

KADİR HAS ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA TAHMİNLERİN FİYATA ETKİSİ VE
İKİLİ ANLAŞMA KULLANIM MİKTARININ HESAPLANMASI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

GİZEM GAYRETLİ

Aralık, 2016

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA TAHMİNLERİN FİYATA ETKİSİ VE
İKİLİ ANLAŞMA KULLANIM MİKTARININ HESAPLANMASI

GİZEM GAYRETLİ

Finans Mühendisliği Programı'nda Yüksek Lisans derecesi
için gerekli kısmi şartların yerine getirilmesi amacıyla
Fen Bilimleri Enstitüsü'ne
teslim edilmiştir.

KADİR HAS ÜNİVERSİTESİ
Aralık, 2016

KADIR HAS ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA TAHMİNLERİN FİYATA ETKİSİ VE
İKİLİ ANLAŞMA KULLANIM MİKTARININ HESAPLANMASI

GİZEM GAYRETLİ

ONAYLAYANLAR:

Prof. Dr. Ayşe H. Bilge

Danışman

Kadir Has Üniversitesi



Doç. Dr. Ahmet Yücekaya

Eş-Danışman

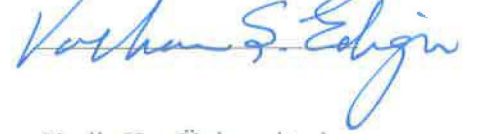
Kadir Has Üniversitesi



Prof. Dr. Volkan Ediger

Jüri Üyesi

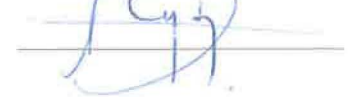
Kadir Has Üniversitesi



Doç. Dr. Mehmet N. Aydın

Jüri Üyesi

Kadir Has Üniversitesi



Yrd. Doç. Gökhan Kırkil

Jüri Üyesi

Kadir Has Üniversitesi



ONAY TARİHİ: 16/01/2017

“Ben, Gizem Gayretli, bu Yüksek Lisans Tezinde sunulan çalışmanın şahsıma ait olduğunu ve başka çalışmalardan yaptığım alıntıların kaynaklarını kurallara uygun biçimde tez içerisinde belirttiğimi onaylıyorum.”

Gizem Gayretli



ÖZET

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA TAHMİNLERİN FİYATA ETKİSİ VE İKİLİ ANLAŞMA KULLANIM MİKTARININ HESAPLANMASI

Gizem Gayretli

Finans Mühendisliği, Yüksek Lisans

Danışman: Prof. Dr. Ayşe H. Bilge

Aralık, 2016

Özet: EPIAŞ günlük raporlarından 2012–2015 yılları arasında saatlik veriler elde edilerek grafiklendirilmiştir. İlk aşamada piyasa fiyat verileri için aşırı değerlerin nedenleri yüzdesel olarak ifade edilmiştir. GÖP fiyatı olan PTF ve DGP fiyatı olan SMF değerleri arasındaki fark oransal olarak incelenmiştir. Excel’de, PTF ve SMF fiyat verileri alınıp “Piyasa Fiyatları Oran” adlı sütunda 2012 – 2015 yılları arasında her saat için iki fiyat arasındaki fark oransal olarak hesaplanmıştır. Bir diğer sütunda ise “Yük Talimatları Oran” değerleri hesaplanmıştır. “Piyasa Fiyatları Oran” ve “Yük Talimatları Oran” değerlerinin aynı işaretli olması beklentisine uymayan durumlar “Beklenmedik Durum” olarak ele alınarak, bu durumların sistemin iyi işlememesinden kaynaklanıp/kaynaklanmadığı incelenmiştir. Diğer bölümde GÖP fiyatı olan PTF’den, DGP fiyatı olan

SMF'nin çıkarılması ile elde edilen fark değerleri incelenmiş ve piyasalarda oluşan fiyatların birbirlerinden farklı oluşmasının sebepleri araştırılmıştır.

Bir diğer amaç ise, İekli Anlaşma Kullanım Miktarlarının hesaplanmasıdır. Çalışmada, son bir yıl verileri ele alınmıştır. İlk olarak piyasalardaki eşleşme miktarlarının toplam gerçekleşen tüketime içerisindeki payı bulunmuş ve İekli Anlaşma Kullanım Miktarları hesaplanmıştır. Saat değişiklikleri lineer interpolasyon ile düzenlenmiş ve bayram etkisi göz ardı edilmiş saatlik İekli Anlaşma Kullanım Miktarlarının gerçekleşen tüketime içerisindeki payı aylık, günlük ve saatlik bazlı ortalamaları ile yüzdesel olarak ifade edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Piyasa Takas Fiyatı, Sistem Marjinal Fiyatı, İekli Anlaşma

ABSTRACT

THE IMPACT OF FORECASTS ON PRICES IN TURKISH ELECTRICITY MARKET AND CALCULATION OF BILATERAL AGREEMENT USAGE QUANTITY

Gizem Gayretli

Master of Science in Financial Engineering

Advisor: Prof. Dr. Ayşe H. Bilge

December, 2016

Abstract: In the first step, the reasons for the overvalues for market price data are expressed as a percentage. The difference between the Pre-Day Market Price (PTF) and the Balancing Power Market price (SMF) is analyzed proportionally. In Excel, the PTF and SMF price data are taken and the "Market Price Ratio" values are calculated for each hour between 2012- 2015. In the other column, "Load Order Ratio" values are calculated. It is expected that the "Market Price Ratio" and "Freight Instructions Rate" marks will be the same. Situations that do not fit into this situation was determined as "Unexpected Situation". Unexpected Situations have been investigated and it has been understood that the overvalues in prices are not due to the system not working well. In the other part, the price difference values are examined and the reason why the prices formed in the markets are different from each other has been researched.

Another purpose is the calculation of the Bilateral Agreement Usage Quantities. In the study, the data for the last one year is handled. Firstly, the share amounts in the currencies are found in the total actual consumption and the Bilateral Agreement Usage Quantities are calculated. The hourly changes are arranged by linear interpolation and the holiday effect is ignored. Hourly Bilateral Agreement Usage Quantities are expressed as percentages of the actual consumption share by monthly, daily and hourly basis averages.

Keywords: Market Clearing Price, System Marginal Price, Bilateral Agreement.

Teşekkür Notu

Bu çalışmada desteklerini esirgemeyen Tez Danışmanım, Sevgili Hocam Prof. Dr. Ayşe Hümeysra Bilge ve Eş Danışmanım Doç. Dr. Ahmet Yücekaya'ya, bilgi desteği için EPIAŞ Piyasa Operasyonları Direktörü Sn. Fatih Yazıtış'a, Değerli Yöneticim Yalkın Avcı'ya, bu süreçte desteklerini sürekli yanımda hissettiğim annem Cavidan ve babam Hakan Gayretli'ye, sabırla beni dinleyen kardeşim Kaan Gayretli'ye, süreç hakkında bilgi ve motivasyon sağlayan Arzu Barbaros, Ali Karataştan, Ergün Yükseltan'a teşekkürü borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

1. GİRİŞ.....	1
2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASI	3
2.1. Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Tarihsel Gelişimi	3
2.1.1. Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Serbestleşme Süreci.....	3
2.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Mevcut İşleyişi	6
2.2.1. Gün Öncesi Piyasası (GÖP).....	6
2.2.2. Dengeleme Güç Piyasası (DGP)	8
2.2.3. Gün İçi Piyasası	11
3. VERİLERİN İNCELENMESİ.....	12
3.1. Veri Kaynakları ve Veri Düzenleme İşlemleri.....	12
3.1.1. Yük Tahmin Planı (YTP)	13
3.1.2. Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı (KGÜP).....	13
3.1.3. Piyasa Takas Fiyatı (PTF)	15
3.1.4. Sistem Marjinal Fiyatı (SMF).....	15
3.2. Piyasa Fiyatlarının İncelenmesi.....	21
3.2.1. Piyasa Fiyat Değerlerinin Yük Talimatları Değerleriyle İncelenmesi	21
3.2.2. Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farkların Sebepleriyle İncelenmesi.....	27
3.3. İkili Anlaşma (İA) Kullanım Miktarının Hesaplanması ve İncelenmesi	32
SONUÇ	39
KAYNAKÇA	44

ŞEKİLLER ve TABLOLAR

Şekil 1: Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasasında Yeniden Yapılanma Süreci	4
Şekil 2: 2012-2015 Saatlik YTP (MWh)	13
Şekil 3: 2012 - 2015 Saatlik KGÜP (MWh)	14
Şekil 4: 2012 – 2015 Saatlik PTF ve SMF (TL/MWh).....	16
Şekil 5: 2012 – 2015 Saatlik Düzenlenmiş SMF ve PTF (TL/MWh)	19
Şekil 6: İncelenen Fiyat Aşırılıklarının Nedenlerinin Dağılımı (%).....	20
Şekil 7: 0,2 Aralıklarla Histogram	23
Şekil 8: 0,1 Aralıklarla Histogram	23
Şekil 9: Piyasa Fiyat Oran Değerlerinin Yüzdesel Gösterimi.....	25
Şekil 10: Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farklar 1.....	28
Şekil 11: Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farklar 2.....	29
Şekil 12: Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farklar 3.....	30
Şekil 13: Gerçekleşen Tüketim İçindeki GÖP EM, DGP TM ve İA Kullanım Miktarı (%).....	33
Şekil 14: Saatlik İA Kullanım Miktarının Gerçekleşen Tüketimdeki Payı (%).....	34
Şekil 15: Aylık Bazda Ortalama İA Kullanım Miktarı / Gerçekleşen Tüketim (%).....	35
Şekil 16: Aylık Bazda Ortalama İA Kullanım Miktarı ve Gerçekleşen Tüketim (MWh)	35
Şekil 17: Günlük Bazda Ortalama İA Kullanım Miktarı/ Gerçekleşen Tüketim (%).....	36
Şekil 18: Saat Bazında Ortalama İA Kullanım Miktarı / Gerçekleşen Tüketim.....	37
Şekil 19: Saat Bazlı Ortalama İA Kullanım Miktarı ve Gerçekleşen Tüketim (MWh)...	37
Şekil 20: Günün Her Saati İçin Ortalama İA Miktarı (MWh)	38
Tablo 1: Piyasa Terimleri.....	12
Tablo 2: Saat Değişikliği Tarihleri.....	15
Tablo 3: Piyasa Fiyat Oran Değerlerinin Belirli Aralıklardaki Data Sayısı.....	24

1. GİRİŞ

Türkiye Elektrik Piyasası'nda serbestleşen piyasa koşullarının etkisiyle üretici ve tüketiciler için portföylerinin dengesini sağlamak daha önemli bir hal almıştır. Bununla birlikte planlamaların doğru yapılması ve tahminlerin tutarlı olması önemlidir. Gün Öncesi Piyasası'nda İkili Anlaşma yaparak uzun süreli elektrik ticaretini sağlamış katılımcıları, bir sonraki gün için portföy dengelerini sağlayabilmek adına planlarını yapabilmektedir. Gün Öncesi Piyasası gerçek zamana oldukça yakındır ancak bir gün öncesinden tamamlandığı için gerçek zamanda var olabilecek ani durumları kapsamamaktadır. Bu nedenle Gün Öncesi Piyasası'nda yapılan üretim/ tüketim planları baz alınarak ortaya çıkan fiyat, referans fiyat olarak adlandırılır. Dengeleme Güç Piyasası'nda gerçek zamanda karşılaşılan durumlar ile gün öncesinde oluşan fiyatı referans olarak belirlenen Sistem Marjinal Fiyatı ise dengesizlik fiyatı olarak adlandırılır. Gerçek zamanda yaşanan ani durumlar ile ortaya çıkan dengesizlik durumlarını katılımcılar Gün İçi Piyasası'nda dengeleyebilmektedir. Gerçek zamana yaklaştıkça ön görülemeyen nedenlerden dolayı risk artmaktadır. Bu nedenle riski azaltmak isteyen piyasa katılımcıları İkili Anlaşmaları Gün Öncesi Piyasası'na, Gün Öncesi Piyasası'nı da Gün İçi Piyasası'na tercih etmektedir.

Elektrik piyasasında tahminlerin daha doğru gerçekleşmesi ve bir sonraki gün için elektrik fiyatlarını tahmin etmek adına bir çok akademik çalışma gerçekleştirilmiştir. 2002 yılında Nogales, Conteras, Conejo ve Espinola'nın yaptığı çalışmada zaman serisi analizi temelli kesin sonuca yönelik iki fiyat tahmini aracı yer almıştır. [1] Karakatsani ve Bunn tarafından 2003 yılında yapılan çalışmada elektrik spot fiyatları için temel fiyat

modellerinin gün öncesi tahmin performansını incelenmiştir. [2] 2005 yılında Garcia, Contreras ve Akkeren'in yaptığı çalışmada genel olarak zaman serisi verilerini analiz etmek için GARCH metodolojisine dayanan ertesi gün elektrik fiyatlarını öngörmek için bir yaklaşım sağlanmıştır. [3] Japonya'da Mandal, Senjyu, Funabashi tarafından 2005 yılında yapılan çalışmada elektrik verilerini ve yükleri tahmin etmek için bir yapay zeka yöntemi kullanılmış ve birkaç saat sonrası için (1-6 saat) elektrik fiyat ve yük tahminlerini içeren bir yaklaşım getirilmiştir. [4]

Bu çalışmada ilk olarak, Türkiye Elektrik Piyasası'nda yapılan tahminlerin piyasa fiyatları üzerindeki etkisi incelenmiştir. Piyasa fiyatlarındaki aşırılıkların nedenleri yüzdesel olarak ifade edilmiştir. Excel'de, PTF ve SMF fiyat verileri alınıp "Piyasa Fiyatları Oran" adlı sütunda 2012 – 2015 yılları arasında her saat için $(PTF - SMF) / PTF$ formülü uygulanarak, iki fiyat arasındaki fark oransal olarak hesaplanmıştır. Bir diğer sütunda ise $(YAT - YAL) / YAT$ formülü ile "Yük Talimatları Oran" değerleri hesaplanmıştır. "Piyasa Fiyatları Oran" ve "Yük Talimatları Oran" değerlerinin aynı işaretli olması beklentisine uymayan durumlar "Beklenmedik Durum" olarak ele alınarak, bu durumların sistemin iyi işlememesinden kaynaklanıp/ kaynaklanmadığı incelenmiştir. Diğer bölümde PTF'den, SMF'nin çıkarılması ile elde edilen fark değerleri incelenmiş ve piyasalarda oluşan fiyatların birbirlerinden farklı oluşmasının sebepleri araştırılmıştır. İkili Anlaşmalar bölümünde ise Gün Öncesi Piyasası, Dengeleme Güç Piyasası ve Gün İçi Piyasası eşleşme miktarlarının gerçekleşen tüketim içindeki payı bulunmuş, İkili Anlaşma Kullanım Miktarları hesaplanmıştır. İkili Anlaşma Kullanım Miktarlarının gerçekleşen tüketimdeki payı aylık, günlük ve saatlik bazlı ortalamaları ile yüzdesel olarak ifade edilmiştir.

2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASI

2.1. Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Tarihsel Gelişimi

Türkiye’de elektrik üretimi için ilk santral yapısı hidroelektrik santrali olarak 1902 yılında Mersin’in Tarsus ilçesinde kurulmuştur. Bu yapı bir su değirmeninden faydalanılarak üretilmiş olan 2 kW kurulu güce sahip bir yapıdır. Türkiye’de 1913 yılında kurulan ilk termik santral ise İstanbul’da 18 mW gücündedir. [5]

1935 senesinde 2805 sayılı kanun ile birlikte Etibank kurularak devlet öncülüğünde, elektrik sektöründe işletmeciliğe geçilmiştir.

1. (1963-1967) ve 2. (1968-1972) Beş Yıllık Kalkınma Planları çerçevesinde üretim, iletim, dağıtım ve ticaretin belirli bir kamu kurumu yapısında birleştirilmesi amaçlanmıştır. Bununla beraber Türkiye Elektrik Kurumu’nun (TEK) kuruluş aşaması 1312 sayılı kanun ile birlikte üretim, iletim, dağıtım ve ticareti sağlamak amacıyla gerçekleştirilmiştir. [5]

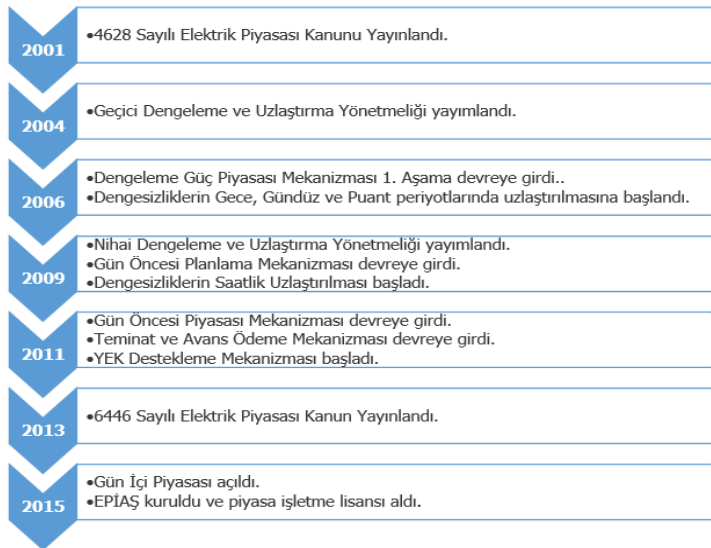
2.1.1. Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Serbestleşme Süreci

Türkiye’de elektrik piyasasında serbestleştirme sürecinde ilk nokta, tüm aşamaları (üretim, iletim, dağıtım) birlikte yürüten Türkiye Elektrik Kurumu’nun 1994’te 3996 Sayılı Yap-İşlet-Devret (YİD) Kanunu ile birlikte ikiye ayrılmasıdır. Bu kanun ile birlikte TEDAŞ elektrik dağıtımından, TEAŞ ise elektrik üretim ve iletiminden sorumlu kuruluş halini almıştır. 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nun yürürlüğe girmesi itibariyle 2001 yılında TEAŞ’ın elektrik üretimi ve elektrik iletimi sorumlulukları da ayrıştırılmıştır. Bu kanun ile bundan sonraki süreçte Türkiye’de elektrik üretiminden Elektrik Üretim A.Ş.

(EÜAŞ), elektrik iletiminden Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) sorumlu olmuştur. Aynı zamanda bu kanun ile birlikte Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahüt A.Ş. (TETAŞ) kurulup enerji ticaretinde sorumluluk TETAŞ'a verilmiştir. TETAŞ ile birlikte enerji ticareti düzenli bir yapı halini almış olup, oluşan yeni piyasa düzenlemeleri için de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur. TEDAŞ ise 2005 yılında İşletme Hakkı Devri (İHD) sözleşmesi ile dağıtım görevini kendi çatısı altındaki 21 şirket ile bölgelere paylaşmıştır.

6446 Sayılı Kanun ile elektrik piyasasında tüketiciler hızla giriş – çıkış yapabilmektedir. Bu durum ise üreticiler için önemli bir risk unsurudur. Riski azaltmak amacıyla ikili anlaşmalar piyasasında gelişim daha çok önemsenmiştir. TETAŞ, ikili anlaşmalara önem seviyesini arttırarak yapısında bulunan elektrik enerjisinin neredeyse tamamını ikili anlaşmalara bağlamıştır. Bu da riski minimum yapmak için en önemli unsurlardan biridir.

[6]



Şekil 1: Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasasında Yeniden Yapılanma Süreci

Elektrik

Dağıtım şirketleri elektriğin tüketiciye ulaşması için gerekli elektrik hatları, altyapılar gibi alanlarla, tedarik şirketleri ise tüketiciye en uygun tarifeyi sunma ve fatura kesimi gibi görevlerle sorumludur.

Serbestleşme, tüketicinin kendi ihtiyaçlarına göre en doğru tedarikçi şirketi seçebilmesi ve bu seçimden sonra bu değişiklik ile ilgili herhangi bir ücret ödememesi durumudur.

Amaç piyasada rekabetin sağlanması ve tüketicilerin elektriği tedarik edebileceği şirketi seçebilmesidir.

Türkiye’de 2003 yılına kadar tek kurum üzerinden elektrik tedarik edilmiştir. Dağıtım ancak bu tarihten sonra bölgelere ayrılmış ve EPDK tarafından belirlenen, elektrik kullanımı limitini geçen aboneler kendi tedarikçisini kendileri seçmeye başlamışlardır.

Serbest Tüketici Limiti

TETAŞ, TEDAŞ’ın bölünmesi ile kurulmuş olup elektrik ticareti sorumluluğu ilk defa TETAŞ’a verilmiştir [5]. “Serbest Tüketici” sınırı ilk olarak 2001’de belirlenmiştir. Yıl için belirlenen sınırdan daha çok elektrik tüketimi yapan piyasa tüketicileri elektrik anlaşması yapabilme hakkına sahip olmuştur [7]. EPDK’nın her yıl belirlediği elektrik tüketim limitini geçen aboneler serbest tüketici olarak adlandırılır ve istedikleri tedarikçiyi seçme hakkına sahip olurlar

2.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Mevcut İşleyişi

Elektrik Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ)

EPIAŞ, Piyasa İşletmecisidir. Gün Öncesi ve Gün İçi Piyasasından, uzlaştırmadan, alacak-borç bildirim faaliyetlerinden sorumludur.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)

TEİAŞ, Sistem İşletmecisidir. Dengeleme Güç Piyasasından, anlık sistemsel dengeleme ile arzdaki kalitenin sağlanmasından, yan hizmetler ve dengeleme yapısı ile gerekli yedeklerin tutulmasından sorumludur.

2.2.1. Gün Öncesi Piyasası (GÖP)

Gün Öncesi Piyasası, piyasa işletmecisi kontrolünde, elektriğin teslim edilmeden gün öncesinde, dengeleme çalışmaları ve elektrik alışverişi amacıyla kullanılan organize yapıda bir piyasadır. [8] GÖP’de oluşan fiyat “Piyasa Takas Fiyatı” olarak adlandırılan PTF’dir.

Genel Esaslar

Gün Öncesi Piyasasında genel esaslardan biri katılımcıların portföyünün dengesini sağlayabilmeleridir. Katılımcılar, üretim ve tüketim programlamalarını gerçekleştirebilir, piyasa fiyatlarına bakarak ihtiyaçlarını karşılayabilir, isterse sisteme enerji satıp isterse de sistemden satın alabilir. İnsiyatif tamamen katılımcıya aittir. Piyasa Takas Fiyatı (PTF) belirlenir. Piyasa işlemleri günlük ve saatlik olarak gerçekleşir. 24 saat baz alınır. Bu piyasada teklifler bulunulan günden bir gün sonrasında itibaren beş gün sonrasına kadar verilebilir. Fiyat seviyelerine göre katılımcılardan arz bölümü üreteceği, talep bölümü ise tüketileceği elektrik enerjisi miktarını teklif eder. Teklifler LOT bazında gerçekleştirilir. (1

LOT = 0,1 MWh). Miktarda pozitif veriler alışı, negatif veriler satışı gösterir. Maksimum ve minimum fiyat limitlerini Piyasa İşletmecisi belirler. Maksimum fiyat limiti, piyasada gerçekleşmesi beklenen maksimum fiyattan çok daha yukarıda belirlenir. [9]. Her gün saat 12:30'a kadar piyasa katılımcıları bir sonraki gün için tekliflerini bildirir. Piyasa katılımcılarının teklifleri, teminat kontrolü yapıldıktan sonra yeterli teminata sahipse fiyatın ve miktarın belirlenmesi için dikkate alınır. 12:30 – 13:00 saatleri arasında Piyasa İşletmecisi, GÖP tekliflerini değerlendirir ve 13:00 – 13:30 aralığında ilgili gün için saatlik fiyat ve bu fiyatlarla eşleşen saatlik miktarlar belirlenir. Saat 13:30'da her gün piyasa katılımcılarına elektrik ticaretinde piyasa işletmecisi tarafından onaylanmış alış-satış miktarları duyurulur. Eğer piyasa katılımcısı içerikte bir hata bulunursa 13:30 – 13:50 arasında itiraz eder. Piyasa İşletmecisi 13:50 – 14:00 aralığında itirazları değerlendirir ve bilgilendirme sağlar. 14:00'da bir sonraki günün 24 saati için GÖP saatlik fiyatı (PTF) ve eşleşen miktarı (PTM) kesinleşerek katılımcılara duyurulur. 14:00 itibariyle fiyatların belirlenmesi ile birlikte Dengeleme Güç Piyasası süreçleri başlar. Her gün 00:00 – 17:00 saatleri arasında piyasa katılımcıları ikili anlaşma bildirimlerini GÖP sistemine girer.

İkili Anlaşmalar

Katılımcılar birbirleriyle ikili anlaşma gerçekleştirebilirler. Türkiye'de mevcut piyasada, Gün Öncesi Piyasası, Dengeleme Güç Piyasası ve Gün İçi Piyasası tamamlayıcı olarak görülmüş, asıl olarak ikili anlaşmalar esas alınmıştır. Bu nedenle elektrik piyasasında gerçekleştirilen elektrik alış verişinin önemli payı ikili anlaşmalara aittir.

Enerji miktarı LOT olarak teklif edilir. İkili anlaşma yapacak olan piyasa katılımcıları aynı bölge içerisinde yer almalıdır. Katılımcılar kapasitelerinin dışında da anlaşma

yapabilir, kapasitelerinin dışında kalan kısım için sistemden alım ya da sisteme satım işlemi gerçekleştirebilirler. [10]

2.2.2. Dengeleme Güç Piyasası (DGP)

Dengeleme Piyasasının işletimi Sistem İşletmecisi ile sağlanır ve organize bir piyasadır. MYTM, gün öncesinde yapılan tahmin ile tahmini yapılan gün gerçekleşen tüketim arasındaki dengesizliğin gerçekleştiği yönde yük alma veya yük atma teklifleri alarak tahmin ile gerçekleşen tüketim miktarlarını dengeler. DGP’de oluşan fiyat “Sistem Marjinal Fiyatı” olarak adlandırılan SMF’dir.

Genel Esaslar

Gerçek zamanlı dengelemede; arz (üretim) ve talebi (tüketim) dengeleyebilmek adına Sistem İşletmecisinin yürüttüğü, Primer ve Sekonder Frekans kontrolü, DGP, bekleme yedeği ve ani gerçekleşebilecek olayların önlem faaliyetleri yer alır. [11] Dengeleme birimleri, Primer Frekans Kontrolü rezervi dışındaki ve 15 dakika müddetinde teknik bakımdan gerçekleştirebilecekleri kapasitelerini Dengeleme Güç Piyasasına bildirmek durumundadırlar. Dengeleme güç piyasası, Sistem İşletmecisine (MYTM) en çok 15 dakika içinde devreye alınabilecek yedek kapasiteyi sağlar. 15 dakika içerisinde minimum 10 MW yük alabilen ya da atabilen dengeleme birimleri (üretim veya tüketim tesisleri) dengeleme güç piyasasına katılmak zorundadır [11]. Piyasada işlemler günlük ve saatlik gerçekleştirilir. Dengeleme Güç Piyasasında sistem yönünün enerji açığını gösterdiği durumlarda sistem yük alır. Saat bazında YAL fiyat teklifleri, gün öncesinde belirlenen piyasa takas fiyatından yüksek olmalıdır. Sistem yönünün enerji fazlasını gösterdiği

durumlarda ise sistem yük atar. Saat bazında YAT fiyat teklifleri ise, gün öncesinde belirlenen piyasa takas fiyatından düşük olmalıdır.

DGP'deki tüm katılımcılar, emre amade kapasitelerini (EAK) belirtmek ile yükümlüdür.

Emre Amade Kapasite: Üretimden sorumlu santrallerin Sistem İşletmecisine bildirebilecekleri aktif güç kapasitesidir (MW).

Emre Amadelik Oranı: Üretici santrallerin toplam emre amade kapasitelerinin toplam kurulu güçlerine bölünmesiyle elde edilen orandır. [12]

Arz Güvenliği Oranı: Gün öncesi saatlik bazda öngörülen tüketim (talep) tahmininin, öngörülen emre amade kapasiteye bölünmesiyle elde edilen orandır.

Yan Hizmetler: Gerçek zamanlı dengelemede kullanılması amacıyla ayrılmış primer, sekonder yedekler için oluşturulmuş bir ticaret ortamıdır. Frekans ve talep kontrolü, yan hizmetler aracılığıyla gerçekleştirilir.

Örnek: Şebeke Frekansı = 50 Hz olmalıdır. Aksi durumlarda frekans sapması var demektir.

Eğer Frekans < 50 Hz ise; Üretim < Tüketim. (Üretimde arttırılma ya da tüketimde azaltılma gerekliliği doğar.)

Eğer Frekans > 50 Hz ise; Üretim > Tüketim. (Üretimde azaltılma ya da tüketimde arttırılma gerekliliği doğar.)

1- Primer Frekans Kontrolü (PFK)

PFK, frekans sapması süresi boyunca merkezi bir müdahale gerçekleştirilmeden, ünite rezerv kapasitesinin otomatik olarak sağlanması durumudur. [13]

2- Sekonder Frekans Kontrolü (SFK)

Elektrik ticaretini programlanmış seviyede tutmak ve PFK'nın kullandığı kapasitenin serbestliğini sağlamak amacıyla sekonder frekans kontrolü yapılır.

3- Tersiyer (Üçüncül) Frekans Kontrolü

Tersiyer kontrol, optimum düzeyde sekonder kontrol rezervinin elde olması amacıyla elektrik üreticilerinin çalışma noktalarına müdahale edilmesidir.

Dengeleme Faaliyetlerinin Amaçları

GÖP içerisinde üretim ve tüketimin dengelemesi sağlanıp MYTM'ye dengelenmiş bir piyasa hazırlansa da gerçek zamanda beklenmedik durumlar yaşanabilmektedir. Buna arıza durumlarını, üretime yeni bir santral katılmasını veya bir santralin üretimden çekilmesini örnek olarak gösterebiliriz. Bu ve benzeri durumlar dengelenmiş piyasa yapısını bozabilir, MYTM ise yeniden denge yapısını sağlamak amacıyla DGP'ye sunulan teklifleri baz alır ve kullanır.

Gün Öncesi Piyasası'nın tamamlanmasının ardından saat 14:00 itibariyle DGP süreçleri başlar. 14:00 – 16:00 aralığında Piyasa katılımcıları her bir saat için üretim miktarlarından derlenen kesinleşmiş üretimlerini (KGÜP), DGP için YAL ve YAT tekliflerini sisteme girer. Sistem İşletmecisi YAL ve YAT tekliflerini fiyat değerlerine göre dizer. 17:00 sonrasında her gün Sistem İşletmecisi, sistemsel açık ya da fazlalığın ve kısıtların önlenmesi, yan hizmetler için kapasite sağlanması amacıyla kabul edilen tekliflere dair talimatları katılımcılara duyurur.

KGÜP

Emre Amade Kapasite'nin (EAK) üreticilerin sistem işletmecisine bildirmekle yükümlü oldukları aktif güç yani elektrik üretim kapasitesi olduğunu daha önce tanımlamıştık. Bu nedenle Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (KGÜP), Emre Amade Kapasite (EAK) içindedir. KGÜP bildirimleri dengeleme gerçekleştirecek birimler için ayrı ayrı gerçekleştirilir. KGÜP değerleri 14:00 – 16:00 saatleri arasında gün öncesine, bir sonraki gün için saatlik bazda bildirilir. [11]

2.2.3. Gün İçi Piyasası

Elektrik enerjisinin teslimatına iki saat kalana değin süren, elektrik enerjisi alış verişi ve dengeleme faaliyetleri için kullanılan, GÖP'ün sona ermesi ile başlangıça geçen organize bir piyasadır ve piyasa işletmecisi tarafından işletilir. Bu piyasa Gün Öncesi ve Dengeleme Güç Piyasası ile aynı zamanlı olarak çalışır. GİP'de amaç dengesizliği en aza indirmektir. Fiziki teslimat zorunludur ve bu piyasada sürekli ticaret gerçekleştirilir. [14]

Genel Esaslar

GİP'te katılımcılar bir sonraki gün için teklifleri, kontratların açılış zamanı olan 18:00'dan fiziksel teslimattan iki saat önceye değin Piyasa İşletmecisine sunar. Gün İçi Piyasası'nda bir gün, saat 00:00'dan başlayıp sonraki gün 00:00'a kadar devam eder. GİP'te yapılan işlemler fiziksel teslimattan iki saat önceye kadar sürdürülebilir. GİP, durmayan bir piyasa olduğundan teklifler sürekli olarak yenilenebilir ancak bu süreç fiziksel teslimattan 90 dakika öncesine değin devam eder. GİP'te teklif sunabilmek için katılımcıların 11:00 ve 17:00'da yapılan teminat kontrolünden geçmesi gerekmektedir.

3. VERİLERİN İNCELENMESİ

3.1. Veri Kaynakları ve Veri Düzenleme İşlemleri

Çalışmada kullanılacak tüm veriler EPIAŞ'ın resmi internet sitesinden elde edilmiştir. Bu veriler 2012 – 2015 zaman aralığında saatlik olarak Türkiye genelini kapsamaktadır. EPIAŞ genel raporları kapsamında, günlük rapor verilerinde üst bölümde yer alan tarih seçeneklerinden 4 yıllık veriye ulaşılmış olup, bu tabloda yer alan sütun başlıkları sırasıyla, Saat, Yük Tahmin Planı (MWh), İkili Anlaşma (MWh), PTF (TL/MWh), SAM (MWh), SSM(MWh), KGÜP (MWh), SMF (TL/MWh), YAL (MWh), YAT (MWh)'tır. Tüm bu başlık altındaki saatlik veriler excele aktarılmış ve kullanılacak olan başlıklar ışığında düzenlemeler gerçekleştirilmiştir. Bu başlıklar ise aşağıdaki gibidir:

- Yük Tahmin Planı (YTP)
- Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı (KGÜP)
- Piyasa Takas Fiyatı (PTF)
- Sistem Marjinal Fiyatı (SMF)
- YAL, YAT
- İkili Anlaşma

Tablo 1: Piyasa Terimleri

Piyasa Adı	Piyasa Fiyatları (TL/MWh)	Gerçekleşen Fiziksel Piyasa Hacimleri (MWh)	Miktarlar (MWh)	
Gün Öncesi Piyasası (GÖP)	PTF	GÖP Eşleşme Miktarı	YTP	KGÜP
Dengeleme Güç Piyasası (DGP)	SMF	DGP Takas Miktarı	YAL	YAT

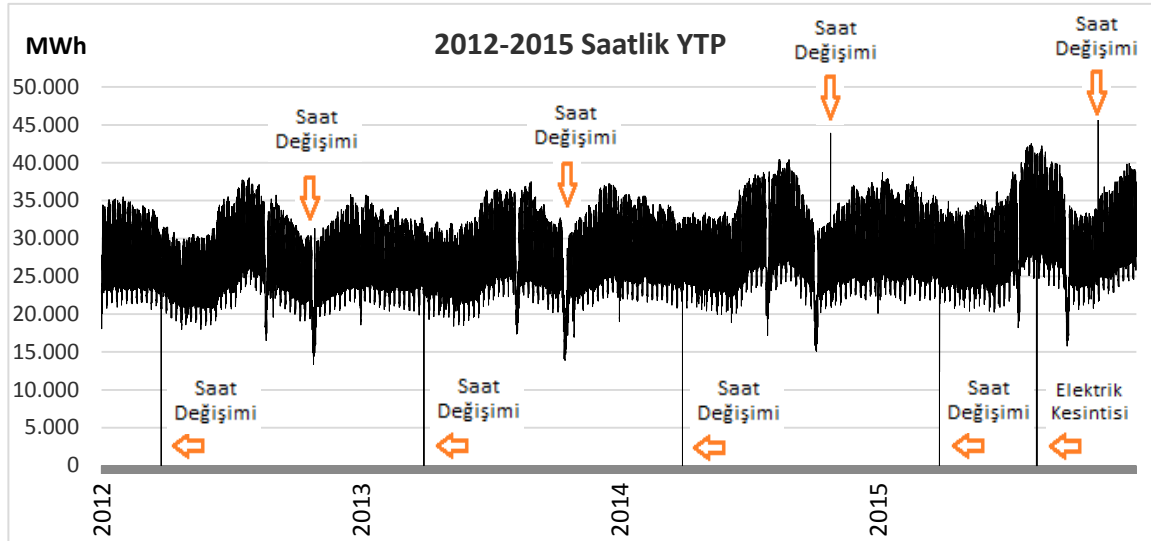
3.1.1. Yük Tahmin Planı (YTP)

MYTM, PYS aracılığı ile, gün öncesi piyasasında bir sonraki güne ait talep tahmini (YTP) piyasa katılımcılarına duyurur. Yük tahmin planı kısaca, bir sonraki gün için saatlik bazda tüketilmesi beklenen elektrik enerjisi miktarını ifade eder ve piyasa katılımcılarından GÖP teklifleri alınmadan duyurulur.

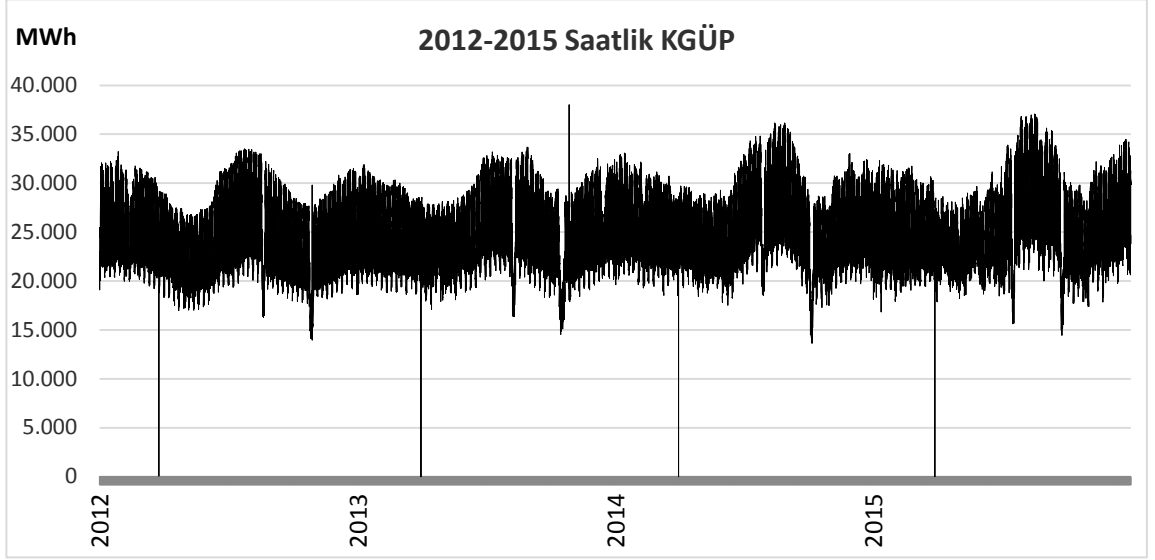
3.1.2. Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı (KGÜP)

Kesinleşmiş günlük üretim/tüketim programı (KGÜP): Piyasa katılımcılarının Gün Öncesi Piyasası işlemlerine göre bir sonraki güne ilişkin gerçekleştirilmeyi öngördüğü, Sistem İşletmecisine Dengeleme Güç Piyasasının başlangıcında bildirdiği ve Gün İçi Piyasası işlemlerine göre güncellediği üretim veya tüketim değerlerini ifade eder. [15]

Aşağıda 2012 – 2015 yılları arasındaki YTP ve KGÜP değerleri sırasıyla grafiklendirilmiştir.



Şekil 2: 2012-2015 Saatlik YTP (MWh)



Şekil 3: 2012 - 2015 Saatlik KGÜP (MWh)

YTP ve KGÜP grafikleri birlikte incelendiğinde saat değişiklikleri tarihleri YTP grafiğinde işaretlerle gösterilmiştir. Mart ayında gerçekleşen yaz saati uygulamalarında iki grafikte de değerler sıfır olarak kayıt edilmiştir. Ekim ayında gerçekleşen kış saati uygulamalarında ise değerlerin bir önceki saate göre oldukça fazla artış gösterdiği görülmüştür. Grafiğin alt kısmında en sağdaki aşırı değer ise 13 Ağustos 2015 tarihlidir. Bu tarihte büyük çaplı planlı elektrik kesintisi gerçekleşmiştir. Bu nedenle tahmini tüketim değeri olan YTP gün boyu sıfırdır.

Aşağıdaki tabloda 2012 – 2015 yılları arasındaki saat değişikliği tarihleri verilmiştir.

Bundan sonraki tüm grafiklerde saat değişiklik tarihleri bir önceki ve bir sonraki saatin aritmetik ortalaması alınarak lineer interpolasyon yardımı ile düzenlenecektir.

Tablo 2: Saat Değişikliği Tarihleri

Saat Değişikliği Tarihleri
25.03.2012
28.10.2012
31.03.2013
27.10.2013
31.03.2014
26.10.2014
29.03.2015
08.11.2015

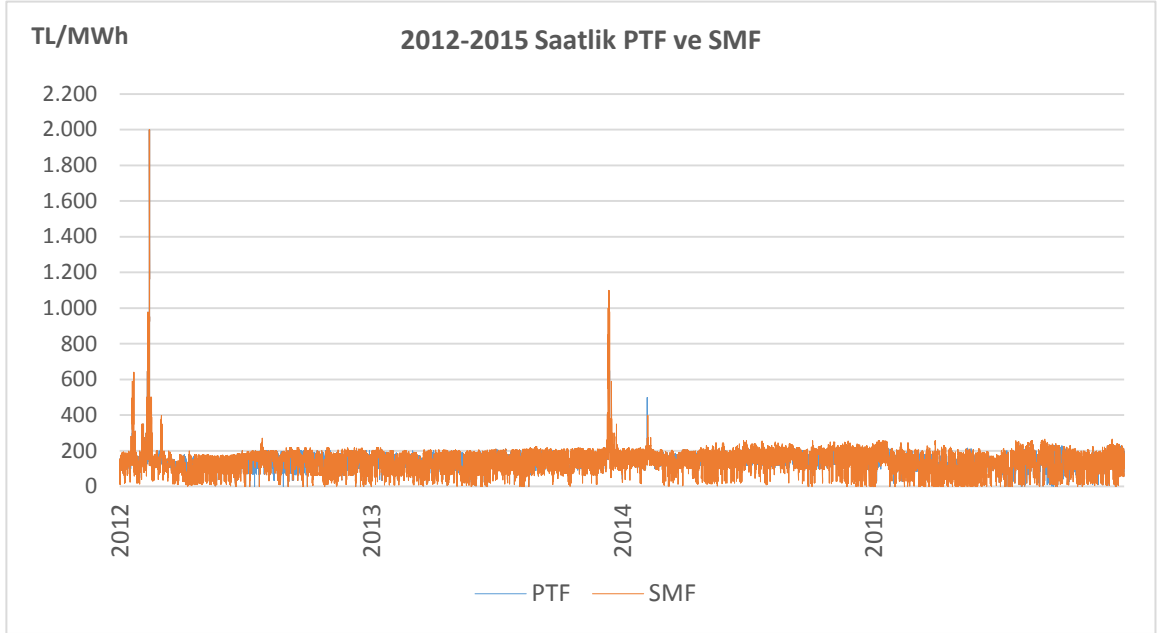
3.1.3. Piyasa Takas Fiyatı (PTF)

Gün Öncesi Piyasasında, Piyasa Katılımcıları her bir saat için hem alış hem de satış teklifleri verir. Alış teklifleri toplamı, talep (tüketim) eğrisini oluştururken, satış teklifleri toplamı ise arz (üretim) eğrisini oluşturur. Arz ve talep eğrilerinin kesildiği noktaya karşılık gelen fiyat Piyasa Takas Fiyatı (PTF), bu noktaya karşılık gelen miktar ise Piyasa Takas Miktarıdır. [16]

3.1.4. Sistem Marjinal Fiyatı (SMF)

Reel zamanda planlanan üretim/ tüketim gerçekleşen ile uyuşmuyorsa MYTM dengeleme amacıyla, Yük Atma (YAT) ve Yük Alma (YAL) tekliflerini değerlendirir ve talimatları hazırlar. Elektriğin sistemsel dengesi böylelikle sağlanmış olur. Gerçek zamanda YAL teklifleri enerji açığı durumunda, YAT teklifleri ise enerji fazlası durumunda işlem görür. İhtiyaç seviyesine karşılık gelen fiyat teklifi Sistem Marjinal Fiyatıdır (SMF). [16]

Aşağıdaki grafiklerde sırasıyla 2012 – 2015 yılları arasındaki PTF ve SMF değerleri verilmiştir.



Şekil 4: 2012 – 2015 Saatlik PTF ve SMF (TL/MWh)

PTF ve SMF değerlerinde benzer dalgalanmalar görülmektedir.

250 TL/MWh'ten yüksek olan fiyat değerleri aşırı değer olarak incelenecektir. İlk aşamada fiyat değerleri 2000 – 500 TL/MWh olan aşırı değerler, ikinci aşamada ise fiyat değerleri 500 - 250 TL/MWh olan aşırı değerler ele alınacaktır. Fiyat seviyesi 2000 – 250 TL/MWh arasında olan günler ham veriden çıkartılarak düzenleme gerçekleştirilecektir.

Aşağıdaki bölümde aşırı değerlerin olduğu günler tarih sırasına göre nedenleriyle incelenmiştir: [17]

17, 19, 20, 21 ve 23 Ocak 2012: Bu tarihlerde sıklıkla elektrik kesintilerinin yaşandığı görülmüştür. Sebebi olarak kış şartlarının aniden bastırması ve doğal gaz tüketiminin beklenenden fazla gerçekleşmesi gösterilmiştir.

3 - 17 Şubat 2012: Fiyattaki artış, gazın tedarik sürecinde yaşanan sorunlardan ötürü doğal gaza dayalı üretim santrallerinin üretim yapamaması ve piyasada hazırda bulunan elektrik enerjisi (arz) açığı olması nedeniyle yaşanmıştır.

2012 Şubat ayında ülkemizin de etkilendiği olumsuz hava şartları diğer Avrupa ülkelerinde de gözlenmiştir. İnsanların doğal gaz ve elektrik kullanımı artmış olup buna doğal gaz üretiminde yaşanan teknik sorunların da eklenmesi elektrik üretimini negatif yönde etkilemiştir. Türkiye’de bakanlığın aldığı karara istinaden bazı santreller üretim gerçekleştirememiş, SMF ve PTF değerlerinde aşırılıklar gözlemlenmiştir. 13 Şubat 2012 saat 10:00’da fiyat değerleri 2000 TL/MWh olup, en yüksek değere ulaşmıştır. Yaşanan doğal gaz sıkıntısı nedeniyle BOTAŞ tarafından “ZOR GÜN” duyurusu ve 3 – 16 Şubat tarihleri için mücbir sebep açıklaması yapılmıştır. “ZOR GÜN” duyurusunun içeriğinde üretim ve tüketim dengesinin yaşanan hava şartları dolayısıyla sağlanamadığı, gaz miktarındaki yetersizlik nedeniyle basınç seviyesinin giderek düştüğü ve tüm bu sebeplere bağlı olarak kesinti yapılması gerekliliği yer almaktadır.

1 ve 2 Mart 2012: Bu tarihlerde yaşanan soğuk hava koşullarından dolayı elektrik tüketiminin artması ve mevcut stokların tüketimi karşılayamaması nedeniyle enerji açığı yaşanmıştır.

26 Temmuz 2012: Sistemsel arıza nedenli Türkiye genelinde büyük çaplı bakım – onarım çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Bu durum SMF'nin çok daha fazla gerçekleşmesine sebep olmuştur.

9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 20 ve 23 Aralık 2013: Hava sıcaklık değerlerinin oldukça düşmesi ve bununla beraber doğal gaz tüketimindeki artış nedeniyle doğal gaz yetersizliği yaşanması, doğal gazdan elektrik üretimi yapan santralleri olumsuz yönde etkilemiş ve bu durum elektrik piyasası takas fiyatı ve sistem marjinal fiyatında artış yaşanmasına sebep olmuştur.

6, 7 ve 11 Şubat 2014: EPIAŞ'ın sitesindeki arıza bakım listesinden elde edilen bilgilere göre bu tarihlerde üretim santrallerinde yaşanan arızalar elektrik arzında azalışa sebep olurken, bu durum SMF fiyatında aşırılığa sebep olmuştur. Bununla birlikte 6 ve 7 Şubat'ta bazı santrallerde doğal gaz arz sıkıntısı yaşanmış olup, bu durum elektrik üretiminde sorun yaratmıştır.

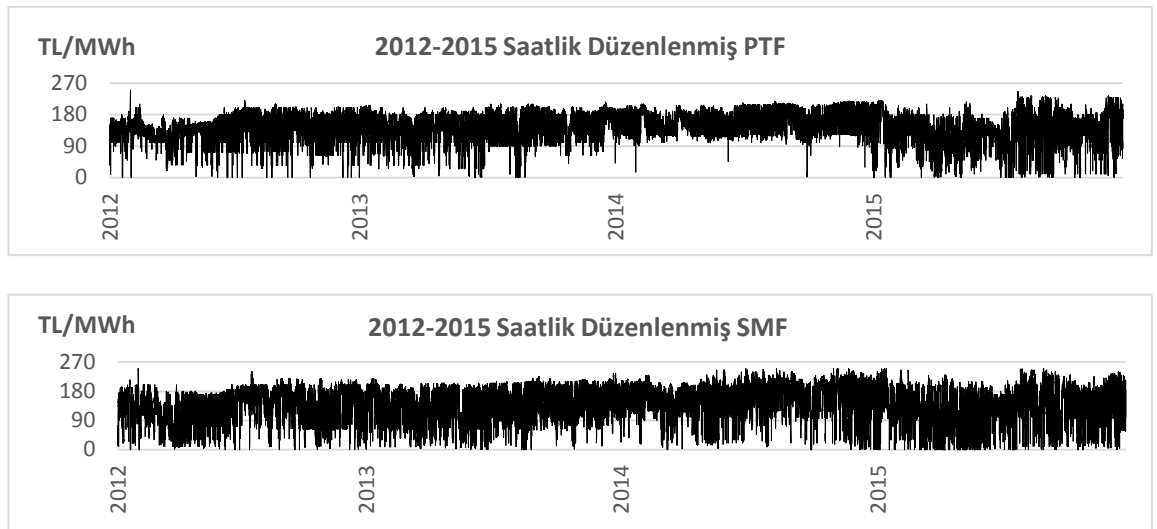
4 Ekim, 25 Kasım, 26 Haziran, 30 Haziran ve 23 Temmuz 2014: Bu tarihlerde santral arızaları meydana gelmiş ve SMF fiyatı aşırılık göstermiştir.

8, 9, 14, 15, 17, 18, 19 ve 20 Ocak 2015: Olumsuz hava koşullarının etkisini göstermesi elektrik ve doğal gaz tüketimindeki artışa neden olmuş ve bu durum dengesizlik meydana getirmiştir.

31 Mart ve 1 Nisan 2015: Yaşanan teknik arıza sistemsel sorunlara sebep olmuş ve sorun bir sonraki güne kadar giderilememiştir. Sistemde Türkiye'nin diğer Avrupa ülkelerine zarar vermesi elektrik kesintisinin yaşanmasına yol açmıştır.

27, 31 Temmuz; 18, 19, 20 Ağustos; 2, 3, 4, 7 ve 8 Eylül 2015: Bu tarihlerde santral arızaları/bakımları gerçekleşmiş ve bu nedenle elektrik kesintileri yaşanmıştır. Aynı zamanda yaşanan sıcak havalara etkisi ile klima kullanımları artmış, bu da elektrik tüketimini arttırmıştır. Arzın talebi karşılamaması nedeniyle fiyatlar artış göstermiştir.

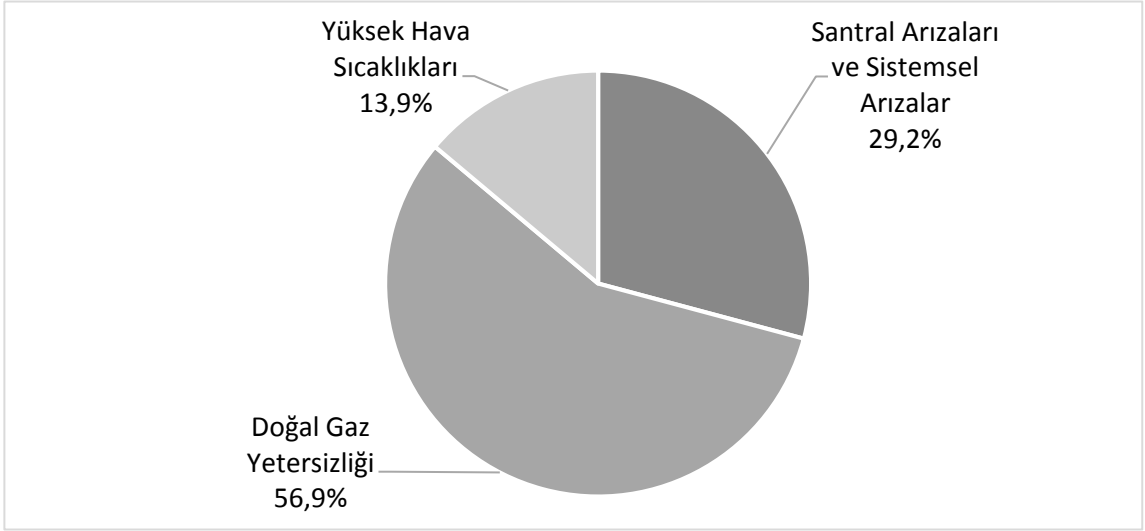
Yukarıda incelenen tarihler çıkartılarak düzenleme gerçekleştirilmiş PTF ve SMF grafiği aşağıda yer almaktadır.



Şekil 5: 2012 – 2015 Saatlik Düzenlenmiş SMF ve PTF (TL/MWh)

Aşırılık değerlerini incelediğimizde genel olarak soğuk hava koşulları nedeniyle doğal gaz yetersizliğinin yaşanması ve sıcak hava koşulları nedeniyle klima kullanımlarına bağlı olarak elektrik tüketiminin artmasının hem PTF'yi hem de SMF'yi etkilediğini söyleyebiliriz. Gerçek zamanda yaşanan ani problemler ise PTF gün öncesinde belirlenen fiyat olduğundan, sadece SMF'yi etkiler.

Genel olarak incelediğimiz aşırılık durumlarının yüzdesel dağılımı aşağıda yer almaktadır. Görüldüğü üzere incelenen aşırılık durumlarının sebeplerinin %56,9'u doğal gaz yetersizliği nedeniyle doğal gaza dayalı elektrik üretimi yapan santrallerin üretiminin azalmasından, %29,2'si sadece SMF'yi etkileyen santral arızaları ve sistemsel arızalar nedeniyle üretimin gerçekleşmemesi/ azalmasından, %13,9'u ise yüksek hava sıcaklıkları nedeniyle özellikle de klima kullanılarının artmasına dayalı elektrik tüketiminin artmasından dolayıdır.



Şekil 6: İncelenen Fiyat Aşırılıkların Nedenlerinin Dağılımı (%)

3.2. Piyasa Fiyatlarının İncelenmesi

Bu bölümde incelenecek başlıklar YAL(0), YAL(1), YAL(2), PTF ve SMF sütunlarıdır.

3.2.1. Piyasa Fiyat Değerlerinin Yük Talimatları Değerleriyle İncelenmesi

Yük Alma; üretici veya tüketici dengeleme birimlerinin MYTM'nin talimatlarını dikkate alarak, üreticilerin üretimini arttırması ya da tüketicilerin tüketimini azaltması yoluyla elde edilen enerjiyi sisteme satmasıdır. Yük Atma ise üreticilerin üretimini azaltması ya da tüketicilerin tüketimini arttırması yoluyla elde edilen enerjiyi sistemden almasıdır.

$$\text{Gerçekleşen YAL} = \text{YAL}(0) + \text{YAL}(1) + \text{YAL}(2)$$

$$\text{Gerçekleşen YAT} = \text{YAT}(0) + \text{YAT}(1) + \text{YAT}(2)$$

(0) etiketli talimatlar, gerçek zamanda sistemsel dengenin sağlanması amacıyla üretim - tüketim dengesi için, (1) etiketli talimatlar, sistem kısıtlarının dengesi için, (2) etiketli talimatlar ise yan hizmetlerin sağlanması için verilmektedir.

SMF, gerçek sistem yönünü gösteren dengesizlik fiyatıdır. PTF ise, gün öncesinde oluşan ve gerçek zamanda fiyatların belirlenmesindeki referans fiyattır. Gerçek zamanlı dengelemede sistemin yük alma (YAL) yönünde çalışması durumunda DGP'ye teklif verilirken SMF'nin PTF'den büyük veya eşit, yük atma (YAT) yönünde çalışırken ise PTF'den küçük veya eşit olması gerekmektedir. [18]

$$\text{YAL} < \text{YAT} \text{ olduğunda } \text{SMF} \leq \text{PTF};$$

$$\text{YAL} > \text{YAT} \text{ olduğunda } \text{SMF} \geq \text{PTF} \text{ olması beklenir.}$$

Bu çalışmada, GÖP fiyatı olan PTF ve DGP fiyatı olan SMF değerleri arasındaki fark oransal olarak incelenmiştir. Excel’de, PTF ve SMF fiyat verileri alınıp “Piyasa Fiyatları Oran” adlı sütunda 2012 – 2015 yılları arasında her saat için $(PTF - SMF) / PTF$ formülü uygulanarak, iki fiyat arasındaki fark oransal olarak hesaplanmıştır. Bir diğer sütunda ise $(YAT - YAL) / YAT$ formülü ile “Yük Talimatları Oran” değerleri hesaplanmıştır.

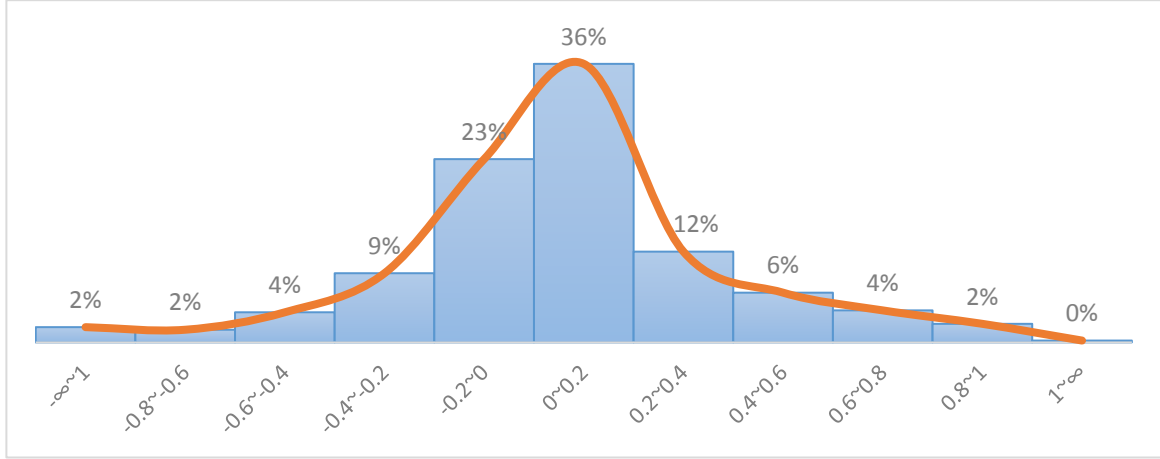
Piyasa Fiyatları Oran = $(PTF - SMF) / PTF$

Yük Talimatları Oran = $(YAT - YAL) / YAT$

Enerji açığının olduğu durumlarda gerçekleşen tüketim, planlanan üretim/ tüketim değerinden (KGÜP) fazladır. Bu durumda yük alma miktarı, yük atma miktarından fazla gerçekleşir. Yani SMF dengesizlik fiyatı, PTF referans fiyatından büyük veya eşit gerçekleşmelidir. Enerji fazlasının olduğu durumlarda gerçekleşen tüketim, planlanan üretim/ tüketim (KGÜP) değerinden az gerçekleşmiştir. Bu durumda yük atma miktarı, yük alma miktarından fazla gerçekleşir. Yani SMF dengesizlik fiyatı, PTF referans fiyatından küçük veya eşit gerçekleşmelidir.

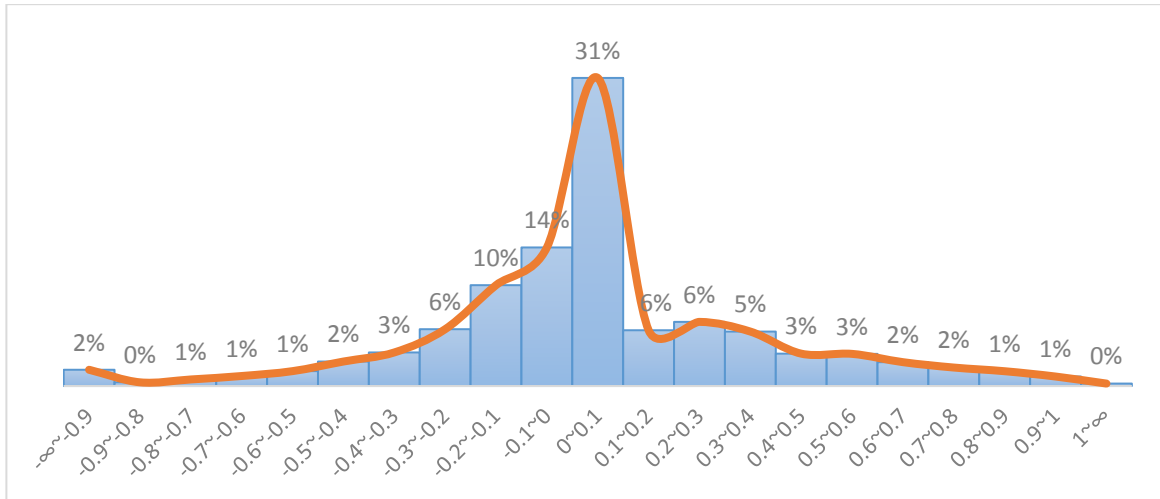
Buna göre hesapladığımız “Piyasa Fiyatları Oran” ve “Yük Talimatları Oran” değerlerinin aynı işaretli olması beklentisine uymayan durumlar “Beklenmedik Durum” olarak ele alınarak, bu durumların sistemin iyi işlememesinden kaynaklanıp/ kaynaklanmadığı incelenecektir.

Piyasa Fiyatları Oran değerlerinin dağılımını incelemek için belirli aralıklarla histogram çizdirilmiştir. İlk olarak Piyasa Fiyatları Oran değerlerinin 0,2 aralıklarla histogramı çizilmiştir.



Şekil 7: 0,2 Aralıklarla Histogram

Aşağıdaki histogram grafiğinde ise dağılımın yüksek olduğu aralıkları detaylı incelemek amacıyla aralıklar 0,1 olarak belirlenmiştir.



Şekil 8: 0,1 Aralıklarla Histogram

Piyasa Fiyatları Oran datasının %59'unun -0,2 – 0,2 aralığındayken, %44'ünün -0,1 – 0,1 aralığında olduğu tespit edilmiştir. -0,5 – 0,5 arasında dağılım 0,05 aralıklara bölünerek tekrar incelenmiştir.

2012 – 2015 yılları arasındaki verilerin %35'i -0,05 – 0,05 aralığındadır. Bu durum saatlik piyasa fiyatlarının %35'inde fiyatların (PTF ve SMF) birbirilerine eşit veya hemen hemen farksız olduğunu göstermiştir.

Tablo 3: Piyasa Fiyat Oran Değerlerinin Belirli Aralıklardaki Data Sayısı

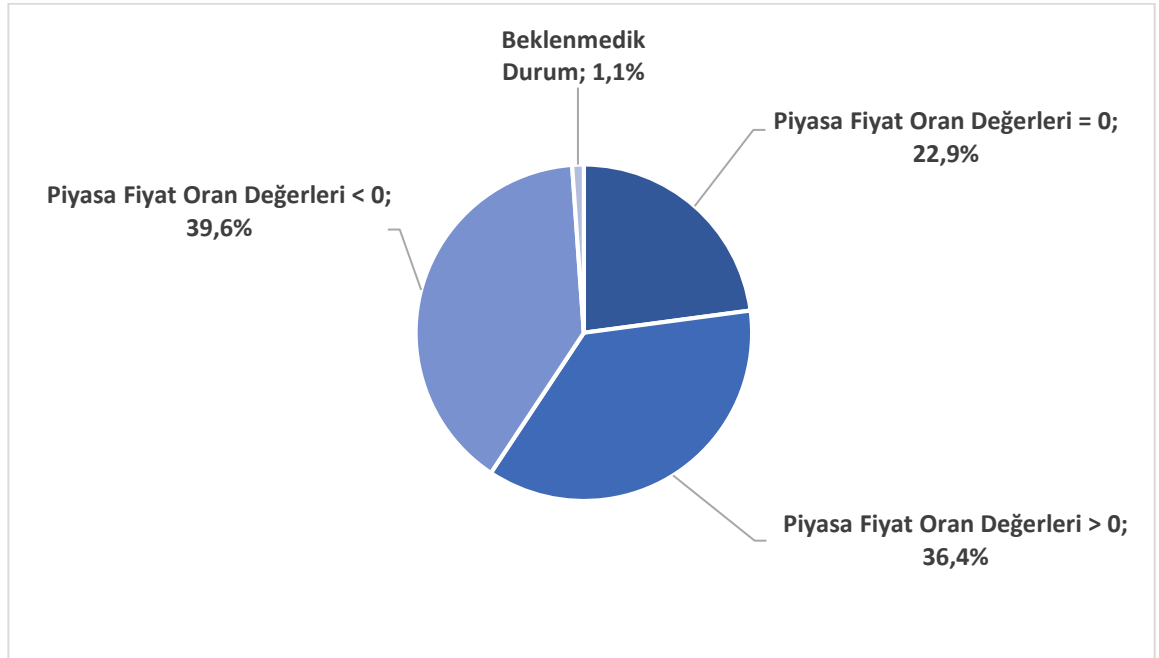
Aralık	Data Sayısı	%
-∞~-0.9	557	1,6%
-0.9~-0.8	127	0,4%
-0.8~-0.7	225	0,7%
-0.7~-0.6	343	1,0%
-0.6~-0.5	510	1,5%
-0.5~-0.4	839	2,4%
-0.4~-0.3	1.150	3,3%
-0.3~-0.2	1.946	5,6%
-0.2~-0.1	3.454	10,0%
-0.1~0	4.746	13,8%
0~0.1	10.552	30,6%
0.1~0.2	1.910	5,5%
0.2~0.3	2.197	6,4%
0.3~0.4	1.865	5,4%
0.4~0.5	1.109	3,2%
0.5~0.6	1.101	3,2%
0.6~0.7	817	2,4%
0.7~0.8	633	1,8%
0.8~0.9	507	1,5%
0.9~1	325	0,9%
1~∞	84	0,2%

Yük Talimatları Oran Değerleri < 0

Yük Talimat Oran değerleri $(YAT - YAL)/YAT$ formülü ile hesaplanmıştır. Bu değerlerin sıfırdan küçük olması, $YAT < YAL$ olduğu anlamındadır. Daha önce $YAT < YAL$ olduğunda $PTF < SMF$ olması gerektiği açıklanmıştır. Bu nedenle Yük Talimat Oranları sıfırdan küçükken, Piyasa Fiyatları Oranlarının da sıfırdan küçük olması beklenmiştir. Eğer varsa, aksi durumlar için beklenmedik durum olduğu düşünülmüştür.

Yük Talimatları Oran Değerleri >0

Yük Talimatları Oran değerlerinin sıfırdan büyük olması, $YAT > YAL$ olduğu anlamındadır. Bu da bize $PTF > SMF$ olması gerektiğini söyler. Bu durumda Piyasa Fiyat Oran değerlerinin de sıfırdan büyük olmasını bekleriz.



Şekil 9: Piyasa Fiyat Oran Değerlerinin Yüzdesele Gösterimi

Yük Talimatları Oran Değerleri < 0 İken Beklenmedik Durumların İncelenmesi

Burada 51 durum mevcuttur. Toplam datanın %0,1'ini oluşturmaktadır. (YAT > YAL iken SMF > PTF) Sistem yönü enerji açığı gösterirken Yük Atma talimatlarının daha fazla gerçekleştiği gözlemlenmiştir.

Yük Talimat Oran değerleri sıfırdan küçük olduğunda kurala uymayan 51 beklenmedik durum incelendiğinde, her ne kadar günlük raporda YAT talimatları daha fazla gözüksede yerine getirilmeyen talimatlar nedeniyle verilen ilave talimatlar dikkate alındığında sistem aslında daha fazla YAL yönünde çalışmıştır. Dolayısıyla aslında bu durumlarda bir beklenmedik durumun söz konusu olmadığı anlaşılmıştır. Çünkü yerine getirilmeyen YAL talimatları olduğu gözlemlenmiştir. Bu nedenle verilen ilave YAL talimatları sistemde enerji açığı yaratmış ve SMF fiyat değerinin PTF referans fiyat değerinden daha yüksek gerçekleşmesi olağan olmuştur.

Yük Talimatları Oran Değerleri > 0 İken Beklenmedik Durumların İncelenmesi

Burada 340 durum mevcuttur. Toplam datanın %1'ini oluşturmaktadır. (YAL > YAT iken PTF > SMF) Sistem yönü enerji fazlasını gösterirken Yük Alma talimatlarının daha fazla gerçekleştiği gözlemlenmiştir.

Yük Talimat Oran değerleri sıfırdan büyük olduğunda kurala uymayan 340 beklenmedik durum incelendiğinde, günlük raporda YAL talimatları daha fazla gözüksede yerine getirilmeyen talimatlar nedeniyle verilen ilave YAT talimatları dikkate alındığında sistem aslında daha fazla YAT yönünde çalışmıştır. Dolayısıyla aslında bu durumlarda bir

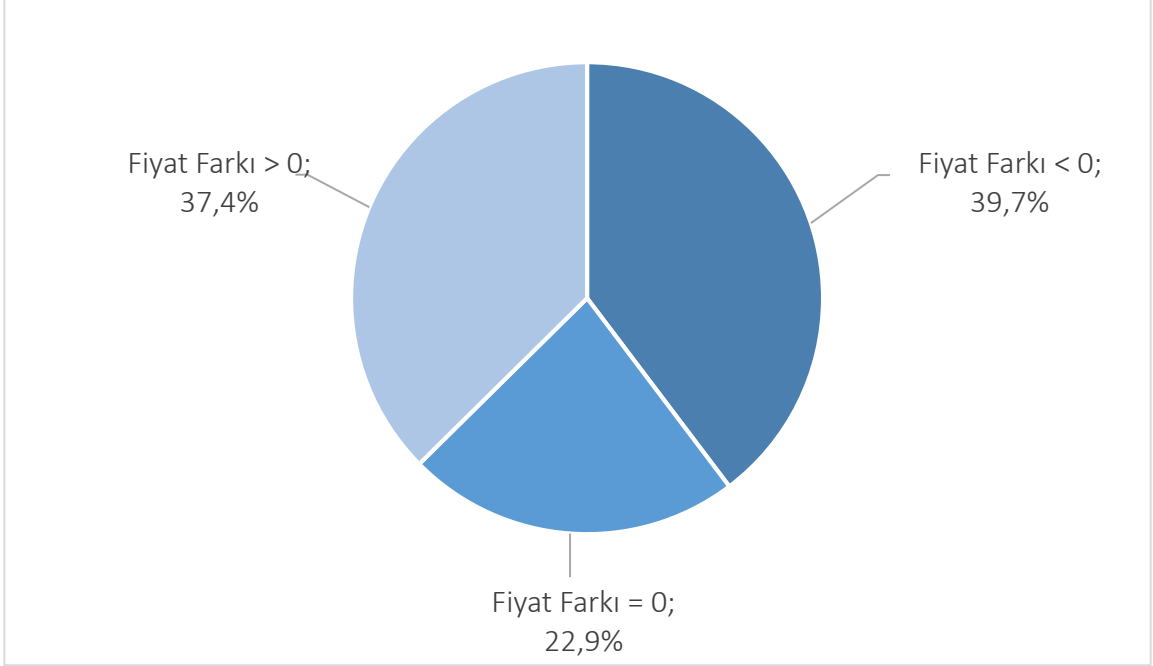
beklenmedik durumun söz konusu olmadığı anlaşılmıştır. Çünkü yerine getirilmeyen YAT talimatları olduğu gözlemlenmiştir. Bu nedenle verilen ilave YAT talimatları sistemde enerji fazlasına yol açmış ve SMF fiyat değerinin PTF referans fiyat değerinden daha az gerçekleşmesi olağan olmuştur.

Sonuç olarak, Piyasa Fiyat Oran değerleri ile Yük Talimat Oran değerleri yönünün aynı olması beklentisine uymayan toplam 391 dataya rastlanmış ve bu datalar beklenmedik durum olarak incelenmiştir. Ancak bu durumlarda Sistem İşletmecisinin verdiği talimatlara uyulmadığı, sistemde “Yerine Getirilmeyen Talimatlar” olduğu ve Sistem İşletmecisinin bu talimatları dikkate alarak sistem dengesini İlave Talimatlar vererek sağladığı görülmüştür. Bu şekilde, adlandırdığımız beklenmedik durumlarda dahi Sistem İşletmecisinin ilave talimatlar vererek sistemin gerçek yönünü belirlediği ve bu talimatlarla birlikte piyasa fiyat oran değerleri ile yük talimat oran değerlerinin yönünün aslında aynı olduğu belirlenmiştir. Dolayısıyla bu çalışmada, sistemin iyi işlediği ve fiyat farklarının sistemin iyi çalışmamasından kaynaklanmadığı anlaşılmıştır.

3.2.2. Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farkların Sebepleriyle İncelenmesi

Bu bölümde GÖP fiyatı olan PTF'den, DGP fiyatı olan SMF'nin çıkarılması ile elde edilen fark değerleri incelenecek ve piyasalarda oluşan fiyatların birbirlerinden farklı oluşmasının sebepleri araştırılacaktır. Fiyat değerleri arasındaki önemli farkların esas nedenleri incelenecektir. Bu çalışma için excel'de 2012 – 2015 yılları arasındaki saatlik PTF ve SMF fiyat değerleri alınmış ve aynı saat için PTF değerinden SMF değeri çıkartılarak “Fiyat Farkı” datası elde edilmiştir.

Fiyat Farkı = PTF – SMF formülü ile hesaplanmıştır.



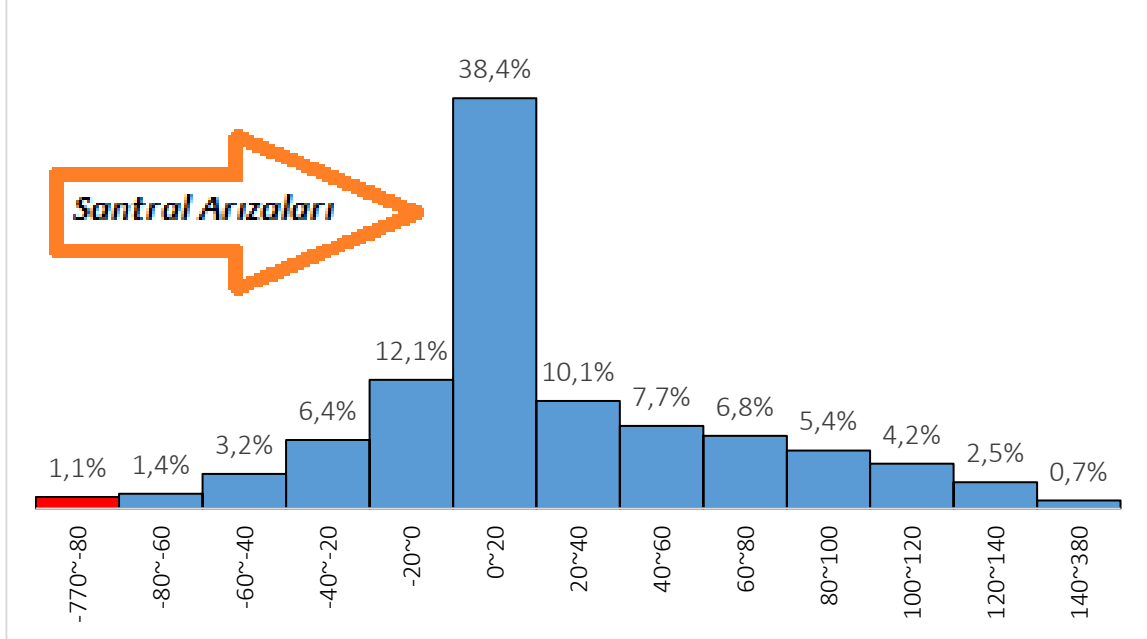
Şekil 10: Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farklar 1

Fiyat farkı değerlerinin %51'i -20-20 aralığında iken, %67'si -40-40 aralığındadır.

Fiyat Farkı Değerleri < 0 iken;

PTF'nin çok düşük çıktığı saatlerde, Milli Yük Tevzi Merkezi'nin (MYTM) yaptığı ve GÖP teklifleri alınmadan açıklanan yük tahmin planı değerlerinin (YTP) gün içerisindeki en düşük değerinde olduğuna rastlanmıştır. Piyasa katılımcıları önceden bildikleri YTP'ye rağmen üretimlerini azaltmak/ durdurmak istememişlerdir. Bunun nedenlerinin santrallerin teknik özelliklerinden kaynaklanan yüksek dur-kalk maliyetleri ve ticari kontratlarından dolayı sürekli çalışmak istemeleri olduğu ve bu nedenle çok düşük fiyat teklifi verdikleri düşünülmüştür.

SMF'nin çok yüksek gerçekeştiği saatlerde ise genellikle santral arızalarına, doğal gaz yetersizliğine ve sıcaklıklar nedeniyle tüketimin fazla gerçekeşmesine rastlanmıştır.



Şekil 11: Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farklar 2

Buradaki aşırı farklara rastlanan -770~-80 aralığındaki durumlarda, kış şartlarına bağlı olarak doğal gaz yetersizliği ve hava sıcaklıkları nedeniyle elektrik tüketiminin artması durumlarına rastlanmıştır. Fiyat aşırılıklarında incelediğimiz tarihler özellikle bu aralıkta görülmüştür. Fiyat farkı değerleri 0'a yaklaştıkça artan oranlarla birlikte, santral arızalarının arttığı görülmüştür.

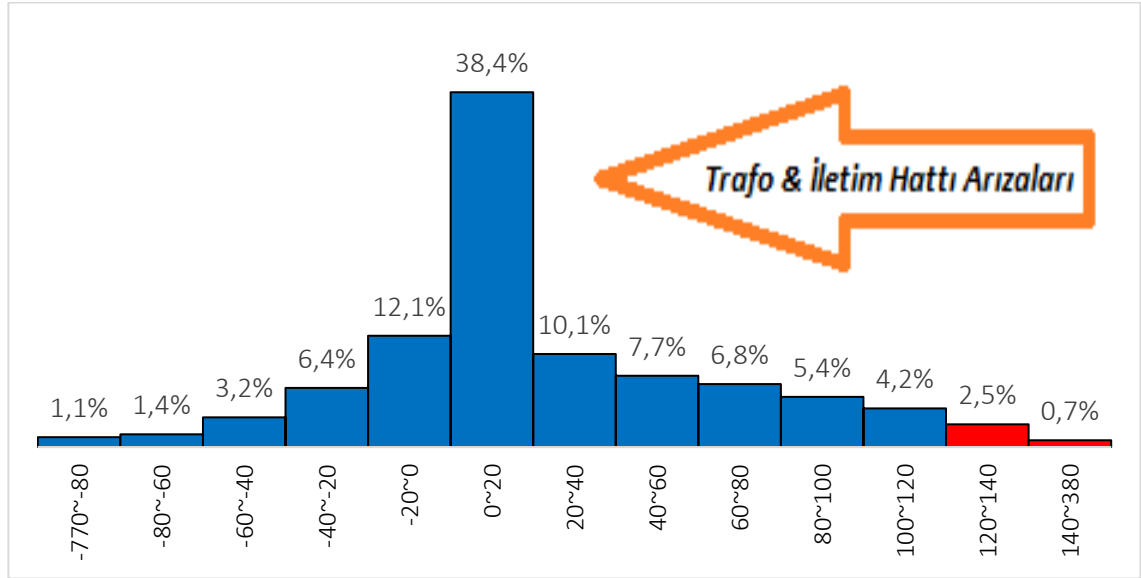
Fiyat Farkı Değerlerinin sıfırdan küçük olduğu durumların genel olarak beklenmeyen santral arızalarından kaynaklandığı söylenmiştir.

Fiyat Farkı Değerleri > 0 iken;

Genellikle trafo ve iletim hattı arızaları nedeniyle beklenmeyen elektrik kesintilerinin yaşandığı görülmüştür.

Özellikle 120~380 aralığında PTF değerleri çok yüksek gerçekleşmiştir. Bu tarihlere baktığımızda kış şartları nedeniyle PTF değerleri yüksek olmuş ancak gerçek zamanda tüketim üretimden daha az gerçekleştiği için sistemde daha çok YAT yapılarak SMF değeri PTF'den daha düşük çıkmıştır.

Fiyat farkları 0'a yaklaştıkça trafo ve iletim hattı arızalarının arttığı söylenmiştir.



Şekil 12: Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farklar 3

Piyasa Fiyatlarının İncelenmesi başlığı altında ilk olarak sistemde piyasa fiyatlarının talimatlarla uyumluluğu incelenmiş ve söylenen beklentiye uymayan durumlar beklenmedik durum olarak belirlenmiştir. Sonrasında belirlenen 391 beklenmedik

durumun nedenleri araştırılmıştır. Beklenmedik durumlarda dahi Sistem İşletmecisinin ilave talimatlar vererek sistem dengesini sağladığı ve fiyatlardaki farkların sistemin iyi çalışmamasından kaynaklanmadığı anlaşılmıştır. Diğer bir çalışmada ise referans fiyat olan PTF ve dengesizlik fiyatı olan SMF arasındaki farklar (PTF – SMF) formülü ile her saat için hesaplanmış ve toplam datanın %51’inde fiyatların birbirlerine yakın olduğu görülmüştür. Fiyat Farkı değerleri sıfırdan büyük/ küçük olmasına göre incelenmiştir. SMF’nin PTF’den büyük olduğu durumlar toplam datanın %39,7’sini oluşturmuş ve böylelikle genel olarak Elektrik Piyasasında DGP fiyatı olan SMF’nin daha yüksek gerçekleştiği söylenmiştir. SMF’nin PTF’den büyük çıkmasının nedenleri araştırıldığında, PTF’nin çok düşük gerçekleşmesinden kaynaklanan durumlarda YTP’nin gün içerisindeki en düşük değerini aldığı görülmüş ve katılımcıların GÖP başlamadan önce bildikleri YTP’ye rağmen santrallerin yüksek dur- kalk maliyetlerinden üretime ara vermemek için düşük PTF teklifi verdikleri düşünülmüştür. SMF’nin çok yüksek çıkmasından kaynaklanan durumlarda ise en yüksek fiyat farkının yaşandığı zamanlarda doğal gaz yetersizliği nedeniyle santrallerin üretim yapamaması ve sıcaklıklar nedeniyle tüketimin fazla gerçekleşmesi ile karşılaşmıştır. Bununla birlikte SMF’nin PTF’den yüksek gerçekleştiği datada en çok ani santral arızalarına rastlanmıştır. PTF’nin SMF’den büyük gerçekleştiği durumlarda ise datanın büyük bir kısmında trafo ve iletim hattı arızaları nedeniyle beklenmeyen elektrik kesintilerinin yaşandığı görülmüştür. Bu durumlarda en yüksek fiyat farkının yaşandığı durumlarda yine hava koşulları nedeniyle tüketimin daha fazla gerçekleşeceği öngörülüp verilen yüksek PTF teklifleri ile karşılaşmıştır ancak bu

zamanlarda tüketim beklenen kadar olmadığı için gerçek zamanda SMF, PTF'den düşük gerçekleşmiştir.

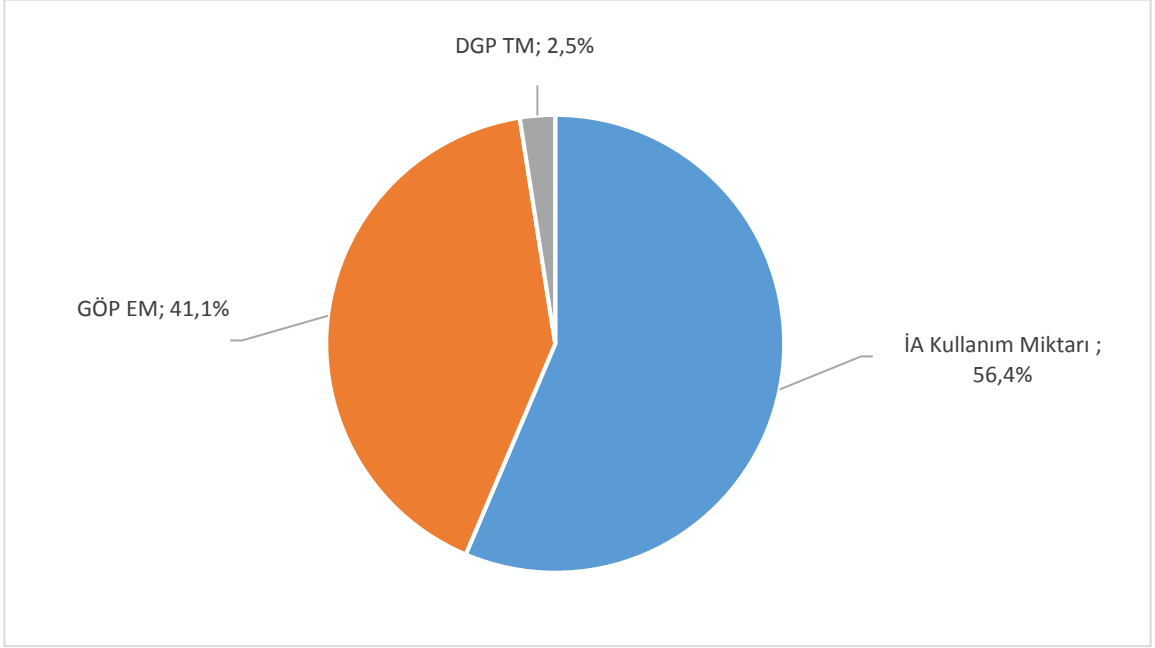
3.3. İkili Anlaşma (İA) Kullanım Miktarının Hesaplanması ve İncelenmesi

Türkiye Elektrik Piyasası'nda toplam ticaretin büyük bir bölümü ikili anlaşmalardan oluşur. Bununla beraber GÖP ve GİP tamamlayıcı görevini üstlenmektedir. DGP'nin amacı ise realitede ticaretin gerçekleştiği bir piyasa olmak değil, dengelemenin sağlandığı piyasa olmaktır. DGP'de elektrik alış verişi yapmak oldukça riskli olduğundan, ticaret için GÖP ve GİP tercih edilir. [11]

EPIAŞ Şeffaflık Platformu'nda gerçekleşen tüketim verilerine 18.12.2015 itibariyle ulaşılmaktadır. Bu bölümde yer alan çalışmada, son bir yıl verileri 18.12.2015 – 18.12.2016 tarih aralığını kapsamaktadır. EPIAŞ günlük raporunda yer alan İkili Anlaşmalar (MWh) sütunu verileri o saat için anlaşılan toplam İA kapasitesini göstermektedir. Ancak bu veriler piyasada gerçekleşen İA miktarlarını vermemektedir. Bu çalışmada amaç İA Kullanım Miktarlarını hesaplamaktır. Gerçekleşen Tüketim, mevcut piyasa yapılarında gerçekleşen fiziksel hacimleri ve kullanılan İA Miktarını içerir. İlk olarak gerçekleşen tüketim içerisindeki piyasa eşleşme miktarları payları hesaplanmıştır. Bir yıl için toplam gerçekleşen tüketimin sadece %0,28'ini GİP Eşleşme Miktarı oluşturmaktadır. Bu nedenle "İA Kullanım Miktarı" hesaplanırken GİP Eşleşme Miktarı ihmal edilmiştir. Son bir yıl tüketiminin %41,1'ini GÖP Eşleşme Miktarı ve %2,5'ini ise DGP Talimat Miktarı oluşturmaktadır.

İA Kullanım Miktarı = Gerçekleşen Tüketim – GÖP EM – DGP TM formülü

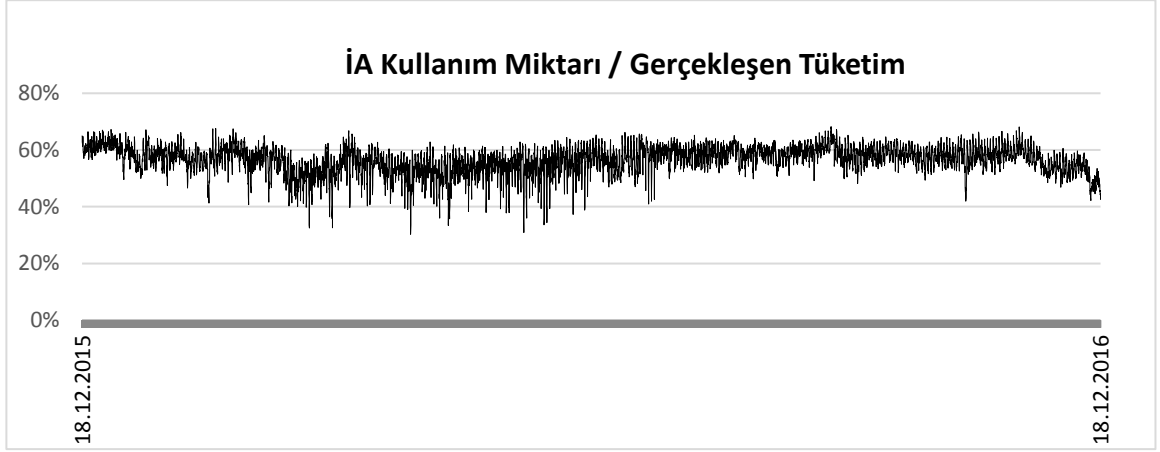
kullanılarak hesaplanmıştır.



Şekil 13: Gerçekleşen Tüketim İçindeki GÖP EM, DGP TM ve İA Kullanım Miktarı (%)

Daha önceki bölümlerde olduğu gibi bu bölümde de saat değişikliği tarihleri lineer interpolasyonla düzeltilmiştir. Aynı zamanda 4 – 7 Temmuz ve 11 – 15 Eylül arefe günleri dahil Ramazan ve Kurban Bayramı tarihlerinde Gerçekleşen Tüketim ve GÖP Eşleşme Miktarları önceki günlere göre oldukça az olduğundan İA Kullanım Miktarı verilerinde de bu durum açıkça görülmüştür. Bir yıllık periyotta 1 Ocak Cuma, 23 Nisan Cumartesi, 1 Mayıs Pazar ve 19 Mayıs Perşembe günü ülke genelinde resmi tatil olduğundan, tüketim bir önceki güne göre çok daha düşük gerçekleşmiştir. Ramazan ve Kurban Bayramı tarihleri ile birlikte bu günler ham veriden çıkartılmıştır.

Şekil 14’de bir yıllık periyotta saatlik İA Kullanım Miktarlarının Gerçekleşen Tüketim içindeki payı hesaplanmıştır. Bununla birlikte Gerçekleşen Tüketim ve İA Kullanım Miktarının aynı oranda değişim göstermediğini görmekteyiz.

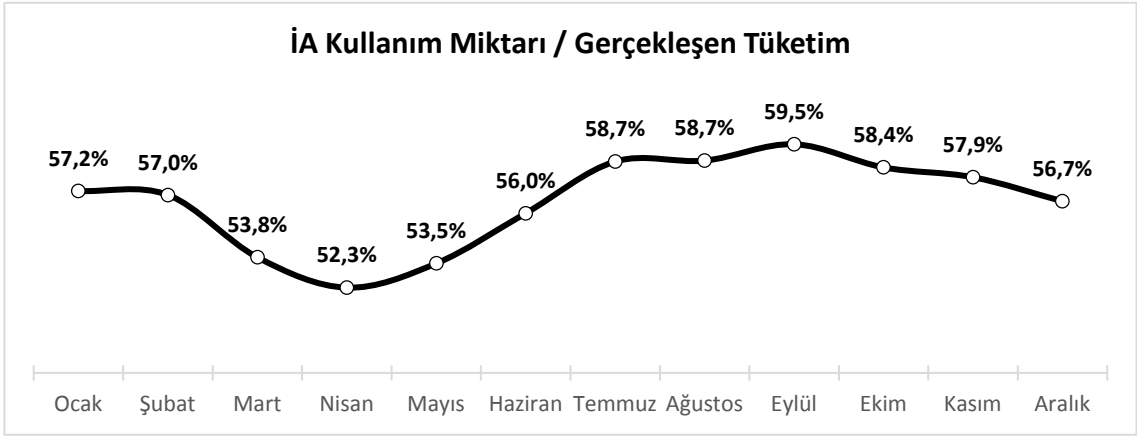


Şekil 14: Saatlik İA Kullanım Miktarının Gerçekleşen Tüketimdeki Payı (%)

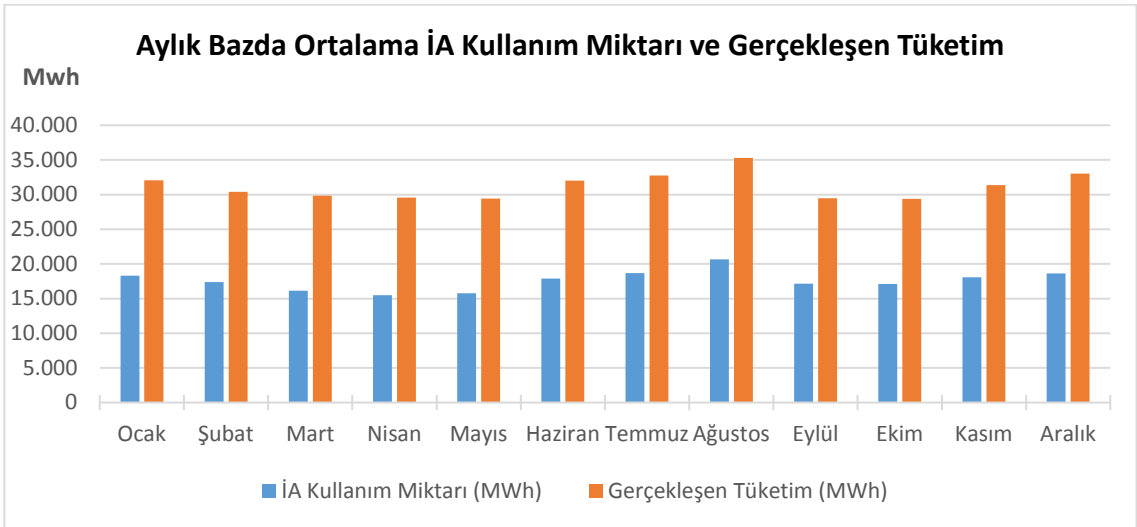
Saatlik İA Kullanım Miktarı grafiğinde kullanılan veriler yardımıyla, bundan sonraki aşamada, İA Kullanım Miktarlarının aylık, günlük ve saatlik değişimleri incelenecektir.

İlk aşamada eldeki veriler yardımıyla, İA Kullanım Miktarlarının Gerçekleşen Tüketim içindeki payı aylık bazda ortalama hesaplanmıştır. Şekil 15’de görüldüğü üzere en çok pay yaz aylarındadır. Gerçekleşen Tüketim içindeki İA Kullanım Miktarı Eylül ayında en yüksek değerini alırken, en düşük değerini ise Nisan’da almıştır. Şekil 16’ya baktığımızda aylık ortalama gerçekleşen tüketim miktarının Nisan ayında Mart ayıyla hemen hemen aynı olduğunu bununla birlikte İA Kullanım Miktarının ise %4 azaldığını görmekteyiz. Bahar mevsimlerinde İA Kullanım Miktarları en düşük değerindedir. Yazın yüksek hava sıcaklıklarından, kışın ise olumsuz hava koşullarından kaynaklı olarak talebin artmasının

İA Kullanım Miktarını da arttırdığı, bahar aylarında ise bu durumun oluşmadığı düşünülmüştür. Bununla beraber sonbahar aylarında gerçekleşen tüketim ilkbahardaki kadar yüksek gerçekleşmediğinden gerçekleşen tüketim içindeki İA Kullanım Miktarı en düşük değerini ilkbahar aylarında almıştır.

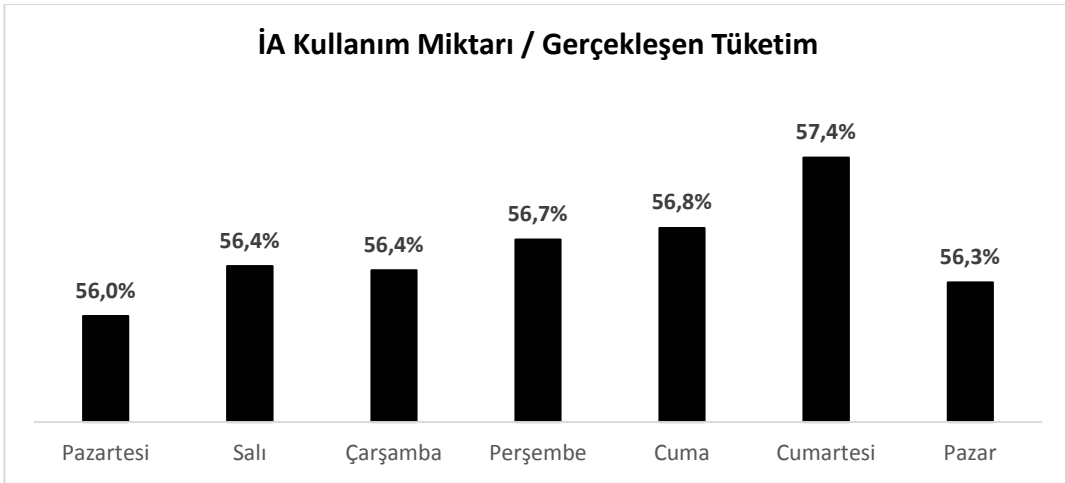


Şekil 15: Aylık Bazda Ortalama İA Kullanım Miktarı / Gerçekleşen Tüketim (%)



Şekil 16: Aylık Bazda Ortalama İA Kullanım Miktarı ve Gerçekleşen Tüketim (MWh)

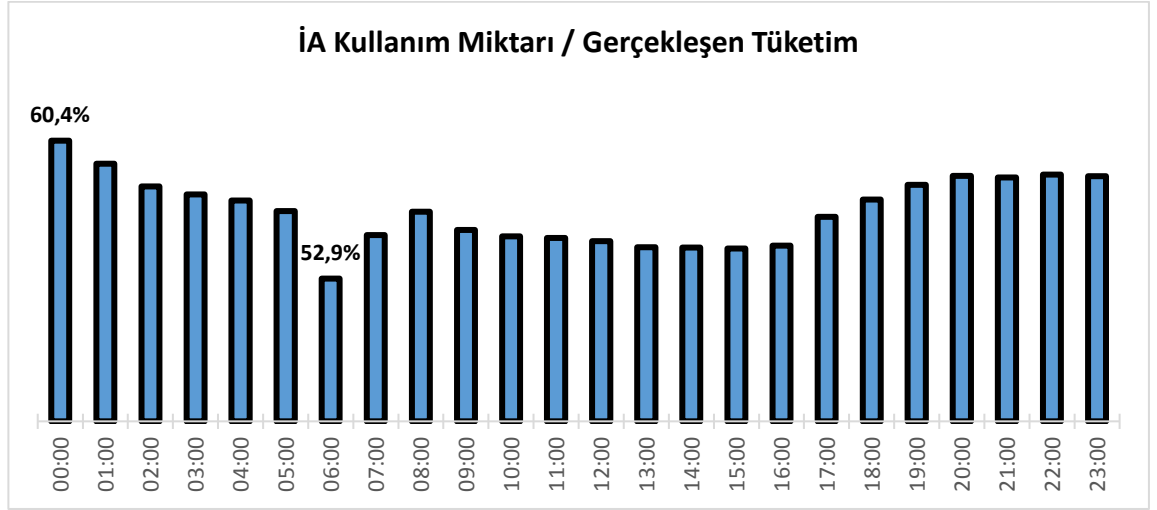
İkinci aşamada günlük bazda ortalama İA Kullanım Miktarlarının Gerçekleşen Tüketim içindeki payı incelenmiştir. Şekil 17’de görüldüğü üzere bu oranın en çok olduğu gün Cumartesi’dir. Pazartesi – Cumartesi günleri arasında İA Kullanım Miktarı birbirlerine oldukça yakındır. Ancak Cumartesi günü hafta sonu etkisiyle gerçekleşen tüketim İA Kullanım miktarından daha fazla azaldığı için İA Kullanım Miktarlarının Gerçekleşen Tüketim içindeki payı en yüksek değerini almıştır. Pazar günleri İA Kullanım Miktarı ve gerçekleşen tüketimin, haftanın diğer günlerine göre daha az olmasının, bu günde Türkiye’de birçok kurum ve kuruluşun tatil günü olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir. Bununla birlikte Pazartesi günü İA Kullanım Miktarı haftaiçi diğer günlerle hemen hemen aynı seviyedeysen, gerçekleşen tüketiminin daha yüksek gerçekleşmesinin haftanın ilk günü olması itibariyle olduğu düşünülmüştür.



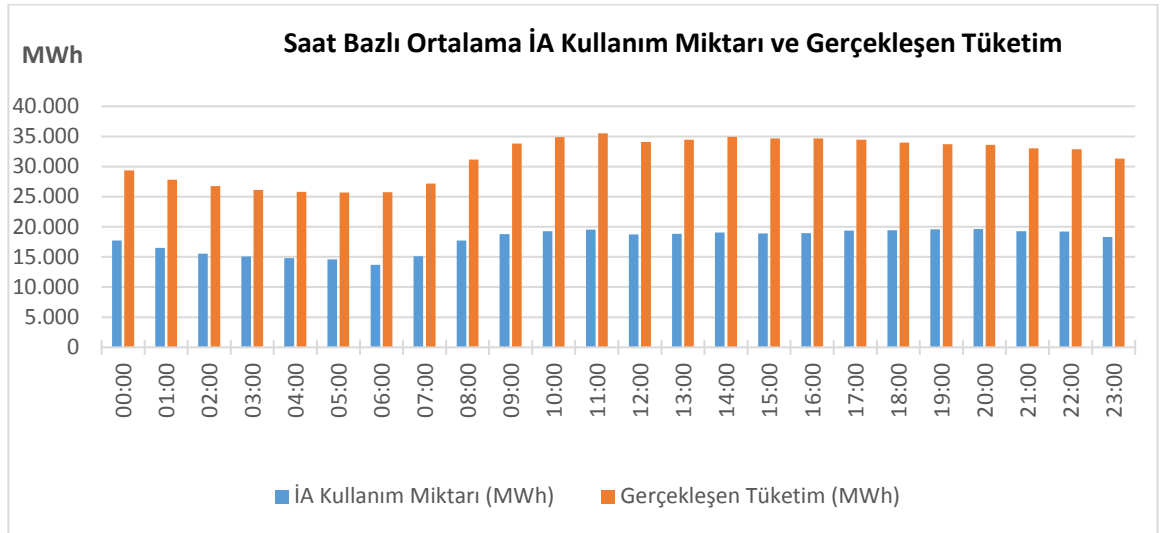
Şekil 17: Günlük Bazda Ortalama İA Kullanım Miktarı/ Gerçekleşen Tüketim (%)

Üçüncü aşamada saat bazlı ortalama gerçekleşen tüketim içindeki İA Kullanım Miktarı payları incelenmiştir. Payın en az olduğu saat 06:00, en çok olduğu saat ise 00:00’dır. Şekil 18’e bakıldığında saat 06:00’da İA Kullanım Miktarı gün içerisindeki en düşük

değerini almış gerçekleşen tüketim ise önceki üç saate göre değişiklik göstermemiştir. 00:00'da ise İA Kullanım Miktarı önceki saatlere göre çok değişkenlik göstermezken, gerçekleşen tüketim oldukça azalmıştır. Bu nedenle pay en yüksek bu saatte gerçekleşmiştir.

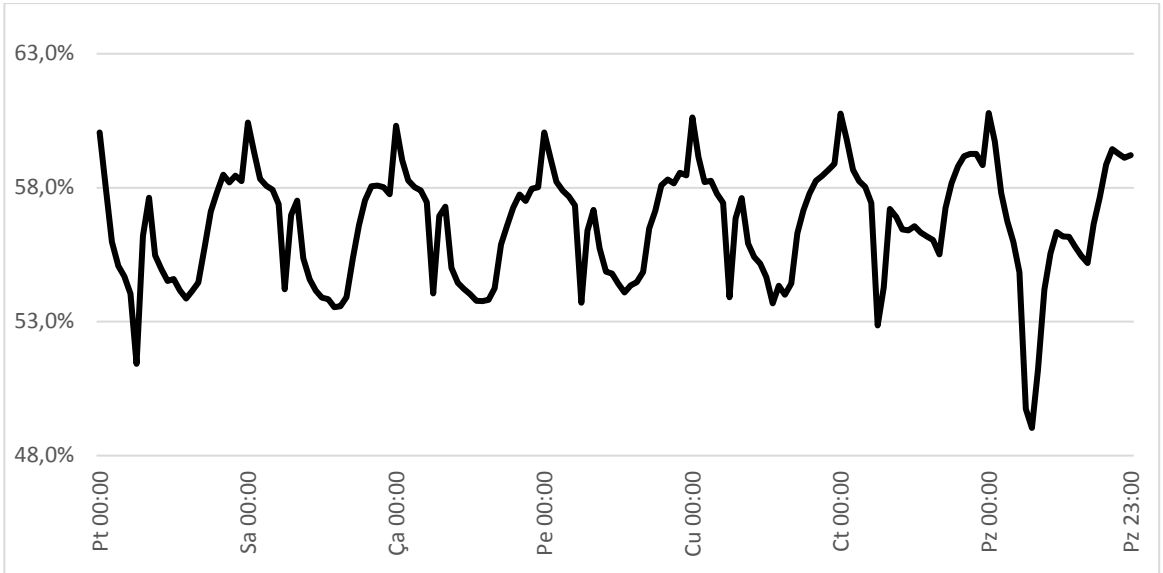


Şekil 18: Saat Bazında Ortalama İA Kullanım Miktarı / Gerçekleşen Tüketim



Şekil 19: Saat Bazlı Ortalama İA Kullanım Miktarı ve Gerçekleşen Tüketim (MWh)

Dördüncü ve son aşamada günün her saati için ortalama gerçekleşen tüketim içindeki İA Kullanım Miktarı payları incelenmiştir. Bu çalışmada görüldüğü üzere haftanın her günü için saat 00:00'da gerçekleşen tüketimdeki İA Kullanım Miktarı en yüksek değerini alır. Hafta içindeki tüm günlerde benzer dalgalanmalar görülmüştür. İA Kullanım Miktarının gerçekleşen tüketimdeki payı hafta içi saat 08:00 – 14:00 arasında hızlı bir şekilde düşerken, hafta sonları bu saatlerde düşüş hafta içine göre oldukça azdır. Bunun nedeninin hafta sonu birçok kurum ve kuruluşun tatil olması ve insanların vakitlerini büyük çoğunlukla ev/iş dışında geçiriyor olmasının olduğu düşünülmüştür. Şekil 20'ye göre Pazar günleri sabaha karşı İA Kullanım Miktarının gerçekleşen tüketimdeki payı haftanın en düşük değerlerini alacaktır. Bunu ise Pazartesi yine aynı saatler takip etmektedir. Daha önceki grafiklerde gerçekleşen tüketim içindeki İA Kullanım Miktarının en düşük gerçekleştiği günlerin Pazar ve Pazartesi olduğu, en düşük saatlerin ise sabaha karşı saatler olduğu söylenmiştir.



Şekil 20: Günün Her Saati İçin Ortalama İA Miktarı (MWh)

SONUÇ

Piyasa fiyatlarında görülen aşırılık değerlerinin en çok %56,9'luk oranla doğal gaz yetersizliği nedeniyle yaşandığı tespit edilmiştir. Bunu %29,2 ile santral arızaları/ sistemsel arızalar ve %13,9'luk oranla yüksek hava sıcaklıkları nedeniyle elektrik tüketiminin artması takip etmektedir.

Piyasa Fiyatlarının İncelenmesi başlığı altında gerçekleştirdiğimiz çalışmada, GÖP fiyatı olan PTF ve DGP fiyatı olan SMF değerleri arasındaki fark oransal olarak incelenmiştir. Excel'de, PTF ve SMF fiyat verileri alınıp "Piyasa Fiyatları Oran" adlı sütunda 2012 – 2015 yılları arasında her saat için $(PTF - SMF) / PTF$ formülü uygulanarak, iki fiyat arasındaki fark oransal olarak hesaplanmıştır. Bir diğer sütunda ise $(YAT - YAL) / YAT$ formülü ile "Yük Talimatları Oran" değerleri hesaplanmıştır ve "Piyasa Fiyatları Oran" ve "Yük Talimatları Oran" değerlerinin aynı işaretli olması beklentisine uymayan durumlar "Beklenmedik Durum" olarak ele alınarak, bu durumların sistemin iyi işlememesinden kaynaklanıp/ kaynaklanmadığı incelenmiştir. İlk olarak sistemde piyasa fiyatlarının talimatlarla uyumluluğu incelenmiş ve söylenen beklentiye uymayan durumlar beklenmedik durum olarak belirlenmiştir. Sonrasında belirlenen 391 beklenmedik durumun nedenleri araştırılmıştır. Beklenmedik durumlarda dahi Sistem İşletmecisinin ilave talimatlar vererek sistem dengesini sağladığı ve fiyatlardaki farkların sistemin iyi çalışmamasından kaynaklanmadığı anlaşılmıştır.

Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farkların Sebepleriyle İncelenmesi başlıklı çalışmada fiyat farkları $(PTF - SMF)$ formülü ile her saat için hesaplanmış ve toplam datanın

%51'inde fiyatların birbirlerine yakın olduğu görülmüştür. Aynı zamanda toplam datanın %22,9'unda PTF ve SMF'nin birbirine eşit olduğu saptanmıştır. SMF'nin PTF'den büyük olduğu durumlar toplam datanın %39,7'sini oluşturmuş ve böylelikle genel olarak Elektrik Piyasasında DGP fiyatı olan SMF'nin daha yüksek gerçekleştiği söylenmiştir. SMF'nin PTF'den büyük çıkmasının nedenleri araştırıldığında, PTF'nin çok düşük gerçekleşmesinden kaynaklanan durumlarda YTP'nin gün içerisindeki en düşük değerini aldığı görülmüş ve katılımcıların GÖP başlamadan önce bildikleri YTP'ye rağmen santrallerin yüksek dur- kalk maliyetlerinden üretime ara vermemek için düşük PTF teklifi verdikleri düşünülmüştür. SMF'nin çok yüksek çıkmasından kaynaklanan durumlarda ise en yüksek fiyat farkının yaşandığı zamanlarda doğal gaz yetersizliği nedeniyle santrallerin üretim yapamaması ve sıcaklıklar nedeniyle tüketimin fazla gerçekleşmesi ile karşılaşmıştır. Bununla birlikte SMF'nin PTF'den yüksek gerçekleştiği datada en çok ani santral arızalarına rastlanmıştır. PTF'nin SMF'den büyük gerçekleştiği en yüksek fiyat farkının yaşandığı durumlarda yine hava koşulları nedeniyle tüketimin daha fazla gerçekleşeceği öngörülüp verilen yüksek PTF teklifleri ile karşılaşmıştır ancak bu zamanlarda tüketim beklenen kadar olmadığı için gerçek zamanda SMF, PTF'den düşük gerçekleşmiştir. Bununla birlikte datanın büyük bir kısmında trafo ve iletim hattı arızaları nedeniyle beklenmeyen elektrik kesintilerinin yaşandığı görülmüştür.

GÖP'de oluşan PTF ile DGP'de oluşan SMF'nin aşırı değer oluşumunda en çok etkileyen durumun doğal gaz yetersizliği nedeniyle doğal gaz santrallerinin üretim gerçekleştirememesi olduğu saptanmıştır. Bu durum Piyasa Fiyat Değerleri Arasındaki Farkların Sebepleriyle İncelenmesi başlıklı çalışma ile desteklenmiş, PTF'nin SMF'den

büyük/ küçük olduğu durumların her ikisinde de en çok farkın görüldüğü datalarda doğal gaz yetersizliği ve hava sıcaklıkları kayıt edilmiştir. Gerçek zamanda SMF'nin PTF'den fazla gerçekleşmesinde en çok görülen sebebin ani santral arızaları ve arızalar nedeniyle gerçekleştirilen bakımlar olduğu anlaşılmıştır. PTF'nin SMF'den daha fazla gerçekleşmesinde en çok görülen sebebin ise trafo ve iletim hattı arızaları ve bakımları olduğu tespit edilmiştir.

Sonuç olarak piyasa fiyatları büyük çoğunlukla birbirlerine yakın gerçekleşmektedir. Sistem İşletmecisi tarafından sistemsel dengenin iyi bir şekilde sağlandığı ve fiyatlardaki farkların sistemin iyi çalışmaması nedeniyle oluşmadığı söylenmiştir. Santrallerin arızalarındaki sebeplerin araştırılıp önlem alınması, olası santral arızalarında santralin tekrar aktifleşmesi için gereken sürenin kısaltılması, santrallerde yapılacak bakımların sürelerinin kısaltılması ya da üretimi engelleyecek biçimde yapılmaması gibi santrallerin mümkün olduğunca aralıksız çalışmasını sağlamak gerçek zamanda fiyat aşırılıklarının önüne geçecektir. Aynı zamanda hizmet kalitesini sağlamak amacıyla iletim ve dağıtım hatlarında da oluşacak sorunlara karşı önlem alınmalı, aktifleştirme ve bakım süreleri kısaltılmalıdır.

EPIAŞ günlük raporunda yer alan İkili Anlaşmalar (MWh) sütunu verileri o saat için anlaşılan toplam İkili Anlaşma kapasitesini göstermektedir. Ancak bu veriler piyasada gerçekleşen İA miktarlarını vermemektedir. İkili Anlaşma (İA) Kullanım Miktarının Hesaplanması ve İncelenmesi başlığı altında gerçekleştirilen çalışmada amaç İA Kullanım Miktarlarını hesaplamaktır. Bunun için son bir yıl verileri ele alınarak GÖP, DGP ve GİP miktarlarının toplam gerçekleşen tüketim içindeki payları tespit edilmiştir. GİP eşleşme

miktarı payının sadece %0,28 olması sebebiyle ihmal edilmiş ve İA Kullanım Miktarları hesaplanırken yer verilmemiştir. İA Kullanım Miktarları; gerçekleşen tüketimden, GÖP ve DGP miktarları çıkarılarak hesaplanmıştır. Son bir yıl tüketiminin %56,4'ünü İA Kullanım Miktarının, %41,1'ini GÖP Eşleşme Miktarının ve %2,5'ini ise DGP Talimat miktarının oluşturduğu sergilenmiştir. Saat değişiklikleri lineer interpolasyon ile düzenlenmiş ve bayram etkisi göz ardı edilmiş saatlik İA Kullanım Miktarı grafiğinde kullanılan veriler yardımıyla, aylık, günlük ve saatlik ortalama İkili Anlaşma miktarları yüzdesel olarak ifade edilmiştir.

Bahar mevsimlerinde İA Kullanım Miktarları en düşük değerini almıştır Yazın yüksek hava sıcaklıklarından, kışın ise olumsuz hava koşullarından kaynaklı olarak talebin artmasının İA Kullanım Miktarını da arttırdığı, bahar aylarında ise bu durumun oluşmadığı düşünülmüştür. Bununla beraber sonbahar aylarında gerçekleşen tüketim ilkbahardaki kadar yüksek gerçekleşmediğinden gerçekleşen tüketim içindeki İA Kullanım Miktarı en düşük değerini ilkbahar aylarında almıştır. Gerçekleşen tüketim içindeki İA Kullanım Miktarının en çok olduğu gün Cumartesi'dir. Pazartesi – Cumartesi günleri arasında İA Kullanım Miktarı birbirlerine oldukça yakındır. Ancak Cumartesi günü hafta sonu etkisiyle gerçekleşen tüketim İA Kullanım miktarından daha fazla azaldığı için İA Kullanım Miktarlarının Gerçekleşen Tüketim içindeki payı en yüksek değerini almıştır. Pazar günleri İA Kullanım Miktarı ve gerçekleşen tüketimin, haftanın diğer günlerine göre daha az olmasının, bu günde Türkiye'de birçok kurum ve kuruluşun tatil günü olmasından kaynaklandığı ve. Pazartesi günü İA Kullanım Miktarı hafta içi diğer günlerle hemen hemen aynı seviyedeysen, gerçekleşen tüketiminin daha yüksek

gerçekleşmesinin haftanın ilk günü olması itibariyle olduğu düşünülmüştür. İA Kullanım Mikarının gerçekleşen tüketimdeki payının en az olduğu saat 06:00, en çok olduğu saat ise 00:00 olduğu saptanmıştır. Yapılan son çalışmada ise haftanın her günü için saat 00:00'da gerçekleşen tüketimdeki İA Kullanım Miktarı en yüksek değerini aldığı söylenmiştir. Hafta içindeki tüm günlerde aynı saat için benzer dalgalanmalar olduğu söylenmiştir. İA Kullanım Miktarının gerçekleşen tüketimdeki payı hafta içi saat 08:00 – 14:00 arasında hızlı bir şekilde düşerken, hafta sonları bu saatlerde düşüş hafta içine göre oldukça azdır. Bunun nedeninin hafta sonu birçok kurum ve kuruluşun tatil olması ve insanların vakitlerini büyük çoğunlukla ev/iş dışında geçiriyor olmasının olduğu düşünülmüştür. Pazar günleri sabaha karşı İA Kullanım Miktarının gerçekleşen tüketimdeki payı haftanın en düşük değerlerini alacaktır. Bunu ise Pazartesi yine aynı saatler takip etmektedir.

KAYNAKÇA

- [1] C. C. E. Nogales, "Forecasting Next-Day Electricity Prices By Time Series Models," 2002.
- [2] K. Bunn, "Forecasting Electricity Prices," 2003.
- [3] C. A. Garcia, "A GARCH Forecasting Model To Predict Day-Ahead Electricity Prices," 2005.
- [4] S. F. Mandal, "Neural networks approach to forecast several hour ahead electricity prices and loads in deregulated market," 2005.
- [5] "Türkiye Elektrik İletim A.Ş.," 2001. [Online]. [Accessed 13 Kasım 2016].
- [6] Dünya Bankası, "Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm, Önemli Aşamalar ve Zorluklar," Temmuz 2015.
- [7] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, 2012. [Online]. [Accessed Kasım 2016].
- [8] F. Yazıttaş, "Türkiye Elektrik Piyasaları," Cigre, 2015.
- [9] EPİAŞ, "Gün Öncesi Piyasası," Kasım 2016. [Online]. Available: <https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/surecler>.
- [10] EPİAŞ, "İkili Anlaşma," Kasım 2016. [Online]. Available: <https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi>.
- [11] EPİAŞ, «Dengeleme Güç Piyasası,» Aralık 2016. [Çevrimiçi]. Available: <https://www.epias.com.tr/dengeleme-guc-piyasasi/dengelemenin-amaci>.
- [12] TEİAŞ, "TEİAŞ Sözlük," 2016. [Online]. Available: <http://www.teias.gov.tr/eBulten/makaleler/2009/sozluk/sozluk/selektike.htm>.
- [13] M. Bozan, "TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı Elektrik Kalite Hizmetleri Müdürlüğü EÜD Sunumu," Ankara, Temmuz 2012.
- [14] EPİAŞ, "Gün İçi Piyasası," Kasım 2016. [Online]. Available: <https://www.epias.com.tr/gun-ici-piyasasi>.
- [15] Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, Temmuz 2015.
- [16] Ö. M. Gökğöz, "Türkiye Elektrik Piyasası ve EPİAŞ," 2014.

- [17] EPIAŞ, Arıza/ Bakım Bildirim Listesi, 2016. [Online]. Available:
<https://rapor.epias.com.tr/rapor/xhtml/dgpArizaBakimListesi.xhtml>.
- [18] F. Kölmek, «Enerji Üzerine/ On Energy,» 2012.
- [19] TMMOB, "Elektrik Mühendisleri Enerji Raporu," 2015.
- [20] E. Karagöl, "Economic Growth and Electricity Consumption In Turkey: A Bound Test Approach," *Doğuş Üniversitesi Dergisi*, 2007.

