kadar enerji üretilebileceğini bilmemiz gerekmektedir.

Yöntem olarak, ilk önce farklı kömür tiplerinden ne kadar kalori elde edileceğini hesaplamamız gerekmektedir. Daha sonra da elde edilen enerjinin, elektrik enerjisi birimi olan kWh’a çevirmemiz, en son olarak da 1 kWh üretmek için ne kadar kömüre ihtiyaç olunduğunu hesaplamamız gerekmektedir.

Buradan hareketle;

- Ortalama Verimlilik: % 40
- 1 Kalori : 4,1867865 Joule (J)
- 1 Kwh : 3,6 J
- 1 Kwh : 859,845 Cal

(GIANCOLI, Douglas; 2009: 497, 661)

Olduğuna göre, 1 kWh enerji elde etmek için, farklı kalori (cal) tiplerinde kullanılacak linyit kömürü miktarları aşağıdaki gibi olacaktır.

Tablo 2.4. Kömür Tiplerine Göre Elde Edilecek Enerji

Tahmini %'si	Kömür Kalorisi (Kilo/Cal)	Verimlilik 0,40 (Cal)	Elde Edilen Enerji Kg\Kwh	1 Kwh Kg Köm. İhtiyacı
10	3.250	1.300	1,512	0,662
40	2.750	1.100	1,279	0,782*
25	2.000	800	0,93	1,075
15	1.500	600	0,698	1,433
10	1.000	400	0,465	2,151

(*) Uygulama projesinde, 0,800 kg kömür olarak dikkate alınmıştır.

Yukarıdaki Tablonun birinci sütununda, tahmini olarak çıkma olasılığı yüksek kömür yüzdesi yer almaktadır. Uygulama projemizde ortalama 2.750 kilo\cal kömürün üretime verileceği üzerine tüm projeksiyonlar hazırlanmıştır. Bu bölümde ki senaryo analizinde ise; madenden çıkacak kömürün ortalama kalorisinin farklı olabileceği riski ile, bu riskin Termik Santralin Nakit Akışına etkisi irdelenmek ve sonuçta Net Bugünkü Değerin pozitif çıkıp çıkmayacağını test edilmektedir.

Yöntem olarak; “Riskli Ortamlarda, Senaryo Analizi İle Yatırımın Sağlayacağı Para Girişlerinin Risk Faktörüne Göre Düzeltilmesi” uygulama projemiz için uygun bulunmuştur.

Öncelikle; yukarıdaki tabloda belirlenen riskli kömür kalorilerine göre ortalama ne miktarda üretime gireceğini tespit etmemiz gerekmektedir. Bunun için, kömür kalorileri ile, tahmini yüzdelerin ağırlıklı ortalamasını almamız gerekmektedir.

Tablo 2.7. Tahmini Kömür Yüzdelerine Göre Kalorileri

<u>Tahmini %</u>	<u>Kömür Kalorisi</u>	<u>Ağırlıklı Ortalaması</u>
10	3.250	32.500
40	2.750	110.000
25	2.000	50.000
15	1.500	22.500
10	1.000	10.000
100		225.000

Yukarıdaki tablodan; $225.000 \div 100 = 2.250$ Kalori değeri bulunur.

2.250 Kalori değerli 1 kg kömürden;

<u>Kömür Kal.</u>	<u>Verimlilik % 40</u>	<u>Enerji kW</u>	<u>1 KwH İçin Kömür Kg</u>
2.250	900	1,046	0,950

1,046 kW enerji elde edilmektedir. Uygulama örneğimiz olan işletmede ise 1 Kg 2.750 Kalori değerli kömürden 1,279 kW enerji elde edilmektedir.

1 Kg Kömürden 1,279 kW

1 Kg Kömürden 1,046 kW enerji elde edilirse;

0.233 kW daha az elektrik enerjisi elde edilebilmektedir.

Diğer bir anlatımla; $0,233 \setminus 1,279 = \% 18$ daha az elektrik enerjisi üretilmesi demektir.

Termik Santralin yıllık 756.000.000 kg kömür tüketimindeki elektrik enerjisi üretimi ise; $756.000.0000 \times 0,233 \text{ kW} = 176.148.000 \text{ kW}$ daha az elektrik enerjisi elde edilebilecektir.

Termik Santralin bir yılda elde edeceği toplam elektrik enerjisinin 945.000.000 kW olduğu göz önüne alınırsa;

$945.000.000 \text{ kW} - 176.148.0000 \text{ kW} = 768.852.000 \text{ kW}$ enerji üretilecektir.

$768.852.000 \text{ kW} \times 0,87 = 668.901.240 \text{ kW}$ elektrik enerjisi satılabilecektir.

2013 yılının tahmini elektrik birim satış fiyatının 0,120857 USD dikkate alırsak;

$668.901.240 \text{ kW} \times 0.120857 \text{ USD} = 80.841.397,- \text{ USD}$ Satış Ciro su olacaktır.

Proje Nakit Akımına etkisi: 99.362.780 USD – 80.841.397 USD = 18.521.383 USD olacaktır. Diğer bir deyişle projenin FVAÖK tutarını; 63.143.191 USD – 18.521.383 USD = 44.621.808 USD olacaktır.

Termik Santralin 2013 yılı Proje Nakit Akımları Tablosu aşağıdaki şekilde yeniden revize edildiğinde;

Tablo 2.6. Uygulama Projesi Nakit Akımları Tablosu

	2.750 Kal Kömür	2.250 Kal Kömür
FVAÖK	63.143.191	44.621.808
Amortisman (-)	(9.520.509)	(9.520.509)
FVÖK	53.622.682	35.101.299
Vergi	(10.724.536)	(7.020.259)
Amortisman (+)	9.520.509	9.520.509
Brüt Nakit Akımları	52.418.654	37.601.549
Yatırım Harcamaları(-)	-	-
İşl.Sermayesi Değ.	(34.571)	(34.571)
KDV Nakit Akımı	-	-
Proje Nakit Akımı USD	61.704.498	37.566.978

Garanti üretilebilecek elektrik enerjisi göz önüne alındığında; Yeni Nakit Akımına göre oranı:

$37.566.978 \div 61.704.498 = \% 61$ olmaktadır.

Yukarıdaki uygulama örneğini formüle etmek istediğimizde; yatırımın t döneminde sağlayacağı net para girişini düzeltme katsayısını a_t olarak belirtirsek:

$$a_t = \frac{A}{A_t} = \frac{\text{Kesin olarak sağlanacak net para girişi}}{\text{Beklenen net para girişi}} = \% 61$$

Proje değerlendirilmesinde risk faktörünü dikkate alan bu yöntemde, yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı para girişini risk derecesine göre düzeltmektir. Bu yaklaşımda bir yatırımın net bugünkü değerini veren denklemi aşağıdaki şekilde yazabiliriz: (AKGÜÇ; 1998: 396)

$$NBD = \sum_{t=0}^n \frac{a_t \cdot A_t}{(1+i)^t} - \frac{C}{(1+i)^t}$$

NBD: Net Bugünkü Değer (Net Present Value)

i: İskonto oranı.

C: Proje yatırım tutarı.

Uygulama Projemizi, yukarıda hesaplanan 0,61 risk oranıyla ve 0,10 iskonto oranı dikkate alarak Net Bugünkü Değerini hesaplayalım.

Tezimizin “4.16. TES Projesinin Net Bugünkü Değeri” Tablosunda uygulama örneğinde hesaplanan değerleri, formüldeki yerine koyarsak:

$$\begin{aligned} NBD = & \sum (0,61 \times (38.313.877 + 30.157.629 + 26.412.078 + \\ & 24.932.932 + 22.398.762 + 20.159.214 + 18.847.750 + \\ & 17.739.081 + 16.614.454 + 15.556.741 + 14.561.668 + \\ & 13.561.668 + 12.748.904 + 11.673.181 + 10.216.883 + \\ & 9.554.675 + 8.933.395 + 8.350.608)) - (33.385.789 + \\ & 33.944.679 + 59.391.820 + 20.544.530) \end{aligned}$$

$$NBD = (0,61 \times 359.935.671) - 147.266.818$$

$$NBD = 219.560.759 - 147.266.818 = 72.293.941$$

Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde, projenin sağlayacağı net para girişi olarak alınan değerler, gerçekleşme olasılığı en yüksek olan değerler olarak düşünülmektedir. Yatırım projesinin, gerçekte beklenen değerlerin üstünde veya altında bir para akışı sağlama olasılığı mevcuttur. Yukarıda hesaplanan NBD ise; uygulama örneği yatırımının kesinlikle sağlayacağı para girişini, başka bir deyişle t dönemindeki para girişinin, daha altına düşmeyeceği bir düzeyi ifade etmektedir.

Senaryo Analizi ile yatırım projelerinin değerlendirmesi yönteminde, bulunan NBD pozitif bir sayı olması nedeniyle, yatırım projesinin değerlendirilmesinde, olumlu karar verilebileceği anlamına gelmektedir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

III- TES YATIRIMININ FİNANSMANI

3.1.Yatırım Aşamasında EPDK'na Verilecek Lisans Teminatları

TES yatırımına karar verilmesi halinde; ilk yapılacak iş EPDK'na müracaat edip, Elektrik Piyasası Kanunu uyarınca Termik Santrali Kurulum İzni (Lisansı) alınması gerekmektedir.

Enerji yatırımı yapmak isteyen sanayicilerin önüne ilk engel olarak çıkan konu, teminat mektubu 27.08.2007 tarih 1292\25 sayılı EPDK kararı ile getirilmiştir. (10 Ekim 2007 tarih 26669 sayılı R.G. yayınlanmıştır.) Bu karara göre, yasa ve yönetmelikler geriye doğru işletilmiş ve kurulu enerji tesislerin tümü ile, bu karar çıkmadan önce izin almış tüm yatırımcılardan Banka Teminat Mektubu talep edilmiştir. Bir anlamda; eski yatırımcılar ile, sisteme yeni giren firmaların rekabet şartları eşitlenmeye çalışılmıştır. Ancak; ortalama üç yıl sürecek bir TES projesi için, daha ilk başlangıçta, Türkiye şartları için hiç de küçük olmayan tutarlarda teminat istenmesi, yatırımcıyı bu alanda faaliyette bulunmaya caydırmaktadır.

EPDK niçin teminat istemektedir? Bu soruya yanıt vermeden önce EPDK'ya yapılan başvurulara bakmak gerekir.

Enerji konusu; enerji kaynaklarının sınırlı, talebin ise sürekli artması nedeniyle her dönemde güncel bir konu olmuştur. Bu nedenledir ki, EPDK kurulduktan sonra bu alanda ciddi yatırım yapmayacak birçok firma da, kuruluş izni için EPDK'ya başvuru yapmıştır. Buradaki amaç; rüzgar, hes, tes santrali olsun lisansı alıp, yurt içi veya dışındaki yatırımcılara bu lisansları pazarlayıp rant elde etmektir. EPDK bir anlamda gerçek yatırımcıyı ayırmak ve aynı zamanda haksız kazanç sağlamak isteyen firmaları elemek amacıyla, teminat istemektedir.

EPDK, enerji üretim faaliyetinde bulunmak üzere yapılan başvurular da, Banka Teminat Mektubu ile birlikte aşağıdaki ibareyi içeren bir taahhütname de almaktadır:

“...Mücbir sebepler nedeniyle ya da gerekçeleri Kurul tarafından (EPDK) uygun bulunan haller dışında, ilgili mevzuatta belirtilen yükümlülüklerin yerine getirilmemesi halinde, Elektrik Piyasaları Lisans Yönetmeliğinin 7.nci ve 10 uncu maddeleri uyarınca, Kuruma teslim etmiş olduğumuz Kuruma muhatap düzenlenmiş banka teminat mektuplarının Kurum tarafından irat kaydedileceğini, kabul ve taahhüt ederiz.”

Yatırımcı, EPDK'na üretim faaliyetinde bulunmak üzere yaptığı başvuru da ayrıca; Yatırım Termin Programını vermek zorundadır. Bu programa göre; İnşaat öncesi dönem, (1,5 yıl) inşaat dönemi (örneğimizde 3 yıl) ve toplam süre olmak üzere, lisans alma tarihinden tesis tamamlanma tarihine kadar geçen süreyi kapsayacak şekilde talep edilmektedir.

EPDK'nun Banka Teminat Mektubu almasındaki amacı da; yatırımcıdan alınan, Yatırım Termin Programına uyması, aksi taktirde bu teminatın irat kaydedilerek verilen izinin iptal edilmesidir.

Enerji santralleri yatırımının, inşaat öncesi ve inşaat sürelerinin belirlenmesi için EPDK 20.11.2008 tarih ve 1855 sayılı Kararında bu sürelerin nasıl hesaplanacağını açıklamıştır.

Söz konusu EPDK kararına göre;

“...Tesis tamamlanma süresi kapsamında inşaat öncesi dönemin belirlenmesinde yerli veya ithal linyit ve taşkömürü yakıtlı termik üretim tesisleri ile rezervuarlı hidroelektrik üretim tesisleri için 24 (yirmidört) ay, diğer üretim tesisleri için 16 (onaltı) ay referans süre olarak dikkate alınır. İnşaat öncesi dönem için talep edilen sürenin uygunluğu, kamulaştırma ihtiyacı, tesis kurulması planlanan yerin mevcut imar durumu, imar tadilatı yapılıp yapılmayacağı, yürürlükteki mevzuat çerçevesinde taşınmazın statüsünde

tadilat yapılıp yapılmayacağı gibi hususlar göz önünde bulundurularak Kamulaştırma Dairesi Başkanlığı tarafından incelenir. Bu inceleme neticesinde, referans sürelerden farklı bir süre öngörülerek Kurulun onayına sunulabilir.” Denilmektedir.

Buna göre; tez konumuz olan TES’ler de en fazla 24 ay inşaat öncesi dönem olarak süre alabileceğimizi, çok özellikli durumlarda ise EPDK’dan onay alınması gerektiği anlaşılmaktadır.

Uygulama örneğimiz olan projede de 18 ay olarak inşaat öncesi dönem planlanmıştır.

TES’nin yatırımının inşaat dönemi ise yine aynı EPDK Kararında aşağıdaki şekilde programlanabileceği belirtilmiştir.

<u>Kurulu Güç Aralığı MW</u>	<u>İnşaat Süresi Ay</u>
50 ve altında	32
50-250’ye kadar	38
250-500’e kadar	48
500 ve üzeri	60

Yukarıdaki süreler; katı, fosil, yakıt tesisleri için verilen süreler olup, diğer üretim tesisleri için farklı güç ve süreler belirlenmiştir.

Elektrik piyasasında üretim faaliyeti için yapılan lisans başvurularının inceleme ve değerlendirme sürecinde kullanılacak, kaynak bazındaki toplam birim yatırım tutarı tablosunu EPDK aşağıdaki şekilde belirlemiştir.

Tablo 3.1. Kaynak Bazında Toplam Birim Yatırım Tutarı

<u>Kaynak Türü</u>	<u>Toplam Birim Yatırım Tutarı (YTL\MW)</u>
Kömür	1.250.000
Doğalgaz\LPG	1.000.000
Fuel Oil\Nafta	1.000.000
Hidro	1.600.000
Rüzgar	2.000.000
Jeotermal	2.100.000
Biyokütle	1.700.000
Biyogaz	1.900.000
Güneş	4.200.000
Diğerleri (Nükleer Hariç)	1.400.000

Buna göre EPDK'na verilecek Teminat Mektubu da, yapılacak olan enerji santralının yukarıda tabloda yatırım çeşidine göre hesaplanmaktadır.

EPDK 1292\25 sayılı Kararı ile, üretici lisansı almak isteyen yatırımcılardan aşağıdaki formülasyon da banka teminat mektubu talep etmektedir.

Tablo 3.2. Üretim Lisansı İçin Banka Teminatı Formülü

Kurulu Güç (MW)	Öngörülen toplam yatırım tutarına uygulanacak yüzde (%)	Uygulanan Formül
$0 < P \leq 10$ MW	3	$P \times TYT \times 0,03$
$10 < P \leq 100$ MW	2	$TYT \times [0,3 + (P - 10) \times 0,02]$
$P > 100$ MW	1	$TYT \times [2,1 + (P - 100) \times 0,01]$

P: Kurulu Güç (MW)

TYT: EPDK tarafından öngörülen toplam birim yatırım tutarı.

Tez konumuz olan TES ve örnek uygulama projesine göre 135 MW gücünde bir tesisten istenecek teminat mektubu miktarını, yukarıdaki formüle göre rakamları yerine koyarsak;

Teminat Tutarı: $1.250.000 \times (2,1 + (135 - 100) \times 0,01) = 3.062.500$ TL'dir.

Verilen örnek, kömür ile çalışan Enerji Santrali için olup, diğer santral çeşitleri ve büyüklüklerine göre istenen teminatlar değişmektedir.

Uygulama örneğimizden de görüleceği üzere, kurulu güç olarak ortanın altında sayılabilecek bir TES için, 3.062.500 TL'lik süresiz ve kesin bir Banka Teminat Mektubunu, lisans başvurusu yaparken vermemiz gerekmektedir.

Bankalar, lisans izni için istenen bu teminat mektubunu, belirtilen süreler içinde enerji santralinin bitirilememesi veya yatırıma başlanmaması halinde tazmin olunacağını bildiklerinden riskli bulmaktadırlar. Özellikle firma yeni kurulmuş veya üç yıllık geçmişinde mali yapısı güçlü değil ise ve/veya ortaklık yapısı bilinen tanınmış gerçek veya tüzel kişiler oluşturumuyor ise, daha yatırıma başlanılmadan önemli bir zorlukla karşılaşmaktadır.

Yatırım aşamasında kullanılacak kredi limiti bu teminat bedeli için bloke edilmektedir.

EPDK kimlere lisans iznini verdiğini kamuoyuna açık olarak, internet sitesinde yayınlamaktadır. Hatta çeşitli nedenlerle iptal ettiği lisansları da yine bu Web Sitesinde açık olarak yayınlamaktadır.

Lisans başvurularında, Banka Teminat Mektubu istenmesi ile, EPDK'na yapılan üretici başvuruları da ciddi bir azalma olduğu görölmektedir. (Lisans başvurusu yapmış ve izin verilen proje sayısı 825'e düşmüştür.)

Sonuç olarak; EPDK'na lisans için başvuran yatırımcı, öncelikli sorunu olarak, Banka Teminat Mektubunu halletmesi gerekmektedir. Bu nedenle, enerji santrali yatırımının finansmanında, Teminat Mektubu konusu ayrı bir başlık altında inceleme gereği duyulmuştur. TES yatırımcılarının da, Yatırım Finansmanı içinde Teminat Mektubu konusunu bir başlık olarak projesine koyması gerekmektedir.

3.2.Yabancı Sermaye Olarak Bulunacak Finansman Alternatifleri

Termik Enerji Santrallerinin (kömürle çalışan) yabancı kaynak olarak finansmanını; yurt içinden veya yurt dışından yapabiliriz. Orta ve daha büyük çaplı (50 MW üstü santraller) enerji yatırımlarında ise, yurt içi ve dışı yabancı kaynaklar karma olarak faydalanılabilmektedir.

Genellikle uygulamada; yatırım Bankası veya bir özel/kamu Bankası Başkanlığında, birden fazla finansör kuruluş ile sendikasyon yapılmaktadır. Firmadan alınan teminatlar ve krediden sağlanacak faiz, komisyon, yönetim ücretleri de, sendikasyona katılan Bankaların katılma oranları nispetinde paylaşılır. Böylece; riski bir Banka almamış olur, buna mukabil de projeden sağlanan menfaatlerde paylaştırılmış olunur.

TES yatırımların, MW başına yatırım maliyeti 1-1,2 milyon USD arasında bulunduğu göz önüne alındığında; 10-50 MW kadar olan TES'nin (küçük tesisler) yurt içinden finansmanı ile orta çaplı (100-150 MW) ve büyük çaplı (150 MW üstü) tesislerin finansmanında farklılıklar göstermektedir.

Küçük çaplı bir TES projesini bir Bankanın özkaynağı ile finansmanı pratikte yapılabilir. Ancak; orta ölçekte bir projenin finansmanını uygulamada hiçbir Banka tüm riskini tek başına almak istememektedir. Bu durumun Bankalar için haklı sebepleri olmakla birlikte; yatırımcı için finansman konusunu daha kompleksli ve bürokratik hale getirmektedir.

Bankacılar için Enerji projelerinde ve tabiki kömürle çalışan TES projelerinde çözülmesi gereken birçok konu vardır.

Bu problemlerin başlıcaları;

a) Çevre etkileşim değerleri nedir? Su sorunu çözümlenmiş mi? Tesisin atık külleri çevreyi kirletiyor mu? Baca emisyonu, işletme döneminde arzulanan değerlerin üzerinde çıkacak mı?

İlk bakışta teknik konular gibi gelen bu olası problemlerin, üretim aşamasında çıkması halinde, tesisin kapatılma riski her zaman göz ardı edilmemesi gereken bir konudur. Bu konu sadece finansör kuruluşlar için değil, aynı zamanda yatırımcılar içinde ayrıntılı olarak irdelenmesi gereken konulardır. Özellikle, Exim bankaları ile finansman modeli düşünülüyorsa, Çevre konusu öncelikli konulardan biri hale gelebilmektedir. Örneğin; USA Exim Bankasının çevre konusunda ayrı bir yönetmeliği mevcut olup, 300 MW kadarki enerji santrallerini A, üzerindeki santralleri ise B kategorisinde riskli yatırım olarak değerlendirmeye almaktadır. (Nükleer Reaktörler hariç.) (EXİM BANK OF US, 2004: 5-6)

b) TES projesinin finansmanı için; tesisin mülkiyet hakkı (ipotek) verileceğinden, tesisin kurulacağı arazi üzerindeki mülkiyet ile ilgili hiçbir sorunun bulunmaması gerekir. Örneğin; 2.000 dekarlık (2 milyon m2) bir alana kurulacak bir tesisin arazisinin, mera, orman, özel sektör ve hazine'ye ait veya başka bir kamu kuruluşuna ait çıkabilmektedir. Bankanın tesis üzerindeki gayrimenkul rehini (mortgage) alabilmesi için, mülkiyet

sorunlarının çözülmüş olması gerekir. Yatırımı yapacak firma adına, arazinin kamu yararına özelleştirme yapılmamışsa, sorunların çözümü uzun zaman alabilmektedir. Bu da yatırımın süresine yansımakta ve dolayısıyla yatırım maliyetlerini arttırmaktadır. Bu konu hakkında tezin 2.2. bölümünde ayrıntılı olarak konu ele alındığı için, burada tekrar hatırlatma yapılmayacaktır.

Yatırımcılara; TES projesine başlamadan önce, tesis yapılacak arazinin sorunsuz olacak şekilde seçilmesi ve tapuların, yatırımı realize edilecek firma adına alınması tavsiye edilir. Aksi takdirde uzun yıllar sürecektir, kamu yararına özelleştirme ve özel şahısların açacağı mahkemeler ile uğraşılacak zorunda kalınacaktır. Bu durum da yatırımın uzamasına ve sürunceme de kalmasına yol açacaktır. Sonuç olarak; Bankalar ve diğer finansörler açısından, tesisin mülkiyeti konusunda herhangi bir kısıtlama, bir hak iddiası veya aleyhinde bir mahkeme kararı, direkt kredinin kullanımını engelleyici bir sorun olarak karşımıza çıkmaktadır.

c) Konu TES olunca, tabiki kullanılacak hammaddenin (kömürün) nereden, nasıl ve hangi maliyetlerle karşılanacağı önem arz etmektedir. Tezimizin uygulama örneği olarak ele aldığımız, Orta Termik Santrali Projesi'nde ise mevcut sondaj çalışmaları neticesinde 75 milyon ton görünür kömür rezervi tespit edilmiştir. (İlave çıkacak muhtemel rezervler hariç.) Yatırımın kendi kömür sahası yok ise; bu sefer limanlara yakınlığı veya kömür üretim sahalarına (madenlere) yakınlığı önemlidir.

d) Bankalar için önemli sorun teşkil eden bir diğer konuda, üretilecek enerjinin kimlere satılacağıdır. Çünkü devletin üretilen elektrik enerjisinin herhangi bir alım garantisi yoktur. Tesis de üretilen enerji tamamen; serbest piyasa koşulları doğrultusunda satılacağından ve ürünü (elektrik) depolama yeteneği olmadığından, önemli bir başlık olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu başlık altında; mali yapısı güçlü ve grup olarak enerjinin önemli miktarını kendi tesislerinde tüketebilecek firmalar ve projeleri avantajlı olmaktadır. Örneğin; tezimizde örnek uygulama olarak ele aldığımız Orta Termik Enerji Santrali projesi de; Holdinge bağlı diğer Şirketlerinin, önemli sanayi

yatırımlarının olması ve proje gücü olan 135 MW'ın tamamına yakınına kullanabilmesi ciddi bir proje avantajıdır.

e) Yatırımcılar için en az önemsenen, ancak finansörler için ise en önemli konu; yatırım fizibilitesi ve yatırımı yapacak firmanın mali verilerinin bu kapasitedeki bir yatırımı kaldırıp kaldırmayacağını tespit edilmesidir. Finansör kuruluşlar için istenilen belgelerin tam ve zamanında verilmesi de, yatırımın ciddiye alınması açısından önemli bir göstergedir. Yatırımcılar için ise en az önemsenen konu; firmanın mali gücünü gösteren belge ve bilgilerin ve yatırımın fizibilitesinin çok dikkatli olarak yapılması konusudur. Örneğin; kendi madenini işleyecek bir tesisin, tüm maden sondajlarını bitirip net maden rezervinin (görünür) ortaya koymadan bir fizibilite çalışmasına başlanmaması gerekir. Bazı yatırımcı grupların da mali güçlerinin olmasına karşın, bu büyüklükteki bir yatırımın proje finansmanı ile ilgili olarak istenecek dokümanları hazırlayacak altyapılarının olmaması ciddi bir sorundur.

Yatırımcı her şeyden önce her yıl, Uluslar arası bir denetim firmasına UFRS uygun bir mali denetim yaptırmalıdır. Bu denetim sonucunda verilecek Audit Raporları yatırımcının kartviziti anlamına gelmektedir. Ülkemizde yasal zorunluluğu olan; Sermaye Kurulu Piyasası denetimine ve EPDK denetimine tabi olan firmaların dışında, çok az firma bağımsız mali denetim yaptırmaktadır. Bağımsız mali denetimden kasıt, Yeminli Mali Müşavirlerin Tam Tasdik Sözleşmeleri değildir. Uluslar arası finansmanda, Bilanço ve mali verilerin, Yeminli Mali Müşavirlerce veya Maliyece (Vergi Dairesince) tasdiklenmesi bir anlam ifade etmemektedir. Daha önce Uluslararası Denetim Firması tarafından denetlenmemiş firmalar, ilk denetimlerde çok zorluk çekmektedirler. Yatırımcıların, denetçi firmaların istedikleri belge ve bilgileri zamanında verememesinin en önemli nedenlerinden biri de, bu yetenekte firmalarında eleman istihdam etmemeleridir. Diğer bir konuda, her yıl yapılacak mutad denetimler için bir bütçe ayırtmak istememeleridir.

f) Yatırımın finansmanı için fizibilitenin hazırlanması: Konunun önemine binaen, tez konusu olan TES yatırımının projesinin fizibilitesinin

hazırlanması konusu çok önemlidir. Yatırım projesi ne kadar fizibil olursa olsun, yatırımın mali fizibilitesi hiçbir kuşkuya ve soruya yer vermeyecek şekilde tecrübeli bir ekipçe hazırlanması, projenin başarısı için anahtar rol oynar. Uygulamada, sadece nakit akışı olan 5-6 sayfalık fizibilite ile, TES yatırım finansmanı yapmanın imkanı yoktur. Yatırımcı firmadan alınacak bilgiler ile, yine firmanın dışında Bağımsız Kuruluşlarca fizibilitenin hazırlattırılması uygun olacaktır. Fizibiliteyi hazırlayacak bağımsız kuruluş (Uluslararası Denetim Firması) bilgiler verilmeli, ancak Projenin asıl sahibinin yatırımcı olduğu unutulmadan, her aşaması birebir takip edilmeli; yatırım tutarı, maliyetler, projeksiyon süreleri, yatırımcıyı tanıtan anlatımların uygunluğu, yatırımın nakit açığı verip vermediği gibi teknik detaylar ve konular, fizibilite bitmeden belli bir mantık ve sistematığe oturtulmalıdır. Fizibilitenin; genel bir fizibilite olmayıp, o projeye özel olduğunu hissettirmesi, sağlanacak yabancı kaynakların ne vadede, nasıl geriye ödeyebileceği net şekilde ortaya konmalıdır. Yatırımın projesinin başarıya ulaşmasının birinci koşulu; çok iyi hazırlanmış bir mali fizibilite raporundan geçmektedir. TES mali fizibilitesindeki yanlışlarında, ilgili finansör kuruluşlara verildikten sonra düzeltme şansı da pek bulunmamaktadır. Çünkü; ilgili mali analizler ve kredi değerlendirme uzmanlarınca yeterli bulunmayan fizibiliteye dayanan kredi talepleri ret olmaktadır. Kredi ret olduktan sonra da bir daha o finans kuruluşundan kredi bulmak mümkün olamamaktadır.

TES projesinin finansmanı, yabancı kaynağın temin yerine göre, aşağıdaki başlıklar altında konu ele alınacaktır.

3.2.1. Türkiye'deki Yatırım Bankaları Aracılığı İle Finansman

Termik Enerji Santrallerinin yurt içinden finansmanı; Yatırım Bankaları aracılığı ile veya diğer Bankalar (özel ve kamu) aracılığı ile olabilmektedir.

Enerji Sektörüne özel ilgi duyan ve finansmanı için her türlü imkanı kovalayan iki yatırım Bankası'nın uygulamaları özet olarak açıklanacaktır.

3.2.1.1. Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş. (TSKB) ile Finansmanı

TSKB özel Banka hüviyetinde ve merkezi İstanbul'da dır.

Bankanın kendi web sitesindeki tanıtımına göre; "TSKB, 1950 yılında Dünya Bankası'nın desteği ve T.C. Hükümeti, T.C. Merkez Bankası ve Ticaret Bankalarının işbirliği ile kurulmuş, Türkiye'nin ilk özel yatırım ve kalkınma bankasıdır."

TSKB son yıllarda enerji yatırımlarının finansmanına öncelik vermektedir. Özellikle, Yenilenebilir Enerji Finansmanına ağırlık verildiğini görüyoruz. Bunun nedeni Bankanın kredi finansmanını da, kendisini daha rahat fonlamasıdır.

Banka yetkililerinden aldığımız bilgiye göre;

- Bugüne kadar 61 adet irili ufaklı enerji projesinin finansmanı yapıldığı,
- Toplam yapılan enerji finansmanın değerinin 3,3 milyar USD bulunduğu,
- Yapılan bu finansmanın 1,1 milyar USD'lık kısmının ise Banka özkaynaklarından karşılandığı,

Anlaşılmıştır.

TSKB kendi kaynakları dışındaki fonlamayı da iki şekilde yapmaktadır:

- Yurt içinden kamu ve özel Bankalar ile sendikasyon yaparak projeye ihtiyaç olacak fonu bulmak,
- Yurt dışından; ihracatçı ülkenin Eximbankası, Avrupa Yatırım Bankası, Dünya Bankası, Avrupa Kalkınma Ajansı, IFC, Fransız Kalkınma Ajansı gibi kuruluşların fonları ile projeyi finanse etmek,

Şeklinde olabilmektedir. Bazen de; Banka kendi kaynakları ile birlikte, yabancı kaynakları birleştirebilmektedir.

Tez konumuz olan TES'nin finansmanı konusunda da TSKB ilgi duymaktadır. Konu TES olunca tabiki, yenilenebilir enerji kaynağı olmadığı için, finansman alternatifleri daha az olabilmektedir.

TSKB yatırımcıdan öncelikle mali bilgilerini istemekte ve projenin fizibilitesini yapmaktadır. Eğer bağımsız bir kuruluşça hazırlattırılmış bir TES fizibilitesi varsa, en geç iki ay içinde Bankanın yetkili bölümlerinde incelenmekte ve yatırımcıya proje finansmanın yapılıp yapılamayacağı veya ne şartlarda yapılabileceği bilgisi verilmektedir.

TSKB enerji projelerinde ve tabiki TES içinde, aşağıdaki teminat yapısını oluşturmak istemektedir:

- Yatırım yapacak firmanın hisselerinin rehini, (bilançosunda TES'nin kayıtlı olacak firmanın)

- Yatırımı yapacak firmanın, yatırım ile ilgili gayrimenkuller üzerinde I. Derece ve I. Sıradan ipotek,

- İşletmedeki menkul varlıklar (makine ve teçhizat) üzerinden, firmanın bağlı bulunduğu Ticaret Sicilinden İşletme Rehini,

- Elektrik satış gelirinin rehini, (belirlenecek Banka hesabı üzerine rehin konulur)

- Gerekli görüldüğü taktirde; ek maddi (ipotek) veya gayri nakdi (kefaletler) teminatlar,

İstenebilmektedir.

Yukarıda belirtilen tüm teminat şartları; verilen kredinin geri dönüşümünü güvence altına sokan teminatlardır. Aynı zamanda, yatırımcı Şirketi de, elindeki değerli aktifleri başka finansör kuruluşlara gidip, fizibilitede

planlanmayan bir borçla işletmeyi zor duruma sokmamak için bu tedbirler alınmaya çalışılmaktadır.

TSKB dışındaki tüm finansör kuruluşlarda yukarıda belirtilen teminatları istemektedirler. (GÜLSOY, ICC, 2009: 168-169)

TSKB, TES yatırımları için; 3 yıl ödemesiz dönem olmak üzere toplam 10 yıla kadar kredi verebilmektedir.

3.2.1.2. Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş. İle Finansmanı

TKB Kamu Bankası hüviyetinde olup, merkezi Ankara'da dır.

TKB 1975 yılında 13 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile kurulmuştur. Türkiye'de ki kamu nitelikli tek kalkınma ve yatırım Bankası'dır.

Bankanın "Bankacılıkta Kalkınma Çağı" başlıklı broşüründe; "TKB, Türkiye'nin kalkınması için; anonim şirket statüsündeki teşebbüslere karlılık ve verimlilik anlayışı içinde kredi vermek, iştirak etmek suretiyle finansman ve işletme desteği sağlamak, yurtiçi ve yurtdışı tasarrufları kalkınmaya dönük yatırımlara yöneltmek, sermaye piyasasının gelişmesine katkıda bulunmak, yurt içi, yurtdışı ve uluslar arası ortak yatırımları finanse etmek olarak belirlenen her türlü kalkınma ve yatırım bankacılığı işlevlerini 30 yılı aşkın bir süredir sürdürmektedir" denilmektedir.

TKB da enerji finansmanı konusuna ilgi duymaktadır. Özellikle yenilenebilir enerji finansmanı konusunda büyüme istemektedir. (CESUR, EREN, ICC, 2009: 18-20)

TKB enerji projelerinde; KDV hariç yatırım tutarının en fazla % 75'ine kadar finanse etmektedir. Kredinin vadesi de projeye göre tespit edilmekle birlikte; konu yenilenebilir enerji olunca 14 yıla kadar çıkabilmektedir.

Kredinin faiz oranları da; altı aylık Libor veya Euribor + Spread + Bankanın komisyonu şeklinde olmaktadır. Kredi USD veya EUR olarak kullanılabilir. Kredi USD veya EUR olarak kullanılabilir.

TKB'nın Bankayı tanıtıcı "Kredilerimiz" başlıklı broşüründen aşağıdaki kredi çeşitlerinin olduğunu görüyoruz.

- TKB Kaynaklı Yatırım Kredisi (TL): Hazine Müsteşarlığı Teşvik Uygulama Genel Müdürlüğü'nce teşvik edilebilir konular ve Banka yıllık iş programında belirlenen alanlarda yatırım yapan yatırımcıların sabit yatırım tutarı harcamalarının finansmanı amacıyla kullanılmaktadır.

Kredilendirme oranı Bankaca belirlenmektedir. 2 yıl ödemesiz dönem dahil 5 veya 7 yıl vade yapılmaktadır.

- TKB Kaynaklı İşletme Kredisi (TL): Bankanın yıllık iş programlarında belirlenen alanlarda faaliyette bulunan Şirketlerin İşletme Sermayesi ihtiyaçlarının belli oranda finansmanıdır.

Kredi limiti en fazla hesaplanacak işletme sermayesi tutarı kadardır. Bu tutarı Banka belirlemektedir. Kredinin vadesi, 1 yıl ödemesiz dönem dahil toplam 3 yıldır.

- Avrupa Yatırım Bankası Kaynaklı Döviz Yatırım Kredisi: Net sabit aktif büyüklüğü 75 milyon EUR'dan çalışan sayısı 500 kişiden az olmayan şirketler yararlanabilmektedir. Kredinin vadesi, en fazla 4 yıl ödemesiz dönem dahil 12 yıldır.

- İslam Kalkınma Bankası Kaynaklı Döviz Yatırım Kredisi: Yatırım Teşvik Belgesine sahip yatırımcıların belge kapsamındaki yerli ve ithal makine teçhizat alımlarının ve bu makine teçhizatla ilgili montaj hizmetlerinin finansmanı için verilmektedir.

Makine ve teçhizat bedelinin en fazla tamamı kredilendirilebilmektedir. (Arsa, bina ve altyapı hariç) Kredinin vadesi en fazla 3 yıl ödemesiz dönem dahil 10 yıldır.

3.2.2. Yurt Dışından İhracatçının Ülke Eximbankası Aracılığı İle Finansmanı

Son yıllarda Dünya'da karbon salınımına gösterilen önem nedeniyle; yenilenebilir enerji kaynaklarının finansmanında daha fazla alternatif olduğu görülmektedir. Tez konumuz olan TES'nin finansmanında ise; en önemli kaynak makine ve teçhizatın alınacağı ülkenin Eximbankası imkanları ile işlemi finanse etmektir.

Exim bankalarının kuruluş amaçları; kendi ülkesindeki sanayinin gelişmesi ve ihracatın teşvik edilmesi için, finansman alternatifleri oluşturmaktır.

Exim bankaları ülkelere göre farklı isimle anılabilmektedir. Örneğin; Amerika'da, Amerika Eximbank (Export-Import Bank Of The United States), Çin'de Çin Eximbank, Almanya'da HERMES, İtalya'da SACE, İsviçre'de ERG, İsveç'de EKN gibi.

Exim bankaları aslında doğrudan finansmanı çok nadir işlemlerde yapmaktadırlar. Exim bankaları; makine ve teçhizatı ihraç eden sanayiciyi, malı ithal eden firmayı ve yatırım projesini mali ve teknik yönden değerlendirerek, söz konusu yatırım projesinin kredisini sigorta etmektedirler. Kredi sigortası da; yine projenin özelliğine göre; ödemesiz dönem ve akabinde her altı ayda bir kredinin ödemesine göre eşit ödemeli şeklinde olmaktadır.

Exim bankasının; kredi sigortası tutarı, yatırımın makine ve teçhizatın en fazla % 85'i kadar olmaktadır. Bu oran bazı projelerde daha aşağıya düşebilmektedir.

Kredinin vadesi de yine projeye göre değişiklikler gösterebilmektedir. TES için; yatırım süresi olan ilk üç yıl genel olarak ödemesiz dönem, akabinde 7 yıl da ödemeli dönem olmak üzere 10 yıl civarındadır.

Exim bankasından kredinin sigortası ile ilgili onay alınınca; yurt içinden veya Exim bankasının ülkesinden yabancı bir Banka, nakit krediyi vermektedir. Sigortayı alan ve krediyi nakit ödeyen Banka, hiçbir zaman ithalatçıya ödeme yapmamaktadır. Ödemeler, yatırım malını fatura eden ihracatçı firmaya, yine fatura ve malın yüklemesinin yapıldığı vesaikler mukabilinde yapılmaktadır. Kredinin geri ödemesi de, yine nakit kredi kullandıran Banka'ya ödemesiz dönemden sonra, her altı ayda bir ana para ödemesi yapılmaktadır.

Exim bankasından kredinin sigortası ile ilgili onay alınınca; yurt içinden veya Exim Bank'ın ülkesinden yabancı bir Banka, nakit krediyi vermektedir.

Exim bankası, bir defaya mahsus kredi sigorta komisyonu almaktadır. Krediyi veren Banka ise; Libor + spread faiz almaktadır.

Konu kredi sigortası olunca, sigortanın maliyetini;

- Krediyi kullanacak firmanın ülkesinin kredi rasyosu,
- Krediyi kullanacak firmanın kredi rasyosu,
- Projenin fizibilitesi ve mali yeterliliği,
- Kredinin vadesi,
- Genel ekonomik konjonktür,

Belirleyici olmaktadır.

Yukarıdaki kriterlere göre, Exim Sigorta Komisyonları kredi tutarının % 6-% 14'üne kadar çıkabilmektedir.

Yabancı Exim Bank kaynaklarını, yurtiçi yerleşik özel/kamu Bankaları aracılığı ile de kullanmamız mümkün olabilmektedir. Bu da iki şekilde olmaktadır:

- Yurtiçi Bankanın Kredi Sigortasını alınca, sigorta şartları çerçevesinde nakit krediyi kullanırır. Burada banka, sadece nakdi krediyi kullanmış olmakla birlikte, kendisi herhangi bir riske girmemektedir. (Kredi sigortalı olduğu için.) (SACE GROUP, 2007)

- Ülkemizde de yatırımların finansmanında yaygın olarak kullanılan ve daha hızlı süreci olan diğer bir yolda; krediyi kullanıracak Bankanın Exim Banka Kredi Sigortası tutarında bir teminat mektubu vermesidir. Exim Bank da krediyi sigorta edince, bu kez lehtar Banka nakit krediyi kullanılmaktadır.

Enerji yatırımlarında ise yukarıdaki ikinci yol, yani lehtar Bankanın teminat mektubu vermesi pratik de mümkün olamamaktadır. Çünkü, lehtar Bankanın firma lehine Exim Banka hitaben teminat mektubu vermesi halinde, bu kez mükerrer bir kredilendirme olmakta (hem teminat mektubu veriliyor, ardından da nakit kredi veriliyor) ve bu kez lehtar Banka'da yatırımcıdan teminat istemektedir. Ayrıca bu teminat mektubu nedeniyle de finansman maliyetleri artmaktadır.

TES gibi büyük yatırımlarda, herhangi bir Bankanın teminatı olmadan direkt ihracatçı ülkenin Exim Bankasının imkanlarından yararlanmak asıl amaçtır.

Exim bankası sigortasının dışında kalan yatırım tutarları için, aracı Bankalardan ilave kredi alınabilir. Bu durumda toplam yatırımın % 80-85'ine kadar yabancı kaynak bulunabilir.

Tez konumuz olan TES'deki, bu tezin 4.2. bölüm başlığında örneği verilen Çankırı'nın Orta İlçesi'ndeki 135 MW gücündeki kömür ile çalışan proje için de aşağıdaki finansman modeli uygulanmıştır:

- Projenin Toplam Değeri	: 182,16 Milyon USD,
- İthal Makine Teçhizat	: 126,91 Milyon USD,
- Eximbank Sigortası (% 85)	: 107,87 Milyon USD,
- Aracı Banka Kredisi	: 19,04 Milyon USD.

İhracatçının Exim bankası ve aracı (lehtar) Banka ile yapılan görüşmeler neticesinde:

- Exim bankası Sigortası ve lehtar Banka kaynağının, kredi vadesinin 3 yıl ödemesiz 7 yıl ödemeli, (toplam 10 yıl)

- Kredi maliyeti de; Sigorta Komisyonu + Libor + Spread ve diğer komisyon ve masraflar göz önüne alındığında, yıllık maksimum % 9 civarında olacağı,

Anlaşılmaktadır. Tabi burada kullanılan kredinin faizi on yıl boyunca sabit olmayıp, her 6 ayda bir değişecek Libor faizine göre, artıp azalabilecektir. Burada tahmini maksimum bir maliyet baz olarak alınmıştır.

Exim bankaların yukarıda belirtilen inceleme kriterlerine ek olarak; yatırımcı ülkenin (Türkiye'nin) ülke riski rasyosu da önem arz etmektedir. Ülkemizin risk puanı; kredinin maliyetine ve kredinin onaylanma süreci ile teminatlandırma şartlarına birebir yansımaktadır. (SACE, Map, 2007)

Exim bankalarının uygulamalarında; USA Exim Bankası, tüm ülkeleri 1-7 arasında, en düşük riskten en yüksek riske doğru sıralama yapmaktadır. Türkiye'de 4. gruptaki riskli ülkeler sınıfındadır. Bu nedenle bugün için 5 yıllık bir kredi veya sigorta ücreti olarak % 6,55 oranı vermektedir. (USA Eximbank, www.exim.com 20.09.2009)

SACE'de (İtalya Exim Bankası) risk değerlendirme olarak; ülkeleri üç ayrı kategoriye (Düşük-Orta ve Yüksek riskli) ayırmıştır. Ayrıca her kategoriye de kendi içinde üçe ayırarak toplam dokuz ayrı derecelendirmesi vardır. Türkiye

yine bu sıralamada da 5. sırada (Orta Riskli) yer almaktadır. Bu durumda tabiki SACE'nin sigorta fiyatına yansımaktadır. (SACE GROUP, 2007)

3.3. Özkaynak Olarak Kullanılacak Tutarın Belirlenmesi

Yukarıda 3.2. bölümde anlatılan Eximbank kaynaklarından projenin finansmanı için, ne kadar tutarda bir Uzun Vadeli Yatırım Kredisi alınabileceği belli olduktan sonra, yatırımın Özkaynak ve ilave yabancı kaynak ihtiyacı olup olmadığının tespit edilmesi gerekmektedir.

İthalatçının, Exim bankasına aracı olacak Banka ile yapılacak görüşmelerde, bu Bankanın da kendi kaynaklarından, Exim bankası şartları çerçevesinde katkı yapması talep edilmesinde fayda vardır.

Aracı ve aynı zamanda kredi lehtarları olan Bankanın, toplam yatırım projesinin % 15-20'si civarında bir kaynağı koyması halinde, Eximbank sigortasının bu Banka'dan geçirileceği konusunda bir anlaşma yapılabilir.

Uygulama projemizde ise;

Proje Toplam Tutarının :	182,16 Milyon USD,
Kredi Tutarı	: 126,91 Milyon USD,
Özkaynak	: 55,25 Milyon USD.

Kullanılacak olan kredi tutarı için 3 yıl ödemesiz (faiz + anapara dahil), 7 yıl vadeli, toplam on yıllık bir yabancı kaynak kullanılması planlanmaktadır.

İhracatçı Exim bankaları ve aracı Bankalar ile görüşmeler devam etmekte olup, kullanılacak yabancı kaynağın tümü için yukarıdaki şartlar geçerli olacaktır.

Yabancı kaynak olarak kullanılacak Uzun Vadeli Kredilerin; faizleri her altı ayda bir Libor faizine göre değişecek olmasına karşın, faiz, kredi sigorta komisyonu, aracı banka komisyonları ve Sendikasyon için yönetim giderleri

göz önüne alındığında, fizibilite hazırlanmasına başladığımız dönem de olabilecek azami maliyet toplamı % 9 olarak çalışmalarımızda alınmıştır.

Uygulama projemiz için oluşturulan kredi ve faiz + ana para ödemelerine ilişkin veriler “Krediler ve Faiz Ödemeleri” tablosunda verilmiştir.
(Ek: 8)

Sonuçta; yatırımın yaklaşık % 30'u Özkaynak, ve % 70'i yabancı kaynak olarak realize edilmesi planlanmaktadır.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

IV- TERMİK ENERJİ FİZİBİLİTESİ ÖRNEK UYGULAMASI

4.1. Uygulama Örneğinin Tanıtımı

Tez projemize uygulama örneği olarak; Yıldızlar SSS Holding A.Ş. nin iştiraki olan 3S Enerji ve Maden Üretimi A.Ş. firmasının, Çankırı İli Orta İlçesi'nde EPDK'dan alınan 380 MW'lık termik santrali lisansının ilk etapda kurulacak olan 1x135 MW kurulu güce sahip olacak, kömür santralinin finansal ve teknik çalışmaları değerlendirmeye alınmıştır.

3S Enerji Firması; kuracağı santral için EPDK'dan 31 Mayıs 2006 tarihinde 49 yıllık üretim lisansı almıştır. (EK: 4)

Santralin yılda toplam 945 milyon kWh elektrik enerjisi üretmesi planlanmaktadır. Üretilecek olan elektriğin % 13'ü Santralin kendi ihtiyaçları için kullanılacak olup, geri kalan kısmı ise, Yıldızlar SSS Holding'in grup şirketlerine ve serbest piyasaya satılacaktır.

Santralin inşaat dönemi; Eylül 2009'dan itibaren 36 ay olarak planlanmıştır. Santral; Ağustos 2012 tarihinden itibaren deneme üretimine başlayacak olup, Kasım 2012 tarihinden sonra da işletme dönemine geçmesi hedeflenmektedir.

Santralin ekonomik ömrünün 20 yıl olacağı planlanmaktadır. Bu nedenle uygulama örneğindeki tüm mali projeksiyonlar, tesisin işletmeye alındığı 2012 tarihinden itibaren 20 yılı kapsayacak şekilde değerlendirmeye alınmıştır.

4.1.1. Linyit Kömür Rezervi ve İşletmesi

Santralin yakıt ihtiyacı, 3S Enerji Firması'nın sahibi olduğu ve Çankırı'nın Orta İlçesi'nde bulunan linyit kömür yatağından sağlanacaktır.

Maden yatağında iki yıldır yapılan sondaj ve rezerv tespit çalışmaları neticesinde, aşağıdaki tabloda belirtilen rezervler belirlenmiştir.

Tablo 4.1. Maden Sahası Genel Rezerv Durumu

Saha Genel Rezerv Durumu		
	Temiz Kömür (ton)	Arakesmeli Kömür (ton)
Görünür Rezerv	53.570.937	75.088.051
Açık Ocak	4.738.901	7.188.420
Kapalı Ocak	48.832.036	67.899.631
Net İşletilebilir Rezerv	38.684.381	54.358.741
Açık Ocak	4.501.956	6.828.900
Kapalı Ocak	34.182.425	47.529.742

Kaynak: Şirket Yönetimi

Yukarıdaki tablodan görüleceği üzere 75 milyon ton ara kesmeli görünür rezerv tespit edilmiştir. Santralin kömür ihtiyacının ise yıllık 756.000 ton seviyesinde olması beklenmektedir.

3S Enerji Firmasının Çankırı Orta Yenice Köyü bölgesinde bir linyit kömür yatağı bulunmaktadır.

İşletme kaybı; açık ocaklarda % 5, kapalı ocaklarda ise % 30 olarak alınmaktadır. Bu çerçevede net işletilebilir ara kesmeli kömür rezervi 54 milyon ton, temiz kömür rezervi ise 39 milyon tondur.

Madende bulunan kömürün alt ısıl değeri ortalama 2.750 kcal/kg'dır. Termik santralinde 1 kWh elektrik üretimi için yaklaşık 0,8 kg kömür kullanılacaktır.

Maden işletmesinde 2 vardiya düzeninde her vardiyada 10 saat çalışılacaktır. Kömür üretimi yalnız gündüz vardiyalarında yapılacak ve gece vardiyasında çalışan kömür ekibi ara kesme temizliği ve dekopaj yapacaktır.

Üretilen kömür, yer altı karo sahasına nakledilecek olup, karo sahasında gerekli kırma-eleme ve zenginleştirme işlemlerine tabi tutulacaktır.

Termik Santralin Ağustos 2012'de test süreci ile birlikte faaliyete geçmesi planlanmaktadır. Kömür yatağının bu tarihten itibaren 6 yıl boyunca açık ocak olarak, devam eden yıllarda ise kapalı ocak olarak işletilmesi planlanmaktadır.

Kapalı maden ocağında, çalışan bir işçinin günde ortalama 2 ton kömür çıkarabileceği varsayılmaktadır. Santralin yıllık kömür ihtiyacı göz önüne alındığında, kapalı ocak işletmesi döneminde yaklaşık 1.260 maden personeline ihtiyaç duyulması beklenmektedir. Açık ocak işletmesinde ise yaklaşık 400 maden personelinin çalışacağı öngörülmektedir.

4.1.2. Yatırımın Makine, Ekipmanları ve İnşaatı

Santralin ihaleye verilmesi Kasım 2009 ve faaliyete geçmesi de Kasım 2012 olarak planlanmaktadır.

Projenin toplam yatırım tutarının, yaklaşık 182 milyon USD seviyesinde olması; bu tutarın yaklaşık % 70'nin yabancı kaynak, geri kalan % 30'nun ise öz kaynak yolu ile finanse edilmesi planlanmaktadır.

Tablo 4.2. TES Yatırım Harcamaları

Santral'in Yatırım Harcamaları				
Yatırım Harcamaları (mn ABD\$)	2009	2010	2011	2012
EPC (Anahtar Teslim Yapımı)	27,22	18,93	58,51	22,26
Nakliye Gümrük	-	0,33	2,00	0,67
EIH	-	-	-	8,00
Su Temini	-	2,00	-	-
Beklenmeyen Matzeme Gideri	0,50	3,00	3,00	2,50
Maden Yatırımı	1,59	10,16	10,16	3,39
Maden Ruhsatı	0,10	-	-	-
Arazi Temini	5,00	-	-	-
Şantiyenin Hazırlanması	0,50	1,50	-	-
Sigorta	-	0,09	0,57	0,19
Toplam	34,91	36,02	74,24	37,00
Toplam yatırım harcaması (mn ABD\$)	182,16			

EPC Kontratı da aşağıdaki yatırım kalemlerinden oluşmaktadır.

Tablo 4.3. TES Projesi EPC Yatırım Detayı

EPC Yatırım Detayı	
Sistemin Adı	Fiyat (ABD\$)
Ekipman	61.233.956
Termodinamik sistem	32.951.279
Yakıt kontrol sistemi	6.653.809
KÖİ kontrol sistemi	1.352.882
Su arıtma sistemi	1.003.441
Su rezervi sistemi	512.941
Elektrik sistemi	11.348.824
Enstrüman ve kontrol sistemi	3.778.132
Yardımcı Üretim sistemi	1.566.074
Sülfürden arındırma araçları	974.588
De-Nox araçları	1.081.985
Matzemeler	10.780.000
Diğer	54.898.763
Mühendislik	2.180.000
Kurulum çalışmaları	14.550.000
İnşaat işleri	30.279.763
Proje'nin, yönetilmesi; İşletmeye alınması; test edilmesi; performans testinden geçirilmesi	3.250.000
<u>Üretim hazırlık ücreti</u>	<u>4.639.000</u>
Toplam	126.912.719

Termik santralin 1x135 MW kurulu güce sahip olan ünitesinin dizayn, yapım ve montaj çalışmaları için üretici firmalar ile görüşmelere devam edilmektedir.

Söz konusu ünite için gerekli olan toplam makine ve ekipmanın yatırım tutarı 127 milyon USD; arazinin temini, inşaat sahasının hazırlanması, maden yatırımı gibi diğer yatırımların toplam tutarı ise 55 milyon USD seviyesindedir. Böylece yukarıdaki tablodan da görüleceği üzere toplam yatırım tutarı 182,16 milyon USD seviyesindedir.

Santral ile ilgili yatırımın açıklaması aşağıdaki gibidir:

- EPC (Mühendislik, Tedarik ve İnşaat Kontratı): 1x135 MW'lık elektrik üretim ünitesinin dizayn, yapım ve montaj süreçleri.

- Nakliye Gümrük: Yurt dışından gelecek olan parçaların nakliye ve gümrük işlemlerini.

- EİH (Elektrik İşletme Hattı) Santralde üretilecek olan elektriğin TEİAŞ hatlarına iletilebilmesi için kurulacak olan EİH ve 154 KV'lık Şalt.

- Su Temini: Santralde kullanılacak olan suyun temini için gereken kuyunun hazırlanması.

- Beklenmeyen Malzeme Gideri: Santralin yapımı sırasında beklenmeyen olası giderler.

- Maden Yatırımı: Santralin yakıtını sağlayacak olan kömür madeni için hazırlanacak depolama birimi ve Santralin ilk faaliyete geçişinde hazırlanacak linyit kömürün stoklanması.

- Arazi Temini: Santralin kurulacağı arazinin satın alınması.

- Şantiyenin Hazırlanması: Santralin inşaat sürecinin yönetileceği şantiyenin hazırlanması.

- Sigorta: Şantiyenin inşaat sürecinde yapılacak sigorta giderleri.

Santralin inşaat ihalesi ve satın alma anlaşmalarının Kasım 2009'da bitirilmesi ve inşaat süresinin de 36 ay sonra Kasım 2012'de faaliyete geçirilmesi planlanmaktadır.

İnşaat döneminin son üç ayında Santralin test çalışmalarının yürütülmesi, bu süreçte üretilen elektriğin grup şirketlerine ve piyasaya satılması öngörülmektedir.

3S Enerji Firması; santralin inşaat alanı, kül barajı ve ham su barajı ile ilgili gerekli izinleri almış bulunmaktadır. Ayrıca; Temmuz 2007'de Çevre ve Orman Bakanlığı'ndan ÇED Olumlu Belgesi alınmıştır. (Ek: 3)

Termik Santralin imar planı Eylül 2008 tarihinde Yaylakent Belediyesi tarafından onaylanmıştır.

4.1.3. Organizasyon ve İnsan Kaynakları

Proje tamamlandıktan sonra işletme dönemi boyunca Santral ve maden ocağında çalışacak olan personel sayısı aşağıdaki tabloda sunulmuştur.

Maden ocağı, Santralin faaliyete geçmesinden itibaren ilk 6 yıl boyunca açık ocak olarak işletilecektir. Açık maden işletmesi döneminde 561 ve kapalı maden ocağı işletmesi döneminde toplam 1.422 personel çalışacaktır.

Tablo 4.4. TES Projesi Personel Listesi

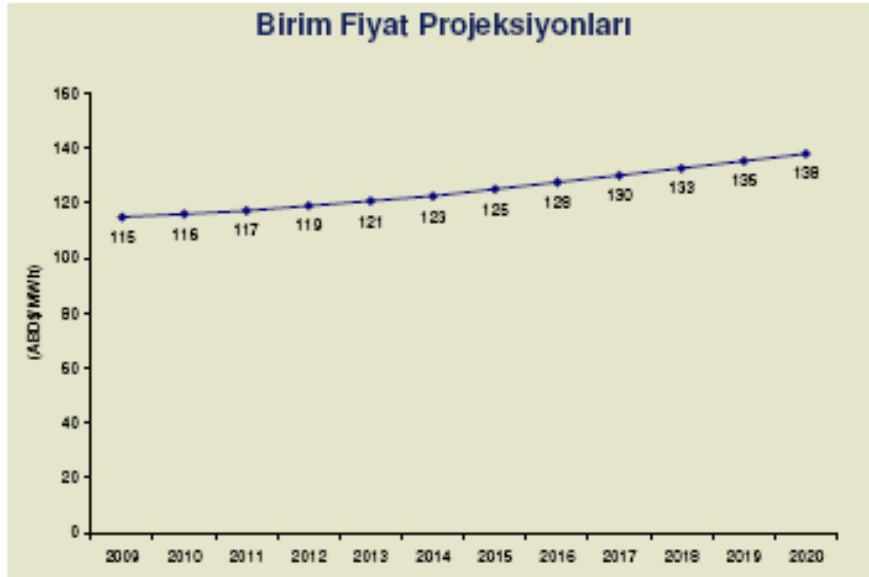
Personel Ünvanı	Personel Sayısı
Termik Santralde Çalışacak Personel	157
Genel Müdür	1
İşletme Bakım Müdürü	1
İdari ve Mali İşler Müdürü	1
Mühendis	5
Teknik Personel	124
İdari Personel	13
Güvenlik Personeli	12
Açık Ocak Döneminde Maden Yatağında Çalışacak Personel	404
Maden Müdürü	1
Maden Mühendisi	3
Maden Personeli	400
Kapalı Ocak Döneminde Maden Yatağında Çalışacak Personel	1.265
Maden Müdürü	1
Maden Mühendisi	4
Maden Personeli	1.260
Toplam (Açık Maden Ocağı Dönemi)	561
Toplam (Kapalı Maden Ocağı Dönemi)	1.422

4.1.4. Elektrik Satış Gelirleri Projeksiyonu

2009 yılının ilk beş aylık döneminde ortalama elektrik birim fiyatı 11,5 cent/kWh seviyesinde oluşmuştur. Gayrisafi milli hasılda ki küçülme ve

talepteki daralma ile kredi piyasalarındaki sıkışıklık neticesinde ertelenen yatırımların, elektrik fiyatı üzerinde etkisi olmaktadır. Bu konuda uzman kuruluşların raporlarında yer alan bazı değerlemeler de göz önüne alınarak, 2009 yılı ortalama elektrik birim fiyatının yaklaşık 0,115 USD/kWh olacağı ve birim fiyatı projeksiyon döneminde ABD enflasyon oranı doğrultusunda, 2011 ve 2012 de yıllık % 1, 2012-2015 döneminde yıllık % 1,5 ve projeksiyon döneminin geri kalan döneminde yıllık % 2 oranında artacağı varsayılmıştır.

Tablo 4.5. Birim Fiyat Projeksiyonu

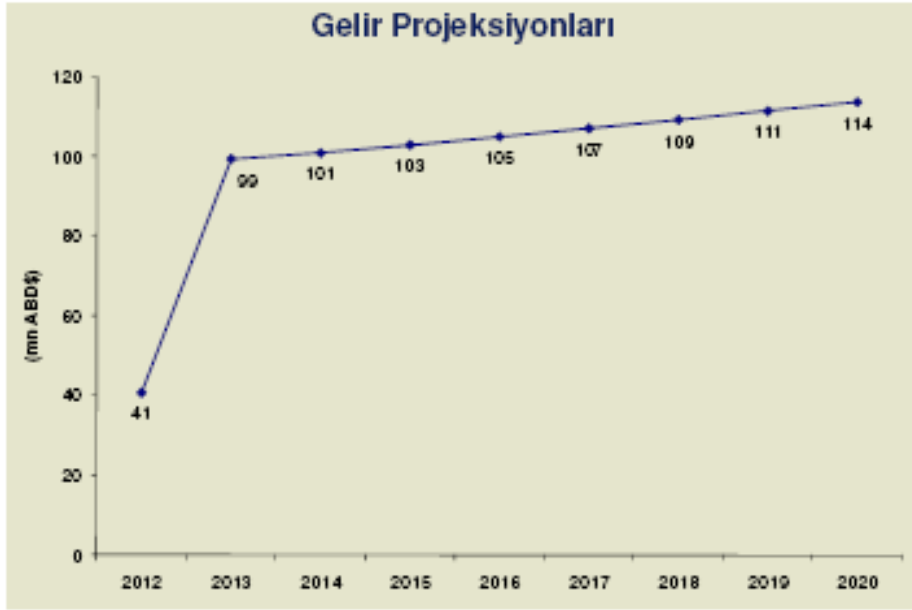


I. Etap yatırım tamamlandığında, Santralin kurulu gücü 135 MW olacaktır. Yılda ortalama 7.000 saat çalışması (yaklaşık kapasite kullanım oranı % 80) öngörülen Santral toplam yıllık 945 milyon kWh elektrik üretecektir.

Üretilen brüt elektriğin % 13'ü Santralin iç ihtiyaçlarını karşılamada kullanılacaktır. Geri kalan 822 milyon kWh yıllık üretimin tamamının Yıldızlar SSS Holdingin iştiraklerine ve/veya dış piyasaya satılacağı öngörülmektedir. Grup içi ve dışarıya satılacak olan elektriğin birim fiyatının aynı olacağı varsayılmıştır.

Yukarıdaki varsayımlar ve birim fiyatları göz önüne alınarak, Santralin satış gelirleri aşağıdaki şekilde projeksiyon edilmiştir:

Tablo 4.6. TES Gelir Projeksiyonu



2012 yılının Ağustos ayında, Santral 3 aylık bir test sürecine girecektir. Test döneminde üretilen elektriğin iç ihtiyaçlar hariç bölümü Yıldızlar SSS Holdingin iştiraklerine ve dış piyasaya satılacaktır.

4.1.5. Satışların Maliyeti Projeksiyonları

Satışların maliyeti, 5 ana maliyet unsurundan oluşmaktadır:

- Yakıt Giderleri,
- Personel Giderleri,
- Bakım Onarım Giderleri,
- Kimyasal Giderleri,
- Kireçtaşı Giderleri.

Yakıt Giderleri

Kömür ve motorin, satış maliyetleri arasında en büyük paya sahip olan gider kalemidir. Toplam maliyetin yaklaşık % 85'ini oluşturmaktadır.

Kömür Giderleri

Santralde üretilecek olan elektrik için gereken linyit kömür kaynağının madenden çıkarıldıktan sonra Santralde kullanıma hazır hale getirilmesine kadar geçen sürede yapılan maliyetleri kapsamaktadır.

Kullanılacak kömürün alt ısıl değeri ortalama 2.750 kcal/kg'dır. Bir kWh enerjinin yaklaşık 860 kcal'ye eşit olduğu ve kömürün ısıl veriminin % 40 olduğu varsayımına dayanılarak, üretilecek 1 kWh elektrik başına yaklaşık 0,8 kg kömür kullanılması gerektiği sonucuna varılmaktadır. Santral, yılda 945 milyon kWh elektrik üretecek olup, yıllık kömür ihtiyacı 756.000 ton'dur.

Santral, test süreci ile birlikte faaliyetlerine Ağustos 2012'de başlayacaktır. Bu tarihten itibaren 6 yıl boyunca maden ocağının açık ocak işletmesi olarak, takip eden 14 yıl boyunca ise kapalı ocak işletmesi olarak faaliyette bulunması beklenmektedir. Maden yatağının açık ocaktan kapalı ocak işletmesine geçme tarihi Ağustos 2018'dir.

Kullanılan linyit kömürünün ton başına birim maliyeti, açık ocak işletmesi dönemi için 35,- USD\ton kapalı ocak işletmesi için ise ana senaryoda 40,7 USD\ton olarak öngörülmüştür. Kapalı ocak işletmesinde önemli oranda elektrik tüketimi gerçekleşecektir. Bu sebeple alternatif senaryoda kapalı ocak işletmesinin birim kömür maliyeti, elektrik fiyatlarına paralel olarak artış gösterecektir.

Açık Ocak Kömür Birim Maliyeti aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 4.7. Açık Ocak Kömür Birim Maliyeti

Açık Ocak Kömür Birim Maliyetinin Hesaplanması	Birim	2012-2018
Çıkarılan birim kömür başına dekapaj gideri	ABD\$/ton	26,9
<i>m³ başına ortalama taşeronluk gideri</i>	ABD\$/m ³	1,8
<i>Bir ton kömür için kaldırılması gereken toprak hacmi</i>	m ³ /ton	15,4
Çıkarılan birim kömür başına kömür çıkarma + nakliye gideri	ABD\$/ton	4,0
Çıkarılan birim kömür başına kırma + eleme + zenginleştirme gideri	ABD\$/ton	2,1
Çıkarılan birim kömür başına genel giderler	ABD\$/ton	2,0
Toplam birim maliyet	ABD\$/ton	35,0

Not: Maden yatağının açık ocak işletmesi olarak 6 yıl faaliyette bulunması beklenmektedir.

Kapalı Ocak Kömür Birim Maliyeti ise aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 4.8. Kapalı Ocak Kömür Birim Maliyeti

Kapalı Ocak Kömür Birim Maliyetinin Hesaplanması	Birim	2018	2019	2020
Birim Personel Gideri Hesaplaması				
<i>Bir maden çalışanı başına günde çıkarılan kömür</i>	ton/gün	2	2	2
<i>Bir maden çalışanının yılda çalıştığı gün sayısı</i>	gün/yıl	300	300	300
<i>Yılda bir maden işçisinin çıkardığı kömür</i>	ton/yıl	600	600	600
<i>Santralin yıllık kömür ihtiyacı</i>	ton/yıl	756.000	756.000	756.000
<i>Kapalı ocakta çalışacak maden personeli ihtiyacı</i>	#	1.260	1.260	1.260
<i>Maden personeli ortalama aylık maaşı</i>	ABD\$/ay	1.000	1.000	1.000
<i>Kapalı ocak maden personeli gideri</i>	ABD\$/yıl	15.120.000	15.120.000	15.120.000
Çıkarılan birim kömür başına maden personeli gideri	ABD\$/ton	20	20	20
Birim Elektrik Gideri Hesaplaması				
<i>Maden işletmesinin birim elektrik tüketimi</i>	kWh/ton	50	50	50
<i>Santralin yıllık kömür ihtiyacı</i>	ton/yıl	756.000	756.000	756.000
<i>Yıllık elektrik tüketimi</i>	kWh/yıl	37.800.000	37.800.000	37.800.000
<i>Elektriğin birim fiyatı</i>	ABD\$/kWh	0,1565	0,1592	0,1420
<i>Yıllık elektrik maliyeti</i>	ABD\$/yıl	5.160.367	5.263.574	5.366.846
Çıkarılan birim kömür başına elektrik gideri	ABD\$/ton	6,83	6,96	7,10
Birim Galeri Açılım Gideri Hesaplaması				
<i>Üretim galeri açılımı (ortalama taşeron hizmet bedeli)</i>	ABD\$/m	1.000	1.000	1.000
<i>Yılda ortalama galeri açılımı</i>	m/yıl	4.000	4.000	4.000
<i>Yıllık üretim galeri açılımı gideri</i>	ABD\$/yıl	4.000.000	4.000.000	4.000.000
<i>Santralin yıllık kömür ihtiyacı</i>	ton/yıl	756.000	756.000	756.000
Çıkarılan birim kömür başına galeri açılım gideri	ABD\$/ton	5,3	5,3	5,3
Birim Tahkimat Gideri Hesaplaması				
<i>Bir ton kömür için gereken ağaç miktarı</i>	m ³ /ton	0,03	0,03	0,03
<i>Santralin yıllık kömür ihtiyacı</i>	ton/yıl	756.000	756.000	756.000
<i>Yıllık ağaç ihtiyacı</i>	m ³ /yıl	22.680	22.680	22.680
<i>M³ başına ağaç gideri</i>	ABD\$/m ³	180	180	180
<i>Yıllık ağaç gideri</i>	ABD\$/yıl	4.082.400	4.082.400	4.082.400
Çıkarılan birim kömür başına tahkimat gideri	ABD\$/ton	5,4	5,4	5,4
Çıkarılan birim kömür başına hırdavat, sarf malzeme, vb. gideri	ABD\$/ton	1,0	1,0	1,0
Çıkarılan birim kömür başına kırma, eleme, nakliye gideri	ABD\$/ton	1,0	1,0	1,0
Çıkarılan birim kömür başına motorin, yedek parça, makina, vb. gideri	ABD\$/ton	2,0	2,0	2,0
TOPLAM BİRİM MALİYET	ABD\$/ton	41,5	41,7	41,8

Not: Maden yatağının 2018 Kasım'dan itibaren kapalı ocak olması beklenmektedir.

Motorin Giderleri

Santrale gelen kömürün yakılmasında kullanılan motorin maliyetinden oluşmaktadır. Harcanan litre başına sabit birim fiyatı 1,98 USD olarak öngörülmüştür.

Motorin ihtiyacının yıllık 590.000 litre kullanılan ve 200.000 litre depolanan olmak üzere toplamda 790.000 litre olacağı öngörülmüştür.

Personel Gideri

Satışların maliyeti içerisinde termik santralde çalışacak mühendis ve teknik personel dikkate alınmıştır.

Maden işletmesinde çalışması planlanan personelin giderleri kömür giderlerinin içerisinde dahil edilmiştir.

Personel giderleri; 3S Enerji Firmasının yönetimi tarafından öngörülen personel sayıları ile ortalama aylık personel giderleri kullanılarak hesaplanmıştır.

Bakım Onarım Giderleri

Termik santralin operasyon dönemi boyunca gerekecek bakım ve onarım giderlerini içermektedir.

Santralde üretilen birim elektrik başına 0,003 USD/kWh olarak hesaplanmıştır.

Kimyasal Giderler

Termik santralin işletmesinde kullanılan çeşitli kimyasallardan (motor yağı vb) doğan maliyeti kapsamaktadır. Yıllık sabit kimyasal gider 500.000,- USD olarak öngörülmüştür.

Kireçtaşı Gideri

Üretim sırasında oluşan kükürdü tutma amacıyla kullanılan kireçtaşından doğan maliyettir. Kullanılan bir ton kireçtaşı başına birim maliyet 4,- USD olarak öngörülmüştür.

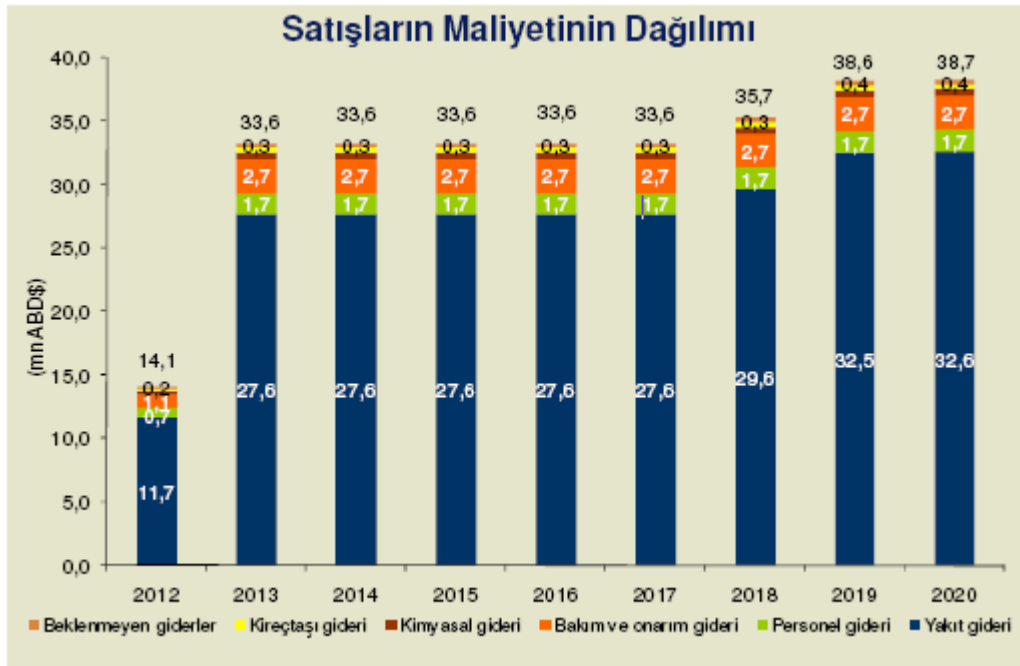
Santralin yıllık kireçtaşı ihtiyacı 90.000 ton'dur.

Beklenmeyen Giderler

Yakıt giderleri ve faaliyet giderleri toplamının % 1'i oranında beklenmeyen gider öngörülmüştür.

Satışların maliyetinin dağılımı aşağıdaki grafik de verilmiştir.

Tablo 4.9. Satışların Maliyetin Dağılımı



4.1.6. Faaliyet Giderleri Projeksiyonu

Faaliyet giderleri, 5 ana gider kaleminden oluşmaktadır:

- Personel Giderleri,

- Lisans Giderleri,
- Sigorta Giderleri,
- Genel Giderler.

Santralin faaliyete geçmesi için 2012 yılında toplam 6,7 milyon USD kuruluş gideri öngörülmektedir.

Personel Giderleri

Personel Giderleri; termik santral ve maden ocağında çalışması öngörülen idari kadro ile güvenlik elemanlarını kapsamaktadır.

Projeksiyon dönemi boyunca faaliyet giderlerinin içerisindeki personel sayılarında veya ortalama maaşlarında herhangi bir artış öngörülmemiştir.

Lisans Giderleri

EPDK üretim lisansı; mevcut durumda EPDK, üretici firmalardan, ürettikleri kWh başına 0,002 TL lisans bedeli almaktadır.

TEİAŞ iletim sistemi kullanım bedeli; TEİAŞ, üretici firmalardan buldukları coğrafi bölgeye bağlı olarak MW kurulu güçleri başına belli bir ücret almaktadır. 3S Enerji Santrali, TEİAŞ'ın tanımlamasına göre 6. Bölgede kurulmuştur. Bu sebeple en son düzenlemeye göre MW kurulu gücü başına yılda 10.309,25 TL kullanım bedeli ödemesi gerekmektedir.

TEİAŞ; 31.12.2012'den önce faaliyete geçecek santrallerden, faaliyetlerinin ilk 5 yılında kullanım bedelinin yarısını talep etmektedir. 3S Enerji Firmasının Kasım 2012 den itibaren faaliyete geçeceği göz önüne alınarak, Şirketin bu indirimden yararlanacağı varsayılmıştır. 2018 yılından itibaren, indirim kalkacağından bu giderlerde bir artış olacağı varsayılmıştır.

TEİAŞ iletim sistemi işletim bedeli; yapılan en güncel düzenlemeye göre TEİAŞ üretici firmalardan MW kurulu güçleri başına yıllık 423,32 TL işletim bedeli talep etmektedir.

Sigorta Giderleri

Santralin toplam yatırım tutarı olan 182 milyon USD tutarın yıllık % 0,5'lik ortalama prim ile sigortalanacağı varsayılmıştır.

Genel Giderler

Kırtasiye, Araç Yakıtı, Isınma, Yemek vb genel giderleri kapsamaktadır. Şirket yönetimi, yıllık 1.000.000,- USD genel gider öngörmüştür.

Faaliyet Giderlerinin dağılımı aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 4.10. Faaliyet Giderlerinin Dağılımı



4.2. Projekte Edilmiş Mali Tablolar

Termik Enerji Santralinin, ekonomik ömrü olan 20 yıllık 2012-2032 dönemlerini kapsayan;

- Proje Nakit Akımları (Firmaya ve Hissedarlara),
- Projekte edilmiş Bilançolar,
- Projekte edilmiş Gelir Gider Tablosu,
- Satışların Maliyeti Tablosu,
- Faaliyet Giderleri Tablosu,

Aşağıda yer almaktadır.

4.11. Proje Nakit Akımları

Proje Nakit Akımları	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FVAÖK	-	-	-	18.774.273	63.143.191	64.633.633	66.650.697	68.708.103	70.806.657	70.517.440	69.776.554	71.900.142
Eksi: Amortisman	-	(28.000)	(42.000)	(5.837.940)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)
FVÖK	-	(28.000)	(42.000)	12.936.333	53.622.682	55.113.124	57.130.188	59.187.594	61.286.148	60.996.931	60.256.045	62.379.633
Eksi: FVÖK üzerindeki vergi	-	-	-	(2.587.267)	(10.724.536)	(11.022.625)	(11.426.038)	(11.837.519)	(12.257.230)	(12.199.386)	(12.051.209)	(12.475.927)
Artı: Amortisman	-	28.000	42.000	5.837.940	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509
Brüt Nakit Akımları	-	-	-	16.187.006	52.418.655	53.611.008	55.224.659	56.870.684	58.549.427	58.318.054	57.725.345	59.424.215
Eksi: Yatırım harcamaları	(34.911.014)	(36.015.313)	(74.237.764)	(36.998.627)	-	-	-	-	-	-	-	-
İşletme sermayesindeki değişim	(98.229)	-	-	(11.532.832)	(34.571)	(183.753)	(248.679)	(253.653)	(258.726)	(222.385)	(209.092)	(272.437)
KDV nakit akımları	(1.715.125)	(5.057.748)	(4.812.748)	2.265.206	9.320.415	-	-	-	-	-	-	-
Proje Nakit Akımları (ABD\$)	(36.724.368)	(41.073.061)	(79.050.512)	(30.079.246)	61.704.499	53.427.255	54.975.980	56.616.931	58.290.701	58.095.669	57.516.253	59.151.778
Hissedarlara Olan Nakit Akımları	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Proje nakit akımları	(36.724.368)	(41.073.061)	(79.050.512)	(30.079.246)	61.704.499	53.427.255	54.975.980	56.616.931	58.290.701	58.095.669	57.516.253	59.151.778
Artı: Kredi Kullanımı	28.932.806	23.985.283	63.323.846	32.756.141	-	-	-	-	-	-	-	-
Artı: Ek finansman kredi kullanımı	-	-	-	4.462.627	-	-	-	-	-	-	-	-
Eksi: Kredi anapara ödemesi	-	-	-	(11.694.201)	(23.388.403)	(23.388.403)	(23.388.403)	(23.388.403)	(23.388.403)	(23.388.403)	(11.694.201)	-
Eksi: Ek finansman ödemesi	-	-	-	-	(1.487.542)	(1.487.542)	(1.487.542)	-	-	-	-	-
Eksi: Kredi faiz ödemesi	-	-	-	(12.734.428)	(12.964.435)	(10.725.599)	(8.486.764)	(6.314.869)	(4.209.913)	(2.104.956)	(526.239)	-
Hissedarlara Olan Nakit Akımları	(7.791.563)	(17.087.778)	(15.726.667)	(17.289.108)	23.864.119	17.825.711	21.613.271	26.913.660	30.692.386	32.602.310	45.295.812	59.151.778

4.11. Proje Nakit Akımları

Proje Nakit Akımları	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
FVAÖK	74.170.660	76.486.609	78.849.398	81.258.452	83.716.219	86.223.161	88.780.262	91.415.526	94.048.976	96.762.655	99.530.628	102.353.981
Eksi: Amortisman	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(1.838.979)	(1.838.979)	(1.838.979)	(1.838.979)	(1.838.979)	(1.838.979)
FVÖK	64.650.151	66.966.100	69.328.889	71.737.943	74.195.710	76.702.652	86.941.283	89.576.547	92.209.997	94.923.676	97.691.649	100.515.002
Eksi: FVÖK üzerindeki vergi	(12.930.030)	(13.393.220)	(13.865.778)	(14.347.589)	(14.839.142)	(15.340.530)	(17.388.257)	(17.915.309)	(18.441.999)	(18.984.735)	(19.538.330)	(20.103.000)
Artı: Amortisman	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509	9.520.509	1.838.979	1.838.979	1.838.979	1.838.979	1.838.979	1.838.979
Brüt Nakit Akımları	61.240.630	63.093.389	64.983.620	66.910.863	68.877.077	70.882.631	71.392.005	73.500.217	75.606.977	77.777.920	79.992.298	82.250.981
Eksi: Yatırım harcamaları												
İşletme sermayesindeki değişim												
KDV nakit akımları												
Proje Nakit Akımları (ABD\$)	61.240.630	63.093.389	64.983.620	66.910.863	68.877.077	70.882.631	71.392.005	73.500.217	75.606.977	77.777.920	79.992.298	82.250.981
Hissedarlara Olan Nakit Akımları	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Proje nakit akımları	61.240.630	63.093.389	64.983.620	66.910.863	68.877.077	70.882.631	71.392.005	73.500.217	75.606.977	77.777.920	79.992.298	82.250.981
Artı: Kredi Kullanımı												
Artı: Ek finansman kredisi kullanımı												
Eksi: Kredi anapara ödemesi												
Eksi: Ek finansman ödemesi												
Eksi: Kredi faiz ödemesi												
Hissedarlara Olan Nakit Akımları	61.240.630	63.093.389	64.983.620	66.910.863	68.877.077	70.882.631	71.392.005	73.500.217	75.606.977	77.777.920	79.992.298	82.250.981

Tablo 4.12. Projekte Edilmiş Bilançolar

Bilanço (ABD\$)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AKTİF														
Nakit Fazlası	-	-	-	-	-	-	26.457.005	46.427.837	68.738.460	97.915.093	129.449.462	162.472.764	207.873.825	267.025.604
Hazır değerler	476	1.577	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ticari alacaklar	-	-	-	-	-	12.236.796	12.250.206	12.433.959	12.682.638	12.936.291	13.195.017	13.458.917	13.728.095	14.002.657
KDV Alacağı	-	-	1.715.125	6.772.873	11.585.621	9.320.415	-	-	-	-	-	-	-	-
Stoklar	-	-	-	-	-	1.407.928	1.365.606	1.365.606	1.365.606	1.365.606	1.365.606	1.448.636	1.568.810	1.573.060
Diğer dönen varlıklar	18.122	14.704	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dönen varlıklar toplamı	18.598	16.281	1.715.125	6.772.873	11.585.621	22.965.138	40.072.817	60.227.402	83.786.704	112.216.990	144.010.085	177.380.317	223.170.730	282.601.321
Madde duran varlıklar	134.125	238.844	37.657.920	77.564.212	159.961.122	191.123.609	181.605.300	172.086.791	162.568.282	153.049.773	143.531.264	134.012.755	124.494.246	114.975.737
Yapılmakta olan yatırımlar	81.157	192.421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Verilen avanslar	52.969	46.423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sabit Kıymetler	-	-	35.053.968	71.069.281	145.307.045	182.305.672	182.305.672	182.305.672	182.305.672	182.305.672	182.305.672	182.305.672	182.305.672	182.305.672
Birikmiş amortismanlar	-	-	-	(26.667)	(66.667)	(5.902.607)	(15.421.115)	(24.939.624)	(34.458.133)	(43.976.642)	(53.495.151)	(63.013.660)	(72.532.169)	(82.050.678)
Aktiflerin faz odenmeleri	-	-	2.603.953	6.521.598	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743
Madde olmayan duran varlıklar	10.789	4.110	100.000	96.667	96.667	94.667	92.667	90.667	88.667	86.667	84.667	82.667	80.667	78.667
Meden Ruzhesi	-	-	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Kuruluş ve örgütlenme giderleri	26.973	20.548	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Birikmiş amortismanlar	(16.184)	(16.439)	-	(1.333)	(3.333)	(5.333)	(7.333)	(9.333)	(11.333)	(13.333)	(15.333)	(17.333)	(19.333)	(21.333)
Duran varlıklar toplamı	144.915	242.953	37.787.920	77.662.879	160.057.788	191.218.475	181.697.967	172.177.468	162.656.949	153.136.440	143.615.931	134.095.422	124.874.913	115.064.404
AKTİF TOPLAMI	163.512	269.234	39.473.045	84.435.752	171.643.409	214.183.614	221.770.784	232.404.869	246.443.652	265.353.430	287.625.016	311.475.739	347.745.643	397.655.725
PASİF														
Ticari borçlar	5.089	38.325	-	-	-	2.111.892	2.048.409	2.048.409	2.048.409	2.048.409	2.048.409	2.172.955	2.353.215	2.359.590
Diğer borçlar	6.403	75.963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ödenecek vergi ve diğer yükümlülükler	272	222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kısa vadeli yabancı kaynaklar toplamı	11.764	114.510	0	0	0	2.111.892	2.048.409	2.048.409	2.048.409	2.048.409	2.048.409	2.172.955	2.353.215	2.359.590
Finansal Borçlar	-	-	31.536.758	59.439.688	130.962.678	152.024.618	128.636.215	105.247.813	81.859.410	56.471.007	35.082.604	11.694.201	-	-
Ek Finansman İhtiyacı	-	-	-	-	-	4.462.627	2.975.085	1.487.542	-	-	-	-	-	-
Ödenmiş sermaye	1.889.698	1.500.197	9.291.760	26.379.538	42.106.204	56.848.427	56.848.427	56.848.427	56.848.427	56.848.427	56.848.427	56.848.427	56.848.427	56.848.427
Geçmiş yıl kar ve zararları	(1.724.155)	(1.323.962)	(1.355.473)	(1.355.473)	(1.363.473)	(1.425.473)	(1.263.950)	31.262.649	66.772.668	85.687.407	127.985.588	143.646.576	190.760.156	238.544.002
Dönem net karı (zararı)	(13.795)	(31.511)	-	(28.000)	(42.000)	161.524	32.526.598	35.510.020	38.914.739	42.298.180	45.660.988	47.113.580	47.783.845	49.903.706
Özkaynaklar toplamı	151.748	144.724	7.936.287	24.996.064	40.680.731	55.694.477	88.111.075	123.621.096	162.635.834	204.854.014	250.495.003	297.608.583	345.392.428	395.296.135
PASİF TOPLAMI	163.512	269.234	39.473.045	84.435.752	171.643.409	214.183.614	221.770.784	232.404.869	246.443.652	265.353.430	287.625.016	311.475.739	347.745.643	397.655.725

Tablo 4.12. Projekte Edilmiş Bilançolar

Bilanço (ABD\$)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
AKTİF												
Nakit Fazlası	325.989.859	384.961.479	443.970.588	503.016.670	562.101.544	621.226.158	678.854.393	730.399.933	781.944.022	833.552.295	885.204.003	936.900.017
Hazır değerler	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ticari alacaklar	14.277.219	14.551.781	14.826.343	15.100.905	15.375.467	15.650.029	15.924.590	16.199.152	16.473.714	16.748.276	17.022.838	17.297.400
KDV Alacağı	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stoklar	1.577.310	1.581.560	1.585.810	1.590.060	1.594.310	1.598.560	1.602.810	1.607.060	1.611.310	1.615.560	1.619.810	1.624.060
Diğer dönen varlıklar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dönen varlıklar toplamı	341.844.388	401.094.820	460.382.721	519.707.635	579.071.321	638.474.747	698.381.793	748.206.146	800.029.046	851.916.132	903.846.651	955.821.477
Maddi duran varlıklar	105.457.229	95.938.721	86.420.213	76.901.705	67.383.197	57.864.689	56.027.711	54.190.733	52.353.755	50.516.777	48.679.799	46.842.821
Yapılmakta olan yatırımlar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Verilen avanslar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sabit Kıymetler	182.305.673	182.305.674	182.305.675	182.305.676	182.305.677	182.305.678	182.305.679	182.305.680	182.305.681	182.305.682	182.305.683	182.305.684
Birikmiş amortismanlar	(91.589.187)	(101.087.696)	(110.606.205)	(120.124.714)	(129.643.223)	(139.161.732)	(140.998.711)	(142.835.690)	(144.672.669)	(146.509.648)	(148.346.627)	(150.183.606)
Aktiflerin feiz ödemeleri	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743	14.720.743
Maddi olmayan duran varlıklar	76.667	74.667	72.667	70.667	68.667	66.667	64.667	62.667	60.667	58.667	56.667	54.667
Maden Ruhsatı	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Kuruluş ve örgütlenme giderleri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Birikmiş amortismanlar	(23.333)	(25.333)	(27.333)	(29.333)	(31.333)	(33.333)	(35.333)	(37.333)	(39.333)	(41.333)	(43.333)	(45.333)
Duran varlıklar toplamı	105.533.896	96.013.388	86.492.880	76.972.372	67.461.864	57.931.358	56.092.378	54.253.400	52.414.422	50.575.444	48.736.466	46.897.488
AKTİF TOPLAMI	447.378.284	497.108.207	546.375.601	596.680.006	646.523.185	696.406.102	752.474.171	802.459.545	852.443.468	902.491.575	952.583.117	1.002.718.964
PASİF												
Ticari borçlar	2.481.888	2.575.206	2.668.523	2.761.841	2.855.158	2.948.476	3.041.793	3.135.111	3.228.428	3.321.746	3.415.063	3.508.381
Diğer borçlar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ödenecek vergi ve diğer yükümlülükler	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kısa vadeli yabancı kaynaklar toplamı	2.481.888	2.575.206	2.668.523	2.761.841	2.855.158	2.948.476	3.041.793	3.135.111	3.228.428	3.321.746	3.415.063	3.508.381
Finansal Borçlar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ek Finansman İhtiyacı	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ödemiş sermaye	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427	106.848.427
Geçmiş yıl kar ve zararları	286.327.848	334.111.694	381.895.540	429.679.386	477.463.232	525.247.078	573.030.924	620.814.770	668.598.616	716.382.462	764.166.308	811.950.154
Dönem net karı (zararı)	51.720.121	53.572.881	55.463.111	57.390.353	59.356.388	61.362.122	63.367.866	65.373.610	67.379.354	69.385.098	71.390.842	73.396.586
Özkaynaklar toplamı	444.896.396	494.533.002	544.207.078	593.918.166	643.668.027	693.457.627	749.432.378	799.324.435	849.215.040	899.169.830	949.168.054	999.210.584
PASİF TOPLAMI	447.378.284	497.108.207	546.375.601	596.680.006	646.523.185	696.406.102	752.474.171	802.459.545	852.443.468	902.491.575	952.583.117	1.002.718.964

Tablo 4.13. Projekte Edilmiş Gelir Gider Tablosu

Gelir Tablosu	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Net Satışlar	40.789.319	99.362.780	100.853.222	102.870.286	104.927.692	107.026.246	109.166.771	111.350.106	113.577.108	115.848.650
Satışların Maliyeti	(14.079.279)	(33.229.749)	(33.229.749)	(33.229.749)	(33.229.749)	(33.229.749)	(35.250.152)	(38.174.373)	(38.277.788)	(38.278.812)
Brüt Kar	26.710.040	66.133.031	67.623.473	69.640.537	71.697.943	73.796.497	73.916.619	73.175.733	75.299.320	77.569.838
Faaliyet Giderleri	(7.935.767)	(2.989.840)	(2.989.840)	(2.989.840)	(2.989.840)	(2.989.840)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)
FVAÖK	18.774.273	63.143.191	64.633.633	66.650.697	68.708.103	70.806.657	70.517.441	69.776.555	71.900.142	74.170.660
Amortisman Gideri	(5.837.940)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)
FVÖK	12.936.333	53.622.682	55.113.124	57.130.189	59.187.594	61.286.148	60.996.932	60.266.046	62.379.634	64.650.152
Finansman Giderleri	(12.734.428)	(12.964.435)	(10.725.599)	(8.486.764)	(6.314.869)	(4.209.913)	(2.104.956)	(526.239)	-	-
Vergi Öncesi Kar	201.905	40.668.248	44.387.525	48.643.424	52.872.725	57.076.236	58.891.976	59.729.807	62.379.634	64.650.152
Vergi	(40.381)	(8.131.650)	(8.877.505)	(9.728.685)	(10.574.545)	(11.415.247)	(11.778.395)	(11.945.961)	(12.475.927)	(12.930.030)
Net Dönem Karı	161.524	32.526.598	35.510.020	38.914.739	42.298.180	45.660.988	47.113.581	47.783.846	49.903.707	51.720.121
Brüt kar marjı	65,5%	66,6%	67,1%	67,7%	68,3%	69,0%	67,7%	65,7%	66,3%	67,0%
FVAÖK marjı	46,0%	63,5%	64,1%	64,8%	65,5%	66,2%	64,6%	62,7%	63,3%	64,0%
FVÖK marjı	31,7%	54,0%	54,6%	55,5%	56,4%	57,3%	55,9%	54,1%	54,9%	55,8%
Faaliyet Gid./Net Satışlar	19,5%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%

Tablo 4.13. Projekte Edilmiş Gelir Gider Tablosu

Gelir Tablosu	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Net Satışlar	118.165.623	120.528.936	122.939.514	125.398.305	127.906.271	130.464.396	133.073.684	135.735.158	138.449.861	141.218.858	144.043.235
Satışların Maliyeti	(38.279.836)	(38.280.360)	(38.281.884)	(38.282.908)	(38.283.932)	(38.284.956)	(38.285.980)	(38.287.004)	(38.288.028)	(38.289.052)	(38.290.076)
Brüt Kar	79.885.787	82.248.576	84.657.630	87.115.397	89.622.339	92.179.440	94.814.704	97.448.154	100.161.833	102.929.806	105.753.159
Faaliyet Giderleri	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)	(3.399.178)
FVAÖK	76.486.609	78.849.398	81.258.452	83.716.219	86.223.161	88.780.262	91.415.526	94.048.976	96.762.655	99.530.628	102.353.981
Amortisman Gideri	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)	(9.520.509)
FVÖK	66.966.101	69.328.889	71.737.944	74.195.710	76.702.652	79.259.751	81.814.015	84.370.265	86.926.146	89.482.119	92.038.150
Finansman Giderleri											
Vergi Öncesi Kar	66.966.101	69.328.889	71.737.944	74.195.710	76.702.652	79.259.751	81.814.015	84.370.265	86.926.146	89.482.119	92.038.150
Vergi	(13.393.220)	(13.865.778)	(14.347.589)	(14.839.142)	(15.340.530)	(15.888.257)	(16.441.309)	(17.000.999)	(17.571.735)	(18.153.530)	(18.757.370)
Net Dönem Kar	53.572.881	55.463.111	57.390.355	59.356.568	61.362.122	63.371.494	65.372.706	67.371.266	69.354.411	71.328.589	73.280.780
Brüt kar marjı	67,6%	68,2%	68,9%	69,5%	70,1%	70,7%	71,2%	71,8%	72,3%	72,9%	73,4%
FVAÖK marjı	64,7%	65,4%	66,1%	66,8%	67,4%	68,0%	68,7%	69,3%	69,9%	70,5%	71,1%
FVÖK marjı	56,7%	57,5%	58,4%	59,2%	60,0%	60,6%	61,3%	61,9%	62,6%	63,2%	63,8%
Faaliyet Gid./Net Satışlar	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%

Tablo 4.14. Satışların Maliyeti

Satışların Maliyeti	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Elektrik Üretimi										
Kurulu güç (MW)	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Çalışma süresi (saat)	2.917	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Brüt elektrik üretimi (kWh)	393.750.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000
İç tüketim (kWh)	51.187.500	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000
Brüt elektrik üretimi içindeki payı (%)	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	113%
Net elektrik üretimi (kWh)	342.562.500	822.150.000	822.150.000	822.150.000	822.150.000	822.150.000	822.150.000	822.150.000	822.150.000	822.150.001
Malzeme Tüketimi										
Kömürden elde edilen elektrik (kg/kWh)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Kömür tüketimi (kg)	315.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000
Saatte kullanılan motorin (lt/saat)	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
Saatte depolanan motorin (lt/saat)	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Motorin tüketimi (lt)	329.167	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000
Saatte kullanılan kireçtaşı (kg/saat)	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857
Kireçtaşı tüketimi (kg)	37.500.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000
Birim Maliyetler										
Bakım ve onarım maliyeti (ABD\$/kWh)	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Kömür maliyeti (ABD\$/kg)	0,0350	0,0350	0,0350	0,0350	0,0350	0,0350	0,0376	0,0415	0,0416	0,0416
Motorin maliyeti (ABD\$/lt)	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Kireçtaşı maliyeti (ABD\$/kg)	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Kimyasal maliyeti (ABD\$/saat)	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Personel Gideri										
Mühendis sayısı (#)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Teknik personel sayısı (#)	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
Mühendis - ortalama maaş (ABD\$/ay)	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Teknik personel - ortalama maaş (ABD\$/ay)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Satışların Maliyeti										
Personel gideri (ABD\$)	720.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000
Bakım ve onarım gideri (ABD\$)	1.130.456	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095
Yakıt gideri (kömür+motorin) (ABD\$)	11.674.388	27.622.530	27.622.530	27.622.530	27.622.530	27.622.530	29.618.877	32.514.145	32.616.536	32.616.536
Kömür (ABD\$)	11.022.638	26.454.330	26.454.330	26.454.330	26.454.330	26.454.330	28.450.877	31.345.945	31.448.336	31.448.336
Motorin (ABD\$)	651.750	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200
Kimyasal gideri (ABD\$)	208.333	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
Kireçtaşı gideri (ABD\$)	150.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000
Beklenmeyen giderler (ABD\$)	196.102	306.124	306.124	306.124	306.124	306.124	330.181	359.133	360.157	361.181
TOPLAM (ABD\$)	14.079.279	33.229.749	33.229.749	33.229.749	33.229.749	33.229.749	35.250.153	38.174.373	38.277.788	38.278.812

Tablo 4.14. Satışların Maliyeti

Satışların Maliyeti	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Elektrik Üretimi											
Kurulu güç	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Çalışma süresi	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Brüt elektrik üretimi	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000	945.000.000
İç tüketim	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000	122.850.000
Brüt elektrik üretimi içindeki payı	213%	313%	413%	513%	613%	713%	813%	913%	1013%	1113%	1213%
Net elektrik üretimi	822.150.002	822.150.003	822.150.004	822.150.005	822.150.006	822.150.007	822.150.008	822.150.009	822.150.010	822.150.011	822.150.012
Malzeme Tüketimi											
Kömürden elde edilen elektrik	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Kömür tüketimi	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000	756.000.000
Saatte kullanılan motorin	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
Saatte depolanan motorin	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Motorin tüketimi	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000	790.000
Saatte kullanılan kireçtaşı	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857	12.857
Kireçtaşı tüketimi	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000	90.000.000
Birim Maliyetler											
Bakım ve onarım maliyeti	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Kömür maliyeti	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416	0,0416
Motorin maliyeti	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Kireçtaşı maliyeti	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Kimyasal maliyeti	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Personel Gideri											
Mühendis sayısı	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Teknik personel sayısı	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
Mühendis - ortalama maaş	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Teknik personel - ortalama maaş	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Satışların Maliyeti											
Personel gideri	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000	1.728.000
Bakım ve onarım gideri	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095	2.713.095
Yakıt gideri (kömür+motorin)	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536	32.616.536
Kömür	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336	31.448.336
Motorin	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200	1.168.200
Kimyasal gideri	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
Kireçtaşı gideri	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000
Beklenmeyen giderler	362.205	363.229	364.253	365.277	366.301	367.325	368.349	369.373	370.397	371.421	372.445
TOPLAM	38.279.836	38.280.860	38.281.884	38.282.908	38.283.932	38.284.956	38.285.980	38.287.004	38.288.028	38.289.052	38.290.076

Tablo 4.16. TES Projesinin Net Bugünkü Değeri

Yıllar	n	(1+0,09) ⁿ	Nakit Akımı	NBD	(1+0,10) ⁿ	Nakit Akımı	NBD	(1+0,11) ⁿ	Nakit Akımı	NBD
2009	1	1,0900	(36.724.368)	(33.692.081)	1,1000	(36.724.368)	(33.385.789)	1,1100	(36.724.368)	(33.085.016)
2010	2	1,1881	(41.073.061)	(34.570.374)	1,2100	(41.073.061)	(33.944.679)	1,2321	(41.073.061)	(33.335.818)
2011	3	1,2950	(79.050.512)	(61.042.866)	1,3310	(79.050.512)	(59.391.820)	1,3676	(79.050.512)	(57.802.363)
2012	4	1,4116	(30.079.246)	(21.308.619)	1,4641	(30.079.246)	(20.544.530)	1,5181	(30.079.246)	(19.813.745)
2013	5	1,5386	61.704.499	40.104.315	1,6105	61.704.499	38.313.877	1,6851	61.704.499	36.617.708
2014	6	1,6771	53.427.255	31.856.929	1,7716	53.427.255	30.157.629	1,8704	53.427.255	28.564.615
2015	7	1,8280	54.975.980	30.074.387	1,9487	54.975.980	28.211.618	2,0762	54.975.980	26.479.135
2016	8	1,9926	56.616.931	28.413.596	2,1436	56.616.931	26.412.078	2,3045	56.616.931	24.567.989
2017	9	2,1719	58.290.701	26.838.575	2,3379	58.290.701	24.932.932	2,5580	58.290.701	22.787.608
2018	10	2,3674	58.095.669	24.539.862	2,5937	58.095.669	22.398.762	2,8394	58.095.669	20.460.544
2019	11	2,5804	57.516.253	22.289.666	2,8531	57.516.253	20.159.214	3,1518	57.516.253	18.248.700
2020	12	2,8127	59.151.778	21.030.248	3,1384	59.151.778	18.847.750	3,4985	59.151.778	16.907.754
2021	13	3,0658	61.240.630	19.975.416	3,4523	61.240.630	17.739.081	3,8833	61.240.630	15.770.255
2022	14	3,3417	63.093.389	18.880.626	3,7975	63.093.389	16.614.454	4,3104	63.093.389	14.637.479
2023	15	3,6425	64.983.620	17.840.390	4,1772	64.983.620	15.556.741	4,7846	64.983.620	13.581.829
2024	16	3,9703	66.910.863	16.852.848	4,5950	66.910.863	14.561.668	5,3109	66.910.863	12.598.780
2025	17	4,3276	68.877.077	15.915.768	5,0545	68.877.077	13.626.882	5,8951	68.877.077	11.683.784
2026	18	4,7171	70.882.631	15.026.739	5,5599	70.882.631	12.748.904	6,5436	70.882.631	10.832.360
2027	19	5,1417	71.392.005	13.884.903	6,1159	71.392.005	11.673.181	7,2633	71.392.005	9.829.142
2028	20	5,6044	73.500.217	13.114.734	6,7275	73.500.217	10.925.339	8,0623	73.500.217	9.116.532
2029	21	6,1088	75.606.977	12.376.731	7,4002	75.606.977	10.216.883	8,9492	75.606.977	8.448.462
2030	22	6,6586	77.777.920	11.680.822	8,1403	77.777.920	9.554.675	9,9336	77.777.920	7.829.782
2031	23	7,2579	79.992.298	11.021.411	8,9543	79.992.298	8.933.395	11,0263	79.992.298	7.254.682
2032	24	7,9111	82.250.981	10.396.908	9,8497	82.250.981	8.350.608	12,2392	82.250.981	6.720.291
TOPLAM:				251.500.934		212.668.853				178.900.488

Tablo 4.17. TES Projesinin Hissedarlara Net Bugünkü Değeri

Yıllar	n	(1+0,14) ⁿ	Nakit Akımı	NBD	(1+0,15) ⁿ	Nakit Akımı	NBD	(1+0,16) ⁿ	Nakit Akımı	NBD
2009	1	1,1400	(7.791.563)	(6.834.704)	1,1500	(7.791.563)	(6.775.272)	1,1600	(7.791.563)	(6.716.865)
2010	2	1,2996	(17.087.778)	(13.148.490)	1,3225	(17.087.778)	(12.920.815)	1,3456	(17.087.778)	(12.699.003)
2011	3	1,4815	(15.726.667)	(10.615.368)	1,5209	(15.726.667)	(10.340.369)	1,5609	(15.726.667)	(10.075.384)
2012	4	1,6890	(17.289.108)	(10.236.298)	1,7490	(17.289.108)	(9.885.139)	1,8106	(17.289.108)	(9.548.828)
2013	5	1,9254	23.864.119	12.394.369	2,0114	23.864.119	11.864.432	2,1003	23.864.119	11.362.243
2014	6	2,1950	17.825.711	8.121.053	2,3131	17.825.711	7.706.416	2,4364	17.825.711	7.316.414
2015	7	2,5023	21.613.271	8.637.362	2,6600	21.613.271	8.125.290	2,8262	21.613.271	7.647.467
2016	8	2,8526	26.913.660	9.434.782	3,0590	26.913.660	8.798.189	3,2784	26.913.660	8.209.389
2017	9	3,2519	30.692.386	9.438.293	3,5179	30.692.386	8.724.633	3,8030	30.692.386	8.070.572
2018	10	3,7072	32.602.310	8.794.322	4,0456	32.602.310	8.058.708	4,4114	32.602.310	7.390.468
2019	11	4,2262	45.295.812	10.717.858	4,6524	45.295.812	9.736.010	5,1173	45.295.812	8.851.506
2020	12	4,8179	59.151.778	12.277.502	5,3503	59.151.778	11.055.787	5,9360	59.151.778	9.964.922
2021	13	5,4924	61.240.630	11.150.067	6,1528	61.240.630	9.953.294	6,8858	61.240.630	8.893.757
2022	14	6,2613	63.093.389	10.076.724	7,0758	63.093.389	8.916.785	7,9875	63.093.389	7.899.016
2023	15	7,1379	64.983.620	9.104.025	8,1371	64.983.620	7.986.091	9,2655	64.983.620	7.013.504
2024	16	8,1372	66.910.863	8.222.836	9,3576	66.910.863	7.150.430	10,7480	66.910.863	6.225.425
2025	17	9,2765	68.877.077	7.424.899	10,7613	68.877.077	6.400.442	12,4677	68.877.077	5.524.441
2026	18	10,5752	70.882.631	6.702.723	12,3755	70.882.631	5.727.658	14,4625	70.882.631	4.901.133
2027	19	12,0557	71.392.005	5.921.847	14,2318	71.392.005	5.016.372	16,7765	71.392.005	4.255.477
2028	20	13,7435	73.500.217	5.347.998	16,3665	73.500.217	4.490.894	19,4608	73.500.217	3.776.834
2029	21	15,6676	75.606.977	4.825.690	18,8215	75.606.977	4.017.054	22,5745	75.606.977	3.349.220
2030	22	17,8610	77.777.920	4.354.623	21,6447	77.777.920	3.593.393	26,1864	77.777.920	2.970.165
2031	23	20,3616	79.992.298	3.928.586	24,8915	79.992.298	3.213.639	30,3762	79.992.298	2.633.387
2032	24	23,2122	82.250.981	3.543.438	28,6252	82.250.981	2.873.377	35,2364	82.250.981	2.334.262
TOPLAM:				119.584.137			103.487.299			89.549.522

Tablo 4.18. TES Projesinin İç Verimi

Yıllar	n	Nakit Akımı	(1+0,16) ⁿ	Bugünkü Değer16%	(1+0,17) ⁿ	Bugünkü Değer17%
2009	1	(36.724.368)				
2010	2	(41.073.061)				
2011	3	(79.050.512)				
2012	4	(30.079.246)				
2013	5	61.704.499	0,476	29.371.342	0,456	28.137.252
2014	6	53.427.255	0,410	21.905.175	0,389	20.783.202
2015	7	54.975.980	0,353	19.406.521	0,333	18.307.001
2016	8	56.616.931	0,305	17.268.164	0,284	16.079.208
2017	9	58.290.701	0,263	15.330.454	0,243	14.164.640
2018	10	58.095.669	0,226	13.129.621	0,208	12.083.899
2019	11	57.516.253	0,195	11.215.669	0,177	10.180.377
2020	12	59.151.778	0,168	9.937.499	0,152	8.991.070
2021	13	61.240.630	0,145	8.879.891	0,129	7.900.041
2022	14	63.093.389	0,125	7.886.674	0,111	7.003.366
2023	15	64.983.620	0,107	6.953.247	0,094	6.108.460
2024	16	66.910.863	0,093	6.222.710	0,081	5.419.780
2025	17	68.877.077	0,080	5.510.166	0,069	4.752.518
2026	18	70.882.631	0,069	4.890.902	0,059	4.182.075
2027	19	71.392.005	0,059	4.212.128	0,05	3.569.600
2028	20	73.500.217	0,051	3.748.511	0,043	3.160.509
2029	21	75.606.977	0,044	3.326.707	0,037	2.797.458
2030	22	77.777.920	0,038	2.955.561	0,031	2.411.116
2031	23	79.992.298	0,032	2.559.754	0,027	2.159.792
2032	24	82.250.981	0,028	2.303.027	0,023	1.891.773
TOPLAM:				197.013.723		180.083.139

SONUÇ VE DEĞERLENDİRME

Ülkemiz, enerjisini karşılama büyük ölçüde dışarıya bağımlıdır. Evlerde, otomobillerde ve sanayide kullanılan; doğalgaz, kömür ve petrol türevleri büyük ölçüde ithalatla karşılanmaktadır.

Enerji çeşitlerinden biri olan elektrik enerjisi de; görünürde yerli enerji santrallerinden karşılandığı, ancak santrallerin hammadde kaynaklarına bakıldığında ise, büyük ölçekte ithalata bağımlı olduğumuz anlaşılacaktır.

Enerji Santralleri çeşitleri itibariyle;

- Doğalgaz,
- İthal kömür,
- Motorin (fuel oil), Nafta,

Göz önüne alındığında, üretilen elektrik enerjisinin yaklaşık % 55'inin ithal kaynaklara bağı olduğu görülmektedir. (Bakınız 1.3. Bölüm)

Türkiye'nin 2008 yıl sonu itibariyle 41.817 MW kurulu gücümüzün Enerji Santralleri çeşitlerine göre dağılımı aşağıdaki gibidir:

Enerji Kaynağı	MW	%
Linyit	8.205,0	19,8
Taşkömürü+İthal	1.986,0	4,7
Fuel Oil	1.770,0	4,2
Motorin	26,4	0,1
Nafta	21,4	0,1
Doğalgaz	10.656,8	25,5
Yenilebilir+Atık	59,7	0,1
Çok Yakıtlı *	4.869,0	11,6
Hidrolik	13.828,7	33,1
Jeotermal	363,7	0,9
Rüzgar	29,8	0,1
TOPLAM	41.817,2	100,0

(*)Doğalgaz+Sıvı

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi + dış alım – dış satım);

- 2007 yılında % 8,8 artış ile 190 Milyar kWh,

- 2008 yılında ise % 4,2 artış ile, 198,1 Milyar kWh,

Olarak gerçekleşmiştir. Türkiye net tüketimi (iç tüketim, şebeke kaybı ve kaçaklar dahil);

- 2007 yılında 155,1 Milyar kWh,

- 2008 yılında ise 161,9 Milyar kWh olmuştur.

Yine yapılan projeksiyonlara göre 2018 yılında enerji talebi;

- Yüksek enerji talebine göre 357 Milyar kWh,

- Düşük enerji talebine göre 355 Milyar kWh,

Seviyesinde olmaktadır.

Talep tahminleri Türkiye elektrik sistemi için geçerli olup, brüt taleptir. İletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar ve kaçak ile santrallerin iç ihtiyaçları dahildir.

Yukarıdaki verilere göre 2012 yılından itibaren;

- Yüksek talep senaryosunda yıllık % 7,4 - 7,5,

- Düşük talep senaryosunda yıllık % 6,6 – 6,7,

Seviyesinde ortalama elektrik enerjisi talebinde artış olacağı tahmin edilmektedir.

Buna göre Türkiye'nin kurulu elektrik enerjisi gücünün, 41.817 MW düzeyinden 2020 yılında;

- Yüksek talep senaryosuna göre 87.780 MW,
- Düşük talep senaryosuna göre ise 80.674 MW,

Düzeyine çıkarmamız gerekecektir.

İşletmede, inşa halinde ve Lisans almış kamu ve özel santrallerin devreye girmesi halinde, ulaşılabilecek tahmini 2018 yılı kurulu gücümüz;

- Yüksek senaryoya göre 56.382 MW,
- Düşük senaryoya göre 54.240 MW,

Seviyelerinde olabilecektir.

Yapılan projeksiyonlara göre, 2015 yılından itibaren sisteme yeni üretim tesislerinin ilave edilmesinin gerektiği anlaşılmaktadır.

Tez konumuz olan Enerji ve TES'nin seçilmesi de; konunun Türkiye açısından önemini vurgulamak ve ithal bağımlı olmayan yerli kaynaklarımıza dikkat çekmek amacıyla hazırlanmıştır.

Türkiye, yapılan projeksiyonlara göre oluşacak enerji açığını;

- İthal hammadde kaynaklarına bağlı olmadan ve
- Yapılacak ilave Enerji Santralleri yatırımları ile,

Aşılabileceğini göstermemiz ana hedefimizdir.

Bu gaye ile; yerli enerji kaynaklarımız olan, kömür ve su (HES) ile çalışan santrallerimize yatırım yapılmasını önemsemeliyiz ve teşvik etmeliyiz.

Hidrolik enerji kaynakları açısından Türkiye iyi durumdadır. Ancak; Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik enerji santrali potansiyeli olan 38.135 MW gücün, sadece % 28'ini kullanabildiğimiz anlaşılmaktadır.

Diğer bir yerli kaynağımız olan ve Tez konumuz olan TES'in de hammadde olarak kullanılabilen linyit kömürleri açısından Türkiye zengindir. Yerli kömür kaynaklarımız ve rezervlerimiz, Tezin 1.3.3. bölümünde ayrıntılı olarak ele alınmıştır.

Türkiye; önce kendi öz kaynaklarından, özellikle emre amadeliği sağlayan kömürünü, değerlendirme yoluna gitmeyi bir açılım olarak benimsemelidir.

Ancak; kömür rezervlerini kullanırken, sera gazları salınımını minimize edecek teknolojik donanım ve sistemlerle santrallerin kurulmasına da özel önem verilmelidir. Artık günümüzde; çevreyi kirletmeyen modern yakma teknolojileri mevcuttur. TES projeleri de buna göre dizayn edilmelidir.

Özellikle evsel ve sanayide kullanılmayan düşük kalitedeki kömürlerin termik enerji santrallerinde değerlendirilmesi Türkiye açısından çok önemlidir.

TES projelerinin Türkiye açısından önemini vurguladıktan sonra, Tezimizde yöntem olarak;

- Yer seçimi ve kapasiteye karar verilmesi,
- Maden rezerv belirleme,
- ÇED belgesinin alınması,
- Üretim Lisansının alınması,

Gibi teknik ve idari konuların incelenmesi ve çözüm önerilerine yer verilmiştir.

Ayrıca Mali Fizibilite ve 20 yıllık projeksiyonların yapılmasına ilişkin; örnek uygulama üzerinden konular irdelenmiştir. Örnek uygulama olarak da; 3S Enerji Firmasının, Çankırı İli, Orta İlçesi'nde kurulmakta olan 1x135 MW gücünde, linyit kömürü ile çalışacak olan TES projesi seçilmiştir.

TES yatırımına karar verilmesine ilişkin yatırımın değerlendirilmesine ilişkin statik ve dinamik yöntemlerden;

- Geri Ödeme Süresine,
- Projenin Nakit Para Girişlerinin Net Bugünkü Değere Göre,
- Yatırımın İç Karlılık Oranına,
- Hissedarlara İç Karlılık Oranına,
- TES Yatırımın Başa baş Noktasına,

Göre uygulama projemizin verileri ile örneklemeler yapılmıştır.

Ayrıca ilk defa bu tezimiz için; Riskli Ortamlarda, Senaryo Analizi ile Yatırım Projelerinin Değerlendirmesi, "Yatırımın sağlayacağı para girişlerinin risk faktörüne göre düzeltilmesi" yöntemi uygulaması yapılmıştır.

Bu yöneme göre; ortalama kömür kalorisinin uygulama örneğimizde 2.750 kg\cal olarak çalışılmıştır. Belirsizlik ortamı olarak, çıkartılan kömürün farklı kalorileri ihtiva edebileceği varsayımı ile, bu risk faktörünün TES fizibilitesini nasıl etkileyeceği deney konusu yapılmıştır.

Farklı kömür tiplerinin aşağıdaki oranlarda bulunması risk ihtimali olarak öngörülmüştür:

<u>Tahmini %</u>	<u>Kömür Kalorisi</u>
10	3.250
40	2.750
25	2.000
15	1.500
10	1.000

Yukarıdaki Tablodan ortalama 2.250 kg\cal değerin bulunabileceği öngörülmüştür. Bu durumda yaklaşık % 18 daha az elektrik enerjisi elde edilecektir.

Garanti üretilebilecek elektrik enerjisi göz önüne alındığında, TES'nin nakit akımının bulunan % 61 risk faktörüne göre düzeltilmesi yapılmıştır. Senaryo Analizimizde bu düzeltme işleminden sonra, NBD pozitif bir sayı olması nedeniyle yatırım projesinin değerlendirilmesinde, olumlu karar verilebileceği anlamına gelmektedir.

Sonuç olarak; ithalata bağımlı olmadan kendi doğal kaynaklarımızı kullanarak, elektrik enerjisinde dışa bağımlı olmaktan kurtulabiliriz. Aşağıda belirtilen önerilerimizin realize olması halinde, bu amacımıza ulaşabileceğimiz kanısındayım:

- Kömür yataklarımızın rezervlerinin tespiti Türkiye açısından öncelikli bir konu olmalıdır. TES yatırımının ana hammadde olan kömür rezervlerinin, görünür hale getirilmesi halinde TES yatırımları fizibil hale gelecektir.

- Diğer önemli bir yerli kaynağımız olan, ekonomik kapasitedeki HES projelerinin de öncelikle tamamlanması yoluna gidilmelidir.

- Yerli yakıt kaynağı olmayan; ithal kömür, doğalgaz, motorin-nafta gibi hammadde ile çalışan santrallerin yatırımına öncelik verilmemesi ve teşvik edilmemesi önemlidir.

- Yerli yakıtlarla çalışacak santrallerin finansmanını teşvik etmeliyiz. Özellikle Devletin hissedarı olan Bankalar kanalı ile veya özel Bankalara aktarılacak kaynaklar ile, yerli yakıtlı santrallerin finansmanına öncelik verilebilir.

- Önümüzdeki on yıl içinde elektrik enerjisi açığının olacağı yapılan projeksiyonlardan anlaşılmıştır. Buna karşın, enerji yatırımları bölgesel uygulamalar (15199 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararnamesi) teşvik kapsamında yer almamaktadır. Gerekli çalışmalar biran önce yapılarak, öncelikle yerli yakıtlarla çalışan enerji santralleri mutlaka teşvik edilmelidir.

- ÇED incelemeleri sırasında, çevreyi kirletmeyen teknolojilerin kullanılıp kullanılmadığı mutlaka denetlenmelidir.

- Arazi ve Su Temini, Maden Hakları vb gibi hukuki konular, mümkün olduğu kadar basitleştirilmeli ve konu ile ilgili resmi makamların en kısa sürede yatırımcıya bilgi veren, sonuç odaklı çalışan kurumlar olması sağlanmalıdır.

- Yerli yakıt kaynakları ile çalışan santrallerin ürettikleri elektrik enerjileri için alım garantisi verilebilir. Böylece, finansörler için TES yatırımının finansmanı kolaylaşacak, yatırımcı için ise motivasyonu arttıracak unsur olacaktır.

Yukarıdaki önerilerimiz devreye girmesi halinde, Türkiye tükettiği elektrik enerjisinin tamamını yerli kaynaklar ile karşılayabilir.

Enerji konusuna ilgi duyan ve\veya bu alana yatırım yapmak isteyen yatırımcılara bu tezimizin faydalı olmasını dilerim.

KAYNAKÇA:

- 2872 Sayılı Çevre Kanunu ve Çevre Kanunca Alınması Gereken İzin ve Lisanslar Hakkında Yönetmelik,
- 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Elektrik Piyasası Yönetmeliği,
- 5177 Sayılı Kanunla Değişik 3213 Sayılı Maden Kanunu ve Maden Kanunu Yönetmeliği.
- 15199 Sayılı Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında 14.07.2009 Tarihli Bakanlar Kurulu Kararnamesi ve 2009\1 Sayılı Tebliği.
- AKGÜÇ, Öztin; Finans Yönetimi, Avcıol Basım Yayın, 7. Baskı, 1998.
- BERK, Niyazi; Finansal Yönetim, Türkmen Kitabevi, 9. Baskı, 2007.
- CESUR, Ahmet Mithat; EREN, Esin; ICCI 15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı Bildiriler Kitabı, Teknik Yayıncılık, 2009.
- Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ), 2008 Yılı Faaliyet Raporu, 2009.
- Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu Web Sitesi www.epdk.gov.tr
- Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Elektrik Üretim Sektör Raporu, 2008.
- ERSOY, Adem; YÜNSEL, Tayfun Yusuf; Maden Rezerv Hesapları, Nobel Kitabevi, 2005.
- EXPORT-IMPORT BANK OF THE UNITED STATES, "Environmental Procedures And Guidelines", 2004.

- GIANCOLI, Douglas C; Physics for Scientists&Engineer, Pearson Prentice Hall, Fourth Edition, 2009.
- GREENSPAN, Alan; Türbülans Çağı, Çeviren Nilgün MİLER, Boyner Yayıncılık, 2007.
- GÜLSOY, Meltem; ICCI 15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı Bildiriler Kitabı, Teknik Yayıncılık, 2009.
- GÜVENLİ, Oktay; Yatırım Projelerinin Düzenlenmesi Değerlendirilmesi ve İzlenmesi, Atlas Yayınevi, 7. Baskı, 2001.
- İstanbul Teknik Üniversitesi, “Türkiye’de Enerji ve Geleceği”, İTÜ Rektörlüğü, 2007.
- Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü Web Sitesi www.mta.gov.tr
- NAKOMAN, E.; Türkiye Kömür Arama Sratejilerine Genel Bir Bakış, Yurt Madenciliğini Geliştirme Vakfı Yayını, 1997.
- Nükleer Teknoloji Bilgi Platformu Web Sitesi www.nukte.org
- OKKA, Osman; Mühendislik Ekonomisi, Nobel Yayın, 4. Baskı, 2006.
- SACE GROUP; “The 360° Partner For The Internazionalization Of The İtalian Companies”, 2007.
- SACE; “Country Risk Map”, 2007.
- ŞENGÜLER, İlker; ICCI 15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı Bildiriler Kitabı, Teknik Yayıncılık, 2009.
- Türkiye Elektrik İletişim A.Ş, APK Dairesi Başkanlığı, “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu” 2009.

- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Web Sitesi www.enerji.gov.tr
- T.C.Çevre ve Orman Bakanlığı Web Sitesi www.cedgm.gov.tr
- TANDOĞAN, Beril Pınar; ICCI 15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı Bildiriler Kitabı, Teknik Yayıncılık, 2009.
- TUĞRUL, A.Beril; ICCI 15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı Bildiriler Kitabı, Teknik Yayıncılık, 2009.
- TURNA, Tamer; ICCI 15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı Bildiriler Kitabı, Teknik Yayıncılık, 2009.
- Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Web Sitesi www.tedas.gov.tr
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Web Sitesi www.teias.gov.tr
- Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş. Web Sitesi www.tkb.com.tr
- Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş. Web Sitesi www.tskb.com.tr
- Uluslararası Enerji Ajansı. Web Sitesi www.enerjiajansı.com
- URAL, Belike; URAL, Atif; Genel Elektrik Bilgisi, İTÜ Mühendislik ve Mimarlık Fakültesi Yayınları, 1973.

EKLER

1	Çevre İzin Belgesi.....	145
2	Çevre İzin Belgesi ve Lisans Belgesi.....	146
3	06.02.2007 Tarihli ÇED Olumlu Belgesi.....	147
4	31.05.2006 Tarihli Üretim Lisansı.....	148
5	Uygulama Projesi Yatırım Zaman Çizelgesi.....	149
6	3S Enerji Firmasının Kara Geçiş Noktası.....	150
7	Krediler ve Faiz Ödemeleri.....	151



T.C.
ÇEVRE VE ORMAN BAKANLIĞI
Çevre Yönetimi Genel Müdürlüğü



ÇEVRE İZİN BELGESİ

Belge No :
Çevre İzininin Başlangıç Tarihi :
Çevre İzininin Bitiş Tarihi :
Tesisin/Faaliyetin Adı :
Tesisin/Faaliyetin Adresi :
Tesisin/Faaliyetin Vergi Dairesi Ve Nosu :

Yukarıda adı ve açık adresi belirtilen tesis/faaliyete bu belgenin ekinde **yer alan** izin koşulları çerçevesinde çalışması için 2872 sayılı Çevre Kanunu gereğince hazırlanmış Çevre İzin ve Lisans Yönetmeliği kapsamında ÇEVRE İZİNİ verilmiştir.

Bu belge tarih ve sayılı yazı ile birlikte geçerlidir. Ayn kullanılamaz.

EK: İzin Koşulları (..... SAYFA)

.....
Bakan a.
Genel Müdür



T.C.
Çevre ve Orman
Bakanlığı



T.C.
ÇEVRE VE ORMAN BAKANLIĞI
Çevre Yönetimi Genel Müdürlüğü

ÇEVRE İZİN VE LİSANS BELGESİ

Belge No :
Çevre İzni ve Lisansın Başlangıç Tarihi :
Çevre İzni ve Lisansın Bitiş Tarihi :
Tesisin/Faaliyetin Adı :
Tesisin/Faaliyetin Adresi :
Tesisin/Faaliyetin Vergi Dairesi Ve Noşu :
Çevre Lisansının Konusu:

Yukarıda adı ve açık adresi belirtilen tesis/faaliyete bu belgenin ekinde yerleşen izin ve lisans koşulları çerçevesinde çalışması için 2872 sayılı Çevre Kanunu gereğince hazırlanmış Çevre İzin ve Lisans Yönetmeliği kapsamında ÇEVRE İZİNİ VE LİSANSI verilmiştir.

Bu belge tarih ve sayılı yazı ile birlikte geçerlidir. Aynı kullanılamaz.

Bakan a.
Genel Müdür

EK: İzin ve Lisans Koşulları (SAYFA)



T.C.

ÇEVRE ve ORMAN BAKANLIĞI
ÇEVRESEL ETKİ DEĞERLENDİRMESİ VE PLANLAMA
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

Karar Tarihi: 06.10.2007
Karar No : 1287

ÇED OLUMLU BELGESİ

16.12.2003 tarih ve 25318 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği'nin 14. maddesi gereğince; "Yıldız Orta Termik Santrali, Santrale Yakıt Sağlayan Maden Sahaları ve Kireçtaşı Sahaları" projesi hakkında "Çevresel Etki Değerlendirmesi Olumlu Kararı" verilmiştir.


Osman TÜZÜN
Bakan a.
Genel Müdür


Proje Sahibi : 36 Enerji ve Maden Üretim A.Ş.
Projenin Yeri : Çankırı İli, Orta İlçesi

T.C.
ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME
KURUMU

ÖRETİM LİSANSI

Lisans No : EÜ/771-4/641
Tarih : 31/05/2006

Bu Lisans, 3 S Enerji ve Maden Çeşnli Anonim Şirketi'ne, Çankırı İli, Orta ilçesi'nde kurulacak üretim tesisinde 31/05/2006 tarihinden itibaren 49 yıl süreyle, üretim faaliyeti göstermek üzere 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve ilgili mevzuat uyarınca Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun 31/05/2006 tarihli ve 771-4 sayılı Kararı ile verilmiştir.


Yusuf GÜNAY
Başkan

Bu lisans, genel ve özel tükürnelerle birlikte de bükürdür.

3S Enerji Firmasının Kara Geçiş Noktası

Üretilen ve Satılan Enerji kWh	Kapasite Kullanım %	Sabit Mal. USD (000)	Değişken Mal. USD (000)	Toplam Mal. USD (000)	Satış Hasılatı USD (000)	Kar/Zarar USD (000)
945.000\822.150	80,00	27.193	31.511	58.704	99.362	40.658
826.875\719.381	70,00	27.193	27.688	54.881	86.942	32.061
708.750\616.612	60,00	27.193	23.737	50.930	74.521	23.591
590.000\513.300	50,00	27.193	19.784	46.977	62.035	15.058
472.500\411.075	40,00	27.193	15.834	43.027	49.681	6.654
379.605\330.256	32,14	27.193	12.720	39.913	39.913	-
354.375\308.306	30,00	27.193	11.875	39.068	37.261	(1.807)
295.313\256.922	25,00	27.193	9.896	37.089	31.051	(6.038)

2013 Yılı Baz Alınmıştır (Satış Fiyatı 0,120857 Kw\USD)

Değişken Maliyet 0,038518 Kw\USD

Krediler ve Faiz Ödemeleri

Finansman (ABD\$)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1- Eximbank (EPC Yatırım)												
Yatırım kredi tutarı	27.217.691	18.927.535	58.511.098	22.256.405	-	-	-	-	-	-	-	-
KDV finansmanı	1.715.125	5.057.748	4.812.748	3.809.736	-	-	-	-	-	-	-	-
Kunuluş gideri finansmanı				6.690.000								
Borç Bakiyesi												
Açılış bakiyesi	28.032.806	55.522.042	122.763.533	163.718.820	152.024.618	128.636.215	105.247.813	81.859.410	58.471.007	35.082.604	11.694.201	-
Ana para geri ödeme	-	-	-	11.694.201	23.388.403	23.388.403	23.388.403	23.388.403	23.388.403	23.388.403	23.388.403	11.694.201
Aktifleştirilen Faiz	2.603.953	3.917.646	8.199.145	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kapanış bakiyesi	31.536.758	59.439.688	130.962.678	152.024.618	128.636.215	105.247.813	81.859.410	58.471.007	35.082.604	11.694.201	-	-
Faiz ödemeleri				12.734.428	12.629.738	10.524.781	8.419.825	6.314.869	4.200.913	2.104.956	526.239	-
2- Ek finansman ihtiyacı				4.462.627								
Ek finansman ihtiyacı				4.462.627	4.462.627	2.975.085	1.487.542	-	-	-	-	-
Açılış bakiyesi				4.462.627	1.487.542	1.487.542	1.487.542	-	-	-	-	-
Ana para geri ödeme				4.462.627	2.975.085	1.487.542	-	-	-	-	-	-
Kapanış bakiyesi												
Faiz ödemeleri				334.697	200.818	200.818	66.939	-	-	-	-	-
TOPLAM ANAPARA GERİ ÖDEME				11.694.201	24.875.945	24.875.945	24.875.945	23.388.403	23.388.403	23.388.403	11.694.201	-
TOPLAM FAİZ GİDERLERİ				12.734.428	12.964.435	10.725.599	8.486.764	6.314.869	4.200.913	2.104.956	526.239	-

ÖZET

EKİNCİ, Zeki. Termik Enerji Santrali İşletmeleri İçin Mali Fizibilite Çalışmaları, Yatırım Finansmanı ve Örnek Bir Uygulama, Yüksek Lisans Tezi, Ankara 2009.

Ülkemiz, enerji kaynakları açısından büyük ölçekte dışarıya bağımlıdır. Enerji çeşitlerinden biri olan elektrikte; doğal gaz, kömür ve fuel oil kaynakları göz önüne alındığında, yaklaşık % 55'i ithal kaynaklara bağımlıdır. Tez konusu olan Termik Enerji Santralleri İşletmelerindeki Mali Fizibilitesi de, son derece güncel bir konu olan, enerji üzerine dikkat çekmek amacıyla hazırlanmıştır. Termik Enerji Santrallerinin kaynaklarından biri de kömürdür. Ülkemiz özellikle Termik Enerji Santrallerinde kullanılabilir linyit kaynakları açısından zengindir. Kendi doğal kaynaklarımızdan biri olan Linyit Kömürü ile, enerjide dışa bağımlılığı azaltarak, aynı zamanda verimli bir enerji alternatifi olarak değerlendirilebilir. Bilinen fosil yakıtları içinde; petrolün yaklaşık 40, doğalgazın 65 ve kömürün ise yaklaşık 240 yıllık daha görünür rezervlerinin bulunduğu bilinmektedir. Ekonomik olarak diğer önemli bir konu da; özellikle evlerde ve sanayide kullanılmayan düşük kalorili kömürlerin, Termik Enerji Santrallerinde kullanılması mümkündür. Tez içeriğinde amacına uygun olarak; Çankırı İli, Orta İlçesinde yapılması planlanan 135 MW gücünde Termik Enerji Santralinin mali fizibilitesinin irdelenmesi yer almıştır. Bu kapsamda ele alınan uygulama örneğinin; yatırım kararlarına etkileyecek finansal verileri muhtelif açılardan ele alınmaktadır. İlk defa bu tez çalışması için yapılan; riskli ortamlarda Termik Enerji Santralinin mali fizibilitesinin nasıl değerlendirilebileceği ve yatırıma nasıl karar verileceği konusu da irdelenmiştir.

Anahtar Sözcükler

1. Termik Enerji Santrali
2. Enerji Fizibilitesi
3. Mali Fizibilite
4. Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi
5. Linyit Kömürü Enerjisi

ABSTRACT

EKİNCİ, Zeki. Financial Feasibility Studies for Thermic Power Plants, Investment Financing and a Sample Application, Postgraduate Thesis, Ankara 2009.

Our country, is dependent heavily on outside sources, in respect to energy resources. When a type of energy, electricity is the case; approximately 55% of electricity is provided from the imported sources, if natural gas, coal, and fuel oil sources are taken into account. The thesis subject; Financial Feasibility for Thermic Power Plants is prepared in order to draw attention to energy, which is an extremely actual subject nowadays. One of the sources of Thermic Power Plants, is coal. Our country is rich in lignite resources which are used in Thermic Power Plants. Through Lignite Coal, which is one of our natural resources, we can both reduce the external dependence in energy, and we can also consider it as an efficient alternative energy as well. It is known that, oil has 40 years more, natural gas has 65 years more and coal has 240 years more proved reserves, within the known fossil fuels. Another economically vital subject is that, it is possible to use the low-calorie coal in Thermic Power Plants, which normally cannot be used at home and in industry. The thesis includes, the examination of financial feasibility of the Thermic Power Plant, which is planned to be built in Orta district, in Çankırı province, at 135 MW. The financial data of the sample application considered in this context, which will effect the investment decisions are examined in various aspects. For the first time, in this thesis study, the subjects regarding how the financial feasibility of the Thermic Power Plant will be assessed under risky environments and how the investment decisions will be made, are also examined.

Keywords

1. Thermic Power Plant
2. Energy Feasibility
3. Financial Feasibility
4. Assessment of Investment Projects
5. Lignite Coal Energy