

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE İÇİN 2015 YILI KISA VADELİ ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP
TAHMİNİNİN YAPILMASI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Yasemin ÖZLİMAN

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı
Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Sermin ONAYGİL

ARALIK 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE İÇİN 2015 YILI KISA VADELİ ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP
TAHMİNİNİN YAPILMASI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Yasemin ÖZLİMAN

(301101043)

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Sermin ONAYGİL

ARALIK 2015

İTÜ Enerji Enstitüsü'nün 301101043 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Yasemin ÖZLİMAN, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "TÜRKİYE İÇİN 2015 YILI KISA VADELİ ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNİNİN YAPILMASI" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Sermin ONAYGİL**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Özcan KALENDERLİ**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Güzay PAŞAOĞLU

İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : 7 Aralık 2015

Savunma Tarihi : 17 Aralık 2015



Bu çalışma, yıllarını iki kızının eğitimine adanmış anne ve babama ithaf edilmiştir.





ÖNSÖZ

Dünyanın en güzel anne babası olan, kararlarımın en zor koşullarda dahi saygı duyan Belgin ÖZLİMAN ve Mütahir ÖZLİMAN'a; her koşulda desteğini ve bana olan inancını gösteren kardeşim Sedef ÖZLİMAN'a; cesaret sözlerini her daim tekrarlayan, bir azim örneği olan Mahmut Nedim FARIMAZ'a; saatlerini, günlerini ve en önemlisi deneyimlerini benimle her zaman paylaşan, bir arkadaş olmasının yanında çok iyi bir eğitmen olan Sevgili Ebru ACUNER'e, İstanbul Teknik Üniversitesi'nde bulunduğum süre içerisinde desteğini benden esirgemeyen ve yoluma ışık tutan Sayın Prof. Dr. Sermin ONAYGİL'e en içten teşekkürlerimi sunarım.

Aralık 2015

Yasemin Özliman
(Çevre Mühendisi)



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ	vii
KISALTMALAR	xi
ÇİZELGE LİSTESİ	xiii
ŞEKİL LİSTESİ	xv
ÖZET	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	3
1.2 Literatür Araştırması	4
2. ELEKTRİK ENERJİSİ	15
2.1 Elektrik Enerjisinin Tanımı ve Tarihsel Gelişimi	15
2.2 Elektrik Üretim Kaynaklarının Sınıflandırılması	16
2.2.1 Termik kaynaklar	16
2.2.2 Hidrolik kaynaklar	16
2.2.3 Nükleer kaynaklar	16
2.2.4 Diğer yenilenebilir kaynaklar	17
2.2.4.1 Güneş enerjisi	17
2.2.4.2 Rüzgâr enerjisi	17
2.2.4.3 Jeotermal enerji	17
2.2.4.4 Gelgit (med cezir) enerjisi	18
2.2.4.5 Dalga enerjisi	18
2.2.4.6 Okyanus ısı enerjisi	18
2.3 Dünyada, Enerji Durumu ve Elektrik Piyasaları (Avrupa, Amerika, Asya Kıtaları Örnekleri)	19
2.3.1 Avrupa elektrik piyasaları	20
2.3.1.1 Yunanistan elektrik piyasası	20
2.3.1.2 İngiltere ve Galler elektrik piyasası	21
2.3.1.3 İskandinav elektrik piyasası	23
2.3.2 Amerika Kıtası elektrik piyasaları	27
2.3.2.1 Arjantin elektrik Piyasası	27
2.3.2.2 Ontario elektrik piyasası	29
2.3.2.3 Pennsylvania New Jersey Maryland (PJM) elektrik piyasası	31
2.3.3 Asya Elektrik Piyasaları	33
2.4 Türkiye Elektrik Piyasası Tarihsel Gelişimi ve Günümüz Piyasa İşleyişi	37
3. ELEKTRİK ENERJİSİ TALEBİ TAHMİN YÖNTEMLERİ	51
3.1 Elektrik Enerjisi Talep Tahmini İçin Kullanılan Yöntemler	51
3.1.1 Eğri Uydurma Yöntemi	51
3.1.2 Ortalama Yıllık Artış Yüzdesi Kullanımı	52
3.1.3 Son Kullanım Yöntemi	52
3.1.4 Yüzeysel Yük Tahmini	53
3.1.5 Regresyon Analizi	54
3.1.6 Yapay Sinir Ağları	56
3.2 Elektrik Enerjisi Talep Tahmini İçin Kullanılan Parametreler	58

3.3 Talep Tahminlerine Yönelik Yasal Düzenlemeler	61
3.4 Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri	63
3.5 Türkiye’de Mevcut Elektrik Enerjisi Üretim Tesisleri.....	65
3.6 Planlanan Elektrik Enerjisi Üretim Tesisleri.....	71
4. TAHMİN ÇALIŞMALARI	73
4.1 PLEXOS 7.0 Yazılımının İncelenmesi.....	73
4.2 Kullanılan Veri Kümeleri	74
4.2.1 2011 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi.....	77
4.2.2 2012 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi.....	78
4.2.3 2013 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi.....	79
4.2.4 2014 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi.....	82
4.3 2014 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri.....	83
4.4 2015 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri.....	86
5.SONUÇ ve ÖNERİLER.....	89
KAYNAKÇA	91
EKLER.....	97
ÖZGEÇMİŞ.....	105

KISALTMALAR

ABD	:Amerika Birleşik Devletleri
CAMMESA	:Compania Administradora del Mercado Mayorista Electrico S.A. (Compania Administradora Toptan Güç Piyasası)
CSP	:Concentrating Solar Power (Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi)
ÇEAŞ	:Çukurova Elektrik A.Ş.
ĐİE	:Devlet İstatistik Enstitüsü
DPT	:Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	:Devlet Su İşleri
EAS	:East Asia Submit (Doğu Asya Bloğu)
EPDK	:Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
EPIRA	:Electricity Industry Reform Act (Elektrik Sanayi Reformu Yasası)
EPK	:Elektrik Piyasası Kanunu
ETKB	:Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EUİL	:Electricity Utility Industry Law (Elektrik Üretimi Sanayi Kanunu)
EÜAŞ	:Elektrik Üretim A.Ş.
GMDH	:Group Method of Data Handling (Veri İşleme Grup Yöntemi)
GSYH	:Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
IEA	:International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)
IMF	:International Money Fund (Uluslararası Para Fonu)
IMO	:Independent Market of Ontario (Ontario Bağımsız Piyasası)
IPP	:Independent Power Producers (Bağımsız Enerji Üreticileri)
İETO	:İskandinav Elektrik Borsası
İHD	:İşletme Hakkı Devri
İSİ	:İletim Sistemi İşletmecisi
KEPCO	:Korea Electric Power Corporation (Kore Elektrik Enerjisi Şirketi)
KMF	:Konumsal Marjinal Fiyatlandırma
KPX	:Korea Power Exchange (Kore Enerji Borsası)
MEM	:Mercado Electrico Mayorista (Toptan Elektrik Piyasası)
MPSO	:Mix-encoding Particle Swarm Optimization (Karışık Kodlu Parçacık Sürü Optimizasyonu)
NAPOCOR	:National Power Corporation (Ulusal Enerji Şirketi)
NETA	:New Electricity Trading Arrangements (Yeni Elektrik Ticareti Antlaşmaları)
OIED	:Okyanus Isıl Enerji Dönüşümü
OTC	:Over the Counter (Tezgahüstü Piyasa)
PGCIL	:Power Grid Corporation of India (Hindistan Enerji İletim Şirketi)
PLN	:Perusahaan Listrik Negara Indonesia (Endonezya Devlet Elektrik Şirketi)
PMUM	:Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
SEB	:State Electricity Board (Devlet Elektrik Kurulu)
SERC	:The Sustainable Energy Research Center (Sürdürülebilir Enerji Araştırma Merkezi)
SPC	:State Power Company (Devlet Enerji Şirketi)

STD	:Sistem Ticaret Düzenlemeleri
TEAŞ	:Türkiye Elektrik Üretim A.Ş.
TEDAŞ	:Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	:Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	:Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	:Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TGM	:Trigonometric Grey Modification (Trigonometrik Gri Modifikasyon)
TGP	:Trigonometric Grey Production (Trigonometrik Gri Tahmin Yaklaşımı)
TPF	:Tek Piyasa Fiyatı
TRANSCO	:The National Transmission Company (Ulusal İletim Şirketi)
TÜİK	:Türkiye İstatistik Kurumu
YİSO	:Yunan İletim Sistemi Operatörü
Yİ	:Yap-İşlet
YİD	:Yap-İşlet-Devret
YSA	:Yapay Sinir Ağları



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Literatür araştırması.....	4
Çizelge 2.1 : Çeşitli ülkelerde elektrik enerjisi tüketiminin sektörlere göre payları...	19
Çizelge 2.2 : EAS bölgesi elektrik enerjisi talebi.....	33
Çizelge 2.3 : Dağıtım şirketleri listesi.....	42
Çizelge 2.4 : Elektrik piyasası için belirlenen yol haritası.....	44
Çizelge 2.5 : Yıllara göre serbest tüketici limiti (kWh).....	46
Çizelge 3.1 : Yapay sinir ağlarının üstüklük ve sakıncaları.....	58
Çizelge 3.2 : Talep tahmini referans (Baz) talep.....	63
Çizelge 3.3 : Talep tahmini (yüksek talep).....	64
Çizelge 3.4 : Talep tahmini (düşük talep).....	64
Çizelge 3.5 : Türkiye kurulu gücünün kamu ve özel sektör olarak gelişimi.....	66
Çizelge 3.6 : Türkiye üretiminin kamu ve özel sektör olarak gelişimi.....	68
Çizelge 3.7 : Üretim tesisi başvuruları.....	71
Çizelge 4.1 : Elektrik Enerjisi Talep Tahmini İçin Kullanılan Veriler.....	75
Çizelge 4.2 : 2011 Yılı Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim İmkânı ve Türkiye Elektrik Enerjisi Talebi.....	77
Çizelge 4.3 : 2012 Yılı Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Tüketim.....	78
Çizelge 4.4 : 2013 Yılı Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Tüketim.....	80
Çizelge 4.5 : 2011, 2012 ve 2013 Yılları Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Birbirine Göre Elektrik Enerjisi Tüketimi Artış Oranları.....	81
Çizelge 4.6 : 2014 Yılı Gerçekleşen Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Değerleri.....	83
Çizelge 4.7 : 2014 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Tüketimleri ve Tahmin Edilen Elektrik Enerjisi Talebi.....	84
Çizelge 4.8 : 2015 Yılı Aylara Göre Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.....	86



ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Şekil 2.1	:Nord Pool Ticaret Piyasası.....24
Şekil 2.2	:Sistem Fiyatının Belirlenmesi.....25
Şekil 2.3	:Ontario Elektrik Enerjisi Piyasa Yapısı..... 29
Şekil 2.4	:Üretim, İletim, Dağıtım, Perekende Satış Durumları..... 35
Şekil 2.5	:Dağıtım Bölgeleri Coğrafi Kapsamı..... 42
Şekil 2.6	:Türkiye Elektrik Piyasasında Taraflar ve Enerji Akışı..... 45
Şekil 2.7	:Dengeleme ve Uzlaştırma Mekanizması..... 47
Şekil 3.1	:Konut tüketicilerinin puant yük ve elektrik enerjisi tüketim değerlerinin elektrikli donanım gruplarının kullanımına göre elde edilmesi53
Şekil 3.2	:Konut, Sanayi, Ticarethane ve Diğer Alanlar İçin Kullanım Kategorileri.....53
Şekil 3.3	:(xi, yi) Değişkenlerin Dağılım Diyagramı.....55
Şekil 3.4	:Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Modeli.....60
Şekil A.1	:Plexos yazılımında kullanılacak verilerin birimlerinin belirlendiği ekran görüntüsü.....99
Şekil A.2	:Plexos yazılımında yeni açılacak dosya için izlenen adımların ekran görüntüsü.....100
Şekil A.3	:Enerji üretim sistemi özelliklerinin belirlendiği ekran görüntüsü....101
Şekil A.4	:Programda girilebilecek veri ağacı ekran görüntüsü.....102
Şekil A.5	:Programdan alınacak çıktılarının belirlendiği ekran görüntüsü.....103
Şekil B.1	:Plexos Yazılımı ile yapılan 2014 ve 2015 Yılları için Elektrik Enerjisi Talep Tahmini Sonuçları.....104



TÜRKİYE İÇİN 2015 YILI AYLIK ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNİ

ÖZET

Tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de elektrik enerjisi kullanım ihtiyacı her geçen gün artmaktadır. Bu talebi karşılamak için ülkelerde sürekli olarak yeni politikalar geliştirilmekte, var olan politikalar da ihtiyaca göre sürekli olarak revize edilmektedir.

Türkiye enerji kullanım yoğunluğu artış eğiliminde olan bir ülkedir. Bunun için de önümüzdeki yıllar için doğacak enerji ihtiyacını belirlemek, arz ve talep dengesini kurmak birinci önceliğidir. Bu dengeyi sağlayabilmek için ülkemizde yeni tesis kurulumlarını teşvik etmenin yanı sıra; ülke dışından enerji ithal etmek, tesislerin kendi enerjisini üretebilmesi için destekler sağlamak, özellikle de yenilenebilir kaynaklı üretimleri teşvik etmek gibi çok çeşitli yöntemler uygulanmaktadır.

Başka bir açıdan değerlendirdiğimizde enerji piyasası dünyanın en önemli piyasalarındandır. Bu piyasanın güçlü bir aktörü olabilmek için Türkiye, ulusal ve uluslararası yatırımcıların piyasadaki etkilerini arttırmayı temel amaç olarak benimsemiştir. Bu amaçla, özellikle elektrik enerjisi üretimi, dağıtımı ve iletimi ile ilgili oldukça köklü değişiklikler yapılmıştır. Bu değişikliklerin başında özelleştirme süreçleri gelmektedir. 1994 yılına kadar Bütünleşik Yapı ile yönetilen, tekel konumundaki Türkiye Elektrik Kurumu’nda 1994 yılında ayrıştırma yapılması ile özelleştirme süreci başlamıştır. 2001 yılına gelindiğinde ise ayrıştırma süreci tamamen gerçekleşmiştir. Ayrıştırma sonucunda Elektrik Üretim A.Ş. devlete ait santaller ile elektrik üretimi yapmakta, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. üretilen elektriğin kullanıcıya iletimini sağlamakta, Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. elektrik ticaret ve taahhüt faaliyetlerini, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. ise 21 özel dağıtım şirketi ile dağıtım işlevini gerçekleştirmektedir. 2001 yılında kurulan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu ile ayrıştırmanın getirdiği, elektrik iletim ve dağıtım faaliyetleri düzenlenmiştir. Elektrik üretim kısmında ise rekabet oluşmuştur. Bu rekabetin oluşması ile bir takım yeni iş kolları ve iş gereklilikleri ortaya çıkmıştır. Tüketilebilecek elektrik enerjisinin tahmini de bu gerekliliklerden birisidir.

Yapılan değişikliklere göre de gelecek yıllar için elektrik enerjisi talebinin tahmin edilmesi çok daha önemli hale gelmiştir. Literatürde, elektrik enerjisinin gelecek için tahmin edilmesine yönelik çalışmalar bulunmaktadır. Bunlardan en çok kullanılanları Eğri Uydurma Yöntemi, Ortalama Yıllık Artış Yüzdesi Kullanımı, Son Kullanım Yöntemi, Yüzeysel Yük Tahmini, Regresyon Analizi ve Yapay Sinir Ağları yöntemleridir. Konu ile ilgili çalışmalar her geçen gün detaylandırılarak devam etmektedir. Ancak pratikte, talep edilen elektrik enerjisi miktarı ile söz konusu tahminlere yaklaşılabilmesi için oldukça fazla değişkenin hesaba katılması gerekmektedir. Bu durum da tahminlerdeki hata payını arttırmakta ve üretilen elektrik enerjisi miktarlarında eksikler veya artıklar oluşmasına yol açmaktadır.

Bu çalışmada, 2015 yılı için aylık, Türkiye elektrik enerjisi talebi güvenilir bir şekilde belirlenmeye çalışılmıştır. Araştırma, Türkiye genelinde aylara göre elektrik enerjisi tüketimi üzerine kurgulanmıştır. Bu amaçla, birçok ülkede kullanılan ve güvenilirliği

test edilmiş bir yazılım olan PLEXOS yazılımı kullanılmıştır. Yapılan tahminlerde kullanılan veri gruplarından en uygun verilerin geçmiş yılların enerji tüketim değerleri, yıllık nüfus verileri ve elektrik enerjisi aylık fiyatları olduğu tespit edilmiştir.

Öncelikle 2011 yılından başlayarak, 2014 yılına kadar aylık elektrik tüketim verileri incelenmiştir. Ardından güvenilirlik amaçlı testler yapılarak 2014 yılının açıklanmış verileri ile yazılım sonuçları karşılaştırılmıştır. Bu doğrulama ile kullanılan yazılımın ve kullanılan verilerin güvenilirliği belirlenmiştir. Kıyaslama yapabilmek adına yapılmış diğer tahminlere, ticari amaçlar doğrultusunda yapıldıkları için maalesef ulaşılamamıştır.

2014 yılı için yapılan doğrulama çalışmalarında Ocak, Mayıs, Temmuz, Eylül, Ekim ve Kasım aylarının elektrik enerjisi tüketimleri tahminlerden yüksek çıkmıştır. Diğer yandan söz konusu yıl için elde edilen tüm veriler, “Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkındaki Yönetmelik’de Üçüncü Bölüm, Madde 9. (2) Uygulanacak testlerde seçilecek güven aralığı %10’u geçemez” şeklinde belirtilen güven aralığı sınırlarında kalmıştır. Bu durum kullanılan yazılımın, yapılan testlerde gösterdiği başarıyı 2015 yılı için de doğruladığını desteklemiştir.

2015 yılı için yapılan elektrik enerjisi tüketim tahminleri ise TEİAŞ tarafından aynı yıl için yapılan tahminlerle kıyaslanmıştır. Mayıs ayı için yapılan elektrik enerjisi tüketim tahmini %0,5 hata ile TEİAŞ tahminine en yakın değer olarak bulunmuştur. %8 hata ile TEİAŞ elektrik enerjisi tüketim tahmininden en farklı yapılan tahmin ise Eylül ayındadır. Yapılan tahminlerde Ocak, Şubat, Mart, Haziran, Ekim ve Aralık aylarında TEİAŞ tahmin değerlerinin üzerine çıkılırken; diğer aylarda TEİAŞ tahminlerinden düşük değerler bulunmuştur.

FOR THE YEAR OF 2015 MONTHLY ELECTRICITY ENERGY DEMAND FORECAST FOR TURKEY

SUMMARY

In Turkey, as in all the World, necessity of use of electricity is increasing everyday. To meet this demand, countries are developing new policies, according to requirements the existing policies are constantly revised.

Turkey has a upward trend of energy use intensity. For this reason, the priority is to determine the energy demand rise of the coming years and to balance the supply and demand. To ensure this balance, besides to encourage new plant installations; variety of other methods are implemented constantly, such as; importing energy from outside the country, supporting the facilities to produce their own energy, supporting energy production from renewable resources.

Considering from another point of view, energy market is one of the most important markets in the World. In order to be one of the powerfull actors, Turkey's main adopting purpose is to increase the influence of the national and international investors in the market. With this aim, upheavals especially related to the production, distribution and transfer of the electrical energy have been realized. Foremost among these changes is the processes of privatization. Through unbundling, the process of privatization started in Turkish Electricity Administration, which was managed on an integrated structure and positioned as a monopoly until 1994. As a result of this unbundling, Electricity Production Corporation produces electricity with state-owned power plants, Turkish Electricity Transmission Corporation provides the transmission of electricity to users, Turkish Electricity Trade and Contract Corporation undertakes electricity trading and contracting, and Turkish Electricity Distribution Corporation distributes electricity by means of its 21 private companies. Together with Energy Market Regulatory Authority, which was established in 2001, this unbundling has organized electricity transmission and distribution activities. On the side of electricity production, however, competition has materialized and it has led to the emergence of several new businesses and business requirements. An estimation of the electricity that will be consumed is one of these requirements.

The estimation of the demand of electrical energy, according to those upheavals, for the years to come has become more important. In the literature, there are studies on the estimation of the demand of electrical energy for future.

Particularly, because of electricity power production is very big and expensive investments, otherwise, it is hard to change or removed when facilities established, being careful while calculating demand estimations, and investing right amount in right time is fundamental. If the required minimum investment is made, electricity shortage rises. If more investment is made, left waste part appears as cost. In addition, electricity cannot be collected, establishment of supply and demand in real time is not possible. Therefore, in planning studies, firstly, demand estimations should be made true. When looked official projection that is made in nowadays, although there is decreasing deviation the estimations do not include illusion in reasonable levels.

Approaching demand estimations is divided 3 categories. These are; Electricity power demand estimation for underdeveloped countries, Electricity power demand estimation for developing countries (such as Turkey), Electricity power demand estimation for developed countries.

In developed societies, It is easy to be realized and calculate electricity power demand estimation. Because economic growth reached specific satisfaction, increasing year by year and change is not too much. So, there is no so much parameter or a regression analysis with estimates of electricity demand in developed countries can be estimated with little margin of error for the future. For underdeveloped countries, demand estimation is harder. Because, it is hard to determine how many population reach to electricity power and how much is energy power needed. When analyzed in terms of Turkey, one of the industrial zone of separation or biasing industry in economic development or to focus on the service sector could be choice that affect electricity consumption directly.

Electricity power demand estimation, No. 6446 of electricity distribution in law with a clear statement, each electricity distribution region in its demand forecast by doing (a year 20 year forecast for 2 years); by combined estimates of demand in these regions; TEİAŞ collected by these estimates and after approval by the EPDK, Turkey will be accepted as official electricity demand forecasting. TEİAŞ shares the 5-10 years capacity projections and information that is collected with public. This project benefit from these projections.

Especially, estimating the demand for electricity power is a subject that is quite detailed. Initially, estimates of long term; annual, monthly, daily, also hourly must be done. Hourly demand estimation's modeling technique is completely different than long-term estimation modeling.

Most commonly used are Curve Fitting Method, Average Annual Increase Percentage Use, End-use Method, Surface Charge Estimation, Regression Analysis and Artificial Neural Networks Method. Work related to the issue is continuing in a more detailed manner. However, in practice, approximating the estimations with the actual electrical energy demand amount requires a lot of variables to be taken into account. This situation increases the error margin in the estimates and causes deficiencies or residues in the amount of electricity generated.

This study was made in order to year of 2015 electricity demand of Turkey reliably. The study has been designed on the monthly electrical energy consumption across Turkey. For this purpose, a software that is used in many countries and reliability is tested, named PLEXOS software is used. The estimates made in the datas set as the energy consumption of the past year, the Gross Domestic Product, the capacity of the production facilities and the capacity of the already planned power plant has been used.

Firstly, starting from 2011, monthly electrical energy consumption data until 2014 has been examined. Then, reliability tests have been conducted, the 2014 data has been compared with the software results.

The percent change is calculated electricity consumption by months. By using population, monthly electricity demand and monthly electricity prices of 2011,2012 and 2013, monthly electricity power demand for 2014 is determined by software.

By this verification, the software and the data results have been determined. Access has not been gained to other estimates (for reasons of comparison) due to their trade-based nature.

In the verification study, electrical energy consumption in January, May, July, September, October and November has been higher than the estimations.

According to monthly estimations ,in September 2014, Electric power amounts which composed were approached mostly. As for that, in May, the difference between consumed energy power amounts and executed consumption estimation is the maximum.

All the data for this year has been in the confidence bound, which has been determined according to “Electrical Energy Demand Estimations Regulations” part 3, item 9.(2) “the applied tests cannot exceed %10 confidence bound”. This situation supports that the software confirms the success which it has revealed in the tests also for 2015.

For the year 2015, electrical energy consumption estimations have been compared to TEIAŞ’s estimations for the same year.

About May, the consumption estimation of electric energy is founded with % 0.5 percent mistakes which is the nearest estimation. The most different estimation is in September with %8 percent mistake than TEIAŞ Electricity energy consumption estimation. Estimations for January, February, March, June, October and December have been higher than estimations of TEIAŞ. In other months, lower values is founded than TEIAŞ’s estimations.

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi ikincil bir enerji kaynağıdır. İkincil enerji kaynaklarının elde edilebilmeleri için birincil enerji kaynaklarının kullanımına ihtiyaç duyulmaktadır. Elektrik enerjisi pek çok alanda yaygın olarak kullanılmakta ve enerji kaynaklarının büyük bir kısmı da elektrik enerjisi haline çevrilerek insanların faydasına sunulmaktadır. Elektrik enerjisinin, istenilen miktarlara bölünebilmesi, çeşitli amaçlarla kullanılmaya uygunluğu, atık bırakmayan ve havayı kirletmeyen bir özelliğe sahip oluşu, aydınlatma ve elektrometalürji gibi alanlarda yerine başka hiçbir enerji cinsinin geçemeyecek olması en önemli üstünlükleridir. Depolanamaması ve üretildiği anda tüketilmesi gerekliliği ise dezavantajıdır.

Enerji talebi, günlük tüketim ve ekonomik faaliyetlerin gerçekleşmesi için bireyler ve çeşitli kurumlar tarafından talep edilen enerji miktarıdır. Her türlü mal ve hizmetin talebinde olduğu gibi enerji talebini de etkileyen faktörler bulunmaktadır. Bu faktörler nüfus artışı, kentleşme, ekonomik büyüme ve sosyal gelişme, teknolojik gelişme ve verimlilik olarak sayılabilir.

Elektrik talebinin aşırı değişkenlik özelliği ve elektriğin depolanamayan bir enerji kaynağı olması nedeniyle, elektrik arzının sürekli ve kesintisiz bir şekilde yapılması ve talebin anlık olarak karşılanabilmesi gerekmektedir. Elektrik enerjisi geçmiş dönem tüketimi, gelir düzeyi, birim fiyat ve nüfus gibi parametreler elektrik talebi üzerinde önemli etkilere sahip değişkenlerdir. Elektrik enerjisi tüketiminin analizini yapmanın amacı, elektrik talebini etkileyen parametreleri tanımlamak ve gelecekteki elektrik enerjisi talebini tahmin etmektir. Talep tahminleri elektrik enerjisi üretim, dağıtım ve iletim sistemlerinin başarılı bir biçimde planlanması ve yatırımların doğru yapılabilmesi açısından da büyük öneme sahiptir.

Bir elektrik güç sisteminde elektrik talep tahmini elektriksel kurulu güç (MW) veya elektrik enerjisi (MWh) talebi şeklinde yapılabilir. Elektriksel kurulu güç tahmini bir işletmenin döner rezerv ve yakıt ihtiyacının belirlenmesinde etkin olurken, elektrik enerjisi talebi tahmini; üretim ve iletim sistemi genişletme planlaması ve mali planlamada yardımcı olmaktadır. Başka bir deyişle; doğru tahmin çalışmaları, elektrik

enerjisi talebinin güvenilir bir şekilde karşılanması için yeni kurulacak üretim tesislerinin zamanlaması, miktarı ve kompozisyonu hakkında karar vericilere, yatırımcılara ve tüm piyasa katılımcılarına yol göstermek ve böylece piyasa aktörlerinin elektrik üretim sisteminin arz güvenliğini takip ederek yatırım kararı vermelerinde yardımcı olmak açısından önemlidir [1].

Tüm bu çalışmaların yapılabilmesi için Türkiye Elektrik Piyasası'nda oldukça radikal değişiklikler yapılmıştır. Yapılan düzenlemelerin geçmişi çok uzun olmamakla birlikte hızlı mesafe katedilmiştir. Fakat halen stabil bir piyasa elde edilememiş olması, özellikle üreticinin ve sorumlu idari yapıların işlerini zorlaştırmaktadır.

2000'li yılların başında enerji alanındaki liberalleşme anlayışı 90'lı yılların başında birçok ülkenin resmi gündeminde yer almış ve bir takım yasal düzenlemelerle dünya enerji piyasaları oluşmaya başlamıştır. Dünyayı etkisi altına alan enerji alanındaki söz konusu yeniden yapılanmaların da etkisiyle, Türkiye Elektrik Sektörü'nde tekel olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) 1994 yılında Dağıtım hizmetleri için Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ), Üretim ve İletim hizmetleri için ise Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (TEAŞ) olarak yeniden yapılandırılmıştır. Enerji alanındaki gelişmelerin yakın takipçisi olan Türkiye'de; Dünya elektrik piyasalarındaki gelişmelere de paralel olarak, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir Türkiye Elektrik Piyasası oluşturulması yolunda yasal düzenlemeler yapılmıştır. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile 2001 yılında TEAŞ bünyesindeki Üretim, İletim ve Ticaret hizmetleri ayrıştırılarak 3 ayrı şirket olarak yeniden yapılandırılmış ve bu kanunla elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde piyasa koşullarında tüketicilerin kullanımına sunulması hedeflenmiştir.

Türkiye Elektrik Piyasasında yapılan bu değişiklikler, oluşacak talebi tahmin etme zorunluluğunu da beraberinde getirmiştir. Yapılan tahminlere dayalı olarak; 10 yıllık üretim kapasite projeksiyonuna bakıldığında, 2015 yılında 303,1 Milyar kWh olarak gelişeceği tahmin edilen elektrik enerjisi talebinin; halen işletmede, inşaatı devam eden ve lisans alarak 2015 yılına kadar işletmeye girmesi planlanan yeni üretim tesisleri ile ortalama yağış koşullarının dikkate alındığı proje üretim kapasitelerine göre %23,9 yedekle, kurak yağış koşullarının dikkate alındığı güvenilir üretim kapasitelerine göre ise %7,2 yedekle karşılanabileceği beklenmektedir [2].

Yapılan tez çalışması altı bölümden oluşmaktadır. Birinci bölüm, giriş bölümüdür ve bu bölümde elektrik talep tahmini, tez kapsamı ve bu konu ile ilgili daha önce yapılmış çalışmalar hakkında bilgi verilmektedir. İkinci bölümde elektrik enerjisinin tanımı ve tarihsel gelişimi, üretim kaynakları, dünyadan elektrik piyasası örnekleri, Türkiye elektrik piyasası işleyişi anlatılmıştır. Üçüncü bölümde, elektrik talep tahmini ve en çok kullanılan tahmin yöntemleri açıklanmış, talep tahminine yönelik yasal düzenlemeler hakkında bilgi verilmiş ve daha önceki yıllarda yapılmış tahmin sonuçları incelenmiştir. Dördüncü bölümde, tez çalışmasında kullanılan PLEXOS 7.0 yazılımı tanıtılmış, yapılan doğrulama sonuçları değerlendirilmiştir. Beşinci bölümde ise, PLEXOS 7.0 yazılımı ile yapılan, Türkiye için 2015 yılı aylık elektrik talebi sonuçlarına göre üç farklı senaryo hazırlanmıştır. Son olarak, altıncı bölümde çalışmanın sonuçları tartışılmıştır.

1.1. Tezin Amacı

Tezin amacı PLEXOS 7.0 programı ile herhangi bir model kurmaya gerek kalmaksızın Türkiye için 2015 yılı aylık elektrik enerjisi ihtiyacını belirlemektir. Bu amaca ulaşabilmek için Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) tarafından yapılan projeksiyonlar ve geçmiş kullanım verileri incelenmiştir. Kullanılan PLEXOS programının güvenilirliği test edilerek, Türkiye Elektrik Piyasası için çeşitli senaryolar geliştirilmiştir.

1.2. Literatür Araştırması

Önceki yıllarda elektrik enerjisi talep tahmini ile ilgili oldukça çeşitli çalışmalar yapılmıştır. Konu ile ilgili olarak incelenen çalışmalar 2004 ve 2012 yılları arasından seçilerek, güncel tarihli gelişmeler irdelenmiştir. Özellikle farklı modeller seçilerek, tahmin için kullanılan değişik yöntemlerin birbirlerine göre güvenilirlikleri tespit edilmeye çalışılmıştır.

Çizelge 1.1 : Literatür araştırması.

Çalışma Künyesi	Kullanılan Model	Üstünlükleri	Sakıncaları	Sonuç
Türkiye’de Elektrik Tüketimi Büyüme İlişkisi: Dinamik Analiz H. Murat Ertuğrul [3]	Kalman Filtresi Yöntemi	Az sayıda ölçme periyodu kullanılan yöntemde, ölçü sayısı bilinmeyen sayısından daha az sayıda olsa dahi hareket parametreleri belirlenebilmektedir. Statik model sonuçları ile uyumlu oluşu yöntemin üstün yönüdür.	Bu yöntemde, çok sayıda tahmin yapılırsa; ölçü hatalarının birikerek, çalışmayı yanlış sonuca götürmesi olasılığı vardır.	Elektrik enerjisi tüketiminin Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYH) üzerinde zaman içerisinde giderek artan bir etkisi olduğu gözlemlenmiştir.

Çizelge 1.1 (devam): Literatür araştırması.

Çalışma Künyesi	Kullanılan Model	Üstünlükleri	Sakıncaları	Sonuç
Yapay Sinir Ağları (YSA) İle Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketiminin 2010 Yılına Kadar Tahmini, Coşkun Hamzaçebi, Fevzi Kutay, 2004 [4]	YSA	YSA elektrik enerjisi tüketiminde iyi bir tahmin aracıdır.	YSA teknikleri, kara kutu özelliğinden dolayı bazen olumsuz sonuçlar üretebilirler.	Problemin yapısına uygun kurulmuş bir ağ, iyi neticeler vermiştir.
A Trigonometric Grey Prediction Approach to Forecasting Electricity Demand ; P. Zhou, B.W. Ang, K.L. Poh; 2005 [5]	Trigonometrik Kalan Modifikasyon Tekniği	Bilinmeyen sistemlere uygulanabilir olması ve kullanım kolaylığı açısından sıklıkla bu sistem tercih edilir.	Tahminlerin kesinliğini sağlayabilmek için geleneksel gri model (GM), trigonometrik gri modele modifiye edilmiştir.	Trigonometric Grey Modification (TGM) yaklaşımı modeli kurma aşamasında da back-test aşamasında da diğerlerini geride bırakmıştır. TGM, gözlemlenen değerlere çok daha yakın sonuç vermiştir.
Forecasting Energy Consumption in Taiwan Using Hybrid Nonlinear Models; H.T. Pao; 2008 [6]	Lineer Model ve YSA'dan Kombine Edilmiş İki Yeni Hibrit Nonlineer Model	İki model de tahmin hatalarını azaltmıştır.	Lineer model ve YSA kombine edilerek yeni bir hibrit model oluşturulmuştur. Çok adımlı bir tahmin modeli kullanılması çok veri ihtiyacı doğurmuştur.	Hibrit nonlineer modeller konvansiyonel modellerden daha başarılı olmuştur.

Çizelge 1.1 (devam): Literatür araştırması.

Çalışma Künyesi	Kullanılan Model	Üstünlükleri	Sakıncaları	Sonuç
Electricity Demand Analysis Using Cointegration and ARIMA Modelling: A Case Study of Turkey; Erkan Erdogdu; 2006 [7]	Koentegrasyon Analizi ve ARIMA Modelleri	Koentegrasyon Analizi, modelde elde edilen sonuçların güvenilirliğini ölçmek açısından yapılmıştır. Sonuçların güvenilirliği yeterli çıkmıştır.	ARIMA modellerinde doğru modeli seçmek oldukça zordur. Ayrıca modeli doğrulamak ciddi anlamda deneyim gerektirir. Ayrıca bu modellerde düzeltmeler yapmak diğer bazı modellerdeki kadar kolay değildir.	Tüketicilerin fiyat değişkenlerine cevap verebilme olanağının ve gelir esnekliğinin oldukça sınırlı olduğu saptanmıştır Ayrıca yapılan elektrik enerjisi talep projeksiyonlarının abartılı olduğu açıklanmaktadır.
Short-term Forecasting of Jordanian Electricity Demand Using Particle Swarm Optimization (MPSO); Mohammed El-Telbany, Fawwaz El-Karmi; 2007 [8]	Parçacık Sürü Optimizasyonu	Parçacık Sürü Optimizasyonu yöntemi, daha az parametre içermesi ve program yapısının daha kolay olması gibi üstünlüklere sahiptir.	Bu yöntemin esnek olmaması ve matematiksel fonksiyonlarının karışık olması en önemli sakıncasıdır.	Parçacık sürüsü optimizasyonu öğrenme ve arama algoritması genel olarak karşılaştırıldığında, optimal bir çözüm bulmak için çok fonksiyonlu değerlendirmeler gerektirmesine rağmen; iyi bir tahmin modelidir.

Çizelge 1.1 (devam): Literatür araştırması.

Çalışma Künyesi	Kullanılan Model	Üstünlükleri	Sakıncaları	Sonuç
Energy Demand Prediction Using Group Method of Data Handling (GMDH) Networks; Dipti Srinivasan; 2008 [9]	Veri İşleme Grup Yöntemi	Bu yöntemle veriler kategorize edilmiş şekilde ve aynı anda işlenebilir. Aynı zamanda belirlenen kısıtlar modele kolayca entegre edilebilir.	Modelin uygulaması uzun sürmektedir. Dağılım, Gauss Dağılımı (sürekli olasılık dağılımı) şeklinde olmayabilir.	Model ile yapılan tahminlerin güvenilirliği doğrulanmıştır. Yapılan kıyaslamalarda zaman serisi analizine göre, GMDH yönteminin sonuçları daha kesin çıkmıştır.
Industrial Electricity Demand for Turkey: A Structural Time Series Analysis; Zafer Dilaver, Lester C. Hunt; 2010 [10]	Yapısal Zaman Serisi Analizi	Oldukça yaygın bir yöntemdir. Modellerin analiz edilmesi ile “niçin” ve “hangi açıdan” sorularının yanıtı bulunabilir. Çok değişkenli analiz mümkündür.	Optimum model yazılımın kendisini oluşturamaz. Arama tabanlı optimizasyona ihtiyaç vardır. Hangi ilişkilerle problemin çözüldüğünü tespit etmek zor olabilir.	Önceki yıllarda yapılan çalışmaların tahminlerinin, gerçek değerlerin üzerinde olduğu görülmüştür. Bu modelle yapılan çalışma sonuçları Türkiye için daha uygundur.

Çizelge 1.1 (devam): Literatür araştırması.

Çalışma Künyesi	Kullanılan Model	Üstünlükleri	Sakıncaları	Sonuç
Electricity Consumption Forecasting in Italy Using Linear Regression Models; Vincenzo Bianco, Oronzio Manca, Sergio Nardini ; 2009 [11]	Lineer Regresyon Modeli	Değişkenler arası ilişkiler doğrusal olduğunda, mükemmel yakın sonuç verir.	Yalnızca lineer ilişkiler incelenir. Değişkenler arası ilişkileri açıklamak için bazen yeterli olmayabilir.	İtalya için elektrik tüketim tahmini girdilerinden birisinin fiyat olmasına gerek olmadığı sonucuna varılmıştır.

H. Murat Ertuğrul tarafından 2011 yılında hazırlanan, Türkiye’de Elektrik Tüketimi Büyüme İlişkisi: Dinamik Analiz isimli çalışmada [3] Türkiye’de elektrik tüketimi büyüme ilişkisi 1998Ç1-2011Ç3 dönemi için incelenmiştir. GSYH ve elektrik tüketimi serileri arasındaki eş bütünleşme ilişkisi bulunduktan sonra, seriler arasındaki dinamik ilişki zamana göre değişen parametre yaklaşımı olan Kalman Filtresi modeliyle incelenmiştir. Çalışma sonucunda, elektrik tüketiminin GSYH üzerinde zaman içerisinde özellikle 2003 yılından itibaren giderek artan bir etkisi olduğu bulunmuştur. Küresel krizin etkisiyle 2009 yılından itibaren azalmaya başlayan ilişkinin, 2011 yılından itibaren yeniden artmaya başladığı görülmüştür. Önümüzdeki dönemde Türkiye’de yoğun elektrik kullanımı gerektirecek yatırımların gerçekleştirileceği tahmin edilerek, elektrik enerjisi tüketimi GSYH ilişkisinin daha da güçleneceği çıkarımında bulunulmuştur. Bu noktada arz güvenliği sorununun önemli bir problem olacağı belirtilmiştir. Bu sebeple elektrik enerjisi üretiminde arz güvenliği riskinin yönetilebilir hale getirilmesi için kaynak çeşitliliğinin artırılması gerekliliği vurgulanmıştır. Bu amaçla yüksek üretim kapasitesi nedeni ile nükleer enerji, ülkemizde bol miktarda linyit rezervi bulunduğu için linyite dayalı termik santraller ve yenilenebilir enerji kaynakları uygun seçenekler olarak sunulmuştur.

Coşkun Hamzaçebi ve Fevzi Kutay’ın 2004 yılında hazırladıkları “YSA ile Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketiminin 2010 Yılına Kadar Tahmini” [4] çalışmasında, uzun dönemli elektrik enerjisi tüketimi tahmininde YSA teknikleri ile bulunan sonuçlar, Box-Jenkins modelleri ve regresyon tekniği ile karşılaştırılmıştır. Bulunan sonuçlar YSA’nın elektrik enerjisi tüketiminde iyi bir tahmin aracı olduğunu göstermiştir.

P. Zhou, B.W. Ang ve K.L. Poh tarafından 2005 yılında Singapur Ulusal Üniversitesi’nde hazırlanan çalışma [5] ile elektrik enerjisi talebini tahmin edebilmek için GM (Gri Model) ile Trigonometrik Artık Modifikasyon Tekniği kombine edilerek yeni ve daha güvenilir sonuçlar veren Trigonometrik Gri Tahmin Yaklaşımı (TGP) metodu kullanılmıştır. Bu yeni yaklaşımla GM’in tahmin doğruluğu artarak makul bir tahmin aralığı içinde sonuçlar alınmıştır. Çalışmada kullanılan her iki yöntemin de performansı, deneme (çalıştırma) çokluğuna bağlıdır. Bu sistem, bilinmeyen sistemlere uygulanabilir olması ve kullanım kolaylığı açısından sıklıkla tercih edilmektedir. GM Modeli ve TGP modelleri hakkında bilgi verilerek durum çalışması yapılmıştır. Çin’in yıllık elektrik enerjisi talep tahmini TGP ile yapılmıştır. Çin’de 1970’lerden sonra uygulanan reform ile iki periyot arası elektrik tüketim

miktarı oldukça farklıdır. Bu yüzden iki farklı tahmin grubu oluşturulmuştur. Çalışmada Mutlak Hata Yüzdesi, Ortalama Mutlak Sapma, Ortalama Karesel Hata olmak üzere üç istatistiksel veriye bağlı olarak modellerin güvenilirliği tartışılmıştır. Mutlak Hata Yüzdesi genel bir kabul ölçüsüdür. Ortalama Karesel Hata en önemli belirteçtir. GM (Group Method), ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) ve TGM (kullanılarak bu üç değer bulunmuştur ve değerlendirmeler bu üç değer üzerinden yapılmıştır.

Ulusal Chiao Tung Üniversitesi'nde 2009 yılında H.T. Pao tarafından yapılan "Forecasting Energy Consumption in Taiwan Using Hybrid Nonlinear Models" [5] çalışmasında, lineer model ve yapay sinir ağlarından kombine edilmiş iki yeni hibrit nonlinear model kullanılmıştır. İki model de tahmin hatalarını azaltmıştır. Üç farklı istatistiksel değer karşılaştırılmıştır. Hibrit nonlinear modeller konvansiyonel modellerden daha başarılı olmuştur. Kompleks nonlinear ilişkiler için de hibrit modellerin doğrusal modellerden daha başarılı olduğu görülmüştür. Lineer ve nonlinear modellerin hepsinde ortalama hata %5'ten daha az olduğu için, daha doğru tahminler yaptıkları ifade edilmektedir. Çalışmada, birçok lineer model açıklanmıştır. WINTERS (the exponential smoothing model), EGARCH (the exponential form of the generalized autoregressive conditional heteroscedasticity), SEGARCH (seasonal EGARCH), WARCH (the combined Winters with volatility EGARCH), ANN (artificial neural network) bunlardan bazılarıdır. Yeni hibrit nonlinear model olarak ise, SEGARCH-ANN ve WARCH-ANN ikilileri kullanılmıştır. Her iki hibrit model de bir lineer model olan NN (Neural Network) ile kombine edilerek Tayvan için elektrik ve petrol tüketim tahmini yapılmıştır. Güvenilirlik testi için iki farklı yaklaşım kullanılmıştır. İlk yaklaşımda; Ortalama Karekök Hatası, Ortalama Mutlak Hata, Mutlak Yüzde Tahmin Hatası şeklinde üç istatistiksel değerlendirme kullanılmıştır. Mutlak Yüzde Tahmin Hatası %10'dan aşağıda olan sonuçlar başarılı sayılmıştır. İkinci yaklaşım ise, Chong ve Hendry tarafından ortaya konulmuş bir modeldir. Tayvan elektrik ve petrol tüketimleri, mevsimsel zaman serisi analizleri kullanılarak karşılaştırılmıştır. Gözlem yapılan dönem Ocak 1993 – Aralık 2007 arasındadır. Her bir seri için 180 gözlem kullanılmıştır. 1993 – 2005 arası test dönemidir. 2005 – 2007 arası ise tahmin dönemidir. Sonuçta; İstatistiksel ölçümlere göre WARCH modeli SEGARCH modelinden iyi; SEGARCH-ANN modeli yalnızca SEGARCH modelinden iyi; WARCH-ANN ise 4 model arasında elektrik tüketim tahmini için en

iyisidir. Aynı zamanda petrol tüketim tahmini için de SEGARCH-ANN modeli WARCH modelinden daha iyidir. Her bir modelin hata oranı %5'ten düşüktür. WARCH-ANN modeli diğer üç modeli kapsamaktadır. SEGARCH-ANN modeli ise her iki tip enerji için SEGARCH modelini içermektedir. Sonuçlar YSA'nın doğrusal modellerin tahmin yeteneklerini arttırdığını göstermektedir. WARCH-ANN hem elektrik hem de petrol tüketim tahmininde kullanılacak en iyi modeldir. Tüm bu sonuçlardan da anlaşılacağı üzere hibrit modeller, tahmin doğruluğunu artırıcı etkiler yapmıştır.

EPDK'dan Erkan AYDOĞDU tarafından 2006 yılında hazırlanmış "Electricity Demand Analysis Using Cointegration and ARIMA Modelling: A case study of Turkey" [7] isimli çalışmada; Koentegrasyon Analizi ve ARIMA modelleri kullanılarak elektrik enerjisi talep tahmini yapılmasının yanı sıra, çıkan sonuçlar resmi projeksiyonlar ile de karşılaştırılmıştır. Çalışmanın sonuçlarından ilki; tüketicilerin fiyat değişkenlerine cevap verebilme olanağının ve gelir esnekliğinin oldukça sınırlı olduğudur. Bu nedenle, Türkiye Elektrik Piyasasının düzenlemelere ihtiyacı vardır. Çalışmanın ikinci sonucu ise, yapılan elektrik talep projeksiyonlarının abartılı olduğu ve bu durumun tutarlı bir enerji politikası, özellikle de sağlıklı bir elektrik piyasasının oluşumunu tehlikeye sokabileceği görüşüdür. Talep tahmini için kullanılan model, indirgenmiş form modelin dinamik bir versiyonu olan "Kısmi Düzeltme Modeli"dir. Ayrıca Koentegrasyon Analizi, verilerin özelliklerini analiz etmek için kullanılmıştır. Yıllık elektrik enerjisi talep tahmini de ARIMA modeli kullanılarak yapılmıştır. Kullanılan veriler 1984-2004 yılları arasında, 3 aylık zaman serileri şeklinde alınmıştır. Gerçek elektrik fiyatları, kişi başına reel GSYİH ve kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi bu çalışmada kullanılan verilerdir. Toplam olarak 84 gözlem yapılmıştır. Veriler Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), OECD, Uluslararası Para Fonu (IMF), TÜİK, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) ve Hazine Müsteşarlığı'ndan alınmıştır. Net elektrik enerjisi tüketimi, nüfus ve GSYİH çeyrek yıllık dönemlerde mevcut olmadığından, yıllık veriler alınarak enterpolasyonla 3'er aylık veriler haline dönüştürülmüştür. Bu çalışma ile Elektrik Enerjisi Talep Esnekliği elde edilmiştir. Kısmi Düzeltme Modeli kullanıldığında, gelir %100 artarsa, elektrik enerjisi talebinin %109 artacağı, elektrik enerjisi fiyatı %100 oranında düşerse talebin %91 artacağı; şeklinde iki farklı sonuca varılmıştır. 2014 yılına kadar yapılan tahminlerde, ARIMA modeline göre, elektrik enerjisi

tüketimindeki ortalama yıllık artışın 10 yıllık süre için %3,3 olacağı belirlenmiştir. 10 yıllık süre için yıllık %3,3 artış, %33'ye karşılık gelmektedir.

“Short-term Forecasting of Jordanian Electricity Demand Using Particle Swarm Optimization” [8] adlı çalışma 2007 yılında, Mohammed El-Telbany ve Fawwaz El-Karmi tarafından, Al-Ahlyyia Amman Üniversitesi'nde hazırlanmıştır. Ürdün için elektrik enerjisi talebini tahmin etme amacı ile YSA kullanılmış, fakat Parçacık Sürü Optimizasyon Tekniği ile ağ eğitilmiştir. Bu teknik sosyo- psikolojik metaforlara dayalı yeni bir uyarlamalı algoritmadır. Parçacık Sürü Optimizasyon Tekniği kullanılarak elde edilen sonuçlar, Otoregresif Hareketli Ortalama ve Geri Bildirim Algoritması kullanılarak karşılaştırılmıştır. Parçacık Sürü Optimizasyon Tekniği, Geri Bildirim Algoritması'ndan daha iyi sonuçlar vermiştir.

2008 yılında Dipti SRİNIVASAN tarafından Singapur Ulusal Üniversitesi'nde hazırlanan “Energy Demand Prediction Using GMDH Networks” [9] isimli çalışmada, konut, sanayi, ticaret, sanayi dışı, eğlence ve kamu aydınlatma yükünü temsil eden enerji tüketim miktarları, her sektör için orta vadeli olarak ayrı ayrı tahmin edilmiştir. Tahmin sistemi, modüler şekilde düzenlenmiş ve yüksek doğruluk derecesi olan modeller kullanılarak uygulanmıştır. Modellerde büyüme oranları ve mevsimsel değişiklikler hesaba katılmıştır. Aylık olarak enerji talebini tahmin etmek için, geleneksel tahmin yöntemleri ve sinir ağı tabanlı modeller karşılaştırılmıştır. Kullanılan modeller arasında en iyi sonuçları Yapay Sinir Ağları vermiştir. GMDH (Group Method of Data Handling) kendi kendine organize olabilen aktif nöronlardan oluşur. GMDH yöntemi ile geleneksel zaman serisi ve regresyon modelinden daha doğru, daha kısa sürede ve daha etkili tahminler yapılmıştır.

“Industrial Electricity Demand for Turkey: A Structural Time Series Analysis” [10] isimli çalışma 2010 yılında Zafer DİLAVER tarafından Surrey Üniversitesi'nde hazırlanmıştır. Çalışmada, Türkiye Endüstrisi elektrik enerjisi tüketimi ile endüstriyel katma değer ve elektrik enerjisi fiyatları arasındaki ilişki incelenmiştir. Bu amaçla 1960 yılından 2008 yılına kadar olan veriler Yapısal Zaman Serisi Tekniği kullanılarak endüstriyel elektrik enerjisi talep fonksiyonu oluşturulmuştur. Elektrik enerjisi fiyatları ve endüstriyel katma değeri belirlemenin yanında esneklik katsayıları da belirlenmiştir. Bu teknik ile Türk endüstrisi elektrik enerjisi ihtiyacının Esas Enerji Talep Trendi (UEDT) ortaya çıkarılmıştır. Bilindiği kadarıyla Türkiye elektrik

piyasası için bu bir ilktir. Sonuçlarda, elektrik enerjisi fiyatlarının ve UEDT'nin talep üzerinde ciddi etkisi olduğu tespit edilmiştir. Sonuç olarak, Türkiye için belirlenecek enerji politikalarında, gelecek yılların talebi ve UEDT'nin kesinlikle dikkate alınması gerekliliği vurgulanmıştır.

Oronzio MANCA ve Sergio NARDINI tarafından 2009 yılında Napoli Üniversitesi'nde "Electricity Consumption Forecasting in Italy Using Linear Regression Model" [11] çalışması hazırlanmıştır. Hazırlanan bu çalışmada İtalya'da yıllık elektrik enerjisi tüketimine ekonomik ve demografik değişkenlerin etkisi araştırılmış ve uzun vadeli tüketim tahmini modeli belirlenmiştir. Geçmişe yönelik veriler 1970'den 2007 yılına kadar alınmıştır. Farklı regresyon modelleri, geçmişe dönük elektrik enerjisi tüketim verileri, kişi başına düşen GSYH ve nüfus verileri kullanılarak geliştirilmiştir. Önerilen modellerin güvenilirliklerini test etmek için çeşitli istatistiksel yöntemler kullanılmıştır. Kompleks ekonometrik modellere (örneğin Markal-Time) dayalı ulusal tahminler ile yapılan kıyaslamalarda, çalışmada kullanılan model en iyi %1 ve en kötü %11 sapma göstererek tatmin edici sonuçlar vermiştir. Bu sapmalar kabul edilebilir değerlerdedir.



2. ELEKTRİK ENERJİSİ

Bu bölümde elektrik enerjisi ile ilgili tanımlar verilmiş; elektriğin tarihsel gelişim sürecine kısaca değinilmiş ve ardından elektrik üretim kaynakları sınıflandırılarak açıklanmıştır.

2.1. Elektrik Enerjisinin Tanımı ve Tarihsel Gelişimi

Elektrik bir enerji şeklidir. Bir atomun yükleri kaybolduğu zaman, negatif yükler serbest kalır ve bu elektronların serbest hareketiyle madde içinde bir elektrik akımı meydana gelir. Elektrik enerjisi, temel enerji kaynakları olan kömür, petrol, doğalgaz, nükleer enerji ya da yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak, ikincil bir enerji olarak elde edilmektedir.

İnsanlar elektriği yüzyıllar önce kehribarın, kumaşa sürtünmesinden sonra toz ve kıl gibi hafif cisimleri kendisine çekmesi olayı ile tanımışlardır. Bu deneyi ilk yapan Yunanlı filozof ve bilgin Thales (M.Ö. 640 – 546) bu olayın sadece kehribarla ilgili olduğunu sanmış ve elektron (Yunanca kehribar) adını kullanmıştır. Aradan yıllar geçtikten sonra elektriğin kanunları bulunmuştur (Ohm kanunu, Joule kanunu, Kirchhoff kanunu, Norton teoremi, Thevenin teoremi).

Sürtme ile meydana gelen statik (durgun) elektrikten sonra akan elektriğin bulunuşu İtalyan bilgini A. Volta'nın yaptığı deneylerle başlamıştır. Bu araştırmacı ilk elektrik pilini ve bundan da ilk elektrik akımını elde etmeyi başarmıştır. İlk karbon flamanlı elektrik lambası 1801 yılında İngiliz Humprey Davy tarafından yapıldıktan sonra, Joseph Swann ve Thomas Edison tarafından 1870'li yıllarda akkor telli elektrik lambası icat edilmiştir. Bu icat, 1879 yılında yine Edison tarafından ticarileştirilmiştir. 1901 yılında Peter Cooper Hewitt civa buharlı lambanın patentini almıştır. 1911 yılında Georges Claude ise neon lambasını icat etmiştir. 1927 yılında flüoresan lamba, 1980 yılında da halojen lambalar geliştirilmiştir [12].

Görüldüğü üzere, elektrik enerjisi ile insanoğlunun tanışması 19. yy'ın son çeyreğine rastlamaktadır. İlk yıllarda elektrik enerjisi kullanımı çok yaygın olmamakla birlikte daha sonraki yıllarda öneminin anlaşılması ile özellikle sanayileşmenin gelişmesinde

önemli rol oynamaya başlamıştır. Nüfus artışı, teknolojik gelişim ve sanayileşme ile birlikte elektriğin kullanım alanları 20. yy'dan itibaren yaygınlaşmıştır [13].

Elektrik enerjisinin Dünya'da günlük hayatta kullanılmaya başlaması 1878 yılında gerçekleşmiştir. İlk elektrik santrali ise 1882'de Londra'da hizmete girmiştir. Ülkemizde kurulan ilk elektrik üreticisi, 1902 yılında Tarsus'ta tesis edilen bir su değirmenine bağlanmış 2 kW gücündeki bir dinamodur. İlk büyük santral ise 1913 yılında İstanbul Silahtarağa'da kurulmuştur [14].

2.2. Elektrik Üretim Kaynaklarının Sınıflandırılması

Doğada hiçbir enerji yoktan var olmaz, var olan enerji de yok olamaz. Ancak bu enerjiler birbirine dönüştürülebilir. Buna “Enerjinin Korunumu Kanunu” denir. Birçok enerji çeşidi özellikle elektrik enerjisine dönüştürülmektedir. Elektrik enerjisine dönüştürülebilen belli başlı enerji kaynakları termik, hidrolik, nükleer ve diğer yenilenebilir (güneş, rüzgar, jeotermal vb.) kaynaklardır.

2.2.1 Termik kaynaklar

Termik kaynaklar, gerekli koşullar sağlandığında ısı enerjisi meydana getirebilen katı, sıvı ve gaz şeklindeki yakıtlardır. Günümüzde kullanılan termik yakıtların başlıcaları; kömür, petrol, doğalgaz, biyogaz, asfaltit, bitümlü şistler ve büyük şehirlerin çöp atıklarıdır.

2.2.2 Hidrolik kaynaklar

Hidrolik enerji, akarsu ve deniz seviyesinden yüksekte olan bazı göllerdeki suyun potansiyel ve kinetik enerjisine denir. Dolayısıyla hidrolik kaynaklar da akarsular ve deniz seviyesinden yüksekte olan göllerdir. Elektrik enerjisi üretmek için birincil güç kaynağı olarak akarsuların potansiyel enerjisinden faydalanılarak üretilen hidrolik enerji, ülkemizde önemli bir yerli kaynak olarak değerlendirilmektedir.

2.2.3 Nükleer kaynaklar

Toryum, plutonyum ve uranyum gibi radyoaktif elementlerin atomlarının nükleer santrallerin reaktörlerinde kontrollü bir şekilde parçalanması sonucu meydana gelen ısı enerjisinden elektrik enerjisi üretilmesi için kullanılan bir kaynaktır.

2.2.4 Diğer yenilenebilir kaynaklar

Yeryüzünde ve doğada çoğunlukla herhangi bir üretim prosesine ihtiyaç duymadan temin edilebilen; fosil kaynaklı (kömür, petrol ve karbon türevi) olmayan, elektrik enerjisi üretilirken CO₂ emisyonu az bir seviyede gerçekleşen, çevreye zararı ve etkisi konvansiyonel enerji kaynaklarına göre çok daha düşük olan, sürekli bir devinimle yenilenen ve kullanılmaya hazır olarak doğada var olan güneş, rüzgâr, jeotermal, dalga ve gel-git, hidrolik, biyokütle, okyanus ısıl enerjisi gibi enerji kaynakları temel enerji kaynakları dışında değerlendirilerek; kendi içerisinde enerji kaynağına göre sınıflandırılmaktadır.

2.2.4.1 Güneş enerjisi

Coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli yüksek olan Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresinin 2640 saat (günlük toplam 7.2 saat), ortalama toplam ışınım şiddetinin 1311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3.6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. Güneş enerjisi potansiyeli 380 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

- Isıl Güneş Teknolojileri ve Odaklanmış Güneş Enerjisi (CSP): Güneş enerjisinden ısı elde edilen bu sistemlerde, ısı doğrudan kullanılabilmesi gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir.
- Güneş Pilleri: Fotovoltaik piller de denen yarı iletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine çevirirler.

2.2.4.2 Rüzgâr enerjisi

Rüzgâr enerjisinden elektrik üretebilmek için sürekli rüzgâr alabilen yüksek yerlere ihtiyaç vardır. Rüzgâr enerjisinin kuvveti ile yatay ve düşey eksenli rüzgâr türbini döndürülerek elde edilen mekanik enerji, türbine bağlı alternatör yardımı ile elektrik enerjisine çevrilir. Tesis maliyeti fazla olmasına rağmen kurulduktan sonraki masrafları çok az olduğu için ürettiği elektriğin birim maliyeti düşüktür.

2.2.4.3 Jeotermal enerji

Dünyanın ıslısından elde edilen enerjidir. Jeotermal enerjide, yeryüzünden derinlere doğru her 36 m'de 1°C sıcaklık artışından faydalanılır. Jeotermal enerji, yerin

derinliklerindeki kayalar içinde birikmiş olan ısının akışkanlarca taşınarak rezervuarlarda depolanması ile oluşmuş sıcak su, buhar ve kuru buhar ile kızgın kuru kayalardan yapay yollarla elde edilen ısı enerjisidir. Jeotermal kaynaklar yoğun olarak aktif kırık sistemleri ile volkanik ve magmatik birimlerin etrafında oluşmaktadır.

2.2.4.4 Gelgit (med cezir) enerjisi

Ay'ın Dünya üzerindeki çekim etkisi sonucu okyanusların belirli yerlerinde ve belirli zamanlarda su seviyesinin yükselmesi veya düşmesi ile oluşan bir enerji kaynağıdır. Su seviyesi yükselirken su, çift yöne dönebilen türbinlere çarparak önüne bent kurulmuş koyu doldurur. Su seviyesi düştükten sonra koydaki su tekrar türbinleri döndürerek denize boşaltılır. Dönen türbinlerin miline bağlı alternatör ile elektrik enerjisi üretilir.

2.2.4.5 Dalga enerjisi

Dalga enerjisi, dünya yüzeyinin yaklaşık %71'ini kaplayan büyük su kütesinin yüzeyine gelen güneş enerjisinin depolanması ve rüzgâr hareketi ile oluşmaktadır. Dalgadaki yükselme ve alçalma hareketini dönme hareketine çeviren düzenek dalganın gelişine karşı yerleştirilmiş olan ters yönlerde dönen iki rotordan ibarettir. Rotor bir uzun silindirin üzerindeki enine bölümlere ayrılmış çok sayıda yatay, eğik kanatçıklardan oluşmuştur. Su yükselip alçalırken bir yüzeydeki kanatçıklar hava, diğer yöndekiler ise suyla dolmakta ve sürekli dönme hareketi oluşmaktadır. Dalga enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürülmesi için farklı bir uygulama olarak bazı ülkelerde, okyanus dalgalarının hareketindeki enerjiden yararlanabilmek amacıyla araştırmalar yapılmaktadır. Gerçekte bu, çok büyük bir enerji kaynağıdır. Ancak, fırtınalı havalardaki çok şiddetli rüzgârlar ve yüksek dalgalar gibi henüz çözülmemiş bir takım sorunlar vardır.

2.2.4.6 Okyanus ısı enerjisi

Sıcak ekvator bölgesinde okyanuslardan enerji elde etmek için başka bir kaynak daha vardır. Buralarda su tabakaları arasındaki sıcaklık farkından yararlanılarak enerji üretilebilir. Henüz araştırma aşamasında olan bu yöntem Okyanus Isıl Enerji Dönüşümü (OIED) olarak adlandırılmaktadır. OIED'de kullanılan aygıtlar, amonyak gibi kaynama noktaları düşük sıvıların buharlaştırılması için yüzeydeki ılık suları

kullanmaktadır. Hareket eden buhar, bir türbini çalıştırarak elektrik üretilmektedir [15].

2.3. Dünyada, Enerji Durumu ve Elektrik Piyasaları (Avrupa, Amerika, Asya Kıtaları Örnekleri)

Tüm dünyada elektrik talebi her geçen gün artmaktadır. Toplam elektrik enerjisi tüketimi 1990 yılından 2011 yılına kadar yaklaşık 2 kat artmıştır. Aynı yıllar içerisinde Asya Pasifik ülkeleri elektrik tüketiminde Avrupa ve Amerika'nın önüne geçmiştir.

Sektör bazında elektrik enerjisi tüketimleri incelendiğinde; Türkiye'de ilk sırayı sanayi almaktadır. 2012 yılı itibari ile sanayinin tüketimdeki payı %27'dir [17]. Sanayide elektrik tüketimi, büyük ekonomileri olan ülkelerde üretimin ucuz işgücü olan ülkelere kayması nedeni ile düşme eğilimindedir. Örneğin IEA üye ülkeleri arasında, sanayinin elektrik tüketimindeki payı 1974'te %49 iken 2007 yılında %33'lere gerilemiştir. Üye ülkeler arasında sanayinin elektrik tüketimindeki payı en az olan Amerika Birleşik Devletleri (ABD)'dir [18]. Evsel elektrik tüketimi ABD'de %39, Hindistan'da %24 ve Çin'de %12 olarak belirlenmiştir. Tarım ve ulaşım "diğer tüketimler" kategorisinde değerlendirilmiştir. Bu iki sektörün, istisnai durumlar dışında, büyük ekonomilerdeki elektrik tüketimindeki payları çok azdır. Hindistan'da ise, tarımın elektrik tüketimindeki payı %19 olarak açıklanmıştır [12].

Çizelge 2.1 : Çeşitli ülkelerde elektrik enerjisi tüketiminin sektörlere göre payları [18, 19, 20].

Sektör	UEA (IEA) (2007) (%)	Çin (2010) (%)	Hindistan (2010) (%)	ABD (2010) (%)
Sanayi	33	74	39	26
Konut	31	12	24	39
Ticari	31	6	10	35
Diğer	5	8	27	0

Elektrik tüketim paylarının arttığı göz önünde bulundurularak, başta güçlü ekonomileri olan ülkeler olmak üzere neredeyse her ülkede elektrik piyasası ile ilgili reformlar yapılmıştır. Bazı ülkelerdeki reformlar sonucu oluşan yeni elektrik piyasası etkin bir şekilde çalışırken, bazı ülkelerde ise maalesef işlevsellik kazanamamıştır.

Şili, 1982 yılında elektrik sektöründe yapılan reformlarla dünyadaki ilk ülke olmuştur [10]. Ayrıca IEA'ya göre, Şili elektrik piyasasında gerçekleştirilen reform oldukça başarılı bir örnektir [20].

2.3.1. Avrupa elektrik piyasaları

Avrupa enerji sektöründe; güvenilir ve daha fonksiyonel elektrik piyasalarının oluşturulması için üretim, iletim, dağıtım, ticaret vb. tekel şirketlerin ayrı ayrı yapılandırılması ve özelleştirilmesi yönündeki çalışmalara hız kazandırılmıştır [20]. Avrupa elektrik piyasalarında Türkiye ile benzer iklim ve sosyal koşulları olan Yunanistan, Avrupa'nın ekonomik anlamda en önemli güçlerinden olan İngiltere ve Galler, ayrıca yapısı itibari ile farklılıklarını vurgulamak için de İskandinav ülkeleri örnekleri seçilerek aşağıda açıklanmıştır.

2.3.1.1. Yunanistan elektrik piyasası

Yunanistan'da sistem işletmecisi Yunan İletim Sistemi Operatörü'dür (YİSO) ve hem sistem, hem de piyasa işletiminden sorumludur. Elektrik Ticareti Kanunu çerçevesinde katılımcılar piyasada elektrik alıp satabilir. Yunanistan Elektrik Kanunu'nda, her tedarikçinin aynı zamanda üretici ve yeterli üretim kapasitesine sahip olmaları gerektiği belirtilmektedir. Sistem Ticaret Düzenlemeleri (STD) adı verilen piyasa, tüm elektriğin alınıp satıldığı bir tür merkezi havuzdur [21]. Taraflar, merkezi piyasanın belirlediği tek bir piyasa fiyatı üzerinden kendilerine ödeme yapılmasını ya da ödeme yapmaktan doğan mali belirsizliği ortadan kaldırmak için Fiyat Farkları Sözleşmesi yaparlar [Contract for Difference]. Bu sözleşmelerde MW olarak miktar ve kullanım fiyatı vardır. Kullanım fiyatı, opsiyon sözleşmelerinde, opsiyona konu olan kıymetin, opsiyonun kullanılacağı anda alınacağı veya satılacağı fiyattır (strike price). Kullanım fiyatı ile piyasadaki tek fiyat arasındaki farklar sözleşme ile çözülmektedir. Sözleşmeler, YİSO'dan bağımsızdır.

a) Spot Piyasa

STD'de her saat için ayrı ve tek bir piyasa vardır ve bu piyasada tek piyasa fiyatı (TPF) adı verilen fiyat belirlenir. TPF prensipte ek olarak üretilen 1 MW'lık elektriğin marjinal teklif maliyeti ile her saat belirlenir. TPF iletim sisteminin bütünü için her saat belirlenen bir fiyattır. Saatlik fiyat ve katılımcılara ait miktarlar, gerçekleşen üretim emreamediği ve yük koşulları temel alınarak, "ex post" olarak belirlenir.

Taraflar TPF üzerinden alım satım yaparlar. Tarafların verebileceği teklifler üzerinde kısıtlama vardır ve bu kısıtlama, her üretim ünitesi için verilen teklif, o üniteye ait gerçekleşen ve doğruluğu denetlenebilen değişken maliyetleri ve devreye girme maliyetlerini yansıtacak şekilde olmalıdır.

b) Yük Dağıtımı

YİSO, üretici tekliflerini ve ihraç edilen elektriği satın alacak tarafların ihracat miktarlarına ilişkin taleplerini esas alarak, bir sonraki güne ait yük tahmini yapar. Bu bilgilerden yola çıkarak, beklenen üretim miktarları, TPF tahminleri ve uluslararası enterkonnektör programları YİSO tarafından hesaplanır ve bu hesaplar katılımcılara iletilir. Bu süreç, gerçekleşen yük dağıtımı için yapılacak sıralamayı belirler. Yük dağıtımı, üreticilerin YİSO'ya verdiği teklifler doğrultusunda yapılır. Üreticilere en düşük maliyet esasına göre yük dağıtımı yapılır ve iletim sistemi kısıtları göz önünde bulundurulur. Sözleşmeler tabiatları dolayısıyla fiziksel değil mali olduğu için, bu yöntem sözleşmelerde belirlenen miktarları dikkate almamaktadır.

c) Uzlaştırma

Üretilen veya tüketilen elektrik enerjisinin tamamının uzlaştırması YİSO tarafından yapılır. Ancak, uzlaştırma yapılırken her üretici ve tedarikçi farklı tüzel kişiler olarak görülür. Bu, YİSO STD'deki alışverişlerin uzlaştırmasını yaparken, mülkiyet ve/veya sözleşmeye bağlanmış ilişkilerin dikkate alınmadığı anlamına gelmektedir. Yük dağıtımının sözleşmeye bağlanmış miktarlar üzerinden yapılması yerine, bu şekilde yapılması, YİSO'nun emreamade kapasitenin bütünü üzerinden en düşük maliyet temelli olarak yük dağıtımı yapabilmesini sağlar. Eğer YİSO sadece sözleşmeye bağlanan miktarlardan artakalan kapasiteye yük dağıtımı yapabiliyor olsaydı, bu durum mümkün olamazdı.

2.3.1.2. İngiltere ve Galler elektrik piyasası

Zorunlu olan İngiltere ve Galler Havuzu'nun yerine oluşturulan Yeni Elektrik Ticareti Antlaşmaları (NETA), üreticiler, tedarikçiler, ticaretçiler ve müşteriler arasında ikili alışverişleri ve bir dengeleme mekanizmasını esas alır. Taraflar ikili anlaşmalar yaparlar ve uzun vadeli olarak üzerinde anlaşılmış miktarlarda bir eksiklik ya da fazlalık olması durumunda, bu farklılıklar daha kısa vadeli olan bir piyasada düzeltilebilir. Gerçekleşen dengesizlik miktarları için, Dengeleme Mekanizması'nda belirlenen dengesizlik fiyatı üzerinden ödeme yapılır [22]. Sistemin fiziki dengesini

belirlemek için, katılımcılar, her yarım saatlik ticaret dönemi için beklenen fiziksel durumlarını (yani planlanan üretim miktarını ve ölçülen talebi) iletim sistemi işletmecisi (İSİ) olan Ulusal İletim Şirketi'ne (NGC) bildirirler. Fiziksel durumların nihai bildirimleri, dengeleme mekanizması açılırken yapılır.

a) Spot Piyasa

Ticaret zamanı öncesinde katılımcıların alım satım yapmasına ve sözleşmeye bağlanmış miktarlarında ayarlamalar yapabilmelerine fırsat vermek için, birkaç tane elektrik borsası (fiziki spot piyasa) kurulmuştur. Ayrıca, katılımcıların gereksinimlerini karşılayabilmek için vadeli piyasalar da gelişmektedir ("Forward and futures markets" olarak ifade edilen bu piyasalar, gelecekteki belirli bir tarihte, daha önceden belirlenmiş sabit bir fiyat üzerinden mal ve hizmetlerin alım-satım işlemlerinin yapıldığı piyasalardır). Bu piyasalar, elektrik enerjisi alım satım anlaşmalarının birkaç yıl sonrasını kapsayacak şekilde yapılabilmelerine olanak sağlamaktadır.

b) Yük Dağıtım

Katılımcılar, sistem işletmecisine sunmuş oldukları fiziksel durum bildirimlerine göre kendiliklerinden devreye girerler. İSİ, kısa vadeli bir piyasa olan dengeleme mekanizmasını işletir. Bütün nihai fiziksel durum bildirimleri "kapı kapanışında" (ilk başlarda ticaretin gerçekleşeceği zamandan 3½ saat öncesi idi, fakat 28 Haziran 2002'de bu süre bir saate indirildi) İSİ'ye ulaştığında, dengeleme piyasası açılır. Dengeleme mekanizması, İSİ'nin işlettiği ve üreticiler, tedarikçiler ve müşteriler de dahil birçok katılımcı tarafından verilen tekliflerin kabul edildiği kısa vadeli bir piyasadır. Hiçbir kullanıcının yük alma – yük atma teklifi vermesi zorunlu değildir. İSİ, iletim sistemini kısa vadeli olarak dengeleyebilmek için kullanıcıların yükü ya da üretimi arttırmak ya da azaltmak için verdikleri teklifleri alır. İSİ'nin ayrıca vadeli sözleşmelere ilişkin bir dengeleme görevi de vardır. Tüm katılımcıların durumları, sayaçlarla ölçülen elektrik üretimlerinin veya tüketimlerinin sözleşmeye bağlanan miktarlara uygun olup olmadığına bakılarak belirlenir. NETA dengesizlik piyasasında iki farklı fiyat vardır ve dengesiz olma durumu için belirlenen ücret, kullanıcının sözleşmeye bağlanan miktarın altında ya da üzerinde üretmiş/tüketmiş olmasına bağlıdır (uzun/kısa pozisyon). Farklı fiyatlar, İSİ'nin sistemi dengelemek amacıyla üreticilere (arz), tedarikçilere ya da müşterilere (talep) üretim ya da tüketimlerini

değiştirme talimatı vermesinden dolayı, yüklendiği ek maliyetleri yansıtmak amacıyla belirlenmiştir. İSİ ayrıca, farklı yerlere yük dağıtımını yaparak iletim sisteminde darboğazları yönetebilmek amacıyla da dengeleme mekanizmasındaki teklifleri kabul eder.

c) Uzlaştırma

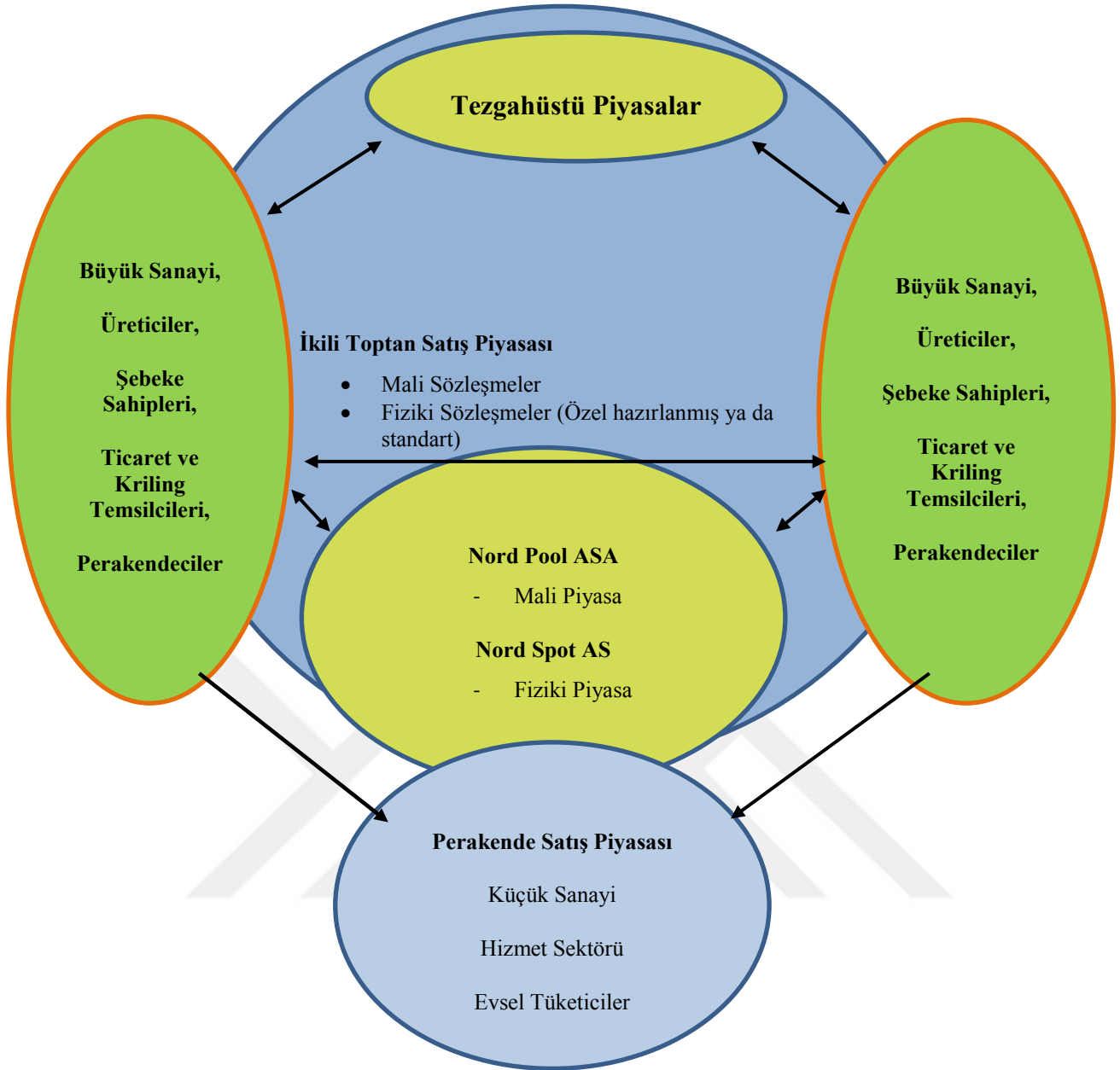
Talep uzlaştırmasının büyük bir kısmı ikili anlaşma tarafları arasında yapılır. İkili anlaşmalarda belirlenen miktarlar ile ölçülen elektrik miktarı birbirini tutmayan katılımcılar, dengesiz olarak kabul edilir ve sistemdeki alış veya satış fiyatlarından açıkları varsa satın almak, fazlaları varsa satış yapmak zorundadırlar. Bu fiyatları, dengeleme mekanizması belirler. Uzlaştırma, İSİ'nin kabul ettiği teklifler için yapılan ödemeleri de kapsamaktadır.

2.3.1.3. İskandinav elektrik piyasası

İskandinav Havuzu (Nord Pool), fiziki ikili anlaşmalara olanak tanıyan bir tür gönüllü katımlı veya net havuzdur. Elektrik enerjisi, piyasa katılımcıları arasındaki ikili anlaşmalar çerçevesinde havuz üzerinden ya da havuz dışından alınıp satılabilir. Üreticiler, dağıtımçıları, tedarikçiler, sanayi tüketicileri, ticaretçiler ve aracılar havuza katılabilirler. Beş iletim sistemi işletmecisi (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'da iki tane olmak üzere) ticareti kolaylaştırmak ve rekabeti teşvik etmek için işbirliği yapmaktadır. Danimarka dışında, İskandinav elektrik piyasası %100 açıktır. Genellikle, perakende piyasasındaki büyük nihai kullanıcılar tedarikçilerle sözleşmeler yaparlar. Aşağıdakiler sözleşme türleri yaygın olarak kullanılmaktadır.

- Fiyatın kısa bir süre öncesinden yapılan bildirimle değiştirilebildiği sözleşmeler,
- Spot fiyatı ve fiyat tavanı olmadan bir artış oranı içeren spot sözleşmeler,
- Sabit fiyatlı sözleşmeler – bir veya iki yıllık,
- Spot fiyatı temel alan, bir artış oranı içeren ve fiyat tavanı olan sözleşmeler.

Şimdiki durumda, toplam yıllık İskandinav tüketiminin yaklaşık %30'u İskandinav Elektrik Borsası'nın (İETO) spot piyasası üzerinden alınıp satılmaktadır. Mali sözleşmeler ticaretinin yıllık toplam 3500 TWh civarında olduğu tahmin edilmektedir (yıllık İskandinav üretim/tüketiminin yaklaşık 9 katı) [23].



Şekil 2.1 : Nord Pool ticaret piyasası [24].

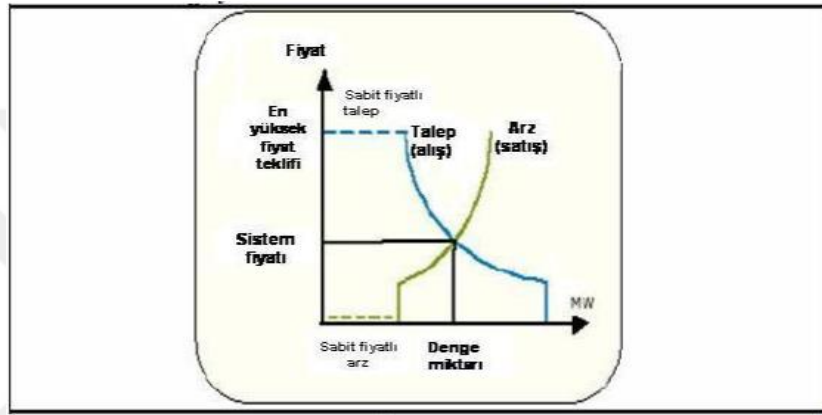
Nord Pool, fiziki sözleşmeler için bir spot piyasadır. Finansal türevler için bir piyasa (vadeli sözleşmeler ve opsiyon sözleşmeleri); Finansal elektrik sözleşmeleri için kliring (ülkeler arasındaki iki yanlı ticaret anlaşmalarının temelinde malla ödemeyi öngören bir türü) hizmetlerini işletmektedir.

Fiziki ve Mali Piyasa örnekleri aşağıda açıklanmaktadır.

a) Elspot

İETO'nun spot piyasasına "Elspot" adı verilir. Piyasa, havuzda faaliyet gösteren katılımcıların yer aldığı ve bir sonraki gün için olan bir spot piyasadır. Bir sonraki gün yapılacak elektrik enerjisi teslimatı için olan fiziki elektrik sözleşmeleri bu piyasada

alınıp satılır. Piyasa katılımcıları, saatlik olarak yapılan elektrik enerjisi sözleşmelerinin alım satımına yönelik olarak bir sonraki günün her saati için teklif verirler. Ertesi gün, her elektrik teslimat saati için tüm alım satım talimatları bir araya getirilir ve bu teklifler temel alınarak toplam talep ve toplam arz eğrileri oluşturulur. Bu iki eğrinin kesişme noktası, her saat için spot fiyatları belirler. Spot fiyata ayrıca “sistem fiyatı” adı da verilir. Spot piyasanın sistem fiyatı, uzun vadeli [forward ve futures] sözleşmeler ve borsa dışı piyasa [Over-the-Counter (OTC)] veya ikili toptan satış piyasası için referans fiyatı oluşturur.



Şekil 2.2 : Sistem fiyatının belirlenmesi [24].

b) Elbas

Elspot’da fiyatın belirlenmesi ve teslimat arasındaki zaman farkı (bazı durumlarda 36 saate kadar varabilir) sebebiyle katılımcılar, fiziki sözleşme dengelerini iyileştirmek isteyebilirler. Elbas piyasasında sözleşmelerin alım satımı teslimattan bir saat öncesine kadar ve 24 saat boyunca yapılabilir. Bu piyasa şimdiki durumda İsveç ve Finlandiya ile sınırlıdır.

c) Eltermin

Eltermin, vadeli sözleşmeler aracılığıyla, gelecekteki beklenmeyen fiyat değişikliklerine karşı hedging (işletmelerin döviz kuru dalgalanmaları sonucunda karşılaştığı döviz kuru riskinden korunma yöntemi) ve risk yönetimi için oluşturulan mali piyasadır. Katılımcılar elektrik türevleri satın alarak, alım ve satımlarını dört sene sonrasına kadar güvenceye alabilirler. Nord Pool’un mali piyasası ikili anlaşmalar piyasasıyla fiilen rekabet halindedir ve geleceğe yönelik fiyat bilgisi sağlamaktadır. Diğer emtia (ticarete konu olabilen, ham petrol, altın, gümüş, bakır, kurşun, platin, buğday, mısır, soya fasulyesi, pamuk, kahve, şeker, kömür gibi emtia mallarının alım

ve satımının gerçekleştirildiği piyasalar) piyasalarında olduğu gibi burada da vadeli sözleşmeler sürekli olarak alınıp satılmaktadır.

Fiyat Farkı Sözleşmeleri

Mali piyasa türev sözleşmelerini kullanarak, spot piyasa fiyatlarının gelecekteki beklenmedik değişikliklerine karşı önlem alan piyasa katılımcıları, hala sistem fiyatının, spot alımları için gerçekleşen bölgesel fiyatlardan farklı olması riskiyle karşı karşıyadır. Spot sistem fiyatı, sadece spot teklif verilen bölgeler arasında hiçbir iletim kısıtı olmaması durumunda, tüm bölgeler için eşit olur. Fiyat farkı için sözleşmeler piyasanın farklı fiyat bölgelerine bölüdüğü durumlarda bile, piyasa katılımcılarının önlem alabilmesini sağlar.

Yük Dağıtımı

Piyasa katılımcıları, günün her saati için fiyat/miktar tekliflerini havuza sunarlar. Bu teklifler belirli bir üretim tesisi ile bağlı olmak zorunda değildir, fakat iletim kısıtları olması durumunda tesislerin yeri önem kazanır. Üreticiler sistem işletmecisine bildirmiş oldukları şekilde, ikili anlaşmalardaki taahhütleri ve Nord Pool'daki alım satımlarını dikkate alarak, kendiliğinden devreye girerler. Bildirilmiş olan miktarlar ile ölçülen miktarlar arasındaki farklılıklar için uzlaştırma, her ülkenin kendi dengeleme piyasasında oluşan fiyatlar üzerinden yapılır.

Spot piyasa, ayrıca, olası sistem darboğazlarına, yani şebekenin bir bölümünde yetersiz iletim kapasitesi olması durumuna yönelik olarak da kullanılabilir. Piyasa farklı teklif verme bölgelerine ayrılır ve bu bölgeler, iletim şebekesinde darboğaz oluşması durumunda farklı fiyat bölgeleri olarak da kullanılabilir. Eğer böyle kısıtlar yoksa, spot sistem fiyatı bölgelerin spot fiyatına eşit olur. Eğer sözleşmeye bağlanmış miktarlar iletim şebekesi kapasite sınırını aşarsa, bu durumdan etkilenen her spot piyasa teslimat saat dilimi için iki ya da daha fazla “alan fiyatı” ya da “bölge fiyatı” hesaplanır. Havuzdaki spot fiyat, denge fiyatını belirler. Bütün piyasa için tek bir fiyat nadiren oluşur. Her bölge için spot piyasa fiyatları ve miktarları belirlendiğinde, piyasa, tahmin edilen üretim ve yük miktarlarına göre dengededir, fakat bu denge zaman içerisinde değişebilmektedir. Dolayısıyla, gerçek zamanlı dengeleme için de bir mekanizma gereklidir. Her ülkedeki gerçek zamanlı piyasa, sistem işletmecilerinin, gerçek zamanlı işletme sırasında üretimi yük ile her an dengeleyebilmesini ve katılımcıların dengesizlikleri için bir fiyat oluşmasını sağlar. Gerçek zamanlı piyasa

için verilecek arttırma/azaltma teklifleri, spot piyasa kapandıktan sonra, her ülkenin kendi İSİ sunulur. Gerçek zamanlı arttırma/azaltma teklifleri, üretimi arttırmak veya tüketimi azaltmak; ve üretimi azaltmak veya tüketimi arttırmak içindir. Hem talebe hem de arza ilişkin teklifler, fiyatlar ve miktarlar belirtilerek sunulur. Gerçek zamanlı piyasalar İSİ'ler tarafından oluşturulur; piyasa katılımcıları bildirimden kısa bir süre sonra önemli miktarda elektrik enerjisini taahhüt edebilecek durumda olmalıdırlar. İSİ'ler sistem dengelemesini, bu tekliflere ilişkin öncelik sırasına göre yaparlar [24]. Yan hizmetlerin maliyetleri elektriğin tüm nihai kullanıcıları tarafından yükümlenilir ve tüm elektrik enerjisi tüketimi için ayrı bir tarife olarak eklenir. Her ülkenin İSİ'si bu hizmetler için üretim tesisleriyle anlaşma yapmaktadır.

2.3.2. Amerika Kıtası elektrik piyasaları

ABD 4344 TWh ile dünyadaki en büyük elektrik üreticisi konumundadır. Yine kişi başına düşen enerji arzı (kişi/kWh) 2008 yılı itibari ile 87225 kWh olarak dünyadaki en yüksek değerdir [24].

Bu değerler göz önünde bulundurulduğunda hem kaynak, hem kaynakların değerlendirilmesi, hem de enerji ticareti bakımından detaylı olarak incelenmesi gereken bir kıtadır. Arjantin, Ontorio (Kanada), Pensilvanya (ABD) Amerika kıtası üzerinde farklı bölgeleri temsil etmesi ve bu bölgelerdeki işleyişin incelenmesi açısından tercih edilmiştir.

2.3.2.1. Arjantin elektrik piyasası

Arjantin ekonomisi 1920'lerde kişi başına milli gelir sıralamasında dünya ekonomileri içinde ilk 10 ülke arasında yer alırken, takip eden 60 yıl içinde sürekli gerileyen bir performans göstermiştir. 1940'larda uygulanan politikalar büyük kamu açıklarını, enflasyonda artış ve ekonomik durgunluğu beraberinde getirmiştir. Birinci Dünya Savaşı'nı takip eden dönemde, Arjantin kronik enflasyonun etkisi altında kalmıştır. 1970'lerin ortalarına gelindiğinde ülkenin uzun dönem büyümesinin fark edilir derecede düştüğünü ve 1980'lerin ikinci yarısında ülkenin süregelen bir durgunluğun içinde olduğunu söylemek mümkündür. Tasarruf ve yatırım oranlarında 1970-1989 döneminde ciddi bir azalma gözlemlenmektedir. Üretimde verimlilik düşüşü ve yoksulluk günden güne artmıştır [16].

Tüm bu ekonomik çalkantılar en çok üretim sektörünü etkilemiş, dolayısıyla bu süreç elektrik ticaretinin ve elektrik piyasasının gelişimini de oldukça yavaşlatmıştır.

Arjantin’de üretilen elektriğin yaklaşık %93’ünün ticareti Mercado Electrico Mayorista’da (MEM) yapılmakta, geri kalanı Patagonya sisteminde (%6) ve diğer küçük izole sistemlerde (%1) alınıp satılmaktadır [24]. Piyasa ve sistem işletmecisi olan Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), MEM’i işletmektedir. Üreticiler, dağıtım şirketleri ve büyük tüketiciler, MEM’de elektrik alabilir ve satabilirler. İkili anlaşmalar piyasası, spot piyasa olmak üzere, MEM’de elektrik ticareti için iki temel piyasa vardır.

Sezonluk ve spot fiyatlar doğrudan toptan satış piyasasında belirlenir, anlaşmalarda yer alan fiyatlar ise toptan satış piyasasından dolaylı olarak etkilenir. Üreticiler; dağıtım şirketleri ve büyük tüketicilerle, yük dağıtım programı, güç seviyeleri ve fiyatların taraflar arasında serbestçe müzakere edilerek oluşturulduğu ikili anlaşmalar imzalayabilirler. Bağımsız piyasa, bir tür net havuz şeklinde işler, fakat dağıtım şirketleri elektriği MEM’den, takip eden altı aylık “sezon”daki spot fiyatların tahminleri olan sezonluk fiyattan satın alırlar. Şirketlerin bu maliyetleri nihai tüketiciler için belirlenen tarifelerden karşılamalarına izin verilir.

Arjantin sistemi fiyat teklifleri yerine, maliyet bildirimine esasına göre işlemektedir. Maliyet bildirimleri altı ay boyunca geçerlidir ve yakıt fiyatlarında beklenmedik dalgalanmalar olmadıkça değiştirilemez. Yakıt maliyeti bildirimleri doğrulamaya tabidir ve CAMMESA tarafından belirlenen referans fiyatının %115’ini geçemez. CAMMESA, aylık olarak ayarlanabilecek olan referans fiyatlarını üretim tesisi türüne göre belirler.

Spot Piyasa

İkili anlaşmalar kapsamında olmayan elektrik enerjisi, spot piyasada alınıp satılır. Spot piyasa fiyatı, her saat dilimi için sistemde marjinal konumdaki firma tarafından belirlenen fiyat, yani sistem marjinal fiyatıdır.

Kapasite Ücreti

Üreticilerin iş günleri puant saatlerde (sabah 6’dan akşam 11’e kadar) sağladıkları hizmet için aldıkları fiyat, marjinal konumdaki türbinin maliyetine, her MWh için 10 dolarlık kapasite ücretinin eklenmesi nedeniyle, sistem marjinal fiyatından daha

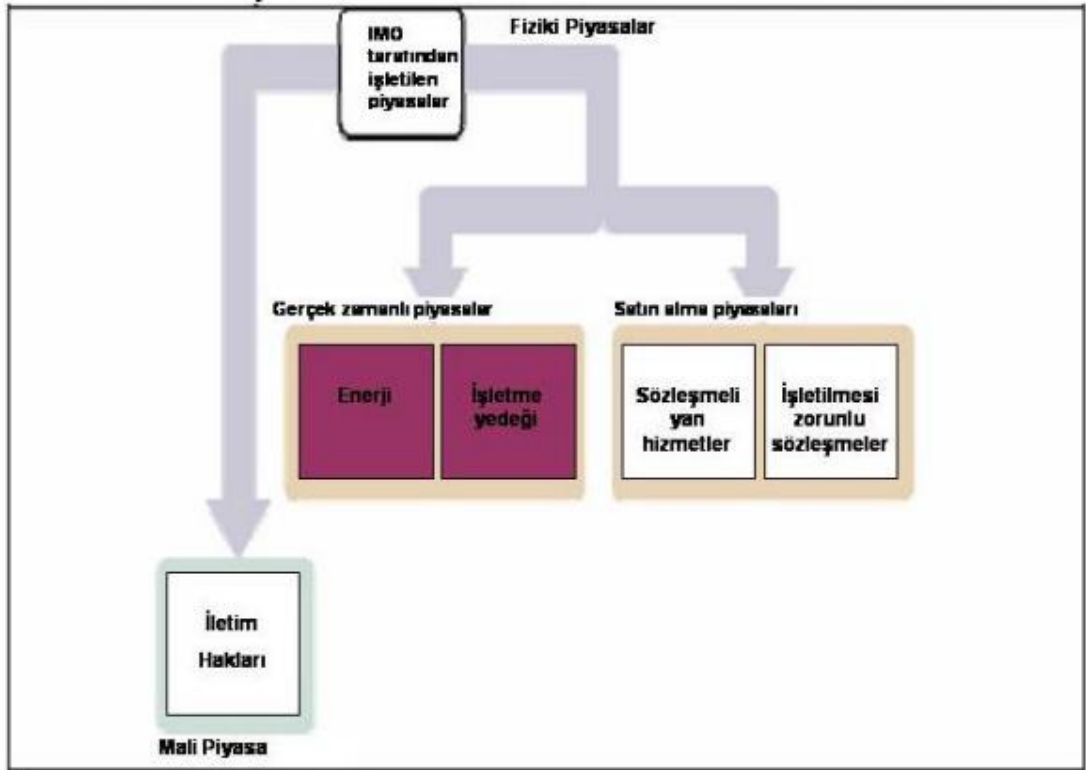
yüksektir. Bu yöntem, üreticilerin sabit maliyetleri karşılayabilmeleri için uygulanmaktadır.

Sezonluk Piyasa

Sezonluk fiyatlar altı ayda bir belirlenir ve üç ayda bir gözden geçirilir. Bu fiyatlar, spot fiyatların bir tahminidir ve dağıtım şirketlerinin tarifelerini istikrarlı bir şekilde belirlemelerini sağlar [26].

2.3.2.2. Ontario elektrik piyasası

Ontario KANADA'nın en kalabalık ve büyük ikinci eyaletidir. Ontario elektrik piyasasındaki yapı, net havuzlu bir ikili anlaşmalar piyasasına benzer. Katılımcılar, spot piyasa/net havuz üzerinden satış yapabilir veya diğer katılımcılarla ikili anlaşmalar yapmayı seçebilirler. Dağıtım şirketleri dışında tüm piyasa katılımcıları (üreticiler, tedarikçiler ve ticaret şirketleri) birden fazla rol alabilirler. Dağıtımcılar ise piyasaya kendi adlarına katılabilecek başka bir şirket oluşturabilirler [27].



Şekil 2.3 : Ontario elektrik piyasa yapısı [28].

Yönetilen spot piyasayı dengeleyen fiyat, hiçbir firmanın piyasa üzerinde hakim konumda olmadığı sürece, firmalar tarafından rekabet ortamında verilen teklifler ile

belirlenir. Ontario Bağımsız Piyasası (IMO), Ontario Power Generation isimli şirketin büyüklüğü itibariyle piyasada hakim durumda olacağı ve piyasa açılışında Ontario'daki fiyatı tek başına belirleyebileceği kanısına varmıştır. Bu ihtimale karşılık da, “Piyasa Hakimiyetini Azaltma Anlaşması” ile Ontario Power Generation şirketinin elektrik satışının bir kısmına ait geliri sınırlandırılmıştır.

Spot Piyasa

Piyasayı dengeleyen fiyatlar enerji ve işletme yedeği için verilen teklifler doğrultusunda belirlenir. Teklifler her beş dakikada bir verilir. Bu teklifler toplanarak talep ile karşılaştırılır. Talebi karşılamak için gereken tekliflerin en yüksek fiyatlı (marjinal) olanı, piyasayı dengeleyen fiyatı belirler.

Yük Dağıtım

Yük dağıtım talimatları, IMO tarafından, her beş dakikalık aralık için verilir. Bu teklifler, yük dağıtımına katılabilecek her tesis için geçerlidir. Bu piyasada, yük dağıtımına katılabilecek tesisler, elektrik arzını veya talebini arttırmak ya da azaltmak için talimat alıp uygulayabilen, üretici veya tüketiciye ait fiziki tesislerdir. Yük dağıtımına katılabilecek üretim tesisleri gerçek zamanlı piyasalara elektrik enerjisi satabilmek için, yük dağıtımına katılabilecek tüketiciler de elektrik enerjisi alabilmek için teklif verirler. Her iki grup da, işletme yedeği piyasasına teklif verebilirler. Teklifler, enerji ve işletme yedeği için piyasa fiyatı hesaplamakta; yük dağıtımına katılabilecek her tesis için gerçekleşen yük dağıtımını durumunu belirlemede kullanılır.

İletim Hakları Piyasası, Ontario ile, Manitoba, Quebec, Michigan, Minnesota ve New York gibi diğer piyasalar arasındaki elektrik ihracat ve ithalatını destekler. Katılımcılar, enterkonnektörler arası alınıp satılan elektrik fiyatlarındaki beklenmeyen değişikliklere karşı kendilerini güvenceye alabilmek için mali sözleşmeler yapabilirler. Bu sözleşmeler, programlama sırasında öncelik hakkı getirmezler. Yan hizmetler, IMO tarafından idare edilen rekabet ortamındaki bir ihale süreci yoluyla, bir alım piyasasından sağlanır.

Uzlaştırma

IMO günlük sayaç bilgilerini toplar ve piyasa katılımcılarının ödeyecekleri ücretleri saatlik olarak belirler. Yük dağıtımına katılan üreticiler için beş dakikalık veriler

kullanılır. Piyasada alışverişin gerçekleştiği günden 10 gün sonra bir ön bildirim hazırlanır. Aylık faturalar, bu günlük bildirimler esas alınarak düzenlenir.

2.3.2.3. Pennsylvania New Jersey Maryland (PJM) elektrik piyasası

PJM dünyanın en büyük rekabetçi toptan satış piyasasını ve Kuzey Amerika'nın en büyük iletim şebekesini işletmektedir. PJM'nin toplam kurulu gücü yaklaşık 67000 MW'dır ve 2001 yılı yazında puant talep 62445 MW olarak gerçekleşmiştir. Piyasa yapısı, ikili anlaşmalardan ve bir net havuzdan oluşur. 1997'den beri PJM, ABD'nin kuzeydoğu bölgesinde bir spot piyasa işletmektedir. Piyasa katılımcıları elektriği spot piyasa üzerinden, doğrudan üreticilerden ya da ikili anlaşmalar ile alabilirler. PJM'de vadeli ve gerçek zamanlı enerji ticareti için iki ayrı piyasa vardır [77].

Vadeli ve Spot Piyasalar

Vadeli piyasa, brüt yük dağıtımı yapılan, diğer yandan da üreticilerin kendi kendilerini devreye almalarına izin veren, bir sonraki güne yönelik ve gönüllü katılım olan bir piyasadır. Gerçek zamanlı piyasa da brüt yük dağıtımı yapılan bir piyasadır, ancak burada sadece önceki günden yapılan yük dağıtımı [day-ahead dispatch] ile gerçek zamanlı yük dağıtımı arasındaki farklılıkların uzlaştırması yapılır. Vadeli piyasada, bir sonraki güne ilişkin miktarlar, bir sonraki gün için belirlenmiş fiyatlarda yapılır; gerçek zamanlı dengesizliklerin (önceki günden yapılan yük dağıtımı miktarları ile gerçek zamanlı miktarlar arasındaki farkın) uzlaştırması ise gerçek zamanlı piyasa fiyatı üzerinden yapılmaktadır.

Fiyatlandırma

PJM piyasasında, Konumsal Marjinal Fiyatlandırma (KMF) [Locational Marginal Pricing] yöntemi kullanılır. Her bir konuma ilişkin fiyatlar, o alandaki marjinal enerji fiyatını esas alarak ve sistem kısıtları ve kayıplar göz önünde tutularak belirlenir. Üretim üniteleri, fiyat sırasına sokulur ve eğer sistemde darboğaz yoksa en yüksek fiyat piyasayı dengeleyen fiyat olur. Eğer en düşük fiyatlı enerji, her noktaya ulaşabiliyorsa (darboğaz yoksa) fiyatlar sistemin her yerinde aynı olur. İletim darboğazı olduğunda enerji, çeşitli konumlara serbestçe ulaşamaz. Bu durumda talebi karşılamak için, daha pahalı olan enerji seçilir ve o yerlerde KMF daha yüksek olur. [28] Ertesi güne ilişkin fiyatlar, günde bir kere, ertesi günün her saati ve her konum için belirlenir. Ertesi günün elektrik alım-satımına ilişkin teklifler, içinde bulunulan gün saat 12.00'ye kadar kabul edilir. Programlar, KMF'ler ile birlikte saat 16.00

itibariyle yayımlanır. Ertesi güne ilişkin teklifleri kabul edilmeyen üreticiler, ertesi günün programı için saat 16.00 ile 18.00 arasında tekrar teklif verebilirler. Her konum için gerçek zamanlı fiyatlar her beş dakikada bir, ölçülen üretim ve yük esas alınarak “ex post” olarak hesaplanır.

Yük Dağıtımı

PJM, Orta Atlantik bölgesindeki eyaletler için takas odası, program hazırlayıcı ve yük dağıtımcısıdır. Yük dağıtımı, ertesi güne ilişkin piyasaya verilmiş olan üretici teklifleri ve yeniden verilen teklifleri esas alarak yapılır. Bu teklifler, iletim sistemi ve sistem güvenlik kısıtları çerçevesinde, optimum yük dağıtımı sırası ile yapılır. Sistemde, bu esasa uygun olarak her beş dakikada bir yük dağıtımı yapılmaktadır.

Yedekler

Merkezi olarak yük dağıtımı yapılan üniteler, ertesi gün için olan piyasaya yedek tekliflerini verirler. Sistem işletmecisi, yedek gereksinimlerini belirler ve bu gereksinimleri alınan teklifler çerçevesinde en düşük maliyetle karşılayacak şekilde üretimi veya kesilebilecek yükü programlar. Yedek ve enerjinin programlanması işlemlerinin her ikisinin birlikte sağlanması, piyasa maliyeti optimum olacak şekilde yapılır.

Mali İletim Hakları (MİH)

Mali İletim Hakları (MİH), sahibine enerjinin iletim sistemi boyunca geçerli ertesi günün konumsal fiyatları arasındaki farkları temel alan bir gelir akışı sağlayan mali araçlardır. Bir MİH’in amacı, tüm piyasa katılımcılarına, PJM sisteminin farklı yerlerinde enerji sunarken fiyat kesinliği fırsatı da sağlamaktır. MİH’ler konumsal fiyat farklılıklarına karşı bir hedging (işletmelerin döviz kuru dalgalanmaları sonucunda karşılaştığı döviz kuru riskinden korunma yöntemi) mekanizması sağlar. Bu mali araçlar, iletim hizmetinden ayrı olarak alınıp satılır ve aylık olarak açık artırma ile sunulur.

2.3.3. Asya elektrik piyasaları

Elektrik tüketimi, Asya'nın genelinde özellikle de Doğu Asya'da artarak devam etmektedir. Küçük elektrik piyasalarının Asya için görece başarılı örneği Singapur'dur [29].

Bölgesel elektrik piyasası entegrasyonu, Doğu Asya Bloğu da dahil dünyadaki ülkeler tarafından teşvik edilmektedir. Bağlantılar öncelikle kıta içinde gerçekleşmektedir. İlk olarak, çoğunlukla iyi gelişmiş ulusal pazarlara sahip komşu ülkeler arasında entegrasyon sağlanmaktadır. Ardından, alt piyasalarda ikili elektrik borsaları oluşmaktadır. Son olarak da, iç reformlar ve standartların uluslararası entegrasyonu ile piyasa entegrasyonu sağlanmaktadır. Tüm bu aşamalar Doğu Asya Bloğu için de geçerlidir.

1990 yılında dünyadaki elektrik enerjisi tüketiminin %19'u EAS (East Asia Summit) ülkelerine aittir.

Çizelge 2.2 : Doğu Asya Bloğu (EAS) bölgesi elektrik enerjisi talebi (TWh) [30].

Ülkeler	1990 (TWh)	2011 (TWh)	2030 (TWh)
Avustralya	156	264	367
Brunei	1	3	4
Kamboçya	1	2	13
Çin	621	4.700	6.374
Hindistan	284	1.006	2.414
Endonezya	33	182	318
Japonya	841	1.104	1.324
Lao PDR	1	7	60
Malezya	25	119	265
Mynmar	2	9	56
Yeni Zelanda	32	43	64
Filipinler	26	69	165

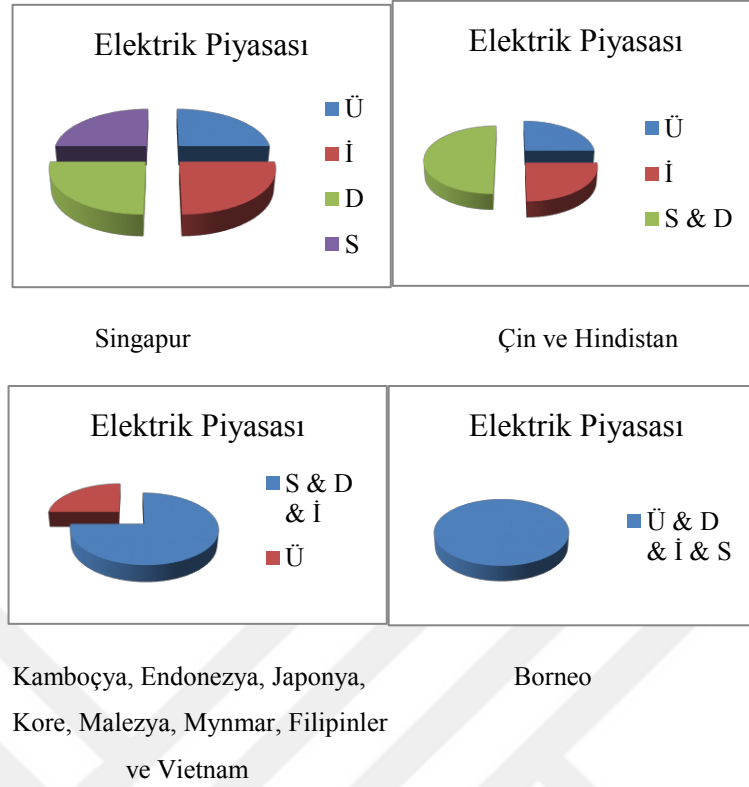
Çizelge 2.2 (devam): Doğu Asya Bloğu (EAS) bölgesi elektrik enerjisi talebi (TWh) [30].

Ülkeler	1990 (TWh)	2011 (TWh)	2030 (TWh)
Singapur	16	46	105
Güney Kore	118	520	624
Tayland	44	152	400
Vietnam	9	111	235
EAS Ülkeleri Toplam	2.211	8.338	12.783
Dünya Toplam	11.861	22.018	31.779
EAS / Dünya (%)	19	38	40

Doğu Asya ülkelerinin dünya elektrik enerjisi tüketimi içindeki payı 2010 yılına kadar hızlı bir şekilde artmış, takip eden yıllarda ise artış hızı azalmıştır [30]. Elektrik piyasası bu bölgede gelişen bir trend izlemesine rağmen, henüz sınır ötesi ticaretinin tam anlamıyla yapılabilmesi için erken olduğu görülmektedir.

Asya bloğunda bulunan bazı ülkelerde ulusal bir elektrik piyasası (Çin, Japonya, Malezya, Filipinler, Güney Kore, Tayland ve Vietnam) henüz oluşma aşamasındadır. Diğer ülkeler ise hala kendi toplumlarında (Hindistan, Endonezya, Kamboçya, Laos ve Myanmar) elektrik enerjisinin endüstri, ulaşım ve gündelik hayatta kullanım düzeyini artırmaya çalışmaktadır.

Entegrasyon ve iş bölümü açısından elektrik piyasasını 4 bölüme ayırmak mümkündür. İlki üretim (Ü), ikincisi iletim (İ), üçüncüsü dağıtım (D), dördüncüsü ise perakende satış (S)'tir. Aşağıdaki grafikte, bu dört bölümün ülkelerdeki durumları gösterilmektedir.



Şekil 2.4 : Üretim, iletim, dağıtım, perakende satış durumları [30].

Bağımsız enerji üreticileri (IPP) ilk kez 1985 yılında Çin'in elektrik sektörüne girmiştir. 1990'ların sonuna doğru elektrik arzının yarısı kamu dışı IPP'ler tarafından üretilmiştir [31]. 2002 yılında üretim ve iletim özelleştirilmiştir. Aynı yıl düzenleyici kurum Devlet Elektrik Düzenleme Komisyonu (SERC) olmuştur [32]. Ayrıca Devlet Enerji Şirketi (SPC) iki adet iletim ve beş adet üretim şirketine bölünmüştür. Üretimde rekabet olmakla birlikte, iletimin ücretsiz olması için pilot bir çalışma yapılmıştır [30]. Dağıtım ve perakende satış piyasası halen regüle edilmektedir. ABD'deki enerji krizinden beri reformlar oldukça yavaşlamıştır.

Hindistan elektrik sektörü devlet içinde ve Devlet Elektrik Kurulu (SEB) tarafından kontrol edilmektedir. Hindistan hükümetine ait Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) bölgesel bağlantıları entegre etmektedir [34]. Elektrik piyasasındaki reformlar, 1991 ekonomik krizinin ardından başlamıştır. Bu reformlar 1998 yılında bağımsız Elektrik Düzenleme Komisyonu kurulması ve Elektrik Yasası'nın 2003 yılında yürürlüğe girmesidir. Reformların uygulanması oldukça yavaş olmuştur. Elektrik sektörüne özel sektörün katılımı ise 1991 yılından beri desteklenmektedir. 2012 yılı haziran ayına kadar özel sektörün piyasadaki payı sadece %27,75 olmuştur [35]. Devlet Elektrik Kurulu, üretilen elektriğin tek alıcısı iken, 2009 yılı Ocak ayından

itibaren tüm kullanıcıların erişimi mümkün kılınmıştır. Şu anda enerji ticaretinde, ikili ticaret, programsız değişim, ulusal düzeyde enerji değişimi ve üçüncü taraf satışı mümkündür. İkili ticaret %48'lik bir pay ile piyasadaki üstünlüğünü sürdürmektedir.

Japonya Elektrik Piyasası yıllardır 10 adet bölgesel elektrik şirketinin tekelindedir. Bu şirketler bölgesel üretim, iletim, dağıtım, perakende satış ve ulusal bağlantılardan sorumludur [36]. 1995 yılında Elektrik Üretim Sanayi Kanunu (EUIL) değiştirilmiştir. Ardından Bağımsız Elektrik Üreticileri piyasaya girmiştir. 1999 yılında kısmi deregülasyona izin vermek üzere Elektrik Üretim Sanayi Kanunu tekrar değiştirilmiştir [37]. 2003 yılında ise, Mart 2005 tarihinden itibaren uygulanmak üzere kısmi liberalleşme amaçlı değişiklik yapılmıştır. Reformlar, sanayi politikaları gözden geçirildikten sonra 2008 yılında 5 yıllık süre ile (2013 yılına kadar) durdurulmuştur. 2011 Fukuşima faciasının ardından elektrik sektöründe çeşitli değişiklikler yapılması gerekliliği dile getirilmiş, 2013 yılını beklemeden yeni reformlar yapılmıştır [38].

Güney Kore elektrik piyasası devlete ait Kore Elektrik Enerjisi Şirketi'nin (KEPCO) tekelinde bulunmaktaydı. 1997 ekonomik krizinin ardından bu şirket, 2001 yılında 6 ayrı elektrik şirketine bölünmüştür. Aynı yıl Bağımsız Elektrik Üreticilerinin sektöre girişine izin verilmiş ve Kore Enerji Borsası (KPX) kurulmuştur. Reform planları altı elektrik şirketinin de özelleştirilmesi üzerinedir. Fakat reformlar gecikmiştir. 2008 yılı itibari ile devlete ait şirketlerin piyasadaki payı %82'dir [39]. KEPCO halen elektrik iletimi, dağıtımı ve satışını kontrol etmektedir [20]. Dolayısıyla Güney Kore elektrik piyasasında rekabet oldukça sınırlıdır.

Endonezya elektrik piyasasına devletin sahip olduğu Perusahaan Listrik Negara Indonesia (PLN) hakimdir. 1985 Elektrik Kanunu kabul edildikten sonra, 1992 yılında Bağımsız Elektrik Üreticilerinin piyasaya girişi kabul edilmiştir. Fakat 1997 ekonomik krizinin ardından siyasi istikrarsızlık nedeni ile reformlar kesintiye uğramıştır. 2009 yılı itibari ile, Bağımsız Elektrik Üreticileri toplam piyasanın 1/6'ini oluşturmaktadır [40]. Elektrik Kanunu geçtikten sonra birkaç kez revize edilmiştir. (1999 ve 2002) 2009 yılındaki kanun değişikliği teklifi ile Bağımsız Elektrik Üreticileri ve tarifelerle ilgili yerel yönetimlere çeşitli bağımsızlıklar tanınmıştır. Bazı taraflar hukuki bağımsızlıkların yine de az olduğunu savunmaktadır [40].

Filipinler 1989 yılında imzalanan sözleşme ile Bağımsız Elektrik Üreticilerine izin veren ilk Güneydoğu Asya ülkelerinden biridir. 2001 yılı itibari ile elektrik üretiminin

%41'i bağımsız üreticilere, geri kalanı ise National Power Corporation'a (NAPOCOR) aittir [41]. Toptan elektrik piyasasındaki rekabet oldukça azdır. 2001 yılında elektrik piyasasında bütünüyle özelleştirme, Elektrik Endüstrisi Reform Yasası (EPIRA) ile hükümet tarafından onaylanmıştır. 2007 yılında, the National Transmission Company (TRANSCO) NAPOCOR firmasından ayrılmıştır. Her iki firma için de özelleştirme ertelenmiştir.

2.4. Türkiye Elektrik Piyasası Tarihsel Gelişimi ve Günümüz Piyasa İşleyişi

Türkiye'de ilk elektrik üretimi, 2 KW gücündeki su değirmeni ile İsviçre ve İtalyan şirketler grubunun kurduğu Tarsus'taki hidroelektrik santrali ile başlamıştır. İstanbul'a ise elektrik 1910 yılında gelmiş, ilk lisans aynı yıl Macar şirketi "Ganz"a verilmiştir. Ülkemizdeki elektrik piyasasındaki gelişmeleri beş dönemde incelemek doğru olmaktadır.

1923-1930 Dönemi: Cumhuriyet'in ilk yıllarında elektrik üretimi, Cumhuriyet dönemi öncesi başlayan imtiyazlı ortaklıkların elindeydi. Bu durum, 1923 yılında yapılan İzmir İktisat Kongresi'nden sonra uygulanmaya çalışılan liberal ekonomi politikalarının bir sonucudur. Bu dönemde özel girişimcilere önem ve imtiyazlar verilmiştir. Bu imtiyazları Alman MAN ve AEG, İtalyan Marelli, Macar Ganz ve Belçika ortaklıkları almıştır. Yerli özel sermaye de bu sektöre girmiş ve 11 Ekim 1926 tarihinde imzalanan imtiyaz sözleşmesi ile Kayseri ve Civarı Elektrik Türk Anonim Şirketi kurulmuştur.

1930-1950 Dönemi: 1929 yılında dünyada benimsenmeye başlayan devletçi ekonomi politikalarının etkisiyle ülkemizde de, benzer politikalar uygulanmaya başlamıştır. Başka bir deyişle devletin ekonomideki merkezi rolü, elektrik piyasasına da yansımıştır. 1933 yılında çıkarılan Belediye Kanunu ile belediyelere elektrik tesisi kurma ve işletme yetkisi verilmiş, ayrıca elektrik üretimi ve dağıtımını da belediyelere bırakılmıştır. 1935 yılında ise yabancı sermayeli ve imtiyazlı ortaklıklar kamulaştırılmıştır. Sadece 1926 yılında kurulan Kayseri ve Civarı Elektrik Türk Anonim Şirketi kamulaştırılmamıştır [42]. 1935 yılında Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü, Etibank, Elektrik İşleri Etüt İdaresi kurulmuştur.

1950 yılından itibaren özel girişimci sınıfının rolü tekrar önem kazanmış, imtiyazlı elektrik şirketlerine tekrar izin verilmiş ve yerli sermayeli özel sektörün piyasaya girmesi teşvik edilmiştir. İmtiyazlı elektrik ortaklıkları modelini Dünya Bankası

önermiştir. Kurulan şirketler ise Kuzeybatı Anadolu Elektriklendirme T.A.O. (1952), Ege Elektrik T.A.O. (1955), Çukurova Elektrik A.Ş.(ÇEAŞ) (1953) ve Kepez Elektrik A.Ş. (1956)'dir. Ancak Kuzeybatı Anadolu Elektriklendirme T.A.O. ve Ege Elektrik T.A.O.'nin varlıkları 1971 yılında sona ermiştir. CEAS ve Kepez ise varlıklarını 2003 yılına kadar korumuş, bu tarihten sonra şirketlere devlet tarafından el konulmuştur.

1960-1980 Dönemi: Bu döneme damgasını vuran en önemli özellik, planlı kalkınma modelidir. Bu dönemde de yine devletçi politikalar ön plandadır. Ayrıca planlı ekonomi modeline geçişle ilk defa ülkenin enerji ihtiyaçları tespit edilmiş, enerji projeksiyonları geliştirilmiş ve planlamalar bu çerçevede hazırlanmıştır. 1963 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB), 1970 yılında ise imtiyazlı tekel olan elektrik üretimi, iletimi, dağıtım ve ticaretinden sorumlu TEK kurulmuştur (1312 sayılı TEK Kanunu). TEK'in kurulması ile imtiyazlı elektrik ortaklıkları politikasından vazgeçilmiştir. Ancak daha önceki yıllarda kurulmuş olan imtiyazlı ortaklıklar varlıklarını sürdürmüşlerdir. Planlı ekonomiye geçişle birlikte imtiyazlı özel elektrik ortaklıkları politikası sona ermiştir [42].

1980 Sonrası Dönem: Türkiye'de Elektrik Piyasasındaki Özelleştirme Süreci ve Elektrik Piyasasını Düzenleme Girişimleri

24 Ocak 1980 tarihinde "24 Ocak Kararları" diye bilinen ekonomik istikrar programı ve 1983 yılından sonra serbest piyasa ekonomisi modeli benimsenmiştir. Böylece özel sektörün önemi artmış, buna paralel olarak izlenmeye başlanan liberal politikaların bir sonucu olarak serbest piyasa ekonomisinin kuralları elektrik sektörüne yansımaya başlamıştır. Böylece özel sektörün bu alana girmesi için yasal düzenlemeler yapılmaya başlanmıştır.

Tüketim talebindeki hızlı artış ve gelişmiş ülkelerdeki tüketim ile iç tüketim değerleri arasındaki farkın kapanması ihtiyacı nedeniyle elektrik piyasasında özelleştirmeye ihtiyaç duyulmuştur. Bu durum Türkiye'de büyük enerji yatırımlarının yapılması gereğini ortaya çıkarmış, bu yatırımlar da kamu borçlanmasının üzerinde çok büyük bir yük teşkil etmiştir.

TEK'in tekeli yapısı verimli, rekabete açık ve kârlı bir elektrik endüstrisinin kurulmasını engellemiş, bu da TEK'teki olumsuz yapıdan dolayı ortaya çıkan maliyet artışlarının nihai kullanıcı için tüketim fiyatlarına yansımaları şeklinde sonuçlanmıştır. Elektrik enerjisi olması gerekenden daha pahalı üretilmiş ve tüketilmiştir.

TEK’de mevcut teknolojinin süreç içinde yenilenmemesi nedeniyle ortaya çıkan düşük verim düzeyi ve kaynakların verimsiz kullanımı bütçeyi zorlamış, bu da araştırma ve geliştirme için harcanması gereken fonları kısıtlamıştır.

Ülkemizde elektrik tüketimindeki hızlı artışın nedenleri arasında hızlı nüfus artışı, şehirleşme ve sanayi kesiminin artan elektrik talebi yatmaktadır. Ülkemizin daha yüksek bir oranda ekonomik büyüme oranını yakalaması ve hızlı nüfus artışından kaynaklanabilecek elektrik talebini karşılamak için yeni yatırımların yapılarak elektrik üretim kapasitesinin artırılması gerekmektedir. Bu da ancak ciddi bir finansman ve ileri teknoloji ile karşılanabilir. Ancak ülkemizdeki ekonomik şartlar kamunun bu teknolojik yatırımı ve finansmanı karşılamakta zorlandığını göstermektedir. Bu da piyasada özelleştirmeye gidilmesinde önemli nedenlerden biri olmuştur [43].

Elektrik Piyasasındaki Özelleştirmelerin Hukuksal Dayanakları

Türkiye’de elektrik enerjisi ile ilgili özelleştirme uygulamaları 3096, 3291 ve 4283 sayılı Kanunlar ile düzenlenmiştir. 19 Aralık 1984 tarih ve 18610 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtım ve Ticareti ile Görevlendirilmesi” hakkındaki 3096 sayılı Kanun ile elektrik hizmetinin sağlanmasında özel sektörün önü açılmıştır. Bu kanun aynı zamanda elektrik piyasasında yürütülen özelleştirme ve düzenleme çalışmalarına yasal dayanak oluşturmaktadır. Bu kanun, görevlendirme ve işletme hakkı devri suretiyle özelleştirme yapılmasını öngörürken, mülkiyet devrini içermemektedir. 28.05.1986 tarihinde kabul edilen 3291 sayılı Kanun ise mülkiyet devrine yönelik düzenlemeleri içermektedir. 3291 sayılı kanunun yürürlüğe girmesi ile sektörde Yap-İşlet-Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD) ve otoprodüktörlük modelleri uygulanmaya başlanmıştır [44].

16 Temmuz 1997 tarihinde kabul edilen 4283 sayılı Kanun ise, piyasaya girmek isteyen şirketlere, ülke enerji plan ve politikalarına uygun şekilde mülkiyetleri kendilerinde olma şartı ile Yap-İşlet (Yİ) modeli ile termik santral kurma ve işletme izni verilmesi ile de enerji satışına dair esas ve usulleri belirlemektedir.

3096 sayılı Kanun ile özel sektör için öngörülen model YİD modelidir. Mülkiyet devri kanunda yer almadığından bunun elektrik sektörü için gerçek bir özelleştirme olduğu söylenemez [45]. Bu nedenle, elektrik sektöründe yeni yasal düzenlemelere ihtiyaç

duyulmuş ve 12 Ağustos 1993 tarihinde TEK; TEAŞ ve TEDAŞ olarak iki ayrı iktisadi devlet teşekkülü olarak yeniden yapılandırılmıştır.

8 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe giren 3996 sayılı Kanun'da ilk defa YİD modeli yer almıştır. Kanunun amacı; çok büyük maddi ihtiyaç duyulan büyük altyapı projelerinin inşası, işletmesi ve elektriğin üretim, iletim ve dağıtım projelerinin YİD modeli çerçevesinde gerçekleştirilmesidir. Ayrıca bu kanun, YİD modeline hukuksal dayanak oluşturmaktadır. 24 Kasım 1994'te çıkarılan 4047 sayılı Kanunla elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımına ilişkin projeler 3996 sayılı Kanun kapsamından çıkartılarak, 3096 sayılı Kanuna bağlanmıştır. Ayrıca 4047 sayılı Kanun YİD projeleri finansmanına bazı avantajlar sağlamıştır. Bu avantajlar; hazinenin YİD projelerine garanti sağlaması, vergi indirimi ve bu projelerin devlet ihale kanunlarının dışında tutulmasıdır.

30 Ağustos 1996'da çıkarılan 4180 sayılı Kanun, 3996 sayılı Kanun'da değişiklik yaparak Hazine garantisi kapsamını genişletmiştir. Ayrıca TEAŞ dışında yerli ve yabancı sermaye şirketlerine (mülkiyeti de gene bu şirketlere ait olmak üzere) elektrik üretmek için tesis kurmalarına olanak sağlayan 96/8268 sayılı "Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi Hakkında Bakanlar Kurulu Kararı" (Yap-İşlet Kararnamesi) da 8 Haziran 1996 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Ancak daha sonra, Danıştay iptal davası üzerine yürütmeyi durdurma kararı almıştır. Bu karar üzerine ETKB, Yİ modelinin devamı için çalışmalar yapmış ve 16 Temmuz 1997'de 4283 sayılı Yap-İşlet Kanunu yürürlüğe girmiştir. Özel sektör hidrolik, nükleer, jeotermal ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları ile çalıştırılacak santraller dışındaki enerji üretim tesislerini kurma, işletme ve bu tesislerin mülkiyetini elinde bulundurma hakkına kavuşmuştur [45].

Yerli ve yabancı sermayeyi çekebilmek amacıyla 1999 yılında Anayasa'nın 47, 125 ve 155. maddelerinde değişiklik yapılmış ve enerji ihalelerinde yaşanan sıkıntıları aşmak için tahkim kurumunun kurulması sağlanmıştır. Bu değişiklikler ile sektörde mülkiyet devrinin önü açılmıştır. Bu değişiklikler ile özelleştirme kavramı ilk defa Anayasa'ya girmiştir.

Elektrik Piyasasında Yeni Dönem: Elektrik Piyasası Kanunu

Verilen alım-ödeme garantileri ve bu garantilerin uzun vadeli oluşu, elektriğin çok yüksek fiyattan satılması gibi sonuçlar, 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı'nda belirtilen rekabetçi piyasanın oluşturulmasına ters düşmüştür. Bu aşırı yüksek tarifelerle elektrik

enerjisi alım-ödeme garantilerinin uzun dönemde TEAŞ ve Hazinesinin üzerine büyük yük getireceği görülmüştür. Dünya Bankası ve IMF'in bu tip sözleşmelere karşı çıkması, Avrupa Birliği'ne uyum sürecinde elektrik piyasalarında düzenlemelerin gerekli oluşu nedeniyle ve 1999 yılında uygulanmaya başlanan ekonomik istikrar programına destek verme şartlarından biri olarak, 4628 Sayılı EPK 20 Şubat 2001 tarihinde yasalaşarak 3 Mart 2001'de Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Bu yasa ile, Türkiye'de elektrik piyasasında düzenleme yapılması ve yeniden yapılandırılması öngörülmekte, Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu oluşturulmaktadır. 18 Nisan 2001 tarihinde Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun yasalaşması ile kanunda değişiklikler yapılarak kurulun adı "Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu" olarak değiştirilmiştir. 4 Aralık 2003 tarihinde kabul edilen Petrol Kanunu ile bu kurul, elektrik, doğal gaz ve petrol piyasalarının düzenlenmesinden, denetlenmesinden sorumlu olmuştur. Yasa ile yapılan en önemli yapısal değişiklik, TEAŞ'ın üçe bölünmesidir. TEAŞ'ın bölünmesi ile oluşan kuruluşlar;

- a) Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)
- b) Türkiye Elektrik İletim A. Ş. (TEİAŞ)
- c) Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A. Ş. (TETAŞ)'dir.

Yasaya göre üretim faaliyetleri; özel şirketler, kamu adına elektrik üreten EÜAŞ ve diğer kamu şirketleri, otoprodüktör ve otoprodüktör grupları tarafından gerçekleştirilebilir. Uygulamada devletin üretimdeki payı yüksek olmasına karşın, özel sektörün payı hızla artmaktadır.

İletim faaliyeti ise TEİAŞ tarafından yürütülmektedir. İletim faaliyeti Kanun ile üretim ve dağıtımdan ayrılarak bağımsız bir hizmet sistemi haline gelmiştir.

Dağıtım faaliyetinde ise ülke 21 bölgeye bölünmüş ve her bir bölge bir elektrik dağıtım şirketine verilerek özelleştirilmiştir.



Şekil 2.5 : Dağıtım bölgeleri coğrafi kapsamı [46].

Türkiye genelinde 21 tane dağıtım şirketi bulunmaktadır. Çizelge 2.3'te bu şirketlerin isimleri listelenmiştir. Her bir şirketin dağıtım hizmetini gerçekleştirdiği belli bölgeler bulunmaktadır. Şekil 2.6'dan da görüleceği gibi 1 numara ile gösterilmiş bölge Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye aitken; 21 numara ile gösterilmiş bölgenin elektrik enerjisi dağıtım işlemlerini Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş. gerçekleştirmektedir.

Çizelge 2.3 : Dağıtım şirketleri listesi [46].

1. Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.	8. Meram Elektrik Dağıtım A.Ş.	15. Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.
2. Vangözü Elektrik Dağıtım A.Ş.	9. Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.	16. Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.
3. Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.	10. Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.	17. Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.
4. Çoruh Elektrik Dağıtım A.Ş.	11. Gediz Elektrik A.Ş.	18. Kayseri ve Cıvri Elektrik .A.Ş.
5. Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş.	12. Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.	19. Menderes Elektrik Dağıtım A.Ş.
6. Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.	13. Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.	20. Göksu Elektrik Dağıtım A.Ş.
7. Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.	14. İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş.	21. Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş.

Toptan satış faaliyetinde faaliyet gösterebilecek tüzel kişiler TETAŞ ve özel sektör toptan satış şirketleridir. Bu şirketler, üretilen elektriği üretim şirketlerinden satın alan,

elektriğin iletimini TEİAŞ sistemi ile yapan ve bunu serbest tüketicilere toptan satan şirketlerdir.

TETAŞ, kamu adına toptan elektrik satış ticaretini yürütecek olan kamu tüzel kişiliğidir. TETAŞ özellikle EÜAŞ'a ait santrallarda üretilen elektriğin pazarlanmasından sorumludur.

Bu alandaki faaliyetler sadece perakende satış şirketleri tarafından gerçekleştirilecektir. Perakende satış faaliyetinde faaliyet göstermek isteyen tüzel kişiler perakende satış lisansı almak zorundadır. 2009 yılında kanunda yapılan değişiklikle dağıtım şirketleri üretim ve perakende satış faaliyetlerini 1 Ocak 2013 tarihi itibari ile ayırmışlardır.

EPK'ya göre kurul onayı ile elektrik enerjisi ithalatı ve/veya ihracatı, TETAŞ, özel sektör toptan satış şirketleri, perakende satış şirketleri ve perakende satış lisansı almış dağıtım şirketleri tarafından kanun, ilgili yönetmelikler, lisanslar, şebeke yönetmeliği ve dağıtım yönetmeliği uyarınca yapılır.

EPK Sonrası Gelişmeler

EPK ile piyasanın liberizasyonu amaçlanırken; üretim, satış ve kısmen de olsa dağıtım faaliyetlerinde serbest rekabet koşullarının oluşturulması amaçlanmıştır. Kanunun uygulanabilmesi için DPT'nin hazırladığı ve Yüksek Planlama Kurulu tarafından imzalanan Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi 17 Mart 2004 tarihinde ortaya çıkmıştır. Bu belge ile sektörde yapılacak olan özelleştirme çalışmaları zamana yayılmakta, eylem planı belirlenmekte ve özelleştirmede öncelik dağıtım sektörüne verilmektedir. Belgeye göre elektrik piyasasında serbest piyasaya tam anlamı ile geçiş 2011 yılında tamamlanmıştır.

Elektrik piyasasının liberalleşmesinde en önemli adım, sektörde yapılacak özelleştirmelerdir. Elektrik tesislerinin özelleştirilmesindeki temel amaç, özel girişimcilerin faaliyette bulunabileceği ve rekabet gücü yüksek bir sektör yaratmaktır. Kanunun yürürlüğe girmesinden önce ve hemen sonra üretim faaliyetinde özelleştirmeye başlanması istenmiş, son noktada özelleştirmelere öncelikle dağıtım faaliyetinden başlanması kararlaştırılmıştır. Önceliğin dağıtım faaliyetine verilmesinin en önemli nedeni, bu alanda oluşmuş verimsizlikleri ortadan kaldırmak ve düzeltmektir. Bunun en önemli sonucu, kayıp kaçığın önlenmesi olacaktır. Bu nedenle, bu alanda yapılacak özelleştirmeler ile kayıp kaçak oranı en aza indirilerek

piyasada güçlü dağıtım şirketlerinin oluşturulması hedeflenmektedir. Bu sayede özel dağıtım şirketleri piyasaya güven verecek ve üretim sektörüne çok sayıda özel şirketin girmesini sağlayabilecektir. Çünkü üretim şirketleri kendilerine güven verebilecek, çalışır ve güvenilir bir dağıtım faaliyeti talep etmektedirler [47].

Çizelge 2.4 : Elektrik piyasası için belirlenen yol haritası [47,48].

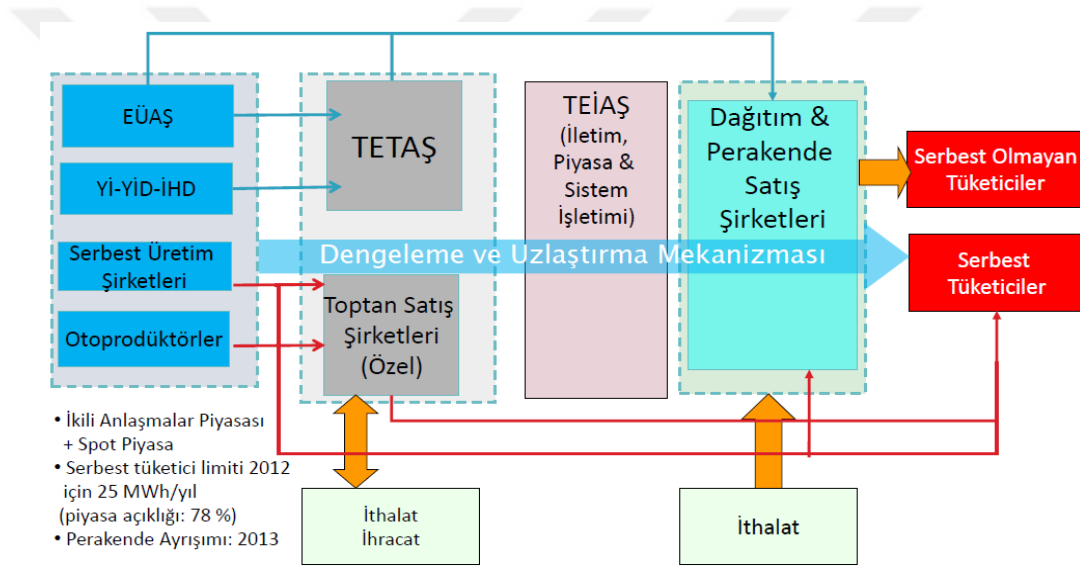
Kısa Vade	Orta Vade	Uzun Vade
Hidroelektrik santrallerinin Devlet Su İşleri (DSİ)'den EÜAŞ'e devri	Piyasa yönetim sistemi ve donanım altyapısının oluşturulması	Özelleştirmenin tamamlanması
Hesapların ayrıştırılmasının tamamlanması	Piyasa yönetim (dengeleme ve uzlaştırma) sisteminin etkin olarak faaliyete geçmesi	Piyananın tamamen serbestleştirilmesi
Gerçek maliyetleri yansıtan fiyatların uygulanması	TEİAŞ'ın özerkleştirilmesi	Piyasa işletmecisinin sistem işletmecisinden ayrı yapılandırılması
Geçiş dönemi süresince tüketicilerin desteklemesi	Bölgesel talep tahminlerinin yapılması	Yükümlenilen maliyetlerin sıfırlanması
Özelleştirme yönteminin belirlenmesi ve uygulamaya geçilmesi	Elektrik piyasası endeksinin oluşturulması	
Kamu bünyesinde fazla üretim kapasitesinin özel sektöre tahsisi		
Düzenlemeye tabi ikili anlaşmaların yapılması		

9 Temmuz 2008 tarihinde Meclis'te EPK'da değişiklik öngören tasarı kabul edilmiştir. Bu değişikliğin nedeni kamunun elektrik arz güvenliğini sağlamada yetersiz kalmasıdır. Yeni kanun, üretimdeki muhtemel açığı engellemek amacıyla yeni ölçüler sağlamaktadır. Değişiklikle arz güvenliği kavramı ilk kez elektrik piyasasına tanıtılmıştır.

Günümüz Elektrik Piyasası İşleyişi

EPK'nın amacı "elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır". Kanunun amaç maddesinde; "rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması" ifadesi yer almaktadır.

EPK'nın amaçlarının gerçekleştirilmesi için piyasanın işleyiş şeklini doğru yorumlamak oldukça önemlidir.



Şekil 2.6 : Türkiye elektrik piyasasında taraflar ve enerji akışı [49].

Türkiye’de elektrik üretim tarafında özel sektörün payı sürekli artarak 2013 yılı itibariyle %42 seviyelerine ulaşmıştır. Özel sektör eliyle işletilen Yİ, YİD santralleri ve otoprodüktörler de dikkate alındığında bu oran %56'lara ulaşabilmektedir. Desteklenebildiğinde, Türkiye elektrik sektörünün Avrupa'nın en etkin çalışan en rekabetçi pazarlarından biri olacağı öngörülmektedir [13].

Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü 2014 sonu itibariyle 69519,76742 MW'a ulaşmıştır. Toplam kurulu gücün yaklaşık %44'ü tek başına EÜAŞ ve EÜAŞ'ın bağlı ortaklıklarından oluşmaktadır. Termik ağırlıklı bir üretim portföyüne sahip Türkiye’de doğalgaz santrallerinin de yoğun olarak tercih edildiği görülmektedir. 2011 yılında üretilen 229,4 milyar KWh elektriğin %45,4'ü doğalgazdan üretilmiştir.

Doğalgazın toplam üretim içinde büyük paya sahip olması nedeniyle, doğalgaz fiyatları elektrik fiyatları üzerinde çok etkili olabilmektedir.

Elektrik üretiminde özel sektör yatırımları arttıkça ve kamu mülkiyetindeki üretim tesisleri büyük oranda özelleştikçe, elektrik arzında rekabetçi ve etkin bir piyasa oluşmaktadır. Elektrik arzında kamunun payının sınırlı olması bu noktada çok önemlidir. Kamunun yüksek oranda paya sahip olduğu piyasada serbest rekabetten ve serbest fiyat oluşumundan söz etmek mümkün değildir.

Tedarikçisini serbestçe seçebilme hakkına sahip tüketiciler için belirlenen Serbest Tüketici Limiti 2012 yılında 25000 KWh olarak açıklanmıştır. 2014 yılında ise bu limit 4500 kWh'e çekilmiştir. Serbest tüketici limitinin yıllar itibariyle gelişimi ise şöyledir:

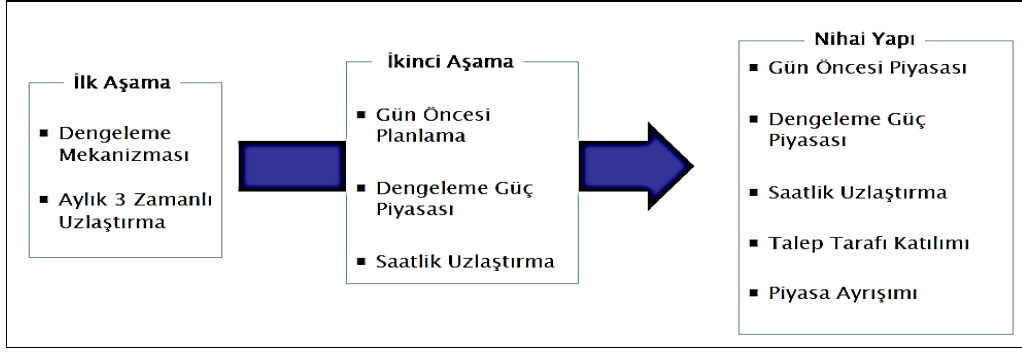
Çizelge 2.5 : Yıllara göre serbest tüketici limiti [70].

Yıl	Limit (kWh)	Yıl	Limit (kWh)
2003	9.000.000	2009	480.000
2004	7.800.000	2010	100.000
2005	7.700.000	2011	30.000
2006	6.000.000	2012	25.000
2007	3.000.000	2013	5.000
2008	1.200.000	2014	4.500

Serbest tüketici limitinin 25.000 kWh olmasıyla piyasa açıklık oranı yaklaşık olarak %77'ye ulaşmıştır.

Dengeleme ve Uzlaştırma Mekanizması

Bu mekanizma, Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nde "aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin dengelenmesi ve uzlaştırması" olarak tanımlanmaktadır. Dengeleme, elektrik enerjisi arz ve talebini dengede tutmak amacıyla yürütülen faaliyetleri; uzlaştırma, dengeleme mekanizmasından ve/veya enerji dengesizliğinden doğan alacak ve borç miktarlarının hesaplanması ve ilgili alacak-borç bildirimlerinin hazırlanması işlemlerini ifade etmektedir [51]



Şekil 2.7 : Dengeleme ve uzlaştırma mekanizması [52].

Türkiye elektrik piyasasının genel karakteristiği 2001 tarih ve 4628 sayılı EPK ile ana hatlarıyla düzenlenmiştir. 2001 yılından sonra piyasanın işlerlik kazanabilmesi için gereken zaman 3 döneme ayrılmıştır. 2006 yılı ikinci yarısı itibari ile kaydedilmesi düşünülen aşama yalnızca bir Dengeleme Mekanizması oluşturmaktır. Bu dönem “Geçiş Dönemi” diye adlandırılır. İkinci aşamada ilk aşamada aylık olarak yapılan uzlaştırma saatlik olarak yapılmaya başlanmıştır. Nihai dönem ise elektrik piyasasının detaylı olarak olduğu, yapılacak değişikliklerin mikro düzeyde olduğu ve kullanıcıların piyasanın işlerliğine adapte olduğu dönemdir.

Tüm bunların ardından, piyasanın analizini doğru yapabilmek için Nihai Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin piyasa işleyişine katkılarını incelemek gerekir.

Nihai Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile:

- Gün öncesi ve Gün içi piyasası ayrıştırılmaktadır. Buna göre, Gün öncesi teklifleri (ilk aşamada Gün Öncesi Planlama, ikinci aşamada Gün Öncesi Piyasası) ve gün içi teklifleri (Dengeleme Güç Piyasası) ayrı ayrı verilmektedir.
- Uzlaştırma saatlik bazda yapılmaktadır.
- Ticari faaliyetin çok büyük bir kısmı Gün Öncesinde gerçekleşmekte, Gün içerisinde ise sistem emniyeti ön plana çıkmaktadır.
- Denge sorumluluğu kavramı getirilmiştir. Denge sorumluluğu içinde, katılımcılara “dengeden sorumlu grup” oluşturma imkanı sunulmuştur.

Gün Öncesi Piyasası Mekanizması

- Katılımcılar tarafından tekliflerin sunulması (11:30)

- Sistem İşletmecisi tarafından yük tahmini yapılması (11:30)
- Sistem İşletmecisi tarafından kısıtların sisteme girilmesi (11:30)
- Piyasa İşletmecisi tarafından sistemin çalıştırılarak marjinal fiyatların ve alış / satış miktarlarının belirlenmesi (13:00)
- İtiraz süreci (13:30)
- Gün öncesi programının sonuçlandırılması (14:00) [52]

Amacı

- Piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalarına ek olarak bir sonraki gün için enerji alış ve satışı yapma fırsatı tanıyarak, üretim ve/veya tüketim ihtiyaçları ile sözleşmeye bağlanmış yükümlülüklerini gün öncesinde dengeleme olanağını sağlamak,
- Sistem İşletmecisi'ne gün öncesinden dengelenmiş bir sistem sağlamak,
- Elektrik enerjisi referans fiyatını belirlemek,
- Teklif bölgeleri oluşturularak, Sistem İşletmecisi'ne gün öncesinden kısıt yönetimi yapabilme imkanı sağlamak [52].

Dengeleme Güç Piyasası Mekanizması

- Sistem İşletmecisi'ne kesinleşmiş gün öncesi üretim / tüketim programlarının sunulması (16:00)
- Sistem İşletmecisi'ne yük alma, yük atma tekliflerinin sunulması (16:00)
- Sistem İşletmecisi tarafından hatalı bildirimlerin kontrol edilmesi ve düzeltilmesinin sağlanması (17:00)
- Tekliflerin sistem ihtiyaçları doğrultusunda Sistem İşletmecisi tarafından değerlendirilerek kullanılması (17:00...)

Amacı

- Sistem güvenliğini sağlamak,
- Enerji kalitesini artırmak,
- Yan hizmetlerle sağlanan frekans kalitesini desteklemek ve sürekliliğini sağlamak,
- Sistem güvenliğini sağlamak,
- Dengesizlik fiyatını belirlemektir (SMF) [52] .

Saatlik Uzlaştırma Mekanizması

- Sayaç değerlerinin Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'ne (PMUM) ulaştırılması (ayın ilk 4 günü) (Mart 2015 itibari ile piyasa fiyatı oluşturmak için gereken bilgiler Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi'ne iletilmektedir)
- n uzlaştırma bildirimlerinin hazırlanması (ayın 6 ncı günü)
- Nihai uzlaştırma bildirimlerinin hazırlanması (ayın 11 inci günü)
- Faturalama süreci (ayın 15 inci günü) [52]

Amaç

- Piyasa faaliyetleri sonucunda oluşan alacak / borç hesaplamalarını yapmak ve faturalama için gerekli bilgileri sağlamak,
- Dengeleme maliyetlerini maliyetlere neden olan piyasa katılımcılarına yansıtılmak suretiyle sıfır bakiye düzeltme kaleminin miktarını azaltılmak,
- Günlük avans ödemeleri ile beraber tahsilat süresini azaltılmak piyasa katılımcılarından alınması gereken teminat tutarını düşürmektir.



3. ELEKTRİK ENERJİSİ TALEBİ TAHMİN YÖNTEMLERİ

1970’li yıllardan itibaren tüm Dünya’da enerji konusu ve enerji talebi merak konusu olmaya başlamış ve bu yönde birçok yerli ve yabancı çalışmalar yapılmış, halen de yapılmaya devam edilmektedir [53].

3.1. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini İçin Kullanılan Yöntemler

Çekilen yüklerle orantılı olan elektrik enerjisi talebinin belirlenmesinde, yük tahmin yöntemleri de referans olabilmektedir. Yük ve talep tahmininde sık kullanılan yöntemler; Eğri Uydurma Yöntemi, Ortalama Artış Yüzdesi Kullanımı, Son Kullanım Yöntemi, Yüzeysel Yük Tahmini, Regresyon Analizi, Yapay Sinir Ağı Kullanımı olarak sıralanabilmektedir.

3.1.1 Eğri uydurma yöntemi (Curve fitting method)

Bu yöntemde, geçmişe ait puant güç ya da enerji tüketim değerlerinin zamana göre değişimleri kullanılarak gelecekteki yük değerleri için tahmin yapılır. Eğri uydurma yönteminde kullanılan fonksiyonlardan bazıları:

$$\text{Doğru } y = a + bt \quad (3.1)$$

$$\text{Parabol } y = a + bt + ct^2 \quad (3.2)$$

$$\text{S Eğrisi } y = a + bt + ct^2 + dt^3 \quad (3.3)$$

$$\text{Eksponansiyel } y = c.e^{dt} \quad (3.4)$$

$$\text{Gompertz } y = a.e^{b.e^{ct}} \quad (3.5)$$

biçimindedir.

Bu fonksiyonlarda y , güç ya da enerji tüketimini, t zamanı, a , b , c ve d sabitleri ifade eder. Sabitleri hesaplamak için genellikle en küçük kareler yönteminden faydalanılır. Eğri uydurma yöntemi sadece geçmiş yük veya enerji tüketim verilerine dayandığı için, verilerin doğruluğu ve yeterliliğine bağlı olarak yapılan tahminlerde belirsizlikler oldukça fazla olabilmektedir [54].

3.1.2 Ortalama yıllık artış yüzdesi kullanımı (Average annual percent increase usage)

Geçmişe ait yıllık bazda örnek değerlerin ortalama artış oranının gelecekte devam edeceği düşünülerek yapılan tahmindir. Bu yöntem için kullanılan genel formül aşağıda verilmektedir.

$$Y=y_0.(1+\varepsilon)^t \quad (3.6)$$

Burada y_0 , son örnek yıldaki değeri ε , yıllık yüzde artış oranını y , y_0 'dan t süre kadar sonraki tahmin değerini ifade eder. Bu yöntemde Türkiye'nin yıllık enerji talebinin ortalama %10-12 arttığı düşünülürse, 6-7 yılda bir enerji talebinin iki kat arttığı hesaplanabilir. ABD'nde ise enerji ihtiyacı yılda yaklaşık olarak %6 oranında arttığından, iki kat artış ancak 10 yılda gerçekleşebilmektedir. Bu yöntem yaklaşık sonuç verdiği için, çok uzun süreli tahminlerde kullanılmaz, daha çok planlamaya ilişkin ön çalışmalarda geçerlidir [55].

3.1.3 Son kullanım yöntemi

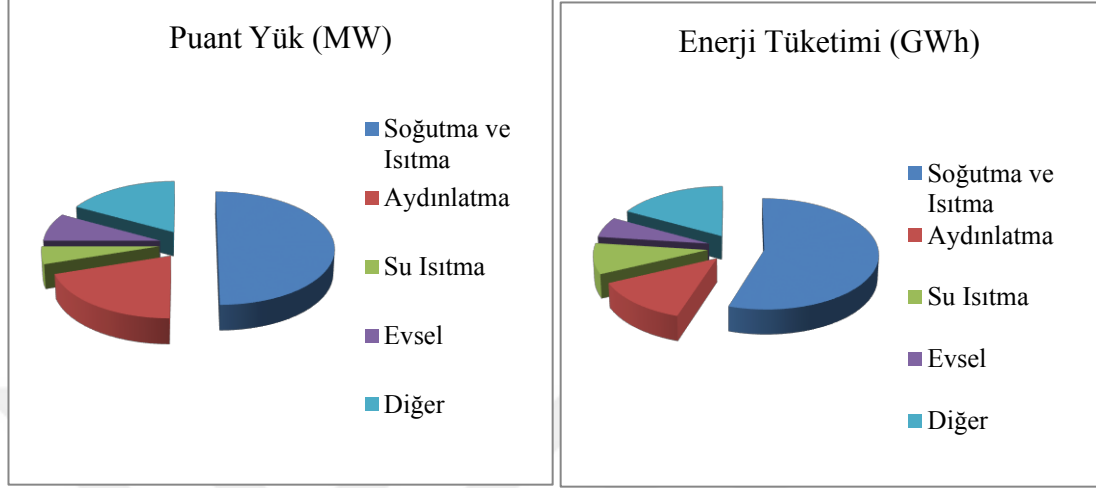
Bu yöntemde, tüketici gruplarına ait tüm elektrik donanımlarının sayıları, güçleri, kullanım süreleri (enerji tüketimleri) bilgilerinden yola çıkılarak, bu donanımların eskimesi, satışları, mevcut durumları, verimlilik değişimi geçmiş ve gelecek için incelenmekte ve bu verilere dayanılarak tahminler yapılmaktadır. Daha sonra tüm donanımlar için enerji tüketim ve puant yük tahminleri toplanarak sonuca gidilmektedir [56].

Örnek olarak konut enerji tüketim ve puant yük tahmininde, yöntem için yapılan işlemler;

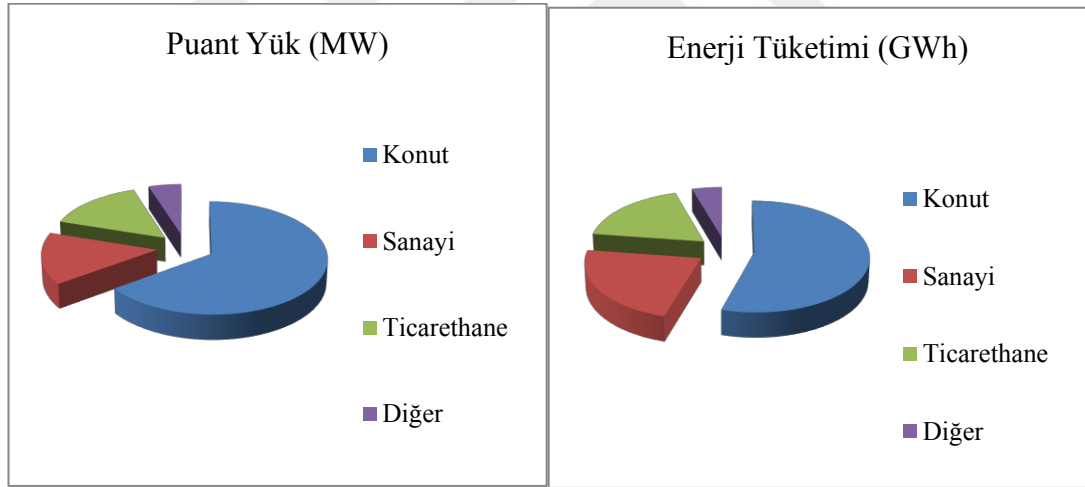
1. Konut sayısının tahmini,
2. Mevcut elektrikli donanımların belirlenmesi,
3. Yeni donanımların tahmini,
4. Eskime, değişim ve yeni satışların tahmini,
(yeni kullanım oranı = yeni cihaz / yeni konut oranının elde edilmesi.)
5. Mevcut donanımların güç değerlerinin ve kullanım sürelerinin belirlenmesi,
6. Her donanımın gelecekteki verimlilik artış tahmini,

7. Enerji tüketim ve puant yük tahmini, olarak sıralanabilir.

Şekil 3.1 ve Şekil 3.2’de konutlarda tüketiciler için son kullanım kategorilerinden genel değerlere ulaşılması gösterilmektedir.



Şekil 3.1 : Konut tüketicilerinin puant yük ve elektrik enerjisi tüketim değerlerinin elektrikli donanım gruplarının kullanımına göre elde edilmesi [57].



Şekil 3.2 : Konut, sanayi, ticarethane ve diğer alanlar için kullanım kategorileri [57].

Son kullanım yönteminde gerekli veriler sağlıklı olarak elde edildiğinde sonuçlar da tatmin edici olmaktadır. Detaylı veriler gerektiği ve bu verilerin sağlıklı elde edilmesi son derece güç olduğu için, tahmin sonuçları da yeterince güvenilir olamamaktadır.

3.1.4. Yüzeysel yük tahmini (Surface load forecasting)

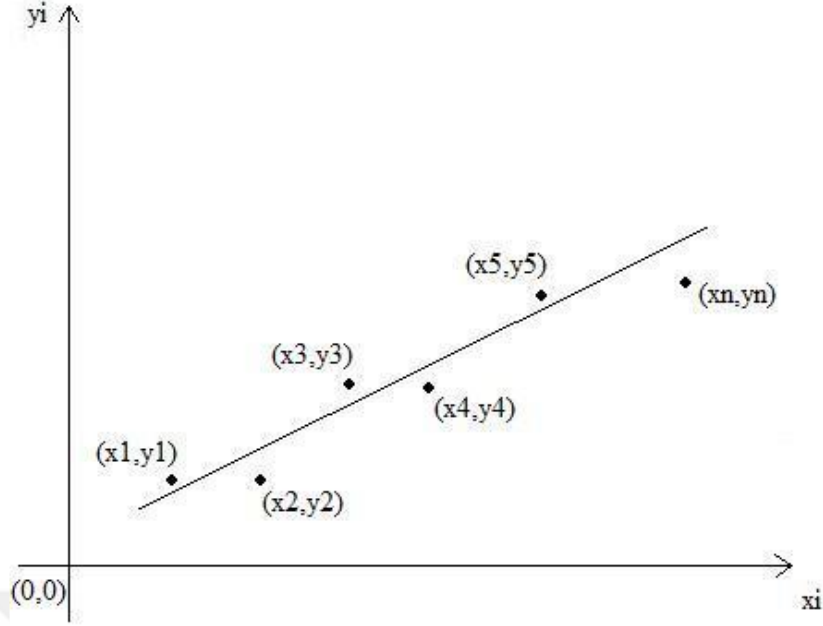
Bu yöntemde önemli olan iki unsur yük tahmini ve büyüme karakteristiğidir. Örneğin binalar için yük tahmini yapılırken yaşam alanları aşağıdaki şekilde, tüketici çalışma sınıflarına ayrılabilir.

1. Yerleşim yeri 1: Kırsal bölgeler (çiftlikler)
2. Yerleşim yeri 2: Tek katlı müstakil evler
3. Apartmanlar: Apartmanlar, dubleks evler, villalar
4. Ticarethaneler: Dükkanlar, marketler
5. Ofisler: Ofisler ve serbest meslek gruplarına ait bürolar,
6. Yüksek binalar: Plazalar, gökdelenler
7. Küçük Sanayi: Küçük iş yerleri ve küçük ölçekli fabrikalar
8. Depolar: Depolar
9. Ağır Sanayi: Büyük ölçekli fabrikalar
10. Resmi Daireler: İdari kurumlar, okullar, hastaneler

Küçük ve orta ölçekli yerleşim yerlerinde yük tahmini için kullanılan sınıflandırma biçimleri; yer renklendirme yöntemi ve arazi kullanım yöntemidir.

3.1.5. Regresyon analizi

Regresyon analizinde x_i serbest değişkenleri ile y_i bağımlı değişkenleri arasındaki ilişki matematiksel bir fonksiyon olarak elde edilir. Bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki dağılım diagramının çizilmesi ile, iki değişken arasında bir bağlantının kurulup kurulamayacağına, eğer kuruluyorsa nasıl bir fonksiyonun ele alınacağına karar verilebilir. Ayrıca polinomsal fonksiyonun kaçınıcı dereceden olacağına karar verilebilir. Regresyon analizinde kullanılacak fonksiyonun katsayılarını tespit etmek için en küçük kareler yöntemi kullanılır. n tane x serbest değişkeninin (x_1, x_2, \dots, x_n) değerlerine karşılık gelen n tane y değişkeninin (y_1, y_2, \dots, y_n) değerlerinin olduğunu varsayalım. Bu durum Şekil 3.2'deki gibi dağılım diagramında n adet nokta belirtir [57].



Şekil 3.3 : (x_i, y_i) Değişkenlerin dağılım diyagramı [57]

Değişkenlerin dağılımı yaklaşık olarak bir doğruya benzediğinden doğrusal regresyon göz önüne alınır. Noktalar arasından geçen doğrunun denklemi aşağıdaki gibidir;

$$y = f(x) = a + bx \quad (3.7)$$

Doğrunun her x_i değerine karşılık gelen noktası $f(x_i)$ dir. Böylece her bir gerçek y_i değerine doğru üzerinde $f(x_i)$ teorik değeri karşılık gelecektir. Noktalar arasından geçirilen doğrunun iki değişken arasındaki ilişkiyi en iyi şekilde temsil etmesi için a ve b katsayılarının; n nokta için gerçek ve teorik koordinatların aralarındaki farkların karelerinin toplamı minimum olacak şekilde seçilmesi gerekmektedir.

Regresyon denklemleri bize bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki gerçek ilişkiyi değil de, noktaların dağılımına göre teorik ortalama bir ilişkiyi gösterir. Bu yüzden gerçek değer olan bir x değerine karşılık tahmin edilen $f(x_i)$ değeri regresyon fonksiyonunun üzerinde olacaktır. Ancak pratikte gerçekleşen değerler regresyon fonksiyonunun civarında dağılmışlardır. Bu yüzden bulacağımız tahmin değerlerinde hatalar meydana gelecektir. Hata payının küçülmesi bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki ilişkinin kuvvetlilik derecesine bağlıdır. Bu ilişki ne kadar kuvvetli ise regresyon analizi ile bulacağımız tahmin değerindeki hata o oranda azalacaktır. Bağımlı veya bağımsız değişkenler arasındaki ilişkinin derecesini ve önemini inceleyen teknik, korelasyon tekniğidir.

3.1.6. Yapay sinir ağıları

YSA, insan beyninden esinlenerek geliştirilmiş, ağırlıklı bağlantılar aracılığıyla birbirine bağlanan ve her biri kendi belleğine sahip işlem elemanlarından oluşan paralel ve dağıtılmış bilgi işleme yapılarıdır. Bir başka deyişle YSA, biyolojik sinir ağılarını taklit eden bilgisayar programlarıdır. YSA zaman zaman bağlantıcılık (connectionism), paralel dağıtılmış işlem, sinirsel-işlem, doğal zeka sistemleri ve makine öğrenme algoritmaları gibi isimlerle de anılmaktadır. YSA bir programcının geleneksel yeteneklerini gerektirmeyen, kendi kendine öğrenme düzenekleridir. Bu ağlar öğrenmenin yanı sıra, ezberleme ve bilgiler arasında ilişkiler oluşturma yeteneğine de sahiptir. YSA yönteminde insan beyninin bazı organizasyon ilkelerine benzeyen özellikler kullanılmaktadır. YSA bilgi işleme sistemlerinin yeni neslini temsil ederler. Genel olarak YSA model seçimi ve sınıflandırılması, işlev tahmini, en uygun değeri bulma ve veri sınıflandırılması gibi işlerde başarılıdır. Geleneksel bilgisayarlar ise özellikle model seçme işinde verimsizdir ve sadece algoritmaya dayalı hesaplama işlemleri ile kesin aritmetik işlemlerde hızlıdır [58].

Birçok yapay sinir ağı tipi bulunmakla birlikte, bazılarının kullanımı diğerlerinden daha yaygındır. En çok kullanılan yapay sinir ağı, geri yayımlı yapay sinir ağı olarak bilinir. Bu tip yapay sinir ağı tahmin ve sınıflandırma işlemlerinde çok iyi sonuçlar vermektedir. Bir başkası Kohonen Öz Örgütlemeli Harita'dır. Bu tip sinir ağıları, karışık bilgi kümeleri arasında ilişki bulma konusunda başarılı sonuçlar vermektedir. Belirsiz, gürültülü ve eksik bilgilerin işlenmesinde YSA başarıyla kullanılmaktadır. Teknolojik gelişme olarak da görülmesi gereken YSA metodolojisi, özellikleri ve yapabildikleri sayesinde önemli üstünlükler sunmaktadır.

YSA'nın hesaplama ve bilgi işleme gücünü, paralel dağılımı yapısından, öğrenbilme ve genelleme yeteneğinden aldığı söylenebilir. Genelleme, eğitim ya da öğrenme sürecinde karşılaşılmayan girişler için de YSA'nın uygun tepkileri üretmesi olarak tanımlanır. Bu üstün özellikleri, YSA'nın karmaşık problemleri çözebilme yeteneğini gösterir. Aşağıdaki özellikleri nedeniyle, günümüzde birçok bilim alanında YSA etkin olmuş ve uygulama yeri bulmuştur.

Doğrusal Olmama: YSA'nın temel işlem elemanı olan hücre, doğrusal değildir. Dolayısıyla hücrelerin birleşmesinden meydana gelen YSA da doğrusal değildir. Bu

özelliği ile YSA, doğrusal olmayan karmaşık problemlerin çözümünde en önemli araç olmaktadır.

Öğrenme: YSA'nın arzu edilen davranışı gösterebilmesi için amaca uygun olarak ayarlanması gerekir. Bu, hücreler arasında doğru bağlantıların yapılması ve bağlantıların uygun ağırlıklara sahip olması gerektiğini ifade eder. YSA'nın karmaşık yapısı nedeniyle bağlantılar ve ağırlıklar önceden ayarlı olarak verilemez ya da tasarlanamaz. Bu nedenle YSA, istenen davranışı gösterecek şekilde ilgilendiği problemden aldığı eğitim örneklerini kullanarak problemi öğrenmelidir.

Genelleme: YSA, ilgilendiği problemi öğrendikten sonra eğitim sırasında karşılaşmadığı test örnekleri için de arzu edilen tepkiyi üretebilir. Örneğin, karakter tanıma amacıyla eğitilmiş bir YSA, bozuk karakter girişlerinde de doğru karakterleri verebilir ya da bir sistemin eğitilmiş YSA modeli, eğitim sürecinde verilmeyen giriş sinyalleri için de sistemle aynı davranışı gösterebilir.

Uygulanabilirlik: YSA, ilgilendiği problemdeki değişikliklere göre ağırlıklarını ayarlar. Yani, belirli bir problemi çözmek amacıyla eğitilen YSA, problemdeki değişimlere göre tekrar eğitilebilir, değişimler devamlı ise gerçek zamanda da eğitime devam edilebilir. Bu özelliği ile YSA, uyarlamalı örnek tanıma, sinyal işleme, sistem tanılama ve denetim gibi alanlarda etkin olarak kullanılır.

Hata Toleransı: YSA, çok sayıda hücrenin çeşitli şekillerde bağlanmasıyla oluştuğundan paralel dağılmış bir yapıya sahiptir ve ağırlıklı bilgi, ağdaki bütün bağlantılar üzerine dağılmış durumdadır. Bu nedenle, eğitilmiş bir YSA'nın bazı bağlantılarının hatta bazı hücrelerinin etkisiz hale gelmesi, ağırlıklı doğru bilgi üretmesini önemli ölçüde etkilemez. Bu nedenle, geleneksel yöntemlere göre hatayı tolere etme yetenekleri son derece yüksektir.

Donanım ve Hız: YSA, paralel yapısı nedeniyle büyük ölçekli entegre devre (VLSI) teknolojisi ile gerçekleştirilebilir. Bu özellik, YSA'nın hızlı bilgi işleme yeteneğini artırır ve gerçek zamanlı uygulamalarda arzu edilir.

Analiz ve Tasarım Kolaylığı: YSA'nın temel işlem elemanı olan hücrenin yapısı ve modeli, Bölüm 3.1'de açıklandığı gibi bütün YSA yapılarında yaklaşık aynıdır. Dolayısıyla, YSA'nın farklı uygulama alanlarındaki yapıları da standart yapıdaki bu hücrelerden oluşacaktır. Bu nedenle, farklı uygulama alanlarında kullanılan YSA'ları

benzer öğrenme algoritmalarını ve teorilerini paylaşabilirler. Bu özellik, problemlerin YSA ile çözümünde önemli bir kolaylık getirecektir.

Çizelge 3.1 : YSA üstünlük ve sakıncaları.

Üstünlükleri	Sakıncaları
Matematiksel modele ihtiyaç duymazlar.	Sistem içerisinde ne olduğu bilinemez.
Kural tabanı kullanımı gerektirmezler.	Bazı ağlar hariç kararlılık analizleri yapılamaz.
Öğrenme kabiliyeti vardır ve farklı öğrenme algoritmalarıyla öğrenebilirler.	Farklı sistemlere uyarlanması zor olabilir.

3.2. Elektrik Enerjisi Talep Tahmini İçin Kullanılan Parametreler

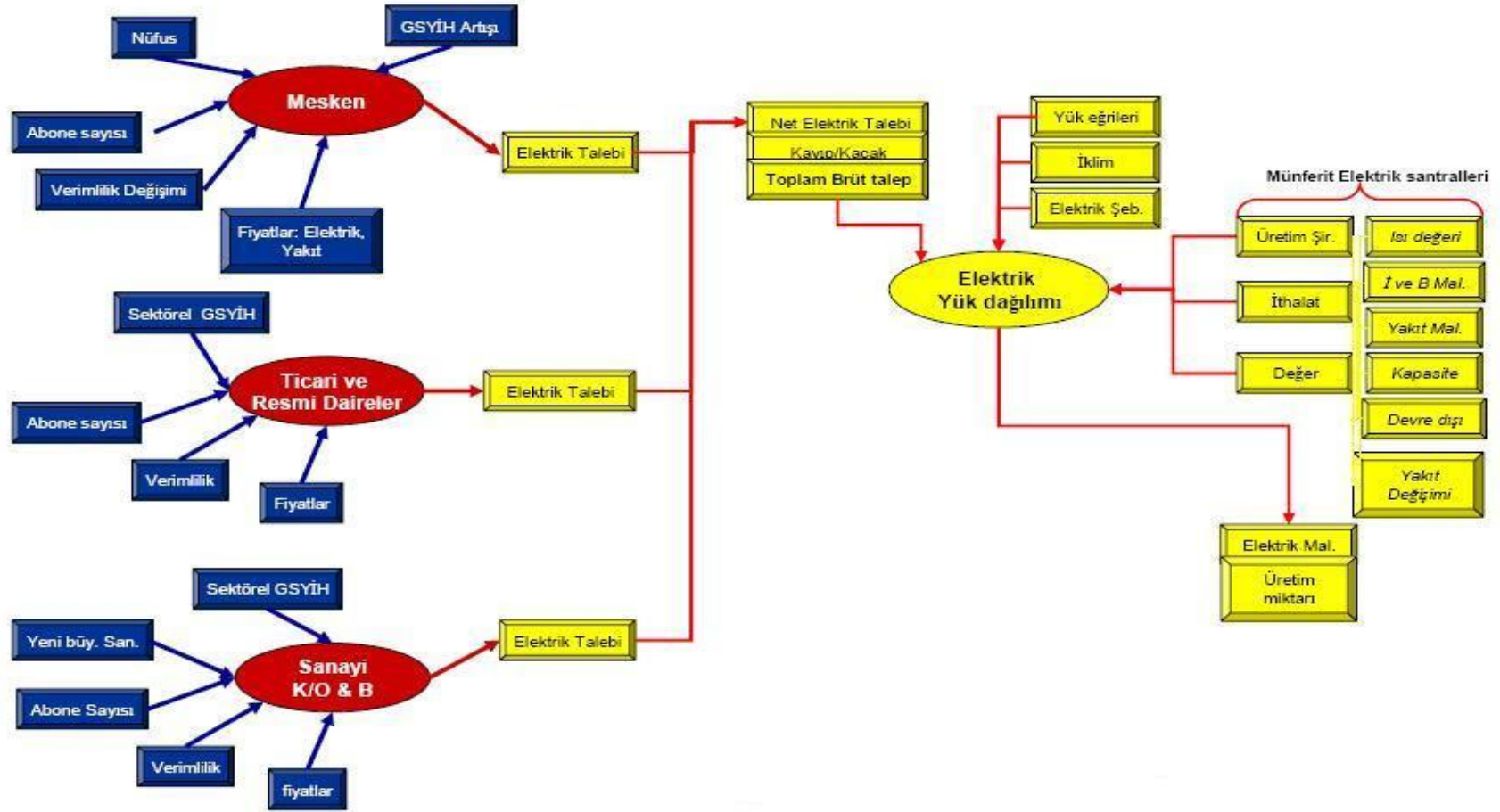
Elektrik enerjisi talebine etki eden faktörler, etki derecelerine bağlı olarak elektrik talep tahmin modellerinde ‘girdi’ olarak kullanılmaktadır. Bu girdilere örnekler aşağıda verilmektedir.

Sektörel katma değerler, nüfus, demografi, çok odalı konut yüzdesi ve konut sahipliği artış oranı, elektrikli hane ve köy oranı, teknolojik gelişmeler ve elektrikli iş aleti kullanımı yaygınlaşma oranı, istihdam verisi, şehirleşme oranı, elektrikten yararlanan nüfus oranı, şehir ve köy gelirleri, kişi başına milli gelir, ekonomik büyüme, GSYİH, hane sayısı, ortalama hane kişi sayısı, kişi başına düşen elektrikli alet sayısı değişimi, elektrikli aletlerin fiyatı, mevsimsel değişiklikler ve iklim koşulları, zaman, ülkenin coğrafi koşulları, alternatif enerji kaynakları fiyatı ve elektrik enerjisi birim fiyatı verilebilecek başlıca örneklerdendir.

Bu değerlendirmeler çerçevesinde, net elektrik talebinin sektörel bazda tahmin edilmesinde en büyük ağırlığa sahip iki faktörün, sektörel katma değerler ile geçmiş elektrik tüketim verileri olduğu söylenebilmektedir. Tüm dünyada elektrik talebinin sektörel dağılımına bakıldığında, tüketimdeki en büyük payın sanayi sektörüne ait olduğu görülmektedir. Dolayısıyla, sanayi sektörünün katma değeri ve alt sektörlerinin paylarındaki değişimler, elektrik talebini etkileyen en önemli parametreler olarak öne çıkmaktadır. Benzer bir şekilde, nüfus ve diğer demografik göstergeler ile bireysel refah düzeyindeki artışlar da, öncelikle en büyük kullanıcı sayısına sahip konut sektörü talebini etkilemektedir. Bunların yanı sıra, sanayi, hizmet, ulaştırma ve tarım gibi sektörler de dikkate alınarak toplam elektrik talebi hesaplanmakta ve bu yolla elde

edilen tahminler, üretim kapasite projeksiyonlarında temel ‘girdi’ olarak kullanılmaktadır [59].





Şekil 3.4 : Elektrik enerji talep tahmin modeli [71].

3.3. Talep Tahminlerine Yönelik Yasal Düzenlemeler

3154 sayılı “Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkındaki Kanun”un 2/a maddesinde belirtilen; ‘Ülkenin enerji ve tabii kaynaklara olan kısa ve uzun vadeli ihtiyacını belirlemek, temini için gerekli politikaların tespitine yardımcı olmak, planlamalarını yapmak’ görevi içerisinde ‘elektrik talep tahminlerinin üretilmesi’ açıkça ifade edilmemiş olmasına rağmen, bu işlev fiilen; ülkenin kalkınma planlarının yapılmasından ve iktisadi koordinasyonundan sorumlu eski adı ile DPT, yeni adı ile Kalkınma Bakanlığı ile eşgüdüm içerisinde, anılan Bakanlık (ETKB) tarafından yürütülmektedir. Elektrik sektöründe 2001 yılından itibaren yaşanan reform sürecinin en önemli adımı olarak çıkarılan ve tamamen rekabetçi bir piyasa yapısını ve AB’ye uyumu hedefleyen 4628 sayılı EPK ile, talep tahmin çalışmalarının piyasa oyuncuları tarafından belli teknik kriterler (ikincil mevzuat) çerçevesinde yapılması öngörülmüştür. Bir başka anlatımla, kısa vadeli elektrik enerjisi talep tahminlerinin, lisanslarında belirlenen bölgeler bazında ilgili dağıtım şirketlerince hazırlanarak TEDAŞ tarafından konsolide edilmesi (borcun vadesinin daha ileri bir tarihe alınması işlemi) ve böylece ulusal talep tahmininin elde edilmesi benimsenmiştir. Ayrıca TEDAŞ, söz konusu talep tahminlerini esas alarak elektrik enerjisi arz güvenliği için gereken üretim kapasitesini içeren elektrik arz projeksiyonunu hazırlamakla da görevli kılınmıştır. Bu projeksiyonda yer alacak bilgilerin, piyasaya girmek isteyen yatırımcılar için karar verme sürecini belirleyen en önemli unsurlardan biri olacağı düşünülmektedir [85].

EPDK tarafından 04 Nisan 2006 tarihinde yayımlanarak yürürlüğe giren; “Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkındaki Yönetmelik” ile, elektrik piyasasında üretim kapasite projeksiyonu ile iletim sistemi on yıllık gelişim raporu ve dağıtım şirketlerinin yatırım planı ile dağıtım sistemi on yıllık gelişim raporuna esas teşkil eden elektrik enerjisi talep tahminlerinin oluşturulmasına ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. Bu yönetmelikte dağıtım şirketinin dağıtım bölgesine ilişkin talep tahminlerini, bilimsel ve teknik geçerliliği olan yöntemlerle, dağıtım bölgesine özgü şartları dikkate alarak, yayımlanmış resmi makroekonomik hedefleri göz önünde bulundurarak ve gerek duyulması halinde ilgili kamu ya da özel sektör kurum ve kuruluşlarının görüşlerini de alarak yapacağı veya yaptıracığı belirtilmektedir [60].

Yönetmelikte yine talep tahminlerinin yıllık olarak 10 yıllık bir dönem için düşük, baz ve yüksek tüketim senaryoları temelinde yapılacağı, TEDAŞ tarafından yapılacak olan üretim kapasite projeksiyonu ve iletim sistemi on yıllık gelişim raporunda, dağıtım şirketleri tarafından yapılan on yıllık gelişim raporları senaryosunun baz alınacağı belirtilmiştir.

Yönetmelikte talep tahmininde kullanılacak veri seti; ekonomik, sosyal, demografik, iklimsel, çevresel veriler ve tahmin edilmeye çalışılan değişkenin geçmiş değerleri ile talep tahmin modelinin gerektirdiği bölgesel verilerden oluşturulabilecektir. İlgili kurum ve kuruluşlar tarafından yayınlanmış resmi veriler ile dağıtım şirketinin kendi bölgesine ilişkin olarak kayıt altına aldığı veriler kullanılacaktır.

Talep tahmin modelinde gereken veri setinin tahmin sonucunu nasıl etkilediği (elastikiyeti), bilimsel, mantıksal yaklaşımlarla gerçekleştirilecektir. İlgili yönetmelikte talep tahminine esas teşkil edecek modelin oluşturulmasında modelin;

- Matematiksel ifadesinin değişkenler arasındaki ilişkiyi yansıtması,
- Kullanılan açıklayıcı değişken veya değişkenler ile tahmin edilecek değişken veya değişkenler arasında ekonomik olarak anlamlı bir ilişkiyi barındırması,
- Belirlilik katsayılarının açıklama gücü açısından yüksekliği,
- Tasarımın basit ve anlaşılabilir olması,
- Ekonomi ve ekonometri teorisiyle tutarlılık sergilemesi,
- Geriye dönük olarak çalıştırılması durumunda, tahmin edilmeye çalışılan değişken veya değişkenlere ilişkin elde edilen tahminlerle, bu değişken veya değişkenlerin gerçek değerlerinin uyum göstermesi gerekmektedir.

Yönetmelikte Talep Tahmin Modeli'nin oluşturulmasını takiben modelin;

- * “Bir bütün olarak istatistiksel açıdan anlamlı olup olmadığına,
- * Çalıştırılması sonucu tahmin edilen açıklayıcı değişken veya değişkenlere ait parametre veya parametrelerin istatistiksel açıdan anlamlı olup olmadığına,
- * Yapısal açıdan süreklilik arz etmesine,
- * Çoklu doğrusallık, değişen varyans ve ardışık bağımlılık sergilemesine,
- * Uygulanacak testlerde seçilecek güven aralığının yüzde 10'u geçmemesine,

* Gereksiz bir değişkenin dışlanmasına, gerekli değişkenlerin içsellenmesi ve fonksiyonel kalıbın doğruluğuna ilişkin ekonometri ve istatistik literatüründe genel kabul görmüş testler ile, seçilen farklı yöntemler çerçevesinde oluşturulan, modelin uygunluğuna yönelik gerekli diğer testler yapılarak, bu testler sonucunda gerekli görülen düzeltme ve değişiklikler yapılır” ifadeleri yer almaktadır.

3.4. Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri

2013 – 2017 dönemini kapsayan Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasında ETKB tarafından, makro ekonomik hedeflere uygun olarak yapılan model çalışması sonucunda elde edilen 10 yıllık Referans (Baz) Talep, Yüksek ve Düşük Talep tahmin serileri verilmiş olup, Referans (Baz) talep esas alınarak arz-talep dengeleri hesaplanmıştır. ETKB tarafından belirlenen Referans (Baz), Yüksek ve Düşük Talep tahminlerinde 10 yıllık ortalama artış Referans Talep serisinde %5,6, Yüksek Talep serisinde %6,5 ve Düşük Talep serisinde ise %4,6 olarak gelişmektedir. Bu dönem için yük eğrisi karakteristiğinin değişmeyeceği kabulü ile, puant yük serileri TEİAŞ tarafından hesaplanmıştır [61, 88].

Elektrik Enerjisi Talep tahminleri Türkiye elektrik sistemi için geçerli olup, brüt taleplerdir. Değerlere iletim ve dağıtım hatlarındaki kayıp ve kaçaklar ile santrallerin iç tüketimleri de dahildir. Ayrıca dağıtım sistemine bağlı ve Yük Tevzi Merkezinden talimat almayan üretim tesislerinin üretimleri de dikkate alınmıştır.

Çizelge 3.2 : Baz senaryoya göre talep tahmini [2].

Yıl	Puant Güç Talebi		Enerji Talebi	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2013	40.600	4,0	255.510	5,6
2014	42.300	4,2	271.010	6,1
2015	44.260	4,6	287.310	6,0
2016	46.630	5,4	302.700	5,4
2017	49.100	5,3	318.710	5,3
2018	51.940	5,8	337.130	5,8
2019	54.970	5,8	356.830	5,8

Çizelge 3.2 (devam) : Baz senaryoya göre talep tahmini [2].

Yıl	Puant Güç Talebi		Enerji Talebi	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2020	58.160	5,8	377.490	5,8
2021	61.260	5,3	397.660	5,3

Çizelge 3.3 : Yüksek artış senaryosuna göre talep tahmini [2].

Yıl	Puant Güç Talebi		Enerji Talebi	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2013	41.000	7,9	258.140	7,4
2014	43.500	6,8	278.960	7,6
2015	46.420	6,8	301.300	7,6
2016	49.370	7,3	320.470	7,5
2017	52.490	7,5	340.710	7,5
2018	55.780	7,4	362.100	7,4
2019	59.260	7,4	384.670	7,4
2020	62.930	7,4	408.500	7,4
2021	66.320	7,7	430.510	7,4
2022	69.880	7,7	453.560	7,7

Çizelge 3.4 : Düşük artış senaryosuna göre talep tahmini [2].

Yıl	Puant Güç Talebi		Enerji Talebi	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2013	40.250	3,1	253.770	4,9
2014	41.500	3,1	265.780	4,7

Çizelge 3.4 (devam): Düşük artış senaryosuna göre talep tahmini [2].

Yıl	Puant Güç Talebi		Enerji Talebi	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2015	42.900	3,4	278.160	4,7
2016	44.570	3,9	289.330	4,0
2017	46.270	3,8	300.390	3,8
2018	48.500	4,8	314.850	4,8
2019	50.900	4,9	330.440	5,0
2020	53.380	4,9	346.510	4,9
2021	55.790	4,5	362.130	4,5
2022	58.230	4,4	378.000	4,4

3.5. Türkiye’de Mevcut Elektrik Üretim Tesisleri

Türkiye elektrik enerjisi üretiminde, kamu kurumlarının yanı sıra özel sektör kuruluşları da yer almıştır. Her ne kadar Türkiye’de özelleştirme kavramı 1984 yılında 3096 sayılı yasanın yürürlüğe girmesi ile güncel hale geldiyse de, bu tarihin daha öncesinde de elektrik üretiminde ÇEAŞ ve KEPEZ gibi imtiyazlı özel şirketler yer almıştır. 1984 yılından 2012 yılı sonuna kadar kurulu güç ve elektrik üretim miktarlarının yıllara göre gelişimi aşağıdaki çizelgelerde gösterilmektedir.

Çizelge 3.5 : Türkiye kurulu gücünün kamu ve özel sektör olarak gelişimi [52].

Kurulu Güç (MW)											
Kamu Santralleri					Özel Sektör Santralleri				Türkiye Toplam		
Yıl	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam
1984	3545,4	3644,2	7189,6	85,0	1041,4	230,6	1272	15,0	4586,8	3874,8	8461,6
1985	4150,4	3644,2	7794,6	85,5	1096,4	230,6	1327	14,5	5246,8	3874,8	9121,6
1986	5144,3	3644,2	8788,5	86,9	1093,4	233,3	1326,7	13,1	6237,7	3877,5	10115,2
1987	6293,4	4720,1	11013,5	88,1	1198,4	283,2	1481,6	11,9	7491,8	5003,3	12495,1
1988	7048,9	5935,1	12984	89,4	1253,4	283,2	1536,6	10,6	8302,3	6218,3	14520,6
1989	7941,5	6298,1	14239,6	90,1	1269,4	299,2	1568,6	9,9	9210,9	6597,3	15808,2
1990	8264,2	6465,1	14729,3	90,3	1289,1	299,2	1588,3	9,7	9553,3	6764,3	16317,6
1991	8795,6	6521,5	15317,1	89,0	1299,7	592,3	1892	11,0	10095,3	7113,8	17209,1
1992	9020,6	7779,2	16799,8	89,8	1316,8	599,2	1916	10,2	10337,4	8378,7	18716,1
1993	9230,6	9049,0	18279,6	89,9	1425,3	632,7	2058	10,1	10655,9	9681,7	20337,6
1994	9440,6	9208,3	18648,9	89,4	1554,6	656,3	2210,9	10,6	10995,2	9864,6	20859,8

Çizelge 3.5 (devam): Türkiye kurulu gücünün kamu ve özel sektör olarak gelişimi [52].

Kurulu Güç (MW)											
Kamu Santralleri					Özel Sektör Santralleri				Türkiye Toplam		
Yıl	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam
1995	9650,6	9207,6	18858,2	90,0	1440,9	655,2	2096,1	10,0	11091,5	9862,8	20954,3
1996	9665,6	9239,5	18905,1	89,0	1649,0	695,3	2344,3	11,0	11314,6	9934,8	21249,4
1997	9665,6	9403,9	19069,5	78,1	2123,7	698,8	2822,5	12,9	11789,3	10102,6	21891,9
1998	10064,6	9497,9	19562,5	83,8	2974,2	817,3	3791,5	16,2	13038,8	10315,2	23354
1999	11417,6	9701,7	21119,3	80,9	4155,8	844,2	5000	19,1	15573,4	10545,9	26119,3
2000	11274,6	9977,3	21251,9	77,9	4795,4	1216,8	6012,2	22,1	16070,0	11194,1	27264,1
2001	10954,6	10108,7	21063,3	74,3	5686,0	1583,1	7269,1	25,7	16640,6	11691,8	28332,4
2002	10949,6	10108,7	21058,3	66,1	8636,4	2151,1	10787,5	33,9	19586,0	12259,8	31845,8
2003	10803,1	10990,2	21793,3	61,2	12186,3	1607,4	13793,7	38,8	22989,4	12597,6	35587
2004	10794,9	10994,7	21789,6	59,2	13364,8	1669,6	15034,4	40,8	24159,7	12664,3	36824
2005	11474,9	11109,7	22584,6	58,1	14442,4	1816,5	16258,9	41,9	25917,3	12926,2	38843,5

Çizelge 3.6 : Türkiye elektrik enerjisi üretiminin kamu ve özel sektör olarak gelişimi [2].

Kurulu Güç (MW)											
Kamu Santralleri					Özel Sektör Santralleri				Türkiye Toplam		
Yıl	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam
1984	14426	12260	26686	87,2	2761	1167	3928	12,8	17187,2	13426,3	30613,5
1985	19257	10992	30249	88,4	2917	1053	3970	11,6	22174,0	12044,9	34218,9
1986	24511	10959	35470	89,4	3311	914	4225	10,6	27822,2	11872,6	39694,8
1987	22122	17557	39679	89,5	3613	1061	4674	10,5	25735,1	18617,8	44352,9
1988	15563	27450	43013	89,5	3536	1499	5035	10,5	19099,2	28949,6	48048,8
1989	30408	17046	47454	91,2	3696	893	4589	8,8	34103,6	17939,6	52043,2
1990	30698	22156	52854	91,9	3697	992	4689	8,1	34395,4	23147,6	57543
1991	34068	21393	55461	92,1	3495	1290	4785	7,9	37563,0	22683,3	60246,3
1992	36936	24597	61533	91,4	3838	1971	5809	8,6	40774,2	26568,0	67342,2
1993	35372	31728	67100	90,9	4485	2223	6708	9,1	39856,6	33950,9	73807,5
1994	42998	28945	71943	91,9	4738	1641	6379	8,1	47735,8	30585,9	78321,7

Çizelge 3.6 (devam): Türkiye elektrik enerjisi üretiminin kamu ve özel sektör olarak gelişimi [2].

Kurulu Güç (MW)											
Kamu Santralleri					Özel Sektör Santralleri				Türkiye Toplam		
Yıl	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam
1995	45090	33105	78195	90,7	5617	2436	8053	9,3	50706,5	35540,9	86247,4
1996	47975	37440	85415	90,0	6412	3035	9447	10,0	54386,5	40475,2	94861,7
1997	53578	37342	90920	88,0	9902	2475	12377	12,0	63479,7	39816,1	103295,8
1998	56473	39601	96074	86,5	12315	2633	14948	13,5	68787,9	42234,5	111022,4
1999	60575	31737	92312	79,3	21167	2961	24128	20,7	81741,9	34698,0	116439,9
2000	65462	27772	93234	74,6	28547	3140	31687	25,4	94009,7	30911,9	124921,6
2001	65954	20409	86363	70,4	32699	3664	36363	29,6	98652,4	24072,3	122724,7
2002	51028	26304	77332	59,8	44640	7428	52068	40,2	95667,7	33731,8	129399,5
2003	33070	30027	63097	44,9	72120	5364	77484	55,1	105189,6	35390,9	140580,5
2004	27349	40669	68018	45,1	77208	5473	82681	54,9	104556,9	46141,4	150698,3
2005	38416	35046	73462	45,4	83921	4574	88495	54,6	122336,7	39619,5	161956,2

Çizelge 3.6 (devam) : Türkiye elektrik enerjisi üretiminin kamu ve özel sektör olarak gelişimi [2].

Kurulu Güç (MW)											
Kamu Santralleri					Özel Sektör Santralleri				Türkiye Toplam		
Yıl	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam	Pay (%)	Termik	Hidrolik + Yenilenebilir	Toplam
2006	46037	38679	84716	48,1	85892	5691	91583	51,9	131929,1	44370,8	176299,9
2007	61345	30979	92324	48,2	93961	5270	99231	51,8	155306,0	36248,7	191554,7
2008	69297	28419	97716	49,2	94842	5859	100701	50,8	164139,2	34278,8	198418
2009	61115	28338	89453	45,9	95808	9551	105359	54,1	156923,4	37889,4	194812,8
2010	54155	41377	95532	45,2	101673	14003	115676	54,8	155827,6	55380,1	211207,7
2011	55462	36888	92350	40,3	116176	20869	137045	59,7	171638,1	57757,0	229395,1
2012	52264	38311	90575	37,8	122608	26314	148922	62,2	174871,8	64625,2	239497

1984 yılında kurulu güç toplamında %85 olan kamu payı 2012 yılında %43,4 seviyesine, 1984 yılında Türkiye toplam elektrik enerjisi üretiminde %87,2 olan kamu payı 2012 yılında %37,8 seviyesine gerilerken, buna paralel olarak da hem kurulu güç hem de toplam üretimde özel sektör payı artmıştır. 1995 yılından sonra sektörde kamu payı sürekli olarak azalırken özel sektör payı yükselmektedir [90].

3.6. Planlanan Elektrik Enerjisi Üretim Tesisleri

Yeni yapılacak elektrik enerjisi üretim tesisleri ilk olarak TEİAŞ'a başvuruda bulunup elektrik iletim sistemine bağlantı yapma konusunda görüş almaktadır. Sisteme bağlanması uygun görülen üretim tesisleri lisans almakta, daha sonra da iletim sistemine bağlanmak için anlaşma imzalamakta ve üretime başlamaktadır. Bu bölümde, yeni tesis edilecek üretim tesislerinin aşağıda özetlenen işlem aşamalarına göre kapasitelerinin dağılımı aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir.

Çizelge 3.7 : 2012 yılı üretim tesisi başvuruları [62].

Bağlantı Görüşü Verilmiş Ancak Henüz Lisans Almamış Kapasite	Termik	33.696 MW
Bağlantı Görüşü Verilmiş Ancak Henüz Lisans Almamış Kapasite	Hidrolik	3.627 MW
Bağlantı Görüşü Verilmiş Ancak Henüz Lisans Almamış Kapasite	Rüzgâr	1.836 MW
Bağlantı Görüşü Verilmiş Ancak Henüz Lisans Almamış Kapasite	Toplam	39.159 MW
Lisans Almış Ancak Bağlantı Anlaşması Yapmamış Olan Kapasite	Termik (Kömür ve Doğalgaz, Hidrolik, Rüzgâr)	11.332 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmak Üzere Olan Kapasite	Rüzgâr	2.883 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmak Üzere Olan Kapasite	Hidrolik	3.909 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmak Üzere Olan Kapasite	Termik (Kömür)	3.855 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmak Üzere Olan Kapasite	Termik (Doğalgaz)	3.040 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmak Üzere Olan Kapasite	Toplam	13.687 MW

Çizelge 3.7 (devam): 2012 yılı üretim tesisi başvuruları [62].

Bağlantı Anlaşması Yapmış Ancak Henüz Devreye Girmemiş Kapasite	Termik (Kömür)	4.699 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmış Ancak Henüz Devreye Girmemiş Kapasite	Termik (Doğalgaz)	6.778 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmış Ancak Henüz Devreye Girmemiş Kapasite	Hidrolik	5.596 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmış Ancak Henüz Devreye Girmemiş Kapasite	Rüzgâr	2.483 MW
Bağlantı Anlaşması Yapmış Ancak Henüz Devreye Girmemiş Kapasite	Jeotermal	112 MW
10mw Altındaki Küçük Hidrolik		3.424 MW
Nükleer		4.800 MW
Toplam		92.070 MW

DSİ tarafından yapılmakta olan ve 2013 – 2017 döneminde işletmeye girmesi öngörülen toplam 2.134,6 MW’lık HES projelerinin işletmeye giriş tarihleri, proje (ortalama hidrolik koşullardaki) ve güvenilir (kurçak hidrolik koşullardaki) üretim kapasite değerleri DSİ’den alınmıştır.

Çizelge 3.7’ye göre 2012 yılı sonu itibariyle lisans almış olan üretim tesisi projelerinden inşa halinde olan ve projeksiyon döneminde işletmeye alınması öngörülen özel sektör üretim tesislerinin işletmeye giriş tarihleri itibariyle yıllara göre kurulu güç, proje ve güvenilir üretim değerleri Ocak 2013 Dönemi İlerleme Raporlarına göre güncelleştirilmiş olarak iki ayrı senaryo halinde EPDK tarafından, çeşitli kabuller çerçevesinde hazırlanmıştır.

4. TAHMİN ÇALIŞMALARI

Bu bölümde yapılan çalışmalar, 2011, 2012 ve 2013 yıllarında tüketilen elektrik enerjisi miktarları, elektrik enerjisi satış fiyatları ve nüfus verileri üzerine kurulmuştur. Öncelikle elektrik enerjisi talep tahmini için kullanılan yazılım tanıtılmış, ardından 2011, 2012 ve 2013 yılları elektrik enerjisi kullanım miktarları, nüfus verileri ve aylık ortalama elektrik enerjisi satış fiyatları incelenmiştir. 2014 yılı için, Plexos yazılımı kullanılarak, aylık elektrik enerjisi talebi için tahminde bulunularak gerçek tüketim verileri ile karşılaştırılmıştır. Daha sonra 2015 yılı için, aylık elektrik enerjisi talep tahminleri gerçekleştirilmiştir.

4.1. PLEXOS 7.0 Yazılımının İncelenmesi

“PLEXOS” adlı yazılım Glen Drayton tarafından ilk başlangıçta güç sistemlerini modellemek amacıyla kurgulanmıştır. Günümüzde ise Energy Exemplar yazılım patenti ile kullanılmaktadır. MOSEK ve Xpress-MP, Microsoft Access ve XML veri tabanları ile, bir çözümleyici olarak çalışmaktadır. Piyasada bulunan son sürümü, PLEXOS 7.0'dır ve tez çalışmasında da bu son versiyon kullanılmıştır. PLEXOS yazılımında kullanılan model; Nash-Cournot (Hobbs) and Bertrand tekniklerine dayalı; Quadratik Optimizasyon ve Oyun Teorisini kullanan, doğrusal, karışık tam sayı modelidir.

Program, piyasa fiyatlandırması, iletim hakları, enerji alımları gibi çok çeşitli alanlarda kullanılabilir. PLEXOS özellikle elektrik piyasasının paydaşları tarafından tercih edilmektedir. Dünyanın her yerinde bu programın kullanıcıları bulunmaktadır. Bu kullanıcılardan bazılarının PLEXOS programını kullanarak hazırladıkları raporlar, Federal Enerji Düzenleme Komisyonu'na sunulmuştur. Bu da programın güvenilirliği konusunda önemli bir referans olmaktadır.

PLEXOS ile uzun dönemli üretim planları ve portföy optimizasyonları yapmak da mümkündür. Model, farklı üretim kaynaklarını entegre edebilmesi için farklı verilere ihtiyaç duymaktadır. Girilen veri sayısı arttıkça çıktının güvenirliliğinin azaldığı düşünülmektedir. Yazılım, ihtiyaç duyulan çıktı için farklı verilerin girilmesine de olanak tanımaktadır. Hangi kısıtın modelde kullanılacağı kararı kullanıcıya aittir. Yazılım ile elde edilen modeller kısa vadeli (bir yıldan az), orta vadeli (1-5 yıl arası) ve uzun vadeli (6-40 yıl) olarak gözlemlenebilmektedir.

Zaman ölçeği simülasyonuna göre 4 farklı faz aşaması kullanılmaktadır.

- LT (Long Term) Plan
- PASA (Projected Assessment of System Adequacy)
- MT (Medium Term) Schedule
- ST (Short Term) Schedule

LT fazı ileriye dönük genişleme kapasiteleri olan tesisleri optimize ederken toplam maliyet üzerinden bugünkü değer yöntemini kullanmaktadır. Genellikle 10 ile 30 yıl aralığında çalışılmaktadır. Programın ilk çalışan aşamasıdır. LT aşaması tek başına çalıştırılabileceği gibi diğer aşamalarla birlikte de çalıştırılabilir. PASA fazı MT ve ST fazlarının güvenilir bir şekilde sonuçlanması için bir bakım fazıdır. MT fazı, uzun ve orta vadede elektrik piyasasını modelleyebilmektedir. Ancak, özellikle hidrolik santrallerin planlanması, termik santraller için yakıt temini ve emisyon kısıtlarında kısa vadeli analiz yapamamaktadır. ST fazı kronolojik optimizasyona ve karışık tamsayılı modele dayalı olarak çalışmaktadır. ST fazı; MT ve LT fazlarının aksine, elektrik sistemi piyasasını tam çözünürlükte modellemektedir. Genellikle seçilen belli bir saat için saatlik piyasa fiyatı kullanılmaktadır. Süreler 5 dakika zaman aralıkları ile ayarlanabilmektedir [61].

Plexos programı ile ilgili örnek ekran görüntüleri EK A'da verilmiştir.

4.2. Kullanılan Veri Kümeleri

Tez çalışmasında birçok veriden faydalanılmış olup, veriler TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu) ve Kalkınma Bakanlığı'ndan temin edilmiştir. DPT bilindiği üzere verilerini eski adıyla DİE (Devlet İstatistik Enstitüsü), yeni adıyla TÜİK'ten almaktadır. Ancak özellikle son yıl verilerinde (2013) DPT ve TÜİK verileri arasında büyük sapmaların olması tez çalışmasında çelişkiler yaratmıştır.

Çizelge 4.1'deki 2011, 2012 ve 2013 yılları aylık elektrik enerjisi tüketim değerleri (GWh/ay), 2014 ve 2015 yılları aylık elektrik enerjisi talebini tahmin etmek için kullanılan verilerdir.

2011 yılında toplam olarak 229.344 GWh, 2012 yılında 241.974 GWh ve 2013 yılında 245.484 GWh elektrik enerjisi talebi olmuştur.

Çizelge 4.1 : Elektrik enerjisi talep tahmini yapabilmek için kullanılan veriler [79, 86, 87].

Yıl	Ay	Elektrik Enerjisi Tüketimi (GWh)	Nüfus/Ay (Kişi)	Elektrik Fiyatları (TL/GWh)
2011	Ocak	19.632	74.724.269	130.030
2011	Şubat	17.818	74.724.269	113.750
2011	Mart	19.274	74.724.269	102.401
2011	Nisan	17.870	74.724.269	85.560
2011	Mayıs	17.615	74.724.269	92.705
2011	Haziran	17.917	74.724.269	95.320
2011	Temmuz	20.999	74.724.269	155.470
2011	Ağustos	20.612	74.724.269	145.480
2011	Eylül	18.932	74.724.269	149.160
2011	Ekim	18.742	74.724.269	137.870
2011	Kasım	18.928	74.724.269	150.840
2011	Aralık	21.005	74.724.269	149.770
2012	Ocak	21.367	75.627.384	155.610
2012	Şubat	20.001	75.627.384	136.937
2012	Mart	20.684	75.627.384	123.284
2012	Nisan	18.235	75.627.384	170.140
2012	Mayıs	19.003	75.627.384	184.347
2012	Haziran	20.061	75.627.384	188.033
2012	Temmuz	22.827	75.627.384	177.100
2012	Ağustos	21.582	75.627.384	172.619
2012	Eylül	19.900	75.627.384	176.071

Çizelge 4.1 (devam) : Elektrik enerjisi talep tahmini yapabilmek için kullanılan veriler [79, 86, 87].

Yıl	Ay	Elektrik Enerjisi Tüketimi (GWh)	Nüfus/Ay (Kişi)	Elektrik Fiyatları (TL/GWh)
2012	Ekim	18.150	75.627.384	186.400
2012	Kasım	19.091	75.627.384	190.407
2012	Aralık	21.075	75.627.384	190.406
2013	Ocak	21.275	76.667.864	171.384
2013	Şubat	18.842	76.667.864	150.412
2013	Mart	20.464	76.667.864	135.411
2013	Nisan	19.139	76.667.864	153.420
2013	Mayıs	19.512	76.667.864	166.231
2013	Haziran	20.133	76.667.864	170.011
2013	Temmuz	22.649	76.667.864	199.542
2013	Ağustos	21.698	76.667.864	190.859
2013	Eylül	20.359	76.667.864	195.138
2013	Ekim	18.965	76.667.864	194.562
2013	Kasım	20.062	76.667.864	204.748
2013	Aralık	22.387	76.667.864	204.105

Çizelge 4.1’de ayrıca yazılımın çalıştırılması için kullanılan diğer veri kümeleri de gösterilmektedir. Program çalıştırılarak yapılan tahmin denemelerinde, girdi olarak kullanılan veriler arttıkça elde edilen tahmin değerlerinin gerçek değerlerden uzaklaştığı görülmüştür. Bunun sebebi, çok sayıda güvenilir veri elde etmenin zorlaşmasıdır. Bu nedenle kullanılan değişkenler; geçmiş yılların aylık elektrik enerjisi talebi, nüfus (yıllık nüfusun aylara göre değişmediği kabul edilerek yıllık değer, aylık olarak kabul edilmiştir) ve aylık elektrik enerjisi ortalama fiyatları ile sınırlı tutulmuştur.

4.2.1. 2011 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi

Çizelge 4.2’de verilen değerlere göre, 2011 yılındaki en yüksek üretim imkanı Ocak ayındadır. Yüksek ısıtma ihtiyacı nedeni ile, elektrik enerjisi talebi Aralık ayında en fazladır. Üretim imkanı ve talep arasındaki farkın en yüksek olduğu ay ise, Şubat ayıdır.

Çizelge 4.2 : 2011 yılı türkiye elektrik enerjisi üretim imkanı ve türkiye elektrik enerjisi talebi [80, 81].

Aylar	Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	Elektrik Enerjisi Talebi (GWh)	Elektrik Enerjisi Üretim – Talep Farkı (GWh)
Ocak	21.441	19.632	1.809
Şubat	19.928	17.818	2.110
Mart	20.658	19.274	1.384
Nisan	18.157	17.870	287
Mayıs	18.639	17.615	1.024
Haziran	18.048	17.917	131
Temmuz	20.947	20.999	-52
Ağustos	20.491	20.612	-121
Eylül	18.897	18.932	-35
Ekim	18.900	18.742	158
Kasım	19.188	18.928	260
Aralık	21.133	21.005	128
Toplam	236.432	229.344	7.088

2011 yılı ilk çeyreğinde (Ocak, Şubat, Mart) toplamda 56.724 GWh elektrik enerjisi tüketimi gerçekleşmiştir. Bu değer 2011 yılında tüketilen elektrik enerjisi değerinin %24,73’ünü oluşturmaktadır. 2. çeyrekteki elektrik enerjisi tüketim miktarı 2011 yılında tüketilen elektrik enerjisi değerinin % 23,28’ini; 3. çeyrekteki elektrik tüketim miktarı % 26,39’unu ve 4. çeyrekteki elektrik tüketim miktarı ise % 25,58’ini

oluşturmaktadır. Verilerden de anlaşılacağı üzere, elektrik tüketiminin en yüksek olduğu aylar (20.000 GWh üzeri) Temmuz, Ağustos ve Aralık aylarıdır. Elektrik enerjisi tüketiminin üretimden fazla olduğu aylar ise Temmuz, Ağustos ve Eylül aylarıdır. Bu aylarda elektrik enerjisi talebini karşılayacak üretim yapılamamaktadır.

2011 yılı için hazırlanan üretim programında 227.000 GWh olarak tahmin edilen Türkiye toplam elektrik enerjisi tüketimi bir önceki yıla göre %9,4 artışla 229.344 GWh olarak gerçekleşmiştir. Aynı yıl Türkiye toplam elektrik enerjisi üretimi ise 229.400 GWh olmuştur. 2011 yılı sonu itibariyle Türkiye toplam kurulu gücü 52.911,1 MW'tır.

Bölüm 1'de de bahsedildiği gibi, H. Murat Ertuğrul tarafından hazırlanan "Türkiye'de Elektrik Tüketimi Büyüme İlişkisi: Dinamik Analiz" isimli çalışmada [3] elektrik tüketiminin GSYİH üzerinde zaman içerisinde özellikle 2003 yılından itibaren giderek artan bir etkisi olduğu tespit edilmiştir. Küresel krizin etkisiyle 2009 yılından itibaren azalmaya başlayan ilişkinin, 2011 yılından itibaren yeniden artmaya başladığı görülmüştür. Küresel mali krizden hızlı çıkış ile birlikte 2011'de %8,5 GSYİH büyümesi gerçekleşmiş olup, bunun etkisi de elektrik tüketimindeki etkiler ile gözlemlenmektedir [73]. Elektrik enerjisi tüketiminin artmaya başladığı 2011 yılı, kırılganlığın yaşandığı ve tüketimin tekrar artışa geçtiği yıl olmuştur.

4.2.2. 2012 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi

2012 yılında, 2011 yılına göre elektrik talebinde %5,5'lik bir artış olmuştur. 2012 yılında, 22.827 GWh ile Temmuz ayı elektrik tüketiminin en yüksek olduğu ay olmuştur.

Çizelge 4.3 : 2012 yılı türkiye elektrik enerjisi üretim-tüketim [72,81].

Aylar	Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	Elektrik Enerjisi Talebi (GWh)	Elektrik Enerjisi Üretim – Talep Farkı (GWh)
Ocak	23.877	21.367	2.510
Şubat	21.845	20.001	1.844
Mart	23.949	20.684	3.265

Çizelge 4.3 (devam) : 2012 yılı türkiye elektrik enerjisi üretim-tüketim [72, 81].

Aylar	Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	Elektrik Enerjisi Talebi (GWh)	Elektrik Enerjisi Üretim – Talep Farkı (GWh)
Nisan	23.617	18.235	5.382
Mayıs	23.732	19.003	4.729
Haziran	23.253	20.061	3.192
Temmuz	24.140	22.827	1.313
Ağustos	23.720	21.582	2.138
Eylül	21.453	19.900	1.553
Ekim	22.129	18.150	3.979
Kasım	22.934	19.091	3.843
Aralık	24.676	21.075	3.601
Toplam	279.326	241.974	37.352

Çizelge 4.3'ten de anlaşılacağı üzere, bu yıl için Türkiye elektrik enerjisi talebi her zaman üretim kapasitesinin altında kalmaktadır [74].

4.2.3. 2013 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi

Çizelge 4.4'teki sonuçlardan da anlaşılacağı üzere, 2013 Aralık ayında, aylık elektrik talebi Kasım ayına göre %11,6 artmıştır. Bu artışın sebebinin Aralık ayı sıcaklık değerlerinin düşük olması olabileceği düşünülebilir. Aralık ayındaki talep 22.387 GWh'tir. 2012 yılı Aralık ayına göre 2013 Aralık ayında elektrik talebi %6,2 artış göstermiştir. 2013 yılı elektrik talebi 2012 yılı elektrik talebinden %1,45 oranında daha fazladır. Diğer yandan, bu oran TEİAŞ'ın %5,6 olarak açıkladığı yıllık artış oranının çok altındadır.

2012 yılında işletmeye giren santrallerin toplam kurulu gücü 4.244,52 MW iken, 2013 yılında işletmeye giren santrallerin toplam kurulu gücü 6.986,36 MW olmuştur. Geçen seneye göre toplam kurulu güç miktarında %65'lik artış gerçekleşmiştir. 2013 yılında

Temmuz ayında (22.649 GWh) gerçekleşen en yüksek aylık tüketim, toplam tüketimin %9,2'sini oluşturmaktadır. Genelde 2013 yılında Türkiye toplam elektrik üretimi %1 azalış göstermiştir. Aynı yılda Türkiye toplam elektrik tüketimi ise %1 oranında artmıştır. 2012 yılına göre, 2013 yılında elektrik tüketiminde en çok artış gösteren ay Aralık ayıdır. En çok azalış gösteren ay ise %6 ile Şubat ayıdır [75].

Çizelge 4.4 : 2013 yılı türkiye elektrik enerjisi üretim-tüketim [72].

Aylar	Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	Elektrik Enerjisi Talebi (GWh)	Elektrik Enerjisi Üretim – Talep Farkı (GWh)
Ocak	20.701	21.275	-574
Şubat	18.250	18.842	-592
Mart	19.851	20.464	-613
Nisan	18.822	19.139	-317
Mayıs	19.041	19.512	-471
Haziran	19.555	20.133	-578
Temmuz	22.126	22.649	-523
Ağustos	21.182	21.698	-516
Eylül	19.818	20.359	-541
Ekim	18.417	18.965	-548
Kasım	19.473	20.062	-589
Aralık	21.768	22.387	-619
Toplam	239.011	245.484	-6.473

2013 yılı nüfusu 73.950.000 kişi olarak açıklanmaktadır. Yıllara göre elektrik tüketiminin değişiminde nüfus artış/azalışı da bir değişken olarak kullanılmaktadır.

2013 yılında elektrik tüketim artışı, yapılan projeksiyon çalışmalarında çıkan sonuçların bir hayli altında gerçekleşmiştir. 2013 yılında gerçekleşen %3,2 imalat sanayi üretimi artışı geçmiş trendler çerçevesinde %5-5,5 civarında elektrik tüketimi

artışı beklentisini desteklerken, 2013 yılında sanayi üretimindeki artışa rağmen elektrik tüketimi yalnız %1,4 oranında artmıştır. Böylece elektrik tüketiminde 2009 yılından bu yana en düşük artış oranı 2013 yılında yaşanmıştır [68].

Sanayideki tüketimin yanı sıra hizmet sektörlerinden ve konutlardan gelen ısıtma ve soğutma talebinin de elektrik enerjisi tüketimindeki önemi giderek artmaktadır. 2013 yılında bir önceki yıla kıyasla ılıman geçen kış ve yaz mevsimleri ısıtma ve soğutmada kaynaklanan talebin azalmasına sebep olmuştur [78].

Çizelge 4.5 : 2011, 2012 ve 2013 yılları elektrik enerjisi tüketimi ve elektrik enerjisi tüketimi artış oranları [72, 80, 81].

Aylar	2011 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketimi (GWh)	2012 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketimi (GWh)	2013 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketimi (GWh)	2012-2011 Tüketim Artışı(%)	2013-2012 Tüketim Artışı(%)
Ocak	19.632	21.367	21.275	8,8	0,4
Şubat	17.818	20.001	18.842	12,2	5,8
Mart	19.274	20.684	20.464	7,3	1,1
Nisan	17.870	18.235	19.139	2,0	5,0
Mayıs	17.615	19.003	19.512	7,9	2,7
Haziran	17.917	20.061	20.133	12,0	0,4
Temmuz	20.999	22.827	22.649	8,7	0,8
Ağustos	20.612	21.582	21.698	4,7	0,5
Eylül	18.932	19.900	20.359	5,1	2,3
Ekim	18.742	18.150	18.965	3,2	4,5
Kasım	18.928	19.091	20.062	0,9	5,1
Aralık	21.005	21.075	22.387	0,3	6,2
Ortalama	229.344	241.974	245.484	5,5	1,45

Kullanılan veri kümelerinde yıllar arası değişim oranları Çizelge 4.5'te gösterilmektedir. Değişimin en fazla olduğu ay 2012-2011 yılları için Şubat ayı, 2013-2012 yılları için yine Şubat ayıdır.

4.2.4. 2014 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimlerinin İncelenmesi

2014 yılının ilk yarısında elektrik tüketimi 2013 yılının aynı dönemine oranla %3,6 artış göstermiştir. Yıllık tüketim artış hızı ilk çeyrekte %3 olarak gerçekleşirken, ikinci çeyrekte özellikle Nisan ve Mayıs aylarında artarak %4,2'ye yükselmiştir. Kışın 2012'ye göre ılıman geçtiği 2013 ve 2014 yıllarında elektrik tüketimindeki değişimin ısıtma talebinden değil, ağırlıkla sanayi talebinden kaynaklandığı düşünülmektedir. Diğer taraftan Haziran ayında elektrik tüketimi artışının önceki yıldan gelen zayıf baz etkisine rağmen, %2,3'e gerilemesi altı aylık artış oranını %3,6'ya düşürmüştür. Yılın ilk yarısında elektrik tüketimi artış oranlarının sanayi üretimindeki artışa kıyasla düşük olması, sanayi üretimindeki artışların elektrik tüketimine geçmiştekine oranla daha az yansıdığını kısmen de olsa, açıklamaktadır. Bu durumun sebeplerinden birisi, enerji yoğun sektörlerdeki enerji verimliliği yatırımlarıdır. 2010 yılını baz alan çalışmalara göre; enerji yoğunluğu yüksek olan tekstil ve ana metal sanayinin ağırlığı azalırken, enerji yoğunluğu düşük olan gıda, plastik, fabrikasyon metal ürünlerinin ağırlığı artmıştır [66].

2013 ilk yarısında 60.100 GW olan toplam kurulu güç 2014 ilk yarısında %10,8 oranında artarak 66.600 GW'a ulaşmıştır. En fazla kurulu güç artışı 3.200 GW ile doğal gaz santrallerinde, ardından 2.700 GW ile hidroelektrik santrallerde olurken; petrol bazlı sıvı yakıtlarla çalışan santrallerin kurulu gücü 600 GW azalmış, rüzgâr santrallerinin kurulu gücünde 600 GW, diğer yenilenebilir kaynakların (biyokütle ve jeotermal) kurulu gücünde 200 GW artış olmuştur.

2014 yılı ilk yarısında PMUM'da ortalama elektrik fiyatları 2013'ün aynı dönemine kıyasla %12,1, 2013 yılı ortalamasına göre de %5,2 oranında artmıştır. 2014 yılı ilk yarısında ortalama PMUM fiyatı 157,0 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir [69]. Elektrik enerjisi fiyatları, tüketim talebini hesaplarken kullanılan bir diğer değişkendir. Fakat sanayi haricindeki diğer sektörlerde elektrik fiyatının etki oranı az olduğundan, yapılan çalışmalarda elektrik fiyatı değişkeni küçük ağırlık katsayıları ile işleme alınmaktadır.

Çizelge 4.6 : 2014 yılı gerçekleşen aylık elektrik enerjisi üretim ve tüketim değerleri [66].

Aylar	Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	Elektrik Enerjisi Talebi (GWh)	Elektrik Enerjisi Üretim – Talep Farkı (GWh)
Ocak	26.496	22.281	4.215
Şubat	24.104	19.739	4.365
Mart	25.690	21.438	4.252
Nisan	24.326	20.050	4.276
Mayıs	26.137	20.438	5.699
Haziran	26.209	21.091	5.118
Temmuz	28.560	23.726	4.834
Ağustos	27.810	22.731	5.079
Eylül	24.721	21.327	3.394
Ekim	23.569	19.819	3.750
Kasım	24.945	20.966	3.979
Aralık	27.330	23.051	4.279
Toplam	309.903	256.660	53.243

2014 yılı için üretim potansiyeli 309.903,2 GWh'tir. 2012 yılında 37.352,3 GWh olan yedek, anılan yıla göre yaklaşık 1,7 kat artmıştır. Bu durum üretim yedeğinin gittikçe azalacağı düşüncesine terstir. Diğer taraftan bu artışın sebebi, hem enerji verimliliğine yönelik çalışmaların artması, hem de 2014 yılı itibari ile devreye alınan yeni üretim santrallerinin kapasitelerinin, üretim yedeğini rahatlatacak düzeyde olmasıdır.

4.3. 2014 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri

2014 yılı aylık elektrik enerjisi talebi Plexos yazılımı ile tahmin edilmiştir. Bu tahminler doğrulama amaçlı 2014 yılı elektrik enerjisi tüketimleri ile karşılaştırılmıştır. 2014 yılı için yapılan elektrik enerjisi talep tahminleri Ek B'de verilmiştir. 2014 yılı için yapılan tahminler, gerçekleşen elektrik enerjisi tüketim değerleri ve TEİAŞ tarafından yapılan aylık elektrik enerjisi tüketim talepleri tahmini

Çizelge 4.7’de yer almaktadır. Hata oranları incelendiğinde, Aralık ve Şubat aylarında gerçekleşen elektrik tüketimi değerlerinden uzaklaşıldığı görülmektedir. Hata oranı en az olan ay ise Temmuz’dur.

Çizelge 4.7 : 2014 yılı gerçekleşen aylık elektrik enerjisi tüketimleri [72, 82, 83] ve tahmin edilen aylık elektrik enerjisi talebi.

Aylar	2014 Gerçekleşen Elektrik Tüketimi (GWh)	2014 Elektrik Tüketimi Tahmini (GWh)	Hata Oranı (%)	TEİAŞ Tahmini (GWh)
Ocak	21.976,6	21.903,71	0,33	22.281,6
Şubat	18.685,2	19.673,88	5,02	19.739,3
Mart	20.154,1	20.942,47	3,76	21.438,1
Nisan	20.177,9	20.266,51	0,43	20.050,3
Mayıs	20.507,367	20.424,50	0,40	20.438,1
Haziran	20.575,932	20.645,46	0,33	21.091,0
Temmuz	23.234,892	23.233,26	0,007	23.726,5
Ağustos	24.103,220	24.187,95	0,35	22.731,0
Eylül	21.525,512	21.507,96	0,08	21.327,8
Ekim	19.356,430	19.353,79	0,01	19.819,6
Kasım	21.010,069	20.913,23	0,46	20.966,1
Aralık	22.268,000	23.015,56	3,24	23.051,2
Toplam	253.575,30	256.068,35	0,97	256.660,6

Kullanılan veri kümeleri TÜİK, IEA, OECD, IMF, TEİAŞ ve EPDK’dan temin edilmiştir. Aylık nüfus bilgilerine ulaşamadığı için 2010, 2011, 2012 ve 2013 yıllarının yıllık nüfus bilgisinin aylık olarak değişmediği, sabit kaldığı kabul edilmiştir. Anılan yıllara ait elektrik tüketim verileri GWh cinsinden, elektrik enerjisi fiyatları TL olarak alınmıştır. Çizelge 4.7’de yer alan elektrik tüketim değerleri ile yapılan kıyaslamalarla, yazılımın güvenilirliği test edilmiştir. 2014 yılının ilk çeyreğinde, elektrik enerjisi talep tahminleri ile tüketilen gerçek elektrik enerjisi

miktarları arasında ortalama olarak 1.704,1 GWh fark bulunmaktadır, bu da %3,03'lük hata oranına karşı gelmektedir. Söz konusu üç ay (Ocak, Şubat, Mart) için yapılan elektrik enerjisi talep tahminlerinde, gerçekleşen elektrik enerjisi tüketimleri yalnızca Ocak ayında daha fazladır. İkinci çeyrekte (Nisan, Mayıs, Haziran) yapılan elektrik enerjisi tüketim tahminleri, ilk çeyrekteki tahminlere göre; gerçekleşen elektrik enerjisi tüketimlerine daha yakındır. Üçüncü çeyrekte ise, Temmuz ve Eylül ayları tahminleri gerçekleşen değerlerin altında kalırken; Ağustos ayı tahminleri talep edilen elektrik enerjisi miktarlarının üzerindedir. Son çeyrekte (Ekim, Kasım, Aralık) yapılan tahminlerden Ekim ve Aralık ayları için olanlar, gerçekleşen elektrik enerjisi tüketimlerinin üzerindedir. Kasım ayında ise tahmin değerleri tüketim değerlerinden daha düşüktür. Tüm bu sonuçlar Çizelge 4.7'de gösterilmiştir.

Aylık tahminlere bakıldığında, gerçekleşen tüketim verilerinde; Ocak, Mayıs, Temmuz, Eylül, Ekim ve Kasım ayları tahmin edilen talebin üstüne çıkmıştır. Geriye kalan Şubat, Mart, Nisan, Haziran, Ağustos ve Aralık aylarında ise tahmin edilen talep değerleri, gerçekleşen tüketim değerlerinin üstünde çıkmıştır. Ancak aradaki farklar çok yüksek olmayıp hata yüzdeleri minimum %0,01 ila maksimum %5,02 olup aylık hataların ortalaması ise sadece %1,2'dir. 2013 yılında gerçekleşen elektrik talebi 245.438,666 GWh iken, 2014 yılı için yapılan tahmin değeri tüm yıl için 256.068,350 GWh olarak hesaplanmıştır. Aradaki 10.584,684 GWh'lik fark %4,31 artışa tekabül etmektedir. 2014 yılı için gerçekleşen elektrik tüketim miktarı 256.660,5 GWh ve 2013 yılında tüketilen elektrik miktarı 245.438,666 GWh olduğundan, gerçekteki talep artış yüzdesi %4,57'dir. Bu oran da 11.221,834 GWh'lik elektrik talebine karşılık gelmektedir.

Çizelge 4.7. ve 4.8.'deki hata oranları aşağıdaki formüle göre hesaplanmıştır.

$$\text{Hata(\%)} = |(\text{Gerçekleşen Tüketim}-\text{Tüketim Tahmini})/\text{Gerçekleşen Tüketim}| \times 100 \quad (4.1)$$

2014 yılı için aylara göre bulunan elektrik enerjisi talep tahminleri, Çizelge 4.7'de görüldüğü gibi "Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkındaki Yönetmelik'de Üçüncü Bölüm, Madde 9. (2) Uygulanacak testlerde seçilecek güven aralığı %10'u geçemez" şeklinde belirtilen güven aralığı sınırlarında kalmıştır. Gerçekleşen elektrik enerjisi tüketimine en yakın yapılan tahmin değeri Temmuz ayındadır. Tahminden en uzak gerçekleşme oranı ise Şubat ayındadır.

4.4. 2015 Yılı Aylık Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri

PLEXOS 7.0 yazılımı ile 2015 yılı aylık elektrik enerjisi talep tahminleri yapılmış ve EK B’de verilmiştir. Ayrıca yapılan tahminler TEİAŞ tarafından yapılan elektrik enerjisi tüketim tahminleri ile Çizelge 4.8’de görüldüğü şekilde kıyaslanmıştır. 2014 yılı elektrik enerjisi talebi ve tahmin edilen değerlerin hata oranlarının %10’un altında olması, 2015 yılı tahminleri için referans oluşturmuştur. Çizelge 4.7 incelendiğinde, 2014 yılı Ağustos ayı tüketimin en fazla olduğu ay olarak tespit edilmiştir. 2015 yılında da tüketimin en fazla olacağı ay, Ağustos olarak öngörülmektedir. 2014 yılı Şubat ayı talebin en düşük olduğu ay olmuştur. 2015 yılında da, talebin en düşük olacağı ay Eylül olarak tahmin edilmektedir.

Çizelge 4.8 : 2015 yılı aylara göre elektrik enerjisi talep tahmini [84].

Aylar	2015 Elektrik Tüketimi Tahmini (GWh)	TEİAŞ Tahmini (GWh)	Fark (GWh)	Hata (%)
Ocak	23.521,8	23.020,8	501,00	2,1
Şubat	21.055,8	20.677,2	378,60	1,7
Mart	22.483,6	22.010,2	473,40	2,1
Nisan	20.977,0	21.300,1	-323,10	1,5
Mayıs	21.353,1	21.465,3	-112,20	0,5
Haziran	22.105,5	21.697,9	407,60	1,8
Temmuz	24.259,5	24.417,8	-158,30	0,6
Ağustos	25.164,9	25.421,2	-256,30	1,0
Eylül	20.969,0	22.651,1	-1.682,10	8,0
Ekim	21.531,0	20.387,2	1.143,80	5,3
Kasım	21.876,3	22.081,3	-205,00	0,9
Aralık	24.258,3	23.752,6	505,70	2,0
Toplam	269.847,6	268.882,7	673,10	0,2

2015 yılı için yapılan tahminler Ek B'de aylara göre listelenmiş olup; toplam elektrik enerjisi talebi 269.847,6 GWh bulunurken; Çizelge 3.2'deki verilere göre, 2012 yılı baz alınarak ETKB tarafından gerçekleştirilen baz senaryoda 2015 yılı için 287.310 GWh elektrik enerjisi tüketileceği tahmin edilmiştir. Aynı projeksiyonda 2015 yılı tüketim tahmini yüksek senaryoda 301.300 GWh, düşük senaryoda da 278.160 GWh olarak açıklanmıştır.

Bu tezde Plexos yazılımı ile tahmin edilen 2015 yılı toplam elektrik enerjisi tüketimi 269.847,6 GWh olarak, düşük senaryoya yakın bulunmuştur.





5. SONUÇ ve ÖNERİLER

Bu yüksek lisans tezinde öncelikle Türkiye için 2015 yılı aylık elektrik enerjisi talep tahminlerinin yapılması amaçlanmış ve bu amaçla PLEXOS 7.0 yazılımı kullanılmıştır. Bu yolla bir sonraki yılın elektrik enerjisi talebi değerlendirilmesinin rasyonel şekilde yapılmasına çalışılmıştır.

Tezde elektrik enerjisinin tarihsel gelişimi, elektrik üretim kaynakları hakkında bilgi verilmiş, ardından dünya elektrik piyasaları Avrupa, Amerika ve Asya elektrik piyasaları şeklinde sınıflandırılarak örnekler üzerinde incelemeler yapılmıştır. Daha sonra Türkiye elektrik piyasasının tarihsel gelişimi, şu anda uygulanan elektrik piyasası kuralları ve işleyişi detaylı bir şekilde ele alınmıştır.

Gelecek projeksiyonları, elektrik piyasasının en önemli konularından birisi olduğu için, Bölüm 3’de elektrik enerjisi talep tahmin yöntemleri üzerinde durulmuştur. Eğri uydurma yöntemi, ortalama yıllık artış yüzdesi yöntemi, son kullanım yöntemi, yüzeysel yük tahmini, regresyon analizi ve YSA yöntemleri; yapılan literatür araştırmaları ile incelenmiştir. Bu bölümde yaygın olarak kullanılan tahmin yöntemlerinin tanıtılması amaçlanmıştır.

Elektrik talep tahminine yönelik yasal düzenlemeler araştırılmış, elektrik piyasasında ticari amaçla kullanılacak tahmin testlerinde hata oranının %10’u geçmemesi gerektiği sonucuna varılmıştır.

Elektrik enerjisi üretim kapasitesini tespit edebilmek amacıyla, Türkiye’deki mevcut elektrik üretim tesisleri çizelge halinde sunulmuştur. Türkiye kurulu gücünün ve elektrik enerjisi üretiminin kamu ve özel sektör olarak gelişimi de çizelgeler halinde verilmiştir. Bu bilgiler, şu an için en son 2012 yılına aittir. Ardından planlanan elektrik üretim tesisleri EPDK tarafından hazırlanan rapora göre, 2012 yılı sonu itibariyle lisans almış olan üretim tesisi projelerinden; inşa halinde olan ve projeksiyon döneminde işletmeye alınması öngörülen tesislerin, işletmeye giriş tarihleri itibariyle yıllara göre kurulu güç, proje ve güvenilir üretim değerleri de verilmiştir.

Tüm bu incelemelerin ardından Bölüm 4’de tez çalışmasında kullanılan PLEXOS 7.0 yazılımı tanıtılmıştır. Bu program, Dünya üzerinde başta Amerika Birleşik Devletleri olmak üzere bir çok ülkede kullanılmaktadır. Bu çalışmada tercih edilmesinin sebebi ise, Türkiye’de bu program kullanılarak yapılmış aylık elektrik enerjisi talep tahmin çalışmasının bulunmamasıdır. Oluşturulan modeller kısa vadeli (bir yıldan az), orta vadeli (1-5 yıl arası) ve uzun vadeli (6-40 yıl) olarak gözlemlenebilmektedir. Bu çalışmada kısa vadeli, bir yıllık sonuçlar elde edilmiştir.

Yine aynı bölümde 2011 yılından başlayarak, 2014 yılına kadar aylık elektrik tüketim verileri incelenmiştir. Bu veriler TEİAŞ raporlarından alınmıştır. 2011 yılı incelendiğinde; talebin en fazla olduğu ayın Aralık olduğu, 2012 yılı incelendiğinde ise, 2011 yılına göre elektrik talebinde artış olduğu gözlemlenmiştir.

2013 yılı incelendiğinde; Türkiye toplam elektrik tüketimi artmıştır. Elektrik enerjisi tüketiminde en çok artış gösteren ay Kasım; en çok azalış gösteren ay ise Şubat’tır. 2013 yılı elektrik tüketimi artışı, yapılan projeksiyon çalışmalarında çıkan sonuçların altında gerçekleşmiştir. 2013 yılında bir önceki yıla kıyasla ılıman geçen kış ve yaz mevsimleri ısıtma ve soğutmadan kaynaklanan talebin azalmasına sebep olmuştur [76].

Son olarak 2014 yılı incelendiğinde; 2014 yılının ilk yarısında elektrik tüketiminin 2013 yılının aynı dönemine oranla artış gösterdiği tespit edilmiştir. Geçtiğimiz yıllara göre üretim yedeğinin fazla olmasının sebebinin; hem enerji verimliliğine yönelik çalışmaların arttığı, hem de 2014 yılı itibari ile devreye alınan yeni üretim santrallerinin kapasitelerinin, üretim yedeğini rahatlatacak düzeyde olduğu sonucuna varılmıştır. Ardından 2014 yılı için yapılan tahmin sonuçları ile gerçekleşen değerler kıyaslanmıştır. Bu çalışmanın sonuçlarının doğrulanması aşamasıdır. 2014 yılı için yapılan tahminlerin, gerçekleşen tüketim verilerinin; Ocak, Şubat, Mart, Mayıs, Haziran, Temmuz, Kasım ve Aralık ayları için gerçekleşen tüketimlerin tahmin edilen talebin üstünde olması; Nisan, Ağustos, Eylül ve Ekim aylarında ise tahmin edilen talep değerlerinin, gerçekleşen tüketim değerlerinin üstünde çıkması ile, kullanılan yazılıma öğretilen verilerin eksik olduğu veya etki oranlarının doğru seçilemediği sonucuna varılmış; Türkiye koşullarının (siyasi istikrar, petrol fiyatları, sanayi büyüme oranları vs.) dinamik olmasının yapılan tahminlerin doğruluğunu bozan etkenler olarak değerlendirilebileceği tespit edilmiştir. Doğru ve temiz veriye ulaşılması zor

olduğu için, tahmin çalışmalarında kullanılan veri sayısının artması, çalışma sonuçlarının doğruluk yüzdesini azaltmaktadır. Ancak aradaki farklar çok yüksek olmayıp hata yüzdeleri minimum %0,01 ila maksimum %5,02 olup aylık hataların ortalaması sadece %1,2'dir. Bu hata yüzdeleri de, "Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkındaki Yönetmelik"de verilen %10'luk güven aralığının altında kalmaktadır.

2014 yılı için gerçekleştirilen doğrulama çalışmalarına güvenilerek, 2015 yılı için aylık elektrik enerjisi talep tahminleri PLEXOS 7.0 yazılımını kullanarak gerçekleştirilmiştir. 2015 yılı için yapılan tahminlerde toplam elektrik talebinin, 2014 yılına göre artacağı, ama ETKB tarafından yapılan projeksiyonlardaki "düşük senaryo" koşullarının geçerli olacağı sonucuna ulaşılmıştır. 2015 yılı için yapılan elektrik enerjisi talep tahminleri TEİAŞ tarafından yapılan tahminlerle karşılaştırıldığında; %8 hata ile Eylül ayı iki tahminin birbirinden en uzak bulunduğu ay olmuştur. Mayıs ayı ise iki tahmin arasındaki farkın birbirine en yakın olduğu aydır. TEİAŞ tahminleri ve çalışmada belirlenmiş tahminler arasında ise, ortalama olarak %0,2 gibi küçük bir hata oranı tespit edilmiştir.

Programdan çıkan sonuçlar veri grubunun çeşitliliğine, sayısına ve doğruluğuna bağlı olarak farklılık gösterebilir. Ancak bu tezde resm kurumlarca açıklanmış, ulaşılabilir doğru verilerin kullanılması düşünülerek nüfus, elektrik enerjisi fiyatları, önceki yılların elektrik enerjisi tüketim verileri ile hesaplamalar gerçekleştirilmiştir.

Çalışma, kısa dönemli elektrik enerjisi talep tahmininde, daha sonraki yıllar için örnek oluşturabilecek referans aralıklarına sahiptir.



KAYNAKÇA

- [1]TEİAŞ. (2004, Kasım). Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması 2005-2020. Erişim Tarihi: 9 Şubat 2014, www.emo.org.tr
- [2]TEİAŞ. (2013, Ekim). 2012 Yılı Türkiye Elektrik İletimi Sektör Raporu. Erişim Tarihi: 2 Şubat 2014, www.sayistay.gov.tr
- [3]Ertuğrul, H. M. (2010). Türkiye’de Enerji Sektöründeki Yapısal Reformların Enerji Verimliliği Üzerine Etkileri. *Enerji, Piyasa ve Düzenleme*, 1(2), 145-171.
- [4]Hamzaçebi, C., & Kutay, F. (2004). Yapay Sinir Ağları İle Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketiminin 2010 Yılına Kadar Tahmini. *Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi*, 19(3).
- [5]Zhou, P., Ang, B. W., & Poh, K. L. (2006). A trigonometric grey prediction approach to forecasting electricity demand. *Energy*, 31(14), 2839-2847.
- [6]Pao, H. T. (2009). Forecasting energy consumption in Taiwan using hybrid nonlinear models. *Energy*, 34(10), 1438-1446.
- [7]Erdogdu, E. (2007). Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey. *Energy policy*, 35(2), 1129-1146.
- [8]El-Telbany, M., & El-Karmi, F. (2008). Short-term forecasting of Jordanian electricity demand using particle swarm optimization. *Electric Power Systems Research*, 78(3), 425-433.
- [9]Srinivasan, D. (2008). Energy demand prediction using GMDH networks. *Neurocomputing*, 72(1), 625-629.
- [10]Dilaver, Z., & Hunt, L. C. (2011). Industrial electricity demand for Turkey: a structural time series analysis. *Energy Economics*, 33(3), 426-436.
- [11]Bianco, V., Manca, O., & Nardini, S. (2009). Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models. *Energy*, 34(9), 1413-1421.
- [12]TEİAŞ. (2009, Haziran). Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2009-2018. Erişim Tarihi: 10 Şubat 2014, www.teias.gov.tr
- [13]Doğru, C. Türkiye’de Elektrik Piyasasının Yeniden Yapılanması Sürecine Bir Bakış. *Sosyal Bilimler Metinleri*. 01, 2010, 12-13.
- [14]Dalmanog, Ö., & Dog, O. (2010). On statistical approximation properties of Kantorovich type q-Bernstein operators. *Mathematical and Computer Modelling*, 52(5), 760-771.
- [15]TEİAŞ. (2007, Temmuz). Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2007-2016. Erişim Tarihi: 1 Şubat 2014, www.teias.gov.tr
- [16]UEA. (2014, Ocak). Dünya Enerji İstatistikleri. Erişim Tarihi: 22 Şubat 2014, www.dektmk.org.tr

- [17]**Elektrik Tesisat Mühendisleri Derneği Dergisi.** (2013, Temmuz). Nükleer Enerji, Dünyadaki Son Durum ve Türkiyedeki Çalışmalar. Erişim Tarihi: 22 Şubat 2014, www.etmed.org.tr
- [18]**Jestin-Fleury, N.** (1994). International Energy Agency. World Energy Outlook.Politique étrangère, 59(2), 564-565.
- [19]**IEA.** (2009). Towards a More Energy Efficient Future. Erişim Tarihi: 26 Şubat 2014, www.iea.org
- [20]**IEA.** (2014). Energy Supply Security. Erişim Tarihi: 26 Şubat 2014, www.iea.org
- [21]**EÜAŞ.** (2012). Elektrik Üretim Sektör Raporu. Erişim Tarihi: 1 Mart 2014, www.enerji.gov.tr
- [22]**Rae.** (2000, Ekim). Yunan Elektrik Sistemi Ticaret Düzenlemelerinin Ayrıntılı Tanımı ve Anlatımı. Erişim Tarihi: 1 Mart 2014, www.rae.gr
- [23]**Office of Electricity Regulation.** (1998, Kasım) Review of Electricity Trading Arrangements. Erişim Tarihi: 1 Mart 2014, www.ofgem.gov.uk
- [24]**Jenssen M.J.** (2014) Organisational Changes at Nord Pool Spot. Erişim Tarihi: 5 Mart 2014, www.nordpoolspot.com
- [25]**Choueiri, M. N., & Kaminsky, G. L.** (1999). Has the Nature of Crises Changed? A L1812Quarter Century of Currency Crises in Argentina (No. 99-152). International Monetary Fund.
- [26]**The Transformation of Argentina's Electricity Industry.** (1997, Eylül). Argentina: Electricity Reform Abroad and U.S. Investment.
- [27]**Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu.** (2003, Ocak) Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler. Erişim Tarihi: 5 Mart 2014, www.epdk.org.tr
- [28]**Independent Electricity Market Operator.** (Aralık, 2001). An overview of The Imo-Administered Markets. Erişim Tarihi: 10 Mart 2014, www.ieso.ca
- [29]**PJM Protection Standarts.** (2014) The Power of Connecting. Erişim Tarihi: 12 Nisan 2014, www.pjm.com
- [30]**Kwoka, J., & Pollitt, M.** (2010). Do mergers improve efficiency? Evidence from restructuring the US electric power sector. International Journal of Industrial Organization, 28(6), 645-656.
- [31]**Asian Development Bank.** (2009). Asian Development Outlook. Erişim Tarihi: 15 Nisan 2014, www.adb.org
- [32]**Yi, H., Cheng, S., Du, Z., Shi, L. B. & Ni, Y.** (2008). Modeling and simulation on long-term dynamics of interconnected power system using area COI concept. Electric Power Systems Research, 78(8), 1369-1377.
- [33]**Gao, H. & Van Biesebroeck, J.** (2014). Effects of deregulation and vertical unbundling on the performance of China's electricity generation sector. The Journal of Industrial Economics, 62(1), 41-76.
- [34]**Yaa, L. I. U., Youpeng, X. U., & Yi, S. H. I.** (2012). Hydrological effects of urbanization in the Qinhuai River Basin, China. Procedia Engineering, 28, 767-771.
- [35]**Goldberg, P. K., Khandelwal, A., Pavcnik, N., & Topalova, P.** (2008). Imported intermediate inputs and domestic product growth: Evidence from India (No. w14416). National Bureau of Economic Research.
- [36]**PWC.** (2009) Turkey's Renewable Energy Sector From a Global Perspective. Erişim Tarihi: 12 Nisan 2014, www.pwc.com.tr
- [37]**FEPCJ.** (2012, Eylül) Environmental Action Plan by the Japanese Electric Utility Industry. Erişim Tarihi: 12 Nisan 2014, www.fepc.org.jp

- [38]Wu, Y. (2013). Electricity market integration: global trends and implications for the EAS region. *Energy Strategy Reviews*, 2(2), 138-145.
- [39]Nagayama, H. (2011). Japanese electricity industry: recommendations for restructuring. *The Electricity Journal*, 24(10), 79-90.
- [40]Kim, J. H., Liang, Y., Sakong, K. M., Choi, J. H., & Bak, Y. C. (2008). Temperature effect on the pressure drop across the cake of coal gasification ash formed on a ceramic filter. *Powder Technology*, 181(1), 67-73.
- [41]Lin, K. C., & Purra, M. M. (2012). *Transforming China's Electricity Sector: Institutional Change and Regulation in the Reform Era*. University of Cambridge, Mimeo.
- [42]Nikomborirak, D., & Manachotphong, W. (2007, Temmuz). Electricity reform in practice: The case of Thailand, Malaysia, Indonesia and the Philippines. In Intergovernmental group of experts on Competition Law and Policy in United Nations Conference on Trade and Development, Geneva, Switzerland. Retrieved May (Vol. 20, p. 2008).
- [43]Ültanır, M.Ö., 1998, 21. Yüzyıla Girerken Türkiye' nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi, TÜSAD-Türk Sanayicileri ve İş Adamları Derneği, TÜSİAD-T/98-12/239, İstanbul
- [44]Şensoy, M. Ufuk, Sevaioğlu, Osman (1994), Elektrik Sektörünün Devletçi Bir Yapıdan Rekabete Açık Bir Yapıya Kavuşturulması İçin Yapılması Gerekenler ve Özelleştirme Modeli, Türkiye 6. Enerji Kongresi 17-22 Ekim 1994 Teknik Oturum Tebliği 4, s. 233-244
- [45]Kilci, Metin. (1998). Ek ve Değişiklikleri ile Kamu İktisadi Teşebbüsleri ve Özelleştirme Mevzuatı. Erişim Tarihi : 22 Eylül 2015 <http://ekutup.dpt.gov.tr>
- [46]Özelleştirme İdaresi Başkanlığı. (2013, Kasım) Dağıtım Şirketleri Özelleştirilmesi. www.mevzuat.gov.tr
- [47]Yiğitgüden, H. Yurdakul (1999), Türkiye'de Elektrik Enerjisi Sektöründe Özelleştirme Politikaları ve Çalışmaları, İTO
- [48]International Energy Agency. (2010). *World Energy Outlook*. Erişim Tarihi: 22 Eylül 2015
- [49]Biricik, G., Bozkurt, O. O., & Taysi, Z. C. (2015, Mayıs). Analysis of features used in short-term electricity price forecasting for deregulated markets. In *Signal Processing and Communications Applications Conference (SIU)*, 2015 23th (pp. 600-603). IEEE..
- [50]Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2013, Mart) Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliği. Elektrik Piyasası Kanunu. Ankara.
- [51]Serpen, A. (2012, Haziran). Türkiye Elektrik Sektöründe Piyasa Oluşumu İçin Tarife Politikaları.
- [52]Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi. (2013), Gün Öncesi Piyasası Kullanıcı Klavuzu, Elektrik Piyasaları İşletme Dairesi Başkanlığı, <https://www.pmum.gov.tr>
- [53]Camadan, E., & Erten, İ. (2010). Üretim Özelleştirmeleri Öncesinde Türkiye Elektrik Piyasasında Piyasa Gücünün Değerlendirilmesi. *Enerji, Piyasa ve Düzenleme Dergisi*, 1(1).
- [54]Yaylalı, M. ve Lebe, F. (2013) Konut Sektörünün Elektrik Talebi: Türkiye için Talep Tahmini ve Öngörü. Nevşehir: Nevşehir Hacı Bektaş Veli Üniversitesi Sosyal Bilimler Ens.Dergisi, Cilt 3. Sayfa 119.
- [55]Kenç, N. (1998). Yük tahmini ve Beyoğlu bölgesine uygulanması (Doktora Tezi).

- [56]Aksel, F. (2015). Regresyon analizi ve yapay sinir ağı yöntemleri ile uzun dönem yük tahmini (Doctoral dissertation, Fen Bilimleri Enstitüsü).
- [57]Willis, H. L. (2002). Spatial electric load forecasting. CRC Press.
- [58]Kılıçbay, A. (1983). Uygulamalı ekonometri. Filiz Kitabevi.
- [59]Elmas, Ç. (2003) Yapay Zeka Uygulamaları. Ankara: Seçkin Yayıncılık, Sayfa 975-978.
- [60]Kılıç, G. (2015). Yapay Sinir Ağları İle Yemekhane Günlük Talep Tahmini (Doktora Tezi, Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü).
- [61]Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2014, Temmuz). Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalişması.
- [62]Enerji Piyasası İzleme ve Değerlendirme Dairesi. (2003, Ocak). Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler.
- [63]TEİAŞ. (2015). 2014 Yılı Kısa Dönem Arz Talep Projeksiyonu. Ankara.
- [64]TEİAŞ. (2015). 2014 Yılı Kısa Dönem Arz Talep. Ankara.
- [65]Türkyılmaz, O. (2010). Türkiye 'nin Enerji Görünümü. Mühendis ve Makina.
- [66]TEİAŞ. (2014). 2020 Yılı Elektrik Tüketimi Projeksiyonu. İstanbul.
- [67]Karakiş, E. (2014). Türkiye 2013 Yıllık Enerji İstatistikleri Raporu. Ankara: Enerji İstatistikleri Daire Başkanlığı.
- [68]Mermertaş, Ş. ve Taranto, Y. (2014). Elektrik Sektöründe Son Gelişmeler ve Bilanço Beklentileri. İstanbul. Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A. Ş.
- [69]Taranto, Y. (2014). 2014 İkinci Çeyrek Elektrik Sektörü. İstanbul : Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A. Ş.
- [70]Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2014). 2014 Piyasa Gözlem Raporu. Ankara.
- [71]Elektrik Piyasası Denetleme Kurumu. (2003) Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler.
- [72]Hökelek, Y. ve Değirmenci, N. (2008). Elektrik Sektörü ve Enerjide Özerk Fon Yönetim Modeli. Kayseri.
- [73]Eisentraut, A. (2010). Sustainable production of second-generation biofuels.
- [74]Orkun, Ozan. (2013) Nükleer Enerji, Dünyadaki Son Durum ve Türkiye'deki Çalışmalar. Elektrik Tesisat Mühendisleri Derneği Dergisi. Cilt 56. 84-85.
- [75]Çelikkol, H., Özkan, N. (2015). Karbon Piyasaları Ve Türkiye Perspektifi. Dumlupınar Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi, 31(31).
- [76]World Energy Council and Turkish National Committee. (2010). Dünya ve Türkiye Enerji İstatistikler; 2008, 2009, 2010.
- [77]Energy Information Administration. The Transformation of Argentinas Electricity Industry. Energy Markets and End Use U.S. Department. Electricity Reform Abroad and U.S. Investment. Washington : 1997, s. 61-77.
- [78]Kumar, M. ve Abdullah, F. (2012). Annual Report 2011-12.
- [79]Sueyoshi, T., Goto, M. (2011). DEA approach for unified efficiency measurement: assessment of Japanese fossil fuel power generation. Energy Economics, 33(2), 292-303.
- [80]Camadan, E., Erten, İ. (2010). Üretim Özelleştirmeleri Öncesinde Türkiye Elektrik Piyasasında Piyasa Gücünün Değerlendirilmesi. Enerji, Piyasa ve Düzenleme Dergisi, 1(1).
- [81]Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2015). Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik.

- [82]**Çetinkaya, S.** (2014). Global Ekonomik Sorunlar ve Jeopolitik Çatışmalar Kapsamında Türkiye ve Enerji Yol Haritası. İstanbul. Stratejik Teknik Ekonomik Araştırmalar Merkezi. s. 46.
- [83]**Edmunds, R.** (2014). PLEXOS Working Document. Leeds.
- [84]**BP.** (2004). BP Sustainability Report.
- [85]**TEİAŞ.** (2012). Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012 – 2021), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, Ankara.
- [86]**TEDAŞ.** (2012). Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri. Ankara.
- [87]**EPDK.** (2011). Elektrik Tarifeleri. Ankara.
- [88]**EPDK.** (2013). 2012 Yılı Türkiye Enerji Üretim Tüketim Puant Bilgileri ve Artış Yüzdeleri. Ankara.
- [89]**Karakış, E.** (2013). 2012 Yılı Enerji İstatistikleri Raporu. Ankara.
- [90]**EPDK.** (2015). 2014 Piyasa Gözlem Raporu. Ankara.





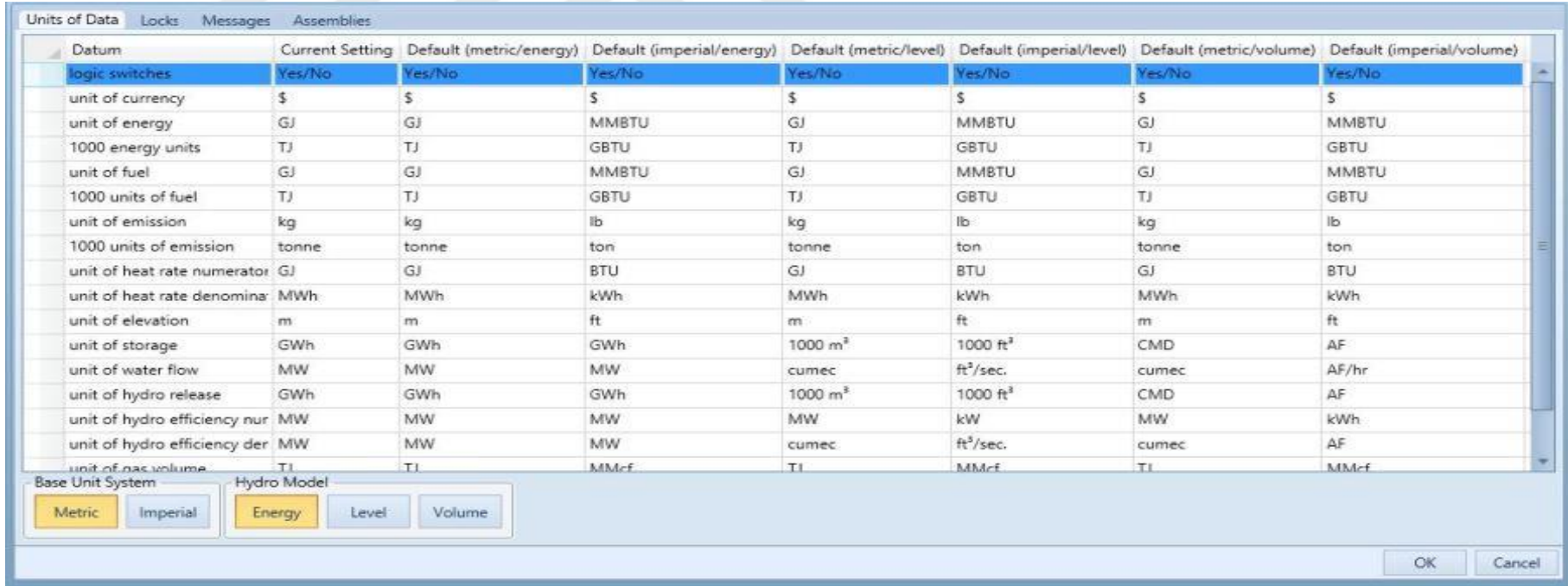
EKLER

Ek A : Plexos Programı Ekran Görüntüleri

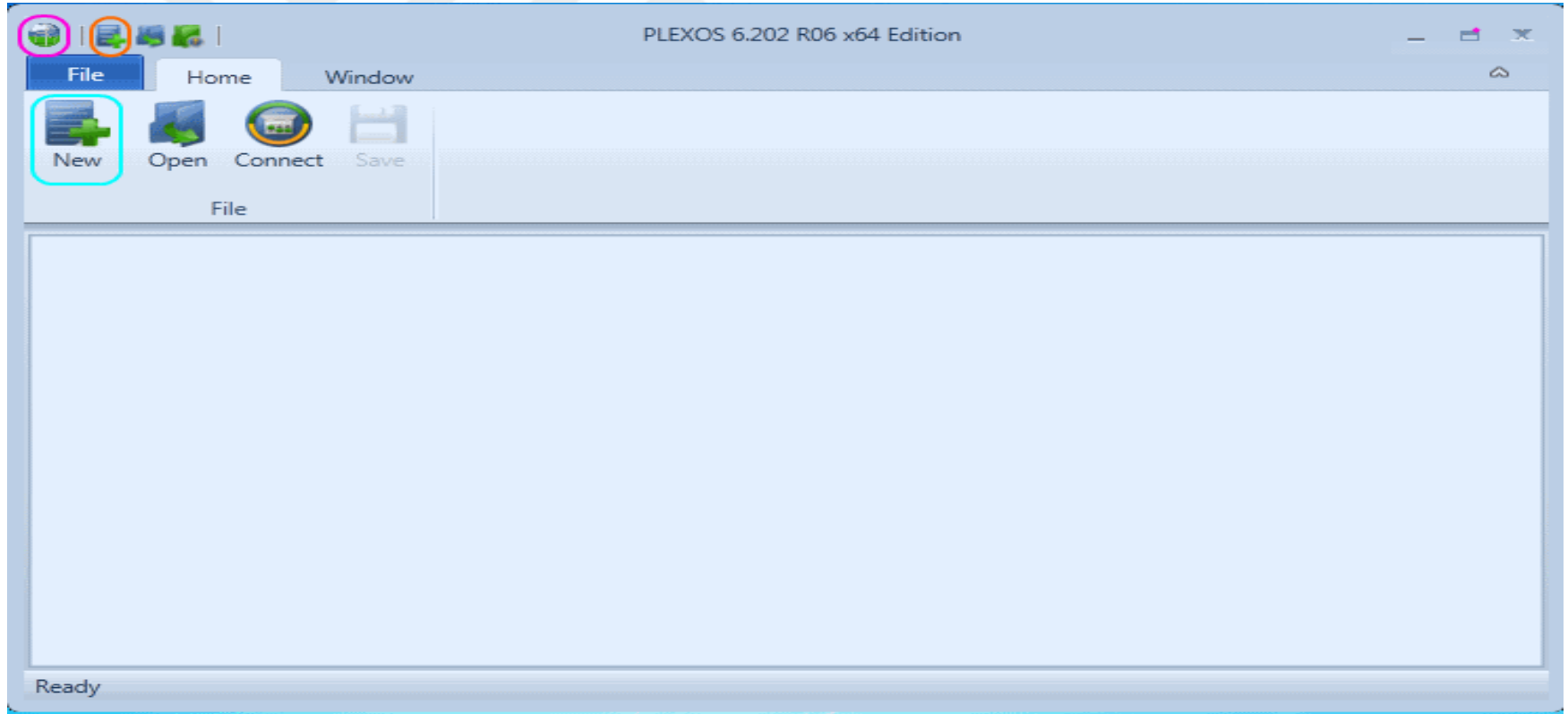
EK B : Plexos Yazılımı 2014 ve 2015 Yılları Tahmin Sonuçları



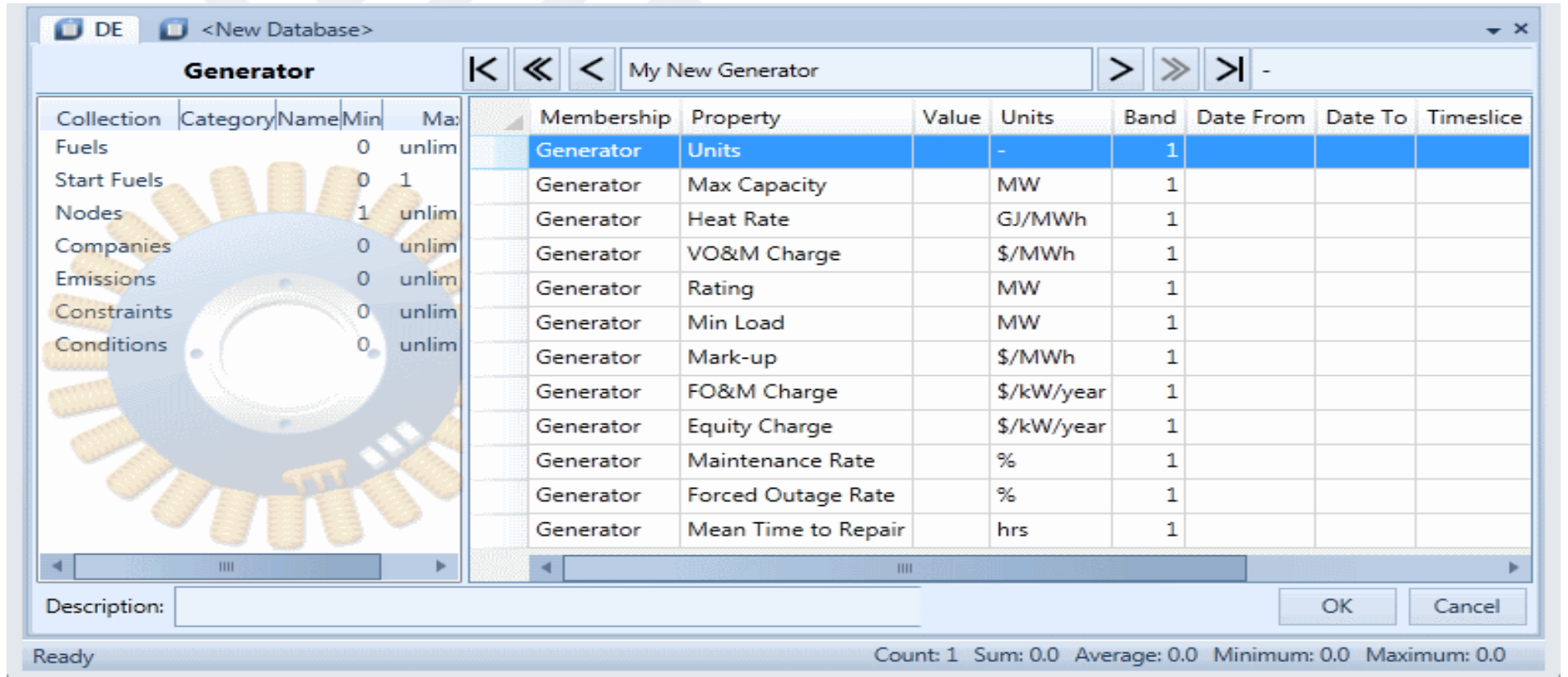
EKA



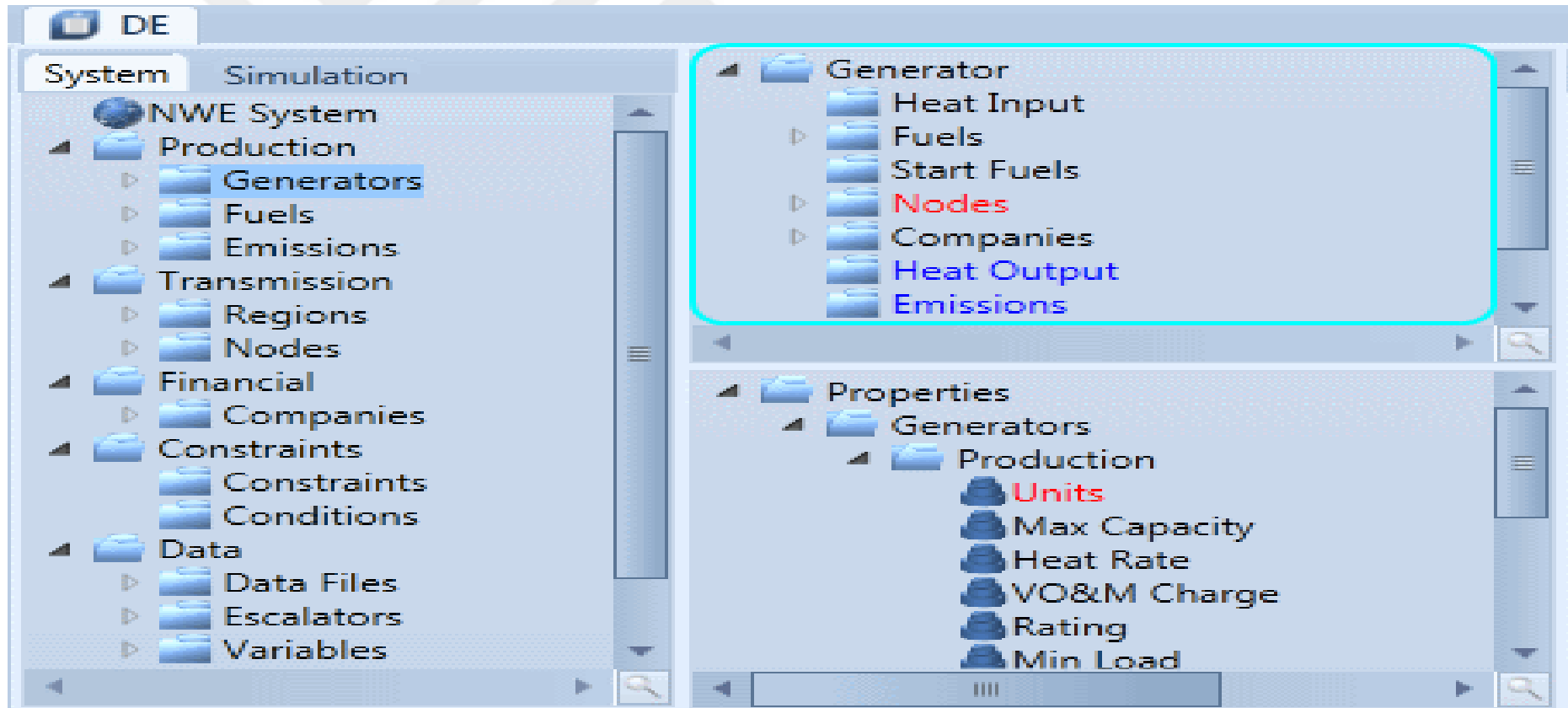
Şekil A. 1. Plexos yazılımında kullanılacak verilerin birimlerinin belirlendiği ekran görüntüsü [83].



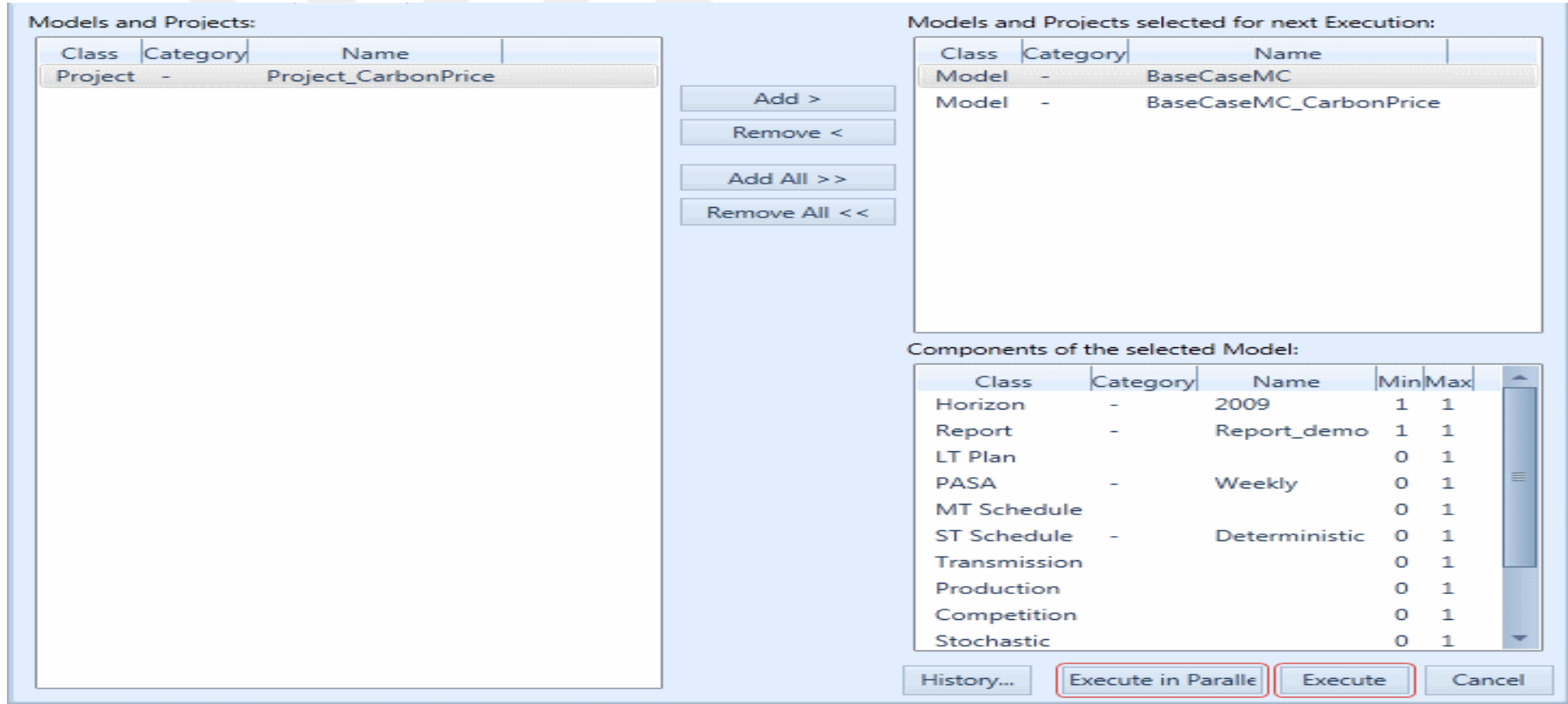
Şekil A.2. : Plexos yazılımında yeni açılacak dosya için izlenen adımların ekran görüntüsü [83].



Şekil A. 3. Enerji üretim sistemi özelliklerinin belirlendiği ekran görüntüsü [83].



Şekil A.4. Programa girilebilecek veri ağacı ekran görüntüsü [83].



Şekil A.5. Programdan alınacak çıktıların belirlendiği ekran görüntüsü [83].

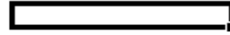
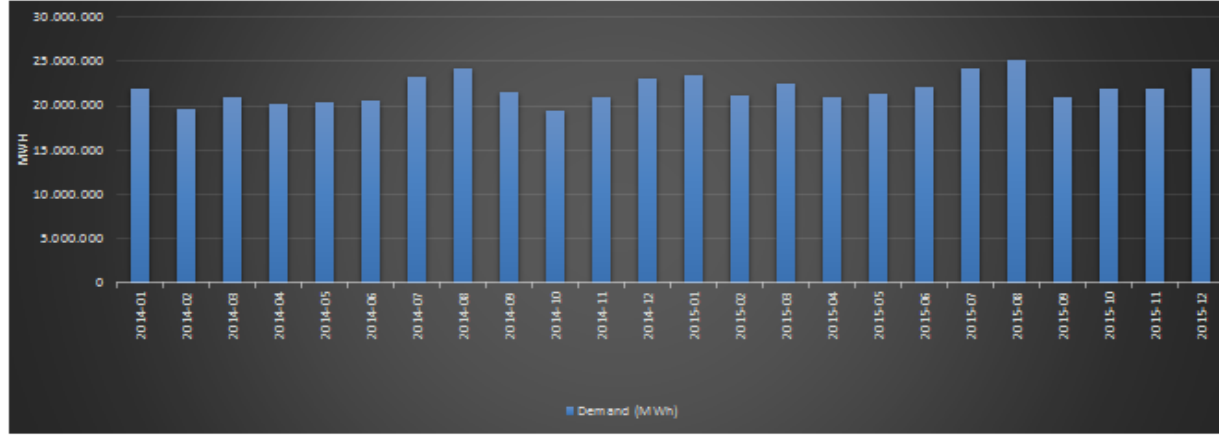
EK B

MONTHLY TOTAL DEMAND FORECAST

BACK

FORWARD

Date	Demand (MWh)
2014-01	21.903.714
2014-02	19.673.881
2014-03	20.942.479
2014-04	20.266.516
2014-05	20.424.502
2014-06	20.645.466
2014-07	23.233.269
2014-08	24.187.958
2014-09	21.507.969
2014-10	19.353.798
2014-11	20.913.234
2014-12	23.015.564
2015-01	23.512.852
2015-02	21.055.853
2015-03	22.483.614
2015-04	20.977.028
2015-05	21.353.174
2015-06	22.105.849
2015-07	24.259.521
2015-08	25.164.975
2015-09	20.969.057
2015-10	21.831.028
2015-11	21.876.303
2015-12	24.258.383
2013 Total Demand	245.483.666
2014 Forecasted Demand	256.068.350
2015 Forecasted Demand	269.847.638



Şekil B.1. 2014 ve 2015 yılları için Plexos yazılımı ile yapılan elektrik enerjisi talep tahmini sonuçları.



ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad : Yasemin Özliman
Doğum Yeri ve Tarihi : Yalova - 26.02.1987
E-Posta : y.ozliman@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Lisans :2010, Uludağ Üniversitesi, Mühendislik Mimarlık
Fakültesi, Çevre Mühendisliği Bölümü