

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI KISA DÖNEMLİ
REFERANS FİYAT TAHMİNİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Sercan YILDIZ

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

MAYIS 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI
KISA DÖNEMLİ REFERANS FİYAT TAHMİNİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Sercan YILDIZ
(301121027)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Sermin ONAYGİL

MAYIS 2015

İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301121027 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Sercan YILDIZ**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI KISA DÖNEMLİ REFERANS FİYAT TAHMİNİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

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

İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Doç. Dr. Ömer GÜL**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Güzay PAŞAOĞLU

İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **4 Mayıs 2015**

Savunma Tarihi : **27 Mayıs 2015**

Geleceğe,

ÖNSÖZ

Yönlendirmeleri ve bana olan inancından dolayı tez danışmanım Prof. Dr. Sermin Onaygil'e, her zaman yanımda olan sevgili dostlarım Gözde Özdemir ve Egemen Akbulut'a, tez hazırlama aşamasındaki anlayışlarından dolayı aileme ve teknik bilgi konusundaki desteklerinden dolayı başta Tolga Yakan olmak üzere, CLK Enerji Portföy Yönetimi Departmanı yöneticilerine ve çalışma arkadaşlarıma teşekkürü bir borç bilirim.

Mayıs 2015

Sercan Yıldız
(Makine Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
SEMBOLLER	xvii
ÖZET.....	xix
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	2
1.2 Literatür Araştırması	3
2. ELEKTRİK PİYASASI.....	9
2.1 Değer ve Fiyat Kavramı	9
2.2 Elektrik Sektöründe Piyasa Kavramı	11
2.2.1 Avrupa elektrik piyasaları	13
2.2.2 Türkiye elektrik piyasası	17
2.3 Elektrik Piyasasında Fiyat Kavramı	22
2.3.1 Gün öncesi piyasası.....	24
2.3.2 Gün içi piyasası	24
2.3.3 Dengeleme (gerçek zamanlı) piyasası.....	25
2.4 Türkiye Elektrik Piyasasında Referans Fiyat Oluşumu	25
2.4.1 Gün öncesi piyasası.....	25
2.4.1.1 Gün öncesi piyasa süreçleri.....	26
2.4.2 Gün öncesi piyasası referans fiyat oluşum süreci	27
2.5 Elektrik Piyasasında Referans Fiyat Tahmini	28
3. YAPAY SİNİR AĞLARI.....	31
3.1 Zaman Serileri ve Uygulamaları	31
3.2 YSA'nın Genel Yapısı	32
3.3 YSA'ların Sınıflandırılması	35
3.3.1 YSA ağ yapıları.....	35
3.3.1.1 İleri beslemeli YSA'lar	36
3.3.1.2 Geri beslemeli YSA'lar.....	43
3.3.2 YSA öğrenme tipleri	43
3.3.2.1 Danışmanlı öğrenme	44
3.3.2.2 Danışmansız öğrenme	44
3.3.2.3 Takviyeli öğrenme	45
4. TEP REFERANS FİYAT TAHMİNİ	47
4.1 RF Oluşumuna Etki Eden Faktörler	47
4.1.1 TEP üretim santralleri profili	47
4.1.2 TEP tüketim profili	54
4.2 2013 ve 2014 Yılları TEP Referans Fiyat Analizi	58

4.2.1 Ay tipi bazında RF analizi.....	60
4.2.2 Gün tipi bazında RF analizi.....	61
4.2.3 Saat tipi bazında RF analizi.....	62
4.3 YSA Modeli ile TEP Referans Fiyat Tahmini Uygulaması	63
4.3.1 RF tahmin veri grupları	64
4.3.1.1 Değiştirilmiş Thompson's Tau yöntemi	67
4.3.2 YSA tahmin modeli.....	68
4.3.3 YSA tahmin performans faktörü	69
4.3.4 YSA tahmin sonuçları	69
4.3.4.1 YSA modeli kış dönemi sonuçları	70
4.3.4.2 YSA modeli yaz dönemi sonuçları.....	77
5. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	85
KAYNAKLAR.....	91
EKLER.....	95
ÖZGEÇMİŞ.....	99

KISALTMALAR

ACER	: Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı)
AEP	: Avrupa Elektrik Piyasası
AR	: Autoregressive (Özbağlanım)
ARIMA	: Autoregressive Integrated Moving Average (Özbağlanım Bütünleşik Hareketli Ortalama)
ARMAX	: Autoregressive Moving Average eXogeneous (Eksojen Özbağlanım Hareketli Ortalama)
BYEVİS	: Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmeleri
CEER	: Council of European Energy Regulators (Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi)
ÇG	: Çalışma Günleri
ÇK	: Çıktı Katmanı
ÇKP	: Çok Katmanlı Perceptron
DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
DSO	: Distribution System Operator (Dağıtım Sistemi İşletmecisi)
DUY	: Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EDAŞ	: Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
ENTSO-E	: European Network of Transmission System Operators for Electricity (Avrupa Elektrik İletim Ağı Sistem İşletmecileri)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPFT	: Elektrik Fiyat Tahmini
EPIAŞ	: Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
EPSAŞ	: Elektrik Perakende Satış Anonim Şirketi
ERGEG	: European Regulators' Group for Electricity and Gas (Avrupa Elektrik ve Gaz Düzenleyicileri Grubu)
ERI	: Electricity Regional Initiative (Bölgesel Elektrik Girişimi)
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GARCH	: Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (Genelleştirilmiş Özbağlanım Şartlı Heteroskedastis)
GBTHİ	: Günlük Bazda Tahmin Hata İstatistikleri
GİP	: Gün İçi Piyasası
GK	: Gizli Katman
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
HG	: Haftanın Günleri
IHMAR	: Iterated Hsieh-Manski Autoregressive (Ötelenmiş Hsieh-Manski Özbağlanım)
IHMARX	: Iterated Hsieh-Manski Autoregressive eXogeneous (Ötelenmiş Hsieh-Manski Eksojen Özbağlanım)
IMF	: International Monetary Fund (Uluslararası Para Fonu)
KPTF	: Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı
LSSVM	: Least Squares Support Vector Machine (En Küçük Kareler Destek Vektör Makinası)

LÜY	: Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik
MAE	: Mean Absolute Error (Ortalama Mutlak Hata)
MAPE	: Mean Absolute Percentage Error (Ortalama Mutlak Yüzde Hata)
MSRE	: Mean Square Root Error (Ortalama Karekök Hata)
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
NPTF	: Nihai Piyasa Takas Fiyatı
OECD	: The Organisation for Economic Co-operation and Development (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü)
OEEC	: The Organisation for European Economic Co-operation (Avrupa Ekonomik İşbirliği Örgütü)
ORT	: Ortalama
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi
p-AR	: Periodic Autoregressive (Periyodik Özbağlanım)
p-ARX	: Periodic Autoregressive eXogeneous (Eksojen Periyodik Özbağlanım)
Pİ	: Piyasa İşletmecisi
PJM	: Pensilvania-New Jersey-Maryland
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
PYS	: Piyasa Yönetim Sistemi
RF	: Referans Fiyat
SA	: Saat
SBTHİ	: Saatlik Bazda Tahmin Hata İstatistikleri
Sİ	: Sistem İşletmecisi
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
SN	: Saniye
SNAR	: Smoothed Nonparametric Autoregressive (Düzgünleştirilmiş Parametrik Olmayan Özbağlanım)
SNARX	: Smoothed Nonparametric Autoregressive eXogeneous (Düzgünleştirilmiş Parametrik Olmayan Eksojen Özbağlanım)
TBMM	: Türkiye Büyük Millet Meclisi
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TEP	: Türkiye Elektrik Piyasası
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TSO	: Transmission System Operator (İletim Sistemi İşletmecisi)
UCPTE	: Union for The Co-ordination of Production and Transmission of Electricity (Elektrik Üretim ve İletim Koordinasyon Birliği)
WMAE	: Weighted Mean Absolute Error (Ağırlıklandırılmış Ortalama Mutlak Hata)
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması
YSA	: Yapay Sinir Ağları

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Elektrik reformunun temel aşamaları.	12
Çizelge 2.2 : TEDAŞ dağıtım bölgeleri ve kapsadığı iller.	20
Çizelge 2.3 : TEP hedef ve strateji bağlamında özelleştirme uygulamaları.	21
Çizelge 4.1 : TEİAŞ 2015 Şubat ayı kurulu güç raporu.	48
Çizelge 4.2 : 2014 - 2015 yılları YEKDEM değerleri.....	50
Çizelge 4.3 : 2013 yılı kaynak bazlı üretim ve YEKDEM değerleri.....	51
Çizelge 4.4 : 2014 yılı kaynak bazlı üretim ve YEKDEM değerleri.....	51
Çizelge 4.5 : 2015 Şubat ayı TEP kuruluşları, kurulu güç dağılımı.....	52
Çizelge 4.6 : 2013 ve 2014 TEP kuruluşlar bazında elektrik üretimi.....	53
Çizelge 4.7 : 2013 kayıp-kaçak hariç tahakkuk edilen net elektrik enerjisi.....	56
Çizelge 4.8 : 2013-2014 PTF değeri ortalamaları.....	60
Çizelge 4.9 : 2013-2014 gün tipi PTF ortalamaları.....	62
Çizelge 4.10 : 2013-2014 gündüz, puant ve gece PTF ortalamaları.....	62
Çizelge 4.11 : Kış dönemi 3 nöron ortalama MAPE değerleri.....	71
Çizelge 4.12 : Kış dönemi 5 nöron ortalama MAPE değerleri.....	73
Çizelge 4.13 : Kış dönemi 7 nöron ortalama MAPE değerleri.....	75
Çizelge 4.14 : Kış dönemi 9 nöron ortalama MAPE değerleri.....	76
Çizelge 4.15 : Kış dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron – saatlik ortalama MAPE değerleri ...	77
Çizelge 4.16 : Kış dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron – günlük ortalama MAPE değerleri...	77
Çizelge 4.17 : Yaz dönemi 3 nöron ortalama MAPE değerleri.....	79
Çizelge 4.18 : Yaz dönemi 5 nöron ortalama MAPE değerleri.....	80
Çizelge 4.19 : Yaz dönemi 7 nöron ortalama MAPE değerleri.....	82
Çizelge 4.20 : Yaz dönemi 9 nöron ortalama MAPE değerleri.....	83
Çizelge 4.21 : Yaz dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron – saatlik ortalama MAPE değerleri...	84
Çizelge 4.22 : Yaz dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron günlük ortalama MAPE değerleri.....	84
Çizelge 5.1 : Kış-Yaz dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron saatlik ortalama MAPE değerleri.	86
Çizelge 5.2 : YSA modeli uygulama süreleri.	87
Çizelge A.1 : Kış mevsimi test veri seti.	96
Çizelge B.1 : Yaz mevsimi test veri seti.....	97

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Elektrik piyasasında RF oluşumu.....	23
Şekil 3.1 : Biyolojik nöron yapısı ve elemanları	32
Şekil 3.2 : Yapay sinir ağı yapısının çizimsel gösterimi	33
Şekil 3.3 : Bir nöronun matematik modelinin gösterimi	33
Şekil 3.4 : Temel doğrusalsızlıklar	35
Şekil 3.5 : İleri beslemeli ve geri beslemeli YSA örneklemeleri	36
Şekil 3.6 : İleri beslemeli YSA.....	37
Şekil 3.7 : İki adet gizli katmana sahip perceptron.....	39
Şekil 3.8 : Tam geri beslemeli YSA yapısı.....	43
Şekil 4.1 : Elektrik üretim santral sayısı grafiği	48
Şekil 4.2 : Elektrik üretim santralleri kurulu güç grafiği.....	49
Şekil 4.3 : 2013 ve 2014 YEK santralleri elektrik üretimi	53
Şekil 4.4 : 2013 ve 2014 Türkiye toplam elektrik tüketimi.....	54
Şekil 4.5 : 2013 yılı dağıtım sisteminde tahakkuk eden enerji	55
Şekil 4.6 : 2013 yılı dağıtım sistemine giren enerji	56
Şekil 4.7 : 2014 gün tipine göre bölgesel ani puant ortalamaları	57
Şekil 4.8 : 2014 saat bazlı ani puant görülme sıklığı	57
Şekil 4.9 : 2014 yük tevzi bölgeleri ortalama ani puant değerleri	58
Şekil 4.10 : 2010-2014 yılları arası PTF yıllık ortalama değerleri	59
Şekil 4.11 : 2013-2014 ay tipi PTF karşılaştırmaları.....	60
Şekil 4.12 : 2013-2014 gün tipi PTF karşılaştırmaları	61
Şekil 4.13 : 2013-2014 saat tipi bazında PTF ortalamaları	63
Şekil 4.14 : 2013-2014 PTF değerleri görülme sıklığı	63
Şekil 4.15 : Thompson Tau yöntemi akış diyagramı.....	67
Şekil 4.16 : Uygulanan YSA model yapısı.....	68
Şekil 4.17 : Tanjant sigmoid ve saf lineer transfer fonksiyonları.....	68
Şekil 4.18 : Kış dönemi 3 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	70
Şekil 4.19 : Kış dönemi 3 nöron – SBTHİ.....	70
Şekil 4.20 : Kış dönemi 3 nöron – GBTHİ.....	71
Şekil 4.21 : Kış dönemi 5 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	72
Şekil 4.22 : Kış dönemi 5 nöron – SBTHİ.....	72
Şekil 4.23 : Kış dönemi 5 nöron – GBTHİ.....	72
Şekil 4.24 : Kış dönemi 7 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	73
Şekil 4.25 : Kış dönemi 7 nöron – SBTHİ.....	74
Şekil 4.26 : Kış dönemi 7 nöron – GBTHİ.....	74
Şekil 4.27 : Kış dönemi 9 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	75
Şekil 4.28 : Kış dönemi 9 nöron – SBTHİ.....	75
Şekil 4.29 : Kış dönemi 9 nöron – GBTHİ.....	76
Şekil 4.30 : Yaz dönemi 3 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	78
Şekil 4.31 : Yaz dönemi 3 nöron – SBTHİ.....	78
Şekil 4.32 : Yaz dönemi 3 nöron – GBTHİ.....	78

Şekil 4.33 : Yaz dönemi 5 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	79
Şekil 4.34 : Yaz dönemi 5 nöron – SBTHİ.	79
Şekil 4.35 : Yaz dönemi 5 nöron – GBTHİ.	80
Şekil 4.36 : Yaz dönemi 7 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	81
Şekil 4.37 : Yaz dönemi 7 nöron – SBTHİ.	81
Şekil 4.38 : Yaz dönemi 7 nöron – GBTHİ.	81
Şekil 4.39 : Yaz dönemi 9 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.	82
Şekil 4.40 : Yaz dönemi 9 nöron – SBTHİ.	82
Şekil 4.41 : Yaz dönemi 9 nöron – GBTHİ.	83
Şekil 5.1 : Kış ve Yaz dönemleri saatlik ortalama MAPE değerleri.	88
Şekil 5.2 : Kış ve Yaz dönemleri günlük ortalamalama MAPE değerleri.	89

SEMBOLLER

%	: Yüzde
b	: Hata Faktörü
η	: Kazanım Terimi
δ_j	: Hata Terimi
δ_i	: Mutlak Standart Sapma
e_k	: Hata Terimi
λ	: Adım Boyutunu Yöneten Parametre
\$/kWh	: Amerikan Doları / Kilowatt Hour (Saat)
€/kWh	: Avro / Kilowatt Hour (Saat)
TL/kWh	: Türk Lirası / Kilowatt Hour
AG₁	: H ₄ ve H ₃ Değerlerinin Aritmetik Ortalaması
AG₂	: H ₃ ve H ₂ Değerlerinin Aritmetik Ortalaması
AG₃	: H ₂ ve H ₁ Değerlerinin Aritmetik Ortalaması
Ag_{ort}	: AG ₁ , AG ₂ ve AG ₃ Değerlerinin Aritmetik Ortalaması
F	: Transfer Fonksiyonu
F_t	: Tahmin Değeri
F_{tahmin}	: Tahmin Sonunca Elde Edilen Referans Fiyat Değeri
F_{test}	: F _{tahmin} Değerlerinin İlgili Dönem İçin Karşılaştırıldığı Referans Fiyat Değerleri
G₁	: 24 Saat Öncesinin Referans Fiyatı
G₂	: 48 Saat Öncesinin Referans Fiyatı
G₃	: 72 Saat Öncesinin Referans Fiyatı
H	: Hessian Fonksiyonu
H₁	: Bir Hafta Öncesinin Aynı Saat İçin Referans Fiyatı
H₂	: İki Hafta Öncesinin Aynı Saat İçin Referans Fiyatı
H₃	: Üç Hafta Öncesinin Aynı Saat İçin Referans Fiyatı
H₄	: Dört Hafta Öncesinin Aynı Saat İçin Referans Fiyatı
HG₁₁	: Bir Hafta Önce, Bir Gün Öncesinin Aynı Saat Referans Fiyatı
HG₁₂	: Bir Hafta Önce, İki Gün Öncesinin Aynı Saat Referans Fiyatı
HG₂₁	: İki Hafta Önce, Bir Gün Öncesinin Aynı Saat Referans Fiyatı
HG₂₂	: İki Hafta Önce, İki Gün Öncesinin Aynı Saat Referans Fiyatı
HG₃₁	: Üç Hafta Önce, Bir Gün Öncesinin Aynı Saat Referans Fiyatı
HG₃₂	: Üç Hafta Önce, İki Gün Öncesinin Aynı Saat Referans Fiyatı
I	: Birim Vektör
GW	: Gigawatt
GWh	: Gigawatt Hour (Saat)
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt Hour (Saat)
MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt Hour (Saat)
S	: Standart Sapma
x	: Girdi Değeri
X_{girdi}	: Tahmin Modeli İçin Girdi Değerleri Kümesi

X_t	: Gerçek Değer
w	: Ağırlıklandırma Değeri
W₁	: HG ₃₁ , HG ₂₁ ve HG ₁₁ Değerlerinin Aritmetik Ortalaması
W₂	: HG ₃₂ , HG ₂₂ ve HG ₁₂ Değerlerinin Aritmetik Ortalaması
Z	: T Değişkenine Karşılık Zaman İçerisindeki Değişimin Euler Sayısı Cinsinden İfadesi

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI KISA DÖNEMLİ REFERANS FİYAT TAHMİNİ

ÖZET

Dünya genelinde değişen teknolojik alt yapı ve günlük yaşama olan adaptasyon göz önüne alındığında, geçtiğimiz yirmi yıl içindeki uyum aşaması yüksek bir ivme ile ilerleyişine devam etmiştir. Bu bağlamda evrenselleşen ve gelişen Dünyada enerji kavramının önemi daha da belirgin hale gelmiştir.

Elektrik enerjisi ihtiyacının bu değişime paralel olarak göstermiş olduğu artış, özellikle enerji piyasalarının serbestleşme süreci ile beraber kendini daha etkin olarak hissettirmiştir.

Türkiye Elektrik Piyasası, 2001 yılında 4628 no'lu kanun ile serbestleşme sürecine girmiştir. Bu kapsamda özelleşen ve serbestleşen piyasa içerisinde; şeffaflığın ön planda olduğu, yatırımcılara doğru Referans Fiyatı gösterebilme kabiliyetine sahip piyasanın oluşması hedeflenmiştir.

Gelişen piyasa dinamiklerine paralel olarak zaman içerisinde Gün Öncesi Piyasası Referans Fiyatı'nın doğru tahmin edilebilmesi piyasa aktörü olan şirketler için ticari operasyonlarını yönetebilmeleri adına önem arz etmeye başlamıştır.

Gün Öncesi Piyasası Referans Fiyat tahmini için; elektrik piyasası simülasyonu ve matematik modellere dayalı analiz temelli çalışmalar olmak üzere iki farklı yaklaşımdan bahsedilebilir. Bu tez çalışması kapsamında gizli katmanlı 3,5,7 ve 9 olmak üzere farklı sayıda nöron miktarı içeren Levenberg-Marquardt geriye yayılma Yapay Sinir Ağları algoritması kullanılarak Türkiye Elektrik Piyasası kısa dönemli Referans Fiyat tahmin çalışması gerçekleştirilmiştir.

Elektrik üretim ve tüketim faaliyetleri, elektrik piyasalarındaki Referans Fiyat'ın oluşumunda rol oynayan başlıca iki ana faktördür. Ancak serbestleşme aşamasını tamamlamamış Türkiye Elektrik Piyasası (TEP) içindeki elektrik üretim ve tüketim faaliyetlerine konu olan saatlik verilere kamuya açık servislerde erişilememektedir. TEP serbestleşme aşamasını tamamlasa dahi, elektrik enerjisine konu olan veri setleri iştirakçilerin stratejik ticari faaliyetlerini kapsayan ve birinci derecede önem arz eden bilgileri içerdikleri için, kamuya açık bir şekilde paylaşılabilir. Bu durum göz önüne alındığında, tez çalışmasında veri olarak, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) tarafından kamuya açık bir şekilde paylaşılan, TEP'deki elektrik üretim ve tüketim faaliyetleri sonucu oluşan ve bu faaliyetlerin eğilimlerini kendi zaman serisi içinde barındıran Piyasa Takas Fiyatları (PTF) kullanılmıştır. Gün içerisinde saatlik bazda oluşan PTF, elektriğin ticari faaliyetleri içinde anılan Referans Fiyat kavramına karşılık gelmektedir.

Çalışma, Kış ve Yaz olmak üzere iki farklı dönem için birer hafta örneklem seçilerek gerçekleştirilmiştir. Ocak 2012-Temmuz 2014 zaman dilimi çalışma aralığı olarak belirlenmiştir. Kış dönemi için 01.01.2012-05.01.2014, Yaz dönemi için 01.01.2012-06.07.2014 tahmin eğitim veri setlerine ait tarih aralığı olarak kullanılırken, yine Kış

dönemi için 06-12.01.2014, Yaz dönemi için 07-13.07.2014 ise test veri setlerine ait tarih aralığı olarak kullanılmıştır. Modelin ana veri setini takvim günleri göz önüne alınarak, Ocak 2012 ve Temmuz 2014 zaman aralığına ait Piyasa Takas Fiyatı (Referans Fiyat) değerleri oluşturmuştur.

Çalışma sonucunda, Kış döneminde saatlik ortalama %4,7 MAPE değeri ile gizli katmanı 7 ve 9 nörona sahip yapay sinir ağı modelleri, Yaz döneminde ise saatlik ortalama %6,3 MAPE değeri ile gizli katmanı 5 ve 9 nörona sahip yapay sinir ağı modelleri en başarılı modeller olurken, tüm nöron tiplerinde ise Kış dönemi için saatlik %4,9 ve günlük %2, Yaz dönemi için saatlik %6,4 ve günlük %3,9 ortalama MAPE değerleri hesaplanmıştır.

Bugünkü TEP yapısında bulunan piyasa iştirakçilerinin, Gün Öncesi Piyasası içinde var olan kalemler ve elektrik talep-tahmin dengesizliğinden kaynaklanan mali yükümlülükler başta olmak üzere, saatlik bazda katlanmak zorunda oldukları uzlaştırma sonuçları söz konusudur. Bu bağlamda, yatırımcı taraftaki elektrik piyasası üretim veya tedarik şirketlerinin piyasa yapısı içindeki yakın geleceğe ilişkin ticari operasyonlarını doğru bir şekilde yönetebilmeleri için, Referans Fiyat tahmin çalışmaları yapmaları gerekmektedir. Önümüzdeki dönemlerde, TEP yeni yapılanmalara yönelecektir. Özellikle yakın gelecekte aktifleşecek Enerji Piyasaları Anonim Şirketi (EPIAŞ) ile hayata geçecek enerji borsası kavramı, Gün İçi Piyasası (GİP) ile arz-talep mekanizması işlerliğinin daha kontrollü olduğu bir yapı ve Borsa İstanbul kapsamında işlem hacminin yüksek miktarlara çıkacağı Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmeleri (BYEVİS) ile Türkiye Elektrik Piyasasının serbestleşme yolunda daha güçlü ve dinamik bir yapı halini alması beklenmektedir. Bu gelişmeler doğrultusunda ihtiyaç duyulacağı düşünülerek bu tez kapsamında gerçekleştirilen çalışma, yatırımcılara Yapay Sinir Ağları ile TEP’de haftalık baz gibi kısa dönemli ticari faaliyetleri için yön gösterici Referans Fiyat tahmin sonuçları elde edilebileceğini göstermektedir.

Tez bölümleri içerisindeki başlıklar altında genel olarak aşağıdaki konular incelenmiştir:

Birinci bölümde, çalışmanın önemi, konunun seçilme nedeni ve tezin amacından bahsedilmektedir. Ayrıca, bugüne kadar yapılan literatür çalışmaları incelenerek, Türkiye Elektrik Piyasası’na uyarlanabilecek veya yön gösterebilecek çalışmalar özetlenmiştir.

İkinci bölümde, değer ve fiyat kavramı tanımlarından başlanarak elektrik için piyasa kavramının oluşumu, Avrupa ve Türkiye elektrik piyasalarının yapısı incelenmiştir.

Üçüncü bölümde, özellikle ileri beslemeli yapay sinir ağları olmak üzere, yapay sinir ağları modellerinin yapısı, işleyişi ve kullanılan yöntemler incelenmiştir.

Dördüncü bölümde, Referans Fiyat’ın oluşmasına etki eden faktörler incelendikten sonra seçilen yapay sinir ağı modelinin Türkiye Elektrik Piyasası için uygulaması gerçekleştirilmiştir. Kullanılan veriler detaylandırılarak analizlere gidilmiştir.

Son olarak beşinci bölümde, tez sonucunda hangi bulgulara ulaşıldığı ve gelecekte hangi konu başlıklarına ışık tutacağından bahsedilmiştir. Diğer piyasa tipleri yerine neden Gün Öncesi Piyasası üzerine çalışıldığı da yine bu kısımda detaylandırılmıştır.

TURKISH ELECTRICITY MARKET SHORT TERM MARKET CLEARING PRICE FORECASTING

SUMMARY

Considering ever-changing technological infrastructure and the effects of this change to daily lives; adaptation process in the last twenty years continued with high momentum. In this regard, the notion of “energy” has become much more prominent with in such globalizing and developing world.

Increase in electricity demand, parallel with the evolution mentioned above, makes itself apparent more effective especially after the liberalization of the electricity market.

Turkish Electricity Market (TEM) entered into the liberalization process with the Law no.4628 in 2001. In this specialized and liberalized market context, it is aimed to form a market based on transparency and capability to reflect true Market Clearing Price to investors.

In time, parallel to developing market dynamics, correct “Day Ahead Market - Market Clearing Price” forecasting has become essential for companies to manage their operations.

Balancing Power Market is another sub-electricity market structure in Turkish Electricity Market under existing circumstances. However, within the context of ancillary services instructions, directive of constraints cause Balancing Power Market to have more complicated electricity market structure compared to Day Ahead Market. In Turkish Electricity Market, especially, activity of source based electricity power-plants and programmed or non-programmed maintenance-breakdown details of electricity power-plants can not be shared by system operator transiently. Considering this situation, forecasting System Marginal Price which occurs in Balancing Power Market hourly is difficult in Turkish Electricity Market which has unsettled market structure and data quality.

Electricity generation and supply investors are willing to participate in a market which is transparent and volatile. Therefore, investment grade of electricity market would increase for investors as the market structure become more liberal. The reason behind this tendency is that, considering “energy” as a political decision making element composing states’ primary strategies both in home and foreign affairs, investors wish to have less regulation effect of state on such liberalized electricity market.

In this context, significant number of reforms implemented for liberalization of the electricity market in Turkey since 2001. Parallel to these reforms, number of investors both in generation and supply part increased excessively during this period.

One of the most important necessities for electricity market comes out with investors -and volatility in turn- is the accurate Reference Price forecasting. Based on the structure of Reference Price forecasting, investors take short, mid and long term

positions aiming to maximize their profit and minimize the risks in financial management of electricity contracts.

Electricity generation and consumption activities are the two main factors that effect formation of Reference Price in electricity market. However, detailed hourly data of electricity generation and consumption activities not accessible publicly in Turkish Electricity Market (TEM) which has not completed its liberalization process yet. Moreover, even Turkish Electricity Market completes its liberalization process, data sets subject to electricity energy would not be allowed to share publicly. The reason behind this restriction is that data sets includes shareholders' strategic commercial activities and informations with primary importance. Because it is formed as a result of electricity generation & consumption interaction and carrying the trends of these interactions in its time series, Market Clearing Price which is published publicly by Market & Financial Settlement Center, used in thesis work. Furthermore, Market Clearing Price notion is also known as Reference Price in commercial activities of electricity market.

Especially, mid season, day type diversity and socio-economic factors effect electricity generation and consumption behavior. Despite those factors were not used as data type in a mathematical model of this thesis execution, it is aimed to measure the effect of Market Clearing Price to Turkish Electricity Market in the model by utilizing Artificial Neural Networks' learning and dynamic output capability, and testing maturity level of Turkish Electricity Market which has not completed liberalization process yet. Besides, another purpose of the study is to give guidance to electricity investment companies on their short and mid-term operations, by concentrating on short term electricity market price forecasting.

For the "Day Ahead Market - Market Clearing Price" forecasting, there are two approaches generated from analytical studies based on electricity market simulation and mathematical models. In this thesis study, Turkish Electricity Market short-term Market Clearing Price forecasting analyzed by using Levenberg-Marquardt Back Propagation Artificial Neural Network (ANN) algorithm containing different neuron amounts with 3,5,7 and 9 hidden layers.

The study was carried out through sampling both terms –Winter and Summer- by one week for each. January 2012 – July 2014 time period was set for the study. January 1st, 2012- January 5th, 2014 time period for Winter and January 1st, 2012 – July 6st, 2014 time period for Summer was used as forecasting training data set; January 6th-12th, 2014 time period for Winter, July 7th-13th, 2014 time period for Summer was used as testing data set. Market Clearing Prices of January 2012 - July 2014 time period disclosed by Market & Financial Settlement Center forms main data set of the model.

As a consequence, Artificial Neural Network models which have 7 and 9 neurons in their hidden layer succeed hourly average 4,7% MAPE value in Winter term and an Artificial Neural Network models which have 5 and 9 neurons in their hidden layer succeed hourly average 6,3% MAPE value in Summer term. On the other hand, for all neuron types, hourly 4,9% and daily 2% average MAPE for Winter term and hourly 6,4% and daily 3,9% average MAPE for Summer term estimated in this thesis work. These results show that approach of "Increasing number of neuron supports having more successful and sensitive results in forecasting." can not be assumed as a concrete approach. Additionally, difference in estimated error value between Winter and Summer terms indicates that seasonal factors effect Reference Price forecasting.

These factors also effect increase or decrease in MAPE values. In future works, to achieve better results with Artificial Neural Network, forecasting method may divided into groups based on season, month, week, day and hour separately and modelled with different numbers of neurons.

The reasons of estimated MAPE deviations are; In Daily Head Market, there is only one Market Clearing Price occurred for each hour in national base, therefore Market Clearing Price which has used as a data set in this thesis work could not represent regional constraints accurately. In addition to this, the mathematical model of this thesis work does not have both source and stakeholder based hourly generation and programmed or non-programmed maintenance-breakdown data sets of power-plants. Moreover, even those data sets involved in the mathematical model of this thesis work, because regulatory structure in electricity energy operations have high incidence of influence, the Reference Price forecasting deviation in MAPE results can not be dropped below acceptable levels.

Electricity market participants have financial obligations of hourly base settlement results because of Day Ahead Market activities and imbalance of demand forecasting in present conditions of Turkish Electricity Market structure. In this context, accurate Reference Price forecasting has critical importance for investment party - whether generation or supplier company of electricity market -, to manage its near future financial operations. Turkish Electricity Market will be head for reorganization in near future. Especially, energy exchange notion will come through by implementation of Energy Market Operation Incorporated Company (EPIAŞ), Intraday Market which is going to be another sub-electricity market in Turkish Electricity Market will contribute more controlled supply and demand operations in market structure and the increasing Base Load Electricity Futures transaction volume will contribute Turkish Electricity Market to be more powerful and dynamic in line with its liberalization objectives. In this context, this thesis work shows that Artificial Neural Network provides indicative short term Reference Price forecasting in Turkish Electricity Market for weekly financial operations of market participants.

In thesis sections, following topics were examined:

Importance of the study, reason why it was chosen and the aim of the thesis were mentioned in the first part. Besides, through scanning literature studies conducted up to date, studies that may be adapted to Turkish Electricity Market were analyzed.

In the second part, starting from formation of the notions of ‘value’ and ‘price’, generation of the ‘market’ concept for electricity, structure of electricity market in Europe and Turkey were examined.

In the third part, along with applicability of Artificial Neural Networks to electricity market; general structure, algorithms and mathematical models were investigated.

In the fourth section, after searching factors affecting formation of Reference Price, selected Artificial Neural Network was applied to Turkish Electricity Market. The data was detailed for analysis.

In the fifth and final part, findings of the thesis and topics that will shed light on the future were mentioned.

1. GİRİŞ

Geçmişten günümüze, teknolojik gelişmelere paralel olarak elektrikli aletlerin kullanımının artmasıyla beraber elektrik de ticarete konu olan bir hizmet olarak karşımıza çıkmaya başlamıştır. Elektriğin üretimi ve tüketimi arasındaki ilişki üzerinden ilerleyen bu hizmet, 20. yüzyılda liberalleşen piyasaların etkisinde kalarak önemini daha da arttırmıştır.

Bu bağlamda, elektriğin üretim ve tedarik hizmetini sağlayan şirketler diğer enerji sektörlerinin de bulunduğu enerji piyasaları içerisinde ayrı bir kol olarak, elektrik piyasası içinde kendilerine yer bulmuşlardır.

Piyasa yapısını göz önüne aldığımızda elektrik üretim ve tedarik şirketleri de kâr amacı güden kuruluşlardan oluşmaktadır. Hizmet ya da mal olarak nitelendirilebilecek elektrik, piyasa içerisinde çeşitli alt piyasalarda ticari olarak kendine değer bulabilmektedir. Gün Öncesi Piyasası (GÖP) da elektriğin üretim ve tüketim kolları arasında takas işleminin gerçekleşerek, elektrik için Referans Fiyat'ın (RF) meydana geldiği alt piyasalardan bir tanesidir. Gün öncesinden planlamanın gerçekleştiği bu piyasada elektrik üretim ve tüketiminin fiziksel olarak takasından önce belirlenen elektrik fiyatları, operasyonel açıdan şirketlere yön göstermektedir. Ticarete konu olan bu fiyat "Piyasa Takas Fiyatı" (PTF) veya bir diğer adıyla "Referans Fiyat" olarak bilinmektedir.

Referans Fiyat üzerindeki kabul edilebilir dalgalanmaların ve şeffaflığın mevcut olduğu bir elektrik piyasası, elektriğin hem üretim hem de tedarik yatırımcıları tarafından daha cazip karşılanmaktadır. Bu nedenle yatırımcı açısından bir elektrik piyasasının serbestleşerek liberal bir piyasa yapısına dönüşmesi yatırım yapılabilirliğini arttırmaktadır. Çünkü, enerji kavramının devletlerin birincil stratejilerini oluşturan siyasal bir unsur olduğunu göz önüne aldığımızda, serbestleşen elektrik piyasalarında, devletin piyasa içerisindeki bir oyuncu olarak en az düzeyde yer alması yatırımcı tarafından arzulanmaktadır.

2001 yılında 4628 no'lu kanun ile serbestleşme sürecinin başladığı Türkiye Elektrik Piyasası'nda (TEP) 2001 yılından bu yana elektrik piyasasının serbestleşmesi adına bir çok reform gerçekleşmiştir. Bu reformlara bağlı olarak hem üretim hem de tedarik kollarında elektrik piyasasındaki yatırımcı sayısında ciddi bir artış gözlenmiştir.

Yatırımcıların, dolayısıyla piyasadaki hareketliliğin getirmiş olduğu ihtiyaçların en önemlilerinden bir tanesi de Gün Öncesi Piyasası içerisinde oluşan Referans Fiyat'ın doğru tahmin edilebilmesidir. Referans Fiyat'ın tahmin yapısına göre yatırımcılar; kısa, orta ve uzun vadeli ticari pozisyonlar alabilmektedir. Bu doğrultuda risklerini en düşük seviyeye çekip, kârlarını en yüksek düzeye çıkartmayı hedeflemektedirler.

Türkiye Enerji Piyasası'ndaki borsa kavramının oluşumu ve buna bağlı olarak elektriğin aynı zamanda bir finansal yatırım aracı olarak da kullanılabileceği göz önüne alınarak, tez konusu; "Türkiye Elektrik Piyasası Kısa Dönemli Referans Fiyat Tahmini" olarak belirlenmiştir.

Tez kapsamında Referans Fiyat'ın tahmin çalışması için yapay sinir ağları matematik modellerinden yararlanılmıştır. Yapay sinir ağlarının özellikle dinamik yapısı ve veri yoğun öğrenmeye dayalı model kurgusu, tahminleme yöntemi seçiminde ön plana çıkmıştır.

Diğer taraftan, veri kalitesine göre matematik modellere dayalı analiz çalışmalarında alınan sonuçların verimliliği oldukça değişebilmektedir. Bu tez çalışması içerisindeki en zorlayıcı nokta da doğru verilerin bir araya getirilebilme süreci olmuştur.

1.1 Tezin Amacı

Elektriğin üretimi ve tüketim davranışları göz önüne alındığında, bu iki kavramın özellikle; mevsim değişimlerinden, gün tipi geçişlerinden ve sosyoekonomik faktörlerden etkilendiği görülmektedir. Bu tez çalışmasında, her ne kadar bu kavramlar model içerisinde veri tipi olarak kullanılmasa da, yapay sinir ağlarının öğrenebilme ve dinamik çıktı verebilme kabiliyetinden yararlanılarak model içerisinde PTF'nin TEP'e etki derecesini ölçmek ve elektrik piyasası serbestleşme sürecini tamamlamamış TEP'in olgunluğunu test etmek amaçlanmıştır. Ayrıca kısa dönemli Elektrik Piyasası Fiyat Tahmini (EPFT) üzerine yoğunlaşarak TEP

yatırımcılarına kısa ve orta dönemli operasyonlarında yön gösterici RF tahmini sunabilmek tezin bir diğer amacını oluşturmuştur.

1.2 Literatür Araştırması

Elektrik piyasalarındaki fiyat tahmini kavramı özellikle 1990'lı yılların sonlarına doğru Dünya'daki enerji piyasalarının serbestleşme süreçleri ile birlikte akademik düzeyde çalışılan bir konu başlığı olmaya başlamıştır. Bu sebeple, 2000 yılından önce EPFT üzerine yapılmış akademik yayın sayısı kısıtlıdır. Scopus¹ üzerinden EPFT konu başlığı altında yapılan çalışmalar ile ilgili sınıflandırma yapıldığında; Mühendislik ve Enerji Bilimi dalındaki çalışmaları, Bilgisayar Bilimleri, Matematik, İşletme, Yönetim ve Muhasebe, Ekonomi, Ekonometri ve Finans dallarındaki çalışmalar izlemektedir. Bu çalışmalarda ise daha çok yapay sinir ağları ve istatistikî zaman serileri üzerine yapılmış çalışmalar dikkat çekmektedir [2].

Literatür araştırmasında, özellikle kısa ve orta vadeli RF tahmini üzerine yoğunlaşmış olan farklı zaman serileri modelleri ile çalışılmış yayınlar incelenmiştir. Yayınların en önemli ortak noktası; veri erişilebilirliği ve tahmin doğruluğu açısından serbest elektrik piyasa yapısının olgunlaştığı bölgeler üzerinde çalışılmış olmalarıdır. Bu doğrultuda; hava durumu, elektrik yük (tüketim) ve geçmiş dönem RF verileri, çalışmalardaki ana veri gruplarını oluşturmaktadır.

Chogumaira ve Himaya (2010)'nın Avustralya Yeni Güney Wales Elektrik Piyasası kısa dönemli EPFT konulu çalışmasında, Bulanık Mantık Sistemi ve Geriye Yayılma Algoritması Çok Katmanlı Perceptron Yapay Sinir Ağı (YSA) ile geçmiş yük ve RF verileri kullanılmıştır. Çalışma iki bölümden oluşmaktadır. Birinci kısımda yük tahmini, ikinci kısımda ise fiyat tahmini gerçekleştirilmiştir. Kümeler halinde örneklemeler oluşturularak çalışmada farklı tip veri seçenekleri ile alınan sonuçlar karşılaştırılmış ve YSA'ların karmaşık iç yapısına karşılık yorum kabiliyeti geliştirilmeye çalışılmıştır. Bu doğrultuda A, B, C şeklinde üç küme örnekleme oluşturulmuştur. A, B ve C kümelerinde hedef saat için hesaplanan yük ve geçmişe ait 4 haftanın gerçekleşmiş yük değerleri ile toplam 5 girdili ilk YSA oluşturulmuştur. Sonrasında ikinci YSA'da hedef saatin hemen öncesindeki 4 saate

¹ Scopus: Bilimsel yazın, kitap ve konferans tutanaklarına ait hakem gözetiminden geçmiş yayınlara ait özet ve alıntılarının bulunduğu geniş veri tabanıdır [1].

ait RF fiyat verisi de giriş verisine dahil edilerek toplamda 9 girdiye sahip ikinci YSA oluşturulmuştur. Ayrıca A, B ve C kümelerindeki ağ yapıları farklı sayılardaki gizli katmanlarla test edilmiştir. Çalışma sonucunda saatlik %2 ve kümeleme çalışmalarında yaklaşık olarak %8'lik Ortalama Mutlak Yüzde Hata (OMYH-MAPE) sonuçları elde edilmiştir [3].

Veriler incelendiğinde; hava durumu sıcaklığının ve bulutluluk oranının elektrik talebi üzerinde etkisi olduğu bilinse de kısa dönemli EPFT çalışmalarında yeterince faydalı olamadığı, aynı zamanda ülkeye ait ekonomik göstergelerin de karmaşık yapısından dolayı modele dahil edilmesinin anlamlı olamayacağı belirtilmiştir [3].

Özellikle kısa dönemli EPFT çalışmalarında fiyattaki dalgalanmaların ve oluşan ani iniş-çıkışların kümeleme yöntemiyle aşılabileceği ve buna paralel olarak YSA yapısındaki katman sayısının da farklı sonuçlara yol açabileceği vurgulanmıştır [3].

Bir başka YSA çalışmasında, Catalão ve diğ. (2006) geriye yayılma algoritmasına göre sayısal sonuç ve 10-100 kata kadar işlem hızı üstünlüğü bulunan Levenberg-Marquardt algoritmasını kullanmışlardır. Çalışma, üç katmanlı ileri beslemeli YSA ile İspanya ve Kaliforniya elektrik piyasalarına yönelik gelecek hafta EPFT'si için gerçekleştirilmiştir [4].

Kısa dönemli tahmin sınıfına giren çalışmada, mevsim mevsim belirli tarihler için geçmiş 42 gün verisi eğitilerek bir sonraki haftanın EPFT'sine ulaşılmıştır. Ayrıca çalışmada, elektrik fiyatlarının oluşumuna dolaylı yoldan etki eden hava durumu verilerinin talep üzerine etkisi olabildiği belirtilmiştir. Bu sebeple, hem YSA hem de Özbağlanım Bütünleşik Hareketli Ortalama (ARIMA) modellerinde talep veya hava durumu verilerinin EPFT'yi ileriye götüremediği ve bu sebeple sadece geçmiş fiyat bilgisinden yararlanılarak bir çalışma yapıldığı vurgulanmıştır [4].

Çalışma sonucunda, YSA ile İspanya Elektrik Piyasası'nda yaklaşık %9 ve Kaliforniya Elektrik Piyasası'nda %3'lük MAPE'ye ulaşılmıştır. Ayrıca her iki elektrik piyasasında da YSA'nın, ARIMA'ya karşı hesaplama süresi ve tahmin başarısı olarak üstün geldiği belirtilmiştir [4].

Yan ve Chowdhury (2013) ise karma model üzerinden Pensilvania-New Jersey-Maryland (PJM) Elektrik Piyasası verileri ile orta dönemli EPFT çalışması gerçekleştirmiştir. Tahmin yapısında, En Küçük Kareler Destek Vektör Makinası

(LSSVM) ve Eksojen Özbağlanım Hareketli Ortalama (ARMAX) algoritmaları kullanılmıştır [5].

Daha önceki çalışmalarda, en düşük risk yapısına dayanan yeni öğrenme algoritmalarından bir tanesi olan destek vektör makinasının, kısa dönemli EPFT’de klasik YSA yapısına göre %3 daha iyi sonuçlar elde edebildiği belirtilmiştir [5].

Çalışma içerisinde kısa ve orta dönemli EPFT karşılaştırılmaktadır. Orta dönemli tahmin çalışmalarının, kısa dönemli tahmin çalışmaları gibi hemen gerçekleşmiş veri grubu ile ilgilenmediği, dönem olarak 1 ile 6 aylık zaman aralığını kapsamasından dolayı buna gerek duyulmadığı vurgulanmıştır. Bu nedenle, çalışmada veri entegrasyonunun ve adaptasyonunun, eğitim aşamasında kısa dönemli EPFT’ye göre daha detaylı bir işlem aşamasını kapsadığı belirtilmiştir. Böylece, tahmin döneminin uzamasına bağlı olarak EPFT’nin zorluk derecesinin de arttığı vurgulanmıştır [5].

Ayrıca seçilen veri grupları kısa dönemli tahmin çalışmasından orta dönemli tahmin çalışmasına geçildiğinde değişebilmektedir. Orta dönemli tahmin çalışmasında hava durumu verilerinden; sıcaklık, güneşlilik ve yağışlılığa ek olarak doğalgaz fiyatları ve elektrik talebi gibi faktörlerin modele sokulan veri grubunu oluşturabileceği belirtilmiştir [5].

Çalışmada, başta LSSVM ile eğitilerek elde edilen sonuçların doğruluğunun düşük olduğu gözlenmiştir. Özellikle düşük ve yüksek seviyedeki RF değerlerinin tahmin doğruluğunu arttırabilmek amacıyla ARMAX modeli, LSSVM modeline ilave edilmiştir [5].

Elektrik tüketim, doğalgaz fiyatları, kömür fiyatları, hidro kapasitesi, hava durumu ve sıcaklık gibi bir çok faktör kullanılarak EPFT’nin tahmin edilebileceği vurgulanmaktadır. Ancak bu faktörlerin hepsinin birlikte tahmin modeli içerisinde yer almasının pek de anlamlı olmadığı belirtilmiştir. Çünkü sıcaklık ve diğer hava durumu verileri, elektrik talep tahmininde hali hazırda kullanılabilir. Bu sebeple EPFT içerisinde yer almasına gerek olmadığı belirtilse de Vehvilainen ve Pyykkonen (2005) Nord Pool Piyasası için yapılmış orta dönemli EPFT çalışmalarında sıcaklık verilerinden de yararlanmışlardır [6]. Buna ek olarak, stratejik ve rekabet unsuru içeren kararların veya bilgilerin matematiksel olarak modele yansıtılması oldukça zor olmuştur. Üreticilerin durumu, bakım ve arıza kayıtları gibi bilgiler ise bir çok serbestleşmiş elektrik piyasası tarafından daha korumacı olarak

tutulan bilgilerdir. Tüm bu kısıtlar ile Gao ve Guan (2000), Catalão ve Mariano (2007) gibi daha önceki araştırmalar da baz alınarak, çalışmada; saatlik elektrik yükü, günlük en yüksek elektrik yükü, aylık ortalama elektrik yükü, günlük doğalgaz fiyatları, bir önceki yılın aylık ortalama elektrik RF'si, ay, gün ve saat bilgileri girdi verisi olarak kullanılmıştır [4,7]. Buna ek olarak hedef veri grubu olarak da gerçekleşmiş saatlik RF'ler kullanılmıştır. Ayrıca, önceki yayınlanmış literatürlerde orta dönemli fiyat tahmini için öngörülen en uygun sonuçlara dayanarak, eğitim veri grubu olarak bir yıllık veri gruplarından yararlanılmıştır [5].

Bu 7 veri grubu haziran ayı haricinde 1 Ocak 2009 yılından, 31 Ocak 2009 tarihine kadar 8040x7 matrisi cinsinden oluşturulmuştur. 8. veri grubu olarak ise hedef veri grubu olan 2009 yılına ait saatlik Piyasa Takas Fiyatları yerleştirilmiştir. Haziran ayı ise test veri grubu olarak kullanılmak için dışarıda tutulmuştur. Sonuç olarak bu veri gruplarından yararlanılarak orta dönemli fiyat tahmini 2010 yılı Haziran ayı için gerçekleştirilmiştir [5].

Performans kriteri olarak çalışma içerisinde RF veri grubu içerisinde "0" değerleri görülmesinden dolayı Ortalama Mutlak Hata (MAE) ve Ortalama Karekök Hata (MSRE) yöntemleri kullanılmıştır [5].

Çalışma sonucunda yüksek ve düşük fiyat seviyelerindeki tahmin doğruluğu düşük olsa da tek başına LSSVM modeline göre karma LSSVM ve ARMAX modelinin 2010 yılı Haziran ayı tahmini için MAE değerinde %10,14 ve MSRE değerinde %2,65 pozitif gelişme kaydedilmiştir. Böylece çalışma EPFT için karma modellerin tekli model yapılarına göre daha iyi sonuç verebileceğini gösterebilmiştir [5].

EPFT üzerine yapılan akademik çalışmalarda özellikle yıllar itibarı ile serbest piyasa yapısı oturmuş bölgeler tercih edilmiştir. Ancak Dünya'da bir çok ülkede elektrik piyasasının serbestleşme süreci henüz devam etmektedir. Türkiye de bu ülkeler arasında yer almaktadır. Özellikle bu tip elektrik piyasalarında, stratejik müdahalelerden dolayı fiyat verilerinde ani iniş ve çıkışlar görülebilmektedir.

Bu doğrultuda, Martos ve diğ. (2011) Genelleştirilmiş Özbağlanım Şartlı Heteroskedastis Sezonsal Dinamik Faktör Analizi (GARCH-SeaDFA) kullanarak bir çalışma gerçekleştirmişlerdir [8]. Bu modelle çalışılmasının asıl sebebi, İspanya

İberya Peninsula Elektrik Piyasası'nın oligopol² yapısından kaynaklanan öngörülemeyen sonuçların EPFT üzerindeki etkisini heteroskedastisinin sunduğu esneklikten yararlanarak çözebilmektir. Bu doğrultuda yeni bir model (GARCH-SeaDFA) yapısı geliştirilmiştir.

Çalışmada, kısa dönemli bir haftalık tahmin gerçekleştirilmiştir. 2008 yılına ait haftalık EPFT için geçmiş iki haftanın verileri kullanılarak bir sonraki haftanın tahmini yapılmıştır. MAPE yöntemi üzerinden performans değerlendirmesinin gerçekleştirildiği çalışma sonucunda, 2008 yılına ait toplam 12 ay boyunca ortalama %6,65 oranında MAPE elde edilmiştir. Üzerine çalışma gerçekleştirilmesi zor olan bir piyasada da kısa dönemli bir haftalık tahminlerde MAPE oranı tatmin edici değerler sunsa da uzun dönemli bir yıllık tahminlerde bu oranın %16,15 ortalamalara yükseldiği görülmüştür [8].

Weron ve Misiorek (2008) ise daha farklı bir araştırmaya yönelerek farklı zaman serileri üzerinden bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Çalışma içerisinde kısa dönemli EPFT için 12 farklı zaman serisi modeli (AR, ARX, p-AR, p-ARX, TAR, TARX, MRJD, MRJDX, IHMAR, IHMARX, SNAR, SNARX) incelenmiştir. 12 model de özbağlanım (AR-Auto Regression) modelleri ve bunun uzantılarını kapsamaktadır. Çalışmada Kaliforniya Elektrik Piyasası için saatlik fiyat ve yük değerleri, Nord Pool Elektrik Piyasası için ise saatlik fiyat ve hava sıcaklığı değerleri kullanılmıştır. Çalışma sonucunda yalın olarak sadece fiyat üzerinden yapılan tahmin çalışmalarına göre dış bir faktör olarak yük değerlerinin de model içerisinde değerlendirilmesinin, tahmini daha başarılı bir noktaya getirdiği, hava sıcaklığının ise yük değeri kadar EPFT çalışmasına etkisinin olmadığı sonuçlarına varılmıştır [10].

Ayrıca dönemden döneme ve yıldan yıla göre de fiyattaki dış etken bağımlılıklarının değişkenlik gösterebildiği belirtilmiştir. Örnek vermek gerekirse, Nord Pool Elektrik Piyasası'nda 2003-2004 yılında su rezervleri daha düşük olmasından kaynaklı, sıcaklığın fiyat üzerindeki etkisi daha düşük olmuştur. Bunun dışında çalışmada yarı parametrik modellerin; Düzgünleştirilmiş Parametrik Olmayan Özbağlanım ile Düzgünleştirilmiş Parametrik Olmayan Eksojen Özbağlanım (SNAR/SNARX) ve Ötelenmiş Hsieh-Manski Özbağlanım ile Ötelenmiş Hsieh-Manski Eksojen

² Oligopol: Sunumun birkaç satıcı tarafından yapıldığı ve bu az sayıdaki satıcının birbirlerinin üretim kararlarından etkilendiği piyasa türü [9].

Özbağlanımın (IHMAR/IHMARX) değişken piyasa koşullarına karşılık kısa dönemli EPFT çalışmalarında daha iyi sonuç ve süre avantajı sunduğu görülmüştür [10].

Kaliforniya Elektrik Piyasası için 1999-2000 ve Nord Pool Elektrik Piyasası için 1998-1999, 2003-2004 yıllarına ait veriler kullanılmıştır. Kaliforniya Elektrik Piyasası'nın seçilmesinin nedeni ücretsiz ulaşılabilir güvenilir bir veri kaynağı ve yüksek dalgalanmalara sahip piyasa yapısı sergilemesidir. Nord Pool Elektrik Piyasası'nın seçilmesinin sebebi ise daha az dalgalanmaların görülmesine ek olarak, elektrik üretiminin büyük bölümünün hidro rezervlerinden karşılanıyor olmasıdır. Bu nedenle son 13 yılın en yüksek rezerv ortalamalarına sahip 1998-1999 ve en düşük rezerv ortalamalarına sahip 2003-2004 yılları bu çalışma içerisinde kullanılmıştır [10].

Çalışmada, performans değerlendirmesi için Ağırlıklandırılmış Ortalama Mutlak Hata (WMAE) kullanılmıştır. 1999-2000 yılı Kaliforniya çalışması için modeller arasında %12,96 ile p-ARX, Nord Pool piyasası için 1998-1999 yılı çalışmasında %4,04 ile SNAR ve 2003-2004 yıllarında ise %3,20 ile SNARX en başarılı modeller olmuşlardır. Çalışma sonucunda tüm modeller arasında Semi parametrik modellerin diğerlerine göre çok daha başarılı olduğu sonucuna varılmıştır [10].

İncelenen literatür çalışmaları göz önüne alındığında, farklı bölgeler için farklı kısıtların olduğu, bu kısıtlara bağlı olarak her bölge için kendi özelliklerine göre EPFT çalışmaları yapılması gerektiği sonucu ortaya çıkmaktadır.

2. ELEKTRİK PİYASASI

Bu bölümde, elektrik piyasalarına geçiş yapmadan önce değer ve fiyat terimlerinin kavramsal bütünlüklerinden başlanarak, elektrik sektöründeki piyasa kavramı incelenmiştir. Buna bağlı olarak referans bir elektrik piyasası fiyatı oluşumunu incelemek adına Avrupa Elektrik Piyasası'nın (AEP) genel yapısı ve sonrasında Türkiye Elektrik Piyasası (TEP) incelenmiştir. Son olarak ise bu bölümde TEP'de Gün Öncesi Piyasası'nın (GÖP) yapısı, RF oluşumu ve süreçleri anlatılmıştır.

2.1 Değer ve Fiyat Kavramı

Enerji endüstrisi içerisinde elektrik sektörüne ait fiyat oluşumuna geçmeden önce, fiyat kavramının kökenini incelemek, ulaşılmak istenen sayısal ve kavramsal sonuçlar için daha açıklayıcı bir altyapı oluşturacaktır. Ayrıca fiyat kavramının oluşumunu özümsemek, karşılaşılabilecek değişik senaryo ve değerleri yorumlama kabiliyetine de olumlu yansıtacaktır.

Fiyat, iktisat biliminin ve buna bağlı olarak oluşan finansal hareketlerin temelini oluşturmaktadır. Genel olarak incelemek gerekirse; fiyat teorisi, ekonomik etkiler açısından meta³ ve hizmete konu olan birbirinden farklı ekonomik etmenler arasındaki ticari değer yaratılmasını ve aktarılmasını açıklar. Fiyat Teorisi'nde "Hayatta kalmak için su, elmasa göre çok daha kritik bir öneme sahipken, suyun çok ucuz olmasına karşılık elmas neden çok pahalıdır?" sorusu, Adam Smith (1776) tarafından ortaya konulan "Elmas-Su Paradoksu"nun çıkış noktasıdır. Adam Smith "değer" in kelime anlamını iki şekilde açıklamaktadır: Değer, bazen belli bir nesnenin faydasına vurgu yaparken, bazen de nesnenin diğer mallara karşı satın alma gücünü ifade etmektedir. Birinci kavram "kullanım değeri", ikincisi ise "piyasa (mübadele) değeri" olarak tanımlanabilir [11].

Smith'e göre elmas ve diğer önemli taşların değeri, görece olarak az olmalarından ve çıkarılmaları için harcanan emek gücünden kaynaklanmaktadır. Bu sebeple burada

³ Meta: Mal, ticaret malı [9].

“gerçek fiyatı” belirleyen; metanın piyasa değerini oluşturan temel birimlerden biri olan emektir. Smith’e göre metanın “nominal fiyatı” ise ticarete kullanılan dövizin değeri ile bağlantılıdır ve bu nedenle dalgalanmaların görülebilmesi olasıdır. Bu durumda emek-değer teorisine göre Elmas-Su Paradoksu tekrar çözümlendiğinde, emek açısından 1 kilogram elmasın, 1 kilogram suya göre eldesinin çok daha zor olduğu görülmektedir [11]. Adam Smith’in teorisinden emeğin ana değer ölçütü olarak gözlemlendiği ve Elmas-Su Paradoksu’nun bunun üzerinden şekillendirildiği görülse de, aradan geçen yaklaşık yüz yıllık süre içinde yeni çalışmalar da yapılmıştır. Özellikle Carl Menger (1871) metanın değerini marjinal fayda ile ilişkilendirmiştir. Burada açıkça belirtilmek istenen, marjinal faydanın her hangi bir metanın değerinin belirlenmesinde emekten daha çok öne çıkabildiğidir. Bir başka deyişle, hayatın devamlılığı için gerekli olan ilk birim su, birey için kritiktir. Ancak fayda açısından bu noktadan sonraki her ek birim su, suyun değerini aşağı çekmektedir [11]. Menger’e göre, Elmas-Su Paradoksu’nda elmas ile su arasındaki asıl ayırım noktası burada açığa çıkmaktadır.

Aynı paradoks, farklı bir yaklaşımla ele alınacak olursa, incinin fiyatının yüksek olduğu bilinmektedir. William Stanley Jevons (1881) bu konuda şu soruyu sormaktadır: “İnsanların inci için suya dalış yapmalarının sebebi incinin fiyatının çok yüksek olmasından mı kaynaklanmaktadır, yoksa inci çıkarma işlemi için dalış gerçekleştirilmesi gerektiği için mi incinin fiyatı bu denli yüksektir?” ve ardından şu sonuca varmaktadır: Daha fazla ürün için zorunlu olan emek, bu ürünün tedarikini kontrol etmektedir. Burada tedarik, emtia⁴ insanlar tarafından yapılsın veya yapılmassın, daha fazlası için oluşan istek veya talep hevesinin değer kavramını kontrol etmesidir. Leon Walras (1874/77) ise meta fiyatının, artış gösteren taleple yükseleceği, buna karşılık tedarik artmasıyla düşüş eğilimi göstereceğini belirtmiştir [11].

Fiyat kavramının daha iyi anlaşılabilmesi için, konu para konsepti üzerinden özetlendiğinde: Bir insanın x_1 oranında meta-1 karşılığında, x_2 oranında meta-2’den takas ederek ticaret yaptığı düşünülürse, burada x_1/x_2 oranı kişinin meta-2 için ödemiş olduğu fiyata karşılık gelmektedir. Bir örnek ile somutlaştırıldığında; elma meta-1’e, muz ise meta-2’ye karşılık gelecek olursa, bu durumda elma miktarına

⁴ Emtia: Ticarete konu olan mallar [12].

karşılık muz miktarının oranı, elma birimi cinsinden muzun fiyatına denk gelecektir. Böyle bir takas ekonomisindeki para birimi “elma” olarak adlandırılacaktır. Her hangi iki metadan birinin fiyatının diğerine normalize edildiği bu takas ekonomisinde, iki metadan sonuncusu ölçüm standardı metası olarak adlandırılmaktadır [11].

Fiyat kavramı oluşumunun ve mantığının açıklandığı bu kısım, elektrik piyasalarındaki Referans Fiyat oluşumu açısından yön gösterici olmaktadır. Özellikle elektriğin üretim aşamasındaki emek ve değer kavramı, tüketimindeki göreceli hareketliliğin kaynağını oluşturmaktadır. Tez içerisinde bundan sonraki başlıklar altında, elektriğin piyasa kavramına konu olması ve buna bağlı olarak elektriğin üretim-tüketim karakteristiği sonucunda oluşan Referans Fiyat kavramının detayları anlatılmıştır.

2.2 Elektrik Sektöründe Piyasa Kavramı

Elektrik iletiminin tarihsel gelişimine baktığımızda insanlığın öncelikli probleminin aydınlatma konusu olduğu görülmektedir. Dönemin koşullarında (1800’lü yıllar), elektriğin varlığı bilinse de, elektrikli aletlerin kullanımı teknolojinin gelişimine paralel olarak artmıştır. Bu durum göz önüne alındığında, aydınlatma konusunun neden ön plana çıktığı anlaşılmaktadır. Öyle ki 1880 yılında ilk elektrik şirketlerinden biri olduğu bilinen Amerikalı Brush şirketi, New York şehrinin Broadway sokaklarına elektrik değil “ışık (aydınlatma)” satmıştır [13]. Buradaki kavramsal ayrıntı, aydınlatmanın insanoğlu için o dönem ne kadar kritik bir rol aldığına kanıttır. Bu sebeple, insanlığın sosyal ve teknolojik şartları göz önüne alındığında, başlangıçta elektrik iletimi ve sektörünün doğal bir tekel yapıya sahip olması gerektiğine inanılıyordu. Ancak zamanla finans kalemlerinin ve teknolojik alt yapının da gelişmesiyle birlikte daha rekabetçi bir piyasa yapısının olması gerekliliği ortaya çıkmıştır.

İyi kurulmuş regüle iletim hatları zamanla uzak mesafelere elektrik ticaretini gerçekleştirmeye olanak tanımıştır. Buna rağmen yine de elektrik ticareti gelişimi yavaş olmuştur. Bir diğer taraftan iletim hattı şebekesinin varlığı da elektrik piyasasında ayrılmaya olanak tanımıştır. Bu sayede üreticiler ve tüketiciler şebeke içerisinde geri kalan tekelci regüle yapıyı bozmadan ayrı bir rekabetçi piyasa oluşturabilmişlerdir [13]. Sadece üretim tarafındaki gelişmelerle kalınmayarak,

teknolojik ilerleyiş hem üretim hem de tüketim tarafında sürmüş ve insanlar tarafından elektrik enerjisine aydınlatma dışında da bir çok noktada ihtiyaç duyulmuştur. Günümüzdeki elektrikli alet çeşitliliğini ve elektriğin diğer kullanım alanlarını düşündüğümüzde, geline noktaı daha net görebiliriz. Böyle bir teknolojinin gelişim aşamasında, finans piyasası ve türev araçlarının da gelişmesine bağılı olarak, tekelci yapının ayrışmaya uğrayarak liberal bir piyasaya dönüşmesi ihtiyacı oluşmuştur. 1980’li yılların başında bazı gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde enerji tedariki ve dağıtım alanında; serbestleşme, özelleştirme ve tekrar yapılanma kavramlarını içeren ilk reformlar oluşmaya başlamıştır. Bu doğrultuda; Şili 1982, Büyük Britanya 1989 ve Arjantin 1992 yıllarında enerji piyasalarında serbestleşme süreçlerini deneyimlemeye başlamışlardır [14]. Özellikle 1990’lı yıllara gelindiğinde ise, genel olarak serbestleşen elektrik piyasa yapısı bir çok ülke arasında oldukça popüler bir geçiş aşaması olmuştur. Çizelge 2.1’de ülkelerin serbestleşen elektrik piyasa yapısında gerçekleştirmeyi hedefledikleri başlıklar görülmektedir.

Çizelge 2.1 : Elektrik reformunun temel aşamaları [15].

Yeniden Yapılanma	- Üretim, iletim, dağıtım ve arz faaliyetlerinin dikey ayrıştırılması - Üretim ve tedarik faaliyetlerinin yatay olarak bölünmesi
Rekabet ve Piyasalar	- Toptan satış piyasası ve perakende satışta rekabet - Üretim ve tedarik aşamasına yeni girişlerin sağlanması - Bağımsız bir düzenleyicinin kurulması
Düzenleme	- Üçüncü tarafların şebeke erişimleri koşulunun yerine getirilmesi - İletim ve dağıtım aşamalarında teşvik edici düzenleme
Sahiplik (mülkiyet)	- Yeni özel şirketlerin piyasada yer almasına olanak sağlanması - Kamu mülkiyetindeki faaliyetlerin özelleştirilmesi

Şili, Büyük Britanya ve Arjantin örnekleriyle birlikte dünyadaki elektrik piyasalarına bakıldığında aslında düzenleme yapısının iki temel probleminin olduğu görülmektedir. Bunlardan birincisi tedarikçilere rekabetçi bir piyasa yapısını sağlayacak güçlü bir teşvik mekanizması olmaması, ikincisi ise düzenleyici yapının kendisinin teşvik edici bir mekanizmaya uygun olmamasıdır. Tabi ki iyi eğitim ve deneyime sahip düzenleyiciler daha iyi regülasyon yapıları oluşturabilecektir. Ancak hükümetler adına tamamlayıcı bir düzenlemenin sağlanabilmesi için, politik işleyişlerin de değişmesi gerekebilecektir. Böyle bir noktada, ilk problem olan “Düzenleyici Tarafından Sağlanması Beklenen Teşvik Mekanizması” tartışmaya daha açık bir konu olsa da, düzenleyici tarafından sağlanacak avantajlara karşılık

rekabetin olduğu bir piyasa yapısının kendi iç dinamiğinde oluşturacağı teşvik mekanizması, yatırımcılar tarafından daha çok benimsenen bir unsur olarak karşımıza çıkmaktadır [13]. Çünkü dışarıdan politik veya düzenleyicinin bir etkisi olmadan gelişen bir piyasa içerisindeki fiyat kavramı, yatırımcının benimseyeceği, dalgalanmaların ve şeffaflığın barındığı, piyasa adına Referans Fiyat oluşması açısından daha kaliteli bir yapıda olacaktır.

2.2.1 Avrupa elektrik piyasaları

Bugün Avrupa kıtası, büyük çoğunluğu Avrupa Birliği üyesi ülkelerin bir araya getirmiş olduğu bir bütünü oluşturmaktadır. Avrupa Birliği'nin tanımladığı “Avrupa için Enerji Politikaları” metni; optimum tüketime sahip, ekonomik tabanı daha güvenli, rekabetçi ve sürdürülebilir enerjiyi taahhüt etmektedir. Enerji açısından öncelikli amaç ise; iç enerji piyasasının pürüzsüz işlerliğini, stratejik tedarik güvenliğini, enerjinin üretiminden veya tüketiminden kaynaklı sera gazı emisyonlarının azaltılmasını ve uluslararası düzeyde Avrupa Birliği'nin bir bütün olarak hareket edebilmesini sağlamaktır [16].

Avrupa'nın enerji ve elektrik piyasaları gelişimine baktığımızda; petrol ve doğalgaz gibi önemli birincil enerji kaynaklarına sahipliği zayıf olan kıta geneli, her ülkenin kendi otoriter tekelleri yapısını oluşturmasını değil, entegre edilmiş enerji piyasalarını benimsemeyi amaçlamıştır. Bu doğrultuda, entegre edilmiş Avrupa Elektrik Piyasası kavramı ilk kez 1929 yılında Loire Merkez Elektrik Şirketi Direktörü George Viel tarafından dile getirilmiştir [17].

20. yüzyılın ilk yarısında büyük savaşlar atlatan Avrupa Kıtası, özellikle 2.Dünya Savaşı'ndan sonra hem ekonomik olarak hem de elektriğin kıta genelinde yayılması anlamında büyük aşama kaydetmiştir. Bu gelişmelerin ışığında 1949 yılında bu günkü bilinen adıyla Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (OECD), kuruluş zamanındaki adı ile Avrupa Ekonomik İşbirliği Örgütü (OEEC) kurulmuştur [18]. OEEC'nin en önemli alt gruplarından biri Elektrik Üretim ve İletim Koordinasyon Birliği'ydi (UCPTE). Birliğin öncelikli amacı, bölgeler arasındaki elektrik iletim ve dağıtım kapasitesinin artırılması ve aynı zamanda verimli kullanımının teşvik edilmesini sağlamaktır. Böylece ekonomik gelişimin de desteklemesi öngörülmekteydi [17].

1960'lı yıllara gelindiğinde ise Amerika kıtası ile karşılaştırıldığında, Avrupa'nın yükseliş ivmesinde yavaşlama göze çarpmaktadır. Savaş dönemi sonrası Avrupa'da artan refah 1973 petrol krizi ile birlikte büyük bir sekteye uğramıştır [17]. Petrol krizinin etkisi sadece Avrupa'da değil, bir çok ülkede önemli politik ve ekonomik sorunları beraberinde getirmiştir. Yaşanan bu kriz, özellikle uluslararası boyutta enerjinin öncelikli rekabet unsurlarından biri olduğunu da açıkça göstermiştir [17].

1985 yılından sonra, sınır ötesi elektrik ticareti Avrupa kıtası genelinde hız kazanmıştır. Bu doğrultuda, Avrupa Birliği Komisyonu, Avrupa ülkelerinin teknik anlamdaki bariyerlerini ve tarife sınırlarını kaldırabilmelerini başlatabilmek amaçlı 300 adet aksiyon planı tanımlamıştır. Bu çalışmalarda, telekomünikasyon, bankacılık ve finans, posta servisleri, elektrik ve gaz gibi ekonomik gelişmeye direk etkisi olan sektörler aşırı korumacı bir yönetsel yapı anlayışını benimsedikleri için, farklı sektörler arasındaki bağlantının önemine vurgu yapılmıştır [17].

1 Temmuz 1987 yılında yürürlüğe giren Avrupa Tek Senedi, Avrupa Birliği üye ülkeler arasında ulusal sınırları gözetmeksizin, elektrik ve gaz ticaretinin serbestçe yapılabilmesini sağlamıştır. Sonrasında, bu çabalar 1992 yılında imzalanan ve 1993 yılında yürürlüğe giren Maastricht Antlaşması ile güçlendirilmiştir [17].

Tüm bu gelişmeler göz önüne alındığında, Avrupa Birliği'nin serbest bir elektrik piyasasının oluşabilmesi için bazı temel prensipleri göz önünde bulundurduğu görülmektedir. Bu prensipleri şu şekilde sıralayabiliriz:

- **Yasama ve Yürütme Organları:** Elektrik piyasasının yasal yapısından ve gözetimden sorumlu olan gruplardır,
- **İletim Sistemi İşletmecisi (TSO):** Coğrafi olarak sınırlandırılmış alanlar içerisindeki tekel olan iletim hatları operasyonları kapsamında talep ve tedarik arasındaki dengeyi sağlayan yönetsel yapıdır,
- **Dağıtım Sistemi İşletmecisi (DSO):** Bölgesel olarak elektrik dağıtımından sorumlu olan yönetsel yapıdır,
- **Toptan Satış Piyasası:** Şeffaflığın korunarak tedarik ve talebe göre fiyatın oluştuğu; tedarikçi, üretici ve müşterileri barındıran piyasadır [17].

Avrupa'da "Tek Enerji Piyasası" kurulması çalışmaları 1996 yılında, Avrupa içi elektrik piyasası kurulması amacı ile genel kuralları tanımlayan Direktif 96/92/EC

belgesi ile başlamıştır. 2003 yılında ise bu belgenin devamı olarak nitelendirilebilecek Direktif 2003/54/EC belgesi yayımlanmıştır [19].

Avrupa enerji piyasasında liberalleşmenin ilk adımları, 1989 yılında İngiliz Enerji Piyasası'ndaki deneyimlerle başlamıştır. 1990'lı ve 2000'li yıllarda ivmesi artan serbestleşme çalışmalarında, İngiliz Elektrik Piyasası deneyimi baz alınarak daha rekabetçi, dinamik ve şeffaf bir yapıya geçiş sağlanabilmesi amacı ile yeni stratejiler kurgulanmıştır.

Bu doğrultuda, Avrupa Elektrik ve Gaz Düzenleyici Grubu (ERGEG) Avrupa Komisyonu tarafından 2003 yılında (Direktif 2003/796/EC) Avrupa içi enerji piyasası konularında danışmanlık yapması için kurulmuştur [20]. Avrupa'daki ulusal elektrik piyasalarının entegrasyonuna hız katmak amaçlı 2006 yılında ERGEG tarafından Bölgesel Elektrik Girişimi (ERI) oluşturulmuştur. ERI, Avrupa'da yedi bölgesel elektrik piyasası tanımlamıştır:

- a) Baltık Bölgesi: Estonya, Letonya, Litvanya
- b) Merkezi Doğu Bölgesi: Avusturya, Çek Cumhuriyeti, Almanya, Hırvatistan, Polonya, Slovakya ve Slovenya
- c) Merkezi Güney Bölgesi: Avusturya, Fransa, Almanya, Yunanistan, İtalya, Slovenya
- d) Merkezi Batı Bölgesi: Belçika, Fransa, Almanya, Lüksemburg, Hollanda
- e) İskandinav Bölgesi: Danimarka, Finlandiya, Almanya, Norveç, Polonya, İsveç
- f) Güney Batı Bölgesi: Fransa, Portekiz, İspanya
- g) Fransa-Birleşik Krallık-İrlanda Bölgesi: Fransa, İrlanda, Birleşik Krallık

Her bir bölge enerji piyasasının entegrasyonu ve gelişimine odaklanmak amacı ile; düzenleyicileri, şirketleri, üye devletleri, Avrupa Komisyonu'nu ve ilgili grupları bir araya getirmektedir. Tüm bölgelerde, dağınık olarak adlandırabileceğimiz ulusal elektrik piyasalarını bölgesel piyasaya entegre edebilmek amaçlanmaktadır. Ancak bölgesel kısıt ve koşullar kendi içlerinde değişik süreçlerin yaşanamayacağı anlamına da gelmemektedir. Genele baktığımızda, bölgeler arasında uyum ve yakınsama olduğu için, bu durum Avrupa Birliği içerisinde tek bir enerji piyasa yapısının gelişmesine engel olmamıştır [21].

Son olarak 2009 yılında, açık ve entegre edilmiş enerji piyasası adaptasyonunu amaçlayan Direktif 2009/72/EC, “Avrupa Birliği Üçüncü Enerji Paketi” olarak yayımlanan beş direktiften biri olarak karşımıza çıkmaktadır.

Direktif 2009/72/EC elektriğin üretimi, iletimi, dağıtımı ve tedariki ile ilgili genel kuralları sunmaktadır. Ayrıca direktif, uluslararası hizmet yükümlülüklerini, tüketici hakları ve rekabet unsurlarını da kapsamaktadır [22]. Avrupa Birliği üçüncü enerji paketinden geleneksel yapı da etkilenmiştir. Bu doğrultuda, Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (ACER) ve Avrupa Elektrik İletim Ağı Sistem İşletmecileri (ENTSO-E) yapısı kurulmuştur. ENTSO-E, üye devlet önceliği gözetmeksizin, ticareti etkileyecek sınır ötesi ağ ve piyasa entegrasyon konuları üzerine yasal yürürlükleri baz alarak; arz güvenliği, piyasa yapısı, sürdürülebilirlik ve ağ yapısı uygunluğu üzerine çalışmaktadır [21,23]. ACER’in görevi ise, Avrupa Birliği düzeyinde ulusal enerji düzenleyicilerinin çalışmalarını tamamlayıcı nitelikte koordinasyonu sağlamaktır. Bununla birlikte, elektrik ve doğalgaz için tek Avrupa Birliği Enerji Piyasası’nın tamamlanabilmesi adına çalışmalar sürdürmek ACER’in diğer bir görev tanımı içerisinde yer almaktadır [24].

ACER aktif olarak çalışmaya başladıktan sonra (2011) Avrupa Komisyonu tarafından 1 Temmuz 2011 tarihinde ERGEG’e son verilmiştir. ERGEG’in ACER’in oluşumundaki öncü kuruluş olduğu söylenebilir. Diğer taraftan 2000 yılında kurulan Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi (CEER), ACER ile benzer amaçları güden bir şekilde ACER’e yakın olarak çalışmaktadır. Aralarındaki temel fark; ACER resmi bir Avrupa Birliği ajansıyken, CEER düzenleyiciler tarafından kurulmuş Belçika kökenli kâr amacı gütmeyen bir kurumdur [20].

Entegre elektrik piyasasının oluşumu adına; kurumsallığın yapılandırılması, bilgi alışverişi ve finansal işlemlerin şeffaf olması ve her hangi bir üye ülkenin önceliğinin gözetilmemesi Avrupa Birliği’nin amaçladığı en temel unsurlar olarak göze çarpmaktadır. 34 ülke ve 41 iletim sistemi operatörünün üyesi olduğu ENTSO-E de bunun en açık göstergelerinden birisidir [25]. Uluslararası enerji politikaları alanında tek bir güç ve ses olarak hareket etmek isteyen Avrupa Birliği’nin; rekabetçi, güvenli ve daha düşük karbonlu 2030 iklim ve enerji ekonomik hedefleri aşağıda sıralanmaktadır;

- Sera gazı emisyonlarını 1990 yılı seviyesinin %40 altına çekmek,

- Avrupa Birliği genelinde yenilenebilir enerji miktarını minimum %27 seviyesine getirmek,
- Önceliğin enerji verimliliği kavramı olduğu politikalar geliştirmek,
- Rekabetçi ve güvenli enerji sistemleri gelişimini sağlayabilmek amacı ile yeni göstergeler ve yönetim sistemleri belirlemek [26].

2.2.2 Türkiye elektrik piyasası

Türkiye'deki elektrik kavramının gelişmesi 1900'lü yıllarla birlikte dünyaki ilerlemelere paralel olarak oluşmuştur. Özellikle 20. yüzyılın ilk çeyreğinde savaşlarla mücadele eden ülkede, nüfus yoğunluğu, alt yapı ve teknolojik yetersizlikler sebebiyle elektrik kavramının gelişimi hızlı olamamıştır.

Bu bağlamda, Türkiye sınırları içerisindeki kayıtlı ilk elektrik üretimi 1902 yılında Tarsus'ta tesis edilen, bir su değirmenine bağlanmış 2 kW gücündeki bir dinamo ile sağlanmışır. İlk büyük santral ise 1913 yılında İstanbul Silahtarağa'da kurulan ve 1983 yılına kadar çalışan kömür santralidir. 1950'li yıllarda ise devlet ve özel sektör eliyle santraller yapılmaya ve işletilmeye başlanmışır. Bunlar imtiyazlı şirket olarak kurulan Adana ve İçel yöresine elektrik veren Çukurova Elektrik A.ř. (ÇEAş) ile Antalya yöresine elektrik veren Kepez Elektrik A.ř.'dir. 1950 yılının başında Türkiye kurulu gücü 407,8 MW'a, üretimi ise 789,5 milyon kWh'a ulaşmışır [27].

Dünya savaşları sonrasında, önceleri gelirin tarım ve hayvancılıktan elde edildiği Türkiye'de sanayi ve teknolojik alt yapının gelişmesi ve elektrik kavramının yasalarla düzenlemeye tabi tutulması 1970'li yılları bulmuştur. Birinci (1963-1967) ve İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1968-1972) dönemlerinde, Türkiye'deki elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretinin entegre bir şekilde kamu denetimi altında planlanması öngörölmüştür. Bu hedef ve strateji doğrultusunda, 15.07.1970 tarih ve 1312 sayılı kanunla devletin genel enerji ve ekonomi politikasına uygun olarak, Türkiye sınırları içerisindeki elektriğin; üretim, iletim, dağıtım ve ticaretini yapmak amacıyla, kamu iktisadi kuruluğu statüsünde, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur [27].

1982 yılında yürürlüğe giren 2705 sayılı kanunla Belediye ve Birlik Elektrik Tesislerinin TEK'e devri ile kalkınma planlarında amaçlanan enerjide bütünleşme sağlanmışır. 2705 sayılı kanunun kapsamı dışında kalan, İller Bankası'nın elektrik

enerjisi dalında çalışan personeli ve işleri, kuruluşlar arasında yapılan bir anlaşma kapsamında Temmuz 1986 yılında tüm fonksiyonları ile TEK'e geçirilerek Kamu kesiminde istenilen beraberlik/bütünlük gerçekleştirilmiştir [27].

1995 yılına gelindiğinde TEK'in özelleştirilmesi öngörülmüştür. Anayasa Mahkemesi'nin 10.12.1994 tarihli kararıyla TEK'in mülkiyet satış yöntemiyle özelleştirilmesini öngören 3974 sayılı Kanunun temel hükümleri iptal edilmiştir. Bu karar doğrultusunda kamu elektrik işletmelerinin mülkiyet devri ile özelleştirilmesi yolu kapatılmış, 3096 ve 4046 sayılı kanunlara göre işletme hakkı yöntemiyle özelleştirme yolu açılmıştır. Bu kapsamda Çayırhan Termik Santrali'nin işletme hakkı 20 yıllığına (1-2 ünitesi 2000 yılında, 3-4 ünitesi 2001 yılında) özel sektöre devredilmiştir [27].

Genel bütüne baktığımızda TEK'in kurulması ile birlikte Türkiye sınırları içinde entegre elektrik ağ yapısının oluşturulması ve elektriğin kamu kontrolünde merkezileştirilmesinin ilk temelleri atılmıştır. Ancak TEK'in bünyesinde barındırdığı üretim, iletim ve dağıtım yapısı; 233 sayılı kanun hükmünde kararnameye dayanılarak çıkarılan 12.08.1993 tarih ve 93/4789 sayılı Bakanlar Kurulu Kararıyla, Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ünvanlı iki ayrı devlet kurumu olarak ayrıştırılmıştır [27]. 1994 yılında ise TEAŞ ve TEDAŞ tüzel kişiliklerine kavuşmuşlardır [28].

1999 yılından itibaren gerçekleşen Uluslararası Para Fonu (IMF) desteği ile yürütülen istikrar programı, Dünya Bankası ile ilişkiler, kamu sektöründeki etkinsizlik, enerjiye olan hızlı talep artışı sonucu ortaya çıkan yatırım ihtiyacının devlet bütçesi tarafından karşılanamaması ve dünyada bu alanda devam eden reform hareketlerinin de etkisiyle 20 Şubat 2001 tarihinde 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kabul edilmiştir (Çetin ve Oğuz, 2006, s.1; Atiyas, 2006, s.25; Erdoğan, 2009, s.986) (Bölük, 2010'da atıfta bulunduğu gibi) [15].

Bu kanun ile "Ekonomik İstikrar ve Enflasyonla Mücadele Programı" çerçevesinde TEAŞ'ın özelleştirilmek üzere yeniden yapılandırılması öngörülmüştür. Programın başlıca amacı; elektrik enerjisi sektörünün yeniden yapılandırılması, elektrikte serbest piyasa sistemine geçilmesi, serbest rekabet ortamının sağlanması, elektrikle ilgili; üretim, iletim, toptan satış ve dağıtım için ayrı ayrı kamu şirketleri kurulması

ve son aşama olarak da üretim ve dağıtımla ilgili kamu elektrik şirketlerinin özelleştirilmesi olmuştur [29].

Ayrıca bu kanun ile birlikte sadece elektrik sektöründe değil, Türkiye enerji sektöründe de serbestleşme süreci başlamıştır. Serbestleşme sürecinin daha sağlıklı işleyebilmesi adına, 05.02.2001 tarih ve 2001/2026 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı uyarınca TEAŞ; anonim şirket statüsünde Türkiye Elektrik İletim A.Ş (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş (TETAŞ) olarak üç ayrı kamu iktisadi devlet teşekkülü şeklinde ayrıştırılmıştır [29].

Buna göre; TEİAŞ devletin genel enerji politikasına uygun olarak, ülkedeki tüm iletim tesislerini devralmak, elektrik iletimi, yük tevzi ve işletme planlaması hizmetlerini yürütmek [27], EÜAŞ devletin genel enerji ve ekonomik politikasına uygun olarak, verimlilik ve kârlılık ilkelerine göre elektrik üretim faaliyetlerini yürütmek [30], TETAŞ ise sorumluluğu ve sermayesi sınırlı bir İktisadi Devlet Teşekkülü olup, devletin genel enerji ve ekonomi politikasına uygun olarak elektrik ticaret ve taahhüt faaliyetlerini yürütmekle görevlendirilmiştir [31].

Elektriğe konu olan devlet teşkilatlarının ayrışmalarına ve yeniden yapılandırılmalarına ek olarak 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nda Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) adı altında ayrı bir Devlet teşkilatı da yapılandırılmıştır. Kanunda da belirtildiği üzere “Kurum, tüzel kişilerin yetkili oldukları faaliyetleri ve bu faaliyetlerden kaynaklanan hak ve yükümlülüklerini tanımlayan Kurul onaylı lisansların verilmesinden, işletme hakkı devri kapsamındaki mevcut sözleşmelerin bu Kanun hükümlerine göre düzenlenmesinden, piyasa performansının izlenmesinden, performans standartlarının, dağıtım ve müşteri hizmetleri yönetmeliklerinin oluşturulmasından, tadilinden ve uygulattırılmasından, denetlenmesinden, bu Kanunda yer alan fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten, piyasa ihtiyaçlarını dikkate alarak serbest olmayan tüketicilere yapılan elektrik satışında uygulanacak fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten ve bu fiyatlarda enflasyon nedeniyle ihtiyaç duyulacak ayarlamalara ilişkin formülleri uygulamaktan, bunların denetlenmesinden ve piyasada Kanuna uygun şekilde davranılmasını sağlamaktan sorumludur (4628 Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun – Madde 4).” [32].

Bu süreçlere paralel olarak enerji sektöründe özelleştirme adımları da atılmaya başlamıştır. TEDAŞ tarafından da belirtildiği üzere; elektrik dağıtım ve perakende satış sektöründe rekabete dayalı bir ortamın oluşturulması ve gerekli reformların yapılmasını teminen dağıtım bölgeleri baz alınarak kamu mülkiyetindeki elektrik işletmelerinin yeniden yapılandırılması suretiyle elektrik enerjisi dağıtım hizmetlerinin de özelleştirilmesine karar verilmiştir. Bu doğrultuda TEDAŞ 02.04.2004 tarih ve 2004/22 sayılı Özelleştirme Yüksek Kurulu Kararı ile özelleştirme kapsam ve programına alınmış ve dağıtım bölgeleri yeniden belirlenerek, Türkiye 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır. 31.08.2013 tarihi itibarıyla, şirketlerle TEDAŞ arasındaki hisse devri sözleşmeleri tamamlanarak TEDAŞ'ın özelleştirilme aşaması son bulmuştur [28]. Özelleştirme işleminin tamamlanması ile mevcut durumda Çizelge 2.2'de belirtilen Türkiye ülke sınırları içerisindeki 21 dağıtım ve görevli perakende şirketi faaliyetlerini aktif olarak devam ettirmektedir.

Çizelge 2.2 : TEDAŞ dağıtım bölgeleri ve kapsadığı iller [33].

No	Dağıtım Bölgesi – Elektrik Dağıtım A.Ş.	Bölgenin Kapsadığı İller
1	Dicle	Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şanlıurfa, Batman, Şırnak
2	Vangölü	Bitlis, Hakkari, Muş, Van
3	Aras	Ağrı, Erzincan, Erzurum, Kars, Bayburt, Ardahan, Iğdır
4	Çoruh	Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize, Trabzon
5	Fırat	Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli
6	Çamlıbel	Sivas, Tokat, Yozgat
7	Toroslar	Adana, Gaziantep, Hatay, Mersin, Kilis, Osmaniye
8	Meram	Kırşehir, Konya, Nevşehir, Niğde, Aksaray, Karaman
9	Başkent	Ankara, Çankırı, Kastamonu, Zonguldak, Kırıkkale, Bartın, Karabük
10	Akdeniz	Antalya, Burdur, Isparta
11	Gediz	İzmir, Manisa
12	Uludağ	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova
13	Trakya	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ
14	İstanbul Anadolu Yakası	İstanbul ili Anadolu Yakası
15	Sakarya	Bolu, Kocaeli, Sakarya, Düzce
16	Osmangazi	Afyonkarahisar, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak
17	Boğaziçi	İstanbul ili Avrupa Yakası
18	Kayseri ve Civarı	Kayseri
19	Aydem	Aydın, Denizli, Muğla
20	Akedaş	Adıyaman, Kahramanmaraş
21	Yeşilirmak	Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop

Elektrik piyasasının serbestleşme sürecindeki bir diğer önemli adım ise, piyasanın operasyonel olarak fizik ve finansal açıdan uzlaştırılmasıdır. Bu doğrultuda, 2003 ile 2006 yılları arasındaki dengeleme ve uzlaştırma faaliyetleri, Aralık 2003'te

yürürlüğe giren “Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ” kapsamında gerçekleştirilmiştir. Bu çerçevede, dengesizlikten kaynaklanan yük alma ve yük atma fiyatları EPDK tarafından onaylanmıştır. 01.07.2006 tarihinde yaşanan ve ülkenin batısında 13 ilde elektrik enerjisinin kesilmesiyle sonuçlanan sistem oturmasının bir sonucu olarak, Ağustos 2006 tarihinden itibaren geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin (DUY) uygulanmasına başlanmıştır. Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nin ardından, tüm lisans sahiplerinin katılımının zorunlu olduğu Planlama ve Dengelemenin Gün Öncesi'nde yapıldığı nihai DUY, Aralık 2009'da yürürlüğe girmiştir. 2011 yılında ise Gün Öncesi Planlama sistemi yerine katılımın gönüllülük esasına dayandığı Gün Öncesi Piyasası başlatılmıştır [34].

Kalkınma Planı ve hükümet programlarında öngörülen hedef ve stratejiler kapsamında, Türkiye Elektrik Piyasası'nda (TEP) başlatılması gündeme getirilen özelleştirme uygulamaları kronolojik olarak Çizelge 2.3'de gösterilmektedir.

Çizelge 2.3 : TEP hedef ve strateji bağlamında özelleştirme uygulamaları [29].

04.12.1984	3096 sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun yürürlüğe konulmuştur.
28.05.1986	3291 sayılı KİT'lerin Özelleştirilmesi Hakkında Kanun, yürürlüğe konulmuştur.
22.02.1994	3974 sayılı TEK'in özelleştirilmesini öngören ve 3291 sayılı Kanuna ek maddeler eklenmesine dair Kanun, yürürlüğe konulmuştur.
08.06.1994	3996 sayılı Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapılması Hakkında Kanun, yürürlüğe konulmuştur.
24.11.1994	4046 sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun ile bunu tadil eden 27.04.1995 tarih ve 4105 sayılı Kanun, yürürlüğe konulmuştur.
10.07.1997	4283 sayılı Yap-İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun, yürürlüğe konulmuştur.
03.03.2001	4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, yürürlüğe konulmuştur.
14.03.2013	6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yürürlüğe konulmuştur.

2001 yılında kabul edilip yürürlüğe giren 4628 sayılı Kanun'un yerini alan 6446 sayılı Kanun, 14.03.2013 tarihinde TBMM'de kabul edilmiştir. Lisansa tabi piyasa

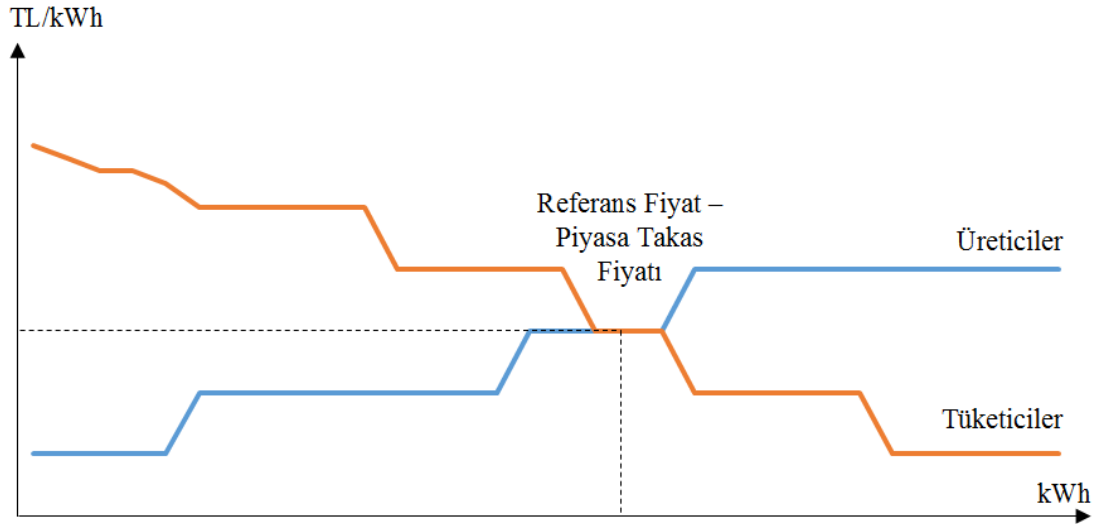
faaliyetlerinden bazılarının kaldırılmasını da içeren 6446 sayılı Kanun ile piyasa tasarımına ilişkin bazı esaslı değişiklik ve yeniliklere gidilmiştir [34].

Türkiye Elektrik Piyasası'nın serbestleşme sürecinde, elektriğin finansal bir yatırım aracı olarak kullanılabilmesi enerji borsası kavramı da önümüzdeki yıllarda kanun ve mevzuatlarda yoğun olarak üzerine çalışılacak konulardan biri olacaktır. Bu nedenle, elektrik piyasasında oluşacak Referans Fiyat kavramının da önemi artmaktadır.

2.3 Elektrik Piyasasında Fiyat Kavramı

Rekabetin söz konusu olduğu enerji piyasalarında bir veya daha fazla işlem basamağında fiyata ait operasyonlar yönetilmektedir. Somut bir kavram olmaması ve depolama teknolojisinin de günümüzde yeterince gelişmemiş olması nedeniyle, elektrik nihai ticarete fiziksel ve finansal olarak uzlaştırılması gereken bir metadır. Genel anlamıyla elektriğin fiziksel iletimiyle bölgesel iletim işletmecisi, finansal uzlaştırması ile de piyasa işletmecisi ilgilenmektedir.

Elektriğin fiziksel ticaretinin yapılabilmesi için, öncelikle üretiminin gerçekleşmesi gerekmektedir. Kullanılan kaynak tipine göre farklı türden santraller aracılığıyla elektrik üreten üreticilerin, ana etken üretim maliyeti olmak üzere, ek kalemleriyle birlikte oluşan net üretim maliyetinin belirlenmesi çok kapsamlı bir araştırma çalışmasıdır. Bu tez çalışmasında, üreticilerin sadece elektrik piyasası Referans Fiyat oluşumundaki kritik rolü değerlendirilmiştir. Tüketiciler, takas işleminin talebi oluşturan kolu olarak tanımlanabilir. Şekil 2.1'de de görüldüğü üzere takasa konu olan üretim arzına karşılık gerçekleşen tüketim talebi (arz-talep) kesişimiyle, piyasada ilgili zaman aralığı için fiyat oluşmaktadır. Burada talep edilen meta, "elektrik" enerjisidir. Elektrik enerjisi talebinin oluşumu ise her hangi bir noktadaki tüketimi ile gerçekleşmektedir.



Şekil 2.1 : Elektrik piyasasında RF oluşumu.

Elektriğin üretildiği ve tüketildiği bölge koşulları bazında değerlendirilmesi gerektiği göz önüne alındığında, bir finans türev aracı olarak, ticareti gerçekleştirilen diğer uluslararası emtialar gibi olmadığı görülür [35]. Bu nedenle teorik hesaplama olarak elektrik fiyatının oluşum süreçleri farklı ülke ve bölgelerde birbirine yakınlık gösterse de, Referans Fiyat incelenirken bölgesel kısıtların göz önüne alınması gerekmektedir.

Oluşan Referans Fiyat rehberliğinde, serbest elektrik piyasalarında katılımcılar çeşitli piyasalarda işlem yapabilmektedir. Geleneksel olarak, günümüzde hala geçerliliğini koruyan tezgah üstü borsalarda⁵ ikili anlaşmalar yoluyla veya serbestleşme aşamasına geçmiş bir çok ülkede var olan organize enerji borsalarında aktif olarak elektriğin ticareti gerçekleştirilmektedir [36]. Elektriğin bu piyasalardaki birimsel kavramlarını göz önüne almamız gerekirse, enerji akışı olan güç için literatürde Watt (W), Kilowatt (kW), Megawatt (MW) ve Gigawatt (GW) birimleri kullanılmaktadır. Enerji ise belli bir zaman dilimi içerisindeki güç birikimidir. Elektrik piyasalarında enerji için genellikle gücün saat (h) cinsinden ifadesi kullanılmaktadır. Literatürde enerji için Kilowatt saat (kWh), Megawatt saat (MWh) ve Gigawatt saat (GWh) birimleriyle karşılaşılmaktadır [13]. Elektrik piyasası için bahsettiğimiz fiyat kavramı (Referans Fiyat) ise birim enerjinin ulusal para birimi cinsinden ifadesi olarak

⁵ Borsa: Mal, altın, döviz ve taşınır değerlerin belirli kurallar çerçevesinde alım ve satım işlemlerinin yapıldığı ortamlar. krş. Piyasa [12].

açıklanabilir. Örnek vermek gerekirse Amerika için \$/kWh, Avrupa için €/kWh ve Türkiye için TL/kWh fiyat karşılığındaki enerji birim değerleri ile çalışılmaktadır.

Organize elektrik piyasalarında elektriğin fiziksel ve finansal ticaretinin operasyonel olarak gerçekleştiği piyasa örnekleri mevcuttur. Bunlar:

- a) Gün Öncesi Piyasası,
- b) Gün İçi Piyasası
- c) Dengeleme (Gerçek Zamanlı) Piyasası'dır.

2.3.1 Gün öncesi piyasası

Gün Öncesi Piyasası, bir gün öncesinde gerçekleşen elektrik enerjisi arz ve talebinin günün belli periyotlara ayrılarak programlandığı ve buna bağlı olarak Referans Fiyat'ın oluşturulduğu piyasadır. Genellikle bir tam gün 24 saatlik dilimler (New South Wales'de yarım saatlik aralıklarla 48 dilim) [8] üzerinden değerlendirilerek, piyasa içerisinde her bir saate denk gelen üretim ve tüketim miktarları karşılaştırılarak Piyasa Takas Fiyatı (Referans Fiyat) hesaplanmaktadır.

Gün Öncesi Piyasası, Referans Fiyat oluşumuna olanak tanınmasının yanı sıra, piyasa katılımcılarına ikili anlaşmalarına ilaveten bir sonraki gün için enerji alış ve satış yapma fırsatı da tanıyarak, üretim ve/veya tüketim ihtiyaçları ile sözleşmeye bağlanmış yükümlülüklerini gün öncesinden dengeleme fırsatı da sağlamaktadır. Bu yolla, sistem işletmecisine gün öncesinden dengelenmiş bir piyasanın sunulması amaçlanmaktadır [37].

2.3.2 Gün içi piyasası

Gün Öncesi Piyasası'nda, elektrik enerjisinin gün içerisindeki fiziksel iletimi ile kontratların uzlaştırılması arasında oluşabilen zaman farkından dolayı, bazı ülke veya bölgelerde Gün İçi Piyasası seçeneği tercih edilmektedir. Gün İçi Piyasası, elektriği fiziksel teslimatından belli bir saat öncesinde, katılımcılara kısa dönemli olarak fiziksel kontratlarını dengelemek amacıyla ayarlamalar yapma fırsatı tanımaktadır [36]. Böylece belli bir dönem sonunda açıklanan uzlaştırma işlem sonuçlarında, dengesizlikten kaynaklanan maliyet ve yükümlülüklerin en az düzeye indirgenmesi amaçlanmaktadır.

2.3.3 Dengeleme (gerçek zamanlı) piyasası

Gün içerisindeki gerçek zamanlı operasyonlarda üretilen ve tüketilen elektriği dengelemek amacı ile piyasa işletmecisi tarafından dengeleme veya diğer bir adıyla gerçek zamanlı piyasa oluşturulmaktadır. Genel olarak işleyişi, spot piyasa kapandıktan sonra belli bir alanda, katılımcıların elektrik üretimlerini veya tüketimlerini miktarsal olarak arttırıp-azaltmaya karşılık sundukları fiyat tekliflerini kapsamaktadır [36]. Aslında Dengeleme Piyasası'nda oluşan fiyat, Gün Öncesi Piyasası'nda takas gerçekleşikten sonra, gün içerisinde gerçekleşen anlık dengesizliklere karşılık olarak üreticiler tarafında geriye kalan rezerv miktarı için sunulan marjinal fiyattır. Sistem Marjinal Fiyatı'nın tahmini, detaylı gerçek saha veri analizi gerektirdiği için, bu tez kapsamında sadece Piyasa Takas Fiyatı (Referans Fiyat) tahminlemesi üzerinde çalışılmıştır.

Bazı enerji piyasalarında, Dengeleme Piyasası'nda oluşan anlık dengesizlikleri aşağı çekerek katılımcıların fırsat kazancını arttırmak amacıyla Gün İçi Piyasası oluşturulmaktadır. Rekabetin söz konusu olduğu piyasalarda, gerilim ve frekans kontrolü ile reaktif güç desteği gibi yan hizmetler de, dengeleme hizmetleri tarafından öncelikli olarak yönetilen ve destek sağlanan konulardır [36].

2.4 Türkiye Elektrik Piyasasında Referans Fiyat Oluşumu

Şu anki mevcut durumda Türkiye Elektrik Piyasası'nda Gün Öncesi Piyasası, Dengeleme Piyasası ve henüz aktif olmayan Gün İçi Piyasası uygulamaları söz konusudur. Tez kapsamında, sadece Gün Öncesi Piyasası'ndaki Referans Fiyat'ın tahmini amaçlandığı için, bu başlık altında sadece Gün Öncesi Piyasası detaylı bir şekilde incelenmiştir.

2.4.1 Gün öncesi piyasası

Gün Öncesi Piyasası'nın faaliyetleri, TEİAŞ bünyesindeki elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesinden ve sistem işletiminden sorumlu merkezi birim Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) ve uzlaştırma yönetimi ile veri yayımlama faaliyetlerini eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin, şeffaflık ve sorumluluk ilkeleri çerçevesinde yürüten piyasa işletmecisi Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) tarafından yönetilmektedir [38]. Elektrik Piyasası Dengeleme ve

Uzlaştırma Yönetmeliği'nde (İkinci Bölüm Madde 10, sf.11) belirtildiği gibi, piyasada katılımcı olarak;

- a) Üretim lisansı sahibi,
- b) Otoprodüktör lisansı sahibi,
- c) Otoprodüktör grubu lisansı sahibi,
- d) Toptan satış lisansı sahibi,
- e) Perakende satış lisansı sahibi,
- f) Organize Sanayi Bölgesi (OSB) üretim lisansı sahibi,
- g) Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilikler yer almaktadır.

Piyasa katılımcısı olan tüm lisans sahibi tüzel kişiler Gün Öncesi Piyasası'na katılabilirler. Bir piyasa katılımcısının Gün Öncesi Piyasası'na katılabilmesi için, Piyasa İşletmecisi'ne başvuruda bulunarak kayıt işlemlerini tamamlaması esastır. (DUY Birinci Bölüm Madde 18, sf.16) Buna karşılık, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği ve Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği hükümleri dikkate alınarak, bir gün sonrasına yönelik olarak öngörülen saatlik talebin yürütülebilmesi amacıyla var olan Gün Öncesi Planlama Süreci'ne tüm piyasa katılımcılarının katılımları zorunludur. (DUY Dördüncü Kısım Birinci Bölüm – Madde 35 sf.28) [38].

2.4.1.1 Gün öncesi piyasa süreçleri

Referans Fiyat'ın oluşum süreçlerini incelemeyen önce Gün Öncesi Piyasası'ndaki süreç ve gereklilikleri göz önüne almak gerekmektedir. Gün Öncesi Piyasası işlemleri günlük olarak, saatlik bazda gerçekleştirilmektedir. Her bir gün, 00:00'dan başlayıp, ertesi gün 00:00'da sona eren saatlik zaman dilimlerinden oluşur. Buna bağlı olarak gerçekleşen işlemler ilgili zaman dilimi boyunca sabit seviyeli arz ya da talebe karşılık gelir. Gün Öncesi Piyasası'nda kabul edilen alış-satış teklifleri ilgili piyasa katılımcısı için fiziksel elektrik arzı ya da talebi yükümlülüğü doğurmaktadır. Buna paralel olarak sonuçlandırılan her bir işlem, aktif elektrik enerjisinin uzlaştırmaya esas teşkil eden elektrik enerjisi teslim noktasında veya ulusal iletim sisteminin komşu ülke iletim sistemi ile bağlantı noktasında teslim edilmesi suretiyle tamamlanmaktadır (DUY – İkinci Bölüm – Madde 49) [38].

Her gün saat 11:30'a kadar, Gün Öncesi Piyasası'na katılan piyasa katılımcıları tekliflerini Piyasa Yönetim Sistemi (PYS) aracılığıyla Piyasa İşletmecisi'ne bildirirler. Bildirilen her teklif, Piyasa İşletmecisi tarafından 12:00'a kadar değerlendirilerek teyit ya da red edilir. Her gün saat 11:30-13:00 arasında Piyasa İşletmecisi tarafından;

- a) Bir sonraki güne ait her bir saat ve her bir teklif bölgesi için, Gün Öncesi Piyasası fiyatını hesaplanır,
- b) Her bir piyasa katılımcısının gerçekleştirdiği alış-satış miktarlarını içeren ticari işlem onayı tüm piyasa katılımcılarına bildirilir.

Bunlara ek olarak her gün saat 13:00-13:30 arasında; Gün Öncesi Piyasası'na katılan piyasa katılımcıları Piyasa İşletmecisi tarafından kendilerine bildirilen ticari işlem onaylarını kontrol ederek, gerekli olduğu durumlarda itirazlarını Piyasa İşletmecisi'ne bildirirler. Bu süreci takiben, her gün saat 13:30-14:00 arasında; Piyasa İşletmecisi itirazları değerlendirerek, ilgili piyasa katılımcılarına itirazlarının sonucunu bildirir. (DUY – İkinci Bölüm – Madde 50) [38].

2.4.2 Gün öncesi piyasası referans fiyat oluşum süreci

Gün Öncesi Piyasası'nda Piyasa Takas Fiyatlarının (Referans Fiyat) belirlenmesi süreci günlük olarak, her gün saat 12:00-13:00 arasında, ilgili günün her bir saati için yürütülür ve işlemler aşağıdaki basamaklar doğrultusunda ilerler:

- a) Tüm teklif bölgeleri için sunulmuş olan Gün Öncesi Piyasası alış-satış teklifleri eşleştirilerek, bölgeler arasındaki iletim kısıtları dikkate alınmaksızın, ilgili günün her bir saati için elektrik enerjisi alış-satış fiyatı olan “Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı” (KPTF) hesaplanır.
- b) Her bir teklif bölgesi için KPTF seviyesinde gerçekleşen alış-satış miktarları ve birbirine iletim kısıtı olan hatlarla bağlı bölgeler için öngörülen enerji akış miktarları tespit edilir. Bölgeler arası öngörülen akış miktarlarının Gün Öncesi Piyasası için tahsis edilmiş iletim kapasitesinden daha az ya da eşit olduğu durumda, ilgili teklif bölgeleri için geçerli olan KPTF, saatlik elektrik enerjisi alış-satış fiyatı olan “Nihai Piyasa Takas Fiyatı” (NPTF) olarak belirlenir. Bölgeler arası öngörülen akış miktarlarının, Gün Öncesi Piyasası için tahsis edilmiş olan iletim kapasitesini aşması durumunda ise, bölgeler

arası iletim kısıtlarını giderecek şekilde her bir teklif bölgesi ve her bir saat için ayrı bir NPTF değeri belirlenir.

- c) Belirlenen NPTF seviyesinde, her bir piyasa katılımcısının Gün Öncesi Piyasası kapsamında gerçekleştirdiği alış ya da satış miktarı tespit edilerek piyasa katılımcılarına ticari işlem onayıyla birlikte bildirilir (DUY – İkinci Bölüm – Madde 58) [38].

Referans Fiyat oluşumuna konu olan arz ve talep kesişimine etki eden üretici ve tüketicilerin faaliyetleri, fiyat oluşumunu etkileyen başlıca ana faktörlerdir. Bu bağlamda, Referans Fiyat'ın tahminlenmesinde yol gösterici olması açısından, TEP içerisinde bulunan üretici ve tüketici profilinin karakteristiği tez kapsamında 4. Konu başlığı altında incelenmiştir.

Buna ek olarak, TEP içerisinde her saat için ulusal bazda tek bir Referans Fiyat oluşumu gerçekleşmektedir. Bölgesel fiyat çalışmasına gidilmemektedir. Piyasanın serbestleşmesine bağlı olarak, gelecekte Türkiye'de bölgesel bazda Referans Fiyat oluşum süreçleri de gerçekleşebilecektir. Şu an için ulusal bazda sadece tek bir fiyat oluşumu gerçekleşse de, üretim santralleri ve tüketim grupları için sağlıklı matematiksel tahmin modelleri yapılabilmesi açısından bölgesel bazda incelemeler gerekmektedir.

2.5 Elektrik Piyasasında Referans Fiyat Tahmini

Serbestleşen elektrik piyasalarındaki fiyat yapısı oldukça dalgalı ve doğası gereği tahmini güç bir kavram olarak nitelendirilmektedir. Daha önce de, bu kavramın coğrafi yapı ve elektrik üretim santrali çeşitliliği gibi faktörlere bağlı olarak bir ülkeden diğerine geçildiğinde farklı karakteristiklere sahip olabileceği ifade edilmişti. Bununla birlikte elektrik piyasalarındaki Referans Fiyatı oluşturan temel parametreler düşünüldüğünde karmaşık yapının çözülmesi ve ticari fonksiyonlitenin işlevlik kazanması oldukça zorlu olabilmektedir. Bu durumu göz önüne aldığımızda, karmaşık yapının detaylı alt parametreleri tümüyle tahmin mekanizması içerisinde değerlendirilmediği sürece tam anlamıyla doğru bir değer verecek tahmin yönteminin geliştirilmesi de zor olabilecektir. Özellikle son yirmi yıl içerisinde hızla gelişen serbest elektrik piyasalarında, teknolojinin de gelişimine paralel olarak Referans Fiyat tahmini üzerine bir çok çalışma yapılmıştır. Bu çalışmalarda iki temel kategori

ön plana çıkmaktadır. Birinci yaklaşım; elektrik piyasasında bulunan her türlü detay bilgiyi barındıran, özellikle sistem operatörleri tarafından kullanılan, elektrik talep-üretim projeksiyonu bilgileriyle birlikte sistem kısıtlarının da kontrol edilebildiği elektrik piyasası simülasyonudur. İkinci yaklaşım ise matematik modellere dayalı analiz temelli çalışmalardır. Bu çalışmalarda geçmiş verilerden yararlanılarak matematik modeller aracılığı ile gelecek dönem değerleri tahmin edilmeye çalışılır [39]. Bu tez kapsamında da matematik modellere dayalı doğrusal olmayan zaman serileri sınıfına ait olan Yapay Sinir Ağları (YSA) modelleri kullanılarak Referans Fiyat (RF) tahmin çalışması gerçekleştirilmiştir.

Referans Fiyat tahminini önemli kılan öncelikli sebep, elektrik üretim ve tüketimi piyasa kavramının içinde ticari faaliyetlerin olmasıdır. Elektrik piyasasının dalgalı yapısına bağlı olarak piyasa katılımcısı tedarik şirketleri kısa, orta ve uzun dönemli sözleşmelerinde müşterilerine sunacakları fiyat seçenekleri için doğru bir yaklaşıma sahip olabilmeyi amaçlar. Bu sebeple, Referans Fiyat'ın olabildiğince gerçek değerine yaklaşacak şekilde tahmin edilmesi gerekmektedir. Buna benzer şekilde, büyük ticari ve sanayi kuruluşu tüketiciler de Referans Fiyat üzerindeki dalgalanmalara ne kadar maruz kalacaklarını belirleyebilmek, sabit fiyat seçeneği bulunan uzun süreli sözleşmelerde risklerini düşürebilmek ve yük kesintisi programlarından en az boyutta etkilenebilmek adına Referans Fiyat üzerine tahmin çalışmaları yapmaktadırlar [39].

Referans Fiyat tahmin çalışmaları; zaman dilimi ve kullanım amacına göre sınıflandırılabilir [10]. Genel olarak zaman dilimleri için uzun, orta ve kısa dönemli tahmin periyotları kullanılmaktadır. Uzun dönemli tahmin çalışmaları; yeni elektrik santrallerinin yatırım planlaması ve yatırımcıların yönlendirilebilmesi adına ileriye dönük, genellikle bir yıldan daha uzun dönemleri kapsayan ve bu doğrultuda stratejik kararları destekleyen çalışmalardır. Orta dönemli tahmin çalışmaları; bilanço ve risk yönetimi öngörülerini için haftalık periyottan tüm yılı kapsayacak zaman dilimine kadar yayılabilecek çalışmalardır [40]. Kısa dönemli tahmin çalışmaları ise günlük operasyonların yürütülebilmesi ve portföy dengesizliklerinin en az düzeye indirilebilmesi amacı ile genel olarak bir günden birkaç haftaya kadar çıkabilecek dönemi kapsayan çalışmalardır. Bu tez çalışmasında da konusu kapsamında kısa dönemli elektrik piyasası Referans Fiyat tahmini üzerinde durulmuştur.

3. YAPAY SİNİR AĞLARI

Bu bölüm içerisinde, elektrik piyasası kısa dönemli RF tahmin çalışması yapılabilmesi için kullanılan YSA modellerinin yapısı, işleyişi ve yöntemleri anlatılmıştır. Tez çalışması kapsamında ileri beslemeli YSA'lerden Levenberg-Marquardt geriye yayılma algoritması kullanılarak Referans Fiyat (RF) tahmini gerçekleştirilmiştir. Bu sebeple, bölüm içerisinde sadece ileri beslemeli yapay sinir ağları detaylı olarak incelenmiştir.

3.1 Zaman Serileri ve Uygulamaları

Zaman serileri, dakika ve saat gibi eşit mesafeli zaman aralıklarında kronolojik sıralama ile düzenlenmiş dizi veya seriler halinde gözlenen veri gruplarıdır. Zaman serileri; proses kontrol, ekonomik tahminleme, pazarlama, nüfus çalışmaları ve daha bir çok alanda karşımıza çıkmaktadır. Zaman serisi analizi, seriyi oluşturan fiziki sistemin karakteristiğini anlamak ve bilgileri derlemek amacıyla sistematik yaklaşımlar için kullanılır [39].

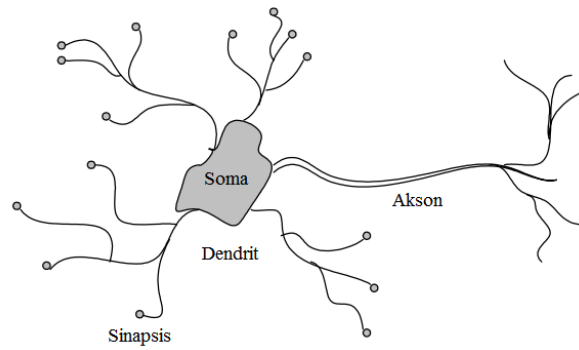
Zaman serilerinin en önemli uygulamaları tahmin yöntemlerinin geliştirilmesidir. Zaman serileri ile tahminleme, geçmişte gerçekleşen veriler kullanılarak gelecekteki bağlantılı olayların uygun yöntemlerle tahmin edilmesidir. Buna paralel olarak, dinamik modeller ve performans ilişkisini içeren birbirinden farklı zaman serisi yaklaşımları da bulunmaktadır [39].

Zaman serileri lineer ve lineer olmayan olarak iki kategoriye ayrılmaktadır. Bu tez kapsamında lineer olmayan zaman serilerinden biri olan yapay sinir ağı matematik modelleri kullanılarak Referans Fiyat tahmini gerçekleştirilmiştir.

3.2 YSA'nın Genel Yapısı

Yapay sinir ağları son yıllarda elektrik piyasası Referans Fiyat tahmini için oldukça sık kullanılan matematik modellerden biri olmuştur. YSA insan beyninin çalışma prensibinden esinlenmiş lineer olmayan kuvvetli bir regresyon⁶ tekniğidir [41].

İnsan beyni sinir hücresi ya da nöron adı verilen birbirine bağlantılı milyonlarca hücreden meydana gelmektedir. Nöron ise insan sinir sisteminde bilgi transferini gerçekleştiren temel fonksiyonel birimdir. Nöronlar dört farklı bölümden oluşmaktadır: soma veya ana gövde, dendrit, akson ve sinapsis (Şekil 3.1) [42].



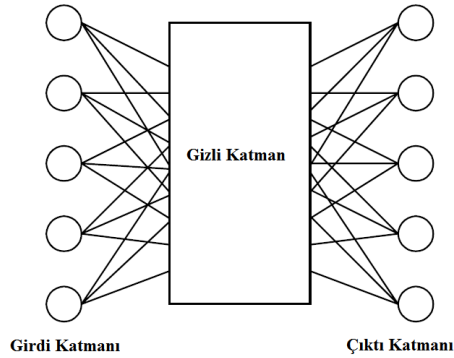
Şekil 3.1 : Biyolojik nöron yapısı ve elemanları [42].

Nöronun çalışma prensibini incelediğimizde; dendritler diğer nöronlardan elektriksel potansiyeli teslim alır. Bu elektrik potansiyel uyarıcı veya önleyici olarak sinapsisler tarafından ağırlıklandırılır. Uyarıcılar potansiyelin gerilimini yükseltirken, önleyiciler düşürmektedir. Diğer yandan, soma dendrit tarafından iletilen tüm potansiyeli toplamaktadır. Eğer toplanan bu potansiyel eşik değeri geçerse, soma bu potansiyeli akson üzerinden eyleme geçirir. Akson da üzerindeki eylem potansiyelini bir başka nörona iletir. Eylem potansiyeli harekete geçirildikten sonra soma bir başka eylem potansiyeli oluşana kadar potansiyelini tekrar eşik potansiyel seviyesine çeker [42].

Genel olarak YSA yapısı; girdi katmanı, gizli katman ve çıktı katmanı olmak üzere üç kısımdan oluşmaktadır. Girdi katmanı, dış dünyadan bilgiyi alan kısımdır. Gizli katmanın girdi ve çıktı katmanı bağlantısı dışında, dış dünya ile ilişkisi yoktur. Çıktı

⁶ Regresyon: İki veya daha çok değişken arasında doğrusal bir ilişki olup olmadığının bulunması ve bu doğrusal ilişkinin bir doğrusal denklemle nasıl ifade edildiğinin gösterilmesidir [9].

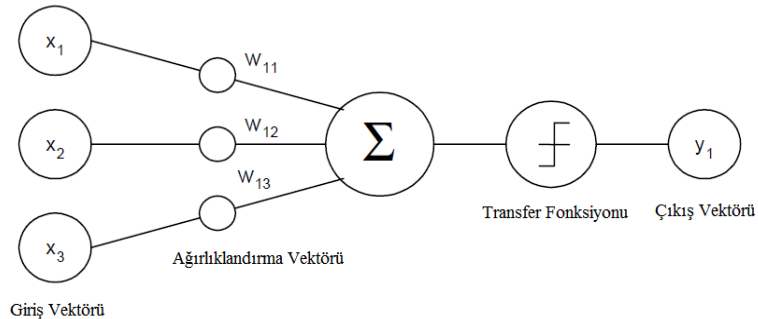
katmanı ise ağ tarafından gelen bilgi işlendikten sonra sonuçları dış dünyaya vermektedir (Şekil 3.2) [42].



Şekil 3.2 : Yapay sinir ağı yapısının çizimsel gösterimi [42].

Biyolojik nöron yapısından YSA model yapısına geçişte; çarpma, toplama ve aktifleştirme olmak üzere basitleştirilmiş üç ana kurallar bütünü bulunmaktadır. Yapay sinirin giriş bölümünde her bir girdi değeri kendi ağırlık faktörü ile çarpılarak girdi değerleri ağırlıklandırılır. Yapay sinirin orta bölümünde, ağırlıklandırılmış tüm girdiler ve sapma toplanır. Yapay sinir çıkışında ise orta bölümde ağırlıklandırılmış girdilerin ve sapmanın toplamı aktifleştirme fonksiyonu diğer adıyla “transfer fonksiyonu” üzerinden geçirilir [43].

Nöronun biyolojik işleyişinin modeli Şekil 3.3’teki gibidir. Dendritler dışarıdan bilgiyi alan “giriş vektörü” olarak, sinapsisler gelen bilgiyi ağırlıklandıran “ağırlıklandırma vektörü” olarak, gelen tüm bilgiyi tek bir kümede toplayıcı olarak soma, nöronu ateşleyen (harekete geçiren) belli bir değeri temsil eden faktör olarak “transfer fonksiyonu” ve “çıkış vektörü” olarak da akson tanımlanabilir [42].



Şekil 3.3 : Bir nöronun matematik modelinin gösterimi [42].

YSA eşitliği Denklem 3.1’de görülmektedir. Bu eşitlikteki en önemli bilinmezlik transfer fonksiyonudur. Transfer fonksiyonu YSA’nın özelliğini tanımlar ve her

hangi bir matematiksel fonksiyon olabilir. Bu fonksiyon çoğunlukla YSA'nın kullanıldığı probleme göre değişebilmektedir [43].

$$y(k) = F\left(\sum_{i=0}^m w_i(k) \cdot x_i(k) + b\right) \quad (3.1)$$

Kavram:

- $x_i(k)$ farklı k zamanlarında i 'nin 0'dan m 'ye kadar değiştiği giriş değerleri,
- $w_i(k)$ farklı k zamanlarında i 'nin 0'dan m 'ye kadar değiştiği ağırlıklandırma değerleri,
- b hata faktörü,
- F transfer fonksiyonu,
- $y_i(k)$ farklı k zamanları için çıktı değeridir.

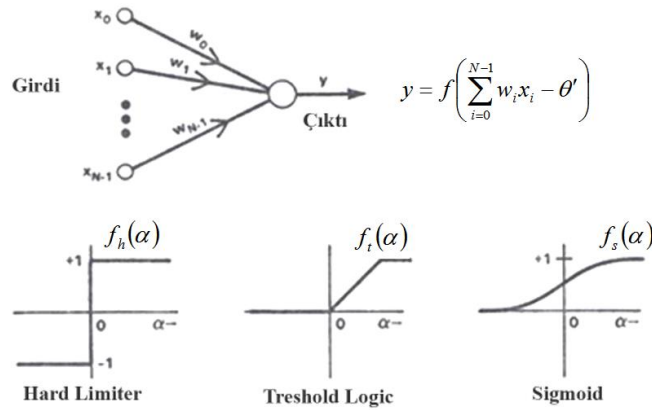
Diğer yandan, transfer fonksiyonu çoğunlukla; birim adım fonksiyonu (step function), lineer fonksiyon veya lineer olmayan (sigmoid) fonksiyon olarak karşımıza çıkmaktadır. Birim adım fonksiyonu sadece iki olası sonuca sahip bir fonksiyondur ("0" ve "1"). Bunun anlamı, giriş verilerinin belirlenen eşik değerin üzerinde veya altında olması durumuna göre çıktı değerlerinin birbirinden farklı iki değer almasıdır. Matematiksel eşitlik olarak ise Denklem 3.2'deki ifade ile tanımlanabilir [43].

$$y = \begin{cases} 1 & w_i \cdot x_i \geq \text{eşik değeri} \\ 0 & w_i \cdot x_i \leq \text{eşik değeri} \end{cases} \quad (3.2)$$

YSA'da bu tip bir transfer fonksiyonu kullanıldığı zaman yapay sinir "Perceptron (algılayıcı)" olarak adlandırılır. Perceptron sınıflandırma problemlerinin çözülmesinde kullanılır ve çoğunlukla YSA'nın son katmanında bulunur. Lineer transfer fonksiyonu kullanılması durumunda ise yapay sinir toplam ağırlıklandırılmış girdi ve sapma üzerinden basit lineer dönüşüm gerçekleştirir. Lineer transfer fonksiyonu Perceptron'un tam zıttı olarak çoğunlukla giriş katmanında kullanılır. Son olarak da, lineer olmayan fonksiyonlar arasında sigmoid fonksiyon en çok kullanılanlardandır. YSA, içerisinde ağırlıklandırmaların güncellenmesi gibi önemli

bir noktada sigmoid fonksiyonun türevini kolayca hesaplanabilmektedir. Bu özelliğiyle de diğer fonksiyon türlerinden ayrılmaktadır [43].

Tipik olarak sinir ağlarının var olan analog yapıları modern dijital devrelerle karşılaştırıldığında yavaş olarak nitelendirilebilir. En basit sinir, N adet ağırlıklandırılmış olan girdiyi toplayarak Şekil 3.4'te belirtilen doğrusalsızlıklar üzerinden geçirmektedir. Sinir, θ dengeleyicisi veya içsel eşik değeri ile ve doğrusalsızlık değişken tipine göre karakterize edilir. Şekil 3.4'te en temel üç doğrusalsızlık; Hard Limiter (Katı Sınırlayıcı), Threshold Logic (Eşik Mantığı) ve Sigmoid gösterilmektedir [44].



Şekil 3.4 : Temel doğrusalsızlıklar [44].

Buna ek olarak, daha karmaşık sinir yapıları, toplama işlemi yerine daha farklı matematiksel değişkenler de içerebilecektir [44].

3.3 YSA'ların Sınıflandırılması

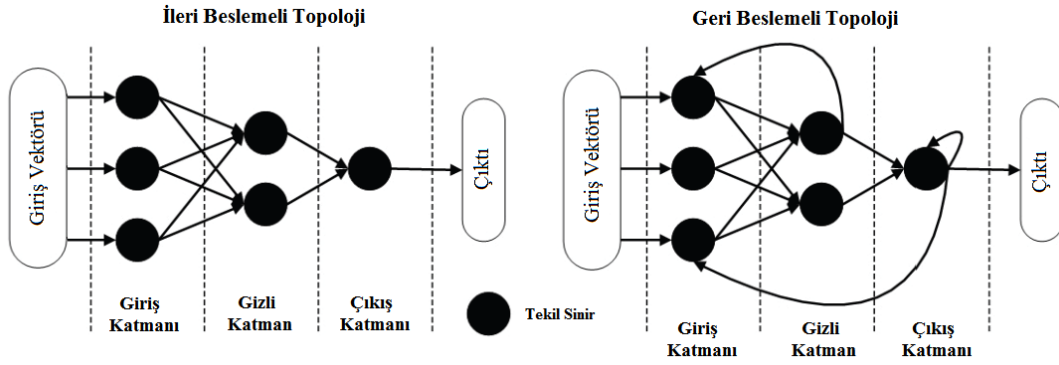
YSA'lar bir çok sektörde farklı amaçlar için kullanılmaktadır. Bu amaçlar doğrultusunda birbirinden farklı öğrenme tipleri ve ağ yapılarına bağlı olarak, problemlere olan yaklaşımlar değişebilmektedir. Bu bağlamda YSA'ları öğrenme tipleri ve ağ yapılarına göre sınıflandırabiliriz.

3.3.1 YSA ağ yapıları

En az iki ve daha fazla yapay sinir bir araya getirildiğinde yapay sinir ağı meydana gelmiş olur. Tek bir yapay sinir gerçek hayatta karşılaşılan problemleri çözmekte yetersiz kalmasına rağmen yapay sinir ağları bu problemleri çözebilme kabiliyetine sahiptir. Aslında gerçek hayatta karmaşık olarak görülen bir çok problem YSA'lar

tarafından kendi temel blok yapıları içerisinde lineer olmayan, dağılım sağlanmış, gerektiğinde paralel veya bölgesel yollarla çözülebilmektedir.

Tekil yapay sinirlerin birbirine bağlanarak oluşturduğu yapay sinir ağlarının yapısına topoloji denilmektedir. Burada bahsedilen yapay sinirlerin birbirine bağlanma olgusu çok sayıda farklı yoldan ve olası topoloji ile sonuçlanabilecek iki temel sınıftan oluşmaktadır. Bu iki sınıflandırma; bilginin giriş katmanından çıkış katmanına doğru sadece tek yönlü olarak aktığı “İleri Beslemeli (Asiklik Grafik) Topoloji” ve bilginin giriş katmanından çıkış katmanına doğru sadece tek yönlü olarak değil aynı zamanda zıt yönde de evrilebildiği “Geri Beslemeli (Yarı-Asiklik Grafik) Topoloji” olmak üzere iki farklı ağ yapısını kapsamaktadır (Şekil 3.5) [43].



Şekil 3.5 : İleri beslemeli ve geri beslemeli YSA örnekleri [43].

3.3.1.1 İleri beslemeli YSA'lar

İleri beslemeli topolojiye sahip YSA'lar, ileri beslemeli yapay sinir ağları olarak anılmaktadır. Bir üst başlıkta da belirtildiği üzere her hangi bir geri çevrim olmadan giriş katmanından çıkış katmanına kadar sadece tek yönlü olarak hareket eden ağ yapısına sahiptirler. Bunun dışında; katman, transfer fonksiyonu ve bağlantı sayısı gibi öğelerde her hangi bir limit ya da kısıtlama bulunmamaktadır. En basit ileri beslemeli YSA sadece lineer ayrıştırma problemlerini çözmeye kapasitesine sahip “Tek Katmanlı Perceptron”dur. Tek katmana sahip Perceptron’un, orta kısmına gizli katman dahil olmasıyla lineer olmayan “Çok Katmanlı Perceptron (ÇKP)” meydana gelmektedir. Çoklu katmana sahip ileri beslemeli yapay sinir ağlarının matematik eşitlik olarak gösterimi Denklem 3.3-3.10’da ve topolojik dağılımı Şekil 3.6’da gösterilmiştir [43].

$$n_1 = F_1(w_1x_1 + b_1) \quad (3.3)$$

$$n_2 = F_2(w_2x_2 + b_2) \quad (3.4)$$

$$n_3 = F_2(w_2x_2 + b_2) \quad (3.5)$$

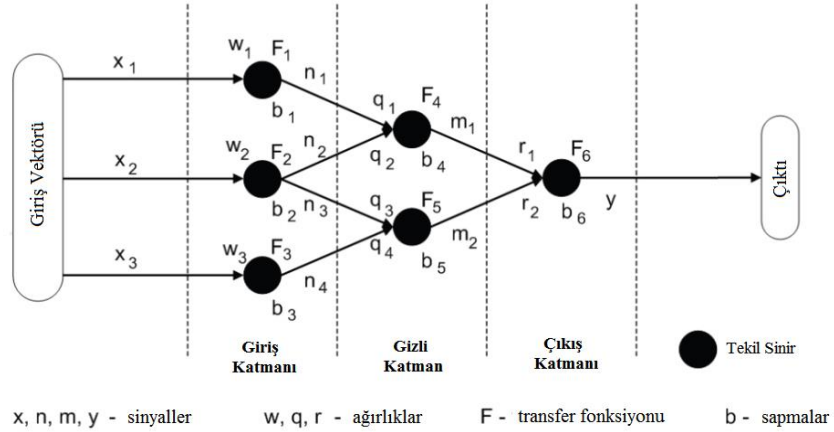
$$n_4 = F_3(w_3x_3 + b_3) \quad (3.6)$$

$$m_1 = F_4(q_1n_1 + q_2n_2 + b_4) \quad (3.7)$$

$$m_2 = F_5(q_3n_3 + q_4n_4 + b_5) \quad (3.8)$$

$$y = F_6(r_1m_1 + r_2m_2 + b_6) \quad (3.9)$$

$$y = F_6 \left[r_1(F_4[q_1F_1[w_1x_1 + b_1] + q_2F_2[w_2x_2 + b_2]] + b_4) + \dots \right. \\ \left. \dots + r_2(F_5[q_3F_2[w_2x_2 + b_2] + q_4F_3[w_3x_3 + b_3]] + b_5) + b_6 \right] \quad (3.10)$$



Şekil 3.6 : İleri beslemeli YSA [43].

3.3-3.10 nolu denklemler ve Şekil 3.6'da da görüleceği üzere ileri beslemeli YSA matematik modelleri elle yazılarak çözüme ulaşılacak kadar kolay bir yapıya sahip değildir. Bu yüzden karmaşık problemlerin çözümleri için bu tarz modelleri kurgulayabilecek bilgisayar programları kullanılmaktadır.

Tek katmanlı perceptron

Tek katmanlı Perceptron en basit YSA yapısıdır. Gizli katmana sahip değildir ve bu haliyle lineer bir regresyona eşdeğerdir [2]. Bu tip YSA'lar girdileri belli bir eşik

değer yöntemini gözeterek A ve B gibi iki farklı gruba ayırabilme yeteneğine sahiptirler. Ayırdıkları gruplara özel sayı atayarak bu farklılığı matematiksel olarak sonuçlandırmaya yönelirler [45]. Denklem 3.2’de de bu ayrımın matematiksel örnekleme görülmektedir.

Çok katmanlı perceptron

Çok katmanlı perceptronlar için ileri beslemeli ağ yapısında da bahsedildiği üzere giriş ve çıkış katmanları arasında en az bir veya daha fazla katman bulunmaktadır ve bu katmanlara da “Gizli katman” adı verilmektedir. Çok katmanlı perceptronlar, tek katmanlı perceptronlar için limit sayılabilecek bir çok noktada problemleri çözüme kavuşturma yeteneğine sahiptirler. Ancak bu kabiliyetlerinin işlerliği, uygulamalarda eğitim sürecinin verimsizliği sebebiyle düşük seviyede seyretmiştir. D.E.Rumelhart (1986) tarafından “Geriye yayılma algoritması”nın bulunmasıyla bu probleme de çözüm oluşturulmuştur (Peak, 1991’de atıfta bulunduğu gibi) [45].

Geriye yayılma algoritması sadece beklenen ve elde edilen çıktılar arasındaki hatayı ağırlıklandırmakla kalmayıp önceki katmanlarda da gerçekleşen bu hataları ağırlıklandırarak yeniden düzenlemelerle ağa katkıda bulunur [45]. Ağ yapısı olarak ileri beslemeli topolojiye sahip olan geriye yayılma algoritması öğrenme biçimi olarak ise danışmanlı öğrenme yapısına sahiptir [2].

Geriye yayılma algoritması en küçük kareler algoritmasının bir genellemesidir. Gradyan arama tekniğini kullanarak gerçek çıktı ile beklenen çıktı arasındaki ortalama kareler farkına eşit değer fonksiyonunu küçültmeye çalışır. Beklenen çıktıda bulunan her bir sinirin, giriş katmanındaki ağırlıklandırması “yüksek” (1.0 veya >0.9) olarak nitelendirilebilecek sınırlara benzemedikçe genellikle “düşük” (0 veya <0.1) olması beklenir. Ağ başlangıçta rastgele ağırlıklandırmalarla ve içsel eşik değerler seçilerek eğitilir ve sonrasında tüm eğitim verisi tekrar tekrar güncellenir. Ağırlıklandırmalar ve değer fonksiyonu kabul edilebilir seviyeye düşürülünceye kadar ağırlıklandırmalar doğru sınıflandırmayı kullanarak her bir eğitimde tekrar düzenlenir. Algoritmanın başlıca bileşeni olan iterasyon yöntemi çıktı katmanındaki sınırlardan geriye dönük daha düşük seviyede bulunan katmanlardaki sınırlara doğru hata terimleri üreterek ağırlıklandırmaların adaptasyonunu sağlamaya çalışır [44].

Eğitim adımlarına baktığımızda ise geriye yayılma algoritması doğrusal olmayan sürekli türevlenebilirliği gerektirmektedir. Bu varsayıma bağlı olarak Denklem 3.11’de belirtilen doğrusal olmayan sigmoid $f(\alpha)$ fonksiyonu (Şekil 3.4) kullanılabilir [44].

$$f(\alpha) = \frac{1}{1 + e^{-(\alpha - \theta)}} \quad (3.11)$$

Bu bağlamda geriye yayılma algoritmasının eğitim adımlarına baktığımızda:

1.Adım: Başlangıç ağırlıklandırmaları ve sapmaları

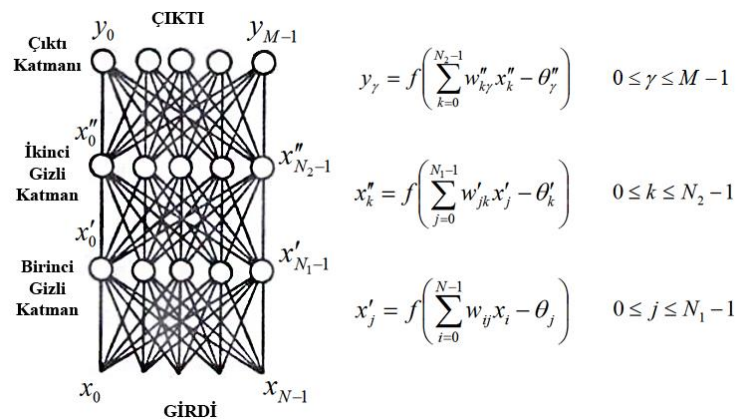
Başlangıçta küçük rastgele sayılar ile ağırlıklandırmalar yapılarak, sinirlerin dengelenmesi gerçekleştirilir [44].

2.Adım: Girdi ve beklenen çıktı değerleri

Sürekli değerli giriş vektörü x_0, x_1, \dots, x_{N-1} ve beklenen çıktı vektörü d_0, d_1, \dots, d_{N-1} belirtilir. Eğer ağ sınıflayıcı olarak kullanılıyorsa, giriş değerleri sınıfına uyan beklenen çıktı değerleri haricindeki tüm çıktı değerleri sıfırlanır. Burada beklenen çıktı değeri 1’dir. Buna ek olarak, giriş değerleri her bir testte yenilenebilir veya ağırlıklandırmalar dengeye gelinceye kadar eğitim setindeki örnekler güncellenebilir [44].

3.Adım: Gerçek çıktının hesaplanması

Denklem 3.11’deki Sigmoid doğrusalsızlık kullanılarak Şekil 3.7’de de belirtilen gerçek y_0, y_1, \dots, y_{M-1} çıktıları hesaplanır [44].



Şekil 3.7 : İki adet gizli katmana sahip perceptron [44].

4.Adım: Ağırlıklandırmaların adapte edilmesi

Çıkış sinirlerinin başlangıcında tekrarlanan algoritma kullanılarak birinci gizli katmanda yeniden çalışılır ve ağırlıklandırmalar üzerindeki ayarlamalar Denklem 3.12'ye göre yapılır.

$$w_{ij}(t+1) = w_{ij}(t) + \eta \delta_j x'_i \quad (3.12)$$

Denklem 3.12'te görülen $w_{ij}(t)$ t zamanında sinir j 'ye gizli sinir i 'den ya da girdiden bir ağırlıktır. x'_i sinir i 'ye girdi ya da çıktıdır. η kazanım terimi ve δ_j sinir için hata terimidir. Eğer sinir j çıktı siniri ise;

$$\delta_j = y_j(1 - y_j)(d_j - y_j) \quad (3.13)$$

Denklem 3.13'de d_j sinir j için beklenen çıktı ve y_j gerçek çıktıdır. Ancak sinir j içsel gizli bir sinir ise Denklem 3.14'teki eşitlik oluşur.

$$\delta_j = x'_j(1 - x'_j) \sum_k \delta_k w_{jk} \quad (3.14)$$

Denklem 3.14'te k, j sinirinde katmanlar içerisinde bulunan tüm sinirlerin toplamını ifade etmektedir. İç katmanlarda bulunan diğer sinir eşik değerleri de değişmeyen girdi verileri ile bağlantı kurdukları gözetilerek aynı benzer yollarla ağırlıklandırılmaktadır.

$$w_{ij}(t+1) = w_{ij}(t) + \eta \delta_j x'_i + \alpha (w_{ij}(t) - w_{ij}(t-1)) \quad (3.15)$$

Denklem 3.15'te α terimi ile ($0 < \alpha < 1$ olduğu durumda) belirtildiği gibi bazı durumlarda denkleme momentum terimi eklenmesi ile ağırlıklandırma değişimleri daha düzgünleştirilerek kümelenme hızlandırılmaktadır [44].

5.Adım: Çevrim

2. adıma dönülerek teorem tekrarlanır [44]. Geriye yayılma algoritması 5 basamakta denklemler ile açıklanmıştır. Bu tez kapsamında, Türkiye Elektrik Piyasası Referans Fiyat tahmin çalışması için Levenberg-Marquardt geriye yayılma algoritması kullanılmıştır.

Levenberg-Marquardt geriye yayılma algoritması

Kenneth Levenberg ve Donald Marquardt tarafından bulunan Levenberg-Marquardt algoritması, lineer olmayan fonksiyonun en düşük değere düşürülmesi problemi için oluşturulmuş sayısal bir çözümdür. Algoritma, hızlı ve kararlı yakınsama özelliği ile ön plana çıkmaktadır. Özellikle YSA alanında düşünüldüğünde küçük ve orta büyüklükteki veri grupları için uygun bir eğitim algoritmasıdır [46]. Bu tez kapsamında da EPFT çalışması Levenberg Marquardt geriye yayılma algoritması kullanılarak gerçekleştirilmiştir.

Levenberg-Marquardt geriye yayılma algoritması özellikle toplam hata kareleri fonksiyonunu (E) en küçük değerine ulaştırmaya çalışmak için tasarlanmıştır [47].

$$E = \frac{1}{2} \sum k(e_k)^2 = \frac{1}{2} \|e\|^2 \quad (3.16)$$

Denklem 3.16'da e_k , k .*ıncı* örnek veya yapısı içerisindeki hata terimidir. Bununla birlikte e terimi ise e_k elamanı ile oluşan bir vektördür. Eğer yeni vektörün ağırlıklandırması ile önceki vektörün ağırlıklandırması arasındaki fark küçük ise, hata vektörü Taylor serisinin birinci dereceden açıklaması ile Denklem 3.17'deki gibi genişletilebilir [47].

$$e(j+i) = e(j) + \frac{\partial e_k}{\partial w_i} (w(j+1) - w(j)) \quad (3.17)$$

Sonuç olarak, hata fonksiyonu Denklem 3.18 ile gibi ifade edilir.

$$E = \frac{1}{2} \left\| e(j) + \frac{\partial e_k}{\partial w_i} (w(j+1) - w(j)) \right\|^2 \quad (3.18)$$

Hata fonksiyonunu en düşük değerine indirgeyebilmek için yeni ağırlıklandırma vektörü baz alınarak Denklem 3.19 oluşturulur.

$$w(j+1) = w(j) + (Z^T Z)^{-1} Z^T e(j) \quad (3.19)$$

Denklem 3.19'da T değişkenine karşılık zaman içerisindeki değişimin euler sayısı cinsinden ifadesi Z terimi ile ifade edilmiştir.

Burada;

$$(Z)_{ki} = \frac{\partial e_k}{\partial w_i} \quad (3.20)$$

Diğer yandan, toplam hata kareleri fonksiyonunun Hessian'ı Denklem 3.21'de belirtilmiştir.

$$(H)_{ij} = \frac{\partial^2 E}{\partial w_i \partial w_j} = \sum \left\{ \left(\frac{\partial e_k}{\partial w_i} \right) \left(\frac{\partial e_k}{\partial w_j} \right) + \frac{e_k \partial^2 e_k}{\partial w_i \partial w_j} \right\} \quad (3.21)$$

İkinci terimi ihmal ettiğimizde Hessian Denklem 3.22'de görüleceği üzere;

$$H = Z^T Z \quad (3.22)$$

olarak yazılabilir. Hessian, temel olarak geriye yayılma algoritmasının ağırlıklandırmalarının birinci dereceden türevleri ile bağdaştırıldığında nispeten hesaplanması kolaydır. Bununla birlikte, hata fonksiyonunu en düşük değerine yaklaştırabilmek amacı ile formülün tekrarlanarak güncellenmesi sağlanabilmektedir.

Lineer yaklaşımın geçerliliğini sağlamak amacı ile adım boyutu küçük tutulurken, Levenberg-Marquardt algoritması içerisinde hata fonksiyonu en küçük değerine çekilir. Bu da hata fonksiyonunun Denklem 3.23'deki değiştirilmiş hali kullanılarak elde edilir [47].

$$E = \frac{1}{2} \left\| e(j) + \frac{\partial e_k}{\partial w_i} (w(j+1) - w(j)) \right\|^2 + \lambda \|w(j+1) - w(j)\|^2 \quad (3.23)$$

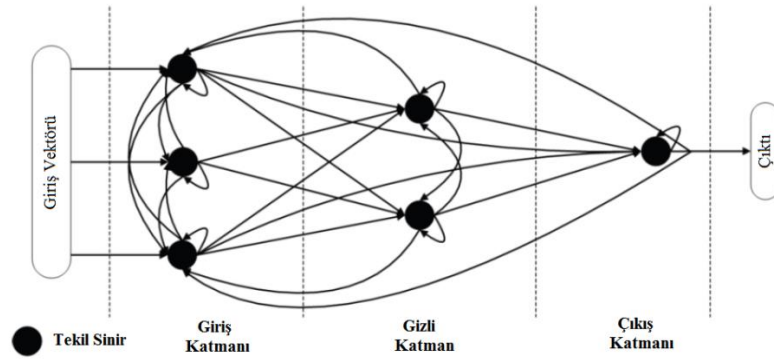
Denklem 3.23'de bulunan λ adım boyutunu yöneten parametredir. Değiştirilmiş hata fonksiyonunu $w(j+1)$ 'e göre en küçük değerine indirgediğimizde Denklem 3.24 ortaya çıkar.

$$w(j+1) = w(j) + (Z^T Z + \lambda I)^{-1} Z^T e(j) \quad (3.24)$$

Bununla birlikte, λ 'nın çok büyük değerleri standart gradyan iniş içinde sonuçlanırken, çok küçük değerleri ise Newton yönetimi içinde sonuçlanmaktadır [47].

3.3.1.2 Geri beslemeli YSA'lar

İleri beslemeli ve geri beslemeli YSA'lar arasında bir sınıflandırma yapılması gerekirse ileri beslemeli YSA'lar statik yapıya sahipken geri beslemeli YSA'lar dinamik bir yapıya sahiptirler. İleri beslemeli YSA'lar girdilere karşılık sadece tek bir çıktı grubu üretmektedirler. Ayrıca belli bir belleğe sahip değildirler. Öyle ki girdiye verdikleri cevap kendilerinden önceki ağıdan bağımsızdır. Diğer taraftan geri beslemeli YSA'lar dinamik sistemlerdir, yeni bir girdi yapıya sokulduğunda çıktılar tekrar hesaplanmaktadır. Bunun ana sebebi geri besleme kavramıdır, her bir sinire sokulan girdi tekrar düzenlendiğinden dolayı ağ yeni bir sonuca evrilir [2]. Şekil 3.8'de geri beslemeli YSA ağ yapısı daha net bir şekilde görülmektedir.



Şekil 3.8 : Tam geri beslemeli YSA yapısı [43].

Geri beslemeli YSA'larda bilgi sadece tek bir yönde değil geriye doğru da iletilmektedir. Bu da ağ yapısı içerisinde dinamik bir yapı oluşmasına zemin oluşturmaktadır. Ayrıca iç belleklerini ard arda gelen girdilere karşı sonuç üretmek için kullanabilmektedirler. En temel topolojiye sahip olan geri beslemeli YSA ise Şekil 3.8'de de belirtilen; her bir temel bloğun (yapay sinir) diğer temel bloklarla herhangi bir yönden bağlantı kurduğu tam geri beslemeli YSA'dır [43].

3.3.2 YSA öğrenme tipleri

YSA'lar, biyolojik sinir ağının çevresinden aldıkları bilgiyi öğrenme kabiliyetine sahiptirler. Buna bağlı olarak; danışmanlı öğrenme, danışmansız öğrenme ve takviyeli öğrenme olmak üzere YSA'lar için üç temel öğrenme paradigması vardır. Çözülme istenen problemin yapısına göre öğrenme şekli seçilmektedir. Buna ek olarak tüm öğrenme şekilleri prensipte birbirinden farklı olsa da girilen veriye

yönelik uygun çıktıları sunmak adına temelde veriyi ve kuralları öğrenme amacına sahiptirler [43].

3.3.2.1 Danışmanlı öğrenme

Danışmanlı öğrenmede öğrenme kuralı eğitim veri grubu ile sağlanır. Bu veri grubunda, parametreler üzerinde $\{x_n, d_n\}$ x_n girdi veri grubu ve d_n beklenen doğru çıktı veri grubu olarak düşünülebilir. Böyle bir veri grubunda girdiler ağa sokulduktan sonra elde edilen çıktılar beklenen veri grubu ile karşılaştırılarak ağırlıklandırmalar ve sapma faktörü tekrar ayarlanır. Bu şekilde beklenen doğru veri grubuna olabildiğince yaklaşılmaya çalışılır [48]. Bu tez kapsamındaki uygulama da danışmanlı öğrenme tipine sahip bir YSA modeli ile gerçekleştirilmiştir.

Danışmanlı öğrenme ile problem çözümüne gidilebilmesi için bazı adımların gözönünde bulundurulması gerekmektedir. Öncelikle ilk adımda, eğitim örneklemi belirlenmelidir. İkinci adımda, problemi tanımlayan eğitim veri setlerinin bir araya getirilmesi gerçekleştirilir. Üçüncü adımda, bir araya getirilmiş eğitim verileri, seçilen YSA'da anlamlı olacak bir şekilde tanımlanır. Dördüncü adımda, öğrenme işlemi gerçekleştirilir ve öğrenme gerçekleşikten sonra beklenen doğru veri grubu ile performans test edilir. Bahsi geçen bu test veri grubu öğrenme aşamasında YSA'ya tanıtılmamaktadır [43].

3.3.2.2 Danışmansız öğrenme

Danışmansız öğrenme tipinde ağırlıklandırmalar ve sapmalar üzerindeki ayarlamalar sadece ağa girdi olarak sokulan veriler ile sağlanır. Hedeflenen çıktı veri grubu bulunmamaktadır. Bu noktada etiketsiz örneklem içermeyle danışmanlı ve takviyeli öğrenme tiplerinden ayrılmaktadır. İlk bakışta her hangi bir çıktı grubu olmadan sadece girdi ile nasıl bir sonuç alınacağı akılda karışıklığa sebebiyet verse de danışmansız öğrenme şeklinin farklılığı bu noktada ortaya çıkmaktadır. Bu tip öğrenme daha çok düzenleme ve değerlendirme problemleri olan; istatistik model, karşılaştırma, filtreleme ve kümeleme gibi işlerde kullanılmaktadır. Danışmansız öğrenme problemlerinde verinin nasıl düzenleneceği tanımlanmaya çalışılır. Genel anlamıyla, birbirine yakın özelliklere sahip verinin kategorize edilmeye çalışıldığı kümeleme özelliği esastır. Yukarıdaki özellikler göz önüne alındığında YSA içerisinde “Kendi kendine organize edilmiş haritalar” danışmansız öğrenme yapısında en sık kullanılan algoritmaldır [43,48].

3.3.2.3 Takviyeli öğrenme

Takviyeli öğrenmede, genellikle her hangi bir veri grubu olmadan, ortam içerisindeki etkileşim ile veri üretilerek öğrenme gerçekleştirilir. Bu tip öğrenmede, uzun dönemde mümkün olabildiğince yüksek oranda başarılı bir sonuç alınabilmesi için ortam içerisinde YSA'nın nasıl harekete geçmesi gerektiği ile ilgilenilir.

Ortam içerisinde elde edilen sonucun başarılı olup olmadığına göre bir dönüş fonksiyonu düşündüğümüzde, bu fonksiyon her bir iterasyon sonucunda başarısını çeşitli algoritmalar aracılığı ile test ederek öğrenir. İlk adımda toy ve mantıksız olan hareket, ilerleyen adımlarda tüm olası prensipleri zorlayarak en çok geri dönüşü aldığı fonksiyonu seçer.

Takviyeli öğrenme; robot kontrol, telekomünikasyon ve satranç gibi ardışık karar verici hamlelerin bulunduğu işlerde kullanılmaktadır [43].

4. TEP REFERANS FİYAT TAHMİNİ

Bu bölümde, ilk olarak alt yapı ve veri oluşturmak amacıyla Türkiye Elektrik Piyasası Referans Fiyat oluşumuna etki eden faktörler incelenmiş, daha sonra da Levenberg-Marquardt geriye yayılma algoritması YSA yöntemi ile modellenen veri grupları kullanılarak Türkiye Elektrik Piyasası için Referans Fiyat (RF) tahmini gerçekleştirilmiştir.

4.1 RF Oluşumuna Etki Eden Faktörler

RF oluşumuna konu olan arz ve talep kesişimine etki eden üretici ve tüketicilerin faaliyetleri, fiyat oluşumundaki başlıca ana faktörlerdir. Bu bağlamda TEP’de bulunan üretici ve tüketici karakteristiğini incelemek, RF tahminlenmesinde yol gösterici olacaktır.

Diğer yandan, bugünkü TEP’de her saat için ulusal bazda tek bir RF oluşumu gerçekleşmektedir. Piyasa içerisinde bölgesel fiyat çalışmasına gidilmemektedir. Piyasanın serbestleşmesine bağlı olarak, gelecekte Türkiye’de bölgesel bazlı RF oluşum süreçleri de gerçekleşmesi olasıdır. Şu an için, ulusal bazda sadece tek bir fiyat oluşumu gerçekleşse de, elektrik üretim santralleri ve tüketim grupları için sağlıklı matematiksel tahmin modelleri yapılabilmesi için bölgesel bazda incelemeler gerekmektedir.

Ancak, elektrik üretim veya tüketim bilgileri; şahıs, işletme, kurum veya kuruluşların özel bilgi statüsündeki verilerini içerdiğinden, matematiksel modeller doğru yaklaşıma veya model yapısına sahip olsa dahi, bu bilgilere tam anlamıyla erişim zor olduğundan dolayı, sağlıklı sonuçlar üretilmemesi olasıdır.

4.1.1 TEP üretim santralleri profili

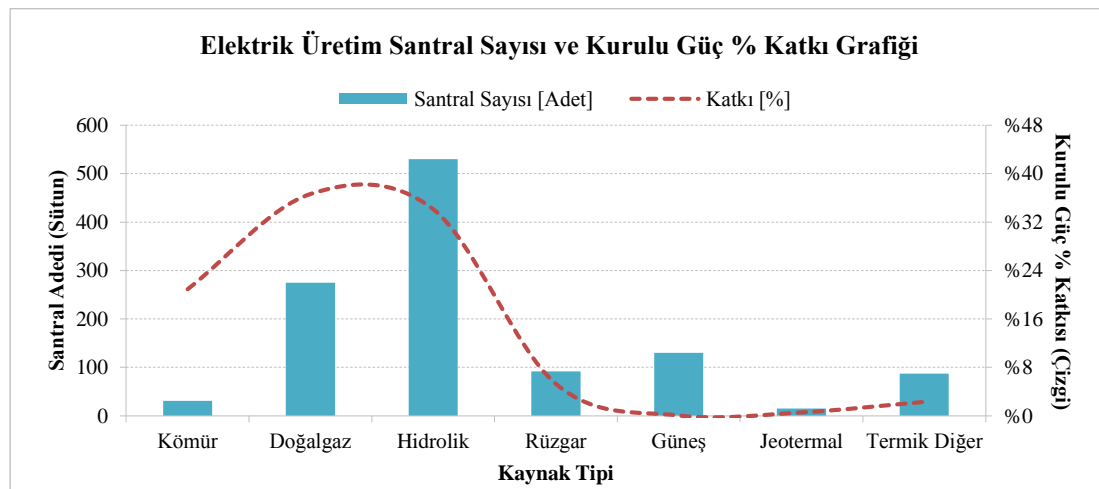
2015 yılı Şubat ayı sonu itibarı ile TEİAŞ’ın belirttiği verilere göre, Türkiye toplam elektrik enerjisi üretimi kurulu güç kapasitesi 69.981 MW’dır. Kaynak bazına göre ayrıntılı kurulu güç dağılımı ve santral sayısı Çizelge 4.1’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.1’deki verilere göre toplamda kayıtlı 1.160 adet elektrik üretim santrali bulunmaktadır. Kaynak bazlı analizde, 275 adet santral ile “Doğalgaz ve LNG” %36,7’lik paya sahip olup ilk sırada yer alırken, bunu %34,1 pay ve 530 adet santral ile “Hidrolik” ve ardından %20,9 pay ve 31 adet santral ile “Kömür” takip etmektedir.

Çizelge 4.1 : TEİAŞ 2015 Şubat ayı kurulu güç raporu [49].

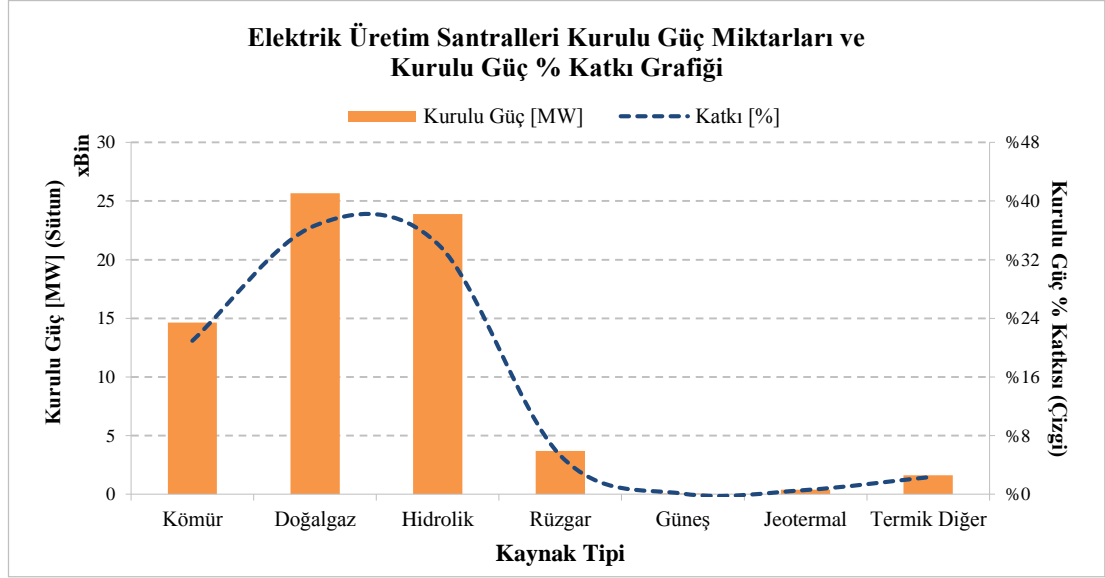
28 Şubat 2015 Sonu İtibarı ile			
YAKIT CİNSLERİ	Kurulu Güç [MW]	Katkı [%]	Santral Sayısı [Adet]
Fuel-Oil + Asfaltit + Nafta + Motorin	659,8	0,9	18
Taş Kömürü + Linyit	8.588,4	12,3	23
İthal Kömür	6.062,6	8,7	8
Doğalgaz + LNG	21.499	30,7	233
Yenilenebilir+Atık+Atık Isı+Pirolitik Yağ	296,3	0,4	60
Çok Yakıtlılar Katı+Sıvı	667,8	1,0	9
Çok Yakıtlılar Sıvı+D.Gaz	4.153,1	5,9	42
Jeotermal	404,9	0,6	15
Hidrolik Barajlı	16.751,8	23,9	80
Hidrolik Akarsu	7.145,1	10,2	450
Rüzgar	3.698,4	5,3	92
Güneş	53,9	0,1	130
TOPLAM	69.981	100	1.160

Şekil 4.1’de de görüldüğü üzere, doğalgaz kaynaklarının santral sayısına karşılık kurulu güce yapmış oldukları katkı diğer santral tiplerine göre çok daha yüksektir.



Şekil 4.1 : Elektrik üretim santral sayısı grafiği [49].

Şekil 4.1 ve Şekil 4.2'deki grafiklerden kaynak tipine göre elektrik üretim santrallerinde fosil yakıtlı kömür ve doğalgaza ek olarak hidrolik kaynak bazlı santrallerin elektrik üretim piyasasındaki üstünlüğü görülmektedir. Elektrik arzının sürekliliği ve iletim güvenliği düşünüldüğünde; kömür, doğalgaz ve barajlı hidroelektrik santraller 15 dakika içerisinde asgari 10 MW yük alabilen veya yük atabilen dengeleme birimlerini oluşturmaktadır [37].



Şekil 4.2 : Elektrik üretim santralleri kurulu güç grafiği [49].

Günlük elektrik arzının büyük bölümünü fosil kaynaklara dayalı santraller gerçekleştirmektedir. Bu santrallerin öncelikle yakıt maliyeti olmak üzere, diğer ek kalem maliyetleri GÖP’de oluşan RF’yi büyük ölçüde etkilemektedir. Bu nedenle dengeleme birimini oluşturan santrallerde gerçekleştirilecek bakım ve arızalar RF’deki dalgalanmaların oluşumunda büyük önem arz etmektedir. Buna karşılık, kömür santrallerinin yakıt kullanım verimliliği düşünüldüğünde, santral açma-kapama ek maliyeti ve zamanına karşılık sürekli çalıştırma alternatifi ön plana çıkabilmektedir. Böyle durumlarda, bazı kömür santralleri Gün Öncesi Planlama sürecine katılsalar da, üretime karşılık fiyat bilgisini sunmayarak, Referans Fiyat oluşumunda “0” fiyat etkisi ile değerlendirilebilmektedir.

RF’ye etki eden bir diğer unsur yenilenebilir enerji kaynakları için oluşturulmuş teşvik mekanizmasıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi amacıyla, EPDK tarafından, “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik” yayımlanmıştır. Bu yönetmelik kapsamında

Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması (YEKDEM) oluşturulmuştur. Bu yönetmeliğe göre, kapsam dahilindeki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı 18/05/2005 tarihinden 31/12/2015 tarihine kadar kısmen veya tamamen işletmeye girmiş veya girecek olan üretim tesislerine ilişkin üretim lisansı sahibi tüzel kişiler, lisansına derç edilen ilk kurulu gücün; tamamının işletmeye giriş tarihinden veya tamamı işletmeye girmeden YEKDEM'e katılması halinde, YEKDEM'e ilk katıldığı tarihten itibaren on yıl süreyle YEKDEM'den yararlanabilmektedir. Lisanslı üretim tesislerine ek olarak, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliği (LÜY) kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarından ürettiği elektrik enerjisi muafiyetli üretim kapsamında olan gerçek veya tüzel kişiler de, üretim tesislerinin tamamen veya kısmen işletmeye girdiği tarihten itibaren on yıl süreyle, bölgesinde buldukları görevli tedarik şirketleri aracılığıyla YEKDEM'den yararlanabilmektedir [50]. İlgili yönetmeliğin 11.maddesinde belirtilen “YEKDEM kapsamında iletim ve/veya dağıtım sistemine verileceği Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) tarafından bildirilen ve tedarikçiler tarafından satın alınacağı kabul edilen tahmini enerji miktarı, YEKDEM portföyü altında Piyasa İşletmecisi tarafından Gün Öncesi Piyasası'nda fiyattan bağımsız teklif olarak değerlendirilmek üzere her gün saat 11:30'a kadar sistem satış teklifi olarak piyasa yönetim sistemi aracılığıyla bildirilir” ifadesi YEKDEM'in piyasadaki önemini arttırmaktadır [50]. Bu uygulamaların sonucu olarak da, YEKDEM kapsamında üretim yapan santraller Gün Öncesi Planlama sürecine dahil olmakla beraber, Referans Fiyat oluşumunda “0” fiyat etkisi göstererek fiyatı aşağı yönlü baskılayabilmektedir.

Nihai YEK listesine göre 2014 yılında toplamda 93 adet santral YEKDEM'den yararlanırken, 2015 yılında bu sayı 234 santrale yükselmiştir [51]. 2014 ve 2015 yılına ait hidrolik ve rüzgar kaynaklarına bağlı toplam YEKDEM kurulu güç değerleri Çizelge 4.2'de gösterilmektedir.

Çizelge 4.2 : 2014 - 2015 yılları YEKDEM değerleri [51].

Santral Kaynak Tipi	Şubat 2015 Toplam Kurulu Güç [MW]	Rüzgar ve Hidrolik Kaynaklı Elektrik Üretim Santralleri						2015 YEKDEM Kurulu Güçteki Payı
		2014			2015			
		Adet	Kurulu Güç [MW]	2013 Üretim [GWh]	Adet	Kurulu Güç [MW]	2014 Üretim [GWh]	
Rüzgar	3.698	21	825	2.017	60	2.732	5.776	%73,90
Hidrolik	23.897	40	598	1.040	126	2.116	3.647	%8,90
Toplam	27.595	61	1.423	3.057	186	4.848	9.423	%83

Çizelge 4.2’de görüldüğü gibi, rüzgar enerji santrallerinin Şubat 2015 kurulu güç değerlerine göre %73,9’u 2015 yılında YEKDEM kapsamında bulunmaktadır. Bu da rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin yüksek olduğu günlerde RF üzerindeki aşağı yönlü baskılamanın artacağı anlamına gelmektedir. Diğer taraftan 2015 yılında elektrik üretiminde hidrolik kaynaklı santrallerin sadece %8,9’unun YEKDEM’den yararlanacağı görülmektedir.

Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4’teki 2013-2014 yıllarına ait kaynak bazlı toplam üretim ve YEKDEM değerlerine bakıldığında, 2013’ten 2014 yılına geçilirken kurulu güç bakımından diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla karşılaştırıldığında üstünlüğü bulunan hidrolik ve rüzgar tipi kaynakların YEKDEM kapsamında hem toplam üretimdeki hem de kaynak bazlı üretimdeki paylarını arttırdıkları görülmektedir.

Çizelge 4.3 : 2013 yılı kaynak bazlı üretim ve YEKDEM değerleri [51,52].

Kaynak Tipi	2013 Yılı Kaynak Bazlı Toplam Üretim ve YEKDEM Değerleri				
	Üretim Miktarı [GWh]	Toplam Üretimdeki Payı	YEKDEM Üretim Miktarı [GWh]	Toplam Üretimdeki Payı	Kaynaktaki Üretim Payı
Termik	171.812	%71,5	-	-	-
Jeotermal	1.364	%0,6	515	%0,21	%37,76
Rüzgar	7.558	%3,1	2.017	%0,84	%26,69
Hidrolik	59.420	%24,7	1.040	%0,43	%1,75
TOPLAM	240.154	%100	3.572		

YEKDEM kapsamındaki rüzgar tipi kaynaklar, 2013 yılında toplam üretimdeki %0,84’lik payını 2014 yılında %2,41’e, kaynak bazında üretimdeki payını ise %26,96’dan, %68,88’e çıkarmıştır. Hidrolik tipi kaynakların ise 2013 yılında toplam üretimdeki %0,43’lük payını 2014 yılında %1,52’ye, kaynak bazında üretimdeki payını ise %1,75’ten, %9,03’e çıkardığı görülmektedir.

Çizelge 4.4 : 2014 yılı kaynak bazlı üretim ve YEKDEM değerleri [51,53].

Kaynak Tipi	2014 Yılı Kaynak Bazlı Toplam Üretim ve YEKDEM Değerleri				
	Üretim Miktarı [GWh]	Toplam Üretimdeki Payı	YEKDEM Üretim Miktarı [GWh]	Toplam Üretimdeki Payı	Kaynaktaki Üretim Payı
Termik	199.404	%79,6	-	-	-
Jeotermal	2.250	%0,9	1.078	%0,45	%47,93
Rüzgar	8.385	%3,3	5.776	%2,41	%68,88
Hidrolik	40.396	%16,1	3.647	%1,52	%9,03
TOPLAM	250.435	%100	10.502		

Yenilenebilir enerji kaynağı olarak hidrolik kaynakların toplam Türkiye elektrik üretimindeki payı diğer kaynaklara göre yüksektir. Toplam elektrik üretiminin 2013 yılında %24,7'si, 2014 yılında ise %16,1'i hidrolik kaynaklardan sağlanmıştır. 2014 yılındaki düşüşün ana sebebi, 2013 yılına göre daha kurak bir yıl yaşanması olarak açıklanmaktadır.

Bir diğer önemli konu, devletin kontrolünde bulunan elektrik santrallerinin piyasaya olan etkisidir. Bu bağlamda, 2014 yılı sonu itibarı ile EÜAŞ'a ait 12.995 MW hidrolik santral kurulu gücü bulunmaktadır [54]. Çizelge 4.1'de Şubat 2015 TEİAŞ verilerine göre hidrolik kaynakların oluşturduğu toplam kurulu güç 23.897 MW'tır. Bu veriler, EÜAŞ'ın kontrolündeki hidroelektrik üretim santralleri kurulu gücünün, toplam Türkiye hidroelektrik üretim santralleri kurulu gücünün %50'sinden fazlasını oluşturduğunu göstermektedir. Bu durum elektrik üretiminin fiyat üzerinde oluşturduğu regülasyon⁷ etkisinin göstergelerinden biridir. Özellikle EÜAŞ'ın bünyesinde bulunan rezervuarlı (barajlı) elektrik üretim santrallerinin devreye alınma (kapak açma) zaman detayları diğer piyasa katılımcıları tarafından kamuya açık platformlardan ulaşılamadığı için, bu durum RF tahminlemesinde sapmalara neden olabilmektedir. Buna bağlı olarak TEP'deki elektrik üretiminden sorumlu kuruluş tipleri Çizelge 4.5'ten görülmektedir.

Çizelge 4.5 : 2015 Şubat ayı TEP kuruluşları, kurulu güç dağılımı [49].

Kuruluşlar	28 Şubat 2015 Sonu İtibarı ile		
	Kurulu Güç [MW]	Katkı [%]	Santral Sayısı [Adet]
EÜAŞ + EÜAŞ'a Bağlı Ortaklık Santralleri	21.886,2	31,3	79
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	945,7	1,4	60
Yap İşlet Santralleri	6.101,8	8,7	5
Yap İşlet Devret Santralleri	2.312,3	3,3	18
Serbest Üretim Şirketleri	38.635,5	55,2	853
Otoprodüktör Santralleri	27,2	0,0	6
Lisanssız (TEDAŞ) Santralleri	72,4	0,1	139
TOPLAM	69.981	100,0	1.160

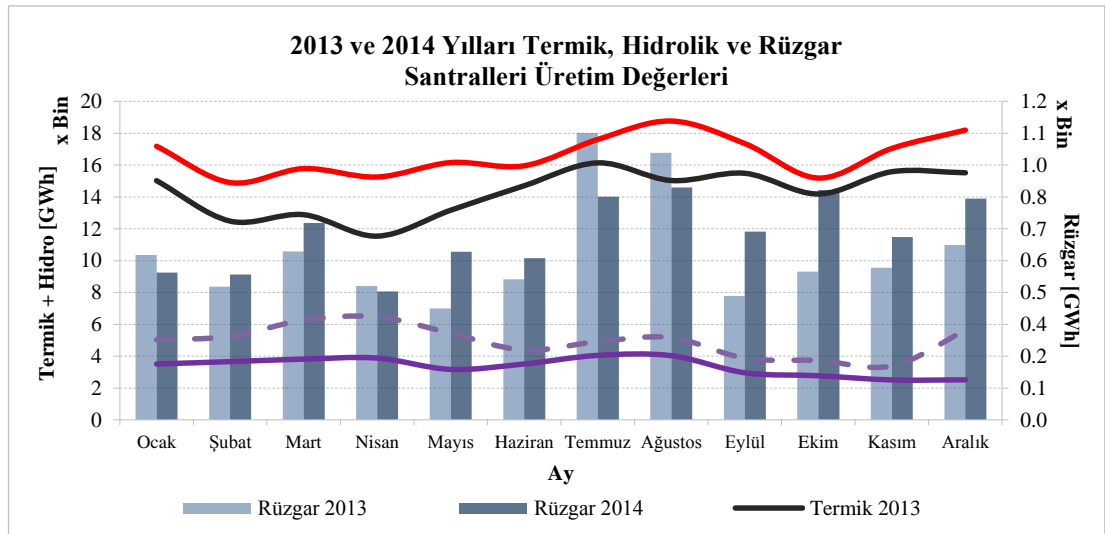
⁷ Regülasyon: Devletin ekonomide etkinliği sağlamak ve piyasa başarısızlıkları nedeniyle ortaya çıkan etkisizlikleri gidermek amacı ile ekonomide yapmış olduğu her türlü kontrol ve düzenleyici önlemlerdir [55].

Çizelge 4.5'teki verilere göre şu an için Türkiye elektrik üretiminin %30'undan fazlasının devlet kontrolü altında olduğu görülmektedir. Diğer yandan, elektrik piyasasının serbestleşme sürecinde, EÜAŞ santrallerindeki özelleştirmeler de devam etmektedir. Kuruluş bazında 2013 ve 2014 yıllarına ait elektrik üretim değerleri ise Çizelge 4.6'da görülmektedir.

Çizelge 4.6 : 2013 ve 2014 TEP kuruluşlar bazında elektrik üretimi [52,53].

Kuruluşlar	2013		2014	
	[GWh]	% Katkı	[GWh]	% Katkı
EÜAŞ	66.156,10	%28	57.264,40	%23
EÜAŞ'a Bağlı Ortaklık Santralleri	13.961,70	%6	13.192,00	%5
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	5.161,10	%2	4.846,30	%2
Otoprodüktör Santralleri	13.071,50	%5	4.344,90	%2
Serbest Üretim Şirketleri	84.078,60	%35	115.317,60	%46
Yap İşlet Santralleri	44.243,30	%18	43.868,50	%18
Yap İşlet Devret Santralleri	13.481,60	%6	11.601,90	%5
TOPLAM	240.154,00	%100	250.435,50	%100

Çizelge 4.6'daki 2013 ve 2014 yıllarına ait kuruluşlar bazında Türkiye elektrik üretim değerlerine bakıldığında; toplam elektrik üretim miktarının 2014 yılında artarken, EÜAŞ'a ve otoprodüktör santrallerdeki üretim miktarlarında düşüş, buna karşılık serbest üretim şirketlerine ait santrallerde ise yükseliş olduğu görülmektedir. Ayrıca YEK bazlı santrallerin elektrik üretimi de fiyat üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. 2013 ve 2014 yıllarına ait YEK bazlı elektrik üretim değerleri Şekil 4.3'te görülmektedir.



Şekil 4.3 : 2013 ve 2014 YEK santralleri elektrik üretimi [52,53].

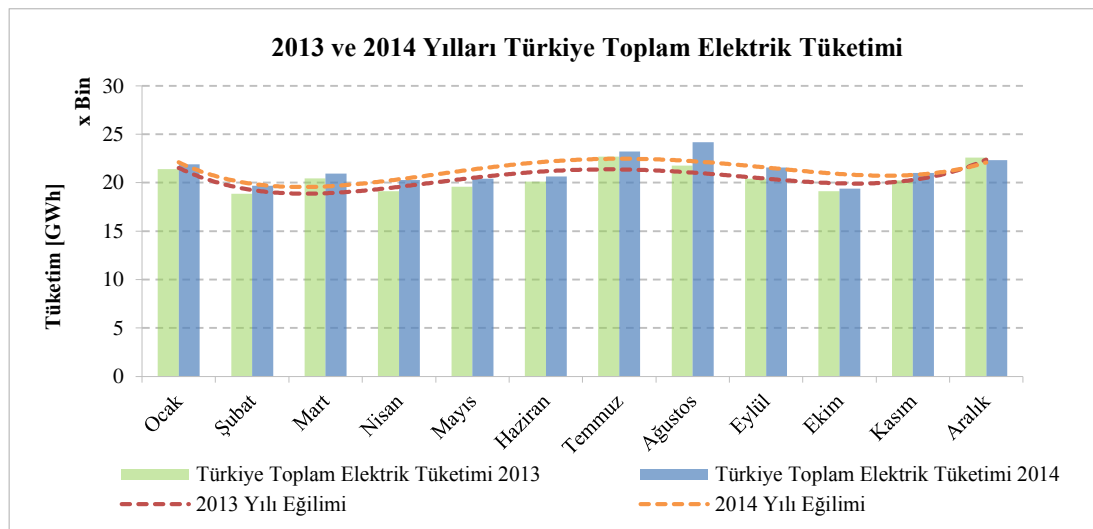
Bunun dışında, elektrik üretim santrallerinde mevsim etkisi de görülebilmektedir. Özellikle YEK'ler için bu etki daha net bir şekilde ortaya çıkmaktadır. Örneğin Şekil 4.3'te hidrolik kaynaklardan elektrik üretim değerlerinin, yağışların diğer mevsimlere göre daha yoğun olduğu İlkbahar aylarında daha yüksek olduğu görülmektedir. Buna karşılık geçiş mevsimleri dışında kalan Yaz ve Kış aylarındaki yüksek tüketim miktarlarına bağlı olarak maksimum üretim değerlerinin de gerçekleştiği görülmektedir.

Öncü üretim kaynaklarından doğalgaz kaynaklı santrallerde ise özellikle kış aylarında görülebilen mevsimsel aşırı soğuklara bağlı olarak doğalgaz kaynak arzı yetersizliği karşısında fiyatlar üzerinde yukarı yönlü ivmelenmeler oluşabilmektedir.

Bu bilgiler doğrultusunda TEİAŞ'ın 2014 yılına ait aylık işletme raporuna bakıldığında yıl içerisindeki en yüksek toplam elektrik üretim değerinin 818.240 MWh ile Ağustos ayında, en düşük toplam elektrik üretim değerinin ise 424.076 MWh ile Ekim ayında gerçekleştiği görülmektedir [56].

4.1.2 TEP tüketim profili

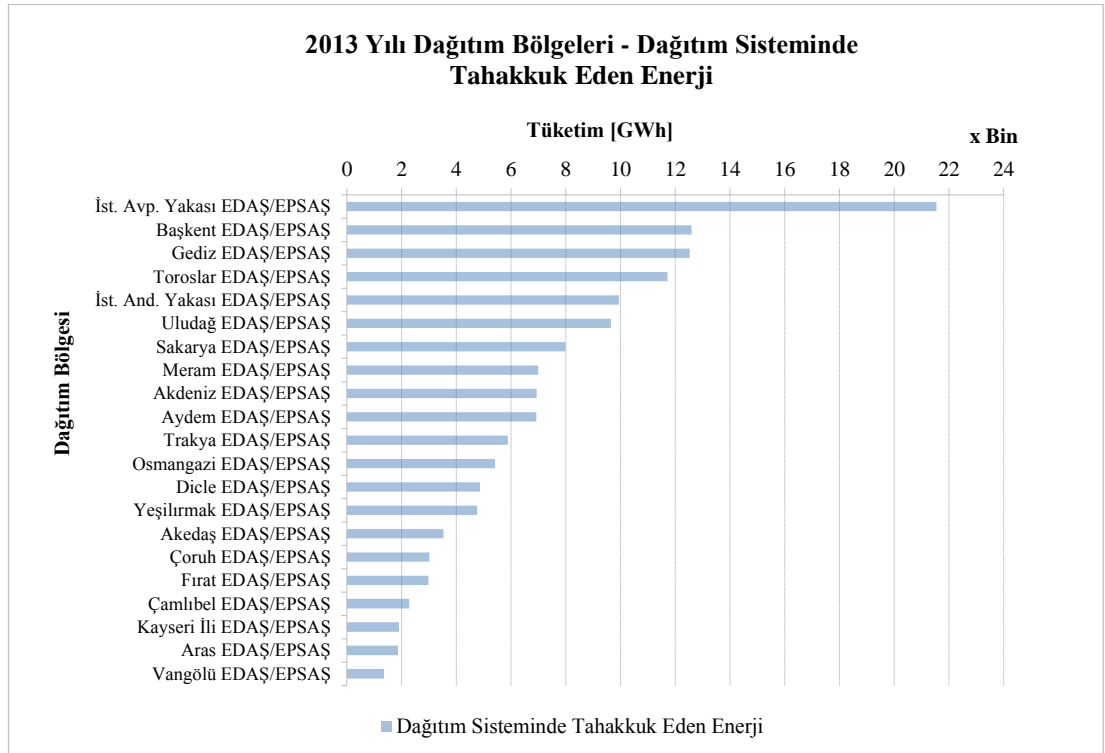
TEİAŞ 2014 Aralık ayı "Aylık İşletme Faaliyet Raporu" dikkate alındığında dış alım ve satımlarla birlikte Türkiye'nin 2014 yılındaki toplam elektrik tüketimi 255.545 GWh olarak gerçekleşmiştir [53]. TEİAŞ 2013 yılı işletme faaliyet raporunda bu değer 246.357 GWh olarak gerçekleştiği belirtilmiştir [52]. Bu veriler göz önüne alındığında 2014 yılında gerçekleşen toplam Türkiye elektrik tüketiminde 2013 yılına göre %3,7'lik bir artış meydana gelmiştir (Şekil 4.4).



Şekil 4.4 : 2013 ve 2014 Türkiye toplam elektrik tüketimi [52,53].

Elektrik tüketimindeki artış, bir ülkenin nüfus yoğunluğu, ticari ve sanayi faaliyetleri ile paralellik göstermektedir. Türkiye'nin elektrik tüketim yoğunluğu da dünyadaki genel profile paralel olarak; sanayi, ticarethane ve mesken yaşam alanlarının yüksek olduğu coğrafi bölgelerde toplanmıştır. Buna ek olarak Şekil 4.4'te 2013 ve 2014 yılları için belirtilen toplam elektrik tükeminin aylara dağılımında da, elektrik üretiminde olduğu gibi mevsimsel etkilerin olduğu; geçiş mevsimleri olan İlkbahar-Sonbahar mevsimlerinde, Kış-Yaz mevsimlerine göre elektrik tüketiminin düşük olduğu görülmektedir.

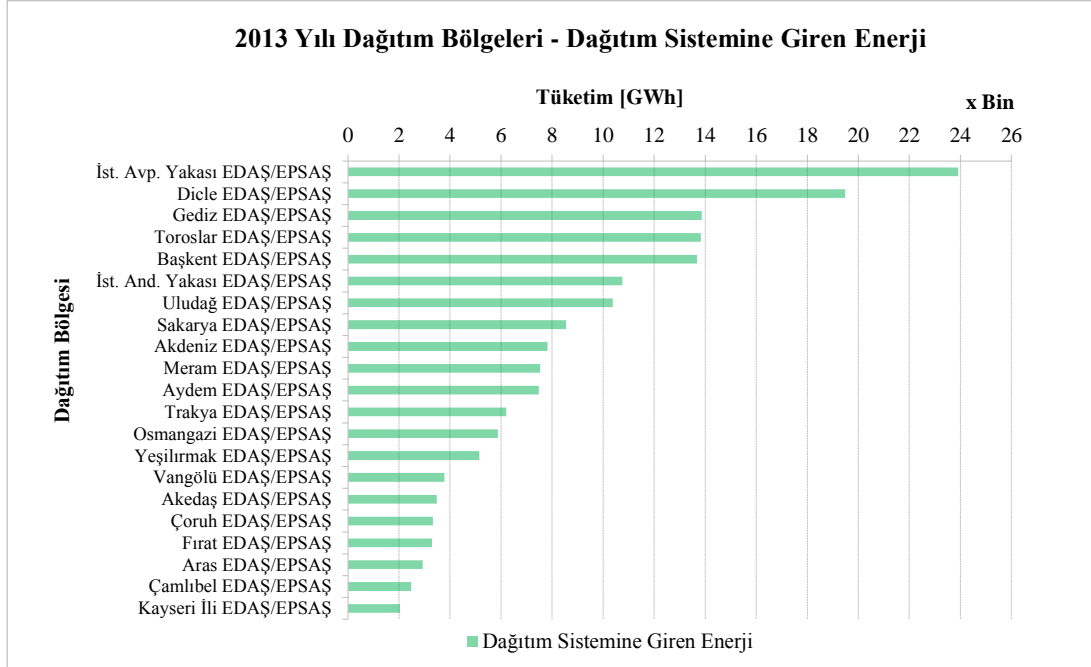
Daha önce de belirtildiği gibi, coğrafi olarak Türkiye 21 dağıtım bölgesine ayrılmış bulunmaktadır. Elektrik tüketimi adına bölgesel bazda inceleme yapılırken bu dağıtım bölgeleri dikkate alınabilecektir. Aralık 2014 döneminde TEDAŞ tarafından yayımlanan "Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri 2013" verilerine göre elektrik dağıtım bölgelerinde "Dağıtım Sisteminde Tahakkuk Eden Enerji" değerleri Şekil 4.5'te görülmektedir. Şekil 4.6'da ise "Dağıtım Sistemine Giren Enerjisi" değerleri görülmektedir.



Şekil 4.5 : 2013 yılı dağıtım sisteminde tahakkuk eden enerji [57].

Bu iki veri grubunda, dağıtım bölgeleri bazında sıralamaların paralellik göstermesi beklenmektedir. Ancak elektrik sektöründeki bölgesel kayıp-kaçak değerleri

nedeniyle, tahakkuk eden enerji sıralamasında ilk beş içerisinde olmayan Dicle EDAŞ/EPSSAŞ (Şekil 4.5), dağıtım sistemine giren enerji sıralamasında ilk beş içerisinde yer alabilmektedir (Şekil 4.6).



Şekil 4.6 : 2013 yılı dağıtım sistemine giren enerji [57].

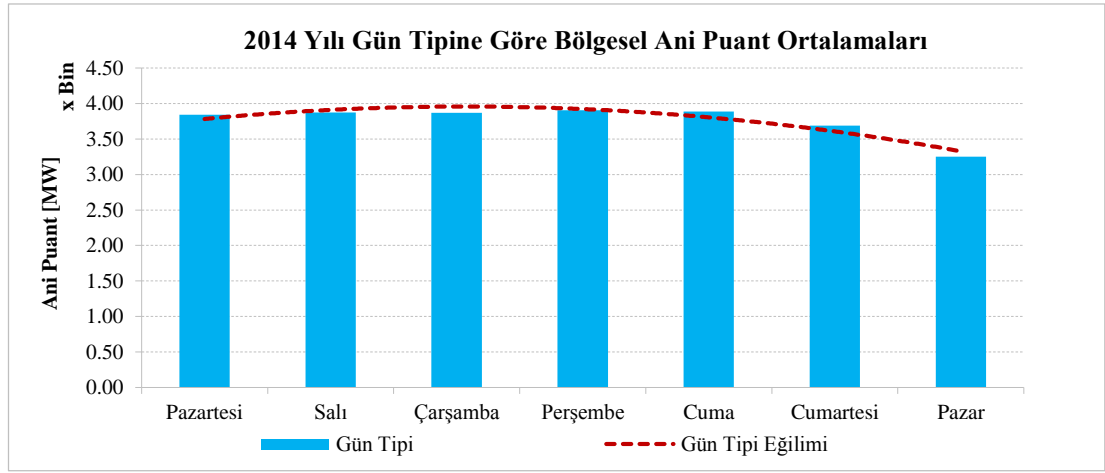
Çizelge 4.7’de 2013 yılına ait abone grubu bazlı kayıp-kaçak hariç tahakkuk edilen net elektrik enerjisi değerleri görülmektedir. Bu değerlere göre sanayi grubu %47 pay ile elektrik tüketiminde birinci sırada yer alırken, %26 ile ticarethane-kamu hizmetleri ve %23 ile mesken grupları bunu izlemektedir.

Çizelge 4.7 : 2013 kayıp-kaçak hariç tahakkuk edilen net elektrik enerjisi [57].

Abone Grubu 2013 Yılı	Kayıp-Kaçak Hariç Tahakkuk Edilen Net Enerji [GWh]	Yüzde Dağılımlar
Mesken	44.971	%23
Ticarethane ve Kamu Hiz.	51.072	%26
Sanayi	93.252	%47
Tarımsal Sulama	3.825	%2
Aydınlatma	3.836	%2
Diğer	1.090	%1
TOPLAM	198.045	%100

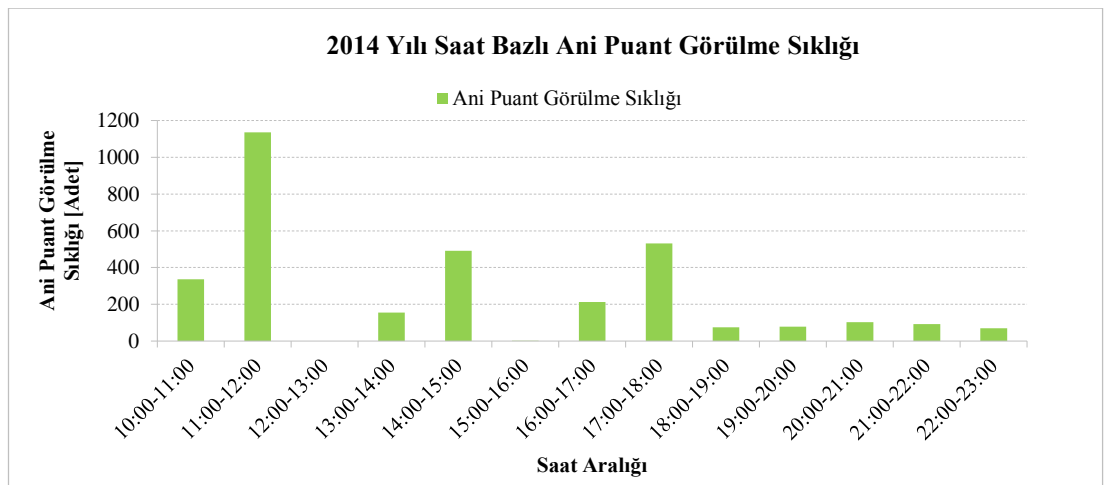
Türkiye bölgesel elektrik tüketimiyle ilgili bir başka önemli veri grubu da Ani Puant (En yüksek) tüketimleridir. TEİAŞ tarafından yayımlanan günlük işletme raporu ve alınabilir güç değerleri bölgesel ani puant verileri 2014 yılı için derlenerek

Şekil 4.7-9’da görülen; gün tipi, saat ve bölge bazındaki analizler elde edilmiştir. TEİAŞ tarafından tanımlanan bölgesel yük tevzi merkezleri; Kuzey Batı Anadolu, Trakya, Güneydoğu Anadolu, Batı Anadolu, Orta Anadolu, Doğu Akdeniz, Batı Akdeniz, Orta Akdeniz ve Doğu Anadolu’dur. Şekil 4.7’de gün tiplerine göre 2014 yılı ortalama bölgesel ani puant değerlerine bakıldığında haftaiçi gün tiplerinde görülen en yüksek ani elektrik tüketimi 3.500-4.000 MW aralığında seyretmektedir. Haftasonu gün tiplerine bakıldığında ise bu değer 3.000-3.500 MW aralığına düşmektedir.



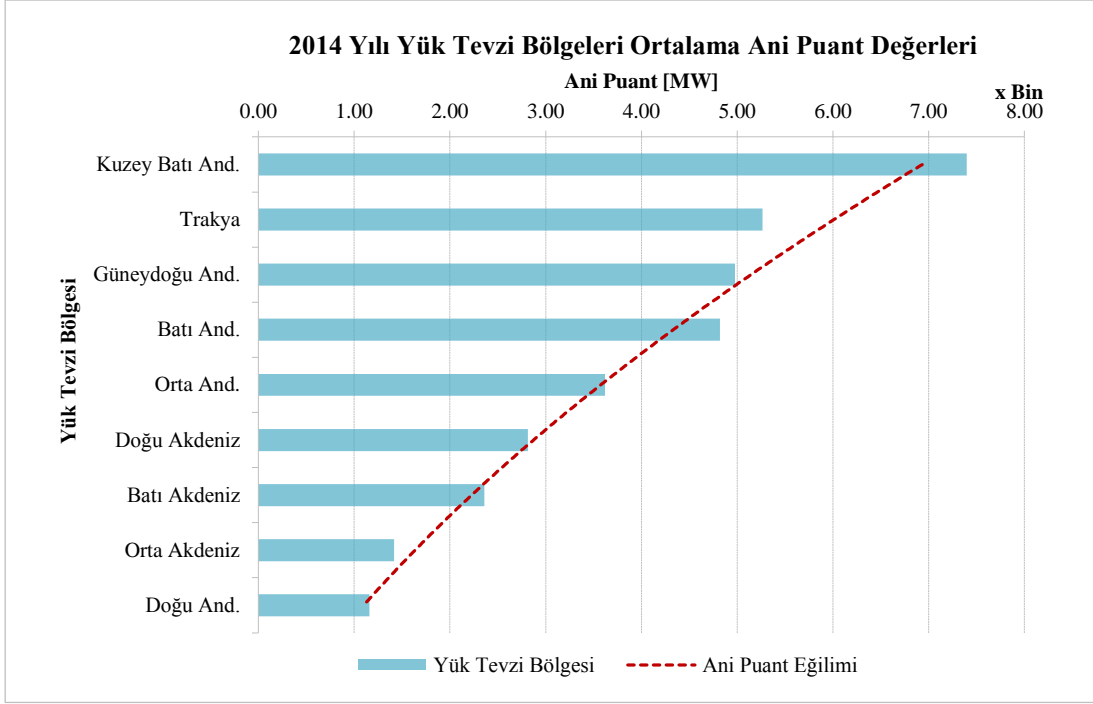
Şekil 4.7 : 2014 gün tipine göre bölgesel ani puant ortalamaları [53].

Şekil 4.8’de 2014 yılı bölgesel ani puant elektrik tüketim değerlerinin hangi saat aralığında ne sıklıkta görüldüğü gösterilmiştir. Bu verilere göre ani puant değeri en çok gündüz 11:00-12:00, sonrasında akşamüstü 17:00-18:00 ve öğlen 14:00-15:00 saatleri arasında görülmüştür.



Şekil 4.8 : 2014 saat bazlı ani puant görülme sıklığı [53].

Şekil 4.9’da ise bölgesel ani puant değerlerine göre yük tevzi bölgelerinin sıralaması görülmektedir. Bu değerlere bakıldığında Şekil 4.5 ve Şekil 4.6’da gösterilen 21 elektrik dağıtım bölgesi bazındaki elektrik tüketimlerine paralel bir eğilim olduğu görülmektedir.



Şekil 4.9 : 2014 yük tevzi bölgeleri ortalama ani puant değerleri [53].

Bu bölümde açıklanan Türkiye elektrik tüketim verilerinin analizleri incelendiğinde, elektrik tüketim karakteristiğinin birçok parametreye bağlı olarak değiştiği görülmektedir. Elektrik enerjisi tüketimi; bölgesellik, mevsimsellik, abone grubu, ay, gün ve saat tipi bazında farklı eğilimler gösterebilmektedir. Bunlara ek olarak özel günlerde de tüketim eğiliminde değişiklikler görülebilmektedir. Bu bağlamda, elektrik piyasası RF tahmini yapılırken bu faktörlerin göz önüne alınması gerekmektedir.

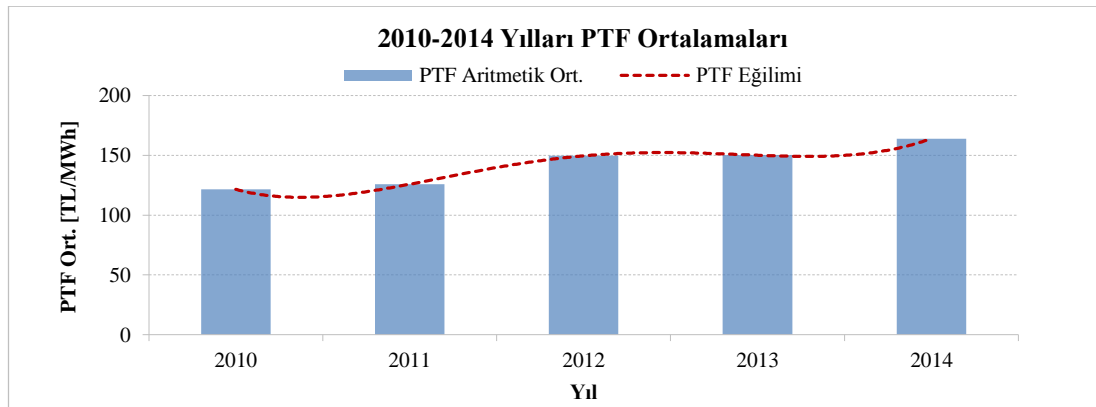
4.2 2013 ve 2014 Yılları TEP Referans Fiyat Analizi

Türkiye’de elektrik kavramına konu olan üretim ve tüketim faaliyetlerinin eğilimleri önceki başlıklarda analiz edilmiştir. Bu analizler göz önüne alındığında Referans Fiyat (RF) oluşumunun birbirinden farklı faktörlerden etkilenebileceği sonucuna varılabilir. Bu nedenle, yıllara dayalı fiyat analizi yapılırken, üretim ve tüketimi

etkileyen; bölgesellik, mevsimsellik, ay, gün, saat ve özel günler gibi faktörler, ulaşılmak istenen sonucu doğrudan etkileyebilmektedir.

Elektrik üretim ve tüketim faaliyetleri, elektrik piyasalarındaki Referans Fiyat'ın oluşumunda rol oynayan başlıca iki ana faktör olsa da, serbestleşme aşamasını tamamlamamış Türkiye Elektrik Piyasası (TEP) içindeki bu faaliyetlere konu olan verilere erişmek oldukça zordur. TEP, serbestleşme aşamasını tamamlasa dahi elektrik enerjisine konu olan veri setleri iştirakçilerin stratejik ticari faaliyetlerini kapsayan ve birinci derecede önem arz eden bilgileri içerdikleri için, kamuya açık bir şekilde paylaşılabilir. Bu durum göz önüne alındığında tez çalışmasında veri grubu olarak, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) tarafından kamuya açık bir şekilde paylaşılan, TEP'deki elektrik üretim ve tüketim faaliyetleri sonucu oluşan (Başlık 2.3 ve Şekil 2.1) ve bu faaliyetlerin eğilimlerini kendi zaman serisi içinde barındıran Piyasa Takas Fiyatları (PTF) kullanılmıştır. Gün içerisinde saatlik bazda oluşan PTF, elektriğin ticari faaliyetleri içinde anılan Referans Fiyat kavramına karşılık gelmektedir.

TEİAŞ'ın bünyesinde bulunan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) tarafından her gün saatlik bazdaki PTF (Referans Fiyat) değerleri, GÖP süreçleri kapsamında yayımlanmaktadır. TEP serbestleşme sürecinin daha çok yeni olduğu ve oturan bir piyasa yapısına geçiş sürecinin kademeli olarak gerçekleşeceği düşünülecek olursa, geleceğe yönelik doğru öngöründe bulunulabilmesi amacıyla bu başlık altında geçmiş iki yıl; 2013 ve 2014 yılları detaylı olarak analiz edilmiştir. PTF'nin 2010-2014 yılları arasındaki ortalama değişimi Şekil 4.10'da gösterilmektedir. Bu verilere göre, 2013 yılında bir duraksama görülmesine rağmen, RF ortalamasının yıllara bağlı olarak artış gösterdiği görülmektedir.



Şekil 4.10 : 2010-2014 yılları arası PTF yıllık ortalama değerleri [58].

Çizelge 4.8’de 2013 ve 2014 yılları PTF’sine ait genel görünüm hakkında bilgi verilmiştir. Bu değerlere bakıldığında, yıl geneli PTF ortalaması 2014 yılında 2013 yılına göre artış gösterirken, 2013 yılında yıl içerisinde görülen maksimum PTF değeri 2014 yılında azalmıştır. Bununla birlikte, her iki yılda da görülen en düşük PTF değeri birbirine oldukça yakın olup yaklaşık sıfırdır. Ancak bu değerlerin gerçekleştiği tarihler birbirinden çok farklıdır.

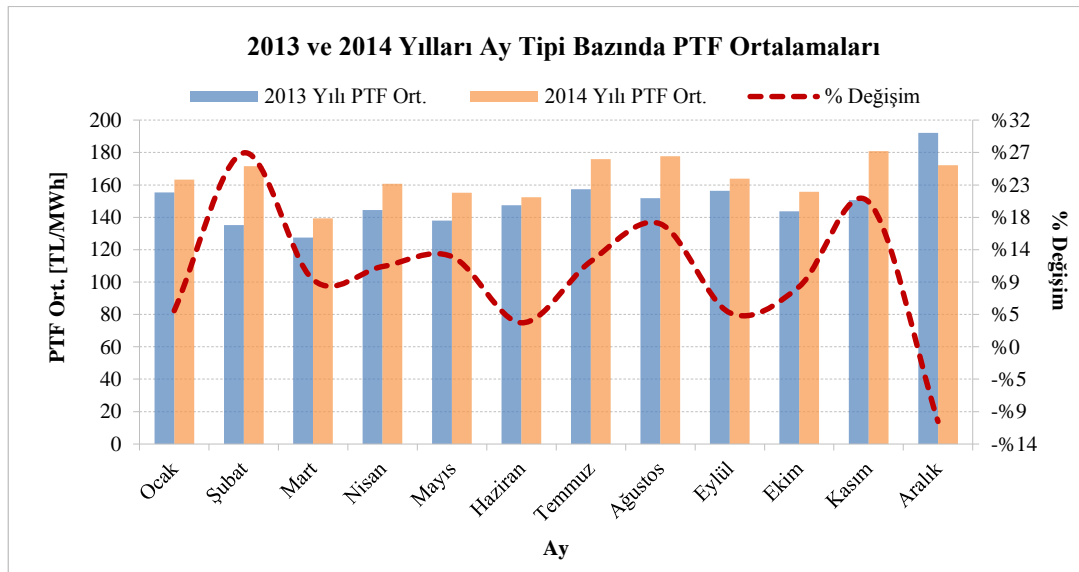
Çizelge 4.8 : 2013-2014 PTF değeri ortalamaları [58].

PTF [TL/MWh]	Ortalama Değer	En Yüksek Değer		En Düşük Değer	
		PTF	Tarih ve Saat	PTF	Tarih
2013	150,09	649,99	13.12.2013 Saat:16:00 ve 17:00	0	07.08.2013 Saat: 06:00 09.08.2013 Saat: 03:00-08:00
2014	163,99	499,03	06.02.2014 Saat: 11:00	0,79	31.12.2014 Saat: 23:00

Bu nedenle, 2013 ve 2014 yılları analiz edilirken daha detaylı bir öngörü sağlayabilmesi açısından ay, gün ve saat tipine göre farklı başlıklarda analizlerle karşılaştırmalar yapılmıştır.

4.2.1 Ay tipi bazında RF analizi

2013 ve 2014 yıllarına ait aylık PTF ortalamaları karşılaştırıldığında (Şekil 4.11) mevsimsel ivmelenmelere paralel olarak 2013 yılının, Aralık ayı dışında, 2014 yılı PTF ortalamalarının altında kaldığı görülmektedir.

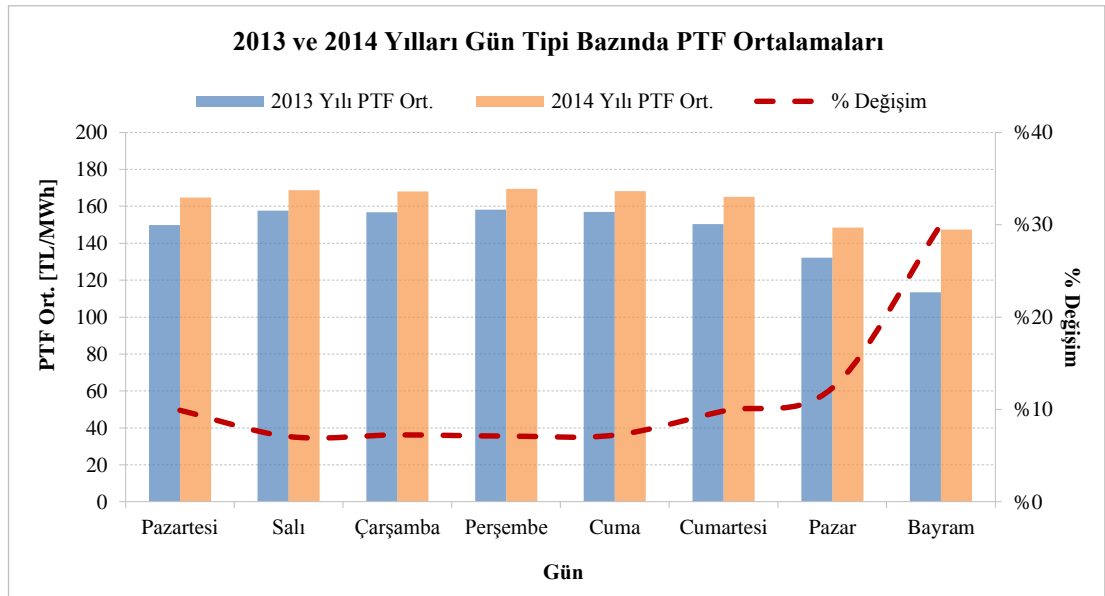


Şekil 4.11 : 2013-2014 ay tipi PTF karşılaştırmaları [58].

Bununla birlikte, Yaz ve Kış mevsimlerine ait aylarda artan elektrik talebi üretim santrallerine de yansiyarak fiyatları yukarı yöne çekmektedir. Bunun dışında özellikle Kış aylarında gerçekleşebilen doğalgaz arz kısıtına karşılık doğalgaz talebindeki artış nedeniyle kriz olarak nitelendirilebilecek yüksek fiyat ortalamaları görülebilmektedir. Kış dönemine benzer kriz olasılığı Temmuz-Ağustos aylarındaki kuraklık sonucunda da görülebilmektedir. Diğer yandan, Aralık 2014'te doğalgaz krizi yaşanmadığı için PTF, 2013 yılındaki ortalamanın (192 TL/MWh) yaklaşık %10 altında kalıp 172 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir. Aralık 2013'teki krize benzer bir kriz Şubat 2014'te görülmüştür. Şubat 2014 PTF ortalaması 172 TL/MWh ile 135 TL/MWh olarak gerçekleşen 2013 PTF ortalamasının %27 üzerine çıkmıştır. Genel olarak bakıldığında ise, 2014 yılı PTF ortalamaları 2013 yılı ortalamalarının %9,3 üzerinde gerçekleşmiştir.

4.2.2 Gün tipi bazında RF analizi

Haftaiçi ve haftasonu olarak farklı elektrik tüketim eğilimleri gösteren gün tiplerinde buna paralel olarak fiyat oluşumunda da dalgalanmalar görülebilmektedir (Şekil 4.12).



Şekil 4.12 : 2013-2014 gün tipi PTF karşılaştırmaları [58].

2013-2014 yılları birlikte değerlendirildiğinde, Şekil 4.12 ve Çizelge 4.9'da da görüleceği üzere, Pazartesi dışında haftaiçi gün tiplerinde PTF ortalamaları birbirine yakın, haftasonu gün tiplerinde ise PTF, haftaiçi PTF ortalama değerlerinden daha düşüktür.

Çizelge 4.9 : 2013-2014 gün tipi PTF ortalamaları [58].

PTF [TL/MWh]	Pazartesi	Salı	Çarşamba	Perşembe	Cuma	Cumartesi	Pazar	Bayram	Yıllık Ortalama
2013	149,84	157,59	156,75	158,17	156,88	150,35	132,18	113,39	150,09
2014	164,68	168,72	168,10	169,42	168,21	165,13	148,46	147,45	163,99
% Değişim	%9,9	%7,1	%7,2	%7,1	%7,2	%9,8	%12,3	%30,0	%9,3

Genel olarak özel bir durum olmadığı sürece tatil günleri ve haftasonu PTF ortalamaları hafta içi gün tiplerine göre daha düşük gerçekleşmektedir. Bununla birlikte, 2013 yılında 132,18 TL/MWh olarak gerçekleşen Pazar günü PTF ortalaması, 2014 yılında 148,46 TL/MWh olarak gerçekleşerek %12,3'lük artış ile gün tipleri arasındaki en çok değişim yaşanmıştır.

Gün tipleri analiz edilirken dikkat edilmesi gereken bir diğer konu ise özel günlerdir. Türkiye Elektrik Piyasası'nda takvim günleri içerisinde değerlendirebileceğimiz özel günler; dini ve resmi bayram tatilleridir. Genel olarak, özel günlerin PTF ortalamalarının haftasonu gün tipi ortalamalarına yakın veya daha düşük olması beklenir. Ancak, 2013 yılında bayram günleri PTF ortalaması 113 TL/MWh olurken, 2014 yılında %30 artış ile ortalama 147 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

4.2.3 Saat tipi bazında RF analizi

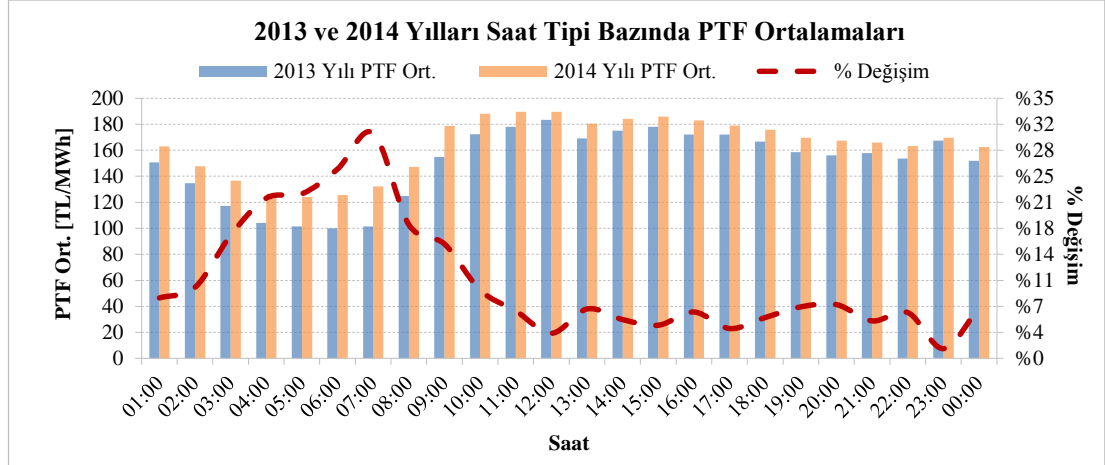
PTF ortalamalarını EPDK tarafından belirtilen üç zamanlı tarifeye göre; Gündüz (Saat 06.00-17.00 aralığı), Puant (Saat 17.00-22.00 aralığı) ve Gece (Saat 22.00-06.00 aralığı) dilimleri şeklinde incelemek, analizi daha anlamlı kılacaktır [59].

2013 ve 2014 yılları için gündüz, puant ve gece zaman dilimlerine ait PTF ortalamaları incelendiğinde her iki yıl için de (Çizelge 4.10) gündüz ortalamalarının en yüksek, gece ortalamalarının ise en düşük değerleri aldığı görülmektedir. Buna ek olarak, Şekil 4.13'te de görüldüğü gibi, saat 02:00-09:00 aralığını; 2014 yılında, 2013 yılına göre PTF ortalamalarının en çok artış gösterdiği zaman dilimi olarak tanımlayabiliriz.

Çizelge 4.10 : 2013-2014 gündüz, puant ve gece PTF ortalamaları [58].

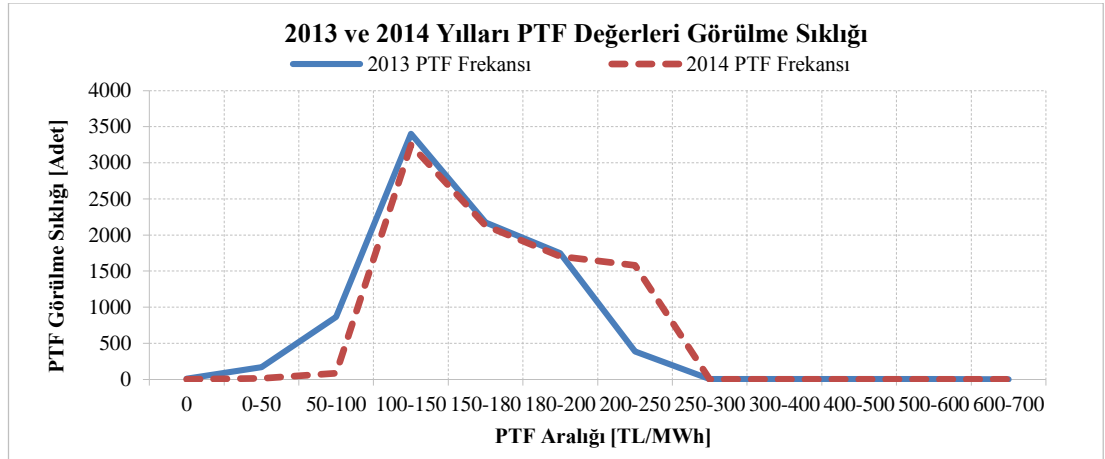
PTF [TL/MWh]	Gündüz	Puant	Gece
2013	161,96	158,59	128,46
2014	176,20	168,39	142,85

Saat aralıklarına bağlı PTF ortalamalarını etkileyen en önemli dinamik; çalışma saatlerini kapsayan zaman dilimlerinin, özel gün olmadığı sürece gün içerisindeki diğer zaman dilimlerinden daha yüksek PTF ortalamalarına sahip olduğudur (Şekil 4.13).



Şekil 4.13 : 2013-2014 saat tipi bazında PTF ortalamaları [58].

Şekil 4.14'te PTF'nin 2013 ve 2014 yıllarında almış olduğu değerlerin görülme sıklığı gösterilmektedir. PTF değerlerinin en çok 100-150 TL/MWh sonrasında ise 150-180 TL/MWh aralığında yoğunlaştığı görülmektedir.



Şekil 4.14 : 2013-2014 PTF değerleri görülme sıklığı [58].

4.3 YSA Modeli ile TEP Referans Fiyat Tahmini Uygulaması

“TEP Referans Fiyat Tahmini” başlığında incelendiği üzere RF oluşumuna etki eden belli temel veri grupları bulunmaktadır. Bu veri grupları, güncel olarak devamlılığını sürdüren piyasa içerisinde Piyasa İşletmecisi (Pİ) tarafından derlenerek piyasanın

gerçek anlamda oluşabilmesi amacıyla simülasyona sokulmakta ve buna bağlı olarak RF oluşumu gerçekleşmektedir. Ancak bu veri gruplarının dinamik ve karmaşık yapısı düşünüldüğünde, Pİ dışındaki üçüncü şahıslar tarafından gerçekleştirilen matematik modellere dayalı çalışmalarda, bu veri gruplarının geneline tam anlamıyla hakim olunamamasından dolayı yapılan analizlerde çoğunlukla istenilen tatmin edici sonuçlara şu anki piyasa yapısı ve şeffaflık anlayışında ulaşılamamaktadır.

Çalışmanın başındaki literatür araştırmasında da görüldüğü gibi dünya genelinde EPFT üzerine yapılan bir çok matematik model çalışmasında, başta bölgesel kısıtlar gözetilerek birbirinden farklı veri grupları kullanılmıştır. Deneyimlenmiş bu çalışmalar doğrultusunda; veri ulaşılabilirliği ve kalitesi de göz önüne alınarak bu tez çalışması içerisinde sadece geçmiş dönem RF değerleri kullanılarak kısa dönemli tahmin çalışması gerçekleştirilmiştir.

Çalışmadaki veri grupları, dönemsellik olarak geçiş mevsimleri dışında kalan, fiyatların kritik seviyelere ulaştığı; yaz ve kış mevsimlerine ait birer hafta üzerinden hazırlanmıştır.

Çalışmanın amacı, bu iki kritik dönemdeki RF fiyatlarının gerçekleşmiş değerlerine olabildiğince yakın şekilde tahmin edilebilmesini sağlayan YSA matematik modellerin kurgulanabilmesi olarak belirlenmiştir.

4.3.1 RF tahmin veri grupları

RF tahmin çalışması, PMUM tarafından resmi olarak açıklanmış, Ocak 2012 ve Temmuz 2014 aralığındaki PTF (RF) derğerleri üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bu veriler göz önüne alınarak iki farklı tahmin örnekleme oluşturulmuştur:

a) Kış mevsimi için:

- Tahmin eğitim veri seti: 01.01.2012 – 05.01.2014,
- Tahmin test veri seti: 06.01.2014 – 12.01.2014

b) Yaz mevsimi için:

- Tahmin eğitim veri seti: 01.01.2012 – 06.07.2014,
- Tahmin test veri seti: 07.07.2014 – 13.07.2014

tarih aralıklarındaki PTF değerleri kullanılmıştır. Bulunmuş oldukları mevsim grupları içerisinde hava koşullarının ve buna bağlı olarak elektrik tüketici

davranışlarının fiyatlar üzerindeki etkisinin yoğun olarak hissedilebileceği düşünülen dönemleri kapsadığı için bu zaman dilimleri seçilmiştir.

Kış dönemine ait, kullanılan tahmin eğitim veri seti yaklaşık 2 yıllık bir süreyi (01.01.2012-05.01.2014), Yaz dönemine ait tahmin eğitim veri seti ise yaklaşık 2,5 yıllık bir süreyi (01.01.2012-06.07.2014) kapsamaktadır. Bu zaman aralıklarının kapsadığı PTF değerleri, Kış ve Yaz dönemlerine ait Referans Fiyat tahmininin yapıldığı birer haftalık; 06.01.2014-12.01.2014 (EK A) ve 07.07.2014-13.07.2014 (EK B) zaman aralıkları için YSA içinde öğrenme işleminin gerçekleştirildiği veri setini oluşturmaktadır. Eğitim veri setleri içindeki yılları kapsayan veriler, YSA'nın öğrenme işlemini kendi içinde gerçekleştirebilmesi ve zaman serisinin bozulmaması amacıyla, mevsim grupları şeklinde ayrıştırılmamıştır. Örnek vermek gerekirse; Kış dönemi tahmini için sadece 2012 ve 2013 yıllarına ait Kış mevsimini kapsayan PTF değerleri kullanılmayıp tüm mevsim gruplarına ait geçmiş PTF değerleri kullanılmıştır. Diğer yandan, Referans Fiyat tahmininin gerçekleştirildiği zaman aralıklarına (Kış mevsimi için: 06.01.2014-12.01.2014 ve Yaz mevsimi için: 07.07.2014-13.07.2014) ait gerçekleşmiş PTF değerleri test veri seti olarak kullanılarak uygulama sonucunda gerçek ve tahmin değerleri arasındaki saatlik ve günlük Ortalama Mutlak Yüzde Hata (MAPE) değerleri hesaplanmıştır.

Hazırlanan YSA modelinde bir çok veriyi içeren veri grubu içerisinde 12 farklı veri seçilerek bir girdi seti oluşturulmuştur. Tüm veriler:

- a) H_1 : Bir hafta öncesinin aynı saat için Referans Fiyatı,
- b) H_2 : İki hafta öncesinin aynı saat için Referans Fiyatı,
- c) H_3 : Üç hafta öncesinin aynı saat için Referans Fiyatı,
- d) H_4 : Dört hafta öncesinin aynı saat için Referans Fiyatı,
- e) AG_1 : H_4 ve H_3 değerlerinin aritmetik ortalaması,
- f) AG_2 : H_3 ve H_2 değerlerinin aritmetik ortalaması,
- g) AG_3 : H_2 ve H_1 değerlerinin aritmetik ortalaması,
- h) AG_{ort} : AG_1 , AG_2 ve AG_3 değerlerinin aritmetik ortalaması,
- i) G_1 : 24 saat öncesinin Referans Fiyatı,
- j) G_2 : 48 saat öncesinin Referans Fiyatı,
- k) G_3 : 72 saat öncesinin Referans Fiyatı,
- l) HG_{31} : Üç hafta önce, bir gün öncesinin aynı saat Referans Fiyatı,
- m) HG_{32} : Üç hafta önce, iki gün öncesinin aynı saat Referans Fiyatı,

- n) HG_{21} : İki hafta önce, bir gün öncesinin aynı saat Referans Fiyatı,
- o) HG_{22} : İki hafta önce, iki gün öncesinin aynı saat Referans Fiyatı,
- p) HG_{11} : Bir hafta önce, bir gün öncesinin aynı saat Referans Fiyatı,
- q) HG_{12} : Bir hafta önce, iki gün öncesinin aynı saat Referans Fiyatı,
- r) W_1 : HG_{31} , HG_{21} ve HG_{11} aritmetik ortalaması,
- s) W_2 : HG_{32} , HG_{22} ve HG_{12} aritmetik ortalaması
- t) 2012, 2013 ve 2014 yıllarına ait resmi tatil günleri,
- u) Haftanın günleri (HG): Pazartesi, Salı, Çarşamba, Perşembe, Cuma, Cumartesi, Pazar,
- v) Çalışma günleri (ÇG): 2012, 2013 ve 2014 yıllarına ait resmi tatillerden arındırılarak oluşturulan 1 ve 0 kod bazlı veriler,
- w) Saat (Sa): [1:24] saat dilimi

olarak oluşmaktadır. Bu verilerden:

- a) AG_1 ,
- b) AG_2 ,
- c) AG_3 ,
- d) AG_{ort}
- e) G_1 ,
- f) G_2 ,
- g) G_3 ,
- h) W_1 ,
- i) W_2 ,
- j) HG ,
- k) $ÇG$,
- l) Sa

verileri kullanılarak YSA için 12 adet veriyi içeren girdi seti oluşturulmuştur. Ancak, tez çalışmasında ana veri seti olarak kullanılan RF değerleri Ocak 2012 ve Temmuz 2014 zaman aralığında mevsim şartları ve kaynak arz kısıtı sebebiyle genel fiyat eğiliminin dışında aykırı değerler de içermektedir. Bu sebeple Değiştirilmiş Thompson's Tau yöntemi kullanılarak ana veri grubu olan RF değerleri içerisindeki aykırı değerler temizlendikten sonra uygulama gerçekleştirilmiştir. Çalışma sonucunda çıktı ve test veri grubu olarak:

- a) F_{tahmin} : Tahmin sonucunda elde edilen RF değerlerini,
- b) F_{test} : F_{tahmin} değerlerinin ilgili dönem için karşılaştırıldığı RF değerlerini oluşturmaktadır.

4.3.1.1 Değiştirilmiş Thompson's Tau yöntemi

Değiştirilmiş Thompson's Tau yöntemi tek bir veri grubu içerisindeki şüpheli aykırı değerlerin veri grubu içerisinde tutulması veya çıkarılması için karar mekanizması oluşturan istatistiksel bir yöntemdir. İşlem basamakları ise şu şekildedir:

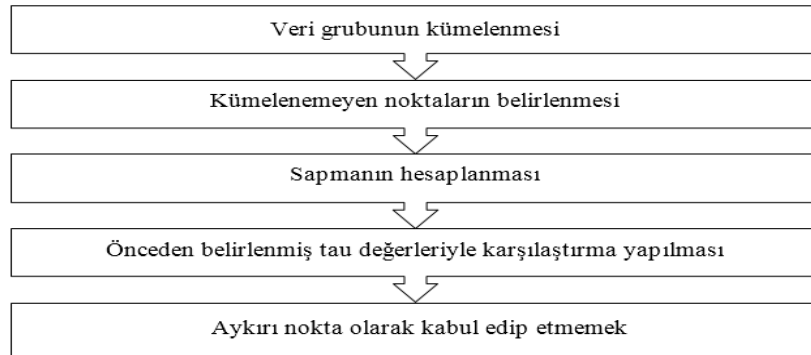
- Örnek ortalaması \bar{x} ve örnek standart sapma S genel davranışa göre hesaplanır.
- Her bir veri noktası için mutlak standart sapma değeri Denklem 4.1'e göre hesaplanır.

$$\delta_i = |d_i| = |x_i - \bar{x}| \quad (4.1)$$

- Hesaplama sonucunda en yüksek δ_i değerlerine sahip veriler olası şüpheli aykırı noktaları oluşturmaktadır.
- Değiştirilmiş Thompson τ (Yunan tau harfi) değeri, Student'in t dağılımı kullanılarak hesaplanır ve bu da Denklem 4.2 içerisinde geçen n değerini ortaya çıkarır.

$$\tau = \frac{(t_{\alpha/2}(n-1))}{\sqrt{n} \sqrt{(n-2 + t_{\alpha/2}^2)}} \quad (4.2)$$

Denklem 4.2'de n veri noktası sayısını, $\alpha=0,05$ ve $df=n-2$ değeri için $t_{\alpha/2}$ kritik Student'in t dağılımı değerini ifade etmektedir [60]. Thompson Tau yönteminin akış diyagramı ise Şekil 4.15'teki gibidir.



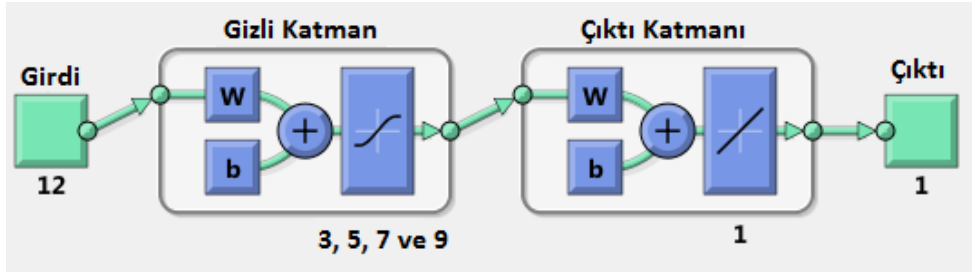
Şekil 4.15 : Thompson Tau yöntemi akış diyagramı [60].

4.3.2 YSA tahmin modeli

Çalışma içerisinde, Levenberg-Marquardt geriye yayılma YSA algoritması ile Denklem 4.3'te belirtilen 12 farklı veriyi barındıran X_{girdi} girdi seti kullanılarak tek bir çıktı veri seti olan F_{tahmin} değerleri elde edilmiştir. YSA modelinin geliştirilmesi ve uygulamaya dökülerek sonuçların elde edilmesi ise MATLAB R2013a programı aracılığı ile; 4 GB RAM, Intel® Core™ i7 3.00 GHz işlemciye sahip Windows 7 Professional işletim sistemine sahip bilgisayar üzerinden gerçekleştirilmiştir.

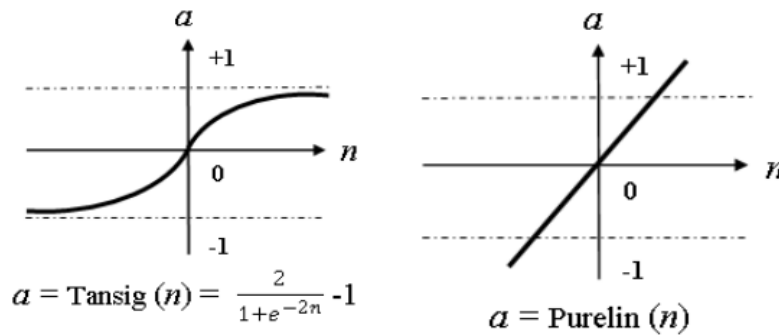
$$X_{girdi} = [AG_1 \ AG_1 \ AG_3 \ AG_{ort} \ G_1 \ G_2 \ G_3 \ W_1 \ W_2 \ ÇG \ HG \ Sa] \quad (4.3)$$

YSA modeli girdi ve çıktı kısımlarıyla birlikte Gizli Katman (GK) ve Çıktı Katmanı (ÇK) olmak üzere 2 katmanlı bir model olarak kurgulanmıştır (Şekil 4.16).



Şekil 4.16 : Uygulanan YSA model yapısı.

YSA model yapısında girdi veri grubu olarak kullanılan X_{girdi} öncelikle GK içerisinde ağırlıklandırıldıktan sonra GK transfer fonksiyonu olan tanjant sigmoid (Şekil 4.17) fonksiyonu üzerinden geçirilerek ÇK'ya giriş değeri olarak sokulmaktadır. ÇK üzerinde tekrar ağırlıklandırılmaya tabi tutulan veri seti, ÇK transfer fonksiyonu olan saf lineer (purelin) fonksiyonu (Şekil 4.17) üzerinden geçirilerek çıktı değerleri olan F_{tahmin} sonuçları elde edilmiştir.



Şekil 4.17 : Tanjant sigmoid ve saf lineer transfer fonksiyonları [61].

Kış ve Yaz dönemine ait iki farklı örneklem üzerinde test çalışması yapılan uygulamada GK içerisinde 3, 5, 7 ve 9 nöron olmak üzere farklı nöron sayılarıyla YSA modeli tekrar çalıştırılıp elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır.

4.3.3 YSA tahmin performans faktörü

Çalışma içerisinde performans faktörü; F_{tahmin} verilerinin, F_{test} verilerine karşılık MAPE değerlerinin yorumlanması ile gerçekleştirilmiştir. Ortalama Mutlak Yüzde Hata (MAPE), gerçek veriye göre oluşan hata değişimini yüzde cinsinden ifade eder. Bu şekilde tahmin ve test edilen veri grubu arasında kolayca yorum yapabilmeye olanak tanır. Ayrıca MAPE'nin % değer olarak olabildiğince 0'a yakın olması istenir.

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^m \left| \frac{X_t - F_t}{X_t} \right|}{m} (100) = \frac{\sum_{t=1}^m \left| \frac{e_t}{X_t} \right|}{m} (100) \quad (4.4)$$

Denklem 4.4'te X_t gerçek ve F_t tahmin edilen değerleri, m ise MAPE hesabına konu olan sayısal miktarı ifade etmektedir [62]. Tez çalışması içerisinde hesaplanan MAPE değerleri Denklem 4.5 ile hesaplanmıştır.

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^m \left| \frac{F_{test} - F_{tahmin}}{F_{test}} \right|}{m} (100) = \frac{\sum_{t=1}^m \left| \frac{e_t}{F_{test}} \right|}{m} (100) \quad (4.5)$$

Kış ve Yaz olmak üzere iki farklı dönem içerisindeki bir haftalık zaman dilimi üzerinde yapılan test çalışmaları için iki farklı tipte olmak üzere:

- a) Günlük ortalama MAPE,
- b) Saatlik ortalama MAPE değerleri ayrı ayrı hesaplanmıştır.

4.3.4 YSA tahmin sonuçları

YSA modeli kullanılarak yapılan RF tahmin sonuçları öncelikle Kış ve Yaz dönemi olarak iki ayrı konu başlığı altında incelenmiştir. Daha sonra iki döneme ait tahmin sonuçları birbirleri ile karşılaştırılmıştır.

Her bir nöron grubu için:

- a) Veri ve model karşılaştırma grafiği,

- b) Saatlik Bazda Tahmin Hata İstatistikleri (SBTHİ) kutu grafiği,
- c) Günlük Bazda Tahmin Hata İstatistikleri (GBTHİ) kutu grafiği,
- d) Saatlik ve günlük ortalama MAPE değerleri tablolar halinde gösterilmiştir.

4.3.4.1 YSA modeli kış dönemi sonuçları

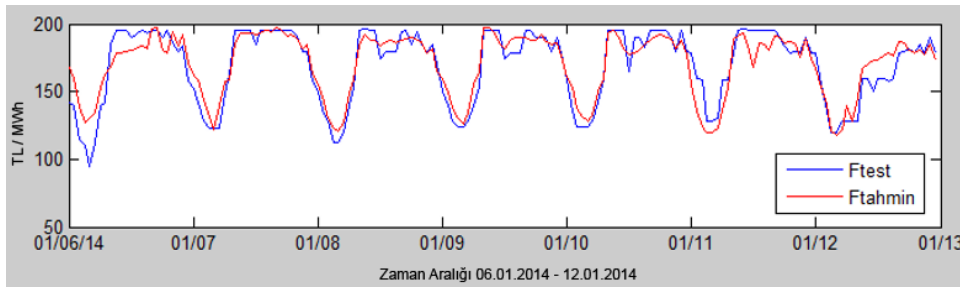
Çalışma içerisinde Kış dönemi için YSA modeli:

- Tahmin eğitim veri seti: 01.01.2012 – 05.01.2014,
- Tahmin test veri seti: 06.01.2014 – 12.01.2014 (EK A – Çizelge A.1)

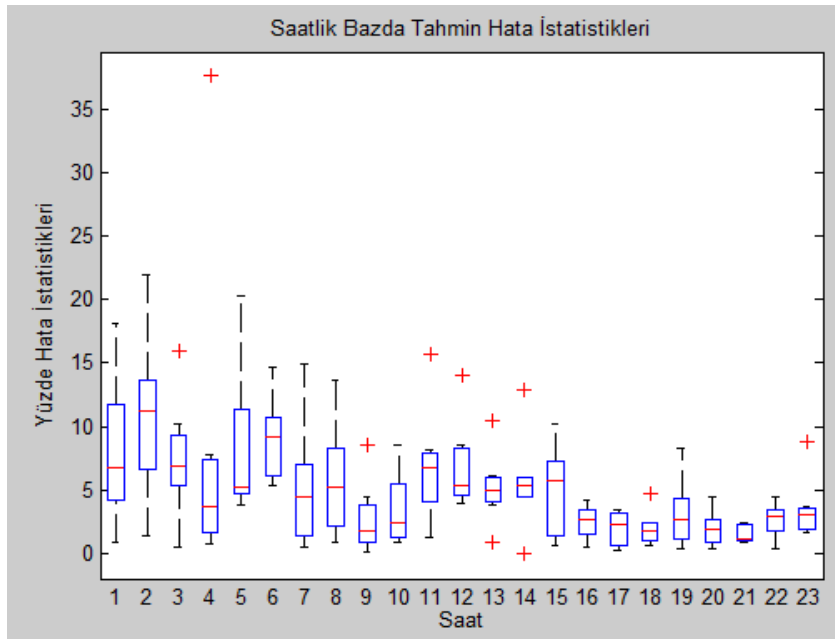
tarih aralıklarındaki veriler kullanılarak hazırlanmıştır.

Gizli katmanı 3 nöronlu YSA modeli sonuçları

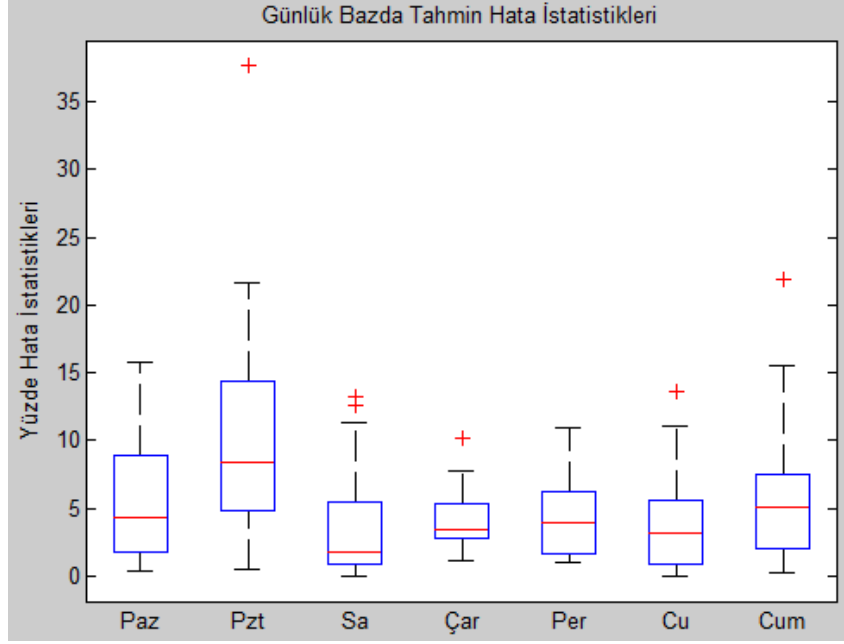
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 3 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.18-20'deki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.18 : Kış dönemi 3 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.19 : Kış dönemi 3 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.20 : Kış dönemi 3 nöron – GBTHİ.

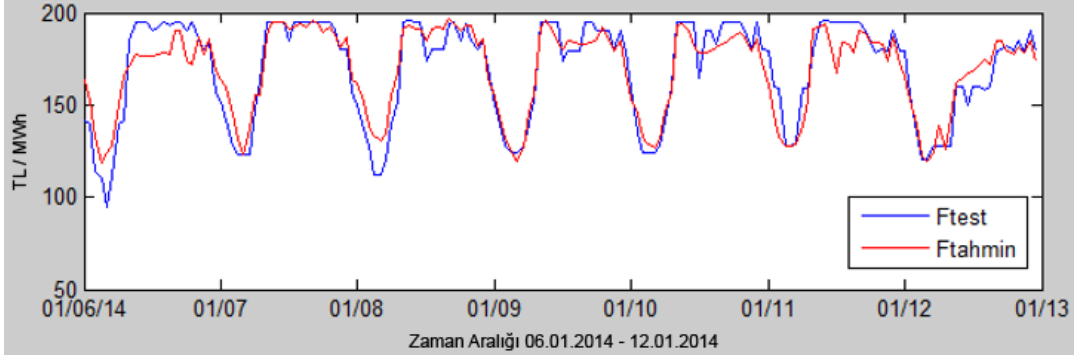
Kış dönemi için gizli katmanı 3 nöronlu YSA modeli sonuçları incelendiğinde, gün tipleri içerisinde %3,6 ile Salı günü en düşük saatlik ortalama MAPE değerine sahipken, günlük en düşük ortalama MAPE değeri ise %0 ile Cuma günü gerçekleşmiştir (Çizelge 4.11).

Çizelge 4.11 : Kış dönemi 3 nöron ortalama MAPE değerleri.

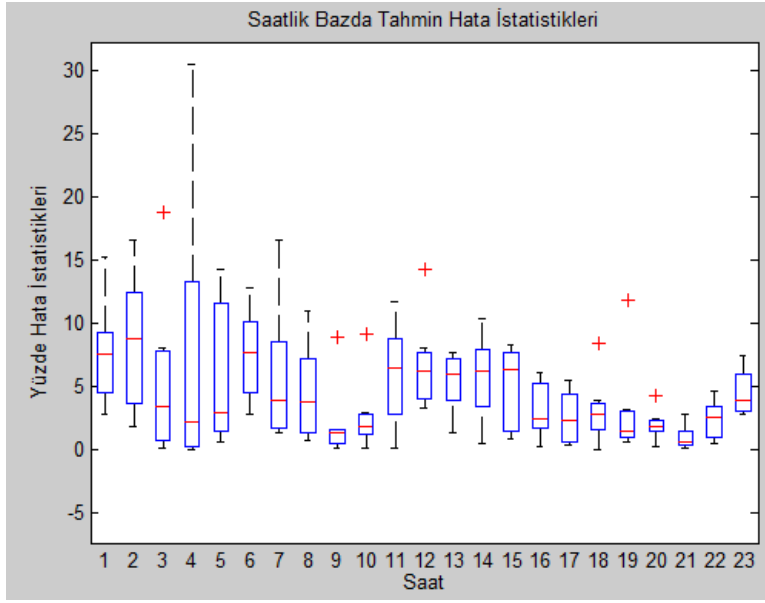
Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
06.01.2014	Pazartesi	%10,1	%2,1
07.01.2014	Salı	%3,6	%1,6
08.01.2014	Çarşamba	%4,0	%1,0
09.01.2014	Perşembe	%4,1	%2,1
10.01.2014	Cuma	%3,8	%0,0
11.01.2014	Cumartesi	%6,4	%5,0
12.01.2014	Pazar	%5,4	%3,1
Ortalama		%5.3	%2,1

Gizli katmanı 5 nöronlu YSA modeli sonuçları

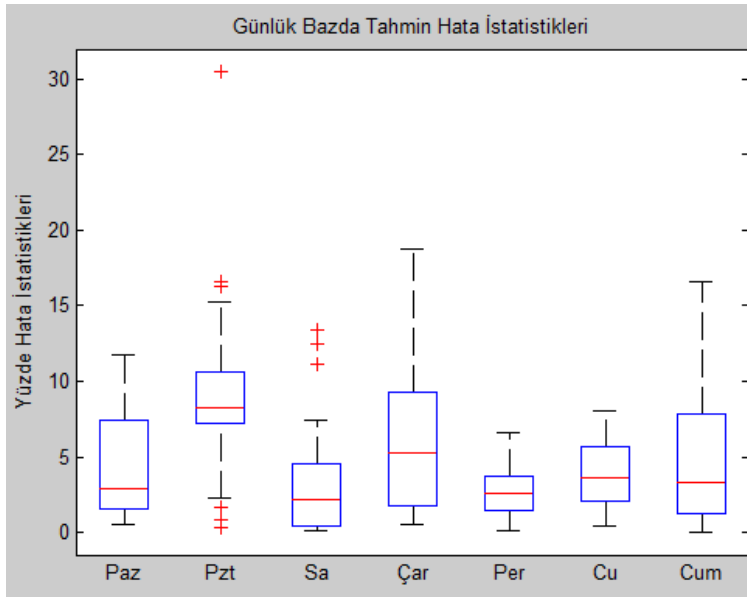
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 5 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.21-23'deki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.21 : Kış dönemi 5 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.22 : Kış dönemi 5 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.23 : Kış dönemi 5 nöron – GBTHİ.

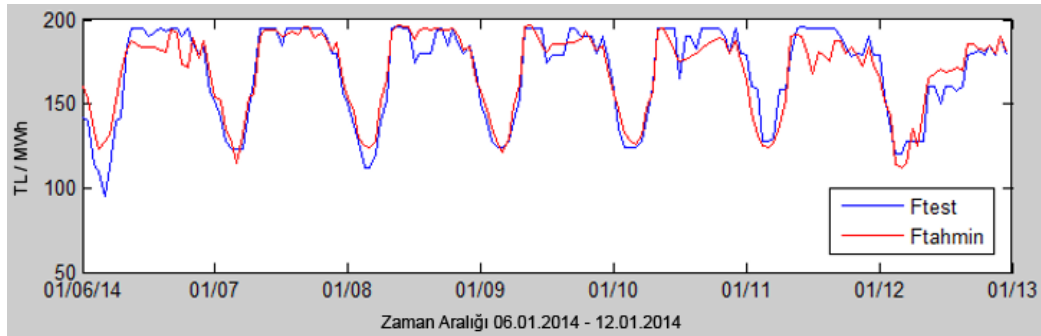
Kış dönemi için gizli katmanı 5 nöronlu YSA modeli sonuçları incelendiğinde, gün tipleri içerisinde Perşembe gününün sırasıyla %2,8 ve %0,6 değerleri ile hem en düşük saatlik ortalama MAPE değerine hem de günlük en düşük ortalama MAPE değerine sahip olduğu görülmektedir. Pazartesi gün tipi de yine ortalama %0,6 ile en düşük günlük ortalama MAPE değerine sahiptir (Çizelge 4.12).

Çizelge 4.12 : Kış dönemi 5 nöron ortalama MAPE değerleri.

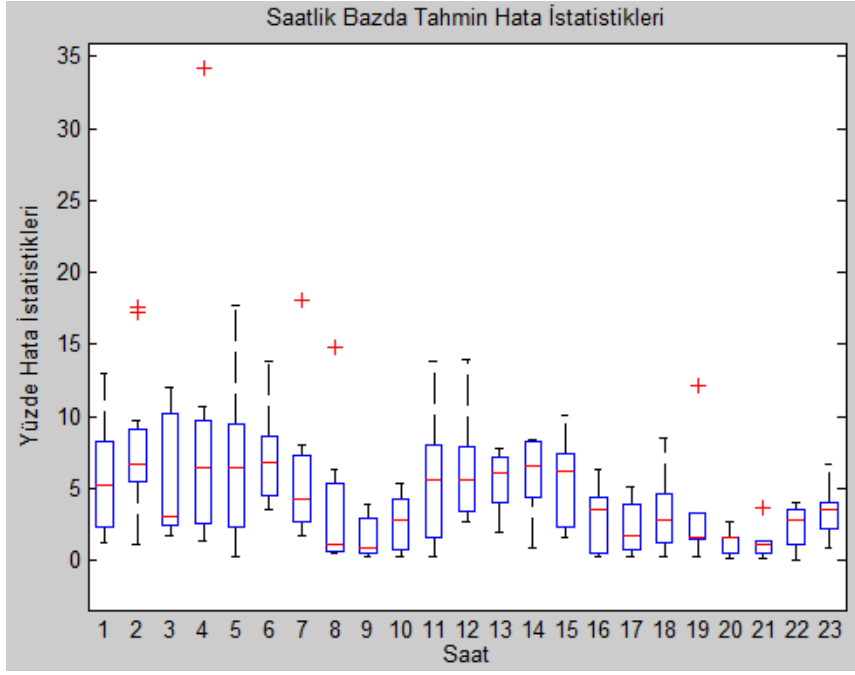
Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
06.01.2014	Pazartesi	%9,1	%0,6
07.01.2014	Salı	%3,6	%1,5
08.01.2014	Çarşamba	%5,9	%4,1
09.01.2014	Perşembe	%2,8	%0,6
10.01.2014	Cuma	%3,8	%1,5
11.01.2014	Cumartesi	%5,0	%4,1
12.01.2014	Pazar	%4,2	%2,0
Ortalama		%4,9	%2,1

Gizli katmanı 7 nöronlu YSA modeli sonuçları

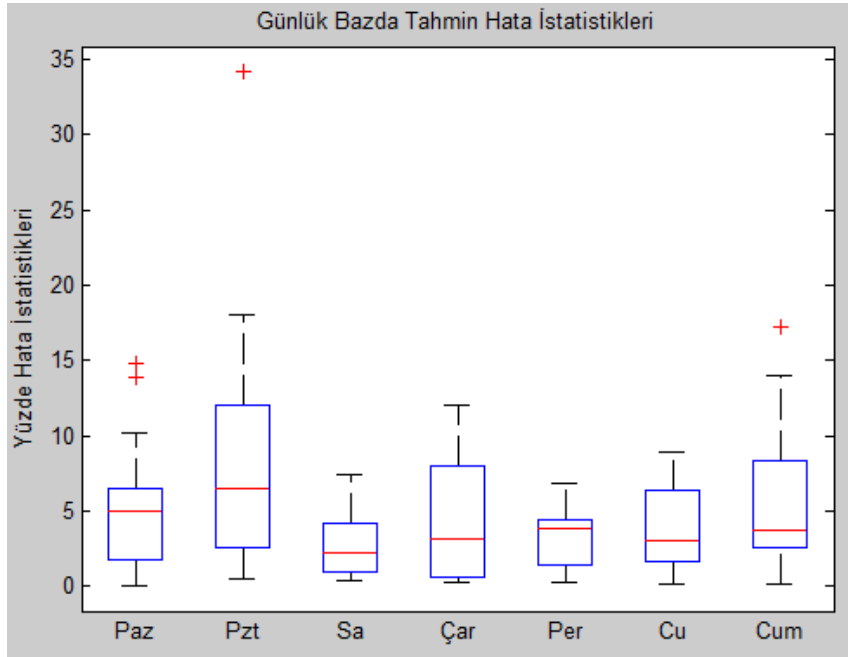
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 7 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.24-26'daki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.24 : Kış dönemi 7 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.25 : Kış dönemi 7 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.26 : Kış dönemi 7 nöron – GBTHİ.

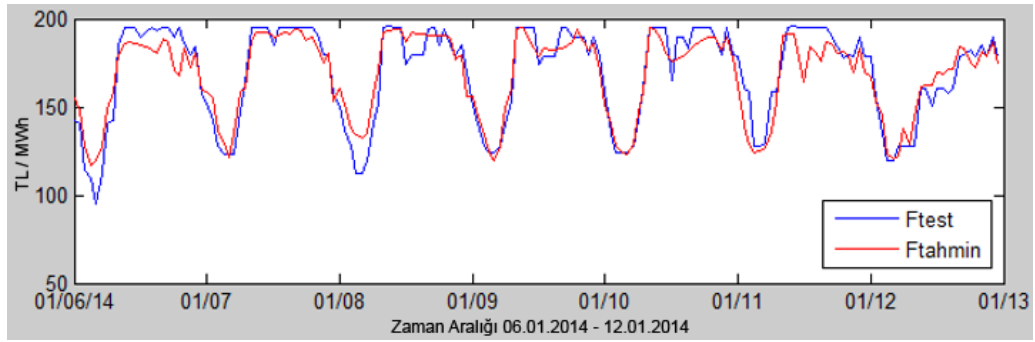
Kış dönemi için gizli katmanı 7 nöronlu YSA modeli sonuçları incelendiğinde, gün tipleri içerisinde Salı günü hem saatlik ortalama %2,8'lik hem de günlük ortalama %0,4'lük değerler ile en düşük MAPE'ye sahiptir (Çizelge 4.13).

Çizelge 4.13 : Kış dönemi 7 nöron ortalama MAPE değerleri.

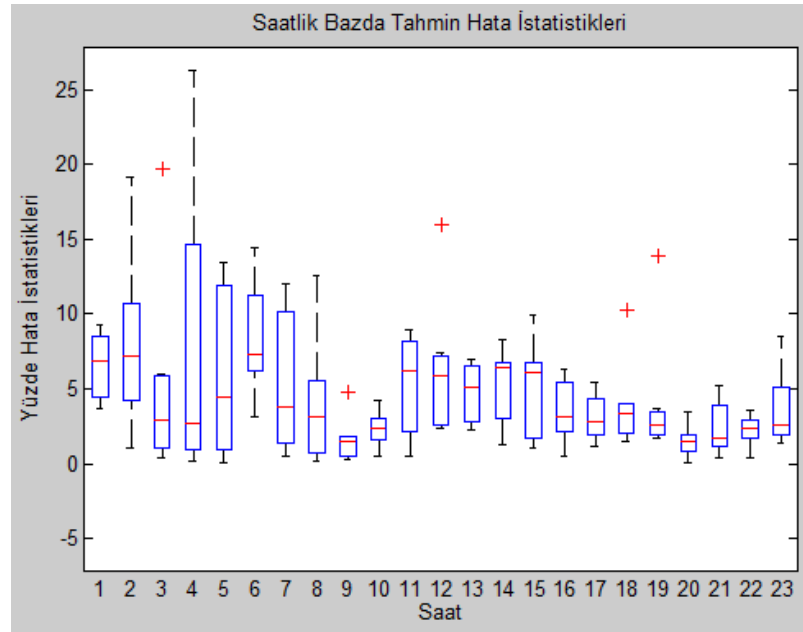
Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
06.01.2014	Pazartesi	%8,4	%1,3
07.01.2014	Salı	%2,8	%0,4
08.01.2014	Çarşamba	%4,3	%3,4
09.01.2014	Perşembe	%3,2	%0,7
10.01.2014	Cuma	%3,7	%1,5
11.01.2014	Cumartesi	%5,9	%5,0
12.01.2014	Pazar	%4,9	%2,1
Ortalama		%4,7	%2,1

Gizli katmanı 9 nöronlu YSA modeli sonuçları

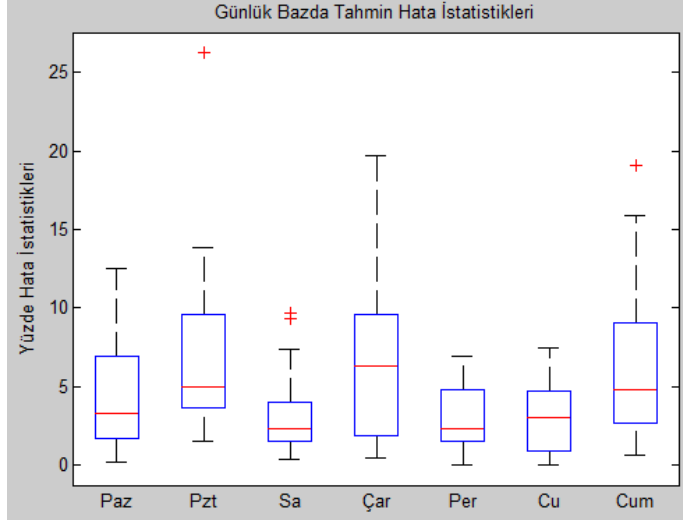
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 9 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.27-29'daki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.27 : Kış dönemi 9 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.28 : Kış dönemi 9 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.29 : Kış dönemi 9 nöron – GBTHİ.

Kış dönemi için gizli katmanı 9 nöronlu YSA modeli sonuçları incelendiğinde, gün tipleri içerisinde %3,0 ile Perşembe ve Cuma günleri en düşük saatlik ortalama MAPE değerine sahipken, günlük en düşük ortalama MAPE değeri ise %0,0 ile Salı günü gerçekleşmektedir (Çizelge 4.14).

Çizelge 4.14 : Kış dönemi 9 nöron ortalama MAPE değerleri.

Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
06.01.2014	Pazartesi	%7,0	%0,9
07.01.2014	Salı	%3,3	%0,0
08.01.2014	Çarşamba	%6,5	%3,6
09.01.2014	Perşembe	%3,0	%0,2
10.01.2014	Cuma	%3,0	%1,7
11.01.2014	Cumartesi	%6,3	%5,6
12.01.2014	Pazar	%4,1	%1,6
Ortalama		%4,7	%1,9

Kış dönemi için gizli katmanı 3, 5, 7 ve 9 nöronlu olan YSA modellerinin saatlik ortalama MAPE değerleri Çizelge 4.15'te toplu olarak verilmektedir. Çarşamba günü hariç, en yüksek saatlik ortalama MAPE gizli katmanı 3 nöronlu olan YSA modeli ile elde edilmektedir. Beklendiği gibi, gizli katmandaki nöron sayısı arttıkça kesin olarak mutlak yüzde hatanın azalacağı söylenememektedir. Buna rağmen, gün tiplerine ait saatlik genel ortalamalarda, 7 ve 9 nöronlu olan YSA modelleri Kış dönemi için %4,7 ile en iyi MAPE ortalamalarına sahiptir.

Çizelge 4.15 : Kış dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron – saatlik ortalama MAPE değerleri.

Saatlik Ortalama MAPE Değerleri					
Tarih	Gün	3 Nöron	5 Nöron	7 Nöron	9 Nöron
06.01.2014	Pazartesi	%10,1	%9,1	%8,4	%7,0
07.01.2014	Salı	%3,6	%3,6	%2,8	%3,3
08.01.2014	Çarşamba	%4,0	%5,9	%4,3	%6,5
09.01.2014	Perşembe	%4,1	%2,8	%3,2	%3,0
10.01.2014	Cuma	%3,8	%3,8	%3,7	%3,0
11.01.2014	Cumartesi	%6,4	%5,0	%5,9	%6,3
12.01.2014	Pazar	%5,4	%4,2	%4,9	%4,1
Ortalama		%5,3	%4,9	%4,7	%4,7

Kış dönemi için gizli katmanı 3, 5, 7 ve 9 nöronlu olan YSA modellerinin günlük ortalama MAPE değerleri Çizelge 4.16’da toplu olarak verilmektedir. Çizelge’deki değerlerden günlük ortalama MAPE değerlerinin 3, 5 ve 7 nöronlu YSA modeli ile değerlendirilmesinde genel ortalamalarında bir fark olmadığı, 9 nöronlu yapıda ise hata yüzdesinin daha düşük olduğu görülmektedir. Genelde düşük MAPE değerlerinin elde edildiği “günlük” yaklaşımda, %1,9 ile genel ortalama en iyi MAPE değerine sahip gizli katmanı 9 nöronlu olan YSA modelinin Çarşamba ve Cumartesi günleri dışında hata değerleri % 2’nin altında kalmaktadır.

Çizelge 4.16 : Kış dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron – günlük ortalama MAPE değerleri.

Günlük Ortalama MAPE					
Tarih	Gün	3 Nöron	5 Nöron	7 Nöron	9 Nöron
06.01.2014	Pazartesi	%2,1	%0,6	%1,3	%0,9
07.01.2014	Salı	%1,6	%1,5	%0,4	%0,0
08.01.2014	Çarşamba	%1,0	%4,1	%3,4	%3,6
09.01.2014	Perşembe	%2,1	%0,6	%0,7	%0,2
10.01.2014	Cuma	%0,0	%1,5	%1,5	%1,7
11.01.2014	Cumartesi	%5,0	%4,1	%5,0	%5,6
12.01.2014	Pazar	%3,1	%2,0	%2,1	%1,6
Ortalama		%2,1	%2,1	%2,1	%1,9

4.3.4.2 YSA modeli yaz dönemi sonuçları

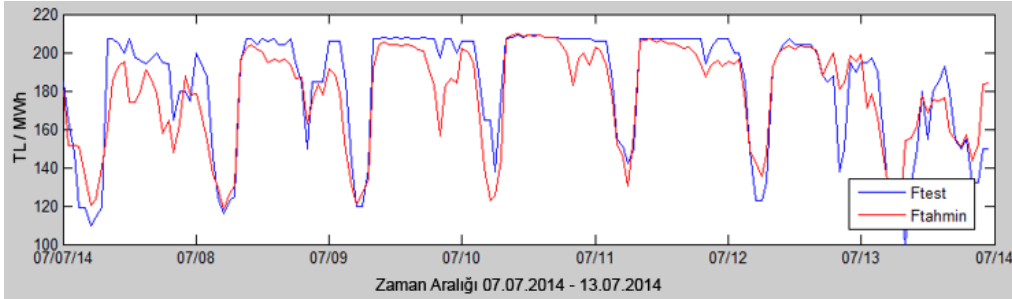
Çalışma içerisinde Yaz dönemi için YSA modeli:

- Tahmin eğitim veri seti: 01.01.2012 – 06.07.2014,
- Tahmin test veri seti: 07.07.2014 – 13.07.2014 (EK B – Çizelge B.1)

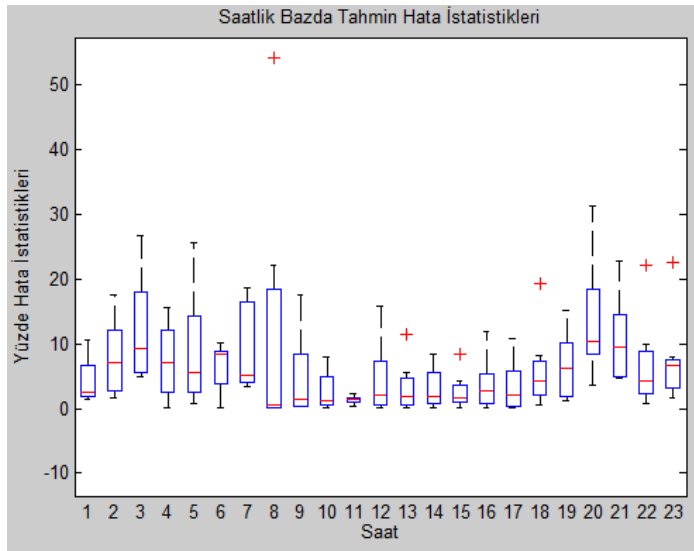
tarikh aralıklarındaki veriler kullanılarak hazırlanmıştır.

Gizli katmanı 3 nöronlu YSA modeli sonuçları

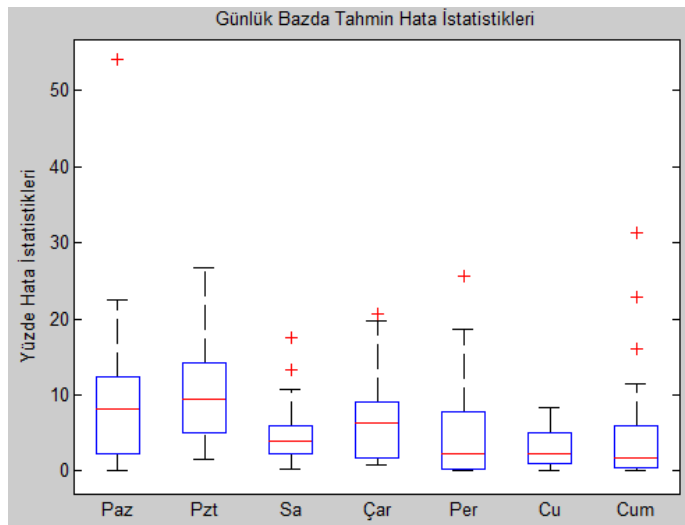
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 3 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.30-32'deki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.30 : Yaz dönemi 3 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.31 : Yaz dönemi 3 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.32 : Yaz dönemi 3 nöron – GBTHİ.

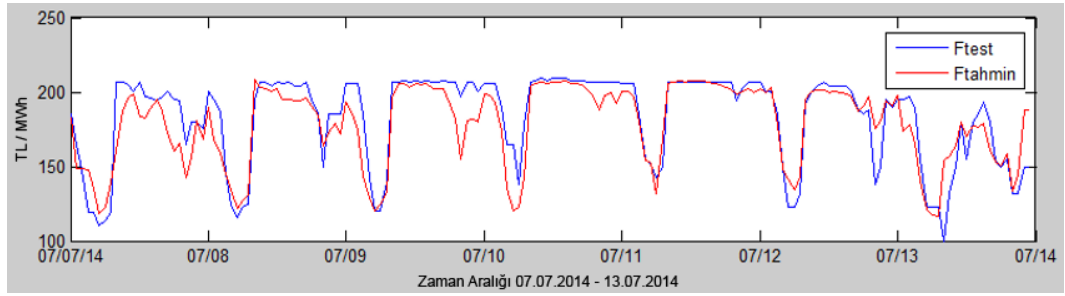
Yaz dönemi için gizli katmanı 3 nöronlu YSA modeli sonuçları incelendiğinde, gün tipleri içerisinde %3,1 ile Cuma günü en düşük saatlik ortalama MAPE değerine sahipken, günlük en düşük ortalama MAPE değeri ise %2,1 ile Pazar günü hesaplanmıştır (Çizelge 4.17).

Çizelge 4.17 : Yaz dönemi 3 nöron ortalama MAPE değerleri.

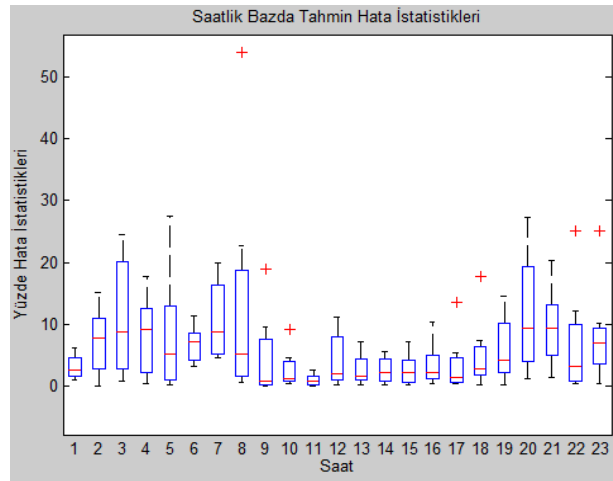
Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
07.07.2014	Pazartesi	%10,1	%5,0
08.07.2014	Salı	%4,9	%3,5
09.07.2014	Çarşamba	%6,8	%6,5
10.07.2014	Perşembe	%5,1	%4,5
11.07.2014	Cuma	%3,1	%2,7
12.07.2014	Cumartesi	%5,4	%2,6
13.07.2014	Pazar	%10,1	%2,1
Ortalama		%6,5	%3,8

Gizli katmanı 5 nöronlu YSA modeli sonuçları

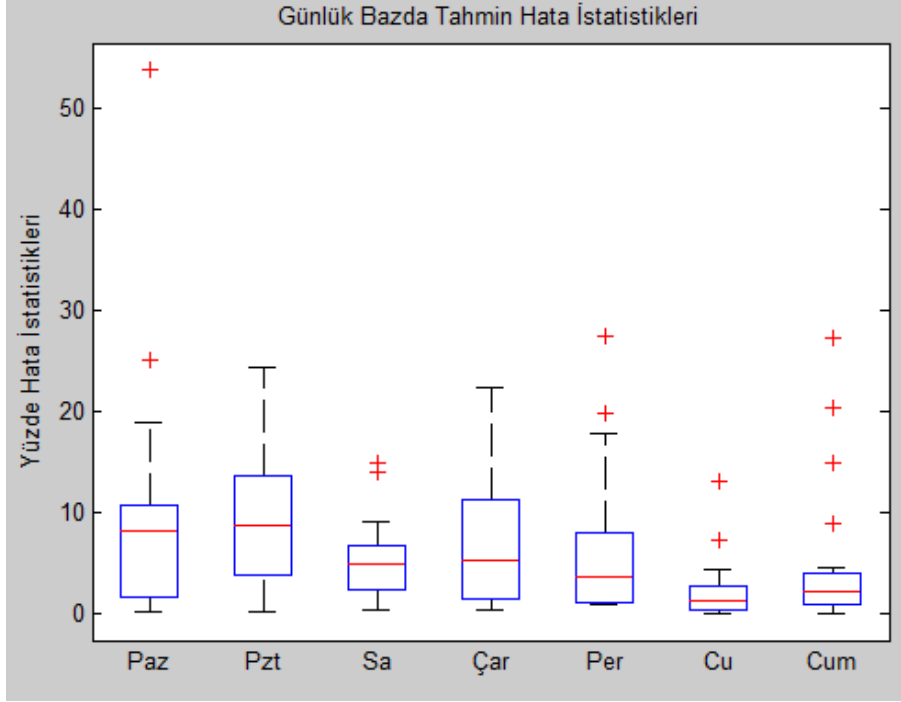
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 5 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.33-35'deki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.33 : Yaz dönemi 5 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.34 : Yaz dönemi 5 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.35 : Yaz dönemi 5 nöron – GBTHİ.

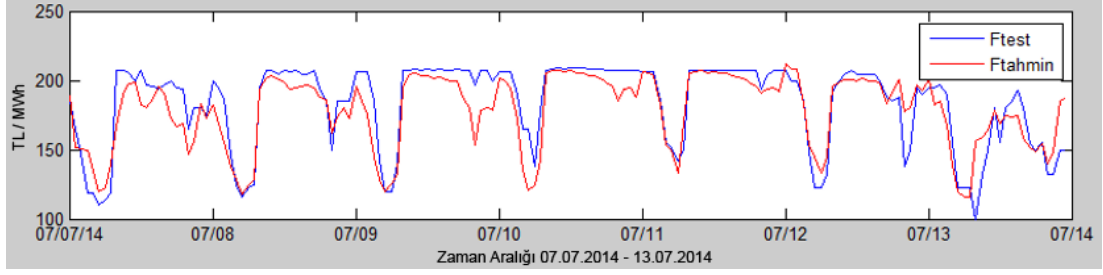
Yaz dönemi için gizli katmanı 5 nöronlu olan YSA modeli sonuçları incelendiğinde, yine 3 nöronlu modele benzer şekilde gün tipleri içerisinde %2,2 ile Cuma günü en düşük saatlik ortalama MAPE değerine sahipken, günlük en düşük ortalama MAPE değeri de %0,8 ile Pazar günü için hesaplanmıştır (Çizelge 4.18).

Çizelge 4.18 : Yaz dönemi 5 nöron ortalama MAPE değerleri.

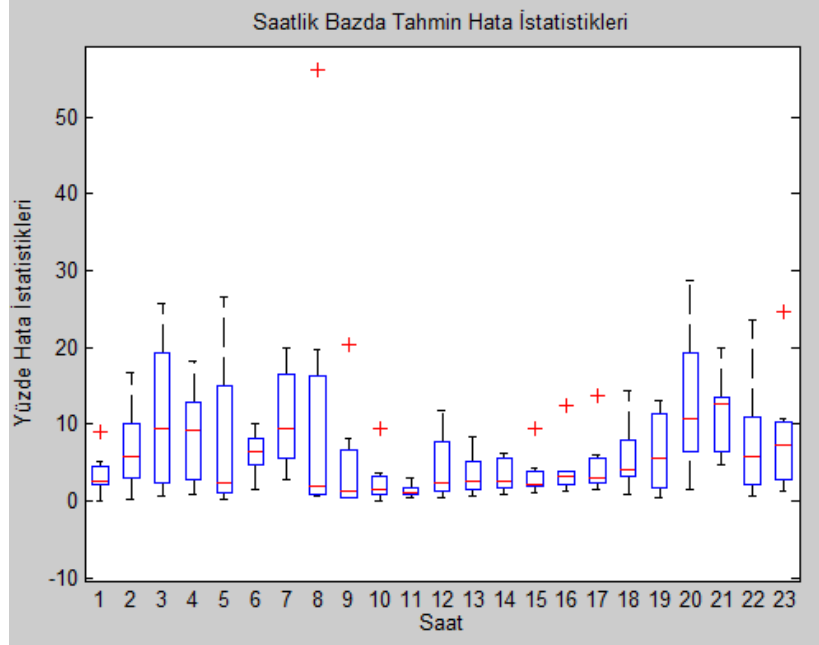
Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
07.07.2014	Pazartesi	%9,3	%5,0
08.07.2014	Salı	%5,2	%2,8
09.07.2014	Çarşamba	%7,0	%6,8
10.07.2014	Perşembe	%5,9	%5,4
11.07.2014	Cuma	%2,2	%0,8
12.07.2014	Cumartesi	%4,7	%2,0
13.07.2014	Pazar	%9,8	%1,7
Ortalama		%6,3	%3,5

Gizli katmanı 7 nöronlu YSA modeli sonuçları

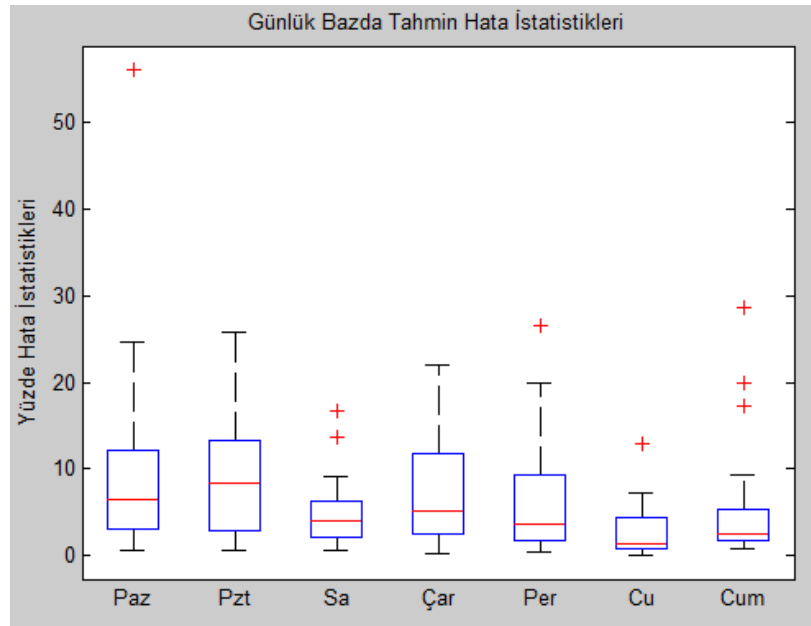
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 7 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.36-38'deki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.36 : Yaz dönemi 7 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.37 : Yaz dönemi 7 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.38 : Yaz dönemi 7 nöron – GBTHİ.

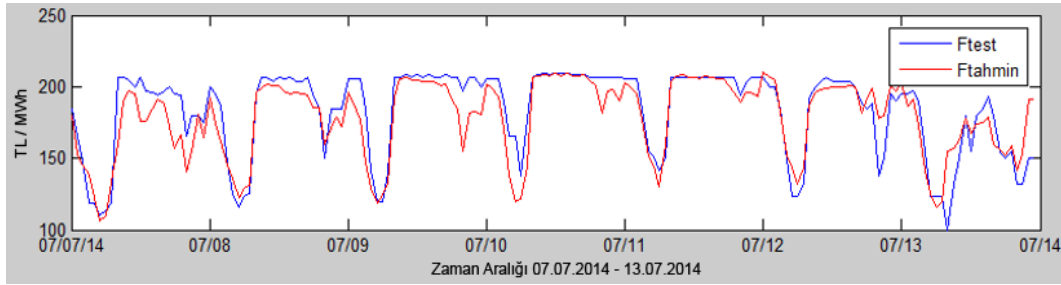
Yaz dönemi için gizli katmanı 7 nöronlu olan YSA modeli sonuçları incelendiğinde, gün tipleri içerisinde Cuma günü hem saatlik ortalama %2,6'lık hem de günlük ortalama %1,7'lik değerler ile en düşük MAPE'ye sahiptir (Çizelge 4.19).

Çizelge 4.19 : Yaz dönemi 7 nöron ortalama MAPE değerleri.

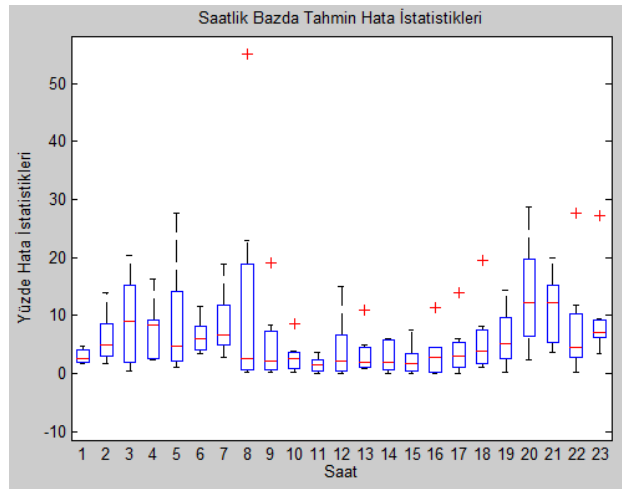
Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
07.07.2014	Pazartesi	%9,0	%3,9
08.07.2014	Salı	%4,9	%3,9
09.07.2014	Çarşamba	%7,5	%7,4
10.07.2014	Perşembe	%6,3	%5,9
11.07.2014	Cuma	%2,6	%1,7
12.07.2014	Cumartesi	%5,4	%2,9
13.07.2014	Pazar	%10,4	%1,9
Ortalama		%6,6	%3,9

Gizli katmanı 9 nöronlu olan YSA modeli sonuçları

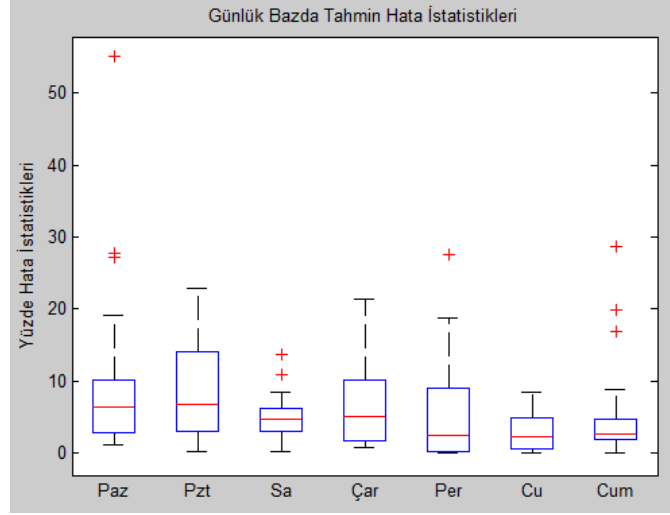
YSA modelinin gizli katmanı içerisindeki nöron sayısı 9 olarak belirlendiğinde F_{tahmin} 'e ilişkin Şekil 4.39-41'deki sonuçlar elde edilmiştir.



Şekil 4.39 : Yaz dönemi 9 nöron - F_{test} ve F_{tahmin} karşılaştırması.



Şekil 4.40 : Yaz dönemi 9 nöron – SBTHİ.



Şekil 4.41 : Yaz dönemi 9 nöron – GBTHİ.

Yaz dönemi için gizli katmanı 9 nöronlu olan YSA modeli sonuçları incelendiğinde, gün tipleri içerisinde yine Cuma günü hem saatlik ortalama %2,8’lik hem de günlük ortalama %2,1’lik değerler ile en düşük MAPE’ye sahiptir (Çizelge 4.20).

Çizelge 4.20 : Yaz dönemi 9 nöron ortalama MAPE değerleri.

Tarih	Gün	Saatlik Ortalama MAPE	Günlük Ortalama MAPE
07.07.2014	Pazartesi	%8,7	%7,1
08.07.2014	Salı	%5,0	%3,1
09.07.2014	Çarşamba	%6,8	%6,7
10.07.2014	Perşembe	%5,5	%5,0
11.07.2014	Cuma	%2,8	%2,1
12.07.2014	Cumartesi	%5,4	%2,6
13.07.2014	Pazar	%10,1	%3,3
Ortalama		%6,3	%4,3

Yaz dönemi için gizli katmanları 3, 5, 7 ve 9 nöronlu olan YSA modellerinin saatlik ortalama MAPE değerleri Çizelge 4.21’de toplu olarak gösterilmektedir. Bu verilere göre, çok büyük farklar olmamasına rağmen, saatlik değerlendirmede genel ortalama olarak gizli katmanı 7 nöronlu olan YSA modeli %6,6 ile en yüksek saatlik ortalama MAPE değerine sahiptir. Gün tiplerine karşılık nöron sayıları karşılaştırıldığında, her nöronun belli bir gün tipinde en iyi MAPE değerine sahip olabildiği görülebilmektedir. Genel olarak ortalama saatlik MAPE değerlerinde ise 5 ve 9 nöronlu olan YSA modelleri %6,3 ile en iyi değere sahiptir.

Çizelge 4.21 : Yaz dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron – saatlik ortalama MAPE değerleri.

Saatlik Ortalama MAPE					
Tarih	Gün	3 Nöron	5 Nöron	7 Nöron	9 Nöron
07.07.2014	Pazartesi	%10,1	%9,3	%9,0	%8,7
08.07.2014	Salı	%4,9	%5,2	%4,9	%5,0
09.07.2014	Çarşamba	%6,8	%7,0	%7,5	%6,8
10.07.2014	Perşembe	%5,1	%5,9	%6,3	%5,5
11.07.2014	Cuma	%3,1	%2,2	%2,6	%2,8
12.07.2014	Cumartesi	%5,4	%4,7	%5,4	%5,4
13.07.2014	Pazar	%10,1	%9,8	%10,4	%10,1
Ortalama		%6,5	%6,3	%6,6	%6,3

Yaz dönemi için gizli katmanları 3, 5, 7 ve 9 nöronlu olan YSA modellerinin günlük ortalama MAPE değerleri ise Çizelge 4.22’de toplu olarak verilmektedir. Bu veriler incelendiğinde, yine çok büyük farklılık olmamasına rağmen gün tipinden bağımsız olarak genel günlük değerlendirmede gizli katmanı 9 nöronlu olan YSA modeli için %4,3 ile en yüksek MAPE değeri hesaplanmaktadır. En düşük ortalama MAPE değeri ise %3,5 ile gizli katmanı 5 nöronlu olan YSA modeli için bulunmuştur.

Çizelge 4.22 : Yaz dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron günlük ortalama MAPE değerleri.

Günlük Ortalama MAPE					
Tarih	Gün	3 Nöron	5 Nöron	7 Nöron	9 Nöron
07.07.2014	Pazartesi	%5,0	%5,0	%3,9	%7,1
08.07.2014	Salı	%3,5	%2,8	%3,9	%3,1
09.07.2014	Çarşamba	%6,5	%6,8	%7,4	%6,7
10.07.2014	Perşembe	%4,5	%5,4	%5,9	%5,0
11.07.2014	Cuma	%2,7	%0,8	%1,7	%2,1
12.07.2014	Cumartesi	%2,6	%2,0	%2,9	%2,6
13.07.2014	Pazar	%2,1	%1,7	%1,9	%3,3
Ortalama		%3,8	%3,5	%3,9	%4,3

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

4628 no'lu kanunun yol göstereciliği ile 2001 yılından itibaren Türkiye Elektrik Piyasası (TEP) serbestleşen piyasa sürecine girmiştir. Bu kapsamda özelleşen ve serbestleşen piyasada; şeffaflığın ön planda olduğu, yatırımcılara doğru Referans Fiyatı gösterebilme kabiliyetine sahip bir piyasanın yapılandırılması hedeflenmiştir.

14 yılda ulaşılan duruma bakıldığında, TEP'in piyasa yapısı olarak bir çok aşamada gelişme gösterdiği görülmektedir. Ancak teknik altyapı ve regülasyon kısıtlarından kaynaklanan süreçler sebebiyle tam anlamıyla oturmuş bir piyasa yapısına henüz kavuşamayan TEP, hala gelişimini devam ettirmektedir.

TEP içindeki piyasa yapıları incelenip ulaşılabilecek veriler dikkate alınarak, tez çalışması kapsamında Gün Öncesi Piyasası (GÖP) Piyasa Takas Fiyatı (PTF) tahminlemesi gerçekleştirilmiştir. Referans Fiyat (RF), kavram olarak TEP içerisindeki PTF'ye karşılık gelmektedir. Bu nedenle, TEP'teki tüm piyasa katılımcıları için PTF değerlerindeki değişim, ticari faaliyetleri açısından birincil derecede önem arz eden bir kavramdır. Şu anki mevcut koşulda diğer bir piyasa yapısı olan Dengeleme Güç Piyasası (DGP), yan hizmetler kapsamında içerisinde barındırdığı kısıt talimatları nedeniyle GÖP'e göre daha karmaşık bir sistem yapısına sahiptir. TEP'de özellikle elektrik üretim santrallerinin davranışları ve bu santrallere ait programlı veya programsız bakım-arıza detayları anlık olarak bilgi paylaşımına tam anlamıyla sunulamamaktadır. Bu nedenle piyasa yapısı ve veri kalitesi açısından istenilen noktaya ulaşamamış Türkiye Elektrik Piyasası yapısı için DGP'de oluşan Sistem Marjinal Fiyatı'nın (SMF) tahmin çalışmasını gerçekleştirmek zordur.

Bu tez çalışması kapsamında gerçekleştirilen RF tahmin uygulamasına, mevcut TEP yapısındaki veri kalitesi ve ulaşılabilirlik kısıtları nedeniyle, PTF'yi belirleyen elektrik üretim ve tüketim değerleri dahil edilememiştir. Bu veriler yerine çalışmada, PMUM tarafından saatlik bazda günlük olarak açıklanan ve arz-talep dengesi sonucunda oluşan nihai PTF değerleri kullanılmıştır.

Referans Fiyat için kritik iki mevsim olan Kış ve Yaz dönemlerine ait birer hafta örneklem olarak seçilerek tahmin uygulaması gerçekleştirilmiştir. Ocak 2012-Temmuz 2014 dönem aralığının eğitim ve test veri seti olarak kullanıldığı çalışmada, performans kriteri olarak MAPE değerleri hesaplanmıştır. Kış döneminde saatlik ortalama %4,7 MAPE değeri ile gizli katmanı 7 ve 9 nöronlu YSA modellerinin, Yaz döneminde ise saatlik ortalama %6,3 MAPE değeri ile gizli katmanı 5 ve 9 nöronlu olan YSA modellerinin en düşük hata oranına sahip oldukları görülmüştür.

Çizelge 5.1’de Kış ve Yaz dönemleri birlikte değerlendirildiğinde Kış döneminde Cuma ve Cumartesi günleri dışındaki gün tiplerinde tüm nöronlar için Yaz dönemine göre RF’nin daha doğru tahminlenebildiği görülmektedir.

Çizelge 5.1 : Kış -Yaz dönemi 3, 5, 7 ve 9 nöron saatlik ortalama MAPE değerleri.

Gün Tipi	3 Nöron		5 Nöron		7 Nöron		9 Nöron		Ortalama	
	Kış	Yaz	Kış	Yaz	Kış	Yaz	Kış	Yaz	Kış	Yaz
Pazartesi	%10,1	%10,1	%9,1	%9,3	%8,4	%9,0	%7,0	%8,7	%8,7	%9,3
Salı	%3,6	%4,9	%3,6	%5,2	%2,8	%4,9	%3,3	%5,0	%3,3	%5,0
Çarşamba	%4,0	%6,8	%5,9	%7,0	%4,3	%7,5	%6,5	%6,8	%5,2	%7,0
Perşembe	%4,1	%5,1	%2,8	%5,9	%3,2	%6,3	%3,0	%5,5	%3,3	%5,7
Cuma	%3,8	%3,1	%3,8	%2,2	%3,7	%2,6	%3,0	%2,8	%3,6	%2,7
Cumartesi	%6,4	%5,4	%5,0	%4,7	%5,9	%5,4	%6,3	%5,4	%5,9	%5,2
Pazar	%5,4	%10,1	%4,2	%9,8	%4,9	%10,4	%4,1	%10,1	%4,7	%10,1
Ortalama	%5,3	%6,5	%4,9	%6,3	%4,7	%6,6	%4,7	%6,3	%4,9	%6,4

Kış dönemi için tüm nöron tiplerinde en düşük MAPE değeri %0 ile 9 nöronlu YSA modelinde 09.01.2014 Perşembe günü sabah saat 6 için, en yüksek MAPE değeri ise %38 ile 3 nöronlu YSA modelinde 06.01.2014 Pazartesi günü saat 5 için hesaplanmıştır. Yaz dönemi için tüm nöron tiplerinde en düşük MAPE değeri %0 ile 5 nöronlu YSA modelinde 12.07.2014 Cumartesi günü gece saat 2 için, en yüksek MAPE değeri ise %56 ile 7 nöronlu YSA modelinde 13.07.2014 Pazar günü sabah saat 9 için hesaplanmıştır. Diğer yandan, tüm nöron tiplerinde Kış dönemi için saatlik %4,9 ve günlük %2, Yaz dönemi için saatlik %6,4 ve günlük %3,9 ortalama MAPE değerleri hesaplanmıştır.

Çok büyük farklılıklar olmamasına rağmen, Kış döneminde gizli katmanı 7 ve 9 nöronlu olan YSA modelinin, Yaz döneminde ise gizli katmanı 5 ve 9 nöronlu YSA modellerinin diğer YSA modellerine göre daha iyi sonuçlar verdiği söylenebilir. Bu da, YSA modellerinde nöron sayısı arttırıldıkça gerçekleştirilen tahmin işleminin daha başarılı ve hassas sonuçlar vereceği gibi bir kesin yaklaşımın söz konusu olmadığını göstermektedir. Diğer yandan, Kış ve Yaz mevsimleri için hesaplanan hata değerlerinin farklılığı, mevsimsel faktörlerin Referans Fiyat'ın tahmininde etkili olduğunun belirtisi olup, MAPE değerlerinin artmasına ya da azalmasına neden olabilmektedir.

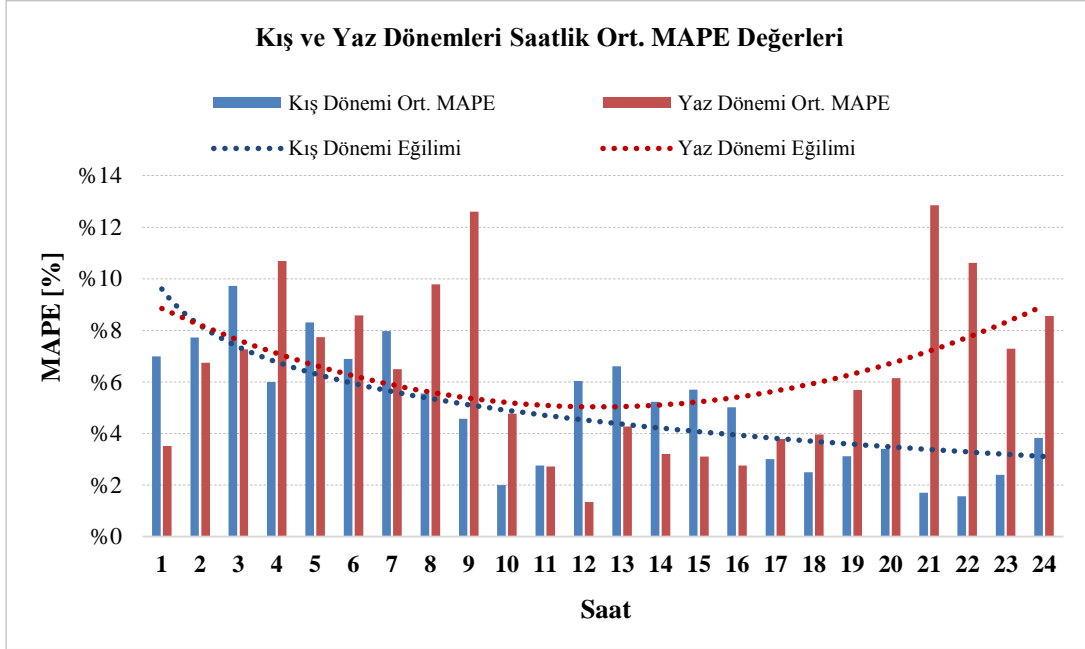
Bununla birlikte, Çizelge 5.2'de YSA modelinin farklı nöron sayılarına karşılık MATLAB programındaki çıktı verme süreleri gösterilmiştir. Kış dönemi için ortalama çıktı verme süresi 31 saniye olarak gerçekleşirken, Yaz dönemi için bu değer 21 saniye olarak gerçekleşmiştir. Yaz döneminde nöron sayısı artışına bağlı olarak çıktı verme süreleri yükselirken, Kış döneminde nöron sayısı artışına paralel olarak çıktı verme sürelerinde yükseliş gözlenmemiştir. Her iki mevsim tipi için nöron sayıları farklı olmasına rağmen gerçekleştirilen uygulamanın performansını etkilemeyen, birbirine yakın çıktı verme süreleri elde edilmiştir. Çıktı verme süresi, çalışma kapsamında kullanılan; matematik model yapısı, veri yoğunluğu, program ve bilgisayarın performansına göre artış veya azalış gösterebilecektir.

Çizelge 5.2 : YSA modeli uygulama süreleri (sn).

Uygulama Süresi [sn]	Kış Dönemi	Yaz Dönemi
3 Nöron	31	13
5 Nöron	35	21
7 Nöron	22	24
9 Nöron	29	26
Ortalama	31	21

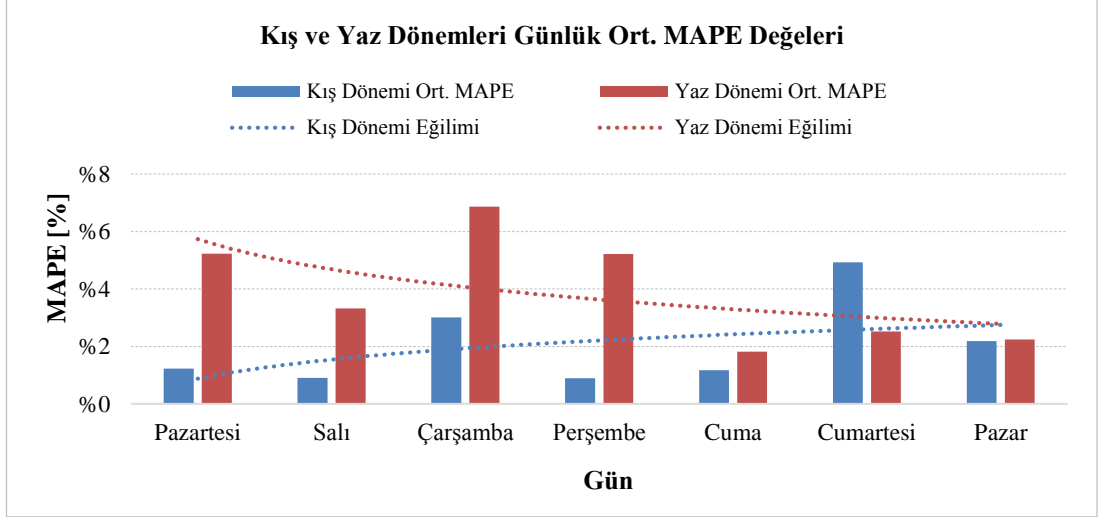
Şekil 5.1'de Kış ve Yaz dönemlerine ait saatlik ortalama MAPE değerleri görülmektedir. Her iki mevsim tipinde tahmin sonuçlarına ait MAPE değerleri gün içindeki 24 saatlik zaman diliminde farklı eğilim gösterebilmektedir. Ortalama MAPE eğilimi, Kış döneminde %10'un ve Yaz döneminde ise %13'ün altında kalmaktadır. Diğer yandan, her iki mevsim tipinde de MAPE değerleri, gün içerisinde farklı saat aralıklarına göre değişebilmektedir. Özellikle öğle saatlerinde

Kış ve Yaz dönemi için düşük MAPE değerleri hesaplanmıştır. Bu durum göz önüne alındığında, gelecek çalışmalarda gün içerisindeki zaman aralıkları için farklı tipteki YSA modelleri geliştirilebilir.



Şekil 5.1 : Kış ve Yaz dönemleri saatlik ortalama MAPE değerleri.

Şekil 5.2’de Kış ve Yaz dönemlerine ait günlük ortalama MAPE değerleri görülmektedir. Saatlik analizde olduğu gibi günlük analizde de her iki mevsime ait MAPE değerleri hafta içerisinde farklı eğilimler gösterebilmektedir. Ortalama MAPE eğilimi, Kış döneminde %4,9’un, Yaz döneminde ise %6,9’un altında kalmaktadır. Diğer yandan, her iki mevsim tipinde de MAPE değerleri, hafta içerisinde farklı gün aralıklarına göre değişebilmektedir. Özellikle Kış döneminde, günlük ortalama MAPE değeri; Pazartesi, Salı, Perşembe ve Cuma günleri için %1,2’nin altında kalırken, diğer günlerde bu değer üzerinde bir MAPE değeri hesaplanmıştır. Buna karşılık Yaz döneminde; Cuma, Cumartesi ve Pazar günlerine ait günlük ortalama MAPE değeri %2,5’in altında kalırken, diğer günlerde bu değer üzerinde bir MAPE değeri hesaplanmıştır. Bu durum göz önüne alındığında, gelecek çalışmalarda her gün tipine özgü farklı YSA modelleri geliştirilebilir.



Şekil 5.2 : Kış ve Yaz dönemleri günlük ortalama MAPE değerleri.

Şekil 5.1 ve 5.2'deki veriler göz önüne alındığında, saatlik analizin günlük analize göre daha yüksek MAPE sonuçları verdiği görülmektedir. Bunun temel sebebi, saatlik analizde daha detaylı bir hesaplama gerçekleştirilmesidir. Elektrik piyasasında saatlik analizde elde edilecek başarı, günlük analizde elde edilecek başarıdan daha önemlidir. Günlük ortalama MAPE değerleri, piyasa katılımcılarına Referans Fiyat konusunda genel bir öngörü sunsa da, özellikle elektrik piyasalarının saatlik olarak uzlaştırıldığı ve finansal sonuçların da bu kapsamda değerlendirildiği düşünülürse, piyasa katılımcısı olan şirketler için Referans Fiyat değerlerinin saatlik olarak gerçek değerine en yakın şekilde tahmin edilebilmesi daha kritik bir öneme sahiptir.

Hesaplanan MAPE değerlerinde görülen sapmaların nedenleri ise şu şekilde açıklanabilir:

- a) Gün Öncesi Piyasası'nda her bir saat için ulusal bazda tek bir fiyat belirlenmesine rağmen bu fiyata bölgesel faktörler etki edebilmektedir. Tez kapsamında veri seti olarak kullanılan PTF değerleri ile gerçekleşmiş bölgesel kısıtlar tam anlamıyla analiz edilememiştir.
- b) Veri seti olarak kullanılan PTF değerleri oluşumunda, kaynak ve kuruluş bazlı elektrik üretim santrallerine ait saatlik üretim verileri ile birlikte, bu santrallerin anlık arıza-bakım süresi ve kayıtları matematiksel modele yansıtılmamıştır.
- c) Gerçekçi veriler, kullanılan matematik modele yansıtılsa dahi, elektrik enerjisi işletiminde düzenleyici yapının yüksek oranda etkisi var olacaktır.

Tüm bu nedenler, elektrik piyasası Referans Fiyat tahmininde MAPE sonuçlarının belli bir seviyenin altına inememesine neden olmaktadır.

Türkiye Elektrik Piyasası üzerine yapılmış daha önceki akademik çalışmalarda da MAPE değerlerinde benzer sonuçlarla karşılaşılmaktadır. Kölmek ve Navruz (2013) tarafından GÖP Piyasa Takas Fiyatı üzerine gerçekleştirilen kısa dönemli tahmin çalışmasında YSA ile haftalık %14,15, Özgüner (2012) tarafından gerçekleştirilen çalışmada ise; Kış mevsimi için %6,13 ve Yaz mevsimi için %7,97 ortalama MAPE değerlerine ulaşılmıştır [63,64]. Bu tez kapsamında ise, Kış dönemi için saatlik %4,9 ve günlük %2, Yaz dönemi için saatlik %6,4 ve günlük %3,9 ortalama MAPE değerleri hesaplanmıştır. Tez kapsamında gerçekleştirilen uygulamalar daha önceki akademik çalışmalarla karşılaştırıldığında, TEP Referans Fiyat'ı için benzer hatta daha başarılı sonuçların elde edilebileceği söylenebilir. Gelecek çalışmalarda, tahmin grupları mevsim, ay, hafta, gün ve saat bazında ayrı ayrı modellenip, uygun eğitim setleri kurgulanıp, farklı nöron sayıları ile test edilerek, YSA ile elde edilen sonuçların iyileştirilebilmesi için daha kapsamlı analizlerin yapılması, sonuçların kabul edilebilirliğini arttıracaktır.

Bugünkü TEP yapısında bulunan piyasa iştirakçilerinin, Gün Öncesi Piyasası içinde var olan kalemler ve elektrik talep-tahmin dengesizliğinden kaynaklanan mali yükümlülükler başta olmak üzere, saatlik bazda katlanmak zorunda oldukları uzlaştırma sonuçları söz konusudur. Bu bağlamda, yatırımcı taraftaki elektrik piyasası üretim veya tedarik şirketlerinin piyasa yapısı içindeki yakın geleceğe ilişkin ticari operasyonlarını doğru bir şekilde yönetebilmeleri için, Referans Fiyat tahmin çalışmaları yapmaları gerekmektedir. Önümüzdeki dönemlerde, TEP yeni yapılanmalara yönelecektir. Özellikle yakın gelecekte aktifleşecek Enerji Piyasaları Anonim Şirketi (EPIAŞ) ile hayata geçecek enerji borsası kavramı, Gün İçi Piyasası (GİP) ile arz-talep mekanizması işlerliğinin daha kontrollü olduğu bir yapı ve Borsa İstanbul kapsamında işlem hacminin yüksek miktarlara çıkacağı Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmeleri (BYEVİS) ile Türkiye Elektrik Piyasasının serbestleşme yolunda daha güçlü ve dinamik bir yapı halini alması beklenmektedir. Bu gelişmeler doğrultusunda ihtiyaç duyulacağı düşünülerek bu tez kapsamında gerçekleştirilen çalışma, yatırımcılara Yapay Sinir Ağları ile TEP'de haftalık baz gibi kısa dönemli ticari faaliyetleri için yön gösterici Referans Fiyat tahmin sonuçları elde edilebileceğini göstermektedir.

KAYNAKLAR

- [1] **Elsevier**. *Elsevier Scopus veritabanı hakkında*. Alındığı tarih: 23.02.2015, adres: <<http://goo.gl/sp5SOt>>
- [2] **Weron, R.** (2014). Electricity Price Forecasting: A review of the state of the art with a look into the future, *International Journal of Forecasting*, **30**, 1030-1081.
- [3] **Chogumaira, E.N. ve Hiyama, T.** (2011). Short-Term Electricity Price Forecasting Using a Combination of Neural Networks and Fuzzy Interface, *Energy and Power Engineering*, **3**, 9-16.
- [4] **Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M.** (2007). Short-Term Electricity Price Forecasting in A Competitive Market: A Neural Network Approach, *Electric Power Systems Research*, **77**, 1297-1304.
- [5] **Yan, X. ve Chowdhury, N.A.** (2013). Mid-term Electricity Market Clearing Price Forecasting: A Hybrid LSSVM and ARMAX Approach, *Electrical Power and Energy Systems*, **53**, 20-26.
- [6] **Vehvilainen, I. ve Pyykkönen, T.** (2005). Stochastic factor model for electricity spot price: the case of the Nordic market, *Energy Economics*, **27**, 351-367.
- [7] **Gao, F., Guan, X., Cao, X.R., Papalexopoulos, A.** (2000). Forecasting power market clearing price and quantity using neural network method, *Proceedings of the IEEE power engineering society summer meeting*, **4**, 2183-88.
- [8] **Martos, C., Rodríguez, J., Sánchez, M. J.** (2011). Forecasting electricity prices and their volatilities using Unobserved Components, *Energy Economics*, **33**, 1227-1239.
- [9] **BTS** (2015). Büyük Türkçe Sözlük, *Türk Dil kurumu*, Ankara.
- [10] **Weron, R. ve Misiorek, A.** (2008). Forecasting Spot Electricity Prices: A Comparison of Parametric and Semiparametric Time Series Models, *International Journal of Forecasting*, **24**, 744-763.
- [11] **Weber, A. T.** (2012). Price Theory in Economics, *The Oxford Handbook of Pricing Management* (Sf. 1-2). Oxford University Press.
- [12] **BSTS** (2015). İktisat Terimleri Sözlüğü, *Türk Dil Kurumu*, Ankara.
- [13] **Stoft, S.** (2002). Power System Economics: Designing markets for Electricity, *Pricing Power, Energy and Capacity* (Sf. 30-39). Wiley-IEEE Press.
- [14] **Karahan, M.B., Dorsman, A., Gök, T.** (2014). Financial Aspects in Energy: A European Perspective, *Financial Aspects in Energy: A European Perspective* (Sf. 11-19). Springer-Verlag.

- [15] **Bölük, G.** (2010). Türkiye Elektrik Piyasasında Düzenleyici Reform ve Performans, *Rekabet Ekonomisi ve Politikası Sempozyumu*. Alındığı tarih: 09.02.2015, adres: <<http://goo.gl/BCZQ50>>
- [16] **An Energy Policy for Europe.** *Avrupa için enerji politikası metni*. Alındığı tarih: 10.02.2015, adres: <<http://goo.gl/ezrwOz>>
- [17] **Vatenfall.** *The Common European Energy Market Report*, Alındığı tarih: 10.02.2015, adres: <<http://goo.gl/g0I2yk>>
- [18] **OECD.** *Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü hakkında*. Alındığı tarih: 12.02.2015, adres: <<http://goo.gl/rMk7sF>>
- [19] **Store Poject.** *Project of Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy: European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure*. Alındığı tarih: 10.02.2015, adres: <<http://goo.gl/HgrNbo>>
- [20] **CEER.** *Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi hakkında*. Alındığı tarih: 12.02.2015, adres: <<http://goo.gl/pD8am4>>
- [21] **ERI.** *Bölgesel Elektrik Girişimi hakkında*. Alındığı tarih: 12.02.2015, adres: <<http://goo.gl/4C6GEi>>
- [22] **European Union.** *Internal market in electrity*. Alındığı tarih: 12.02.2015, adres: <<http://goo.gl/GBHZTo>>
- [23] **ACER.** *Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı Misyon ve Hedefleri*. Alındığı tarih: 15.02.2015, adres: <<http://goo.gl/vGsfCW>>
- [24] **ENTSO-E.** *Avrupa Elektrik İletim Ağı Sistem İşletmecileri Misyonu ve Vizyonu*. Alındığı tarih: 15.02.2015, adres: <<http://goo.gl/nFfQuE>>
- [25] **ENTSO-E.** *Avrupa Elektrik İletim Ağı Sistem İşletmecileri üye devletler listesi*. Alındığı tarih: 15.02.2015, adres: <<http://goo.gl/GrcnRg>>
- [26] **European Commission.** *2030 Climate And Energy Goals For A Competitive, Secure and Low-Carbon EU Economy*. Alındığı tarih: 15.02.2015, adres: <<http://goo.gl/9NBhKA>>
- [27] **TEİAŞ.** *Türkiye Elektrik Enerjisi Gelişiminin Kısa Tarihi*. Alındığı tarih: 16.02.2015, adres: <<http://goo.gl/qwBg84>>
- [28] **TEDAŞ.** *Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi hakkında*. Alındığı tarih: 16.02.2015, adres: <<http://goo.gl/7uJAaU>>
- [29] **TETAŞ.** *2013 Yılı Sektör Raporu*. Alındığı tarih: 16.02.2015, adres: <<http://goo.gl/qIPwn2>>
- [30] **EÜAŞ.** *Elektrik Üretim Anonim Şirketi hakkında*. Alındığı tarih: 16.02.2015, adres: <<http://goo.gl/nR4ht1>>
- [31] **TETAŞ.** *Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi hakkında*. Alındığı tarih: 16.02.2015, adres: <<http://goo.gl/KRo92j>>
- [32] **EPDK'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun** (2001). T.C. Resmi Gazete, No: 24335 Mük., tarih: 20 Şubat 2001.
- [33] **TEDAŞ.** *Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi 2012 Yıllık Raporu*. Alındığı tarih: 16.02.2015, adres: <<http://goo.gl/4dCrr1>>

- [34] **Rekabet Kurumu.** *Rekabet Kurumu Elektrik Toptan Satış ve Perakende Satış Sektör Araştırması.* Alındığı tarih: 19.02.2015, adres: <<http://goo.gl/X7QMGu>>
- [35] **European Commission** (2014). *European Commission Staff Working Document: Energy prices and cost report.* Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/rTQQZh>>
- [36] **OSCOGEN.** *Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence.* Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/D96lgp>>
- [37] **PMUM.** *Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi Gün Öncesi Piyasası hakkında.* Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/oD97QW>>
- [38] **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği** (2009). T.C. Resmi Gazete, No: 27200, tarih: 14 Nisan 2009.
- [39] **Mazengia, D.H.** (2008). *Forecasting Spot Electricity Market Prices Using Time Series Models,* (yüksek lisans tezi), Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden.
- [40] **Kännö, J.** (2013). *A Short-Term Price Forecast Model for The Nordic Electricity Markets,* (yüksek lisans tezi), Aalto University School of Science, Helsinki, Finland.
- [41] **Kuhn, M. ve Johnson, K.** (2013). Applied Predictive Modeling, *Neural Networks* (Sf. 141). Springer.
- [42] **Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z.** (2002). Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management, *Introduction to ANN* (Sf. 25). Wiley-IEEE Press.
- [43] **Krenker, A., Bešter, J., Kos, A.** (2002). Artificial Neural Networks - Methodological Advances and Biomedical Applications: Introduction to the Artificial Neural Networks, Alındığı tarih: 22.02.2015, adres: <<http://goo.gl/JtrS9M>>
- [44] **Lippmann, R.P.** (1987). An Introduction to Computing with Neural Nets, *IEEE ASSP Magazine*, **4**, 15-17.
- [45] **Peak, J.E.** (1991). *Neural Network Methodologies and their Potential Application to Cloud Pattern Recognition.* Alındığı tarih: 23.02.2015, adres: <<http://goo.gl/5SJmNf>>
- [46] **Yu, H. ve Wilamowski, B.M.** (2011). “Levenberg–Marquardt Training” Industrial Electronics Handbook, *Intelligent System, 2nd Edition*, **5**, 12-1-12-15.
- [47] **Sapna, S., Tamilarasi, A., Kumar, M.P.** (2012). Backpropagation Learning Algorithm Based on Levenberg Marquardt Algorithm Networks, *Computer Science & Information Technology.* Alındığı tarih: 05.04.2015, adres: <<http://goo.gl/32jHIk>>
- [48] **The Categories of Neural Network Learning Rules** (2015). *YSA öğrenme tipleri.* Alındığı tarih: 22.02.2015, adres: <<http://goo.gl/60l26Q>>
- [49] **TEİAŞ.** *Yük Tevzi Raporları: Aylık Türkiye Kurulu Gücü.* Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/Pndkgw>>

- [50] **Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik** (2013). T.C. Resmi Gazete, No: 28782, tarih: 1 Ekim 2013.
- [51] **EPDK**. *2014 ve 2015 Yılları Nihai YEK Listeleri*. Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/nJdyuJ>>
- [52] **TEİAŞ**. *2013 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu*. Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/JMpJiR>>
- [53] **TEİAŞ**. *Günlük İşletme Raporu ve Alınabilir Güç Değerleri - Aylık İşletme Faaliyet Raporu*. Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/6NxyUH>>
- [54] **EÜAŞ**. *Kurulu Güç ve Üretim Değerleri*. Alındığı tarih: 17.02.2015, adres: <<http://goo.gl/Dskelb>>
- [55] **Sarısoy, S.** (2010). Düzenleyici Devlet ve Regülasyon Uygulamalarının Etkinliği Üzerine Tartışmalar, *Maliye Dergisi*, **159**, 278-298.
- [56] **TEİAŞ**. *2014 Yılı Aylık İşletme Faaliyetleri Raporu*. Alındığı tarih: 22.01.2015, adres: <<http://goo.gl/HhmhkE>>
- [57] **TEDAŞ**. *Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri 2013 Kitabı, Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi*, Ankara.
- [58] **PMUM**. *2010-2014 Yılları Arası Piyasa Takas Fiyatları*. Alındığı tarih: 19.02.2015, adres: <<http://goo.gl/4dHROX>>
- [59] **Perakende Satış Tarifesi Usul Ve Esasları** (2004). T.C. Resmi Gazete, No: 25347, tarih: 15 Ocak 2004.
- [60] **Anbarasi ve diğ.** (2011). Outlier Detection for Multidimensional Medical Data, *International Journal of Computer Science and Information Technologies*, **2(1)**, 512-516.
- [61] **Dorofki, M., Elshafie, A.H., Jaafar, O., Karim, O.A., Mastura, S.** (2012). Comparison of Artificial Neural Network Transfer Functions Abilities to Simulate Extreme Runoff Data, *International Conference on Environment, Energy and Biotechnology IPCBEE*, **33**, 39-44.
- [62] **Makridakis, S. ve Hibon, M.** (1995). *Evaluating Accuracy (Or Error) Measures*, INSEAD Business School, Fontainebleau, France. Alındığı tarih: 12.04.2015, adres: <<http://goo.gl/Qfu9st>>
- [63] **Kölmek, M.A. ve Navruz, İ.** (2013). Forecasting The Day-Ahead Price in Electricity Balancing And Settlement Market of Turkey by Using Artificial Neural Networks, *Turk J Elec Eng & Comp Sci*, **23**, 841-852.
- [64] **Özgüner, E.** (2012). *Short Term Electricity Price Forecasting in Turkish Electricity Market*, (yüksek lisans tezi), Middle East Technical University, Ankara, Turkey.

EKLER

EK A: Kış mevsimi test veri seti.

EK B: Yaz mevsimi test veri seti.

EK A

Çizelge A.1 : Kış mevsimi test veri seti.

Tarih	PTF	Tarih	PTF	Tarih	PTF
06.01.14 00:00	141,95	08.01.14 08:00	194,99	10.01.14 16:00	194,99
06.01.14 01:00	139,91	08.01.14 09:00	195,99	10.01.14 17:00	195
06.01.14 02:00	113,97	08.01.14 10:00	195	10.01.14 18:00	194,99
06.01.14 03:00	109,99	08.01.14 11:00	194,99	10.01.14 19:00	194,99
06.01.14 04:00	95,01	08.01.14 12:00	174,41	10.01.14 20:00	190,02
06.01.14 05:00	112	08.01.14 13:00	179,87	10.01.14 21:00	180,08
06.01.14 06:00	139,91	08.01.14 14:00	179,87	10.01.14 22:00	194,99
06.01.14 07:00	141,95	08.01.14 15:00	179,88	10.01.14 23:00	180,01
06.01.14 08:00	184,71	08.01.14 16:00	193,88	11.01.14 00:00	178,88
06.01.14 09:00	194,99	08.01.14 17:00	194,99	11.01.14 01:00	160
06.01.14 10:00	195	08.01.14 18:00	185,16	11.01.14 02:00	158,95
06.01.14 11:00	195	08.01.14 19:00	194,42	11.01.14 03:00	128
06.01.14 12:00	190,01	08.01.14 20:00	185	11.01.14 04:00	128
06.01.14 13:00	191,88	08.01.14 21:00	180,01	11.01.14 05:00	130
06.01.14 14:00	194,99	08.01.14 22:00	185,15	11.01.14 06:00	158,95
06.01.14 15:00	193	08.01.14 23:00	170	11.01.14 07:00	158,94
06.01.14 16:00	195	09.01.14 00:00	149,96	11.01.14 08:00	178,87
06.01.14 17:00	195	09.01.14 01:00	139,98	11.01.14 09:00	194,99
06.01.14 18:00	190,02	09.01.14 02:00	128	11.01.14 10:00	195,99
06.01.14 19:00	194,99	09.01.14 03:00	123,99	11.01.14 11:00	195
06.01.14 20:00	186	09.01.14 04:00	123,99	11.01.14 12:00	195
06.01.14 21:00	180,16	09.01.14 05:00	127,99	11.01.14 13:00	195
06.01.14 22:00	183,88	09.01.14 06:00	139,98	11.01.14 14:00	194,99
06.01.14 23:00	157	09.01.14 07:00	152,99	11.01.14 15:00	194,99
07.01.14 00:00	152	09.01.14 08:00	194,99	11.01.14 16:00	195
07.01.14 01:00	141,95	09.01.14 09:00	195	11.01.14 17:00	190,01
07.01.14 02:00	128	09.01.14 10:00	195	11.01.14 18:00	184,15
07.01.14 03:00	122,99	09.01.14 11:00	194,99	11.01.14 19:00	178,12
07.01.14 04:00	122,99	09.01.14 12:00	174,42	11.01.14 20:00	180
07.01.14 05:00	123	09.01.14 13:00	178,87	11.01.14 21:00	178,87
07.01.14 06:00	147,98	09.01.14 14:00	178,88	11.01.14 22:00	190,01
07.01.14 07:00	162,94	09.01.14 15:00	178,88	11.01.14 23:00	178,88
07.01.14 08:00	194,99	09.01.14 16:00	194,83	12.01.14 00:00	178,87
07.01.14 09:00	194,99	09.01.14 17:00	195	12.01.14 01:00	155,21
07.01.14 10:00	195	09.01.14 18:00	190,02	12.01.14 02:00	135
07.01.14 11:00	195	09.01.14 19:00	190,01	12.01.14 03:00	119,97
07.01.14 12:00	184,6	09.01.14 20:00	190	12.01.14 04:00	119,91
07.01.14 13:00	194,85	09.01.14 21:00	179,84	12.01.14 05:00	127,99
07.01.14 14:00	194,84	09.01.14 22:00	190,01	12.01.14 06:00	128
07.01.14 15:00	194,84	09.01.14 23:00	178,87	12.01.14 07:00	127,99
07.01.14 16:00	195	10.01.14 00:00	158,94	12.01.14 08:00	127,99
07.01.14 17:00	195	10.01.14 01:00	134,99	12.01.14 09:00	160
07.01.14 18:00	194,85	10.01.14 02:00	124	12.01.14 10:00	159,99
07.01.14 19:00	195	10.01.14 03:00	123,99	12.01.14 11:00	149,94
07.01.14 20:00	190,69	10.01.14 04:00	123,99	12.01.14 12:00	159,99
07.01.14 21:00	179,88	10.01.14 05:00	127,99	12.01.14 13:00	160
07.01.14 22:00	179,88	10.01.14 06:00	141,95	12.01.14 14:00	157,99
07.01.14 23:00	156,99	10.01.14 07:00	160	12.01.14 15:00	159,99
08.01.14 00:00	149,99	10.01.14 08:00	195	12.01.14 16:00	178,88
08.01.14 01:00	137,01	10.01.14 09:00	194,99	12.01.14 17:00	180,01
08.01.14 02:00	127,99	10.01.14 10:00	194,99	12.01.14 18:00	181,99
08.01.14 03:00	111,99	10.01.14 11:00	194,99	12.01.14 19:00	178,88
08.01.14 04:00	111,99	10.01.14 12:00	164,99	12.01.14 20:00	185
08.01.14 05:00	119,99	10.01.14 13:00	189,99	12.01.14 21:00	178,88
08.01.14 06:00	139,97	10.01.14 14:00	190,38	12.01.14 22:00	190
08.01.14 07:00	152,44	10.01.14 15:00	182,88	12.01.14 23:00	178,87

EK B**Çizelge B.1 : Yaz mevsimi test veri seti.**

Tarih	PTF	Tarih	PTF	Tarih	PTF
07.07.14 00:00	185	09.07.14 08:00	206,99	11.07.14 16:00	206,99
07.07.14 01:00	165	09.07.14 09:00	207	11.07.14 17:00	207
07.07.14 02:00	147,89	09.07.14 10:00	207,99	11.07.14 18:00	206,99
07.07.14 03:00	119	09.07.14 11:00	207	11.07.14 19:00	206,99
07.07.14 04:00	118,99	09.07.14 12:00	208	11.07.14 20:00	193,7
07.07.14 05:00	109,89	09.07.14 13:00	207	11.07.14 21:00	202,61
07.07.14 06:00	113,82	09.07.14 14:00	207,99	11.07.14 22:00	206,99
07.07.14 07:00	118,99	09.07.14 15:00	207	11.07.14 23:00	206,99
07.07.14 08:00	206,99	09.07.14 16:00	207	12.07.14 00:00	206,99
07.07.14 09:00	206,99	09.07.14 17:00	207,99	12.07.14 01:00	199,99
07.07.14 10:00	204,53	09.07.14 18:00	207	12.07.14 02:00	199,99
07.07.14 11:00	199,71	09.07.14 19:00	206,99	12.07.14 03:00	184,8
07.07.14 12:00	206,99	09.07.14 20:00	197,11	12.07.14 04:00	148,67
07.07.14 13:00	196,84	09.07.14 21:00	206,99	12.07.14 05:00	123
07.07.14 14:00	196,12	09.07.14 22:00	206,99	12.07.14 06:00	122,99
07.07.14 15:00	193,99	09.07.14 23:00	200,01	12.07.14 07:00	132
07.07.14 16:00	196,85	10.07.14 00:00	206	12.07.14 08:00	191,72
07.07.14 17:00	199,94	10.07.14 01:00	205,99	12.07.14 09:00	200
07.07.14 18:00	195,01	10.07.14 02:00	205,99	12.07.14 10:00	203,74
07.07.14 19:00	193,99	10.07.14 03:00	190,15	12.07.14 11:00	206,99
07.07.14 20:00	165	10.07.14 04:00	165	12.07.14 12:00	203,74
07.07.14 21:00	180	10.07.14 05:00	164,99	12.07.14 13:00	203,75
07.07.14 22:00	179,99	10.07.14 06:00	138	12.07.14 14:00	203,75
07.07.14 23:00	174,99	10.07.14 07:00	178	12.07.14 15:00	203,75
08.07.14 00:00	200,01	10.07.14 08:00	207	12.07.14 16:00	200
08.07.14 01:00	194,75	10.07.14 09:00	208	12.07.14 17:00	188,16
08.07.14 02:00	187,12	10.07.14 10:00	208,99	12.07.14 18:00	184,99
08.07.14 03:00	145,99	10.07.14 11:00	207,99	12.07.14 19:00	188,15
08.07.14 04:00	124,92	10.07.14 12:00	209	12.07.14 20:00	138
08.07.14 05:00	115,99	10.07.14 13:00	208,99	12.07.14 21:00	149,98
08.07.14 06:00	122,99	10.07.14 14:00	208,99	12.07.14 22:00	195
08.07.14 07:00	125	10.07.14 15:00	208	12.07.14 23:00	189,94
08.07.14 08:00	194,85	10.07.14 16:00	208	13.07.14 00:00	194,74
08.07.14 09:00	206,99	10.07.14 17:00	208	13.07.14 01:00	194,84
08.07.14 10:00	206,99	10.07.14 18:00	207	13.07.14 02:00	197
08.07.14 11:00	203,7	10.07.14 19:00	207	13.07.14 03:00	190,16
08.07.14 12:00	207	10.07.14 20:00	206,99	13.07.14 04:00	155
08.07.14 13:00	206,01	10.07.14 21:00	207	13.07.14 05:00	123
08.07.14 14:00	206,99	10.07.14 22:00	207	13.07.14 06:00	122,99
08.07.14 15:00	203,71	10.07.14 23:00	207	13.07.14 07:00	122,99
08.07.14 16:00	203,7	11.07.14 00:00	206	13.07.14 08:00	100,01
08.07.14 17:00	206,99	11.07.14 01:00	205,99	13.07.14 09:00	132
08.07.14 18:00	194,75	11.07.14 02:00	205,99	13.07.14 10:00	149,99
08.07.14 19:00	185,15	11.07.14 03:00	184,68	13.07.14 11:00	179,99
08.07.14 20:00	149,87	11.07.14 04:00	155	13.07.14 12:00	154,99
08.07.14 21:00	184,99	11.07.14 05:00	150,99	13.07.14 13:00	179,99
08.07.14 22:00	185,01	11.07.14 06:00	141,99	13.07.14 14:00	184,74
08.07.14 23:00	185,01	11.07.14 07:00	149,9	13.07.14 15:00	192,68
09.07.14 00:00	206	11.07.14 08:00	206,99	13.07.14 16:00	180
09.07.14 01:00	205,99	11.07.14 09:00	207	13.07.14 17:00	154
09.07.14 02:00	205,99	11.07.14 10:00	207	13.07.14 18:00	150
09.07.14 03:00	185	11.07.14 11:00	206,99	13.07.14 19:00	155
09.07.14 04:00	141,99	11.07.14 12:00	207	13.07.14 20:00	131,99
09.07.14 05:00	119,94	11.07.14 13:00	206,99	13.07.14 21:00	132
09.07.14 06:00	119,98	11.07.14 14:00	206,99	13.07.14 22:00	150
09.07.14 07:00	139,93	11.07.14 15:00	206,99	13.07.14 23:00	149,99

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad : Sercan Yıldız
Doğum Yeri ve Tarihi : Selçuklu – 14.06.1989
E-Posta : srcanyildiz@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2011, Yıldız Teknik Üniversitesi, Makine Fakültesi
Makine Müh.
- **Yükseklisans** : 2015, İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Bilim ve
Teknoloji Anabilim Dalı, Enerji Bilim ve Teknoloji
Programı

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

CLK Enerji Yatırım A.Ş. (Haziran 2014 – Devam Ediyor)

- Ticari Planlama ve Analiz Uzmanı

CLK Boğaziçi Elektrik Perakende Satış A.Ş. (Ağustos 2013 – Haziran 2014)

- Management Trainee