

**ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNİN BİLGİSAYARLA
PROGRAMLANMASI VE OTOMASYON**

Nuri Osman ÇALIŞKAN

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**EYLÜL 2007
ANKARA**

Nuri Osman ÇALIŞKAN tarafından hazırlanan ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNİN BİLGİSAYARLA PROGRAMLANMASI VE OTOMASYON adlı bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER
Tez Danışmanı, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. M. Cengiz TAPLAMACIOĞLU
Elektrik-Elektronik Mühendisliği, Gazi Üniversitesi

Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER
Elektrik-Elektronik Mühendisliği, Gazi Üniversitesi

Yrd. Doc. Dr. Elif AYDIN URAY
Elektrik-Elektronik Mühendisliği, Atılım Üniversitesi

Tarih: 21/09/2007

Bu tez ile G.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Yüksek Lisans derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Nermin ERTAN
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada orijinal olmayan her türlü kaynağa eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Nuri Osman ÇALIŞKAN

ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNİN BİLGİSAYARLA PROGRAMLANMASI VE OTOMASYON

(Yüksek Lisans Tezi)

Nuri Osman ÇALIŞKAN

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Eylül 2007

ÖZET

Bu tezin amacı elektrik dağıtım sisteminin programlanması yani SCADA sisteminin 12.09.2006 tarih, 26287 sayı ile Resmi Gazetede yayımlanan Elektrik Piyasası Dağıtım Sisteminde Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkındaki Yönetmelik gereği sağlayacağı faydaları iki örnek modelleme ile açıklamaktır. Ayrıca bu tez ile elektrik dağıtım şebekesinde SCADA sistemi uygulamasının sağlayacağı ekonomik faydalar irdelenecektir. Bilindiği üzere elektrik şirketleri elektrik kesintilerinde fider üzerindeki kurulu gücün % 60 değerini baz alarak klasik hesap metodu ile satılamayan enerji miktarını hesaplamaktadır. Bu hesaba göre arızalar nedeniyle Ankara metropol alanında satılamayan enerji 2006 yılı için 121 398 719 kWh'dir. Ancak modellemesi yapılan birinci örnek; fider yükünün yukarıda bahsedilen % 60 değerine ulaşmadığını ve yükün bir gün içerisinde çok fazla değiştiğini gösterdiğinden, kesinti süresi kadar, kesintinin ne zaman meydana geldiğinin bilinmesinin de önemli olduğuna işaret etmektedir. Diğer örnek modelleme ise bilinenin aksine trafoların sadece aşırı yükten değil fazların dengesiz yüklenmesinden dolayı zarar gördüğünü, ancak trafo yüklerinin anlık izlenerek eşit miktarda yüklenmesinin sağlanacağını ve böylece trafoların daha verimli kullanılacağını göstermektedir.

Sonuç olarak; Bu düzenlemeler elektrik şebekesinin daha esnek ve güvenli işletilmesi ile uzaktan kontrolünü sağlayarak kesintileri minimuma indirecektir.

Bilim Kodu : 905.1.150
Anahtar Kelimeler : SCADA sistemi, fider, elektrik kesintisi, kontrol, transformatör, elektrik şebekesi
Sayfa Adedi : 100
Tez Yöneticisi : Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER

PROGRAMMING OF ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEM WITH COMPUTER AND AUTOMATION

(M.Sc. Thesis)

Nuri Osman ÇALIŞKAN

**GAZİ UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY**

September 2007

ABSTRACT

The purpose of this study is to explain advantages of programming of electricity distribution system, namely SCADA system, with two modeling approaches, that will be provided in accordance with Continuity of Procurement in Electricity Market Distribution System, Regulation on Commercial and Technical Quality issued in Official Gazette dated 09.12.2006 with no 26287. In addition, economical advantages provided with the practice of SCADA system in electricity distribution network, are also being studied in this study. As is known, electricity companies calculate energy amount, which couldn't be sold, with a classical calculation method on the basis of 60% of the installed power on feeder at power outages. According to this calculation; energy amount that couldn't be sold in Ankara metropolis due to power failures was 121,398,719 kWh for 2006. However, the first modeling indicates that it is also important to know when the failure had occurred as well as the failure period since it shows that a forementioned feeder load didn't reach the 60% value and the load had changed so many times in one day. The other modeling indicates that transformers are damaged not only from over loads but also unbalanced loading of phases but

balanced loading would be provided with real time monitoring of transformers and so that transformers would be used more efficiently. Consequently; these arrangements allow the most flexible and responsive control and operation of the electric network and greater opportunity for minimising interruptions to customers.

Science Code : 905.1.150
Key Words : SCADA system, power outages, feeder, control,
transformer, electric network
Page Number : 100
Adviser : Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım Boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren, Yüksek Lisans'a başladığım 2000 yılından beri beni sürekli bitirmeye teşvik eden Hocam Prof. Dr. Sezai DİNÇER'e, 92.D05.0570/04 nolu SCADA Projesi kapsamında destekleriyle Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş. ve Genel Müdürü Ömer Faruk GÜLTEKİN'e, öğrenmenin yaşı yoktur bir kez daha hatırlatan Bilgisayar Mühendisi Yusuf ERDEM ile Harun ÇAKMAKÇI'ya, Elektrik Mühendisi Mete TAŞPINAR'a ve zor günlerde beni sabırla destekleyen eşim Sibel ile biricik oğlum A. Arda'ya sonsuz teşekkürler.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR.....	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	.xii
RESİMLERİN LİSTESİ.....	.xiv
SİMGELER VE KISALTMALAR	.xv
1. GİRİŞ	1
2. SCADA SİSTEMİNİN İNCELENMESİ	4
2.1. SCADA'nın Tanımı	4
2.2. SCADA Birimleri	6
2.2.1. SCADA sisteminin kontrol merkezi	7
2.2.2. SCADA sisteminde iletişim birimleri.....	10
2.2.3. SCADA sisteminde uzak uç birim	19
2.2.4. SCADA sisteminde saha ekipmanları.....	23
2.3. SCADA Sisteminin İşlevleri.....	26
2.3.1. Danışma işlevleri (monitoring)	26
2.3.2. Kontrol işlevleri	27
2.3.3. Veri toplama	27
2.3.4. Verilerin kaydı ve saklanması	27
2.4. Temel SCADA Fonksiyonlarından Dağıtım Yönetim Sistemi	27
2.4.1. Arıza yeri bulma	28
2.4.2. Dağıtım sistemi güç akış yöntemi	34

Sayfa

2.4.3. Arıza izolasyonu ve tekrar servise alma	38
2.4.4. Devredışı kalma yöntemi	41
2.4.5. Anahtarlama prosedür yöntemi	43
3. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİ SCADA YAPISININ İNCELENMESİ	47
3.1. Kayseri Elektrik T.A.Ş. SCADA Sistemi İncelemesi	47
3.2. SCADA Tesisleri için Ankara'da Yapılan Altyapı Çalışmaları	51
3.2.1. SCADA/DMS alt yapı işleri kapsamında yapılan işler	52
3.2.2. Master SCADA/DMS işleri kapsamında yapılacak çalışmalar	54
4. DM/TM'DE FİDER AÇMASI VE DAĞITIM TRAFOSU YÜKLENME ORANI İLE İLGİLİ ÖRNEK MODELLEMELER OLUŞTURMA	56
4.1. Balgat TM'de Kısa Devre veya Arıza Nedeniyle Fider Açması	56
4.2. Bosna Dağıtım Trafolarının Yüklenme Oranları ve Aşırı Yüklenmede Trafo Fideri Açması	61
4.3. Örnek Problem Çözümü	66
4.3.1. Klasik metod ile problem çözümü	67
4.3.2. SCADA ile gerçek zamanlı olarak problem çözümü	68
5. SONUÇ VE ÖNERİLER	73
5.1. Kurulacak Sisteme İlişkin Öneriler	73
5.2. Genel Öneriler	74
5.3. Sonuç	78
KAYNAKLAR	83
EKLER	87
EK-1 Ankara'da SCADA tesis edilecek TM/DM ve yüklenici firmalar	88
EK-2 Ankara ili elektrik dağıtımına ilişkin istatistik veriler	89
EK-3 Balgat TM'de fider açma algoritması	90

	Sayfa
EK-4 Bosna trafolarının yük durum algoritması.....	91
EK-5 Program kaynak kodları	92
ÖZGEÇMİŞ.....	99

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Basit bir lamba-anahtar devresi.....	4
Şekil 2.2. SCADA sistem yapısı genel görünüşü	6
Şekil 2.3. Kontrol merkezine gelen arıza istatistikleri	8
Şekil 2.4. Kontrol merkezi ile RTU iletişimi.....	11
Şekil 2.5. ISO/OSI şebeke modeli.....	12
Şekil 2.6. Farklı iletişim ortamları	14
Şekil 2.7. Radyo haberleşme yapısı	15
Şekil 2.8. RTU blok gösterimi	20
Şekil 2.9. Sahadaki SCADA bilgilerinin RTU'ya bağlantısı.....	21
Şekil 2.10. Uzak uç birim ve saha ekipmanları genel görünüşü	26
Şekil 2.11. Arıza yeri bulma şematik gösterimi.....	30
Şekil 2.12. Arıza bilgi toplama ve bildirme	34
Şekil 2.13. Örnek bir güç akış sonuç ve özeti	38
Şekil 2.14. Arıza izolasyonu ve tekrar servise alma oturum özeti	39
Şekil 2.15. Plansız bir devre dışı çalışma döngüsü.....	41
Şekil 2.16. Planlı bir devre dışı çalışma döngüsü.....	42
Şekil 3.1. Kayseri ve civarı elektrik T.A.Ş. SCADA yapısı	48
Şekil 3.2. Kayseri ve civarı elektrik T.A.Ş. kontrol noktası genel görünüşü	51
Şekil 4.1. Balgat TM'nin 34,5 kV (kırmızı) ve 6.3 kV (mavi) kablo çıkışlarının CBS'den görünüşü.....	56
Şekil 4.2. Balgat TM'de normal durum (a) tek hat (b) grafik görünüşü.....	57

Şekil	Sayfa
Şekil 4.3. Bahçelievler fiderinde aşırı akım arızası (a) tek hat (b) grafik gösterimi	58
Şekil 4.4. Balgat TM'de bahçelievler fider durumu (a) enerjisiz durum (b) normal duruma dönüş (c) grafik gösterim	59
Şekil 4.5. Bosna dağıtım trafolarının görünüşü (a) CBS görünüşü (b) tek hat görünüşü (c) grafik görünüşü	61
Şekil 4.6. Bosna TR-5'in % 60 üzerinde dolu olması durumu (a) tek hat (b) grafik gösterimi	63
Şekil 4.7. Bosna TR-9'un % 90 üzerinde dolu olması ve motorlu yük ayırıcısı (a) açması tek hat gösterimi (b) açması grafik gösterimi (c) tekrar kapatılması grafik gösterimi	65
Şekil 4.8. Motorlu yük ayırıcısının kısa sürede tekrar açması, muhtemel arıza grafik gösterimi	66
Şekil 4.9. Fider durumu (a) açmadan önceki değer (b) açmadan sonraki değer (c) açma nedeniyle enerjisiz kalan dağıtım trafoları (d) grafik gösterimi.	68
Şekil 4.10. Bahçelievler fiderden çekilen güç grafiği	70
Şekil 4.11. 2006 yılı Ankara metropol OG elektrik kesinti istatistiği.....	72
Şekil 5.1. Fiderden çekilen 1 günlük akım/güç grafiği	74
Şekil 5.2. Enerjisiz kalanların Abone.Net programı ile sorgulanması	76
Şekil 5.3. Enerjisiz kalan örnek abone listesi	77

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 2.1. Kontrol merkezi görünüşü	7
Resim 2.2. Siemens'e ait S 7-400 RTU	19
Resim 2.3. PLC ile oluşturulmuş bir kontrol paneli.....	23
Resim 2.4. Motorlu şalterler	24
Resim 2.5. Enerji analizörü	24
Resim 2.6. Koruma röleleri	25
Resim 2.7. Elektrik dağıtım sisteminde klasik yöntemle arıza bulma	29
Resim 3.1. Kayseri elektrik T.A.Ş. hizmet binası.....	47
Resim 3.2. Ankara'daki TM/DM'lerde yapılan işlere örnek a) ayırıcı durum algılayıcısı b) hücre önü terminal kutusu c) marshalling box d) intelligent electronic device panosu	53
Resim 3.3. Ankara İli elektrik şebekesi mevcut durum sistem takibi	55
Resim 3.4. Ankara İli SCADA tesisinden sonra sistem takibi	55
Resim 4.1. Balgat TM'nin 34,5 kV ve 6,3 kV hücrelerinin bina içi görünüşü	56
Resim 5.1. 34.5 kV kabloda yapılan bir muf çalışması	75
Resim 5.2. Arızanın en fazla görüleni kablo arızası	78
Resim 5.3. SCADA sisteminin kurulması ile mevcut şebeke de yenilenecek	78
Resim 5.4. Aşırı yükten trafo patlaması	79
Resim 5.5. Trafonun uzaktan kontrol ile değerlerinin on-line belirlenmesi	79
Resim 5.6. Barınma merkezi dış görünüşü	80
Resim 5.7. Bina giriş kapısı uyarı anahtarı	81

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı simge ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler

Açıklama

bound/s

İletişim Hızı (byte/s)

cos φ

Güç Faktörü

Hz

Frekans Birimi (Hertz)

I_m

Maksimum Akım

I_0

Nominal Akım

kV

kiloVolt

kVAr

Reaktif Güç

kW

Aktif Güç (kiloWatt)

Kısaltmalar

Açıklama

APK

Araştırma, Planlama ve Koordinasyon

AG/LV

Alçak Gerilim

A.Ş.

Anonim Şirketi

CPU

Merkezi İşlem Birimi

CBS/GIS

Coğrafi Bilgi Sistemi

CIM

Ortak Bilgi Modeli

DCE

Veri Kontrol Cihazı

DTE

Veri Gönderici Chaz

DM

Dağıtım Merkezi

DMS

Dağıtım Yönetim Sistemi

EDAŞ

Elektrik Dağıtım A.Ş.

EMI

Elektromanyetik Girişim

FDM

Frekans Çeşidine Göre Çoklama

Kısaltmalar	Açıklama
GISb	Gaz İzoleli Trafo Merkezi
HTK	Hücreönü Terminal Kutusu
I/O	Giriş/Çıkış
ISO	Uluslararası Standart Örgütü
IEC	Uluslararası Elektroteknik Komisyonu
IED	Akıllı Elektronik Devreler
İM	İndirici Merkez
LAN	Yerel Ağ Şebekesi
LED	Işıklı Diyot
ILD	Laser Diyot
MB	Manevra Kutusu
MTU	Merkezi İşlem Birimi
OG/MV	Orta Gerilim
OSI	Açık Sistem Bağlantısı
PLC	Programlanabilir Mantık Kontrol
PLCa	Enerji Hat Taşımacılığı
RFI	Radyo Frekans Girişimi
RTU	Uzak Uç Birim
SCADA	Denetimsel Kontrol ve Veri Toplama
TEAŞ	Türkiye Elektrik A.Ş.
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TM	Tali Merkez
WAN	Geniş Alan Ağşebeke

1. GİRİŞ

Enerji kalitesine bağılı olarak "Üretim, İletim ve Dağıtım" kuruluşlarının etkinliklerini, bunların yatırım olanaklarını dolayısı ile ülkemiz bütçesini etkileyen kayıp ve kaçakların üzerinde önemle düşünülmesi ve acil çözümler üretilmesi gerekmektedir. Giderek ithal yakıtlara ağırlık verilerek gelişen elektrik enerjisi üretim yatırımlarımızda yıllık milyar dolarlarla konuşulan kayıp ve kaçak elektrik enerji açıklarının bütçelere kazandırılması ile enerji kalitesinin düzeltilmesi ve üretimin ekonomik yöntemlerle arttırılması için gerekli iç kaynağın yaratılmasına şüphesiz ki büyük olanaklar sağlayacaktır. Kayıp-kaçak elektrik enerjisi oranlarının ülkemiz genelinde ortalama %18 olduğu hesaplanmaktadır. Bu, takriben üretilen enerjinin beşte birinin tüketilemediği, dolayısı ile esasen verimsiz kullanılan (çevrim santrallerinde max. %52) ithal yakıtların daha da yüksek maliyetlerle enerji üretimine katıldığını göstermektedir [1,2].

Bilgisayar ve iletişim teknolojisindeki son gelişmeler ve bunlarla ilgili maliyet düşüşleri elektrik dağıtım sistemi otomasyonunu teknik ve ekonomik olarak yapılabilir hale getirmiştir. Dağıtım otomasyonu, şebekenin uzaktan izlenmesi hızlı ve etkin bir şekilde kontrolünü sağladığından daha güvenli, sürekli ve kaliteli enerji beslemesi sağlamaktadır [3].

Dağıtım sistemlerindeki otomasyon işlevlerinden hangilerinin gerekli olduğu ile teknik ve ekonomik olarak yapılabilirlikleri mevcut sistemin altyapı ve özelliklerine bağılıdır. Sunulan enerjinin güvenilirliğinin artması ile tüketici şikayetlerinin azalması veya ortadan kalkması, çalışan insanların emniyetinin sağlanması, planlama amaçlı bilgilerin daha çok ve doğru elde edilmesi, Elektrik dağıtım şirketlerinin halk nezdinde güvenilirlik ve itibarının artması, diğer taraftan işletme ve bakım giderlerinin azalması, enerji gelirlerinin artması ile yatırımların zamanında ve optimum olarak yapılması sonucunda atıl yatırımların önlenmesini sağlar [4].

Ülkemizin daha hızlı bir gelişme sağlayabilmesi için; bugünkü sosyal ve ekonomik yaşamın en başta gelen temel gereksinimlerinden olan elektrik enerjisi ihtiyacının tam, zamanında ve ucuz karşılanması ve en önemlisi mevcut enerjinin tasarruflu şekilde kullanılması büyük önem taşımaktadır. Artan elektrik enerjisi taleplerinin karşılanması için büyük yatırım maliyetlerine, ileri teknolojiye ve yetişmiş insan gücüne ihtiyaç vardır. Standartlara uygun olmayan malzemelerin kullanılmasından veya teknolojiyen yeterince faydalanılmamasından doğan kayıpların bedeli tüketici tarafından ödendiği gibi can ve mal güvenliği açısından da büyük tehlike doğurmaktadır. Bu riskleri ve kayıpları asgariye indirmek ve enerji sarfiyatını minimum seviyede tutmak vazgeçilmez hedef olmuştur. Bu hedefi gerçekleştirmenin en etkili yolu; elektrik enerjisinin üretildiği, iletildiği, dağıtıldığı ve tüketildiği tüm elektrik tesislerinde, sistemin kontrol altında tutulduğu ve en uygun senaryoya göre kumanda edildiği, enerji parametrelerinin izlenip sistemin takip altına alındığı otomasyon sistemleri kurmaktır.

Elektrik şebekelerinde ilk otomasyon uygulamaları, iletim sistemlerinin uzaktan gözlenmesi ve denetlenmesi amacı ile kurulan SCADA sistemleridir. Bu kavram iletim şebekelerinin uzaktan izlendiği ve denetlendiği sistemlerde geçerliysede, dağıtım şebekelerindeki uygulamaları amaç ve kapsam bakımından çok farklı oluşu nedeniyle bunları adlandırmada yetersizdir. Dolayısıyla dağıtım sistemlerinde bu tür uygulamalara dağıtım sistemleri otomasyonu denilmektedir [5].

Ülkemizde şu anda 21 adet elektrik dağıtım şirketi bulunmakta olup, sadece Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş tarafından SCADA, CBS (GIS) ve uzaktan sayaç okuma otomasyon sistemleri uygulanmaktadır. TM/DM'lerde ve fiderlerde çeşitli konum bilgilerini ve ölçüm değerlerini toplayan ve konum değiştirme komutu veren otomasyon teçhizatının oluşturduğu sisteme SCADA sistemi, TM/DM'lerde bu bilgileri kullanan denetim, gözleme ve analiz amaçlı otomasyon yazılım ve donanımlarının eklenmesiyle oluşturulan

sisteme dağıtım yönetim sistemi denir ve dağıtım sistemleri otomasyonu dağıtım yönetim sistemleri vasıtasıyla gerçekleştirilir.

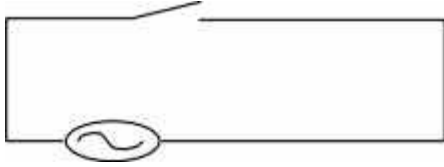
Bu tezden önceki tüm tezler SCADA sisteminin faydaları konusunda Şirketlere/Kurumlara öneriler sunmakta, ancak; Şirket/Kurumlar yine kendi ihtiyaçlarını kısmen karşılayan klasik sistem işletme yöntemlerini kullanmaya devam etmekte, öneriler pratiğe dönüşmemektedir. 12 Eylül 2006 tarih, 26287 sayılı Resmi Gazetede yayınlanan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik gereği Elektrik Dağıtım Şirketleri EPDK tarafından belirlenen teknik ve ticari kaliteye ilişkin şartları sağlamakla yükümlü olup, bunları kayıt altına almak ve Kuruma sunmak zorundadır. Aksi takdirde akaryakıt dağıtım şirketlerine verilen cezalar uygulanacaktır. Teknik kaliteye ilişkin ölçümler 01.01.2007 tarihinden itibaren başlayıp, 31.12.2010 tarihinde sona ermek üzere birinci uygulama döneminde Türkiye genelindeki elektrik dağıtım bölgelerinde uygulanacaktır. Bu tarihten itibaren ikinci uygulama döneminde; tedarik sürekliliği ve teknik kalitenin otomatik olarak kaydı için uzaktan izleme ve kontrol sistemi yatırımları tamamlanarak, en geç 01.01.2013 tarihinden başlamak üzere elektrik enerjisi tedarik sürekliliği ve teknik kalite göstergelerine ilişkin tüm veriler uzaktan izleme ve kontrol sistemi ile takip edilmeye başlanacaktır. Bu amaca hizmet etmek üzere bu tezde:

- SCADA sisteminin incelenmesi
- Elektrik Dağıtım Şirketlerinin SCADA yapısının incelenmesi
- DM/TM'de fider açması ve dağıtım trafosu yüklenme oranı ile ilgili örnek modellemeler oluşturulması
- Sonuç ve öneriler

bölmelerine yer verilmiştir.

2. SCADA SİSTEMİNİN İNCELENMESİ

2.1. SCADA'nın Tanımı



Şekil 2.1. Basit bir lamba-anahtar devresi [6]

Şekil 2.1'deki gibi anahtar ve lambadan oluşan basit bir devrenin olduğunu düşünelim. Bu devre kullanıcıya anahtarın açık-kapalı olduğu bilgisi ile lamba durumunu izleme olanağı sunar. Anahtarın durumu motorun çalışır veya durmuş olduğunu veya kapının açık-kapalı olduğunu gösterebileceği gibi devrenin düzenli çalıştığını veya devrede bir hata olduğunu da gösterebilmektedir. Şimdiye kadar bununla ilgili özel bir durum yoktur. Ancak şimdi lamba ve anahtarın 100 km uzakta olduğunu varsayalım. Açıkçası bu uzaklıkta bir devremiz yok, ancak olması durumunda iletişim araçlarına gereksinim duyulur. Şimdi problemi biraz daha karmaşık bir hale getirelim. Bu devre gibi 200 adet devremiz olduğunu düşünelim. 200 adet devre ile ayrı ayrı iletişim kurmamız çok zorlaşacaktır. Yani 200 devre ile 200 adet iletişim kurmamız gerekeceğinden durum çok daha karmaşık hale gelecektir. Ancak birileri bir iletişim devresi ile tüm bunları kontrol etmeyi bulmuş. Önce ilk devrenin (açık/kapalı veya 0/1) durumu gönderilir. Daha sonra ikinci devrenin, daha sonra diğeri diye devam eder. İhtiyacımız olan şey biz bilgiyi gönderdiğimizde hangi devrenin durumunun gösterileceği veya hangi devreye uygulanacağını belirlenmesidir. Diğer türlü zavallı operatör 200 devreyide gözetlemek durumunda kalacaktır. Biz bu görevi basitleştirmek için bir bilgisayar kullanabiliriz, bilgisayarla tüm devreleri izler ve özel bir durumda özel durum oluşan devreye bakılmasını sağlarız. Bilgisayar hangi durumun “normal” hangi durumun “alarm” olduğunu önceden söyleyebilir. Bilgisayar tüm devreleri izler ve alarm oluşan devreyi işletmeciyeye bildirir [6].

Bazı devreler sadece analog bilgi içerir. Bazıları devrenin açık/kapalı durumunu veya limit değerleri belirtir. Bilgisayara alt ve üst limit değerler tanımlatılır ve bunların arası normal değer olarak gösterilirse, değer ne zaman bu normal değer dışına taşınırsa bilgisayar bunu bir “alarm” olarak algılar ve operatör bilgilendirilir. Gerçek bir SCADA sistemi çok karmaşıktır ve birden fazla yönü vardır. Bazılarında otuzbinden ellibine kadar kontrol noktası bulunmaktadır. Dijital bilgi ve durum bilgisi yanında analog bilgiye de sahiptir. Güçlü bilgisayarlar kesici açma/kapama gibi karmaşık işlemleri yürütür ve aynı zamanda işlenen bilginin özetlenmesi ve görüntülenmesi içinde kullanılırlar. Zamana bağlı analog değişim bilgilerini toplar ve özetleyerek operatöre rapor halinde sunar.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) merkez ve uç birimlerden oluşan ölçü ve kontrol sistemleridir.

- ✓ Master Terminal Unit (MTU) Merkezi İşlem Birim
- ✓ Remote Terminal Unit (RTU) Uzak Uç Birim

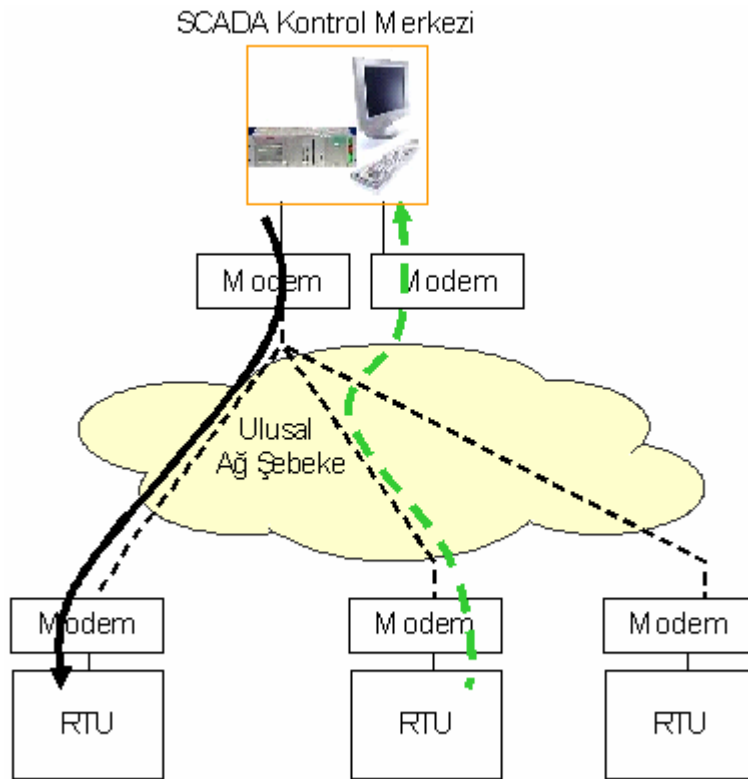
SCADA uzun mesafelerde açık devre sistemi kullanırken, yakın mesafelerde kapalı devre sistemi kullanır. Kapalı devre sistemlerinde bilgi toplama ve kontrol sınırlı bir bölgede yapılmaktadır. İletişim ise yerel ağ bağlantısı (Local Area Network/LAN) vasıtasıyla yapılmaktadır. SCADA sistemi diğer taraftan geniş bir coğrafi alanı kapsadığı zaman yerel ağ bağlantılı iletişim daha az güvenlidir. Kapalı devre kontrolü bu durumda daha az tercih edilmektedir [7].

Bilgi toplamak ilk olarak RTU veya PLC aracılığı ile uzak uç birimde yapılmaktadır. Bilgi işlenir ve alarm durumu taranır, eğer herhangi bir alarm bulunursa özel alarm listesinde görüntülenir. Bilgi üç tip olmaktadır:

- Analog Bilgi (sayılar) istendiği halde grafik hale getirilebilir
- Dijital Bilgi (açık/kapalı) alarm bir veya diğer duruma yerleştirilir
- Darbe/dalga bilgisi genellikle sayılır ve toplanır

Temel arayüz programları operatör için yük ve teçhizat gibi grafik gösterge sunar. Canlı bilgi istatistik arka plan üzerine grafik şekil olarak da gösterilir. Bu bölümde bilgi değiştiğinde ön plan değişmektedir. Örneğin kesici açık/kapalı gözükürken, analog bilgi bunların rakamsal değerini gösterir. Sistemin bir çok görüntüsü olabilir, operatör herhangi bir zamanda kendine uygun olanı seçer [8].

2.2. SCADA Birimleri



Şekil 2.2. SCADA sistem yapısı genel görünüşü [9]

Yukarıda sistemin basit şematik yapısı gösterilmektedir. Bu sistemde SCADA bir kaç bileşenden oluşur:

- Kontrol merkezi
- İletişim sistemi

- Uzak uç birim (RTU veya PLC)
- Saha ekipmanları (Röle v.b)

SCADA sistemi geniş bir alana yayılmış elektrik makinaları, kesici, ayırıcı, trafo gibi cihazların bir merkezden bilgisayar aracılığı ile denetlenmesini, izlenmesini, önceden tasarlanmış bir mantık içerisinde işletilmesini ve geniş zaman birimine ait verilerin saklanması sağlayan sistemlere verilen addır. Bu sistem sayesinde bir tesise veya işletmeye ait tüm elemanların kontrolünden üretim planlamasına, çevre kontrol ünitelerinden yardımcı işletmelere kadar bütün birimlerin kontrolü ve gözetlenmesi sağlanabilir [9].

2.2.1. SCADA sisteminin kontrol merkezi



Resim 2.1. Kontrol merkezi görünüşü [10]

İngilizcede yaygın olarak kullanılan ismi Master Terminal Unit olup, Türkçe'ye Kontrol Merkezi olarak çevrilebilir. Kontrol merkezi geniş bir coğrafyaya yayılmış olan tesislerin bilgisayar esaslı bir yapıyla uzaktan kontrol edildiği, izlendiği ve yönetildiği yer olarak tanımlanabilir. Kontrol Merkezi genelde SCADA sistemlerinin ve kontrol edilecek tesislerin merkezi bir yerine kurulur. Kontrol merkezi sistem güvenilirliğinden sorumludur. Yetki verilmeksizin açma ve kapama işlemi yapılamaz. Bunun sonucunda merkez, bakım için dağıtım birimlerinin hizmetten çekilmesi, işletme modelinde değişiklikler

yapılması, dağıtım sisteminde arıza durumunda ortaya çıkan sorunların çözümü için gerekli bütün açma kapama işlemlerine müsaade eder ve bunları denetler [11].

Kontrol merkezi yüklerin izlenmesinden sorumludur ve bunların kabul edilebilir sınırlar içerisinde kalması için ya uygun otomatik cihazları devreye alır ya da işletme programını değiştirmek suretiyle gerekli önlemleri alır. Dağıtım sisteminde arıza olması durumunda kontrol merkezi sorunları gidermek ve mümkün olan en kısa sürede normale dönüşü sağlamak zorundadır. Bir yandan dağıtım donanımının devre dışı kalması stratejisini hesaba katarak kritik durumların ortaya çıkarılmasına imkan verecek çağdaş izleme yöntemleri kullanılmalı, diğer yandan arızaların yerlerinin anında tespitine imkan vermelidir.

Tarih - Zaman	Kolon 1	Kolon 2	Kolon 3	Kolon 4	Deger	Limit	Durum	Operator	Bilgisayar	Yorum
2007/06 19 55 22 492	RTU DM5			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		gitti			
2007/06 19 55 26 000	RTU DM5			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		teyit	spcketas	KETASUI	
2007/06 20 36 54 306	TM3	K01F08RST	380 V R-S-T	GERILIM	DEVREDE		geldi			
2007/06 20 36 18 000	TM3	K01F08RST	380 V R-S-T	GERILIM	DEVREDE		teyit	spcketas	KETASWEB	
2007/06 20 34 52 211	RTU DM3			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		geldi			
2007/06 20 34 55 524	RTU DM3			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		gitti			
2007/06 20 34 56 699	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		geldi			
2007/06 20 36 01 411	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		gitti			
2007/06 20 36 02 000	RTU DM3			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		teyit	spcketas	KETASWEB	
2007/06 20 36 02 000	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		teyit	spcketas	KETASWEB	
2007/06 20 44 28 335	ED3	Genel Alarm		BİNA KAPISI AÇILDI	Gitti		gitti			
21/07/06 00 08 08 879	RTU ED4			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		geldi			
21/07/06 00 03 14 000	RTU ED4			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		teyit	spcketas	KETASUI	
21/07/06 05 05 03 837	TM3	K01F08RST	380 V R-S-T	GERILIM	DEVRE DISI		geldi			
21/07/06 05 05 31 000	TM3	K01F08RST	380 V R-S-T	GERILIM	DEVRE DISI		teyit	spcketas	KETASUI	
21/07/06 06 50 12 193	DM1	H07	KESICI - Q0	POZISYON	DEVRE DISI		geldi			
21/07/06 06 50 15 481	DM1	H06		FİDER TOPRAK KACAGI	Geldi		geldi			
21/07/06 06 50 15 481	DM1	H07		FİDER ASIRI AKIM	Geldi		geldi			
21/07/06 06 50 15 481	DM1	H06		FİDER ASIRI AKIM	Geldi		geldi			
21/07/06 06 50 15 481	DM1	H07		FİDER TOPRAK KACAGI	Geldi		geldi			
21/07/06 06 50 25 000	DM1	H07	KESICI - Q0	POZISYON	DEVRE DISI		teyit	spcketas	KETASWEB	
21/07/06 06 50 25 000	DM1	H06		FİDER TOPRAK KACAGI	Geldi		teyit	spcketas	KETASWEB	
21/07/06 06 50 25 000	DM1	H07		FİDER ASIRI AKIM	Geldi		teyit	spcketas	KETASWEB	
21/07/06 06 50 25 000	DM1	H06		FİDER TOPRAK KACAGI	Geldi		teyit	spcketas	KETASWEB	
21/07/06 06 51 13 731	DM1	H06		FİDER TOPRAK KACAGI	Gitti		gitti			
21/07/06 06 51 13 731	DM1	H07		FİDER ASIRI AKIM	Gitti		gitti			
21/07/06 06 51 13 731	DM1	H07		FİDER TOPRAK KACAGI	Gitti		gitti			
21/07/06 06 51 13 731	DM1	H06		FİDER ASIRI AKIM	Gitti		gitti			
21/07/06 06 51 20 327	DM1	H07	KESICI - Q0	POZISYON	DEVREDE		geldi			
21/07/06 06 50 08 550	RTU ED4			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		gitti			
21/07/06 08 38 20 011	E16	Genel Alarm		BİNA KAPISI AÇILDI	Geldi		geldi			
21/07/06 08 38 43 000	E16	Genel Alarm		BİNA KAPISI AÇILDI	Geldi		teyit	spcketas	KETASWEB	
21/07/06 08 41 06 595	E16	Genel Alarm		BİNA KAPISI AÇILDI	Gitti		gitti			CO spcketas ile 21.07.2006 08:45:07: ALMER
21/07/06 08 44 26 570	E16	Genel Alarm		BİNA KAPISI AÇILDI	Geldi		geldi			
21/07/06 08 44 32 000	E16	Genel Alarm		BİNA KAPISI AÇILDI	Geldi		teyit	spcketas	KETASWEB	
21/07/06 08 48 16 517	E16	Genel Alarm		BİNA KAPISI AÇILDI	Gitti		gitti			
21/07/06 09 33 40 234	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		geldi			
21/07/06 09 33 47 000	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		teyit	spcketas	KETASUI	
21/07/06 09 33 53 812	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		gitti			
21/07/06 09 53 06 567	RTU DM3			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		geldi			
21/07/06 09 53 10 911	RTU DM3			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		gitti			
21/07/06 09 53 15 000	RTU DM3			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		teyit	spcketas	KETASUI	
21/07/06 09 53 19 987	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Geldi		geldi			
21/07/06 09 53 19 769	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		gitti			
21/07/06 09 53 25 000	RTU E14			HABERLEŞME ARIZASI	Gitti		teyit	spcketas	KETASUI	

Şekil 2.3. Kontrol merkezine gelen arıza istatistikleri [12]

Kontrol Merkezinde özellikle tüketim miktarları, dağıtım donanımının kullanım sayıları ve arızalar hakkında Şekil 2.3'deki gibi istatistikler tutulması çok önemlidir. Bu istatistikler daha sonra gelecekteki sistem planlamasında

kullanılır. İstatistiklerin yapılması; nitelik ve nicelik bakımından verilerin toplanmasını, ileride kullanılmak üzere bu verilerin kayıtlara geçirilmesini, planlama ve bilgisayar donanımı gereksinimlerine uyarlanmış hesaplama yöntemlerini kullanmayı gerektirmektedir [10].

SCADA sisteminde geniş bir alana yayılmış RTU'ların koordineli çalışması, RTU'lardan gelen bilgilerin yorumlanması, kullanıcıya sunulması, ayrıca kullanıcıdan gelen isteklerin RTU'lara iletilerek merkezi kumandanın sağlanması işlevlerini SCADA sisteminde kontrol merkezi yerine getirir. Merkezi bilgisayar RTU'lardan periyodik olarak gelen verileri, sistem üzerinden alınan ikazları düzenli olarak saklar. Merkezi yazılım bu bilgileri derleyerek kontrol eder ve gerek duyulan hallerde her türlü raporlar çıktı olarak kullanıcılara sunulur. Merkezi sistemde denetlenen sistemin akış diagramının ekran üzerinde görüntülenmesi sağlanır. Böylece kullanıcı tüm sistemi ekran üzerinde gözleyerek sistem takibi yapabilir. Sistemin çalışır durumda iken RTU'lardan gelen alarm ve arıza uyarıları çok önemli olduğu için merkezi yazılımlar bu durumları görsel ve işitsel olarak kullanıcıya sunar. Merkezi sistem birimi yöneticilerin işletme operatörlerini, bakım elemanlarını ve tüm işletim sistemini gerçek zamanlı görsel olarak izleyebildikleri fiziksel çerçevedir. Kontrol merkezi, merkezi bilgisayarlardan başka bir çok kişiye çalışma imkanı vererek operatörlerin sistemi takip ve kontrol etmesini sağlayan bilgisayar terminalleri, kesici, ayırıcı, motor gibi dinamik işletme noktasının sürekli gözlenmesini sağlayan bilgisayar ekranları ve dev ekranlar ile işletmeye ve sisteme ait tüm durumların raporlanmasında kullanılan yazıcılardan oluşur [14].

Kontrol merkezinin görevleri

Kontrol merkezi bilgisayarlardan, giriş-çıkış birimlerinden, insan-makina ara birimlerinden (Man-Machine Interface), RTU'larla haberleşme birimlerinden, bilgi depolama birimleri ile bunlara ek birimlerden oluşur. Kontrol merkezi şu görevleri yerine getirmektedir [43].

1. Uzaktaki RTU'lardan verilerin toplanması
2. Toplanmış verilerin yazılım programları ile işlenerek ekrana ve yazıcıya gönderilmesi
3. Sistemde kontrol edilecek cihazlara kontrol komutu gönderilmesi
4. Belli olaylar karşısında alarm üretme ve gelen alarmları en hızlı şekilde operatöre iletme
5. Meydana gelen olay ve alarmları zaman sırasına göre kaydetme
6. Başka bilgisayar sistemleri ile iletişimde olma
7. Dağıtım yönetim sistemi ve gerektiğinde enerji yönetim sistemleri gibi üst seviye uygulama programlarını çalıştırma
8. Yazıcı, çizici, iletişim birimleri gibi ek birimlerin kontrolü

2.2.2. SCADA sisteminde iletişim birimleri

Dağıtım otomasyon sistemi içerisinde iletişim yoluna bağlı dağıtılmış kontrol sistem öğelerinin, uzak uç birimlerinin (RTU) birbirleri arasında haberleşebilmeleri için en önemli unsurlardan birisi de iletişim protokolüdür. Veri iletişim protokolleri kontrol merkezleri arası, kontrol merkezi ile RTU'lar arası veya RTU'lar arası yapılan iletişimin binary veri veya mesaj yapısını belirleyen kurallar setidir. Bilindiği gibi kontrol merkezi ve RTU arasında iletilecek veriler binary sayı serileri ile oluşturulmaktadır. Bu oluşturulan binary sayı serilerinin ilk bitlerinin, ikinci bitlerinin veya 230. bitlerinin neleri göstermesi gerektiğini protokoller belirlemektedir. Protokoller bir ve sıfırlardan oluşan uzun mesaj serileri oluşturmak için şifre sağlamaktadır [16].

Kontrol merkezlerinin kendi aralarında veya RTU'larla iletişimlerinde farklı iletişim protokolleri kullanılabilir. Kullanılacak birden çok sayıda port sayesinde kontrol merkezlerinin farklı RTU'larla, RTU'ların birden fazla kontrol merkezi ile iletişim kurması mümkündür. Ayrıca bu portların aynı iletişim protokolünü kullanması şart değildir. İki portta, iki ayrı iletişim protokolü kullanılabilir. Bu avantaj bize değişik protokoller kullanan bilgisayar sistemleri ile iletişim olanağı sağlamaktadır. Burada dikkat edilmesi gereken

en önemli nokta bir biri ile iletişim kuracak bir kontrol merkezi ile RTU arasında aynı protokolün kullanılmasının zorunluluk olduğunun bilinmesidir. Bugün IEC (International Electrotechnical Commission) standart organizasyonu tarafından hazırlanmış uluslararası iletişim protokolleri kullanılmaya başlanmıştır. IEC iletişim protokollerinden IEC 870.5 numaralı protokol, kontrol merkezleri arası iletişimi düzenlemekte, IEC 877.5 numaralı iletişim protokolü ise kontrol merkezleri ile RTU arasındaki iletişimi düzenlemektedir [14]. Aşağıda bir kontrol merkezi ile bir RTU arasındaki iletişim örneği gösterilmiştir.

KOD	ANLAMI(İNGİLİZCE)	ANLAMI(TÜRKÇE)
(06) ₁₆	Ack	Olumlu cevap
(15) ₁₆	Nack	Olumsuz cevap
(16) ₁₆	Power up	Enerji hazır
(17) ₁₆	Time tag data	Zaman etiketli kart ve word adreslerin cevabı
(18) ₁₆	Modul status changes	Karttaki durum değişikliği
(1B) ₁₆	Data replay to category reply	
(1C) ₁₆	Data replay to data request	
(1D) ₁₆	Data replay with absence indicators	

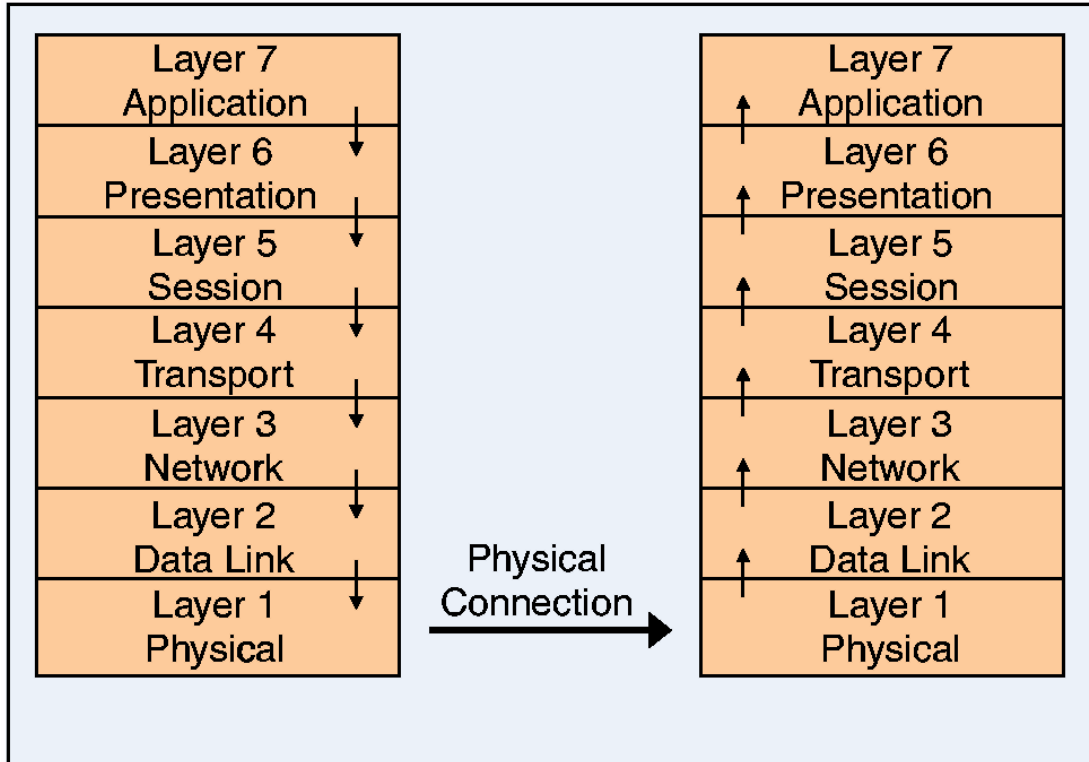
Şekil 2.4. Kontrol merkezi ile RTU iletişimi

Protokol otomasyon sisteminin en güvenilir olması gereken kesimidir. Eğer protokol iyi tasarlanmamışsa iletişim yolu ne kadar esnek ve hızlı olursa olsun bir trafik tıkanıklığının olması ihtimali çok yüksek olur. Özellikle tehlike anlarında uzak terminallerden gelen veriler, uyarı mesajları iletişim yolunu kolayca tıkayabilir.

İletişim protokollerinden beklenenler

1. İletişim ortamından bağımsız olmalıdır. Elde bulunan ortamlarda çalışabilmelidir,

2. Yüksek düzey fonksiyonları karşılayabilmeli, konfigürasyonu değişken mesajları ve yüksek hızdaki iletişimi sağlayabilmelidir,
3. Firmaya bağımlı olmamalıdır,
4. Bilinen temel standartları içermelidir,
5. Geniş olarak veri nesnelerini desteklemelidir,
6. Hatasız veri iletimi için kodlama tekniklerini içermelidir,
7. Veri gönderirken, azami hız ve kodlama sağlamalıdır,
8. Geniş adresleme yeteneği olmalıdır,
9. Farklı alarm düzeyleri tanımlanabilmelidir,
10. Tam tanımlı ve detaylı bilgi verebilmelidir,
11. Sistem test edilebilmelidir.



Şekil 2.5. ISO/OSI şebeke modeli [13]

Ayrıca, farklı teknolojilere sahip bir birleri ile iletişim yapan bilgisayarların WAN iletişim güvenilirliğinin sağlanabilmesi için ISO tarafından açık sistemler bağlantısı (OSI) adında referans bir standart geliştirilmiştir. Bu yapı

yukarıdaki Şekil 2.5'den de görüleceği üzere 7 katmanlı hiyerarşik bir yapıdır. 1-4 arasındaki katmanlar veri taşıma, 5-7 arasındaki katmanlar ise veri işleme ile ilgilidir. Bu mimaride her katmanın işlevi diğerinden bağımsızdır. Farklı katmanlar bir biri ile iletişim kurmamalıdır [15,39].

Fiziksel katman: En alt katmandır. Şebekedeki farklı nodlar arasında elektrik sinyallerinin iletilmesini sağlayan ortam bağlantısının fiziksel karakteristiğini belirler.

Veri bağlantı katmanı: Elektrik sinyallerinin veriye dönüşümünü sağlamak, veri iletişim bloklarının çerçeve yapılarını oluşturmak, çerçeveye başlangıç ve bitiş bitlerini yerleştirmek, veri iletişim bloklarında hata aramak, veri dizilerinin kontrolü, link kontrolü gibi işlevleri belirlemektedir.

Ağ katmanı: DTE ve DCE'ler arasındaki bağlantının genel yapısını belirleyen şebeke katmanı olarak adlandırılır. Endüstri otomasyonunda fiili standart oluşturmak ve internette SCADA iletişiminin kolay yapılmasını sağlamaktadır.

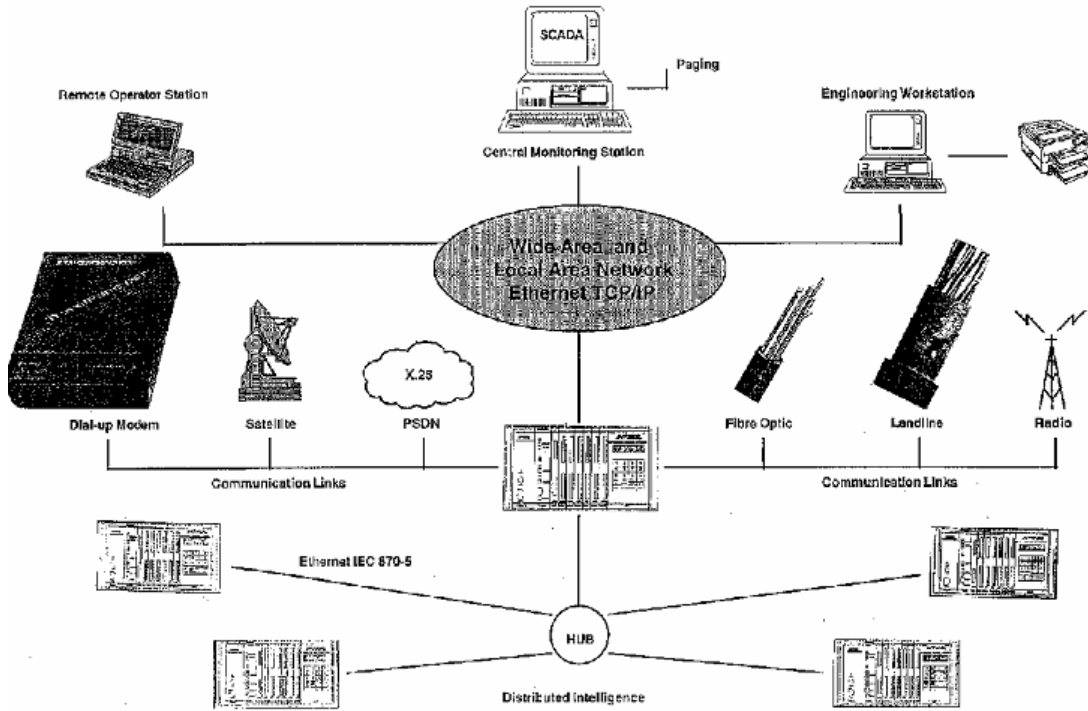
Taşıma katmanı: İletişim ortamının alma ve gönderme durumundaki sürücüsü olarak görev yapar.

Oturum katmanı: Kullanıcının veri iletişim ağına bağlandığı katmandır. Oturumu kapatmak için hangi mesajların gerekli olduğunu tanımlar. Eksikliklerin tamamlanması ile diğer katmanların göreve geçişini sağlar.

Sunuş katmanı: Açıklama katmanıdır. Verinin kodlanması, yazıcı veya uçbirimler için kontrol karakterlerinin belirlenmesi, formatlanması, şifrelenmesi ile güvenlik düzenlenmesi işlemini yürütür.

Uygulama katmanı: Bilgi giriş sırasındaki kullanıcı için en önemli katmandır. Bu katman sorgulamanın nasıl yapıldığını belirler [13,15].

Dağıtım otomasyonu sisteminin kullanacağı iletişim ortamı için çeşitli alternatifler vardır. Bu alternatif ortamlar Şekil 2.6'dan da görüleceği üzere:



Şekil 2.6. Farklı iletişim ortamları

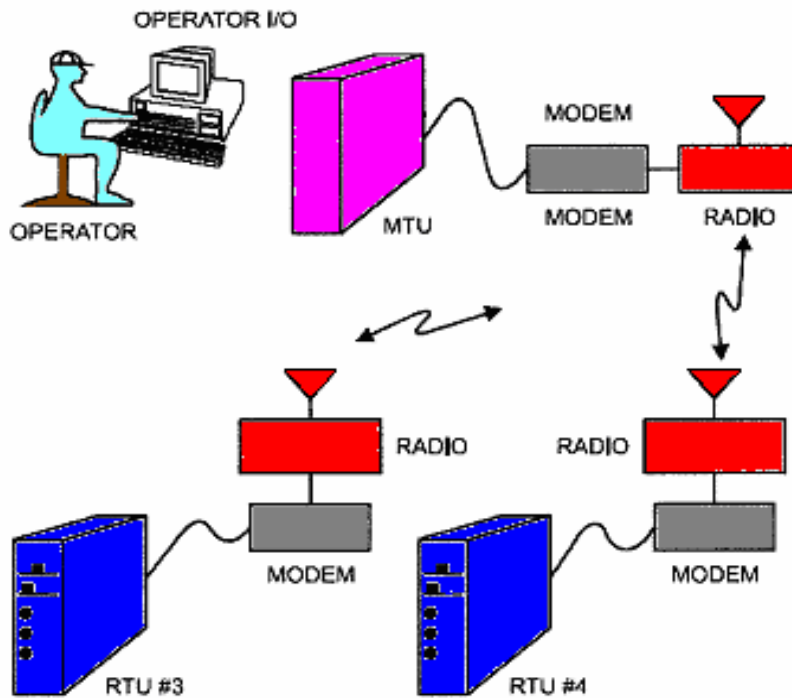
- PLCa (Power Line Carrier) kullanılarak enerji kabloları
- Radyo frekansı (telsiz sistemler)
- Uydu sistemleri
- Kiralık hatlar
- Koaksiyel kablo
- Fiber-optik kablolar

Power line carrier (PLCa)

Enerji hatlarını kullanan bu yöntemde orta gerilim dağıtım hatları ancak 5 kHz ile 20 kHz arasında bir frekans bandı sağlayabilmektedir. Bu hatlarda Frekans Kaydırmalı Anahtarlama modülasyon tekniği kullanılarak güvenilir iletişim, en fazla 300 baud/s hızında olmaktadır. Bu hız dağıtım otomasyon

sistemi gibi veri yoğunluğu fazla olan sistemlerde yetersiz kalır. Ayrıca bu teknikte, hatlardaki gürültüler, hava değişiminden ya da açılıp kapanan dağıtım elemanlarının durumlarından kaynaklanan empedans değişiklikleri iletişimi bozabilir [16,44].

Radyo haberleşmesi



Şekil 2.7. Radyo haberleşme yapısı [13]

Radyolu sistemler haberleşme için yeterli band sunmanın yanı sıra dağıtım sistemindeki arızalardan etkilenmedikleri için güvenilir bir iletişim ortamı sağlarlar. Ancak radyo iletişimindeki frekans tahsisi zorunludur. Geniş bir alana yayılan dağıtım otomasyonu sistemi için farklı bölgelerde değişik frekans kullanmak ve bunun sonucunda, özellikle büyük şehirlerde çok miktarda frekans tahsisi zorunlu olabilecek, bir kısım yerlerde ise frekans bulmak büyük sorun olacaktır. Bunun yanı sıra mikro dalga iletişimlerde alıcı-verici antenlerin maliyetleri çok yüksek olup, şehirlerdeki yapılaşma antenlerin bir birlerini görmesini engellemekte ve ek maliyet gerektiren

tekrarlayıcıları (repeater) kullanmak zorunlu olmaktadır [18]. TEDAŞ Şartnamesinde Başkent ve MERAM EDAŞ'ta tesis edilecek SCADA için Şekil 2.7'deki bu haberleşme sistemi tercih edilmiştir.

Uydu haberleşmesi

Yeterli band genişliği sağlayan ve arıza yapma oranı düşük olan uydu haberleşmesi, dağıtım otomasyonu için tercih edilebilecek bir iletişim ortamı olmasına rağmen maliyeti çok yüksektir. Uydu göndermek veya var olan uydulardan kanal kiralamak ve yeryüzü terminalleri kurmak çok pahalıdır [17].

Kiralık hatlar

Genel amaçlı telefon hatları her ülkede bulunmaktadır. Ülkemizde de bu işi Türk Telekom yürütmektedir. Bu haberleşme ortamı başlangıçta büyük yatırımlar gerektirmemekle birlikte kira bedeli uzun vadede yüksek maliyet getirmektedir. Bu işi yapan şirketin tekel olduğu düşünüldüğünde gerçekçi bir fiyat belirlemesi olmayacaktır [19].

Kiralık hat (Leased line): Bu hat kullanıcı için özel olarak ayrılmıştır. Her an kullanıma hazırdır.

Otomatik aramalı hat (Dial-Up): Haberleşme öncesi telefonlarda olduğu gibi arama yapmaktadır [42].

Avantajları: Çok sayıda hat kiralama imkanı vardır, lisans, bina, kule gerektirmez, ilk yatırım maliyeti düşüktür.

Dezavantajları: Haberleşme ortamının sorumluluğu Türk Telekom ile paylaşılmaktadır, arızaların giderilmesi zaman alabilir, zamanla maliyetler artar, bazı yerlerde kiralık hat sayısını artırmak mümkün olmayabilir [21].

Koaksiyel kablo

100 Mbps'den daha hızlı bir değerde veri iletişimi sağlayabilir. Çift sarmal kabloya göre biraz daha pahalı olup güvenilirlik ve hız açısından avantajlara sahiptir.

Koaksiyel kablonun kullanım alanına göre iki önemli tipi vardır. Bunlar Baseband (dijital uygulama) ve Broadband (analog uygulama) olarak adlandırılabilir. Baseband genel olarak ülkemizde de digital veri iletişimi için kullanılmaktadır. Frekans çeşidine göre çoklama (FDM-Frequency Division Multiplexing) özelliğine sahip değildir. Yani Baseband koaksiyel kablolar sadece sayısal veriler (digital data) taşıma özelliğine sahiptirler ve taşıma hızları düşüktür.

Broadband ise FDM ve analog veri taşıma özelliğine sahiptir. Bununla birlikte FDM sayesinde tüm radyo frekanslarının geçişine izin verir. Ayrıca sayısal verileri de bir frekans bandı içerisinde taşıyabilir. Baseband kabloda aynı anda tek yönlü transfer sağlanırken, broadband kabloda ise aynı anda iki yönlü (gönderme ve alma) transfer gerçekleştirilebilir.

Fiber optik kablolar

Taşıma kablusunun empedansından dolayı meydana gelen kayıplar, kablo ve ortamda meydana gelen gürültü (distorsion) fiberler sayesinde en aza indirilmiştir. Verinin en hızlı şekilde en uzağa transferi işlemi fiber optik kablolar sayesinde daha kolay hale gelmiştir. LED (Light Emitting Diode) ve ILD (Injector Laser Diode) gibi ışık üreten diyotlar sayesinde elde edilen ışık taşınır ve bir optik diyot sayesinde tekrar elektrik sinyaline çevrilerek sistemin akışı sağlanır. İletimde ışık kullanıldığı için hız ve güvenilirlik artmaktadır [14].

Fiber optik kablonun özellikleri:

- Yüksek transmisyon kapasitesi ve yüksek değerde bant genişliği,
- Düşük zayıflama,
- Zayıflamanın bant genişliğinden bağımsız olması,
- Dış şartlara dayanıklı (radyasyon, su, v.b) olması,
- Elektromanyetik girişime duyarsız olması,
- EMI (Elektromanyetik Girişim) ve RFI (Radyo Frekans Girişimi) meydana getirmemesi,
- Yıldırımdan etkilenmemesi,
- Metalik olmadığından topraklama probleminin olmaması,
- Kolayca araya girilip dinlenememesi,
- Ağırlıklarının metal kablolarla göre küçük olması,

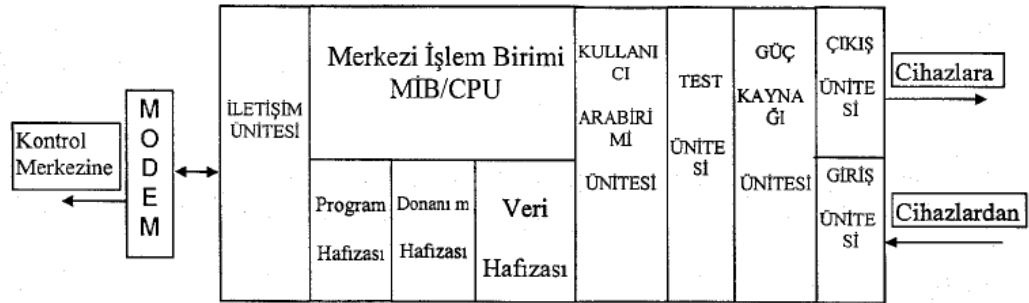
Fiber optik iletişimde elektrik sinyalleri ışığa dönüştürülerek fiber kablo üzerinden iletilir. Böylece veri iletişim açısından elektromanyetik girişimden, darbeden ve toprak problemlerinden etkilenmeyen, çok güvenilir bir ortam sağlanır. Geniş bir bant aralığı sağlamasından dolayı çok yüksek veri hızlarına çıkmak mümkündür. Ayrıca fiber optik kabloda kısa devre durumları olmadığından yangın gibi problemlere yol açmaz. Bu iletişim yöntemi özel alıcı-vericilere, kablo uçlarında özel konnektörlere ve bu konnektörlerin takılması için eğitim görmüş personele ihtiyaç duyar. İlk yatırım maliyeti fazla olmasına rağmen kullanım sırasında ek maliyet getirmediğinden, tercih edilmektedir. Ayrıca bu yöntem sayesinde iletişim ortamının işletim, bakım ve onarım sorumluluğu herhangi bir kurum ile paylaşılmamaktadır. Yukarıda açıklanan nedenlerden ötürü dağıtım otomasyonu sistemi için fiber optik kablolar tercih edilmektedir. Bu kabloların yerleştirilmesi, 34,5 kV yeraltı kablolarının döşenmesi sırasında onlara paralel olarak plastik boru v.b. tiplerde korumalı yapılacağından, ayrıca bir kazı işlemi gerekmeyecek, böylece ilk yatırım maliyeti düşecektir. Fiber optik kablo maliyetleri ise güç kabloları maliyetinin % 1-2'si kadar olmaktadır [22].

2.2.3. SCADA sisteminde uzak uç birim



Resim 2.2. Siemens'e ait S 7-400 RTU görünüşü

Uzak terminal birimleri bulundukları yerde ölçüm ve denetleme işlemleri yürüten birimler, RTU (Remote Terminal Unit) olarak adlandırılmaktadır. Resim 2.2'de faaliyette olan S 7-400 tip RTU gösterilmektedir. SCADA sistemleri içerisinde yerel ölçüm ve kumanda noktaları oluşturan RTU'lar birbirlerine bağlanabilen çeşitli cihazlara (enerji gözetleme sistemlerinde), kesiciye, ayırıcıya kumanda edebilir. Ölçülmesi gereken akım, gerilim, aktif/reaktif/görünür güç ve güç faktörü gibi değerleri ölçebilir. Ayrıca ayırıcı, kesici (açık, kapalı) durumlarını kontrol edebilme imkanı sağlar. RTU yardımıyla merkezi kumanda ve izlemeyi sağlayabilmek için RTU'lar tüm ölçüm sonuçları ile cihazların çalışma durumlarını (kesici açık, ayırıcı kapalı) merkeze ileterek ve merkezden gelen komutlar doğrultusunda (kesici aç, ayırıcı kapa) işlemlerini yaparlar. Böylece merkezi denetim birimlerinin başında bulunan sistem operatörünün tüm ölçüm sonuçlarını görmesi ve gerekli komutları göndererek sistemin denetlenmesini sağlar. Fakat RTU'nun görevi sadece ölçüm yapmak ve komut uygulamak değil, ölçüm sonuçlarının belirli sınırlar içerisinde olup olmadığını da denetleyerek aykırı ya da alarm durumlarını merkeze bildirmeyi de sağlar [23].



Şekil 2.8. RTU blok gösterimi

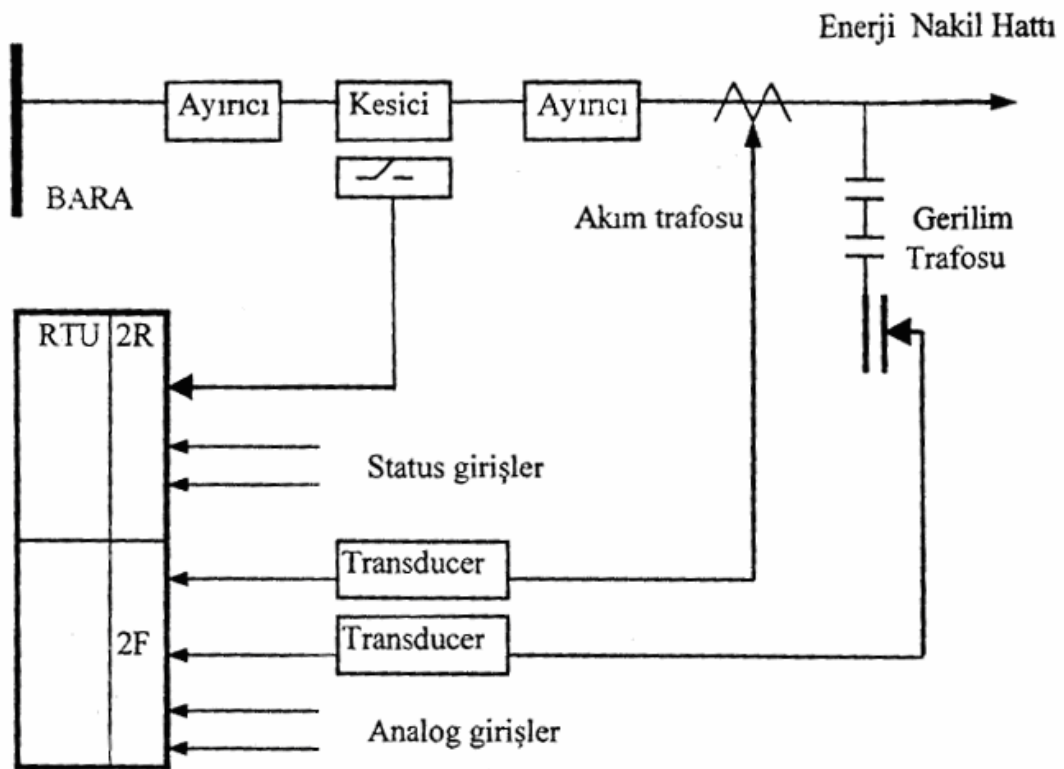
Mikroişlemcili RTU'lar programlanabilir cihazlar olup, merkezi bilgisayarın işlem yükünün bir kısmını üzerine alarak sistem veriminin ve performansının artmasını sağlamaktadır. İşlemcili RTU'lar tüm olumsuz durumları deneyerek alarm uyarıları üretebilir ve bu durumlarda ne yapılacağına anında kendileri karar vererek yerinde müdahale edebilir. Aynı zamanda işlemcili RTU'lar kullanıcının özel isteklerini yerine getirecek şekilde programlanabilir, böylece denetleyici cihazların kullanıcı gereksinimlerini karşılayacak şekilde çalışması sağlanmış olur. SCADA RTU uzak uç birim yönetim merkezi gibidir. Merkez birim ile uç birim (saha ekipmanları) arasındaki iletişimi sağlar. Tek başına bilgi toplama ve kontrol birimidir. Uç noktadaki kontrol merkezi gibi de düşünülebilir. İşlevi uzak noktadaki ekipmanı kontrol edip bilgiyi toplamak ve merkeze göndermektir. Tekli boarda sahip RTU'larda 16 dijital giriş, 8 dijital çıkış, 8 analog giriş ve 4 analog çıkış bulunur ve kapasite artırımı mümkün değildir. Ek modüllerle RTU yeniden dizayn edilebilir.

RTU donanımları

- CPU (Merkezi İşlem Birimi) ve geçici bellek,
- Programları ve bilgileri depolayan kalıcı bellek,
- İletişim kapasitesine göre seri port ve onboard modem,
- Güç kaynağı (yedekli batarya)

- Zaman denetleyici (sistemde bozulma ya da arıza olduğunda RTU'nun çalıştığından emin olmak üzere)
- Elektriksel koruma ani voltaj yükselmesine karşı,
- I/O (giriş/çıkış) arayüz dijital giriş/dijital çıkış, analog giriş/analog çıkış,
- Gerçek zamanlı saat,

Temel işlemler



Şekil 2.9. Sahadaki SCADA bilgilerinin RTU'ya bağlantısı

RTU bağlı bulunduğu bölümden analog değerleri, alarm ve durum bilgilerini alır. Böylece bağlı oldukları bölümün ve ait oldukları ana merkezin ihtiyacı olan tüm bilgileri toplayarak otomasyonun ilk aşamasını gerçekleştirir. Bu verileri kendi hafızasında kontrol merkezi sorgulayınca kadar ya da ayarlanan belirli periyotlar içinde saklar. Elektrik tesislerinde akım, gerilim, aktif ve reaktif güç gibi değerler, sistemden izole durumdaki ölçüm trafoları ve/veya transduserlar yardımıyla alınırlar. Durum değerleri ise mekanik ve/veya optik izolasyonla alınabilir. RTU'lar bilgilerin depolanması ve

gönderilmesini RS-232 veya RS-484 seri formatta çalışan cihazlarla yapmaktadır. Bilgi alındıktan ve gerekiyorsa işlendikten sonra ya o anda kontrol merkezine gönderilir ya da daha sonra sorgulanmak üzere depolanır. Depolanan bilgiler oluş sırasına göre kaydedilir ve bu işlem durum değerleri için 1 ms, analog değerler için 20 ms'de yapılabilmektedir. Böylece bu depolama işlemiyle bir gün içinde hangi olayın ne zaman ve kaç defa gerçekleştiği kontrol merkezi tarafından rahatlıkla izlenip rapor edilebilmektedir.

RTU'da herhangi bir kumanda işlemi için, insan ve tesis güvenliği açısından, gerekli sistem güvenliği sağlanmalıdır. Yani röle ve kesici açılmadan önce o rölenin ya da kesicinin seçimi dikkatli şekilde yapılmalıdır. RTU bu özelliklerinin haricinde ilgili birimleri sayesinde arıza tespiti ve izolasyonu gibi işlevleri de yerine getirmektedir. İlgili birimden gelen verilere göre (arıza akım algılayıcı modülleri) ilgili bölümü tespit eder ve arıza bölgesinin izolasyonunu sağlar. RTU hızlıca girişlerini tarar, İşlem durumunu değiştirme, değişiklik zamanlarını kaydetme ve SCADA merkez ünitesi tarafından beklenen bilgileri depolama işlemini yürütür. Bazı RTU'lar rapor başlatma yetisine de sahiptir. Bazı alarm fonksiyonlarını yerine getirebilir. Merkezi işlem birimi tarafından tüm bilgilerin verilmesi yönünde bir talep olması halinde bunu cevaplandırır. Büyük RTU'lar küçük RTU'ları da merkez ünite gibi kontrol eder.

PLC ve RTU

PLC röle mantığına göre dizaynı küçük endüstri bilgisayarlarıdır. Giriş ve çıkışlar RTU'lardakine benzer. Girişleri tarama ve bu girişler üzerinde gerekli işlemleri yapmaktadırlar. Orjinal PLC'nin iletişim kapasitesi bulunmamaktadır. Uygun özellikler ile iletişim sağlanabilir. PLC'yi destekleyen iletişim modülleri geliştirilmiştir. Zaman geçtikçe PLC'nin çok daha karmaşık iletişim modüllerini desteklediğini göreceğiz. RTU iletişimin zor olduğu yerlerde kullanılır. Programlama olarak RTU çok daha zayıf kalmaktadır. Zaman geçtikçe RTU'nun program kabiliyeti yükseltilmektedir. RTU ve PLC'nin

birlikte kullanıldığı bir programda zamanla geliştirilebilir. Uzak yerlerden veri elde edilmesi işlemi 1950'li yıllara dayanmaktadır. Bu yıllarda sistemin çeşitli noktalarından telemetre cihazları ile toplanan bilgiler kontrol merkezindeki sistem şemasını oluşturan, lambalardan oluşmuş bir panoda gözlenebiliyordu. 1970'li yıllarda gelişerek büyüyen sistemlerde bilgisayarlarında kullanılmasıyla SCADA uygulamasına geçilmiştir [24].

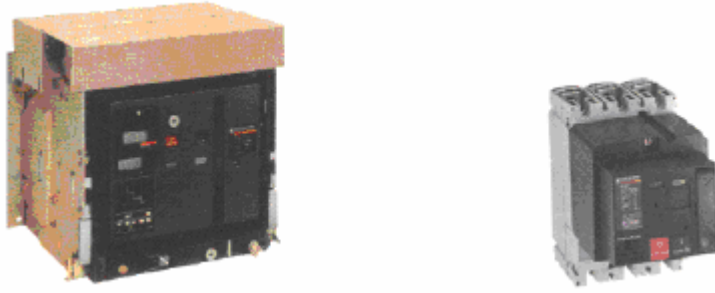


Resim 2.3. PLC ile oluşturulmuş bir kontrol paneli

2.2.4. SCADA sisteminde saha ekipmanları

Motorlu şalterler

Tesislerde elektrik üretim noktalarının (trafo, jeneratör) çıkışına ve elektrik dağıtım sistemindeki enerji tüketim noktalarının girişine kurulan kompakt şalterlere bir takım ek donanımlar ilave edilerek otomasyon sistemine entegre edilir.



Resim 2.4. Motorlu şalterler

Son yıllarda özellikle otomasyon sistemine kolayca entegre edilebilecek şekilde üretilen kompakt şalterler, son derece güvenli ve her türlü ihtiyaca cevap verecek niteliktedir. Kısa devre anında 1 ms'lik tepki hızına sahiptir.

Enerji analizörü

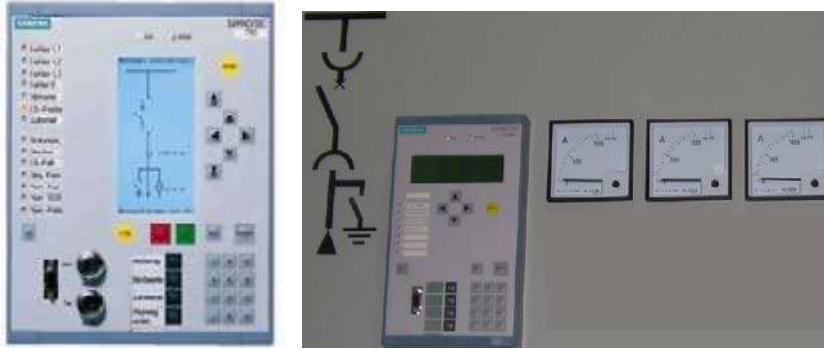
OG ve AG'de AC sinyalleri ölçmek için kullanılır. Bu sinyaller gerilim, akım, aktif/reaktif/görünür güç ve tüketimi, ortalama aktif/reaktif/görünür güç, güç faktörü ve frekans gibi sinyallerdir.



Resim 2.5. Enerji analizörü

RTU, PLC gibi akıllı birimlerle bilgi aktarımı için standart haberleşme protokollerine (RS-232, RS-484) uygun haberleşme kanalları mevcuttur. Programlama ve raporlama özelliğine sahiptir.

Mikroişlemci kontrollü OG ölçme ve koruma röleleri



Resim 2.6. Koruma röleleri

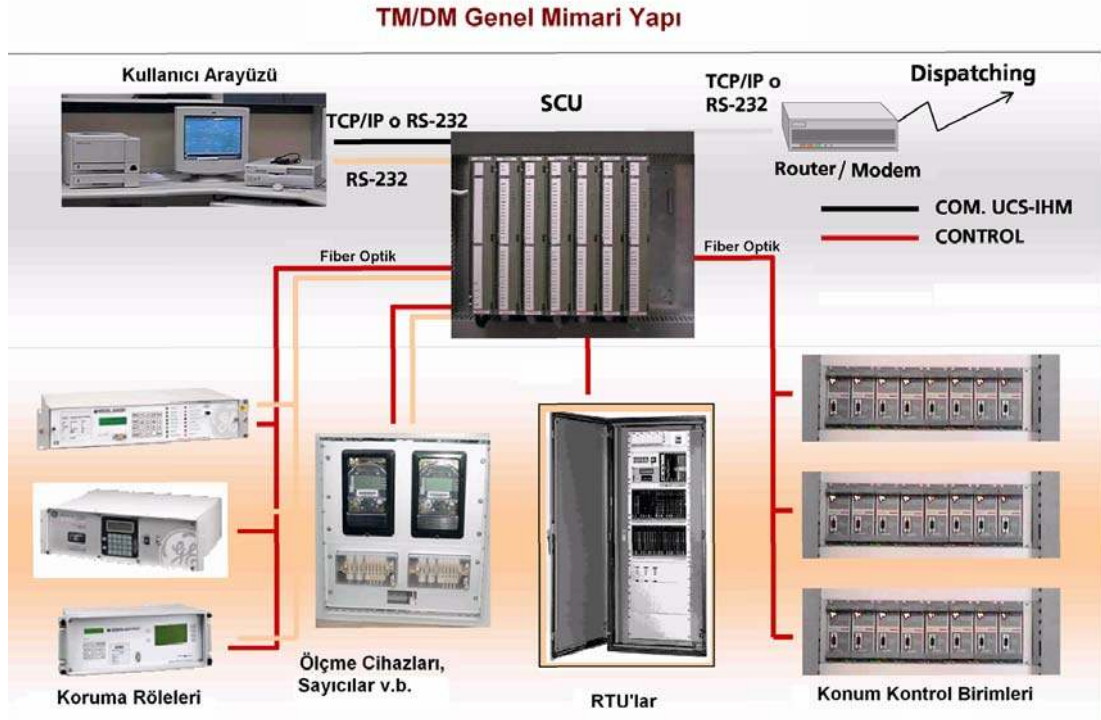
Koruma amaçlı kullanılan rölelerin koruma aralıkları kullanıcı isteği doğrultusunda programlanabilir. Koruma özelliğinin yanı sıra bağlandığı noktadaki gerilim, akım, aktif/reaktif/görünür güç gibi birçok elektriksel parametreyi ölçer. Bilgisayara bağlanmak için standart haberleşme protokollerine sahiptir.

Faz kontrol rölesi

Bağlı olduğu noktanın üç faz gerilimini kontrol eder ve gerilim kesildiğinde kontağı kapatır.

Senkronizasyon kontrol rölesi

Şebeke faz gerilimleri ve jeneratör faz gerilimlerini giriş olarak alır. İki giriş birbirine senkron ise kontak çıkışı verir. Bu çıkış senkron durumu mevcut olduğu sürece aktiftir. Senkronizasyon bozulursa çıkış tekrar sıfır olur. Sensörler, fiziksel parametreleri (durum, hız, seviye gibi) elektrik sinyallerine çevirerek saha ekipmanı tarafından okunacak hale getirir. Veriler analog veya dijital olabilir. Bazı endüstriyel analog veri çıkışları; 0-5 V, 0-10 V, 4-20 V ve 0-20 mA'dir.



Şekil 2.10. Uzak uç birim ve saha ekipmanları genel görünüşü [25]

2.3. SCADA Sisteminin İşlevleri

SCADA sisteminin işlevlerini:

- 1) Danışma (monitoring) işlevleri (olay ve alarm işleme)
- 2) Kontrol işlevleri
- 3) Veri toplama
- 4) Verilerin kaydı ve saklanması

olarak dört grupta toplayabiliriz.

2.3.1. Danışma işlevleri (monitoring)

- Durum denetimi (açık-kapalı)
- Eşik ve limit değer denetimi (analog ölçümler)
- Olay ve alarmların rapor edilmesi, gruplandırılması, sınıflandırılması

- Trend denetimi

2.3.2. Kontrol işlevleri

- Kontrol edilecek cihazların tek tek kontrolü (ayırıcı ve kesicilerin uzaktan açılıp kapatılması, trafo kademe değiştirici kontrolü, v.b)
- Regülatörlere veya rölelere kontrol işaretleri gönderilmesi.

2.3.3. Veri toplama

- Analog ölçümler (akım, gerilim, aktif ve reaktif güçler, yağ ve sargı sıcaklıkları, kademe değiştirici kontrolü v.b)
- Durum ölçümleri (kesici ve ayırıcıların açık-kapalı konumları, röle kontak konumları v.b)
- Enerji ölçümleri (sayaç çıkışlarından alınan birim enerji işaretlerinin sayılması)

2.3.4. Verilerin kaydı ve saklanması

Denetleme, kontrol ve veri toplama işlevlerinden elde edilen veriler isteğe bağlı aralık ve şekilde kaydedilerek istenen sürelerde saklanır [2].

2.4. Temel SCADA Fonksiyonlarından Dağıtım Yönetim Sistemi

Bir elektrik dağıtım şebekesinde dağıtım yönetim sistemi, tüm sistemin bir kumanda merkezinden izlenmesi ve uzaktan kumandası gibi SCADA operasyonlarının yanında, operatörlere hızlı ve doğru analiz imkanları da sağlamaktadır [26].

Dağıtım yönetim sistemi;

- Şebekede oluşan farklı durum (trafonun devre dışı kalması v.b.) analizlerinin basit bir şekilde yapılabilmesi için araçlar sağlar.
- Daha fazla güvenilir şebeke durum bilgisi sağlar.
- Şebeke arızalarından sonra veya planlı aktivitelerin gerçekleştirilmesi için operatörün yapması gereken şebeke operasyonlarını desteklerler.

Dağıtım yönetim sistemi uygulamaları şunlardır:

1. Arıza yeri bulma
2. Dağıtım sistemi güç akış yöntemi
3. Arıza izolasyonu ve tekrar servise alma (restorasyon)
4. Devre dışı kalma yönetimi
5. Anahtarlama prosedür yönetimi

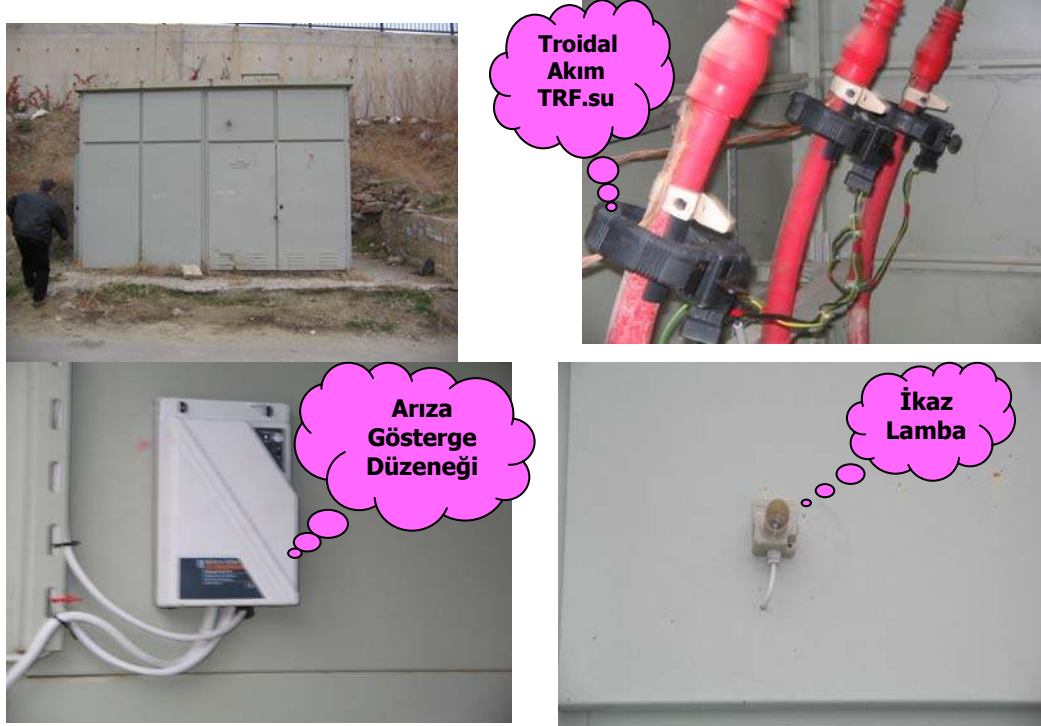
Kısa devre hesaplama, Volt/VAr kontrol, fider konfigürasyonu v.b. fonksiyonlar CBS içerisinde yapılarak SCADA ile entegre çalışabileceği gibi SCADA içerisinde de ayrıca çalışabilmektedir. Bunlar herhangi bir program ile SCADA'da kolaylıkla simüle edildiğinden burada bahsedilmeyecektir.

2.4.1. Arıza yeri bulma

Genel olarak dağıtım sistemleri gözlü ağlar olarak tasarlanmıştır, ancak gözlü ağ içerisinde normalde açık olan bağlantı anahtarları ile dağıtım sistemi radyal besleme olarak çalıştırılırlar. Açık olan bağlantı anahtarları, bir arıza durumunda, arızalı bölgenin izole edilmesinden sonra enerjisiz kalan bölgelerin tekrar beslenmesi için kullanılırlar. Bir arızanın, bir devre kesici gibi birincil koruma cihazı ile hızlı bir şekilde temizlenmesi sonrasında, hata uygun bölümlendirme anahtarlarının açılması yoluyla izole edilir. Enerji daha sonra devre dışı olan ancak arızası olmayan bölümlere bağlantı anahtarlarının kapatılması yoluyla verilebilir. İzole edilecek olan arızalı alanın

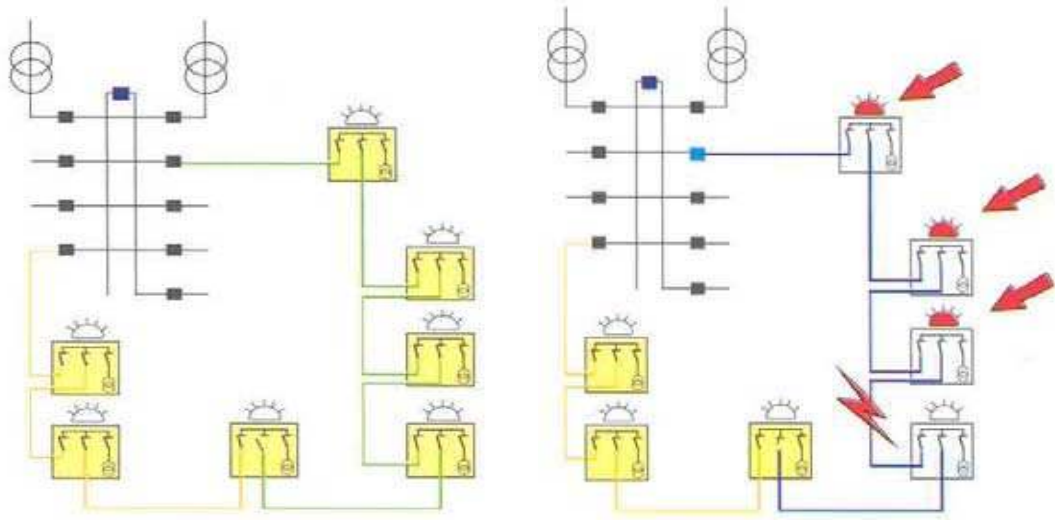
mümkün olduğunca küçük tutulabilmesi için arızalı bölümün tam olarak belirlenmesi istenir [27].

Arıza yeri bulma fonksiyonu, SCADA'dan alınan mevcut gerçek zamanlı veriler temelinde, mümkün olan en küçük arızalı bölümün belirlenmesi için tasarlanmıştır. Arıza yeri bulma fonksiyonu tarafından kullanılan yöntemlerden bir tanesi arıza sıkıştırma yöntemi olarak adlandırılır ve bu yöntem sistematik deneme anahtarlama işlemlerini gerektirir. Arıza yeri bulma fonksiyonunun amacı tam olarak arızanın konumunu bulmak değil, daha çok anahtarlar ve/veya arıza göstergeleri ile sınırlandırılmış olan olası arızalı alanı bulmaktır [28]. İlgili sistemin yapısına bağlı olarak, arızalar geçici veya kalıcı arızalar biçiminde sınıflandırılabilir. Geçici arızalar normalde kendilerini temizler ve bu tür arızalar arıza yeri bulma fonksiyonu tarafından göz önüne alınmaz. Arıza yeri bulma fonksiyonu tarafından kullanılan arızalar doğası itibariyle kalıcı arızalardır.



Resim 2.7. Elektrik dağıtım sisteminde klasik yöntemle arıza yeri bulma

Mevcut durumda fider trafo merkezinde sekonder korumalı dağıtım trafolarında ise girdi-çıkıktı şeklinde yük ayırıcılı ring olarak tesis edilmiştir. Ringde bir arıza olduğu zaman fider trafo merkezindeki kesiciden açacaktır. Fideri bölümlere ayırıp arızalı olan bölgeyi bulmak için sürekli fider kesicisini kapatmak yerine. Easergy Flair 279 arıza akımı gösterge cihazı röle ünitesi, troidal akım trafoları tarafından algılanan akım bilgilerini bizim ayarlayacağımız aşırı akım/toprak arıza değerleri ile karşılaştırılır. Fiderden bizim ayarladığımız değerlerin üzerinde bir akım değeri çekilirse yine bizim ayarlayacağımız süre kadar bekleyerek dağıtım trafosunun dış duvarına monte edilen harici tip gösterge lambası (12 voltluk) 2 saniyede bir yanıp sönerek arıza akımının kendi üzerinden geçtiğini ve arızanın daha ileride olduğunu bildirir. Yapılacak şey bir sonraki dağıtım trafosuna gitmektir. Aynı şeyi bu merkezde de görüyorsak lambası yanmayan dağıtım trafosuna kadar gitmek gerekir. Arızalı olan bölüm en son sinyal veren dağıtım trafosu ile sinyal vermeyen dağıtım trafosu arasındadır. Arızalı bölüm izole edilip ringin iki tarafı arızalı olan bölüme kadar beslenir.



Şekil 2.11. Arıza yeri bulma şematik gösterimi

Cihaz arızayı fider koruma rölesinin açma zamanından önce algılamalıdır. Bunun için $3 I_0$ ve I_{max} açma değerleri koruma rölesi değerlerine eşit ya da küçük olmalıdır. Enerji kesinti süresince ışıklı cihaz bünyesindeki lityum pili

kullanır. Arıza giderilip fidere enerji verildiğinde cihazın AG beslemesi gerçekleşecek ve cihaz 3 saniye sonra kendini reset edecektir. İstenildiğinde 2 veya 4 saat sonra otomatik olarak veya cihaz üzerindeki düğmeye basılarak da cihaz reset edilebilir.

Arıza yeri bulma fonksiyonu için kullanılan giriş bilgileri

Koruma cihazları

Kalıcı bir arızanın meydana gelmesi üzerine, bir devre kesici, koruma rölesi veya yeniden kapatıcı gibi bir koruyucu cihaz trip edecek ve kendisini kilitleyecektir. Eğer koruma cihazının pozisyonu bir haberleşme ortamı ile uzaktan izlenebiliyorsa, pozisyonu kumanda merkezinde derhal güncellenecektir. Bu tür bilgiler arızalı bölümün konumlandırılması için kullanılacaktır.

Arıza göstergeleri

Arıza göstergeleri, enerji hattı üzerinde kendi konumundan aşağıda bir yerde arıza meydana geldiğinde kontak bilgileri ile belirtimde bulunur. Uygun bir iletişim aracıyla, arıza göstergeleri uzaktan okunabilir ve bunların durumu (ya normal durum ya da bir hatanın meydana gelmesi durumunda alarm durumu) veri tabanına kaydedilir. Aksi halde, arıza göstergelerinin durumunun kontrol edilmesi için bulundukları yere bir ekibin gönderilmesi gerekir. Bu durumda, veri tabanındaki arıza gösterge durumu bilgilerinin, manuel olarak operatör tarafından güncellenmesi gerekir. Arıza yeri bulma fonksiyonu arıza göstergelerinin durum bilgilerini analiz için veri tabanından çağırır.

Arıza yeri bulma çözümleri

SCADA araştırması

Dağıtım sistemi yapısının radyal olduğu varsayılırsa, arıza yeri bulma mantığı aşağıdaki gözlemlere dayanır:

- Koruma cihazının ve/veya bir arıza göstergesinin durumunda meydana gelen normal durumdan alarm durumuna geçiş, bir hatanın meydana geldiğini gösterir.
- Arızanın yeri trip eden koruma cihazından aşağıda olmalıdır.
- Koruma cihazları arasında mükemmel bir koordinasyon olduğu varsayılırsa, trip eden koruma cihazının altında ek koruma cihazının olduğu durumlarda, arızanın yeri trip eden koruma cihazı ile hemen altındaki koruma cihazı arasında olmalıdır.
- Bir fider üzerinde seri halde bulunan bir grup arıza göstergesi için arıza göstergeleri, durumu değişenler ve durumu değişmeyenler olarak iki gruba ayrılabilir. Arızanın yeri, durumu değişen en alttaki arıza göstergesi ile durumu değişmeyen en üstteki arıza göstergesi arasında olmalıdır.

Yukarıdaki gözlemler temelinde, arızalar aşağıdaki şekilde konumlandırılır:

- Öncelikle, üzerinde bir arıza oluşan fider tanımlanır.
- Daha sonra, tarama araçları kullanılarak, mümkün olan en küçük hatalı kesit ve bu kesitin sınır anahtarları belirlenir.
- Çok sayıda fider üzerinde çok sayıda arıza varsa, yukarıdaki iki basamağın tekrarlanarak tüm arızalı fiderlere uygulanması gerekir.

Hatalı (çalışmayan) arıza göstergeleri tanımlanması için sınırlı bir kapsam göz önüne alınır. Örneğin, bir fider üzerinde seri olarak bağlanmış üç arıza göstergesi tesis edildiğini varsayalım. Ortadaki arıza göstergesi arıza akımının geçişini göstermezken diğer iki gösterge bir arıza gösteriyorsa, ortadaki arıza göstergesinin hatalı olduğu kabul edilir.

Sıkıştırma yöntemi araştırması

SCADA araştırması ile tanımlanan arızalı bölüm içerisinde uzaktan kumanda edilebilir kesiciler varsa, arızalı bölümün yeri, deneme niteliğinde anahtarlama işlemleriyle daraltılabilir. Sıkıştırma yöntemi araştırması çalıştırıldığında, öncelikle arızalı bir fider bölümünü, arıza göstergelerinden gelen bilgiler temelinde belirlenir ve daha sonra deneme niteliğindeki anahtarlama işlemleri uygulanır.

Ana adımlar aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- SCADA giriş verileri temelinde sıkıştırma modülü uygulanacak olan bir anahtarlama prosedürünü belirler.
- Operatör önerilen anahtarlama prosedürünü onaylar ya da bu prosedür üzerinde değişiklikler yapar ve daha sonra bu prosedürü uygular.
- Belirlenen koruma cihazının durumunda anahtarlama işlemi nedeniyle meydana gelen herhangi bir değişiklik SCADA aracılığı ile tek hat şemada ekranda operatöre gösterilir. Bu tür sonuçlar sıkıştırma modülüne aktarılır ve incelenecek olan fider bölümü sürekli olarak azaldıkça işlem tekrarlanır. İşlem, araştırılmakta olan fider bölümü içerisinde çalıştırılabilecek hiç bir anahtar olmadığında sona erer.

Sıkıştırma yönteminin uygulanması sırasında, tüm anahtarların çalıştırılmasına izin verilmez. Örneğin, operatör anahtarlama işlemleri için yalnızca uzaktan kontrol edilebilen anahtarları göz önüne almayı seçebilir. Bu tür durumları kapsama dahil etmek için, arıza yeri bulma fonksiyonu

b. Bir fider üzerindeki her bir yük için kW değerleri aşağıdaki verilere dayanılarak hesaplanır:

- Her bir dağıtım transformatörü yükü için: dağıtım transformatörü tarafından sağlanan maksimum yük ve yük eğrisi,
- Tüm alt şebeke için: dağıtım şebekesinin enerji besleme giriş noktalarındaki kW değeri,

c. Her bir dağıtım transformatörü yükünün kVAR değeri, kW bileşeni hesaplandıktan sonra yükün güç faktöründen hesaplanır.

d. Dağıtım ağının enerji giriş noktalarında, fider bazında, gerçek zamanlı ölçümler yapılmasının mümkün olması halinde, bu ölçümler diğer telemetre edilmemiş yüklerin ölçeklendirilmesi için kullanılır. Gerçek zamanlı ölçümlerin doğruluğunun kontrolü, besleme kaynağı ölçümleri için ve aynı fiderden alınan ölçümler için gerçekleştirilir.

Yük eğrisi verileri

a. Bir dağıtım transformatörü yükü için, yük eğrisi verilerinin elde edilmesi amacıyla, yük modelleme alt fonksiyonu mesken, ticari, endüstriyel v.b. gibi farklı yük türleri için genel yük eğrilerinin kullanımını destekler.

b. Her bir genel yük eğrisi; farklı mevsim ve gün türleri (bayram, tatil gibi) ile ilgili saatlik profili tanımlar. Her bir dağıtım transformatörü yükü tanımlanmış bir yük türüne sahiptir. Yük eğrisinden, çalışmanın yapıldığı zaman ve tarih için yük model faktörü çıkartılır. Gerçek zamanlı durumda çalışma yapılması halinde fonksiyon o anki tarih ve zamanı kullanır, güç akışının çalışma modunda gerçekleşmesi halinde ise zaman ve tarih operatör tarafından girilebilir.

c. Planlanmış yüklerin güç akışı çözümü alt fonksiyonuna giriş olarak kullanılan kW ve kVAr değerleri, nominal gerilimdeki değerleridir. Nominal olmayan gerilimlerde, gerçek kW ve kVAr değeri, yükün sabit güç, sabit akım ve sabit empedans özelliklerine bağlı olarak değişebilir. Bu etki güç akışı çözümü sırasında da modellenenebilir.

Güç akışı algoritması

a. Dağıtım ağının besleme girişlerindeki akım değerleri de aynı şekilde algoritma içerisinde güç akışının çözülmesi için kullanılır. Algoritma, hem üç fazlı dengesiz hem de dengeli güç sistemlerinin çözülebilmesi için faz bileşenleri modeline dayanmaktadır. İkinci durumda, model otomatik olarak tek fazlı pozitif bileşene basitleştirilebilir. Algoritma küçük üretim birimlerinin de varlığını dikkate alarak, radyal ve gözlü konfigürasyonları, geniş R/X oranı aralıklarını işlemek için uygundur.

b. Akım besleme girişi algoritması, faktörize edilmiş düğüm admitans matrisine ve enjekte edilen düğüm noktası akımlarına dayanır. Güç akışı uygulaması optimal sıralama, faktörizasyon ve ileri/geri yerine kullanım için standart tekniklere dayanmaktadır.

Güç akışı uygulamaları

- Güç akışı daima bir dağıtım ağı alt kümesi ile birlikte çalışır. Alt ağ modeli tek bir besleme noktası veya noktalarına bağlanmış olan tek bir fiderden ya da bir grup fiderden oluşabilir (bunlara aynı zamanda besleme kaynağı da denilmektedir). Alt ağ modeli, topolojinin gerektirdiği şekilde hem radyal hem de gözlü konfigürasyonları içermektedir. Gerçek zamanlı güç akışı için alt ağ seçimi, şebeke içerisindeki herhangi bir anahtarlama işlemi ile otomatik

başlar. Operatör istemli güç akışı uygulamaları için alt ağ, operatör tarafından tek hat şeması üzerinde kolayca seçilebilir.

- Gerçek zamanlı güç akışı uygulaması periyodik olarak, anahtar durumu değişimi üzerine ya da operatör talebi üzerine başlatılabilir.

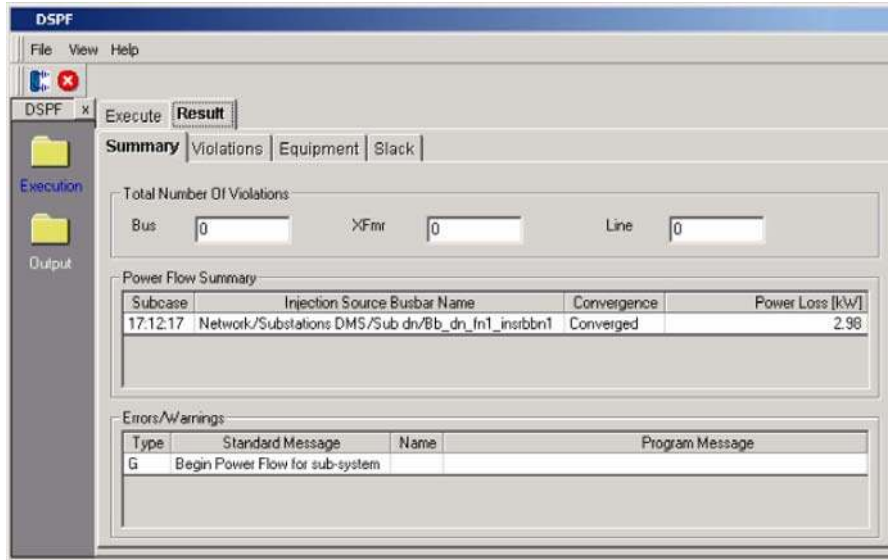
- Periyodik uygulama: gerçek zamanlı güç akışı, tüm dağıtım ağı için gerçek zamanlı bir çözüm sağlamak amacıyla periyodik olarak uygulanır.

- Olay uygulaması: olaylar meydana geldiğinde, gerçek zamanlı güç akışı kısa bir gecikme sonrasında başlatılır. Gecikmenin amacı, sistemin kararlı bir duruma ulaşmasını sağlamaktır. Olaylarla tetiklendiğinde, güç akışı yalnızca gerçek zamanlı güç akışı fonksiyonunun son uygulanmasından bu yana gerçekleşen olaylardan etkilenir.

- Talep uygulaması: operatörler gerçek zamanlı güç akışı fonksiyonunu herhangi bir zamanda başlatabilir. Bu durumda, uygulamada hiçbir gecikme meydana gelmez. Analiz edilecek olan alan operatör tarafından seçilmelidir.

- Operatör güç akışını, seçilen bir alt ağ için çalışma modunda çalıştırabilir. Çalışma modu gerçek zamanlı dağıtım şebekesinden çalıştırılabildiği gibi gerçek zamanlı olmayan çalışma oturumunda da çalıştırılabilir.

- Operatör seçilen alt ağlarda, yapacağı anahtarlama işleminden önce, şebekedeki yüklenme, voltaj profilleri ve kayıpları hakkında, güç akışı çalışma modu ile önceden bilgi sahibi olabilir. Anahtarlama yapmadan önce bir fider yükünün devreye girmesi, kondansatör grubunun devreye girmesi, bir enerji dağıtım istasyonunun kapalı devre oluşturacak şekilde başka bir istasyondan beslenmesi durumu ve yüklenme seviyelerinin değişmesi güç akışı ile analiz edilebilir [41]. Aşağıdaki şekilde Siemens Power CC ile yapılmış bir güç akış sonuç ve özeti yer almaktadır, güç akışını istediğiniz noktadan başlatma olanağına sahipsiniz.



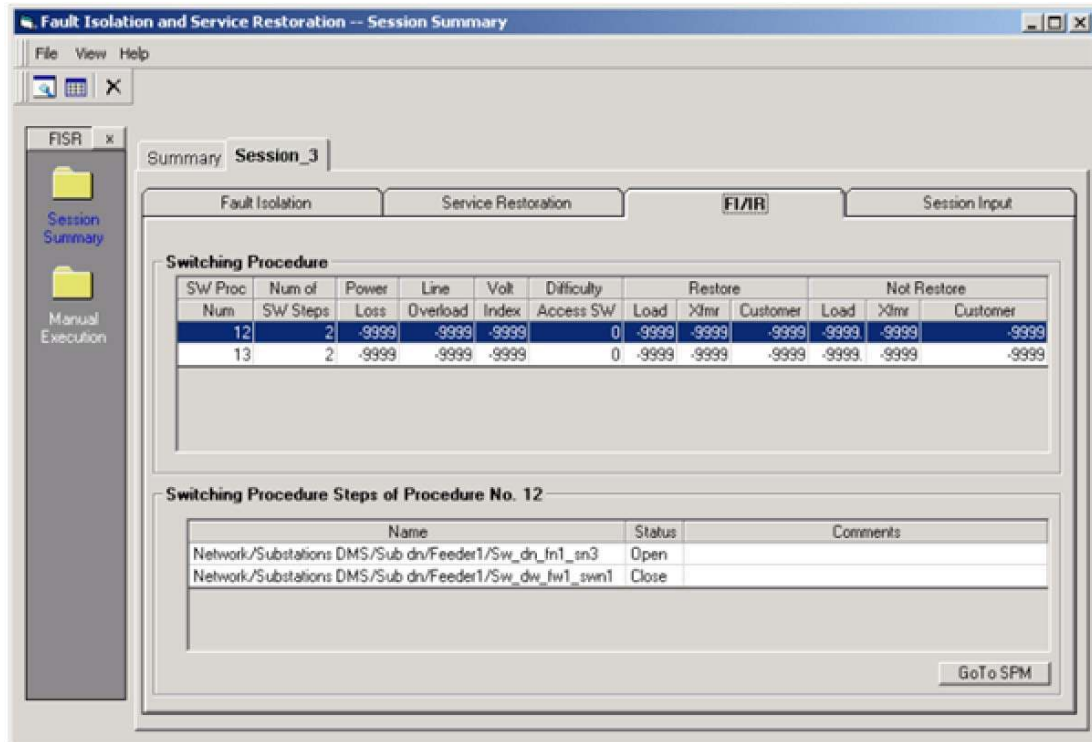
Şekil 2.13. Örnek bir güç akış sonuç ve özeti [12]

2.4.3. Arıza izolasyonu ve tekrar servise alma (restorasyon)

Arıza izolasyonu ve tekrar servise almanın temel amacı; dağıtım şebekesinde herhangi bir nedenle meydana gelen bir arızanın, izole edilmesi ve bu arızadan dolayı enerjisiz kalan bölgelerin tekrar enerjilendirilerek servise alınmasını sağlamaktır [29].

Bu modül, operatörlere arızanın izole edilmesini ve tekrar servise alınmasına olanak sağlayacak anahtarlama eylemlerini belirler.

Bir dağıtım şebekesinde örneğin kısa devreden kaynaklanan bir arızadan dolayı hat başı fiderinde bir açma meydana gelmişse, operatörün ilk bilmesi gereken bu kısa devre arızasının hangi dağıtım transformatörleri arasında olduğudur. Bu bulunduktan sonra operatör “Arıza İzolasyonu ve Tekrar Servise Alma” adı altında oluşturulan modülü çalıştırdığında karşısına, arızanın izolasyonu için hangi kesicilerin açılması gerektiğini farklı senaryolar halinde gösterecek ekran gelecektir. Bu senaryolar modül tarafından otomatik üretilir ve izolasyondan sonra şebekede, enerjisiz bölgenin en az olmasına dikkat edilir [31].



Şekil 2.14. Arıza izolasyonu ve tekrar servise alma oturum özeti [12]

Arızanın izolasyonundan sonra arızalı bölgelerin dışındaki enerjisiz bölgelerin tekrar servise alınması yani enerjilendirilmesi gerekmektedir. Bunun için modül tarafından operatöre hangi kesicilerin kumanda edilmesi gerektiği farklı senaryolar halinde sunulmaktadır. Bu senaryolar üretilirken dağıtım şebekesinin sistem kısıtları dikkate alınır ve operatöre her bir senaryonun zorluk derecesi belirtilerek, hangi senaryonun sistem için en uygun olduğu bir indeks ile gösterilir. Sistem kısıtlarının dikkate alınmasındaki amaç, enerjisiz kalan bölgelerin tekrar servise alınması sırasında ilgili trafonun veya enerji kablolarının aşırı yüklenmesine sebebiyet vermemektir.

Arıza izolasyonu ve tekrar servise alma fonksiyonu arızalı bölüm ya da bölgenin konumu belirlendikten sonra başlatılır. Operatörün, üzerinde çalışılacak olan alanı tek hat şeması ekranından seçmesi gerekir. Arıza izolasyonu, operatörün ağın bir alanını izole etmek için bir dizi anahtarlama eylemi belirlemesi gereken hallerde gerçekleştirilir. İzole edilecek olan ekipman devre dışı kalma yönetimi, arıza yeri bulma gibi diğer uygulamalar

tarafından temin edilebilir ya da direkt olarak operatör tarafından kullanıcı ara yüzü seçim kapasiteleri aracılığıyla seçilebilir. İzole edilecek olan bölümler ya arıza nedeniyle ya da bakım amaçlı olarak, hizmetten alınması gereken bölgeler olabilir. Arıza izolasyonu sırasında, izolasyon istemi ile belirlenen ekipmanın ya da ağ alanlarının izole edilmesi için gerekli bir dizi işlemin belirlenmesi ve bu sırada da ağın diğer alanları üzerindeki etkisinin minimize edilmesi sağlanır [30].

Tekrar servise alma, operatörün enerjisi kesilen bölgeye tekrar enerji verilmesi için gerekli olan bir dizi anahtarlama eylemini belirlemesinin gerekli olduğu hallerde gerçekleştirilir. Enerji verilecek olan bölge operatör tarafından, kullanıcı ara yüzü (ekran resimleri) seçim kapasiteleri aracılığı ile seçilir. Tekrar servise alma, enerjisi kesilen bölümlere yeniden enerji verilmesi için gerekli olan anahtarlama eylemleri dizisini belirlemek için kullanılır. Servisin yeniden verilmesi için çok sayıda yol olabilir. Alt istasyon transformatörünün aşırı yüklenmesine neden olmayan tüm olası restorasyon prosedürleri üretilir. Restorasyon aracı tarafından üretilen her bir anahtarlama prosedürü için performans indisleri uygulanan her bir anahtarlama eylemi grubu ile birlikte ağ koşulları temelinde hesaplanır. Anahtarlama prosedürleri performans indislerinin birine ya da daha fazlasına göre sıralanabilir.

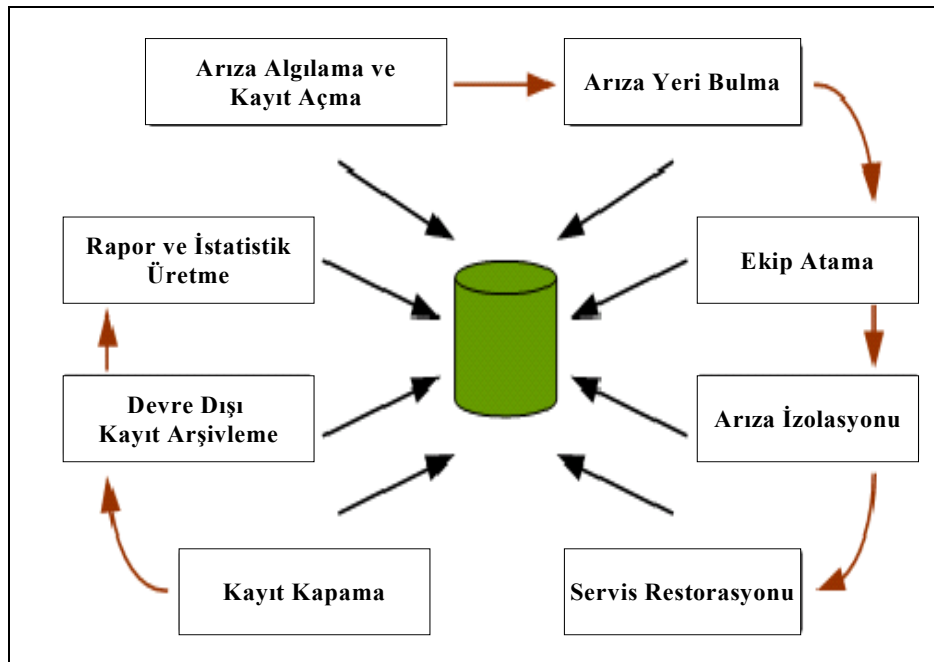
Arıza izolasyonu ve derhal restorasyon, operatörün bir bölgenin ağdan izole edilmesi amaçlı anahtarlama eylemleri belirlemesinin gerekli olduğu zamanlarda ve aynı zamanda arızalı olmayan ancak hizmet dışı olan bölgeye enerji verilmesinin (alternatif kaynaklardan) sağlanması için gerekli olan ek anahtarlama eylemlerini belirlemesinin gerekli olduğu hallerde gerçekleştirilir. İzole edilecek olan bölge operatör tarafından, kullanıcı ara yüzü kapasiteleri kullanılarak seçilir.

Normal duruma dönüş, şebekede meydana gelen bir arızanın izole edilmesi ve restorasyonundan sonra şebekedeki arıza giderildikten sonraki durumdur.

Arızadan önceki, veri tabanında kayıtlı olan ağın normal işletme konfigürasyonuna geri dönülmesi için, operatörün ekran resimleri üzerinde ilgili bölgeyi seçmesi gerekir.

2.4.4. Devre dışı kalma yöntemi

Devre dışı kalma modülü; bir devre dışı kalma olayından sonra, ilgili fider veya ekipmanın detaylı analizine ve raporlanmasına imkan verir. Devre dışı kalma yöntemi operatörün, elektrik şebekesi üzerinde planlanan ya da planlanmayan devre dışıların algılanmasını, konumlandırılmasını ve restorasyonunu yönetmek için kullandığı fonksiyonlar ve prosedürler için bir arayüzdür. Devre dışı kalma yöntemi iki işlevsel amaç için kullanılabilir: Devre dışı kalma yönetimi ve devre dışı kalma programlayıcısı.

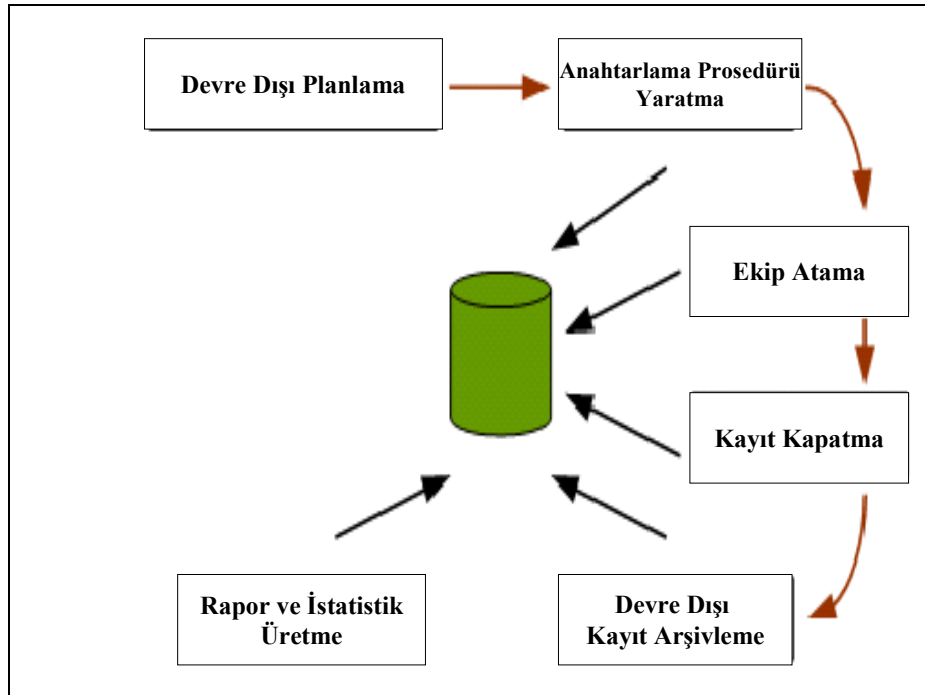


Şekil 2.15. Plansız bir devre dışı çalışma döngüsü

Devre dışı kalma yönetimi; şebekedeki planlı ya da plansız servis kesintilerinin hazırlanmasını ve duyurulmasını kolaylaştırmak için kullanılır. Şebekeyi etkileyen servis kesintilerinin işlenmesi ile ilgili görevlerin

yürütülmesini hızlandırmak için, kayıt saklama (arşivleme) fonksiyonları ve bir araç seti sunulmaktadır. Bir devre dışı olayından itibaren tüm müşterilere enerjinin yeniden sağlanmasına kadar, tüm SCADA operasyonları aşamalarında operatörlere destek sağlar. Yukarıdaki Şekil 2.15 plansız gerçekleşen bir devre dışının ardından gerçekleşen döngüyü göstermektedir.

Devre dışı kalma programlayıcısı; ekipmanlardaki veya fiderlerdeki servis kesintilerini programlamak için kullanılır. Bir devre dışı kalma programı oluşturulduktan sonra, ekipmanda kesintiye uğrayacak kesicilerin listesini de içeren ilgili anahtarlama prosedürü otomatik olarak oluşur. Operatörün devre dışı kalma programlarını izlemesi, oluşturması, geçerli hale getirmesi, sınıflandırması, yazdırması ve arşivlemesine olanak tanıyan bir işlevsellik sunar. Devre dışı kalmada şebekedeki servis kesintilerinin giderilmesi ile ilgili tüm görevlerin, yöntemlerin ve kayıt saklama işlemlerinin genel koordinatörüdür ve tarihsel bilginin organizasyonu, koordinasyonu ve toplanması amacıyla ilgili tüm veriyi bir devre dışı kalma kaydında depolar.



Şekil 2.16. Planlı bir devre dışı çalışma döngüsü

Görevler ve yöntemler devre dışı kalma aracılığıyla tanımlanır ve özetlenir. Devre dışı kalma; araçlar için bir arayüz olması yanında şebekedeki değişiklikleri izlemek için kullanılan bir devre dışı kalma kaydının otomatik olarak işlenmesini sağlar ve bu durum devre dışı kalma çözümünü hızlandırmak için kullanılabilir. Devre dışı kalma kaydı oluşturulur ve oluşturan kişi tarafından kayıt tarihlendirilir ve yetkilendirilir. Daha sonra şebeke değişikliklerinin yapılması için notlarla, açıklamalarla ve planlarla birlikte değiştirilir. Gerçek şebeke değişiklikleri yapıldığında ise bu değişikliklerin sonuçları ile ilgili daha fazla not sonradan eklenebilir. Son olarak ise tüm bu bilgiler istenilen zaman boyunca arşivlenirler [32].

Aşağıda listelenen fonksiyonlar ile operatöre kesinti hakkında detaylı analiz imkanı ve güçlü raporlama olanakları sağlanır:

- Hizmet dışı olan transformatörlerin bir çalışma zamanı listesinin tutulması
- Sorun çağrısı olaylarının toplanması
- Anahtarlama eylemlerinin izlenmesi
- Devre dışı kalma kayıtlarının oluşturulması ve işlenmesi
- Devre dışı kalma kayıtlarının kapatılması ve arşivlenmesi
- Raporların üretilmesi

2.4.5. Anahtarlama prosedür yöntemi

Anahtarlama prosedür yöntemi su, doğalgaz veya elektrik şebekelerinde, operatörlerin operasyonlarını güvenli ve hızlı şekilde gerçekleştirebilmelerine olanak sağlayan bir dizi senaryoların tanımlanmasıdır. Özellikle elektrik şebekelerinde, bakım amaçlı operasyonlar veya arızadan kaynaklanan problemlerin giderilmesi için kontrol merkezinden SCADA aracılığı ile kesicilerin belli bir senaryo ile kumanda edilmeleri gerekmektedir. Bir baraya bağlı tüm fiderlerin diğer baraya aktarılması operasyonu böyle bir senaryoya örnek gösterilebilir.

Anahtarlama prosedür modülünde bu senaryoların yaratılması 'kayıt' butonuna basılması ile başlatılır. Kayıt işlemi başlatıldıktan sonra operatör kumanda etmek istediği kesicilere kumanda gönderir fakat bu kumanda komutları sahaya gönderilmez, sadece kayıt için modül hafızasında saklanır. Kumanda edilmek istenen tüm kesicilere komut gönderildikten sonra kayıt işlemi kapatılır ve bir isim ile kaydedilir. Kaydedilen senaryo daha sonra çalıştırılmak istendiğinde, listeden seçilir ve 'başlat' butonu ile istenilen tüm operasyonlar tek bir işlem ile gerçekleştirilebilir.

Anahtarlama emri

Bir anahtarlama emri (kesiciyi açma-kapama kumandası), özel bir anahtarlama dizisi içeren bir iş emridir. Anahtarlama emri aynı zamanda planlanmış işler için kullanılan resmi bir belgedir. Anahtarlama emirleri bir enerji kesme ya da yeniden enerjilendirme çalışmalarının açıklamasının yazılı kaydını sağlar. Genellikle saha personeli ve operatörler tarafından daha sonra elektrik ağının anahtarlama koordinasyonu için belirlenir ve kontrol edilir. Her bir anahtarlama emri kendine has tek bir tanımlama numarasına sahiptir ve her ne kadar bir anahtarlama emri yeniden verilsede, sistem tarafından yeni bir tanımlama numarası verilir.

Anahtarlama prosedür modülü senaryoların oluşturulmalarından, arşivlenmelerine ya da kayıttan silinmelerine dek anahtarlama emirlerinin yaşam döngüsünü yönetir. Kayıtları tutar ya da anahtarlama emirleriyle ilgili çeşitli safhalar boyunca durumu kaydeder.

Anahtarlama programı

Bir anahtarlama programı anahtarlama işlemi komutlarından ve elektrik ağının bir bölümünün enerjisiz ve/veya enerjilendirilmesi için kullanılan organizasyon basamaklarından meydana gelen bir dizidir. Anahtarlama programları sıklıkla kullanılan uzaktan kontrollü işlem dizilerinin barındırılması

amacıyla hazırlanır ve amacı kontrol merkezi personeli üzerindeki tekrarlanan iş yükünün ortadan kaldırılmasıdır.

Anahtarlama programları tipik olarak planlanan, tekrarlanan faaliyetler için oluşturulur, ancak aynı zamanda planlanmamış arızalardan ya da olaylardan kaynaklanan işler için de kullanılabilir. Anahtarlama programı uygulanırken, emniyetli anahtarlamanın belirlenmesi için gerekli kontroller (dahili kilitleme doğrulaması) yapılır.

Anahtarlama prosedürlerinin oluşturulması

Bir anahtarlama prosedürü, denetsel kontrol komutlarından, organizasyon basamaklarından (bekle ve kes gibi) ve operatör yorumlarından meydana gelen bir diziyi içeren bir anahtarlama emri ya da anahtarlama programıdır. Operatörler mevcut prosedürlerden anahtarlama basamaklarını kopyalamak ve yapıştırmak ya da denetsel kontrol eylemlerini sistem ekranları üzerine kaydetmek yoluyla anahtarlama basamakları eklemek suretiyle anahtarlama prosedürleri oluşturabilirler. Anahtarlama prosedürleri aynı zamanda diğer harici ağ uygulamalarının sonuçlarından da elde edilebilir. Harici istemci uygulamalarında, yeni anahtarlama prosedürlerinin oluşturulması için de kullanılır. İstemci uygulamalarında prosedürün bir parçası olarak kaydedilebilecek olan herhangi bir sayıdaki anahtarlama işlemi belirtilebilir. Her bir anahtarlama senaryosu, anahtarlama prosedürü hakkındaki ilgili iş bilgilerini içeren bir başlık bölümüne sahiptir. Başlık alanı hem manuel olarak girilen bilgileri (başlık gibi) hem de otomatik olarak girilen bilgileri (prosedür numarası gibi) içerir. Anahtarlama prosedürleri oluşturulduktan sonra, operatörler aynı zamanda bunları düzenleyebilir, yenileyebilir, kopyalayabilir, kaydedebilir ya da kaldırabilir.

Prosedür Girişleri

Basamak bilgileri: Anahtarlama prosedürü basamak bilgileri şunlardan meydana gelir: hat numarası, tür, ekipman adı, kontrol eylemi (açık/kapalı ya da ayarla/temizle), işlemin türü (manuel güncelleme, etiket ya da kontrol), operatör yorumları.

Kontrol eylemleri: Bir anahtarlama prosedüründe yer alan ağ kontrol eylemleri aşağıdakileri içerebilir: Denetimsel kontrol eylemleri, manuel veri güncellemeleri, ayarla/sil işaret işlemleri.

Organizasyon basamakları: Bir anahtarlama prosedürü içerisindeki organizasyon basamakları şunları içerir: Bekleme basamağı, kesme basamağı, yorum basamağı ve koşullu basamak.

Yorumlar: Operatör yorumları operatörün, prosedür veya basamakların amacının yanı sıra prosedürü veya basamakları tanımlayan ya da açıklayan bilgileri girmesine olanak verir. Yorumlar herhangi bir zamanda girilebilir ve içerik tamamen kullanıcıya bağlıdır [34-38].

3. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİ SCADA YAPISININ İNCELENMESİ

3.1. Kayseri Elektrik T.A.Ş.'in SCADA Sistemi İncelemesi

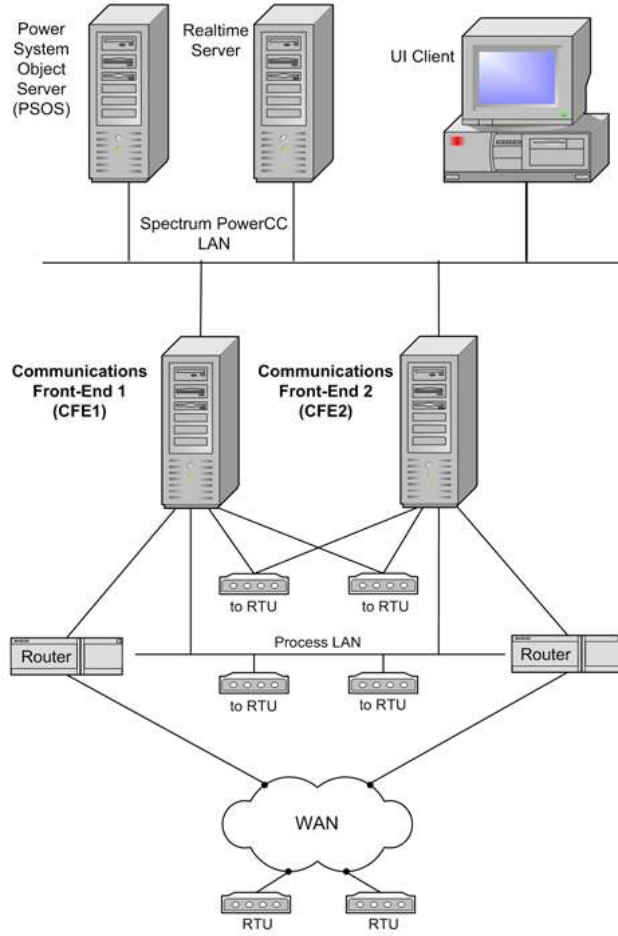


Resim 3.1. Kayseri Elektrik T.A.Ş hizmet binası

Elektrik dağıtım hizmetlerinde uzaktan izleme, kontrol ve kumanda sistemi (SCADA) Türkiye’de ilk kez 1994 yılında Kayseri Elektrik öncülüğünde gerçekleştirilmiştir. İlk aşamada Kayseri İl merkezi ve yakın çevresinin enerji ihtiyacını karşılayan 12 adet 31,5/15 kV'luk indirici trafo merkezi SCADA sistemi kapsamına alınmış olup zamandan ve personelden tasarruf yapılarak verimli ve güvenilir bir işletmecilik adına sağladığı sayısız yararlar nedeniyle 1997 yılında 5 adet, 2000 yılında 3 adet, 2003 yılında 2 adet ve 2004 yılında 1 adet dağıtım merkezi ve trafo merkezi sisteme dahil edilmiştir.

Kayseri Elektrik merkez binasında bulunan SCADA ana kumanda merkezinde ana ve yardımcı bilgisayar sistemi PLC panosu ve UPS (kesintisiz güç kaynağı) bulunmaktadır. Yerel birimlerde (trafo merkezleri) ise PLC panoları, akü redresör grubu bulunmaktadır. Yerel birimlerin şalt cihazlarından alınan tüm bilgileri PLC panosuna iletilmekte, burada bulunan Simatic S5 ve S7 mikroişlemci üniteler ve transdüserlerle algılanarak Türk Telekom data hatları ile ana kumanda merkezine 24 saat süre ile kesintisiz olarak iletilmektedir. Ana kumanda merkezi PLC panosuna iletilen bilgiler buradan Win CC yazılım sistemi ile işlenerek bilgisayarlara aktarılmaktadır.

Ana merkezde ana ve yardımcı bilgisayar olmak üzere iki adet bilgisayar bulunmakta olup, her ikisi de aynı özellik ve işleve sahiptir. Data haberleşmeleri 19 merkezde Türk Telekom data hatları ile bir merkezde ise (merkeze 30 km uzaklıkta) telsiz sistemi ile yapılmaktadır.



Şekil 3.1. Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. SCADA yapısı

SCADA sistemi kapsamına alınan tüm trafo merkezlerinden sürekli olarak bütün elektriki değerler, sistemde oluşan arızalar, trafoların tüm koruma sinyalleri ve merkezlerin güvenlikleri ile ilgili bilgiler alınmakta olup tüm fiderlerin açma ve kapama işlemleri uzaktan yapılmakta ve bu fiderlere ait teçhizat bilgileri kaydedilmiş bulunmaktadır. Trafo merkezlerinden gelen tüm ihbarlar gün, saat, dakika ve saniye bazında anında alınarak raporlama sistemine kaydedilmekte, enerji kesintilerinin sebep ve süreleri raporlanmakta

ve gün boyunca her saat başı tüm fiderlerin akım, güç ve gerilim bilgileri alınmaktadır. Şirketin merkez binasında bulunan SCADA ana kumanda merkezinde, ana ve yardımcı bilgisayar sistemi, PLC panosu ve kesintisiz güç kaynağı, alt istasyonlarda ise PLC panoları ile akü-redresör grubu bulunmaktadır.

SCADA sistemi ile alınan bilgiler ve gerçekleştirilen işlemler:

- Fider akım bilgileri
- Fider akım sınırı aşıldı bilgileri
- Ana bara gerilim bilgileri
- Güç bilgileri
- $\cos \varphi$ bilgileri
- Frekans bilgileri
- Güç trafolarının tüm koruma bilgileri
- DC besleme gerilimi bilgileri
- İndirici merkez bilgileri (hücre kapısı, bina kapısı açık/kapalı)
- Fider koruma bilgileri (aşırı akım, toprak kaçağı sinyal ve açma)
- PLC pano arıza bilgileri
- Haberleşme arıza bilgileri
- Kumanda gerilimi bilgileri (30 kV/15 kV kumanda gerilimi)
- Kesici, ayırıcı konum bilgileri (açık/kapalı)
- Kesici açma ve kapama işlemleri
- Motorlu ayırıcı açma ve kapama işlemleri
- Fider techizat bilgileri (tüm techizatın karakteristikleri)
- Fiderdeki tüm enerji kesintilerinin süreleri ve sebepleri ile ilgili raporlama sistemi

SCADA sistemi kapsamına alınan tüm trafo merkezlerinden sürekli olarak bütün elektriki değerler, sistemde oluşan arızalar, trafoların tüm koruma sinyalleri ve merkezlerin güvenlikleri ile ilgili bilgiler alınmakta olup, tüm

fiderlerin izlenmesi ile açma ve kapama işlemleri uzaktan yapılmaktadır. Trafo merkezlerinden gelen tüm ihbarlar gün, saat, dakika ve saniye bazında alınarak raporlama sistemine kaydedilmekte, enerji kesintilerinin sebep ve süreleri raporlanmakta ve gün boyunca her saat başı tüm fiderlerin akım, güç ve gerilim bilgileri gün sonunda otomatik olarak arşivlenmektedir. 2003 yılında tesis edilen 2 adet DM'de yeni yazılım ile (Power CC) yukarıda bahsedilen işlemlerin daha kısa sürede gerçekleşmesi sağlandığı gibi bunun yanı sıra DMS (Dağıtım Yönetim Sistemi) fonksiyonları ile entegre çalışarak,

- Otomatik yük atma ve restorasyon
- Dinamik şebeke renklendirme ve devre izleme
- Arıza yeri saptama ve restorasyon
- Yük modelleme ve tahmini
- Yük yönetim denetimi
- Yöntemler yönetimi
- Güvenlik kontrollerinden geçmiş anahtarlama senaryoları
- İş emri yöntemi/otomatik anahtarlama programları
- Arıza lokalizasyonu
- Arıza izolasyonu ve arıza giderilmesi
- Şalt manevraları yöntemi
- Şalt simülasyonu

fonksiyonlarını sağlamaktadır.

Veri modeli için, CIM (Ortak Bilgi Modeli) standardı kullanılmaktadır. Bu model, özel olarak enerji yönetim ve ağ kontrol uygulamalarında, veri tanımlama ve veri alış-verişi amacıyla geliştirilmiş bir modeldir. CIM modelini kullanmakla, mevcut veri setlerini, CIM standardına uygun olan başka uygulamalar ile birlikte kullanabilecektir. CIM, gelecekte elektrik dağıtım sektöründe "ortak dil" olacaktır.

Yükleniciler:

- 1-EMTAMİTAŞ Enerji ve Madeni İnşaat İşleri T.A.Ş.,
- 2-DESEN Endüstri ve Ticaret LTD. ŞTİ.,
- 3-META Makina Elektrik İnşaat Yatırım TİC. A.Ş. firmalarıdır.

Ankara ili OG elektrik şebekesini meydana getiren TM/DM'lerden (Tali Merkez/ Dağıtım Merkezi); 24 adet merkez EMTAMİTAŞ firmasına, 22 adet merkez DESEN firmasına, 21 adet merkez ise META firmasına ihale edilmiş olup, bunlardan toplam 61 adet TM/DM'de SCADA altyapı tadilat/tevsiat işleri çalışmaları tamamlanmıştır. Çeşitli sebeplerden dolayı SSK DM, Zırlıbirlikler TM SCADA kapsamından çıkarılmış olup, İncek ve Dodurga DM'lerinin tesis çalışmaları bitmediği için SCADA çalışmaları yapılamamıştır. Ayrıca, TEİAŞ tarafından Maltepe GISb TM'de SCADA cihazlarının konulacağı bir yer gösterilmemesi nedeniyle, bu merkezde çalışma yapılamamıştır.

3.2.1. SCADA/DMS alt yapı işleri kapsamında yapılan işler

- Ankara İli muhtelif Tali ve Dağıtım Merkezlerinde (TM ve DM) her fidere ait ayırıcı konum bilgileri, limit switch denilen bir anahtarla ayırıcı milinden bilgi alınacak şekilde tesis edilmiş.
- Yine her fider hücre kapısı önüne konulan Hücreönü Terminal Kutularına (HTK) 4x1,5mm² LIYCY ekranlı kumanda kablolarıyla taşınmış ve klemenslere bağlantıları etiketlenerek yapılmıştır.
- Her TM/DM için merkezlere 1 adet MB (Marshalling Box) ve 1 adet IED (Intelligent Electronic Device) Panosu konulmuştur.
- Bu panoların konulacağı uygun bir alan olmayan merkezlerde SCADA odası için tadilatlar yapılmıştır. Hiç yer bulunamayan durumlarda merkezlerin bitişiğine 4x2,5 m ebatlarında beton köşkler konulmuştur.
- Aynı cins kablolarla kesici konum bilgilerinin alınması için HTK'lara kesiciden kablo çekilmiştir.

- Akım trafolarından akım bilgilerinin alınması için $4 \times 4 \text{ mm}^2$ NYY kablolar her akım trafolu fiderden IED panosuna kadar çekilmiştir.
- HTK'lardaki bilgiler MB panosuna LIYCY ekranlı kumanda kablolarıyla taşınmıştır ve etiketlenerek klemenslere irtibatlanmıştır. Tüm hücrelerden gelen bilgiler MB panosunda toplanmıştır.
- Kesicilerin açma-kapama kumanda bilgileri, $2 \times 2,5 \text{ mm}^2$ LIYCY ekranlı kumanda kablolarıyla MB panolarına kadar çekilmiştir.
- Ayrıca kesici kumanda bilgileri aynı kablolarla IED panosuna kadar çekilmiştir.
- SCADA projesi gereği her baranın gerilim bilgilerinin ölçülebilmesi için gerilim trafosu olmayan baralara bir adet $34,5/0,1 \text{ kV}$ gerilim ölçü trafosu konulmuştur.
- Gerilim ölçü trafolarından alınacak gerilim bilgisi $4 \times 2,5 \text{ mm}^2$ NYY kablolar ile Yardımcı Servis Panosu üzerine konulan röle panosuna klemensle irtibatlanmıştır. Ayrıca buradan da IED panosuna paralel taşınmıştır.
- TM/DM'lere yangın alarm dedektörleri ile hareket dedektörü monte edilmiştir.



a)



b)

Resim 3.2. Ankara'daki TM/DM'lerde yapılan işlere örnek a) ayırıcı durum algılayıcısı b) hücre önü terminal kutusu



c)



d)

Resim 3.2 (Devam). c) marshalling box (manevra kutusu) d) intelligent electronic device panosu

3.2.2. Master SCADA/DMS işleri kapsamında yapılacak çalışmalar

- SCADA ve Yük Dağıtım İşletme Müdürlüğü 2. katında bulunan büyük alana serverlar, SCADA yazılımları, SCADA projeksiyon cihazları, dev ekranlar vb. cihazların bulunacağı SCADA kontrol merkezi kurulacak
- Her TM/DM'ye bir adet RTU ve haberleşme için gerekli donanımlar konulacak
- Sistem çalışır halde dağıtım şirketine teslim edilecektir.

SCADA projesinin ikinci aşamasını oluşturan Master SCADA ihalesi çalışmaları TEDAŞ Genel Müdürlüğü tarafından Avrupa Yatırım Bankası destekli olarak yürütülmektedir. İhale 2007-Haziran ayı itibariyle sonuçlanma aşamasına gelmiş olup, Avrupa Yatırım Bankasının ihale değerlendirmesi devam etmektedir. Bu ihalenin sonucuna göre kontrol merkezi, iletişim ve uzak uç birim tesisinin sonuçlandırılması gerekmektedir. Aksi takdirde yapılan altyapı çalışmaları da bir kaç yıl içinde zarar görecektir ve malzemeler kullanılmayacak hale gelecektir.



Resim 3.3. Ankara ili elektrik şebekesi mevcut durum sistem takibi



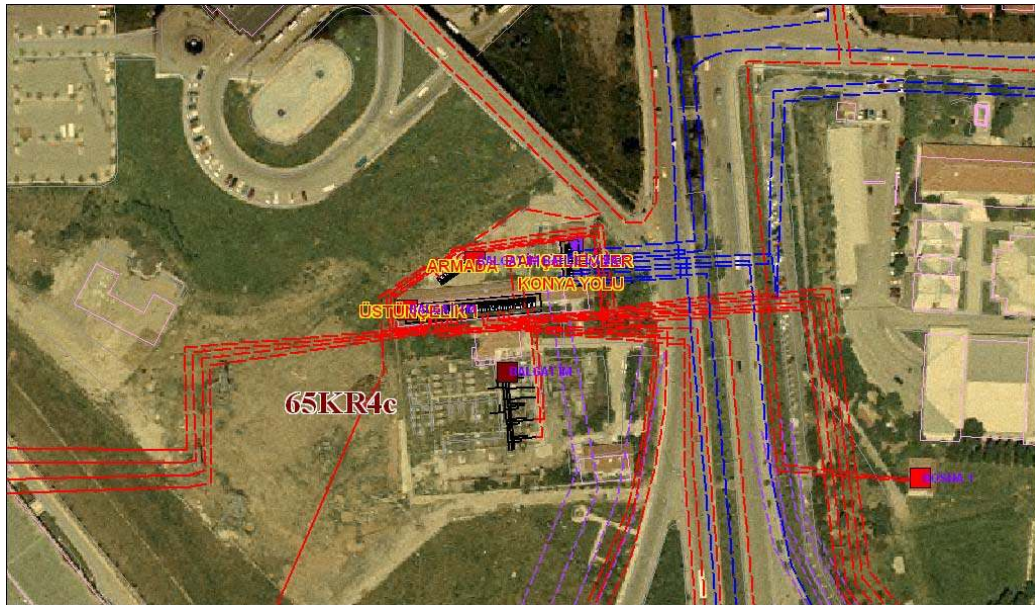
Resim 3.4. Ankara ili SCADA tesisinden sonra sistem takibi

4. DM/TM'DE FİDER AÇMASI VE DAĞITIM TRAFOSU YÜKLENME ORANI İLE İLGİLİ ÖRNEK MODELLEMELER OLUŞTURMA

4.1. Balgat TM'de Kısa Devre veya Arıza Nedeniyle Fider Açması

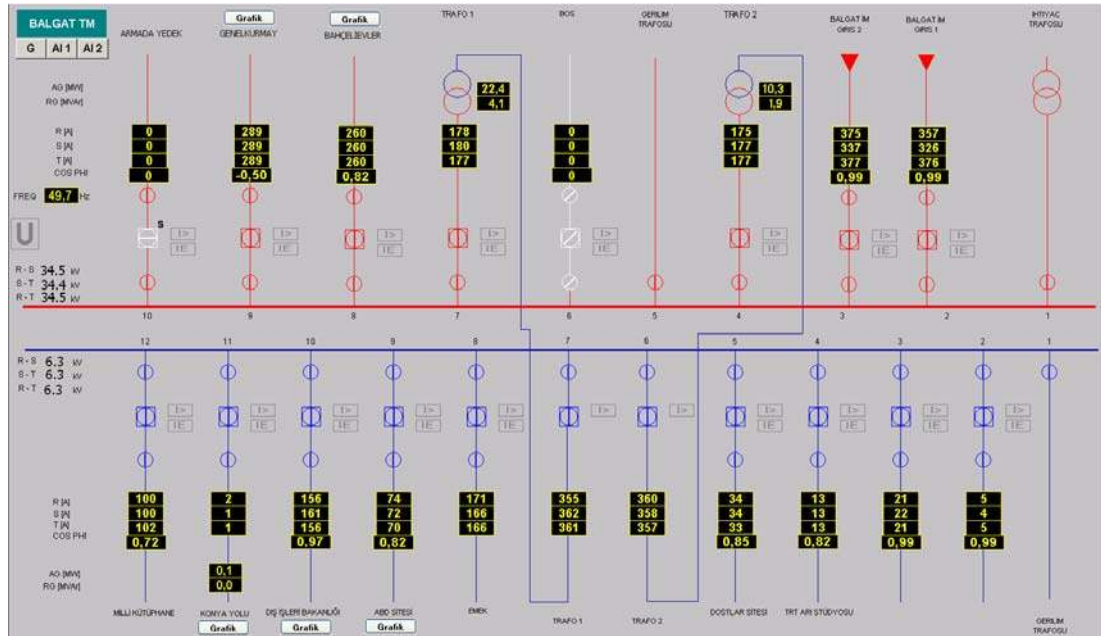


Resim 4.1. Balgat TM'nin 34,5 kV/6.3 kV hücrelerinin bina içi görünüşü

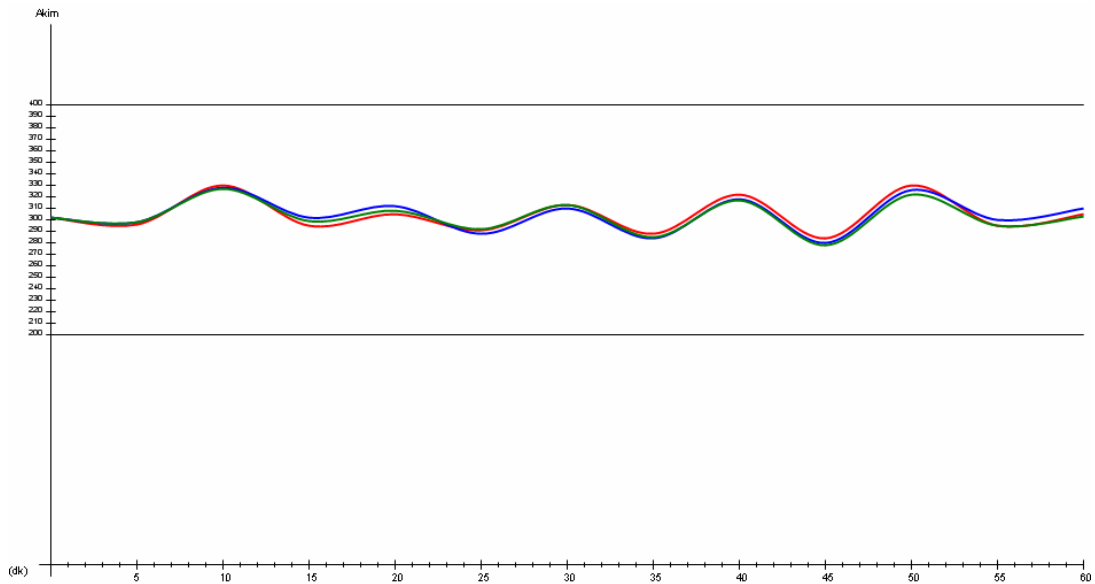


Şekil 4.1. Balgat TM'nin 34,5 kV (kırmızı) ve 6.3 kV (mavi) kablo çıkışlarının CBS'den görünüşü

Visual Studio 2005 C# programlaması kullanılarak sistem modellemesi oluşturulması.



a)

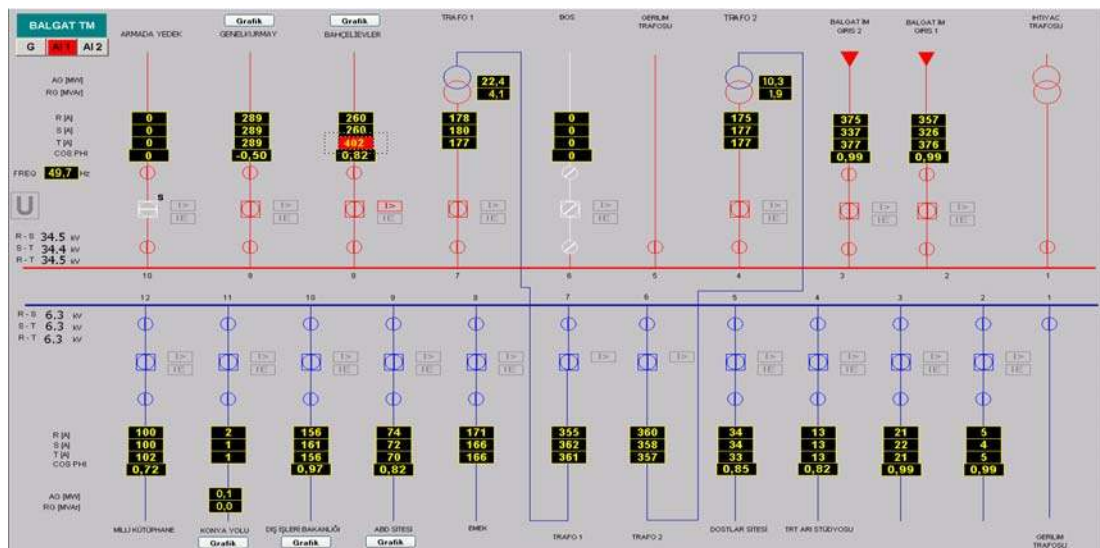


b)

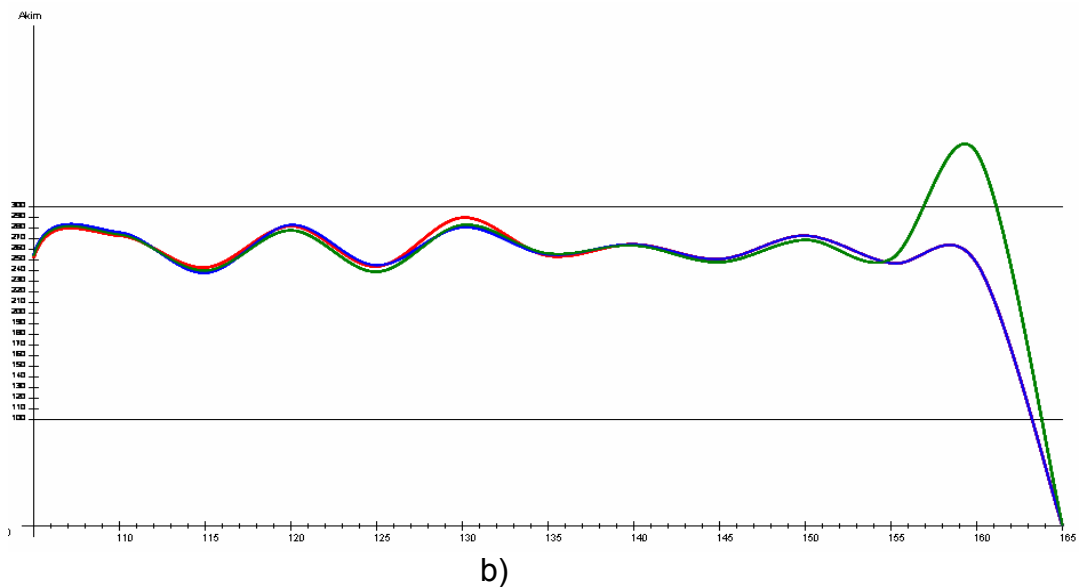
Şekil 4.2. Balgat TM'de normal durum a) tek hat b) grafik görünüşü

Burada frekans, $\cos\Phi$, güç (MW/MVar) rahatlıkla ölçülebilir. Ancak Balgat TM (Tali Merkez) tek hat şemasında bu değerler yapılan programlama gereği

sabit olarak alınmış olup, değer değişmediğinden sonraki şekillerde gösterilmemiştir. Trafo fanlarının çalışıp çalışmadığı da rahatlıkla görülebilir. Ağustos.2006 tarihinde Ankara Ayrancı TM'de (Tali Merkez) 34,5/6,3 kV 16 MVA trafonun fanları arızanladı ve bu tespit edilemediği için trafo patlaması olmuş ve bu bölge uzun süre enerjisiz kalmıştır.



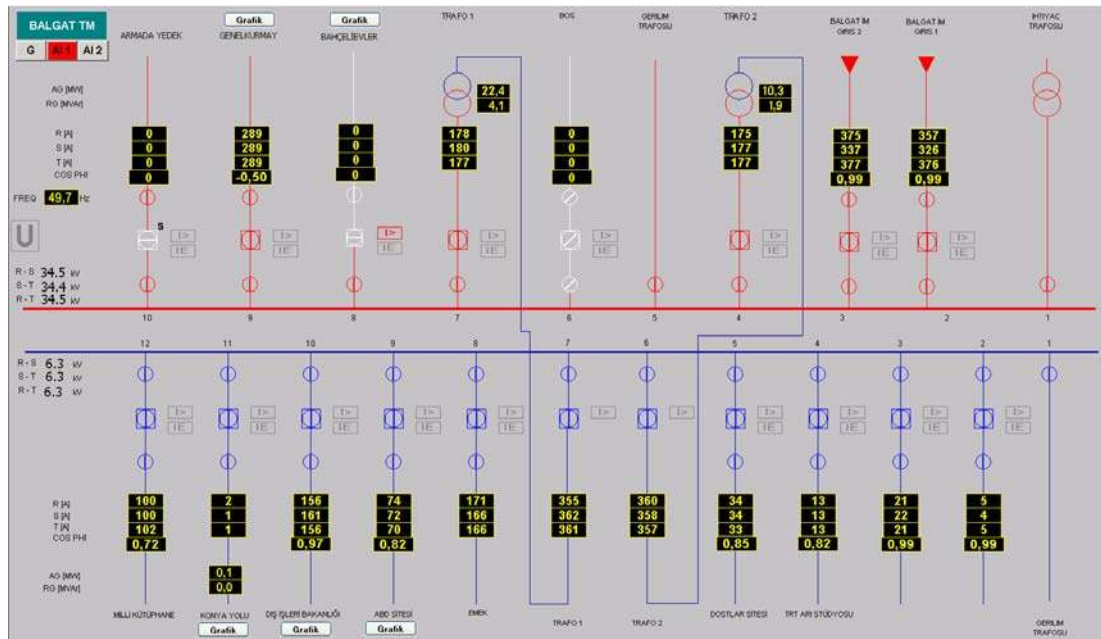
a)



b)

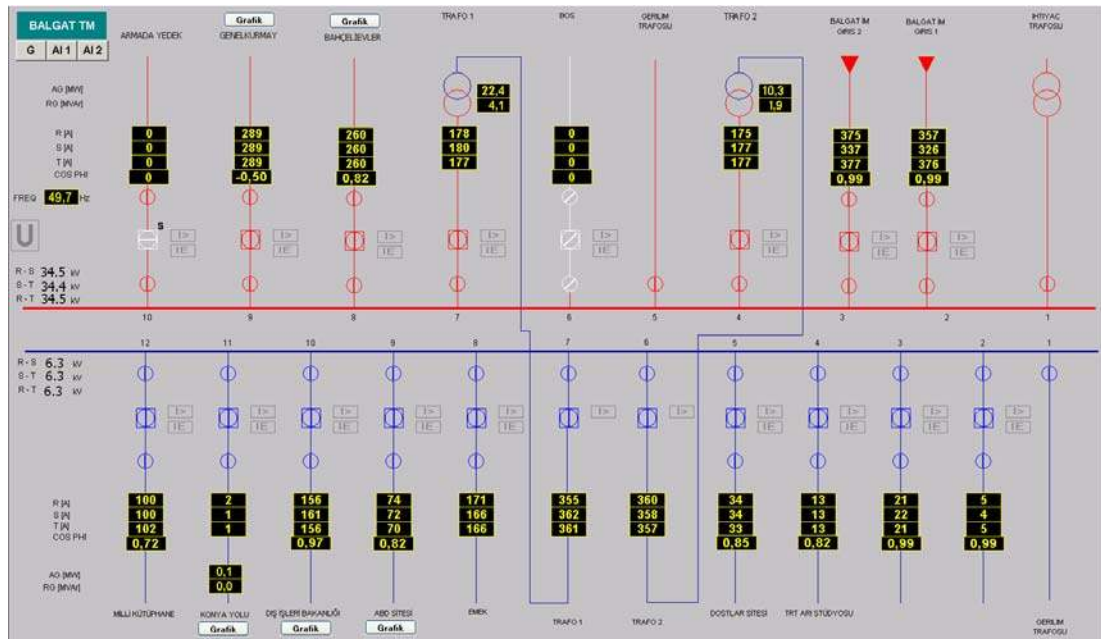
Şekil 4.3. Bahçelievler fiderinde aşırı akım arızası a) tek hat b) grafik gösterimi

Bahçelievler fideri T-fazından geçen akım 260 Amper iken bir anda 402 Amper'e yükselmiştir. Bu ise akım değeri dış çerçevesinin **402** siyahtan **402** kırmızı renge dönmesi ile uyarı verir. Aynı zamanda grafikte görüldüğü üzere **AI 1** rengi de değişerek **AI 1** kırmızı renge dönüşür. **AI 1** /Alarm-1 işareti enerjinin herhangi bir nedenle kesildiğini belirten birinci öncelikli ihbarı, **AI 2** /Alarm-2 işareti ise TM (Tali Merkez) kapısı açıldı, trafo veya fider bakım zamanı veya sistem manuele geçti gibi enerji kesintisine neden olmayan ikinci dereceden öncelikli ihbarı bildirir. Tüm bunlarla birlikte aşırı akım arızası yine tek hat şeması üzerinde **I>** şeklinde belirtilen işaret **I>** kırmızı renkli hale gelerek bize arızayı ve sebebini açıkça göstermektedir. Kırmızı renk dünyanın her yerinde alarm, acil durum anlamına gelmektedir. Bu arızadan sonra kesici açacaktır ve kesici işareti hem renk hem de şekil olarak değişecektir.  (fider kapalı/enerjili),  (fider açık/enerjisiz).

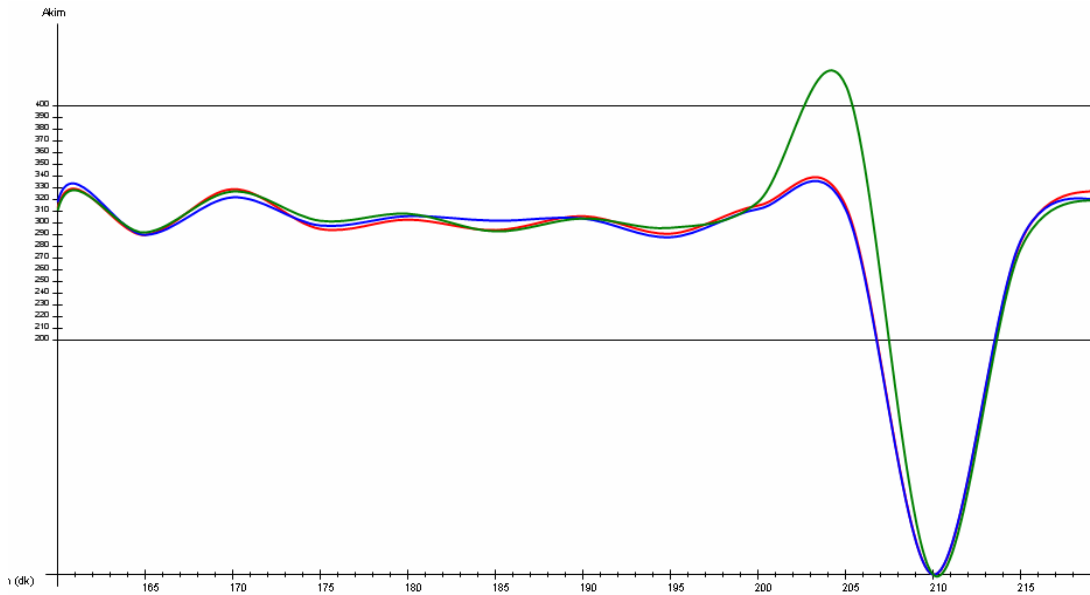


a)

Şekil 4.4. Balgat TM'de bahçelievler fider durumu a) enerjisiz durumu



b)



c)

Şekil 4.4 (Devam). Balgat TM’de bahçelievler fider durumu b) normal duruma dönüş c) grafik gösterim

Sistem hem çok kolay kullanımlı hem de verdiği dört ayrı uyarı biçimiyle çok güvenlidir. Ayrıca istenilen tonlarda ve çeşitlilikte sesli uyarıda verebilir, sert

ve acı çalan sesli uyarılar tercih edilmelidir. Kesici tekrar kapatılarak Şekil 4.4 (b)'de görüldüğü üzere fidere tekrar enerji verilir.

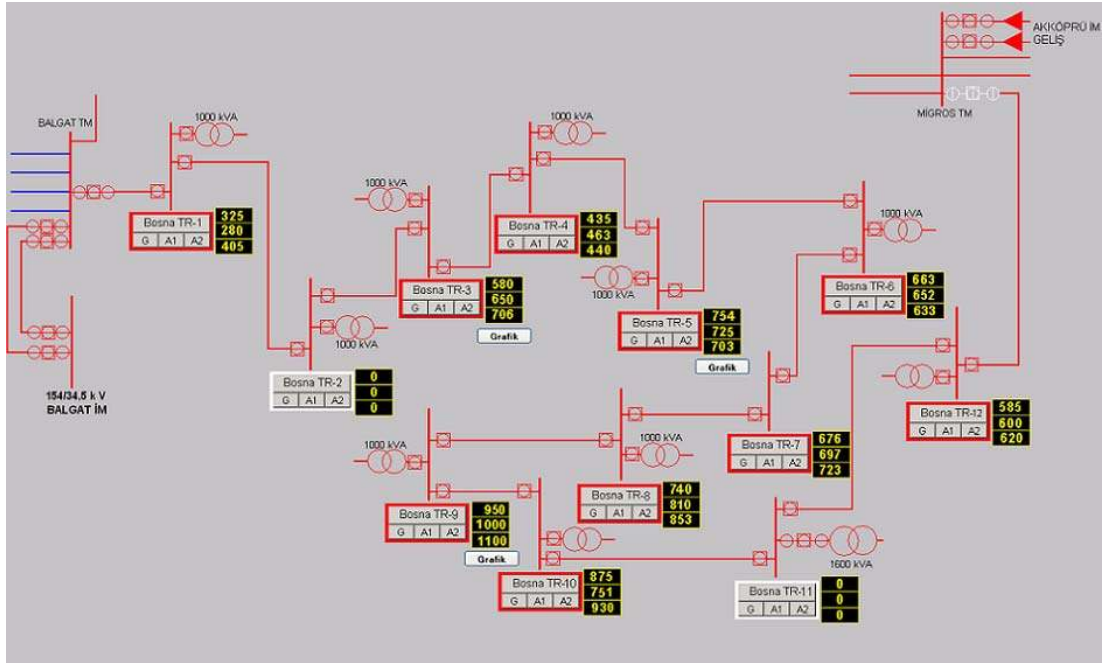
Mevcut durumda kumanda masası var ve insanlı bir merkez ise fider kapatma süresi 2 dakika, kumanda masasız ve insanlı bir merkezde 5 ile 10 dakika arası, insansız bir merkezde ise ekiplerin o merkeze ulaşma süresi baz alınır ki bu süre yaklaşık 20 dakikadır. Yani mevcut durumda bir fider kapatılması ortalama 10 dakikadır. Yukarıdaki örnekten ise bu süre maksimum 2 sn'dir. Aradaki 598 sn zaman farkı satılamayan enerji hanesine ilave edilmektedir.

4.2. Bosna Dağıtım Trafolarının Yüklenme Oranları ve Aşırı Yüklenmede Trafo Fideri Açması

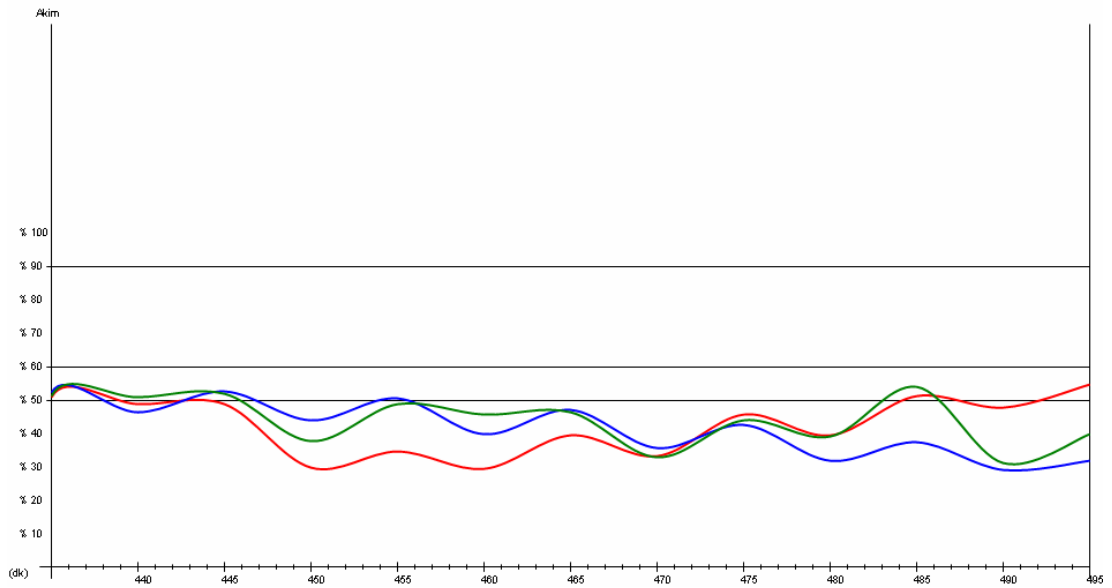


a)

Şekil 4.5. Bosna dağıtım trafolarının görünüşü a) CBS görünüşü



b)



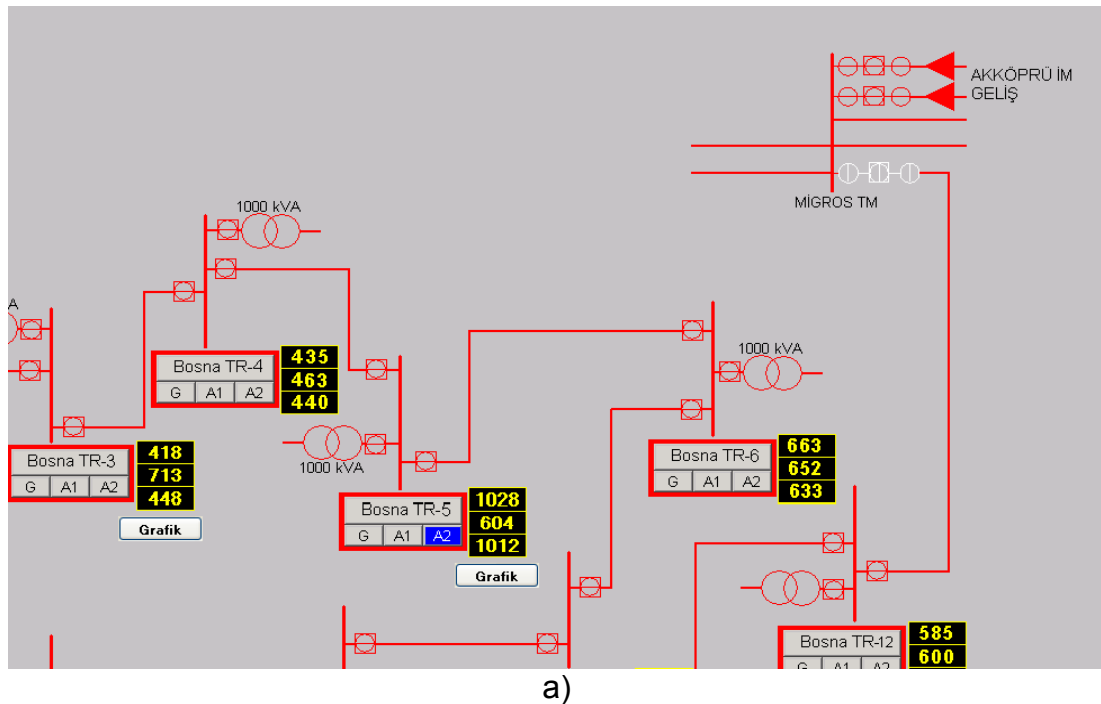
c)

Şekil 4.5 (Devam). Bosna dağıtım trafolarının görünüşü b) tek hat görünüşü
c) grafik görünüşü

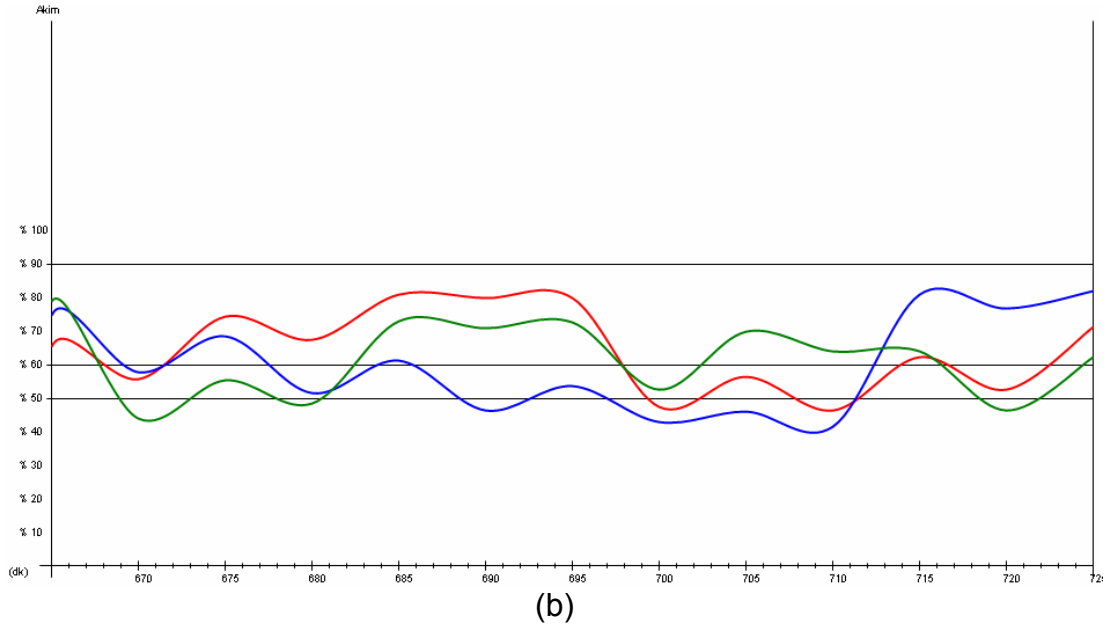
Tek hat şemalarındaki Bosna TR-2 Gazi Üniversitesi Diş Hekimliği Fakültesi, Bosna TR-11 ise Başkent Üniversitesi Hastanesi trafolarını göstermektedir. Bu trafoların ölçüm noktası OG'den (orta gerilim) olduğu için trafo sekonder çıkışlarının ölçüm sonuçları elde edilememiştir. Dolayısıyla ölçüm değerleri

sıfır olarak belirtilmiştir. Diğer trafolar dağıtım trafosu olup, her faz için AG ölçüm değerleri verilmiştir. Tek hattaki değerlerden görüldüğü üzere R-S-T (L_1 - L_2 - L_3) faz büyüklükleri arasında büyük farklılıklar vardır. Bu farklar fazların eşit yüklenmediğini, diğer bir deyişle yükün fazlar arası eşit dağıtılmadığını göstermektedir. Örneğin yeni bir binada fazların daire sayısına göre eşit dağıtılması gerekirken, tüm faz-nötr beslemeler belli bir faza yüklenmektedir. Bu ise trafo kapasitesinin erken dolmasına ve trafo kullanım ömrünün azalmasına neden olmaktadır.

Tek hat üzerindeki değerler peak saatteki gerçek ölçüm sonuçlarını vermektedir. Buradan da görüleceği üzere 12 adet dağıtım trafosundan sadece 3 adedi hesaplarda kullanılan % 60 yüklenme oranını geçmektedir. Örnek alınan bu bölge trafo yüklerinin ve tüketim miktarının en fazla olduğu alandır. Buradaki simülasyonda gösterilen **A2** işareti trafoların % 60 doluluk oranına ulaştığını göstermek amacıyla verilmiştir, her hangi bir ihbar durumu söz konusu değildir.



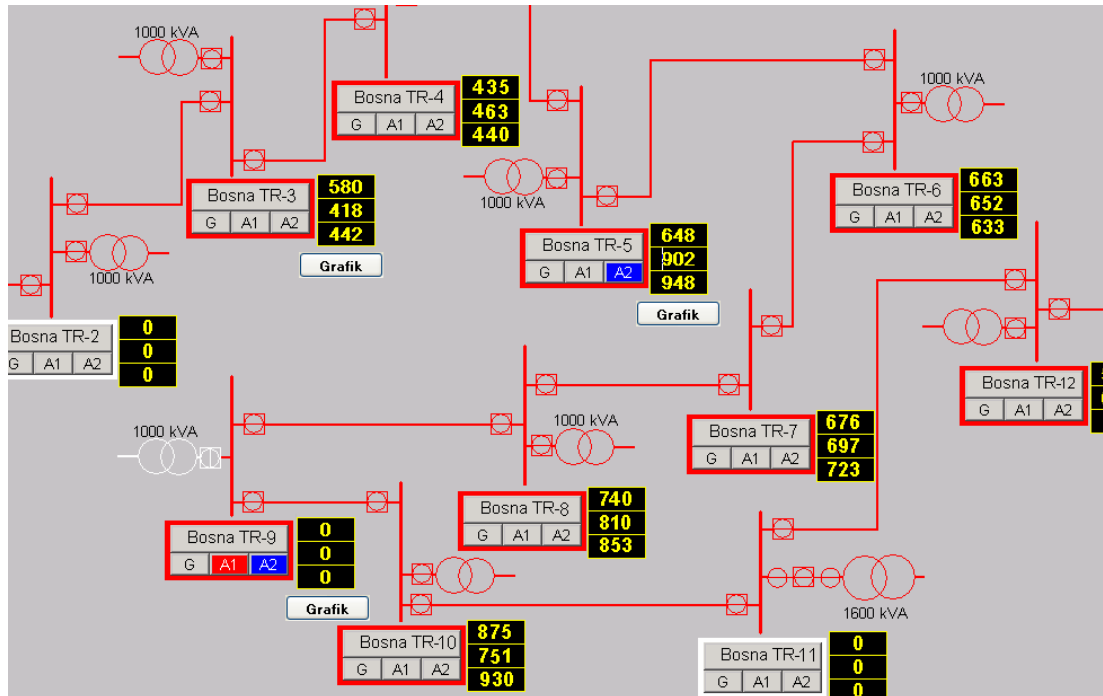
Şekil 4.6. Bosna TR-5'in % 60 üzerinde dolu olması durumu a) tek hat



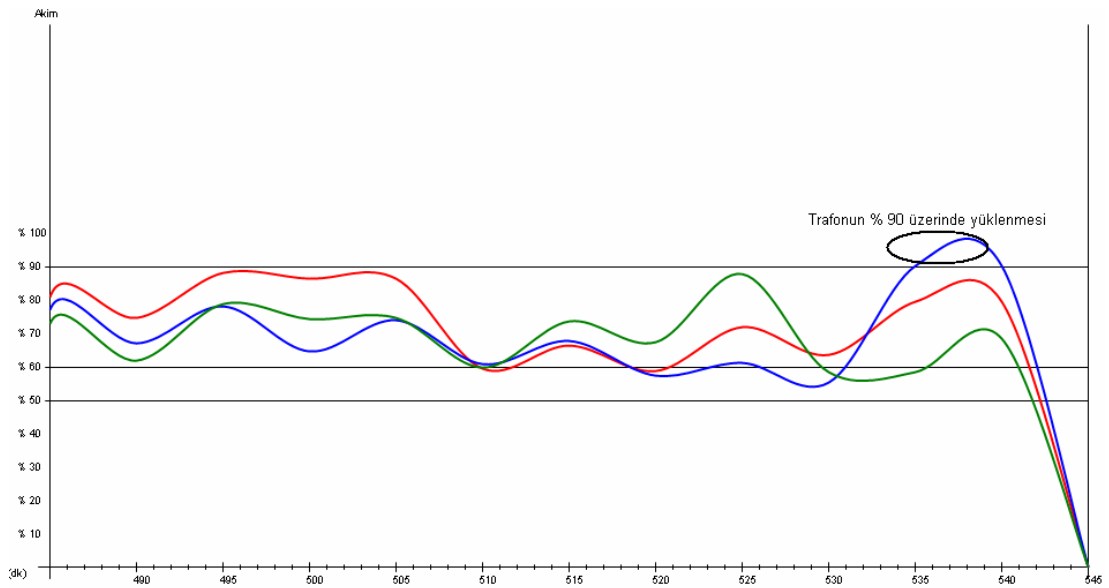
Şekil 4.6 (Devam). Bosna TR-5'in % 60 üzerinde dolu olması durumu
b) grafik gösterimi

A1 işareti ise trafonun maksimum kabul edilen değerine, bu örnekte trafonun % 90 doluluk oranı maksimum değer olarak tanımlanmıştır, ulaştığını göstererek trafonun motorlu yük ayırıcısını açacaktır. Bilindiği üzere Kuvvetli Akım Tesis Yönetmeliği gereği 1600 kVA ve üzeri trafolarda kesici kullanma zorunluluğu vardır, örnekte gösterilen 1000 kVA trafolarda motorlu yük ayırıcı yeterli olmaktadır. Yük ayırıcılarının motorlu seçilmesinin nedeni SCADA/dağıtım yönetim sistemine alt yapı oluşturmaktır. Programda bu maksimum değer elle girilebildiği gibi, program tarafından otomatik olarak da verilmektedir. Motorlu yük ayırıcı kapalı  pozisyonundan, açık  pozisyonuna geçecek ve R-S-T akım değerleri bir anda sıfıra düşecektir.

Trafo doluluk oranları bilindiği takdirde, ortalama talep artışları da belirlenerek, bu Ankara İlinde % 8 civarındadır, ödenek gibi gerekli yatırım hazırlıklarına başlanabilecek ve herhangi bir sürpriz ile karşılaşılmayacaktır.

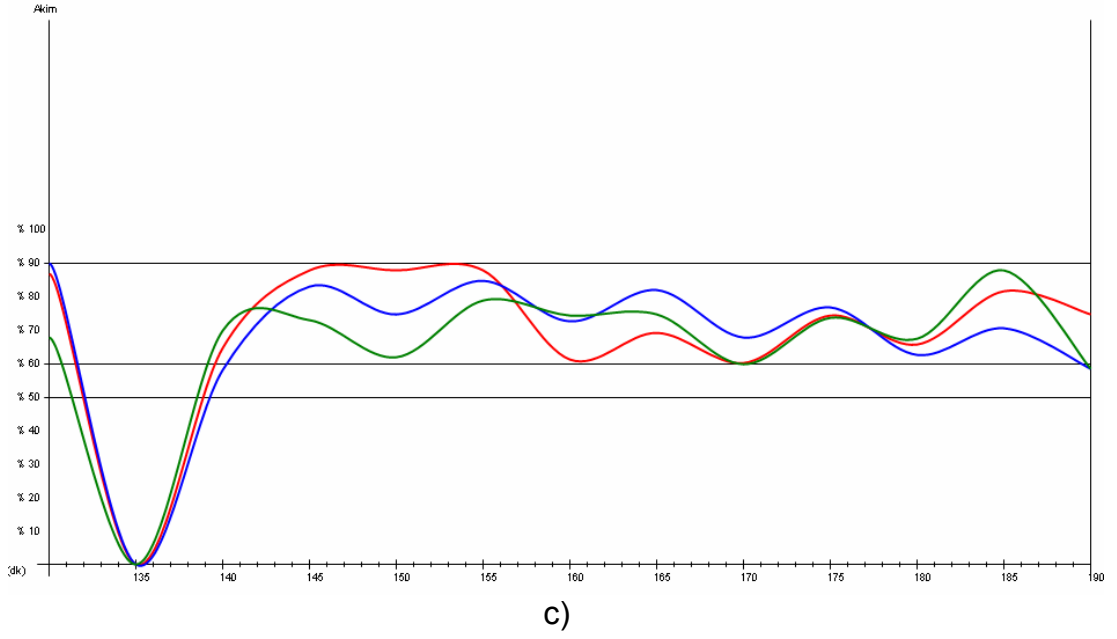


a)

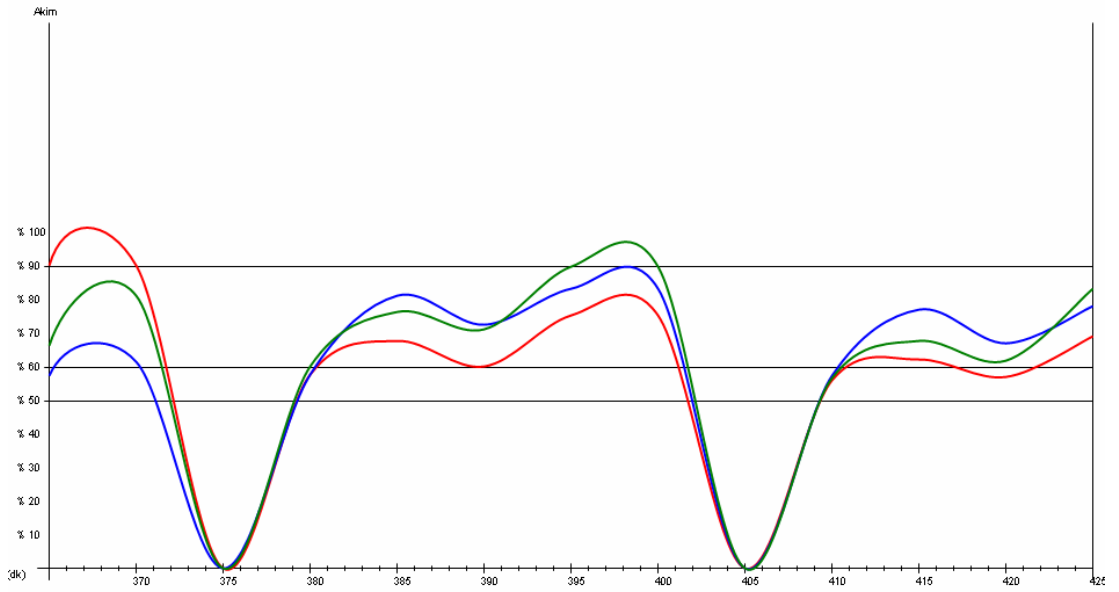


b)

Şekil 4.7. Bosna TR-9'un % 90 üzerinde dolu olması ve motorlu yük ayırıcısı
a) açması tek hat gösterimi b) açması grafik gösterimi



Şekil 4.7 (Devam). Bosna TR-9'un % 90 üzerinde dolu olması ve motorlu yük ayırıcısı c) tekrar kapatılması grafik gösterimi



Şekil 4.8. Motorlu yük ayırıcısının kısa sürede tekrar açması, muhtemel arıza grafik gösterimi

4.3. Örnek Problem Çözümü

22 Aralık 2006 tarihinde saat 12:14'de Balgat TM'deki Bahçelievler fideri kablo arızası nedeniyle açtı.

4.3.1. Klasik method ile problem çözümü

Balgat TM-Bahçelievler Fideri 34,5 kV kablo hasarı (12 adet trafo ve Migros Tali Merkez enerjisiz)

Satılamayan enerji

Fiderdeki Toplam Kurulu Güç=30 000 kVA

$\cos\phi=0,95$

Süre= 2 Saat

Ortalama Satış Fiyatı=15 Yenikuruş/kWh

Satılamayan Enerji Bedeli= $(30\ 000 \times 0,6 \times 0,95 \times 2 \times 15) = 5\ 130,00$ YTL (4.1)

Muhtemel müşteri ve 3. şahıs zarar bedeli

Muhtemel Müşteri ve 3. şahıs zararı= 5 130,00 YTL

Maddi hasar bedeli

Malzeme Bedeli= 340 YTL

Kablo Test Bedeli= 360 YTL

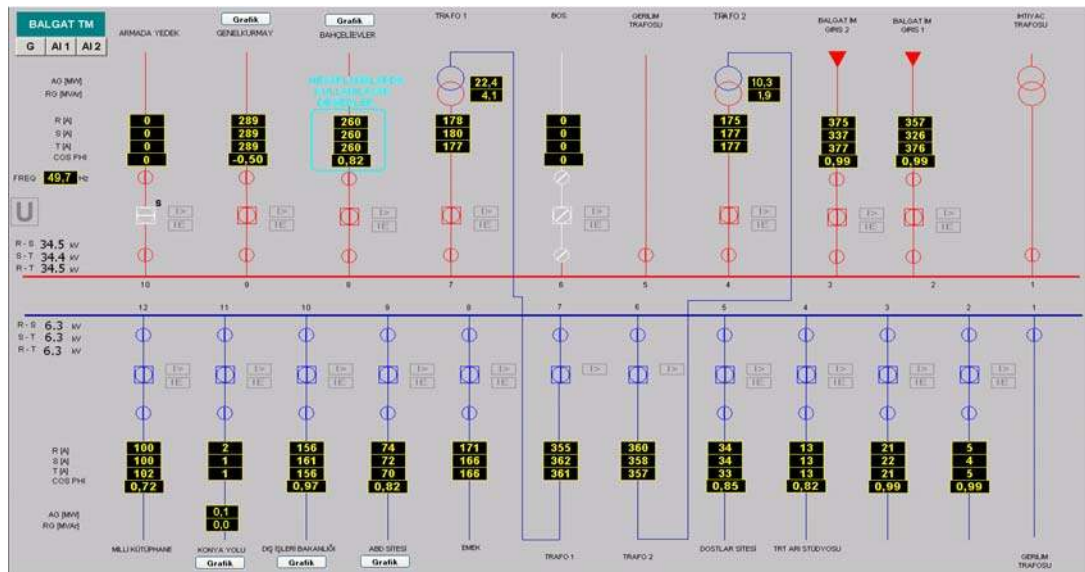
İşçilik (Ekip personel sayısı ve çalışılan saat ile hesaplanır)=200 YTL

Maddi Hasar Bedeli= $340+360+200=900$ YTL (4.2)

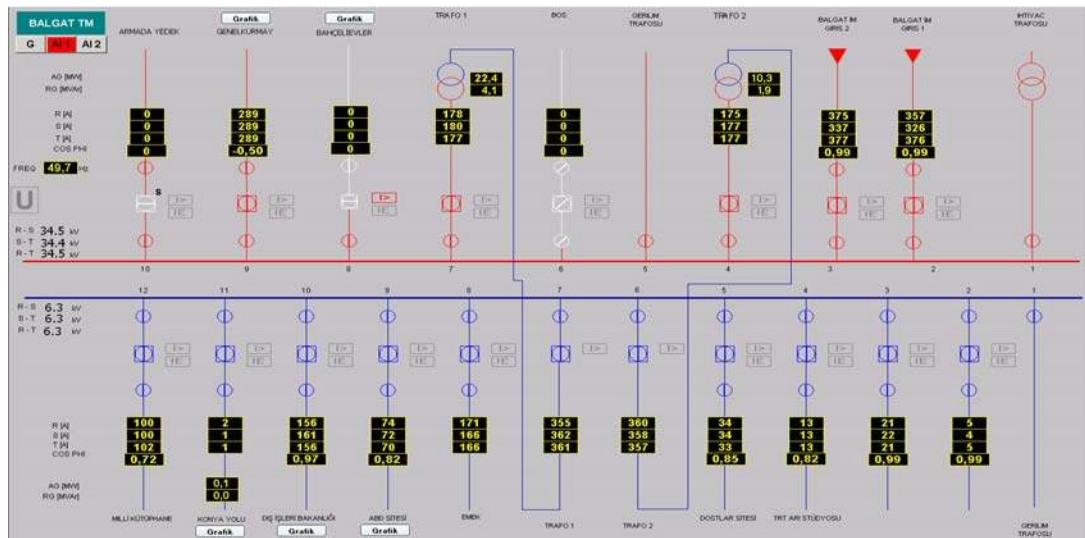
Hasarı Türk Telekom, EGO, ASKİ, TEİAŞ veya 3. şahıs (mütahit firmalar, şahıslar, şirketler v.b) vermiş ise satılamayan enerji ve maddi hasar bedelleri (6030,00 YTL) tahsil edilir. Yukarıdaki örnek hesapta belirtilen ortalama satış,

işçilik, test ve malzeme bedelleri gerçek rakamları yansıtmaktadır. Trafolar gerçekte çok daha az yüklü olduğu için son 3 (üç) yıldır kurulu güç 0,6 katsayı ile çarpılmaktadır.

4.3.2. SCADA ile gerçek zamanlı olarak problem çözümü

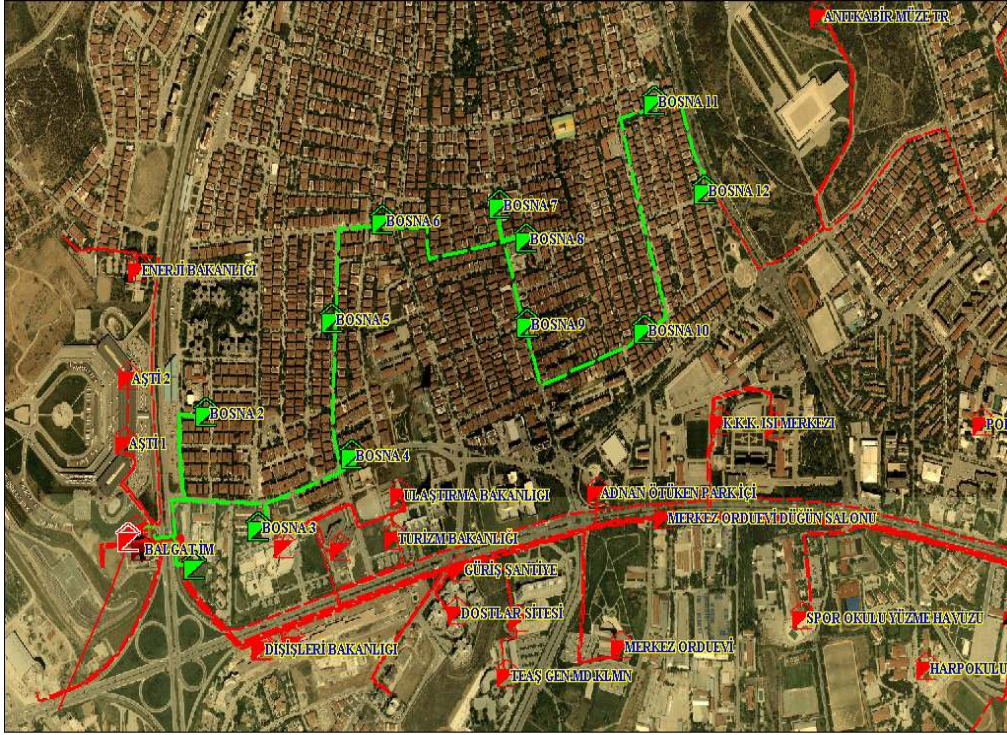


a)

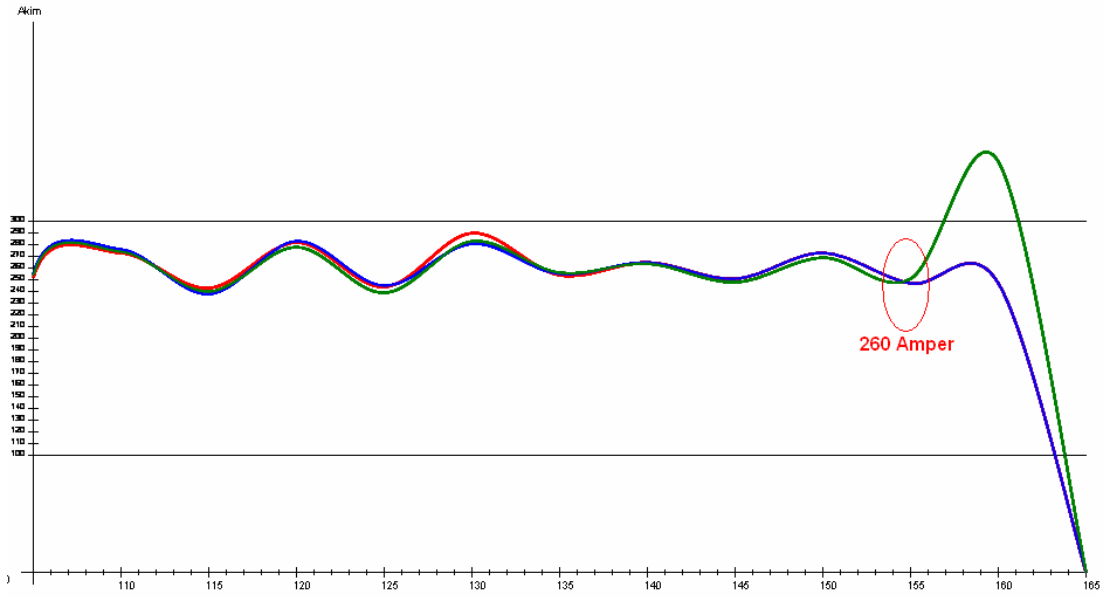


b)

Şekil 4.9. Fider durumu a) açmadan önceki değer b) açmadan sonraki değer



c)



d)

Şekil 4.9 (Devam). Fider durumu c) açma nedeniyle enerjisiz kalan dağıtım trafoları d) grafik gösterimi

Şekil 4.9'dan da görüleceği üzere fiderin açmadan önceki akım değeri 260 Amper, $\cos \Phi$ değeri ise 0,82'dir. Buna göre;

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \phi$$

$$U = 34,5 \text{ kV}$$

$$I = 260 \text{ A}$$

(4.3)

$$P = \sqrt{3} \times 34,5 \times 260 \times 0,82$$

$$P = 12\,739,924 \text{ kW} = 12,74 \text{ MW}$$

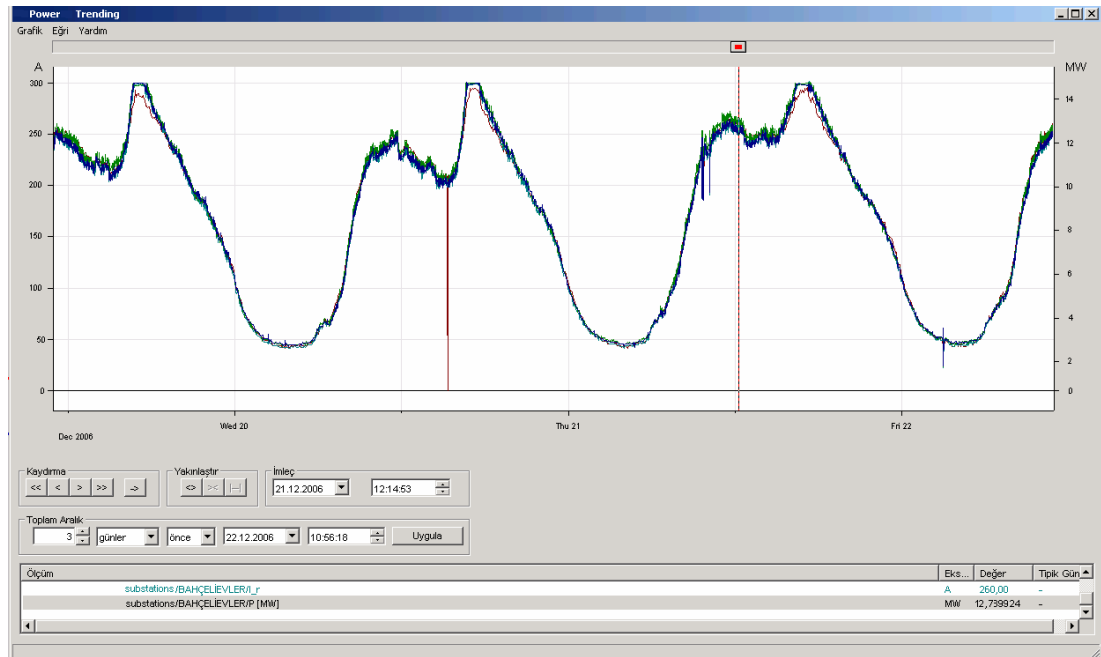
Burada:

P: aktif güç (kW)

U: faz-faz gerilimi (kV)

I : fider akım değeri (A)

Ayrıca daha gelişmiş yazılım olan Power CC (Siemens/SCADA) ile bu değer direk güç olarak da aşağıdaki şekilde gösterilmektedir.



Şekil 4.10. Bahçelievler fiderinden çekilen güç grafiği

Satılamayan enerji

Fiderdeki Güç=12739,924 kW

Süre= 2 Saat

Ortalama Satış Fiyatı=15 Yenikuruş/kWh

Satılmayan Enerji Bedeli= $(12\,739,924 \times 2 \times 15) = 3\,821,97$ YTL (4.4)

Muhtemel müşteri ve 3. şahıs zarar bedeli

Muhtemel Müşteri ve 3. şahıs zararı= 3 821,97 YTL

Maddi hasar bedeli

Malzeme Bedeli= 340 YTL

Kablo Test Bedeli= 360 YTL

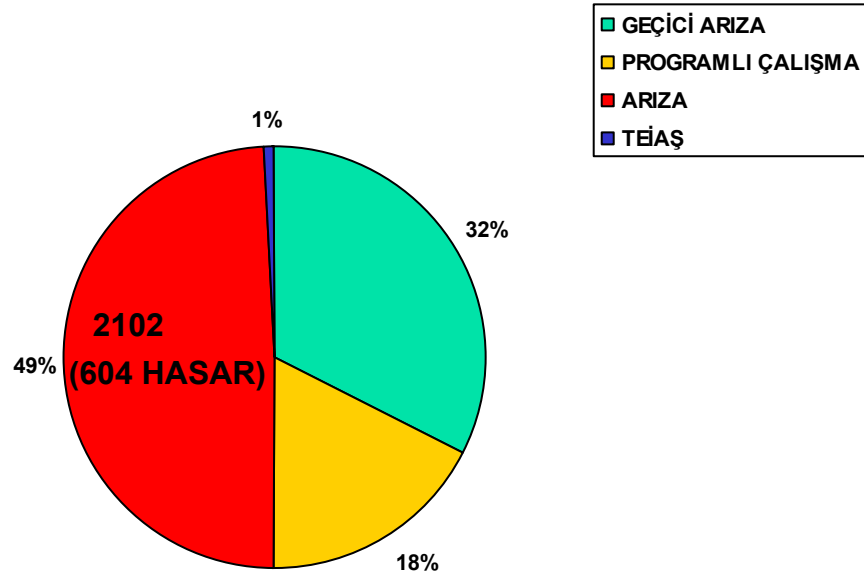
İşçilik (Ekip personel sayısı ve çalışılan saat ile hesaplanır)=200 YTL

Maddi Hasar Bedeli= $340 + 360 + 100 = 900$ YTL (4.5)

Hasarı Türk Telekom, EGO, ASKİ, TEİAŞ veya 3. şahıs (mütahit firmalar, şahıslar, şirketler v.b) vermiş ise satılmayan enerji ile maddi hasar bedeli (4721,97 YTL) tahsil edilip, tüketici faturalarına satılmayan enerji yansıtılarak kesinti bedeli ödenir.

Burada mevcut sistem hesaplaması ile SCADA tesisinden sonra gerçek değer üzerinden yapılan hesap arasındaki fark 1 308,03 YTL'dir. Her ne kadar fark bedeli küçük gibi gözüксе de üzerinde 60 ile 90 adet dağıtım trafosu bulunan bir fider ile kıyaslandığında bu bedel çok daha yüksek olacaktır.

Elektrik kesintilerinin sadece OG'de % 49'luk bölümü yani 2102 adedi arızadan, bunların ise 604 adedi sisteme başkaları tarafından verilen hasardan dolayı meydana gelmektedir. Aşağıda Şekil 4.11'de verilen arıza oranları tesis edilecek SCADA ve dağıtım yönetim sistemi ile daha aşağılara çekilebilecektir.



Şekil 4.11. 2006 yılı Ankara metropol OG elektrik kesinti istatistiği

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

5.1. Kurulacak Sisteme İlişkin Öneriler

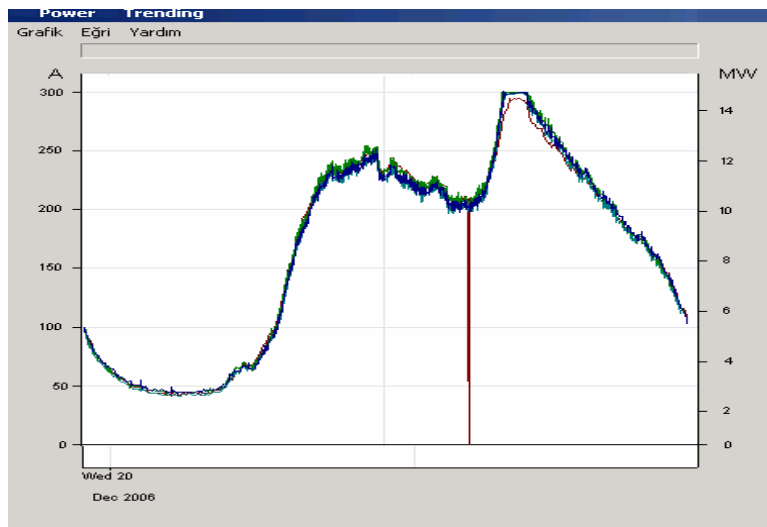
Başkent EDAŞ'ta her türlü ihbar, alarm ve veri iki yoldan iletilecektir. Bunlardan birincisi, 186 elektrik arıza acil hattına, telefon şebekesi üzerinden müşterinin yaptığı ihbar aramalarıdır. İkincisi, sahadaki DM/TM üzerindeki ekipmanlar yoluyla RTU üzerinden SCADA merkezine iletilen alarm ve verilerdir. Her iki yoldan gelen bilgi; ihbar, alarm ve verilerden ilk haberdar olan birim SCADA kontrol merkezidir. Bilginin SCADA kontrol merkezi tarafından onaylanmadığı durumlarda kontrol merkezi personeli şebeke şefliklerine telsiz veya telefonla bilgi veya talimat verebilecektir. Bilginin kontrol merkezine ulaşamaması genellikle iletişim ile ilgili bir problemdir. Yeni kurulacak SCADA sistemi ile kurulu bulunan CBS ve Abone.Net bilgi sistemleri arasında veri transferi yapılacaktır. Amaç, elektrik şebekesini 24 saat gözlemlemek, kontrol etmek, veri toplamak, toplanan bu verileri diğer birimlere iletmek, şirket bünyesinde kurulu bulunan diğer bilgi sistemleri ile entegre çalışarak gerçek zamanlı bir işletme ortamı sağlamaktır.

Şebeke sürekli kontrol altında olduğu için, sahada bir alarm durumunun oluşması halinde, bu alarm en geç 30 saniye içinde operatör ekranlarında görüntülenecek şekilde haberleşme sistemi ile SCADA kontrol merkezine iletilecektir. RTU ünitesinin hafızalarında depolanan bilgiler ise belli periyotlarla, SCADA kontrol merkezinde toplanacaktır. Böylece iletişimde aşırı yoğunluk yaşanmayacak ve çok daha önemli manevralar gecikmeksizin yapılabilecektir. Merkez server'a gelen bilgiler (ihbar, olay, veri) kontrol odasındaki operatör ekranlarına yansıtılacaktır. SCADA operatörleri, bu ekranlar üzerinde SCADA programının izin vereceği fonksiyonları yerine getirecektir. Operatör monitörleri ihtiyaca göre aynı bilgi sisteminin birli, ikili, üçlü ekranları şeklinde kullanılabilecektir. Bir ekranda birden fazla sistemden veri alınabileceği gibi, farklı ekranlara da yansıtılabilecektir. Operatör ihtiyaca göre farklı veritabanlarına (CBS, Abone.Net ve SCADA database) erişerek

istediği ekranda çalıştırabilecektir. İzin verilen idari birimler ile yöneticiler intranet/internet üzerinden merkez sisteme bağlanarak, erişim hakkı verilen verilere okuma modunda erişebilecek, bu verileri uzaktan görebilecek ve daha önceden belirlenmiş formatlarda rapor alabilecektir. Aynı şekilde şeflikler de şeflik terminalleri üzerinden kendi kontrol alanına giren kontrol noktaları ile ilgili daha önceden izin verilen verilere ve ekranlara ulaşabilecek, izleyebilecek ve belli formatlarda rapor alabilecektir. Büyük müşteriden alınan veriler, ayrı bir web server'a transfer edilecek ve isteyen müşteriler internet üzerinden sistemin oluşturduğu bu verilere kendilerine izin verilen formatta ulaşabilecektir.

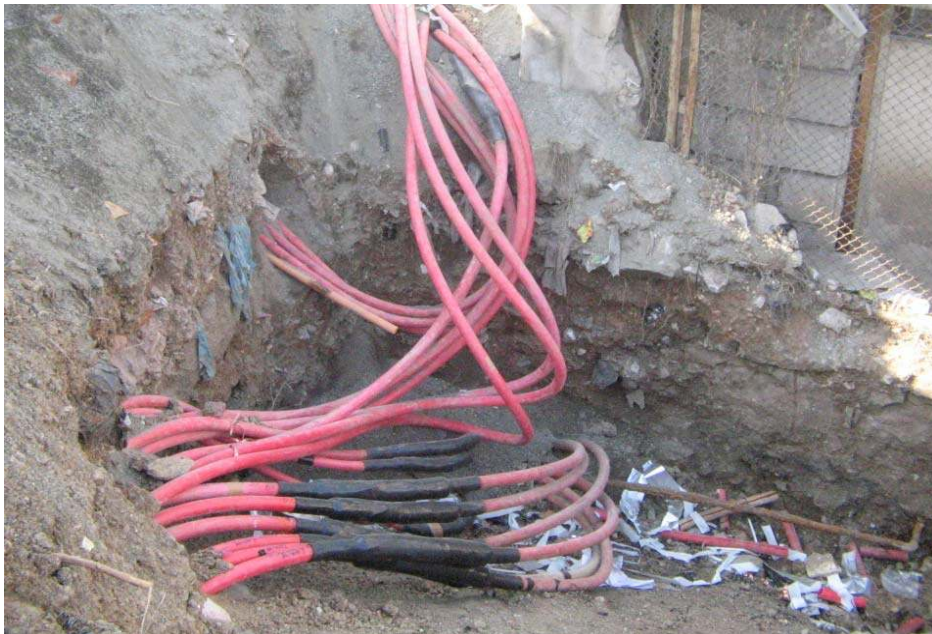
Şirketin uygun gördüğü bir yerde ikinci bir merkez bulunacak ve deprem, sabotaj, sistem arızası, vs acil durumlarda kullanılmak üzere sistemin bir yedeği bu merkeze kurulacaktır. Normal şartlarda sistem ana merkezden çalışacaktır. Fakat bir sorun olduğunda ve ana merkez devreden çıktığında, yedek merkez anında devreye girecek ve saha ekipmanları ile haberleşmeye devam edecektir. Ana merkez ile yedek merkez aynı fonksiyonları icra edecek şekilde tasarlanacaktır.

5.2. Genel Öneriler



Şekil 5.1. Fiderden çekilen bir günlük akım/güç grafiği

Şekil 5.1'deki grafikten de görüldüğü üzere gündüz saatleri içerisinde dahi fiderden çekilen akımlar büyük farklılık göstermektedir. Bir gün içerisinde fiderden çekilen akım 48 A ile 300 A arasında değişim göstermiştir. Herhangi bir haksızlığa neden olmamak için fider yükünün anlık bilinmesi gerekmektedir. Bu bilgiler kesinti süresini vereceği gibi kesinti anındaki çekilen gücünde bilinmesini sağlayacaktır. Böylece kesintiye sebep olan 3. şahıs, şirket, kuruluş veya kurumun ödeyeceği tutar net olarak belirlenebilecektir. Klasik hesap yönteminde bu değer kurulu güç, daha sonra kurulu gücün % 60 oranı olarak alınmaktaydı, ancak Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş. görev bölgesinde trafo kullanım oranı % 28,55, Ankara İli Metropol alanında % 26'dır. Bu durumda klasik yöntemle yapılan hesaplamada trafo çarpanı % 60 değil % 26 olmalıdır. Yani % 32-34 arası daha fazla bedel alınmaktadır. Arızaların büyük çoğunluğu yer altı kablolarına verilen hasarlardan oluşmaktadır. Elektrik şirketinin kablo güzergahlarını tam olarak tespit ederek CBS'ye (Coğrafi Bilgi Sistemi) aktarması ve bu bilgileri kazı yapan firma veya şirkete vermesi durumunda, kablo zararı olmayacaktır. Kaldığı kablolardaki hasar nedeniyle yapılan muflar kabloların ömrünü azaltmaktadır.



Resim 5.1. 34,5 kV kabloda yapılan bir muf çalışması

12.09.2006 tarih, 26287 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi hakkındaki yönetmelik uyarınca imar alanı içerisinde OG'de kesinti miktarının toplamda 8 saat, AG'de ise 14 saati geçmesi durumunda;

$$\text{Tazminat Bedeli} = Q \cdot P \quad (5.1)$$

Q: En son elektrik faturasındaki tüketilen enerji miktarı (kWh)

P: Hedefin aşılması durumundaki değer 0,37 Ykr/kWh, hedefin iki katının aşılması durumunda 0,74 Ykr/kWh, üç katının aşılması durumunda ise 1,11 Ykr/kWh abonelere kesinti tazminatı ödenecektir [45].

Ancak bu değeri on-line bir sistem olmadan belirlemek imkansızdır. Kesinti zamanı kısa gösterilerek müşteri, fazla gösterilerek dağıtım şirketi mağdur edilecektir. Ayrıca, aboneler arası eşitlik ilkesinin sağlanması için kesinti süresinin gerçeği yansıtması gerekir. Fider açması sonucu enerjisiz kalan dağıtım trafoları net olarak bilinmelidir.

The screenshot displays the Abone.net web application interface. The top navigation bar includes links for ADONE, GENEL İŞLEMLER, SAYAÇ, TAHAKKUK, TAHSİLAT, TRAFİ, YETKİ YÖNETİMİ, MUHASEBE İÇMALLERİ, and ÇIKIŞ. The main content area is divided into several sections:

- Tarife Bilgileri:** Displays customer group (2 - TİCARETHANE-YAZIHANE), Unipede Kodu (1610 - YAZIHANE VE TİCARETHANELER), Terim (Tek Terim), Ana Saymanlık, Ana Tarife Grubu (50200 - Tic.Büro), Tarife Grubu (50210 - TİCARETHANE-BÜRO-YAZIHANE), Teşvik Oranı (0,00), and Saymanlık Kodu.
- Enerji Bilgileri (Alçak Gerilim):** Shows En. Kesme Durumu (Enerji_Kesilebilir), Güç Bilgileri (Kurulu Güç: 7,00 KW - Sözleşme Gücü: 4,20 KW - Bağlantı Gücü: 4,20 KW), Bağlantı Bilgileri (Trafo Kodu: Bosna TR-11- Fider No: Bahçelievler- Direk No:1), and Diğer Bağlantı Bilgileri (Primer / Sekonder : Sekonder - Faz Adedi: 3 - Kompanzasyon Tesisi:Yok).
- Abone Sözleşmeleri:** A table listing subscription details:

Sözleşme Tipi	Tarih	Kurulu Güç	Sözleşme Gücü	Güvence Tipi	Banka Adı	Sayı No	Başlangıç	Bitiş	Miktarı
Abonelik Sözleşmesi	10.05.2000	7,00 KW	4,20 KW	Pesin					97 YTL 44 YKr
- Abone Belgeleri:** A table for document details:

Belge Adı	Proje No	Proje Onay Tarihi	Projeyi Hazırlayan
- Aboneye Bağlı Sayaçlar:** A table for meter details:

Seri No	Markası	Cinsi	Tipi	Hane Tam/Kesir	Enerji Ölçüm Cinsi	Son Endeks (Tüm-Gündüz/Puant/Gece)	Tahakkuk Çarpanı
70786195	ELM	Elektronik	Trifaze	5/3	Aktif-Üç Zam.	4797,000/3136,000/1556,000	1,00

At the bottom, there are buttons for Geri, BORÇ GÖRÜNTÜLE, YAZDIR, and Yazdırmak İçin Hazırla. A footer note states: "2003 Bu Yazılımın Tüm Hakları TEDAS'a aittir. Yeni mesaj yok. Bilgi İşlem Daire Başkanlığı".

Şekil 5.2. Enerjisiz kalanların Abone.Net programı ile sorgulanması

Abone.Net programından görüldüğü üzere abonelerin beslendikleri dağıtım trafoları da dahil olmak üzere indirici merkez fiderine kadar tüm bilgiler girilebilmektedir. Gerçek zamanlı sistem kontrolü yani SCADA'nın Abone.Net ile birlikte çalışmasıyla enerjisiz kalan dağıtım trafolarında hangi müşterilerin ne kadarlık süreyle enerjisiz kaldıkları belirlenebilecek ve yine Abone.Net programıyla kesinti yaşayan müşterinin bir sonraki elektrik faturasından gerekli tazminat bedeli düşülecektir. Bu şekilde 12.09.2006 tarih, 26287 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Elektrik Piyasası Dağıtım Sisteminde Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkındaki Yönetmelik gereği kimin ne kadar süre ile enerjisiz kaldığı gerçek değerinde ve kayıt altında olacaktır.

BALGAT TM ELEKTRİK KESİNTİSİ ABONE LİSTESİ							
İşletme : 6.7.45.0.0 - İGALT.BAĞÇELİEVLER SB.-MERKEZ							
Abone No	Bağ. Gücü	Adı Soyadı Şirket Adı	Son Endeksi	Son Okuma Tarihi	Adres	Trafo Adı	Kesinti Süresi
00030001370	5,05	SAADETTİN ERÖTAK	7486	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:3 OTOMAT	BOSNA-1	1 SAAT
00030038090	9,69	İBRAHİM DEMİRALAY	40842	26/09/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:18 TIC.	BOSNA-1	1 SAAT
00030038090	9,69	İBRAHİM DEMİRALAY	4548	26/09/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:18 TIC.	BOSNA-1	1 SAAT
00030001320	3	ÇETİN SEMAVİ	9055	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:3/1	BOSNA-1	1 SAAT
00030001310	3	ENYA MÜS.TIC.LTD.STİ.	570	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:3/2	BOSNA-1	1 SAAT
00030001330	3	MERHET SALT GÜLER	3247	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:3/3	BOSNA-1	1 SAAT
00030003690	3	MERHET ÖRDÜKAYA	7127	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:3/4	BOSNA-1	1 SAAT
00030001340	3	MERHET CÜTÜRKÜOĞUZMEN	4298	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:3/5	BOSNA-1	1 SAAT
00030001300	3	MUTSALONAL	7822	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:3/6	BOSNA-1	1 SAAT
00030001350	4,22	MUSTAFAÇETİN	5607	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-A	BOSNA-1	1 SAAT
00030001350	4,22	MUSTAFAÇETİN	4210	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-A	BOSNA-1	1 SAAT
00030001350	4,22	MUSTAFAÇETİN	1395	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-A	BOSNA-1	1 SAAT
00030001350	4,22	MUSTAFAÇETİN	2	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-A	BOSNA-1	1 SAAT
00030011090	4,38	ÇİFTÇİ YÜKSEL	537	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-B	BOSNA-1	1 SAAT
00030011090	4,38	ÇİFTÇİ YÜKSEL	438	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-B	BOSNA-1	1 SAAT
00030011090	4,38	ÇİFTÇİ YÜKSEL	99	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-B	BOSNA-1	1 SAAT
00030011090	4,38	ÇİFTÇİ YÜKSEL	0	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:20-B	BOSNA-1	1 SAAT
00030009370	3	KAMİL SERBEST	4988	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:5 OTOMAT	BOSNA-1	1 SAAT
00030009380	3	KAMİL SERBEST	595	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:5/1	BOSNA-1	1 SAAT
00030009940	3	MERHETKIRIŞ	9068	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:22-A	BOSNA-1	1 SAAT
00030009390	3	CURRUP SUZEN	9424	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:5/2	BOSNA-1	1 SAAT
00030009270	3	İBRAHİM YÜSELBABA	7285	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:5/3	BOSNA-1	1 SAAT
00030067340	3	TURGUT TUTUNCU	9896	04/08/2006	****BAĞÇELİEVLER FEVZİÇAKMAKAD.NO:24-A	BOSNA-1	1 SAAT
00030067300	3	APT.YÖNETİCİLİĞİ	1153	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:7-OTOMAT	BOSNA-1	1 SAAT
00030067310	3,4	MERİH TÖRÜNER	23880	02/12/2006	****B EVLER 5 SK/7 /1	BOSNA-1	1 SAAT
00030067320	3,39	MERİH TÖRÜNER	23444	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:7/2	BOSNA-1	1 SAAT
00030092710	3,39	İBRAHİM YÜSELBABA	18557	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:7/3	BOSNA-1	1 SAAT
00030062210	4,35	GÜNER CAN	4348	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9 ORT.KULL.	BOSNA-1	1 SAAT
00030062050	3,12	SEVGİN ÇELİMKALE	13851	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9/1	BOSNA-1	1 SAAT
00030062200	3,12	GÜNER CAR	24813	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9/2	BOSNA-1	1 SAAT
00030062220	3,12	HAMİYE CAR	15699	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9/3	BOSNA-1	1 SAAT
00030062380	3,12	AYLA ERDEMİR	20454	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9/4	BOSNA-1	1 SAAT
00030062520	3,19	Z.ASİLE ÖNLÜ	48677	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9/5	BOSNA-1	1 SAAT
00030062190	3,19	GÜNER CAN	29847	02/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9/6	BOSNA-1	1 SAAT
00030065990	3	AKFEL PAZARLAMA İTHALAT	7405	01/12/2006	****BAĞÇELİEVLER 5.SOKAKNO:9-B TIC.	BOSNA-1	1 SAAT

Şekil 5.3. Enerjisiz kalan örnek abone listesi

5.3. Sonuç

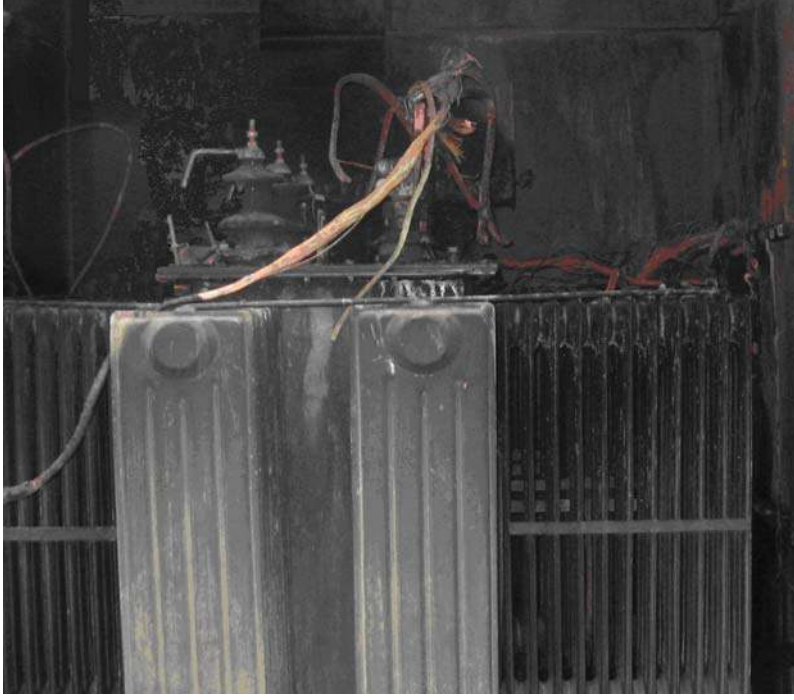
Elektrik dağıtım şirketleri de elektrik kesintisi olmasını arzu etmemektedir. Kesinti süreleri boyunca satılamayan enerji elektrik şirketleri için mali kayıptır.



Resim 5.2. Arızanın en fazla görüldüğü kablo arızası



Resim 5.3. SCADA sisteminin kurulması ile mevcut şebeke de yenilenecek



Resim 5.4. Aşırı yükten trafo patlaması



Resim 5.5. Trafonun uzaktan kontrol ile değerlerinin on-line belirlenmesi

Mevcut işletme durumunda 12 adet merkez 24 saat insanlı olarak çalıştırılmaktadır. Bunların barınma dahil tüm ihtiyaçlarını karşılamak için her dağıtım merkezinde prefabrik evler inşa edilmiştir. İstisnai durum hariç bu merkezlerde iki adet çalışan bulunmaktadır.

Bu merkezde çalışan iki işçinin aylık maliyeti ise yaklaşık 5000 YTL civarındadır. Kısa süreli açmalar da dahil fiderlerin kapatılması için merkezden telsiz ve telefon ile yetki alınması gerekmektedir. Bunun süresi ise yaklaşık 15 dakikadır. SCADA sisteminin kurulması durumunda, sistem maliyetini 2 ya da 3 yılda finanse etmekle kalmayıp, giderleri de azaltarak dağıtım şirketlerine büyük faydalar sağlayacaktır.



Resim 5.6. Barınma merkezi dış görünüşü

TM/DM'lerdeki kilitler tek tip olup tüm merkezler aynı anahtar ile açılabilir. Bazı uzak merkezlerde, açan kesiciler ekip beklenmezsin tekrar müşteri tarafından kapatılmak üzere müşterilerde ve mütahitlerde illegal olarak anahtar bulunmaktadır. Bu durumda elektrik şirketinden

habersiz hayati önem taşıyan kesici açıp-kapamak gibi manevralar ilgisiz ve yetkisiz kişiler tarafından yapılarak, o fider üzerinde çalışan, varsa, işçi hayatı tehlikeye atılmaktadır. SCADA sisteminde ise **AI 2** işareti kırmızı renk değiştirilerek **AI 2** işaretine dönüşür ve TM veya DM kapısının açıldığını merkeze bildirir. Aşağıdaki şekilde kapının açıldığını bildiren anahtar (switch) görülmektedir.



Resim 5.7. Bina giriş kapısı uyarı anahtarı

Kapı switchleri ile güvenlik elamanı ve güvenlik elemanı için barınma merkezine ihtiyaç kalmayacaktır.

Şekil 5.1'den de görüldüğü üzere bir günde akım 48 A ile 300 A arasında değişen değerler almaktadır. Dolayısıyla kurulu güç oranı değil ortalama gerçek değer bile hesaplamalarda büyük hatalara neden olacaktır. Herhangi bir haksızlığa neden olmamak için fider yükünün anlık bilinmesi gerekmektedir. Bu bilgiler kesinti süresini vereceği gibi kesinti anındaki çekilen gücünde bilinmesini sağlayacaktır.

Diğer örnek modelleme 34.5/0.4 kV dağıtım trafolarının bir birine çok yakın olması nedeniyle, çoğunun % 50 doluluk oranının altında çalıştığını ve R-S-T fazlarının dengesiz yüklenmesi nedeniyle beklenenden çok daha önce ömürlerini tamamladığını göstermektedir. Bu nedenle trafo yüklerinin izlenebilmesi amacıyla dağıtım trafoları SCADA kapsamına alınmalıdır.

Tüm bunların sonucunda; dağıtım otomasyonu sayesinde mevcut trafo ve dağıtım hat kapasiteleri etkin bir şekilde kullanılabilir (Başkent EDAŞ görev bölgesinde trafo doluluk oranı % 28.55'dir). Koruma, kontrol ve izleme işlevleri için mevcut donanım ileri teknoloji teçhizatlarla değiştirilebilir (Koruma teçhizatı/Kontrol ekipmanı/Sayaç, kayıt cihazı ve transducerler/SCADA ile RTU entegrasyonu). Fider yükleri kontrol altında tutularak, Fider boyunca aşırı yüklenmeleri hafifletmek üzere Fider bölümlerinden bazılarının yükleri, başka bir Fidere rahatlıkla uzaktan kontrol ile aktarılabilir. İntika (kesinti) süresinin kısaltılmasına bağlı olarak enerji satışındaki kayıplar azaltılabilir (2006 yılı için satılamayan enerji miktarı 121 387 719 kWh). Enerji kalitesinin yükseltilmesi ve kesinti sürelerinin azalması ile müşteri şikayetleri en az seviyeye indirgenebilir (Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi hakkındaki Yönetmelik tam uygulanabilir).

KAYNAKLAR

1. "İstatistik Raporu", **Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü**, 24-26 (2005).
2. Şahin, B., "SCADA Sistemlerinin İncelenmesi ve Elektrik Dağıtım Şebekelerine Uygulanması", Yüksek Lisans Tezi, **Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, İstanbul, 8-10 (2000).
3. Black, J., Ilic, M., "Survey Technologies and Cost Estimates for Residential Electricity Services", **MIT Energy Laboratory, Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting**, 28-35 (2001).
4. Yaozhong, X., "Several Problems' Discuss In Electric Power Information Technology", **Electric Power Information Technology**, 20-23 (2003).
5. Higgs, M. A., "Electrical SCADA Systems from the Operators Perspective", **International Conference on Human Interfaces in Control Rooms**, England, 458-461 (1999).
6. Boyer, S., "SCADA: An Introduction Including What Not to SCADA", **ISA Encyclopedia of Measurement and Control**, 25-33 (2001).
7. Qiu, B., Gooi, H. B., Liu, Y., Chan, K., "Internet Based SCADA Display System", **IEEE Computer Applications in Power**, 14-19 (2002).
8. Ghosh, A. K., "Electric Power Distribution Circuit State Estimation", Doktora Tezi, **Clemson University Institute of Technology**, Clemson, SC, 42-48 (1996).
9. Samuel, C. S., Wayne R. B., "Advanced SCADA Concept", **IEEE Computer Applications in Power**, 23-28 (1995).
10. Dy-Liacco, T. E., "Modern Control Centers and Computer Networking", **IEEE Computer Applications in Power**, 7(4): 17-22 (1994).
11. Mc. Donald, J. R., Burt, G. M., Young, D. J., "Alarm Processing and Fault Diagnosis Using Knowledge-based Systems for Transmission and Distribution Network Control", **IEEE Transaction on Power Systems**, 7(3): 1292-1298 (1992).
12. Siemens, "Spectrum PowerCC", **Product Information Application Sheet**, 2-5, 110-120, 140-158 (2005).

- 13.Fan, R. A. N., "Investigation of Internet-based SCADA Systems: Design and Applications", Yüksek Lisans Tezi, **King Fahd University of Petroleum&Minerals**, Dhahran, Saudi Arabia, 36-39 (2004).
- 14.Qiu, B., "Next Generation Information Communication Infrastructure and Case Studies for Future Power Systems", Doktora Tezi, **Virginia Polytechnic Institute**, Blacksburg, Virginia, 148-154 (2002).
- 15.Aktepe, A., "SCADA Uygulamasının Enterkonnekte Elektrik Şebekesi Yönetimine Getirdiği Faydalar", Yüksek Lisans Tezi, **Gazi Üniversitesi Fen Bilimler Enstitüsü**, Ankara, 6-9 (1999).
- 16.Mag, K. H., Barry, H., "Migration Electrical Power Network SCADA Systems to TCP/IP and Ethernet Networking", **Power Engineering Journal**, 305-311 (2002).
- 17.Raymond, W. L. C., Fung, Y. F., "Wireless Access to SCADA System", **Proceedings of the 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management**, Hong Kong, 553-556 (2000).
- 18.Cottingham, R., "Wireless Web Accesses Wellsite SCADA", **Gas&Electricity Journal**, 13-16 (2001).
- 19.Su, C. L., Lu, C. N., Lin, M. C., "Wide Area Network Performance Study of a Distribution Management System", **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 22(1): 9-14 (1999).
- 20.Langhorne, C., Carlson, C., Chowdhury, S., "Wide Area Network Performance Modeling of Distributed Energy Management Systems", **IEEE Transactions on Power Systems**, 9(2): 730-735 (1994).
- 21.Bruce, A. G., Lee, R., "A Framework for the Specification of SCADA Data Links", **IEEE Power Industry Computer Application Conference**, Arizona, 560-564 (1993).
- 22.Krost, G., Spanel, U., "Expert Systems Applied to Power System Control", **12th Conference on the Electric Power Supply Industry**, Pattaya, Thailand, 22-30 (1998).
- 23.Chang, R. C., "Using Information Technology to Advance the SCADA/EMS Design in a Power Plant", Doktora Tezi, **University of Florida Department of Electrical and Computer Engineering**, Florida, 68-70 (1996).

24. Gunnerson, A., "Information Technology Security for Supervisory Control and Data Acquisition Systems", ***White Paper University of Dallas Graduate School of Management***, 318-326 (2003).
25. Mc. Artur, S. D. J., Mc. Donald, J. R., Hossack, J. A., "A Multi-agent Approach to Power System Disturbance Diagnosis", Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation 4th ed., ***Rehtanz C.***, New York, 75-79 (2003).
26. William, J. A., "Substation Automation and the EMS", ***IEEE Fundamentals of Supervisory Systems***, 274-279 (1999).
27. Prince, W., Wollenberg, B., Bertagnoli, D., "Survey on Excessive Alarms", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 4(3): 950-956 (1989).
28. Wan, W. A., Sufian, A. M., Embong, R., Taha, M., "Substation Alarm Monitoring System", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 603-608 (2000).
29. Newbury, D. M., "Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities" ***MIT Press***, 223-298 (1999).
30. Internet : U.S. Dept. of Energy "DOE/DHS SCADA Meeting", Office of Energy Assurance <http://www.ea.doe.gov/pdfs/scada.pdf> (2003).
31. Bruce, A. G., "Reliability Analysis of Electric Utility SCADA Systems", ***IEEE Transactions on Power Systems***, 13(3): 844-849 (1998).
32. Su, C. L., Chen, M. C., "A Quantitative Reliability Analysis for Distribution SCADA Systems", ***Proceedings of the 24th Symposium on Electrical Power Engineering***, Tainan-Taiwan, 179-183 (2003).
33. Gaceki, D., Geynisman, O., Proudfoot, D., Minnick, K., "Migration from SCADA to Automation", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 343-348 (2001).
34. Krueger, A. B., "How Computers Have Changed the Wage Structure", ***Quarterly Journal of Economics***, 10 (1): 33-60 (1993).
35. Horton, M. A., "Interfacing AM/FM with Distribution SCADA", ***IEEE Computer Applications in Power***, 46-50 (1993).

36. Raymond, W. L. C., Demokan, M.S., Chow, K.F., "Modeling and Simulation Using Network Software to Evaluate SCADA System Configuration", ***Proceeding of the 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management***, Hong Kong, 609-613 (1997).
37. Krings, A. W, Mc. Queen, M. A., "Distributed Agreement in a Security Application", ***Symposium on Fault-Tolerant Computing***, Munich, Germany, 37-38 (1998).
38. Kezunovic, M., Fromen, C. W., Sevcik, D. R., "An Expert System for Transmission Substation Event Analysis", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 8(4): 1942-1949 (1993).
39. Luque, J., Gomez, I., "The Role of Medium Access Control Protocols in SCADA Systems", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 1195-1200 (1996).
40. Mc. Artur, S. D. J., Strachan, S.M., Jahn, G., "The Design of a Multiagent Transformer Condition Monitoring System", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 19(4): 1845-1852 (2004).
41. Pimpa, C., Premrudeepreechacharn, S., "Voltage Control in Power System Using Expert System Based on SCADA System", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 1282-1286 (2002).
42. Mc. Clanahan, R. H., "SCADA and IP is Network Convergence Really Here", ***IEEE Rural Electric Power Conference***, 29-36 (2002).
43. Menz, M. J., Payne B., "Servers in SCADA Applications", ***IEEE Transactions on Industry Applications***, 1295-1299 (1997).
44. Kusic, G. L., Garrison, D. L., "Measurement of Transmission Line Parameters from SCADA Data", ***IEEE Transaction on Power Systems***, 958-961 (2004).
45. İnternet : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu "Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi" <http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrik/dagitimkalite/tedarikSurekliligi> (2006).

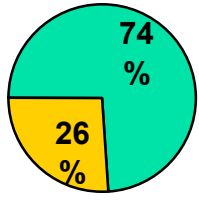
EKLER

EK-1 Ankara'da SCADA tesis edilecek TM/DM ve yüklenici firmalar

FİRMA ADI	EMTAMİTAŞ	DESEN Endüstri Tic. LTD. ŞTİ.	META Makina Elk. İnş. Yatırım Tic. A.Ş
No	TM / DM ADI	TM / DM ADI	TM / DM ADI
01	B.KENT TVZ-1 DM	AKTAŞ TM	DIŞKAPI TM
02	B.KENT TVZ-2 DM	AYRANCI TM	ETLİK-1 TM
03	B.KENT TVZ-3 DM	BAKANLIK TM	ETLİK-2 TM
04	B.KENT TVZ-4 DM	BALGAT TM	F.ÇELİK TM
05	B.KENT TVZ-5 DM	BEŞEVLER TM	GATA TM
06	DANIŞTAY DM	B.ESAT TM	HASKÖY TM
07	BEYSUKENT DM	CEBECİ TM	HİPODROM TM
08	ÇAYYOLU DM	ÇANKAYA TM	İSKİTLER TM
09	ERGAZİ DM	DİKMEN TM	K.YAKA TM
10	İVEDİK-A DM	YILDIZ TM	Y.MAHALLE TM
11	İVEDİK-B DM	P-5 TM	T.OKULLAR TM
12	MESA DM	P-7 TM	ULUS TM
13	TRT DM	HİLTON TM	P-10 TM
14	URANKENT DM	İNCESU TM	MAMAK TM
15	SSK DM	KEPEKLİ TM	KIBRIS KÖYÜ
16	ÇAVUNDUR DM	MALTEPE GİS	K.PINARI TM
17	BEYTEPE DM	SSK RANT TM	KEÇİÖREN TM
18	BİLKENT DM	HACETTEPE TM	KAYAŞ-1 TM
19	Z.BİRLİKLER TM	HKK TM	KAYAŞ-2 TM
20	DERİVASYON DM	İMRAHOR TM	SARAY DM
21	ETİMESGUT TM	SİLO TM	YAHYALAR TM
22	GÜVERCİNLİK TM	100. YIL DM	
23	DODURGA DM		
24	İNCEK DM		

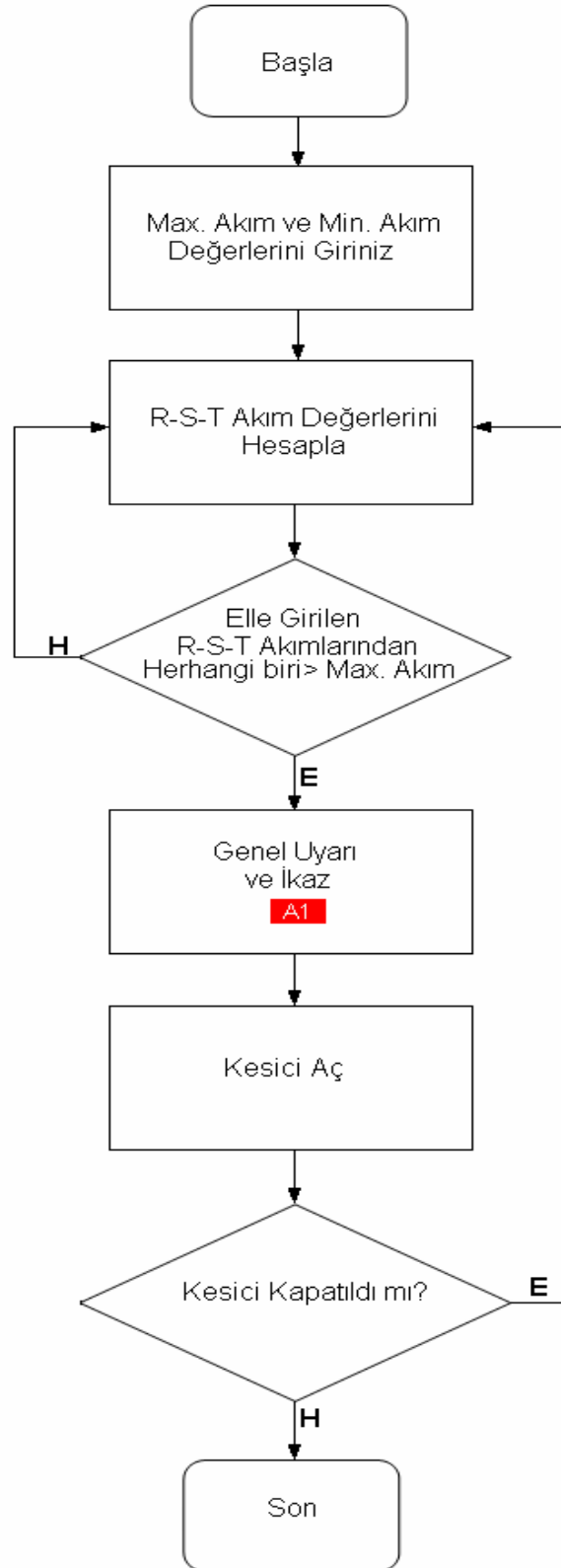
EK-2 Ankara ili elektrik dağıtımına ilişkin istatistik veriler

TESİSİN ADI	TESİSİN CİNSİ	TESİSİN TEKNİK ÖZELLİKLERİ	ŞİRKET	ÖZEL
HAT UZUNLUGU (km)	OG	Havai Hat	24 405,45	2 677,17
		Yer altı Kablosu	2 537,04	80,02
		Toplam	26 937,49	2 593,31
	AG	Havai Hat	48 815,78	207,33
		Yer altı Kablosu	2 153,74	6,60
		Toplam	50 969,52	211,50
TRAFO	Adet		15 135	7 305
	Güç (MVA)		5 610,30	2 931,43
	Fiili Güç (MVA)		1 601,57	398,73
	Doluluk Oranı (%)		28,55%	13,60%
DİREK SAYISI (ADET)			851 101	31 163
ARMATÜR ve LAMBA SAYISI (ADET)			384 448	1 286

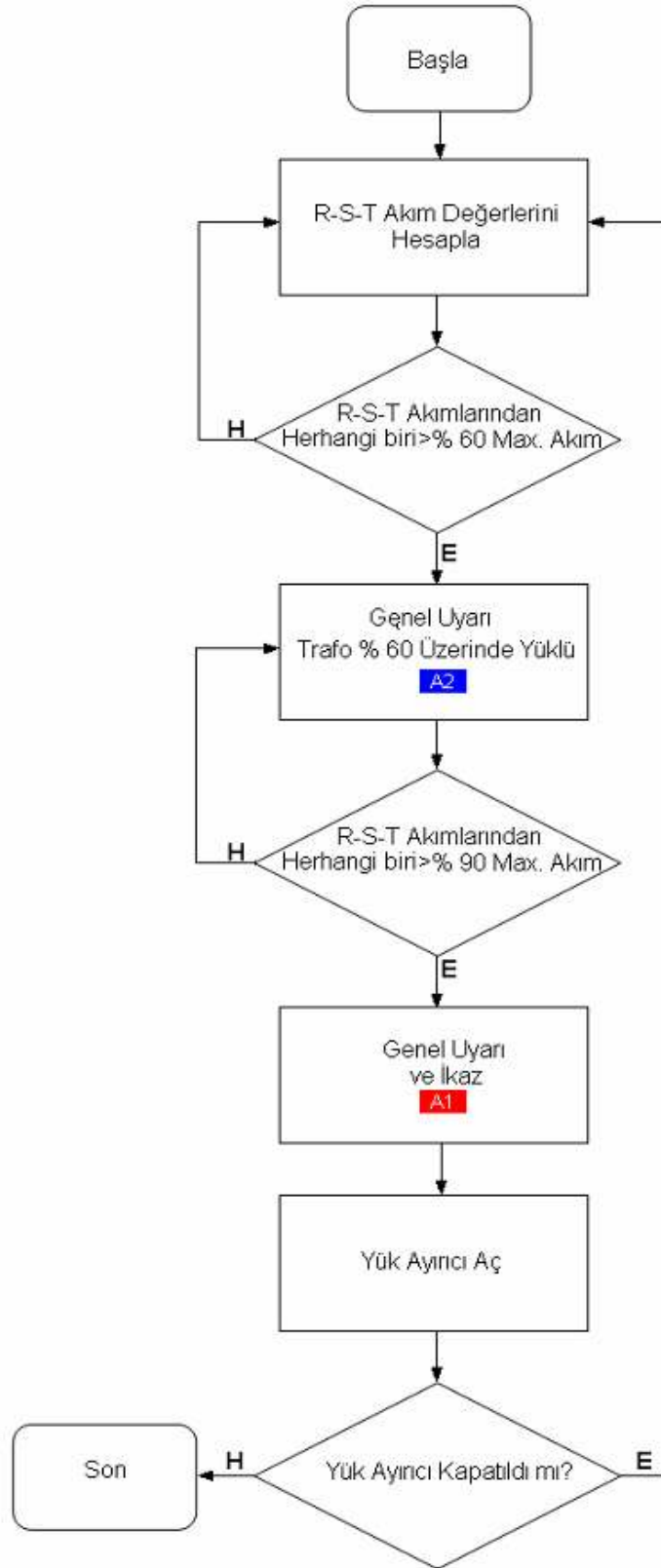
34,5/0,4 KV DAĞITIM TRAFOLARI	KURULU GÜÇ (KVA)	1 844 109	
	NOMİNAL AKIM (A)	34 407	
	ÇEKİLEN AKIM (A)	8 986	
	YEDEK KAPASİTE (A)	25421	
	KULLANIM ORANI	% 26	

■ YEDEK
■ KULLANILAN

EK-3 Balgat TM’de fiderin aşırı yük veya kısa devreden açmasıyla ilgili algoritma



EK-4 Bosna trafolarının yüklenme durmunu ve aşırı yükte açmasını gösteren algoritma



EK-5 Program kaynak kodları

Yazılan ortam : Visual Studio 2005 C#

Trafo lar Trafo Class kullanılarak simule edilmiştir

```
public class Trafo
{
    //Değerler max Değer aşıldıktan ne kadar sonra sıfırlanacak
    bilgisini tutar
    public Timer timer;

    //kaç saniyede bir değerler değişecek süre bilgisini tutar
    public Timer timerAkim;

    private Rectangle invalidRect;

    //Hangi noktalarda akımın tekrar başlaması gerektiğini
    belirtir
    private Rectangle fiderHitRect;

    public TextBox[] tBox;
    TextBox activeBox;
    // Akımın erişeceği min akım değeri
    private int minDeger;

    //Akımın erişeceği max akım değeri
    private int maxDeger;

    // değerleri grafik şeklinde göstermek için ortamı sağlar
    public Graphics Graph;

    // kaç saniyede bir akımın değerlerinin değişeceğini
    belirtir.
    private int akimSure;
    int sinYon = -1;
    int sure;
    PictureBox pBox;
    int durum = -1;
    int tb1 = 0;
    int tb2 = 0;
    int tb3 = 0;
    public int zamanCarpan = 1000;

    public FormGraph formGraphic;
    int refreshTime =0;

    //Trafo oluşturulurken ki yapılacak ilk işleri belirter
    yapıcı method
    public Trafo(PictureBox pBox, TextBox tbx1,TextBox
    tbx2,TextBox tbx3)
    {
        timer = new Timer();
        timer.Tick += new EventHandler(timer_Tick);
```

EK-5 (Devam) Program kaynak kodları

```

timerAkim = new Timer();
timerAkim.Tick += new EventHandler(timerAkim_Tick);

//AkimSure = 5;

this.pBox = pBox;
pBox.Paint += new PaintEventHandler(pBox_Paint);
pBox.MouseUp += new MouseEventHandler(pBox_MouseUp);

// Akımın değerlerinin yazılacağı kutucuklar
tBox = new TextBox[3];
tBox[0] = tbx1;
tBox[1] = tbx2;
tBox[2] = tbx3;

//Kutucuklara girilen değerlerin değişmesini kontrol
eden olaylar

tBox[0].TextChanged += new
EventHandler(Santral_TextChanged);
tBox[1].TextChanged += new
EventHandler(Santral_TextChanged);
tBox[2].TextChanged += new
EventHandler(Santral_TextChanged);

formGraphic = new FormGraph();
}

public void show(string baslik, string minAkim, string
maxAkim)
{
    formGraphic.Text = baslik;
    formGraphic.MinAkim = Convert.ToInt16(minAkim);
    formGraphic.MaxAkim = Convert.ToInt16(maxAkim);
    formGraphic.Show();
}

// Bu kısımda trafo oluşturulduktan sonra start methodu ile
// kutucuklara min ve max değer aralıklarında rastgele
sayılar yazılıyor
public void start()
{
    timer.Enabled = true;
    timer.Stop();
    timerAkim.Enabled = true;

    tb1 = new Random().Next(minDeger + 50, maxDeger - 50);
    tb2 = tb1 + new Random().Next(-5, 5);
    tb3 = tb1 + new Random().Next(-5, 5);

    tBox[0].Text = tb1.ToString();
    tBox[1].Text = tb2.ToString();
    tBox[2].Text = tb3.ToString();
    formGraphic.addAkimSure(0, tb1, tb2, tb3);
}

```

EK-5 (Devam) Program kaynak kodları

```
// Bu kısımda verile akım süresi sonunda (buradaki örnekte 5
saniyede bir)
// kutuçuklara her 5 saniyede bir yeni değerler atılıyor
// sinYon değişkeni ile grafiğin her seferinde artan ve azalan
değerlerde hareket
// ettirilmesi sağlanıyor
// 5 saniye sonundaki değerler ve zaman
formGraphic.addAkimSure methodu ile
// tutuluyor grafik çizmek için
void timerAkim_Tick(object sender, EventArgs e)
{
    int maxAkimDegisim = 5;
    Random random = new Random();
    int yeniDeger = tb1 + new Random().Next(1,25) * sinYon;
    sinYon *= -1;
    if (yeniDeger > MaxDeger)
    {
        yeniDeger -= 40;
    }
    textBox[0].Text = Convert.ToString(yeniDeger +
random.Next(-1 * maxAkimDegisim, maxAkimDegisim));
    textBox[1].Text = Convert.ToString(yeniDeger +
random.Next(-1 * maxAkimDegisim, maxAkimDegisim));
    textBox[2].Text = Convert.ToString(yeniDeger +
random.Next(-1 * maxAkimDegisim, maxAkimDegisim));

    refreshTime += timerAkim.Interval / 1000;
    formGraphic.addAkimSure(refreshTime,
Convert.ToInt16(textBox[0].Text), Convert.ToInt16(textBox[1].Text),
Convert.ToInt16(textBox[2].Text));
}

// Mouse butonun doğru yere tıklanıp tıklanmadığını kontrol
eder.
// mouse butonuna tıklanıp bırakıldığında fiderin açılmasını
sağlar
// değerler ilk başta verilen değerlere tekrardan geri döner.
// durdurulmuş olan süreyi tekrardan timerAkim.Start olayı
ile tekrardan başlatır
void pBox_MouseUp(object sender, MouseEventArgs e)
{
    if (fiderHitRect.X <= e.X && (fiderHitRect.X + 28) >=
e.X && fiderHitRect.Y <= e.Y && (fiderHitRect.Y + 28) >= e.Y)
    {
        pBox.Invalidate(invalidRect);
        pBox.Invalidate(new Rectangle(61, 53, 41, 26));
        textBox[0].Text = tb1.ToString();
        textBox[1].Text = tb2.ToString();
        textBox[2].Text = tb3.ToString();
        durum = -1;
        timerAkim.Start();
    }
}
```

EK-5 (Devam) Program kaynak kodları

// Bu kısımda farklı durumlarda (değerlerin max olduğu an, değerlerin sıfırlandığı ana) Ekrana tekrar tekrar gra tekrar tekrar grafiği cizer

```

void pBox_Paint(object sender, PaintEventArgs e)
{
    if (durum == 0 )
    {
        pBox.Invalidate(invalidRect);
    }
    else if (durum == 1)
    {
        HatBeyaz(e.Graphics);
        uyariCerceve(e.Graphics);
    }
    else if (durum == 2)
    {
        HatBeyaz(e.Graphics);
    }
}

//max değerler aşıldığında değerleri sıfırlar ve farklı bir
duruma geçer
void timer_Tick(object sender, EventArgs e)
{
    degerSifirla();
    durum = 2;
    pBox.Invalidate(invalidRect);
}

// 3 kutuçuktan her hangi biri max değeri aştığında
kullanıcıyı uyarmak için
// kutuğun etrafını kesikli çizgi ile işaretler
public void uyariCerceve(Graphics graph)
{
    int x = activeBox.Bounds.Left - 10;
    int y = activeBox.Bounds.Top - 5;
    int height = 30;
    int width = 70;
    graph.DrawRectangle(new Pen(Color.White), x, y, width,
height);

    Pen pen = new Pen(Color.Black);
    pen.DashStyle = DashStyle.Dash;
    graph.DrawRectangle(pen, x, y, width, height);
}

//Max değer aşıldığında ekranda akımın kesildiğini ve
fiderin kapalı olduğunu belirtmek için ekrana hattın
beyaz olduğu durumu belirten resmi cizer
void HatBeyaz(Graphics graph)
{
    graph.DrawImage(global::ScadaProgram.Properties.Resources.alarmver,
61, 53);

    if (Convert.ToInt16(tBox[0].Tag) == 1)
    {

```

EK-5 (Devam) Program kaynak kodları

```

graph.DrawImage(global::ScadaProgram.Properties.Resources.durum_2,
invalidRect.X, invalidRect.Y);
    }
    else if (Convert.ToInt16(textBox[0].Tag) == 2)
    {

graph.DrawImage(global::ScadaProgram.Properties.Resources.durum_2_2,
invalidRect.X, invalidRect.Y);
    }
}

//Kutuukların rakamının her değiştiğinde bu olay
tetiklenir.
// Eğer kutulardan her hangi bir max değer aştığı zaman
durum flagını değiştirir
// ve ekranı tekrardan duruma göre boyamak için hazır hala
getirir.
void Santral_TextChanged(object sender, EventArgs e)
{
    (sender as TextBox).BackColor = Color.Black;
    if ((sender as TextBox).Text != string.Empty &&
Convert.ToInt16((sender as TextBox).Text) > MaxDeger)
    {
        durum = 1;
        activeBox = (sender as TextBox);
        pBox.Invalidate(invalidRect);
        pBox.Invalidate(new Rectangle(61, 53, 41, 26));
        (sender as TextBox).BackColor = Color.Red;
        timer.Start(); formGraphic.addAkimSure(refreshTime,
Convert.ToInt16(textBox[0].Text), Convert.ToInt16(textBox[1].Text),
Convert.ToInt16(textBox[2].Text));
    }
}

//Zamanlayıcıyı durdurur
// Aynı anda 3 kutuuklardaki değeri sıfırlar.

public void degerSifirla()
{
    timer.Stop();
    timerAkim.Stop();
    foreach (TextBox tbox in textBox)
    {
        tbox.Text = "0";
    }
    //refreshTime += timerAkim.Interval / 1000;
    formGraphic.addAkimSure(refreshTime,
Convert.ToInt16(textBox[0].Text), Convert.ToInt16(textBox[1].Text),
Convert.ToInt16(textBox[2].Text));
}

public void randomDeger()
{
    foreach (TextBox tbox in textBox)

```

EK-5 (Devam) Program kaynak kodları

```

        {
            Random random = new Random();
            tbox.Text =
random.Next (minDeger,maxDeger) .ToString();
        }
    }

    public int MinDeger
    {
        get
        {
            return minDeger;
        }
        set
        {
            minDeger = value;
        }
    }

    public int MaxDeger
    {
        get
        {
            return maxDeger;
        }
        set
        {
            maxDeger = value;
        }
    }

    public int Sure
    {
        get
        {
            return sure;
        }
        set
        {
            sure = value * 1000;
            timer.Interval = sure;
        }
    }

    public int AkimSure
    {
        get
        {
            return akimSure;
        }
        set
        {
            akimSure = value*zamanCarpan;
            timerAkim.Interval = akimSure;
        }
    }

```

EK-5 (Devam) Program kaynak kodları

```
    }

    public Rectangle InvalidRect
    {
        get
        {
            return invalidRect;
        }
        set
        {
            invalidRect = value;
        }
    }

    public Rectangle FiderHitRect
    {
        get
        {
            return fiderHitRect;
        }
        set
        {
            fiderHitRect = value;
        }
    }
}
```

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : ÇALIŞKAN, Nuri Osman
 Uyuğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 01.03.1974 Sivas
 Medeni hali : Evli
 Telefon : 0 (312) 231 71 34
 Fax : 0 (312) 230 72 38
 e-mail : nocaliskan@hotmail.com

Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet tarihi
Lisans	Yıldız Teknik Üniversitesi/ Elektrik Mühendisliği Bölümü	1999
Lise	Yenimahalle ATEK Lisesi/ Elektronik Bölümü	1992

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2005- 2007	Başkent EDAŞ	Sistem Etüt Başmüh.
2000-2005	TEDAŞ	Planlama Mühendisi
1999-2000	Ada Makine Pres A.Ş.	PLC Operatörü

Yabancı Dil

İngilizce, Almanca

Yayınlar

1. Çalışkan, N. O., “Enerji Kaynaklarının Çeşitlendirilmesinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları”, Türkiye IV. Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı, 335-344 (2003).

2. Çalışkan, N.O., “Elektrik Sistemlerinin Sınıflandırılması ve Başkent EDAŞ Dağıtım Sistemi”, ICEF Kitapçığı, 110-118 (2007).

Hobiler

Sinema, Formula 1, Yüzme