

166498

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**AVRUPA BİRLİĞİ SÜRECİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ
SEKTÖRÜNÜN YATIRIM GEREKSİNİMİ VE FİNANSMANI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Müh. Alp ÇAMCI
504021051

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 8 Temmuz 2005
Tezin Savunulduğu Tarih : 22 Temmuz 2005

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU

Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Serhat ŞEKER (İ.T.Ü.)

Prof. Dr. İrfan GÜNEY (M.Ü.)

Temmuz 2005

ÖNSÖZ

Bu çalışmanın hazırlanması sürecine ve özellikle kişisel gelişimime katkılarından dolayı Sayın Doç. Dr. Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU'na, çalışma boyunca fikirleri ve çabaları ile desteğini esirgemeyen Sayın Dr. Bülent ORAL'a, bu süreçteki anlayışı ve hoşgörüsü için Sayın Hasan TERZİOĞLU'na, tüm yaşamım boyunca desteklerini hep yanımda hissettiğim, bugünümde en büyük payın sahibi olan Sayın Akın, Meral ve Anıl ÇAMCI'ya, çalışma sürecinde her zaman yanımda olan ve düzeltmelerimi yapan Sevgili Elif İNCE'ye teşekkürlerimi sunarım.

Temmuz, 2005

Alp ÇAMCI

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
KISALTMALAR	vi
TABLO LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÖZET	ix
SUMMARY	x
1. GİRİŞ	1
2. KÜRESEL ÖLÇEKTE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN TARİHSEL GELİŞİMİ	4
2.1. 1870 – 1920 Dönemi	4
2.2. 1920 – 1945 Dönemi	5
2.3. 1945 – 1960 Dönemi	5
2.4. 1960 – 1980 Dönemi	6
2.5. 1980 – 1990 Dönemi	8
3. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN TARİHSEL GELİŞİMİ VE ELEKTRİK PİYASASI KANUNU	10
3.1. Türkiye Elektrik Enerjisi Sektörünün Tarihsel Gelişimi	10
3.2. Yeniden Yapılanma Öncesinde Elektrik Enerjisi Sektörünün Durumu	15
3.3. Yeniden Yapılanma Gereksinimi	16
3.4. Elektrik Piyasası Kanunu	17
3.5. EPK Sonrasında Elektrik Enerjisi Sektörünün Durumu	19
3.5.1. Yasa ile Sektörde Oluşturulan Yapı	19
3.5.2. Yeni Yapıda Üretim Faaliyetleri	20
3.5.3. Yeni Yapıda İletim Faaliyetleri ve Toptan Satış	21
3.5.4. Yeni Yapıda Dağıtım Faaliyetleri ve Perakende Satış	22
3.5.5. Yeni Yasa Kapsamında Oluşturulan Kurullar	23
3.5.6. Yeni Yasa Kapsamında Lisans Kavramı	24
3.5.7. Yeni Yasa Kapsamında Tüketicilerin Durumu	25
3.6. Serbest Piyasaya Geçiş Aşamaları	25

4. ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE KULLANILAN YAPISAL MODELLER	27
4.1. Yapısal Modellerin Tarihsel Gelişimi	30
4.2. Dikey Birleşme Kavramı	32
4.2.1. Üretim – İletim Birleşmesi	33
4.2.2. Üretim – Dağıtım Birleşmesi	33
4.2.3. İletim – Dağıtım Birleşmesi	35
4.3. Yatay Birleşme Kavramı	36
4.4. Yapısal Modeller	37
4.4.1. Dikey Birleşen Tekelci Model	37
4.4.2. Tek Alıcılı Model	38
4.4.3. Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli	40
4.4.4. Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli	42
5. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE YATIRIM VE FİNANSMAN MODELLERİ	45
5.1. 1980 Sonrası Kamu Yatırım ve Finansman Modelleri	45
5.2. Yap-İşlet-Devret Modeli	48
5.2.1. Yap-İşlet-Devret Modelinin Özellikleri	49
5.2.2. Yap-İşlet-Devret Modelinin Yasal Altyapısı	50
5.2.3. Yap-İşlet-Devret Modelinin Elektrik Enerjisi Sektöründe Uygulaması	53
5.2.3.1. İhale Yöntemleri	54
5.2.3.2. İhale Sonrası Değerlendirme	54
5.2.3.3. Sözleşme Aşaması	55
5.2.3.4. Yap-İşlet-Devret Projelerinin Finansmanı	56
5.2.3.5. Yap-İşlet-Devret Projeleri Kapsamında Verilen Hazine Garantileri	57
5.2.3.6. Yap-İşlet-Devret Projelerinde Tarife ve Ücret Belirleme Yöntemleri	57
5.2.4. Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Karşılaşılan Sorunlar	59
5.2.4.1. Teknik Sorunlar	59
5.2.4.2. Ekonomik Sorunlar	59
5.2.5. Yap-İşlet-Devret Modeli Sonuç Değerlendirmesi	60
5.3. Yap-İşlet Modeli	62
5.4. İşletme Hakkı Devir Modeli	64

	<u>Sayfa No</u>
6. AVRUPA BİRLİĞİ – TÜRKİYE İLİŞKİLERİ	66
6.1. Tarihsel Perspektifte Avrupa Birliği – Türkiye İlişkileri	66
6.2. Avrupa Birliği Elektrik Piyasası Direktifi ve Türkiye Uygulaması	72
6.3. Enerji Sektörü Çerçevesinde İlerleme Raporları	76
6.3.1. 1998 Yılı Düzenli Raporu	76
6.3.2. 1999 Yılı Düzenli Raporu	76
6.3.3. 2000 Yılı Düzenli Raporu	77
6.3.4. 2001 Yılı Düzenli Raporu	77
6.3.5. 2002 Yılı Düzenli Raporu	78
6.3.6. 2003 Yılı Düzenli Raporu	79
6.3.7. 2004 Yılı Düzenli Raporu	80
7. 1985 – 2001 DÖNEMİNDE ELEKTRİK ENERJİSİNE YÖNELİK YATIRIMLARIN İRDELENMESİ	83
8. UZUN DÖNEM YATIRIM PLANLAMA STRATEJİLERİ VE TÜRKİYE İÇİN ÖNGÖRÜLEN TEMEL SENARYOLAR	92
8.1. Uzun Dönem Yatırım Planlama Stratejileri	92
8.2. Senaryo Temelli Planlama	92
8.2.1. Senaryo Planlamanın Temelleri	93
8.2.2. Senaryo Planlamanın Çeşitleri	94
8.2.3. Senaryo Planlamanın Avantajları ve Dezavantajları	95
8.3. Türkiye için Öngörülen Temel Senaryolar	96
8.3.1. Senaryo A	97
8.3.2. Senaryo B	98
8.3.3. Senaryo C	99
9. UZUN DÖNEM TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNİ VE KURULU GÜÇ GEREKSİNİMİ	101
9.1. Türkiye’deki Elektrik Enerjisi Talep Tahmini ve Arz Planlama Çalışmaları	102
9.1.1. MAED	102
9.1.2. WASP Modeli	104
9.1.3. Valoraqua Modeli	107
9.2. Talep Tahminini Etkileyen Parametreler	107
9.3. 2025 Perspektifinde Senaryolara Dayalı Türkiye Talep Tahmini Çalışması ve Sonuçları	111
10. GELİŞTİRİLEN SENARYOLAR ÇERÇEVESİNDE YATIRIM GEREKSİNİMİ VE FİNANSMANI	116
11. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	126
KAYNAKLAR	130
ÖZGEÇMİŞ	133

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
CCGT	: Birleşik Çevrim Gaz Türbini
CEGB	: Cental Electricity Generating Board (Merkezi Elektrik Üretim Komitesi)
ÇEAŞ	: Çukurova Elektrik Türk Anonim Şirketi
EDF	: Electricité de France
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu ve Kurumu
EPK	: Elektrik Piyasası Kanunu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GSYİH	: Gayri Safi Yurtiçi Hâsıla
HES	: Hidroelektrik Santral
IAEA	: Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı
IPP	: Independent Power Producer (Bağımsız Güç Üreticisi)
İHD	: İşletme Hakkı Devri
KEPEZ	: Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik Santralları Türk Anonim Şirketi
MAED	: Model for Analysis of Energy Demand
MDA	: Merkez ve Doğu Avrupa
MTA	: Maden Tetkik Arama Enstitüsü
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaşturma Merkezi
TCK	: Türkiye Cumhuriyeti Karayolları Genel Müdürlüğü
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim – İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
UCTE	: Elektrik İletimi Koordinasyon Birliği
UYDM	: Ulusal Yük Dağıtım Merkezi
Yİ	: Yap İşlet
YİD	: Yap İşlet Devret
WASP	: Wien Automation for Systems Planning

TABLO LİSTESİ

Tablo 5.1	: Yap-İşlet-Devret Modeli ile Gerçekleştirilen Elektrik Enerjisi Üretim Tesisi Projeleri.....	62
Tablo 5.2	: Yap-İşlet Modeli ile Gerçekleştirilen Elektrik Enerjisi Üretim Tesisi Projeleri.....	64
Tablo 5.3	: İşletme Hakkı Devir Modeli ile Gerçekleştirilen Elektrik Enerjisi Üretim Tesisi Projeleri.....	65
Tablo 7.1	: 1985 – 2001 Döneminde Kurulu Güç, Üretim Kapasitesi ve Brüt Üretim İlişkisi.....	83
Tablo 7.2	: 1980 – 2001 Döneminde Üretim, Kurulu Güç, Çalışma Saati ve Faydalanma Faktörü Tablosu.....	85
Tablo 7.3	: 1985 – 2001 Döneminde Üretim Kapasitesi ve Çalışma Süresi Beklenen ve Gerçekleşen Değerleri ve Aralarındaki Fark.....	86
Tablo 7.4	: Yıllar İtibarıyla ile Türkiye Brüt Üretiminin Şirketlere Dağılımı.....	88
Tablo 7.5	: 1985 – 2001 Döneminde Elektrik Enerjisi Brüt Üretiminde Kullanılan Birincil Kaynaklar ve Yüzde Değerleri.....	89
Tablo 8.1	: Türkiye için Öngörülen Temel Senaryolar için GSYİH Yıllık Artış Hızları.....	100
Tablo 9.1	: Talep Tahmininde Kullanılan Bağımsız Değişkenlerin Geçmişte Aldıkları Değerler.....	110
Tablo 9.2	: Talep Tahmininde Kullanılan Bağımsız Değişkenlerin 2006 – 2025 Döneminde Değişimi.....	114
Tablo 9.3	: Geliştirilen Senaryolar Çerçevesinde 2006 – 2025 Döneminde Türkiye Brüt Üretim ve Net Tüketim Değerleri.....	115
Tablo 10.1	: Yıllar İtibarıyla ile Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Yüzde Dağılımı Tahminleri.....	116
Tablo 10.2	: Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Santral Tiplerinin Birim Yatırım Maliyetleri.....	118
Tablo 10.3	: Senaryolar İtibarıyla 2006 – 2025 Döneminde Brüt Talep ve Kurulu Güç Değerleri.....	119
Tablo 10.4	: Senaryo A için Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyeti.....	120
Tablo 10.5	: Senaryo B1 için Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyeti.....	121
Tablo 10.6	: Senaryo B2 için Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyeti.....	122
Tablo 10.7	: Senaryo C için Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyeti.....	123

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 3.1	: Yeniden Yapılanma Öncesi Türkiye Elektrik Enerjisi Sektörünün Yapısı.....	16
Şekil 3.2	: Elektrik Piyasası Kanunu'na Göre Türkiye Elektrik Enerjisi Sektörünün Yapısı.....	20
Şekil 4.1	: Dikey Birleşen Model İşleyiş Yapısı.....	38
Şekil 4.2	: Tek Alıcılı Modelin Genel İşleyiş Yapısı.....	40
Şekil 4.3	: Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli Genel İşleyiş Şeması	41
Şekil 4.4	: Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli Genel İşleyiş Şeması.....	43
Şekil 4.5	: Tekelci Yapı ile Perakende Satış Rekabetine Dayalı Modelin Karşılaştırılması.....	44
Şekil 7.1	: 1985 – 2001 Dönemi Kurulu Güç Değerleri Grafiği.....	86
Şekil 7.2	: Yıllar İtibarıyla Brüt Üretim, Net Üretim ve Kayıp Kaçak Değerleri	87
Şekil 7.3	: Yıllar İtibarıyla Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynakları Cinsinden Dağılımı.....	90
Şekil 9.1	: Nüfus Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı.....	112
Şekil 9.2	: GSYİH Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı.....	112
Şekil 9.3	: Sanayi Sektörünün Elektrik Enerjisi Yoğunluğu Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı.....	113
Şekil 9.4	: Hizmet Sektörünün Elektrik Enerjisi Yoğunluğu Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı.....	113

AVRUPA BİRLİĞİ SÜRECİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN YATIRIM GEREKSİNİMİ VE FİNANSMANI

ÖZET

Bu çalışma kapsamında, Avrupa Birliği'ne tam üyelik sürecinde Türkiye elektrik enerjisi sektörünün yatırım gereksinimi irdelenmiş, Dünya ve Türkiye'de elektrik enerjisi sektörü tarihsel perspektifte incelenmiş ve piyasa yapılarının gelişimi açıklanmıştır. Elektrik enerjisi sektörüne yapılacak yatırımların finansmanı konusunda uygulanmış olan yatırım modelleri incelenmiş ve Türkiye elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ile ilgili çalışmalara yer verilmiştir. Elektrik enerjisi sektörüne yapılacak yatırımların gerçekleştirilme süreleri ve maliyetleri göz önüne alındığında, yatırım planlamasının önemi açık olarak ortaya çıkmaktadır. Elektrik enerjisi talebinin belirlenmesi, sektöre ilişkin verilecek yatırım kararlarının en temel adımıdır. Bu amaç doğrultusunda, farklı gelecek senaryoları kurularak, senaryo planlama yöntemleri açıklanmıştır. Söz konusu senaryolar kapsamında, 2025 yılı için ülkemiz elektrik enerjisi talebi hesaplanmış, elektrik enerjisi talebinin karşılanması için üretim tesisi bazında yapılması gereken yaklaşık yatırım tutarları belirlenmiştir.

THE INVESTMENT AND FINANCE REQUIREMENT OF TURKISH ELECTRIC POWER INDUSTRY FROM THE EUROPEAN UNION PERSPECTIVE

SUMMARY

Investment requirements of Turkish electric power industry from the European Union perspective are evaluated within the context of this study. To this end, first, the power market and the structural developments thereof in Turkey and in the world are discussed from a historical point of view. Secondly, actions that are taken in order to create a Turkish electric power market are discussed and investment models employed in financing of the power market investments are examined. When the implementation period and the cost of investments to be made in the power market industry are taken into account, the significance of investment planning becomes evident. Therefore determining the electric power demand is the most essential of the decisions to be made considering the investment. As a result, scenario planning techniques are utilized to construct several future scenarios with the help of which the electric power demand of Turkey for the year 2025 is determined as well the cost of the required production facility investments that are needed in order to meet that demand.



1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi sektörünün tarihsel gelişimine bakıldığında, ilk dönemlerde sadece genel aydınlatma için kullanılan elektrik enerjisi, günümüzde ekonomik kalkınmanın temel parametrelerinden biri olarak öne çıkmaktadır. Aynı zamanda sanayi sektörünün en temel girdilerinden biri olan elektrik enerjisinin arzında yaşanacak bir sıkıntının, tüm ülke ekonomisini etkileyebilecek boyutlara sahip olması da konunun önemini arttırmaktadır.

Elektrik enerjisi anılan değişim içerisinde farklı işleyişlere sahip olan bir sektör olarak her zaman tartışmaların odağında yer almıştır. Elektrik enerjisi sektöründe yer alan faaliyetler, genelde teknik olarak değerlendirilse de, her zaman için politik değerlendirmelerin ve kararların etkisinde kalmıştır. İlk oluşumunda serbest piyasa işleyişine sahip olduğu kabul edilen sektör, 1970'li yılların başında doğal tekel olarak değerlendirilmiş, ancak daha sonra yaşanan teknolojik gelişmeler ve küreselleşme politikalarının etkisi ile tekrar özel sektöre açılmıştır. Tüm dünya ülkelerinde günümüzde, elektrik enerjisi sektöründe kabul gören yapı serbest piyasa modelidir. Yeni işleyiş öncelikle İngiltere, Avusturya ve Şili'de uygulanmış olup zaman içinde tüm dünya ülkelerince benimsenmiştir. 1980'li yıllarda başlayan etkilenme sürecinin ülkemizde uygulanması, 2001 yılında çıkartılan Elektrik Piyasası Kanunu ile gerçekleşmiştir.

Elektrik enerjisini, diğer sınaî ve ticari ürün ile hizmetlerden ayıran en önemli husus, depolanamamasıdır. Elektrik enerjisi talep edildiği anda üretilmek, iletilmek, dağıtılmak ve tüketilmek zorundadır. Bu zorunluluk bağlı olarak uygun altyapıyı gerektirmektedir. Üretim, iletim ve dağıtım tesislerinde yapılacak yatırımların, oldukça uzun tesis süreleri göz önüne alındığında herhangi bir yatırım için karar vericilerin uzun dönemli planlama ve strateji geliştirme gerekliliği vardır. Uzun dönemde elektrik enerjisi talebinin belirlenmesi ile başlayan yatırım planları, bu talebin karşılanacağı arz kaynaklarının ve kullanılacak birincil enerji kaynaklarının seçimine kadar detaylandırılmaktadır. Aynı zamanda yirmi - otuz yıllık sürelerle

uzanan uzun dönemdeki, sisteme eklenecek ilave kapasitenin bugünden belirlenmesi gerekmektedir.

Aynı zamanda elektrik enerjisi sektörüne yapılması gereken yüksek yatırım tutarları nedeniyle, sektör üzerinde kamu yatırım yöntemlerinin yanı sıra birçok yatırım modeli de gündeme getirilmiştir. Gelişmekte olan ülkeler kategorisinde değerlendirilen ülkemiz, hem enerji talebindeki hızlı artış, hem de kamu finansmanı sıkıntıları sonucunda yatırım modellerinin yaygın olarak uygulandığı ülkeler arasındadır. Yatırım modellerin uygulama ve işleyişinden kaynaklanan sorunlar uzun yıllardan bu yana tartışılmaktadır.

Günümüzde hızla değişen sosyal, ekonomik, finansal, teknolojik ve politik yapıda gelecek öngörülerinde bulunmak, bunlara bağlı olarak sadece bir gelecek tanımlayabilmek mümkün değildir. Özellikle elektrik enerjisi sektöründe, verilecek kararların ekonomik yansımalarının büyüklüğü düşünüldüğünde ülkelerin farklı durumlar karşısında hazırlıklı olmaları gerekliliği açıktır. Geleceğin farklı şekillenişlerine göre mevcut seçeneklerin değerlendirilerek ve bağlı olarak stratejilerin belirlenmesinde senaryo planlama tekniği, 1973 petrol krizinde Royal Dutch Shell şirketine sağladığı avantajlardan sonra oldukça yaygın olarak kullanılmaktadır.

Bu çalışma kapsamında, yukarıda değinilen özellikler kapsamında elektrik enerjisi sektörü incelenmiş ve ülkemiz özelinde yapılmış uygulamalar sunulmuştur.

Bölüm 2’de, dünyada elektrik enerjisi sektörünün gelişimi tarihsel perspektifte açıklanmıştır.

Bölüm 3’de, dünyada yaşanan yapısal değişimlerin ülkemiz üzerinde etkilerinin görülmesi açısından Türkiye elektrik enerjisi sektörünün tarihsel gelişimi sunulmuş, ayrıca sektöre yeni bir yapılanma öngören Elektrik Piyasası Kanunu öncesi ve sonrası karşılaştırılmıştır.

Bölüm 4’de, elektrik enerjisi sektörünün bugünkü işleyişine ulaşılan kadar geçen süreçte yapısal modeller incelenmiştir.

Bölüm 5’de, özellikle Türkiye elektrik enerjisi sektöründe yaygın olarak kullanılan Yap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) gibi yapısal modeller ayrıntılandırılmış, bu modellerin ülkemiz uygulamaları sunulmuştur.

Bölüm 6’da, elektrik enerjisi sektöründe günümüz yapılanmasının temelini teşkil eden ve ayrıca bu dönem kapsamında kullanılan yatırım finansman modelleri ile 1985 – 2001 dönemi incelenmiştir.

Bölüm 7’de, Türkiye’nin önümüzdeki 20 yılda etkileri en yoğun hissedilecek siyasal belirsizliği olan Avrupa Birliği süreci tarihsel perspektifte açıklanmış, Avrupa Birliği’nin ilgili direktiflerinin elektrik enerjisi sektörüne olan yansımaları özetlenmiştir.

Bölüm 8’de, senaryo planlama tekniği açıklanarak, Türkiye için Avrupa Birliği perspektifinde çeşitli senaryolar oluşturulmuştur.

Bölüm 9’da, Türkiye elektrik enerjisi sektöründe talep tahmini ve arz planlaması için kullanılan yöntemler açıklanmıştır. Geliştirilen senaryolar çerçevesinde, Türkiye elektrik enerjisi talebi Statistical Programming for Social Sciences (SPSS) paket programı yardımı ile hesaplanmıştır.

Bölüm 10’da, farklı ölçütlere bağlı olarak geliştirilen senaryolar kapsamında hesaplanan talebi karşılamak amacıyla, elektrik enerjisi üretim tesisleri için yatırım tutarları hesaplanmış, AB sürecine ilişkin senaryolar çerçevesinde değerlendirmeler yapılmıştır.

2. KÜRESEL ÖLÇEKTE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN TARİHSEL GELİŞİMİ

Elektrik enerjisi sektörünün gelişimi tarihsel perspektifte irdelendiğinde, yapısal olarak farklı 5 önemli dönem saptanmaktadır. Anılan süreçlerde ekonomi politikaları ve teknolojik gelişmeler sonucunda, sektörün yapısını temelden etkileyen, önemli değişikliklere yol açan gelişmeler yaşanmıştır [1]. Bu dönemler:

- 1870 – 1920 Dönemi,
- 1920 – 1945 Dönemi,
- 1945 – 1960 Dönemi,
- 1960 – 1980 Dönemi ve
- 1980 – 1990 Dönemi

olarak sıralanabilir. İzleyen başlıklar altında, genel hatlarıyla, elektrik enerjisi sektöründe yaşanan gelişmeler ayrıntılandırılmıştır.

2.1 1870 – 1920 Dönemi

1870 – 1920 döneminde ağırlıklı olarak aydınlatmaya yönelik yerel üretimler söz konusudur. Elektrik enerjisi piyasası günümüzdeki yapısından daha dağınıktır. Üretim tesislerinin mülkiyetleri tümüyle özel teşebbüsün elindedir, sektöre yönelik herhangi bir düzenleme veya denetimden söz etmek mümkün değildir. Genel iletim ve dağıtım şebekesi sadece büyük şehirler veya endüstri bölgeleri gibi talebin yoğun olduğu yerlerde kurulmuştur. Sanayi sektöründe faaliyet gösteren kuruluşların kendi elektrik enerjisi gereksinimlerini karşılamaları yüzyılın ilk yarısında oldukça rağbet gören bir yöntem olarak öne çıkmaktadır.

2.2 1920 – 1945 Dönemi

Ulusal veya yerel hükümetlerin elektrik piyasası üzerinde yetki talepleri, 1920 – 1930 yıllarında gündeme gelmiştir. Yönetimler, elektrik enerjisini, geçmiş dönemde olduğu gibi bir lüks olarak değil, ekonomik ve sosyal hayatın çok önemli bir girdisi olarak görmeye başlamışlar ve arz güvenliği gibi kavramlar ortaya çıkmıştır. Özel sektörün talebi karşılamakta yetersiz kalması nedeniyle, kamu finansmanı ile gerçekleştirilen ve kamunun işlettiği büyük ölçekteki elektrik üretim tesisleri kurulmuştur. Ayrıca, iletim şebekesinin, kentlerden başlayarak kırsal kesimleri de kapsayacak şekilde, ülke çapında geliştirilmesi söz konusudur. Anılan dönemde özel sektöre ve kamuya ait, çok sayıda bağımsız üretim tesisi ve dağıtım şebekesi kurulmuş ve işletilmiştir. İletim altyapısı bölünmüş yapısını korumakta olup, çoğu coğrafi bölgeler arası bağlantı sağlanamamıştır [2]. 1920 – 1945 döneminde, sektörün işleyişine yönelik herhangi bir düzenleme ve denetimin söz konusu değildir. Bu durum, yüksek iletim kayıplarına ve arz edilen elektrik enerjisinde belirsizliğe yol açmıştır.

2.3 1945 – 1960 Dönemi

II. Dünya Savaşı'ndan sonra büyük oranda zarar görmüş altyapının yeniden oluşturulması gereği doğmuştur. Böyle büyük çapta bir yatırım ihtiyacının, özel sektör tarafından ve ivedilikle karşılanması mümkün olamamıştır. Ayrıca serbest piyasanın böylesi zor bir durumda bile fiyat savaşlarına, tekel oluşturma çabalarına devam etmesine karşı uluslararası tepkiler artmaya başlamış ve kamunun zorunlu ihtiyaç olarak değerlendirilen kalemlerinde kamu denetimi gerektiği fikri daha çok destek bulmaya başlamıştır.

1945 – 1960 döneminde elektrik üretim ve dağıtım teknolojilerinde meydana gelen değişimler düşük güçlü üretim tesislerinin işletme maliyetlerini oldukça yükseltmiş ve aynı zamanda en düşük karlı işletme kapasitesini arttırmıştır. Böylece küçük ve eski teknolojiye sahip birçok üretim tesisi ekonomik olmaktan çıkmıştır.

Avrupa'dan başlamak üzere hükümetler elektrik enerjisi sektörünün doğal bir tekel olduğu düşüncesi ile bütün üreticilerin ulusal düzeyde veya bölgesel kapsamda tek

bir çatı altında toplanmasına karar vermişlerdir. Ayrıca tekелci yapının piyasaya zarar vermemesi ve kamu yararının gözetilmesi açısından kamuya ait olması gerektiği düşünülmüştür.

Avrupa'da 1946 yılında Fransa'nın EdF tekeline kurması ile başlayan kamu tekeli süreci İtalya'nın 1962'de ENEL'i kurması ile tamamlanmıştır. Sektörün tamamen bir doğal tekел olduğu düşüncesi ile ülkeler elektrik piyasasını kanunlarla denetim altına almış ve çoğu ülke, sektörü genel rekabet piyasasından uzak tutmuşlardır. Bu açıdan Avrupa'da tek farklı örnek İspanya'dır. İspanya'da piyasaya özel sektörün girmesine yönelik yasal düzenlemeler hiçbir zaman uygulanmamış ve rekabet özellikle başkent çevresindeki bölgede devam etmiştir [3].

Amerika Birleşik Devletleri'nde ise anılan dönemde farklı bir model uygulanmıştır. Elbette dünya genelinde elektrik enerjisi sektörünün doğal bir kamu tekeli olduğu fikri Birleşik Devletleri de etkisi altına almıştır. Ancak uygulamada özel bir şirketin sahipliğinde oluşturulan tekел piyasasının, bağımsız bir düzenleyici komisyon tarafından denetlenmesi ile gerçekleştirilmiştir.

2.4 1960 – 1980 Dönemi

1960'lı yılların ilk yarısından başlayarak Amerika Birleşik Devletleri'nde, çeşitli araştırmacı çevrelerde özel bir tekел şirketinin varlığı ve karlılığı tartışılmaya başlanmıştır. Elektrik piyasasının işletilmesini özel şirketin tekeline bırakmanın sınırlı kaynakların aşırı ve gereksiz harcanmasına sebep olduğu iddia edilmiştir. Oluşturulan özel tekeli denetleyecek bağımsız kurumun, bağımsız yapısını koruyamadığı, kurum çalışanlarının ileride denetledikleri şirketlerde çalışmaları, optimum denetleyici yapıların oluşturulmasında yaşanan gecikmeler yoğun eleştirilere sebep olmuştur. Petrol fiyatlarındaki artış da elektrik üretiminde, maliyet hesabının önem kazanmasına ve özellikle üretim teknolojilerinde yeni arayışlara gidilmesine neden olmuştur.

1970'li yıllar, dünya enerji piyasasının petrol krizleri ile ilk defa karşılaştığı dönem olmuştur. 1973 krizinde, petrol fiyatlarının tahminlerin çok ötesinde artması ve petrolde karşılaşılan arz güvenliği sorunu o döneme kadar elektrik üretiminin temel hammaddesi olan petrolün ve bağılı olarak petrole dayalı üretimin sorgulanmasına

neden olmuştur. Sorgulama, bazı ülkelerin nükleer kaynaklara dayalı üretim programlarına hız vermesine, bazı ülkelerin ise nükleer programları gündemlerine almalarına ve sonuçta üretim girdisi olarak petrol yerine hidrokarbon tabanlı hammaddelere yönelimin artmasına sebep olmuştur.

1973 enerji krizi ve sonrasında yaşanan gelişmeler, sanılanın aksine bağımsız üretim tesislerinin şebekenin düzeni ve kararlılığını etkilemeden paralel olarak çalışabileceğini gösteren teknik buluşlarla birlikte minimum verimli santral gücü konusundaki kabul gören fikirleri değiştirmiş, dikey örgütlenmiş tekel yapısının elektrik enerjisi sektörü için tek ve vazgeçilmez yapılanma olmadığını göstermiştir [4].

1960 – 1980 dönemde elektrik üretiminin kaynakları konusunda da çeşitli gelişmeler yaşanmıştır. Nükleer enerji kullanan devletlerde, kamuoyunda yükselmeye başlayan nükleer atıkların değerlendirilmesi konusunda endişeler nükleer teknolojinin güvenliği kapsamında yeni yatırımlar yapılmasına neden olmuştur. Yeni yatırımlar mevcut işletmelerde üretim maliyetini arttırırken yeni kurulacak tesisler konusunda da yatırımcıların risk değerlendirmelerini yükseltmiştir.

Anılan gelişmeler ışığında 1960'larda öngörülen en düşük verimli üretim miktarının aslında hesaplandığı kadar yüksek seviyelerde olmadığı görüşü ağırlık kazanmıştır. Yeni görüşe göre, elektrik enerjisi üretim sektörünün doğal bir tekel olmadığı iddia edilmiştir. Piyasanın giderek artan talebi karşılayacak ve yeteri kadar artı değer yaratacak kadar büyük olması koşulu ile üretim şirketleri arasında etkin bir ticaret ve optimum bir dağılım sağlanarak piyasa yeniden yapılandırılmıştır.

Yeni yapılanmada üretim ve dağıtım şebekeleri arasında teknolojik ve ekonomik açıdan bağımsız yatay bir örgütlenme şeması olduğu ortaya konulmuş ve eğer elektrik piyasasında rekabetçi bir yapılanma oluşturulacak ise iki farklı fonksiyonu işbirliği ve eşgüdüm içerisinde çalıştıracak yeni mekanizmaların oluşturulması gerekliliği ortaya çıkmıştır [1].

2.5 1980 – 1990 Dönemi

1980 – 1990 döneminde şebekenin yeniden yapılandırılması ihtiyacı daha baskın bir şekilde hissedilmiştir. Anılan ihtiyacı arttıran en temel faktör nükleer ve termik santrallerin üretim maliyetlerindeki artıştır. Güncel üretim metotlarına karşın kombine çevrim gaz tribününün (Combined Cycle Gas Turbine - CCGT) icadı ile hem üretim maliyetleri hem de minimum verimli üretim miktarları önemli ölçüde azalmıştır. Ayrıca şebeke üzerinde bilgi toplamada, haberleşme teknolojilerinde meydana gelen gelişmeler ile şebeke üzerinde ölçüm ve kontrol maliyetleri önemli ölçüde azalmış ve böylece üretimin dağıtık bir yapıda örgütlenebilmesini kolaylaştırmıştır.

En düşük verimli üretim kavramını tamamen değiştiren kombine çevrim gaz türbini teknolojisi ilk askeri jetlerin motorlarında kullanılmış ve daha sonra elektrik enerjisi üretiminde uygulama alanı bulmuştur. Temel anlamda, klasik gaz türbinlerine ısı dönüşlü buhar jeneratörü ve buhar türbini eklenerek kombine çevrim gaz türbini elde edilmiş, böylelikle elektrik enerjisi üretiminde kullanılan yeni malzemeler ve tasarımlar ile yakıtın daha yüksek sıcaklıklarda ve daha verimli yakılması sağlanmıştır. Kombine çevrim gaz türbini teknoloji, elde edilebilir ısı verimliliği %60 mertebesine çıkarmış ve 1980'lerde 1,000 MW olan minimum verimli üretim gücünü 50 ve 350 MW mertebelerine düşürmüştür. Söz konusu gelişme, sadece elektrik enerjisi üretiminde meydana gelen bir yenilik değil tüm piyasa yapılanmasını tümüyle değiştiren bir buluş olarak algılanmalıdır. Günümüzde birçok ülke temel elektrik üretim tesislerinde kombine çevrim gaz türbini kullanmakta ve tek çevrimli türbinleri sadece tepe talep söz konusu olduğunda devreye almaktadır [5].

Teknolojik yapıda meydana gelen değişimlerin yanı sıra ekonomik bakış açısında da değişimler olmuştur. Elektrik enerjisi sektörüne yapılması zorunlu yatırımların kamu bütçesine getirdiği yük ve kamu tarafından işletilen tesislerin verimsiz işletmeler olarak değerlendirilmesi sonucu, verimliliği maksimize edeceği düşünülen, piyasa ekonomisi ve pazarlamaya dayanan yeni bir yapı, artarak daha fazla savunucu bulmuştur. Ayrıca gelişmekte olan ülkeler açısından, piyasanın özelleştirilmesi ile ek kaynaklar yaratılabileceği düşünülmüştür.

1990'ların ilk yarısında İngiltere Birleşik Krallığı, Arjantin ve Norveç elektrik piyasalarında reform çalışmalarına başlamıştır. Sayılan reform örnekleri geri kalan ülkelerce, yapacakları değişimleri desteklemek, rekabeti dengeleyici ya da işbirliğini sağlayacak pratik mekanizmaların geliştirmek konularında örnek olmuştur. Üretim ve dağıtım arasındaki yatay örgütlenme yapısı korunmuş fakat kontrollü bir rekabetçi yapıya düzenlemeleri başlamıştır [1 - 4].



3. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN TARİHSEL GELİŞİMİ VE ELEKTRİK PİYASASI KANUNU

3.1 Türkiye Elektrik Enerjisi Sektörünün Tarihsel Gelişimi

Türkiye’de elektrik enerjisi üretiminin tarihçesine bakıldığında, ilk olarak 1902 yılında Tarsus’ta su miline bağlanmış dinamo vasıtasıyla 2kW gücünde bir santral ile başladığı görülmektedir. İlk yüksek güçlü elektrik enerjisi üretim tesisi, 1914 yılında İstanbul Silahtarağa’da kurulmuştur. Silahtarağa aynı zamanda, Türkiye’nin ilk taşkömürü santralidir ve Macar GANZ şirketine verilen imtiyazla Banque Generale de Credit ve Banque de Brexellese şirketleri ile birlikte Osmanlı Elektrik Anonim Şirketi adı altında kurulmuştur. Türkiye Cumhuriyeti’nin kurulduğu 1923 yılına bakıldığında, toplam kurulu gücün 32,8MW ve üretimin yılda 45GWh olduğu, ayrıca elektrik enerjisinin sadece İstanbul, Adapazarı ve Tarsus’ta kullanılabildiği görülür. Bu rakamlarla, toplam nüfusun sadece %6’sının elektrikleşmiş bölgede yaşadığı ve kişi başına yıllık elektrik tüketiminin yaklaşık 3 kWh olduğu söylenebilir [6].

1923 – 1938 döneminde, özellikle 1933 yılına kadar uygulanan politika ana hatları ile 1923 İzmir İktisat Kongresi’nde belirlenmiş ve karma ekonomik model çerçevesinde uygulanmıştır. 1933 yılına kadar elektrik enerjisi sektöründe Osmanlı döneminden kalma imtiyazlı ortaklıklar bulunmaktadır.

İlk Türk elektrik üretim şirketi 1926 yılında Tarsus ve Civarı Elektrik Anonim Şirketi adıyla kurulmuştur. Dünyada 1919’da başlayan ve etkileri 1920’li yıllara uzanan ekonomik kriz ve aynı dönemde ortaya çıkan enflasyonist ortamda elektrik enerjisi fiyatları aşırı artmıştır. Anılan koşullar altında ve ayrıca yeterli özel sektör sermaye birikimi sağlanamadığından *mutedil devletçilik* uygulaması başlatılmıştır [7].

1933 yılında Birinci Beş Yıllık Sanayi Planı uygulamaya konulmuş; yine aynı yıl çıkarılan Belediyeler Kanunu ile belediyelere elektrik enerjisi üretim tesisi kurma ve

işletme yetkisi verilmiştir. 1930'lu yıllarda, küresel açıdan elektrik enerjisi sektöründe, kamu yönetiminin zorunlu olduğu kabul edilmeye başlarken, ölkemizde de Maden Tetkik Arama (MTA) ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) gibi elektrik üretimi ile yetkilendirilmiş kamu kuruluşları kurulmuştur. Günümüzde halen varlığını sürdürmekte olan EİEİ'nin görev ve sorumlulukları arasında ölkemizin hidrolik kaynak potansiyelinin araştırılması, planlanması, baraj ve hidroelektrik santralların projelendirilmesi bulunmaktadır [7].

1930'lu yılların sonunda elektrik enerjisi sektöründe çoğu Osmanlı döneminden kalma imtiyaz anlaşmaları ile faaliyetlerini sürdüren imtiyazlı şirketlerce işletilen 48 adet santral bulunmaktadır. Muhtelif güçlere sahip bu üretim tesislerinin toplam kurulu gücü 74,8 MW ve yıllık üretimleri 106,3 GWh dir. Birincil enerji kaynaklarının kullanımı açısından değerlendirildiğinde, 3 adet taşkömürü, 11 adet hidrolik, 27 adet dizel, 4 adet buhar makineli, 3 adet gaz motorlu üretim tesisi mevcuttur. [6].

1939 yılında, yabancı şirketlere verilen imtiyazlar devletçe satın alınmış ve yetki tümüyle belediyelere devredilmiştir. 1950'li yılların başında Etibank'ın ve İller Bankası'nın kurup işlettiği termik, dizel ve hidrolik santrallara ek olara belediyeler başta olmak üzere birçok sanayi kuruluşunun işlettiği dizel santrallar ile elektrik enerjisi talebi yerel düzeyde karşılanmaktadır. 1950'li yılların başında toplam 408 MW kurulu güç ve yılda 789,5 GWh üretim ile elektrik enerjisi toplam nüfusun sadece %23'lük kısmına ulaştırılabilmektedir.

1950'li yıllarda ölkede genelinde, ekonomi politikası karma ekonomik model uyarınca özel sektör yatırımlarını özendirmek ve yabancı sermayeyi ölkeye çekebilmek esasına dayandırılmıştır. Enerji enerjisi sektöründe de bu yaklaşım sonucu devlet ve özel sektör yatırımları ile üretim tesislerin kurulmaya ve işletilmeye devam edilmiştir. 1952–1956 yıllarında özel sermayeli dört adet anonim şirketi kurulmuş, ve kendi bölgesel imtiyaz alanlarında elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı ile görevlendirilmiştir. Anılan şirketlerden, Sarıyar Barajı'ndan elektrik enerjisi üretilmesi ve Kuzey Batı Anadolu bölgesinin elektrikleşmesi ile görevli anonim şirketi ve Gediz Demirköprü Barajı ve Hidroelektrik Santrali (HES)'nden elektrik üretilmesi ile görevli Ege Elektrik Türkiye Anonim Şirketleri işlevlerini yürütememiş ve tasfiye edilmişlerdir.

Söz edilen anonim şirketleri içinde, Seyhan Barajı ve Hidroelektrik Santrali'nden elektrik üretilmesi, taşınması ve toptan satışından sorumlu Çukurova T.A.Ş ile Antalya Kepez'de elektrik enerjisi üretim tesisinin kurulması, üretilen elektriğin tüketim merkezlerine taşınması ve toptan satışı ile sorumlu Kepez Elektrik T.A.Ş şirketleri sermaye ve yönetim değişikliklerine rağmen varlıklarını halen sürdürmektedir [4].

1953 yılında, elektrik enerjisi üretim sektöründe bir dönüm noktası olarak Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüğü kurulmuştur. DSİ'nin kurulması ile ilk 10 yılda hidroelektrik kapasitenin elektrik enerjisi üretiminde kullanılma oranı %3'lerden %35 seviyelerine yükselmiştir. Ayrıca anılan dönemde, ilk bölgesel santraller ve yüksek gerilim hatları inşa edilmeye başlanmış ve günümüz bağlaşımlı şebekesinin temelleri atılmıştır. 1960 yılında Etibank Elektrik İşletmesi Müessesesi kurulmuştur.

Elektrik enerjisi sektöründe yaşanan çok başlı yönetim, merkezi bir planlama yapmaya imkân tanımadığından, sektörün dağınık yapısının düzenlenmesi ve koordinasyonsuzluğun giderilmesi amacı ile 1953 yılında Birinci Enerji İstişare Kongresi düzenlenmiştir. Kongrede, özet olarak, küçük güçlü ve sadece yerel pazara yönelik dizel santraller yerine, daha büyük güçlü ve bölgesel pazara yönelik üretim yapacak kömür ve hidroelektrik santrallerin kurulmasına karar verilmiştir. Ayrıca şehirlerin birbirlerinden bağımsız şebekelerle elektrikleştirilmesi yerine, ülke çapında bir elektrik iletim şebekesi oluşturulması, şebekeye bağlanacak büyük güçlü santraller ile tüm ülkenin elektrikleştirilmesinin yönetim ve işletme açısından daha verimli olacağı görüşünde bileşilmiştir. Bütün yapının, merkezi koordinasyonu için, yönetimin tek elde toplanması uygun bulunmuştur.

Birinci Enerji İstişare Kongresi kararları sonucu, takip eden yıllarda elektrik enerji sektöründe oluşturulan yeni yapılandırma maddeler halinde özetlenirse:

- 1963 yılının Aralık ayında Türkiye'nin tüm enerji politikalarından sorumlu olacak şekilde yetkilendirilen Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) kurulmuştur.
- 1970 yılında tüm ülke sathında elektrik üretim, iletim ve dağıtım işlerinden sorumlu bir kamu tekeli olarak Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur.

TEK'in kurulmasını takiben, özel sektörcce yönetilen Çukurova Elektrik T.A.Ş (ÇEAŞ) ve Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik Santralleri T.A.Ş (KEPEZ)' in üretim ve iletimde sorumlu oldukları Çukurova ve Antalya yöreleri hariç tüm ülkede elektrik enerjisi üretim tesislerinin yönetim ve denetimi TEK'e devredilmiştir. İletim ve dağıtım fonksiyonlarında, belediyelerin yetkileri ise yerel yönetimlere devredilmiştir. Artan talep dolayısıyla, iletim ve dağıtım hizmetlerinin yaygınlaştırılmasına yönelik olarak yapılması gerekenler Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planına dâhil edilmiştir. Bu plan çerçevesinde, Keban Elektrik Santrali'nin da devreye girmesi ile enerji iletim hattı gerilimi 380 kV'a çıkarılmıştır.

1970'li yılların başında, Türkiye genelinde artan elektrik enerjisi talebi ve üretim tesislerinin toplam 2234,9 MW kurulu gücüne karşın, elektrik enerjisi yerleşim bölgelerinin yalnızca %7'sine ulaştırılabiliştir. Elektrik üretiminin birincil enerji kaynaklarına dağılımı incelendiğinde, toplam üretimin %32'si hidroelektrik ve kalan %68'i termik santraller ile sağlanmaktadır [7].

Artan talebi karşılama ve organizasyon eksikliğini giderme amacıyla kurulan TEK'in planlama ve yönetim çabaları sonucu 1982 yılında elektrik enerjisi tüm Türkiye'de yerleşim bölgelerinin %60'ına ulaşmış ve toplamda 6639 MW kurulu güce erişilmiştir. Aynı yılda çıkartılan 2705 sayılı yasa ile üretim hizmetleri dışında bırakılan elektrik enerjisi iletim ve dağıtım fonksiyonlarındaki yetkiler de belediyeler ve İller Bankası'ndan alınarak TEK'e devredilmiştir [6].

1980'lerde esmeye başlayan liberal ekonomi ve özelleştirme rüzgârları ülkemizde de etkili olmuş ve diğer tüm kamu hizmetlerinde olduğu gibi, elektrik enerjisi sektöründe de özel sektör için çeşitli yatırım teşvikleri verilmiştir. Yatırım teşviklerinin başlangıcı olarak 2075 sayılı yasa gösterilebilir. 2075 sayılı yasa ile elektrik enerjisi sektörü tek elde toplanmış ve özel sektör şirketlerinin yatırım yapabilmesi için gerekli olan altyapının oluşturulmasını hedeflenmiştir. Böyle bir altyapıda öncelikli olarak TEK ve DSİ'nin santral yapımında sürdürdükleri takım tekeli ortadan kaldırılmış ve takip eden yasal düzenlemelerde özel sektör şirketlerine üretim izni verilerek, ürettikleri elektrik enerjisini tek kanaldan kamuya satabilecekleri bir yapı getirilmiştir. Yeni yapılandırmada TEK elektrik enerjisi sektöründe tüm kurulu altyapının sahibi ve işleticisi olarak, yeni kurulan işletmelerin

ürettiği elektrik enerjisinin son kullanıcıya transferini gerçekleştiren tek muhatap olacaktır.

1984 yılında çıkartılan 3096 sayılı yasa ile TEK dışındaki özel sektör kuruluşların elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımını yapmasının önü açılarak TEK'in piyasadaki tekel konumu kaldırılmıştır. Aynı yıl içinde TEK'in kuruluş yasası, yapısı ve organizasyonu değiştirilerek kurum, sahibinin kamu olduğu bir şirket haline getirilmiştir. Elektrik enerjisi sektörüne yönelik yeniden yapılandırmada amaç sektöre özel teşebbüsün girişini sağlamak ve yatırımlardaki kamu payını en aza indirmektir.

1988 – 1992 yılları arasında yaklaşık 10 özel şirket üretim, iletim, dağıtım ve satış alanlarında, yasal düzenlemeler ile belirlenmiş kendi coğrafi bölgelerinde faaliyet göstermiştir. 1993 yılı itibari ile 20335 MW olan toplam elektrik enerjisi kurulu gücünün 10683 MW'ını termik santraller, 9683 MW'ını ise hidrolik santraller oluştururken, ülkemizin elektrik üretimi yıllık 73808 GWh'e çıkmış; 213 GWh ithalata karşın 589 GWh elektrik enerjisi ihraç eder duruma gelinmiştir [8].

Sektörde yapılandırma çalışmalarında yeni bir aşama da, 13 Ağustos 1993 tarihinde 513 sayılı kanun hükmünde kararname ile TEK'in özelleştirme kapsamına alınmasıdır. Şirket yönetimi Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'na devredilirken sektördeki mevcut durumu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ilişkileri korunmuştur. Sürecin devamı olarak TEK, Bakanlar Kurulu kararı ile üretim ve dağıtımdan sorumlu olan Türkiye Elektrik Üretim ve İletim AŞ. (TEAŞ) ve dağıtımdan sorumlu olan Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olarak ikiye bölünmüştür.

1994 tarihinde Yap-İşlet-Devret (YİD) modelini ülkemizde uygulamaya koyan 3996 sayılı kanun çıkartılmıştır. 3996 sayılı kanunda, 4047 ve 4180 sayılı kanunlar ile değişiklikler yapılmış ancak Anayasa Mahkemesi, 3996 ve 4180 sayılı kanunların bazı maddelerini iptal etmiştir. 1997 yılında çıkartılan 4283 sayılı kanun ile özel girişimcilere elektrik üretim tesisi kurma, işletme ve tesislerin mülkiyetine sahip olma hakkı veren Yİ modeli uygulamaya konmuştur.

Sektöre yönelik yasal düzenlemelerin devamı olarak, 4 Ekim 1995 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan 95/9799 sayılı kanun ile kişi ve kurumlara kendi ihtiyaç ve

öngörülerini doğrultusunda ihtiyaç duydukları elektrik enerjisini üretmek amacı ile tesis kurma ve işletme izni verilmiştir. 17 Nisan 1996 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan 96/8007 sayılı kararname ile elektrik enerjisi üretimini kimlerin yapabileceği, ihtiyaç fazlası üretim olduğu takdirde elektrik enerjisinin satış fiyatı ve diğer alıcılara iletim ve dağıtım ücretleri belirlenmiştir. 2 Eylül 1997 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan 97/9670 sayılı kararname ile ev ve hastane gibi tesislerin atık ısı ve buhar kullanımları, artık enerjinin satışı, yakıt kullanımı ve ticareti gibi konular düzenlenerek elektrik enerjisi sektöründe otoprodüktörlük uygulamasının düzenlenmesine devam edilmiştir [9].

Elektrik enerjisi sektörünün yapılandırılma çalışmalarında, 3 Mart 2001 tarihinde Resmi Gazete’de yayımlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile yeni bir döneme girilmiştir.

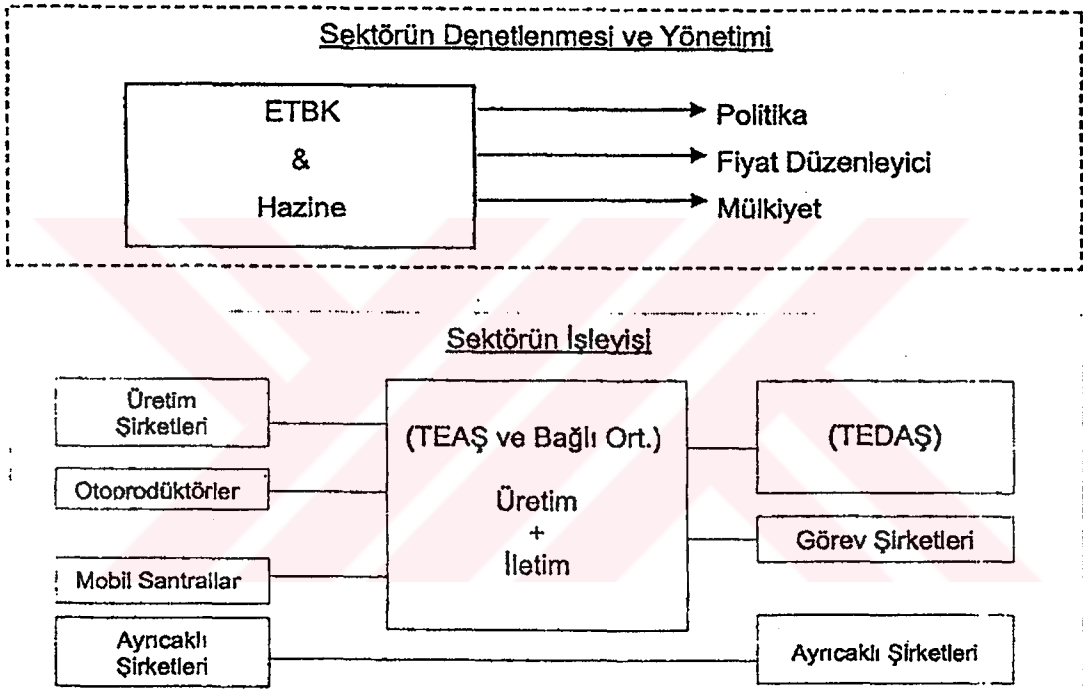
3.2 Yeniden Yapılanma Öncesinde Elektrik Enerjisi Sektörünün Durumu

Elektrik enerjisi sektöründe 1970 yılında TEK’in kurulması ile başlayan dikey birleşen tekelci yapı, 1982 yılında belediyelerin elektrik enerjisi üretim tesislerini de bünyesine katmıştır. 1984 – 1994 yılları arasında sektörü yeniden düzenleme çalışmaları ile sınırlı sayıda özel yatırımcı piyasada yer almıştır. 1993 yılında TEK, üretim ve iletimde dikey birleşen TEAŞ ile dağıtımdan sorumlu TEDAŞ olarak iki ayrı kamu kuruluşuna ayrıştırılmıştır. Sektör içerisinde yatırımları kamu bütçesi dışında gerçekleştirebilmek amacıyla, farklı finansman modelleri gündeme getirilmiştir. Yeniden düzenleme çalışmaları sonucunda 2001 yılına gelindiğinde sektör oyuncuları şu şekilde sayılabilir:

- Üretim faaliyetlerinde: bir kamu kurumu olan TEAŞ ve bu kuruma bağlı ortaklık santralleri; kendi bölgelerinde imtiyazlı ÇEAŞ ve KEPEZ, Yİ ve YİD modelleri ile kurulan santrallerin sahibi özel firmalar; kamu tesislerinin işletme haklarını devralan üretim şirketleri; mobil santraller ve otoprodüktör şirketler
- İletim faaliyetlerinde: TEAŞ; kendi bölgelerinde imtiyazlı ÇEAŞ ve KEPEZ

- Dağıtım faaliyetlerinde: TEDAŞ ile bağlı ortaklıkları; bölgelerinde imtiyazlı ÇEAŞ ve KEPEZ; İstanbul Anadolu yakasında dağıtım hakkını elinde bulunduran AKTAŞ; İstanbul Avrupa yakasında faaliyet gösteren Boğaziçi; Kayseri ilinde faaliyet gösteren Kayseri T.A.Ş

Ayrıca sektörün tüm denetimi, düzenlenmesi ve elektrik enerjisinin fiyatlandırılmasında tek yetkili olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı görevlendirilmiştir. Yeniden yapılanma öncesinde Türkiye elektrik enerjisi sektörünün işleyiş yapısı Şekil 3.1’de verilmiştir [4].



Şekil 3.1: Yeniden Yapılanma Öncesi Türkiye Elektrik Enerjisi Sektörünün Yapısı

3.3 Yeniden Yapılanma Gereksinimi

Dünya genelinde kabul gören liberal ekonomik anlayışın elektrik enerjisi sektörüne yansımaları 1990’lı yılların ilk yarısından itibaren yapılan reform çalışmaları ile görülmüştür. İngiltere, Arjantin, Norveç ve Şili örnekleri ile başlayan rekabetçi ve yatay örgütlenmiş piyasaya geçiş çalışmaları zaman içerisinde tüm Dünya ülkelerine örnek teşkil etmiştir. Bu yeniden yapılandırmanın ülkemizde gerçekleştirilmesi ise Elektrik Piyasası Kanunu ile sağlanmıştır. Elektrik Piyasası Kanunun kapsamında,

piyasaya yeni bir düzenleme yapılması ihtiyacı doğuran çeşitli siyasi, ekonomik, sosyal ve teknik nedenler sayılabilir.

Elektrik Piyasası Yasası'nın oluşum nedenleri içinde öncelikli siyasi sebep olarak Avrupa Birliği Uyum Yasaları gösterilebilir. AB Elektrik Direktifi kapsamında üye ve aday ülkeler piyasalarını rekabete açık, şeffaf ve çevresel korumaya öncelik veren bir yapıya kavuşturmak zorundadır. Hükümetler yeni yapının tesis edilmesi için gerekli yasa ve mevzuatları çıkartmak, uygulamasını denetlemekle görevlidir [4].

Elektrik talebinin Türkiye'nin büyüme hızı ve nüfus artışıyla doğru orantılı olarak artması ise ekonomik ve sosyal sebepler arasında sayılabilir. Talep artışının getirdiği yeni yatırım gereksinimini kamu bütçesinden ayrılacak paylarla gerçekleştirmek ekonomik yapı gereği mümkün olamamaktadır. Yatırım finansmanı açığının giderilmesi için uygulanan muhtelif yatırım finansman modelleri ise uygulamada istenilen başarıya ulaşamamıştır. Başarısızlığın en önemli sebeplerinden biri ise elektrik enerjisi sektörünün rekabete açık olmayan yapısı ve yasal altyapıdaki eksiklikler olarak gösterilmiştir. Yasal düzenleme sektöre rekabetçi bir serbest piyasa yapısının getirilmesine çalışılmış ve özel sektörün piyasaya girişini özendirmek amacıyla gerekli yasal altyapı tamamlanmıştır.

Teknik sebepler arasında ise dağıtım şebekesinde meydana gelen teknik ve teknik olmayan kayıpların etkin kontrolü, iletim ve dağıtım sistemin iyileştirme ihtiyacı gösterilebilir [9].

3.4 Elektrik Piyasası Kanunu (EPK)

1996 tarihli 96/92/EC AB Elektrik Direktifi sonrası, Türkiye elektrik enerjisi sektörünü yeniden yapılandırmak amacıyla, çalışmalar Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 1997 yılında başlatılmıştır. Kasım 2000'de AB'ye Katılım Ortaklığı Belgesi'nin sunulması ile beraber Aralık 2000 tarihli IMF Niyet Mektubu'nda ve Dünya Bankası Ekonomik Reform Kredisi Anlaşması'ndaki tüm taahhütlerin sonucunda, Bakanlar Kurulu 14 Ocak 2001 tarihinde Elektrik Piyasası Yasa Tasarısı'nı Türkiye Büyük Millet Meclisi'ne sevk etmiştir. 26 Ocak'ta Plan ve Bütçe Komisyonu'nca son şekli verilen tasarı 20 Şubat 2001'de TBMM Genel

Kurulu'nda kabul edilmiştir. Yasa 24335-mükerrer sayı numarası ile 3 Mart 2001 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe girmiştir [10].

Elektrik piyasası kanunun amacı, rekabetçi piyasa uygulamaları ve özel kanun hükümleriyle finansal açıdan güçlü, istikrarlı, şeffaf bir elektrik piyasasını yapılandırmak ve bu piyasanın nihai ürünü olarak, yeterli, yüksek kaliteli, sürekli, düşük maliyetli, çevre dostu elektrik enerjisini tüketicilerin kullanımına sunmaktır. Üretim, iletim, dağıtım, toptan ve perakende pazar, ithalat ve ihracat dâhil olmak üzere elektrik servisleri, piyasada yer alan gerçek ve tüzel kişilerin tüm hak ve sorumlulukları kanun ile tanımlanmıştır. Ayrıca kanun ile piyasanın özel teşebbüse açılması ve mevcut yapının özelleştirilmesi için yaratılması zorunlu süreçler tanımlanmıştır.

Elektrik Piyasası Kanunu ile Türkiye enerji piyasasının tümünden sorumlu olan, tarifeleri düzenleme, enerji piyasasındaki tüm lisanslama işlemlerini gerçekleştirme, rekabetçi piyasasının oluşturulması ve kontrolü ile yetkili Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) Kasım 2001 tarihinde oluşturulmuştur. Daha sonra 18 Nisan 2001 tarihinde çıkartılan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile birlikte bu kurul Enerji Piyasası Düzenleme ve Denetleme Kurulu ve Kurumu (EPDK) adını almıştır [11].

Bakanlar Kurulu'nun 5 Şubat 2001 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanan 2001/2026 sayılı kanun hükmündeki kararnamesi ile TEAŞ, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (TEUAŞ), ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olarak 3 farklı kamu şirketine bölünmüştür. Günümüzde ülkemizin elektrik enerji sektörü büyük oranda bu 3 şirket ve ek olarak dağıtımdan sorumlu olan TEDAŞ tarafından düzenlenmektedir [12].

3.5 EPK Sonrasında Elektrik Enerjisi Sektörünün Durumu

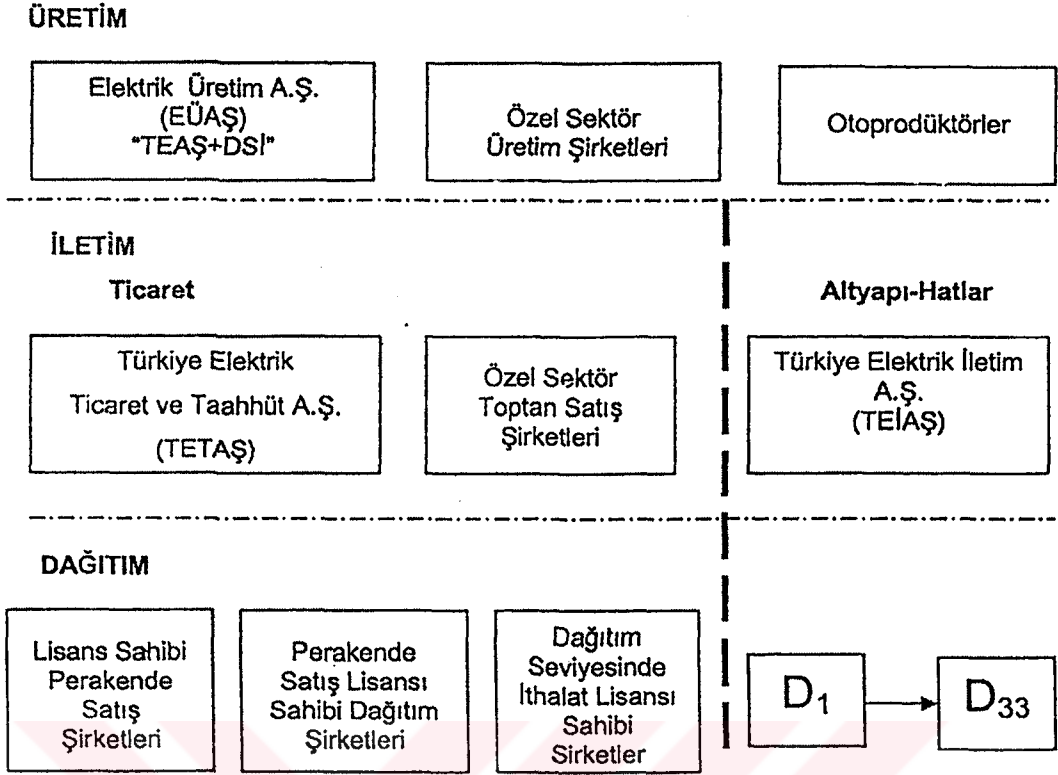
3.5.1 Yasa ile Sektörde Oluşturulan Yapı

Elektrik Piyasası Kanunu ile sektördeki dikey örgütlenme yapılarında değişikliklere gidilerek, kurumlar daha çok yatay örgütlenme şemasına göre düzenlenmiştir. Bu yasa ile piyasada oluşturulan üç yeni kurum Elektrik Üretim Anonim Şirketi, Türkiye

Elektrik İletim Anonim Şirketi ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi'dir. Şirketlerin görev ve sorumlulukları kısaca aşağıda maddeler halinde belirtilmiştir:

- Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) : TEAŞ'tan devraldığı ve tüzel kişilere devri yapılmamış üretim tesislerini ve DSİ bünyesinden devraldığı üretim tesislerini kendisi ve/veya bağlı ortakları vasıtası ile işletme veya sistemden çıkarma yetkisi ile kurulmuştur.
- Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) : Elektrik enerjisi iletiminde kullanılan, yasa gereği 36 kV'un üzerindeki tüm elektrik taşıma hat ve tesislerinin mülkiyetini devralmak, iletim tesislerinin işletmesini yapmak, kurulması öngörülen yeni iletim tesisleri için yatırım planlamasını yapmak ve bu plan dâhilinde yatırımları gerçekleştirmekle görevlendirilmiştir.
- Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) : TEAŞ bölünmesinde ortaya çıkan ticaret ve taahhüt şirkettir. Mevcut sözleşmeler kapsamında imzalanmış enerji alış ve satış anlaşmalarını devralan şirket piyasadaki toptan satış faaliyetini yürütmek amacı ile kurulmuştur [10].

Sektörün Elektrik Piyasası Kanunu'ndan sonraki yapısı Şekil 3.2'de özetlenmiştir.



Şekil 3.2: Elektrik Piyasası Kanununa Göre Türkiye Elektrik Enerjisi Sektörünün Yapısı [4]

3.5.2 Yeni Yapıda Üretim Faaliyetleri

Yeni yasa ile elektrik enerjisi üretimi fonksiyonunu yerine getirebilecek şirket ve gruplar şu şekilde tanımlanmışlardır. Üretim fonksiyonu dilimindeki en büyük pay, yasa ile TEAŞ'a bağlı tüm elektrik enerjisi üretim tesislerini devralan EÜAŞ ve EÜAŞ'ın bağlı ortaklıklarına aittir. 21693 MW kurulu güç ile 18 termik, 100 hidroelektrik ve 13 mobil olmak üzere 133 santralıyla piyasanın %80'ine sahip olan EÜAŞ, ürettiği elektrik enerjisini TETAŞ'a satacaktır. Diğer bir grup ise özel sektör üretim şirketleri olarak adlandırılan imtiyazlı şirketlere ait, Yap-İşlet-Devret, Yap-İşlet ve İşletme Hakkı Devri tesisleridir. Üretim diliminde bulunan şirketler arasında, EPDK tarafından verilecek üretim lisansına sahip olan şirketler, ürettikleri elektrik enerjisini ikili anlaşmalar yoluyla toptan ya da perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilere satabilmektedirler. Üretim fonksiyonu altında tanımlanan son dilim ise otoprodüktörler ve otoprodüktör gruplarıdır. Şirketler kendi ihtiyaçlarını karşılamak üzere elektrik üretecekler ve ürettikleri elektrik enerjisinin ihtiyaç fazlası bölümünü belirli bir oranda satabileceklerdir. [12].

3.5.3 Yeni Yapıda İletim Faaliyetleri ve Toptan Satış

Elektrik enerjisi piyasasında, iletim fonksiyonunun gerçekleştirilmesinden TEİAŞ sorumludur. Bu kapsamda TEİAŞ, iletim yatırımlarının planlanması ve gerçekleştirilmesinden, iletim sisteminin işletilmesinden, bakım ve onarım çalışmalarından, iletim sistemine erişim hakkının denetlenmesinden ve uluslararası şebekelerle gerekli bağlantıların yapılmasından sorumludur. Ayrıca bu kamu kuruluşu, kendisine bağlı Ulusal Yük Dağıtım Merkezi (UYDM) ile iletim sistemi işletiminden ve Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) ile de piyasa işletmeciliğinden sorumludur.

UYDM ve PNUM merkezlerinin görev ve sorumlulukları piyasanın düzenli işlemesi için önemlidir. Piyasanın işletimi, ikili anlaşmalar çerçevesinde sisteme verilen elektrik enerjisinin aynı zaman diliminde tüketilmesi ve tüketim hususunda uzlaşma sağlanması esasına dayanmaktadır. Bu koşulun yerine getirilebilmesi için üretim ve tüketim noktalarında yapılan eşzamanlı ölçümler belirli bir merkezde toplanmalı, ikili anlaşmaların taahhütleri çerçevesinde mutabakat sağlanmalı ve eğer sistemde bir dengesizlik oluşur ise dengesizliğe sebep olan tarafların borçlu veya alacaklı olduğu tutarlar belirlenmelidir. Kanuna göre, bu görevi TEİAŞ bünyesinde görev yapacak olan PMUM üstlenecektir.

Elektrik enerjisinin toptan satışı, TETAŞ tarafından lisanslı dağıtım şirketlerine yapılabileceği gibi özel sektör toptan satış şirketleri tarafından da yürütülebilmektedir. Ancak özel sektör toptan satış şirketlerinin piyasada sahip olabilecekleri paya bir sınırlandırma getirilmiştir. Şirketlerin payı piyasada bir önceki yılda tüketilen toplam elektrik enerjisi miktarının %10'nu geçmeyecektir.

TETAŞ, yeni piyasa modeli öncesi uygulamalardan kaynaklanan ve piyasa tam olarak işlerlik kazanmadan oluşabilecek ek maliyetlerin karşılanması konusunda da görevlendirilmiştir. TETAŞ, kanunun geçici 6. maddesi kapsamında, süresi 5 yılı geçmeyecek şekilde düzenlenecek anlaşmalarla, EÜAŞ ve bağlı ortaklıklarından belirli bir miktar elektrik enerjisini satın alacak ve satışını gerçekleştirecektir. Uygulama ile EÜAŞ ve bağlı ortaklarının geçmiş uygulamalardan doğabilecek zararlarının karşılanması hedeflenmiştir. Ancak bu destek tam rekabetçi piyasaya geçiş açısından bir engel teşkil etmektedir. Yapılan alım anlaşmaları ile EÜAŞ ve

onun bağılı ortaklıklarına rekabet anlayışına aykırı sayılabilecek güvenceler verilmektedir.

Uygulama sırasında, yapılan ikili anlaşmalarla belirlenen üretim ve tüketim değerlerinden sapmalar olabilecektir. Sapmaları engellemenin yolu, yapılacak tüketim tahminlerinin doğruluğun sağlanmasıdır. Tahminde yaşanacak sapmalar piyasasın üretim tüketim dengesini ve dolayısı ile arz güvenliğini tehlikeye sokacaktır. Böyle bir durumda iletim sistem işletmecisi olarak UYDM, arz tarafında üretim şirketlerinin üretimine veya talep tarafında yapılmış ikili anlaşmalara müdahale ederek nihai arz- talep dengesini sağlamakla görevlendirilmiştir [4, 10].

3.5.4 Yeni Yapıda Dağıtım Faaliyetleri ve Perakende Satış

Dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler, görevli bulundukları ve lisansları çerçevesinde belirlenen bölgelerde yatırım planlarının yapılması, tesislerin kurulması, işletilmesi, bakımı, bölgeleri için talep tahminlerinin hazırlanması ve üçüncü şahısların şebekeye erişim haklarının gözetilmesi ile görevlendirilmiştir. Perakende satış şirketleri ise lisansları kapsamındaki bölgelerde, elektrik enerjisinin son kullanıcıya satışından ve satılan elektrik enerjisi üzerinden faturalandırma servislerinden sorumludur [10].

Dağıtım sektöründe yer alan bir kamu şirketi olan TEDAŞ ise piyasanın ilk döneminde ağırlıklı olarak dağıtım fonksiyonunu yürütecek ama piyasanın öngördüğü şekilde yeniden yapılanacaktır. Bu yapılandırmanın kapsamı ise şirket bünyesinde bulunan dağıtım ve perakende satış fonksiyonlarının ayrılmasıdır.

Dağıtım ve satış fonksiyonlarında bahsedilen bölge kavramını açıklamak gereklidir. Türkiye dağıtım sistemi 3096 sayılı yasa ile 29 farklı bölgeye ayrılmıştır. Ancak gelişen süreçte, bölgesel tarifelere geçiş çabalarının bir sonucu olarak gerçek maliyetlerin hesabı ve kayıp kaçak oranları da göz önüne alınarak, bölgelerin sayısı 33'e çıkartılmıştır. 33 bölge bazında dağıtım ve perakende satış tarifeleri belirlenmiş ve bu bölgelerden hukuki problemi olmayan 19 bölgedeki devlet mülkiyetindeki tesisler EPDK tarafından özelleştirme kapsamına alınmıştır [11].

3.5.5 Yeni Yasa Kapsamında Düzenleyici Kurullar

Elektrik Piyasası Kanunu sonucunda elektrik sektörünün denetlenmesi ve yönetimi ile ilgili otorite paylaştırılmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ulusal enerji politikalarının belirlenmesinde, Hazine Müsteşarlığı ise mülkiyet haklarının düzenlenmesinde yetkilidir. 4628 sayılı Elektrik Piyasası kanunu ile yasal düzenlemesi yapılan ve Kasım 2001 tarihinde faaliyete başlayan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu ise piyasanın düzenlenmesi konusunda en geniş yetkilere sahip oluşumdur. Kurumun görev ve sorumlulukları ilgili yasa maddesinde şu şekilde belirtilmiştir:

“Kurum, tüzel kişilerin yetkili oldukları faaliyetleri ve bu faaliyetlerden kaynaklanan hak ve yükümlülüklerini tanımlayan onaylı lisansların verilmesinden, işletme hakkı devri kapsamındaki mevcut sözleşmelerin bu Kanun hükümlerine göre düzenlenmesinden, piyasa performansının izlenmesinden, performans standartlarının ve dağıtım ve müşteri hizmetleri yönetmeliklerinin oluşturulmasından, tadilinden ve uygulattırılmasından, denetlenmesinden, bu Kanunda yer alan fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten, piyasa ihtiyaçlarını dikkate alarak serbest olmayan tüketicilere yapılan elektrik satışında uygulanacak fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten ve bu fiyatlara enflasyon nedeniyle ihtiyaç duyulacak ayarlamalara ilişkin formülleri uygulamaktan ve bunların denetlenmesinden ve piyasada bu Kanuna uygun şekilde davranılmasını sağlamaktan sorumludur [10].”

EPDK, kanunda belirtilen 18 aylık geçiş dönemi içerisinde, piyasanın işleyişini sağlamak için gerekli ikincil mevzuatları çıkartmış ve yayınlamıştır. Anılan dönem içerisinde çıkartılan mevzuatlar ve yayın tarihleri şu şekildedir [11]:

- Lisans Yönetmeliği (Ağustos 2002),
- Tarifeler Yönetmeliği ve İlgili Tebliğleri (Ağustos 2002),
- Serbest Tüketici Yönetmeliği (Eylül 2002),
- İthalat – İhracat Yönetmeliği (Eylül 2002),
- Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği (Eylül 2002),

- Rüzgâr ve Güneş Ölçümlerine İlişkin Tebliğ (Ekim 2002),
- Elektrik Piyasasında Birden Fazla Piyasa Faaliyetini Sürdürmekte Olan Tüzel Kişilerin Mevcut Sözleşmelerinde Yapılacak Tadillere ve İletim Faaliyeti ile Vazgeçilen Faaliyetlerin Devrine İlişkin Yönetmelik (Kasım 2002),
- Sayaç Tebliği (Mart 2003),
- Şebeke Yönetmeliği (Ocak 2003),
- Dağıtım Yönetmeliği (Şubat 2003).

3.5.6 Yeni Yasa Kapsamında Lisans Kavramı

Günümüzde oluşturulmaya çalışılan piyasaya bakıldığı zaman lisans kavramının açıklanması gerekmektedir. Lisans denilerek kastedilen belge, piyasa içinde yasal olarak yer almak isteyen kişi ve kurumların EPDK'dan alması gereken yetki belgesidir. Piyasada yer almak isteyen bir oyuncu, farklı piyasa dilimleri ve her tesis için uygun lisansları almaya zorunludur. Piyasa üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış ve hizmet, ithalat ve ihracat olarak 6 farklı dilime ayrılmıştır. Toptan satış adı altında yapılacak ithalat ve ihracat işlemleri ile perakende lisansları ile yapılacak ithalat işlemleri için ayrıca ithalat ve ihracat lisansı almaya gerek yoktur. Ülke çapında elektrik üretiminden sorumlu oyuncular şu şekilde tanımlanmıştır: kamuya ait olan EÜAŞ ve yan kuruluşları, özel üretim şirketleri, otoprodüktörler ve otoprodüktör grupları. Üretim lisansı sahipleri ürettikleri enerji veya kapasiteyi toptan veya perakende satış lisansı sahiplerine veya çift taraflı kontratlarla kendi belirledikleri müşterilere satabilirler. Piyasadaki tüm iletim işlemleri TEİAŞ tarafından sürdürülecektir. Tüm iletim hatlarının mülkünü ve işletme hakkını elinde tutan TEİAŞ, iletim sistemi operatörü olarak görev yapacak ve aynı zamanda serbest bir oyuncu olarak da yer alacaktır. Dağıtım işlemleri TEDAŞ ve iştirakleri tarafından düzenlenecek ancak özel sektör dağıtım şirketleri de -lisanslarının izin verdiği bölgelerde- dağıtım işlemlerini yürütebilecektir. Toptan satışta piyasa oyuncuları TETAŞ ve özel sektör firmalarıdır. Perakende satış ve hizmet diliminde ise perakendeci özel sektör firmalarının yanı sıra perakende lisansı almış olan dağıtım şirketleri yer alacaktır [11].

3.5.7 Yeni Yasa Kapsamında Tüketicilerin Durumu

Piyasa modelinde arz tarafında yapılan bütün düzenlemelerin yanı sıra tam serbestlik sağlanması açısından talep tarafında da düzenlemeler yapılmalıdır. Elektrik piyasası kanunu kapsamında iki grup kullanıcıya perakende satış şirketleri, perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri, toptan satış şirketleri ve üretim şirketleri ile doğrudan ikili enerji alım anlaşması yapabilme hakkı tanınmıştır. Bu kapsamdaki kullanıcılar iletim hattına doğrudan bağlı olan tüketiciler ve bir önceki yıl toplam tüketimleri 9 milyon kWh'i aşan büyük endüstriyel kullanıcılardır. Bu kapsam dışındaki diğer tüm tüketiciler serbest olmayan tüketiciler olarak adlandırılmış ve bölgelerinde görevli perakende satış şirketine bağlanmışlardır [4].

3.6 Serbest Piyasaya Geçiş Aşamaları

Mayıs 2002 tarihinde EPDK tarafından Enerji Piyasası Lisanslama Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası tarife yönetmeliklerinin taslakları yayınlanmıştır. Ağustos 2002 itibari ile yürürlüğe girecek bu düzenlemeler rekabetçi elektrik piyasası için 4 adımlı bir yaklaşım getirmektedir. Birinci adımda elektrik ve doğalgaz piyasasında yer alacak özel şirketler lisanslama başvurularını yapacak ve yapılan değerlendirmeler sonucu lisanslar dağıtılacaktır. Lisansların verilmeye hazır olduğu tarih "Lisans Günü" olarak tanımlanmış ve süre olarak Eylül 2002 öngörülmüştür. İkinci adım tüketim eşiğini geçen büyük endüstriyel tüketicilere elektrik enerjisini tedarik edebilecekleri kaynakları seçme serbestliğinin tanımlanacağı "Serbest Tüketici Günü" ile tamamlanacaktır. 3 Mart 2003 tarihini bu iznin verilmesi için öngörülen süredir ve bu aşama başarı ile tamamlanmıştır. Üçüncü adım kısa vadeli arz talep dengesizliklerinin giderilmesi için Enerji Piyasası Finansal Uzlaşma Merkezi oluşturulması ve bu mekanizmaların çalıştırılmaya başlaması ile tamamlanacaktır. 2003 yılının son çeyreğinde gerçekleştirilmesi hedeflenen ancak Aralık 2003'te kısmen gerçekleştirilebilen bu aşamanın sonu "Dengeleme ve Uzlaştırma Günü" olarak adlandırılmıştır. Dördüncü ve son aşamada ise özel sektörün payının artması ile orantılı olarak düzenlemeye tabi ikili anlaşmalardan vazgeçilerek, düzenlemeye tabi olmayan ikili anlaşmalar çerçevesinde piyasanın işletilmesi sağlanacaktır. Bu aşamanın sonu olarak öngörülen "Piyasa Günü" yeni elektrik piyasasının tam anlamıyla işlerlik kazanacağı gündür [14]. Bu aşamanın 2007 yılında tamamlanacağı

öngörülmektedir. Burada yaşanan gecikmenin sebebi ise EÜAŞ ve bağı ortakların TETAŞ ile yapmış oldukları 5 yıl süreli elektrik satış anlaşmalarının, tam işler piyasaya geçilmesi önünde bir engel teşkil etmesidir.



4. ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE KULLANILAN YAPISAL MODELLER

Elektrik piyasası, elektrik enerjisinin üretiminden tüketici kullanımına sunulmasına kadar tüm süreçleri, süreçlerde yer alan tüm katılımcılar ve katılımcıların gerçekleştirdiği fonksiyonlarını kapsamaktadır. Anılan fonksiyonların bazıları rekabet kurallarına göre uygulanabilirken bazı fonksiyonları ise liberal ekonomik model ile değerlendirilemez. Son kullanıcı açısından elektrik, saklanamayan ve depolanamayan bir meta olan enerjinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve sistem işletmesine dayalı nakil servislerinin bütününden oluşturulan bir üründür. Son kullanıcıya yönelik faturalandırma servisleri ile desteklenen piyasada ayrıca yatırım, işletme ve bakım gibi diğer yardımcı servislerle tamamlanmaktadır [15].

Elektriğin meta bileşeni olan enerji bazı yönlerden farklılık gösterse de genel anlamda, ticari herhangi bir mal olarak değerlendirilebilir. Elektriği diğer ticari mallardan ayıran özelliği, zaman ekseninde yıllık, dönemlik, hatta günlük temelde elektrik enerjisi talebinde meydana gelen rasgele veya önceden modellenebilen değişimlerdir. Talepte meydana gelen değişimlerin yanında elektrik enerjisi ekonomik olarak saklanamamakta; diğer bir deyişle depolanamamaktadır. Sonuç olarak üretim ve iletim kapasiteleri günün büyük bir kısmında kullanılmayacak ama tepe talebi karşılayabilecek kapasitede tasarlanmalıdırlar. Ayrıca talep değişimlerine veya üretim tesislerinde meydana gelebilecek arızalara karşı rezerv kapasite de saklı tutulmalıdır. Son olarak, elektriğin doğası gereği, elektrik üretim teknolojilerinde, farklı talep çeşitlerini en ucuz maliyetle karşılamak için çeşitli üretim yöntemleri ve kaynakları kullanılmalıdır. Farklı üretim tesislerinden elde edilen elektrik fiyatlarındaki farklılıklar bulunmaktadır. Elektrik üretimi, kullanılan birincil enerji kaynaklarına ve teknolojilere göre sınıflandırılmaktadır. Çeşitli seviyelerde üretim teknolojileri ilk yatırım maliyetlerine, teknik ve ekonomik ideal ömürlerine, inşa ve devreye alma sürelerine göre de çeşitlendirilmektedir. Sonuç olarak, elektrik enerjisi üretiminde, ölçek ekonomisi söz konusu değildir.

Üretilen enerjinin naklinin iletim ve dağıtım olarak ikiye ayrılmasının sebebi bu taşımanın farklı gerilim seviyelerinde yapılmasıdır. Genel olarak elektriğin yüksek veya çok yüksek gerilimlerle nakline iletim; orta ve alçak gerilimlerle nakline dağıtım denmektedir. İletim, üretilen elektrik enerjisinin tüm son kullanıcıların kullandıkları ortak bağlantı şebekesinin üzerinden nakline karşılık gelirken, dağıtım ise bu ortak bağlantı şebekesinden ayrılıp sadece bir grup kullanıcının bağlı bulunduğu hat üzerinde nakline karşılık gelir

Birden fazla dağıtım şebekesi yapılmasının yatırım maliyetleri, sabit ve yüksek olduğundan genel olarak dağıtım piyasası doğal bir tekel olmuştur. Bu kabulün tek istisnası hattın fiziksel kesintisinden korunmak ve arz güvenliğini sağlamak için dağıtım şebekesinden birden fazla hat çeken fabrika veya binalar olmaktadır [15].

İletim şebekesinin ise kendine has bir yapısı vardır. Enterkonnekte şebeke yapısında, birbirine bağlı olan bölgesel hatta ülkeler arası iletim hatlarında yapılan her yatırım, birbirine bağlı olan tüm şebekelerde iletim güvenilirliğini ve güvenliğini artırarak maliyetleri düşürmektedir. İletim şebekesinin dışa bağımlı yapısı, aynı zamanda birbiri ardına yapılacak başarılı yatırımların, tüm sistem ve bağlı şebekeler için ek artı değerler yaratması anlamına da gelmektedir. Böylece iletim hatları için ölçek ekonomisinin varlığından bahsedilebilir. İletim hatları genel olarak doğal tekel piyasası sayılamaz çünkü iki iletim hattı, paralel olarak, herhangi bir ekonomik olumsuzluk yaratmadan çalışabilmektedir. Ayrıca uygulamada, iletim sürekliliğini sağlamak için, enterkonnekte şebekenin iki düğümü arasında birden fazla hat bulunduğu göz önüne alınırsa, işletmenin birden fazla şirket tarafından gerçekleştirilebileceği ve ekonomik verimliliğe zarar vermeyeceği açıktır [13].

Sistemin işletilmesinden kasıt, nakil sistemleri arasında eşgüdümü sağlayarak şebekenin her zaman ve her düğümde statik arz talep dengesinin sağlanmasıdır. Arz talep dengesi, şebekeye giren ve şebekeden çekilen enerjinin sürekli izlenmesini ve gerek görüldüğü anda yardımcı işletmelerin devreye alınarak teknik güvenilirliğinin sağlanması ile gerçekleştirilir. Sistemin işletilme şekli, piyasanın düzenleyici yapısına bağlıdır. Enerjinin teslimat anındaki tüm kararları sistemi işleten kurum veya şirketler verirken, teslimattan önce ayarlamalar konusunda diğer piyasa oyuncularını da karar sürecine ortak olabilmektedir.

Piyasa düzenlemesinin rekabetçi yapısından veya tekel oluşundan bağımsız bir şekilde, sistem işletilmesi her zaman bir tekel olarak ele alınmıştır. Enterkonnekte yapının getirdiği güvenilirlik ve düşük maliyetler sadece merkezi bir işletme ile mümkün olmaktadır. Ancak burada işletmeden kasıt, dağıtım şebekesinin operatörün sahipliğinde bulunmasına demek değildir. Şebeke operatörü sistem üzerinde mülkiyet haklarına sahip olmasa da, dağıtım şebekesini kontrol edebilmektedir.

Son kullanıcı tedarik ve servisleri kapsamında temel fonksiyon, elektriğin son kullanıcıya teslimatıdır. Bu kavrama son kullanıcının tüketimi ile ilgili ölçümlerin yapılması, tüketime bağlı olarak faturaların düzenlenmesi ve faturalar üzerinden tahsilâtın yapılması dâhildir. Sistemde iletim servisleri, genel olarak dağıtım şebekesi işletmecisi tarafından sağlansa bile, bazı ülke uygulamalarında bu hizmetin başka firmalar tarafından verildiği görülmektedir. Son kullanıcı servisleri arasında, paket enerji sağlanması (örneğin elektrik enerjisi yanında doğal gaz servisi), farklı güvenilirlik ve kalitede elektrik sağlanması (örneğin kesintisiz güç kaynağı ile besleme) sayılabilir. Son kullanıcı servisleri genelde servis şirketleri tarafından özelleştirilmekte ve rekabet, hizmet çeşitliliği ekseninde yürütülmektedir. Son kullanıcıya hizmet sektöründe çalışan firmalar, iki fonksiyonu yerine getirirler. Birincisi, elektriği alıp yeniden satarak kar sağlarken, fiyat dalgalanması riskini ve son kullanıcıların tüketim alışkanlıklarına göre satış fiyatının belirlenmesi görevini üstlenirler. İkinci olarak da, yukarıda belirtilen farklılıkları yaratarak, son kullanıcıya çeşitli hizmetler sunarlar [15].

İlgili servisler kapsamında ise, yukarıda sayılan tüm hizmet altyapılarının ve tesislerin kurulması, inşası, bakım ve onarımı sayılabilir. Ayrıca son yıllarda, işletmeler arasında enerji transferleri ile piyasada, bu anlaşmaların yapılması konusunda yardımcı firmalara gereksinim duyulmuştur. Bu fonksiyonda yer alan oyuncular hem elektrik tahminleri ile geleceği daha belirli kılmak konusunda faaliyet göstermekte ve böylece risk yönetimini geliştirmekte, hem de finansal işlemler piyasasında yapılan denetlemeye ve düzenlemeye benzer bir yapıyı elektrik enerjisi sektöründe hayata geçirmektedirler. Ancak genel yapıda, bu tür hizmetler dikey örgütlenmeler ve tekel şirket tarafından gerçekleştirilmektedir. Sonuç olarak, ilgili servislerin yardımcı firmalar tarafından yönetilebilmesi konusu elektrik piyasasının liberalleştirilmesi konusu ve piyasa reformları kapsamında ele alınmaktadır [15].

4.1 Yapısal Modellerin Tarihsel Gelişimi

Dünya genelinde, elektrik piyasası “Dünya Elektrik Enerjisi Sektörünün Tarihsel Gelişimi” bölümünde anlatıldığı gibi, 19 yüzyılın sonlarında ve 20. yüzyılın başında yerel belediyeler bazında, toplumun temel ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla kurulmuştur. Kamusal ışıklandırma ve toplu taşımacılık elektriğin ilk kullanım alanları olmuştur.

Hızlı teknolojik gelişmeler, elektrik enerjisi talebinde meydana gelen artış, üretim tesislerinin sayı ve kapasite olarak artışı, yüksek gerilim iletim hatlarının kurulması ile küçük ve yerel üretim tesisleri daha büyük şebekeler altında birleşerek bölgesel, ulusal bağlantıları gerektirmiştir. Devam eden gelişimde ulusal bağlantılar birleştirilerek, uluslararası hatta kıtalar arası enterkoneksiyon gerçekleştirilmiştir. Yerel sistemlerin birleşmesindeki yöntemler, bugün Elektrik Piyasası dediğimiz yapının şekillenmesindeki en önemli faktörlerden biri olmuştur [3].

Dünyadaki elektrik piyasasının gelişimini Fransa örneği üzerinden takip etmek mümkün olduğundan bu bölümde Fransa örneği ayrıntılı olarak incelenecektir.

Fransa elektrik sistemleri ilk olarak Alp dağları bölgesindeki hidroelektrik potansiyeli elektrokimya endüstrisinin kullanımına sunulmuştur. 19. yüzyılın sonlarına doğru Lyon, Marsilya ve Niş bölgesine toplu aydınlatma ve ulaşım amaçlı elektrik sağlamak için hidroelektrik üretim şirketleri kurulmuştur. 1980 yıllarında büyük kapasiteli buhar tribünlerinin geliştirilmesi ile ilk termik santraller kurulmuş, doğru akım veya tek fazlı alternatif akım olarak 3 – 12 kV gerilim aralığında elektrik enerjisi üretilmiştir. Alternatif akım şebekelerinin gelişmesi ile piyasanın merkezi organizasyondan, koordinasyondan yoksun olduğu ve bunun teknik sorunlar doğurduğu düşünülmeye başlamıştır. 1919 da çıkartılan bir kanunla bütün hidroelektrik santraller devletleştirilmiş ve 1922 yılında, kamu, tüm şebeke bağlantı altyapısını oluşturma, iletim şebekesini kurma alanlarında tek yetkili olmuştur. 1930’lu yıllar, kamunun sahip olduğu bir ulusal iletim şebekesi üzerinden son kullanıcı ile buluşan bölgesel enerji gruplarının oluşmasına sahne olmuştur. Enerji grupları endüstriyel son kullanıcılar ve belediyeler tarafından kontrol edilmektedir. Fransa elektrik enerjisi piyasasındaki doğal tekelleşme süreci ise II. Dünya Savaşı’nın hemen ertesinde, 1946 yılında kabul edilen anayasa değişikliğidir. Fransa

parlamentosu kararı ile Electricité de France (EdF)' i kurarak piyasanın tüm kontrolünü kamuya ait bu şirkete devretmiştir [15].

Almanya'da Elektrik Piyasasının oluşturulması ise başka bir örnek sayılabilir. 20 yüzyılın başında, elektrik enerjisi piyasası aynen Fransa'da olduğu gibi gelişmektedir. Ancak Fransa'daki uygulamanın aksine, Almanya'da devletin elektrik enerjisi piyasasına müdahalesi bir kanunla ve tek adımla değil, birbirini takip eden başarılı ulusallaştırma programları ile gerçekleştirilmiştir. Bölgesel piyasalardan sorumlu ve "büyük sekiz" olarak anılan elektrik üretim şirketleri kurulmuş, belediyeler ise kendi alanlarında dağıtım fonksiyonunu gerçekleştirmişlerdir. Dağıtım şebekeleri kamulaştırılmamış ancak diğer özel şirketler tarafından satın alınmaya karşı korunmuştur. Sonuç olarak, günümüzde Almanya, kısmen özel şirketlerin, kısmen ise belediyelerin söz sahibi olduğu dikey örgütlenmiş bir elektrik enerjisi piyasasına sahiptir.

Son bir örnek olarak ise, İngiltere elektrik enerjisi piyasası incelenebilir. İngiltere, modern piyasa reformu konusunda, dünyada ilk gelişmelerin yaşandığı ve diğer ülkeler tarafından örnek alınan bir ülkedir. Dağınık yapıda özel sektörün ve belediyelerin işlettiği bir yapıdan 1947 yılında dikey örgütlenmiş ve Merkezi Elektrik Üretim Komitesi (Central Electricity Generating Board - CEGB) tarafından kontrol edilen bir yapıya dönüştürülmüştür. Böylece piyasa 1989 yılına kadar işletilmiştir. 1989 yılında çıkartılan bir yasa ile İngiltere ve Galler şebekeleri ayrılmış ve piyasa özelleştirilmiştir.

Elektrik piyasası yapısal organizasyonlarından bahsedildiğinde, piyasa yapısını belirleyen iki önemli kavram bulunmaktadır. Bu kavramlar, şirketlerin ana fonksiyonel faaliyetleri arasındaki bağ veya ilişki derecesine göre oluşturulmuş olan, dikey ve yatay birleşme kavramlarıdır. Elektrik enerji sektöründe kullanılacak yapısal modeller açıklanmadan önce kısaca anılan kavramlara değinilecektir.

Dikey birleşmeden kasıt, elektrik enerjisi arz zincirindeki temel fonksiyonların (üretim, iletim, dağıtım vb.) arasındaki ilişki ya da bağlantıdır. Yatay birleşme ise belirli bir fonksiyon içerisindeki yoğunluk ya da ortaklık derecesidir. Örneğin üretim fonksiyonu ile ilgilenen katılımcıların sayısı ya da bu katılımcıların toplam üretimdeki payları yatay birleşme kapsamında değerlendirilir. [4, 15].

4.2 Dikey Birleşme Kavramı

Elektrik enerjisi sektöründe yer alan herhangi bir şirket, elektrik enerjisinin üretiminden son kullanıcıya sunulmasına kadar bütün fonksiyonlar için gereken tesis ve altyapıya sahip ise, bütün bu fonksiyonları tek başına kontrol etmesi söz konusudur. Farklı fonksiyonlar arasındaki ilişkiler, piyasa kuralları veya rekabet gereklilikleri ile değil, tek şirketin içyapısı içinde verdiği organizasyonel kararlarla belirlenmektedir. Çeşitli elektrik piyasası fonksiyonlarının tek bir şirket tarafından yerine getirildiği tip piyasa yapılandırması, dikey birleşme kavramı ile nitelendirilir.

Piyasa örgütlenmesinde bir diğer yapı ise farklı fonksiyonların farklı şirketler tarafından yerine getirilmesi örneği vardır. Bu tip yapılarda, üretim, iletim, dağıtım ve hatta pazarlama fonksiyonları kendi içlerinde, farklı şirketler tarafından yürütülür; şirketlerden hiçbiri arz zincirinde bir diğerinden daha çok pay sahibi değildirler ve kendi aralarındaki ilişkileri ticari kurallar çerçevesinde düzenlemektedirler [15].

Yukarıda sözü edilen iki uç örnek arasında yer alan ve genel olarak piyasa yapılarında kullanılan 3 farklı tip örgütlenme şekli bulunmaktadır. Bu organizasyonel yapılara kısmi bütünleşmiş yapılar adı verilir [15].

Kısmi bütünleşme kavramında, elektrik enerjisi piyasasının 3 temel fonksiyonundan ikisi tek bir şirket ya da aynı şirketin farklı temsilcilikleri tarafından sağlanırken diğer fonksiyon başka şirket ya da şirketlerce yürütülmektedir.

İlerleyen bölümde ayrıntılı olarak bahsedilecek olan 3 tip kısmi bütünleşik yapı :

- Üretim ve iletimin dikey birleşmesi
- Üretim ve dağıtımın dikey birleşmesi
- İletim ve dağıtımın dikey birleşmesi olarak adlandırılır.

4.2.1 Üretim – İletim Birleşmesi

Elektrik enerjisi sektöründe, optimum yatırım ve kapasite planlaması yanında operasyonel verimlilik gibi kavramlar önem kazandıkça birleşme çalışmaları hız kazanmıştır. Arz güvenliğinin artırılması ve ölçek ekonomilerinin avantajlarından piyasanın yararlanması için yüksek dereceli dikey birleşmenin gerekliliği, özellikle üretim ve iletim arasında birleşmenin önemi ortaya çıkmıştır. Ayrıca elektrik enerjisi

piyasaının yapısı gereği, piyasaya yapılacak yatırımlar çok yüksek sermaye yoğunluğuna sahiptir. Elektrik enerjisine yönelik yatırım projelerin gerçekleştirilme süreleri de göz önüne alınırsa, üretim ve iletim tarafında uzun dönem planlamaların çok dikkatli ve koordinasyon içinde yürütülmesini gerektiği görülebilir.

Üretim ve iletimin dikey birleşmesinin gerçekleştirilmesi konusunda savunulan iki önemli sebep bulunmaktadır. Piyasanın planlanmasında en önemli hedef maliyetlerin düşürülmesidir ki maliyet kaleminde üretim ve iletim maliyetleri önemli bir yer tutmaktadır. Bu sebeple üretim ve iletim tesisleri kurulması konusunda, yakın bir işbirliğinden daha ileri, ortak planlama gereksinimi ortaya çıkmıştır. Örneğin en verimli ve mümkün olan en düşük maliyetli bir üretim tesisini iletim maliyetlerinin çok yüksek olacağı, yeni ve pahalı iletim şebekeleri kurulmasını gerektirecek bir yere kurmanın ekonomik olarak bir avantaj sağlayacağı söylenemez. Aynı şekilde iletim kayıplarının en düşük seviyede tutulması ve iletim maliyetini minimize edecek bir noktaya kurulacak bir üretim tesisi her zaman en avantajlı yatırım maliyetinde gerçekleştirilemeyecektir. Sonuç olarak, üretim ve iletim arasında dikey birleşimi sağlamış bir işletmenin bütün bu faktörleri göz önünde bulundurarak, optimum bir sistemi kurması beklenmektedir. [15].

Üretim ve iletim arasındaki bağ başka yöntemlerle de sağlanmaya çalışılmıştır. Şili ve Arjantin örneklerinde, elektrik üretim tesislerinin iletim şebekesine ulaşmaları için verdikleri ücretler üzerinden bu kontrol sağlanmıştır. Talep bölgelerinden uzak noktalara kurulan tesisler, şebekeye erişmek için daha yüksek ücretler öderken, talep yapısına ve şebeke planlamasına uygun noktalara kurulmuş üretim tesisleri daha düşük ücretler ödemektedirler. Böylece, rekabetçi bir piyasada, bazı şirketlerin işletme maliyetlerini artarak karlılığı azaltmaktadır. Aynı şekilde Norveç ve Birleşik Krallıkta uygulanan yöntemde, yerleşime göre, iletim şebekesine farklı giriş – çıkış ücretleri istenerek, kapasitenin optimum yerleşimi sağlanmıştır.

Üretim ve iletim fonksiyonlarını farklı kuruluşların denetimine bırakan ülkelerde ise, bu işbirliği, hükümetlerin komisyonlar, kurullar ya da özel düzenlemeler vasıtası ile denetimi ile sağlanmaktadır. Belirtilen denetleyici yapılar, kuruluşları, ilgi alanlarının kesiştiği noktalar ve karar aşamalarında işbirliğine zorlamaktadır. Örneğin Hollanda’da, iletimden sorumlu SEP şirketi aynı zamanda yeni üretim kapasitesini planlamaktan da sorumludur. SEP, kurulacak üretim tesisinin kapasitesini, yerini ve

kullanılacak yakıt tipini belirlemekte ve bu yatırım bağımsız üretim şirketlerinden biri tarafından gerçekleştirilmektedir. Danimarka'da ise Elsam ve Elkraft adında işbirliği içerisinde çalışan iki farklı güç havuzu uygulaması vardır. İspanya'da hükümet elektrik piyasası ile ilgili konularda merkezi bir rol oynamaktadır ve iletim tekeli olan Red Electra şirketinin en büyük ortağı konumundadır. Yeni bir üretim tesisi kurulması için açık ihale yöntemi izlenmektedir. İhale sonucunda seçilen özel ya da kamusal şirket, iletim şirketi ile elektrik satın alma anlaşması imzalamaktadır. Bu anlaşma ile üretim şirketine ilk yatırım maliyetinin karşılanmasına yeterli olacak bir süre (uygulamada en az 15 yıl) hükümet tarafından destek sağlanmaktadır [15].

Dikey birleşmenin, yatırım maliyetlerinin optimum düzeye çekilmesinden başka yararlarından da söz edilebilir. Dikey birleşme, üretim ve iletim tesisleri için yapılan yatırımlar arasında ticari bağlantıyı kolaylaştıracağı için, bu yatırımlarının geri dönüşünde şirketler ile son kullanıcıları daha etkin bir şekilde ilişkilendirecektir. Elektrik enerjisi sektörü yatırımlarının sermaye yoğun niteliği gereği şirketlerin, yatırımlarının ticari ömürleri içerisinde geri dönüşü ve karlılığı; bazı durumlarda, şirketlere piyasada tekel konumu yaratılarak, garanti altına alınmak istenmektedir. Şirket, elektrik satış fiyatlarını tek başına belirleyerek yatırım maliyetinin geri dönüşünü garanti altına almaktadır. Garanti, yerel dağıtım şirketlerine verilen etkin tekel hakları (tüm piyasanın değil bazı büyük tüketici gruplarının tek bir şirkete bağlanması) ve dağıtım şirketlerinin uzun dönem anlaşmalar çerçevesinde belirli üretim ve iletim şirketlerinden elektrik ihtiyacını karşılaması yoluyla gerçekleştirilir. Burada hem dağıtım şirketleri tekel konumlarından faydalanmakta hem de üretim ve iletim şirketleri yaptıkları satış kontratları ile yatırımları için ihtiyaç duydukları garantileri elde etmektedir.

İletim ve üretimin birleşmesi fikrinde, bağımsız kalan dağıtım fonksiyonu hem piyasaya yeni oyuncuların girmesi açısından bir alan yaratmakta, hem de diğer fonksiyonları yerine getiren şirketlerle yapılan kontratlar yoluyla piyasayı düzenlemektedir.

4.2.2 Üretim- Dağıtım Birleşmesi

Üretim – dağıtım birleşmesinde, fonksiyonlar tek bir şirketin mülkiyetinde gerçekleştirilir ve bağımsız bir iletim altyapısı elektriğin üreticiden dağıtım şirketine

taşınması için hizmet verir. Üretim ve dağıtımın tekel yapısında örgütlenmesi iki amaca hizmet etmektedir: yatırımların etkin şekilde planlanmasının ve elektrik kesilmeleri, acil talep artışlarına zamanında müdahale edilebilmesi.

Yatırım planlaması aşamasında gelecekte ihtiyaç duyulacak kurulu gücün hesaplanması gerekmektedir. Kurulu güç hesabında en önemli parametre ise uzun dönemli talep tahminlerinin doğru olarak yapılabilmesidir. Elektrik enerjisi talep tahminini en etkin olarak yapabilecek kuruluş, bilgiye ve şebekeyi izleme araçlarına sahip olan dağıtım şirketleridir. Ancak bağımsız bir dağıtım şirketinin, ticari bir bağlılığı olmadığı üretim şirketleri için doğru ve kesin tahminler yapabilecek olması genellikle bir soru işareti oluşturmaktadır. Örneğin dağıtım şirketi, her zaman ihtiyaç duyabileceği miktarda elektrik enerjisinin mutlaka üretileceğinden emin olabilmek için gerçek talebin üzerinde tahminler yapabilmektedir. Burada bir yol dağıtım şirketleri ile üreticileri mülkiyet temelinde birbirine bağlamak, diğer bir yol ise Almanya örneğinde görülebileceği gibi dağıtım şirketlerinin, yaptıkları tahminin doğruluğuna göre mali olarak sorumluluk altına sokulmasıdır.

Üretim dağıtım birleşmesinin bir diğer avantajı ise genel anlamda arz güvenliliğinin sağlanmasıdır. Acil durumlara müdahale etme ve güç kesintileri konusunda üretici ve dağıtıcı arasındaki sağlanacak etkin bilgi alışverişi ile yaşanabilecek olumsuzluklara önceden veya çok daha kısa sürelerde müdahale edilebilecektir. Arz talep dengesinin bozulması durumunda, üretim şirketinin kapasite oynamaları konusunda daha hantal ve ekonomik olmayan yapıları düşünülürse, piyasanın arz yönünden değil, yüklerin devreden çıkartılması ya da azaltılması ile talep yönünden ayarlanması daha makuldür. Ayarlama dağıtım şirketi tarafından yapılmalıdır.

4.2.3 İletim – Dağıtım Birleşmesi

Model genel olarak, elektrik enerjisi ihtiyacını üretimden ziyade ithalat yolu ile komşu şebekelerden karşılayan piyasalar için geçerlidir. Bu tip örgütlenme yapısı için dünya üzerindeki en önemli örnek Lüksemburg Elektrik Piyasasıdır. Piyasanın iki önemli şirketinden SOTEL, enterkonnekte Avrupa şebekesi üzerinden kendi iletim şebekesine elektriği almakta ve özellikle yüksek güç gereksinimi olan demir çelik endüstrisindeki son kullanıcılarına dağıtımını gerçekleştirmektedir. Diğer bir şirket CEGEDEL ise yine kendi iletim ve dağıtım şebekesi üzerinden endüstriyel,

ticari ve konutlara elektrik enerjisini ulaştırmaktadır. Tüm dağıtım şirketlerinin Birleşik Krallık mülkiyetinde olması nedeniyle ve ayrıca iletim dağıtım birleşme yapısı ile Lüksemburg elektrik enerjisi piyasası dünyadaki tek zgn örnektir [1].

4.3 Yatay Birleşme Kavramı

Yatay birleşme kavramı elektrik piyasasında, ayrı fonksiyonlar içindeki yoğunluk olarak tanımlanmaktadır. Kastedilen yoğunluk, bir elektrik şirketinin özellikle bir piyasa fonksiyonu üzerine odaklanması ve fonksiyon içindeki varlıklarının sayısını arttırmasıdır.

Ulusal düzeyde, gerekli elektrik enerjisinin ham g olarak piyasaya sunulur ve iletilirken, ölçek ekonomisinin avantajlarından yararlanılması için yatay birleşme giderek daha fazla tercih edilmektedir. Yatay birleşen örgütlenmeler, uzun ve kısa dönemlerde gerekli talebin planlanması, gerekli tesislerin kurulması ve işletilmesinde en etkin yöntem olarak değerlendirilmektedir. Yatay birleşen piyasa örgütlenmeleri, Fransa, İtalya, İrlanda, Yunanistan ve Portekiz gibi ülkelerde uygulanmaktadır. Diğer uygulamalarda ise, üretim genel olarak birçok şirketin sorumluluğunda olmakla beraber, kapasite planlama ile ilgili aşağıdaki çeşitli önlemler alınmıştır: [15]

- Üretimin kamusal şirketler tarafından gerçekleştirilmesine rağmen, elektrik talebinin ulusal düzeyde planlanması,
- Talep planlamasının bölgesel seviyede hükümetler tarafından yapılması,
- Talep planlamasının herhangi bir hükümet müdahalesi olmaksızın piyasa ekonomisi kurallarına bırakılmasıdır.

4.4 Yapısal Modeller

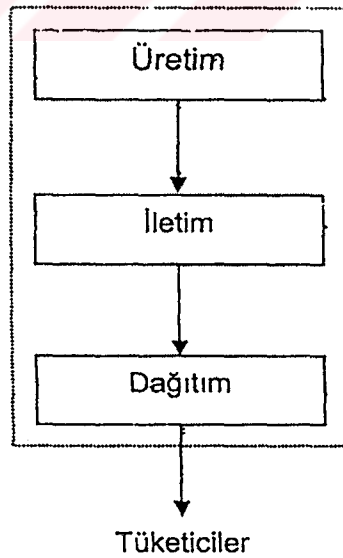
Geçmiş bölümde anlatılan temel örgütlenme yapılarının yanı sıra, elektrik piyasasında, özellikle rekabet kavramı ile birlikte, bazı alternatif yapısal modeller ve mekanizmalar uygulanmaktadır. Bu alternatif yöntemlerdeki en temel farklılık, üretim ve perakende satış şirketleri arasında yapılan anlaşmalar ve piyasayı korumaya yönelik önlemlerdir.

Elektrik enerjisi sektöründe, günümüze kadar geçen süre içerisinde, yapısal küçük değişiklikler ile farklılaşan birçok model kullanılmıştır [13]. Modeller içerisinde temel olarak öne çıkan dört model vardır:

- Dikey Birleşen Tekelci Model (Vertical Integration Monopoly Model)
- Tek Alıcılı Model (Monopsony Model)
- Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli (Wholesale Competition Model)
- Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli (Retail Competition Model)

4.4.1 Dikey Birleşen Tekelci Model

Modelde, elektrik piyasası işleyişinde herhangi bir rekabet söz konusu değildir. Tüketici, almak istediği hizmetler üzerinde söz sahibi değildir ve hizmet sağlayıcısını seçme hakkı bulunmamaktadır. Üretim, iletim, dağıtım fonksiyonlarını yerine getiren tüm yapı ve tesisler üzerinde mülkiyet ve işletme hakkı bir kamu kuruluşuna aittir. Modelin işleyiş şeması Şekil 4.1’de verilmiştir:



Şekil 4.1: Dikey Birleşen Model İşleyiş Şeması [4]

Yukarıdaki modelin ayırt edici özelliği, hızlı sanayileşme sürecinde özel sektör yatırımlarının yetersiz kaldığı piyasalarda, altyapısının kurulması için devlet müdahalesine olanak tanınmasıdır. Her türlü fiyat kontrolü ve düzenleme devlet tarafından yapılmaktadır. Geçmiş bölümde bahsedilen dikey birleşme sisteminin getirdiği bir diğer avantaj olan, arz talep dengesinin üretim ve dağıtım fonksiyonlarından alınan geri besleme ile oluşturulması da model açısından artı bir yön olmaktadır [13].

Model, temel olarak kamu ihtiyaçlarına göre yatırım yapılmasını beraberinde getirir. Örneğin, modelde kırsal alanlara yapılacak elektrikleştirme yatırımlarında kar amacı gözetilmez. Modelin zorlandığı nokta ise, teknolojik gelişmelere ayak uydurmak ve artan talebi karşılamak için üretim merkezlerinin modernizasyonu için gereken yatırımlara yeterince etkili cevap verememektir. Burada artan maliyetlerin kamu bütçesinden karşılanmasında sıkıntılar yaşanmaktadır [4].

4.4.2 Tek Alıcılı Model

Tek alıcılı modelde, piyasayı düzenlemek görevi ile atanmış bir düzenleyici kurum ya da kurul vardır. Adı geçen kurum, kayıtlı müşterileri için yapılmış talep tahminlerine göre tüm güç alımlarının düzenlemesini yapmaktadır. Kurum, kanunlarla düzenlenen yetkisi aracılığı ile üreticilerden güç satın almakta ve bu gücü son kullanıcılara satmakta, piyasadaki tüm düzenleme ve kontrol faaliyetlerini gerçekleştirmektedir.

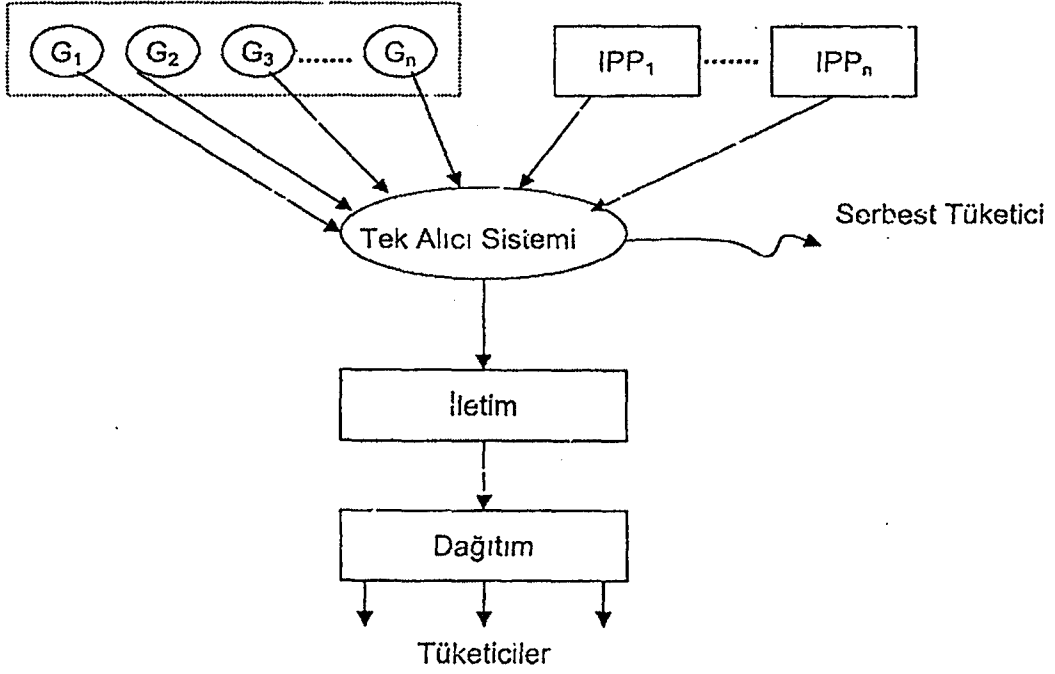
Tek alıcılı model, elektrik piyasasının yeniden düzenlenmesi açısından ilk adım olarak düşünülebilir. Oluşturulan yapıda, halen dikey birleşen tekeller piyasayı kontrol etse de özellikle üretim fonksiyonunda, Bağımsız Güç Üreticilerinin (Independent Power Producers - IPP) mülkiyetinde özel yatırımlar yapılabilmektedir. [4, 13].

Üreticiden bağımsız olarak, tüm elektriğin tek bir alıcı tarafından satın alındığı bu modelde rekabetten söz edilmesi kısmen mümkündür. Modeldeki tek alıcı, kurulu veya kurulacak olan üretim kapasitesi üzerinden alım anlaşmaları yapmakta ve ayrıca üretim ve iletim tesisleri için planlama, birlikte çalışma ve işleyişi en iyileştirme görevlerini yerine getirmektedir.

Modelde, üretim sistemine alım anlaşmaları ile bağlanan tek alıcı, iletim şebekesine de sözleşme ya da yönetmeliklerle bağlanmaktadır. Modelin şleyişinde, iletim şebekesi bağımsız bir yapıda olabilir ancak sonuçta bu sistem de tek alıcı ile ilişkilendirilmiş bir kurumudur.

Modelin tek alıcı üzerinden satışın gerçekleştirilmesi özelliği, sadece büyük alıcılara verilen serbest tüketicilik hakları konusunda değişime uğramaktadır. Modelde, bağımsız güç üreticileri, üretimlerinin bir kısmını tek alıcı kurum denetiminde sözleşme yaptıkları tüketicilere satabilmektedir. Serbest tüketiciler, tarafsızlığın sürdürülebilir olması ve çıkabilecek sorunların önlenmesi için üretimde mülkiyet sahibi olamazlar.

Tek alıcılı modelin en önemli avantajları arasında özel yatırımcılara piyasaya giriş izni veren yapısı gelmektedir. Ayrıca özel yatırımcıların riski de kamu tarafından yapılan alım anlaşmaları ile paylaşılmaktadır. Ancak perakende satış alanında, rekabetçi piyasasının oluşmasına izin vermeyen model, elektriği bir kamu hizmeti olarak değerlendirmektedir. İletim ve dağıtımda rekabete izin verilmemekte, tüketicilere kendi elektrik servis sağlayıcılarını seçme hakkı tanınmamaktadır. Modelin en önemli olumsuzluğu, tek alıcının, müşterileri arasında piyasa kurallarına aykırı bir şekilde ayırım yapabilecek olmasıdır. Model, elektrik piyasasını ulusal bir piyasa olarak görüldüğü ve özel sektör yatırımcılarının piyasaya girişinin kısıtlanmak istendiği ülkelerde uygulanmaktadır [4]. Modelin genel akış şeması Şekil 4.2’de açıklanmıştır.



Şekil 4.2: Tek Alıcılı Modelin Genel İşleyiş Şeması [4]

4.4.3 Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli

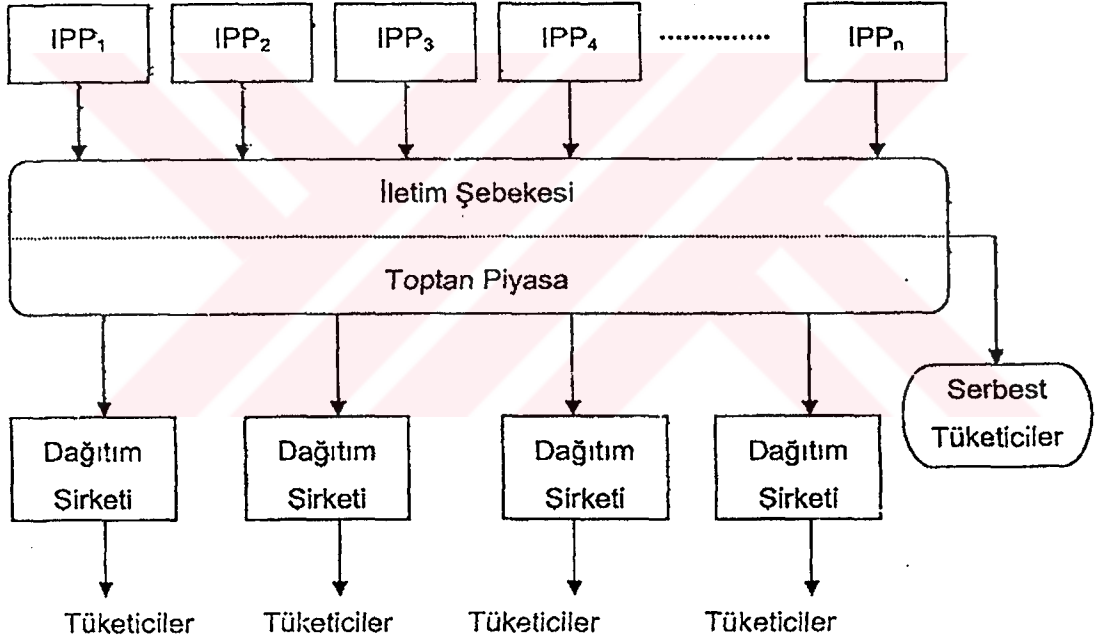
Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli, elektrik enerjisi sektörünün kamu tekeli olması gerektiği fikrine karşı ortaya konan ilk örgütlenme örneğidir. Amerika Birleşik Devletlerinde 1978 yılında Kamu Kurumu Düzenleyici Politikalar Kanunu (PURPA) ile ilk olarak ortaya konan bu yapılanma anlayışında, temel olarak elektrik enerjisi piyasasında rekabetin mümkün olabileceği fikri taşınmaktadır.

Modelin bundan önce ele alınan modellerden temel farklılığı, iletim şebekesinde kurulacak bir kurumsal yapı vasıtası ile bir tekel olarak kabul edilen dağıtım şebekesinde, toptan satış konusunda, düşük veya yüksek seviyelerde rekabetin uygulanabilirliğini ortaya koymasındır. Burada düşük rekabet, üreticiler ya da toptan satıcıların, dağıtım şirketleri ve büyük son kullanıcılarla sözleşmeler yapmasına izin verilmemesi ve dağıtıcıların güç ihtiyaçlarını iletim sisteminden uzun dönemli sözleşmelerle sağlamasıdır. Yüksek rekabet seviyesinde ise üretici ve toptan satıcıların dağıtım şirketleri ve son kullanıcılarla ticareti serbest bırakılmıştır. Modelin öngördüğü yapıda düşük veya yüksek seviyelerde bile olsa, dağıtımcılara, müşterilerine satacakları elektrik enerjisini sağlayacakları üreticileri seçme hakkı verilmektedir. Bu yöntem ile üretim ve toptan satışlarda bir rekabet ortamı

yaratılmıştır. Ancak dağıtım şirketleri son kullanıcılara enerji satışında tekel konumlarını sürdürmektedir. Model uyarınca müşterilerin, hangi dağıtım şirketini seçecekleri konusunda söz hakları yoktur.

Modelin getirdiği bir yenilik olarak, piyasa ve teknoloji risklerinin üreticilerle paylaşılması sayılabilir. Ayrıca bu yapıda, iletim şebekesine açık giriş de söz konusudur [1, 13].

Modelin karşılaştığı en önemli sorunlarından birisi, toplam güç talebinin, sınırlı sayıda üretici ile sağlanıp sağlanamayacağıdır. Tüm elektrik enerjisi piyasasının bu modele göre yeniden yapılandırılması kapsamında piyasada, arz güvenliğini ve gerekli ek kapasiteyi sağlamak ile görevli kurumların oluşturulması gereklidir. Modelin genel akış şeması Şekil 4.3’de verilmiştir [4].



Şekil 4.3: Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli Genel İşleyiş Şeması [4]

Model uyarınca piyasanın şekillenmesi, dağıtım şirketleri ve üreticiler arasında yapılan ikili anlaşmalar ya da kurulacak bir güç havuzunda serbest ticaret ile sağlanır. Güç havuzu, temel olarak elektrik enerjisinin toptan satışı konusunda ve şebekeye giriş kurallarının belirlenmesinde spot piyasa kurallarının uygulanmasına dayanır. Tüm elektrik enerjisi ticareti, üreticiler ve tedarikçiler arasında, havuz aracılığıyla yapılmaktadır. Piyasadaki takas fiyatı, üreticilerden oluşturulan bir kuruma, toplam maliyetler göz önüne alınarak bir birim fiyat vermesi ile oluşturulur.

Kurum fiyatları düzenlemek ve tedarikçilere ilan etmekle görevlidir. Dağıtım şirketleri, belirlenen fiyatlar üzerinden kendi tedarikçilerini seçebilecektir.

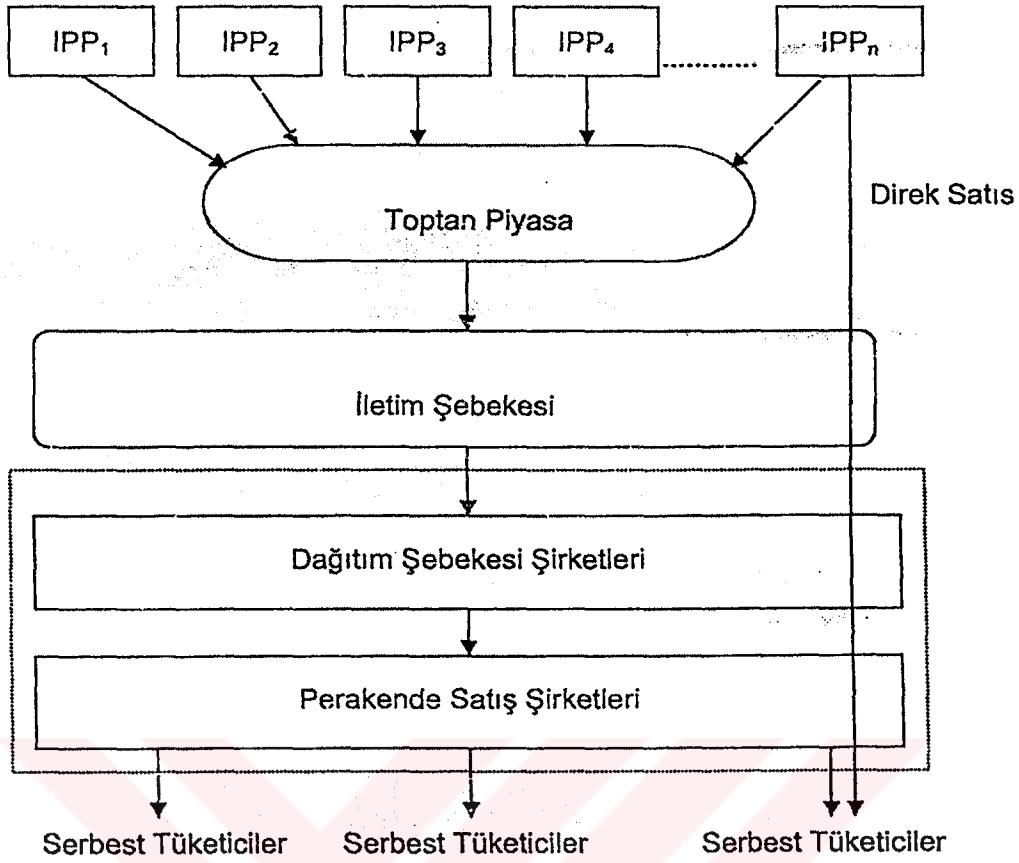
İkili anlaşmalar üzerinden yapılan elektrik enerjisi ticaretinde ise, üreticiler ve tedarikçiler arasında direk bir bağlantı söz konusudur. İkili anlaşmalar yöntemi güç havuzu yöntemine göre daha esnektir. Bu yöntemde, piyasanın ve sistemin işleyişi farklı organizasyonların kontrolündedir. Sistem operatörlüğü fonksiyonu verilmiş şirketler, sistemin dengelenmesi için gerekli teknik eşgüdümün sağlanması ile görevlidir [4].

Model çerçevesinde tüketilecek birincil enerji kaynağı ya da minimum verimli kapasite seçimi, piyasa oyuncularının kontrolüne bırakılmıştır. Böylece birtakım riskler kamudan özel sektöre aktarılmış ve aynı zamanda ekonomik verimlilik de arttırılmıştır.

Modelin sunduğu elektrik piyasası yapısı, sektörün yeniden yapılandırılmasında önemli bir adım olsa da, model tam rekabetçi piyasa amacı için sadece kısmi bir adımdır. Çünkü model uyarınca tüketicilerin tamamı, bölgelerinde faaliyet gösteren dağıtıcı şirketlerin doğal müşterisi sayılmaktadır. [14].

4.4.4 Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli

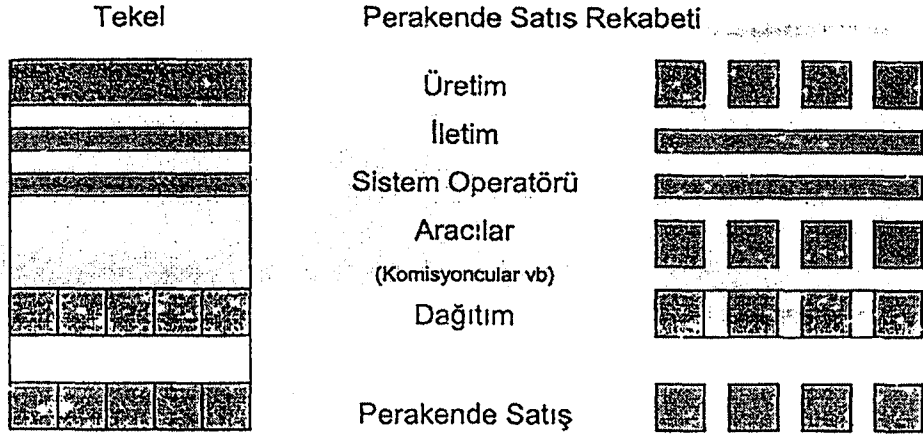
Perakende satış rekabetine dayalı piyasa modeli, toptan satış rekabetine dayalı piyasa modelinden bir adım daha ileri olarak sektörün tüm seviyelerinde rekabeti sağlamayı amaçlamaktadır. Modelin en temel özelliği, iletim ve dağıtım şebekelerini özel sektörün girişine tamamen açmasıdır. Teorik olarak, herhangi bir elektrik tüketicisi (talep miktarına bağlı olmaksızın) bölgesinden sorumlu herhangi bir perakende satış şirketinden elektrik ihtiyacını satın alabilmektedir. Modelin akış şeması Şekil 4.4'de verilmiştir [4].



Şekil 4.4: Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli Genel İşleyiş Şeması

Model kapsamında piyasaya tanıtılan yeni bir oyuncu da perakende satış şirketleridir. Bu şirketler, dağıtım şebekelerinden enerji alma işlemlerini, toptan satış piyasası kurallarına göre daha rekabetçi bir yapıda gerçekleştirirler. Model temelinde, üreticiler, son kullanıcılar, perakende satış temsilcileri gibi ana oyuncular ve güç değişimciler, komisyoncular gibi araçlar arasındaki serbest ticarete dayanmaktadır. Kullanıcılar kendi taleplerini ve piyasadaki diğer tüm oyuncuları değerlendirerek tedarikçilerini serbestçe seçebilirler. Tedarikçi ve son kullanıcı arasındaki akit, müzakere ve pazarlığa dayalı bir sözleşme ile gerçekleştirilir. Talep tarafında sağlanan bu serbestliğin yanında, arz tarafında da üreticiler, herhangi bir piyasa oyuncusuna ürettikleri elektriği satabilirler. Şebeke faaliyetleri ve fiyatları rekabet ortamında düzenlenmekte ve piyasaya üçüncü tarafların girişine, fark gözetilmeksizin, izin verilmektedir. Modelin işleyişinin temelinde, düzenleme ile sorumlu bir sistem operatörlüğü yapısı vardır ve bu yapının mülkiyeti, hiçbir suretle üretim varlıklarının sahipleri tarafından kontrol edilemez.

Aşağıdaki şekillerde perakende satış rekabetine dayalı model ile tekolci yapının karşılaştırılmasına yer verilmiştir [4, 13].



Şekil 4.5: Tekelci Yapı ile Perakende Satış Rekabetine Dayalı Modelin Karşılaştırılması [4]

5. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE YATIRIM VE FİNANSMAN MODELLERİ

Kamu altyapı yatırımlarının gerçekleştirilmesi için başvuru alan farklı yatırım finansman kaynakları bulunmaktadır. Klasik model, yatırım için gerekli finansman kaynağının genel kamu bütçesinden karşılanmasıdır. Kamu kuruluşları, yatırımları için gereken, inşaat işleri, yerli temin makine ve donanım maliyetini kendi yatırım bütçelerinden karşılarlar. Dış kredi temininde başvuru alan kaynaklar ise devletten devlete düşük faizli, uzun vadeli krediler (soft loan) veya Dünya Bankası, Avrupa Yatırım Bankası, Asya Kalkınma Bankası gibi uluslararası nitelikte finans kurumlarıdır. Bu devlet ya da kurumlar kendi ilgi alanlarına giren konularda, kamu kuruluşlarınca hazırlanmış projeleri inceler ve projelerin finansmanı için kredi sağlarlar. İhaleye çıkacak kamu kuruluşu, finans kurumlarının talep ettiği şartname ve yeterlilik dosyalarını, adı geçen kurumların onayına sunar. İhale sonuçları ve hak edişler de genellikle belirtilen kurumların onayını gerektirmektedir. Ayrıca kredilerin geri ödemesi tamamen hazine garantisi altındadır [16].

5.1 1980 Sonrası Uygulanan Kamu Yatırım ve Finansman Modelleri

Klasik olarak adlandırabileceğimiz bu sistem, son 30 yılda, hem ülkemizin ekonomik ve politik koşullarından hem de küresel etkilerden dolayı değişmeye başlamıştır. Klasik sistemden uzaklaşılmasının ülke koşullarından kaynaklanan sebepleri şu şekilde özetlenebilir:

Türkiye 1980'lerin ortalarından beri sürekli yüksek enflasyon etkisi altında kalmış ve hiper enflasyondan kaçınmak için kamu harcamalarını kontrol altında tutmuştur. Kamu gelirlerinin kamu yatırımlarına ayrılan kısmı azaltılmaya devam ederken, gelirlerin büyük bir bölümü, iç ve dış borç faiz ve anapara geri ödemelerine aktarılmıştır. Örneğin, 1960'lı yıllarda genel bütçenin yaklaşık %35'i yatırımlara ayrılırken 2000 yılında bu oran %3'lere gerilemiştir. Elbette ekonomik durumun

sadece kamu yatırımlarını etkilediği düşünülemez. Kamu gelir gider dengesinin borç geri ödemelerine göre düzenlenmesi gerekliliği ile devlet, iç borçlanmaya yönelmiş, yüksek reel faizlerle iç piyasadan borç alınmıştır. Borçlanma stratejisi aynı zamanda devlete borç vererek rant elde eden bir grup yaratmıştır. Özel sektör şirketleri, yatırım için ayırdıkları kaynakları devlet iç borçlanmaları üzerinden kar etmek amacıyla kullanmıştır ve yatırım yapmak cazip olmaktan çıkmıştır.

Klasik sistemden uzaklaşılmasının küresel sebepleri arasında ise, dünyada giderek daha fazla etkili olmaya başlayan küreselleşme fikri ve destekçisi olan liberal piyasa ekonomisi sayılabilir. Neoliberal ideolojiler, devletçilikten uzaklaşılmasına ve özelleştirmelerin artmasına yol açmıştır. Liberal ekonomik anlayış ve özel finans kurumlarının baskıları ile devletten devlete verilen uygun koşullu krediler büyük çapta azalmış ve çevre bilime faydası olabilecek özel projeler haricinde uygulamadan nerdeyse kalkmıştır. Kamu projelerinin finansmanı için gerekli kredilerin temininde, özel finans kurumlarından başka seçenek bulunmamaktadır. Özel değerlendirme firmaları, ülkelerin politik ve ekonomik durumlarını (borçlanma ve borç geri ödeme kapasiteleri gibi) inceleyerek, kredi notları vermektedir. Bu kredi notları, ülkenin kredi açılabilirliğini ve risklerini değerlendirip, bu verileri özel finans kuruluşlarının dikkatine sunmaktadır.

Belirtilen iç ve dış gelişmeler sonucu, Türkiye'nin kamu projeleri finanse etmesi yolunda, iç ve dış kaynak bulma olanakları ciddi şekilde azalmış, altyapı projelerinin devamı açısından başka kaynak arayışlarına gidilmesi kaçınılmaz hale gelmiştir. [16].

Bu aşamada ihaleye çıkan kamu kuruluşları, müteahhitlerden projenin tamamına kredi bulmalarını talep etmektedirler. Uygulamada ihaleler, TEAŞ, DSİ ve Türkiye Cumhuriyeti Karayolları İşletmeleri (TCK) gibi büyük kamu kuruluşları tarafından gerçekleştirilmekte ve %100 kredili işler olarak tanımlanmaktadır. Ancak bu yöntemde, dış finansman ile yapılacak kısım (örneğin makine, teçhizat alımı, montaj, mühendislik ve gözetim hizmetleri gibi) için kredi bulmak, görece olarak kolay olsa da iç finansman ile yapılacak işler için (örneğin inşaat işleri gibi) kredi bulmak oldukça zordur. Alınabilen krediler ise yüksek faizli olmaları nedeniyle yatırım maliyetlerini arttırmaktadır. Kamu altyapı yatırımlarına Büyükşehir Belediyelerinin

kent içi ulaşım, atık arıtma tesisleri gibi yatırımları da eklendiğinde dış kredi talebi alanında rekabet de oldukça artmıştır.

Yatırım finansmanı bulma çabalarına yönelik bir başka model olarak, Karma Ekonomik Komisyonlar çerçevesinde oluşturulan, ikili ekonomik işbirliği anlaşmaları kapsamında verilen, ülkeler arası desteklerdir.

Kısacası, kamu altyapı yatırımları için karma bütçeden kaynak ayıramaz hale gelen ve uygun koşullarda dış kredi bulması zorlaşan Türkiye, liberalleşmenin ve özelleştirmenin giderek artan baskısı ile yatırım finansmanı ihtiyacını, özel sektörün doğrudan yatırımları ile karşılamak zorunda kalmıştır.

Ayrıca çeşitli iç ve dış yönlendirmeler sonucu kamu altyapı yatırımlarının özel sektör tarafından gerçekleştirilmesinin, finansman kaynağı bulmaktan öte yararları olduğu düşünülmüştür. Bu görüşe göre, özel sektör hem yatırım maliyetlerini karşılayacak hem de sahip olduğu işletme ve yönetme becerileri ile kamuya nazaran daha verimli projeler gerçekleştirecektir.

Ancak dünya ekonomisi tarihsel perspektifte incelendiğinde, bu tip bir yatırım finansmanı mantığının bir ilerleme değil aslen 19. yüzyıla geri dönüş olduğu söylenebilir. 19. yüzyılda batı ülkeleri başta olmak üzere görülen hızlı sanayileşme ve bunun gereği olarak ortaya çıkan büyük altyapı yatırım talebi (hızlı kentleşmenin bir sonucu olarak ulaşım, iletişim, sulama, elektrik, doğalgaz, su gibi altyapı yatırımları) hızla tamamlanmak zorundadır. Küresel olarak yaygın ideoloji olan kapitalizmin, ekonomiye devlet müdahalesini ortadan kaldıran etkisi ile tüm altyapı yatırımları özel sektör tarafından gerçekleştirilmiş ve işletilmiştir. Ancak bu yatırım yöntemi, yanlış kaynak planlamasına, kaynak israfına ve kamu zararına yol açacak rekabetlere sahne olmuştur. Ayrıca 20. yüzyılda meydana gelen 2 Dünya Savaşı önce ve sonrasında ihtiyaç duyulan altyapı gereksinimi özel sektörün kabiliyetini aşmış ve bazı alanlarda yatırımların tekrar kamu eliyle yapılması gerekliliği doğmuştur. 1970'lerde bu anlayış tersine dönmüş ve kamu yatırımları pahalı, teknolojik olarak eski, gelişen teknolojilere ayak uyduramayan, işletme açısından sorunlu ve üretimlerinin fiyat ve kalite olarak pazarda (küreselleşen ekonomi ile iç ve dış pazarlar bütünü) rekabet gücü zayıf ve sonuç olarak zarar eden yatırımlar olarak değerlendirilmeye başlamıştır. Sonuç olarak kamu yatırımlarının ulusal ekonomilere

yük olduğu dile getirilmeye başlamıştır. Geçmiş tecrübelerden yola çıkılarak, yatırımlar konusunda özel sektörün daha verimli olduğu ve kamu payının sadece denetleme aşamasında kalması gerektiği düşüncesi hâkim olmuştur [16].

Batı dünyası altyapı yatırımlarını büyük ölçüde tamamlarken, batılı müteahhit şirketler, Ortadoğu ve özellikle körfez ülkelerindeki piyasalarla ilgilenmeye başlamıştır. Bu coğrafyada yatırımların, 1980'li yıllarda azalması neticesinde bir kısım şirket ekonomik faaliyetlerine son vermiş, bir kısım küresel şirketler ise yeni yatırım alanları arayışına girmiştir. Bu çabalar doğrultusunda yerel hükümetler kontrol altına alınmaya çalışılmıştır. Yerel hükümetlere yapılan ideolojik ve ekonomik baskılar sonucu, özellikle gelişmekte olan ülkelerdeki altyapı yatırımlarının finansmanı çeşitli modeller ortaya atılmıştır. Ülkemizde yaygın olarak uygulandıkları için bu çalışma kapsamında Yap-İşlet-Devret (YİD) modeli, Yap-İşlet (Yİ) modeli ve İşletme Hakkı Devri (İHD) modelleri değerlendirilecektir.

5.2 Yap – İşlet – Devret Modeli

Yap-İşlet-Devret Modeli, 3996 sayılı “Bazı Yatırım Hizmetlerinin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkında Yasa'nın” 3. maddesinde şu şekilde tanımlanmıştır:

“İleri teknoloji ve yüksek maddi kaynak ihtiyacı duyulan projelerin gerçekleştirilmesinde kullanılmak üzere geliştirilen özel bir finansman modeli olup, yatırım bedelinin (elde edilecek kar dâhil) sermaye şirketine veya yabancı şirkete, şirketin işletme süresi içerisinde ürettiği mal veya hizmetin idare veya hizmetten yararlananlarca satın alınması suretiyle ödenmesini ifade eder [17].”

Diğer bir deyişle, YİD modeli, bir kamu altyapı yatırım veya hizmetinin yatırım finansmanının özel bir şirket tarafından karşılanmasıdır. Ancak bu şirket, yatırım sonucu elde edilen tesisleri, kamu tarafından belirlenen bir süre için işletecek ve ürettiği mal veya hizmeti, tarafların karşılıklı anlaştıkları bir tarife üzerinden, kamuya satacaktır İşletme süresi sonunda, şirket, tesisi bakımı yapılmış, eksiksiz ve işler durumda ilgili kamu kuruluşuna devredecektir.

YİD yatırım finansman modelinin, Osmanlı İmparatorluğunun gerileme döneminde yapmış olduğu imtiyaz sözleşmeleri ile büyük benzerlik göstermesi dikkat çekicidir. Osmanlı döneminde İstanbul'da yapılmış olan Tramvay, Tünel İşletmeleri, Elektrik ve Gaz İşletmeleri ile Haydarpaşa Liman İşletmesinin gerçekleştirilmesi için yapılan imtiyaz anlaşmaları incelendiğinde aradaki benzerlik görülebilir [7]. YİD modeli tarihsel perspektifte, 19. ve 20. yüzyılda uygulanan, kamu imtiyazının devredilmesi metoduna benzemektedir.

5.2.1 Yap – İşlet – Devret Modelinin Özellikleri

Modelin genel özelliği, bazı temel kamu altyapı yatırımlarının gereksinim duyduğu finansman sorununa çözüm getirirken aynı zamanda bu tür projelerin işletme aşamasında da özel sektörün teknoloji, işletme ve yönetim anlayışından faydalanmak ve böylece yatırımın hizmet etkinliğinin arttırmaktır. Model sadece yeni yatırımlar için değil, modernizasyon veya ek kapasite yatırımları için de kullanılmıştır. Finansman aşamasında, köprü krediler haricinde diğer kredilerin anapara ve faiz geri ödemeleri hazine garantisi altında olmadığından, Türkiye'nin dış borç dengesini etkilememektedir.

YİD modelinin avantajları şu şekilde sayılabilir:

- Model, hazine dış borç stokunu olumsuz yönde etkilemeksizin, yeni bir finansman olanağı sağlamaktadır.
- Model, yabancı sermayenin ülkeye girişini teşvik ederek özelleştirme politikalarına katkı sağlayacaktır. Ancak model sonucu gerçekleştirilen tesisin kamuya devredilmesi, modelin ana fikrine ters düşmektedir. Özelleştirmeleri teşvik edeceği savunulan modelin genel uygulamasında, yeni kamu kuruluşları yaratmamak açısından, işletmeler uygulayıcı şirketlere devredilmektedir.
- Özel sektör projelendirme ve uygulama aşamalarında kamuya göre daha etkin yöntemler kullanarak karını maksimize etmeye çalışacaktır. Böylece, model kapsamında özel sektör tarafından gerçekleştirilen yatırımlar, kamu yatırımlarından daha verimli olacaktır.

Modelin dezavantajı olarak, ülkenin taşıdığı siyasi ve ekonomik risklere çok duyarlı olması belirtilebilir. Özel teşebbüsün karını garanti almak için ülke koşullarını göz önünde bulundurarak belirli bir garanti payını maliyete ekleyecektir. Bu nedenle, model çerçevesinde gerçekleştirilen yatırımların maliyetleri, ülkelere göre farklılık gösterebilir. Öte yandan projelerin yatırım ve işletme aşamasında olduğu gibi, devretme aşamasında da karlı olarak teslim edilmesi için çok etkin bir denetim gerekmektedir. İşletme süresinin sonunda zarar eder halde devir alınacak bir kuruluş, kamuya artı bir yük getirilmesine neden olacaktır.

5.2.2 Yap – İşlet – Devret Modelinin Yasal Altyapısı

Elektrik enerjisi sektöründe YİD modeli ile ilgili ilk yasal düzenleme 3096 sayılı “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun” ile 04.12.1984 tarihinde yapılmıştır. Türkiye’nin elektrik sektörünün tarihçesinde değinildiği gibi, bu kanun ile TEK’in elektrik enerjisi sektöründeki tekel konumu ortadan kaldırılarak, özel sektörün piyasada yatırım yapmasının önü açılmıştır. Yasa aynı zamanda sektöre “Görevli Şirket” ve “Üretim Şirketi” olarak iki yeni tanım getirmektedir.

Görevli Şirket, belirli bir bölgede, elektrik enerjisi üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti görevlerinin tamamını veya bölgedeki tesislerin özelliğine göre bu fonksiyonlardan bazılarını gerçekleştirmek ile yetkilendirilmiş yerli veya yabancı sermaye şirkettir. Bakanlar Kurulu kararıyla görevlendirilen şirket, yeni tesisler kurup işletebileceği gibi mevcut tesislerin işletme haklarını da devralabilir. Bu devir, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile imzalanacak görev sözleşmesi çerçevesinde gerçekleşecektir [17].

Görevli şirketin görev bölgesi, ilk olarak 04.09.1985 tarih ve 18856 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan yönetmelik ile belirlenmiş ve 07.02.1997 tarih ve 97/9528 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile değiştirilmiştir. Yeni düzenleme ile muhtelif illeri kapsayan 29 görev bölgesi belirlenmiştir [17].

Görevli şirket ile ilgili yönetmelik, 23.12.1987 tarih ve 87/11488 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile yeniden düzenlenmiş ve sözleşme süresi 99 yıllı sınırlandırılmıştır.

TEK' in TEAŞ ve TEDAŞ olarak ikiye bölünmesini takiben görevli şirket tanımı, bu değişikliği de içermesi için 04.04.1996 tarih ve 96/8008 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile yenilenmiştir [17].

Görevli Şirket tanımı içerisinde bulunan özel şirketler:

- Adana Mersin ve Hatay illerinden sorumlu Çukurova Elektrik A.Ş.
- Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik Santralleri A.Ş.
- Kayseri ilinin tamamı ve Sivas'ın bazı ilçe ve köylerinden sorumlu Kayseri ve Civarı T.A.Ş. olarak sayılabilir.

YİD modeli kapsamında bahsedilecek ikinci tanım, yasal dayanağını 3096 sayılı kanunun 4. maddesinden alan “üretim şirketi”dir. Üretim şirketi, bağlı olduğu bölgede elektrik enerjisi üretim tesisi kurmak ve ürettiği elektriği, bağlı olduğu görevli şirkete, sözleşmelerle belirlenmiş tarifeler üzerinden satmakla yükümlüdür. Bu yetkinin esasları 04.09.1985 tarih ve 18858 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan yönetmelik çerçevesinde tanımlanmıştır. Adı geçen yönetmelik uyarınca tesis kurma ve işletme süresi 99 yılla sınırlandırılmış ve aday şirketlerin ETKB’na yapacağı başvurunun esasları belirlenmiştir [17].

YİD modeli kapsamında bahsedilmesi gereken bir önemli gelişme de “Enerji Fonu”nun oluşturulmasıdır. Fon, enerji sektöründe yapılacak etüt ve proje faaliyetlerine destek olmak, tesislere gerektiğinde finansman sağlamak ve sektördeki fiyat istikrarını korumak için kurulmuştur. Yasal dayanağını 3096 sayılı Kanunun 1. maddesinden alan fon, 1991 yılında, Bakanlar Kurulu kararı ile yürürlüğe konmuş ve 15.08.1995 tarih ve 22375 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan yönetmelik ile güncellenmiştir. Elektrik Enerjisi Fonunun YİD projeleri için önemi, projelere gerektiğinde “Köprü Kredi” sağlayabilecek olmasıdır [16].

YİD yatırım modeli, özellikle elektrik enerjisi sektöründe uygulama alanı bulmuş, ayrıca bir başka önemli altyapı yatırımı olan ulaştırma sektöründe de YİD modeli ile önemli projeler gerçekleştirilmiştir. 02.06.1988 tarihinde yayımlanan 3465 sayılı Yasa ile otoyol yapımı, bakımı ve işletilmesi alanında, Türkiye Cumhuriyeti Karayolları İşletmesi (TCK) dışında özel şirketlere de izin verilmiştir. İstekli şirket,

TCK ile yapacağı sözleşme ile görevlendirilecek olup bu projelerin sözleşme süresi 49 yıla sınırlandırılmıştır. Ancak ulaştırma sektöründe, yatırım modelinin uygulanmasında kimi sorunlar yaşanmıştır. Örneğin 3495 sayılı Yasa'nın görevli şirketin seçim yöntemi, şartname hazırlanması ve görevlendirmenin usulü konularını düzenleyen yönetmeliği, 5 yıl gecikme ile yayınlanmıştır. Yasa, otoyol hizmet tesislerinin yapılması ve işletilmesi alanında kullanılmaktadır.

Yukarıda belirtilen yasa ve yönetmelikler, sadece belirli sektörlerle ilişkilendirilmiş ve genel uygulamaya yönelik olmayan düzenlemelerdir. 1990'lı yıllarda, kamu yatırımlarına finansman bulmak sıkıntısı daha da arttığında, YİD modelinin daha genel bir çerçevede yasallaştırılması ve uygulanması gündeme gelmiştir ve bu düzenleme, 13.06.1994 tarih ve 3996 sayılı Yasa ile yapılmıştır. Ancak 03.12.1994 tarih ve 4047 sayılı Yasa ile enerji yatırımları, 3996 sayılı Yasa kapsamından çıkarılmıştır. 3996 sayılı yasanın kapsamı, köprü, tünel, sulama, baraj, içme suyu, arıtma tesisi, kanalizasyon, haberleşme, maden işletmeleri, çevre koruyucu yatırımlar, otoyol, demiryolu, otopark ve sivil kullanıma yönelik deniz ve havalimanı gibi hizmetler ve birçok belediye hizmetleri ile sınırlandırılmıştır.

3996 sayılı yasanın uygulamaya yönelik kuralları, 1.10.1994 tarih ve 22068 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanmış olan Bakanlar Kurulu kararı ile belirlenmiştir. Bu düzenleme ile uygulamaya, Yüksek Planlama Kurulu izni ve 49 yıllık sözleşme süresi gibi değişiklikler getirilmiştir [17].

Türkiye'de YİD modeli konusunda yaşanan tartışmaların en önemli boyutu sözleşmelerin şekli ve anlaşmazlıkların çözüm mercileri sorunudur. Yapılan yasa ve sözleşmelerle, YİD kapsamındaki projelerin "imtiyaz sözleşmesi" kapsamında değerlendirilemeyeceği, iki kuruluş arasında yapılan "özel hukuk hükümlerine bağlı sözleşmeler" olduğu belirtilmiştir. Ancak Anayasa Mahkemesi projeleri özel hukuk kapsamında değerlendiren yasa maddelerini Anayasa'ya aykırı olduğu gerekçesi ile iptal etmiştir. İmtiyaz sözleşmesi olarak değerlendirilen bütün sözleşmeler idari sözleşme kapsamındadır ve sözleşme tarafları arasındaki anlaşmazlıkların çözümü için en yüksek idari mahkeme olan Danıştay görevlidir. Ancak piyasada yer alan yabancı yatırımcılar itilafların Danıştay tarafından ele alınmasına karşı çıkmış ve "Uluslararası Tahkim" yolunda ısrar etmişlerdir. Uluslararası tahkime olanak sağlanması, yabancı şirketlerin yatırımlarını ve karlılıklarını garanti altına almak için

istedikleri ve model kapsamında yatırım yapmak için ileri sürdükleri olmazsa olmaz bir koşuldur.

Bu sorunların aşılması amacıyla, 13.08.1999 tarih ve 4446 sayılı yasa ile sözleşmelerde taraflar arası anlaşmazlıkların Uluslararası Tahkim ile çözülmesinin önü açılmıştır. 4446 sayılı yasa ile Anayasanın 47,125 ve 155. maddelerinde yapılan değişiklikler:

- 47. maddede yapılan değişiklik ile kamu mülkiyetindeki işletme ve varlıkların özelleştirilmesine anayasal olanak sağlanmıştır.
- 125. maddede yapılan değişiklik ile imtiyaz sözleşmelerinde idare ile şirketler arasında çıkacak uyuşmazlıkların ulusal ya da uluslararası tahkim yoluyla çözümünün önü açılmıştır.
- 155. maddede yapılan değişiklikle Danıştay'ın “imtiyaz şartlaşma ve sözleşmelerini incelemek” görevi, “imtiyaz şartlaşma ve sözleşmeleri hakkında iki ay içinde düşüncesini bildirmek” biçiminde yeniden tanımlanmıştır [17].

Elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticareti piyasasında yapılan sözleşmeler, 20.12.1999 tarih ve 4492 sayılı Yasa ile özel hukuk hükümlerine tabi kılınmıştır. Son olarak, 22.01.2000 tarih ve 4501 sayılı yasa ile kamu hizmetleri ile ilgili imtiyaz sözleşmelerine, bu sözleşme kapsamında doğabilecek anlaşmazlıkların tahkim yoluyla çözülmesi durumunda taraflarca uyulması gereken ilke ve esasların, sözleşme aşamasında belirlenmesi kuralı getirilmiştir [16, 17].

5.2.3 Yap – İşlet – Devret Modelinin Elektrik Enerjisi Sektöründe Uygulanması

Yap-İşlet-Devret modelinin elektrik enerjisi sektörüne uygulanmasında görevlendirilen şirketle ilişkide bulunan birçok kuruluş olduğundan, model uygulamada karmaşıkmaktadır. Modelin temel tarafları, yürütücü kamu kurumu ve görevli sermaye şirkettir. Bu tarafların yanında, kredi firmaları, sigorta şirketleri, hukuki, mali ve teknik danışmanlık şirketleri, üretim girdisi sağlayan şirketler, ürünü satın alan kuruluşlar, inşaat ve teknik malzeme müteahhidi ve taşeronları gibi çok sayıda ilişki kurulmaktadır. Tüm bu ilişkiler, çok sayıda kanun ve değişik sözleşmelerle karmaşık hukuki yapıya bağlanmaktadır.

5.2.3.1 İhale Yöntemleri

YİD modelinde ihale süreci, özel sektör şirketinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına bir ön fizibilite raporu başvurusu ile başlamaktadır. Bakanlık ön fizibilite raporunu ilgili kamu kurumlarına (örneğin DSI, TEAŞ, EİEİ gibi) teknik görüş almak için gönderir. Bu kurumlardan proje ile ilgili olumlu görüş gelmesi durumunda, Bakanlık gönüllü şirketten esas fizibilite raporunu, bir son tarih belirterek talep eder. Proje ile ilgilenen başka firmalar çıkması halinde, o firmalar da bu son tarihe kadar fizibilite raporlarını hazırlayıp Bakanlığa sunmak zorundadırlar. Küçük güçlü üretim tesisleri söz konusu olduğunda, Bakanlık açık ihaleye çıkmadan ilk başvuruyu kabul edip işleme koyabilir. Bakanlığın bu tip projeler için açık ihaleye çıkma zorunluluğu yoktur. [17].

Ancak uygulamada karşılaşılan yöntem, Bakanlığın fizibilite raporları hazır projeleri ilan edip açık ihaleye çıkmasıdır. İhale evrakını alan şirketler, kendi tekliflerini bu fizibilite raporu ve mevcut yönetmeliklerle belirlenmiş kurallar dâhilinde hazırlamaktadırlar. Teklifler, fizibilite raporunda yer alan işletme süresi temel alınarak hazırlanır. Teklif veren firmalar, bu süreyi dikkate alarak tekliflerinde Nakit Akış Tablolarını ve en önemli belirleyici olarak yıllık ortalama elektrik enerjisi satış fiyatlarını belirlerler [16].

Projeler, teklif aşamasında gümrük muafiyeti, yatırım indirimi, KDV muafiyeti veya ertelemesi ve %20 öz sermaye oranı gibi teşvik unsurlarından yararlanılacak şekilde hazırlanır.

5.2.3.2 İhale Sonrası Değerlendirme

Firmalardan alınan teklifler, ilk olarak ETKB'na bağlı Enerji İşleri Genel Müdürlüğüne değerlendirilir. Fizibilite raporlarının mali bilgileri ve teklifi içeren kısmı hariç teknik bölümü tekrar ilgili kuruluşlara gönderilerek görüşleri istenir. Bu fikirler dâhilinde, alt kurulda değerlendirilen teklifler bir rapor ile başkanlığını Bakanlık Müsteşarı'nın yaptığı ve ilgili genel müdürlerden oluşan üst kurula gönderilir. Üst kurul proje kapsamında yaptığı değerlendirmeyi ve seçilen firmayı onay için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı'na sunar. Bakanın onayı ile dosya görüş ve onayı almak üzere Devlet Planlama Teşkilatına gönderilir. Planlamanın da olumlu görüşü alınırsa, proje sözleşme aşamasına aktarılır.

5.2.3.3 Sözleşme Aşaması

Bakanlık, teklifleri olumlu bulunan ortak girişimcilere, mevcut proje ile ilgili yatırım şirketi'ni kurmaları için çağrıda bulunur. Yatırım şirketinin kuruluş amacı, mevcut proje ile ilgili mühendislik hizmetlerini yapmak veya taşeronlar üzerinden yaptırmak, tesisi kurmak, sözleşme süresi boyunca işleterek ürettiği elektriği sözleşme ile belirlenmiş bedel üzerinden Görevli Şirkete satmak ve sözleşme sonunda tesisi bakımı yapılmış ve işler halde ilgili kamu kuruluşuna bedelsiz olarak devretmektir. Ayrıca yatırım şirketi, projenin finansmanı için gerekli olan öz sermayeyi sağlamak, gerekli kredi anlaşmalarını yapmak ve kredilerin anapara ve faiz ödemelerini eksiksiz olarak tamamlamaktan sorumludur.

Şirketin kurulmasını takiben, projenin sahibi olan yatırım şirketi ile Bakanlık yetkilileri arasında projenin tüm yürütme kalemlerini içerecek olan bir uygulama sözleşmesi üzerinde görüşmeler başlar. Bakanlık, geliştirmiş olduğu tip sözleşme üzerinde şirketin görüşlerine göre uygun düzeltmeleri yapar.

Hazırlanan tip sözleşme, üzerinde tarafların mutabık kalması sonucu sözleşme görüşü alınmak üzere Danıştay' a sunulur. 1996' da çıkartılan 4446 sayılı yasa ile YİD modeli kapsamında gerçekleştirilen projeler uluslararası tahkim kurallarına tabi olduğundan, burada Danıştay'ın herhangi bir onayı söz konusu değildir. Projeler sadece görüşü alınmak üzere Danıştay'a gönderilmektedir.

Yatırım şirketi ile bakanlık arasında imzalanan uygulama sözleşmesi haricinde, yatırım şirketi proje kapsamında yaklaşık 15 adet daha sözleşmeye imza atacaktır. Bu sözleşmelere örnek olarak, TEİAŞ ile imzalanacak elektrik satın alma sözleşmesi, Bakanlık ile imzalanacak inşaat sözleşmesi, enerji fonu katılım sözleşmesi, TEÜAŞ ile imzalanacak işletme ve bakım sözleşmesi, bankalar ve uluslararası kredi şirketleri ile imzalanacak kredi sözleşmeleri, sigorta sözleşmeleri, müşavirlik hizmeti alınacak firma ile sözleşmeler, malzeme sağlayıcı ve müteahhitlerle imzalanacak hizmet sözleşmeleri sayılabilir [16].

Yasal sözleşmeler imzalandıktan ve Bakanlığın sözleşme paketi üzerinde onayı alındıktan sonra şirket Hazine Müsteşarlığı ile garanti sözleşmesi imzalayacaktır. Burada şirkete verilen garanti, eğer elektrik enerjisini satın almakla yükümlü kuruluş ödemeleri aksatır ise bu ödemelerin hazine tarafından yapılacağı garantisidir.

5.2.3.4 Yap – İşlet – Devret Projelerinin Finansmanı

YİD modeli ile yapılacak projelerinin finansmanında, şirketlere toplam yatırım bedelinin %20 si kadar öz sermaye ortaya koymaları koşulu ile kalan %80'lik tutar için teşvik kapsamında kredi kullanma kolaylığı sağlanmıştır. Şirket, işletme aşamasında, ilgili görevli şirketten alacağı alım veya ödeme garantili elektrik enerjisi bedeliyle, yatırım aşamasında ise kendi öz sermayesinden, kredi anapara ve faiz ödemelerini gerçekleştirmekle yükümlüdür.

3996 sayılı yasa ve 94/5907 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile proje finansmanında kullanılabilecek kredi çeşitleri şu şekilde tanımlanmıştır [17]:

- Ana Kredi (Senior Loan)

Ana kredi, projenin gerçekleştirilmesi için bulunması gereken orta ve uzun vadeli temel kredidir. Kredi kapsamında inşaat işleri, makine ve donanım temini başta olmak üzere yatırımın önemli bölümü finanse edilir. Bu kredi üzerinde hazine garantisi verilmesi söz konusu değildir.

- Köprü Kredi (Subordinated Loan)

Projenin yatırım ve işletme aşamasında yatırım şirketinin kusuru dışında bir maliyet artışı olduğu takdirde, bu artışın getirdiği ek finansman ihtiyacını karşılamak için başvurulacak bir kredi şeklidir. Yatırım veya işletme kaleminde meydana gelen beklenmeyen bu artış, Enerji Bakanlığı Enerji Fonundan ya da idare adına uluslararası finans kuruluşlarından alınacak kredi ile karşılanmaktadır. Köprü Kredi tipi kredilerde hazine, geri ödeme garantisi vermektedir.

- Destek Kredi (Stand-by Loan)

Köprü Kredide anlatılan koşulların bu kez yatırım şirketi kusuru ile ortaya çıkması durumunda kullanılan kredi çeşididir. Kusur ve sorumluluk yatırım şirketinde olduğundan, kredi bulunması tümüyle şirket sorumluluğundadır ve geri ödeme konusunda herhangi bir hazine garantisi söz konusu değildir.

5.2.3.5 Yap – İşlet – Devret Projeleri Kapsamında Verilen Hazine Garantileri

YİD modeli kapsamında verilen tüm hazine garantileri dayanağını 3996 sayılı yasanın 4180 sayılı yasa ile değişik 11. maddesi oluşturmaktadır. Bu yasadan önce hazine garantileri genel bütçe yasaları kapsamında değerlendirilmektedir. 3996 sayılı yasanın 13. maddesi uyarınca, ilgili idarenin isteği durumunda 3096 ve 3465 sayılı yasaların kapsamında yürütülen projeler de garanti kapsamından yararlanabilmektedir [16].

Yatırımcı firmanın yukarıda bahsedilen kimi finansman kredilerine hazinenin garanti vermesi uygulamasındaki en büyük sorun şu şekilde belirtilebilir. Uygulamada Hazine Müsteşarlığı ve bağlı olduğu Devlet Bakanlığını yetkisinde bulunan garanti verme eylemi ve yetkisi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından kullanılmıştır. Garantiye ilişkin yükümlülükler Bakanlık tarafından hazineye sorulmaksızın sözleşmelere konulmuş ve garanti mektupları da sözleşmelere eklenmiştir.

5.2.3.6 Yap – İşlet – Devret Projelerinde Tarife ve Ücret Belirleme Yöntemleri

3096 sayılı yasanın 9. maddesinde belirtildiği üzere, enerji tarifeleri görevli şirketin önerisi ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın onayı ile yürürlüğe girecek olup, tariflerin belirlenmesinde, yıllık işletme, bakım ve onarım giderleri, kur farkları, aşınma payları ile ortaklara dağıtılacak makul bir temettü için gerekli gelirin sağlanması esas alınacaktır.

Uygulama yönetmeliğinin 8.maddesi uyarınca tarifenin belirlenmesinde;

- İşletme ve bakım giderleri (yakıt, malzeme, personel, vergi, aşınma payı ve diğer giderler)
- Yatırımlar için ödenen faiz ve kur farkları
- Sermayenin yeniden değerlendirilmesi, piyasa koşullarına göre makul bir temettü verilmesi
- İdarenin benzer üretim tesislerinden aldığı fiyatlar

- Hidroelektrik santraller için %10, termik santraller için %5 oranında ayrılacak ve satış bedelinden indirilerek Kamu Ortaklığı Fonuna yatırılacak Kamu Ortaklığı Fonu payı
- Kanunu ihtiyatlar göz önünde bulundurulmaktadır.

Uygulama yönetmeliğinin 9. maddesinde satış fiyatı için “Elektrik enerjisi satış fiyatlarının belirlenmesinde ekonomik kaynak seçimine yardımcı olmak ve ülke ekonomisine sunulan elektrik enerjisi fiyatlarını olumsuz yönde etkilememek esas olmak üzere, üretim tesisleri fizibilite raporlarının hazırlanmasında elektrik enerjisi satış fiyatı, projenin iç karlılık oranını %16 civarında gerçekleştirecek şekilde seçilecek, bu fiyatın TEK ortalama satış fiyatının hidroelektrik santrallarda %60’ını termik santrallarda %65’ini geçmemesi esas alınacaktır” denilmiştir. Bu madde 04.04.1996 gün ve 96/8007 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile “elektrik enerjisi satış fiyatlarının belirlenmesinde ekonomik kaynak seçimine yardımcı olmak ve ülke ekonomisine sunulan elektrik enerjisi fiyatlarını olumsuz yönde etkilememek esas alınacaktır” biçiminde değiştirilmiş ve böylece şirketlere ödenecek hazine garantili enerji fiyatları ile Kurum tarafından tüketicilere uygulanan satış fiyatları arasındaki bağlantı ve sınırlamalar kaldırılmıştır [17, 18].

3996 sayılı yasanın uygulama esaslarını belirleyen 01.10.1996 tarih ve 22068 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan Bakanlar Kurulu kararına ek kararda ise, ücret belirleme yöntemi değiştirilmiştir. Bu değişiklik uyarınca yasanın 34. maddesine göre yatırım ve hizmet ücretlerinin belirlenmesinde şu iki yöntemin uygulanması esastır:

- Uluslararası arası sektörel iç karlılık oranları göz önünde bulundurularak, maliyet artı kar yöntemi ve
- Tavan fiyat yöntemi

İdare, yatırım ve hizmetin niteliğine göre bu yöntemlerden birini veya ikisini birlikte tercih edebilmektedir [18].

5.2.4 Yap – İşlet – Devret Modeli Çerçevesinde Karşılaşılan Sorunlar

Model çerçevesinde karşılaşılan sorunlar teknik ve ekonomik sorunlar olarak ikiye ayrılabilir.

5.2.4.1 Teknik Sorunlar

Model kapsamında yapılacak tüm işlemlere temel oluşturan evrak fizibilite raporudur. Genel uygulamada şirketler fizibilite raporlarını kendileri hazırlamakta ve yatırımı talep eden kamu kuruluşunun hazırladığı ön fizibilite raporu üzerinden değerlendirmeler yapmaktadırlar. Sözleşmeler, bu fizibilite raporu kapsamında düzenlendikleri için raporların hazırlanması, projenin yürütülmesi açısından çok önemlidir. Firmalar teklif verme aşamasındaki kısıtlı sürede fizibilite raporunu ayrıntılı olarak inceleyemediklerinden, projenin ilerleyen aşamasında bu eksiklik önemli teknik anlaşmazlıklara ve bağlı olarak maliyet artışlarına sebep olmaktadır.

5.2.4.2 Ekonomik Sorunlar

Projelerin gerçekleştirilmesi için gerekli finansman, ağırlıklı olarak uluslararası piyasadan bulunduğu için projelerin yabancı ortaklı olması, önemli bir finansman kolaylığı sağlayacaktır. Ancak yurtdışı firmaların ülkemizde yatırım yapmaları ekonomik ve siyasi koşullarımızın yanında küresel yönlendirmeler ile de belirlenmektedir. Örneğin modelin ilk aşamalarında yurtdışı firmaların yatırım yapması için tahkim yasalarının çıkması gerektiği öne sürülmüş ancak tahkim düzenlemelerinden sonra bile yabancı yatırımcı sayısı istenilen seviyelere çıkmamıştır. Bu nedenle projelerin finansmanında birçok uygulamada, yüksek faizli kredi kullanımı söz konusu olmuştur.

Diğer yandan, ihalelerde yeterlilik şartlarının belirlenmemesi bir eksiklik olarak değerlendirilebilir. Orta ve küçük ölçekli birçok taahhüt firması ihalelere başvurmuş, düşük fiyat avantajı ile ihaleyi kazandıktan sonra yabancı yatırımcı ortak arayışına girmişlerdir. Bu durum, projelerin duraksamasına hatta tıkanmasına yol açmıştır.

Projelerin en çok tartışılan ve en önemli sorunu ise kullan ya da al temelli yapılmış anlaşmalarıdır. Hem üretim girdilerinin sağlanmasında, hem elektrik iletim ve dağıtımında devlet tekeli söz konusu olduğundan, bu kamu kuruluşları ve yatırım

şirketleri arasında uzun dönem üretim girdisi sağlama ve ürün satın alma anlaşmaları imzalanmıştır. Bu konular TBMM bünyesinde oluşturulan Yolsuzlukları Araştırma Komisyonu raporunda [19], Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu raporunda [20], Hazine Müsteşarlığı ve Sayıştay raporlarında [18] ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu raporlardan alınan bilgiler ışığında hazine garantili alım sözleşmeleri kapsamında yatırımcı şirketlere, 2020 yılına kadar 70 milyar ABD doları ödeme yapılacaktır. 2020 yılına kadar gaz dağıtımından sorumlu Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ)'ın imzalamış olduğu sözleşmeler kapsamında 558 milyar m³ gaz karşılığı olarak 94 milyar ABD doları ödeme yapacaktır. Yaşanan arz fazlası nedeniyle kullanılmayacak gaz karşılığı ödenecek tutar asgari 14 milyar ABD doları olarak tahmin edilmektedir [7]. Ayrıca alım garantili sözleşmeler dâhilinde modelin kendi öz yapısına ters bir uygulama da söz konusudur. Modele özendiricilik sağlamak amacıyla konulmuş alım garantileri, serbest piyasa ve rekabet mekanizmalarını engelleyecek seviyeye ulaşmıştır. Bir şirket, belirli bir mal veya hizmeti belirli bir fiyat garantisi ile satarken diğer özel sektör firmaları ve özellikle kamu kuruluşlarının rekabet şansı ortadan kaldırılmaktadır. Bu da başta modeli savunurken söylenen serbest piyasa ve liberal ekonomi yapısına ters düşmektedir.

5.2.5 Yap – İşlet – Devret Modeli Sonuç Değerlendirmesi

2001 yılında yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Kanunu ile elektrik enerjisi sektöründe Yap-İşlet-Devret modelinin uygulanmasına son verilmiştir. YİD modeli ile işletmeye alınan 23 elektrik üretim tesisi Tablo 5.1'de gösterilmiştir. İşletmede olan bu tesislerin 4'ü doğal gaz, 2'si rüzgâr, 17'si hidroelektrik santrallardır. 23 üretim tesisin toplam kurulu gücü 2.285,5 MW olup, Türkiye toplam elektrik enerjisi üretiminin %7 si bu tesislerde yapılmaktadır. Bu tesislerin 10 adedine hazine garantisi verilmiştir. Ancak 4628 sayılı elektrik Piyasası kanununun hazine garantilerine ilişkin geçici 8. maddesi Anayasa Mahkemesi tarafından 13.02.2002 tarih ve E.2001/293, K.2002/28 sayılı kararı ile iptal edilmiştir. Maddenin geçmişe yönelik garantileri sürdüren bu maddesi yürürlükten kaldırılırken “Bu projeler haricinde 08.06.1994 tarihli ve 3996 sayılı kanun ile 16.07.1997 tarihli 4283 sayılı kanun hükümleri çerçevesinde hazine garantisi verilemez” biçimindeki ikinci fıkrası yürürlükte kalmıştır [21].

Kanun maddesindeki “bu projeler” deyimi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından “uygulama sözleşmesi bu yasadan önce imzalanmış projeler” olarak belirlenmiştir. Bu durumda, işletmede bulunan 23 proje dışında, 4628 sayılı yasanın yürürlüğe girmesinden önce uygulama sözleşmeleri imzalanmış YİD projeleri de hazine garantisinden yararlanabilmektedir. Adı geçen projelerden bir kısmı hazine garantisi ya da finansman sağlanması süreci tamamlanmadığı için yapım aşamasına gelmemiş durumdayken bir kısmının enerji satış anlaşmaları imzalanmış hatta bir kısmının yapımı bile tamamlanmış durumdadır. 13.02.2002 tarihine kadar uygulama sözleşmeleri imzalanmış ancak hazine alım garantisi anlaşmaları yapılmamış 33 adet YİD projesi bulunmaktadır [16].

Bu projeler dışında, uygulama ya da imtiyaz sözleşmeleri imzalanmamış olmakla birlikte, paraflanmış veya DPT onayına sunulmuş ancak hazine garantisinden yararlanamayacak olan toplam 12.011 MW Kurulu güçte 112 adet YİD projesi daha bulunmaktadır [16].

Tablo 5.1: Yap-İşlet-Devret Modeli ile Gerçekleştirilen Elektrik Enerjisi Üretim Tesisleri Projeleri

Proje No	Projenin Adı	İşletmeye Alınma Tarihi	Kurulu Gücü (MW)
1	Marmara Ereğlisi – Trakya Doğal gaz	05.06.1999	478
2	Marmara Ereğlisi – Unimar Doğal gaz	12.06.1999	478
3	Gebze – Dilovası Doğal gaz	21.01.1997	253,4
4	Esenyurt Doğal gaz	22.05.1999	180
5	Birecik Barajı ve HES	04.10.2001	672
6	Berdan HES	27.12.1996	10
7	Çal HES	12.01.2001	2,2
8	Çamlıca HES	12.12.1998	84
9	Aksu – Çayköy HES	01.11.1989	13
10	Fethiye HES	20.12.1999	16,5
11	Tohma – Medik HES	23.12.1998	12,5
12	Girvelik II – Mercan HES	30.03.2001	11,6
13	Gaziler HES	07.11.2002	11,1
14	Gönen HES	07.03.1998	10,6
15	Kısıklı HES	05.01.1994	9,6
16	Hasanlar HES	17.05.1991	8
17	Suçatı HES	18.01.2000	7
18	Dinar II HES	01.12.2000	3
19	Ahiköy II HES	18.11.1999	2,5
20	Ahiköy I HES	02.09.1999	2,1
21	Sütçüler HES	18.06.1998	2
22	Bozcaada Rüzgar Enerjisi	25.06.2000	10,2
23	Çeşme Alaçatı Rüzgar Enerjisi	28.11.1998	7,2

5.3 Yap – İşlet Modeli

YİD modelini oluşturan 3096 yasa ile birlikte uygulamaya sokulmuş ve enerji sektöründe uygulamalarına sıkça rastlanılan bir başka yatırım finansman yöntemi de Yap-İşlet (Yİ) modelidir. YİD modelinde, devlet tekelinde olan bir görevin bir sözleşme ve denetim eşliğinde özel sektöre devri söz konusudur. Yukarıda YİD modelinde bahsedilen sorunlar (özelleştirme ve rekabet kavramlarına aykırılık gibi) yatırım finansman modellerinde yeni bir düzenleme yapılması gerekmiştir.

Bu ihtiyaç sonucu, Yİ modeli, 08.06.1996 tarih ve 96/8269 sayılı “Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması Hakkında Bakanlar Kurulu kararı” ve tebliğ ile uygulamaya sokulmuştur. Ancak bu düzenlemeler Danıştay tarafından yasal dayanağı olmadığı gerekçesiyle iptal edilmiş ve yürütmenin durdurulması kararı verilmiştir [7, 17].

İptalin gerekçesini ortadan kaldırmak amacıyla, 16.07.1997 tarih ve 4283 sayılı “Yap İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun” çıkartılmıştır. Yasa’nın uygulama yönetmeliği ise, 29.08.1997 tarih ve 97/9853 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile belirlenmiştir.

Yap-İşlet yatırım finansman modeli uygulama alanlarından hidroelektrik, jeotermal, nükleer enerji santralleri ve yenilenebilir enerji kaynakları ile çalıştırılacak santraller çıkartılmış. Elektrik enerjisi sektöründe Yİ modeli yalnızca termik santrallerin kurulması ve işletilmesi yatırımlarında kullanılmıştır [16].

Yİ modelinde yapımı öngörülen üretim tesislerinin ilgili kurumca (TEAŞ - TETAŞ) belirlenmesi, DPT ve hazine Müsteşarlığının uygun görüşlerinin alınması ve teklife çağrı amacıyla Resmi Gazete’de ilan çıkarılması gerekmektedir. Daha sonra işin özelliğine göre, kapalı olarak toplanan teklifler değerlendirilecek ve belirli istekliler arasında yeniden teklif toplama ya da pazarlık yöntemlerinden biri ile görevli şirket seçilecektir. Bu yöntem YİD modelinden farklı olarak projelerin dağıtımında rekabete uygun bir model getirmektedir.

Yİ modelini YİD modelinden ayıran en temel fark işletme süresi sonunda tesis mülkiyetinin kamuya devredilmeyecek ve özel sektörde kalacak olmasıdır. YİD modelinden bir diğer farklılık ise kurulacak tesislerin ürettiği elektriği enerjisini satın alma garantisi verilmemesidir. Yİ modeli çerçevesinde, tesislerin ürettiği elektrik enerjisinin tümü değil bir kısmı için (uygulamada oran %85’dir) al ya da öde garantisi verilmektedir. Ancak bu hazine garantisi 4628 sayılı elektrik Piyasası Kanunu ile kaldırılmıştır.

Modeli tanımlayan 4283 sayılı yasa ve 97/9853 numaralı yönetmelik uyarınca teklif almak, teklifleri değerlendirmek, şirket ile sözleşme yapmak gibi konular YİD modelinden farklı olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yerine TEDAŞ’ın yetkisine bırakılmıştır [17]. Projelerin finansmanı YİD modeli ile benzerdir.

Model çerçevesinde gerçekleştirilen projelerde YİD modelinde olduğu gibi ayrıcalıklı şirketler yaratılmaktadır. Tamamen olmasa bile getirilen alım garantileri piyasadaki oluşturulmak istenen rekabetçi yapıyı olumsuz etkilenmektedir. Bu

sebeple 2001 yılında çıkan Elektrik Piyasası Kanunu ile alım garantileri ortadan kaldırılmış ve rekabetçi bir piyasa oluşturmak için gereken düzenlemeler yapılmıştır.

Modelin bir diğer eksikliği ise, 4283 sayılı yasa ile tesislerin toplam yatırım tutarları konusunda herhangi bir düzenleme yapılmamış olmasıdır. Firmaların görevlendirilmesi amacıyla teklifler değerlendirilirken, enerjinin birim satış fiyatı tek ölçüt olarak alınmıştır. Ancak bu satış fiyatı yatırım maliyetinin bir fonksiyonudur ve mevzuattan kaynaklanan bir eksiklik olarak değerlendirmenin sadece birim satış fiyatı üzerinden yapılması elektrik enerjisinin satışında yüksek tarifelere neden olmuştur.

Yİ modeli kapsamında toplam 5.630 MW kurulu güce sahip Tablo 5.2’de belirtilen 5 adet elektrik enerjisi üretim tesisi projesi gerçekleştirilmiştir. Ayrıca yine bu model kapsamında Atatürk ve Antalya Hava limanları’nın yeni dış hatlar terminallerinin finansmanı sağlanmıştır.

Tablo 5.2: Yap-İşlet Modeli ile Gerçekleştirilen Elektrik Enerjisi Üretim Tesisleri Projeleri

Proje No:	Proje Adı	Görevli Şirket	Kurulu Gücü (MW)	Toplam Yatırım Tutarı (10 ⁶ \$)
1	Gebze Doğal Gaz Kombine Çevrim	Gebze Elektrik Üretim A.Ş.	1.540	733
2	Adapazarı Doğal Gaz Kombine Çevrim	Adapazarı Elektrik Üretim A.Ş.	770	407
3	İzmir Doğal Gaz Kombine Çevrim	İzmir Elektrik Üretim A.Ş.	1.540	747
4	Ankara Doğalgaz Kombine Çevrim	Baymina Elektrik Üretim A.Ş.	700	478
5	İskenderun Termik	İskenderun Elektrik Üretim A.Ş.	1.100	1.370

5.4 İşletme Hakkı Devri Modeli

Mülkiyeti ve işletme hakları kamuya ait olan üretim ve dağıtım tesislerinin, işletme haklarının belirli bir süre ile özel sektör şirketlerine devredilmesine dayanan İHD modeli, 3096 sayılı yasa kapsamında gündeme gelmiştir. Modelin amacı, mevcut tesislerin modernizasyonu, gerektiğinde kapasite artırımı yapılması ve daha verimli bir işletmenin özel sektör tarafından sağlanmasıdır. İşletme hakkının devredilmesinde, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının tarafından belirlenmiş bir

devir bedeli tesisi devreden kuruluşa ödenecektir. Bu devir bedeli, elektrik enerjisi satış tarifesine yansıtılacak ve yapılan al ya da öde anlaşmaları uyarınca işletme süresi sonunda şirketçe geri alınmış olacaktır.

16.08.1995 tarih ve 85/9799 sayılı yönetmelik, ve takip eden süreçte alınan muhtelif Bakanlar Kurulu kararları ile 25 elektrik enerjisi üretim tesisi işletme haklarının devri için belirlenmiştir. Devirler için, 1997 yılında ihaleler gerçekleştirilmiş ancak bazı devirler aleyhine alınan mahkeme kararları ya da ihaleyi kazanan şirketlerin bazı yükümlülükleri yerine getirmemesi sebebiyle model kapsamında sadece Tablo 5.3’de belirtilen Çayırhan Termik Santrali ve Hazar I – II hidroelektrik santrallerinin devri gerçekleştirilmiştir. 4628 sayılı yasanın geçici 4. maddesinde yer alan “kamuya ait elektrik enerjisi üretim ve dağıtım tesislerinden işletme hakkı devirleri öngörülenlerin devir işlemlerini 31.06.2001’ e kadar tamamlayamayanların sözleşmeleri hükümsüzdür” ifadesinin Anayasa Mahkemesi tarafından iptali sonrası ETKB 4628 sayılı yasadan önce imzalanan tüm devir sözleşmelerini mevcut projeler olarak değerlendirmiştir. Bu değerlendirme sözleşmeleri imzalanmış olan ve hazine garantisinden yararlanabilir 6 adet üretim ve 11 adet dağıtım hakkı devri gerçekleştirilmiş tesis olduğunu ortaya koymaktadır. Bu kapsamdaki üretim tesislerinin işletme hakları devrine ilişkin Bakanlar Kurulu kararları Danıştay tarafından iptal edilmiştir. 4628 sayılı yasa ile devirleri gerçekleştirilememiş dağıtım tesislerinin ise varlık satışı yöntemi ile özelleştirilmesi öngörülmektedir [16].

Tablo 5.3: İşletme Hakkı Devri Modeli ile Gerçekleştirilen Elektrik Enerjisi Üretim Tesisleri Projeleri

Proje No	Proje Adı	Görevli Şirket	Devir Tarihi	Kurulu Gücü (MW)
1	Çayırhan Termik	Park Termik Elektrik A.Ş.	05.10.2001	620
2	Hazar I – II HES	Bilgin Elektrik A.Ş.	08.08.1996	29,8

6. AVRUPA BİRLİĞİ – TÜRKİYE İLİŞKİLERİ

6.1 Tarihsel Perspektifte Avrupa Birliği – Türkiye İlişkileri

Avrupa Ekonomik Topluluğu'nun (AET) kurucu anlaşması olan Roma Anlaşması'ndan (1 Ocak 1958) 19 ay sonra Türkiye Cumhuriyeti Roma Anlaşması'nın 238. maddesi uyarınca, 31 Temmuz 1958 tarihinde topluluğa ortak üye (associate member) başvurusunda bulunmuştur. Ortak üye kavramı topluluk ile yoğun işbirliğine girmekle yükümlü devlet ile karşılıklı hak ve borçların denkleştirildiği ilişkiyi öngören ortak bir tutum ve özel bir yöntem olarak tanımlanmıştır [22].

Türkiye'nin başvurusu sonucu 12 Eylül 1963 tarihinde imzalanan Ankara Anlaşması Türkiye-AET (AB) ilişkilerini düzenleyen bir çerçeve anlaşma olması açısından ilişkilerin resmi başlangıcı olarak sayılabilir. Bu anlaşmanın dikkat çeken yönleri:

- Ortaklık Anlaşması uyarınca Türkiye'nin AET'ye tam üye sıfatıyla katılabilmesinin yolunun açık tutuluyor olması ve
- Anlaşmada bir fesih hükmü bulunmaması; diğer bir deyişle anlaşmanın, taraflardan biri aksi bir tutum içine girmedikçe yürürlükte kalacak olmasıdır.

Ankara Anlaşması ile çizilen çerçeve uyarınca Türkiye - AET işbirliği her biri 4 yıl sürecek 3 dönemde ve toplam 12 yılda gerçekleşecektir. Bu dönemler, Türkiye ekonomisinin topluluk koşullarına uygun duruma getirilmesi açısından iki tarafın da karşılıklı çaba harcayacağı Hazırlık Dönemi; imzalanan bir katma protokol ile malların, hizmetlerin, işgücünün ve sermayenin kademe kademe serbest dolaşımına geçilmesini öngören ve süresinin 22 yıla sınırlanmış olduğu Geçiş Dönemi ve Türkiye ve AET arasında ekonomik birliğin sağlanacağı ve ekonomi politikalarında eşgüdümün sağlanacağı Son Dönem olarak belirlenmiştir [22].

Bu dönemlerin sonunda 6 Mart 1995 tarihli Ortaklık Konseyi toplantısında 31 Aralık 1995 tarihinden itibaren Türkiye'nin Gümrük Birliği'ne kabulü onaylanmıştır.

Gümrük Birliği'ne katılım sürecine kadar Türkiye'nin karşılanmayan beklentileri aşağıdaki başlıklar halinde özetlenebilir:

- Mevcut Ortaklık Anlaşmaları ile ilke olarak Gümrük Birliği ertesinde Türkiye'nin tam üyeliği gündeme gelecektir. Ancak 1992-1993 yıllarında yapılan AB zirvelerinde Topluluk yalnızca Gümrük Birliği'ni gündemde tutarak tam üyeliği hedef olarak göstermemiş; başka örneği bulunmayan bir konum şekilde Türkiye'nin tam üye olmadan sadece Gümrük Birliği üyesi kalması yönünde bir siyasi yaklaşım göstermiştir.
- Birlik 1981 yılında kararlaştırılan 600 milyon ECU'luk IV. Mali Protokolü'nü 1995'e kadar onaylamamıştır. Eğer Mali Protokol mekanizması anlaşmalar çerçevesinde uygulanmış olsa idi 4., 5., 6. Mali Protokoller çerçevesinde Topluluğun Türkiye'ye sağlayacağı genel mali katkı 3.3 milyar \$ olacakken sadece 175 milyon \$ yardım yapılmıştır. Kamu ve dış ticaret açığı artan Türkiye'nin Gümrük Birliği'nin tamamlanması ile ithalata uyguladığı gümrük vergisi ve fonları kaldırması sonucunda yaklaşık 4,5 milyar \$ gelir kaybına uğrayacağı hesaplanmakta iken AET bu taze kaynak açığına destek olmamıştır.
- Mart belgesi ile oluşan durumda Türkiye Gümrük Birliği karar mekanizmasının dışında tutulurken tam üye gibi değerlendirilmiş ve bazı egemenlik haklarını tek yanlı olarak AB'ye devretmiştir. Örneğin Türkiye'nin 3. ülkelere karşı AB'nin ortak gümrük tarifesine geçerek bugüne kadar AB'nin imzaladığı ve imzalayacağı bütün ticaret anlaşmalarına 5 yıl içinde uyması beklenmiştir.
- AB 1970 Katma Protokolü'nde yer alan 4 maddeden, yani malların, işgücünün, sermayenin serbest dolaşımı ve mali yardım maddelerinden sadece malların serbest dolaşımını devreye sokarak diğer yükümlülükleri görmezden gelmiştir [22].

Dolayısıyla, 6 Mart belgesi, ne 1963 anlaşmasının ne de 1970 protokolünün öngördüğü ekonomik, sosyal ve siyasal unsurları içermektedir. Burada Türkiye lehine olan bütün unsurlar ayıklanmış ve tek yanlı bağıllık yaratan bir metin imzalanmıştır [23].

Ankara Anlaşması'nın "Türkiye, Roma Anlaşması ile doğan yükümlülüklerin tamamını üstlenirse tarafların tam üyeliği görüşeceği"ni belirten 28. maddesindeki yükümlülüklerin tamamının yerine getirilmesi beklenmeden; Türkiye, Roma Antlaşmasının 237. maddesi uyarınca 14 Nisan 1987'de AET'ye tam üyelik başvurusunda bulunmuştur. AET Konseyi tarafından komisyona iletilen başvuru, diğer tam üye adayları arasında en uzun değerlendirme süresi olan 2,5 yıl boyunca değerlendirilerek 18 Aralık 1989'da Komisyon Raporu ile sonuca bağlanmıştır. Rapora göre "topluluğun kendi iç pazarını tamamlama sürecinden önce (1992) yeni bir üye kabul edemeyeceği ve Türkiye'nin katılmadan önce ekonomik, sosyal ve siyasal alanda gelişmesinin gerekliliği" belirtilerek Türkiye'nin tam üyelik başvurusu reddedilmiştir.

21-22 Haziran 1993 Kopenhag Zirvesinde AB'nin genişlemesinin merkezi ve doğu Avrupa ülkelerini kapsayacağı kabul edilmiştir. Bu zirvede Türkiye ile ilişkilerin Gümrük Birliği temelinde geliştirilmesinden söz edilirken diğer merkez ve doğu Avrupa (MDA) ülkeleri için tam üyelik perspektifinden bahsedilmektedir. Konsey bildirisinde "isteyen Orta ve Doğu Avrupalı ülkeler Birliğe üye olacaklardır. Katılım, bir ülke ekonomik ve siyasi şartları yerine getirerek üyelik yükümlülüklerini üstlenmeye hazır olur olmaz gerçekleşecektir." şeklinde tarihi bir söz verilmiştir. Bildiride ayrıca MDA ülkelerinin tam üye olabilmesi için "Kopenhag Kriterleri" olarak adlandırılan değerler bütününe sahip olmalıdır" koşulu getirilmiştir [22].

12-13 Aralık 1997 Lüksemburg zirvesi 38 yıllık Türkiye AB ilişkilerinde bir dönüm noktası olmuştur. Bu zirvede genişleme ile ilgili olarak on MDA ülkesi ve Kıbrıs Rum yönetimi ile tam üyelik müzakerelerinin başlatılmasına karar verilerek, gerekli takvim, usul ve destek mekanizmaları açıklanmıştır. Bu zirvede Türkiye, özellikle insan hakları, demokrasi ve azınlıklar sebep gösterilerek genişleme süreci dışında bırakılmıştır. Zirve kararı ile diğer adaylardan farklı kriterlerle değerlendirilen Türkiye, AB ile siyasi diyalogun kesildiğini Başbakanlık seviyesinde açıklamıştır.

1997 Lüksemburg zirvesi sonuç kararlarında yer alan ve kurulması kararlaştırılan Avrupa Konferansı'nın özel durumunu açıklamak gereklidir. AB, genişleme sürecinin uzun yıllar süreceği tahminiyle AB üye devletleri, AB adayları ve AB üyeliğini talep eden tüm ülkelerin devlet ve hükümet başkanları seviyesinde temsil edileceği bir konferans toplama kararı vermiştir. Bu konferansta ortak dış politika, adalet, içişleri ve bölgesel işbirliği konularında görüş alışverişinde olanak sağlanacaktır. Bu konferansa sadece üyeliği söz konusu olan ve AB değerlerini, iç ve dış politika hedeflerini paylaşan ülkeler katılabilecektir. Türkiye'nin bu konferansa davet edilmesindeki amaç Türkiye'yi müzakere süreci içerisine almaksızın diğer aday ülkelerle bir platformda birleştirerek üyelik ehliyetinin teyit edilmesidir [24].

Daha sonraki dönemde Türkiye - AB diyalogunun yeniden başlaması için heyetler arası görüşmeler yürütülmüş ve 10-11 Aralık 1999 Helsinki Zirvesi'nde diğer aday ülkelerle tam üyelik müzakerelerine başlandığı açıklanırken, Türkiye'ye de Kopenhag siyasi kriterlerini yerine getirmesi durumunda tam üyelik müzakerelerine başlanacağı bildirilerek, Türkiye aday ülke ilan edilmiştir.

Helsinki Zirvesi kararları çerçevesinde AB Komisyonu tarafından hazırlanan ve 4 Aralık 2000'de kabul edilen Katılım Ortaklığı Belgesi yayımlanmıştır. Bu belge diğer aday ülkeler için yayımlanan Katılım Ortaklığı Belgeleri ile aynı yapıda olup, Türkiye'nin AB üyeliğine kadar gerçekleştirilmesi gereken çalışmaları kısa ve orta vadede önceliklerine göre bir takvim çerçevesinde sıralamaktadır. Katılım Ortaklığı Belgesi AB tarafından hazırlanmış tek taraflı bir belge olup; her sene yayımlanan ilerleme raporları, Türkiye'nin 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı ve Türkiye'nin kendi ihtiyaçları doğrultusunda oluşturduğu, üyeliğe yönelik öncelikleri yerine getirmek için atacağı somut adımların belirtildiği Ulusal Program ile birlikte değerlendirilmesi gerekir. Türkiye Ulusal Programı'nı 26 Mart 2001'de Avrupa Birliği Genel Sekreterliği'ne teslim etmiştir. Programın altı ana başlığı bulunmaktadır. Bunlar sırası ile giriş, siyasi kriterler, ekonomik kriterler, üyelik yükümlülüklerini üstlenebilme kapasitesi, müktesebatın uygulanmasına yönelik idari kapasite ve reformların mali açıdan küresel değerlendirilmesi (reformlar için gerekli toplam mali yardım) bölümleridir. Burada AB üyeliği için yapılacak bütün uyum çalışmaları belirtilmiş ve bir takvim altında gerçekleştirilme zamanları belirlenmiştir.

AB Komisyonu Türkiye hakkında 1998–2003 tarihleri arasında 6 ilerleme raporu yayımlamıştır. Bu ilerleme raporlarında Türkiye - AB ilişkileri AB Ortaklık Antlaşması çerçevesinde ele alınmış; 1993 Kopenhag Kriterleri (demokrasi, hukuk devleti, insan hakları, azınlık haklarının korunması) açısından mevcut durum incelenmiş; ekonomik ölçütler (serbest piyasa ekonomisine geçiş, AB içinde işleyen rekabet baskısı ve piyasa güçleri ile baş edebilme kapasitesi) açısından Türkiye'nin durumu ve kaydettiği ilerleme değerlendirilmiştir.

2002 Kopenhag Zirvesi, Türkiye'nin adaylık için müzakere takvimi beklediği bir zirvedir. 12–13 Aralık 2002 Kopenhag Zirvesinde, 15 aday ülkenin 1 Mayıs 2004 tarihinde Birliğe üye kabul edileceği açıklanmış ve 1993 Kopenhag Zirvesi ile başlatılan genişleme süreci büyük ölçüde tamamlanmıştır. Bu zirveye, Türkiye de müzakerelere başlanması için kendisine bir tarih verilmesi ve müzakere takviminin açıklanması beklentisi ile gitmiştir. Ancak zirve sonuç bildirisinin Türkiye ile ilgili bölümünde özetle “Türkiye ile AB arasında tam üyelik görüşmelerinin başlaması için Avrupa Komisyonu’nun 2004 ilerleme raporunda Türkiye’nin Kopenhag Kriterlerini yerine getirdiğini ifade etmesi gerekir [25]. Türkiye’nin Kopenhag Kriterlerini karşılama yönünde attığı adımlar memnuniyetle karşılanmakta olup, Türkiye siyasi kriterler alanındaki eksiklerini hem yasal alanda hem de uygulama alanında gidermelidir.” denmekte ve rapor, kriterlere uyum için gerekli gördüğü noktalara dikkat çekmektedir.

Bu raporun dikkat çeken en önemli noktası 1999 Helsinki kararları ile aday üye sayılan Türkiye'nin üyelik süreci ile ilgili, bir geri adım içermesidir. Helsinki Zirvesi'nde Türkiye'nin diğer aday ülkelerle aynı zeminde değerlendirileceği ve tam üyelik görüşmelerine başlamak için Kopenhag ölçütlerinin yerine getirilmesinin tek koşul olduğu belirtilmiştir. Kopenhag Kriterlerini tam olarak yerine getirmedikleri halde bu kriterlere uygunluk için siyasi irade göstermeleri diğer aday ülkeler için görüşmelerin başlatılması açısından yeterli bulunmuştur. Hâlbuki 2002 Kopenhag Zirvesi'nde çıkan karar uyarınca, Türkiye 2003'ün sonunda siyasi kriterleri yerine getirse bile 2004 Komisyon Raporu'nu beklemek durumundadır. Hukuki olarak bakıldığında bu karar Türkiye'ye verilen haklar açısından bir geriye gidiştir. Ancak bu tartışmalar yaşanırken Türkiye nihai hedef olarak gördüğü AB üyeliği için sunduğu ulusal program ve yol haritasına bağlılığını koruyarak reformlara devam etmiştir.

10 Aralık 2003' de AB üyesi 10 aday ülke Birliğe katılım anlaşmalarını imzalarken AB Komisyonu 5 Kasım 2003'de Türkiye'nin üyeliği konusunda 1998 senesinden bu yana yayınladığı en detaylı ilerleme raporunu ve AB Genişleme Strateji Belgesi olarak da bilinen dökümanı yayınlamıştır [22].

Raporda, Türkiye'nin gerçekleştirdiği reformlar övülürken uygulama eksiklerine dikkat çekilmiştir. Ayrıca, Milli Güvenlik Kurulu'nun asker ağırlıklı yapısı ve askerin siyasete dolaylı müdahalesi, savunma harcamaları üzerindeki denetleme eksikliği, Kıbrıs sorunu, anadilde yayın, işkence ile mücadele ve cezaevleri, hukuk sisteminin yapısal sorunları, azınlıklar ve kadın-erkek eşitliği ana başlıklarında Türkiye'nin eksikleri olduğu belirtilmiştir. 2003-2004 döneminde Türkiye Cumhuriyeti MGK'daki düzenlemelerde kurulun sivil üye çoğunluğunu sağlarken MGK Genel Sekreterliği'ne kurum tarihinin ilk sivil üyesi getirilmiştir. Kıbrıs sorununda Annan Planı çerçevesinde oluşturulan plana Türkiye tam destek vererek çözüm yanlısı tutumunu net bir şekilde ortaya koymuştur. Devlet televizyonlarında anadilde yayına başlanmıştır; medeni kanunda yapılan köklü değişiklik ile kadın-erkek eşitliği, azınlık hakları, ibadet ve vicdan özgürlüğü konularında önemli yasal adımları tamamlanmıştır. Son olarak ise hukuk sisteminde cumhuriyet tarihinin en büyük reformunu gerçekleştiren Türkiye, işkence, cezaevleri ve hukuk sistemi konularında yapısal ve yasal altyapıyı tamamlamıştır [26].

17 Aralık 2004 tarihinde Brüksel'de gerçekleştirilen AB Devlet ve Hükümet Başkanları Zirvesi'nde, 1999 Helsinki ve 2002 Kopenhag Zirvesi'nde alınan kararlar teyit edilmiş, Türkiye'nin reform sürecinde atmış olduğu kararlı adımların memnuniyetle karşılandığı belirtilerek, ülkemizle üyelik müzakerelerinin 3 Ekim 2005 tarihinde başlatılması kararlaştırılmıştır. Zirvenin sonuçları, Türkiye'nin tam üyeliğinden yana olmayan çevreler göz önünde bulundurulduğunda, AB bakımından üzerinde mutabakata varılması çok kolay olmayan bir karar niteliğindedir. Üyelik müzakerelerinin 3 Ekim'de başlaması öngörülmekle beraber, zirvede ayrıca, Türkiye'nin ciddi ihlallerde bulunması halinde müzakerelerin askıya alınabileceği uyarısında bulunulmuş ve ucu açık müzakerelerin sonucunun garanti olmadığına altı çizilmiştir. Müzakerelerin nihai hedefinin tam üyelik olmasıyla beraber, gerektiğinde serbest dolaşım hakkı, yapısal politikalar ve tarım politikasıyla ilgili uygulamalarda istisnalara gidilebileceği bildirilmiştir. 17 Aralık tarihli AB Devlet ve Hükümet Başkanları Zirvesi Bildirisi uyarınca Avrupa Birliği Komisyonu'na iki ana belge

hazırlanması görevi verilmiştir. Söz konusu belgelerden, müzakerelerin esaslarını belirleyecek olan Çerçeve Belgesi 2005 Haziran ayında yayınlanmış; Katılım Ortaklığı Belgesi'nin ise Kasım 2005'te hazırlanarak 2005 yılı İlerleme Raporu ile eşzamanlı olarak Türkiye'ye sunulması öngörülmektedir. Önümüzdeki dönemde, Türkiye AB Komisyonu ve AB üyesi ülkeler ile temaların genişletecek ve tam üyeliği yönünde olumsuz fikir bildiren ülkeleri ikna etmeye çalışacaktır. Katılım öncesi strateji çerçevesinde, 1999'dan bu yana düzenli olarak süregelen diğer izleme ve istişare mekanizmaları da devam edecektir.

6.2 Avrupa Birliği Elektrik Piyasası Direktifi ve Türkiye Uygulaması

Avrupa Birliği üye ülkelerindeki elektrik iç pazarını düzenlemek amacıyla Avrupa Parlamentosu tarafından yayımlanan ve Avrupa Konseyi tarafından onaylanan 19 Aralık 1996 tarih ve 96/92/EC sayılı kurallar bütünü AB Elektrik Piyasası Direktifi olarak adlandırılmıştır. Bu direktifin kapsamı, 1. maddesinde belirtildiği üzere:

“Direktif, elektrik enerjisi üretimi, iletimi ve dağıtımı için ortak kurallar oluşturur. Direktifte elektrik enerjisi sektörünün organizasyonu ve işlevi, pazara erişim, teklif isteme ve yetki vermede uygulanabilir usuller ve sistemlerin işletilmesi ile ilgili kurallar yer almaktadır [27].” AB üyelik sürecinde Türkiye'nin de benimsemek zorunda olduğu bu kurallar bütünü'nün genel amaçları şu şekilde özetlenebilir:

- İletim, üretim ve dağıtım için ortak kurallar oluşturularak rekabete açık bir elektrik enerjisi sektörü ve elektrik enerjisi iç piyasalarının düzenlenmesi;
- Üretim, iletim ve dağıtımda verimliliğin artırılması;
- Arz güvenliğinin ve Avrupa ekonomisinin dünya ekonomileriyle rekabet edebilirliğinin sağlanması;
- Çevresel korumanın artırılması;
- Sistemin emniyet, güvenilirlik ve veriminin sağlanması sürecinde üretici ve tüketici yararlarının uygun değerde gözetilmesi ve

- Teknik kurumların ve sistem operatörlerinin şeffaf ve ayrımsız şekilde çalışmasının sağlanması ve baskın kurumların suiistimallerinin engellenmesi.

Direktif temel olarak üye ülkelerde sektördeki yatırım ihale işlemlerini izleyecek ve denetleyecek; sözleşmelerde ortaya çıkması muhtemel anlaşmazlıkları çözecek ve sisteminin oyuncuları arasında tam rekabetin sağlanması için gerekli düzenleme ve müdahaleleri gerçekleştirebilecek bağımsız bir denetleyici kurum oluşturulması esasına dayandırılmıştır [4].

Türkiye ise bu direktife uyumun sağlanması için, direktifte verilen öncelik ve kurallar dikkate alınarak hazırlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nu 3 Mart 2001 tarihi itibarı ile yürürlüğe sokmuştur [28].

Bu kanun kapsamında belirlenen ve Enerji Direktifi'ne uyum sağlanması yolunda öncelikli olarak kabul edilen maddeler şunlardır [28]:

- Elektrik enerjisi sektöründe düzenleyici ve tam bağımsız bir otoritenin tesis edilmesi;
- Sınır ötesi enerji ticaretinde kısıtlamaların kaldırılması;
- Rekabetçi bir enerji iç pazarının kurulması;
- Enerji verimliliğine yönelik mevzuat uyumunun sağlanması;
- Yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanan enerji üretiminin artırılması;
- Avrupa Birliği'nin nükleer enerji mevzuatına uyum sağlanması ve
- Avrupa Birliği genelinde kurulu Trans-Avrupa Enerji Şebekesi'ne ortaklığın sağlanması.

Yukarıdaki öncelikler göz önüne alınarak ortaya konan Ulusal Program'da elektrik enerjisi sektörüne yönelik çeşitli düzenlemeler öngörülmüştür. Bu öngörüler doğrultusunda yapılan düzenlemeler aşağıda maddeler halinde özetlenmiştir.

- Elektrik enerjisi piyasasında düzenleyici ve tam bağımsız bir otoritenin tesis edilmesi konusunda düzenleyici ve denetleyici bir kurum olarak Enerji

Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) 24571 sayı ve 2 Kasım 2003 tarihli Resmi Gazete’de yer alan Bakanlar Kurulu Kararı ile atanmış ve 19 Kasım 2001 tarihinde göreve başlamıştır. 4628 sayılı yasa ile görev ve yetkileri belirlenen kurum başta Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu unvanıyla kurulmakla beraber, daha sonra 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu adını almıştır. 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu ve 5307 sayılı Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu ile kurulun enerji alanında yetkilendirilmesi tamamlanmıştır. Enerji Direktifi’nde de özellikle dikkat çekilen nokta düzenleyici kurumun bağımsız bir yapıda görev yapmasıdır. Kurul  yeleri Bakanlar Kurulu Kararı ile 6 yıllık sürelerle atanmakta olup, bu süre dolmadan görevlerine son verilemektedir. Kurum  yeleri 6 senelik dönemin sonunda tekrar kurula atanabilmektedir. Enerji Bakanlığı ile koordineli olarak çalışması beklenen kurulun herhangi bir kurumdan emir alması söz konusu değildir. Kurul kararları için yargılama idari mahkemelerde yapılabilecektir ve ilk derece mahkeme olarak Danıştay belirlenmiştir. Kendine ait gelirleri ve bütçesi olan kurul, bütçesini de kendisi onaylanmaktadır. Bütün bu özellikleri ile kurul direktif doğrultusunda bağımsız ve etkin bir yapıya kavuşturulmuştur.

- Sınır  tesi enerji ticareti konusunda ulusal elektrik sistemimizin Avrupa iletim sistemi ile paralel çalışabilir hale getirilmesi ve fiziksel enterkoneksiyon eksikliğinin giderilmesi gerekmektedir. Sınır  tesi ticaret kapsamında hedef Avrupa elektrik sisteminin çekirdeğini oluşturan Elektrik İletim Koordinasyon Birliği (Union for the Coordination of Transmission of Electricity- UCTE) bağlantısına geçilmesi. Ulusal elektrik iletim şebekemizin 2006 yılında Yunanistan  zerinden UCTE’ye bağlanması için çalışmalar sürdürülmektedir.
- Rekabetçi bir elektrik piyasasının tesis edilmesi konusunda yasal altyapı 4628 sayılı kanunla oluşturulmuştur. Bu kanunla piyasa dikey olarak ayrıştırılmış, rekabete uygun kurumlar oluşturulurken mevcut kurumlar da yeni yapıya göre düzenlenmiştir. Buna karşın tam rekabetin sağlanması için kamu şirketlerinin özelleştirilmeleri tamamlanması gerekmektedir. Ayrıca yeni piyasada faaliyet gösterecek şirketlerin lisanslama çalışmaları bitirilmeli;

piyasa oyuncularının sayısı arttırılmalı; ana mevzuatı tamamlayacak ikincil yönetmelikler çıkartılmalıdır. Elektrik Piyasası Kanunu ile belirlenen serbest ve tam rekabetçi piyasaya geçiş aşamalarının 2007 yılında tamamlanacağı öngörülmektedir.

- Enerji verimliliğinin sağlanması konusu altında incelenebilecek ulusal enerji tasarruf potansiyelinin belirlenmesi ve uluslararası anlaşmalardan gelen çevresel yükümlülüklerin yerine getirilmesi çalışmalarına VIII. Beş Yıllık Kalkınma Planı ve Özel İhtisas Komisyonu Raporları'nda yer verilmiştir. Yapılacak çalışmalar ve yasal düzenlemeler ile ulusal elektrik enerjisi yoğunluğunun azaltılması; talep artış hızının düşürülmesi; kaynak israfının önlenmesi; emisyonların azaltılması ve sektörde yatırım gereksiniminin azaltılması sağlanacaktır. Gerekli yasal düzenleme ve mevzuatların hazırlanmasından Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın yanı sıra Bayındırlık ve İskan Bakanlığı, Sanayi ve Ticaret Bakanlığı gibi bakanlıklar ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Ulusal Enerji Tasarruf Merkezi gibi kurumlar sorumludur.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının arz dengesindeki paylarını arttırmak ve buna bağlı olarak arz güvenliği konularında ise Avrupa Konseyi'nin 2001/77/EC Yenilenebilir Enerji Kaynakları Direktifi Türkiye tarafından kabul edilmiş ve Katılım Ortaklığı Belgesi'nde yer almıştır. Ulusal Program'da kısa vadeli hedefler arasında yer alan bu konu hakkında 18 Mayıs 2005 ve 25819 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun" ile gerekli düzenleme yapılmıştır. Ayrıca Elektrik Piyasası Kanunu 5. maddesi uyarınca elektrik enerjisi üretiminde çevresel etkiler nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını özendirmek amacıyla gerekli tedbirleri almak ve bu konuda teşvik uygulamaları için EPDK sorumlu tutulmaktadır.
- Nükleer enerji konusunda ise ülkemizde nükleer tesislerin denetlenmesinden sorumlu düzenleyici yapı Türkiye Atom Enerjisi Kurumu'dur. Bu kurum AB komisyonu tüzüğü ile tam uyumlu olarak bir kısım yönetmelik çıkarmıştır.

Ülkemizde nükleer enerji ile elektrik enerjisi üretimi konusu ise geniş katılımı hala tartışılmakta olan bir konudur [4, 27].

6.3 Enerji Sektörü Çerçevesinde İlerleme Raporları

Avrupa Birliği Komisyonu 1998 yılından bu yana yıllık temelde yayınladığı İlerleme Raporları ile Türkiye’de AB katılım sürecine ilişkin gelişmeleri takip etmektedir. Bu raporlar, ülkelerin AB üyeliği sürecinde müktesebat uyumu konusunda yaptıkları çalışmaları ve güncel durumu açıklarken, ilerleyen dönemlerde yapılması gerekenler konusunda da ayrıntılı bir yol haritası çizmektedir. İlerleyen kısımda Türkiye ile ilgili 1998 – 2003 yılı İlerleme Raporları’nın enerji ile ilgili değerlendirmeleri kısaca özetlenecek ve 2004 yılı raporunun ilgili bölümü güncelliği dolayısıyla ayrıntılı olarak incelenecektir.

6.3.1 1998 Yılı Düzenli Raporu

Raporda esas olarak enerji sektörü ile ilgili kaydedilen gelişmeler ele alınmış ve Türkiye’deki mevcut mevzuatın bir dökümünün çıkarılmasının gereği ortaya konmuştur. Enerji sektörünün esas olarak kamu şirketleri tarafından oluşturulduğu ve işletildiği; hükümetin elektrik enerjisinde özelleştirmeye yönelik Yİ ve YİD yatırım modelleri ile artan talebi karşılamaya çalıştığı ve bu dış finansman ile gerçekleştirilecek yatırımların sektörün dışa açılmasını kolaylaştırarak rekabeti arttıracığı belirtilmiştir. Raporda ayrıca Akkuyu’da kurulması planlanan nükleer santralin inşaa planlarının onaylandığına ancak seçilen bölge yakınından geçen fay hattına dikkat çekilmiş; strateji olarak sektördeki yasaların AB mevzuatı ile yakınlaştırılması için yeni düzenlemelerin yapılması şartı ortaya konmuştur [29].

6.3.2 1999 Yılı Düzenli Raporu

Raporda Türkiye’nin enerji politikası hedeflerinin arz güvenliği, arz kaynaklarını çeşitlendirme, piyasa temelli işleyişe geçiş, çevresel koruma ve verimlilik olarak belirlendiği ve bu ilkelerin AB politikaları ile büyük ölçüde uyumlu olduğu belirtilmiştir. Türkiye’de bağımsız bir düzenleyici yapının kurulmasının düşünüldüğüne değinen rapor, enerji verimliliği ve nükleer santral konusunda

herhangi bir gelişme yaşanmadığını kaydetmiştir. Ayrıca 1998 raporunda belirtilen, ülkenin enerji müktesebatı ile uyumunu değerlendirmek amacına yönelik dökümün hazırlandığı ve bu doküman çerçevesinde Komisyon'un diğer aday ülkeler için olduğu gibi değerlendirmelerde bulunacağı belirtilmiştir. Bu raporda strateji olarak enerji iç piyasasının oluşturulması, enerji kayıplarının azaltılarak verimliliğin artırılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının teşviki belirlenmiştir [30].

6.3.3 2000 Yılı İlerleme Raporu

Raporda Türkiye'de yaşanan enerji sıkıntısına dikkat çekilerek sektör içinde ciddi tartışmaların yapıldığı ifade edilmiştir. Çıkarılan döküm üzerinden yapılan değerlendirme sonucu, AB enerji müktesebatına uyumun sınırlı olduğu kaydedilerek 120 AB referansından sadece 16 tanesinde uyum gözlemlendiği bildirilmiştir. Enerji sektöründe yapılması planlanan yasal yapının müktesebata uyum konusunda iyi bir temel olabileceği ancak tam uygunluğu ya da ilave düzenlemeler gerektirip gerektirmeyeceği konusunda bir bilgi olmadığı belirtilmiştir. Elektrik üretim ve iletim faaliyetlerinin dağıtım faaliyetlerinden ayrıldığı ve özel sektörün üretim ve dağıtıma katılabilir olduğu ifade edilirken, yeni yasal altyapı ile daha ileri düzeyde yeniden yapılandırmanın mümkün olduğu belirtilmiştir. Ayrıca özelleştirmeler ve uluslararası arası tahkim konusunda yaşanan yasal ve anayasal gelişmelerin teşvik edici olduğu bildirilmiştir. Nükleer kaynaklı elektrik üretimi için yapılan ihalenin güvenlik ve bütçe nedenleriyle iptal edildiği ancak sektörde nükleer üretim için gerekli yasa ve yönetmeliklerin çıkartılmaya devam edildiği kaydedilmiştir. Arz güvenliği ve enerji verimliliği konusunda herhangi bir gelişme yaşanmadığı belirtilmiştir. Ayrıca sektörde üretimin %20,4'üne varan kayıplara dikkat çekilerek bunların maliyete olan etkisinden bahsedilmiştir. Bu raporda strateji olarak, enerji iç pazarını rekabetçi hale getirmek için özelleştirmelerin ve yatırımların özendirilmesi gerekliliği, fiyatlar ve tarifeler hakkında söz sahibi olacak bağımsız bir yapının kurulması ve kāmuya ait kurumların piyasadaki öneminin azaltılması ortaya konmuştur [31].

6.3.4 2001 Yılı Düzenli Raporu

Raporda kabul edilen Elektrik Piyasası Kanununun rekabet edilebilir bir iç piyasa oluşumunda önemli bir ilerleme olduğu belirtilmiştir. Kanunun, özellikle sektörün yeni yapısının ve sektör oyuncularının statüsünün tanımlanması üzerine yoğunlaştığı kaydedilmiş ve önceki rapor ve direktiflerde bahsedilen bağımsız denetleyici yapının EPDK ile oluşturulduğu bildirilmiştir. Bu kanunun müktesebat uyumu açısından getirdiği yenilikler övülmüş ve çok önemli bir ilerleme sayıldığı kaydedilmiştir. Arz güvenliği konusunda rapor edilmesi gerekli görülen bir gelişme olmadığı ancak Mavi Akım ve Bakû – Ceyhan Doğalgaz taşıma hatları ile ilgili yapılan çalışmalarının birliğin arz güvenliğine katkı sağlayacağı vurgulanmıştır. Enerji verimliliği konusunda bir gelişme olmamasına rağmen bu konuda görevlendirilen bir Enerji Tasarrufu Koordinasyon Kurulu ve Ulusal Enerji Tasarrufu Merkezi oluşturulduğu belirtilmiştir. Bu rapor kapsamında belirlenen strateji ise şebekelere erişim, piyasanın açılması ve yeni kapasite inşası gibi Elektrik Direktifinin önemli unsurlarının ikincil mevzuatlar ile tamamlanması gerekliliğidir [32].

6.3.5 2002 Yılı Düzenli Raporu

aporda Türkiye'nin enerji mevzuatının, enerji iç pazarına yönelik rekabet gücü açısından önemli gelişmeler yaşandığı kaydedilmiştir. Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde Eylül 2002'den itibaren bir grup tüketicinin serbest bırakılması, EPDK üyelerinin atanması, TEAŞ'ın bölünerek dikey ayrışımın sağlanmış olması hususlarına dikkat çekilmiştir. Ancak mevcut kamu üretim ve dağıtım şirketinin piyasada sahip olduğu hâkim durum nedeniyle rekabetin oluşmasının zaman alacağı belirtilmiştir. Arz güvenliği alanında müktesebat uyumunun henüz gerçekleşmediği ancak Türkiye'nin arz kaynaklarını çeşitlendirme, petrol ve doğal gaz taşımacılığında transit ülke olmaya yönelik adımları attığına değinilmiştir. Ayrıca AB şebekesine UCTE II üzerinden bağlanması konusunda Türkiye ve Yunanistan'ın mutabakat sağladığı not edilmiştir. Enerji verimliliği, çevresel önlemler, nükleer enerji konusunda kayda değer bir gelişme yaşanmadığından bahsedilmiştir. Sonuç olarak Türkiye Katılım Ortaklığı Belgesinde belirlenen öncelikleri yerine getirmiş ancak sadece enerji iç pazarına yönelik oluşumları tamamlamış ve direktifin diğer alanlarında önemli bir gelişme kaydedememiştir. Bu raporda belirlenen strateji uyarınca Türkiye enerji piyasasını işlerliği açısından gerekli idari kapasiteyi bütçe,

personel alımı ve bağımsız yapının sağlanması ile güçlendirmelidir. Sektördeki sübvansiyonların ve elektrik ihracatındaki kısıtlamaların aşamalı olarak kaldırılması önerilmiştir. Gerçekleştirilen yatırımlardan kaynaklanan maliyetlerin karşılanması ve elektrik üretim varlıklarının özelleştirilmesine önem verilmelidir [4, 33].

6.3.6 2003 Yılı Düzenli Raporu

Raporda yaşanan kısa bir belirsizliğe rağmen sektör düzenleme ve denetim organlarının bağımsızlığının teyit edildiği, elektrik sektöründe üretim ve dağıtım alanlarında EPDK tarafından lisansların dağıtıldığı kaydedilmiştir. Arz güvenliği konusunda müktesebat uyumu açısından bildirilecek bir gelişme olmadığı söylenirken Türk enerji sisteminin UCTE bütünleşmesi sağlayacak, Türkiye ve Yunanistan arasında kurulan Babaeski – Filippi hattının 2006 yılı sonunda faaliyete geçirilmesi için, Nisan 2003'te Türk ve Yunan sistem operatörlerinin anlaşma imzaladıkları belirtilmiştir. Elektrik piyasasında gerekli özellikleri sağlayan tüketicilerin kendi tedarikçilerini seçmekte özgür bırakıldığı ve piyasadaki yaklaşık rekabete açılma düzeyinin %23 olduğu belirtilmiştir. EPDK'nın idari kapasite olarak güçlendirildiği ve bununla beraber sistem işleticisi konumundaki TEİAŞ'ın da belirli bir ilerleme kaydettiği belirtilmiştir. Ayrıca sözleşmeler piyasası ve mali hesaplaşmalar konusunda ilgili birimlerin TEİAŞ altında oluşturulduğu not edilmiştir. Enerji verimliliği konusunda soğutucuların enerji etiketlemesi ve flüoresan aydınlatma için balast üzerine yönetmelikler çıkarılması yoluyla ilerleme kaydedildiği ve ayrıca mevzuat uyumluluğu konusunda ilerlemeler sağlandığı belirtilmiştir. Ancak mevzuat üzerinden tam uyumluluk açısından hükümetin kapsamlı bir enerji verimliliği stratejisi kabul etmesi gerektiği vurgulanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları konusunda 2002 yılında çıkartılan lisanslama yönetmeliğinin önemli bir ilerleme olduğu kaydedilmiş ancak bu konuda da genel bir yenilenebilir enerji stratejisinin gerekliliği vurgulanmıştır. Bu raporda strateji olarak ortaya konulan yol ise, üretilen elektrik maliyetine etkisi dolayısı ile dağıtım kayıplarının azaltılması, elektrik enerjisi ithalat ve ihracatına yönelik sınırlamaların kaldırılması, gerçek rekabete geçişte ve genel olarak direktif genelinde müktesebata sağlanan uyumun uygulamalarla güçlendirilmesi olmuştur. Ayrıca tartışmalı yap-işlet-devret ve işletme hakkı devri sözleşmelerinin sorunlarının çözülmesi gerekliliği ortaya konulmuştur [4, 34].

6.3.7 2004 Yılı Düzenli Raporu

2004 yılı Düzenli Raporu'ndaki enerji bölümü, güncel olması dolayısıyla burada ayrıntılı olarak ele alınacak ve yapılan değerlendirmeler aktarılacaktır.

Türkiye'de arz güvenliği açısından yaşanan en önemli gelişme olarak Aralık 2003'de kabul edilen Petrol Piyasası Kanunu gösterilmiştir. Bu kanun ile EPDK petrol ve petrol ürünleri pazarını da düzenleme ve denetlemeyle yetkilendirilmiştir. Bu yetkilendirme ile EPDK petrol stok gereksinimi üzerinde söz sahibi olmuştur. Bu kapsamda Türkiye Uluslararası Enerji Ajansı'nın gereklerine uygun olarak 90 günlük acil petrol stokuna sahiptir. Enerji arz güvenliğini güçlendirmek amacı doğrultusunda Türkiye, arz kaynaklarını çeşitlendirmek ve doğalgaz, petrol taşımacılığı konusunda Hazar Denizi ve Orta Doğu'dan Avrupa Birliği'ne kadar transit ülke olma rolünü güçlendirmek için çabalarını sürdürmüştür. Bu çabalar kapsamında 2006 yılında tamamlanması beklenen ve satış ve alım anlaşmalarının imzalandığı, inşasına başlanan Türkiye – Yunanistan doğal gaz boru hattı; Türkiye, Bulgaristan, Romanya, Macaristan, Avusturya arasında yapılması planlanan ve İran'ı da kapsayacak şekilde Hazar havzasının arz kaynağı olacağı Nabucco doğal gaz boru hattı projesi; petrol konusunda 2005 yılında devreye girmiş olan BTC Petrol Boru Hattı ve son olarak da Mısır, Suriye, Irak doğal gazının Avrupa Birliği'ne doğru taşınmasında Maşrek ülkeleri ile yapılan işbirliği not edilmiştir.

Rekabet gücü ve enerji iç pazarı konusunda Yüksek Planlama Kurulu'nun 17 Mart 2004 ve 2004/3 sayılı kararı ile kabul edilen yeni yol haritası ve elektrik sektörü strateji belgesi raporda incelenmiştir. Bu kapsamda üretim ile ilgili özelleştirmenin 2006 yılında başlatılması, dağıtımla ilgili özelleştirmelerin ise 2006 yılına kadar tamamlanmasının öngörüldüğü belirtilmiştir. Pazarın halen %28'inin rekabete açık olduğu belirtilirken bu durumun serbest müşterilerin tüketim sınırı olarak 7,8 kW/h'lik miktarın korunması ile 2009'a kadar bu seviyede tutulacağı, 2009 yılında itibaren arz güvenliği konusunda sağlanacak gelişmelere paralel olarak 2011 yılında %100 rekabetçi bir elektrik enerjisi sektörünün hedeflendiği söylenmiştir.

Enerji iç pazarına fiziksel bütünleşme ve Türkiye ile Batı Avrupa elektrik enerjisi şebekelerinin senkron olarak çalışması için devam eden çalışmalarda gözlenen ilerlemeler kaydedilmiştir.

Türkiye'nin Aralık 2003'de, enerji iç pazarı için Enerji Direktifi'nde belirtilen ilkeler doğrultusunda, Güneydoğu Avrupa'da bölgesel bir elektrik ve gaz pazarı oluşturmayı hedefleyen Atina Zaptı'nı imzalamasına değinen raporda, bu zaptın ortak ülkeler arasında Güneydoğu Avrupa'da bir enerji topluluğu kurulmasını hedeflediği kaydedilmiştir.

Enerji verimliliği konusunda hükümetin kapsamlı bir strateji belgesi kabul ettiğine değinilmiş ancak yenilenebilir enerji kaynakları konusunda herhangi bir gelişme kaydedilemediği belirtilmiştir.

Raporun genel değerlendirmeler ve stratejiler bölümünde ise, Yüksek Planlama Kurulu'nun kabul ettiği son strateji belgesinin elektrik enerjisi sektöründe süregelen temel problemlerin çözülmesine imkân sağlayacağı ancak tam zamanında ve bütün olarak uygulamaya konması gerekliliğinden bahsedilmiştir. Bu belge kapsamında mevcut hukuki çerçeveye uyarlanması gereken yap-işlet-devret ve işletme hakkı devri modellerinden, sübvansiyonların aşamalı olarak kaldırılmasından, işletmeciler şirketlerin mali disiplini ve özellikle elektrik faturalarının tahsil edilme oranında sağlanması gereken ciddi iyileştirmelerden bahsedilmiştir. Rekabetçi bir piyasanın tesisi konusunda yeni idari ve yasal tedbirlerin oluşturulması, sınır ötesi ticaretle ilgili kısıtlamaların kaldırılması, uzun vadeli enerji alımına yönelik anlaşmaların yeniden gözden geçirilmesi önerilmiştir.

Türkiye'nin Trans-Avrupa enerji ağlarına ilişkin yönlendirici ilkeler çerçevesinde, ortak çıkarlara hizmet eden projelerin geliştirilmesiyle, enerji alanında transit ülke olma konumunu güçlendirmesi tavsiye edilmektedir.

Elektrik, doğalgaz ve petrol piyasalarına yönelik düzenleyici kurum olan EPDK'nın idari kapasitesi ve kalifiye eleman sayısı artırılması ve bu yapının güçlendirilmesi gerektiği belirtilirken bu önermeye sebep olarak düzenleyici kurumun temel görevi olan kamuya ait şebeke operatörleri olan TEİAŞ ve BOTAS'ın faaliyetlerinin izlenmesi gösterilmiştir.

Enerji verimliliği konusunda bu alandaki tedbirlerin Enerji Bakanlığı'nın sorumluluğu altında, Ulusal Enerji Tasarruf Merkezi tarafından yürütüldüğü açıklanmıştır. Bu kurumun yeniden yapılandırılması ve enerji, inşaat, ulaştırma,

sanayi ve çevre dahil tüm ilgili sektörler arasında daha etkili yatay koordinasyonun sağlanması hedefiyle düzenlenmesi önerilmiştir.

Nükleer enerji konusunda, Türkiye'nin Euratom Anlaşması'nın koşulları ve usullerine uyumu sağlanması istenmiştir. Bu çerçevede nükleer tesisleri kullananlar ve üniversiteler, hastanelere veya nükleer materyalleri depolayan işletmeler tarafından Euratom koruma tedbirlerinin uygulanması çabalarına hız verilmesi gerektiği kaydedilmiştir. Ayrıca bu düzenlemenin Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı ile 1981 yılında imzalanan koruma anlaşması ve 2001 yılında yürürlüğe giren ek katma protokol göz önüne alındığında zorunlu olduğuna dikkat çekilmiştir. Ayrıca bu alanda mevzuata uyumun tamamlanması ve uygulanması için idari kapasitenin güçlendirilmesine ve ek çabalara ihtiyaç duyulduğu kaydedilmiştir.

Sonuç olarak Türkiye müktesebat uyumu bakımından çeşitli ilerlemeler sağlamış ve mevzuatın etkili biçimde uygulanması için çabalarını arttırmıştır. Bu gözlem AB komisyonu tarafından ilgili raporlarda belirtilmektedir. Ancak enerji politikasının AB politikaları ve enerji direktifi ile uyumu sınırlıdır ve yoğunlaşılacak belirli konular hariç dengeli değildir. Sektörde tam üyelik öncesinde kapsamlı bir uyumun gerçekleştirilmesi için ilave çaba gösterilmelidir. Enerji piyasanın birlik hedefleri doğrultusunda rekabetçi bir yapıya kavuşturulması için yeniden yapılanmaya devam edilmeli, özelleştirme uygulamaları teşvik edilmeli ve sektördeki kamu şirketleri özelleştirilmeli ve son olarak da piyasada fiyat kontrolü etkin ve adaletli bir şekilde sağlanmalıdır. Bu kapsamda yeniden yapılanan enerji piyasası ile Türkiye dünya enerji arzının önemli bir bölümünü elinde tutan komşu ülkelerden Avrupa Birliğine giden petrol ve doğalgaz kaynaklarının ve rotalarının şekillendirilmesinde önemli bir rol oynayacaktır [33, 35].

7. 1985 – 2001 DÖNEMİNDE ELEKTRİK ENERJİSİNE YÖNELİK YATIRIMLARIN İRDELENMESİ

Türkiye elektrik enerjisi sektörü tarihçesi incelendiğinde, günümüzde uygulanmakta olan yapısal modelin altyapısının, 1985 – 2001 döneminde hazırlandığı ve sektöre yönelik farklı yatırım finansmanı modellerinin gündeme geldiği görülmektedir. Dünyada esmeye başlayan liberalleşme ve özelleştirme rüzgârının elektrik enerjisi sektöründe hissedilmeye başlaması ve elektrik enerjisine yönelik yatırımların kamu yatırım imkânları ile değil özel sektörün olanaklarıyla yapılmasının hem finansal hem de teknolojik açıdan daha verimli olduğu siyasal iktidarlar tarafından etkin olarak dile getirilmiştir. Bu dönemde, ülkemizin mevcut kurulu güç kapasitesi ve talebinin gerçekleşen değerler üzerinden incelenmesi hem sektöre yapılan yatırımların teknik olarak gerekliliğini ortaya koyması açısından hem de yatırım modellerinin işleyişi açısından aydınlatıcı olacaktır.

Tablo 7.1: 1985 – 2001 Döneminde Kurulu Güç, Üretim Kapasitesi ve Brüt Üretim İlişkisi [36]

Yıllar	Kurulu Güç (MW)	Üretim Kapasitesi (Ortalama) (GWh)	Üretim Kapasitesi (Güvenilir) (GWh)	Brüt Üretim (GWh)
1985	9.122	42.927	38.931	34.219
1986	10.115	48.803	44.811	39.495
1987	12.495	63.588	59.416	44.353
1988	14.521	68.806	64.028	48.049
1989	15.808	74.998	69.801	52.043
1990	16.318	81.628	76.301	57.544
1991	17.209	86.156	80.424	60.246
1992	18.716	93.470	86.956	67.342
1993	20.338	100.363	92.966	73.808
1994	20.860	103.360	95.516	78.322
1995	20.954	105.257	97.414	86.247
1996	21.249	106.519	98.395	94.862
1997	21.892	110.868	102.150	103.296
1998	23.354	120.147	108.566	111.022
1999	26.119	108.174	98.698	116.440
2000	27.264	147.933	137.555	124.922
2001	28.332	154.176	143.251	122.725

Tablo 7.1’de inceleme dönemi boyunca Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü ve bu kurulu gücün kullanımı ile elde edilen üretim kapasiteleri verilmiştir.

Tablo 7.2’de ise inceleme döneminde, Türkiye kurulu gücü ve brüt üretim değerleri karşılaştırılmıştır. Teorik çalışma saati, Türkiye kurulu gücünü oluşturan farklı tip santrallerin yıllık olarak güvenilir çalışma saatleri ortalamasıdır. Ancak aynı tablo kapsamında verilen brüt üretim değerlerine bakıldığında yıl içerisinde bir saat içerisinde talep edilen en yüksek güç değeri eşdeğeri olan saatlik puantın kurulu güçten düşük olduğu görülmektedir. Bu fark güvenli işletme açısından bırakılması gereken yedek kapasite göz önüne alınırsa doğru bir değer olarak görülebilir. Ancak yıllar itibari ile brüt üretimin saatlik puanta bölümü ile elde edilen teorik çalışma saatleri ile gerçekleşen çalışma saatleri karşılaştırıldığında, bazı yıllarda, bu yedek kapasitenin dışında kullanılmayan bir kurulu güç bulunduğu gözlenmektedir. Saatlik puantın, kurulu güce oranı olarak verilen faydalanma faktörü bu karşılaştırmayı yapmaya olanak sağlamaktadır. 1982 – 1988 yılları arasında faydalanma faktörü sürekli olarak azalmış ve 1988 yılında en yüksek güç talebini karşılamak için mevcut kapasite %52 oranında kullanılmıştır. Daha sonraki yıllarda bu oran artış göstermiş, ancak 1994 yılına kadar sistemdeki kullanılmayan kapasite, yedek olarak değerlendirilebilecek seviyeye düşmemiştir.

Bu karşılaştırma sonucu, mevcut kapasitenin verimli kullanımı ile yaratılabilecek ek kapasite göz önüne alındığında, elektrik enerjisi talebinin bir kısmının, yeni yatırımlar ile değil mevcut kapasitenin daha verimli kullanılması ile elde edilebilir olduğu görülmektedir. Karşılaştırma yapılırken mevcut talebin %20’si oranında bir yedek kapasite öngörülmüştür. Saptanan yedek kapasite TEİAŞ’ın öngördüğü ortalama yedek kapasite değerinin en yükseğidir.

Tablo 7.2: 1980 – 2001 Dönemi Brüt Üretim, Kurulu Güç, Çalışma Saati ve Faydalanma Faktörü Tablosu [36]

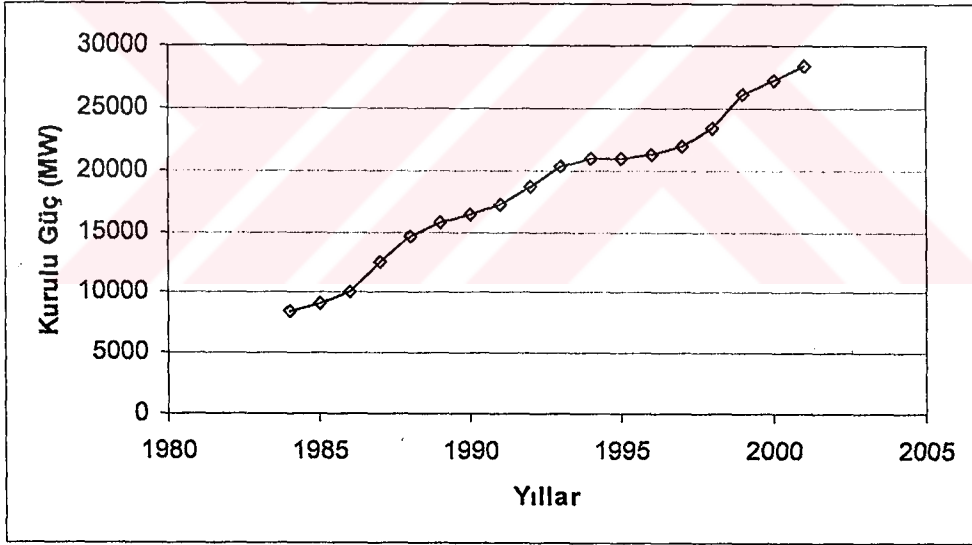
Yıllar	Brüt Üretim (GWh)	Kurulu Güç (MW)	Saatlik Puant (MW)	Teorik Çalışma Saati	Faydalanma Faktörü (%)
1980	23.275	5.119	4.023	5.786	79
1981	24.673	5.538	4.158	5.934	75
1982	26.552	6.639	4.600	5.772	69
1983	27.347	6.935	4.734	5.777	68
1984	30.614	8.462	5.509	5.557	65
1985	34.219	9.122	5.739	5.963	63
1986	39.495	10.115	6.440	6.133	64
1987	44.353	12.495	7.412	5.984	59
1988	48.049	14.521	7.613	6.311	52
1989	52.043	15.808	8.499	6.123	54
1990	57.544	16.318	9.056	6.354	55
1991	60.246	17.209	9.903	6.084	58
1992	67.342	18.716	10.975	6.136	59
1993	73.808	20.338	11.819	6.245	58
1994	78.322	20.860	12.495	6.268	60
1995	86.247	20.954	13.876	6.216	66
1996	94.862	21.249	15.185	6.247	71
1997	103.296	21.892	16.766	6.161	77
1998	111.022	23.354	17.614	6.303	75
1999	116.440	26.119	18.954	6.143	73
2000	124.922	27.264	19.405	6.438	71
2001	122.725	28.332	19.407	6.324	68

Bu konu ile ilgili bir karşılaştırma da beklenen ve gerçekleşen çalışma saatleri üzerinden yapılmıştır. Çalışma saatinden kastedilen bir elektrik enerjisi üretim tesisinin bir yıl içerisinde, devre dışı kalmadan elektrik enerjisi ürettiği saatlerin toplamıdır. Tablo 7.3, 1985 – 2001 döneminde ülkemiz elektrik üretim tesislerinin teorik ve gerçekleşen çalışma saatlerini ve bu değerler arasındaki farkı vermektedir. Çalışma saati, tesisin verimli kullanılmasının yanı sıra genel planlamada yaşanan kurulu güç fazlası ile tesislerin kapasitelerinin altında çalıştırıldığına da bir göstergesi sayılabilir.

Tablo 7.3: 1985 – 2001 Dönemi Üretim Kapasitesi ve Çalışma Süresi Beklenen ve Gerçekleşen Değerleri ve Aralarındaki Fark

Yıllar	Teorik Çalışma Saati	Gerçekleşen Çalışma Saati	Çalışma Saati Farkı
1985	5.963	4.706	1.256
1986	6.133	4.825	1.308
1987	5.984	5.089	895
1988	6.311	4.739	1.573
1989	6.123	4.744	1.379
1990	6.354	5.002	1.352
1991	6.084	5.006	1.077
1992	6.136	4.994	1.142
1993	6.245	4.935	1.310
1994	6.268	4.955	1.313
1995	6.216	5.023	1.192
1996	6.247	5.013	1.234
1997	6.161	5.064	1.097
1998	6.303	5.145	1.158
1999	6.143	4.142	2.002
2000	6.438	5.426	1.012
2001	6.324	5.442	882

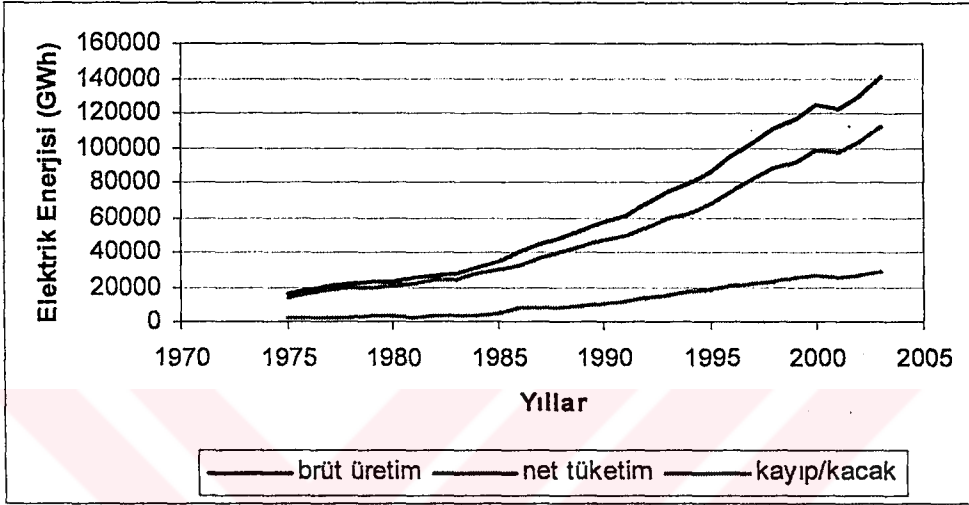
Ayrıca Şekil 7.1’de Türkiye kurulu gücünün yıllara dayalı grafiği verilmiştir.



Şekil 7.1: 1985 – 2001 Dönemi Kurulu Güç Değerleri Grafiği

Şekil 7.1 ve kullanma faktörü değerleri incelendiğinde, özellikle 1985 – 1994 yılları arasında sektöre yapılan yatırımlar, tüketimi karşılamanın üstüne çıktığı ve yapılan bazı yatırımların, planlı yönetim ve arz talep dengesini kurmaktan çok, dönemde yaratılan özel sektör yatırımlarının aşırı teşviki kaynaklı olduğu söylenebilir. Aynı zamanda bu sonuçlardan yola çıkılarak 1990’lı yılların başından itibaren sektöre yapılan yatırımlarda bir yavaşlama görülmektedir. Bu dönemde, sektöre yönelik

tartışmaların fiili yansımalarının yatırımlar üzerinde görüldüğü söylenebilir. Kurulu güç grafiğinde, 1985 – 1995 yılları arasındaki artış hızını gösteren eğimin, 1995 – 2001 döneminde azalması bu saptamayı doğrulamaktadır. Aynı zamanda Şekil 7.2’de verilen brüt üretim ve net tüketim değerindeki açıklığın 1995 – 2001 döneminde artmış olduğu ve bu değerler farkı olarak değerlendirilebilen kayıp kaçak oranındaki artış gösterilmiştir.



Şekil 7.2: Yıllar İtibarıyla Brüt Üretim, Net Üretim ve Kayıp Kaçak Değerleri Grafiği

İnceleme döneminde Tablo 7.4’ de verilen brüt üretimin yıllara göre şirketlere dağılımı incelendiğinde 1984 yılı ile başlayan farklı finansman modelleri arayışı ve bu modeller kullanılarak yapılan yatırımların toplam elektrik enerjisi üretimindeki payı görülmektedir. Bu dönemde yapılan yatırımların devreye alınmasını takiben EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları hariç diğer şirketlerin toplam üretimdeki paylarının 1997 yılından itibaren arttığı ve 2002 yılı itibari ile toplam üretimin %15’ine ulaştığı görülmektedir. 1997 yılı sonrasında kamu şirketi olan EÜAŞ’ın üretimdeki payı %86’dan %46’ya gerilerken, finansman modelleri ile oluşturulan üretim şirketleri, ayrıcalıklı şirketler, işletme hakkı devirleri, otoprodüktör ve mobil santrallerin payı %14’den %40’a yükselmiştir [19].

Tablo 7.4: Yıllar İtibarıyla Türkiye Brüt Üretiminin Şirketlere Dağılımı

Yıllar	EÜAŞ (GWh)	EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklıkları (GWh)	Özelleştirme Kapsamına Alınan Santraller (GWh)	Ayrıcalıklı Şirketler (GWh)	Üretim Şirketleri (GWh)	Otoproduktörler (GWh)	Mobil Santraller (GWh)	İHD (GWh)	Toplam (GWh)
1980	19.415			1.610		2.189			23.275
1981	20.588			1.938		2.085			24.673
1982	23.243			1.590		1.659			26.552
1983	23.689			1.618		1.999			27.347
1984	26.686			1.691		2.233			30.614
1985	30.249			1.592		2.378			34.219
1986	35.470			1.454		2.771			39.695
1987	39.679			1.592		3.082			44.353
1988	43.014			1.858		3.177			48.049
1989	47.454			1.317	5	3.267			52.043
1990	52.854			1.305	23	3.361			57.543
1991	55.461			1.370	47	3.369			60.246
1992	61.533			2.015	67	3.727			67.342
1993	67.100			2.467	69	4.172			73.808
1994	71.943			1.686	74	4.619			78.322
1995	71.544	6.651		2.301	126	5.625			86.247
1996	69.124	16.291		2.908	469	6.071			94.862
1997	72.487	18.432		2.214	2.409	7.754			103.296
1998	78.581	17.494		2.299	2.517	10.131			111.022
1999	74.402	17.911		2.169	9.224	12.529	205		116.440
2000	73.942	19.292		1.903	12.039	15.962	6.44	1.141	124.922
2001	67.469	18.894		1.346	13.279	17.914	1.117	2.707	122.725
2002	60.075	17.257		4.507	19.700	20.447	3.209	4.205	129.400
2003	52.170	8.337	2.591	2.021	45.461	23.127	2.558	4.317	140.581

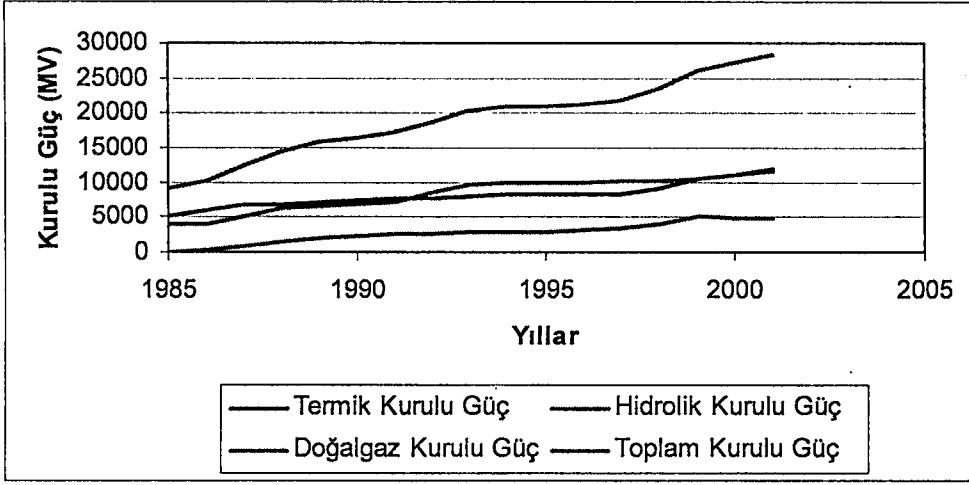
Yukarıdaki tablo vasıtasıyla yapılması gereken bir değerlendirme de YİD ve Yİ uygulamaları nedeniyle yaşanan arz talep dengesi sıkıntısıdır. 2001 ve 2002 yıllarında, arz fazlası nedeniyle kamu santrallerinde üretim düşürülmüş, böylece alım güvenceli üretime yer açılmaya çalışılmıştır. 2001 ve 2002 yıllarında alım güvenceli üretimin tümü teslim alınmış ve enerjiyi teslim almaksızın ödeme zorunluluğuna düşülmemiş olması kamu santrallerinde düşük üretimle sağlanabilmektedir.

TEİAŞ'ın işletme faaliyetleri raporuna göre, 2002 yılında ülkenin toplam üretimi geçmiş yıla göre %5,1 artmışken, EÜAŞ termik ve hidrolik santrallerinin toplam üretimi %10,9 azalmıştır. Bağlı ortaklıkların santrallerinde yaşanan %8,7 azalma da dikkate alındığında, kamu elindeki üretim tesislerinin bir önceki yıla göre %19,6 oranında azalan üretim yaptıkları ortaya çıkmaktadır.

Türkiye brüt elektrik enerjisi üretiminde kullanılan birincil enerji kaynakları ve üretim içindeki yüzdeleri ve kurulu gücün elektrik enerjisi üretiminde kullanılan birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı 1985'den günümüze incelendiğinde ise Tablo 7.5 ve Şekil 7.3'de verilen değerler görülmektedir.

Tablo 7.5: 1985 – 2001 Döneminde Elektrik Enerjisi Brüt Üretiminde Kullanılan Birincil Kaynaklar ve Yüzde Değerleri [36]

Yıllar	Termik (GWh)	Doğalgaz (GWh)	Hidrolik (GWh)	Diğer (GWh)	Toplam (GWh)	Termik %	Doğalgaz %	Hidrolik %	Diğer %
1985	17.165	-	13.426	22	30.614	56,1	0,0	43,9	0,1
1986	22.110	58	12.045	6	34.219	64,6	0,2	35,2	0,0
1987	26.438	13.41	11.873	44	39.695	66,6	3,4	29,9	0,1
1988	23.149	25.28	18.618	58	44.353	52,2	5,7	42,0	0,1
1989	15.791	32.40	28.950	68	48.049	32,9	6,7	60,3	0,1
1990	24.517	95.24	17.940	63	52.043	47,1	18,3	34,5	0,1
1991	24.123	10.192	23.148	80	57.543	41,9	17,7	40,2	0,1
1992	24.855	12.589	22.683	120	60.246	41,3	20,9	37,7	0,2
1993	29.844	10.814	26.568	117	67.342	44,3	16,1	39,5	0,2
1994	28.934	10.788	33.951	134	73.808	39,2	14,6	46,0	0,2
1995	33.784	13.822	30.586	130	78.322	43,1	17,6	39,1	0,2
1996	33.819	16.579	35.541	308	86.247	39,2	19,2	41,2	0,4
1997	36.953	17.174	40.475	259	94.862	39,0	18,1	42,7	0,3
1998	41.017	22.086	39.816	377	103.296	39,7	21,4	38,5	0,4
1999	43.611	24.838	42.229	345	111.022	39,3	22,4	38,0	0,3
2000	45.110	36.346	34.678	306	116.440	38,7	31,2	29,8	0,3
2001	47.497	46.217	30.879	329	124.922	38,0	37,0	24,7	0,3



Şekil 7.3: Yıllar İtibarıyla Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynakları Cinsinden Dağılımı

Bu dönem, birincil enerji kaynaklarının kullanımı kapsamında değerlendirildiğinde aşağıdaki sonuçlar elde edilebilir:

- Ulusal ve yenilenebilir bir kaynak olarak değerlendirilen hidrolik potansiyelin 1970’li yıllarda kurulu gücün %40’ını karşılamasına rağmen son yıllarda üretimdeki payı %25’lere düşmüştür.
- 1980’li yıllara kadar bir arz kaynağı olarak görülmeyen doğalgaz günümüzde toplam arzın %40’ını karşılamaktadır. Ülkenin bölgesel konumu, doğalgaz havzalarına yakınlığı ve yatırım tercihleri, yapılan alım anlaşmaları nedeni ile doğalgaz santrallerinin sayısı artmıştır. Doğalgazın toplam üretimde artan payında, aynı zamanda 1984 – 2001 döneminde alternatif yatırım modelleri kullanılarak yapılan özel sektör yatırımlarının genel olarak doğalgaz kullanan tesisler olması da etkilidir.
- 1970’li yıllarda üretimde %30 pay alan LPG – Fuel Oil – Motorin gibi petrol türevlerinin günümüzde toplam arz içindeki payı %10’ların altına inmiştir. Buna sebep olarak artan maliyetler, petrol piyasasında periyodik hale gelen krizler ve fiyat dalgalanmaları ile petrol arzında yaşanan sıkıntılar neden gösterebilir.

Enerji ihtiyacının karşılanması konusunda istikrarlı olarak oranını koruyan kömür önemli bir arz kaynağıdır. Ülkemizde yerli bir enerji kaynağı olarak değerlendirilen linyit kömürünün ısı değeri düşük ve kükürt içeriği yüksektir. İlerleyen süreçte çevre

koruma normları ve özellikle Kyoto Protokolü gibi karbon emisyonunun sınırlandırma çalışmalarının kömürün üretimdeki yüzdesini düşüreceği varsayılmaktadır. Mevcut tesisler ise baca gazı kükürt giderme tesisleri ve yeni teknolojiler ile sürdürülebilir olacaktır.



8. UZUN DÖNEM YATIRIM PLANLAMA STRATEJİLERİ VE TÜRKİYE İÇİN ÖNGÖRÜLEN TEMEL SENARYOLAR

8.1 Uzun Dönem Yatırım Planlama Stratejileri

Elektrik piyasasında düzgün işleyişin sağlanmasındaki en önemli kavramlardan biri arz güvenliğidir. Arz güvenliği tüketicinin talep ettiği elektrik enerjisinin, talep anında karşılanabilmesi şeklinde özetlenebilir. Dolayısıyla burada tüketicinin zarar etmeyeceği bir yapı ancak arz-talep dengesinin tutturulması veya arz fazlası yaratılacak şekilde bir düzenleme yapılmasıyla mümkündür. Enerji arzında sağlanacak fazlalık ve çeşitlilik sağlıklı işleyişin birinci şartı olarak görülmektedir.

Enerji üretim tesislerinin kurulması ve işler hale getirilmesi, gereken uzun yapım sürecinin yanı sıra finansman zorlukları da getirdiğinden, uygulamada üretim tesislerinin planlanması on yıllar öncesinden yapılmaktadır. Bu planın yapılmasında ise geçerli olarak kullanılan en önemli veri talep tahminleri olmaktadır. Talep tahminlerinin yapılması ile görevlendirilen kurum ve kuruluşlar uzun dönemli projeksiyonlar ve kendi öngörülerine dayanan senaryolar oluşturmaktadır. Bu senaryolar daha sonra piyasa için uygun görünen stratejilerin oluşturulması için temel alınmaktadır. Çalışmanın bu bölümünde stratejik planlamanın başlangıç adımı olan senaryo ve senaryo temelli planlama kavramı ele alınacaktır.

8.2 Senaryo Temelli Planlama

Senaryo planlama, geleceğin çeşitli sebeplerle belirsizlik arz ettiği durumlarda stratejiler ve bu stratejilerin test edilebileceği olası gelecek senaryoları yaratmayı hedefleyen bir yöntemdir. Tarihi gelişimlerine bakılacak olursa, senaryoların İkinci Dünya Savaşı'ndan sonra askeri strateji geliştirme amacıyla ortaya çıktığı söylenebilir. Ancak daha sonra senaryo planlama Royal Dutch Shell şirketi gibi

çokuluslu şirketler tarafından, şirketlerin stratejik karar alma aşamalarında yol gösterici olması maksadıyla kullanılmaya başlanmıştır. 1970'lerde şirketlerin özellikle petrol krizlerini atlatmanın yollarını bulmak için uyguladığı senaryo planlama, geçtiğimiz 15 yıl içerisinde hükümetler ve bakanlıklar tarafından araştırmadan halk sağlığına, şehir planlamadan, ulaşım ve enerji altyapısına kadar kamusal hayatın her alanında yaygın şekilde faydalanılan bir araç haline gelmiştir [37].

Senaryoların en temel koşullarından biri geleceğin nasıl şekilleneceğini tutarlı, mantıklı ve makul bir şekilde kurgulamalarıdır. Ayrıca senaryo belli bir problemi çok yönlü bir şekilde ele almalı; söz konusu problemi etkileyebilecek kısa ve uzun vadeli olayları birlikte değerlendirebilmeli ve o alandaki genel eğilimler kadar olası eğilim sapmalarını da göz önünde bulundurmalıdır.

Küresel enerji pazarı göz önüne alındığında burada yatırım yapacak özel şirketlerin veya yatırım planlarını yapmak ile yükümlü kamu kurum ve kuruluşlarının, söz konusu büyük yatırım maliyetleri ve yıllar süren yatırım gerçekleştirme süreleri düşünüldüğünde geleceği daha bilinir kılacak teknikler ve gelecek ile ilgili sistematik bir düşünce şekline ihtiyaçları olduğu açıktır. Gelecek üzerinde etkisi tartışılmaz kararları bugün vermek ve bu kararlar çerçevesinde oluşan stratejileri uygulamaya koymak zorunda olan bu oyuncular senaryo planlamadan yararlanırlar. İlerleyen bölümlerde senaryo planlamanın temelleri, senaryo planlamanın kullanım şekilleri ve bu tekniğin avantaj ve dezavantajları açıklanacaktır.

8.2.1 Senaryo Planlamanın Temelleri

Senaryo planlamanın 3 temel prensibi vardır. Bunlar; sistemler düşüncesi, serbest gelecek düşüncesi, ve stratejik düşünce olarak adlandırılabilir.

- Sistemler yaklaşımı: Senaryo planlama, girişimciliğin önemli özellikleri olan çok yönlülük ve dinamizmi göz önünde bulundurmalıdır, çünkü bireysel alanları ve o alanları etkileyen faktörleri ayrı ayrı ele alan geleneksel işletme yaklaşımları yanılmaya mahkumdur.
- Gelecekteki belirsizlik ve riskler: Senaryo planlama geleceğin bilinebilir olmadığı ve gelecek için bugünden bir şeyler yapmanın gerekliliği üzerine

hareket eder. Tahmin edilebilir, tek bir gelecek olmadığının kabulünden yola çıkarak, belli bir geleceğin tahminini yapmak yerine, olası gelecekleri tasvir etmeyi amaçlar.

- Stratejik yönetim: İkinci Dünya Savaşı'nı izleyen ekonomik buhran ve 1970'lerin petrol krizleri o zamana kadar alışlagelmiş olan devamlılık ve yarının tahmin edilebilirliği fikrine son vermiştir. Böylelikle işletmelerin kısa vadeli kar maksimizasyonu derdi yerini gerekliliklerin yaratılması ve korunmasına bırakmıştır. Dolayısıyla stratejik düşünce karmaşık ve çalkantılı bir ortamda başarılı olmak için birincil şart haline gelmiştir [38].

Prensipieri bu şekilde tanımlanabilecek senaryo planlamada genel olarak izlenmesi gereken adımlar şunlardır:

- Sorunun tanımlanması;
- Sorunu belli bir süre boyunca etkileyebilecek olan önceden belirlenmiş ve belirsiz öğelerin değerlendirilmesi;
- Bu öğelerin dikkate alınarak çeşitli seçenekler ve senaryoların geliştirilmesi;
- Senaryoların kurumsal stratejiler dikkate alınarak test edilmesi ve
- Oluşturulan senaryoların gerçekleşmesi halinde hazırlıklı olmak adına bugün ile senaryonun sunduğu gelecek arasındaki zamanın planlanması.

Böylelikle belirlenen bir senaryo, bilim adamları ve kurumsal politika analistlerinin gelecekleri etkileyen ve şekillendiren faktörleri tanımlamalarına, bu faktörler arasındaki dinamik ilişkileri ve hangi değişkenin ne derece önemli olduğunu belirlemelerine yardımcı olup, ileride özellikle çevre ve enerji alanlarında karşılaşılması olası belirsizliklerin daha sistematik bir şekilde karşılanmasına olanak tanıyacaktır [38].

8.2.2 Senaryo Planlamanın Çeşitleri

Planlanma stratejilerine göre, senaryolar tanımsal ve normatif olarak ikiye ayrılabilir. Tanımsal senaryolar bir dizi durumun olası sonuçlarını ve bu sonuçların stratejik

karar alma açısından nasıl etkileri olabileceğini analiz ederken; normatif senaryolar ise daha önceden şekillendirilmiş, gerçekleşmesi istenen bir geleceğe nasıl ulaşılabilirliğini araştırır. İstenen gelecek ana hatlarıyla belirlendikten sonra, bu çerçeveden yola çıkılarak geriye doğru bakmak suretiyle şu andan itibaren o geleceğe ulaşabilmek için hangi noktalarda nelerin düzeltilmesi gerektiği saptanır. Kısacası, tanımsal senaryolar öngöründe bulunarak olacakları tahmin etmeye çalışırken; normatif senaryolar "geri-görü" usulüyle yapılması gerekenleri ortaya çıkarmaya çalışır [37].

Ancak, bu noktada senaryo planlamayla alışılmış anlamıyla gelecek tahminleri arasındaki farka dikkat çekmek gerekir. Durağan olarak adlandırabilecek dönemler olan 1950 ve 1960'larda işe yarayan geleneksel tahmin yöntemleri, 1970'lerden beri artan bir sıklıkla önemli hatalara sebep olmaya başlamıştır. Bunun sebebi, geleneksel tahmin tekniklerinin, yarının dünyasının bugünün dünyasıyla hemen hemen aynı olacağını ve dolayısıyla geleceğin bugüne ve düne bakılarak tahmin edilebileceğini kabul etmesidir. Kısa vadede tek bir değişken üzerinde yapılan bu tahminler, belirsiz değişkenleri göz önünde bulundurmaz için uzun vadede güvenilir olmamaktadır. Bununla beraber artık gelecek, geçmişteki davranış biçimlerinden yola çıkılarak doğru tek bir saptama yapılabilecek istikrarlı bir yapıda değildir. Dolayısıyla da günümüz dünyasında belirli bir gelecek hakkında tahminler yapmak yerine olası gelecek tasvirlerini konu alan senaryolar çok daha isabetli sonuçlar vermektedir.

Senaryoların ayırt edici diğer bir özelliği nicel veya nitel olmalarıdır. Nitel senaryolar gelecek konusundaki tahminleri şekillerden veya benzer araçlardan yardım almadan yaparken; nicel senaryolar önemli göstergelerin ve değişkenlerin sayısal açıklamasında da bulunur. Nicei senaryolar genellikle bir model aracılığıyla ifade edilir. Modellemenin temelinde yatan, değişkenler arasındaki neden-sonuç ilişkisini inceleyen teorilerdir. Matematiksel ve istatistiksel modeller uzun vadeli senaryo analizlerinde araçlar olarak kullanılmaktadır [38].

8.2.3 Senaryo Planlamanın Avantajları ve Dezavantajları

Senaryo planlamanın önemli özelliklerinden biri sosyal, ekonomik, teknolojik, kültürel ve demografik boyutları bir araya getirebilen tamamlayıcı ve birleştirici bir yöntem olmasıdır. Ancak böylesine çok yönlü bir sistemin başarısı da, uygulamanın

niteliği, değişkenlik unsuru, problemin büyüklüğü, konuyla ilgilenenlerin yetenekleri ve kullanılan kaynaklar gibi bir dizi etmene bağlıdır. Dolayısıyla doğru uygulandığında başka yöntemlerle elde edilemeyecek öngörüler üretilmesini sağlayan senaryo planlamanın, aynı zamanda bir takım yanılsamalara da yol açması da olasıdır. Diğer bir deyişle nasıl uygulandığına göre bir takım avantajlar veya dezavantajlar sağlayabilir.

Senaryo planlama strateji üretilmesi ve üretilen stratejilerin test edilmesi için etkili bir tekniktir. Söz gelimi, başarılı olup olmadığı ancak on yıllar sonra değerlendirilebilecek milyonlarca dolarlık bir yatırım kararının verilmesi önceden belirlenmiş pek çok faktöre olduğu bağlı olduğu gibi bir o kadar da değişken veya belirsiz etmenlerle ilgilidir. Dolayısıyla senaryo planlama, özellikle içinde bulunulan ortamdaki kesin ve değişken güçlerin geleceği nasıl etkileyeceğini belirlemede karar verici mekanizmalara fikir vererek, bu cins bir kararın daha sağlıklı ve bilinçli alınmasına yardımcı olacaktır.

Senaryo planlama olası pek çok gelecek seçeneği arasından yalnızca bir kaç taneyi oluşturabileceği için, planlamacıların diğer ihtimalleri göz ardı etme derecesinde bu seçenekler üzerine yoğunlaşması riskini taşır. Diğer bir deyişle, senaryo planlama, yaratılan senaryolardan birinin veya birkaçının gerçekmiş gibi algılanmasına yol açacak bir kör nokta yaratabilir.

Senaryo planlamanın diğer bir dezavantajı deneysel bilgilere sahip küçük bir kesim yaratırken, bu bilgilerin organizasyonun geri kalanına yeteri kadar iletilmemesine sebep olabilmesidir. Bu durum, senaryo planlamanın, bir organizasyon ve kurumsal yapının genellikle küçük bir kesimi tarafından yapıyor olmasından kaynaklanır. Eğer planlamacılar ve karar alıcılar arasında iyi bir iletişim yoksa senaryo planlama maksimum kaynak tüketerek minimum etki sağlayan bir sistem haline dönüşecektir [38].

8.3 Türkiye için Öngörülen Temel Senaryolar

Bu bölümde, 2025 yılı perspektifinde ülkemizin iç koşulları ve küresel ölçekte yaşanması muhtemel durumlar üzerinden çeşitli 2025 senaryoları üretilecektir. Bu senaryolar, elektrik enerjisi talep tahmini için birincil girdiyi oluşturacak ekonomik

kalkınma parametresi, üzerinden farklı tahminler yapılması amacıyla kullanılacaktır. Elektrik enerjisi sektörü ülkenin genel ekonomik yapısından ayrılamayacak olduğundan ve günümüz dünyasında ekonomik yapının siyasal yönlendirme ve etkilenmelere açık olduğu tartışılmaz olduğundan değerlendirmelerin büyük bir kısmı siyasal süreç öngörülerine dayandırılmıştır. Ayrıca bu değerlendirmeler, temel olarak Türkiye'nin Avrupa Birliğine tam üyeliği perspektifinde yapılmıştır.

2005 yılından bakıldığı takdirde, Türkiye'nin önündeki 20 yıllık süreçte en büyük siyasal değişkeni AB ile ilişkileri ve AB üyelik sürecinin nasıl sonuçlanacağı sorusudur. Türkiye'nin birlik üyeliği için siyasi ve sosyal yükümlülükleri göz önüne alındığında bu parametrenin ne denli etkili olacağı görülmektedir.

Avrupa Birliği'ne aday ülke olarak Türkiye'nin önündeki süreç 2004 yılı AB Komisyonu'nun Türkiye'nin Katılıma Doğru İlerleyişine İlişkin Tavsiye Raporu'nda şu ifade ile özetlenmiştir: "Türkiye'nin AB üyeliğinin hem Türkiye hem de AB açısından güçlükleri bulunmaktadır. Türkiye'nin üyelik perspektifinden kaynaklanan değerlendirmeler, üyelik için gerekli hazırlıkların önümüzdeki 10 yıla yayılacağını ortaya koymaktadır [35]."

AB işleyişinin en yetkili organlarından olan komisyonun bu değerlendirmesi ışığında senaryo çalışmasında 2005 ve 2015 olarak iki farklı kırılma yılı seçilerek, AB sürecinin ülkemize yansımaları ele alınmıştır.

8.3.1 Senaryo A

Bu senaryoda Türkiye'nin planlandığı gibi 2015 yılında Kopenhag ve Maastricht ölçütleri doğrultusunda koymuş olduğu siyasal ve ekonomik hedefleri yerine getirmesi, ve böylelikle Katılım Ortaklığı Belgesi ve Ulusal Program'da belirtilen gelişmeleri tamamlayarak Avrupa Birliği'ne tam üye olması öngörülmüştür. Bu saptamanın ekonomiye yansımaları müzakere süreci ve sonrasında yaşanan sürdürülebilir kalkınma ve yüksek büyüme rakamlarıdır. Türkiye uyum yasaları ile sosyal hak ve özgürlükleri garanti altına alırken diğer yandan dış yatırım için istenen istikrarlı yapıya sahip olacaktır. Aynı zamanda AB ticaret hukukunun uygulanması ile ülkeye dış yatırım çekilmesi konusunda ilerleme kaydedilecektir. Dış yatırımların ve aynı kapsamda algılanan özelleştirmelerin gerçekleşmesi için istenen hukuksal

altyapı tamamlanacak ve ÷lkeye dışarıdan duyulan güven artacaktır. Yabancı sermaye yatırımları artacak ve liberal ekonominin gereği olarak kamu şirketlerinin özelleştirilmesi tamamlanacaktır. Bu süreç kapsamında Avrupa Birliği ile tam üyelik perspektifi ve çalışmaların sürmesi ile Avrupa Birliği Türkiye'yi mevcut ve aday ÷lkelere taahhüt ettiği fonlarla destekleyecektir

Bu senaryo kapsamında öngör÷len elektrik sektörü yapılanması ile AB Enerji Şartı ve Elektrik Direktifi'ne uygun olarak düzenlenen Enerji Piyasası Kanunu'nun tam olarak uygulanmasıdır. Daha önceki bölümlerde açıklanan bu düzenlemelerle elektrik enerjisi piyasasının yatay örgütlenmesi tamamlanacak, TEİAŞ gözetiminde tam rekabetçi, kamu bütçesine yatırım yükü getirmeyen, liberal bir elektrik enerjisi piyasa yapısı tesis edilecektir.

8.3.2 Senaryo B

Bu senaryo kapsamında Türkiye'nin AB'ye tam üyelik hedefinin gerçekteşmediği durum incelenmiştir. Bu kapsamda senaryo iki ayrı parçaya ayrılmıştır. Birinci durumda Türkiye ile müzakereler belirlenen tarihte yani Ekim 2005'te başlayacak ancak müzakereler sonucu, Türkiye, 2015 yılında AB üyelik hedeflerini sağlayamayacak ve tam üyelik görüşmeleri durdurulacaktır. Bu tez, Avrupa Birliği tartışmalarının Avrupa ayağında dile getirilmeye başlanan ve birliğin genişlemeden sorumlu üyelerinin de fikir birliğine vardıkları açık uçlu müzakere kavramı ile uyushmaktadır. Türkiye'nin yaşadığı ilerlemeler ve müktesebat uyum ölçüsünün yanı sıra Avrupa Birliğinin 2015 yılındaki iç koşulları Türkiye'nin üyeliğine uygun olmayabilir. Bu zamana kadar yaşanan değişim ve ilerlemelerin ekonomik ve sosyal yapıya olumlu etkileri olacak ve bu büyüme üzerinde olumlu bir etki sağlayacaktır. Ancak 2015 yılına kadar yaşanan büyüme hızı bu yıldan sonra azalarak devam edecektir. Türkiye'nin önünde yaklaşık yarım yüzyıldır önemli bir hedef olarak duran tam üyelik perspektifinin ortadan kalkması ile yaşanacak belirsizlik ortamının etkileri 2015 takip eden 10 yıl boyunca hissedilecektir.

İkinci durumda ise AB kapsamında güncel olarak yaşanan Anayasa süreci ve bu kapsamda birliğin, Türkiye'nin üyeliği ile ilgili tartışmaları, günümüzden başlayarak, yoğun olarak sürdürmesi göz önüne alınabilir. Bu kapsamda önümüzdeki birkaç yıl içerisinde Türkiye'nin tam üyeliğine karşı Avrupa Birliğinin çekirdeğini oluşturan

lkelerdeki etkin grupların güçlenmesi ile Türkiye'nin adaylığı tartışılmaya açılacak ve tam üyelik hedefi kaldırılacaktır. Avrupa Birliği anayasası ile ilgili kararın 2006 yılında 25 ye devletten 20'sinin onaylaması durumunda AB Konseyinde ele alınacağı düşünüldüğünde, eğer anayasanın onaylanmaması durumunda bu tartışmanın en önemli sebeplerinden biri olarak gösterilen genişleme politikası ve Türkiye'nin birliğe üyeliğinin sulanacağı açıktır. Günümüz kamuoyu ve siyasetinin ortak olarak belirttiği görüş üzerine, bu süreçte birlik tarafından Türkiye'ye yapılacak ve tek taraflı bir bağlılığın resmiyet kazanması anlamına gelecek bir "imtiyazlı ortaklık" teklifinin, ülkemiz hedefleri ve yıllarca süren tam üyelik perspektifi göz önüne alındığında kabul edilebilir bir seçenek olmadığı açıktır. Bu durumda önceki senaryoda yaşanan büyüme yavaşlaması 2005' ten itibaren ele alınacaktır.

Bu yapıda elektrik sektörünün durumu ise, Elektrik Piyasası Kanununun tam olarak uygulamaya geçirilememesi olarak öngörülebilir. Bu durumda kamu kendi payına düşen gelişmeleri sağlamış olsa dahi, yerli ve yabancı yatırımcıların yeni yatırım yapmak ya da kamunun sahip olduğu tesis ve altyapının mülkiyetini almak konusunda çekinceleri olacaktır. Kanunun temelini oluşturan liberal piyasa yapısı sağlanamayacak ve devlet sahip olduğu denetim hakkına, elinde bulunan tesisleri de ekleyerek halen piyasadaki en güçlü oyuncu olma konumunu sürdürecektir.

8.3.3 Senaryo C

Bu senaryo kapsamında Türkiye'nin günümüzdeki tartışmalı konumunu koruduğu durum göz önüne alınacaktır. Tam yelik perspektifi tam olarak ortadan kalkmamış ama ilişkilerde herhangi bir istikrar sağlanamamıştır. Avrupa Birliğinin anayasa tartışmaları sonrasında yeniden yapılanma içine girdiği bu dönemde birlik genişleme politikasından vazgememekle birlikte, var olan genişleme çabalarını belirsiz bir tarihe ertelemiş durumdadır. AB kurumunun, küreselleşen dünyada siyasi ve hatta askeri destekten mahrum bir ekonomik g olarak devam edemeyeceği düşünüldüğünde, bu dönem, yeni bir Avrupa tanımlanması ve kurumun gerçekte ve içerikte ne olduğunun tekrar belirlenmesi ile geçecektir. Bütünleşmenin son aşaması olarak görülen siyasal birleşmenin sağlanamadan işsizlik kaygısı ve kültürel gerekçelerle birliğe yeni ye kabul hakkında olumlu ya da olumsuz bir karar verilmeyecektir. Ayrıca mevcut kazanımlar, edinilmesi gereken kimlik ve geleceğe dair hesapların, mevcut 25 üyeli yapıda devam etmesi seçilecektir. Bu dönemde,

Avrupa Birliği, çekirdek Avrupa'yı koruyan, genişleme konusunda da içeriye almadan dışarıda tutmayı sağlayacak bir yöntem olarak ilişkilerde mevcut durumu koruma çabası içerisinde olacaktır. Bu süreçte Türkiye, Gümrük Birliğinden kaynaklanan yükümlülüklerini yerine getirmeye devam edecek, Avrupa Birliği müktesebatı ile uyum konusunda düşük yoğunluklu bir çaba gösterecek ve Birlik içindeki tartışmaları yakından takip edecektir. Tam üyelik perspektifi ise hem Türkiye hem de Birlik tarafından korunacaktır. Ekonomik ve siyasi yapının istikrarsızlığını sürdürdüğü bu dönemde Türkiye, konumu ve yapısı gereği dış gelişmelere ve özellikle Avrupa Birliğinin konumlanmasına duyarlılığını sürdürmektedir. 1950 yılından itibaren gözlenen işleyişin bu senaryo döneminde süreceği öngörülmüştür. O bakımdan bu dönemim modellenmesi ekonomik büyüme rakamlarında tarihsel trendin takip edilmesi olarak gerçekleştirilecektir.

Bu gelişmeler ışığında elektrik piyasasının durumu ise B senaryosunda olduğu gibi kamunun piyasa içerisindeki en güçlü oyuncu olma konumunun güçlendirerek sürmesidir.

Yukarıda bahsedilen dört senaryonun elektrik enerjisi talebine yansıtılması amacıyla Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYİH)'daki yıllık artış öngörülleri, planlama periyodundaki 5'er yıllık dönemler için Tablo 8.1'de verilmiştir.

Tablo 8.1: Türkiye İçin Öngörülen Temel Senaryolar için GSYİH Yıllık Artış Hızları

Yıllar	Senaryo A	Senaryo B1	Senaryo B2	Senaryo C
2006 – 2010	%6	%6	%2	%2,8
2011 – 2015	%5	%5	%1	%2,8
2016 – 2020	%7	%3	%2	%2,8
2021 – 2025	%6	%2	%3	%2,8

9. UZUN DÖNEM TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNİ VE KURULU GÜÇ GEREKSİNİMİ

Elektrik enerjisi söz konusu olduğunda sistemin sürekli olarak üretici ve tüketicilerin zarar görmeyeceği bir yapıda işleyişi için arz-talep dengesi kavramı çok önemlidir. Elektriğin talep edildiğinde arz edilmesi gerekliliği dolayısıyla, elektrik enerjisi sektörünün düzenlenmesinde en önemli görev uzun dönem elektrik yük talebinin belirlenmesidir.

Ülkenin elektrik enerjisi gereksinimini karşılamada bir diğer gereklilik, belirlenen ihtiyaca yönelik olarak arz politikalarının oluşturularak uzun dönem enerji yatırım planlarının yapılmasıdır. Bu planlamanın amacı elektrik enerjisi talebinin güvenilir bir şekilde karşılanması için yeni kurulacak üretim tesislerinin zamanlaması, miktarı ve kompozisyonu hakkında karar vericilere, yatırımcılara ve tüm piyasa oyuncularına yol göstermektir. Eksik veya fazla kapasitenin ekonomik maliyeti çok fazla olduğundan, uzun dönemde arz güvenliğinin sağlanabilmesi için tahmin edilen elektrik enerjisi talebinin nasıl karşılanacağını zamanında belirlenmesi gerekmektedir. Üretim tesisleri için gereken yatırımların süresinin uzunluğu, yatırımların zamanında ve ihtiyaca cevap verebilecek miktar ve tipte olması arz güvenliği açısından önemlidir. Baz veya puant yük ihtiyacına göre santrallerin tesisi, ülkenin enerji politikaları da göz önüne alınarak belirlenmelidir. Ülke politikalarının mali kısıtları ve birincil kaynakların yerli veya yabancı kaynaklardan temini politikaları yanında kurulacak tesislerin mevcut enterkonnekte şebekeye uyumlu olması da gözetilmesi gereken bir husustur.

Yük tahminleri genel olarak üç grupta toplanmaktadır:

- Kısa Dönem Yük Tahminleri: Yarım saat ile bir aylık zaman dilimlerinde yapılan bu tahminler, elektrik üretim tesislerinde ünitelerin devreye girip çıkma zamanlarını belirlemek için kullanılır. En önemli kullanımı günlük yük

eğrisindeki puant değerlerin önceden tespitidir. Bu tip tahminleri etkileyen en önemli veri hava koşullarıdır.

- **Orta Dönem Yük Tahminleri:** Bir ay ile üç aylık zaman dilimlerinde yapılan tahminlerdir. Bu tahminlerin yapılma amacı satış tarifelerinin belirlenmesi, tesis bakım zamanlaması, yakıt kaynaklarının seçimi, iletim ve dağıtım sistemlerinin yanı sıra puant yük ya da mobil santrallerin devreye alınma kararlarının verilmesidir.
- **Uzun Dönem Yük Tahminleri:** Birkaç yıllık dönemler için yapılan tahminlerdir. Yeni enerji üretim tesislerinin miktarını önceden kestirmek amacı ile kullanılan bu tip tahminlerde, ülkenin makroekonomik hedefleri ve ülkeyi etkileyen politik, ekonomik ve sosyal değişimler göz önüne alındığından, tahminler bölgesel ve küresel belirsizliklerden oldukça etkilenir.

9.1 Türkiye'deki Elektrik Enerjisi Talep Tahmini ve Arz Planlaması Çalışmaları

Türkiye'de elektrik enerjisi talep tahmini ve buna bağlı olarak gereken arz planlamasını yapma yetkisi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nındır. Bakanlık, konu ile ilgisi bulunan tüm devlet kurumlarını çalışma kapsamına dahil etmek, kurumlar arası koordinasyonu sağlamak ve görevlendirdiği kurumlar üzerinden tahminlerin yapılmasını denetlemekle yükümlüdür. Türkiye elektrik enerjisi talep tahmini ETKB Araştırma Planlama ve Koordinasyon (APK) Dairesi tarafından, MAED (Model for Analysis of Energy Demand- Enerji Talebi Analiz Modeli) yardımıyla; arz planlama çalışması ise Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi tarafından, WASP modeli (Wien Automatic System Planning Package- Wien Otomatik Sistem Planlama Paketi) yardımıyla yapılmaktadır.

9.1.1 MAED

MAED paket programı Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı (IAEA) tarafından, gelişmekte olan ülkelere özel olarak tasarlanmış bir talep tahmini yazılımıdır. Genel olarak ülkenin orta ve uzun dönemli genel enerji ve elektrik enerjisi talebini

belirlemede kullanılır. Ekonomik, sosyal ve teknik yapıyı detaylı olarak irdeleyen model, benimsenen politika ve kararlar uyarınca enerji talebini ortaya koymaktadır. Ülke genelinde etkisi görülebilecek politika değişikliklerinin kısa sürede modele yansıtılabilir olması modelin en önemli özelliklerinden biridir. Ülkemiz genel enerji planlaması ve genel enerji içerisinde önemli bir bölüm alan elektrik enerjisi talepleri Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca bu model ile yapılmakta ve sonuçlar Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü'nce WASP modelinde kullanılmaktadır.

Model uygulamasının başlangıcında tüm istatistiki bilgilerin tam ve güvenilir olarak belirlendiği bir baz yılı seçilmelidir. Bu modelde geçerli olan baz yılı 1990'dır. Model esas olarak sabit parametreler ve teknik parametreler olarak iki tip veri kullanılmaktadır. Sabit parametreler, baz yılın; teknik parametreler ise projeksiyon yapılacak yılın yapılandırılması için kullanılmaktadır.

Gelecek ile ilgili yapılan talebin doğruluğunun kontrolü ve modelin sağlıklı bir şekilde çalıştığının kanıtlanması için baz yılı ilave olarak gerçekleşen bir yılın enerji talebi modele bildirilmektedir. 2004 yılında çalıştırılan modelde kontrol yılı olarak 2000 yılı gerçekleşen talep verileri girilmiştir.

Baz yılı ve kontrol yılı haricinde modele 5 adet projeksiyon yılı girilebilmektedir. Model baz yılı ve kontrol yılı değerler üzerinden tüm verileri inceler ve bu 5 yıla ait talep değerlerini ortaya koyar.

Model sonucu çıktı olarak kabul edilen elektrik enerjisi talep değerleri modelde kullanılan verilerin tümüne duyarlıdır. Bu sebeple modelde kullanılan verilerin gerçek değerlerine yakın olması gereklidir. Ayrıca model verilerin doğruluk oranına göre kısa ve orta vadede daha gerçekçi sonuçlar vermekte ancak projeksiyon süreleri uzadığında veri doğruluğu sonuca daha fazla yansımaktadır.

Model kişilerin sosyal ihtiyaçlarındaki değişim, ülkenin kalkınma ve sanayileşme politikası, ulaştırma ve teknolojik gelişme gibi alanlarda benimsenen politikaları ayrıntılı olarak incelemektedir. Enerji talebini sektör bazında tarım, sanayi, ulaştırma, konut ve hizmetler olarak vermektedir. Ayrıca modelin kaynaklar çeşitliliği fosil kaynaklar, elektrik enerjisi, motor yakıtlar, güneş, metallurjik kok, ticari olmayan kaynaklar olarak verilmektedir.

Modele 5 ana grup altında veri girişi yapılmaktadır. Bu gruplar ekonomik ve sosyal veriler ile sanayi, konut, hizmetler ve ulaştırma sektörlerine ait verilerdir. Bu verilerin bir kısmı Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığından, Devlet İstatistik Enstitüsü Başkanlığından ve Beş Yıllık Kalkınma Planları hedeflerinden alınmakta diğer kısımları için ise çeşitli hesaplamalar ETKB tarafından yapılmaktadır.

Baz, kontrol ve projeksiyon yıllarının her biri için yaklaşık 170 adet veri girilen model baz yılı verilerini teknik parametreleri değerlendirerek simüle etmekte; bu simülasyonu kontrol yılı geręekleřen değerleri ile teyit ederek, projeksiyon yılları için beklenen talep değerlerini vermektedir. Ayrıca model GSYİH, GSYİH'nın sektörlere dağılımı ve nüfus parametrelerine üst seviyede duyarlıdır. Model sonuçlarını işgücü potansiyeli, kırsal nüfusun değişimi, ortalama hane büyüklüğü, çalışan nüfusun toplam nüfusa oranı gibi sosyal faktörler yanında sanayi, ulaştırma, konut ve hizmetler sektörlerine dair çok sayıda veri de etkilemektedir.

Ancak girilen veri sayısının çok fazla olması ve veri girişinde yapılan herhangi bir uyumazlığın model çalıştırılmadan belirlenememesi, modelin çalışması konusundaki en önemli olumsuzluktur. Model, çalıştırıldıktan sonra alt veri gruplarında hatalı olarak algıladığı verileri bildirmekte ve sonuç için bu verilerin düzeltilmesini talep etmektedir. Dolayısıyla modelin başarılı bir şekilde çalıştırılması ancak pek çok ardışık deneme sonrasında mümkün olabilmektedir. Model hakkındaki diğer bir olumsuzluk ise teknik verilerin toplanmasında yaşanan sıkıntıdır. Devlet İstatistik Enstitüsü tarafından yapılan anketlerle toplanan bazı veriler, geręeęi yansıtmadıklarından dolayı model çalışmasında hatalı olarak tespit edilmektedir.

MAED sonuçları ve duyarlılık analizleri son olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu, Devlet Planlama Teşkilatı ve Hazine Müsteşarlığı temsilcileri ile tartışılmakta; bu kuruluşların da kurumsal değerlendirmeleri alınarak görüş birliği ile kabul edilmektedir [39].

9.1.2 WASP Modeli

Türkiye elektrik enerjisi uzun dönem üretim planlama çalışması TEİAŞ tarafından ETKB'dan alınan talep eğrileri kullanılarak, Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı

patentli bir yazılım olan WASP IV yardımıyla yapılmaktadır. Bu yazılım temel olarak bir üretim-yatırım optimizasyon modelidir. Model tarafından üretilen alternatif planları karşılaştırmak için kullanılan ölçüt, en aza indirgenmiş toplam maliyettir. Bu maliyet içerisinde üretim sistemine ilave edilecek termik ve hidrolik santralların yatırım maliyetleri, sistemde mevcut bütün termik santralların yakıt ve yakıt dışı işletme maliyetleri, tüm hidrolik santralların işletme maliyetleri, termik santrallar için yapılan emisyon kontrol tesislerinin yatırım ve işletme maliyetleri ve sağlanamayan enerji maliyeti gibi tüm maliyetleri kapsayan toplam maliyettir. Bu toplam maliyetten plan kapsamında yapılacak santralların ekonomik ömürleri sonunda yaratacakları hurda maliyetinin çıkarılması ile elde edilen toplam sistem maliyeti, modelin en önemli ekonomik kıstası olarak kullanılır. Bu değerler, seçilen bir referans yıla indirgenerek tüm aday üretim tesisleri için eşit koşullar sağlanmaktadır. Ayrıca uzun dönem tüm maliyetler referans yıla sabit bir indirgeme faktörü kullanılarak çekilmektedir.

Modelin geleceğe dönük tasarımı bir takım belirsizlikleri de beraberinde getirmektedir. Bu belirsizlikler arasında ilk akla gelenler arasında yük tahminlerinde olabilecek sapmalar; üretim tesislerinin bakım ya da arıza gibi nedenlerle devre dışı kalması; hidrolik tesislere gelecek su akışı sayılabilir. Uygulamada bu belirsizlik olarak görülen parametreler istemin yapısı, kapasitesi ve yedek durumu ile ilgili belirleyici niteliklerdir. Bu parametreler bir yıldaki yükün belirli bir bölümünün karşılanamadığı saatlerin toplamının yıllık toplam saate oranı olarak tanımlanan bir indeks olan yükü karşılayamama oranı ve sağlanamayan enerji maliyeti olarak modele girilmektedir.

WASP modelinin işletilmesinde TEİAŞ bünyesinde bir komisyon oluşturulmaktadır. Bu komisyon farklı santral tipleri ve farklı birincil kaynaklar üzerinde gerekli parametrelerin modele sağlanmasına yardımcı olmaktadır. Çalışmada kullanılan hidrolik santrallar ile ilgili bilgiler Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ) ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü'nden (EİEİ); mevcut ve aday termik santrallarla ilgili bilgiler Elektrik Üretim A.Ş.'dan (EÜAŞ); yerli linyit ve taş kömürü potansiyel bilgileri Türkiye Kömür İşletmeleri Genel Müdürlüğü (TKİ) ve Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü'nden (TTK) ve doğal gaz tüketim ve maliyet bilgileri BOTAŞ Genel Müdürlüğü'nden alınmaktadır. Ayrıca komisyona girdi

sağlayan diğer kurumlar Devlet Planlama Teşkilatı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu'dur.

Planlama periyodu boyunca her yılın üçer aylık dönemlere bölünmesinin yanında, hidrolik santraller özelinde normal, kurak ve yağışlı olarak üç hidrolik duruma dikkat edilerek; normal hidrolik durumda ortalama üretimleri, kurak durumda güvenilir üretim değerleri göz önüne almaktadır.

Bir yılın üçer aylık dönemlerinde, modele, MAED çıktısı ülke toplam elektrik enerjisi talebi, bu talepten hesaplanmış yük eğrileri ve puant yük talep serileri girdi olarak verilmektedir. Ayrıca modelde çalıştırılma yılında işletmede, inşa halinde olan, yapım kararı alınmış ve lisans alarak lisanslarında belirtilen işletmeye giriş tarihleri planlama dönemi içerisinde yer alan üretim tesisleri mevcut sistem olarak değerlendirilmekte ve bu tesislerin tam kapasite çalışacakları öngörülmektedir. Mevcut sistemde belirlenen termik üretim tesisleri için ünite maksimum ve minimum gücü, ısı tüketimi, yakıt maliyeti, sabit/değişken işletme ve bakım maliyetleri, bakım onarım ve arıza süreleri dikkate alınmaktadır. Mevcut hidrolik tesisler için ise kurulu güç, işletme maliyeti, alınabilir/ minimum/ maksimum kapasite değerleri dikkate alınmaktadır. Bu şekilde gerçekleşen 5'er yıllık ortalama değerler üzerinden bu maliyetler örnek santral tipleri için hesaplanmakta ve modele girdi olarak verilmektedir.

Modele ayrıca aday üretim tesisleri tanımlanmaktadır. Bu tesislerin sınıflandırılmasında birincil enerji kaynakları kullanılmıştır. Aday santral tipleri, ülkemizin bilinen linyit, taşkömürü, hidrolik ve rüzgâr potansiyeli ile dış kaynaklı kömür, doğalgaz ve nükleer kaynaklı santrallerdir. Bu santraller için modelin çıktı olarak verebileceği ünitelerin güçlerine sınırlama getirilmiştir. Bu kapsamda Elbistan kaynaklı linyit potansiyeli için kurulu güç sınırı ünite başına 150 MW akışkan yatak teknolojisi ile üretim; Elbistan kömürü için ise 350 MW konvansiyonel tip tesisler öngörülmektedir. Diğer kaynaklar için koyulan ünite sınırları ise, taşkömürü için 300 MW; doğal gaz için baz yükte kullanılmak üzere 700 MW ve orta/ puant yükte devreye girecek 275 MW; ithal kömür için 500 MW ve nükleer santraller için 1500 MW olarak belirtilmiştir.

Bu aday santraller ile ilgili olarak kurulu güç, işletme maliyeti, yatırım süreleri, ekonomik ömür, yatırım maliyeti ve inşaat süreleri gibi çok çeşitli kalemlerde veriler modele girilmektedir.

WASP modeli mevcut durum ve gelecek talep değeri üzerinden Monte Carlo simülasyon tekniğini kullanarak alternatifli olarak her yıl sisteme eklenmesi gereken kapasiteyi, santral tipini ve ünite gücünü alternatifli olarak belirlemektedir. Daha sonra bu alternatifler arasından dinamik programlama teknikleri kullanılarak ve ekonomik koşullar göz önüne alınarak alternatif sayısı azaltılmaktadır [40].

9.1.3 Valoraqua Modeli

WASP modelinin hidrolik santraller ile ilgili bütün seçenekleri tam olarak değerlendirmekte yetersiz kalması nedeniyle kullanılan bir diğer model Hidrolik-Termik Güç Sisteminin Optimal Yönetim Modeli adıyla da bilinen Valoraqua'dır. Valoraqua, tanımlanan bir elektrik güç sistemi için fiziki ve işletme koşullarını belirlemek amacıyla kullanılan bir ek modeldir. Bu model, termik ve hidrolik sistemler için en ekonomik işletme politikasını belirlemek ve sistemi güvenilir koşullarda yönetmek amacıyla WASP modeline veri sağlamak için kullanılmaktadır. Yazılım her tip hidroelektrik üretim tesisinin haftalık, aylık, mevsimsel hatta yıllık temelde benzetimini yapmakta ve bu benzetim sırasında nehir akışının modeli dâhil birçok ayrıntılı veri işlemektedir. Ek olarak barajların su tutma kapasitelerini de modelleyebilen modelde, tarihsel (istatistikî) veya sentetik (olasılı) olarak akış değerleri hesaplanmakta ve enerji arzı modellenmektedir [41].

9.2 Talep Tahminini Etkileyen Parametreler

Elektrik enerjisi talep tahmini çalışmasında ülke genelinde talep tahmini değişimini doğrudan veya yüksek dereceli orantılı olarak etkileyecek parametrelerin seçimi doğru sonuç alınması yönünde en önemli adımdır [39].

Elektrik enerjisi tüketiminin değişken yapısı nedeniyle talep tahmininde kullanılan parametreler projeksiyonun yapıldığı zaman dilimine ve çalışmanın yapıldığı alana göre değişmektedir. Elektrik enerjisi tüketimi bölgelere, aylara, günlere ve hatta günün saatlerine göre değişim göstermektedir. Tüketimde görülen bu

dalgalanmalardan dolayı mevcut kapasitenin en yüksek talebi karşılamasının yanında belirli bir ek kapasite hazır bulundurulması gerekmektedir.

Kısa ve orta vadede elektrik enerjisi talebini etkileyebilecek faktörler; iklim, mevsimsel değişiklikler, hava koşulları ve coğrafi özellikler olarak sayılabilir. Ancak uzun dönemde ve ülke genelinde bir tahmin yapılması amaçlandığında gayri safi yurt içi hasıla, nüfus ve demografik değişiklikler, sektörel (konut, sanayi, tarım ve ulaştırma gibi) büyüme, kişi başına düşen milli gelir, istihdam, teknolojik gelişmeler, iş aletlerinin kullanımlarının yaygınlaştırılması gibi ayrıntılı parametreler dikkate alınmalıdır [39].

Bu çalışma kapsamında yapılacak elektrik enerjisi talep tahmini uzun dönemli bir tahmindir. Bu nedenle kullanılacak parametreler şu şekilde seçilmiştir:

- Nüfus: Gelişmekte olan ülkelerde, özellikle konutlar, ulaştırma ve aydınlatma bölümlerine elektrik enerjisi tüketimine doğrudan etkisi olan bir parametredir. Çalışmada kullanılan yıllık nüfus değerleri 1 Temmuz itibari ile yıl ortası tahmini nüfus olarak Devlet İstatistik enstitüsü verilerinden alınmıştır. Bu değerlerin hesaplanmasında genel nüfus sayımı yapılan yıllardaki kesin sonuçlar alınarak, birbirini izleyen iki sayım arasındaki artış hızı hesaplanmıştır. Daha sonra bu artış hızı ara yıllar nüfus değerlerinin hesaplanmasında kullanılmıştır [42].
- Gayri Safi Yurt İçi Hasıla: Ulusal hesaplar sistemi vasıtası ile hesaplanan bir değer olan GSYİH, ülke ekonomisinin zaman içindeki durumunu gösteren en önemli ölçüttür. Ülke ekonomisindeki üretim, gelir ve harcama faaliyetleri arasındaki ilişkiyi yansıtır. Bu değer cari değerler olarak değil de sabit (1987 yılı) fiyatları ile değerlendirilmiştir. Fiyat sabitleme yöntemi, çeşitli yılların rakamlarının reel olarak karşılaştırılması gerektiğinde fiyat değişikliklerinden gelen etkinin yok edilmesi amacıyla kullanılmaktadır. GSYİH, ülke ekonomisinde yerleşik olan üretici birimlerin belirli bir dönemde, yurtiçi faaliyetleri sonucu yaratmış oldukları tüm mal ve hizmetlerin üretim değerleri toplamından bu mal ve hizmetlerin üretiminde kullanılan girdiler toplamının düşürülmesi sonucu elde edilen değerdir. Çalışmada kullanılan GSYİH değeri harcamalar yöntemiyle hesaplanmıştır. Bu yöntemde milli ekonomide belirli

bir süre içinde tüketime ve yatırıma yapılan harcamalar toplamı ile GSYİH'ya ulaşılır. Bu toplamda tamamlanmamış mal ve hizmetler ele alınır. Harcama yapılarak elde edilen mal ve hizmetlerin bir kısmı yıl içerisinde ara mal olarak başka mal ve hizmetlerin üretiminde kullanılır. Bir kısmı ise doğrudan tüketime, yatırıma, stoka veya ihracata gider. Bunlar nihai kullanım olarak adlandırılır. Yıl içerisinde başka işlem görmeyerek nihai alıcılar tarafından satın alınan mallar nihai kullanımın kapsamını oluşturur. Ekonomide, satılan bütün nihai mal ve hizmetlerin toplam değeri nihai kullanım değerine; nihai kullanım değeri de gayri safi katma değer toplamına eşittir [43].

- Sanayi Elektrik Enerjisi Yoğunluğu: Yıllık sanayi elektrik tüketim miktarının, sektörün GSYİH'daki payına bölünmesi ile elde edilir. Sanayi sektörünün GSYİH'da bir birim artış sağlaması için gereken elektrik enerjisi tüketim miktarına karşı gelmektedir. Bu değer 1987 yılı 100 kabul edilerek ölçeklendirilmiştir. Sanayinin elektrik enerjisi tüketimindeki en büyük tüketici olması nedeniyle talebi yakından etkileyen bir faktördür. Gelişmekte olan ülkelerde elektrik enerjisi tüketimi, sanayi sektöründeki ilerleme ve değişimlere, gelişmiş ülkelerden daha duyarlıdır. Sanayinin gelişiminin değerlendirdiği bu parametre elektrik enerjisi talebi ile doğru orantılıdır. Sanayi başlığında ele alınan sektörler şu şekilde seçilmiştir: kömür madenciliği, diğer madencilik, gıda sanayi, tekstil sanayi, ağaç işleri ve kâğıt sanayi, plastik sanayi, kimya sanayi, toprak ve çimento sanayi, demir-çelik sanayi, demir dışı metal sanayi, makine sanayi ve organize sanayi siteleri [43].
- Hizmet Sektörü Elektrik Enerjisi Yoğunluğu: Sanayi için hesaplanan yoğunluk değerinin benzeri ticaret ve turizm; ulaşım ve haberleşme; kamu hizmeti; genel aydınlatma ve meskenler olarak tüketim değerleri alınan hizmet sektörü için de hesaplanmıştır. Bu parametre de 1987 yılı 100 birim kabul edilerek ölçeklendirilmiştir.

Talep tahmini çalışmasında bu değişkenlerin 1970 yılından aldıkları günümüze gerçekleşen değerleri kullanılmıştır. Bu parametrelerin geçmişte aldıkları değerler Tablo 9.1'de verilmiştir.

Tablo 9.1: Talep Tahmininde Kullanılan Bağımsız Değişkenlerin Geçmişte Aldıkları Değerler [43]

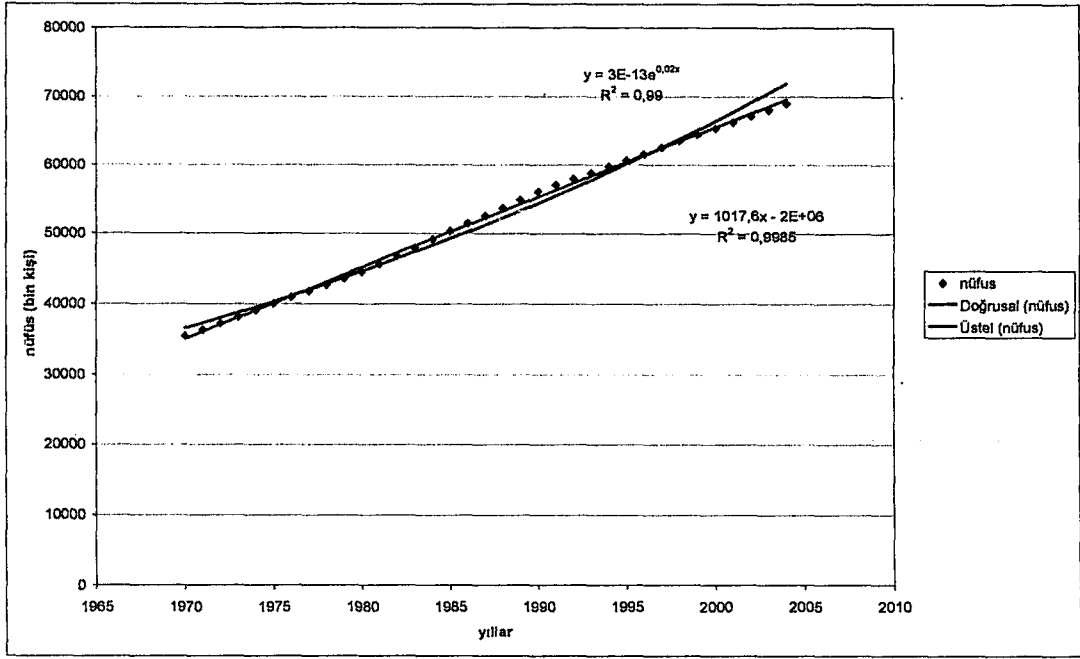
Yıllar	Nüfus (10 ³ kişi)	GSYİH Toplam (milyon TL)	GSYİH Sanayi (milyon TL)	GSYİH Diğer (milyon TL)	Sanayi Enerji Tüketimi (GWh)	Diğer Enerji Tüketimi (GWh)	Brüt Tüketim (GWh)	Net Tüketim (GWh)	Sanayi Enerji Yoğunluğu	Diğer Enerji Yoğunluğu
1970	35.321	33.765	6.382	27.383	4.690	2.618	8.175	7.308	44	40
1971	36.215	35.645	6.956	28.689	5.345	2.994	9.273	8.289	48	44
1972	37.132	38.292	7.681	30.611	6.192	3.335	10.657	9.527	51	46
1973	38.073	39.541	8.592	30.949	7.082	3.448	11.814	10.530	57	47
1974	39.037	41.753	9.220	32.533	7.560	3.799	12.846	11.359	58	49
1975	40.026	44.748	10.061	34.687	8.732	4.760	15.127	13.492	62	58
1976	40.916	49.430	10.963	38.467	10.490	5.589	17.791	16.079	67	61
1977	41.769	51.113	11.716	39.397	11.961	6.008	20.047	17.969	74	64
1978	42.641	51.882	12.113	39.769	12.384	6.550	21.121	18.934	76	69
1979	43.531	51.558	11.583	39.975	12.512	7.151	22.226	19.663	77	75
1980	44.439	50.296	11.197	39.099	12.821	7.577	23.223	20.398	81	82
1981	45.540	52.739	12.224	40.515	14.080	7.977	24.961	22.030	85	83
1982	46.688	54.618	12.821	41.797	14.963	8.624	26.904	23.587	87	87
1983	47.864	57.333	13.628	43.705	15.365	9.100	27.887	24.465	85	88
1984	49.070	61.181	14.975	46.206	17.774	9.861	31.376	27.635	92	90
1985	50.306	63.776	15.909	47.867	19.300	10.409	34.055	29.709	96	91
1986	51.433	68.248	17.668	50.580	20.605	11.605	37.656	32.210	96	97
1987	52.561	74.722	19.276	55.446	23.518	13.179	42.317	36.697	100	100
1988	53.715	76.306	19.618	56.688	24.897	14.825	46.030	39.722	104	110
1989	54.893	76.498	20.529	55.969	27.150	15.970	49.367	43.120	113	120
1990	56.098	83.579	22.302	61.277	28.814	18.006	54.407	46.820	110	124
1991	57.064	84.353	22.909	61.444	28.139	21.144	57.351	49.283	106	145
1992	57.931	89.401	24.268	65.133	31.031	22.954	63.294	53.985	110	148
1993	58.812	96.591	26.260	70.331	33.616	25.621	70.078	59.237	111	153
1994	59.706	91.321	24.775	66.546	33.420	27.981	73.814	61.401	116	177
1995	60.614	97.888	27.766	70.122	36.769	30.323	81.859	67.394	119	182
1996	61.536	104.745	29.743	75.002	40.444	33.884	90.356	71.157	123	190
1997	62.510	112.631	32.835	79.796	43.006	38.879	100.738	81.885	121	205
1998	63.451	116.114	33.494	82.620	44.287	43.418	108.798	87.705	121	221
1999	64.385	110.646	31.814	78.832	45.294	45.907	113.032	91.202	130	245
2000	65.311	118.789	33.738	85.051	47.637	50.662	122.489	98.296	127	251
2001	66.229	109.885	31.207	78.678	45.799	51.271	120.832	97.070	132	274
2002	67.140	118.612	34.142	84.470	49.595	52.205	127.315	102.948	133	260
2003	68.043	125.485	36.794	88.691	53.836	56.842	136.406	111.766	136	270

9.3 2025 Perspektifinde Senaryolara Dayalı Türkiye Talep Tahmini Çalışması ve Sonuçları

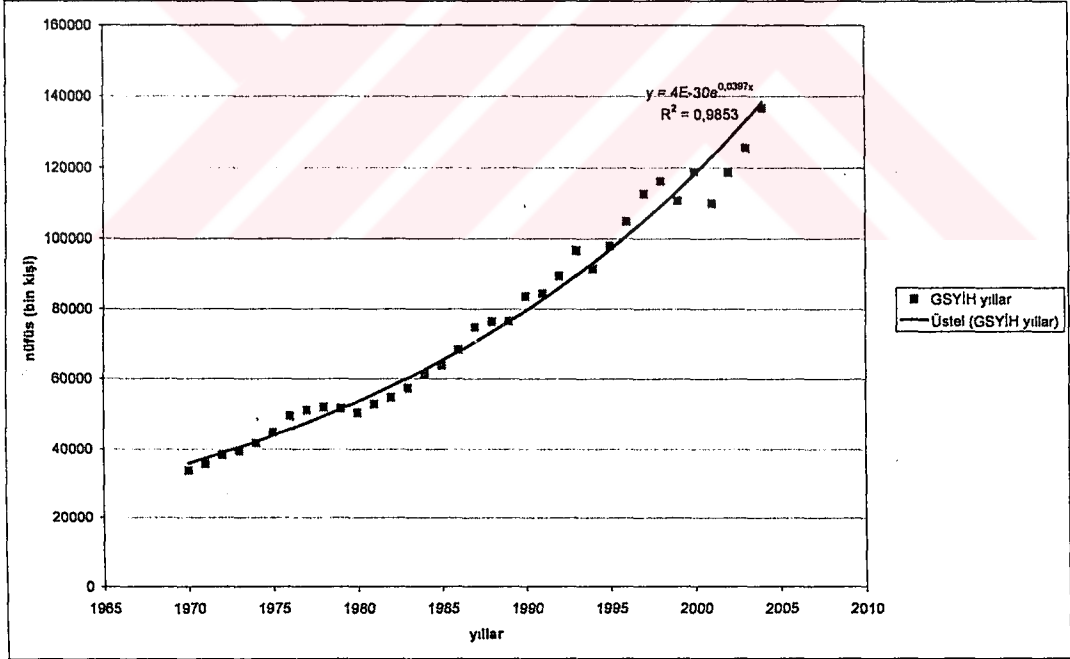
Talep tahmini çalışmasında, elektrik enerjisi talebi ile seçilen parametreler arasındaki ilişkinin matematiksel bir denklem yoluyla ifade edilmesi gereklidir. Bu matematiksel denklemde elektrik enerjisi talebi bağımlı; diğer değişken ise bağımsız olarak kabul edilmelidir. İki ya da daha fazla bağımsız değişkenin bir bağımlı değişken üzerinde etkilerini ortaya çıkarmak konusunda yaygın olarak kullanılan yöntem birleşik bölünme serilerinin analizine regresyon analizi adı verilir.

Tekli regresyon analizi bağımsız ve bağımlı değişkenlerin geçmiş değerlerinden yola çıkarak bu değişkenler arasındaki matematiksel ilişkiyi ortaya koyar. Ancak bu matematiksel denklemin seçilen parametreler arasındaki ilişkiyi ortaya ne derece doğru tespit ettiğinin anlaşılmasına yönelik ayrı bir analiz gerekmektedir. Bu analiz ise korelasyon analizi adını alır [4].

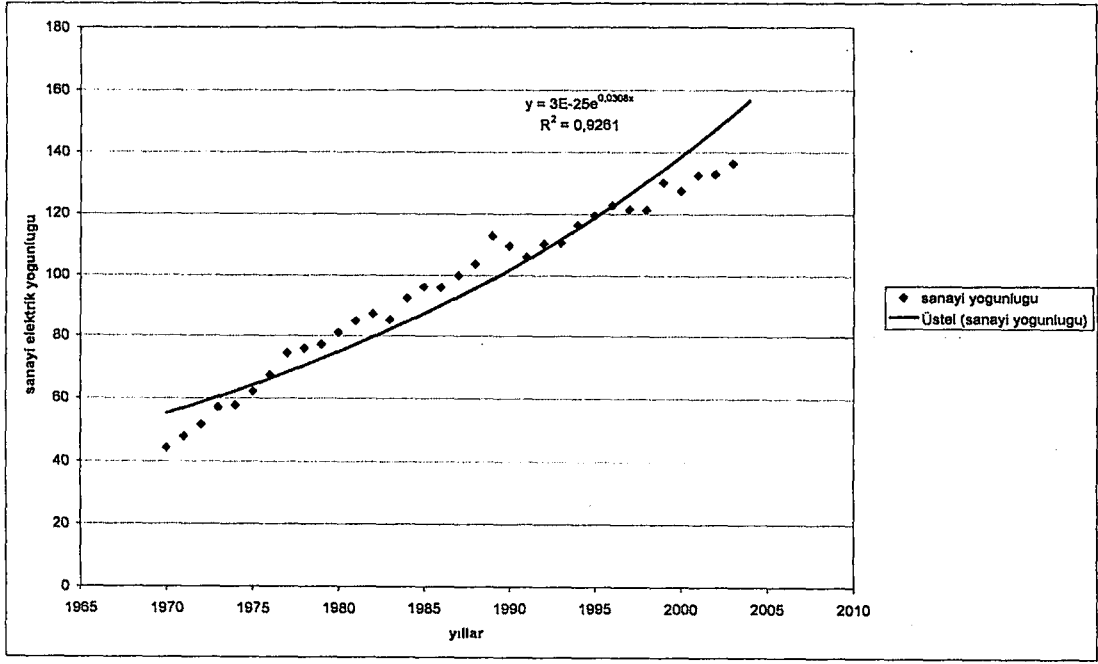
Analiz için gereken bir diğer adım ise seçilen bağımsız değişkenlerin analiz için seçilen zaman dilimi süresince ne yönde değişeceğinin saptanmasıdır. Diğer bir deyişle, bu bağımsız değişkenler için de bir gelecek tahmini yapılmalıdır. Bu kapsamda bağımsız değişkenler için gerçekleşmiş değerler üzerinden bir öteleme yapılacaktır. Öteleme yöntemi geçmiş verilerin bir serpilme diyagramına oturtularak bu parametrelerin aldıkları değerlere en uygun matematiksel fonksiyonun belirlenmesi ve bu fonksiyonun katsayılarının hesaplanması ile gerçekleştirilmiştir. Talep ile ilgili bağımsız değişkenlerin zaman ekseninde gösterdiği değişimler sonucu serpilme diyagramları çizilmiş ve oluşturulan fonksiyonlar nüfus için Şekil 9.1’de, gayrisafi yurt içi hâsıla için Şekil 9.2’de, sanayi sektörü elektrik enerjisi yoğunluğu için Şekil 9.3’de ve son olarak hizmetler sektörü elektrik enerjisi yoğunluğu için Şekil 9.4’de verilmiştir.



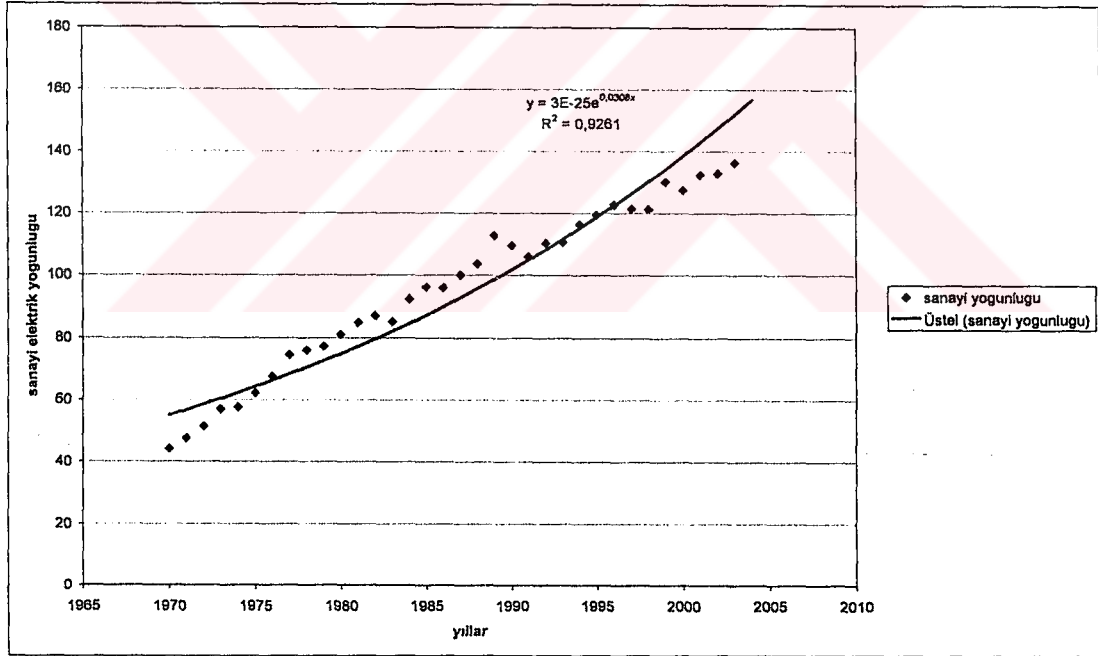
Şekil 9.1: Nüfus Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı



Şekil 9.2: GSYİH Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı



Şekil 9.3: Sanayi Sektörünün Elektrik Enerjisi Yoğunluğu Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı



Şekil 9.4: Hizmet Sektörünün Elektrik Enerjisi Yoğunluğu Bağımsız Değişkeni için Serpilme Diyagramı

Çalışmada Türkiye genelinde 2025 yılında ortaya çıkacak elektrik enerjisi talebi tahmini için uygulanan çoklu regresyon ve korelasyon analizleri SPSS paket programından faydalanılarak yapılmıştır.

Oluşturulan ayrı senaryolar çerçevesinde program çıktıları ve bağımsız değişkenlerin alacağı değerler Tablo 9.2’de belirtilmiştir. Bu değerlerin belirlenmesinde GSYİH hariç, diğer bağımsız değişkenler için serpilme diyagramları sonucu elde edilen zamana bağlı katsayıların belirlenmesi ve elde edilen formüllerin tahmin çalışması periyodunda hesaplanması yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntem nüfus için lineer artış, diğer bağımsız değişkenler için üstel artış öngörmektedir. GSYİH için ise senaryolar kapsamında öngörülen artış hızları kullanılmıştır. Elektrik enerjisi talebi ile ilgili tahminler Tablo 9.3’de verilmiştir.

Tablo 9.2: Talep Tahmininde Kullanılan Bağımsız Değişkenlerin 2006 – 2025 Döneminde Değişimi

Yıllar	GSYİH A (milyon TL)	GSYİH B1 (milyon TL)	GSYİH B2 (milyon TL)	GSYİH C (milyon TL)	San. El. Yoğ.	Diğ. En. Yoğ.	Nüfus (bin kişi)
2006	153.588	153.588	145.018	144.455	175	302	72.176
2007	162.804	162.804	149.368	148.500	180	320	73.193
2008	172.572	172.572	153.849	152.658	186	339	74.211
2009	182.926	182.926	158.465	156.932	191	360	75.228
2010	193.902	193.902	163.219	161.326	197	381	76.246
2011	205.536	205.536	168.115	165.843	203	404	77.264
2012	215.813	215.813	171.477	170.487	210	429	78.281
2013	226.603	226.603	174.907	175.261	216	454	79.299
2014	237.933	237.933	178.405	180.168	223	482	80.316
2015	249.830	249.830	181.973	185.213	229	511	81.334
2016	262.321	262.321	185.613	190.399	237	541	82.352
2017	280.684	270.191	191.181	195.730	244	574	83.369
2018	300.332	278.297	196.917	201.210	251	608	84.387
2019	321.355	286.646	202.824	206.844	259	645	85.404
2020	343.850	295.245	208.909	212.636	267	684	86.422
2021	367.919	304.102	215.176	218.589	275	725	87.440
2022	389.995	310.185	223.783	224.710	284	768	88.457
2023	413.394	316.388	232.734	231.002	292	815	89.475
2024	438.198	322.716	242.044	237.470	301	864	90.492
2025	464.490	329.170	251.725	244.119	311	916	91.510

Tablo 9.3: Geliştirilen Senaryolar Çerçevesinde 2006 – 2025 Döneminde Türkiye Brüt Tüketim ve Net Tüketim Tahminleri

Yıllar	Brüt Tüketim (GWh) A Senaryosu	Brüt Tüketim (GWh) B1 Senaryosu	Brüt Tüketim (GWh) B2 Senaryosu	Brüt Tüketim (GWh) C Senaryosu	Net Tüketim (GWh) A Senaryosu	Net Tüketim (GWh) B1 Senaryosu	Net Tüketim (GWh) B2 Senaryosu	Net Tüketim (GWh) C Senaryosu
2006	161.783	161.783	154.738	154.275	129.349	129.349	124.069	123.723
2007	175.427	175.427	164.383	163.669	139.673	139.673	131.397	130.862
2008	189.975	189.975	174.585	173.605	150.666	150.666	139.133	138.399
2009	205.482	205.482	185.375	184.115	162.368	162.368	147.300	146.356
2010	222.005	222.005	196.784	195.228	174.822	174.822	155.921	154.755
2011	239.607	239.607	208.847	206.980	188.072	188.072	165.020	163.621
2012	256.661	256.661	220.218	219.404	200.900	200.900	173.590	172.980
2013	274.741	274.741	232.247	232.538	214.485	214.485	182.640	182.858
2014	293.904	293.904	244.972	246.421	228.869	228.869	192.199	193.285
2015	314.211	314.211	258.433	261.096	244.095	244.095	202.296	204.291
2016	335.726	335.726	272.672	276.606	260.213	260.213	212.960	215.908
2017	362.829	354.204	289.258	292.997	280.503	274.039	225.369	228.171
2018	391.798	373.685	306.790	310.320	302.174	288.600	238.470	241.115
2019	422.754	394.223	325.322	328.626	325.317	303.936	252.302	254.778
2020	455.829	415.876	344.907	347.971	350.030	320.089	266.906	269.202
2021	491.162	438.704	365.607	368.413	376.415	337.104	282.325	284.428
2022	525.877	460.273	389.251	390.013	402.317	353.154	299.930	300.501
2023	562.765	483.026	414.263	412.838	429.824	370.069	318.538	317.471
2024	601.956	507.030	440.717	436.957	459.035	387.898	338.204	335.386
2025	643.588	532.355	468.696	462.443	490.050	406.693	358.987	354.301

10. GELİŞTİRİLEN SENARYOLAR ÇERÇEVESİNDE YATIRIM GEREKSİNİMİ VE FİNANSMANI

Çalışmanın bu bölümünde farklı senaryolar çerçevesinde yapılan talep tahminlerinin elektrik enerjisi üretiminde kullanılacak birincil kaynaklara göre dağılımı temelinde bu talebi karşılamak için yapılması gereken yatırım değerleri incelenecektir.

Elektrik enerjisinin karşılanmasında kullanılacak birincil enerji kaynakları ile ilgili ortalama değerler, geçmiş oranların yanı sıra Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması'nda 2020 yılına kadar planlanan ortalama değerlerin lineer olarak 2025 yılına ötelenmesi ile bulunmuştur [40]. Bu öteleme yapılırken TEİAŞ değerlerinin planlama dönemi sonunda belirli bir yüzde aralıkta değiştiği gözlemi temel alınmış ve yine aynı dönem içerisindeki ortalama değerler göz önünde bulundurulmuştur. Yıllar itibari ile elektrik enerjisi üretiminde birincil kaynak kullanımı hedefleri Tablo 10.1'de verilmiştir [44].

Tablo 10.1: Yıllar İtibarıyla Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Yüzde Dağılımı Tahminleri [40]

Yıllar	Doğal Gaz (%)	Termik Toplam (%)	Hidrolik (%)	Nükleer (%)	Diğer Toplam (%)
2006	31	32	34	0	3
2007	31	31	35	0	3
2008	31	31	35	0	3
2009	31	31	35	0	4
2010	34	29	34	0	4
2011	35	29	33	0	4
2012	34	28	33	3	4
2013	34	27	33	2	4
2014	33	27	33	5	4
2015	32	26	33	6	3
2016	31	26	33	6	3
2017	31	27	33	6	3
2018	31	28	33	5	3
2019	30	29	32	5	3
2020	29	31	32	5	3
2021	30	30	32	5	3
2022	30	30	32	5	3
2023	30	30	32	5	3
2024	30	30	32	5	3
2025	30	30	32	5	3

Tablo 10.1 üzerinde yapılacak değerlendirmede gözlenen hususlar şu şekildedir:

- Birincil enerji kaynağı olarak termik santral kapsamında değerlendirilen linyit, taş kőmőrü, ithal kőmőrü, fuel oil tipi kaynakların toplam içerisindeki yőzdesi, artan işletme maliyetlerinin yanı sıra yőksek karbon emisyonlarının çevresel etkileri de dikkate alınarak, kademeli olarak azaltılacaktır.
- Doğal gaz, ucuz yatırım ve işletme maliyetleri yanı sıra bölgesel arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ile üretimde giderek artan bir yőzde ile kullanılacaktır. Tőrkiye'nin coğrafi konumu nedeniyle doğal gaz kaynaklarına yakın olması, bu kaynakların taşınmasında da önemli bir köprü görevi gőreceęi anlamına gelmektedir. Halen sőrmekte olan ve çalışma kapsamında tamamlanması beklenen nakil hatları ile bu konum gőlenerek devam edecektir.
- Tőrkiye, TEİAş őngőrőlerine dayanarak 2012 yılında ilk nőkleer elektrik enerjisi üretim tesisini devreye alacak ve nőkleer kapasitenin elektrik enerjisi üretiminde yőzde payı giderek artacaktır.

Planlama uyarınca kullanılacak birincil enerji kaynakları için gereken yatırım maliyetleri yine TEİAş'ın planlama çalışmasından alınmıştır. Bu değerler çalışma kapsamında değerlendirilen projelerin karşılaştırılması için hesaplanmış olup, kullanılacak kredilerin şartları dikkate alınarak değil, aynı bazda olması için ekonomik maliyetler dikkate alınarak yapılmıştır. Bu yaklaşım yatırım planlaması çalışmalarında uluslararası kabul gören bir yöntemdir [40]. Bu yöntemde projelerin inşaat sőreleri ve %10 bugőne indirgeme oranı ile hesaplanan inşaat sőresi faizleri uluslararası kabul gőrmőř ortalama yatırım maliyetlerine eklenerek finansman maliyetleri hesaplanmıştır. Bu değerler Tablo 10.2'de verilmiştir.

Tablo 10.2: Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Santral Tiplerinin Birim Yatırım Maliyeti [40]

Santral Tipi	Ünite Kurulu Gücü (MW)	Toplam Yatırım Tutarı (US\$/kW)	Sabit İşletme Bakım Maliyeti (US\$/kW - yıl)	İnşaat Süresi (yıl)
Akışkan Yataklı Termik	160 MW	\$1.678	\$36	4
Konvansiyonel Termik	360 MW	\$1.726	\$31	5
Taş Kömürü	300 MW	\$1.657	\$44	4
İthal Kömür	500 MW	\$1.325	\$54	4
Doğal Gaz	275 MW	\$851	\$6	3
Doğal Gaz	700 MW	\$681	\$6	3
Nükleer	1.500 MW	\$2.472	\$55	2

Listede yer almayan hidroelektrik santraller için yatırım maliyetleri 2005 yılı mevcut hidroelektrik santrallerin yatırım maliyetleri ortalaması alınarak hesaplanmıştır [40]. Bu yatırım tutarları ve senaryolar ile yapılan talep tahmini çalışması aşağıdaki tabloda bir araya getirilmiştir. Burada, 2006 yılından itibaren ülkemiz elektrik enerjisi talebini karşılamak için kurulması gereken elektrik enerjisi üretim tesislerinin kurulu güç değerleri hesaplanmıştır. Ayrıca yıllık bazda birincil kaynak kullanım hedeflerinden yola çıkılarak, gereken ilave kapasite için yatırım tutarları belirlenmiş; söz konusu değerler, bölüm sonunda bulunan Tablo 10.3, Tablo 10.4, Tablo 10.5 ve Tablo 10.6'da, senaryolar çerçevesinde gösterilmiştir.

Tablo 10.3: Senaryolar İtibarıyla 2006 – 2025 Dönemi Brüt Talep ve Kurulu Güç Değerleri

Yıllar	Senaryo A Brüt Talep (GWh)	Senaryo B1 Brüt Talep (GWh)	Senaryo B2 Brüt Talep (GWh)	Senaryo C Brüt Talep (GWh)	Senaryo A Kurulu Güç (MW)	Senaryo B1 Kurulu Güç (MW)	Senaryo B2 Kurulu Güç (MW)	Senaryo C Kurulu Güç (MW)
2006	161.783	161.783	157.064	154.275	29.868	29.868	28.996	28.482
2007	175.427	175.427	167.994	163.669	32.386	32.386	31.014	30.216
2008	189.975	189.975	179.568	173.605	35.072	35.072	33.151	32.050
2009	205.482	205.482	191.822	184.115	37.935	37.935	35.413	33.990
2010	222.005	222.005	204.792	195.228	40.986	40.986	37.808	36.042
2011	239.607	239.607	218.517	206.980	44.235	44.235	40.342	38.212
2012	256.661	256.661	231.559	219.404	47.384	47.384	42.749	40.505
2013	274.741	274.741	245.338	232.538	50.721	50.721	45.293	42.930
2014	293.904	293.904	259.894	246.421	54.259	54.259	47.980	45.493
2015	314.211	314.211	275.269	261.096	58.008	58.008	50.819	48.202
2016	335.726	335.726	291.508	276.606	61.980	61.980	53.817	51.066
2017	362.829	354.204	306.946	292.997	66.984	65.392	56.667	54.092
2018	391.798	373.685	323.261	310.320	72.332	68.988	59.679	57.290
2019	422.754	394.223	340.502	328.626	78.047	72.780	62.862	60.669
2020	455.829	415.876	358.725	347.971	84.153	76.777	66.226	64.241
2021	491.162	438.704	377.983	368.413	90.676	80.992	69.781	68.015
2022	525.877	460.273	400.230	390.013	97.085	84.974	73.889	72.002
2023	562.765	483.026	423.731	412.838	103.895	89.174	78.227	76.216
2024	601.956	507.030	448.557	436.957	111.130	93.605	82.810	80.669
2025	643.588	532.355	474.781	462.443	118.816	98.281	87.652	85.374

Tablo 10.4: Senaryo A İçin Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyetleri

Yıllar	Doğal Gaz Kurulu Güç (MW)	Termik Kurulu Güç (MW)	Hidrolik Kurulu Güç (MW)	Nükleer Kurulu Güç (MW)	Diğer Kurulu Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Doğal Gaz Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Termik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Hidrolik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Nükleer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Diğer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Toplam Yatırım Maliyeti (milyon \$)
2006	9.289	9.588	10.065	-	896	29.838	550	722	1.554	-	210	2.827
2007	10.007	10.040	11.335	-	1.036	32.419	528	1.161	1.279	-	234	2.969
2008	10.697	10.767	12.381	-	1.192	35.037	901	1.343	865	-	259	3.109
2009	11.874	11.608	13.088	-	1.366	37.935	1.516	378	886	-	226	2.781
2010	13.853	11.845	13.812	-	1.516	41.027	1.247	1.358	744	-	113	3.351
2011	15.482	12.695	14.421	-	1.592	44.191	335	535	1.314	3.711	170	5.896
2012	15.921	13.030	15.494	1.500	1.706	47.652	975	1.222	1.522	-	104	3.720
2013	17.195	13.796	16.738	1.500	1.775	51.004	336	930	1.428	-	185	2.695
2014	17.634	14.379	17.906	1.500	1.899	53.318	533	1.123	1.230	3.711	109	6.598
2015	18.331	15.082	18.911	3.000	1.972	57.296	819	1.748	1.888	-	202	4.455
2016	19.400	16.177	20.453	3.000	2.107	61.137	943	3.048	2.185	-	255	6.176
2017	20.631	18.086	22.239	3.000	2.277	66.233	1.095	3.807	1.730	-	164	6.633
2018	22.061	20.470	23.653	3.000	2.387	71.571	1.096	3.953	2.000	-	165	7.050
2019	23.492	22.946	25.287	3.000	2.498	77.223	698	4.882	2.215	-	293	7.797
2020	24.404	26.003	27.097	3.000	2.693	83.198	2.143	1.915	2.348	3.711	41	10.119
2021	27.203	27.203	29.016	4.500	2.720	90.642	1.472	3.070	2.510	-	288	7.053
2022	29.126	29.126	31.067	4.500	2.913	96.731	1.564	3.262	2.667	-	306	7.494
2023	31.169	31.169	33.246	4.500	3.117	103.200	1.662	3.466	2.833	-	325	7.962
2024	33.339	33.339	35.562	4.500	3.334	110.074	1.766	3.682	3.010	3.711	345	12.169
2025	35.645	35.645	38.021	6.000	3.564	118.875	-	-	-	-	-	-

Gereken yatırım tutarları ve ek kapasite ihtiyacı göz önüne alınarak şu değerlendirmeler yapılabilir:

- Türkiye elektrik enerjisi talebi senaryolar çerçevesinde incelendiğinde, ülkedeki ekonomik gelişme ve siyasal koşulların elektrik enerjisi talebine dikkat çekici derecede yansıdığı görülür. Bu kapsamda elektrik enerjisi talebi ile bu talebi karşılamaya yönelik olarak yapılan yatırımların mali karşılığı arasında büyük farklar bulunmaktadır. Bu nedenle yapılacak planlama çalışmalarında, senaryolar aracılığı ile değerlendirme yapılması, çeşitli fikirlerin değerlendirilmesinden çok ekonomik zararlardan kaçınılması için gereklidir. Aynı amaç üzerine kurulmuş olan farklı senaryoların getirdiği maliyet farklarına hazır olunarak, her durum için farklı yol haritaları çizilmelidir.
- Türkiye'nin AB üyeliğine kabul edilmesini öngören A senaryosu hariç, diğer senaryolarda gözlenen husus, elektrik enerjisi sektörüne sürekli olarak ve sabit miktarlarda yatırım yapılmasına ihtiyaç olduğudur. A senaryosu kapsamında ise artan talebi karşılamak gerekliliği dolayısıyla yapılacak yatırımlar özellikle AB üyeliğinden sonra artmaktadır. Çalışma kapsamına alınmamış bir seçenek olan Türkiye'nin AB enterkonnekte şebekesi üzerinden elektrik enerjisi ihracatı bu aşamada değerlendirilmelidir.
- Ülkemizin elektrik enerjisi talebi, çalışma kapsamında göz önüne alınan yıllar itibari ile doyuma ulaşmayacaktır. Bu değerlendirme, ülkemizin söz konusu dönem sonunda gelişmekte olan ülke statüsünü koruyacağını ifade etmektedir. Bu bakımdan sektörün merkezi planlamaya olan ihtiyacı sürmektedir. Herhangi bir arz sıkıntısı yaşanmaması için liberal piyasada koşullarında dahi, sektörde yer alan tüm oyuncuların talep planlaması ve buna bağlı olarak birincil enerji kaynaklarının seçiminde eşgüdüm içinde çalışmaları gerekmektedir. Ayrıca bu çalışmaların kamu tarafından yürütülmesi ya da denetlenmesi zorunludur. Kamunun bu çalışmalardaki rolü ülke genelinde yapılacak çalışmalara veri sağlamak ve farklı kurumların yaptıkları çalışmaların genel değerlendirmesi şeklinde olmalıdır.

- Çalışmalar kapsamında konu edilen yatırım tutarları göz önüne alındığında, bu yatırımların finansmanı konusunda geçmişte yapılan çalışmalardan çıkarılacak dersler önemlidir. Böylesine yüksek maliyetli yatırımların özel sektör veya kamu tarafından tek başına finansmanı, iki tarafı da zorlayacak çeşitli güçlükleri beraberinde getirecektir. Bu bakımdan yurt içi ve yurt dışı finansman arayışlarında belirli bir eşgüdüm sağlanmalıdır. Sektörün bağımsız yapısı uyarınca hazine garantileri artık söz konusu olmamakla beraber, yasal güvencelerle özel sektör yatırımları özendirilmeli ve piyasada yer alan yatırımcılara destek olması açısından yeni düzenlemelere gidilmelidir.
- Yatırım miktarları göz önüne alındığında yatırım planlamasının ihtiyaç ortaya çıkmadan önce yapılması gerekmektedir. Liberal ve rekabetçi piyasa oluşumunda ve kamu yararı gözetilmesinde bağımsız bir denetleyici kurumun önemi çeşitli vesilelerle açıklanmaya çalışılmıştır. Yatırım ihtiyacı uzun dönemli planlanmaz ise, kamu genel bütçesinden bu yatırımların gerçekleştirilmesinin mümkün olmadığı da düşünülürse, arz talep dengesi bozulduğunda özel sektörün acil yatırımlar yapması gerekliliği gündeme gelecektir. Böyle bir durumda ise özel sektör yatırımlarına muhtaç duruma düşecek elektrik enerjisi sektöründe, çeşitli dayatmalar öne sürülebilir. Herhangi bir enerji krizine yol açmamak açısından özel sektör talepleri kabul edildiğinde ise bağımsız denetleyici kurulun bir kısım yetkileri sınırlandırılacaktır. Özel sektör, yatırımlar üzerinden karlılığını garanti altına almak için çeşitli şartlar öne sürüp bu şartları kabul ettirecektir. Yatırım finansman modellerinin geçmiş örnekleri de göz önüne alınırsa, sektörü doğru bir şekilde denetlemek ve yönetmek açısından gerekli adımlar zaman kaybetmeden atılmalı ve planlama çalışmalarına ara verilmeden devam edilmelidir.

Tablo 10.5: Senaryo B1 İçin Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyetleri

Yıllar	Doğal Gaz Kurulu Güç (MW)	Termik Kurulu Güç (MW)	Hidrolik Kurulu Güç (MW)	Nükleer Kurulu Güç (MW)	Diğer Kurulu Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Doğal Gaz Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Termik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Hidrolik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Nükleer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Diğer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Toplam Yatırım Maliyeti (milyon \$)
2006	9.289	9.588	10.065	-	896	29.838	550	722	1.554	-	210	2.827
2007	10.007	10.040	11.335	-	1.036	32.419	528	1.161	1.279	-	234	2.969
2008	10.697	10.767	12.381	-	1.192	35.037	901	1.343	865	-	259	3.109
2009	11.874	11.608	13.088	-	1.366	37.935	1.516	378	886	-	226	2.781
2010	13.853	11.845	13.812	-	1.516	41.027	1.247	1.358	744	-	113	3.351
2011	15.482	12.695	14.421	-	1.592	44.191	335	535	1.314	3.711	170	5.896
2012	15.921	13.030	15.494	1.500	1.706	47.652	975	1.222	1.522	-	104	3.720
2013	17.195	13.796	16.738	1.500	1.775	51.004	336	930	1.428	-	185	2.695
2014	17.634	14.379	17.906	1.500	1.899	53.318	533	1.123	1.230	3.711	109	6.598
2015	18.331	15.082	18.911	3.000	1.972	57.296	819	1.748	1.888	-	202	4.455
2016	19.400	16.177	20.453	3.000	2.107	61.137	567	2.361	1.537	-	173	4.467
2017	20.141	17.656	21.710	3.000	2.223	64.730	689	2.983	1.039	-	79	4.712
2018	21.041	19.524	22.559	3.000	2.277	68.401	662	2.992	1.250	-	78	4.905
2019	21.907	21.397	23.581	3.000	2.329	72.213	274	3.716	1.397	-	191	5.388
2020	22.265	23.724	24.722	3.000	2.457	76.169	1.556	915	1.462	-	-	3.935
2021	24.297	24.297	25.917	3.000	2.430	79.942	915	1.907	1.559	3.711	179	8.093
2022	25.492	25.492	27.192	4.500	2.549	85.225	965	2.012	1.645	-	189	4.622
2023	26.752	26.752	28.536	4.500	2.675	89.215	1.018	2.123	1.735	-	199	4.877
2024	28.082	28.082	29.954	4.500	2.808	93.425	1.074	2.240	1.831	-	210	5.145
2025	29.484	29.484	31.450	4.500	2.948	97.867	-	-	-	-	-	-

Tablo 10.6: Senaryo B2 İçin Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyetleri

Yıllar	Doğal Gaz Kurulu Güç (MW)	Termik Kurulu Güç (MW)	Hidrolik Kurulu Güç (MW)	Nükleer Kurulu Güç (MW)	Diğer Kurulu Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Doğal Gaz Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Termik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Hidrolik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Nükleer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Diğer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Toplam Yatırım Maliyeti (milyon \$)
2006	9.018	9.308	9.772	-	870	28.967	433	489	1.325	-	183	2.248
2007	9.583	9.614	10.855	-	992	31.045	404	899	1.037	-	202	2.340
2008	10.111	10.177	11.702	-	1.127	33.118	745	1.052	630	-	221	2.428
2009	11.084	10.836	12.218	-	1.275	35.413	1.298	143	640	-	186	2.082
2010	12.779	10.926	12.741	-	1.399	37.845	1.026	1.040	502	-	80	2.569
2011	14.120	11.578	13.151	-	1.452	40.301	187	284	1.013	3.711	130	5.195
2012	14.364	11.756	13.979	1.500	1.539	43.138	758	900	1.184	-	69	2.843
2013	15.354	12.320	14.947	1.500	1.585	45.706	183	630	1.085	-	141	1.899
2014	15.594	12.715	15.834	1.500	1.679	47.321	356	795	897	3.711	72	5.760
2015	16.059	13.213	16.567	3.000	1.728	50.566	602	1.330	1.459	-	152	3.392
2016	16.845	14.046	17.760	3.000	1.830	53.480	466	2.002	1.289	-	145	3.758
2017	17.453	15.300	18.813	3.000	1.927	56.494	573	2.537	858	-	64	3.969
2018	18.202	16.889	19.515	3.000	1.969	59.576	551	2.542	1.043	-	63	4.137
2019	18.921	18.481	20.367	3.000	2.012	62.782	217	3.165	1.171	-	161	4.555
2020	19.206	20.464	21.325	3.000	2.119	66.113	1.324	751	1.230	-	-	3.306
2021	20.934	20.934	22.330	3.000	2.093	69.292	943	1.967	1.608	-	184	4.520
2022	22.167	22.167	23.644	3.000	2.217	73.194	997	2.078	1.699	-	195	4.775
2023	23.468	23.468	25.033	3.000	2.347	77.316	1.053	2.195	1.795	-	206	5.044
2024	24.843	24.843	26.499	3.000	2.484	81.670	1.112	2.319	1.896	3.711	217	9.039
2025	26.296	26.296	28.049	4.500	2.630	87.769	-	-	-	-	-	-

Tablo 10.7: Senaryo C için Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Dağılımı ve Gerekli Yatırım Maliyetleri

Yıllar	Doğal Gaz Kurulu Güç (MW)	Termik Kurulu Güç (MW)	Hidrolik Kurulu Güç (MW)	Nükleer Kurulu Güç (MW)	Diğer Kurulu Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Doğal Gaz Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Termik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Hidrolik Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Nükleer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Diğer Yatırım Maliyeti (milyon \$)	Toplam Yatırım Maliyeti (milyon \$)
2006	8.858	9.143	9.598	-	854	28.453	366	358	1.196	-	168	1.921
2007	9.337	9.367	10.576	-	967	30.246	335	754	903	-	184	1.994
2008	9.775	9.839	11.314	-	1.090	32.018	661	896	505	-	200	2.063
2009	10.639	10.401	11.727	-	1.224	33.990	1.182	24	513	-	164	1.719
2010	12.182	10.416	12.146	-	1.334	36.078	912	879	380	-	63	2.172
2011	13.374	10.967	12.457	-	1.376	38.173	180	275	964	3.711	123	5.131
2012	13.610	11.139	13.245	1.500	1.458	40.952	722	859	1.128	-	66	2.710
2013	14.553	11.677	14.167	1.500	1.503	43.400	177	604	1.035	-	134	1.817
2014	14.785	12.056	15.013	1.500	1.592	44.946	342	761	858	3.711	69	5.673
2015	15.232	12.533	15.714	3.000	1.639	48.117	575	1.270	1.392	-	146	3.238
2016	15.984	13.328	16.852	3.000	1.736	50.900	518	2.038	1.354	-	154	3.911
2017	16.660	14.605	17.958	3.000	1.839	54.063	622	2.568	948	-	77	4.140
2018	17.473	16.213	18.734	3.000	1.891	57.311	603	2.593	1.129	-	76	4.326
2019	18.261	17.837	19.657	3.000	1.941	60.697	282	3.215	1.259	-	171	4.756
2020	18.630	19.850	20.686	3.000	2.056	64.221	1.359	884	1.320	-	-	3.564
2021	20.404	20.404	21.765	3.000	2.040	67.614	916	1.910	1.561	-	179	4.388
2022	21.601	21.601	23.041	3.000	2.160	71.402	968	2.018	1.650	-	189	4.637
2023	22.865	22.865	24.389	3.000	2.286	75.406	1.023	2.133	1.744	-	200	4.900
2024	24.201	24.201	25.814	3.000	2.420	79.636	1.081	2.254	1.842	-	211	5.178
2025	25.612	25.612	27.320	3.000	2.561	84.105	-	-	-	-	-	-

11. SONUÇLAR

Bu çalışma kapsamında, Avrupa Birliği üyelik sürecinde Türkiye elektrik enerjisi sektörünün mevcut durumu ortaya konmuş, daha sonra süreçte karşılaşılabilecek olası farklı sonuçlara bağlı olarak oluşturulan senaryolar çerçevesinde Türkiye'nin elektrik enerjisi talebi hesaplanmış, farklı senaryoların talebe ve bağlı olarak yatırım ve finansman gereksinimine etkisi incelenmiştir. Bu yatırım gereksinimi yalnızca elektrik enerjisi üretimi alanında değerlendirilmiş, iletim ve dağıtım tesisleri çalışma konusu dışında tutulmuştur. Çalışma kapsamında gelecekte karşılaşılabilecek farklılıkların, planlamanın birincil derecede önemli olduğu elektrik enerjisi sektöründeki etkileri gösterilmeye çalışılmıştır.

Yatırım maliyetlerinin yüksek, tesis süresinin uzun olduğu bir sektör için yapılacak planlama çalışmalarında farklı alternatif geleceklerin değerlendirilmesi, ulaşılan sonuçların gelecekte belirlenen noktalara göre güncellenmesi gerekmektedir. Çalışma kapsamında farklı senaryolar için hesaplanan talep düzeyleri ve yatırım maliyetleri bu tespiti desteklemektedir.

Elektrik enerjisi sektöründe eksik ya da fazla yatırımların farklı zararları bulunmaktadır. Elektrik enerjisi talebini karşılamaya yetecek yatırımların zamanında gerçekleştirilmemesinin, tüketicilere sunulan elektrik arzının kesintiye uğraması, sunulan elektrik enerjisinin kalitesinin düşmesi gibi teknik sorunlar yaratması yanında, birincil girdi olarak elektrik enerjisi kullanan sanayi sektörleri göz önüne alındığında ülke ekonomisine de olumsuz etkileri olacaktır. Diğer taraftan sektöre talebi karşılamamanın üzerinde yatırım yapıldığında, atıl kapasite nedeniyle yüklenilen gereksiz yatırım, finansman, işletme gibi maliyetler; ağır bir finansman yükünü beraberinde getirecektir. Bu bakımdan elektrik enerjisi sektöründe yapılan yatırımlarda hedeflenen, elektrik enerjisini ne eksik ne fazla, gerektiği yerde, gerektiği zamanda, gerektiği miktarda, ucuz, kaliteli, güvenli, çevresel kaygıları gözetken ve ekonomik bir şekilde sağlamaktır. Bu amaç doğrultusunda dikkate alınması gereken bir diğer husus da elektrik enerjisi sektöründe üretim, iletim ve

dağıtım yatırımlarının ağır maliyeti ve sermaye duyarlı yapısıdır. Özellikle elektrik enerjisi üretim sistemlerine yönelik yatırımların yapılabilirlik etütlerinden, gerçekleştirilip devreye alınmalarını için geçen zaman da düşünüldüğünde, elektrik enerjisi sektörünün doğru işleyişi açısından, talep tahminlerinin önemi açıkça ortaya çıkmaktadır.

Talep tahminleri ve arz planlamasında yapılacak öngörü çalışmaları, ulusal düzeyde farklı faktörlerle ilişkili olmasının yanı sıra küresel ölçekte değerlendirilebilecek çok çeşitli faktörlere de bağlıdır. Liberal ekonomik yapı ve serbest piyasa işleyişinde elektrik enerjisi sektörüne ilişkin tahmin ve planlama çalışmalarını gerçekleştirecek ve ulaşılan sonuçları tüm piyasa oyuncuları ile paylaşacak bir düzenleyici ya da yönlendirici yapıya ihtiyaç bulunmaktadır. Düzenleyici yapının hem ulusal düzeyde çeşitli değişkenlerin elde edilmesinde, hem de ülkenin gelecek ile ilgili politikalarının değerlendirilmesinde en kuvvetli oyuncu olan kamu ağırlıklı özerk bir yapıda örgütlenmesi gereklidir.

Dünya’da ve Türkiye’de elektrik enerjisi sektörünün yapısal gelişimine tarihsel perspektifte bakıldığında, küresel ölçekte yaşanan gelişmelerin ülkemize yansımalarının belirli bir gecikme ile gerçekleştiği görülmektedir. Ancak günümüzde sağlanan hızlı iletişim olanakları, finansman kaynaklarının yaşanan bu gelişmelere duyarlılığı ve küresel ekonomik gelişmelerin ülke ekonomilerine olan etkileri göz önüne alındığında, gelecekte ulusal ekonomilerin kendi dışında yaşanan gelişmelere çok daha hızlı ayak uydurması gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Bütün bu değerlendirmeler ışığında karar vericiler, iç ve dış birçok faktörü göz önüne alarak, farklı gelecekler kapsamında değerlendirme yapmalıdır.

Türkiye elektrik enerjisi sektörü, liberal ekonominin gereği olan rekabetçi bir yapıda tekrar örgütlenirken, bu süreçte, devlet denetimini gerektiren bir başka unsur da ülkemizin gelişmekte olan bir ülke olmasıdır. Bu değerlendirmenin doğal bir sonucu olarak, elektrik enerjisi diğer sektörlerin üretim girdileri içinde ağırlıklı olarak yer almakta ve toplumun ihtiyaç duyduğu bir ürün olarak kamu hizmeti olma özelliğini sürdürmektedir. Aynı zamanda ülkemizde -ve dünyada- elektrik enerjisi sektörüne yönelik üretim, iletim ve dağıtım yatırımlarının kamu bütçeleri ile karşılanamadığı gerçeği, bu sektöre girişte özel teşebbüsünün özendirilmesi gereğini de ortaya koymaktadır. Özel sektörün payı, sadece gerekli kapasite artırımlarını

gerçekleştirmek için finansman bulmak ile sınırlı kalmamakta, mevcut yapının daha verimli işletilmesi, kayıp ve kaçak oranlarının azaltılması alanlarında da özel sektöre ihtiyaç duyulmaktadır. Ancak elektrik enerjisi sektörünün tarihsel gelişimi incelendiğinde, özel sektörün kamu yararını gözetmek konusunda bir takım eksikleri olduğu söylenebilir. Bu nedenle, gelişmekte olan ülkelerde kamu yararı bakış açısıyla, elektrik enerjisi sektöründe kamu denetimi zorunlu görülmektedir. Elektrik enerjisi sektörü üzerindeki denetim, etkili ve bağımsız işleyişe sahip bir düzenleyici kurul ile gerçekleştirilebilir.

Türkiye’de elektrik enerjisi sektöründe düzenleyici kurul görev ve yetkisi Elektrik Piyasası Kanunu ile Enerji Piyasası Düzenleme Kuruluna verilmiştir. Kurul, serbest piyasaya geçiş aşamalarında dört ana basamak belirlemiş, bu kapsamda ilk iki adım olan “Lisans Günü” aşaması 3 Eylül 2002’de ve “Serbest Tüketici Günü” aşaması 3 Mart 2003 tarihinde, üçüncü aşama olan “Dengeleme ve Uzlaştırma Günü” hedefi ise 2004 yılı içerisinde tamamlanmıştır. Bu sıralamada kalan son adım olan “Piyasa Günü” ise piyasada tam rekabetin sağlanması biçiminde ifade edilmektedir. Ancak, bu aşama için atılması gereken önemli adımlar bulunmaktadır. Bu adımların başında Elektrik Piyasası Kanunu öncesinde imzalanmış ve kanunda “Mevcut Sözleşmeler” olarak adlandırılan YİD ve Yİ projeleri, bu kapsamda imzalanan elektrik enerjisi satış anlaşmaları konusu vardır. Günümüzde, bu santrallerin EPDK tarafından lisans işlemleri tamamlanmamıştır.

Serbest piyasaya geçiş gibi uluslararası yükümlülüklerin getirdiği anlaşmaların söz konusu olduğu elektrik enerjisi sektöründe yaşanan sorunlar, YİD ve Yİ yatırım modellerinin uygulama aşamasında ve sonrasında, taraflar arasında bir takım zorluklarla karşılaştığı ve yanlış uygulamaların ortaya konduğunu göstermektedir. Burada tartışılan durum bu yatırım modellerinin arz talep dengesini sağlamaktan çok, siyasal kararlar ile uygulamaya konulmuş olmasından kaynaklanmaktadır.

Ülkemiz politikalarında yarım yüzyıldan uzun süredir ortaya konan hedef, çağdaş uygarlık olarak gösterilen batı dünyası ile bütünleşmektir. Bu kapsamda ülkenin en temel hedefi olarak Avrupa Birliği tam üyeliği görülmektedir. Avrupa Birliği üyeliği kapsamında 1958 yılından itibaren yapılan çalışmalarda, bugün belirli bir noktaya gelinmiştir. Türkiye Avrupa birliği ile resmi müzakere sürecine 3 Ekim 2005 tarihi ile başlayacak ve gelecek 15 yıl içinde bu süreç sonuca yaklaşacaktır. Avrupa Birliği

üyeliği ülkemizin sosyal, ekonomik, politik düzenlerinde kimi köklü değişiklikler gerektirmektedir. Hükümetlerin ve kamuoyunun Birlik üyeliğinden ayrı olarak, ülke yararına da uygun gördüğü bu değişiklikler zaman içerisinde aşamalı olarak gerçekleştirilmiştir ve gerçekleştirilmeye de devam edilmektedir. Ancak ülkemizde yaratılan kamuoyu, AB sürecinin alternatifsiz olduğu yönündedir. AB tam üyelik müzakerelerinde yaşanabilecek herhangi bir kesinti ya da sürecin olumsuz sonuçlanması durumunda, Türkiye dış politikası için, bilinen herhangi bir planlama yapılmamaktadır. Hatta sürecin olumsuz bir şekilde sonuçlanabileceğini söylemek, Avrupa Birliği karşıtlığı olarak algılanmaktadır. Ancak Avrupa Birliği sürecinin yalnızca Türkiye'nin inisiyatifinde olmadığı açıktır. Bu bakımdan Türkiye her düzeyde Avrupa Birliği tam üyeliğinin gerçekleşmemesi durumunda uygulanacak alternatif politikalar ve fikirler geliştirmek zorundadır. Ülkemiz ekonomisinin dış gelişmelerden kolay etkilenen yapısı düşünüldüğünde, geleceğin farklı durumlarına hazırlıklı olmanın gerekliliği görülmektedir.

Çalışma kapsamında yalnızca elektrik enerjisi sektörü için farklı senaryolar üzerinde çalışılmış ve bunun ekonomi üzerine etkileri gösterilmeye çalışılmıştır. Ancak bu tip alternatifli planların tüm iç ve dış politika belirsizlikleri için yapılması ve kamuoyu ile paylaşılması gereklidir.

Elektrik enerjisi sektörü konusunda Avrupa Birliği'nin çeşitli direktifleri, üyelik sürecinde Türkiye tarafından uygulanmak zorundadır. Serbest ve tam rekabetçi elektrik enerjisi piyasasına geçiş, düzenleyici kurumları kuvvetlendirilmesi, Avrupa Elektrik İletimi Koordinasyon Birliği'ne dahil olunması çalışmaları, bu direktifler sonucudur.

Sonuç olarak elektrik enerjisi sektöründe yapılan yatırım planlamaları, talep tahmininden başlayarak alternatifli ve mümkün olan en doğru verilerle yapılmalı, bu talep tahmini çalışmalarında en çok bilgi ve tecrübe sahibi olan, kamu olanaklarını kullanacak bağımsız bir kurum görevlendirilmelidir. Piyasa oyuncularının farklı beklentiler içinde olduğu elektrik enerjisi sektöründe düzenleyici kurum, tüm bu beklentileri göz önüne alarak geliştirilen senaryolar çerçevesinde talep değerlerini ve bağlı olarak yatırım gereksinimini ortaya çıkarmalı ve özel sektör ile paylaşmalıdır. Böylece, özel sektörün beklentileri karşılanırken, kamu yararı da gözetilmiş olacaktır.

KAYNAKLAR

- [1] **Varley, C. and Lammers, G., 1999.** Electricity Market Reform: An IEA Handbook, OECD/IEA, France.
- [2] **Rothwell, G. and Gomez, T., 2003.** Electricity Economics: Regulation and Deregulation, John Wiley, NJ.
- [3] **Ocana, C., Varley, C., 2001.** Competition in Electricity Markets, OECD/IEA, France.
- [4] **Oral, B., 2004.** Avrupa Birliği'ne Giriş Sürecinde Ulusal Elektrik Enerji Politikasının Belirlenmesi ve Avrupa Birliği Ülkeleri ile Karşılaştırılması, Doktora Tezi, Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [5] **International Energy Agency, 2001.** Energy Policies of IEA Countries :Turkey 2001 Review, OECD/IEA, France.
- [6] **Öztürk, H. K., Yılcı, A., Atalay, Ö., 2004.** Past Present and Future Status of Electricity in Turkey and the Share of Energy Resources, Renewable & Sustainable Energy Reviews (2005) 1-29.
- [7] **EMO, 2004.** Elektrik Enerjisi Alanında Mevcut Durum ve Sürdürülen Politikalar, Sorunlar ve Çözüm Önerileri, EMO İzmir Şubesi Genel Kurulu, Enerji Komisyonu, İzmir.
- [8] **Hepbaşlı, A., 2004.** Development and Restructuring of Turkey's Electricity Sector: A review, Renewable & Sustainable Energy Reviews 9(2005) 311-343.
- [9] **Demirbaş, A., 2001.** Turkey's Energy Overview Beginning in the Twenty-First Century, Energy Conversion & Management 43(2002) 1877-1887.
- [10] **TBMM, 2001.** 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, 24335 sayılı Resmi Gazete, Ankara.
- [11] **www.epdk.org.tr**
- [12] **Kulalı, İ., 1997.** Elektrik Sektöründe Özelleştirme ve Türkiye Uygulaması, Devlet Planlama Teşkilatı, Yayın No: 2479, Ankara.
- [13] **Cope, D., 2000.** Electricity Sector Deregulation, Asia Pacific Research Centre, Tokyo, Japan.

- [14] **Energy Information Administration**, 2001. International Energy Outlook 2002, US/IEA, Washington Dc, USA.
- [15] **International Energy Agency**, 1994. Electric Supply Industry : Structure Ownership and Regulation in OECD Countries, OECD/IEA, France.
- [16] **İmre, E.**, 2001. Türkiye'de Yap-İşlet-Devret Modeli: Yasal Çatısı, Uygulaması, Yüksek Denetleme Kurulu, Ankara.
- [17] **Emek, U.**, 2002. Ek ve Değişiklikleri ile YİD, Yİ ve Kamu Hizmeti İmtiyazı Mevzuatı, DPT İktisadi Sentörler ve Koordinasyon Genel Müdürlüğü Hukuki Tedbirler ve Kurumsal Düzenlemeler Dairesi Başkanlığı, Ankara.
- [18] **Sayıştay**, 2004. YİD ve Yİ modeli Kapsamında Gerçekleştirilen Enerji Projeleri Raporu, Sayıştay Genel Kurulu, Ankara.
- [19] **TBBM**, 2004. 9/4,7 Esas Numaralı Soruşturma Komisyonu Raporu, TBMM Başkanlığı, Ankara.
- [20] **Devlet Denetleme Kurulu**, 2003. Elektrik Enerjisi Üretimi Alanında Yapılan YİD, Yİ ve İHD Uygulamaları Hakkında Araştırma Raporu, T.C. Cumhurbaşkanlığı, Yayın No: 2003/6, Ankara.
- [21] **Yerlikaya, K.**, 2004. Türkiye'de Yap-İşlet-Devret Modeli ve Kamu Borçlanması, Atatürk Üniversitesi Erzincan Hukuk Fakültesi, Erzincan.
- [22] **Karluk, S. R.**, 2003. Avrupa Birliği ve Türkiye, Beta Yayınları, İstanbul.
- [23] **Uşul, A. R.**, ve Akgül, A. D., 2002. Kopenhag Zirvesi ve 2002 model La Question Turque, Stratejik Analiz Dergisi 33.
- [24] **Avrupa Birliği ile İlişkiler Genel Müdürlüğü**, 2003. Türkiye için Katılım Ortaklığı Belgesi (14 Nisan 2003 Tarihinde AB Konseyi Tarafından Kabul Edilen Nihai Metin), Devlet Planlama Teşkilatı, Ankara.
- [25] **T.C Başbakanlık Mevzuatı Geliştirme ve Yayın Genel Müdürlüğü**, 2003. Avrupa Birliği Müktesebatının Üstlenilmesine İlişkin Türkiye Ulusal Programı, T.C. Resmi Gazetesi, 25178-Mükerrer Sayısı, Ankara.
- [26] **Commission of the European Communities**, 2002. Regular Report on Turkey's Progress Towards Accession, Progress Report, SEC(2002)1412, Brüksel.
- [27] **İşık, Y.**, 2004. Turkey's Energy Prospects in the EU-Turkey Context, Centre for European Policy Studies, Brüksel.
- [28] **DPT**, 2004. Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi, Yüksek Planlama Kurulu, Ankara.

- [29] **Kosger, H.**, 1998. Türkiye'nin Katılım Yönünde İlerlemesi Üzerine Komisyon'un 1998 Düzenli Raporu (Çeviri), Uzman Tercüme, Ankara.
- [30] **Kosger, H.**, 1999. T Türkiye'nin Katılım Yönünde İlerlemesi Üzerine Komisyon'un 1999 Düzenli Raporu (Çeviri), Uzman Tercüme, Ankara.
- [31] **Seven, S.**, 2000. T Türkiye'nin Katılım Yönünde İlerlemesi Üzerine Komisyon'un 2000 Düzenli Raporu (Çeviri), Uzman Tercüme, Ankara.
- [32] **Commission of the European Communities**, 2001. Regular Report on Turkey's Progress Towards Accession, Progress Report, SEC(2001)1756, Brüksel.
- [33] <http://europa.eu.int/comm/enlargement/turkey/docs.html>
- [34] **Commission of the European Communities**, 2003. Regular Report on Turkey's Progress Towards Accession, Progress Report, SEC(2003)1875, Brüksel.
- [35] **Commission of the European Communities**, 2004. Regular Report on Turkey's Progress Towards Accession, Progress Report, SEC(2004)1201, Brüksel.
- [36] www.teias.gov.tr
- [37] **International Energy Agency**, 2003. Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future, OECD/IEA, France.
- [38] **O'Brien, P.**, 200. Scenario Planning: A Strategic Tool, Bureau of Rural Sciences, Kingston, Australia.
- [39] **ETKB**, 2004. Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalışması Raporu, APK Dairesi, Ankara.
- [40] **TEİAŞ**, 2004. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005 – 2020), TEİAŞ Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, Ankara.
- [41] http://www.dis.anl.gov/CEEESA/Power_analysis_tools.html
- [42] **Kocaman, T.**, 2002. Plan Nüfus Projeksiyon Yöntemleri, DPT Sosyal Sektörler ve Koordinasyon Genel Müdürlüğü, Ankara.
- [43] www.die.gov.tr
- [44] www.dpt.gov.tr

ÖZGEÇMİŞ

1980 yılında Karadeniz Ereğli’de doğdu. İlk, orta ve lise öğrenimini TED Kdz. Ereğli Koleji Vakfı Özel Lisesi’nde tamamladıktan sonra, yüksek öğrenimini yapmak üzere 1998 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Elektronik ve Haberleşme Bölümü’ne başladı. 2002 yılında bu bölümden Elektronik ve Haberleşme Mühendisi unvanı ile mezun oldu. 2003 yılında başladığı İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Yüksek Lisans Programında başladığı Lisansüstü eğitimini sürdürmektedir. 2002 yılından bu yana Entek Teknik A.Ş. firmasında endüstriyel otomasyon ürünleri satış sonrası destek ve proje bölümünde çalışmaktadır.

