



**T.C.
İSTANBUL ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**



YÜKSEK LİSANS TEZİ

**ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ARIZA YÖNETİM
SİSTEMLERİNİN GELİŞTİRİLMESİNE YÖNELİK TAHMİN
METOTLARININ ANALİZİ**

İsmail ÖZ

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Programı

DANIŞMAN

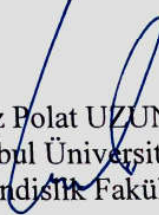
Dr. Öğr. Üyesi Cengiz Polat UZUNOĞLU

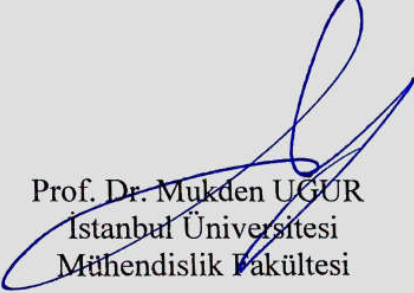
Haziran, 2018


İSTANBUL


Bu çalışma, 19.06.2018 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Programında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi


Dr. Öğr. Üyesi Cengiz Polat UZUNOĞLU(Danışman)
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi


Prof. Dr. Mukden UĞUR
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi


Dr. Öğr. Üyesi Aysel ERSOY YILMAZ
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi


Dr. Öğr. Üyesi İbrahim GÜNEŞ
İstanbul Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi


Dr. Öğr. Üyesi Serap CEKLİ
Maltepe Üniversitesi
Mühendislik ve Doğa Bilimleri Fakültesi



20.04.2016 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince; Bu Lisansüstü teze, İstanbul Üniversitesi’nin aboneli olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Fen Bilimleri Enstitüsü’nün belirlemiş olduğu ölçütlere uygun rapor alınmıştır.

ÖNSÖZ

Günümüzde hayatın her aşamasında yaşantımızı kolaylaştıran teknolojik yenilikler hayatımıza girmekte ve yön vermektedir. Elektrik dağıtım şirketlerinin, müşteriye vermiş oldukları hizmet ve kalite standartlarını yükseltmeleri için bilgi teknolojilerine dayalı modern yönetim sistemlerinin ışığında elektrik şebekesi alt yapı sistemlerini güncellemeleri gerekmektedir. Hazırlamış olduğum bu yüksek lisans tezi ile ben de bu sürece katkıda bulunacağım kanaatindeyim.

Hazırlamış olduğum yüksek lisans tezimde öncelikle danışman hocam Dr. Öğr. Üyesi Cengiz Polat UZUNOĞLU' na değerli katkılarından ve destek verici yönlendirmelerinden dolayı, özel olarak teşekkürlerimi bildirmek istiyorum. Proje aşamasında benden desteklerini esirgemeyen Harun KARADAĞ ve Rıdvan AYAŞ başta olmak üzere Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.' deki çalışma arkadaşlarıma teşekkür ederim. Ayrıca yüksek lisans öğrenimim boyunca daima yanımda olan eşim Yasemin, kızlarım Gülşen, Mina Betül ve oğlum Mehmet Emin' e de teşekkür borçluyum.

Haziran 2018

İsmail ÖZ

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖNSÖZ	iv
İÇİNDEKİLER.....	v
ŞEKİL LİSTESİ	vii
TABLO LİSTESİ.....	viii
SİMGE VE KISALTMA LİSTESİ.....	ix
ÖZET	x
SUMMARY	xi
1. GİRİŞ	1
2. GENEL KISIMLAR.....	3
2.1. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE ARIZA YÖNETİM SİSTEMLERİ	3
2.1.1. Müşteri Başvurusunun Alınması	5
2.1.2. Arıza Süreçlerinin Tamamlanması	8
2.1.2.1. Arıza Yönetim Sistemine İlişkin Süreçler	8
2.1.2.2. Sahadaki Yapılan İşlere İlişkin İş Emri Akış Diyagramları	12
2.1.3. Müşteri Geri Dönüşleri	18
3. MALZEME VE YÖNTEM.....	19
3.1. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE CBS UYGULAMASI	19
3.1.1. Elektrik Dağıtım Şirketlerinde Kullanılan CBS' nin Özellikleri	20
3.1.2. BEDAŞ' de CBS Kurulum Aşamaları:	22
3.2. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE OSOS UYGULAMALARI	26
3.2.1. Elektrik Dağıtım Şirketlerinde Kullanılan OSOS' un Özellikleri	27
3.3. CBS VE OSOS' UN AYS' YE ETKİLERİ	28
4. BULGULAR.....	35
4.1. AYS' DE ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİNDEN KAYNAKLI ARIZALARIN, HAVA DURUMU DEĞİŞİKLİKLERİ, CBS VE OSOS ETKİSİYLE GELİŞİM ANALİZİ	35
4.1.1. BEDAŞ 2014-2017 yılları arası arıza istatistikleri	36
4.1.1.1. Arıza Türlerine Göre 2014-2017 Yılları Arıza İstatistikleri	37
4.1.2. BEDAŞ Enerji Nakil Hatlarındaki Değişimlerin Elektrik Arızalarına Etkisi	38
4.1.3. BEDAŞ Hava Durum Değişikliklerinin Elektrik Arıza Oranlarına Etkisi	39
4.1.3.1. Yıllık Hava Durum Değişikliklerine Göre 2014-2017 Yılları Arıza İstatistikleri	39

4.1.3.2. Aylık Hava Durum Değişikliklerine Göre 2014-2017 Yılları Arıza Sayısı İstatistikleri.....	41
4.1.3.3. Aylık Hava Durum Değişikliklerine Göre 2014-2017 Yılları Arıza Süresi İstatistikleri	42
4.1.4. CBS ve OSOS Entegrasyonu Sonrasında Elektrik Arızalarının Hava Durumu Değişikliklerine Göre Analizi.....	43
4.1.4.1. Hava Durumu Değişikliklerine Göre 2014 ve 2017 Yılları Arıza Değerlerinin Arıza Türlerine Göre Analizi.....	43
4.1.4.2. Hava Durumu Değişikliklerine Göre 2014 ve 2017 Yılları Arıza Değerlerinin Analizi.....	45
5. TARTIŞMA VE SONUÇ	47
KAYNAKLAR.....	48
ÖZGEÇMİŞ	51

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa No
Şekil 2.1: BEDAŞ DMS Uygulamaları.....	4
Şekil 2.2: BEDAŞ ALO186 Çağrı Merkezi çalışma şeması.....	6
Şekil 2.3: BEDAŞ AYS başvuru ekranı.....	7
Şekil 2.4: AYS AG havai hat arızası akış diagramı.....	13
Şekil 2.5: AYS Trafo Merkezi içinde AG sigorta arızası akış diagramı.....	14
Şekil 2.6: AYS OG arızaları akış diagramı.....	15
Şekil 2.7: AYS trafo merkezi arızaları akış diagramı.....	16
Şekil 2.8: AYS aydınlatma arızaları akış diagramı.....	17
Şekil 3.1: BEDAŞ enerji yoğunluğu haritası.....	24
Şekil 3.2: CBS trafo merkezleri elektriksel bağlantı gösterimi.....	24
Şekil 3.3: CBS' de abone bağlantı noktaları.....	25
Şekil 3.4: CBS elektriksel adres yapısı.....	26
Şekil 4.1: BEDAŞ 2014-2017 yılları arası arıza istatistikleri.....	36
Şekil 4.2: BEDAŞ arıza türlerine göre 2014-2017 arıza istatistikleri.....	37
Şekil 4.3: BEDAŞ yıllık hava durum değişimine göre 2014-2017 arıza sayıları.....	40
Şekil 4.4: BEDAŞ aylık hava durum değişimine göre 2014-2017 arıza sayısı istatistikleri.....	42
Şekil 4.5: BEDAŞ aylık hava durum değişimine göre 2014-2017 arıza süresi istatistikleri.....	42
Şekil 4.6: 2014 yılı elektrik arızalarının açık ve yağışlı hava şartlarında arıza türlerine göre dağılımı.....	43
Şekil 4.7: 2017 yılı elektrik arızalarının açık ve yağışlı hava şartlarında arıza türlerine göre dağılımı.....	44

TABLO LİSTESİ

	Sayfa No
Tablo 1: BEDAŞ' ın CBS' de varlık tespiti (24.07.2013).....	32
Tablo 2: BEDAŞ 2014-2017 yılları arası arıza sayıları.....	36
Tablo 3: BEDAŞ arıza türlerine göre 2014-2017 arıza sayıları	37
Tablo 4: BEDAŞ 2014 yılı hat uzunlukları	38
Tablo 5: BEDAŞ 2017 yılı hat uzunlukları	38
Tablo 6: BEDAŞ 2014-2017 yılları arası hava durum değişikliklerine göre arıza istatistikleri	40
Tablo 7: Hava durumu değişikliklerine göre 2014 ve 2017 yılları arıza değerleri.....	45

SİMGE VE KISALTMA LİSTESİ

Simgeler Açıklama

km	: Kilometre
s	: Saat
V	: Gerilim değeri

Kısaltmalar Açıklama

AG	: Alçak Gerilim
AG ŞUBE	: Alçak Gerilim Abone Bağlantı Noktası
AİTM	: Ana İndirici Trafo Merkezi
AYS	: Arıza Yönetim Sistemi
BEDAŞ	: Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.
CBS	: Coğrafi Bilgi Sistemi
DM	: Dağıtım Merkezi
DMS	: Dağıtım Yönetim Sistemi
EDRIMS	: BEDAŞ Abone Veri Sistemi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
İM	: İndirici Trafo Merkezi
OG	: Orta Gerilim
OSOS	: Otomatik Sayaç Okuma Sistemi
OTS	: Operasyon Takip Sistemi
SAIDI	: Kesinti Süre Endeksi
SAIFI	: Kesinti Sıklık Endeksi
SCADA	: Merkezi Denetleme ve Kontrol Veri Toplama
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TM	: Trafo Merkezi
UAVT	: Ulusal Adres Veri Tabanı

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

İsmail ÖZ

ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ARIZA YÖNETİM SİSTEMLERİNİN GELİŞTİRİLMESİNE YÖNELİK TAHMİN METOTLARININ ANALİZİ

İstanbul Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman : Dr. Öğr. Üyesi Cengiz Polat UZUNOĞLU

Son yıllarda düzgün bir güç yönetimi için elektrik dağıtım şirketleri açısından arıza tespiti en önemli konu haline gelmiştir. Elektrik dağıtım şirketinin güvenilirliği, temel olarak kesintisiz enerji sağlayabilmesine, arıza tespit ve müdahale sürelerindeki iyileştirmelere bağlıdır. Bu tezin temel amacı Arıza Yönetim Sistemleri (AYS) performansını Otomatik Sayaç Okuma Sistemi (OSOS) ve Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) etkileşimleri ile analiz etmektir. Çalışmalar sırasında BEDAŞ tarafından elde edilen ve işlenen AYS istatistikleri incelenmiştir. BEDAŞ, İstanbul'un Avrupa yakasında faaliyet gösteren yetkili elektrik dağıtım şirkettir. Yapılan çalışmalarda AYS' nin OSOS ve CBS ile entegrasyonu sayesinde arıza oranlarında azalma ve elektrik dağıtım şirketinin performans istatistiklerinde artış olduğu gözlemlenmiştir. Ek olarak bu birleşik yapı sayesinde özellikle yağışların çok olduğu değişik hava durumu koşulları altında İstanbul'da arıza oranlarının önemli ölçüde azaldığı görülmüştür. Bu nedenle elektrik dağıtım şirketlerinde bu birleşik yapı ve planlanan ek iyileştirmeler sayesinde etkili bir arıza tahmini yönetimi arızaların önlenmesi ve arızaya hızlı müdahale ışığında yapılabilir.

Haziran 2018, 62 sayfa.

Anahtar kelimeler: Elektrik dağıtım şirketi; AYS; OSOS; CBS

SUMMARY

M.Sc. THESIS

ANALYSIS OF ESTIMATION METHODS INTENDED FOR FAILURE MANAGEMENT SYSTEM IMPROVEMENT IN ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS

İsmail ÖZ

İstanbul University

Institute of Graduate Studies in Science and Engineering

Department of Electrical and Electronic Engineering

Supervisor : Assist. Prof. Dr. Cengiz Polat UZUNOĞLU

In recent years the failure detection in electrical networks has become the most significant issue for proper power management in distribution companies. The reliability of electrical distribution company is mainly based on uninterrupted power distribution performance and hence shorter failure detection and response times. The main motivation of the dissertation is to analyze Failure Management System's (FMS) performance in terms of Automatic Electrometer Reading System (AERS) and Geographic Information System (GIS). During the studies FMS statistics are investigated which are processed and recorded by BEDAŞ Company. BEDAŞ Company is the authorized electrical distribution company of European side in İstanbul. The conducted studies have revealed that the integration of FMS with AERS and GIS decreased failure rates and increased distribution companies' performance statistics. In addition, thanks to this integration the failure rates of İstanbul have been considerably decreased under different weather conditions where heavy falls accelerate failures. So this unified system and planned additional improvements can be utilized for effective predictive management for distribution companies in terms of failure elimination and quick failure response.

June 2018, 62 pages.

Keywords: Electrical distribution company; FMS; AERS; GIS

1. GİRİŞ

Günümüzde elektrik dağıtım şirketleri, müşterilere sunmuş oldukları hizmet kalite standartlarını arttırabilmek için elektrik dağıtım yönetimine ilişkin sunmuş oldukları hizmetlerin güvenilirliğine odaklanmaktadır. Sistemin güvenilirliğini arttırabilmek için, sistem üzerinden toplanan verilerin etkili bir şekilde değerlendirilmesi esastır (Pahwa, 2007).

Teknolojik imkânların gelişmesi ile elektriğin her geçen gün hayatımızdaki rolü artmakta ve bunun sonucunda da elektrik dağıtım şirketleri tarafından kesintisiz ve kaliteli elektrik tedarik etme hususunda çalışmalar gerçekleştirilmektedir. Bu konuda Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından çıkarılan Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği, elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği, ticari ve teknik kalitesine ilişkin olarak dağıtım şirketleri, görevli tedarik şirketleri ve kullanıcılar tarafından uyulması gereken kurallar ile uygulamaya ilişkin esas ve usulleri kapsar (EPDK, 2017). Bu yönetmelik kapsamında yer alan kalite göstergelerinin yerine getirilmesi, izlenmesi, kontrol edilmesi, gerekli olan önlemlerin alınması ve sürekli olarak geliştirilmesi için elektrik dağıtım şirketleri tarafından kurulan arıza yönetim sistemleri büyük önem arz etmektedir (Bhattarai, 2017). AYS' ye kesintiye ilişkin kesintinin yeri, nedeni, kaynağı, başlama ve sona erme zamanı, süresi, kesintiden etkilenen kullanıcılarının sayısı gibi bir takım veri girişleri yapılmaktadır. Kesinti süresi ve arıza oranları bu parametrelere bağlı olarak değişiklik göstermektedir (J.B.Bowles, 2002). Bu konuda elektrik dağıtım şebekesinde, arıza oranları kullanılarak gereken analizlerin yapılması ve ilerleyen süreçlerde meydana gelecek olan arızalara yönelik tahmin metodlarının oluşturulabilmesi için çalışmalar gerçekleştirilmektedir (Brown, Frimpong, & Willis, Failure rate modeling using equipment inspection data, 2004) (Radmer, Kuntz, Christie, Venkata, & Fletcher, 2002) (Wang & Billinton, 2002) (Shafieezadeh, Onyewuchi, Begovic, & Desroches, 2014) (Panteli & Mancarella, 2015) (Alvehag & Soder, 2011).

Elektrik dağıtım şirketlerinin sunmakla yükümlü oldukları hizmet kalitesi ile elektrik arızaları arasında ters orantı söz konusudur. Hizmet kalitesinin artması sonucunda elektrik arızalarında düşüş meydana gelmektedir. Bunun için arıza yönetim sistemlerinin sürekliliğinin sağlanması ve elde edilen verilerin işlenerek farklı metodolojilerin ortaya çıkarılması gerekmektedir.

Elektrik dağıtım şirketleri kesintilere ilişkin hizmet kalitesi standartlarında hizmet verebilmek için AYS verilerini analiz eder. Geçmiş yıllarda meydana gelen arıza noktalarının tespit

edilerek elektrik hatlarının bakımlarının ve yenilemelerinin yapılması, şehrin enerji ihtiyacına yönelik planların çıkarılarak gerekli yatırımların gerçekleştirilmesi gibi çalışmaların planlanarak hayata geçirilmesi elektrik sürekliliği için büyük önem arz etmektedir.

Bu tez kapsamında yapılan çalışmada;

- 1) Elektrik dağıtım şirketlerinde arıza yönetim sistemleri,
- 2) Coğrafi Bilgi Sistemlerinin (CBS) ve Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin (OSOS) arıza yönetim sistemleri ile entegrasyonu,
- 3) Arıza yönetim sistemlerinde elektrik dağıtım şebekesinden kaynaklı arızaların, hava durumu değişiklikleri (Bowles, 2002), Coğrafi Bilgi Sistemleri(CBS) ve Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri (OSOS) etkisiyle geliştirilmesine yönelik analiz çalışması gerçekleştirilmiştir.

Tezin devamındaki analiz çalışmasına kısa bir bakış atacak olursak; tez kapsamında, ilk olarak 2014-2017 yılları arası hava değişikliklerine göre arıza istatistikleri incelenmiştir. Yağışlı hava şartlarında arıza yoğunluklarının ve arıza tamir sürelerinin artmış olduğu görülmüştür. CBS ve OSOS' un devreye alınıp AYS' e entegrasyonunun tamamlandığı 2017 yılı verileri ile CBS ve OSOS' un mevcut olmadığı 2014 yılı verileri, hava durumu değişikliklerine göre karşılaştırılmıştır. CBS ve OSOS' un devreye alınması ile beraber tüm hava şartlarında arıza müdahale ve tamir sürelerinin düşmüş olduğu görülmüştür. Ayrıca bu sistemlerin devreye alınmasının AYS' deki verilerin doğruluğu noktasında büyük gelişmeler sağladığı tespit edilmiştir. Bu tez kapsamında örnek teşkil etmesi bakımından İstanbul Avrupa Yakası bölgesinde elektrik dağıtım hizmeti sağlayan BEDAŞ' ın verileri üzerinde tez çalışması gerçekleştirilmiştir.

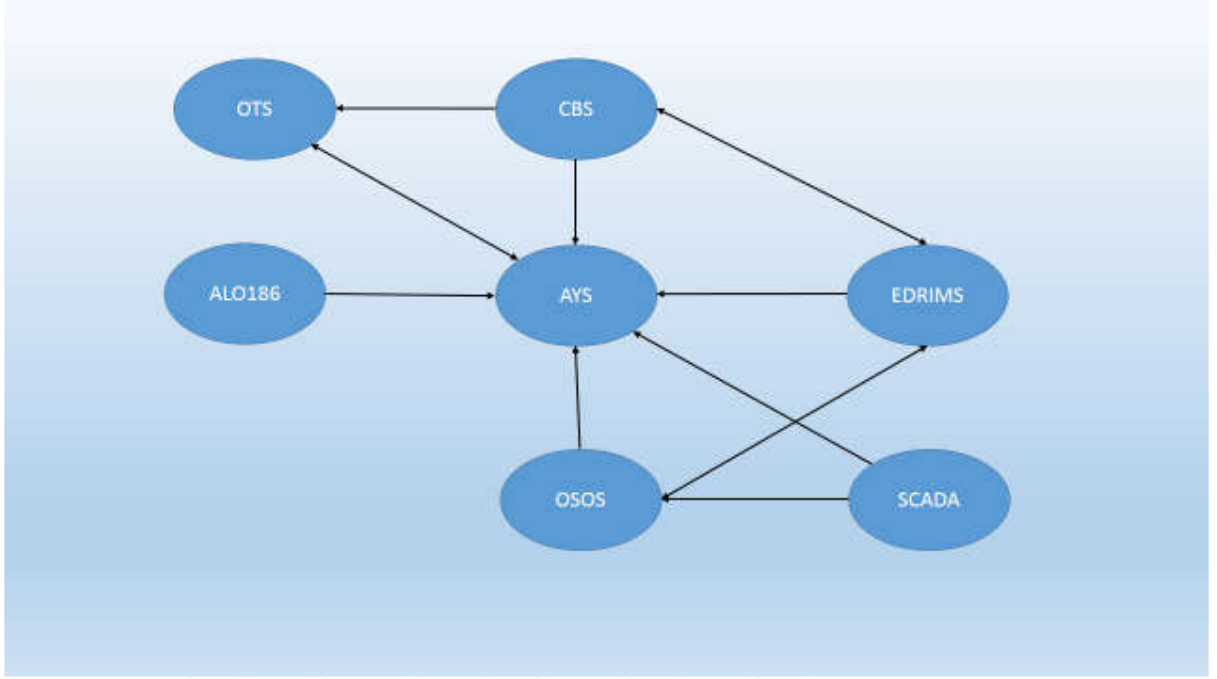
2. GENEL KISIMLAR

2.1. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE ARIZA YÖNETİM SİSTEMLERİ

Modern entegre dağıtım yönetim sistemleri genel olarak iki temel bileşenden oluşmaktadır: Veri Tabanı ve Dağıtım Yönetim Sistemi (Distribution Management System-DMS) Uygulamaları. Veri tabanı, tüm dağıtım yönetim sistemlerinin verilerinin bulunduğu platformdur (Popovic, 2000). DMS geniş bir coğrafyaya yayılmış cihazların bir merkezden denetlenmesini, izlenmesini, önceden tasarlanmış bir mantık içinde işletilmesini ve geçmiş zamana ait verilerin kaydedilmesini sağlayan sistemlere verilen isimdir. Ayrıca DMS modern bir dağıtım kontrol merkezindeki tüm operasyonel faaliyetler için gerçek-zamanlı bilgi sistemidir (ABB, 2018). Kesin ve gerçek zamanlı bilgi, sistemin işletim ve süreç optimizasyonu için gereklidir. Bunun sonucunda etkili, verimli ve en önemlisi güvenilir bir işletim sağlanır (Özkara, 2009).

BEDAŞ bünyesinde DMS, aşağıdaki birimlerin entegrasyonu ile sağlanmıştır.

- 1) Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS)
- 2) Arıza Yönetim Sistemi (AYS)
- 3) Otomatik Sayaç Okuma Sistemi (OSOS)
- 4) ALO186 Çağrı Merkezi
- 5) Abone Veri Sistemi (EDRIMS)
- 6) Merkezi Denetleme ve Kontrol Veri Toplama (SCADA)
- 7) Saha Operasyonları Takip Sistemi



Şekil 2.1: BEDAŞ DMS Uygulamaları.

BEDAŞ' da kurulmuş olan bu sistemler koordineli olarak aynı sistem çatısı altında çalışabilmektedir. Şekil 2.1' de BEDAŞ DMS bünyesinde çalışan bu sistemlerin birbirleri ile ilişkileri ve veri akış yönleri görülmektedir. AYS tüm sistemler ile entegre çalışmakta ve özellikle tüm sistemlerden AYS' ye bilgi akışı sağlanmaktadır. Bu durum, hizmet kalitesi ve enerji sürekliliğinin sağlanması için BEDAŞ için büyük ehemmiyete sahiptir. BEDAŞ' da kurulmuş olan DMS' nin yapıtaşlarından birini oluşturan AYS sistemin düzgün çalışabilmesi için büyük önem taşımaktadır.

Elektrik dağıtım şirketlerinde AYS, müşterilerden gelen bildirimleri ve tedarik sürekliliğini uzaktan izleme sistemi tarafından tespit eden arıza ve/veya kesintiler için kayıt oluşturan bir sistemdir. Ayrıca gerektiğinde bu bildirimlere ve tespitlere ilişkin bilgilerin arıza ekiplerine yönlendirilerek değerlendirilmesine imkân veren; tespit yapılan işlemler ve sonuca ilişkin gerekli bilgilerin kayıt altına alınmasını sağlayan ve verileri diğer sistemlerle paylaşan çatı bir sistem olarak tanımlanmaktadır (EPDK, 2017). Bu sistem, müşteri hizmetleri merkezinin bir bileşeni olan ya da müşteri hizmetleri merkezi ile uyum içinde çalışan bir sistem veya bunların birlikte oluşturduğu bir sistem olarak tanımlanabilir.

Elektrik dağıtım şirketleri gelişen teknolojiye uyum sağlamak, hizmet sahalarındaki müşterilere sunmuş oldukları hizmet kalitesini arttırmak ve EPDK' nın belirtmiş olduğu standartlara uyum sağlamak amacıyla müşteri iletişim kanalları geliştirmişlerdir. Bu iletişim kanallarının en önemlisini elektrik çağrı merkezleri oluşturmaktadır. Bu kanallar elektrik dağıtım şirketleri, abonelerin elektrik dağıtım şirketine kolayca ulaşmalarını sağlamak, aboneleri doğru bilgilendirmek, abonelerin her türlü istek, öneri ve şikâyetlerini ilgili birimlere iletmek, abonelerden gelen aramaları kayıt altına almak ve yapılan işlemlerle ilgili aboneyi bilgilendirmek konularında belirli aşamalarda gelişim sağlamışlardır. Bu durumlarda başvuruyu almak, işlem yapılması için ilgili merkezlere sevk etmek, işlerin yapılıp yapılmadığı takip etmek ve müşteri geri dönüşleri sağlamak amacıyla arıza yönetim sistemleri geliştirilmiştir.

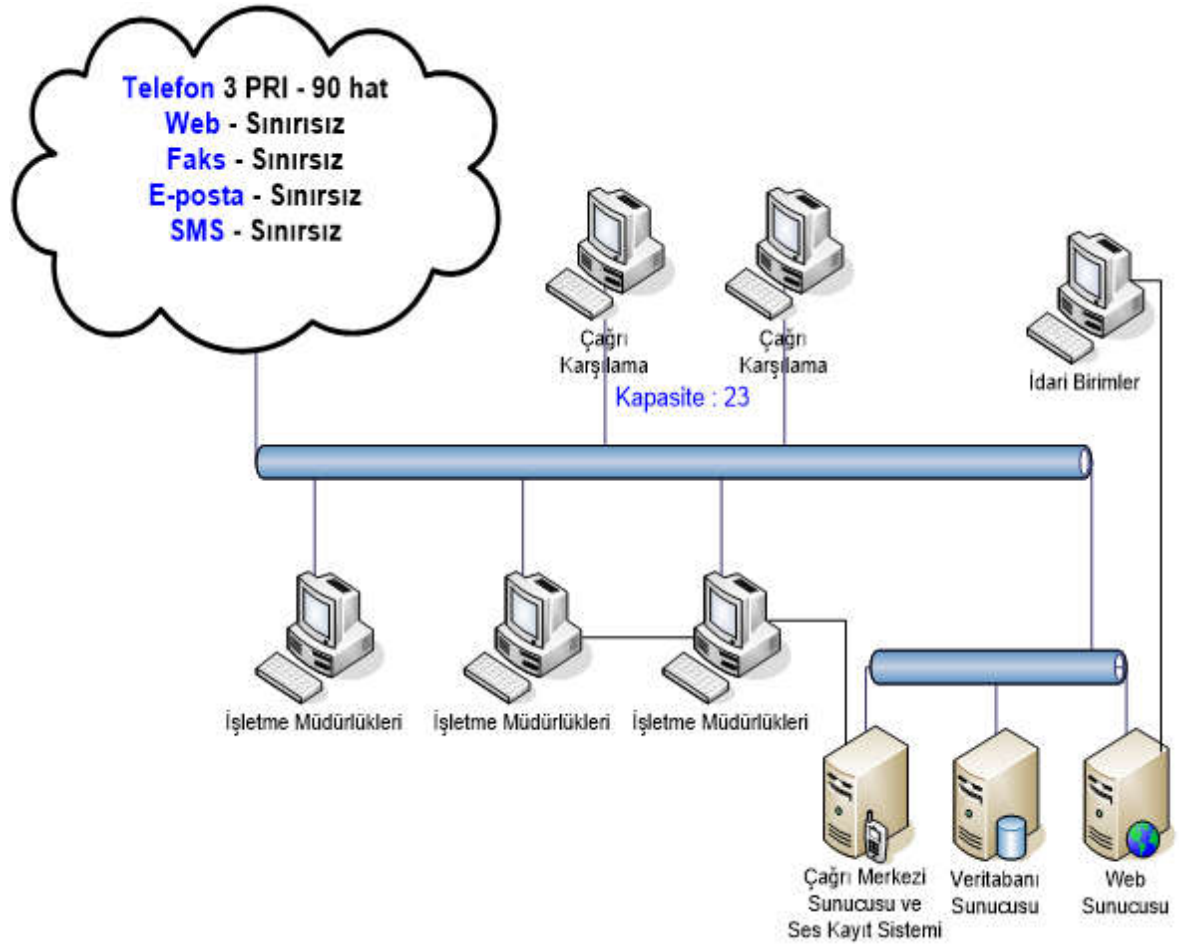
Elektrik dağıtım şirketleri ilk olarak çağrının karşılanması için çağrı merkezlerini ve gelen başvuruların işlenerek ilgili merkezlere gönderilmesi için arıza yönetim sistemlerini kurmuşlardır. Hizmet standartlarının geliştirilmesi için kurulan elektrik dağıtım şirketlerinin arıza yönetim sistemlerini üç ana başlık halinde inceleyebiliriz.

- 1) Müşteri Başvurusunun Alınması
- 2) Arıza Süreçlerinin Tamamlanması
- 3) Müşteri Geri Dönüşleri

2.1.1. Müşteri Başvurusunun Alınması

Elektrik dağıtım şirketlerinde hâlihazırda AYS, müşteri merkezli olarak çalışmaktadır. Yani sistemin kaynak kısmını müşteri oluşturmaktadır. Müşteri ile bu temasın sağlanması için oluşturulan Çağrı Merkezi, Mobil Uygulama, E-Posta uygulamaları gibi yollar ile AYS' ye ulaşan başvurular müşteri hizmet temsilcileri tarafından karşılanıp kayıt altına alınarak ilgili birimlere aktarılmaktadır.

Elektrik kullanıcılarının elektrik dağıtım şirketine yaptığı talep ve şikâyetlere ve bu talep ve şikâyetlerin ilgili birimlere yönlendirilmesi aşamasına AYS' de başvuru adı verilmektedir. AYS' ye kayıt edilen her başvurunun bir takip numarası bulunmaktadır. Bu takip numarasından başvuruya ilişkin tüm süreçlerin takibi yapılabilmektedir.



Şekil 2.2: BEDAŞ ALO186 Çağrı Merkezi çalışma şeması.

Şekil 2.2' de görüleceği gibi BEDAŞ' da müşterilerden alınan başvurular AYS' ye aktarılmakta ve süreçlerin takibi AYS üzerinden yapılmaktadır. Ayrıca çağrı merkezini arayan müşteriler ile yapılan görüşmeler kayıt altına alınmakta ve AYS' ye yapılan tüm başvurular veri tabanında saklanmaktadır. AYS' ye gelen başvurular ve başvurularla ilgili yetkili birimler şu şekildedir:

- 1) Elektrik kesinti başvuruları: İşletme müdürlükleri arıza onarım birimlerine bildirilen arıza başvuruları,
- 2) Aydınlatma başvuruları: İşletme müdürlükleri arıza onarım birimlerine bildirilen genel aydınlatma arıza başvuruları,
- 3) Müşteri fen başvuruları: İşletme müdürlükleri X5 sayaç değişikliği, sayaç mühürleme, bina yıkım işlerine ait başvuruları,

- 4) Sayaç başvuruları: İşletme müdürlükleri sayaç değişikliği işlerine ilişkin başvuruları,
- 5) Sayaç okuma başvuruları: İşletme müdürlükleri faturaya itiraz ve fatura çıkmaması işlerine ilişkin başvuruları,
- 6) Açma-kesme başvuruları: İşletme müdürlükleri bildirim bırakılmaması, hatalı kesme, borcunu ödeyen abonenin ve yeni abonelik yapmış abonelerin açma talebi, sayaç mühürleme işlerine ait başvuruları,

BOĞAZİÇİ ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş. Başvuru 16:04:22 Atalay İŞİGÜZEL Giriş Anasayfa Monitörün bootstrap

126 Kayıt var

Başvuru No	İş Emri No	Birimi	İşletme	AOB	Başvuru Durumu	Adres	Telefon No	Abone No	Ad Soyad	Açıklama	İşlem Durumu	Bibar Tarihi	İşlemler
7143		Kesim	QUNGÖREN	Qungören	Anza	QUNGÖREN SANAYİ ALBAY No:1 BinaAdı: Kapi: 1	5067338373		ufuk kotmaz	1 faz enerji yok	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 15:14:38	
7119		Kesim	KUMBURGAZ	Kumburgaz	Anza	BEYLÜKÜZÜ YAKUPLU 145 No:11 BinaAdı: Kapi: 11		00007086767	BULENT SEZER	e yok	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 12:07:14	
7116		Kesim	KUMBURGAZ		Anza	BEYLÜKÜZÜ YAKUPLU 145 No:11 BinaAdı: Kapi: 11		00007086767	BULENT SEZER	elektrik yok	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 13:09:14	
7071		Müşteri İlgilisi	AVCILAR	Avdalar	Uygulama playeti	AVCILAR DENİZKOŞKULER AKKOYUN No:7 BinaAdı:	02137879279		ali bey	kesitli enerji kesilmediği için playesti kontrol edilmesine	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 12:33:43	
7069		Kesim/Açma	BEYAZIT	Bevizit	Açma kesme	FATİH HASEKİ SULTAN HACI BAYRAM MEKTEBİ No:2 BinaAdı:UŞUR Kapi: 2	05078737123	00000608228	SAPURA BİNİ MOHO TAHAR	00000592228 nolu Abone borcunu ödemiş, elektriğinin açılmasını istiyor. Dönye No:31649,00 Sıra No:58,00 ABONE BİLGİLERİ - (DURUM: NORMAL) - AG ABONESİ	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 13:05:00	
7068		Kesim/Açma	GAZİOSMANPAŞA	Gaziosmanpaşa	Hatalı kesme	GAZİOSMANPAŞA YENİ 555 No:25-27 BinaAdı:	05378802697	00004341320	MEVRIYE AKOĞLU	ABONE BİLGİLERİ - (DURUM: NORMAL) - AG ABONESİ Dönye No:150022,00 Sıra No:283,03 abonenin yeni kesitli yok borcu yok abonenin enerji kesitini açma talebi	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 11:55:41	
7067		Dünya	SEFAKÖY	Sefa köyü	Fatura itiraz	BAHÇELİEVLER KOCABİNAZ_MERKEZ 30 AĞUSTOS No:4 BinaAdı: Kapi: 4	05078536066	00005779378	MUHAMMED TENKAS	Aboneye bu ay göt fazla tutarda fatura gelmiş, abone faturaya itiraz ediyor. fatura dönemi: -29/11/2014 - 05/01/2015 tutar: -76,39 TL ABONE BİLGİLERİ - (DURUM: NORMAL) - AG ABONESİ Dönye No:50349,00 Sıra No:439,00	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 11:57:38	
7064		Sayaç	QUNGÖREN	Qungören	Teslati Kapatıldığı	BAHÇELİEVLER SİYAVUSPASA KÜÇÜK ÇINAR No:35 BinaAdı: MELEK Kapi: 35		00004740160	RAHİM Umut ÖZDEMİR		Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 11:52:50	
7063		Sayaç	SEFAKÖY	Sefa köyü	Anzalı Sayaç	BAĞDOLAR DEBİRKAPI ÖRNEK No:4 BinaAdı: Kapi: 4	02126016074	00005767349	METİN URTAC	Abonenin sayaç yamış. Enerji yokmuş. Kontrol edilmesine ABONE BİLGİLERİ - (DURUM: NORMAL) - AG ABONESİ Dönye No:50508,00 Sıra No:145,00	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 11:49:39	
7062		Dünya	SEFAKÖY	Sefa köyü	Fatura itiraz	BAHÇELİEVLER FEVZİÇAKMAK ZİLE No:25 BinaAdı:KENOEL Kapi: 25	02128538762	00005550098	Muhammet Kargal	son faturanın göt yamış olduğunu ve kontrolünü talep etmektedir. Kontrolünü talep etmektedir. ABONE BİLGİLERİ - (DURUM: NORMAL) - AG ABONESİ Dönye No:50231,00 Sıra No:157,00	Bağımız Başvuru	05 Oca 2015 11:48:22	

BEDAŞ A.Ş.

Şekil 2.3: BEDAŞ AYS başvuru ekranı.

Şekil 2.3' de görüleceği gibi BEDAŞ ALO186 Çağrı Merkezini arayan müşterilerden kişi bilgileri (adı, soyadı / firma vb.), iletişim bilgileri (adres, telefon, mail adresi, tarif adresi vb.), abone numarası, aramaya ilişkin talep bilgileri AYS' ye kayıt edilerek başvuru oluşturulmaktadır. Hayati önem taşıdığı düşünülen konularda çağrı merkezi müşteri hizmetleri personeli başvuruya acil kodu koymaktadır. Bu durumda başvuru kırmızı renk olarak başvurunun acil durumu ön plana çıkarılmaktadır.

2.1.2. Arıza Süreçlerinin Tamamlanması

2.1.2.1. Arıza Yönetim Sistemine İlişkin Süreçler

Müşteri çağrı karşılayıcılar tarafından alınan başvuruların birimine ve cinsine göre ilgili merkezlere yönlendirilmesi sonucunda ilgili merkez tarafından başvurunun sistem üzerinden kabul edilmesi sürecini başlanmaktadır. AYS her arızaya ilişkin otomatik olarak bir takip numarası oluşturmaktadır. Bu takip numarasına iş emri adı verilmektedir. Her iş emri bir veya birden fazla başvuruyu ilgilendirebilir.

Elektrik dağıtım şirketlerinde gelen başvurulara müdahale süreci bu aşamadan itibaren başlanmaktadır. Bu aşamadan sonra müşterilerden gelen başvurular incelenerek görevli personelin sahaya sevki sağlanmaktadır. Özellikle elektrik kesintisinden kaynaklı arızalarda sahaya personel çıkmadan önce arıza tahmini yapılabilmesi açısından aynı konumdan gelebilecek olan başvurular beklenmektedir. Eğer aynı mahalle, sokak başvuruları sayısı artarsa trafo merkezlerinin beslediği mahalle ve sokaklar belirli olması sebebiyle arızaya ilişkin tahmin yüzdesi artacaktır. Bu durumda saha ekiplerinin sahaya müdahalesi sağlanacaktır. Eğer konumlara ilişkin başvuru gelmez ise müşteri ile irtibata geçilerek arızaya ilişkin detaylı bilgi sağlanmakta ve bu bilgi neticesinde gerek görüldüğü takdirde saha ekipleri ile arıza noktasına intikal sağlamaktadır. Sahada iş emri tamamlanınca telefon veya telsiz ile merkeze bilgi verilmekte ve verilen bilgiye göre iş emri için gerekli bilgiler doldurulmakta ve iş emri sonlandırılmaktadır. İş emrinin sonlandırılması için AYS' ye girilmesi gerekli olan bilgiler aşağıda sıralanmıştır.

Başvuru ihbar zamanı: Başvurunun kayıt edildiği zamandır. Sistem tarafından otomatik olarak kayıt edilir. Elektrik dağıtım şirketi tarafından EPDK' ya ilişkin kesinti bilgileri verilirken bu zaman esas olarak kabul edilir.

İş emri sona erme zamanı: İş emrinin sona erdiği zamandır. İş emri tamamlanmasına müteakip görevli personel tarafından manuel olarak AYS' ye kayıt edilir.

İş emri süresi: İş emrinin başlangıç zamanından, iş emrinin sona erme zamanına kadar geçen süredir. AYS tarafından otomatik olarak hesaplanarak sisteme kayıt edilir.

Kesintinin kaynak bilgisi:

- İletim: Kesinti noktası, TEİAŞ sorumluluğunda kalan iş emirleridir.
- Dağıtım - OG: Kesinti noktası, elektrik dağıtım şirketine ait orta gerilim arıza durumlarıdır.
- Dağıtım - AG: Kesinti noktası, elektrik dağıtım şirketine ait alçak gerilim arıza durumlarıdır.

Bildirim: Dağıtım veya iletim sisteminde programlanmış bir müdahale nedeniyle meydana gelecek kesintinin; dağıtım şirketinin internet sitesinde yayımlanmasına ilaveten yazılı, işitsel veya görsel kitle iletişim araçları yoluyla duyurulmasıdır. İsteyen kullanıcılara kısa mesaj ve/veya elektronik posta gönderilmesi suretiyle kesintinin tarih, başlangıç ve sona erme zamanının, kesintinin başlama zamanından en az 48 (kırk sekiz) saat önce nihai tüketicilere bildirilmesi olarak tanımlanmıştır (EPDK, 2017).

- Bildirimli kesinti: Elektrik dağıtım şirketi tarafından 48 saat öncesinde kamuya duyurulmuş ve ilgili elektrik dağıtım şirketinin internet sayfalarında yayınlanmış olan programlı kesintileri kapsar.
- Bildirimsiz kesinti: Elektrik dağıtım şirketi hizmet sahası içerisinde diğer tüm arıza hallerini kapsar.

İş emri sebebi: Kesinti kaynak bilgisine göre tanımlanmaktadır.

- Mücbir: Elektrik dağıtım şirketinin dışında gelişen ve genel olarak ülke genelinde etkisi bulunan parametreler olarak nitelendirilmektedir.
 - a) Doğal afetler ve salgın hastalıklar,
 - b) Savaş, nükleer ve kimyasal serpinçler, seferberlik halleri, halk ayaklanmaları, saldırı, terör hareketleri ve sabotajlar,
 - c) Grev, lokavt veya diğer memur ve işçi hareketleri mücbir sebepler olarak kabul edilir.
- Dışsal: Elektrik dağıtım şirketlerinin dışında gelişen parametreler olarak nitelendirilmektedir.
 - a) Kullanıcılar tarafından neden olunan hasarlar,

b) Hırsızlık, yangın sonucunda hat ve kablolarda oluşan zararlar ile üçüncü şahıslar tarafından hat ve kablolara verilen hasarlar,

c) Dağıtım seviyesinde uluslararası enterkoneksiyondan ve komşu dağıtım şirketlerinden alınan enerjinin kesintiye uğraması ve benzeri olarak tanımlanan dışsal nedenler,

d) Can ve mal güvenliğine yönelik zorunlu kesintiler dışsal sebepler olarak kabul edilir.

- Güvenlik: Can ve mal güvenliği açısından elektrik dağıtım şirketinden talep edilen kesintilerde seçilmektedir.
- Şebeke İşletmecisi: Elektrik hizmet kalite ve standartlarının artması için direkt olarak Elektrik dağıtım şirketlerinin sorumluluğunda olan durumları ihtiva etmektedir.

Süre tipi bilgisi:

- Uzun kesinti: 3 dakikadan uzun süren kesintilerde seçilmektedir.
- Kısa kesinti: 1 saniye ile 3 dakika arasında süren kesintilerde seçilmektedir.
- Geçici kesinti: 1 saniye ve altındaki kesintiler için geçerlidir. AYS' de bu kesintilerin kaydı yapılamamaktadır.

Durumu:

- Devam ediyor: İş emri oluşturulduğu zaman AYS tarafından otomatik olarak iş emri devam ediyor olarak tanımlanır.
- Tamir edildi: Sahada yapılan arıza tamamlandığı zaman iş emri manuel olarak tamir edildi olarak seçilmektedir.

Tahmini elektrik verme zamanı: Elektrik dağıtım şirketleri çağrı merkezlerinin kuruluş amaçlarının başında aboneleri doğru olarak bilgilendirmek gelmektedir ve bu amaca uygun olarak arızaların giderilmesine ilişkin tahmini süreler AYS' ye girilmektedir. Sisteme tahmini süreler girilirken aynı konumdan gelen başvuru sayıları, arızanın nedeni gibi konular göz önüne alınarak girişler yapılmaktadır.

Hava koşulu bilgisi: Mevcut hava şartlarına göre uygun olan durum bilgisi girilmektedir.

Kesinti tipi bilgisi: Kesintinin tipini belirlemektedir.

- Orta Gerilim Arızaları: Etkin şiddeti 1000 volt üzeri olup 36 kV' a kadar olan (36 kV dahil) gerilim seviyesinde meydana gelen arızalar olarak tanımlanmaktadır.
- Trafo Merkez ve Trafo Arızaları: Elektrik dağıtım şirketinin işlettiği ve/veya sahip olduğu OG şebekesi ile AG şebekesi arasındaki gerilim dönüşümünü sağlayan güç transformatöründe meydana gelen arızalar için tanımlanmaktadır.
- Alçak Gerilim Arızaları: Etkin şiddeti 1000 volt ve altındaki gerilim seviyesinde meydana gelen arızaları tanımlamaktadır.
- AG Şube Arızaları: Kullanıcıların bağlantı anlaşmaları uyarınca dağıtım sistemine bağlandıkları saha veya irtibat noktasında meydana gelen arızalar olarak tanımlanmaktadır.
- Arıza dışı kayıt: Hiçbir kullanıcının kesintiye uğramadığı, kesinti olmayan çalışmalar için seçilmektedir.
- Aboneye ait tesis: Kesinti nedeni elektrik dağıtım şirketinin sorumluluk alanı dışında ise seçilmektedir.

Gerilim türü bilgisi: Uygun gerilim seviyesi seçilerek sisteme girilmektedir.

İş emri nedeni: Kesintinin kaynağına göre arızanın neden kaynaklandığının detay bilgisi girilmektedir.

- Alçak Gerilim ve fider arızaları kapsamında; alçak gerilim pano arızası, alpek arızası, alpek yanması, aşırı yük arızası, buat arızası, direk arızası, gerilim düşüklüğü arızası, kablo arızası, oksit-klemens arızası vs. olarak tanımlanır.
- TM ve TM fideri arızaları kapsamında; aşırı yük arızası, ayırıcı arızası, kesici arızası, akım trafosu arızası, gerilim trafosu arızası, modüler hücre arızası, OG sigorta arızası, transformatör arızası vs. olarak tanımlanır.
- OG Fider ve Direk arızaları kapsamında; aşırı yük arızası, camper kopuğu, iletken kopuğu, izolator arızası, parafudr arızası, röle arızası, kablo arızası, başlık arızası vs. olarak tanımlanır.

- Saha Dağıtım Kutuları arızaları kapsamında; alçak gerilim irtibat noktası bağlantısı, alçak gerilim irtibat noktası sökümü, sigorta arızası, oksit-klemens arızası, buat arızası vs. olarak tanımlanır.

Arıza süreçlerinin tamamlanması için sahadaki arızanın bitirilerek yukarıda detayları verilmiş olan bilgilerin görevli personel tarafından manuel olarak AYS' ye girilmesi gerekmektedir. Gerekli tüm bilgilerin sisteme girilmesi ile iş emri süreci tamamlanmış olur.

2.1.2.2. Sahadaki Yapılan İşlere İlişkin İş Emri Akış Diyagramları

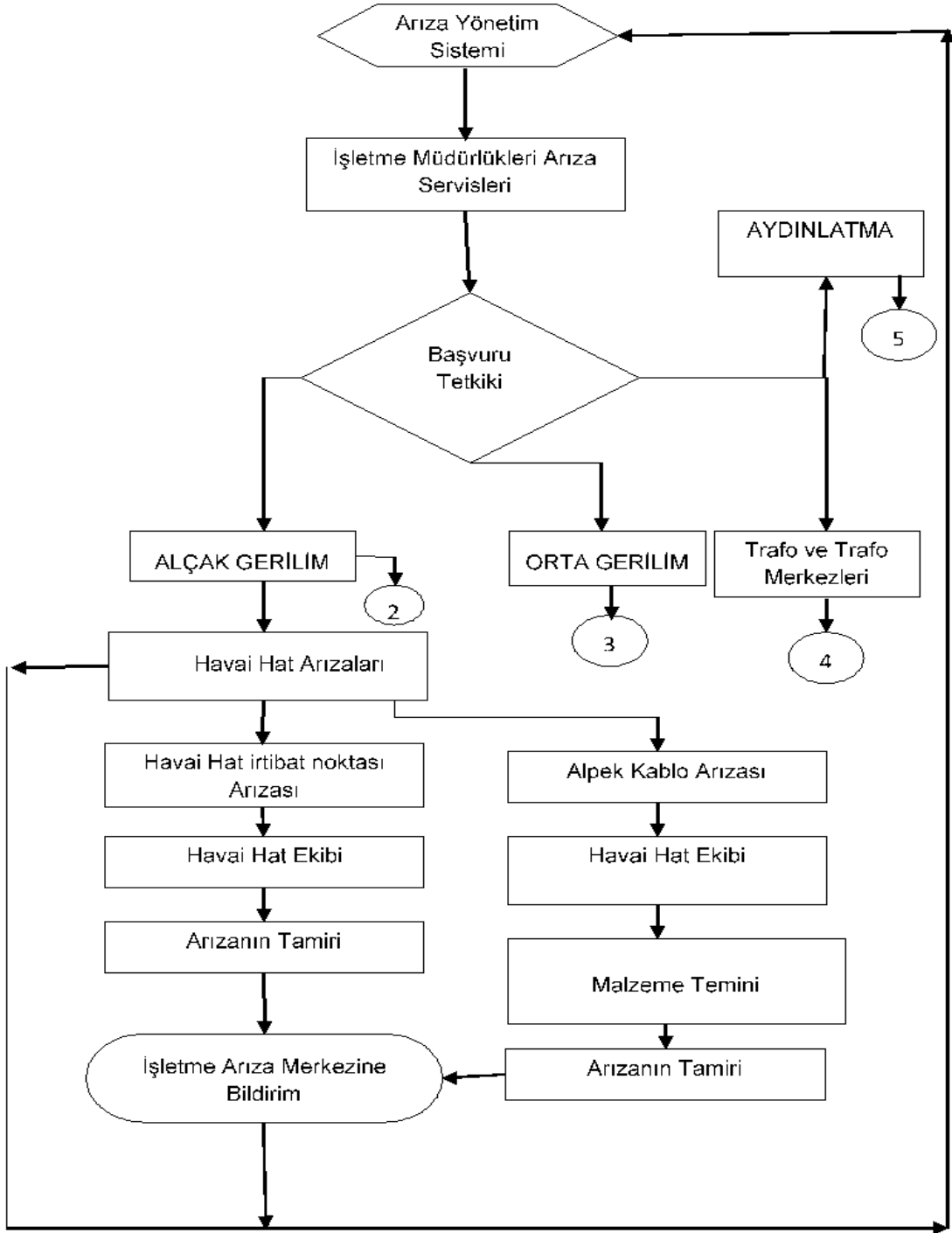
Sahada yapılan iş emirlerinin akış diyagramlarını incelediğimiz zaman AYS' nin tüm iş emirlerinin merkezinde yer aldığını görmekteyiz. AYS' den işletme müdürlükleri arıza servislerine gelen başvurular öncelikli olarak tetkik edilmekte ve Şekil 2.4 – 2.8 arasında detaylı olarak görülen arıza türlerine göre iş emirleri açılmaktadır. İş emirleri tamamlandıktan sonra önce işletme arıza merkezine bildirilir ve sonrasında gerekli bilgilerin sisteme girilmesine müteakip AYS' de iş emri sonlandırılmış olur.

Şekil 2.4' de havai hatlarda alçak gerilim seviyesinde meydana gelen arızalara ait akış diyagramları görülmektedir. Burada arıza kaynağı olarak havai hat irtibat noktalarından ve havai hat alpek kablo arızalarından meydana gelen havai hat arızalarının tamir süreçleri yer almaktadır.

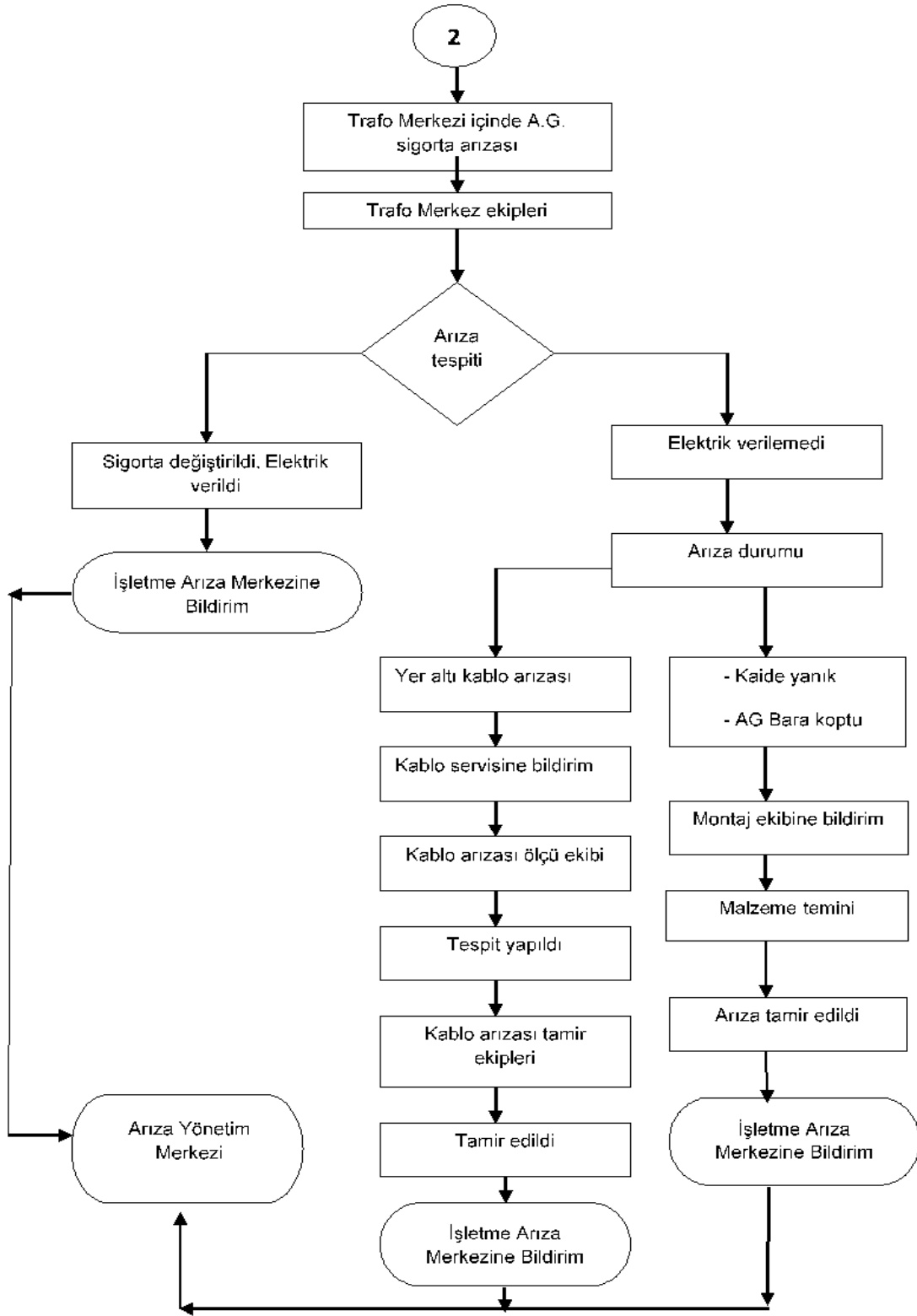
Şekil 2.5' de trafo merkezleri içerisinde alçak gerilim seviyesinde meydana gelen arızalara ait akış diagraamları yer almaktadır. Burada arıza kaynağı olarak yeraltı kablo arızalarının, trafo merkezi içerisindeki alçak gerilim tarafındaki kaide, alçak gerilim barası gibi teçhizatlarda meydana gelen arızaların ve alçak gerilim panosunda meydana gelen sigorta arızalarının tamir süreçleri yer almaktadır.

Şekil 2.6 ve 2.7 de orta gerilim seviyesinde meydana gelen arızalara ait akış diyagramları yer almaktadır. Burada arıza kaynağı olarak orta gerilim kablo arızalarının, trafo merkezi içerisinde yer alan orta gerilim tarafındaki cihazlarında meydana gelen arızaların ve orta gerilim hatlarda oluşan geçici açma arızalarının tamir süreçleri yer almaktadır.

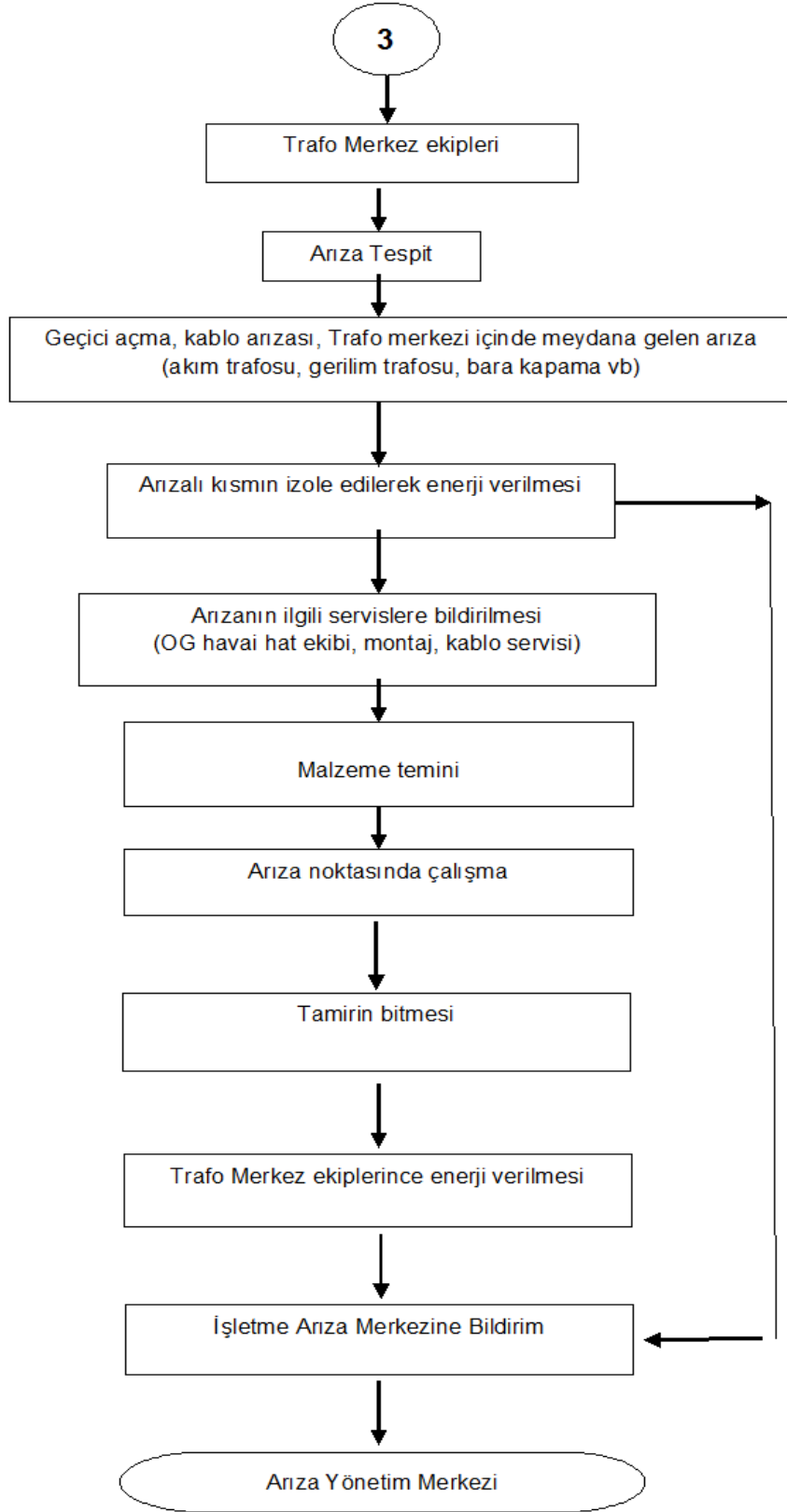
Şekil 2.8.' de aydınlatma arızalarına ait akış diyagramları yer almaktadır. Burada arıza kaynağı olarak aydınlatma kablolarından kaynaklı arızaların ve aydınlatma cihazlarında meydana gelen arızaların tamir süreçleri yer almaktadır.



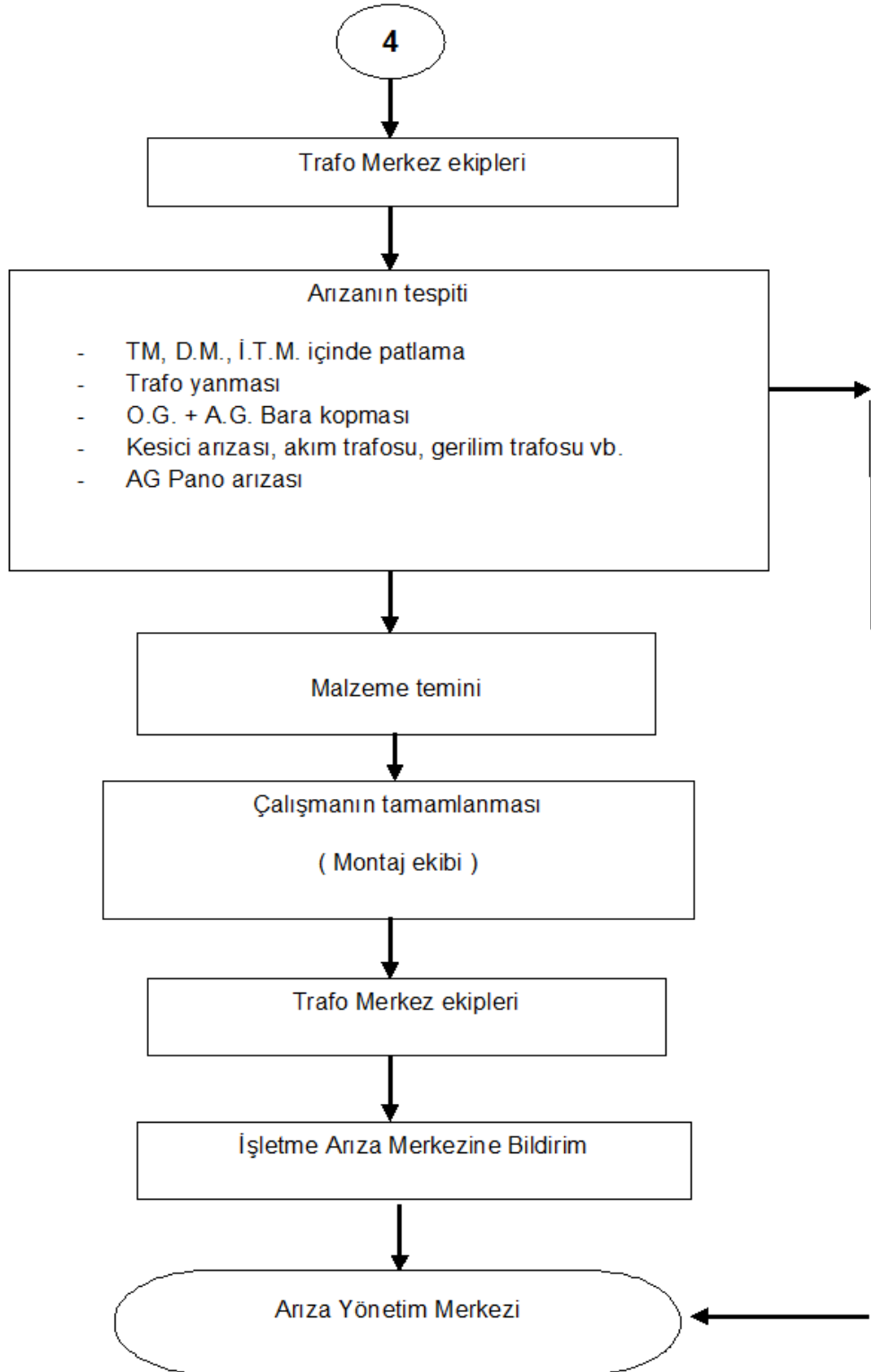
Şekil 2.4: AYS AG havai hat arızası akış diyagramı.



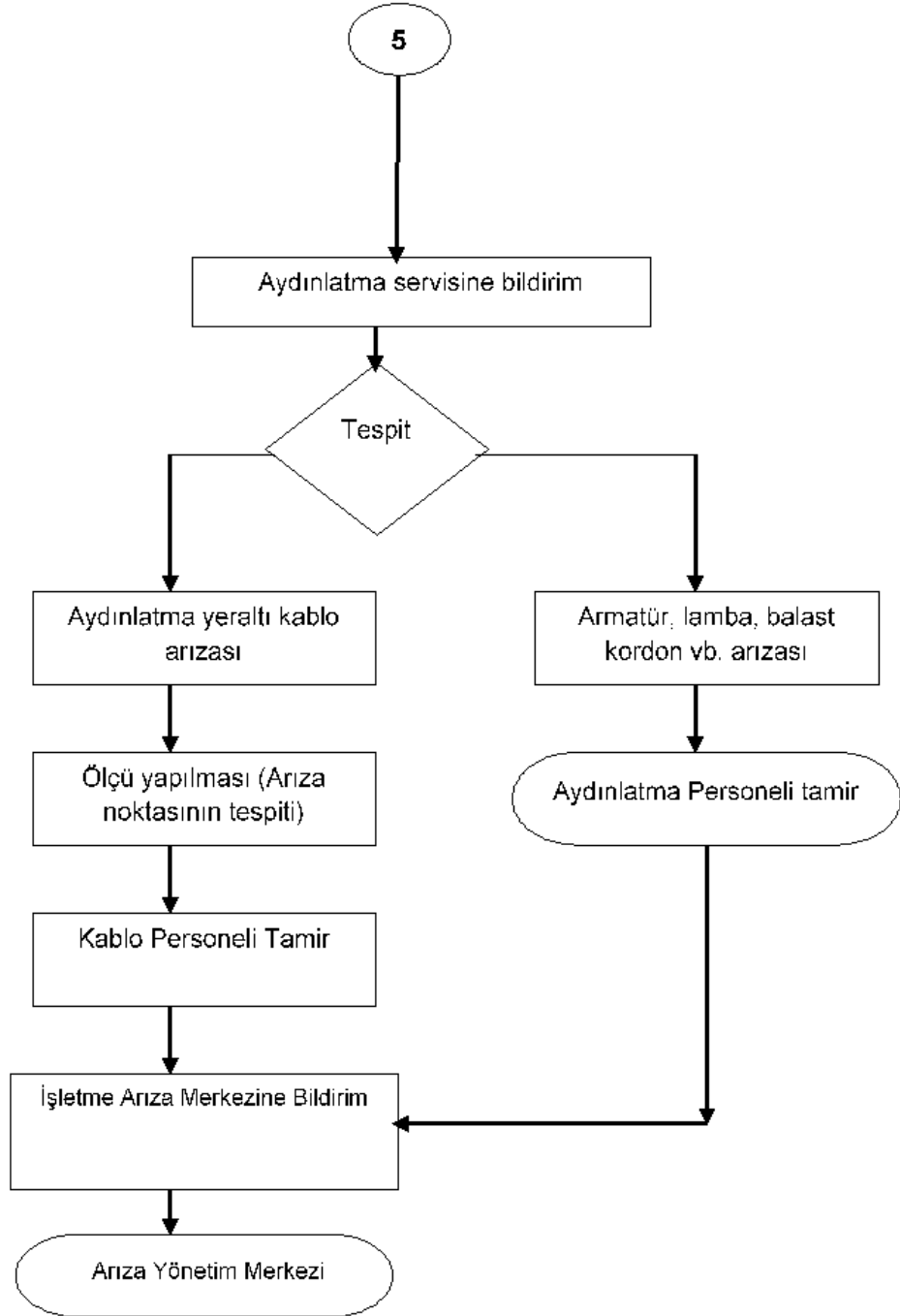
Şekil 2.5: AYS Trafo Merkezi içinde AG sigorta arızası akış diyagramı.



Şekil 2.6: AYS OG arızaları akış diyagramı.



Şekil 2.7: AYS trafo merkezi arızaları akış diyagramı.



Şekil 2.8: AYS aydınlatma arızaları akış diyagramı.

2.1.3. Müşteri Geri Dönüşleri

Müşterinin yapmış olduğu başvurunun neticelendirilmesi sonucunda elektrik dağıtım şirketi tarafından telefon, SMS, mail vb. ortamlar üzerinden müşteriye geri dönüş sağlanması aşamasıdır. Burada elektrik dağıtım şirketlerinin en büyük amacı hizmet kalite ve standartlarının artırılarak müşteri memnuniyeti sağlayabilmektir. EPDK, Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği, elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği, ticari ve teknik kalitesine ilişkin olarak elektrik dağıtım şirketlerinin yapılan her başvuruya ilişkin müşteri geri dönüşü yapılmasını zorunlu kılmış ve yerine getirilmemesi durumunda müşteriye tazminat ödenmesi gerektiğini belirtmiştir. (EPDK, 2017)



3. MALZEME VE YÖNTEM

3.1. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE CBS UYGULAMASI

CBS, genel olarak grafik ve grafik olmayan bilginin toplanması, depolanması, birbiriyle ilişkilendirilmesi, güncellenmesi, sorgulanması, analiz edilmesi ve coğrafik işlemlerini bütünlük olarak yerine getiren donanım ve yazılım bileşenlerinden oluşan bir sistem olarak tanımlanmaktadır (Yıldırım).

Altyapı hizmeti veren şirketlerin tamamında, faaliyetlerinin eksiksiz olarak yerine getirebilmeleri için haritalar her zaman önemli bir araç olmuştur. Altyapı yatırımlarının planlanması, yatırımlarının gerçekleştirilmesi, yatırımların işletilmesi ve bakımı gibi tüm aşamalarda çeşitli ölçekte, formatta ve içerikte haritalar kullanılmaktadır. CBS' nin kurulum aşamasında şirketlerin ilk beklentisi öncelikle kâğıt ortamında bulunan bu verilerin sayısal ortama aktarılması olmuştur. CBS' nin kurumlar içinde kabul görmesi ve başka birçok amaca hizmet edeceğinin düşünülmesi ise ancak tüm bu verilerin CBS ortamına aktarılması sonrasında gündeme gelebilmiştir (Küçükpehlivan, 2014).

Türkiye' de alt yapı hizmeti sunan elektrik dağıtım şirketlerinin hizmet sahalarındaki müşterilerine daha iyi hizmet sunabilmesi ve yatırım planlarını daha doğru yapabilmesi için elektrik şebekelerinin sürekli takip edilmesi gerekmektedir. CBS kurulmasından önce bu işlemler kâğıt paftalarda ve bir standarda sahip olmayan plan ve haritalarla yerine getirilmeye çalışılmaktaydı. Kâğıt plan ve haritalarda veri güncelleme, sorgulama, saklama ve çoğaltma işlemleri zor ve zahmetli olmakta, CBS nesnelere ait sözel veriler ayrı dosyalarda saklandığı için veri bütünlüğü görülememektedir. Yapılan şebeke yatırım ve planları çoğu zaman ekonomik ömrünü tamamlamadan hizmet dışı kalmaktadır (Emiroğlu, Tanrıdöven, & Akbulut, 2007).

Elektrik dağıtım şirketlerinde CBS' nin kurulma amaçları şunlardır:

1) Varlık yönetimi: Elektrik dağıtım şebekeleri zaman içerisinde yaşam alanlarının gelişmesi ile birlikte değişken bir rota çizmiştir. Ülkemizde bu değişim bazı durumlarda planlı olmuş (toplu konut alanları) ancak çoğu zaman plansız olmuştur. Plansız yapılaşma sonrasında özellikle varlıkların tespiti noktasında büyük aksaklıklar göze çarpmaktadır. CBS kurulması ile birlikte elektrik dağıtım şirketleri sahip oldukları varlıkları kayıt altına almışlardır. Ayrıca

yapmış oldukları yatırımların geri dönüşü için ayrılan yıpranma payı bedelini hesaplamak ve yapılan yatırımların tarife yolu ile geri ödemesini sağlamak için dağıtım şirketlerinin CBS sistemini kurmaları gerekmektedir.

2) Yatırım planlama: Elektrik dağıtım şirketleri değişen iç ve dış müşteri ihtiyaçlarını karşılamak için yapılması gerekli yatırımlarını CBS sistemi ile kolaylıkla planlayabilmektedir. Bütün sistem bir merkezden gözlemlenebildiği için şebekenin korunması, kumandası ve kontrolü için gerekli olan işlem ve yatırımlar planlanabilmektedir.

3) Proje yapımı: CBS sistemi üzerinde veya CBS sisteminin ürettiği verileri kullanan bilgisayar programları sayesinde elektrik şebeke hesapları (kısa devre, gerilim düşümü, vb.) kolaylıkla yapılabilmektedir. CBS'nin geliştirilmesi ile birlikte AG/OG şebeke hesaplamaları daha kolay yapılabilmektedir. Proje yapımı için gerekli altyapı ve mevcut şebeke bilgisi hazır olduğu için proje hazırlamada geçmiş yıllara göre hız artmıştır.

4) Hizmet Kalite Standartlarının takibi: Elektrik dağıtım şirketlerinin tedarik sürekliliği kapsamında en önemli kalite göstergesi SAIDI ve SAIFI endeksinin düşük olmasıdır. Şebeke üzerinde meydana gelen arızaların etkilediği müşteriler CBS sistemi ile büyük bir doğrulukla hesaplanabilmektedir.

5) İşletme Emniyeti: Elektrik şebekesinin besleme noktalarına göre renklendirilmesi ve boş olan hatların ayrı renk ile gösterilmesi CBS sistemi ile sağlanmaktadır. Elde edilen görsel verinin diğer kullanıcılara yayımlanması ile yapılan manevraların ve şebeke işletmesinin güvenliği sağlanmaktadır.

3.1.1. Elektrik Dağıtım Şirketlerinde Kullanılan CBS' nin Özellikleri

1) CBS' nin devreye alınması ile birlikte elektriksel ağ topolojisi kurulmuştur. Kurulmuş olan elektriksel ağ topolojisine ilişkin özellikleri incelediğimizde,

a) Nesnelere ait grafik veriler; topolojik yapıda birbiriyle ilişkilendirilmiş olup elektriksel yük akışı bu topolojik yapıya uygun oluşturulmaktadır. Kurulmuş olan bu topolojide; elektrik akışının belirlenmesi için kullanıcının tablolarda manuel tanımlama yapmasına ihtiyaç duyulmamakta ve bu işlemler otomatik olarak yapılmaktadır.

b) Trafo ve hatlar için yük durumunda göre ekran üzerinde dinamik analiz ve sorgulama yapılabilmektedir. Elektriksel niteliğe haiz coğrafi verinin oluşturduğu elektriksel ağ yapısı üzerinde kullanıcı tarafından tanımlanacak noktalara göre besleme bölgeleri bulunabilmekte, elektriğin kesilmesinin öngörüldüğü noktalara göre hangi şebeke elemanlarının enerjisiz kalacağı analiz edilebilmekte ve ekran üzerinde farklı renkte görüntülenerek raporlanabilmektedir.

c) Trafo merkezinden AG çıkışa kadar, tercihe bağlı olarak bir seçim yapıldığında; seçilen nesneye ait abonelerin elektriksel beslenme durumları renklendirilerek kullanıcıya gösterilebilmektedir. Aynı şekilde bir abone seçildiğinde abonenin elektriksel bağlantısı abonelerin bulunduğu binadan trafoya kadar olan elektrik şebekesi harita üzerinde farklı renkte görüntülenmektedir.

d) Şebeke enerji akışını yöneten nesnelere açık/kapalı durum bilgisi mevcuttur.

e) Herhangi bir şebeke elemanı ile ilgili olarak yük akışına göre beslendiği şebeke elemanlarını otomatik olarak bulabilmekte, sorgu sonucu grafik gösterim olarak harita penceresinde yansımış olup sonuçlar ve ilişkili tablolar raporlanabilmektedir.

f) Elektrik ağ topolojisi doğrultusunda coğrafi görünümün yanı sıra tek hat görünümü (şematik diyagram) mevcut olup, coğrafi haritada değişiklik olduğunda bu değişim tek hat görünümüne otomatik olarak yansımakta ve aynı ekranda iki görünümde birlikte çalışılabilmektedir.

g) Tek hat görünümünde bir Ana İndirici Trafo Merkezine bağlı şebeke elemanları veya birden fazla Ana İndirici Trafo Merkezine bağlı şebeke elemanları gösterilebilmektedir.

2) Elektrik Dağıtım Şirketi tarafından CBS kullanılarak elektriksel hesaplamalar yapılabilmektedir. Coğrafi Bilgi Sistemlerinin kurulması ile birlikte elektrik kısa devre, gerilim düşümü, gibi elektriksel hesaplamaları CBS Uygulaması üzerinde yapılmaktadır. Hesap sonuçları tablo olarak raporlanmakta ve CBS harita penceresindeki nesnelere üzerine kritik hesap sonuçları yazı ile gösterilmektedir.

3) Elektrik Dağıtım Sisteminde yer alan tüm elektriksel nesnelere ilişkin koordinat işlemleri yapılabilmektedir.

a) CBS temel yazılımları ile harita ve imar planı paftaları koordinat sistemlerine dönüştürülmüş olup koordinatlar arası dönüşüm yapılabilmektedir.

b) Grafik kütüğe bir nokta, çizgi veya alan detay eklenmek istendiğinde; kullanıcı tarafından manuel olarak girilecek koordinatlara göre grafik veri oluşturulabilmektedir.

c) İmlecın ekranda bulunduğu koordinatların harita koordinat sistemindeki karşılığını bulunarak uygulama yazılımının durum çubuğu bölümünde kullanıcıya gösterilmektedir.

4) Sorgulama, raporlama ve harita baskı işlemleri yapılabilmektedir.

a) Uygulama özel sorgulama ve raporlama ekranı bulunacak tüm katmanlara ait öznitelik verilerine göre tablo şeklinde ve vektörel sorgulamalar (çizilen bir alan içerisindeki çeşitli güç değerlerindeki trafoların sorgulanması veya bir enerji nakil hattındaki taşıyıcı direklerin sorgulanması gibi) yapılabilmekte ve sorgu sonuçları .doc, .xls, .pdf gibi çeşitli formatlara aktarılabilir. Yapılan sorguların sonuçları istenildiği takdirde geometrik olarak haritada gösterilebilmektedir.

b) Sorgulama ve raporlamalar bir bütün içerisinde çalışmakta, sorgulama yapılan verinin bu sorgulamaya bağlı raporu alınabildiği gibi kullanıcı kendi sorgulama kıstaslarını özelleştirebilmekte ve bu sorgu sonucunda dinamik bir rapor alabilmektedir.

c) Yazıcı veya grafik çiziciden tüm boyutlarda (A0,A1,A2,A3,A4) çıktı alınabilmekte ve yatay düşey olarak değiştirilebilmektedir. Ayrıca pdf, .png, .jpeg gibi çeşitli formatlara dönüştürülebilmekte, kâğıda basılacak alan ön izleme yapılabilmekte, ölçekli ve ölçeksiz çıktı alınabilmektedir.

3.1.2. BEDAŞ' de CBS Kurulum Aşamaları:

BEDAŞ ' da CBS kurulumuna 2009 tarihinde başlanmış olup 2013 tarihinde tamamlanmıştır. CBS' nin kurulması aşamalarında aşağıda verilen adımlar takip edilmiştir.

1) Her bir binada bulunan Kofraların (Abone Bağlantı Noktası) tespit işlemleri tamamlanmıştır. Bu aşamada 623.203 adet Abone bağlantı noktası ve bu abone bağlantı noktalarına ilişkili olarak yaklaşık 4 milyon abone CBS' ye işlenmiştir. Bu aşamada;

- Kofra tespitleri yapılarak teknik özellikleri yazılmıştır.

- Kofralara numara montajı yapılmıştır.
- Kofralara bağı abonelerin sayaç bilgileri toplanmıştır.
- Kofraya bağı abonelerin coğrafi adresleri tespit edilmiş olup Ulusal Adres Veri Tabanına (UAVT) göre güncellenerek kategorize edilmiştir.
- Kofraya bağı abonelerin elektriksel adresleri tespit edilmiştir. Bu aşamada bir abonenin AİTM' den başlayarak kofrasına kadar elektriksel adresleri sisteme işlenmiştir.

2) BEDAŞ hizmet sahası içerisindeki direk ve armatürlerin tespit işlemleri tamamlanmıştır. Bu aşamada 312.046 adet elektrik direği ve 327.119 adet aydınlatma armatürü CBS' ye işlenmiştir. Ayrıca orta gerilimde 5.580 km yer altı kablosu, 1.913 km havai hat iletkeni ve alçak gerilim seviyesinde 16.818 km yer altı kablosu, 13.721 km havai hat iletkeni kayıt altına alınarak sisteme işlenmiştir. Bu aşamada;

- Sahada yer alan elektrik direklerinin koordinatları tespit edilmiştir.
- Direk tipleri ve teknik özellikler kayıt altına alınmıştır.
- Direklerin her birine numara verilerek üzerlerine plaka çakılmıştır.
- Havai hat iletkenlerinin tip ve teknik özellikleri tespit edilmiştir.

3) BEDAŞ hizmet sahası içerisindeki elektriksel adreslemeye yönelik indirici trafo merkezleri, dağıtım merkezleri ve trafo merkezleri tespit edilmiş olup abone bağlantı noktasından yola çıkarak alçak gerilim depar tespitleri yapılarak elektriksel adresleme tamamlanmıştır. Bu aşamada 11.076 adet transformatör kayıt altına alınmış ve 40.000 adet alçak gerilim depar tespiti yapılarak sisteme işlenmiştir.



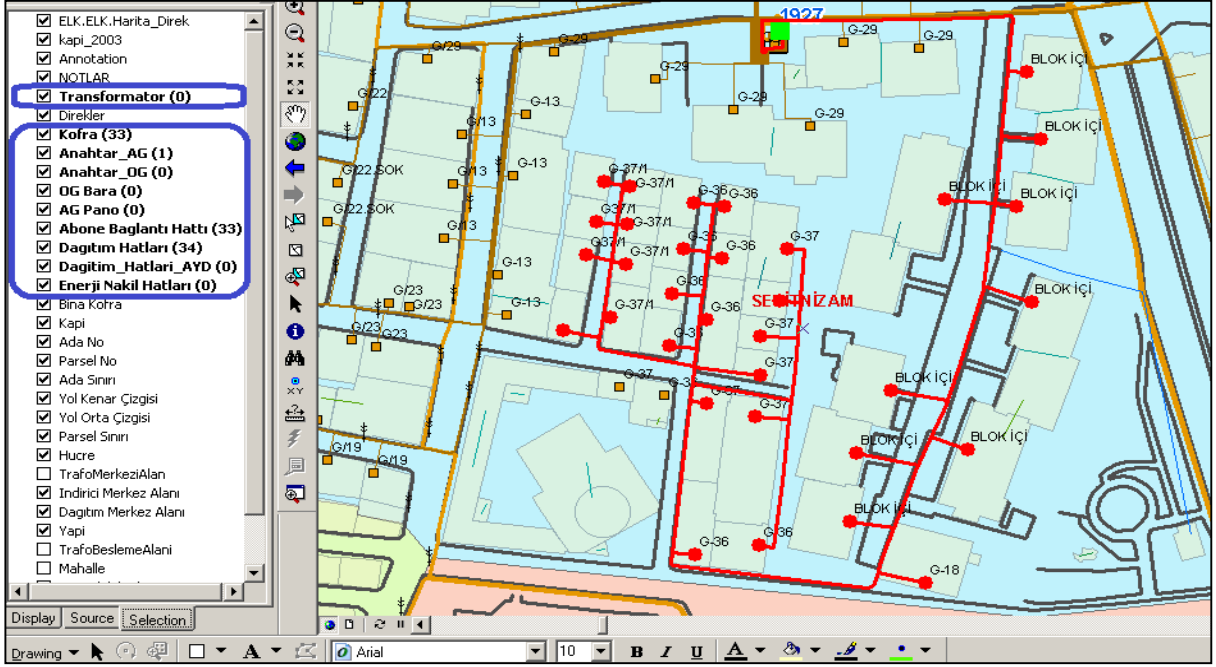
Şekil 3.1: BEDAŞ enerji yoğunluğu haritası.

CBS' nin kurulması ile birlikte BEDAŞ' ın enerji yoğunluğu haritası incelendiğinde şehir merkezlerinde enerji yoğunluğunun fazla olduğu, kırsala doğru gidildikçe enerji yoğunluğunun azaldığı görülmektedir. Bu durum Şekil 3.1' de görülebilmektedir.



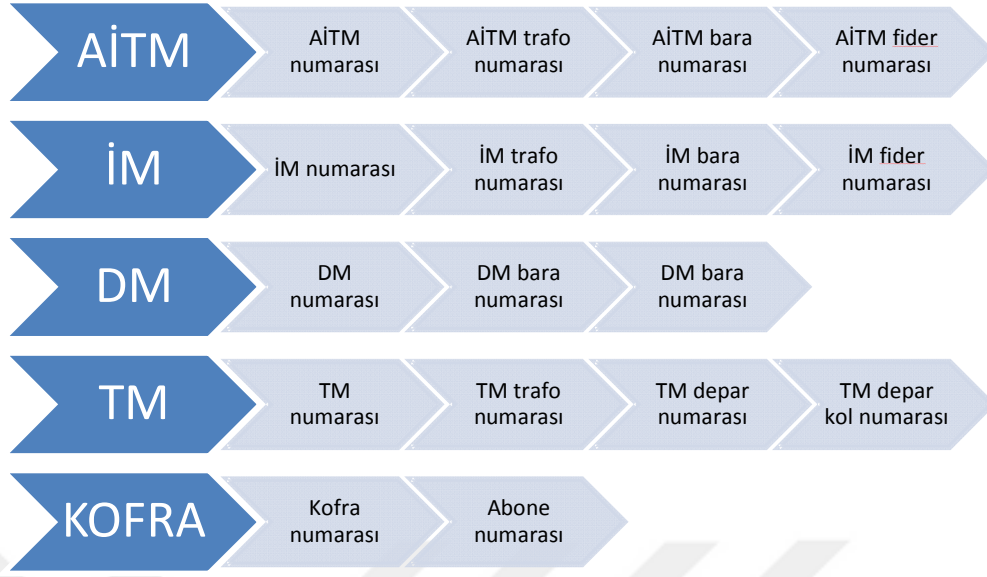
Şekil 3.2: CBS trafo merkezleri elektrikselsel bağlantı gösterimi.

Elektrik dağıtım şebekesinin OG seviyesindeki trafo merkez bağlantıları Şekil 3.2’ de görülmektedir. Burada farklı gerilim seviyelerine ve hattın enerji durumuna göre farklı renklendirmeler ekrana yansımaktadır. Bunun sonucunda arızalı hatların tespiti, enerji beslenme biçimleri, iş güvenliği gibi hususlarda fayda sağlamaktadır.



Şekil 3.3: CBS’ de abone bağlantı noktaları.

Elektrik dağıtım şebekesinin tüm varlıkları CBS’ de ana indirici trafo merkezinden başlayarak abone bağlantı noktasına kadar elektriksel adresleri sisteme işlenmiştir. Burada abone bağlantı noktasında yer alan kofranın altında bulunan tüm abonelere ilişkin gerek elektriksel adresleme gerekse abone veri sistemindeki bilgiler harita üzerinde gösterilmektedir. Aynı zamanda abone bağlantı noktalarının beslenmiş oldukları trafo merkezleri görülebilmektedir. Bu durum Şekil 3.3’ de verilmiştir. Ayrıca trafo merkez çıkışları beslemiş oldukları abone bağlantı noktalarına göre farklı renklendirilmiş olup bunun sonucunda abonelerin hangi alçak gerilim çıkışından beslendikleri CBS’ den takip edilebilmektedir.



Şekil 3.4: CBS elektriksel adres yapısı.

CBS ile birlikte ana indirici merkezden başlayarak abone numarasına varıncaya tüm elektriksel adres yapısı gösterilmektedir. Burada her yapıya ait detay bilgiler sistem içerisinde yer almaktadır. Bu durum Şekil 3.4’ de görülebilmektedir.

3.2. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE OSOS UYGULAMALARI

Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri (OSOS) sayaç verilerinin otomatik olarak uzaktan okunabilmesi, verilerin merkezi bir sisteme aktarılması, doğrulanması, eksik verilerin doldurulması, verilerin saklanması ve ilgili taraflara istenen formatta sunulması amacıyla, elektrik dağıtım şirketleri tarafından kurulan ve gerekli yazılım, donanım ve iletişim altyapısını kapsayan sistemler olarak tanımlanmaktadır (EPDK, 2015).

Ülkemizde akıllı şebekeler konusunda yapılan çalışmaların temelini OSOS çalışmaları oluşturmaktadır. Enerji Piyasasını Denetleme Kurulu (EPDK) tarafından, yayınlanan “Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar” kapsamında elektrik dağıtım şirketleri tarafından OSOS uygulaması için yerine getirmeleri gereken altyapı tasarımları hakkında EPDK tarafından gerekli bilgilendirmeler yapılmıştır (Öztemür & Soysal, 2013).

3.2.1. Elektrik Dağıtım Şirketlerinde Kullanılan OSOS' un Özellikleri

Elektrik Dağıtım Şirketleri;

- 1) Elektrik dağıtım şirketinin kayıp-kaçak oranlarını düşürmek,
- 2) Büyük tüketim sahibi müşterilere vermiş oldukları hizmet kalitesini arttırmak ve gelişmiş fatura doğruluğu sağlamak,
- 3) Trafo merkezlerinin ve aydınlatma sayaçlarının enerji kesintilerini ve enerji tüketimlerini takip etmek,
- 4) Uzaktan sayaç açma kapama işlemlerinin yapılabilmesi,
- 5) Trafo merkezlerindeki yük dağılımlarına yönelik analizlerin yapılabilmesi sonucunda enerji ağının etkin olarak denetlenmesine imkan sağlayarak talep tahminleri, yük dengesizliklerinin giderilmesi konuları başta olmak üzere enerji piyasasında yer alan bir çok operasyonun etkin olarak yönetilmesi gibi maksatlarla OSOS kurmaya başlamışlardır.

Elektrik dağıtım şirketleri için kayıp-kaçak oranlarını düşürmek büyük önem arz etmektedir. Bunun için özellikle yüksek tüketim sarf eden müşterilerin anlık takibinin yapılması gerekmektedir. OSOS' un gelişmesi ile birlikte müşterilerin sayaçlarına ilişkin anlık olarak akım-gerilim değerlerinin takipleri yapılabilmektedir. Ayrıca sektörel analizler yapılarak müşterilere ilişkin çalışma profili oluşturulmaktadır. Profil dışındaki müşteriler ziyaret edilerek kayıp-kaçak tespitleri yapılmaktadır.

Elektrik dağıtım şirketleri bünyesinde EPDK' nın belirlemiş olduğu sözleşme güçlerindeki müşterilere OSOS sayaçları takılmaktadır. BEDAŞ' da sözleşme gücü 40 kW ve üzeri müşterilerine OSOS sayacı takılmıştır. Bu sayaçlardan gelen kesinti bilgileri AYS' ye otomatik olarak aktarılmakta ve müşterinin kesinti başvurusu yapmasına gerek kalmadan arıza ekipleri arızaya müdahale etmek için arıza mahalline hareket etmektedir. Özellikle EPDK' nın Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğine göre elektrik dağıtım şirketlerinin hizmet kalite standartlarının sağlanması için çalışmalar yapılmaktadır. Aynı zamanda OSOS kapsamında sayaç takılmış olan müşterilerin aylık olarak sayaç okuma işlemleri her ayın son günü yapılmakta, faturaları abonelere gönderilmekte ve müşteriler sisteme girerek kendi tüketimlerini takip edebilmektedir. Daha önceleri saha okuma

görevlilerinin veya diğer dış etkenlerden dolayı oluşan hatalı faturalama işlemleri de OSOS' un devreye girmesi ile birlikte ortadan kalkmıştır. Bu durum sonucunda hizmet standartları gereği hedeflenen müşteri memnuniyeti sağlamaktadır.

Elektrik dağıtım şirketleri trafo merkezlerine de OSOS sayaçları montajına başlamışlardır. Trafo merkezlerinden anlık olarak akım-gerilim değerlerini takip edebilmektedirler. Bu durum sonucunda trafonun yüklenme durumları, yük dengesizlikleri, aydınlatma lambalarının takibi, AYS' ye otomatik başvuru oluşturma gibi koşulları anlık olarak takip edebilmekte ve duruma göre gerekli önlemleri alabilmektedirler. BEDAŞ hizmet sahasında yer alan 8.800 adet trafo merkezine OSOS sayaçları takılmıştır. Bu trafo merkezlerinden gelen kesinti bilgileri AYS' ye otomatik olarak aktarılmaktadır. OG seviyesinde müşterileri enerjisiz bırakmamak amacıyla arıza ekipleri arızaya müdahale etmek için arıza mahalline hareket etmektedir. Aynı zamanda bu OSOS sayaçlarından aydınlatma lambalarının da takibi yapılmakta, yanmayan aydınlatmalar için AYS' ye otomatik olarak başvuru oluşturulmaktadır.

3.3. CBS VE OSOS' UN AYS' YE ETKİLERİ

CBS' nin ve OSOS' un kurulması ile birlikte bu sistemlerin özellikle AYS' ye ilişkin elektrik dağıtım şirketine sağlamış olduğu faydalar şunlardır:

1) BEDAŞ' a müşterilerden gelen elektrik arıza başvuruları, ilgili işletme müdürlüğü arıza servislerinin ekranına düşmektedir. Ekranda CBS haritası üzerinde başvurunun geldiği adres, adrese ilişkin elektriksel topolojik yapı ve kesintiye neden olma ihtimali olan elektriksel yapı görülmektedir. İşletme müdürlükleri arıza servislerinde görev yapan teknik personel, CBS ve AYS' den gelen başvurulara yönelik kesinti ihtimallerini elektriksel adresleme üzerinden takip edebildikleri için kısa sürede arızanın niteliği ile ilgili bilgi alınabilmektedir. Bu bilgi ile birlikte saha ekiplerinin arıza noktasına en kısa sürede intikali sağlanmaktadır.

2) Saha ekiplerinin mevcut konumları CBS üzerinde görüldüğünden dolayı arıza noktasına sevk edilecek personel ve araç, en kısa sürede arıza noktasına ulaşabilecek durumda olur ve arızalara intikal süreleri kısalmaktadır. Bu durum, toplam arıza süresinde düşüşler sağlamaktadır.

3) Normal şartlar altında bakım programına alınacak hatlar için gerekli çalışmalar yapılmaktadır. Özellikle AG bakım çalışmaları için kesinti yapılması gereken durumlarda, gereksiz ve yanlış kesintiler yapılabilmektedir. CBS' nin kurulması ile birlikte tüm elektrik şebekesi için elektriksel adres yapısının olması sahada yapılacak olan bakım çalışmalarında gereksiz kesintilerin önüne geçmektedir.

4) Genel olarak BEDAŞ hizmet sahası içerisinde elektrik dağıtım şebekesine OG seviyesinde çift taraflı besleme (ring) şeklinde enerji verilmektedir. Bu durumda herhangi bir OG arızası durumunda arıza noktası izole edilerek çift taraflı enerji verilmekte ve böylece karanlıkta abone kalmamaktadır. Arıza tamir edilmesine müteakip tekrar sistem mevcut haline getirilmektedir.

CBS' nin kurulması ile birlikte AYS' den gelen başvurular ile elektriksel yapıda karanlıkta kalan yerler görüleceğinden ve CBS üzerinde OG kablo hasarlarında kablo güzergâhı görülebildiği için tahmine gerek kalkmaksızın arızalı TM' lerin aralığı tespit edilebilmektedir. Bu durum neticesinde sahadaki arıza ekipleri doğru konumlara hareket ederek arızalı TM aralığını izole ederek kısa sürede enerji alınabilmektedir.

5) İşletme müdürlüklerinde sahada yapılan çalışmalarda örneğin; OG seviyesinde çift taraflı besleme noktalarında tadiye noktası (iki taraftan kesişme noktası) bırakılmaktadır. OG seviyesinde gelen bir arıza elektrik kesinti süresinin kısaltılması için tamir edilene kadar tadiye noktası değiştirilmekte ve arıza giderilmektedir. Mevcut tadiye noktalarında yapılan değişiklikler arıza birimlerindeki tabelaya manuel olarak işlenmektedir.

CBS' nin kurulması ile birlikte sahada yapılan tüm değişikliklerde sistem üzerinde güncellemeler yapıldığı için sahada çalışan personel anlık yapılan değişikliklerden haberdar olmaktadır. Bu durumda iş kazaların önüne geçilebilmekte ve enerji temin ederken alternatifler hızlı değerlendirilip enerji verilebilmektedir.

6) Elektrik dağıtım şirketleri hizmet sahaları içerisinde özellikle hizmet kalite ve standartlarının artırılması için çeşitli enerji yatırımları yapmaktadır. Yapılan yatırımların temeli iki esastan oluşmaktadır. Birincisi mevcut hatların yenilenmesi ikincisi ise enerji büyümesi ile birlikte yeni enerji noktaları yapılmasıdır.

a) Elektrik dağıtım şirketlerinde mevcut hatların yenilenmesi hususunda hatlarda meydana gelen arızalar ve hatların kullanım ömürleri, yapılacak olan yatırımın temel noktalarını oluşturmaktadır.

i) BEDAŞ ‘ da CBS’ nin kurulması ile birlikte AYS verilerinde kayıtlı arızaların tüm arıza karakteristikleri bulunmaktadır. Bu durumda yenilenecek olan hatlar noktasal olarak tespit edilmektedir.

ii) Sistem içerisinde yer alan her malzemenin ortalama bir kullanım ömrü mevcuttur. BEDAŞ hizmet sahası içerisindeki teçhizatlar CBS’ nin devreye alınması ile birlikte kayıt altına alınarak kullanım ömürlerine yönelik bir bakım ve yenileme çalışması yapılmaktadır.

b) Elektrik dağıtım şirketlerinde enerji büyümesi, hizmet sahasında yer alan yapılaşmanın ve enerji taleplerinin artması ile sağlanmaktadır. Elektrik dağıtım şirketleri tarafından enerji büyümesi tahminlerine yönelik master planlar çıkarılmakta ve bu planlar doğrultusunda enerji alt yapı yatırımları yapılmaktadır. Enerji büyümesi genel olarak iki şekilde gerçekleşmektedir. Birincisi şehrin büyümesi ile birlikte yeni enerji talepleri gelmesi ikincisi ise mevcut yerlerdeki enerji talebinin artması. Her iki durum içinde enerji talebi gelmesi durumunda ilgili elektrik dağıtım şirketlerine enerji talep başvurusu yapılmakta ve ilgili elektrik dağıtım şirketi tarafından ne şekilde enerji verileceğine ilişkin bilgilendirme yapılmaktadır.

CBS’ nin kurulması ile birlikte tüm talepler sisteme işlenmekte ve gerek yeni yapılaşmanın gerektirdiği bölgelerde gerekse mevcut enerji talebinin gerektiği yerlerde sistemin gerekleri doğrultusunda enerji bilgilendirmesi yapılabilmektedir.

7) Elektrik dağıtım şirketlerinde elektrik müracaatında bulunan müşteriler için başvurular müşterinin oturduğu adres yapısı üzerinden sisteme kayıt edilmektedir. Bu durum özellikle iç içe girmiş mahalle ve sokak yapısı içerisinde büyük problemlere yol açmaktadır. Müşterinin noktasal olarak hangi trafo merkezinden ve hangi deparından beslendiği çoğu zaman bilinmemektedir. Bu durum kesinti sürelerinin uzamasına, arıza noktasının tespitinde yanlışlıklara ve bazı durumlarda yanlış abonelerin elektriğinin kesilmesine kadar uzanan hatalar zincirine yol açmaktadır

CBS’ nin kurulması ile beraber tüm abonelere ilişkin elektriksel adres yapısı tanımlanmıştır. Bu durumda müşterinin tesisat numarası ile CBS üzerinden bulunduğu konuma

ulaşlabilmektedir. Bu durumda müşterinin elektriğın hangi kaynaktan aldığı hem yapısal adres veri tabanından hem de elektriksel adres yapısından tespit edilebilmektedir.

8) Dünyanın birçok ülkesinde elektriğın kalitesinin ölçülmesi ve sürekliliğinin sağlanması maksadıyla çeşitli standartlar oluşturulmuştur. Ülkemizde de EPDK tarafından çıkarılan Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğı, elektrik enerjisinin tedarik sürekliliğı, ticari ve teknik kalitesine ilişkin esas ve usulleri belirtmektedir. Bu yönetmeliğın içeriğinde dünya üzerinde geçerliliğı bulunan ve ülkemizde de yönetmelikler kapsamında elektrik dağıtım şirketlerinin yerine getirmekle yükümlü olduğu, yerine getirilememesi durumunda müşteriye tazminat ödenmesine varıncaya kadar detayları belirtilen endeks değerleri mevcuttur. SAIDI (Kesinti Süresi Endeksi) ve SAIFI (Kesinti Sıklık Endeksi) bu standartların ülkemizde başlıca takibinin yapıldığı endekslerdir. CBS kurulmadan önce bu endeks değerleri yine EPDK' nın yürürlükten kalmış olan Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Enerjinin Tedarik Sürekliliğı, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkındaki Yönetmelik uyarınca tahmini değer metodolojisi üzerinden yapılmaktaydı.

CBS' nin kurulması ile birlikte kesintiye ilişkin elektriksel topoloji net olarak bilinmektedir. Bu durumda kesintiden etkilenen aboneler ve kesintiden etkilenme süreleri net olarak tespit edilmektedir. Bu verilerin AYS' ye aktarılması sonucunda gerekli olan standartların takibi yapılabilmektedir.

9) BEDAŞ bünyesinde yürütölen saha operasyonlarının etkili ve verimli olarak yapılması sağlanmıştır. Elektrik dağıtım şirketleri bünyesinde sahada yürütölmeli gereken müşterilere yönelik sayaç okuma, arızalı ve periyodik olarak değiştirilmesi gereken sayaçların değiştirilmesi, borç mükellefiyetini yerine getirmeyen abonelere yönelik elektrik kesme-açma faaliyetleri bulunmaktadır.

CBS' nin mobil uygulamasının devreye alınması ile birlikte sahada görev yapan personel kendi cep telefonundan aboneye ilişkin sorgulama (abone numarası, kofra numarası, direk numarası, trafo numarası, abone ismi ve soy ismi vb.) yapabilmekte ve bu sorgulama sonucunda tesisatın konumunu rahatlıkla bulabilmektedir.

Aynı şekilde CBS üzerinden saha personeli ilgili konuma rota oluşturarak müşteriye en kısa sürede ulaşabilmektedir. Bu durum saha operasyonlarının hızını arttırmakta ve personel tabanlı verimliliğı arttırmaktadır.

Sahada sistemde olmayan bir sayaç, direk veya trafo merkezi tespit edildiğinde CBS üzerinden operasyon merkezi ile haberleşebilmekte ve kayıtsız elektrik şebekesi teçhizatlarının kayıt altına alınmasına yardımcı olmaktadır.

10) Varlık Yönetimi sisteminin sağlanması. CBS' nin kurulması ile birlikte BEDAŞ' ın hizmet sahasında sahip olduğu elektriksel varlıklar sisteme aktarılmış ve kayıt altına alınmıştır. Buna göre CBS çalışmalarında 24.07.2013 tarihinde BEDAŞ bünyesinde Tablo 1'de belirtilen varlıkların tespiti yapılmıştır.

Tablo 1: BEDAŞ' ın CBS' de varlık tespiti (24.07.2013).

VARLIKLAR	ADET
Bina Sayısı (Ana İndirici Merkez)	32
Trafo Sayısı (Ana İndirici Merkez)	83
Trafo Binası Sayısı (İndirici Merkez)	64
Trafo Sayısı (İndirici Merkez)	122
Trafo Binası Sayısı (Dağıtım Trafo Merkezi)	10.985
Trafo Sayısı (Dağıtım Trafo Merkezi)	12.156
OG Direk Sayısı	16.265
Müşterek (OG+AG) Direk Sayısı	11.615
AG Direk Sayısı	145.620
Aydınlatma Direk Sayısı	139.915
VARLIKLAR	KM
OG Kablo Uzunluğu	5.672
OG Enerji Nakil Hattı Uzunluğu (havai hat)	2.199
AG Kablo Uzunluğu	22.473
AG Havai hat Uzunluğu	9.968

11) Elektrik Dağıtım Şirketleri için sistem üzerinde takip edilmesi gereken en önemli hususlardan birisi de teknik kayıplar ve bu kayıplara ilişkin analizlerdir. Elektrik dağıtım şebekesi üzerindeki AG seviyesinde düzensiz yük dağılımları teknik kayıplara yol açan unsurların başında gelmektedir.

CBS' nin kurulması ile birlikte bir trafo merkezinden çıkan fiderlerin elektriksel yükü faz başına belirli olacağından AG yük dengesizlikleri tespit edilerek gerekli düzenlemeler yapılabilmektedir. Ayrıca AG seviyesinde yük bölünmek istendiğinde veya yük aktarılmak istendiğinde tüm kablolar tek altlık üzerinde bulunduğu için daha doğru karar verilebilmekte ve bu duruma göre önlem alınarak arızalar için çözüm üretilebilmektedir.

12) OSOS' un kurulmasından önce AYS' nin kaynağını müşterinin oluşturması en büyük eksiklik olarak göze çarpmaktaydı. Yani bir müşteri elektriği kesilmesine müteakip (özellikle arıza sadece kendi sisteminde ise) çağrı merkezini aramadığı takdirde arızası hiçbir şekilde sistem üzerinden algılanamıyordu. Bu durumda arızaya ilişkin hiçbir kayıt olmadığından dolayı sistem üzerinde müşterinin başvurusu olana kadar ki süreç için arıza bilgisi bulunmamaktaydı.

Ayrıca bu durum EPDK' nın Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği gereğince elektrik dağıtım şirketlerinin AYS' de sağlamakla zorunlu kılındığı kesinti sürelerinin ve sayılarının ölçümü konusunda eksikliğe yol açmaktaydı. Örneğin müşterinin enerjisinin kesilmesine müteakip bir saat sonra elektrik dağıtım şirketi çağrı merkezini aradığında, AYS kesinti başlangıcını müşterinin arama saati olarak algıladığı için tazminata esas olan bu kısım kesintiye ilişkin doğru bilgi sağlamıyordu.

Gerek yüksek tüketimli abonelere gerekse trafo merkezlerine takılan OSOS sayaçları müşteri başvurusuna gerek kalmadan AYS ile haberleşmekte ve kesinti durumlarında otomatik olarak başvuru oluşturmaktadır. Bu durum özellikle yönetmelik kapsamında dağıtım şirketlerinden istenen standartların sağlanması amacıyla büyük önem arz etmektedir.

13) OSOS sayacı takılmış olan müşterilerin sayaçlarının uzaktan gerilim, akım ve endeks değerlerinin takibi yapılabilmektedir. Sayaca veya tesisata ilişkin herhangi bir arıza durumunda abonenin başvurusuna gerek kalmadan müdahale edilebilmektedir.

14) OSOS sayacı takılmış olan abonelerin her ayın son günü uzaktan endeks okuması yapılmakta, bu endeks değerlerine fatura çıkarılmakta ve abonelere talep edilmesi durumunda çevrimiçi olarak gönderilmektedir. Abonenin talep etmesi halinde aboneye şifre tanımlanarak kendi endeks değerlerinin ve faturalarının takibini çevrimiçi olarak yapabilmesi sağlanmaktadır.

15) Trafo arızaları durumlarında transformatörün bulunduğu alanın büyüklüğü ve kapının genişliği ölçümleri önceden yapıldığı için yerine gitmeden transformatörün hücreye güvenlik mesafelerine göre sığıp sığmayacağı tespiti CBS üzerinden yapılabilecektir.

16) Trafo merkezlerindeki yapılan iç tasarım çalışmaları ile birlikte OG hücre etiketlerinin yapılandırılması ve renk kodlarının yazılması kaliteli enerji teminini ve iş kazalarının önüne geçilmesini sağlamaktadır.

17) CBS' nin kurulması öncesinde sahaya arızanın giderilmesi için personel sevk edilmekteydi. Sahada arızanın tamamlanması sonrasında ilgili personel telefon veya telsiz ile İşletme Arıza Yönetim Merkezi personeline bilgi vermekteydi. Bu durumda sahada arızayı tamamlayan personelin aramasının gecikmesi veya aramanın unutulması durumunda arıza bilgisi sisteme doğru girilememekte ve girilen bilgide eksiklik olmaktaydı. CBS' nin kurulması ile birlikte sahada yapılan işlemler mobil olarak CBS' ne aktarılmakta ve bunun sonucunda AYS' ye hatalı bilgi girişi önlenmektedir.

4. BULGULAR

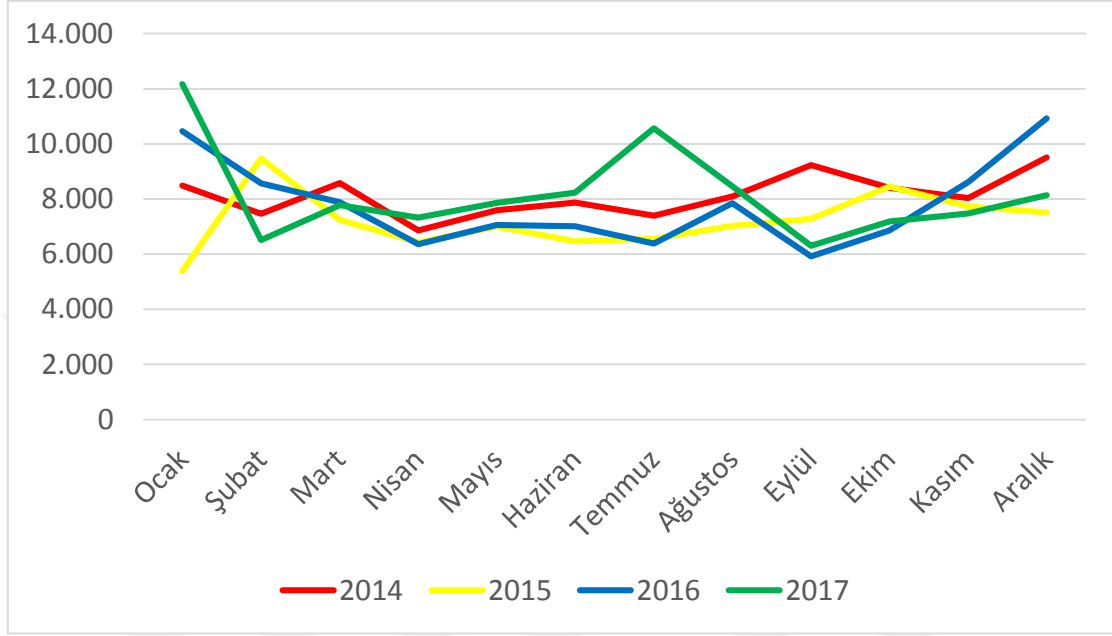
4.1. AYS' DE ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİNDEN KAYNAKLI ARIZALARIN, HAVA DURUMU DEĞİŞİKLİKLERİ, CBS VE OSOS ETKİSİYLE GELİŞİM ANALİZİ

Elektrik dağıtım şirketlerinin sunmakla yükümlü oldukları hizmetlerin kalitesinin ve sürekliliğinin sağlanması birçok parametreye bağlı olarak değişimler göstermektedir. Elektrik dağıtım şebekesinde meydana gelen kesinti sayılarının artması elektrik sürekliliğinin sağlanması için güvenilirliğin azalmasına neden olur (Brown & Richard, Electric power distribution reliability, 2017). Hava durum değişiklikleri havai hatlı elektrik dağıtım şebekelerinin çalışma ve arıza karakteristikleri açısından önemli bir role sahiptir. Havai hatlı elektrik dağıtım şebekeleri, atmosfere aşırı derecede maruz kaldıklarından dolayı dış etkiye açık ve savunmasız olarak nitelendirilmektedir (Grigsby, Harlow, & McDonald, 2007). Elektrik dağıtım şirketi tarafından işletilen havai hatlı elektrik dağıtım şebekelerinde hava durumu değişikliklerinin baskın bir rolü bulunmaktadır. Hava durumu değişiklikleri özellikle havai hatlı şebekelerde meydana gelen hasar ve arıza oranlarında büyük bir etkiye sahiptir (Zenczak, 2017) (Baran, Costea, & Leonida, 2017) (Li, Zhou, & Xiong, 2008). Ayrıca tüm arıza parametrelerini direkt olarak etkileyen hava durum değişikliklerinin enerji sürekliliğinin sağlanmasında da büyük etkisi bulunmaktadır. Elektrik dağıtım şebekelerinde meydana gelen elektrik arızaları incelendiğinde hava durum değişikliklerine göre arıza sayılarında değişimler gözlenmektedir. Elektrik dağıtım şebekesinde meydana gelen kesinti sayılarının artması elektrik sürekliliğinin sağlanması aşamasında güvenilirliğin azalmasına neden olur. Bu konuda yapılan çalışmaların birçoğunda kasırga, fırtına gibi aşırı doğa olayları ile elektrik kesintileri arasında bağlantı analizleri ortaya konulmuştur (Guikema, ve diğerleri, 2014) (Wang, Chen, Wang, & Baldick, 2016) (Liu & Singh, 2011) (Forssen & Maki, 2016) (Konal, Öz, Uzunoğlu, & Kaçar, 2018)

Çalışmanın bu bölümünde BEDAŞ'ın 2014 – 2017 yılları arasındaki AYS verilerine dayanarak hava durum değişimlerinin elektrik sürekliliği üzerindeki etkileri incelenmiştir. İstatistiklerde arıza sayısı ve hava durumu verileri olarak BEDAŞ'ın yıllık olarak EPDK'ya sunmakla yükümlü olduğu veriler kullanılmıştır.

4.1.1. BEDAŞ 2014-2017 yılları arası arıza istatistikleri

BEDAŞ' ın 2014-2017 yılları arası dört yıllık arıza istatistikleri incelenmiş olup aylık olarak arıza değişimleri Şekil 4.1' de görülmektedir.



Şekil 4.1: BEDAŞ 2014-2017 yılları arası arıza istatistikleri.

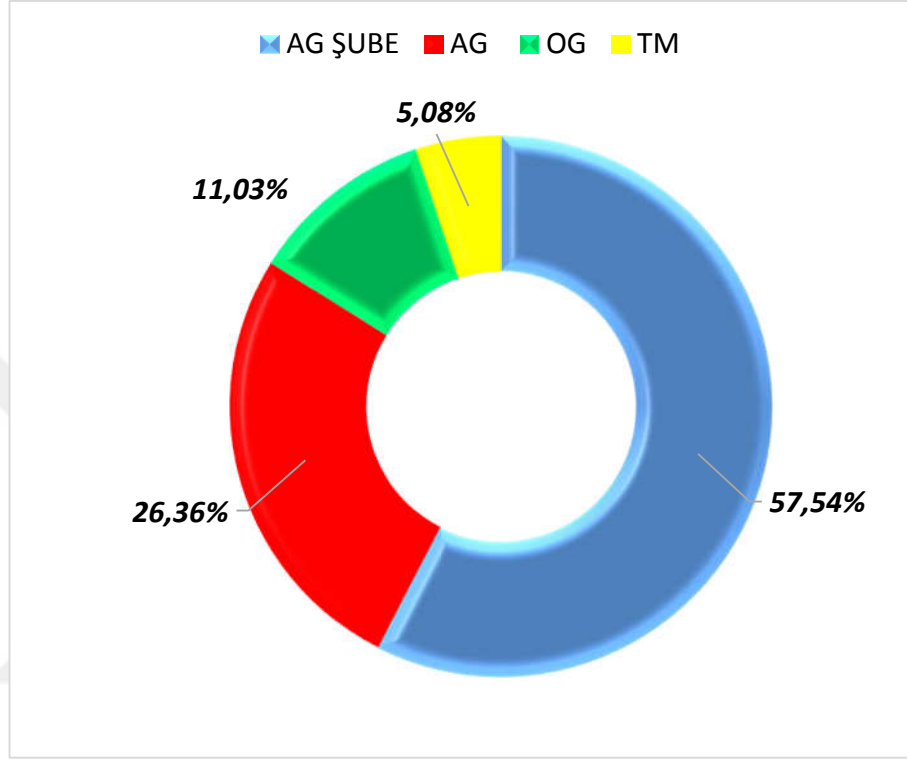
Tablo 2: BEDAŞ 2014-2017 yılları arası arıza sayıları.

YIL	2014	2015	2016	2017
ARIZA SAYISI (ADET)	97.500	86.519	93.873	97.981

BEDAŞ' ın dört yıllık kesintileri incelendiğinde yağışların yoğun olarak yaşandığı sonbahar ve kış aylarında arıza sayısının artmış olduğunu gözlemlenmektedir. Bu istatistikte 2017 yılı Temmuz ayı istisna olarak göze çarpmaktadır. 20 Temmuz 2017 tarihinde İstanbul Avrupa Yakasında gerçekleşen dolu hadisesi istatistiklerde farklı bir durum ortaya çıkmasına neden olmuştur.

4.1.1.1. Arıza Türlerine Göre 2014-2017 Yılları Arıza İstatistikleri

BEDAŞ' ın arıza türlerine göre 2014-2017 yılları arası dört yıllık arıza istatistikleri incelendiğinde Şekil 4.2.' deki durum gözlemlenmektedir.



Şekil 4.2: BEDAŞ arıza türlerine göre 2014-2017 arıza istatistikleri.

Tablo 3: BEDAŞ arıza türlerine göre 2014-2017 arıza sayıları.

ARIZA SAYILARI (ADET)	2014	2015	2016	2017
ORTA GERİLİM	8.946	9.993	11.100	11.424
TRAFO MERKEZİ	3.988	4.309	5.703	5.077
ALÇAK GERİLİM	23.568	23.490	24.893	27.113
ALÇAK GERİLİM ŞUBE	60.998	48.727	52.177	54.367

BEDAŞ dört yıllık arıza türlerine göre istatistikler incelendiğinde, özellikle hava değişikliklerinin direkt olarak etkilediği bilinen alçak gerilim ve alçak gerilim şube arızalarının toplam arıza sayısının yaklaşık olarak % 83' ünü oluşturduğu görülmektedir.

4.1.2. BEDAŞ Enerji Nakil Hatlarındaki Değişimlerin Elektrik Arızalarına Etkisi

Elektrik dağıtım şebekelerinde özellikle hava değişimlerine direkt olarak maruz kalan havai hatların arıza istatistiklerini etkileyen en önemli unsurlardan birisi yağışlı hava şartlarıdır. Elektrik dağıtım şirketleri hava durum değişikliklerinin havai hatlara etkisini azaltmak için havai hatlı elektrik şebekeleri yerine kablo elektrik şebekelerine yönelmektedirler.

Tablo 4: BEDAŞ 2014 yılı hat uzunlukları.

2014 yılı hat uzunlukları	Orta Gerilim (km)	Alçak Gerilim (km)
Yer altı kablo	5.659	16.813
Havai hat	2.180	5.228

Tablo 4' de verilmiş olan BEDAŞ' ın 2014 yılı enerji nakil hattı verilerini incelediğimizde özellikle hava durumu değişikliklerine direkt olarak maruz kalan ve hava durumu değişikliklerinin arıza yoğunluğunu arttırdığı düşünülen havai hat şebekeleri yaklaşık olarak orta gerilim hatlarının % 27,8 ini, alçak gerilim şebekelerinin % 23,7' sini oluşturduğu görülmektedir.

Tablo 5: BEDAŞ 2017 yılı hat uzunlukları.

2017 yılı hat uzunlukları	Orta Gerilim (km)	Alçak Gerilim (km)
Yer altı kablo	7.383	18.284
Havai hat	2.047	5.391

Tablo 5’ de verilmiş olan BEDAŞ’ ın 2017 yılı enerji nakil hattı verilerini incelediğimizde havai hat şebekelerinin yaklaşık olarak orta gerilim hatlarının % 21,4 ünü, alçak gerilim şebekelerinin ise % 22,8’ ini oluşturduğu görülmektedir.

2014 ve 2017 orta gerilim ve alçak gerilim seviyeleri hat uzunluklarına ilişkin verileri karşılaştırdığımızda, yer altı kablo hat uzunluğunun orta gerilim seviyesinde 1724 km alçak gerilim seviyesinde 1471 km artmış olduğu görülmektedir. Bu durum sonucunda BEDAŞ hizmet sahası içerisinde her geçen gün yeraltı kablo hat uzunluklarının artmakta olduğu anlaşılmaktadır. Bu durum genel olarak iki şekilde gerçekleşmektedir.

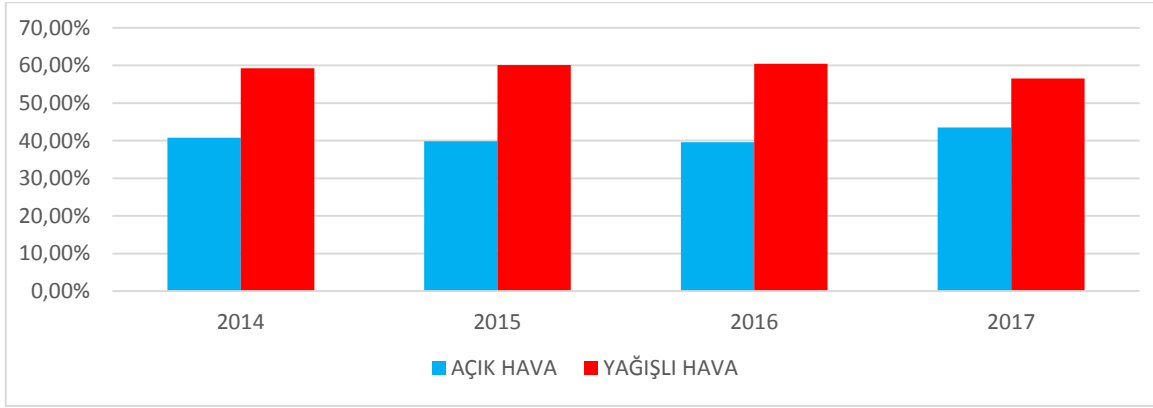
- 1) Yeni tesis edilen enerji merkezleri elektrik dağıtım şirketi tarafından elektrik kablo enerji nakil hattı ile tesis edilmektedir.
- 2) Hava durum değişikliği başta olmak üzere dış etkenlerin havai hatlara etkisini azaltarak enerji sürekliliğinin sağlanması amacıyla mevcut havai hat şebekelerinin yer altına alınması şeklinde gerçekleşmektedir.

Ayrıca AYS’ deki veriler incelendiğinde havai hat şebekesine ait olan tesislerin mevsimsel değişimlere bağlı olarak arıza yoğunluklarının fazla olması kablo şebekesi tercihindeki en büyük etken olarak göze çarpmaktadır.

4.1.3. BEDAŞ Hava Durum Değişikliklerinin Elektrik Arıza Oranlarına Etkisi

4.1.3.1. Yıllık Hava Durum Değişikliklerine Göre 2014-2017 Yılları Arıza İstatistikleri

BEDAŞ’ ın 2014-2017 yılları arası dört yıllık hava durum değişikliklerine göre arıza istatistiklerinin incelendiğinde Şekil 4.3’teki durum göze çarpmaktadır.



Şekil 4.3: BEDAŞ yıllık hava durum değişimine göre 2014-2017 arıza sayıları.

Tablo 6: BEDAŞ 2014-2017 yılları arası hava durum değişikliklerine göre arıza istatistikleri.

	2014		2015		2016		2017	
	AÇIK	YAĞ.	AÇIK	YAĞ.	AÇIK	YAĞ.	AÇIK	YAĞ.
Toplam Arıza Sayısı (adet)	74.819	22.681	61.959	24.560	66.729	27.144	78.969	19.012
Toplam Gün Sayısı (gün)	302	63	289	76	289	77	308	57
Günlük Ortalama Arıza Sayısı (adet)	247	360	214	323	231	353	256	333
Günlük Arıza Yoğunluğu	40,76%	59,23%	39,88%	60,11%	39,57%	60,42%	43,46%	56,53%
Toplam Kesinti Süresi (bin saat)	298	119	205	98	227	110	320	93
1 Arızanın Ortalama Süresi (saat)	3,98	5,22	3,31	4,02	3,40	4,07	4,05	4,88

Açık hava koşulu için; açık hava, sisli hava ve kapalı hava durumları, arızaları direkt olarak etkilediği düşünülen yağışlı hava koşulu için yağmurlu hava, karlı hava ve rüzgârlı hava durumları tanımlanmıştır ve kabul edilmiştir.

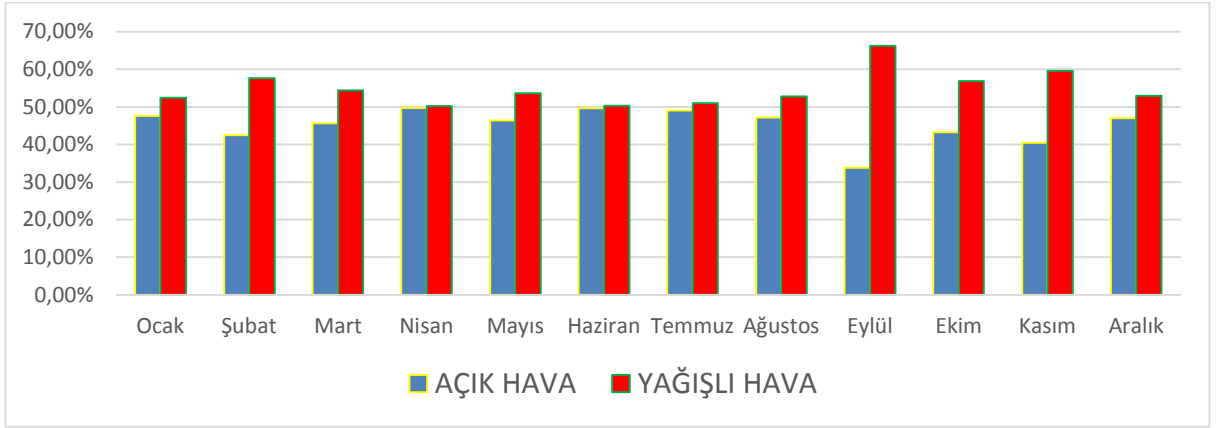
2014 yılı içerisinde İstanbul Avrupa Yakası'nda bir yıl içerisinde 302 gün hava açık olarak tespit edilmiştir. Bu günler içerisinde toplamda 74.819 adet arıza meydana gelmiştir. Günlük ortalama olarak 247 adet arıza gerçekleşmiştir. Bu arıza sayısı da toplam arıza sayısının %40,76' sını oluşturmaktadır. Gerçekleşen bu arızaların toplam süresi 298 bin saat olup arıza başına kesinti süresi ise 3,98 saat olarak gerçekleşmiştir.

Aynı şekilde 2014 yılı içerisinde İstanbul Avrupa yakasında bir yıl içerisinde 63 gün hava yağışlı olmuştur. Bu günler içerisinde toplamda 22.681 adet arıza meydana gelmiştir. Günlük ortalama olarak 360 adet arıza gerçekleşmiştir. Bu arıza sayısı da toplam arıza sayısının %59,23' ünü oluşturmaktadır. Gerçekleşen bu arızaların toplam süresi 119 bin saat olup arıza başına kesinti süresi ise 5,22 saat olarak gerçekleşmiştir.

Grafikteki 2014-2017 yılları arasındaki hava durumu değişikliklerine göre arıza sayısı istatistikleri incelendiğinde; yağışlı havalarda arıza sayısı ve oranlarının yaklaşık olarak açık havalardaki arıza sayısı ve oranlarına göre %15-%20 civarında arttığı gözlemlenmektedir. Ayrıca bu durum arıza tamir sürelerini de etkilemektedir. Yağışlı havalarda arıza tamir süreleri açık havalara göre daha fazladır. Arıza sayısının artması ile birlikte sabit sayıda belirlenmiş olan saha arıza ekiplerinin yoğunluğu artmakta ve arızalara yetişme süreleri uzamaktadır. Aynı zamanda İstanbul Avrupa yakasının taşıt trafiğinin de yağışlı havalarda arttığı düşünülecek olursa arızalara müdahale ve tamir süreleri yağışlı havalarda artmaktadır. Ayrıca 2014-2017 yılları arasında bir arızanın hava değişikliklerine göre tamir sürelerine baktığımızda 2014 yılında açık havada arıza tamir süresi 3,98 saat iken yağışlı havalarda bu sayı 5,22 saate çıkmaktadır. Aradaki fark 1,24 saat olarak görülmektedir. 2017 yılında ise aradaki fark 0,83 saat olarak görülmektedir. Bu durum incelendiğinde her geçen yıl aradaki farkın azaldığı görülmektedir.

4.1.3.2. Aylık Hava Durum Değişikliklerine Göre 2014-2017 Yılları Arası Arıza Sayısı İstatistikleri

BEDAŞ'ın 2014-2017 yılları arası dört yıllık arıza sayısı istatistiklerinin hava durumlarına göre aylık değişimleri Şekil 4.4'te görülmektedir.

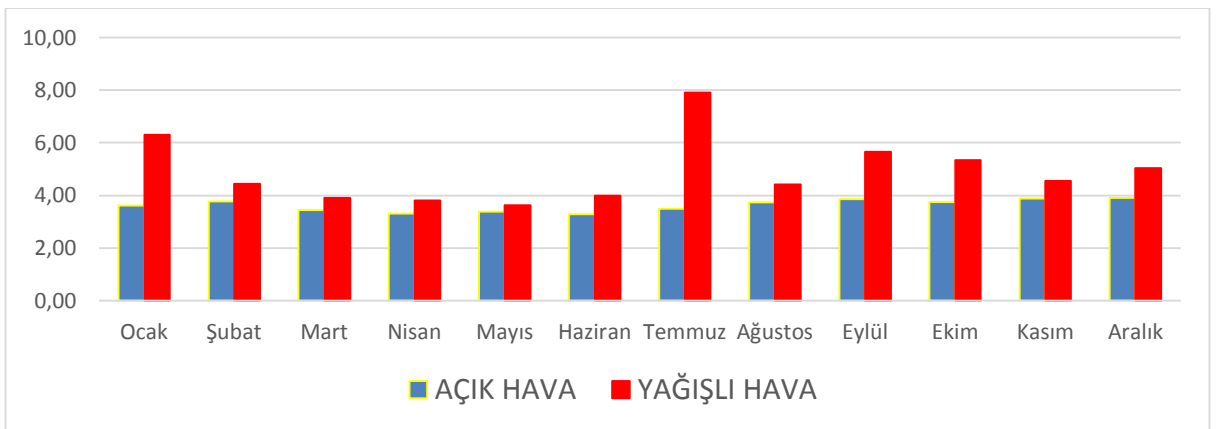


Şekil 4.4: BEDAŞ aylık hava durum değişimine göre 2014-2017 arıza sayısı istatistikleri.

2014- 2017 yılları arasındaki dört yıllık arıza sayısı istatistiklerinin hava durumlarına göre aylık değişimleri incelendiğinde yağışlı havalardaki ortalamada %15-%20 civarındaki arıza sayısı fark oranlarının yoğun yağışların gözlemlendiği sonbahar-kış aylarında %30-40 oranlarına çıktığı yoğun yağışların gözlemlenmediği ilkbahar-yaz aylarında ise %5-%10 oranlarına düştüğü gözlemlenmektedir.

4.1.3.3. Aylık Hava Durum Değişikliklerine Göre 2014-2017 Yılları Arası Arıza Süresi İstatistikleri

BEDAŞ' ın 2014-2017 yılları arası dört yıllık arıza süresi istatistiklerinin hava durumlarına göre aylık değişimleri verileri Şekil 4.5'te görülmektedir.



Şekil 4.5: BEDAŞ aylık hava durum değişimine göre 2014-2017 arıza süresi istatistikleri.

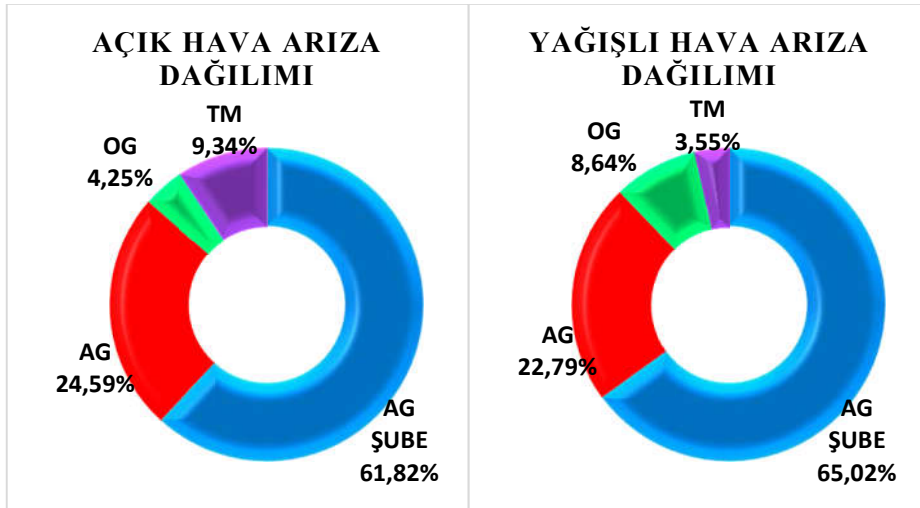
2014- 2017 yılları arasındaki dört yıllık arıza süresi istatistiklerinin hava durumlarına göre yıllık değişimleri incelendiğinde; yağışlı havalardaki arıza sürelerinin yaklaşık olarak açık havalardaki arıza sürelerine göre yaklaşık 1,5 saat civarında arttığı gözlemlenmektedir. Grafiği aylık olarak incelediğimizde ise yağışlı havalardaki yaklaşık 1,5 saat civarındaki arıza süresi uzamasının, yoğun yağışların gözlemlendiği Sonbahar –Kış aylarında 2-2,5 saat sürelerine çıktığı yoğun yağışların gözlemlenmediği İlkbahar-Yaz aylarında ise 0,5 saat sürelerine düştüğü gözlemlenmektedir.

4.1.4. CBS ve OSOS Entegrasyonu Sonrasında Elektrik Arızalarının Hava Durumu Değişikliklerine Göre Analizi

BEDAŞ’ de CBS ve OSOS’ un 2016 yılı itibariyle AYS ile entegrasyonu tamamlanmış, gereken test süreçleri sürdürülmüş ve her yönüyle saha operasyonlarında kullanılabilir hale getirilmiştir. Bu bölümde CBS ve OSOS’ un kullanılmadığı 2014 yılı arıza verileri ile CBS ve OSOS’ un AYS’ ye entegrasyonunun tamamlandığı 2017 yılı arıza verileri hava durumu değişiklikleri de değerlendirilerek analizler yapılmıştır.

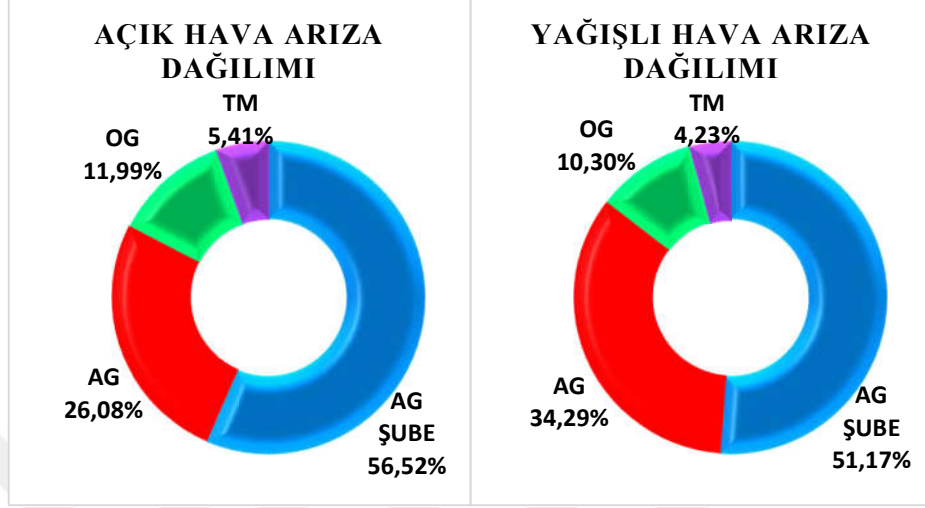
4.1.4.1. Hava Durumu Değişikliklerine Göre 2014 ve 2017 Yılları Arıza Değerlerinin Arıza Türlerine Göre Analizi

Arıza türlerinin hava durumu değişikliklerine göre değişimleri incelenmiştir.



Şekil 4.6: 2014 yılı elektrik arızalarının açık ve yağışlı hava şartlarında arıza türlerine göre dağılımı.

2014 ve 2017 yılı arıza türlerinin hava durumu değişikliklerine göre değişimleri incelenmiş ve sırasıyla Şekil 4.6 ve Şekil 4.7’de görülmektedir.



Şekil 4.7: 2017 yılı elektrik arızalarının açık ve yağışlı hava şartlarında arıza türlerine göre dağılımı.

2014 yılı ve 2017 yılları arıza türleri, hava durumu değişikliklerine göre incelendiğinde özellikle 2017 yılında her iki hava durumu şartında da alçak gerilim şube oranlarının belirgin bir şekilde düşmüş olduğu görülmektedir. Bu durum CBS’ nin ve OSOS’ un devreye girmesi ile birlikte AYS’ den doğru arıza türünün seçilmesi sonucunda oluşmaktadır. Gelen başvurunun CBS’ nin elektriksel adres yapısı üzerinde belirginleşmesi ve aynı konumdan birden fazla başvuru gelmesi durumunda bu başvuruların CBS üzerinden elektriksel adres yapısı görülmesinin sonucunda doğru arıza türü seçimi gerçekleşmektedir.

4.1.4.2. Hava Durumu Değişikliklerine Göre 2014 ve 2017 Yılları Arıza Değerlerinin Analizi

Tablo 7: Hava durumu değişikliklerine göre 2014 ve 2017 yılları arıza değerleri.

	2014		2017	
	AÇIK	YAĞIŞLI	AÇIK	YAĞIŞLI
Toplam Arıza Sayısı (adet)	74.819	22.681	78.969	19.012
Toplam Gün Sayısı (gün)	302	63	308	57
Günlük Ortalama Arıza Sayısı (adet)	247	360	256	333
Günlük Arıza Yoğunluğu	40,76%	59,23%	43,46%	56,53%
Toplam Kesinti Süresi (bin saat)	298	119	320	93
1 Arızanın Ortalama Süresi (saat)	3,98	5,22	4,05	4,88
AG Seviyesinde Toplam Karanlıkta kalan abone sayısı (bin)	36.475	10.563	48.199	10.140
AG Seviyesinde Ortalama Arıza başına karanlıkta kalan abone sayısı	488	466	610	533

CBS' nin kurulmasından önce elektrik dağıtım şirketlerinde karanlıkta kalan abone sayısını belirlemek için tahmini değer yöntemine göre bölgesel olarak her bir arıza tipine göre tahmini bir karanlıkta kalan abone sayısı atanmaktaydı. Örneğin bir orta gerilim arızasında karanlıkta

kalan abone sayısı, karanlıkta kalan trafo sayısı ile o bölgedeki bir trafo başına düşen abone sayısının çarpılması sonucunda bulunmaktaydı. Bir alçak gerilim şube arızasında ise bölgesel olarak bir bağlantı noktasında bulunan abone sayısı değerini oluşturmaktaydı. Bu durum ile bağlantılı olarak CBS kurulmadan önceki süreçte sahada arızanın tamamlanmasına müteakip arızaya ilişkin bilgiler AYS' ye manuel olarak girilmekteydi. Bu durumda bilgi girişleri kişilere endekslenmiş olması ve girilen bilgilerin doğruluğu hususunda kontrol mekanizması olmaması sebebiyle sistemsel boşluk oluşmaktaydı. Örneğin; bir arızaya ilişkin arıza tipinin OG olarak girilmesi durumunda karanlıkta kalan abone sayısı ile alçak gerilim şube arızası girilmesi sonucundaki karanlıkta kalan abone sayısı farklı olacaktır. Bu durumda AYS sisteminde bir orta gerilim arızasına alçak gerilim şube girilmesi endeks değerlerinde büyük düşümlere sebep olacaktır.

CBS' nin kurulması ile birlikte kesintiye ilişkin elektriksel topoloji net olarak bilinmektedir. Bu durumda kesintiden etkilenen aboneler ve kesintiden etkilenme süreleri net olarak tespit edilmektedir. Bu verilerin AYS' ye aktarılması sonucunda gerekli olan standartların takibi yapılabilmektedir.

Tablo 7' de gösterildiği gibi, yağışlı havalarda arıza başına kesinti süresi 2014 yılında 5,22 saat iken 2017 yılında 4,88 saate düşmüştür. Bu durumda arızalara müdahale süresinin kısalması sonucunda 0,34 saat (20,4 dakika) arıza müdahale süresi düşüşü görülmüştür. Bu farkı 19.012 arıza için düşündüğümüzde yaklaşık olarak 6500 saat olarak elektrik dağıtım şirketinin enerji sürekliliğinde artış sağlanmıştır.

2014 yılı ve 2017 yılı alçak gerilim seviyesinde ortalama arıza başına karanlıkta kalan abone sayıları incelendiğinde yaklaşık olarak %20 seviyesinde bir artış olduğu gözlemlenmektedir. Bu durum CBS' nin AYS ile entegrasyonu sonucunda sisteme doğru verilerin girildiğini göstermektedir.

5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Bu çalışmada elektrik dağıtım şirketlerinin müşterilere sunmuş olduğu elektriğin kalite ve sürekliliğinin takip edilmesi maksadıyla kurulan AYS' nin çalışma prensipleri incelenmiştir. Diğer dağıtım yönetim sistemlerinin olmadığı sadece AYS' nin kurulu olduğu elektrik dağıtım şebekelerinde eksiklikler bulunduğu tespit edilmiştir.

CBS ve OSOS' un AYS ile entegre edilmesi sonrasında elektrik dağıtım şebekesinin ana indirici trafo merkezinden başlayarak müşteri bağlantı noktasına kadar her aşamasında büyük gelişmeler olduğu gözlemlenmektedir. Ayrıca EPDK Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğince elektrik dağıtım şirketlerinin yerine getirmeleri gerekli olan kalite standartlarının takip edilebilir hale geldiği göze çarpmaktadır. Elektrik dağıtım şebekelerinde akıllı sayaçların tüm abonelerde daha da yaygınlaşması ile beraber elektrik şebekesinin yönetilmesi ve takip edilebilmesi daha kolay bir hale gelecektir.

CBS' nin etkili ve verimli olarak kullanılmasıyla abonelere ilişkin elektriksel ağ yapısı kullanılarak arızaların tespit ve müdahale sürelerinde iyileşmeler tespit edilmiştir. Elektrik kesintilerinde OSOS aboneleri için müşteri müracaatına gerek kalmaksızın AYS' ye otomatik başvuru oluşturması gerek müşteri memnuniyeti gerekse arıza istatistiklerinin doğru ölçülebilmesi noktasında büyük önem taşımaktadır.

Hava durum değişiklikleri arızalar üzerinde özellikle hava şartlarının direkt olarak etkilediği havai hat şebekelerindeki etkilerini gözlemlenmektedir. Yağışlı hava durumlarında gerek arıza tespit gerekse arıza tamir sürelerinin uzadığı ve bu durumun sonucunda elektrik dağıtım şirketlerinin yeni alt yapı tesislerini kablo şebekesi üzerine yapmakta olduğu görülmektedir.

Elektrik dağıtım şirketlerinde CBS ve OSOS' un AYS ile tümleşik olarak çalışması sonrasında farklı hava durumu koşullarında arıza tespitinde, ekiplerin arıza noktalarına intikal sürelerinde ve bu durumların neticesinde arıza sürelerinin düşmesinde büyük iyileşmeler tespit edilmiştir.

Bu çalışmadaki analizler farklı koşullar altında, CBS ve OSOS entegrasyonu sonrasında AYS' deki iyileşmelerin arttığını ortaya koymuştur. İleriki çalışmalarda bu entegrasyona yeni oluşumların eklenmesi ile AYS' nin daha verimli çalışacağı, arıza tespit ve arızaya müdahale sürelerinin kısılacağı öngörülmektedir.

KAYNAKLAR

- ABB. (2018). *ABB Ability™ Network Manager™ EMS*. <https://new.abb.com/network-management/network-management/network-manager-ems> adresinden alındı
- Alvehag, K., & Soder, L. (2011, Apr.). A reliability model for distribution systems incorporating seasonal variations in severe weather. *IEEE Trans. Power Del.*, vol.26, no.2, 910-919.
- Baran, I., Costea, M., & Leonida, T. (2017). Power losses on overhead lines under various loading regimes and weather conditions. *2017 5th International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE)*, (s. 1-6). Galati.
- Bhattarai, B. (2017). Transmission line ampacity improvements of altalink wind plant overhead tie-lines using weather-based dynamic line rating. *2017 IEEE Power&Energy Society General Meeting*, (s. 1-5). Chicago, IL.
- Bowles, J. (2002, Sep.). Commentary—caution: constant failure-rate models may be hazardous to your design. *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 51, no.3, 375-377.
- Brown, R., & Richard, E. (2017). Electric power distribution reliability. *CRC press*.
- Brown, R., Frimpong, G., & Willis, H. (2004, May). Failure rate modeling using equipment inspection data. *IEEE Trans.Power Syst.*, vol.19, no:2, 782-787.
- Emiroğlu, C., Tanrıdöven, K., & Akbulut, F. (2007). Elektrik Dağıtım Şirketlerinde GIS Uygulamaları. *TMMOB Harita ve Kadastro Mühendisleri Odası Ulusal Coğrafi Bilgi Sistemleri Kongresi*, (s. 1-2). Trabzon.
- EPDK. (2015). Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar.
- EPDK. (2017). Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği.
- Forssen, K., & Maki, K. (2016). Resilience of finnish electricity distribution networks against extreme weather conditions. *CIREN Workshop 2016*, (s. 1-4). Helsinki.

- Grigsby, L., Harlow, J., & McDonald, J. (2007). *Electric Power Engineering Handbook*. Boca Raton, Florida: CRC Press.
- Guikema, S., Nateghi, R., Quiring, S., Staid, A., Reilly, A., & Gao, M. (2014). Predicting Hurricane Power Outages to Support Storm Response Planning. *IEEE Access*, vol.2, s. 1364-1373.
- J.B.Bowles. (2002, Sep.). Commentary—caution: constant failure-rate models may be hazardous to your design. *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 51, no.3, 375-377.
- Konal, M., Öz, İ., Uzunoğlu, C., & Kaçar, F. (2018). Electric Distribution Networks Failure Analysis Based on Weather Conditions. *International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE2018)*, (s. 1-4). İstanbul.
- Küçükpehlivan, T. (2014). Altyapı Bilgi Sistemleri ve CBS Entegrasyonları. *ICSG İstanbul 2014*, (s. 197-200). İstanbul.
- Li, W., Zhou, J., & Xiong, X. (2008, Aug.). Fuzzy Models of Overhead Power Line Weather-Related Outages. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, no.3, s. 1529-1531.
- Liu, Y., & Singh, C. (2011, Feb.). A methodology for evaluation of hurricane impact on composite power system reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.26, no.1, s. 145-152.
- Özkara, A. (2009). Bir Orta Gerilim Dağıtım Sistemi Modelinin Scada ile İzlenmesi.Yüksek Lisans Tezi. İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü. 48.
- Öztemür, M., & Soysal, B. (2013). Akıllı Şebekeler Yolunda Akıllı Sayaçlar. *EMO- Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu*.
- Pahwa, A. (2007). Modeling Weather-Related Failures of Overhead Distribution Lines. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, (s. 1-1). Tampa, FL.
- Panteli, M., & Mancarella, P. (2015). Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies. *Elect. Power Syst. Res.* vol 127, 259-270.

- Popovic, D. (2000). Power Application - A Cherry on the Top of the DMS Cake. *DA/DSM DistribuTECH Europe 2000, Specialist Track 3, Session 3*, (s. 2).
- Radmer, D., Kuntz, P., Christie, R., Venkata, S., & Fletcher, R. (2002, Oct.). Predicting vegetation-related failure rates for overhead distribution feeders. *IEEE Trans. Power Del.*, vol.17, no.4, 1170-1175.
- Shafieezadeh, A., Onyewuchi, U., Begovic, M., & Desroches, R. (2014). Age-dependent fragility models of utility wood poles in power distribution networks against extreme wind hazards. *IEEE Trans. Power Deliv.* vol. 29, 131-139.
- Wang, P., & Billinton, R. (2002, Jan.). Reliability cost/worth assessment of distribution systems incorporating time-varying weather conditions and restoration resources. *IEEE Trans. Power Del.*, vol.17, no.1, 260-265.
- Wang, Y., Chen, C., Wang, J., & Baldick, R. (2016, March). Research on Resilience of Power Systems Under Natural Disasters—A Review. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.31, no.2, s. 1604-1613.
- Yıldırım, E. (tarih yok). Elektrik dağıtım şebeke bağlantı modelinin coğrafi bilgi sistemi ile oluşturulması.
- Zenczak, M. (2017). Approximate relationships for calculation of current-carrying capacity of overhead power transmission lines in different weather conditions. *2017 Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE)*, (s. 1-5).

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler	
Adı Soyadı	İsmail ÖZ
Doğum Yeri	İstanbul
Doğum Tarihi	27.05.1980
Uyruğu	<input checked="" type="checkbox"/> T.C. <input type="checkbox"/> Diğer:
Telefon	533 687 32 72
E-Posta Adresi	ismailoz@nti.com.tr
Web Adresi	www.nti.com.tr



Eğitim Bilgileri	
Lisans	
Üniversite	Gaziantep Üniversitesi
Fakülte	Mühendislik Fakültesi
Bölümü	Elektrik Elektronik Mühendisliği
Mezuniyet Yılı	09.02.2006

Yüksek Lisans	
Üniversite	İstanbul Kültür Üniversitesi
Enstitü Adı	Sosyal Bilimler Enstitüsü
Anabilim Dalı	İşletme
Programı	İşletme Yöneticiliği (MBA)

Makale ve Bildiriler	
Konal M., Öz İ., Uzunoğlu C. P. & Kaçar F. "Electrical Distribution Network's Failure Analysis Based on Weather Conditions", <i>International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE 2018)</i> , (s. 1-4), İstanbul	