

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

128741

DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİ

Elektrik Müh. Erdem AVARBEK

FBE Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Mühendisliği Programında
Hazırlanan

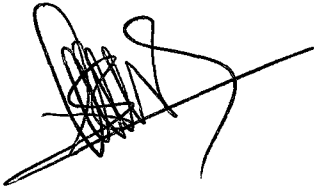
YÜKSEK LİSANS TEZİ

TC YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Selahattin DİNLER



Prof. Dr. Galip Ansever



İSTANBUL, 2002

128741

Doç. Dr.
Halim Müdriç



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
KISALTMA LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	ix
ÇİZELGE LİSTESİ	x
ÖNSÖZ	xi
ÖZET	xii
ABSTRACT	xiii
1. GİRİŞ.....	1
2. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİ.....	2
2.1 Dağıtım Otomasyonuna Giriş.....	2
2.2 Tek Merkezli ve Çok Merkezli Kontrol.....	3
2.3 Dağıtım Otomasyon Sistemi.....	4
2.4 Dağıtım Otomasyon Donanımı.....	7
2.5 DAS Yazılımı.....	8
2.6 SCADA Sistemleri.....	8
2.7 AM/ FM Sistemleri.....	9
3. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNİN GEREKLİLİĞİ.....	11
3.1 Giriş.....	11
3.2 Ekonomiklik.....	11
3.2.1 İşletme Maliyetlerinde Azalma.....	11
3.2.2 Bakım Maliyetlerinde Azalma.....	11
3.2.3 Dağıtım İstasyonunun Kurulum Maliyetinde Azalma.....	12
3.2.4 Kablolama Maliyetlerinde Azalma.....	12
3.3 Teknik Açıdan.....	13
3.3.1 Veri İhtiyacı.....	13
3.3.2 Dökümantasyon.....	13
3.3.3 Fonksiyonellik.....	13
3.3.4 Güvenilirlik.....	13
4. KONTROL MERKEZİ.....	14
4.1 Tanımı.....	14
4.2 Kontrol Merkezinin Sistem İçerisindeki Yeri.....	14
4.3 Kontrol Merkezinin Görevleri.....	14
4.4 Kontrol Merkezi Mimarisi.....	15
4.4.1 Sistem Bilgisayar.....	15
4.4.1.1 Bilgisayar İşletim Sistemi.....	16
4.4.1.2 Kontrol Merkezlerinde Kullanılan Bilgisayar Çeşitleri.....	17
4.4.1.3 Kontrol Merkezi Bilgisayar Yazılımı.....	18
4.4.1.4 Kontrol Merkezi Yazılım Kalitesi.....	18

4.4.1.5	Yazılım Sistemini Oluşturan Parçalar.....	19
4.4.1.5.1	Veri Toplama Sistemi.....	19
4.4.1.5.2	Veritabanı.....	20
4.4.1.5.3	HMI.....	20
4.4.1.5.4	Yerel Giriş-Çıkışlar.....	21
4.4.1.5.5	Rapor Çıkarma, Sebep Gösterme.....	21
4.4.1.5.6	Uygulama Programları.....	21
4.4.1.5.7	Konfigürasyon Araçları.....	21
4.4.1.5.8	Donanım Yönetim Programları.....	21
4.4.1.5.9	Kurma ve Yerleştirme Programları.....	22
4.4.1.5.10	Eğitim, Test ve Simülasyon.....	22
4.4.2	HMI- Kontrol Merkezi Kullanıcı Arabirimi.....	22
4.4.2.1	Kullanıcı Arabiriminin İşlevleri.....	23
4.4.3	Kontrol Merkezi Veri Saklama ve Yedekleme Birimleri.....	23
4.4.4	Kontrol Merkezi Veri İletişim Network`ü.....	24
5.	UZAKTAN BİLGİ TOPLAMA VE DENETLEME ÜNİTELERİ.....	25
5.1	Giriş.....	25
5.2	RTU (Remote Terminal Unit- Uzak Uç Birim).....	25
5.3	RTU`nun Görevleri.....	25
5.3.1	Bilgi Toplama ve Saklama.....	25
5.3.2	Kontrol ve Kumanda.....	27
5.3.3	Görüntüleme (Monitoring).....	27
5.3.4	Arıza Yerinin Tespiti ve İzolasyonu.....	28
5.4	RTU`nun Ana Bölümleri.....	28
5.4.1	İletişim Ünitesi.....	29
5.4.2	Ana İşlemci Ünitesi (CPU- Central Processor Unit).....	29
5.4.3	Giriş-Çıkış İzolasyon Ünitesi.....	30
5.4.4	Kullanıcı Arabirimi Ünitesi.....	30
5.4.5	Test Ünitesi.....	30
5.4.6	Güç Kaynağı Ünitesi.....	30
5.5	IED (Akıllı Elektronik Cihazlar- Intelligent Devices).....	31
5.5.1	Mikroişlemci Tabanlı Koruma Röleleri (Seviye 0).....	32
5.5.2	PLC (Programlanabilir Lojik Kontrolörler)- Seviye 0.....	33
6.	DAĞITIM OTOMASYON FONKSİYONLARI VE YÖNETİMİ.....	35
6.1	Giriş.....	35
6.2	Dağıtım Otomasyonunun Görevleri.....	35
6.3	Otomasyon Sistemindeki Bilgisayar Yapısı.....	36
6.4	Dağıtım Otomasyonunda Kullanılan Fonksiyonlar.....	36
6.4.1	Kontrolden, Koruma ve Görüntülemeye.....	36
6.5	Koruma.....	37
6.6	Kontrol.....	37
6.7	Sayaç ve Değer Okuma.....	38
6.8	Görüntüleme.....	38
6.9	Analizler ve Diagnostik.....	39
6.10	İşletme ve Onarım İçin Gerekli Verilerin Toplanması.....	39
6.11	Otomatik Dökümantasyon.....	40
6.12	Verilerin Çoklu Kullanımı.....	41

6. 13	Dağıtım Otomasyon Fonksiyonlarının Yönetilmesi.....	41
6. 13. 1	Bilginin Yönetimi.....	41
6. 13. 2	Güvenilirlik Yönetimi.....	43
6. 13. 2. 1	Arızanın Belirlenmesi ve Onarımı.....	43
6. 13. 2. 2	Dağıtık Depolama ve Üretme.....	45
6. 13. 3	Sistem Verim Yönetimi.....	46
6. 13. 3. 1	Yük Dağıtımı ile Kayıp Yönetimi.....	47
6. 13. 3. 2	VAR Kontrolü ile Kayıp Yönetimi.....	47
6. 13. 3. 3	Trafo Yük Yönetimi.....	48
6. 13. 4	Gerilim Yönetimi.....	49
6. 13. 4. 1	Gerilim Ayarı.....	49
6. 13. 4. 2	Reaktif Güç Akış Kontrolü.....	50
6. 13. 5	Yük Yönetimi.....	51
6. 13. 5. 1	Tüketici Yüklerinin Doğrudan Kontrolü.....	51
6. 13. 5. 2	Tüketici Kontrollü Yük Yönetimi.....	51
6. 13. 6	Fonksiyonların Etkileşimi.....	52
6. 13. 6. 1	Çalışma Öncelikleri.....	52
6. 13. 6. 2	Amaçsal Öncelikler.....	52
7.	DAĞITIM OTOMASYON İLETİŞİM SİSTEMLERİ.....	53
7. 1	Giriş.....	53
7. 2	DAS İletişim İhtiyaçları.....	53
7. 2. 1	İletişimin Güvenilirliği.....	53
7. 2. 2	Maliyet Etkisi.....	54
7. 2. 3	Hızlı Veri İhtiyacı.....	54
7. 2. 4	İki Yollu Olma Özelliği.....	54
7. 2. 5	Arıza Esnasında Arızalı Bölgeyle İletişim Kurabilme Özelliği.....	55
7. 2. 6	İşletiminin ve Bakımının Kolay Olması.....	55
7. 2. 7	Veri Akış Mimarisine Uygun Düzenleme.....	55
7. 3	Dağıtım Otomasyonunda Kullanılan İletişim Sistemleri.....	56
7. 3. 1	Distribution Line Carrier (DLC).....	56
7. 3. 2	Kiralanmış Hatlar (Telefon).....	57
7. 3. 3	Radyo Haberleşmesi.....	58
7. 3. 4	Uydu İletişimi.....	59
7. 3. 5	Fiberoptik Kablolar.....	59
8.	DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNDE KULLANILAN İLETİŞİM AĞLARI VE MİMARİ YAPILAR.....	61
8. 1	Giriş.....	61
8. 2	Dağıtım İstasyonu İçerisinde Kullanılan Standartlar.....	63
8. 3	Akım ve Gerilim Trafoları İçin Standartlar.....	65
8. 4	Sayaç Okuma İçin Standartlar.....	65
8. 5	Dağıtım İstasyonlarının, Enerji Santrellerinin ve Kontrol Merkezlerinin Birbirleriyle ve Dış Çevre İle Olan İletişimleri.....	66
8. 6	Sistem Terminalleri Arası Ağ Mimarisi ve İletişim Protokolü.....	68
8. 7	Açık Sistem Yaklaşımı.....	69
8. 8	DAS' da Kullanılan Mimari Yapılar.....	70
8. 8. 1	Bilgisayarlar.....	70
8. 8. 2	İşletim Sistemleri.....	71

8.8.3	Haberleşme Ağları.....	71
8.8.4	Denetim Yazılımı.....	71
8.8.5	Senkronizasyon.....	72
8.8.6	Kullanılan Örnek Mimari Yapılar.....	72
8.8.6.1	Japon Sistemi.....	72
8.8.6.2	Batı Yarımküre Sistemi.....	73
8.8.6.3	Avrupa Sistemi.....	73
8.8.7	Çeşitli Firmalara Ait Özel Mimari Yapılar.....	74
8.8.7.1	SEPAC CORPORATION.....	74
8.8.7.2	EFAFEC.....	75
8.8.7.3	ABB.....	76
8.8.7.4	ALSTOM.....	77
8.8.7.5	GE HARRIS.....	78
8.8.7.6	YOKOGAWA.....	79
8.8.7.7	SIEMENS.....	80
8.8.8	İletişim Sistemleri İle İlgili Geleceğe Yönelik Beklentiler.....	81
9.	DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNİN SAĞLADIĞI KAZANÇLAR.....	84
9.1	Giriş.....	84
9.2	Dağıtım Otomasyon Kazanç Kategorileri.....	85
9.2.1	Yatırım Maliyetlerinde Azalma.....	85
9.2.2	İşletme ve Bakım Maliyetlerinde Azalma.....	85
9.2.2.1	Elektrik Kesintileri İle İlgili Kazançlar	85
9.2.2.2	Tüketiciyle İlgili Kazançlar	86
9.2.2.3	İşletme İle İlgili Kazançlar.....	86
9.2.3	Üst Düzey İşletme İmkânı.....	86
9.2.4	Fonksiyonlara Özgü Potansiyel Kazançlar.....	86
9.2.5	Fonksiyonların Birlikte Kullanılmasıyla Elde Edilen Kazançlar.....	90
9.3	Otomasyonun Dağıtım Sistemi Üzerine Etkisi.....	90
9.4	Kazançların Elde Edilmesi İçin Gereken Koşullar.....	91
9.5	Ekonomik Değerlendirme Metodları.....	92
9.5.1	Alternatif Planların Değerlendirilmesi ve Geliştirilmesi.....	92
9.5.1.1	Çalışma Alanının Seçilmesi.....	93
9.5.1.2	Çalışma Peryotunun Seçilmesi.....	93
9.5.1.3	Yük Artışının Belirlenmesi.....	93
9.5.1.4	Alternatiflerin Oluşturulması.....	93
9.5.1.5	İşletme ve Bakım Maliyetlerinin Hesaplanması.....	93
9.5.1.6	Alternatiflerin Değerlendirilmesi.....	94
10.	ÇEŞİTLİ UYGULAMALAR.....	95
10.1	Giriş.....	95
10.2	Schneider Firmasının Fider Otomasyon Uygulaması.....	95
10.3	PCD2000 Akıllı Elektronik Cihazı.....	98
10.4	Olayların Oluş Sırasına Göre Kaydedilmesi Uygulaması.....	99
10.5	DPU2000R Akıllı Elektronik Cihazının Kullanılmasıyla Kondansatör Bankalarının Korunması ve Otomatik Kontrolü.....	101
10.6	Görüntüleme Fonksiyonuna Ait Uygulamalar.....	104
10.6.1	Kesicilerin Görüntülenmesi.....	105

10. 6. 2	Ayrıncı ve Topraklama Anahtarlarının Görüntülenmesi.....	106
10. 6. 3	Akım ve Gerilim Trafolarının Görüntülenmesi.....	107
10. 6. 4	Güç Trafolarının ve Ototrafoların Görüntülenmesi.....	109
10. 6. 4. 1	Veri Toplama.....	110
10. 6. 4. 2	Görüntüleme İçin Yazılım.....	110
10. 6. 4. 3	Örnek Bir Görüntüleme Sistemi.....	111
10. 6. 4. 4	Diğer Bir Örnek Trafo Görüntüleme Sistemi.....	112
10. 6. 4. 5	Trafoların Görüntülenmesinde Kullanılan Diğer Cihazlar	114
11.	ÖRNEK BİR DAS PROJESİ.....	115
11. 1	Giriş.....	115
11. 2	DAS Fonksiyonlarının Belirlenmesi.....	115
11. 3	Haberleşme Sistemleri.....	116
11. 4	Pompaların Yük Kontrolü.....	118
11. 5	Kazanç/ Maliyet Analizi.....	119
11.6	Kazanç/ Maliyet Sonuçları.....	121
12.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER.....	123
KAYNAKLAR	125
ÖZGEÇMİŞ	127

KISALTMA LİSTESİ

AM	Amplitude Modulation
AM/ FM	Automated Mapping and Facilities Management
AMRA	Automatic Meter Reading Association
CACH	Hızlı Tampon Bellek
CAD	Computer Aided Design
CPU	Central Process Unit
DA	Distribution Automation Systems
DAS	Distribution Automation Systems
DBC	Digital Break Control
DCC	Distribution Control Center
DLC	Distribution Line Carrier
DMS	Distribution Management Systems
DNP	Distributed Network Protocol
DSP	Digital Signal Process
EMI	Electromagnetic Interference
EMS	Energy Managements Systems
EN	European Norms
FM	Frequency Modulation
FSK	Frekans Kaydırmalı Anahtarlama
GPS	Global Positioning Systems
HMI	Human Machine Interface
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IRIG-B	Inter-Range Instrumentation Group (Format B)
ISO	International Standart Organization
IT	Information Technology
ITU	Instrument Transformer Unit
LAN	Local Area Network
MARS	Multi address Radio Systems
MTU	Master Terminal Unit
NIM	Network Interface Module
OSI	Open Systems Interconnection
PISA	Process Interface Sensors and Actuators
PLC	Programlanabilir Lojik Kontrolörler
RAM	Random Access Memory
ROM	Read Only Memory
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquasition
SCM	Switch Control and Monitoring
SCSM	Specific Communication Service Mapping
SER	Sequence of Event Recording
SMS	Smart Machine Suit
TCP/IP	Transmission Control Protocol/ Internet Protocol

TDMA	Time Division Multi Access
UCA	Utility Communications Architecture
UHF	Ultra High Frequency
ULI	User Logical Input
ULO	User Logical Output
VAR	Volt Amper Reactive
VHF	Very High Frequency
WAN	Wide Area Network



ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 5.1	Basitleştirilmiş IED'li dağıtım sistem mimarisi..... 31
Şekil 5.2	Dağıtım hiyerarşi mimarisi..... 32
Şekil 6.1	Otomasyonu yapılmış dağıtım istasyonunun tipik yapısı..... 37
Şekil 6.2	Radyal işletilen fiderde arıza algılama ve izolasyonu..... 45
Şekil 7.1	RTU'lu veri akış mimarisi..... 56
Şekil 7.2	DLC İletişimi..... 57
Şekil 7.3	AM radyo haberleşmesiyle yük kontrolü..... 59
Şekil 7.4	Fiberoptik kablolarla iletişim sistemi..... 60
Şekil 8.1	Dağıtım istasyon içerisinde kullanılan iletişim standartları..... 62
Şekil 8.2	Dağıtım istasyonlarının dışında kullanılan iletişim standartları..... 63
Şekil 8.3	Dağıtım istasyonunda kullanılabilecek bir hiyerarşi yapısı..... 64
Şekil 8.4	Japon mimari sistemi..... 73
Şekil 8.5	Batı Yarımküre sistemi..... 73
Şekil 8.6	Avrupa mimari sistemi..... 74
Şekil 8.8	SEPAÇ CORPORATION'a ait mimari yapı..... 75
Şekil 8.9	EFAFEC mimarisi..... 76
Şekil 8.10	ABB mimarisi..... 77
Şekil 8.11	ALSTOM mimarisi..... 78
Şekil 8.12	GE HARRİS mimarisi..... 79
Şekil 8.13	YOKOGAWA mimarisi..... 80
Şekil 8.14	SIEMENS mimarisi..... 81
Şekil 8.15	Yakın gelecekteki mimari yapı ve iletişim standartları..... 83
Şekil 8.16	Uzak gelecekteki mimari yapı ve iletişim standartları..... 83
Şekil 9.1	Yeni bir dağıtım trafo inşasının ertelendiği kazanç durumu..... 89
Şekil 9.2	Yeni fider kurulumunun ertelenebileceği kazanç örneği..... 90
Şekil 9.3	Alternatif planların oluşturulması ve değerlendirilmesi..... 92
Şekil 10.1	Schneider fider otomasyonunun mimari yapısı..... 95
Şekil 10.2	Fider otomasyonu devre şeması..... 96
Şekil 10.3	Schneider'in geliştirdiği SER uygulaması için mimari yapı..... 100
Şekil 10.4	DPU2000R..... 102
Şekil 10.5	Kondansatör bankalarının lojik kontrolü..... 103
Şekil 10.6	Örnek bir kesiciye ait kontak aşınma eğrileri..... 105
Şekil 10.7	Kesici sürücüsünün blok diyagramı..... 106
Şekil 10.8	SICAM konfigürasyonu..... 108
Şekil 10.9	BCM200..... 109
Şekil 10.10	TRAFMON sisteminin blok diyagramı..... 111
Şekil 10.11	MONİTRA- DUDP blok diyagramı..... 113

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 5.1 RTU'ya gelen işaretler.....	26
Çizelge 5.2 RTU'dan çıkan işaretler.....	26
Çizelge 9.1 Fonksiyonlara ait kısaltmalar.....	87
Çizelge 9.2 Potansiyel kazanç kategorileri.....	87
Çizelge 9.3 DA fonksiyonlarının potansiyel kazançları.....	88
Çizelge 9.4 Otomasyonun dağıtım sisteminde kullanılan cihazlara etkisi.....	91
Çizelge 10.1 Schneider fider otomasyonunda kullanılan cihazlar.....	98
Çizelge 10.2 PCD2000'nin teknik özellikleri.....	99
Çizelge 11.1 Şebeke verileri.....	120
Çizelge 11.2 Yük verileri.....	120
Çizelge 11.3 Parametre verileri.....	121
Çizelge 11.4 Yük kontrol değerlendirme şemaları.....	121
Çizelge 11.5 DAS kazançları.....	121
Çizelge 11.6 Toplam/kazanç maliyet oranı.....	121



ÖNSÖZ

20. yüzyılın son çeyreğinden itibaren mikroişlemciler, bilgisayar ve haberleşme teknolojileri alanında büyük gelişmeler olmuştur. Teknoloji alanında yaşanan büyük değişimler insan hayatını da doğrudan etkilemiştir. Bu büyük etkilerden bazıları da enerji sistemlerinin daha kaliteli ve daha güvenilir yönetilmesinde ve kontrolünde kullanılmıştır. Önceleri manuel olarak yapılan işlemler günümüzde artık otomatik olarak yapılabilmekte; bu da sistemin verimini, kalitesini ve güvenilirliğini arttırmaktadır.

Gelişmiş teknolojilerin enerji dağıtım sistemlerine entegre edilmesi sonucunda, tüketicilere ulaştırılan elektriğin daha etkin ve artan güvenilirlikle verilmesi; doğrudan tüketici memnuniyeti ile birlikte, dağıtım yapan kuruluşlara saygınlık kazandıracaktır.

Daha hızlı çalışan bilgisayarlar ve haberleşme sistemleri sayesinde toplanan bilgilerle sistem daha iyi analiz edilebilir ve gelecekteki ihtiyaçlar önceden tahmin edilebilir. Sahadan toplanan bu bilgilerle sürekli değişen işletme koşulları için gerekli kontrol işlemleri hızlıca yapılarak verimlilik, kalite ve güvenilirlik sağlanabilir. Yüksek teknolojinin kullanılmasıyla birlikte sistemdeki kayıplar azaltılabilir, enerji kesintileri en aza indirilir, dağıtım sistemi daha etkili yönetilebilir ve sistemde kullanılan cihazların kullanım ömürleri arttırılabilir. Elektriği tüketicilere daha kaliteli ve daha güvenilir bir şekilde vermek için, elektrik dağıtım sistemlerinin otomasyona ihtiyacı vardır.

Son yıllarda bilgisayar yazılım ve donanım teknolojileri ile haberleşme teknolojilerinde yaşanan gelişmeler üst düzey otomasyon sistemlerinin tasarımını mümkün kılmıştır.

Geniş bir alana yayılmış olan elektrik dağıtım sistemlerine adapte edilecek üst düzey otomasyon sistemleriyle, hem elektrik dağıtım sistemlerinin işletilmesi ve kontrolü daha kolay ve kaliteli olacak hem de tüketicilere daha kaliteli ve güvenilir elektrik vermek mümkün olacaktır. Bu amaçla elektrik dağıtım sistemlerine uygulanmak üzere Dağıtım Otomasyon Sistemleri (DAS) geliştirilmiştir.

Bu çalışmada Dağıtım Otomasyon Sistemleri (DAS) hakkında genel bilgiler verilmiştir. DAS'ın yapısı, DAS'ta kullanılan cihazlar, DAS'ın fonksiyonları ve haberleşme sistemleri hakkında detaylı bilgiler kaynaklar kısmında yazılı referanslardan yararlanılarak açıklanmaya çalışılmıştır.

Bu çalışmada danışman olarak görev yaptığı için hocam Yrd. Doç. Dr. Selahattin Dinler'e; öğrenim hayatım boyunca maddi ve manevi desteklerini esirgemedikleri için babama, anneme ve metinleri yazmama yardımcı olduğu için kardeşim Aynur Avarbek'e teşekkür ederim.

ÖZET

Bu çalışmada elektrik dağıtım sistemlerinin otomatik kontrolü, denetimi ve korunması amacıyla tasarlanmış olan Dağıtım Otomasyon Sistemleri hakkında bilgiler verilmiştir. Dağıtım Otomasyon Sistemleri IEEE tarafından şöyle tanımlanmıştır (Bassett vd., 1988): “Uzak noktalara yerleştirilmiş ünitelerden gerçek zamanda alınan verilerle elektrik dağıtımındaki cihazların uzaktan görüntülenmesini, koordinasyonunu ve işletilmesini sağlayan bir sistemdir.”

Her bir bölümde ayrı olarak Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin yapısından, gerekliliğinden, fonksiyonlarından, iletişim sistemlerinden, mimari yapılarından ve kazançlarından bahsedilmiştir. Ayrıca bu konuda yapılan uygulamalarla birlikte, örnek bir Dağıtım Otomasyon Sisteminin tasarımı ele alınmıştır.

Geniş bir alana yayılmış olan elektrik dağıtım sistemlerine adapte edilecek Dağıtım Otomasyon Sistemleri ile hem elektrik dağıtım sistemlerinin işletilmesi ve kontrolü daha kolay ve kaliteli olacak hem de tüketicilere daha kaliteli ve güvenilir elektrik vermek mümkün olacaktır.

Anahtar Kelimeler: Dağıtım Otomasyon Sistemleri, elektrik dağıtımı, iletişim sistemleri, bilgisayar mimari yapıları, Dağıtım Otomasyon fonksiyonları.

ABSTRACT

In this study it has been informed about Distribution Automation Systems which are aimed to control, supervise, monitor and protect of distribution of electrical systems. Following definition of a Distribution Automation System as given in an IEEE publication (Bassett and the others, 1988): “A system that enables an electric utility to remotely monitor, coordinate and operate distribution components in a real-time mode from remote locations.”

As a seperately in each section, it was disscussed structures, needings, some functions, using communication systems, computer configuration architectures and benefits of the Distribution Automation Systems. Moreover also, a Distribution Automation System design application was examined with other market applications.

With adaptation of the Distribution Automation Systems to electrical distribution systems that lie down an extended wide area, electrical distribution systems will have both more quality and easier to operate and control, and more quality and reliable to supply customers.

Keywords: Distribution Automation Systems, electrical distribution, communication systems, computer architecture structures, Distribution Automation functions.



1 GİRİŞ

Bu çalışmada elektrik dağıtım sistemlerinin otomatik kontrolü, denetimi ve korunması amacıyla tasarlanmış olan Dağıtım Otomasyon Sistemleri hakkında bilgiler verilmiştir. Dağıtım Otomasyon Sistemleri IEEE tarafından şöyle tanımlanmıştır (Bassett vd., 1988): “Uzak noktalara yerleştirilmiş ünitelerden gerçek zamanda alınan verilerle elektrik dağıtımındaki cihazların uzaktan görüntülenmesini, koordinasyonunu ve işletilmesini sağlayan bir sistemdir.”

Son yıllarda bilgisayar yazılım ve donanım teknolojileri ile haberleşme teknolojilerinde yaşanan gelişmeler üst düzey otomasyon sistemlerinin tasarımını mümkün kılmıştır.

Geniş bir alana yayılmış olan elektrik dağıtım sistemlerine adapte edilecek üst düzey otomasyon sistemleriyle, hem elektrik dağıtım sistemlerinin işletilmesi ve kontrolü daha kolay ve kaliteli olacak hem de tüketicilere daha kaliteli ve güvenilir elektrik vermek mümkün olacaktır. Bu amaçla elektrik dağıtım sistemlerine uygulanmak üzere Dağıtım Otomasyon Sistemleri (DAS) geliştirilmiştir.

Dağıtım Otomasyon Sistemleri'nin ülkemizde bir iki pilot çalışma dışında henüz gelişmemiş olduğu dikkate alınır, bu konuda yapılan bilimsel çalışmaların yetersiz olması kaçınılmazdır. Gelişmiş ülkelerde 1970 yıllarında bu konuda tartışılmaya başlayan görüşler, yine 1970 sonlarına doğru bu görüşlerin hayata geçirilmesi amacıyla projelerin başlatılmasına ve 1980'lerin ortalarına doğru da bu projelerin yönetilmesine kadar gitmiştir (Pahwa ve Shultis, 1992).

IEEE Tutorial Course, (1988): “Distribution Automation, IEEE Working Group on Distribution Automation” isimli çalışma ile 1988 yılına kadar yazılmış makaleler dikkate alınarak konuyla ilgili genel bilgiler verilmiştir. Dolayısıyla bu çalışma içerisindeki bilgiler bu teze büyük kaynaklık etmiştir.

Yine Şubat 2002 yılında yazılan ve bugüne kadar yazılmış bilgilerle birlikte çeşitli güncel uygulamalara da sahip SC34/ WG O7 2r3 Report No: Book 3, (Feb 2002) “The Automation of New and Existing Substations: Why and How?” isimli yayım bu alanda yapılmış en büyük çalışmalardan biridir. Yayımın hazırlanmasına bir çok akademik ve sanayi kuruluşu destek vermiştir. Dolayısıyla bu yayım, hazırlanan bu teze büyük kaynaklık etmiştir.

Konunun gelişmiş ülkelerde uygulamaya geçmiş olması bir çok sanayi kuruluşunu bu alana yatırım yapmaya itmiş ve DAS'ta kullanılmak amacıyla birçok cihazın tasarlanmasına sebep olmuştur. Bu sanayi kuruluşlarının DAS ile ilgili olarak yaptıkları uygulamalar, yazmış oldukları makalelerden özellikle konunun daha iyi anlaşılması bakımından yararlanılmıştır. Bahsi geçen kuruluşlara Referanslar kısmında değinilmiştir.

İstanbul'da yapılması düşünülen Fider Otomasyonu'na ait TÜBİTAK-BİLTEN tarafından hazırlanan master proje, elektrik dağıtım otomasyonu konusunda Türkiye'de yapılan ilk çalışmadır. Bu projeye ilişkin yayımlanan makaleler yine bu konuda Türkiye'de yayımlanan ilk makale özelliğini taşımaktadır. İlgili çalışmalar 1995 yılında toplanan Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresinde yayımlanmıştır.

2. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİ

2.1 Dağıtım Otomasyonuna Giriş

Otomasyon, devamlı yinelenerek yapılan bir işin bilgisayar tabanlı bir sistem tarafından otomatik olarak yapılması ve bu işlem esnasında insan müdahalesinin en aza indirilmesi mânâsına gelir. İnsan müdahalesi en aza indirilerek sistemin daha iyi ve güvenilir çalışması amaçlanır. Dağıtım Otomasyon Sistemleri (DAS) de yukarıdaki tanım dikkate alındığında elektrik dağıtım sistemlerinin kontrolü ve yönetilmesi işinin bilgisayar tabanlı bir sistem tarafından yapılmasıdır. DAS tarafından yapılması istenen belli başlı görevlerden bazıları şunlardır: Sayaçların ve sistemdeki değerlerin okunması, kesicilere ve ayırıcılara açma-kapama komutlarının verilmesi, yük kontrolü, re-konfigürasyonlar, arızalı bölgelerin izolasyonu ve onarımı, güç talebinin ölçülmesi, kapasitörlerin kontrolü vb. işlemler...

DAS'tan bahsedildiği zaman, elektrik dağıtımı için gerekli veri akış ve kontrollerinin tümüne sahip bir sistem anlaşılmalıdır. İlerleyen zamanla birlikte DAS'ın daha iyi hizmet verebilmesi için otomasyon katmanlarının genişleyebilmesi gereklidir.

DAS uzak birimlerden haberleşme sistemleri sayesinde elde edilen verilerle elektrik dağıtımını kontrol eder. Dolayısıyla haberleşme ve bilgisayar ağları, DAS'ın omurgası durumundadır ve performansları sistemin de performansını doğrudan etkilemektedir. Sistem omurgasının en iyi şekilde çalışabilmesi ve yüksek performans gösterebilmesi için son teknolojiye ait gelişmiş cihazlar kullanılmalıdır. DAS'da kullanılan cihazlardan bazıları şunlardır: Alıcılar, elektronik sayaçlar, IED'ler (akıllı elektronik cihazlar- Intelligent Electronic Devices), RTU'lar (Uzak Uç Birimler- Remote Terminal Unit), Ana Kontrol Merkezleri endüstriyel ve kişisel bilgisayarlar, modemler, çeşitli kontrolörler vb... şeklinde liste daha da arttırılabilir. Bu cihazlar kendi aralarında birer alt sistem oluşturarak DAS'ta görev alırlar.

DAS, sistematik bir düzen içerisinde uzak birimlerden gelen sinyalleri birleştirerek gerekli işlemleri yapan bir cihaz gibi tasarlanmalıdır. Esnek ve modüler bir yapıya sahip olduğu için tüketicilere en iyi şekilde hizmet verebilir. Günden güne değişen ve artan ihtiyaçları en iyi şekilde karşılayabilir. Bu amaçla da yüzlerce DA (Dağıtım Otomasyonu) fonksiyonu tanımlanmıştır: Sayaçların ve değerlerin okunması, yük kontrolü, kesici ve ayırıcıların anahtarlanması, arıza izolasyonu ve onarımı, Volt/ VAR kontrolü, gerilim kontrolü, re-konfigürasyonlar, görüntüleme vb... yüzlerce fonksiyon. DAS'ın iyi hizmet verebilmesi sahip olduğu fonksiyonlara ve kullanılan cihazların özelliğine bağlıdır.

DAS`ın en iyi şekilde hizmet verebilmesi, yüksek performansta çalışabilmesi ve geliştirilebilmesi için gerekli yüksek teknolojiler günümüzde mevcut durumdadır. Artık bundan sonrası elektrik dağıtım sistemlerine hangi hizmetlerin verileceği, bu hizmetlerin gerçekleştirilmesi için hangi fonksiyonların ve haberleşme ağlarının seçileceği ve değerlendirileceği soruları önem kazanır. Tüm elektrik dağıtım sistemleri sonuçta aynı hizmeti verse de, hiçbiri birbirine benzemez. Çünkü her elektrik dağıtım birimi farklı düzenlemeler, ekonomik şartlar ve coğrafi yapılarla şekillenmiştir. Bu çalışmanın son bölümünde Hindistan`da kurulması düşünülen DAS`ın, fonksiyonlarının ve haberleşme ağlarının nasıl belirlendiği ayrıntılı biçimde anlatılmıştır.

DAS ile elektrik dağıtımının hem ekonomik kazancı hem de kararlılığı kontrol altındadır. Sistemde ek olarak operatörlere, arıza sonucu hizmet dışı kalan bölgeye yük akışı sağlama kontrolü, yük kontrolü, kararlılık için gerilim ve reaktif güç kontrolü ve kesicilere açma-kapama kontrol yetkileri de verilebilmektedir. (Bassett vd., 1988)

2.2 Tek Merkezli ve Çok Merkezli Kontrol

Tek merkezli bir sistemde bütün hesaplama ve kontrol işlemleri tek bir merkezi bilgisayara yüklenmiştir. Bu tip bir kontrol daha çok küçük sistemler için uygundur. Böyle bir konfigürasyon yapısında işletim, bakım ve onarım işlerinin daha kolay olması ve tüm kontrol ile görüntüleme fonksiyonlarına tek bir yerden ulaşabilme imkânı büyük bir üstünlüktür. Ancak daha büyük bir alana yayılmış sistemin kontrolünde ise bu tip konfigürasyon kullanmak sakıncalar yaratabilir. Geniş bir alana yayılmış olan haberleşme sisteminin tek bir merkeze bağlanacak olması hem oldukça pahalı hem de karmaşık olacaktır. Ayrıca bilgisayar veya haberleşmenin özelliğinden dolayı sistemde oluşan kayıplar da artacaktır.

Tek merkezden kontrolü sakıncalı olan ve idare edilemeyen sistemlerde, geniş bir coğrafi bölgeye yayılmış çeşitli bilgisayarlar kullanılır. Bu tip konfigürasyonun üstünlüğü geniş bir alana yayılmış sistemi kontrol etmek, iletişimi sağlamak ve örneğin hizmet dışı kalmış bir bölgenin bundan etkilenmesini en aza indirmek için bölgesel daha küçük bilgisayarların kullanılmasıdır.

İlerisi de düşünülerek DAS`ın merkezileştirilmeden yönetilmesi daha uygun olacaktır. Bu yüzden sistemde kontrol edilen cihazlarda (kesici, ayırıcı, kademe değiştirici...) küçük mikroişlemciler kullanılır ve bu mikroişlemciler üzerinde de kontrol işlemleri yapılabilir.

2.3 Dağıtım Otomasyon Sistemi

DAS, insanlar tarafından planlanmış ve planlanabilen otomatik işlemler içerir. DAS'a operatör müdahalesi (aracılığı) HMI (İnsan-Makine Arabirimi-Human-Machine Interface) ile sağlanmaktadır. Bu arabirimde tek hat diyagramında karışıklıkları azaltmak için renkli grafiklerin kullanıldığı uçlar, arızaları gösteren ışıklar veya arızanın bulunduğu bölgeyi gösteren lambaların bağlı olduğu uçlar bulunmaktadır. Okuma hatalarını azaltmak için bilgisayarlarda "Yüksek Işık Tekniği" kullanılır. HMI, ilgili bölgeyi doğru bir şekilde seçebilmek için ışıklı kalem, mouse ve izleme topu gibi aletlerle desteklenmiştir. Sistemin uygulanmasında insan faktörü, hangi tekniğin kullanılacağına seçiminde yatmaktadır. HMI, DAS'ı gözlemek ve kontrol etmek için kullanılan programlar ve donanım ile sürekli iletişindedir. DAS operatörü ve kontrol sistemi arasındaki temel bağlantı çok yönlü ve etkin bir araç olan renkli grafik ekranıdır. (Bassett vd., 1988)

HMI, DAS'ta seçilmiş herhangi bir noktada operatörün işlem yapmasına izin verir. Operatörün yapılmasını uygun gördüğü veya yapmak zorunda olduğu işler, sistemin omurgası durumundaki DAS haberleşme ağı ile cihaza iletilir. Daha iyi bir çalışma için gerekli uygun cihazlar sisteme sonradan da eklenerek DAS genişletilebilmekte ve haberleşme ağı daha da uzatılabilmektedir (modüler olma özelliği). DAS haberleşme ağı, bir ve/ veya birden çok haberleşme hatlarından oluşabilir. Bir çok değişik haberleşme teknolojisi aynı anda tek bir DAS'ta kullanılabilir. Böylesine geniş bir alana yayılmış sistemde kiralanan telefon hatları, mikrodalga ve radyo haberleşmesi veya fiberoptik kablolarla haberleşme interkonnekte bir bilgisayar sisteminde kullanılabilir. Yine dağıtım sisteminde işletmeciyi dağıtım istasyonlarına (indirici merkezlere) ve anahtarlama elemanlarına (kesici, ayırıcı...) bağlayan uyuyla iletişim, DLC (Distribution Line Carrier) ve VHF radyo kanalı ile haberleşme teknolojileri de kullanılabilir. Burada önemli olan nokta seçilecek olan iletişim ağının bir veya iki yönlü iletişim kapasitesine sahip olup olmayacağı ve bunun seçimidir.

Enerjiye ihtiyaç duyan tüketiciler DAS'a bireysel, ticari veya endüstriyel kol olarak bağlıdır. DAS tarafından tüm yüklerin beslenip beslenilmediği, burada kullanılan cihazların durumları görüntülenebilmeli; sayaçlar ve değerler uzaktan okunabilmelidir. İşletmeci tarafından istenilen bir işlem yapılmak istendiğinde, kontrol edilebilen cihazlar üzerindeki bilgisayarlara bu işlem uzaktan doğrudan uygulanacaktır. Örneğin sıcak su ihtiyacının karşılanması veya havalandırmanın düzenlenmesi gibi tüketici hizmetlerinin doğrudan kontrolü tek yönlü bir sistem kullanılarak gerçekleştirilebilmektedir; ancak, tüketicilerin tüm ihtiyaçlarını sağlayan enerjinin tedarik edilmesini ve enerji tüketiminin hem kontrol edilebilmesi hem de görüntülenebilmesi için iki yönlü haberleşme hattına ihtiyaç duyulacaktır.

Ana dağıtım sistemindeki cihazlar kontrol edildiği zaman kondansatörler, gerilim regülatörleri, trafolar, kesici ve ayırıcı gibi elemanlar kontrol işlevi için kontrol sistemine uygun ve hazır olmak zorundadır. (Bassett vd., 1988)

2.4 Dağıtım Otomasyon Donanımı

Ana Kontrol Merkezinin işlevi, operatörü HMI aracılığıyla sistemi kontrol etmesini sağlamak; dağıtım sisteminde binlerce noktadan (yerden) elde ettiği verilerle DAS'ta yapılan işlemlerin görüntülenmesini ve gerekli kontrol işlemlerinin yapılmasını sağlamaktır. Kullanılacak olan cihaz sayısı ve kontrol edilecek olan elemanların sayısı ihtiyaca göre belirlenmektedir. DAS için sistem bilgisayarlarının seçimi sistemin büyüklüğüne, mesajların çeşidine ve hızına, yapılacak kontrol ve kumanda işlemlerinin hızının belirlenmesine bağlıdır. Genelleme yapılırsa DAS, enerji iletim ve dağıtımını sağlayan sistemdeki (bu sistemin yönetilmesi için gerekli) yoğun mesaj ve bilgi akışını sağlar. Yoğun akış içerisindeki veriler sık sık kaydedilir ve kaydedilen veriler daha sonra analiz yapmak için kullanılır. Bu veriler bilgisayarın sürücüsünde saklanır ve yedeklenir. Sistem tasarımı daha sonraki genişlemelere adapte olabilmek için modüler bir yapıda olmalıdır. Sistemi yeni kullanacak olan operatörler tüm kaydedilmiş verileri inceleyerek sistemi daha iyi tanıma imkânına sahip olacaklardır. Böylelikle yapılacak bir tahmin veya hesaplanacak istatistiksel bir ortalama; örneğin pikler, kesin doğrulukta bilinir.

Ana bilgisayar, küçük bilgisayarlardan veya ana işlemlerin yapılması için giriş- çıkış fonksiyonlarını yerine getiren mikroişlemcilerden oluşur. Bu mikroişlemciler ön-uç vazifesi görürler. Merkezi bilgisayarlardaki bu ön uçlar, merkezi bilgisayarlara DAS'ta kontrol edilebilen diğer cihazları haberleşme ve bilgisayar ağını kullanarak birbirine bağlar. Bu ön-uç sayesinde ana bilgisayarın yükü azalır ve işlem hızı artar.

DAS donanımının birincil görevi haberleşme ağı ile kapalı veya açık çevrim iletişimi sağlamak; dağıtım istasyonlarında, fiderlerde ve tüketici bölgelerindeki cihazları kontrol etmek ve yapılan işlemlerin görüntülenmesini sağlamaktır (Bassett vd., 1988). Bazı yerlerde kontrol kapalı çevrim şeklinde olup, kontrol işlemi ayarlanabilen referans değerlerine göre sistem tarafından daha hassas kontrol edilebilecektir. Yine bazı yerlerde ise kontrol açık çevrim şeklinde olacak; fakat yapılan işlevler doğrudan değil de, on-line (çevrim-içi) şeklinde görüntülenecektir. Geribesleme, yapılan müdahalelerden sonra durumlardaki değişimleri gösterecektir. Tek yönlü tüketici yük kontrolü, açık çevrime örnek olarak verilebilir. Analog görüntüleme ise dağıtım sisteminde sürekli olarak değişen gerilim, akım, güç talebi, aktif güç, reaktif güç ve güç faktörü gibi değerlerin ölçülmesinde kullanılır.

Durum görüntülenmesi, örneğin bir kesicinin açık mı kapalı mı olduğunu ya da kaplı iken açıldığında nasıl değiştiğinin anlaşılması için gereklidir. Trafoların ayar kademe konumları da buna bir örnek olarak verilebilir.

Kontrol işlemleri sistem değişkenlerinden birinde yaşanan değişim sonucu başlar. (örneğin yük talebindeki değişim, sistem veriminin değişimi veya ani elektrik kesintileri gibi...) Kontrol işlemleri görüntüleme sisteminden alınan analog değerler ve cihazların durumlarına göre yapılır.

DAS`da dört tip bilgisayar kullanılır (Bassett vd., 1988):

(i) Kişisel Bilgisayarlar: Kontrol merkezinde alarm ve raporların alınmasında, istatistiksel analizlerle, RTU`lar ve IED`lerle haberleşme ve ek ünitelerin kontrolü amacıyla kullanılır.

(ii) Mini Bilgisayarlar: Kontrol merkezinde ana bilgisayarlara bilgi sağlama, ek üniteleri kontrol etme; dolayısıyla sistemin genel performansını yükseltmek amacıyla kullanılır.

(iii) Süper Mini Bilgisayarlar: Kontrol sistemiyle donatıldıklarından, kontrol merkezinde ana bilgisayarlar olarak kullanılabilirler.

(iv) Mainframe Bilgisayarlar: Çok yüksek kapasiteli veri işleme hızına sahiptirler ve çok kullanıcı bir işletim sistemi içerirler. Kontrol merkezinde ana bilgisayar olarak kullanılırlar.

Bir enerji sisteminde DAS için belirlenmiş gerekli donanımları ve teçhizatlar şunlardır:

Dağıtım İstasyonları İçin

Trafolar

Elektronik Röleler (aşırı akım, kaçak toprak akımı...)

Gerilim Regülatörleri

Kaydediciler

Yedek güç kaynakları

Kondansatörler

Fider kesicileri, recloser`lar ve ayırıcıları

Sayaçlar

Dağıtım Fiderleri İçin

Hat kesici ve ayırıcıları

Trafolar

Güç faktörünü iyileştiren kondansatörler

Sensörler

Gerilim trafoları

Seksiyonerler

Gerilim regülatörleri

Arıza Göstergeleri

Akım trafoları

Sayaçlar

Transdüserler

Tüketiciler İçin

Sayaçlar

Evlerin bağlantıları

Çeşitli cihazlar

Dağıtım fiderleri güç kaynağı ile aydınlatma tüketicilerinin arasındaki son hattır. Varolan sistem (enerji sistemi) çeşitli dağıtım seviyelerine uzatılabilir. Donanım, havai veya yeraltı kablolarının klasik fider elemanlarıyla kontrolüne ve görüntülenmesine uygun olmalıdır. Donanım yapısı dağıtım sisteminde dağılmış bir çok noktadan paralel bir şekilde veri toplayıp, görüntüleme ve kontrol işlevlerini yapmalıdır. Bunun içinse sık sık yüksek seviyeli işaretleri (sinyalleri), DAS'ın ölçebileceği ve sayabileceği alçak seviyeli işaretlere çeviren sensörlere ve transdüserlere ihtiyaç duyulur. Ayrıca tek mi yoksa üç fazlı görüntülemeye mi ihtiyaç duyulduğu belirlenmelidir. Tek fazlı görüntüleme yapıldığı zaman tüm sistemin dengeli olduğu varsayılır. Tek fazlı görüntülemenin üç fazlı görüntülemeye göre daha ekonomik olduğu da kesindir.

2.5 DAS Yazılımı

DAS'ı destekleyen bilgisayar yazılımı üç kısma ayrılmıştır: gerçek-zaman, etkileşimli ve yığınsal yazılım. Gerçek-zaman yazılımı sistem fonksiyonlarını belirlenen koşullar altında çalıştırır. Etkileşimli yazılım, örneğin yük kontrolü veya veri elde etme gibi işlemlerde, operatörün yapmak istediği fonksiyonları yerine getirir. Gerçek-zaman ve etkileşimli yazılım programları bir durumu değiştirmek için bilgisayar sisteminde sabit bir şekilde dururlar; fonksiyonları tasarlandıkları şekilde uygularlar. Yığınsal modda, yapılacak işlem için bilgisayar programı devreye girer; işaret gelene kadar bekler ve başladığı zamandan diğer programın başlangıcına kadar program çevrimi tamamlanır. Örneğin sistem çalışmasını, gidişatını, geçmiş döneme ait bilgilerin analizini yansıtan raporlar veya grafikler için bu tip bir

işlem söz konusudur. Yığınsal yazılım, gerçek zamanda (real- time) işlemleri ve görevleri yerine getiren etkileşimli yazılıma destekleyici bir yardımda bulunur. DAS uygulama yazılım programları dağıtım sisteminin çalışmasını simule etmek veya uzaktan kontrolünü sağlamak için gerekli eşitliklerle ve matematiksel işlemlerle donatılmıştır. Bu yazılım sistemi aşağıdaki birçok DAS fonksiyonunun yerine getirilmesi için gereklidir:

- Baraların otomatik açılıp-kapanması (kesici, ayırıcı kontrolü)
- Fiderlerin otomatik açılıp kapanması
- Volt / VAR kontrolü
- Dağıtım trafo yüklerinin ayarlanması
- Fider yüklerinin ayarlanması
- Uzaktan sayaç ve değer okunması
- Yük kontrolü...

Dağıtım Otomasyon Sistemleri oldukça karmaşık bir yapı sahiptir. Bu yüzden sistem bir çok alt yazılımlardan oluşmaktadır. Bu alt yazılımların birbirleriyle kolay entegre edilebilir, geliştirilebilir, iletişim sistemiyle uyum içinde çalışabilir ve kolay kullanılabilir olabilmesi için standart programlara dilleriyle geliştirilmiş olması gerekir. Dağıtım otomasyonu sistemi yazılımlarına en uygun programlanma tekniği Nesneye Dayalı Yazılım (Object Oriented Programming) teknikleridir. Bu teknikleri destekleyen ve en yaygın kullanılan programlama dili C++' dır. Aynı zamanda C++ tabanlı olduğundan UNIX , DAS için en uygun işletim sistemidir (Güçsav vd., 1995).

2.6 SCADA Sistemleri

SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition kelimelerinin baş harflerinden türetilmiş bir kelimedir. Denetimli Kontrol ve Veri Toplama Birimi olarak Türkçe'ye çevrilebilir. Enerji üretim ve dağıtım tesisi uygulamalarında, Enerji Yönetim Sistemleri ve Dağıtım Yönetim Sistemlerinin alt yapısını oluşturur. SCADA sistemi; sistem kullanıcılarına, merkezi bir kontrol noktasından, geniş bir coğrafi alana yayılmış, petrol, gaz, boru sistemleri, su ve elektrik şebekelerinin açma kapama ve ayar cihazları vasıtasıyla kontrol ve kumanda imkânı verir. Bu sistemler hakkında bilgi toplar; topladığı bu verilere dayanarak tesislerin güvenilir, emniyetli ve ekonomik olarak çalıştırılmasını sağlar. SCADA esas olarak üç ana bileşenden oluşur:

- 1) Uzaktan Bilgi Toplama ve Denetleme Sistemi (RTU)
- 2) İletişim Sistemi
- 3) Kontrol Merkezi (MTU)

SCADA sistemleri uzun yıllardan beridir enerji iletim ve alt-iletim sistemlerinde kullanılmaktadır. Bunun bir sonucu olarak teknolojinin de yardımıyla oldukça geliştirilmiştir. Buna karşın SCADA sistemlerinin, DAS`da kullanılması ise henüz yenidir. DAS`ın kullanımına olan ilginin artması, elektrik dağıtım sistemlerinde SCADA sisteminin kullanılmasında bir artışa neden olmuştur. DAS`ın bir bölümü ile birleştirilecek olan SCADA sistemi, örneğin veri elde etme gibi birçok işlemi yapacak kapasitededir. Sistemden alınacak veriler kontrol için gereklidir. Ancak SCADA sistemi DAS`dan oldukça farklı bir yapıdadır. SCADA sistemi yalnızca operatöre (işletmeciye) bilgi sağlar. Operatör, elde ettiği bu bilgiyi değerlendirir ve ne türlü bir kontrol işlemi yapacağına karar verir. Buna karşın DAS`da birçok karar verme işlemi bir bilgisayar sistemi tarafından yapılır ve operatörün bu kontrol işlemine aracılığı oldukça sınırlıdır.

Bazı otomatik kontrol fikirlerinden hariç, SCADA ile DAS birbirine çok benzer. Bu yüzden DAS`ın SCADA tabanlı olarak düşünülmesi ve geliştirilmesi doğaldır. Ancak başlangıçta DAS, SCADA sisteminden bağımsız olarak geliştiği için ilk tasarlanan DAS`lardaki iletişim yapısı, şu andaki SCADA iletişim sisteminden farklıdır. Bunun dışında, SCADA teknolojisi şu anda yeteri kadar geliştirilememiştir. Bu yüzden DAS işletmecileri, sistemleri için farklı bilgisayar programlama dilleri ve yazılım paketleri kullanırlar. Günümüzde artık DAS ve SCADA sistemleri üretici firmaları tarafından birleştirilmektedir.

2.7 AM/ FM Sistemleri

DAS ve SCADA sistemlerinin paralel bir şekilde birleştirilmesi, AM/ FM Sistemlerinin de (Otomatik Haritalama ve Tesis Yönetimi Sistemleri– Automated Mapping and Facilities Management) birleştirilmesini sağlamıştır. Yüksek güçlü ve gelişmiş grafikli bilgisayar bu birleşmeye daha da hız vermiştir.

Bir AM/ FM sisteminde, elektrik dağıtım haritaları (dağılımı) coğrafi haritalar üzerine yerleştirilebilir. Böyle haritaların ve veri tabanlarının birleştirilerek kullanılması, sistemin daha etkili bir şekilde yönetilmesine olanak sağlar. Bazı fonksiyonlar, DAS için tasarlanan AM/ FM sistemi vasıtasıyla gerçekleştirilebilir (tesis haritalanması, geçiş hakkı, sistem ve cihaz bakımı). DAS`daki birçok önemli fonksiyon için gerekli olan gerçek-zaman cevabı AM/ FM sistemleri tarafından sağlanabilir. Elektrik kesintileri ve sistem onarımı buna örnek olarak verilebilir. Elektrik kesintilerinde tüketici bölgeleri sistem haritalarında gözükür. Kesintinin şekinden, mümkün olan neden belirlenebilir.

AM/ FM sistemlerinde veri yoğunluğu yüksektir. Dağıtım sistem verilerine ek olarak, coğrafi harita verilerine de ihtiyaç duyulur. Sistem veritabanlarını daha etkili kullanarak, diğer dağıtım sistemleriyle paylaştırılabilir. Veri paylaşımını olanaklı hale getirmek için AM/ FM sistemi ile DAS, Ethernet gibi bir bilgisayar ağıyla birbirlerine bağlanırlar.

SCADA ve DAS`ın birleştirilmesi artık kaçınılmaz gibi olsa da; AM/ FM isteminin DAS ve SCADA ile birleştirilmesi şu an için geleceğe ait bir amaçtır. (Pahwa ve Shultis, 1992) Ancak küçük bir DAS`da AM/ FM sistemi kullanılabilir.



3. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNİN GEREKLİLİĞİ

3.1 Giriş

Günümüzde enerji sektörü, güç sistemlerini daha etkin ve daha optimal kullanabilme ve kontrol edebilme amacıyla büyük bir gelişme içerisinde. Güç sistemlerinin optimum kontrolünü ve yönetimini doğrudan etkileyecek iki konu üzerinde yoğunlaşmak gerekecektir: Ekonomiklik ve teknik açıdan. (Baass vd., 2002)

3.2 Ekonomiklik

Ekonomik nedenler DAS'ın kullanılmasında büyük bir öneme sahiptir.

3.2.1 İşletme Maliyetlerinde Azalma

Özellikle de işletme maliyetleri enerji sisteminin ekonomik performansını büyük oranda etkilemektedir. DAS ile birlikte aşağıda yazılı ekonomik kazançları sağlamak mümkün olacaktır:

- Dağıtım istasyonları uzaktan kontrol edilebildiği için personel sayısında azalma olacaktır. Geniş bir alandan elde edilecek bilgiler sayesinde, işletmeden ve bakımdan sorumlu personeller arasında daha iyi bir koordinasyon sağlanacaktır.
- Sistem içerisinde oluşacak arızaların çok hızlı bir şekilde belirlenip, arızalı fiderlerin diğer kaynaklardan beslenmesi ve böylece arızanın daha kısa bir sürede onarılmasıyla ekonomik kayıplar azaltılacaktır.
- DAS'ın sahip olduğu uzman sistemler, kompleks işlemleri operatörden daha hızlı ve daha hassas yapabilecektir.
- Arıza sonrasında ve devamında Volt/ VAR kontrolü, re-konfigürasyon... gibi fonksiyonlar DAS sayesinde daha iyi yapılacaktır.

3.2.2 Bakım Maliyetlerinde Azalma

İşletme maliyetlerinin yanında, bakım maliyetlerinde de azalma olacaktır. Bakım maliyetlerindeki bu azalmalar şunlardır:

- Arızalarda ve onarımda azalma
- Temel cihazların bakımında azalma
- Koruma ve kontrol işlevi gören cihazların bakımında azalma

Mevcut sistemlerde farklı elektrik panoları, kontrol ve koruma cihazları arasında yoğun bir kablolama olması yüzünden arızayı bulmak ve onarmak hem güç olmakta hem de zaman

almaktadır. DAS'la birlikte kablolama daha azalacak ve arızaların bulunması daha kolay olacaktır. Arızaların birçoğu da yazılım tarafından saptanabilecektir.

Sistemde kurulu temel cihazlardan gelecek verilerle birlikte bu cihazların çalışması sürekli denetim altında olacaktır. Böylece cihazların ihtiyaçları önceden ve daha kısa sürede karşılanacak, performansları takip edilebilecektir. Örneğin; yeni bir fider koruma rölesinin karakteristiği, mevcut kesicilerin arıza esnasında nasıl ve kaç kez çalıştığı bilgisine göre belirlenebilir. Dolayısıyla kesici arıza esnasındaki performansına göre belirlenerek seçilmiş olur. Ancak bu tip verilere otomasyonun olmadığı sistemlerde ulaşılamaz.

Yeni yazılım ve digital haberleşme teknolojilerinin, digital röle ve kontrol cihazlarının geliştirilmesi ile birlikte; işletme esnasında operatörlerin çalışma saatlerinde, yarıiletken röle ve kontrol cihazlarının günlük rutin test ve bakımlarında azalma olacaktır. Birçok kontrol fonksiyonunun DAS tarafından otomatik olarak gerçekleştirilmesi ile birlikte, operatör daha az zaman harcayacak ve daha az çaba sarfetecektir. Bununla birlikte değişken sinyaller ve komponentler sürekli denetim altında olacağı için, işletme esnasında tüm diagnostikler ve görüntüleme işlemleri daha iyi olacaktır.

3.2.3 Dağıtım İstasyonunun Kurulum Maliyetinde Azalma

Yeni ve modern bir cihazla birlikte maliyetlerde daima bir azalma beklenir. Maliyetlerde azalma bir ünite içerisindeki tüm cihazların dikkate alınmasıyla görülebilir. Ancak bu da dağıtımdan istenen fonksiyonlara ve boyutlara bağlıdır.

Yeni bir dağıtım istasyonunun kurulması ile birlikte konvansiyonel sistemlere göre maliyetlerde bir azalma olduğu bugünkü veriler doğrultusunda gözlenmemiştir.

3.2.4 Kablolama Maliyetlerinde Azalma

Kontrol odası ile istasyondaki arabirimler arasında yoğun bir kablolama işlemi olacaktır. Kablolardaki bozulmalar, kopmalar, magnetik alana maruz kalmalar ve sinyal kayıpları gibi çevresel faktörlerden kaynaklanan sorunlar olacaktır. Örneğin; kablo kopmalarını bulmak ve onarmak oldukça çok zaman alacaktır.

DSP (Digital Signal Process) ile birlikte kablolama sorunu çözülebilir ve kullanılacak olan kablo miktarında da azalma olur. Yalnızca cihazlarla, cihazın yerel arabirim kartı arasında bir kablolamaya gerek kalır. Kontrol odasındaki ana istasyona yapılacak diğer bağlantılar digital olarak gerçekleştirilir. Ayrıca gerekli kablolama maliyetlerindeki azalma ile birlikte, yeni istasyonların kurulum maliyetlerinde de azalma olacaktır.

3.3 Teknik Açıdan

Dağıtım istasyonlarına otomasyon sistemlerini kurmak ve daha ekonomik işletmek için fazlaca bilgiye ihtiyaç vardır. Bu yüzden tüketici tipleri, yük tahminleri, enerji yönetimi vb.... bilgilere ihtiyaç vardır. Tam olarak ne kadarlık bir veriye ihtiyaç duyulduğu ve bu bilgilerin ne kadar güvenilir olduğu bilinmelidir. Varolan istasyonların geliştirilebilmesi için aşağıdaki teknik ihtiyaçlara gerek vardır (Baass vd., 2002):

2.3.1 Veri İhtiyacı

Bilgi veya veri güç sistemlerinin optimum yönetiminde büyük bir öneme sahiptir. Sistemdeki cihazlardan kesin bilgiler alınmadığı sürece, dağıtım yapacak olan kurum kendisini geliştiremeyecektir. Bu yüzden ana kontrol ünitesine sürekli veri aktarılmalıdır: Alarmlar, kesicilerin durumu, gerçek-zamanda watt, volt, amper değerleri, enerji ölçümleri... Modern bir güç sisteminde doğru ve kesin bir bilginin elde edilmesi vazgeçilmez bir unsur olduğu için; ileriki yıllarda güç kontrol merkezleri birer Bilgi Teknolojisi-IT (Information Technology) merkezi haline gelecektir.

2.3.2 Dökümantasyon

Yeni kurulacak olan bir DAS`da yapılan değişikliklerin ve güncellemelerin raporlanması gerekir. Yeni sayısal sistemlerin yardımıyla enerji sistemine ait verilerin raporlanması mümkün olacaktır. Sistemde yapılan değişiklikler yeni sisteme eklenerek yazılım sayesinde güncellenebilir hale getirilebilir. Güncelleme işlemi devamlı bilgisayarlar tarafından otomatik olarak yapılır.

2.3.3 Fonksiyonellik

Yeni kontrol sistemleri mevcut fonksiyonların yanısıra yeni fonksiyonların eklenebilmesine izin verir. Kontrol sistemi modüler olduğu için genişleyebilme esnekliğine sahiptir. Herhangi bir fonksiyon farklı donanımlar yardımıyla ana kontrol ünitesine aktarılabilir.

2.3.4 Güvenilirlik

Enerji şebekesinden daha fazla bilgi alınması ve sistemdeki problemlerin daha hızlı bir şekilde bulunup onarılması, dağıtımın güvenilirliğini arttırdığı gibi, diagnostik sürelerini de azaltacaktır. Böylece arızalı istasyonların onarım hızı artacaktır.

4. KONTROL MERKEZİ

4.1 Tanımı

Kontrol Merkezi,; geniş bir coğrafi alana yayılmış tesislerin, bilgisayar esaslı bir yapıyla uzaktan kontrol edildiği, izlendiği ve yönetildiği yer olarak tanımlanabilir. Kontrol Merkezleri genelde DAS'ın ve kontrol edilecek tesislerin merkezi bir yerine kurulur.

4.2 Kontrol Merkezinin Sistem İçerisindeki Yeri

Kontrol Merkezleri DAS'ın tüm kontrol, görüntüleme ve koruma fonksiyonlarının idare edildiği ve tüm sistemin denetlendiği merkezi bir yapıdır. Kontrol Merkezleri için sistem için de, sisteminin büyüklüğüne göre ayrı bir mekan oluşturulmalıdır. Bu ayrı Kontrol Merkezinden; tüm DAS kontrol edilir, gerekli bilgiler toplanır, yoğun bir veri tabanı programı ile bilgiler depolanır, gelen veriler ve alarmlar analiz programları ile yorumlanır, veriler üzerinde işlem yapılır, bunların yazılım programları vasıtası ile görüntülenmesi ve yazıcı çıktıları alınabilir.

Kontrol Merkezi DAS içersinde bir tane olabileceği gibi, sistemin büyüklüğüne göre birkaç tane de olabilir. Hatta çok büyük sistemlerde Ana Kontrol Merkezlerinin altında Alt Kontrol Merkez'leri de bulunabilir.

4.3 Kontrol Merkezinin Görevleri

Kontrol Merkezleri kısaca bilgisayarlardan, giriş çıkış birimlerinden, insan makine arabiriminden, uzak birimlerle haberleşme ünitelerinden, bilgi depolama birimleri ve bunların ek ünitelerinden oluşur.

Kontrol Merkezleri yukarıda kısaca bahsedilen donanımları ile şu görevleri yerine getirir (Berçin, 1997):

- 1) Uzaktaki birimlerinden verilerin toplanması
- 2) Toplanmış verilerin yazılım programları ile işlenerek ekrana veya yazıcıya gönderilmesi
- 3) Sistemde kontrol edilecek cihazlara kontrol komutu gönderilmesi
- 4) Belli olaylar karşısında alarm üretme ve gelen alarmları operatöre en hızlı şekilde iletme
- 5) Meydana gelen olayları ve verileri zaman sırasına göre kaydetme
- 6) Başka bilgisayar sistemleriyle iletişimde olma
- 7) Dağıtım Yönetim Sistemi (DMS) ve Enerji Yönetim Sistemi (EMS) gibi üst seviye uygulama programlarını çalıştırma

8) Yazıcı, Çizici, Haberleşme Üniteleri gibi ek ünitelerin kontrolü

4.4 Kontrol Merkezi Mimarisi

Kontrol Merkezleri şu bölümlerden oluşur (Berçin, 1997):

- 1) Sistem Bilgisayarları
- 2) Kullanıcı Arabirimleri, İnsan Makine Arabirimleri (HMI), operatör arabirimi de denir
- 3) Veri Toplama Giriş-Çıkış Birimleri (Front-End bilgisayarlar)
- 4) Mimik Diyagram ya da Ekran projeksiyon sistemleri
- 5) Yazıcılar ve Çiziciler
- 6) Veri Toplama Birimleri
- 7) Kesintisiz Güç Kaynağı
- 8) Zaman Ayar Sistemi
- 9) Yerel İletişim Network'ü
- 10) İzole, Yükseltilmiş tabanlı Kumanda Odası veya Odaları

4.4.1 Sistem Bilgisayarı

Bilgisayarlar, Kontrol Merkezindeki her türlü ek üniteler üzerinde, denetimi ve koordinasyonu sağlayan birimlerdir. Bu işlevleri giriş, çıkış, bellek, merkezi işlem birimi, bilgisayar işletim sistemi ve uygun yazılım programları vasıtasıyla yerine getirmektedir.

Giriş Birimi: Giriş birimi, merkezi işlem birimine dış birimlerden verilerin gelmesini sağlar.

Bu birimin kontrol ettiği üniteler şunlardır:

- a) Klavye
 - b) Grafikselsel Giriş Üniteleri
 - c) Haberleşme Üniteleri
 - d) Depolama üniteleri
- a) **Klavye:** Yazıların girilmesi için kullanılır.
- b) **Grafikselsel giriş ünitesi:** Mouse, Digitizer, Scanner gibi şekil ve benzeri şeylerin bilgisayara aktarılmasında kullanılır.
- c) **Haberleşme Üniteleri:** Bilgisayarların diğer bilgisayarlarla iletişim kurmasını sağlar. Bu iletişim genellikle MODEM (telefon hatları) ya da veri ağlarıyla (LAN, WAN gibi) sağlanır.

d) **Depolama Üniteleri:** Depolama birimleri gelen verileri ya da bilgisayarlarda çalışan programları depolamak için kullanılır. Bu birimler sabit disk, manyetik teyp gibi ünitelerdir.

Çıkış Birimi: Çıkış birimi verilerin dış dünyadaki ünitelere ulaştırılmasını sağlar. Örneğin ekrandaki bir bilginin yazıcıya aktarılması için bu birim kullanılır. Çıkış birimine bağlı olan bir kaç ünite şöyle sıralanabilir.

- a) Yazıcılar
- b) Çiziciler
- c) Depolama birimleri
- d) Grafikselle gösterim birimleri

a) **Yazıcılar:** Raporlar, alarmlar gibi bilgilerin kağıt üzerine aktarılmasını sağlar

b) **Depolama Birimleri:** Yedekleme ve depolama amacıyla kullanılır.

c) **Grafikselle Gösterim Birimleri:** Bilgisayarlar içindeki verilerin kullanıcıya gösterilmesinde kullanılır. Bu birimlerden bir kaçını monitör, ekran projeksiyon makineleri, mapbord'lar dır.

Bellek: Bilgisayarın çalıştırdığı programların bulunduğu ve verilerin depolandığı birimdir. RAM (Rastgele Erişimli Bellek), ROM (Sadece Okunabilir Bellek), CACH (Hızlı, Tampon Bellek) olmak üzere üç çeşit bellek vardır. Bilgisayarların içinde bulunan veri yolu birçok üniteye gitmektedir. Bu yüzden veri yolu üzerinden hafızaya erişimin bir ünite tarafından denetlenmesi gerekir. Bilgisayarda bu işlev Bellek Erişim Denetleyicisi tarafından yerine getirilmektedir.

Merkezi İşlem Birimi: Merkezi işlem birimi, bilgisayarın içindeki birimlerin koordinasyonunu sağlar. Veriler üzerinde aritmetiksel ve mantıksal işlemler yapar. Farklı birimler arasında verilerin transferini sağlar.

4.4.1.1 Bilgisayar İşletim Sistemi

Bilgisayar işletim sistemi, bilgisayar sisteminde çalışan programların denetimini yapar. Ek ünitelere erişimi sağlar. Verilerin depolama ya da yedekleme birimlerine transferini sağlar. Bellek erişimini denetler. Sistem kullanıcılarının erişimini denetler. İşletim sistemlerinin Tek Görevli ve Tek Kullanıcı, Çok Görevli ve Çok Kullanıcı olmak üzere iki tipi vardır. Bunlardan ilki aynı anda sadece bir tek kullanıcının bilgisayarı çalıştırmasına ve bir tek programın işletilmesine izin verir. İkincisinde ise birden fazla kişi, birden fazla programı aynı

anda işletebilmektedir. Bu sistemler genel olarak iletişim ağı tabanlıdır. Dolayısıyla verilerin ortak olarak kullanımı söz konusudur. Örneğin UNIX, POSIX işletim sistemi.

4.4.1.2 Kontrol Merkezlerinde Kullanılan Bilgisayar Çeşitleri

DAS kontrol merkezlerinde kullanılan bilgisayar sistemleri:

- 1) Kişisel Bilgisayarlar
- 2) Mini Bilgisayarlar
- 3) Süper Mini Bilgisayarlar
- 4) Mainframe Bilgisayarlar olarak sınıflandırılabilir.

1. Kişisel Bilgisayarlar

Oldukça yaygın kullanım alanlarına sahip bu bilgisayarlar DAS Kontrol Merkezlerinde de kullanılırlar. Genişletilebilir olma özelliğine sahiptirler. Kontrol Merkezlerinde alarm ve raporların alınmasında, istatistiksel analizlerde, uzak birimlerle haberleşme ve ek ünitelerin kontrolü amacıyla kullanılabilirler.

2. Mini Bilgisayarlar

Mainframe bilgisayarlara göre daha az yer tutarlar. Ancak onlardan daha yavaştır. Kontrol merkezlerinde ana bilgisayarlara veri sağlama, ek üniteleri kontrol etme, dolayısıyla sistemin genel performansını yükseltmek amacıyla kullanılırlar. Genellikle bir tane merkezi kontrol birimleri vardır.

3. Süper Mini Bilgisayarlar

Parelel merkezi kontrol sistemiyle donatılmışlardır. Bu yüzden yüksek hızlarda çalışabilirler. Bu hız saniyede 20 ila 100 milyon komut işlemeye kadar çıkabilir. Kontrol merkezinde ana bilgisayar olarak kullanılabilirler.

4. Mainframe Bilgisayarlar

Çok yüksek kapasiteli veri işleme hızına sahiptirler ve birden fazla merkezi kontrol birimleri vardır. Çok kullanıcı bir işletim sistemi içerirler. En büyük dezavantajları büyük hacimli yer işgal etmeleri ve özel olarak hazırlanmış mekâna ihtiyaç duymalarıdır. Buldukları yerin sıcağa, neme, kirli havaya karşı korunmuş olmaları; kullandıkları enerjinin de regüle ve filtre edilmiş olması gerekir. Arıza durumunda bütün sistem durmaktadır. Bu tip bilgisayarlar kontrol merkezinde ana bilgisayar olarak kullanılırlar.

4.4.1.3 Kontrol Merkezi Bilgisayar Yazılımı

DAS yazılım programları oldukça karmaşık bir yapıya sahiptir, gelişimi yıllar alır ve çok pahalıdır. Yazılımın pahalı olması ve geliştirilmesinin zor olması nedeniyle donanımda olduğu gibi yazılımda da kalite ve performans üstünlükleri aranmalıdır. Yazılım sürecindeki bir yazılım analiz, tasarım, kodlama ve test aşamalarından geçmektedir. Yazılım sürecinin %60'ı analiz ve tasarım aşamalarından oluşmaktadır.

4.4.1.4 Kontrol Merkezi Yazılım Kalitesi

Yazılımın kalitesini belirleyen ve etkileyen etkenler şunlardır (Güçsav vd., 1995):

- a) **Geliştirilebilirlik:** Teknolojideki değişimlere, yeni isteklere karşı açık olma
- b) **Doğruluk:** Yazılımın, bütün istekleri doğru olarak yerine getirmesi
- c) **Anormal Durumlara Karşı Koyabilme:** Yazılımdan beklenen durumlar dışında tanımlı olmayan durumlarda, istenmeyen (sisteme zarar verebilecek) tepkiler vermemesi.
- d) **Uyumluluk:** Yazılımın başka yazılımlarla kolay entegre olabilmesi başka sistemlerle (yazılım ya da donanım) beraber çalışabilmesi.
- e) **Yeniden Kullanılır Olabilme:** Yazılımın ya da onu oluşturan parçaların başka amaçlarla kullanılabilmesi, yeni uygulamalara destek verebilmesi.
- f) **Verimlilik:** Programın, kaynakları (CPU; bellek, disk gibi) verimli kullanması ve performansının yüksek olması.
- g) **Taşınabilir Olma:** Programın farklı yazılım ya da donanım ortamlarında çalışabilir olması; yani sistemde kullanılan makineden, ek ünitelerden ve iletişim sistemlerinden bağımsız olabilmesi.
- h) **Doğrulanabilirlik:** Programı test edebilmek ve hataları bulabilmek için test programlarının yazılmış ya da test yöntemlerinin tanımlanmış olması.
- i) **Modüler Olma:** Programın birbirinden bağımsız küçük modüllerden oluşması.
- j) **Okunabilir Olma:** Program dökümünün yeterince açık ve anlaşılır olması
- k) **Öğrenme ve Kullanma Kolaylığı:** Programı kullanacak olan kişilerin programının iç yapısını bilmesine gerek duymadan öğrenebilmesi ve kullanabilmesi; gerektiğinde kullanıcıyı uyaracak ve istedikleri bilgileri sağlayacak yardım fonksiyonlarına sahip olması.

Yazılım sistemlerinde kaliteye ulaşmak için, aşağıdaki unsurların gözönüne alınması genel bir çözüm sağlar (Güçsav vd., 1995):

- 1) Standartlara uyma

- 2) Açık sistemler geliştirme
- 3) Tasarıma gereken önemi verme
- 4) Standartlaşmış yüksek düzeyli diller kullanma
- 5) Nesneye dayalı tasarım tekniklerini ve programlama dillerini kullanma

4.4.1.5 Yazılım Sistemini Oluşturan Parçalar

Kontrol merkezi yazılım sistemi bir veritabanı, veri toplama sistemi ve bunlarla birlikte çalışan programlardan oluşur. Programlar CPU'lar üzerinde dağılmış olabilir ve aynı zamanda bir CPU birden fazla programı kontrol edebilir. Modern kontrol merkezlerinde irili ufaklı yüzlerce program aynı anda ya da isteğe bağlı olarak değişik zamanlarda çalışabilir. Programların çoğu diğer programlarla iletişim halindedir. Amaç; veri toplama sisteminden verileri veritabanına kaydetmek, kullanıcı arabiriminde görüntülemek, denetim işlemini sağlamak ve güncel ya da geçmişe dönük veriler üzerinde analizler yapmaktır. Kontrol merkezini oluşturan yazılım birimleri şunlardır (Berçin, 1997):

1. Veri toplama sistemi
2. Veritabanı ve veritabanı yönetimi
3. HMI
4. Yerel giriş-çıkışlar
5. Rapor çıkarma, sebep gösterme
6. Veri analizi (geçmişe dönük veya güncel)
7. Uygulama programları
8. Konfigürasyon araçları
9. Donanım yönetim programaları (işletim sistemi, network sistemi)
10. Eğitim, test, simülasyon ve hata bulma programları
11. Kurma ve yerleştirme programları
12. Diğer araçlar

4.4.1.5.1 Veri Toplama Sistemi

a) **Veri Tarama Sistemi:** Uzak uç birimlerinden, bilgi taramak, veritabanına ve diğer ilgili birimlere iletmekle yükümlüdür. Tarama sıklığı veri tarama sistemi içinde önemli bir kavramdır. Analog ve sayısal veriler için farklı olabilir. Tarama için farklı teknikler kullanılabilir. Bazı tekniklerde gözlenen noktada bir değişim varsa veri alma işlemi gerçekleşir; hatta değişim hızına göre veri alma işlemi sıklığı artırılıp azaltılabilir.

b) **Olay Dizisi Alma ve İletişim İstatikleri:** Gerektiğinde milisaniye düzeyinde bilgi almayı sağlar ve olaylar arası öncelik sırasını gösterir. Toplanan verilerin doğruluğu üzerinde istatistikler yapılabilir ve uzak uç birimlerle olan iletişimin güvenilirliği hakkında rapor çıkarabilir.

4.4.1.5.2 Veritabanı

a) **Gerçek Zaman Veritabanı:** Uzak uç birimlerden elde edilen ve zaman bilgisi taşıyan verilerin tutulduğu veri tabanıdır. Her taramada yenilenir. Verilerin çokluğu zamanla artar ve erişim hızının yüksek olması beklenir. Her gözetleme noktasına ait aşağıda yazılı veriler bu veritabanında tutulur:

- Noktanın görüntüleneceği renk
- Noktanın durumu
- Varsa sınırları
- Denetlenebilir olup olmadığı
- Zaman grafiğinin çizilip çizilmeyeceği
- Gerçek, hesaplanmış ya da varsayılan bir değer olduğu
- Ölçülen ya da elle girilen bir değer olduğu

Farklı uygulama programlarıyla uyumlu olabilmesi için veritabanını standartlara uygun olması gerekir. Veritabanı yönetimi SQL gibi standart erişim yollarına açık olmalıdır. Veritabanı işlemlerini yapacak CPU'nun diğerlerinden ayrı olması ve diğer birimlere veritabanı hizmeti vermesi gerekir.

b) **Statik veritabanı:** Sistemle ilgili konfigürasyon verilerini tutar. Bunlar şu verilerdir:

- Eleman adresleri
- İletişim tipi
- İstasyon şemaları
- Network bilgisi, bağlantı bilgisi
- Elemanlara ait statik bilgiler

4.4.1.5.3 HMI

HMI sistem gözetleme ve kontrolün yapıldığı noktadır. Veritabanı ve veri toplama sistemiyle iletişim kurarak verileri görüntüler ve operatörün komutlarını merkeze iletir. HMI'nin özellikleri şunlar olmalıdır:

- Sistem şemalarını kolayca görüntüleme

- Herhangi bir noktanın bütün verilerini görüntüleyebilme ve üzerine yazabilme
- Sisteme yeni veri noktaları ekleyebilme
- Zoom (büyütme), pan (kaydırma) gibi grafik görüntüleme tekniklerine sahip olma
- Ekran üzerinden başka programları çağırabilme
- Bağlantı (network) bilgisini şemalar üzerinde gösterebilme
- Çeşitli düzey ve detaylarda şema görüntüsü verebilme
- Öğrenme ve kullanma kolaylığı
- Güvenlik için erişim sınırlaması (şifreli erişim)

4.4.1.5.4 Yerel Giriş-Çıkışlar

- Yerel uç birimi tarama ve yerel denetim
- Çıkış denetim sinyalleri yaratma
- Mapboard için sinyal yaratma
- Yerel saat ve frekans bilgisini elde etme

4.4.1.5.5 Rapor Çıkarma, Sebep Gösterme

DAS gerçek zaman veritabanını kullanarak geçmişe dönük ya da güncel veriler hakkında istatistiksel raporlar çıkarır. Olay dizisi verilerinden de sebep gösterir ve hatalı yerleri bulabilir. Sonuçlar yazıcıdan alınabilir.

4.4.1.5.6 Uygulama Programları

DAS gerçek zaman verilerine ve başka verilere dayanarak sistem bakım, onarım ve gelişimi için kullanılan programlardır.

4.4.1.5.7 Konfigürasyon Araçları

Sistemin ilk kuruluşunda ve sistemin değişmesi durumunda verilerin doğru noktalardan doğru aralıklarla görüntülenmesi için konulan parametrelerin girilmesi amacıyla kullanılır. Bu programların kolay kullanılabilir olması ve hata yapmaya karşı korumalı olmaları gerekir. Sistemdeki değişiklikler fonksiyon değişimi gerektirmediği sürece yeniden programlama gerekmemelidir.

4.4.1.5.8 Donanım Yönetim Programları

- a) İşletim sistemi
- b) Network Sistemi

c) Pencere Sistemi

a) **İşletim Sistemi:** Çeşitli işletim sistemleri kullanılabilirle beraber DAS sisteminin dağıtılmış işlevlerden oluşan yapısı çok görevli (Multitasking) işletim sistemlerinin kullanımını gerektirir. DAS sistemleri için UNIX iyi bir adaydır. Ayrıca standart işletim sisteminin seçimi farklı firmalardan alınacak ürünlerin birlikte çalışmasına olanak tanır.

b) **Network Sistemi:** Süreçler arası veri alışverişini ve ek ünitelerle çeşitli noktalardan erişim olanağı tanır. Network sisteminde standartlara uyumun faydaları şunlardır:

- Tek bir firmaya bağlı kalmama
- Kaliteli ürünler
- Fiyatların düşmesi
- Uyumlu ürünler

Network sisteminde standartlar ISO (International Standart Organization)'nun 7 katmanlı OSI (Open Systems Interconnection) sistemi üzerinde standartlaştırılmıştır.

c) **Pencere Sistemi:** Bir pencere kütüphanesinden ve işletim sistemiyle birlikte çalışan pencere yöneticisinden oluşur. Grafik ekran üzerinde açılan dörtgen alanlar pencere olarak adlandırılır. Pencereler mouse gibi araçlar yardımıyla kontrol edilir. X-Windows pencere sistemleri içinde en çok kullanılanıdır.

4.4.1.5.9 Kurma ve Yerleştirme Programları

Sistemin ilk kuruluşunda program kodlarını disk alanı içinde uygun yerlere yerleştirmek ve ilk çalışma alanına yaratmak, veritabanının ilk durumunu hazırlamakla görevlidir.

4.4.1.5.10 Eğitim, Test ve Simülasyon Programları

Operatörlerin yetiştirilmesi, sistemin çalışırılığının kontrolü amacıyla kullanılan programlardır.

4.4.2 HMI-Kontrol Merkezi Kullanıcı Arabirimi

HMI, operatörle sistem arasındaki ilişkiyi kuran temel birimlerden biridir. Kullanıcı arabirimi yapı olarak Karakter Grafik veya Gerçek Grafik olabilir. Karakter Grafik yapısı büyük, çok yer işgal ettiği ve yavaş çalıştığı için artık günümüzde kullanılmamaktadır. Gerçek Grafik yapısı yeni ve yaygın kullanıma sahiptir. Dosya erişme ve çağırma hızı, görüntü kalitesi yüksektir. Az yer kaplar ve görüntüyü hızlı bir şekilde verebilir. Kullanıcı arabirimde bulunan cihazlar şunlardır:

- Monitörler
- Klavyeler
- Mouse
- Yazıcılar, çiziciler

4.4.2.1 Kullanıcı Arabiriminin İşlevleri

- Sistemdeki yazılım programlarının kullanılması
- Görüntüleme, kontrol edilen ve bilgi toplanan cihazların ekranda izlenmesi, bu cihazlara komut göndererek durumlarındaki değişikliklerin ekrandan izlenmesi
- Alarm üretme, alarm seviyelerinin ayarlanması ve analog değerlerin çeşitli seviyelerde ayarlanabilmesi
- Sistemde kullanılan cihazlar hakkında detaylı bilgiye sahip olma (bakım tarihleri, markası, üzerindeki arıza durumlarının izlenmesi, karakteristik değerlerinin bilinmesi...)
- Bağlantı bilgilerinin görüntülenmesi ve yük analizi sonuçlarının ekrana işlenmesi gibi çeşitli network analizlerinin sonuçlarının verilmesi
- Alarmları ve bilgileri oluş sırasına göre kaydetme ve listeleme, operatörün gerçekleştirdiği işlemleri kaydetme ve raporlama
- Sistemdeki kartlar ve programlarla ilgili raporlar
- Güvenlik kontrolünün çeşitli şifreleme yöntemleriyle sağlanması, yetkili olmayanların kullanımına izin verilmemesi

4.4.3 Kontrol Merkezi Veri Saklama ve Yedekleme Birimleri

Sistemdeki veri ve alarm bilgileriyle bilgisayar programlarının saklandığı ve yedeklendiği yerdir. Verilerin saklandığı yerler aşağıdakilerden biri veya birkaçı olabilir:

- Hareketli kafalı diskler
- Sabit kafalı diskler
- Floppy diskler
- Değiştirilebilen sabit diskler
- Optik diskler
- Manyeto-optik diskler

Yedekleme birimleri veri saklama birimlerinde oluşacak hatalara veya bozukluklara karşı verilerin yedeklenmesi için kullanılır. Kullanılabilecek veri yedekleme birimleri şunlardır:

- Teyp ünitesi (0,5 inch)
- V8 teyp ünitesi

- Yazılabilen optik diskler

4.4.4 Kontrol Merkezi Veri İletişim Network'ü

Kontrol merkezinde bilgisayarlar arasında veri paylaşımını, program paylaşımını sağlamak ve çok sayıda bilgisayarı ve farklı özelliklerdeki bilgisayarları, büyük hızlarda veri iletişimini (1-100 Mbyte/ saniye) sağlamak için LAN'lar (Yerel İletişim Ağları- Local Area Network) oluşturulur. Aynı zamanda ek ünitelerin de paylaşımı sağlanır. Yerel iletişim ağını üzerinden bilgisayarlar ring, yıldız veya düz veri yolu şeklinde bağlanabilirler.



5. UZAKTAN BİLGİ TOPLAMA VE DENETLEME ÜNİTELERİ

5.1 Giriş

Geniş bir alana yayılmış olan elektrik dağıtım sistemlerinde birbirinden uzak yerlerde bulunan ve farklı işlevlere sahip primer cihazlardan (kesiciler, ayırıcılar, kademe değiştiricileri, fider bağlama ve ayırma anahtarları, trafolar...) gerekli verilerin toplanabilmesi, cihazların kontrol edilebilmesi, denetlenebilmesi ve korunabilmesi için DAS'ta uzak uç birimlerin kullanılması gereklidir. RTU'lar ve IED'ler DAS'ta veri toplama, görüntüleme, kontrol, denetleme ve koruma amacıyla kullanılan uç birimlerdir. Her iki ünitenin yapısı ve çalışması bu bölümde anlatılmıştır.

5.2 RTU (Remote Terminal Unit- Uzak Uç Birim)

RTU (Uzak Uç Birim- Remote Terminal Unit) bulunduğu merkezin sistem değişkenlerine ilişkin bilgileri toplayan, saklayan, gerektiğinde bu bilgileri kontrol merkezine belirli bir haberleşme ortamıyla gönderen, kontrol merkezinden gelen komutları uygulayan bir birimdir.

RTU'nun fiziksel olarak üzerinden bilgi toplayabileceği, gerektiğinde kumanda edebileceği giriş ve çıkış noktaları vardır. Elektrik tesislerinde akım ve gerilim trafoları, ayırıcı, kesici ve röle durumları RTU tarafından izlenebilmekte ve çeşitli kontrolleri mümkün olabilmektedir. DAS'ta bir veya birkaç Kontrol Merkezi olabilirken aynı sistemde RTU sayısı yüzlerce olabilmektedir. Bu nedenle RTU'lar sistemin taşınabilirliği, güvenilebilirliği ve özellikle maliyeti gibi önemli öğelerin doğrudan belirleyicisi olmaktadır. RTU'lar tali merkezler en fazla 3-4 metre karelik yer kaplayacak boyutlarda ve 1,5-2 metre yüksekliğe sahip panolara yerleştirilir (Berçin, 1997).

5.3 RTU'nun Görevleri

RTU sorumlu olduğu bölgelerde şu görevlere sahiptir (Berçin, 1997):

- Bilgi toplama ve saklama
- Kontrol ve kumanda
- Görüntüleme
- Arıza yeri tespiti ve izolasyonu

5.3.1 Bilgi Toplama ve Saklama

RTU'lar tali merkezlerde analog değerler, alarm ve durum bilgileri ve sayaç değerlerini toplarlar. Böylece bağlı oldukları tali merkezlerin ve ait oldukları ana merkezin ihtiyacı olan

tüm bilgileri toplayıp, hafızalarında saklarlar. Bu bilgiler kontrol merkezi kendilerini sorgulayınca kadar veya ayarlanan belli süreler için saklanır. Bilgi toplama işini kendilerine verilen periyodik aralıklarla veya ayarlandıkları değerlerden sapmalar olduğunda yeni değerleri kaydederek yerine getirirler.

Analog değerler örneğin; elektrik tesislerinde akım, gerilim, aktif ve reaktif güç gibi değerler sistemden izole durumdaki ölçü trafoları, transduserler yardımıyla gerektiğinde analog çoğullayıcılar kullanılarak alınır. Durum değerleri ise mekanik ve/ veya optik izolasyonla alınabilir.

RTU'lar bilgilerin toplanmasını ve gönderilmesini RS-232 veya RS-484 seri formatta çalışan cihazlarla yapmaktadır.

Çizelge 5.1 RTU'ya gelen işaretler

Kontrol Merkezinden Gelen İşaretler	Cihazlardan Gelen İşaretler
Kontrol komutları	4-20 mA analog işaretler
Analog ayar komutu	0 veya 24V alarm açma-kapama işareti
Adım motoru işaretleri	0 veya 24V cihaz durum işaretleri
Komutlara cevap	Sayaç işaretleri
	RS-232 alarm cihazlarından seri işaretler

Çizelge 5.2 RTU'dan çıkan işaretler

Kontrol Merkezine Giden İşaretler	Cihazlara Giden İşaretler
Analog işaretler	Anlaşma kapsamı veya 0-24V kontrol
Alarmlar	4-20 mA analog kontrol
Cihaz durum bilgileri	Adım motoru kontrolü
Yapılan toplam sayaç ölçümleri	RS-232 seri mesajlar
Cihaz mesajları	

RTU topladığı değerleri gerekirse bir ön işlemden geçirebilir. Ön işlem bilgilerin kullanıcıya tanımlı hale getirilmesi olayıdır. Yani analog bir bilgi sayısal bir bilgiye çevrildikten sonra RTU'da oluşturulmuş bir veritabanı vasıtasıyla, o değere ait sınır değerlerle karşılaştırmaya veya matematiksel bir hesaplama tâbi tutulur. Bu işlemlerden sonra o bilginin kontrol merkezine gönderilmeye değer bir bilgi olup olmadığı ortaya çıkar. Örneğin uzun bir süre aynı değerde seyreden bir bilgiyi her ölçüldüğünde kontrol merkezine göndererek iletişim kanalını meşgul etmektense, sadece bir değişiklik olduğunda göndermek daha mantıklı ve pratik olmaktadır. Bu işleme “ Ayıklamalı Raporlama (Report by Exception)” denir.

Bilgi alındıktan ve gerekliyse işlemde geçirildikten sonra, ya o anda kontrol merkezine gönderilir ya da daha sonra sorgulandığında gönderilmek üzere RTU'da saklanır. Saklanan bu

bilgiler RTU'da oluşturulmuş veritabanı kütüğüne oluş sırasına göre kaydedilir. Oluş sırasına göre kayıt; beklenmedik durumlarda farklı zaman ve bölgelerde oluşan hızlı durum değişikliklerinin tek bir zaman ekseni üzerine kayıdır. Hata sonrası analizlerde ve gerçek-zaman içinde operatörün gerekli manevrayı yapmasında kullanılır. Oluş Sırasına Göre Kayıt (Sequence of Event Tagging) bilgilerin belli bir zaman hassasiyetine göre, oluş sırasına göre kaydedilerek rapor edilmesi anlamına gelmektedir. Bu hassasiyet durum değerleri için 1 milisaniye, analog değerler için 20 milisaniyedir. Örneğin bir kesicinin açmasıyla diğer bir kesicinin kapanması arasında 1 ms'den daha çok bir zaman farkı varsa, bu iki olayın aynı zamanda değil farklı zamanlarda gerçekleştiği söylenir. Bu şekilde bir saklama işlemi sayesinde bir gün içerisinde hangi olayın, tam olarak ne zaman ve kaç defa gerçekleştiği kontrol merkezi tarafından rahatlıkla izlenebilmektedir. Bu gerçek zamanlı bir sistemde mutlaka bulunması gereken bir özelliktir (Berçin, 1997).

5.3.2 Kontrol ve Kumanda

Bu görevde, ilk görev gibi, RTU'da sağlıklı ve kesinlikle titizce yapılması gerekli bir başka önemli görevdir. Elektrik tesislerinde uzaktan kumandalı olarak bir kesiciyi, bir ayırıcıyı, açmak kapamak regülasyon amacıyla trafoların sekonder kademelerini değiştirmek (tap-change) vb. kumandalar RTU tarafından gerçekleştirilir.

Burada en önemli nokta, bu tür kumandaların herkes tarafından, her istendiğinde her zaman yapılamayacağını bilinmesidir. RTU'da herhangi bir kumanda işlemi için, insan ve tesis güvenliği açısından gerekli sistem güvenliği tedbirlerinin alınması gerekir. Yani röle ya da kesici açmadan önce o rölenin ya da kesicinin seçimi, şifre gönderme şifre alma gibi güvenlik sorununu ortadan kaldıracak bir takım ön işlerin RTU ile Kontrol Merkezi arasında yapılması gerekir. Buna "Select Before Operate" veya "İşlem öncesi Seçim" kuralı denmektedir ve kontrol yapılan bir sistemde mutlaka bulunması gereken özellik olarak bilinmelidir. Bu kuralı uygulama yönteminin seçimi Kontrol Merkezindeki operatörün elindedir.

5.3.3 Görüntüleme (Monitoring)

RTU'nun son yıllarda popüler olmaya başlayan bir diğer görevi ise, bütün yukarıda belirtilen görevlerin doğru şekilde yerine getirildiğine ilişkin bölge operatörüne kanıt olarak görüntü sunmasıdır. Başka bir deyişle, örneğin elektrik tesisleri trafo merkezlerindeki bir bilgisayarda gösterim işlevidir. Bu, diğer iki görev kadar önemli olmamakla birlikte, tali merkez seviyesinde böyle bir işleve de zamanla gereksinim duyulmuştur. Böylece bir tali merkezden diğer tali merkezlere bilgi göndermek, kontrol işareti göndermek, programlama yapmak

bilgisayar teknolojisinin hızla gelişmesi ile birlikte mümkün hale gelmiştir. Burada RTU aldığı bilgileri yapılan kumandaların sonuçlarını sadece Kontrol Merkezine bildirmek ve bünyesinde isteğe bağlı olarak depolamakla birlikte, aynı zamanda sınırlı bir veritabanı yapısına sahip yerleşik veya portatif bir gösterim bilgisayarına da bildirmektedir. Bilgisayar yapısında yazıcı ve çizici gibi donanımlar da kullanmak mümkündür.

5.3.4 Arıza Yerinin Tespiti ve İzolasyonu

RTU'nun bütün bu görevlerine ek olarak, tesis için oldukça önem taşıyan bir başka görevi de RTU'nun Arıza Yerinin Tesbiti ve İzolasyonu görevidir. Bu görevi yerine getirmek için RTU kendi bünyesinde Arıza Birimi Modülü ve buna bağlı bulunan Arıza Akımı Algılayıcı Modülleri bulunmaktadır. Bu modüller vasıtasıyla arızalar algılanmakta ve RTU'ya bildirilmektedir. RTU Arıza Arabiriminden tüm Arıza Akımı Algılayıcılarının sorgulanması için gerekli komut verilir. Arabirim, Arıza Akım Algılayıcı Modülleri ile haberleşerek arıza akımının geçtiği noktaları öğrenir ve RTU'ya gönderir. RTU bu bilgilerin ve Kontrol Merkezinden gelen komutların ışığında sistemin arızalı bölgesinin izole edilmesi için harekete geçerek gerekli komutları Arıza Akım Algılama Modüllerine gönderir ve arıza izolasyonu tamamlanmış olur.

Klasik yöntemlerle arıza yerinin bulunması ve izolasyonu saatlerle ölçülecek bir zaman aldığı bilinmektedir. Bunun yerine DAS'ın getirdiği ve RTU'nun görevleri arasında bulunan yöntemlerle arızalar saniyelerle ölçülecek bir sürede tespit edilmekte ve izole edilmektedir. Üst paragrafta bahsedilen olaylar sadece 1-10 saniye sürmektedir. RTU'nun bu görevi sayesinde kullanıcıya çok önemli bir avantaj sağlanmakta, arıza yerinin belirlenmesi ve izolasyonu kayıpsız ve en ekonomik biçimde halledilmiş olmaktadır (Berçin, 1997).

5.4 RTU'nun Ana Bölümleri

Belirtilen görevleri yerine getirmek için RTU'nun 6 ana bölümü bulunmaktadır (Berçin, 1997):

- 1) İletişim Ünitesi
- 2) Ana İşlemci Ünitesi (CPU)
- 3) Giriş Çıkış İzolasyon Ünitesi
- 4) Kullanıcı Arabirimi Ünitesi
- 5) Test Ünitesi
- 6) Güç Kaynağı Ünitesi

5.4.1 İletişim Ünitesi

Bu ünite RTU ile iletişim ortamı arasında bir köprü rolü oynar ve iletişimden sorumlu bölgedir. İletişim ünitesi kontrol merkezinden gelen ve çeşitli protokoller dahilinde oluşturulmuş komutları değerlendirerek, ana işlemci ile temasa geçer. Bu işlemlerin sonunda da uygun cevapları aynı protokoller çerçevesinde düzenleyerek kontrol merkezi yönünde iletişim ortamına yollar. RTU ile kontrol merkezi arasındaki iletişim, uzun mesafeli olduğu için seri iletişimdir.

Yeterli bir iletişim performansı için İletişim Ünitesinde olması gereken özellikler şunlardır:

- İletişim kanallarında oluşacak gürültüye karşı, RTU'nun korunmuş olması. Bunun için gelen iletişim sinyallerinin toprağı ile ünite toprağının farklı olması.
- Başka RTU'larla ya da Kontrol Merkezleri ile haberleşmeyi sağlayacak birden fazla kanal yapısı.
- Kanalda kullanılabilecek çeşitli iletişim ortamlarının ve protokollerin desteklenmesi.
- Hata bulucu ve hata giderici yapıya sahip olması. Sinyalin hatalı gelebileceği olasılığı nedeniyle farkedilir ölçüde düzeltme yapabilecek bir yazılım yapısı.
- Kanalın gürültü seviyesini devamlı kontrol eden bir donanım yapısı.
- RTU "Mesajı Yolla (Transmit)" konumundan belli bir süre sonra "Mesajı Al (Receive)" konumuna geçmez ise RTU'nun kendini otomatik olarak kanaldan ayırma özelliği'nin (Anti-streaming) desteklenmesi.

5.4.2 Ana İşlemci Ünitesi (CPU-Central Processor Unit)

Bu ünite, tüm RTU'nun beyni durumundadır. Diğer ünitelerde varlığı tartışılabilen ya da hiç gerekmeyen Mikroişlemci Tabanlı Mimari bu kısımda bir zorunluluktur. RTU'nun ulaşabildiği tüm noktalarla ilgili bilgilerin bulunduğu bir veritabanı saklayan hafıza birimi de bu mimari içindedir.

Bu ünitenin görevleri şöyle özetlenebilir.

- Her türlü analog ve durum sinyallerini ve alarm bilgilerini giriş-çıkış-izolasyon ünitesi'nden toplamak, ayıklayıp filtre etmek, gereksiz sinyalleri elemek (önışleme)
- Kontrol işlemleri için gerekli sinyalleri aynı üniteye göndermek,
- Kontrol merkezinden gelen, İletişim Ünitesinin aldığı ve tercüme ettiği komutlara ve sorgulamalara cevap vermek,
- Mevcut veritabanındaki bilgilerin ışığında olayları oluş sırasına göre rapor etmek.

5.4.3 Giriş-Çıkış İzolasyon Ünitesi

Birçok RTU'da Giriş-çıkış ve izolasyon üniteleri içiçe geçmiş durumda bulunmaktadır ve genellikle beraber incelenmektedir. Bulunduğu merkezdeki olumsuz çevre şartlarına karşı RTU'nun korunması görevini üstlenir. Bulunduğu yerdeki tüm analog ve durum değişkenleri ile analog ve sayısal çıkışlar bu birim tarafından alınır, gerekli izolasyonlar bu birimde yapılır. İzolasyon optik ve mekanik olmak üzere iki çeşittir. Çoğu RTU'da her iki seviyede de izolasyon güvenlik açısından mevcuttur.

5.4.4 Kullanıcı Arabirimi Ünitesi

RTU'nun bulunduğu istasyon bilgilerinin sadece Kontrol Merkezinde kullanıcıya sunulması düşüncesi yıllarca korunmuş olmasına rağmen modern birçok RTU'da kullanıcı arabirimine gerek duyulduğu anlaşılmıştır. İstasyon seviyesinde otomatik ya da manuel olarak yapılacak işlemlerden durum bilgilerinden orada bulunan operatörün de haberdar olması için istasyonda bir bilgisayar ile yazıcı ve çizicinin bulunması kaçınılmaz olmuştur. Sadece merkeze ilişkin bir veritabanına yönelik bir gösterim işlevi RTU'nun kendisi tarafından yapılmalıdır.

5.4.5 Test Ünitesi

DAS RTU'nun fonksiyonlarını yerine getirip getirmediğini Test Ünitesi vasıtasıyla gerçek zamanlı olarak izler, RTU'nun bütün üniteleri bu ünite tarafından test edilerek arıza olup olmadığı veya arızalı üniteler varsa tespit eder. Arıza halinde gerektiğinde RTU'nun diğer RTU'ları etkilemeyecek biçimde iletişim kanalından izole edilme görevi de yine bu ünite tarafından yerine getirilir. (Anti-streaming)

5.4.6 Güç Kaynağı Ünitesi

RTU'nun güç kaynağı genellikle bulunduğu merkezde hazır bulunan 48V veya 125V DC kaynaklardır. Bunların bakım gerektirmeyen akü-redresör kaynağı olması tercih edilir. Güç kaynağı ünitesinin RTU'da sağlıklı çalışması için, RTU toprağı ile bulunduğu merkezin toprağının birbirinden ayrı olması gerekir. Bu güç kaynağı ünitesi RTU'nun tüm diğer ünitelerini beslemektedir. Ayrıca merkezde yedekte kullanılmak üzere standartlar dahilinde belirlenmiş 250V AC ve 24V DC kaynaklar da vardır.

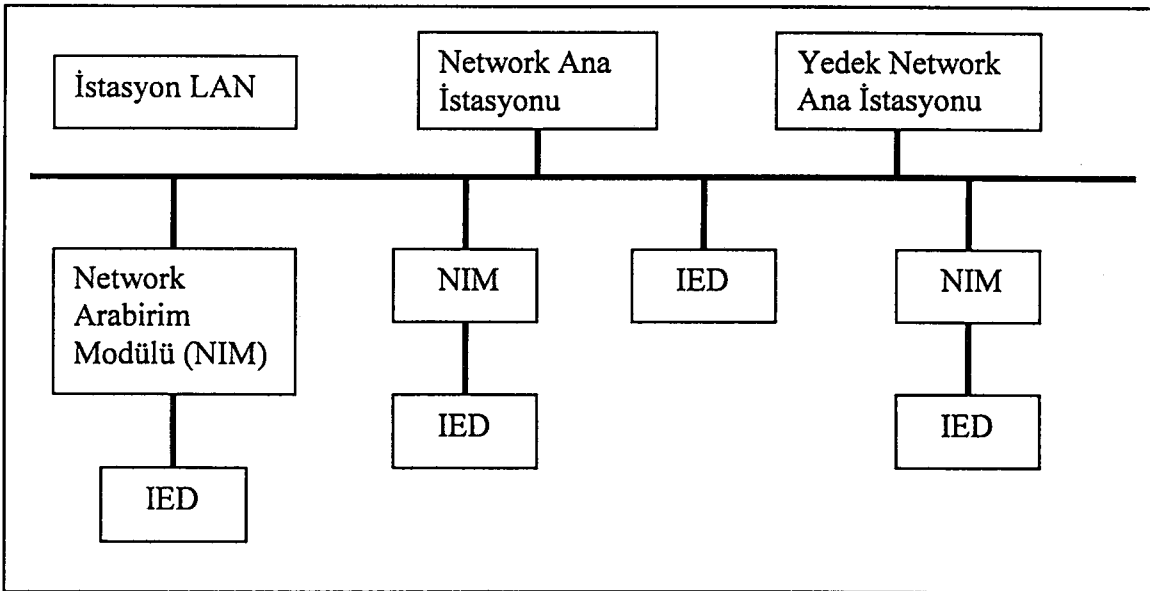
5.5 IED (Akıllı Elektronik Cihazlar-Intelligent Electronic Devices)

Mikroişlemci tabanlı IED'ler, RTU'lara benzer olarak DAS'ta veri toplama, koruma, sayaç okuma ve kontrol işlemlerinde geniş kullanım alanına sahiptir ve DAS'ın işletilmesinde, yönetiminde etkili ve ekonomik çözümler sunarlar. Yeni dağıtım istasyonları mikroişlemci tabanlı röleler donatılırken; eski istasyonlarda elektromekanik röle ve diğer cihazların yerine IED'ler yerleştirilebilir.

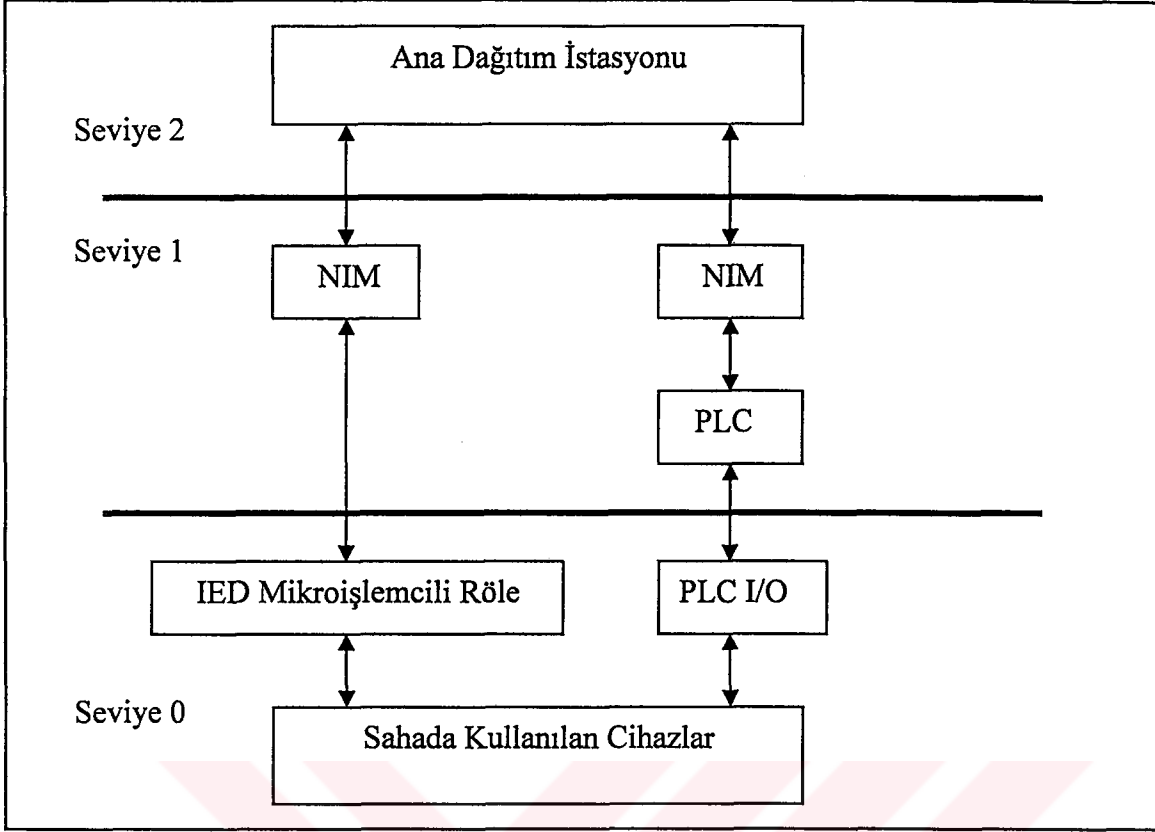
IED'ler on yılı aşkın bir süredir kullanılmaktadır. Mikroişlemci tabanlı röleler, sayaç okuma cihazları, PLC (programlanabilir kontrolörler), arıza ve olay kaydediciler vb... DAS'a IED olarak monte edilen cihazlardır. (Bird, 1999)

Modüler donanım tasarımları, PLC'lerin geliştirilen özellikleri, kendi kendini test eden röle test yazılımları ve sürekli artan fonksiyonları ile IED teknolojisi daha da ilerlemiştir. Daha hızlı işlemcilerin üretilmesi; örnekleme sürelerinin, bellek kapasitesinin ve diğer parametrelerin daha da geliştirilmesiyle röleler akıllı (intelligent) sistemler haline gelmiş; hem arıza esnasında hem de normal çalışma koşullarında tam kapasiteli çalışma imkânı doğmuştur.

Günümüzde PLC'ler de artık DAS'ta farklı görüntüleme, kontrol ve otomasyon işlemlerinde kullanılmaya başlanmıştır. Şekil 5.1'de IED'li tipik bir Dağıtım Sistem Mimarisi görülmektedir. Burada kullanılan IED'ler kontrol, koruma, veri toplama ve görüntüleme gibi fonksiyonları yapan mikroişlemci tabanlı röle, PLC veya özel bir kontrolör olabilir. IED'ler ana istasyonla, sahip oldukları haberleşme modülleriyle veya Network Arabirim Modülü ile sürekli haberleşme halindedir. PLC'ler Şekil 5.2'de gösterildiği gibi veri toplama, kontrol ve koruma hiyerarşisinde birinci ve ikinci seviyeyi oluşturmaktadır.



Şekil 5.1 Basitleştirilmiş IED'li dağıtım sistem mimarisi



Şekil 5.2 Dağıtım hiyerarşi mimarisi

IED olarak kullanılan cihazlar şunlardır (Bird, 1999):

5.5.1 Mikroişlemci Tabanlı Koruma Röleleri (Seviye 0)

Mikroişlemci tabanlı koruma röleleri DAS'ta yaygın olarak kullanılan IED'lerdir. Enerji sistemlerinin ve dağıtım istasyonlarının entegrasyonunda en alt seviyeyi oluştururlar.

Koruma röleleri, dağıtım sisteminden gelen faz akımları, faz-toprak gerilimi veya fazlararası gerilim gibi analog değerlerin değerlendirilmesinde kullanılır. Koruma rölesinin temel işlevlerine bağlı olarak, röle tarafından değerlendirilen akım ve gerilim dalga şekillerini üretmek için digital ve analog filtreleme teknikleri kullanılır. Mesafe, aşırı akım ve diferansiyel koruma elemanları yaygın olarak kullanılan mikroişlemci rölelerdir. Farklı koruma fonksiyonlarında kullanılan pozitif, negatif ve sıfır bileşenli akımlar ve/veya gerilim değerlerini türetecek olan filtre devrelerine sahip çok fonksiyonlu koruma röleleri de vardır.

Normal çalışma koşullarında koruma röleleri değer okuma veya görüntüleme cihazı olarak çalışır. Dağıtım İstasyonunda kendilerinden bir üst seviyeye gerçek-zamanda rms analog değeri göndererek, basit bir değer okuma cihazı gibi işlem görürler. Bazı gelişmiş modellerde ise ek olarak aktif ve reaktif güç hesaplamaları, harmonik analiz özelliklerine sahip güç

kalitesini görüntüleyen fonksiyonlar, yapay zeka metodlarına dayalı yüksek empedanslı arızaların bulunması gibi fonksiyonlar da vardır.

Koruma rölelerindeki görüntüleme fonksiyonları, giriş ve çıkış görüntüleme devrelerine sahiptir. Digital rölelerin çıkış devreleri, kesicinin izlenmesi veya anahtarlama devresinin görüntülenmesinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Sıfır bileşenli akım ve gerilimlerin ölçülmüş ve hesaplanmış değerlerini karşılaştırmak için kullanılan analog giriş devrelerinin görüntülenmesi ise oldukça gelişmiş bir fonksiyondur.

Yük planlama ve diğer işlerde kullanılan verileri elde etmeye yarayan bazı mikroişlemcili röleler de vardır. Bu amaçla rölelerin belleklerinde belirli günlerde ve zaman aralıklarında gerekli veriler saklanır.

Mikroişlemci rölelerin sahip olduğu diğer bir fonksiyon olan iletim ve dağıtım hatlarının korunması fonksiyonu; oluş sırasına göre arızaların kaydedilmesi, arıza öncesi analizlerin yapılması ve arıza bilgilerinden arıza olabilecek yerlerin önceden tahmini gibi işlemler içerir.

Röleler ayrıca olayları oluş sırasına göre kaydetme özelliğine sahiptir. Arıza oluştuğu anda kaydedilecek olaylar şunlardır: arıza öncesi ve arıza esnasında akımlar, arızalı fazlar, rölelerin ne yapması gerektiği ve arızanın cihazdan ne kadarlık bir mesafede oluştuğunun tahmini vb... Bazı röleler arıza kayıtlarını üst düzeyde analiz ederek, kesicilerin bakım periyotlarının ne zaman olacağı, ömürleri vb... bilgileri tahmini olarak verebilir. ($i^2 \cdot t$) hesaplaması buna bir örnek olarak verilebilir. Yine kesicilerin açma-kapama zamanları bazı gelişmiş röleler tarafından belirlenebilmektedir.

Birleştirilmiş programlanabilir girişler, çıkışlar ve mantıksal özellikleriyle çoklu ayarlanabilme imkânına sahip röleler; arıza akımlarının büyüklüğüne bağlı olarak kesicilerin adaptif kontrolü veya dağıtım sistem konfigürasyonlarının değişimine bağlı olarak adaptif koruma fonksiyonları gibi karmaşık kontrol işlemlerini yerine getirebilir.

5.5.2 PLC (Programlanabilir Lojik Kontrolörler)- Seviye 0

PLC'ler dağıtım sisteminde mikroişlemci tabanlı rölelerin olmadığı yerde veya mikroişlemci tabanlı rölelerden istenilen performans elde edilmediği durumlarda veri toplama ve kontrol cihazı olarak kullanılır. Ayrıca elektromekanik rölelerle kontrol edilen kesicilerin durumlarının görüntülenmesinde ve bu röleleri ileride analiz edebilmek için olayları oluş sırasına göre kaydederek denetlenmesinde de kullanılabilir.

PLC'ler ayrıca dağıtım sistemindeki kesicilerin ve diğer anahtarların uzaktan kontrolünde ikinci bir yol (seçenek) olarak kullanılabilir. Yine bazı uygulamalarda “Olayları Oluş Sırasına Göre Kaydetme” işleminde kullanılabilir.



6. DAĞITIM OTOMASYON FONKSİYONLARI VE YÖNETİMİ

6.1 Giriş

Dağıtım Otomasyon fonksiyonları, bir elektrik dağıtım sisteminin sürekli olarak işletilmesinde ve yönetilmesinde etkili bir yönetim özelliği sağlar. Her otomasyon işleminde gerekli bilgiler karar verebilmek için toplanıp analiz edilir; uygun bir karar aşamasından sonra, arzu edilen sonuç yapılır. Dağıtım Otomasyonu ile verilecek olan hizmetten maksimum bir fayda sağlandığı gibi, tüketicilere de yüksek kalitede servis olanağı sağlanmaktadır.

Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin modüler bir yapıda olması, istenilen ekonomik faydayı sağlayabilmek için, gelişen bir kurguda en alt seviyedeki görevlerden en üst seviyedekine kademe kademe ilerleyerek ulaşılabilir. Örneğin; dağıtım otomasyonlarının kontrol edilmesi ve görüntülenmesi için sistem sınırlı işleve sahip bir SCADA sistemiyle başlayabilir, bu işlevler (görevler) fiderlerin kontrolüne doğru genişler ve en sonunda tüm otomasyon fonksiyonlarının yerine getirilmesiyle son bulabilir. Sistem tasarımı gelecekteki gelişmeler ve büyümelere uyum gösterecek şekilde planlanmalıdır.

DAS fonksiyonları genel olarak tüketici seviyeli ve sistem seviyeli (katmanlı) fonksiyonlar olmak üzere ikiye ayrılabilir (Bassett vd., 1988). Tüketici seviyeli fonksiyonlar mülklere (ev, fabrika...) yerleştirilen, iletişim kurabilme özelliğine sahip çeşitli cihazların kullanılmasıyla gerekli kontroller yapılarak yerine getirilir. Yük kontrolü, uzaktan sayaç ve değer okuma, enerji kullanım zamanlarının belirlenmesi ve uzaktan bağlanma/ ayrılma gibi fonksiyonlar bu tip için örnek verilebilir. Sistem seviyeli fonksiyonlar ise, sistemin çalışmasına ve işlevlerin yerine getirilmesine etki eder. Kontrol ve iletişim cihazları, diğer fonksiyonların dağıtım istasyonları ve fider gibi farklı bölgelerde kurulması için gereklidir. Volt/ VAR kontrolü, fiderlerin re-konfigürasyonu, arıza belirleme ve servis bakım gibi fonksiyonlar sistem seviyeli fonksiyonlardır. Dağıtım fonksiyonlarının ve fiderlerin digital korunması da sistem seviyeli fonksiyonlara örnek olarak verilebilir.

6.2 Dağıtım Otomasyonun Görevleri

Bir dağıtım otomasyon sistemi üç temel göreve sahiptir: Görüntüleme, kontrol ve koruma.

Görüntüleme, dağıtım sistemindeki durumların belirtilmesi için gerekli bir yapıdır. Bunlar: durumlar (kontakların açık mı kapalı mı olduğunun görülmesi...), analog değerler (gerilim, akım...), alarm raporları vb... şeylerdir.

Kontrol; sistemi daha iyi bir şekilde yönetmek ve kaliteli servis olanağını sağlayabilmek için otomasyon sisteminin elektrik dağıtım sisteminde durum değişikliği yapma işlevi olarak tanımlanabilir. Doğrudan kontrol özelliği yalnızca anahtar ve rölelerle sınırlıdır. Anahtar ve rölelere gerilim seviyeleri, VAR ayarı, yük ayarı gibi önemli dağıtım sistem parametreleri üzerinde gerekli kontrolleri yapabilmek için doğrudan müdahale edilebilir.

Koruma; otomasyon sistemine ait bir bölgedeki arızanın bulunup, tanımlanması ve arızalı kısmın diğer yerlerden izole edilmesi şeklindeki işlevidir.

6.3 Otomasyon Sistemindeki Bilgisayar Yapısı

Tüm Dağıtım Otomasyon fonksiyonlarının başarılı bir şekilde uygulanıp, yerine getirilmesi için bilgisayar olanaklarıyla görüntüleme ve kontrol yeterliliğinin sağlanmış olması gerekir. Uygun bir bilgisayar sisteminin sağlanması için koşul: tüm fonksiyonların gerçekleştirilebilmesi için gerekli verilerin ve zamanlamaların tam ve dikkatli bir şekilde belirlenip, fonksiyonların çalışmasının önceden tahmin edilmesi gerekir. Bunun için dağıtılmış hesaplama olanaklarından yararlanılabilir. Örneğin; koruma fonksiyonları için gerekli çok hızlı yanıt süresi, uygun donanımla çeşitli bölgelere yerleştirilmiş mikroişlemci rölelerle sağlanabilmektedir ve merkezi bilgisayara da haber verebilmesi mümkün olmaktadır. Dağıtılmış hesaplama olanakları karmaşık sistemlerde etkili bir veri yönetimi sağlayabilir. (Bassett vd., 1988)

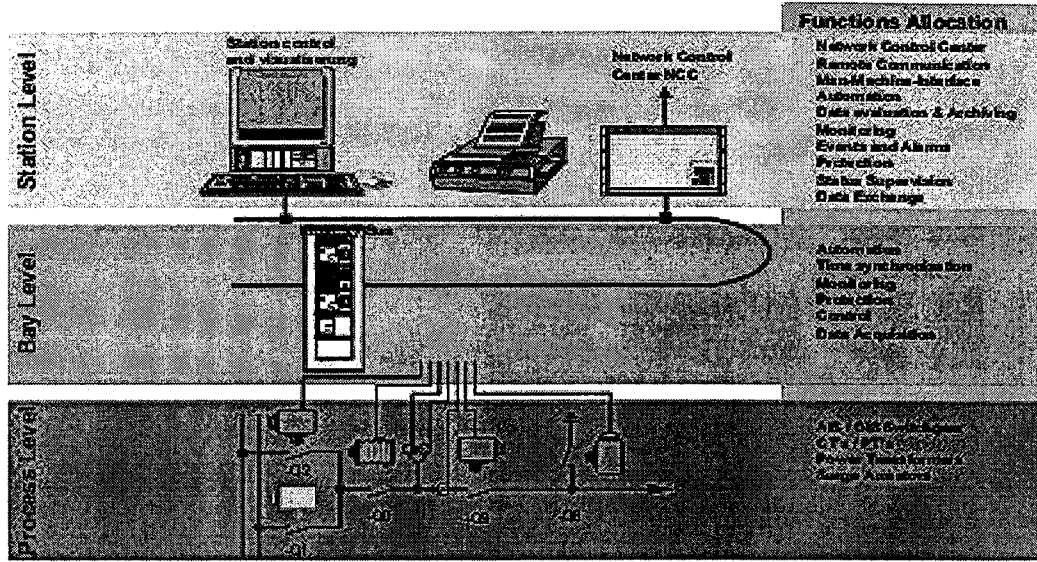
6.4 Dağıtım Otomasyonunda Kullanılan Fonksiyonlar

6.4.1 Kontrol, Koruma ve Görüntülemeye

Dağıtım İstasyonunda kontrol, koruma, görüntüleme, ölçüm, okuma, iletişim vb... işlemleri yapan cihazlar sekonder cihazlar olarak adlandırılır.

Tüm bu sekonder cihazlar, birbirleriyle ve diğer cihazlarla haberleşebilmek için birbirlerine seri haberleşme barası ile bağlıdır. Böyle cihazlarla donatılmış bir istasyon, otomasyonlu bir istasyon olarak nitelendirilir ve tipik yapısı şöyledir:

- Akıllı elektronik cihazlar- IED (Intelligent Electronic Device) tüm fonksiyonları gerçekleştirebilmek için gereklidir.
- İstasyon bilgisayarı ile seri haberleşme hattı
- Ana Kontrol Merkezi ile seri haberleşme hattı.



Şekil 6.1 Otomasyonu yapılmış dağıtım istasyonunun tipik yapısı (Baass vd., 2002)

6.5 Koruma

Dağıtım sisteminde bulunan cihazları (trafolar, hatlar, kesiciler vb...) koruyacak olan fonksiyonlar koruma fonksiyonları olarak işlev görürler. Bunlardan bazılarını şöyle sıralayabiliriz:

- Mesafe koruma
- Aşırı akıma karşı koruma
- Diferansiyel koruma
- Termal koruma
- Baraların korunması
- Kesicilerin korunması vb...

Cihazlardan alınan akım, gerilim vb... değerler toplanarak IED'ler tarafından değerlendirilir. Değerlendirme sonucunda gerekli fonksiyonlar (örneğin kesici arıza bilgisi fonksiyonu) devreye girer.

6.6 Kontrol

Kontrol fonksiyonları temel ve genişletilebilir fonksiyonlar olarak iki kısma ayrılır. Temel fonksiyonlara örnek vermek gerekirse:

- Kesici devrelerinin kontrolü
- İzolatörlerin kontrolü
- Trafo kademe değiştiricilerinin kontrolü
- Topraklama anahtarlarının kontrolü
- Anahtarların kilitleme kontrolü

Genişletilebilir fonksiyonlar ise (Baass vd., 2002):

- Ardışıl anahtarlama işlemleri
- Arızalı bölgelerin otomatik izolasyonu
- Baraların otomatik değişimi
- Hatlar arasında yüklerin değiştirilmesi, paylaşılması
- Fiderler arasında hassas yük paylaşımları ve yük kaydırmaları
- Farklı bölgeler arasında enerji optimizasyonunu sağlayacak yük paylaşımları ve yerdeğişimleri

6.7 Sayaç ve Değer Okuma

Kontrol ve koruma yapan cihazlar sayaç ve değer okuma için gerekli hassasiyete sahip olmadıkları için, sayaç ve değer okuma sistemleri bağımsız donanım ve yazılımda işlev göstermektedirler. Sayaç ve değer okuma işlemini yapan cihazlar özel akım ve gerilim trafosuna bağlıdır. Bu veriler istasyondaki bilgisayarlarda değerlendirildikten sonra, sayaç ve değer okuma bölümüne gönderilir.

6.8 Görüntüleme

Görüntüleme fonksiyonları da temel ve genişletilebilir fonksiyonlar olarak iki kısma ayrılabilir. Temel görüntüleme fonksiyonları:

- Sistemdeki tüm anahtarların görüntülenmesi
- Ölçümlerin görüntülenmesi (akım, güç, gerilim, frekans)
- Olayların listelenmesi
- Alarmların listelenmesi

Genişletilebilir görüntüleme fonksiyonları ise:

- Arıza kayıtları
- Trend eğrileri
- Ölçüm hesaplamaları
- Acil durum kayıtları

6.9 Analizler ve Diagnostikler

Dağıtım Otomasyonunun en önemli üstünlüklerinden biri de, dağıtım istasyonundaki cihazların analizlerini ve diagnostik testlerini destekleyecek üst seviyedeki bilgilere ulaşılabilmektir. Analiz ve diagnostik fonksiyonları şöyle sıralanabilir (Baass vd., 2002):

- Gereksiz alarmların giderilmesi
- Arıza analizleri
- Arıza durumlarında otomatik raporlama
- Ardışıl olayların analizi
- Alarm istatistikleri
- Acil durum ve dengesizliklerin değerlendirilmesi
- Durumların görüntülenmesi
- Bakımların önceden tahmini

6.10 İşletme ve Onarım İçin Gerekli Veriler

İstasyonda bulunan ana bilgisayar elektrik dağıtımına ilişkin verilerin hepsini günlük olarak saklar. Bu verilere değerlendirmek amacıyla hızlıca ulaşılabilir ve dağıtım sisteminin işletilmesinde ve bakımında bu veriler kullanılabilir. Verilerin kullanıldığı yerler şunlardır (Baass vd., 2002):

- Dağıtıma ait durum bilgilerinin anlaşılmasında (örneğin arıza oluştu mesajı...)
- Sistemin limitlerine göre çalıştırılmasında
- Sorunların otomatik olarak gözükmesinde
- Arızaların, olayların ve alarmların izlenmesinde
- Arızaları önceden engelleyecek önlemlerin alınmasında.
- İsteğe göre yapılan bakımlarda
- Bakım ve onarım sürelerinin düşürülmesinde
- Onarım maliyetlerini azaltmada

Daha üst düzeyde işletim yapabilmek için şu gibi destekleyici fonksiyonları eklemek mümkündür:

- Entegre dağıtım diagnostikleri
- Entegre durumların görüntülenmesi
- Plausibility kontroller
- Limit değerlerinin denetimi
- Alarmların sınıflandırılması

- Sorunların otomatik olarak gözükmesi
- Bakım için ön tahminler
- Otomatik yük kaydırma

Onarım işlemlerini de üst düzeyde yapabilmek için gerekli destekleyici fonksiyonlar şunlardır:

- Arızalı cihazın ve bölgenin gösterilmesi
- Eski arızaların güvenilir bir şekilde değerlendirilmesi
- İşletim talimatları
- Arızalı fiderin, çalışan baraya otomatik olarak bağlanması
- Otomatik enerji onarım programları

6.11 Otomatik Dökümantasyon

Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin zamanla birlikte değişimlere, düzeltmelere, güncelleştirilmelerine ve üst seviyeye doğru genişletilmelerine ihtiyaçları vardır. Sahadaki cihazlardan alınan veriler, cihazları kontrol eden kontrolörlerde saklanır; yapılan tüm değişiklikler otomatik olarak saklanarak dökümantasyonu yapılmış olur.

Dağıtım istasyonlarında, gerçekleşen tüm aktiviteler, anahtarlamalar, değişimler kayıt edilir. Otomatik olarak görüntülenen işlemlerin bazıları şunlardır:

- Durumlar (on/off)
- Olaylar, alarmlar
- Sınır (limit) değerler
- Plausibility kontrolleri

Yine sistemde aynı anda otomatik olarak görüntülenen, kontrol edilen, kontrol altında olan ve işlemleri kaydedilen eylemlerin bazıları da şunlardır:

- Tüm anahtarlamalar (kesiciler, izolatörler, kademe değiştiriciler, bilgisayar ve yazılımların kilitlemesi...)
- İşletim değerleri (trendler, ayarlanan zamana göre ortalamalar...)
- Ardışıl anahtarlamalar
- Otomatik recloser
- Arıza ve dengesizlik anları
- Seçilmiş olaylar
- Performans değerleri (kesicilerin süreleri, izolatörlerin çalışma süreleri...)

6.12 Verilerin Çoklu Kullanımı

Otomatik sistemde kaydedilen tüm veriler, diğer cihazlar tarafından da çeşitli fonksiyonları gerçekleştirmek için kullanılır. Örneğin; akım ve gerilim değerleri bir A/D (analog-digital) çevirici tarafından sayısal hale getirilerek aşağıdaki işlemlerde kullanılması sağlanır:

- Koruma
- Sayaç ve değer okuma
- İşletme değerlerinin görüntülenmesi
- Dengesizlik anlarının görüntülenmesi
- Raporlar
- Değerlendirmeler
- Limit değerlerinin denetimi, izlenmesi

6.13 Dağıtım Otomasyon Fonksiyonlarının Yönetilmesi

Dağıtım Otomasyon fonksiyonları interkonnekte değil de, birbirinden bağımsız bir yapının yönetim işlemlerini destekler. Ayrık bir yapı, çünkü; açık bir amaç için gereklidir. Ortak amaçların ve özel kontrol işlevlerinin gerekliliğinden dolayı arabirimler veri ve kontrol işlevlerini paylaşırlar. Bu nedenle, bir Dağıtım Otomasyon fonksiyonu diğer fonksiyona bağımlı haldedir. DAS fonksiyonlarının yönetilmesi beş kısma ayrılabilir (Bassett vd., 1988):

- Bilginin (information) yönetimi
- Sistem güvenilirliğinin yönetimi
- Sistem veriminin yönetimi
- Gerilim seviyesinin yönetimi
- Yük yönetimi

Birçok özel kontrol ve görüntüleme işlemleri bunların yerine getirilmesiyle yapılır. Bu fonksiyonların en önemli ortak özelliği; hepsinin de bilgiye ihtiyaç duymasıdır. Bu yüzden bilginin yönetimi sistemin temel taşı durumundadır.

6.13.1 Bilginin Yönetimi

Bilginin yönetimi, Dağıtım Otomasyon sisteminin temel fonksiyonudur. En basit bir otomasyon sisteminde bile kontrol işlevlerine başlamak için sistemin durumunun tam ve zamanında bilinmesi gerekir. Bilginin alınmasıyla yapılacak kontrolün mümkün olup olmadığını, yapılan herhangi bir işlemin arzu edilen sonuca ulaşp ulaşamayacağını ve olası

diğer sonuçlar belirlenir ve öğrenilir. Bu yüzden bilgilerin sürekli olarak güncellenmesi gerekmektedir.

Dağıtım Otomasyon bilgi sisteminin temel elemanı, tanımlanabilir bir dağıtım sistem veritabanıdır. Dağıtım Sisteminin amaçları belirlendikten sonra, sistemdeki tüm durum değişikliklerini izleyecek ve güncel bilgilerin aktarılmasıyla güncellenebilecek bir tasarım yapılmalıdır.

Veritabanı daima tam ve doğru bir şekilde kaydedebilir olmalı; otomasyon sistemi veya kullanıcı tarafından kolayca güncellenebilmeli; dağıtım sisteminin genişlemesine paralel olarak kolayca genişleyebilmeli; kullanıcının araştırma ve geleceğe yönelik planlamalar yapabilmesi için içeriğinin kolayca girebilecek özellikte olması gerekmektedir.

Dağıtım Otomasyon sisteminde bilginin yönetimi sürekli bir iştir. Sistemden sürekli sisteme ait bilgilerin toplanması ve işlenmesi gerekir. Bilginin elde edilmesiyle, dağıtım sistemindeki çeşitli bölgelerden alınan sonuçların görüntülenmesi anlaşılır. Durum gösterimi (kesici açık veya kapalı,...), analog değerler (akım, gerilim...) ve işaretlerin toplanması gibi işlevler bilgilerin elde edilmesine örnek verilebilir.

Bilgi işleme prosesi ile sistemden toplanan veriler bir veya daha çok amaca hizmet etmek için işlenir (işlemden geçirilir). Kontrol yapabilmek için sistem durumlarına ait sonuçlar grafiksel olarak çizilerek, ileri analizler yapılabilir. Veritabanlarının güncellenmesinde bu grafik kayıtları işlenerek, kontrol işlevini daha iyi yapabilmek için gerekli algoritmalara girmek amacıyla dosyalanıp, saklanır.

DAS'ın işletimi bir gerçek-zaman çevrimidir. Dağıtım sisteminin kontrolü için, bilginin doğru bir biçimde ve zamanda alınıp, işlenmesi oldukça önemlidir. Örneğin VAR kontrolü veya kayıpların yönetilmesinde doğruluk zamandan daha önemliken; koruma fonksiyonunda her ikisi de milisaniyeler içerisinde gerçekleşmelidir.

Uzak birimlerdeki ünitelerden daha doğru ve güvenilir bilgi almak için dağıtılmış bilgisayar sistemi kullanılarak; otomasyon sistemi mümkün mertebe daha çok sayıda alt kısımlara ayrılmalıdır. Bu şekilde koruma için gereken hızlı yanıtlar elde edilmiş olur.

Sistem kontrolü için alınan bilgiler analiz edilip, saklanabilir. Sistem davranışlarının kaydedilmesi gelecekteki tasarımlar için sistem verimliliğinin ve güvenilirliğinin artırılmasını sağlayabilir.

Tüketici sayaçlarının faturalanması için de enerji tüketim ve taleplerine ait verilerin alınması gerekir. Sisteme bağlanan akım ve gerilim trafoları yardımıyla toplanan akım, gerilim

değerleri mikroişlemci üniteler tarafından değerlendirilerek bu yöndeki verilere ulaşılmış olur. Bu verilerin zarar görmemesi için okuma ve işaret sorgulama (doğrulama) teknikleri kullanılır. DAS'da tüketici sayaçlarında mekanik kontaklar veya yarıiletken kaydediciler kullanılır. Her tüketici sayacının belirli periyotlarda günlük olarak okunması oldukça çok cihaz kullanımı gerektirdiğinden pek pratik bir yöntem değildir. Bu yüzden gün içerisinde yüksek elektrik tüketimi yapan tüketicilere mikroişlemcili ve haberleşme modüllü sayaçlar takmak daha uygun olacaktır.

6.13.2 Güvenilirlik Yönetimi

Bu fonksiyon dağıtım sisteminde oluşan arızaların etkisini en aza indirme işlevini yerine getirir. Dağıtım sisteminde herhangi bir bölgede oluşan bir arızayı izleyen elektrik kesinti süresinin azaltılması; arızalı kısmın belirlenmesi, diğer kısımlardan izole edilmesi ve onarımının yapılmasıyla güvenilirlik sağlanmış olur. Sistem güvenilirliği arızalara hemen müdahaleyle ve tüketicilerin hemen beslenmesiyle artırılabilir. Arızaya müdahale ve onarım süresi bir veya iki dakikadan daha az olmalıdır. Buna ek olarak kaliteli ve seçkin servis hizmeti, personel veriminin artırılması da sistemden faydalanmayı arttıracak ve arızaların bakımının daha kısa sürede yapılmasını sağlayacaktır. Servis güvenilirlik yönetimi, görüntüleme ve kontrol işlevlerinin yönetilmesiyle sağlanır.

Bunun için sistem konfigürasyonunu belirlemek ve arıza sonrası yeni konfigürasyon olanaklarını araştırmak (arızalı bölgeyi başka bir fiderden beslemek) amacıyla anahtar durumlarının görüntülenmesi ile birlikte; arıza akımının olduğu bölgelerden alınan bilgiler doğrultusunda arızalı bölgeyi tanımlamak amacıyla analog bilgilerin görüntülenmesi gerekir. Bu şekilde hizmet dışı kalan bölgeler belirlenerek, yükleme limitleri aşılmadan uygun alternatif kaynaklar bulunur. Daha sonra arızalı kısmı izole etmek ve arızasız çalışan fiderlerle arızalı fiderleri beslemek için hat anahtarlarına ve fider kesicilerine kumandalar otomatik olarak verilir. Bu görüntüleme ve kontrol işlevi aşağıda daha ayrıntılı bir şekilde anlatılmıştır.

6.13.2.1 Arızanın Belirlenmesi ve Onarımı

Elektrik dağıtım sistemlerindeki enerji kesintilerinin çoğunluğu fider arızalarından kaynaklanmaktadır. Elektrik enerjisi kalitesini belirleyen en büyük unsurlardan birisi de sistemdeki arızalar nedeniyle oluşan kesintilerdir. Kesinti süresini en aza indirmek için, arızalı fider bölümünü transformatör merkezlerindeki sensörlerle tespit etmek ve bilgileri merkeze iletmek mümkündür. Sürekli bir arızada koruma cihazları arızalı bölgeyi izole eder ve diğer bölgelerden ayırırlar. Ancak örneğin yüksek impedanslı bir arızada, koruma cihazları (IED

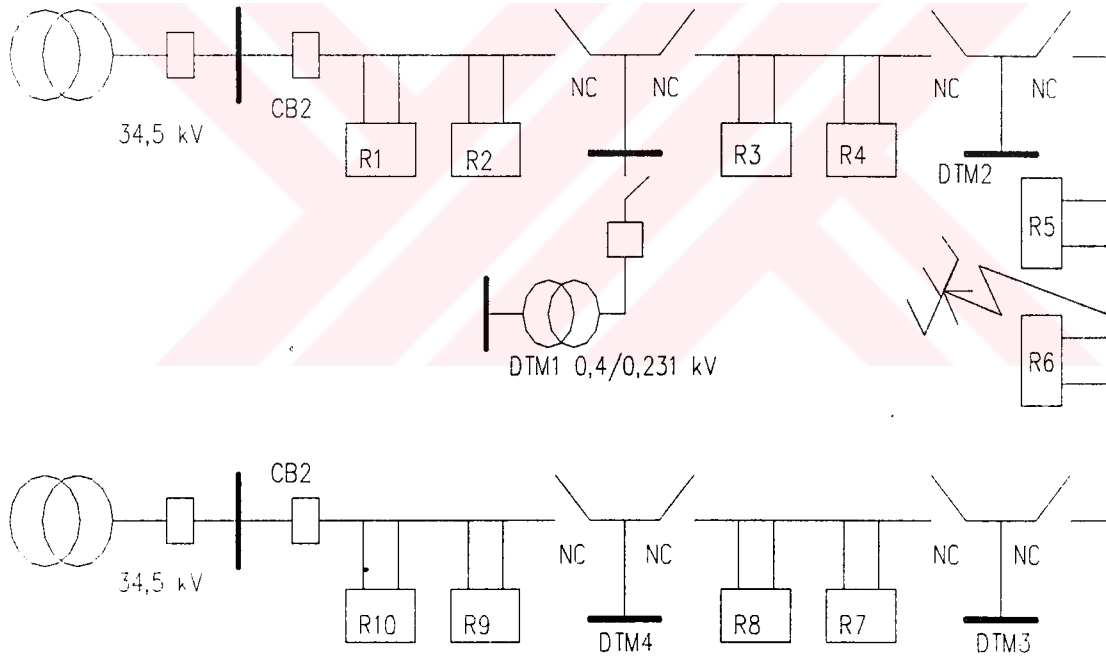
röleler) hatalı bölgeyi izole etmeyebilir. Bu tip durumda arızalı kısmın belirlenmesi oldukça güçtür. Bunun için daha gelişmiş IED'lere ihtiyaç vardır.

Bilgisayar kontrolü olmayan sistemlerde dağıtım görevlilerine cihazların durumları hakkında bilgi gelmediğinden dolayı, bu görevlilerin arızaları bilme şansları yoktur. Ancak tüketicilerin telefonla şikayetlerini belirtmeleri veya güç akışındaki ani bir değişimin elektrik kesintisi olarak anlaşılmasıyla arızalar anlaşılabilir. Tüketicilerin araması ile enerjisiz kalan bölgenin yeri, operatör tarafından yaklaşık olarak tahmin edilebilir. Daha sonra arızanın olduğu tahmin edilen bölgelerde görevliler arızayı tespit eder. Zarar gören arızalı bölge tam olarak belirlendiğinde, dağıtım sisteminin geri kalanından izole edilir. Bu izolasyon dağıtım istasyonlarındaki kesicilerinin açılmasıyla yapılır ve daha sonra sigortalar değiştirilir. Bu görevin tam olarak yerine getirilebilmesi için görevliler arasında telsiz veya telefonla diyalog kurulur. Sonraki adım zarar görmeyen bölgelere tekrar güç vermektir. Fakat diğer bölgelere yeterli güç gitmeyebilir. Bu yüzden başka kaynaklardan besleme yapılır. Görevliler arızasız bölgeyi besleyecek kaynakları belirler ve sağlam olup olmadığını oradaki görevliden öğrenirler. Birçok izolatör arıza sonrası yük altında çalışmayabilir; bu yüzden izolatörler kullanılmadan önce kesiciler açılmalıdır. Tüm izolasyon ve tamir işleri elle yapıldığı için, çok uzun bir süre alır. (Pahwa ve Shultis, 1992)

Dağıtım sisteminin radyal olarak işletilmesi, oluşabilecek bir arıza noktasının tesbitinde önemli bir avantaj sağlamaktadır. Bunun nedeni, arıza akımının kaynaktan arızaya doğru tek yönlü akması ve arıza gerisinde bu akımın sifira düşmesidir. Fider parçaları ayırıcılarla bölündüğünden, bunların bulunduğu noktalarda arıza akımının geçip geçmediğini belirleyecek bir sensör konması yeterli olmaktadır. Arızalı kısım arıza akımını gören son sensör ile bunu algılamayan ilk sensör arasında olacaktır. Ancak bu sensör bilgilerinin gerekli işlemleri yapabilmesi için bir iletişim şekliyle indirici merkeze iletilmesi gerekir.

Arızalı bölgelerin izole edilip, bakımlarının yapılabilmesi için dağıtım sistemindeki çeşitli bölgelere arıza akımını algılayan sensörler yerleştirmek gerekir. Bu sensörlere ek olarak farklı bölgelerdeki fiderleri uzaktan kontrol edebilen ayırıcılar yerleştirilir. Bir arıza oluştuğu zaman, bundan etkilenen sensör Kontrol Merkezine bilgileri gönderir. Sensörlerden gelen bu bilgiler sayesinde arızalı bölgeler belirlenir. Arızalı kısım belirlendikten sonra eğer koruma cihazları çalışmazsa; uzaktan kontrol edilebilen ayırıcıların yardımıyla arızalı kısım diğer bölgelerden hızlı bir şekilde izole edilir. Arızasız kısımlar da hemen başka bir şekilde beslenir. Bunun süresi iki dakikayı aşmamaktadır.

Arıza algılama ve izolasyonun çalışma prensibi Şekil 6.2 üzerinde şu şekilde özetlenebilir (Özay vd., 1995): İki dağıtım transformatör merkezi (örneğin 2 ve 3 no'lu merkezler) arasında oluşan bir arıza, ana indirici merkezdeki klasik koruma düzeni tarafından algılanır ve fider başı kesicisi açar. Her dağıtım transformatör merkezi giriş ve çıkışında bulunan arıza akımı algılayıcıları, arıza bilgisinin fider başındaki veri toplama birimine iletişim sistemi üzerinden iletilir. Veri toplama birimi ise arızanın yerini belirleyerek gerekli açma işlemlerini (2 no'lu merkezin çıkış yükü ayırıcısı ile 3 no'lu merkezin giriş yük ayırıcısı) otomatik olarak gerçekleştirir. Daha sonra fider başı kesicisi kapatılarak sistemin sağlıklı kısımlarına (Şekil 5.2'de 1 ve 2 no'lu dağıtım merkezlerine) enerji tekrar verir. Arıza noktasından daha ileride bulunan ve enerjisiz kalan merkezlerin tekrar enerjilendirilmesi, fiderin sonunda normalde açık olan ayırıcının (NO) kapatılarak bu yüklerin diğer fidere aktarılması işlemi kontrol merkezindeki bilgisayar aracılığı ile operatör tarafından gerçekleştirilir. Bütün bu işlemler çok çabuk yapılır.



Şekil 6.2 Radyal işletilen fiderde arıza algılama ve izolasyonu (Özay vd., 1995)

6.13.2.2 Dağıtık Depolama/ Üretme

Dağıtık depolama ve üretme, servis güvenlik yönetiminde bir etkiye sahiptir. Fiderler, fazla uzun olmayan tek kaynaklı bir radyal hatta yerleştirilerek, radyal olarak çalıştırılır. Yükün yoğun olduğu yerlerde oluşacak maliyetlerin artmasından dolayı; birçok fider interkonnekte biçiminde bağlanarak birbirlerine alternatif besleme kaynağı oluştururlar. Sonuç olarak, sürekli hal ve arıza durumları için karmaşık bir çalışma durumu sözkonusu olacaktır.

Eğer dağıtık generatör kapasitesi, fider besleme kaynağına göre büyükse; o zaman normal güç kaynağı olarak kullanılabilir. Bu, enerji kayıplarındaki servis güvenliğini düzeltir.

Her arıza olayında, enerji kaynak sayısının fazla olması dolayısıyla yüksek değerli arıza akımları oluşacaktır. Bu yüzden personelin ve sistemin korunması için radyal fiderlerde daha gelişmiş tarama ve izolasyon tekniklerini kullanmak gerekir. Dağıtık depolama ve üretme ile Dağıtım Otomasyonu daha uygun (elverişli) hale getirilebilir. Otomasyon sistemi şunları sağlayacaktır:

- Güç sisteminin ve güç kaynaklarının görüntülenmesini tamamlayacaktır.
- Dağıtım sistemindeki arızalar için, paralel generatörlerin zamanında ayrılmasını temin edecektir.
- Üretim sisteminde oluşacak bir arızada paralel çalışan generatörleri zamanında ayıracaktır.
- Dağıtım sisteminde güç kaynağındaki kayıp olaylarında (gerilim düşümü...) alternatif güç sağlayacak şekilde paralel generatörleri uygun bir şekilde konfigüre edecektir.
- Belirli sınırlar içerisinde paralel çalışan generatörleri kontrol ederek gerilim ve güç akışını koruyacaktır.

Görülmektedir ki; dağıtık depolama ve üretimin gerektiği yerde; servis emniyet güvenliği için kontrol algoritması oldukça karmaşık olacaktır.

6.13.3 Sistem Verim Yönetimi

Bu işlem dağıtım sisteminde minimum elektriksel kaybı sağlayarak, sistemden faydalanmayı ve sistem verimini maksimum hale getirmeyi sağlar. Kayıpların azaltılması, yüklerin fiderler arasında uygun bir şekilde bölüneceği bir konfigürasyon ve kaynaktan çekilen reaktif gücün azaltılması ile sağlanır. Bu amaçla trafo yükleri maksimum fayda için yönetilir.

Kayıplardaki azalma, işletme maliyetinin de azalmasını sağlar. Sistem verim yönetimi için görüntüleme ve kontrol işlevleri şu şekilde olmaktadır:

Tüm bölgelerde uygun ve doğru bir işlem yapılabilmesi için yük ve VAR değerlerinin ve sistem konfigürasyonunun görüntülenmesi gerekir. Optimum yük dağıtım için dağıtım sistemini yeniden şekillendirme, kondansatörleri işletme, VAR ihtiyacını karşılama ve aşırı yüklenmeye karşı trafoyu korumak amacıyla hat anahtarlarının kontrolü yapılır.

6.13.3.1 Yük Dağılımı ile Kayıp Yönetimi

Bu işlemin prensibi oldukça basittir. Çeşitli yollardan farklı şekillerde birbirine interkonnekte olarak bağlı fider ve besleme kaynaklarının bulunduğu bölgelerden oluşan bir dağıtım sisteminin, $R.I^2$ ısı kayıplarını azaltmak için fiderler arasında uygun bir yük dağılımı yapılarak, uygun bir konfigürasyon seçilebilir. Sistemdeki büyüklükler sürekli olarak değiştiğinden, buna bağlı olan konfigürasyon yapısı da sıkça değişecektir.

Fakat bu işlemin yönetimi oldukça zordur; çünkü kayıpları azaltmak için gerekli alternatif konfigürasyonları oluşturmak için geniş bir hesaplama işlemi gereklidir. Bu fonksiyonun yerine getirilebilmesi için hızlı çalışan yük akış programları gereklidir.

Sistem kayıplarını azaltmak için yapılacak olan yeni düzenlemeler; arızalı bölgenin izole edilmesi sırasında kullanılan ayırıcıların otomatik olarak kontrol edilmesiyle çok kolay bir şekilde yapılabilir. Bunun için yalnızca özel bir uygulama yazılımı eklemek yeterlidir. Ayırıcılar uzaktan kontrol edilebildiğinden sistemin re-konfigürasyonu sıkça istenildiği kadar yapılabilir. Böylece fider ve trafo kayıpları etkili ve kolay bir şekilde en aza indirilebilmektedir.

6.13.3.2 VAR Kontrolü ile Kayıp Yönetimi

Dağıtım sistemindeki reaktif akımların akışı makul bir doğrulukla önceden bilinebilir. Bu yüzden gerekli reaktif akımlar kondansatörler yardımıyla kontrol edilebilir ve sağlanabilir. Kondansatörler dağıtım otomasyonu olmadan bile kayıpları azaltmak ve gerilim kontrolünü sağlamak ve sistemin çalışmasını düzeltmek amacıyla kullanılırlar. Bunu da gerilim ve reaktif güce destek sağlayarak yaparlar. Gelişmiş özelliklere sahip DAS ile kondansatörlerin yapısı ve durumları görüntülenebilir; gerçek zamanda dağıtım istasyonlarından ve fiderlerden alınan bilgilere göre kontrolü yapılabilir.

En ideal kondansatör içerisinde küçük kondansatör üniteleri içeren bir yapıda olmalıdır. Pratikte ise yerleştirmeden dolayı ideal yapıdan sapmalar görülebilir. Özel olarak yüksek değerli küçük üniteler içeren kondansatörler kullanılabilir.

Kondansatörler ya ayarlı ya da anahtarlı tiptir. Anahtarlı tip kondansatörde, kontrol edilebilen cihazdan gelen işaretlere göre kondansatöre, bilgisayar açma kapama işini gösterir. Bu kontrol edilebilen cihaz bir zamanlayıcı, ısıya duyarlı bir röle, gerilime duyarlı bir röle, akıma duyarlı bir röle, reaktif güce duyarlı bir röle veya hepsinin çeşitli kombinasyonundan oluşmuş bir röle olabilir. (konvansiyonel kontrolör)

Bir çok problemi azaltmak için mikroişlemci tabanlı kontrolörler kullanılmaktadır. Bu kontrolörler giriş değeri olarak birden fazla sistem değişkenini kullanabilir. Akım, gerilim, güç faktörü, reaktif güç, zaman ve sıcaklık değerleri bunlardan bazılarıdır. Mikroişlemci, giriş bilgilerini alarak sistem durumu hakkında bir karar verir ve daha sonra kondansatörleri açıp kapatır. Birçok sistem bilgisi kullandığı için, bu yeni kontrolörler konvansiyonel kontrolörlerden daha iyi ve verimli çalışır. Fakat optimum bir sistem konfigürasyonunu devamlı sağlayamazlar (Pahwa ve Shultis, 1992).

Otomatik bir sistemde, değişen yük durumlarında, optimum bir sistem konfigürasyonunu sağlayabilmek için; sistemdeki tüm kondansatörler birbiriyle bağlantılı ve uyumlu bir şekilde kontrol edilmelidir. Böyle bir durumda, farklı bölgelere yerleştirilen sayaçlar reaktif güç, gerilim ve akım değerlerini ölçer. Ölçülmüş olan bu değerlerle kondansatörlerin durumları iletişim hatlarıyla merkezi bir bilgisayara gönderilir. Daha sonra bilgisayar kondansatörlerin konumunu en iyi şekilde ayarlayarak; sistem kayıplarını azaltır. Sistem gerçek zamanda ölçme özelliğine sahip olduğu için, anahtarlama şekli istenilen sıklıkta yapılabilir.

6.13.3.3 Trafo Yük Yönetimi

Trafo yük denetimi, trafodan maksimum faydalanmayı sağlamak ve sistem kayıplarını azaltmak için yapılan bir işidir. Dağıtım sisteminin yükü saatten saate, günden güne sürekli değişmektedir. Her yük seviyesinde sistem, kayıpları en aza indirecek şekilde optimum bir fider dağılımına sahiptir. Eğer kapasiteleri üzerinde fazlaca yüklenmiş olan dağıtım trafolarının yükleri, diğer trafoların yükleme oranlarına göre paylaştırılırsa; toplam kayıplar azaltılabilir. Bilgisayar kontrolü olmayan sistemlerde tüketicilerin beslenmesi için yapılacak olan yeni düzenlemeler yılda birkaç kez tekrarlanır. Böyle bir sistemi yeniden şekillendirmek için elle bazı anahtarlama yapmak gerekir ki; bunun sıkça yapılması mümkün değildir.

Uzaktan görüntüleme ve kontrol sayesinde izin verilen maksimum yüklemeye kadar trafonun işletilmesi sağlanır. Trafonun yüklenebilme kapasitesine kadar yük kontrolü yapılabilir ve trafonun yetersiz kaldığı durumlarda yeni bir konfigürasyonla başka uygun bir trafo yardımcı kaynak olarak seçilebilir.

Dağıtım trafoları normalde kapasitelerinin altında çalıştırılır. Ancak başka bir trafonun arızalanması gibi acil durumlarda kapasitelerinin çok üstünde çalıştırılabilirler. Böyle bir aşırı yüklenmede trafoya zarar vermektен kaçınılmalıdır. Bilgisayar kontrolü olmayan sistemlerde, görevli tarafından enerjisiz kalan bir bölge beslenilmek üzere, başka bir trafonun anahtarları kapatılır ve gözlemci belirlenen bir değer tutturmaya çalışır. Trafoyu aşırı yüklememek ve bu

değeri yakalayabilmek için anahtarlar sık sık açılıp kapanır ve istenilen değer tutturularak yük beslenir. Fakat sık sık yapılan açma-kapama işlemleri trafonun ömründe ciddi bir azalmaya neden olur. Ancak kullanılacak olan otomatik bir işlemle açma-kapama olaylarında trafonun zarar görmesi engellenebilir ve ömrü muhafaza edilmiş olur; yani açma-kapama sayısı azaltılmış olur.

Bu işlem için yapılacak olan otomasyonda trafo yağ sıcaklığını kontrol merkezine iletilecek özel cihazlara ihtiyaç vardır. Yağ sıcaklığı ile trafonun verilen koşullar altında aşırı yüklenip yüklenmediği veya yük durumunun ne olduğu belirlenebilir. Fiderlere bağlı trafolardan gerekli ölçümler ve veriler alınarak, fiderlerin dengeli yüklenmesi sağlanabilir. Trafoların aşırı yüklenmesi bu şekilde otomatik olarak kontrol edildiğinden, çok sayıda açma-kapama işlemine ihtiyaç olmayacak ve trafoların ömrü arttırılacaktır.

6.13.4 Gerilim Yönetimi

DAS`da çeşitli noktalardaki gerilim seviyelerini istenilen değerler arasında tutmak ve görüntülemek için bu fonksiyon kullanılır. Normal koşullar altında gerilim yönetimi, kaliteli hizmet anlayışının gelişiminde tüketiciye yararlıdır. Gerilim ve verim yönetimi birbirine bağlıdır. Kontrol algoritmaları işlemlerden optimal fayda elde etmeyi sağlar.

Gerilim yönetimi sayesinde yük yönetimine bir derece etki yapmak gerektiğinde, gerilim seviyeleri düşürülebilir. Dağıtım sistemindeki çeşitli noktalardaki gerilim seviyelerinin kontrolü daha çabuk bir şekilde gerçekleştirilebilir.

Gerilim seviyeleri devre konfigürasyonu ve empedanslarına, dağıtım ve güç faktörüne ve yüke bağlıdır. Ancak kurulu bir dağıtım sistemindeki gerilim seviyelerinin kontrolü ya gerilim regülatörleriyle ya da reaktif güç akış kontrolü ile sınırlandırılmıştır. Bu fonksiyonun yerine getirilmesinde görüntüleme ve kontrol işlemleri şu şekilde yapılmaktadır:

Dağıtım sistemindeki çeşitli bölgelerde sistem gerilim profilin belirlenmesi amacıyla gerilim seviyelerinin, VAR kontrolü için gerekli VAR akışının, her birimdeki kondansatör durumunun ve çalışmasının, regülatör ve trafo ayar kademelerinin görüntülenmesiyle kontrol işlemi başlar. Kondansatörlerin devrede olup olmayacağını (işletmesinin); regülatör ve trafo ayar kademelerinin kontrolüyle işlem tamamlanır.

6.13.4.1 Gerilim Ayarı

Gerilim ayarı, gerilim seviyelerinin istenilen bir değerde tutulması için yapılan kontrol işlemidir. Bu da dağıtım istasyonlarındaki gerilim regülatörlerinin kontrolü veya trafolardaki

ayar kademelerinin değiştirilmesiyle sağlanır. Uygulama noktasında gerilim ve yükten gelen işaretlere göre bilgisayar kontrol işlemini yapar.

Gerilim regülatörleri, hatlardaki gerilim düşümlerini karşılayabilmek için gerilimi kontrol ederler. Bu regülatörler belirlenen toleranslar içerisinde gerilimi sabit tutmak üzere ayarlanırlar. Gerilim değeri ayarlanan değerinden azalırsa, regülatörün kademesi yükselir. Yine benzer olarak gerilimin değeri artarsa, kademe azalır. Kademe değerleri otomatik olarak değiştirilebilirse de, değişen kademe yalnızca bir regülatörün gerilim değerini kontrol edebilir. Sistemdeki diğer regülatörlerle herhangi bir bağlantısı olmaz. Otomasyon sisteminde ise, regülatörler merkezi bir yerden birbirlerine bağlantılı olarak ayarlanabilirler. Bunun yanı sıra, kondansatör kontrolü ile uyumlu çalıştırılabilirler. Regülatörlerin böyle uyumlu bir şekilde çalıştırılması fiderlerde düzgün bir gerilim seviyesi oluşturacak ve tüketicilerden düşük gerilim şikayetleri gelmeyecektir. Uyumlu gerilim kontrolü farklı yük şartları altında sistem kayıplarının azalmasına yardımcı olacaktır.

Dağıtım trafoları genelde yük değişimlerinden gelen işaretlere göre ayar kademelerini değiştirebilen bir kontrol yapısına sahiptirler. Aşırı yüklenme durumlarında azalan gerilim değeri, trafo ayar kademesinin hareketiyle ayarlı değerine doğru yükseltilecek sabit tutulmaya çalışır. Eğer bir dağıtım istasyonu paralel çalışan iki trafoya bağlı ise, ayar kademe kontrolü iki trafo arasında dolaşım (sirkülasyon) akımı oluşmaması için aynı anda beraber, uyumlu bir şekilde yapılmalıdır.

DAS sistemdeki tüm önemli noktalarda gerilim ayar uyumunu sağlayarak, bu noktalarda optimum derecede istenen seviyelerinin oluşmasını sağlar.

6.13.4.2 Reaktif Güç Akış Kontrolü

Sistemden karşılanan reaktif akımların kontrolü ile herhangi bir bölgedeki gerilim seviyesi üzerindeki aşırılık kaldırılabilir. Kontrol ise, uygun bölgelere yerleştirilmiş şönt kondansatörlerin anahtarlanmasıyla (tetiklenmesiyle) yapılır. Uygun bir gerilim kontrolü yapılabilmesi için sistemdeki tüm kondansatörlerin uyumlu bir şekilde çalışması gerekir.

Özet olarak DAS sürekli olarak trafo ayar kademelerini ve regülatör konumlarını değiştirerek ve VAR üreterek sistemdeki gerilim seviyelerini optimum bir düzeyde tutar, kayıpları en aza indirir.

6.13.5 Yük Yönetimi

Bu yönetim işlemi, sistem yüklerinin uzaktan kontrol edilmesini gerektirir ve uzak birim üniteleriyle yük denetimini sağlar. Kontrol işlevi ile sürekli olarak yük talebi karşılanır. Yük yönetimi, günün çeşitli periyotlarında değişim gösteren yük ihtiyacını karşılaması bakımından oldukça etkilidir ve değişen yük talebiyle birlikte sürekli olarak etkilenir.

DAS yük yönetimi için gerekli görüntüleme ve kontrol işlevlerine sahiptir ve bu işlevleri sağlar. DAS tüketici yüklerinin doğrudan kontrolünü ve yapılan kontrol işlemlerini sorgulayan görüntüleme fonksiyonunu da sağlar.

Yük yönetimi sisteme ve tüketiciye birçok olanaklar sağlar. Dağıtım sisteminden maksimum faydalanma elde edilerek, ekonomik kazanç sağlanabilir. Bu, yük artışının olduğu zamanlarda talebin karşılanarak ve/ veya yük karakteristiğinin pik olmadığı yerlerde enerji tüketimini teşviklendirerek; pahalı enerji üretimini azaltmak ve üretilen gücün satımını sağlamak; enerji üretim kayıplarının azaltılması veya acil durumlarda enerji talebinin karşılanması gibi durumların vasıtasıyla yük karakteristiğinin günlük (aylık veya yıllık) olarak paylaşılmasıyla olur. Yük yönetiminde görüntüleme ve kontrol işlemleri şunları içerir:

Normal ve acil durumlarda gerekli enerji talebinin karşılanıp karşılanmadığının sorgulanması amacıyla fider ve dağıtım istasyon yüklerinin, tüketici yüklerini karşılanması amacıyla gerekli anahtarlama işlemlerinin yapılması ve sayaç kaydedicilerinin anahtarlanması...

6.13.5.1 Tüketici Yüklerinin Doğrudan Kontrolü

Tüketici yüklerinin doğrudan kontrolünün etkinliği, tüketici yüklerinin genişçe kullanımı ve seçimi ile artar. Bu yükler su ısıtma, havalandırma, elektrikli cihazlar ve diğerleri ... Yük yönetim kontrol algoritmaları karmaşık kontrol işlemlerini bir dereceye kadar sağlar. Her bir tüketici yükü için uygun toleranslarda kayıplar sağlanırken, gerekli büyüklüklerin üretilmesi için sistemde anahtarlama işlemlerinin yapılması gerekir.

6.13.5.2 Tüketici Kontrollü Yük Yönetimi

Tüketici kontrollü yük yönetimi, enerjiyi kullanım oranından tüketiciyi haberdar etmek amacıyla kullanılır. Günün belirli periyotlarındaki enerji tüketimi tüketici tarafından hem gözlenebilecek hem de enerji tüketimi, gözlenen bu değerler sayesinde tüketici tarafından sınırlandırılacaktır. DAS bu amaçla uzaktan sayaç okunmasını ve düzenlenmesini sağlar. Daha gelişmiş, tüketiciye dayalı yük yönetim stratejileri geliştirilebilir; tüketiciye bağlı

mikroişlemcilerden ve DAS'dan daha avantajlı özellikler alınabilir. Her mikroişlemci, tüketici seçimli maliyet bazında yükleri düzenleyebilir.

6.13.6 Fonksiyonların Etkileşimi

DAS'da yönetim işlemleri sürekli olarak birbiriyle etkileşim içerisindedir. Bu etkileşim sonucunda oluşan, arzu edilemeyen ve/veya uyuşmayan çalışma koşullarını yoketmek için; fonksiyonların ve amaçlarının uygun öncelikte yerine getirilmesi gerekir.

6.13.6.1 Çalışma Öncelikleri

Yönetim işlem öncelikleri, dağıtım sisteminde normal ve anormal durumlarda zamandan zamana değişim (sıralama) gösterecektir. Arızalı bölgenin izolasyonu veya arızanın giderilmesi gibi acil yanıt bekleyen işlemler; bir arıza sonrası yapılacak ilk işlemlerdir. Yine aynı şekilde acil durumlarda yük akışını hafifletmek ve yükleri beslemek için yük yönetim işlemini kullanmak yapılması gereken öncelikli işlemlerdir.

6.13.6.2 Amaçsal Öncelikler

Amaçsal önceliklerle çalışma öncelikleri arasında bir fark vardır. İşletimsel (çalışma) özellikler, kontrol işlemlerine üstünlük derecesine göre bağlıdır. Bu öncelikler iyi sonuçlar verdiği zamanda bile, kimi uyum sorunları ortaya çıkabilmektedir. Bu yüzden öncelik sırasına göre bir kontrol hiyerarşisi oluşturulup uyumsuzlukları azaltacak kontrol algoritmalarını birleştirmek gerekir. Kayıp yönetim fonksiyonunun işletilmesi bu tip bir öncelik için iyi bir örnektir. Gerilim seviyesinin belirli limitler içerisinde olduğu bir yerde, kondansatör ünitelerinin anahtarlanması da yine belirli bir sınırı vardır.

7. DAĞITIM OTOMASYON İLETİŞİM SİSTEMLERİ

7.1 Giriş

Bir DAS'ın güçlü ve iyi bir şekilde çalışabilmesi için kontrol merkezleriyle, geniş bir alana yayılmış olan uzak birimler arasında kontrol ve veri işaretlerini ileten etkili bir iletişim sistemine gerek vardır. DAS'da gerekli işlemleri yapmak için kullanılacak bir çok iletişim seçeneği vardır. Burada önemli olan kullanılacak olan iletişim sisteminin sakıncalarını ve üstünlüklerini önceden bilmektir. Şu anda DAS için gerekli işlemleri en iyi şekilde yapacak tek bir iletişim teknolojisinden bahsedilemez. Yapılacak olan seçimde, ihtiyaçları en iyi şekilde karşılayacak olan iletişim sistemi seçilmelidir.

7.2 DAS İletişim İhtiyaçları

DAS'ın işletimi için iletişim sistemi hayati bir öneme sahiptir. İletişim kanallarının veri elde edilmesinde ve kontrolündeki hızı, DAS'ın performansını önemli ölçüde etkiler. Kontrol Merkezi ve uzak birimlerinde ulaşılan önem teknolojik gelişmelerin faydalı olabilmesi için, iletişimin de aynı oranda gelişim göstermesi gereklidir. Yoksa büyük hızda ve miktarda toplanan verilerin, hızlı iletilmemesi halinde bir önemi yoktur. İletişim DAS'ın büyüklüğüne, dağıtım sistemindeki otomasyonun derecesine ve karmaşıklığına ve kullanılacak olan fonksiyonların yapısına bağlı olarak seçilir. DAS'ın en yüksek başarı düzeyi ile uygulanması iletişim sistemine bağlıdır ve iletişim sistemi aşağıdaki karakteristiklere sahiptir (Bassett vd., 1988):

- İletişim Güvenilirliği
- Maliyet etkisi
- Veri hız ihtiyacının ilerki dönemlerde de yetmesi
- İki-yollu iletişim özelliği (bazı fonksiyonlar için gereksizdir)
- Hizmetdışı kalmış bölgelerle (arızalarda) iletişim yeteneği
- Bakım ve işletiminin kolay olması
- Veri akış mimarisine uygunluk

7.2.1 İletişimin Güvenilirliği

DAS iletişim sistemi sürekli çevresel etkilere maruz kalacaktır. Bu çevresel etkiler; yağmur, kar, rüzgar ve yıldırım gibi doğa olaylarıdır. Ayrıca güneşin yaydığı ultraviyole ışınlar da bazı malzemelere zarar verebilecektir. Bu yüzden iletişim sistemi bu tip zararlara dayanabilecek rutin bakımlarının yapılacağı bir şekilde tasarlanmalıdır. İletişim sistemi yine elektromagnetik

etkileşimlere (EMI– Elektromagnetic Interference) maruz kalacaktır; bu durum veri iletişim güvenilirliğine büyük bir etkide bulunabilir. EMI, radyo frekanları şeklinde (boşluktaki sesler, deşarj olayları, korona ve diğer gürültü kaynaklarının neden olduğu) veya 50 Hz'deki magnetik alanlar şeklinde olabilir.

Yıldırım düşmelerinde, arızalarda ve kontakların açılıp-kapamasında geçişi yüksek şiddetli EMI'ler oluşabilir. EMI problemleri otomatik fonksiyonların yerine getirilmesine bağlı olarak tolere edilecektir. Bir örnek vermek gerekirse; uzaktan sayaç okuma işlevinde EMI'nin iletişim sistemini etkilemesi önemli değildir. Fakat diğer taraftan arıza izolasyonu ve servis bakımı gibi işlemlerde ise EMI'nin etkilerine karşı iletişim sistemi korunmalıdır. Arızalı durumlarda da enerjisiz bölgelerle iletişimde olma özelliği, önemli bir güvenlik faktörüdür.

7.2.2 Maliyet Etkisi

İletişim sistemlerinde yapılan maliyetler önemli olduğu için, sisteme en iyi hizmeti verecek olan iletişim sisteminin seçimi gibi, maliyeti de önemlidir. Çünkü oldukça yüksek bir maliyete neden olur. Yine bakım ve iletişim maliyetleri de dikkate alınmalıdır.

7.2.3 Hızlı Veri İhtiyacı

Her iletişim sistemi bir bant genişlik limitine sahiptir. DAS için tasarlanan iletişim sisteminde bant genişliğinin, ilerisi de düşünülerek sınırları belirlenmeli ve bu şekilde veri akış hızı istenilen ölçüde sağlanmalıdır. Şu anda birçok DAS'da 300 bps (baud per second) veri hızında veya daha azına sahip iletişim sistemleri kullanılmaktadır. Daha büyük sistemlerde yüksek kapasiteli hatlar (links) kullanılarak istenilen iletişim hiyerarşisi (sıra düzeni) sağlanabilir. Yük kontrolü gibi fonksiyonlar düşük veri hızlarında (10 bps) çalışabilir.

7.2.4 İki Yollu Olma Özelliği

İki yollu iletişim birçok DAS fonksiyonunun yapılması için gereklidir. Yük kontrolü tek yollu iletişime bir örnek olarak verilebilir. Kontrol Merkezinden gönderilen kontrol işaretlerine göre yükler kontrol edilir. Daha gelişmiş yük kontrol sistemlerinde, bireysel ve grup halindeki yüklerin kontrol edilebilmek için; yük kontrol bilgisi boyunca, adreslenmiş bilgiler iletilir. Yükten gelen işaretlere göre, yük durumlarının gerçek-zaman sorgulaması kontrollü cihazlar için gereksizdir. Yük kontrolü yapan cihazların doğru bir şekilde çalışıp çalışmadığını anlamak için bazı metodlara ihtiyaç vardır. İşte iki yollu iletişim özelliği sayesinde kontrol cihazının bu durumu belirlenebilir.

Arızalı bölgenin izole edilmesi ve bakımının yapılması için iki yöllü iletişim sistemine ihtiyaç vardır. Hata detektörleri arızayı algıladıkları zaman Kontrol Merkezine bunu iletmek zorundadır. Daha sonra KM'den gelen işaretlerle kontrollü ayırıcılar açılır ve arızalı kısım izole edilir. Gelişmiş fonksiyonlara sahip bir DAS'da iki yöllü iletişim gereklidir.

7.2.5 Arıza Esnasında Arızalı Bölgeyle İletişim Kurabilme Özelliği

Otomatik Bara Ayırma fonksiyonu gibi fonksiyonlar, enerjisiz kalmış bir bölgenin işletilmesinde bir iletişim sistemine ihtiyaç duyarlar. İletişimin enerji hatları üzerinden yapıldığı, sinyallerin bu hat üzerinde taşındığı DLC (Distribution Line Carrier), Ripple Control (Dalgalılık Kontrolü) gibi iletişim tekniklerinde enerjisiz kalan bölgeyle iletişim kurmak güçtür. Açık devre ve arızaların etkisi çok büyük olacaktır. Uzak birimlerle iletişim ancak devre dışı kalmış bölgelerde örneğin yedek bir güç kaynağı kullanılarak sağlanabilir.

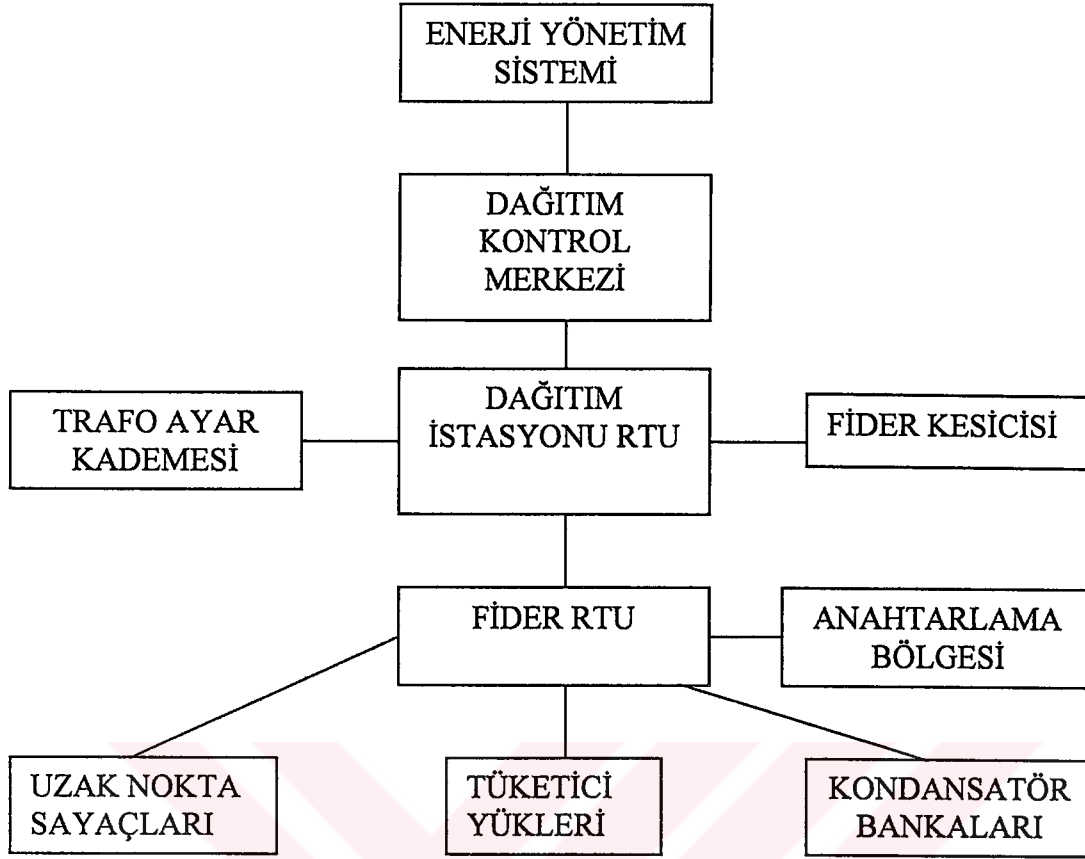
7.2.6 İşletiminin ve Bakımının Kolay Olması

DAS'daki bir iletişim sistemi alıcıların, vericilerin ve iletişim hatlarının kompleks bir kombinasyonudur. Bu yüzden iletişim sistemi, işletimi ve bakımı kolay olacak şekilde tasarlanmalıdır. Kullanılan birçok iletişim donanımı farklı yapıda ve markadadır. İlerisi de düşünülerek ve sistemin büyüyeceği dikkate alınır, kullanılacak olan iletişim donanımının standartlaştırılmış olması ve standart bir iletişim protokolünün kullanılmış olması gerekmektedir. Bu hem işletim hem de bakım masraflarını azaltmaya yardımcı olacaktır.

7.2.7 Veri Akış Mimarisine Uygun Düzenleme

Bir DAS, birçok kontrol cihazı ve bir veya birden fazla dağıtım kontrol merkezi içerir. İletişim sistemi gerekli tüm verileri toplama ve iletme işlevini üstlenir. Dağıtım sisteminin fiziksel yapısına ve iletişim sisteminin tipine bağlı olarak çeşitli veri akış (ağ) mimarileri geliştirilebilir. Örneğin; DLC (Distribution Line Carrier) tekniği kullanılırsa, kontrol ve veri işaretleri dağıtım istasyonları arasında akacaktır. Veri transferlerini ve gerekli kumandaları yönetmek için iletişim cihazları istasyonlara yerleştirilir. İstasyonlar da dağıtım kontrol merkezine bağlı olacaktır.

Şekil 7.1'de, DAS için en genel anlamda tanımlanmış veri akış mimarisi gösterilmektedir.



Şekil 7.1 RTU'lu veri akış mimarisi (Bassett vd., 1988)

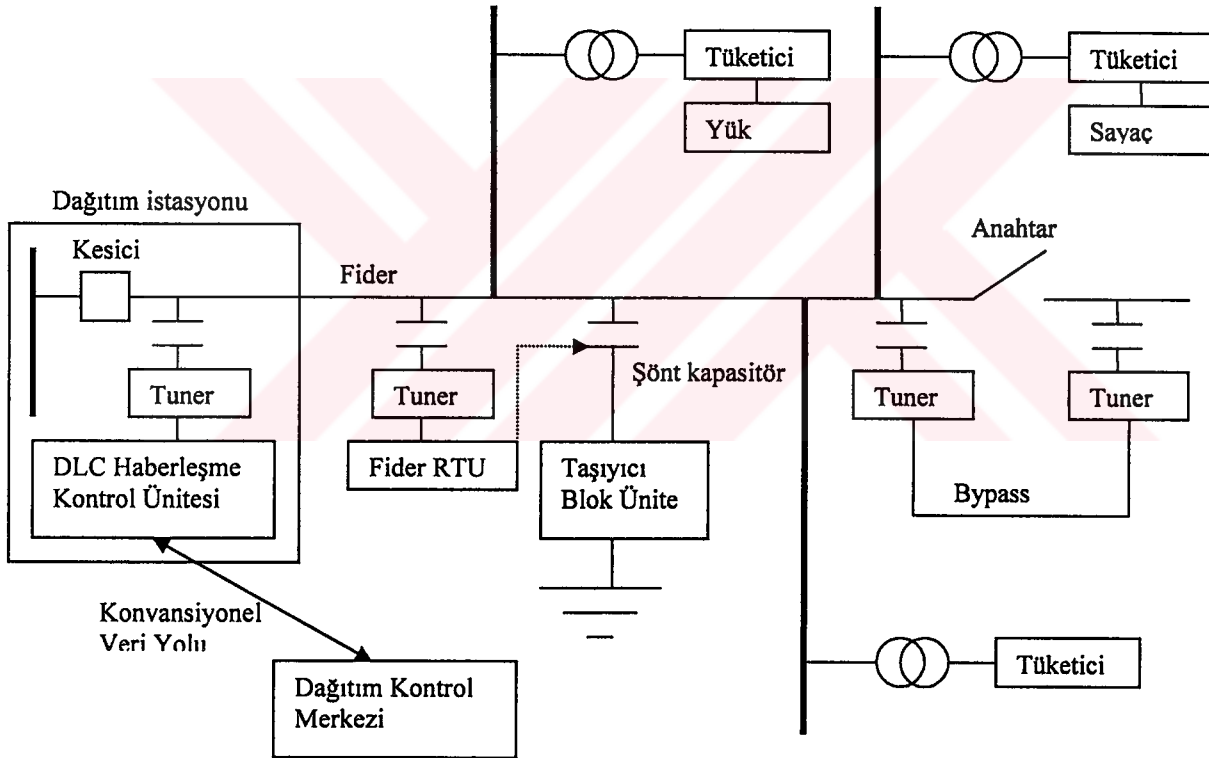
7.3 Dağıtım Otomasyonunda Kullanılan İletişim Sistemleri

DAS'da kullanılan iletişim sistemleri dört kategori altında toplanabilir (Bassett vd., 1988): İşaret yolu için varolan enerji hatlarının kullanılması (DLC– Distribution Line Carrier, Ripple Control...); sistem kontrolü dışında ve kiralanmış hatların kullanımı (telefon); radyo iletişimi (VHF, UHF, uydu, mikrodalga...); işaretlerin taşınması için özel bir hattın döşenmesi (fiber optik) şeklindedir.

7.3.1 Distribution Line Carrier (DLC)

DLC, enerji hatları üzerinden haberleşmeyi sağlayan bir tekniktir. Ayrı bir haberleşme ortamı gerekmediğinden, tercih edilebilir bir yöntemdir. DLC haberleşmesi için kullanılan cihazlar, bağlaştırıcı elemanlar (tuner, kondansatör) ile enerji hattına bağlanırlar. Bu cihazlar bilgi sinyalini modüle ederek hatta enjekte ederler. Alıcı ise bilgiyi taşıyan frekansını filtreleyerek alır ve demodüle ederler.

DLC'ler yüksek gerilim ve alçak gerilim hatlarında kullanımına göre iki gruba ayrılırlar. 38 kV ve üzerindeki gerilimde iletim hatlarının sağladığı bant aralığından faydalanarak 50 kHz ile 500 kHz arasındaki frekansları, taşıyıcı frekans olarak kullanabilir ve bu sayede yüksek iletişim hızlarına çıkabilir. 38 kV gerilim seviyesinin altındaki dağıtım hatlarında 5 kHz ile 20 kHz civarındaki frekansları taşıyıcı frekans olarak kullanır. Bu hatlarda Frekans Kaydırmalı Anahtarlama (FSK) modülasyon tekniği kullanılarak güvenilir iletişim, en fazla 300 bps hızında olmaktadır. Bu hız dağıtım otomasyon sistemi gibi veri yoğunluğu fazla olan sistemlerde yetersiz kalır. Ayrıca bu teknik, hatlardaki gürültüler, hava değişiminden ya da açılıp kapanan dağıtım elemanlarının durumlarından kaynaklanan empedans değişiklikleri iletişimi bozabilir. Şekil 7.2'de DLC haberleşme teknolojisinin bir elektrik dağıtım sistemiyle birlikte nasıl çalışacağı gösterilmiştir (Berçin, 1997).



Şekil 7.2 DLC iletişimi (Bassett vd., 1988)

7.3.2 Kiralanmış Hatlar (Telefon)

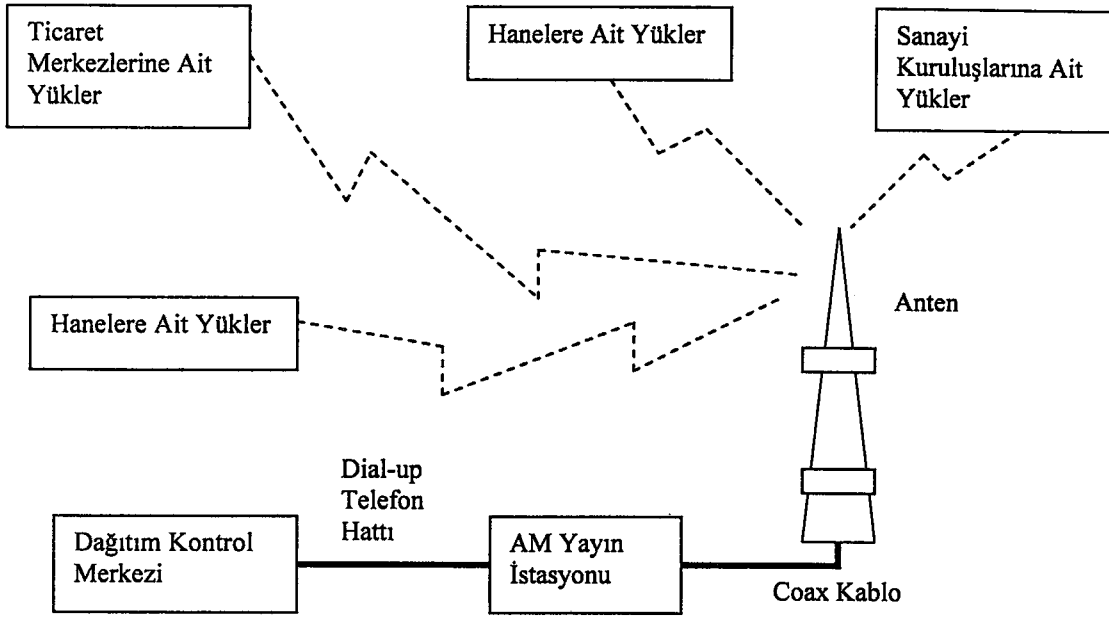
Genel amaçlı telefon hatları her ülkede bulunmaktadır. 2 Mbit/s hızına kadar kiralık hat sağlanabilmektedir. Otomatik aramalı ve kullanıcıya tahsis edilmiş kiralık hatlar olmak üzere telefon hatlarında iki yöntem kullanılabilir. Otomatik aramalı telefon hattında iletişim öncesinde, telefon konuşmasında olduğu gibi arama yapmak gerekir. Hatlar dolu

olabileceğinden bu yöntem pek tercih edilmez. Kiralık hatlarda ise, hatlar her an kullanıma hazırdır; ama güvenilir değildir.

Çok sayıda hat kiralama imkânının olması; lisans, bina, kule vb. şeyler gerektirmemesi; ilk yatırım masrafının düşük olması gibi avantajlara sahiptir. Bunun yanında haberleşme ortamının sorumluluğunun Telekom ile paylaşılması; arızaların onarılmasının uzun zaman alması; zamanla maliyetlerdeki artış ve bazı yerlerde kiralık hat sayısının artırılmasının mümkün olmaması gibi sakıncalara sahiptir (Berçin, 1997).

7.3.3 Radyo Haberleşmesi

Radyolu sistemler haberleşme için yeterli bant sunmanın yanısıra, dağıtım sistemindeki arızalardan etkilenmedikleri için güvenilir bir iletişim ortamı sağlar. Ancak radyo iletişimde frekans tahsisi zorunludur. Geniş bir alana yayılan DAS için farklı bölgelerde değişik frekans kullanmak ve bunun sonucunda büyük sistemlerde, çok miktarda frekans tahsisi zorunlu olabilecek, bir kısım yerlerde ise frekans bulmak büyük sorun olacaktır. Bunun yanısıra mikrodalga iletişimlerde alıcı verici antenlerin maliyetleri çok yüksek olup, şehirlerdeki yapılaşma antenlerin birbirlerini görmesini engellemekte ve ek maliyet getiren tekrarlıyıcıları kullanmak zorunlu olmaktadır. Antenlerin birbirlerini görmesi gerekmeyen VHF telsizlerde ise sağlanan bant dardır ve veri iletişimi çoğu zaman güvenilir olmayabilir. AM, FM, VHF, UHF, mikrodalga ve uydu ile iletişim teknikleri radyo haberleşme teknolojilerinde kullanılan formatlardır. Şekil 7.3`de AM radyo haberleşmesiyle yük kontrolünün nasıl yapıldığı görülmektedir.



Şekil 7.3 AM radyo haberleşmesiyle yük kontrolü (Bassett vd., 1988)

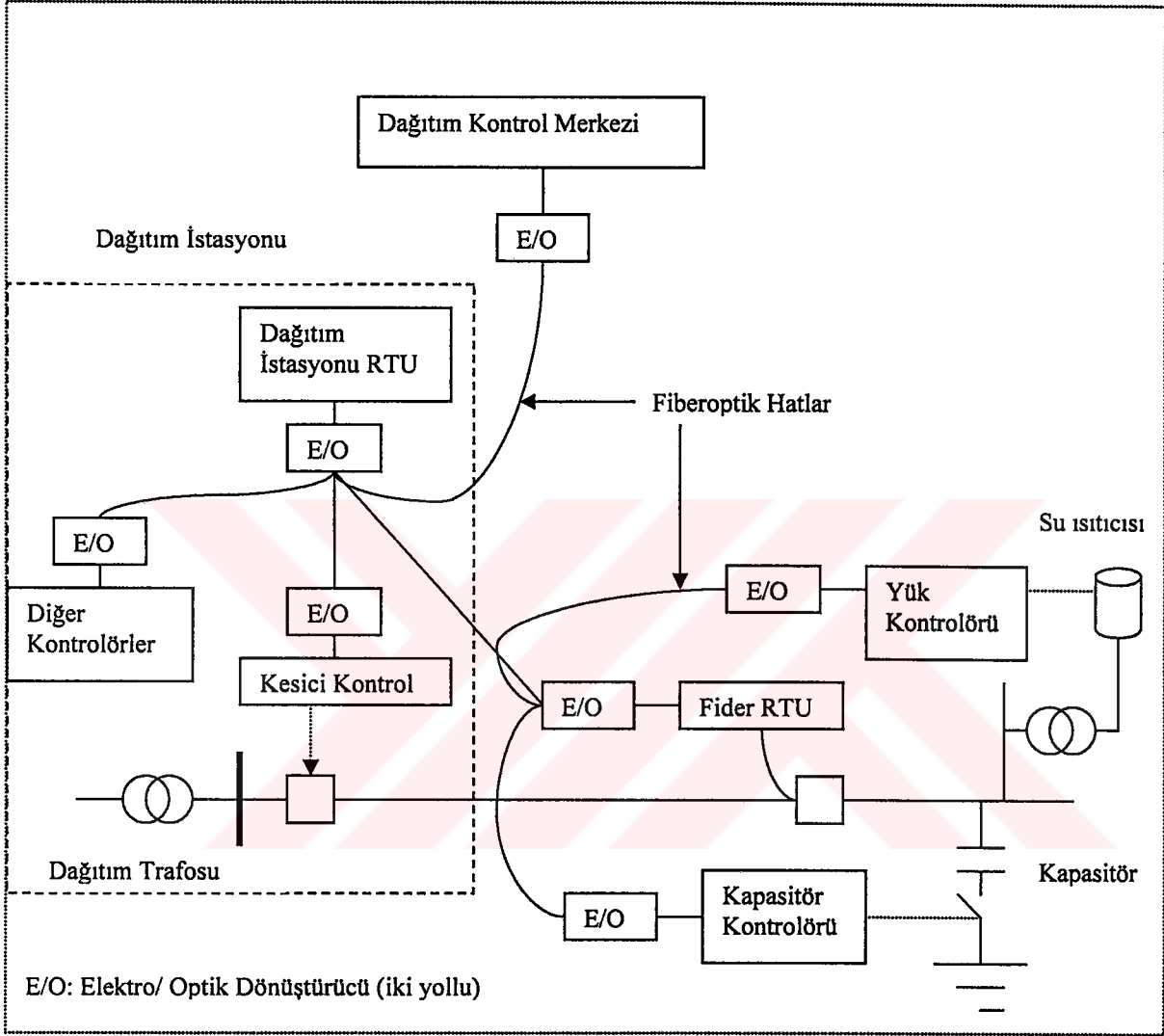
7.3.4 Uydu İletişimi

Yeterli bant genişliği sağlayan ve arıza yapma oranı düşük olan uydu haberleşmesi DAS için tercih edilebilecek bir iletişim ortamı olması rağmen, maliyeti çok yüksektir. Uydu göndermek veya var olan uydulardan kanal kiralamak ve yeryüzü istasyonları kurmak çok pahalıdır.

7.3.5 Fiberoptik Kablolar

Fiberoptik kablolarla iletişim ortamı gönderici, alıcı ve fiber optik kablodan oluşur. Elektrik sinyalleri gönderici tarafından ışığa dönüştürülerek fiber kablo üzerinden iletilir. Işık fiberoptik kablodan iletdikten sonra, tekrar alıcı tarafından elektrik sinyaline çevrilir. Böylece veri iletişimi açısından, elektromagnetik girişimlerden, darbeden ve toprak problemlerinden etkilenmeyen çok güvenilir bir ortam sağlanır. Geniş bir bant sağladığından çok yüksek veri hızlarına çıkmak mümkündür. Ayrıca, fiberoptik kabloda kısadevre durumları olmadığından yangın gibi problemlere yol açmaz. İlk yatırım maliyetleri fazla olmasına rağmen kullanım sırasında ek maliyet gerekmediğinden tercih edilebilir. Bu iletişim yöntemi özel alıcı vericileri, kablo uçlarında özel konnektörlere ve bu konnektörlerin takılması için eğitim görmüş personele ihtiyaç duyar. Bu iletişim yöntemi sayesinde, iletişim ortamının işletim, bakım ve onarım sorumluluğu herhangi bir kurum ile paylaşılmamaktadır (Büyüksemerci vd., 1995).

Yukarıda açıklanan nedenlerden ötürü, genelde DAS için fiberoptik kablolarla iletişim tercih edilir. Bu kabloların yerleştirilmesi, yeraltı güç kablolarının döşenmesi sırasında onlara paralel olarak yapılacağından; ayrıca bir kazı işlemi gerekmeyecek, böylece ilk yatırım maliyeti düşecektir.



Şekil 7.4 Fiberoptik kablolarla iletişim sistemi (Bassett vd., 1988)

8. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNDE KULLANILAN İLETİŞİM AĞLARI VE MİMARİ YAPILAR

8.1 Giriş

Enerji üretiminde esnek ve modüler çözümler uzun vadeli başarılar için önemlidir. Dağıtım kontrol sistemlerinin teknik ihtiyaçları her geçen gün sürekli artmaktadır; özellikle de iletişim kapasitesinin geliştirilmesi yönünde büyük talepler olmaktadır. İletişim sistemleri modern kontrol sistemlerinde tüm elemanları birbirine bağlamaktadır.

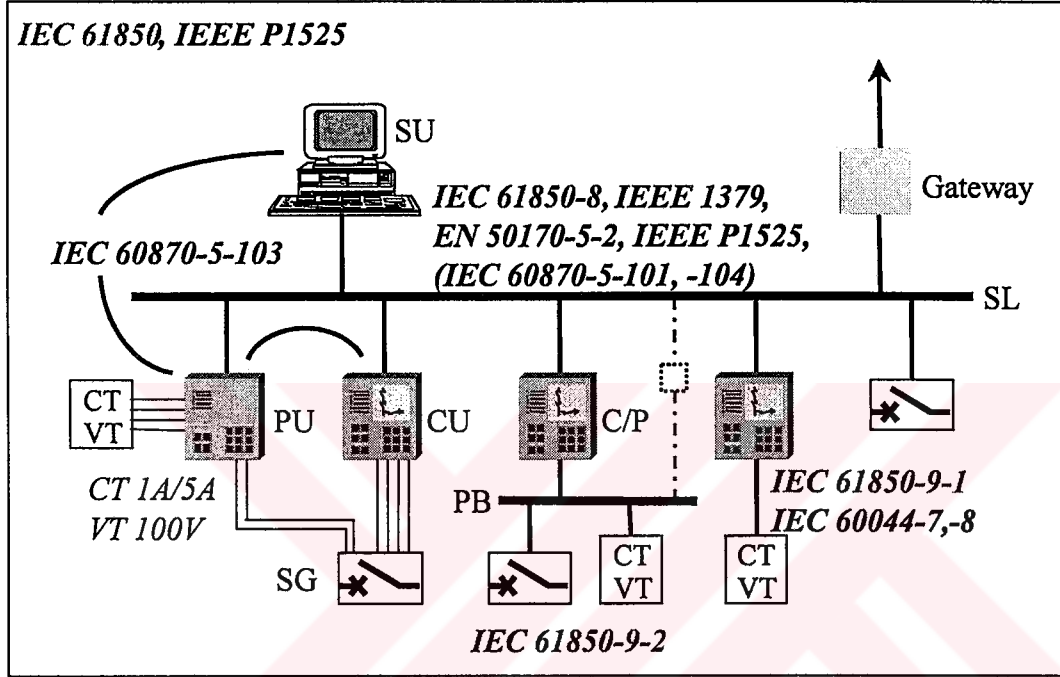
DAS haberleşme yapısı gelişen entegre devre tasarımları, daha hızlı ve güçlü mikroişlemcilerin tasarımlarıyla teknolojik yönden geliştirilmektedir. Bu da dağıtım sistemindeki sekonder cihazların, elektromekanikten digital cihazlara geçişini ve dağıtım sistemlerinin merkezileştirilmeden yönetilmesini sağlamıştır; bazı IED'ler sayesinde hemen hemen tüm fonksiyonlar (koruma, görüntüleme, kontrol...) yapılabilir hale gelmiştir. Bunun bir sonucu olarak da IED'ler arasında etkin bir iletişim sağlanabilme yönünde ihtiyaç artmıştır, özellikle de standart bir protokolün geliştirilmesine ihtiyaç duyulmuştur.

Günümüzde uygulamada cihazlar arası iletişim için birçok protokol tasarlanmıştır. Burada gözlenen en büyük sorun farklı üreticiler tarafından üretilen benzer amaçlı cihazların veya farklı üreticiler tarafından üretilip DAS'ta kullanılacak olan cihazların birbiriyle iletişim kuramamalarıdır. Bu sorunu çözmek ve farklı cihazların aynı sistem içerisinde birbiriyle uyumlu şekilde çalışmalarını sağlamak için standardizasyona gidilmiştir. Standardizasyonla birlikte hem üreticiler hem de kullanıcılar ekonomik ve güvenilir çözümlere kavuşmuştur.

Bugün Avrupa'nın kullandığı dağıtım kontrol sisteminde, dağıtım istasyon seviyesi, arabirim kontrol (bay) seviyesi, aktuatör/sensör seviyesi ve proses seviyesi gibi birçok hiyerarşi seviyesi oluşturulmuştur. Dağıtım istasyon seviyesiyle arabirim kontrol seviyesi arasında Ethernet, Profibus, MVB, LON, RS-485 Modbus vb.... haberleşme baraları ile birlikte DNP3, FMS, SPA, AMI, FTAM, ROSE, ACSE gibi birbirinden farklı protokoller kullanılabilir (Baass vd., 2002). Arabirim kontrol seviyesi ile proses seviyesi arasında paralel kablolama haberleşmesi de kullanılabilir. Avrupa dışındaki bazı ülkelerde örneğin Kuzey Amerika'da, sadece dağıtım istasyon seviyesi ile proses seviyeleri kullanılmaktadır. Bu yüzden dağıtım kontrol merkezindeki cihazlar sisteme istasyon barası ile bağlanırken; proses seviyesindeki cihazlar paralel kablolama ile bağlanır.

Avrupa ülkeleri digital otomasyon sistemleri üzerindeki tecrübelerine dayanarak IEC üzerinden standartlaşma çalışmaları yapmışlardır. Amerika'da ise bu tip aktiviteler IEEE üzerinden yapılmaktadır.

Şekil 8.1'de dağıtım istasyonunda kullanılan IED'ler arasındaki iletişim standartları görülebilir. Ayrıca yerel ihtiyaçlar ve işletme ilgili sınırlamalardan ötürü kullanılacak birbirinden farklı iletişim mimarileri de gösterilmektedir:



SU - Dağıtım istasyon Ünitesi
PU - Koruma Ünitesi
CU - Kontrol Ünitesi

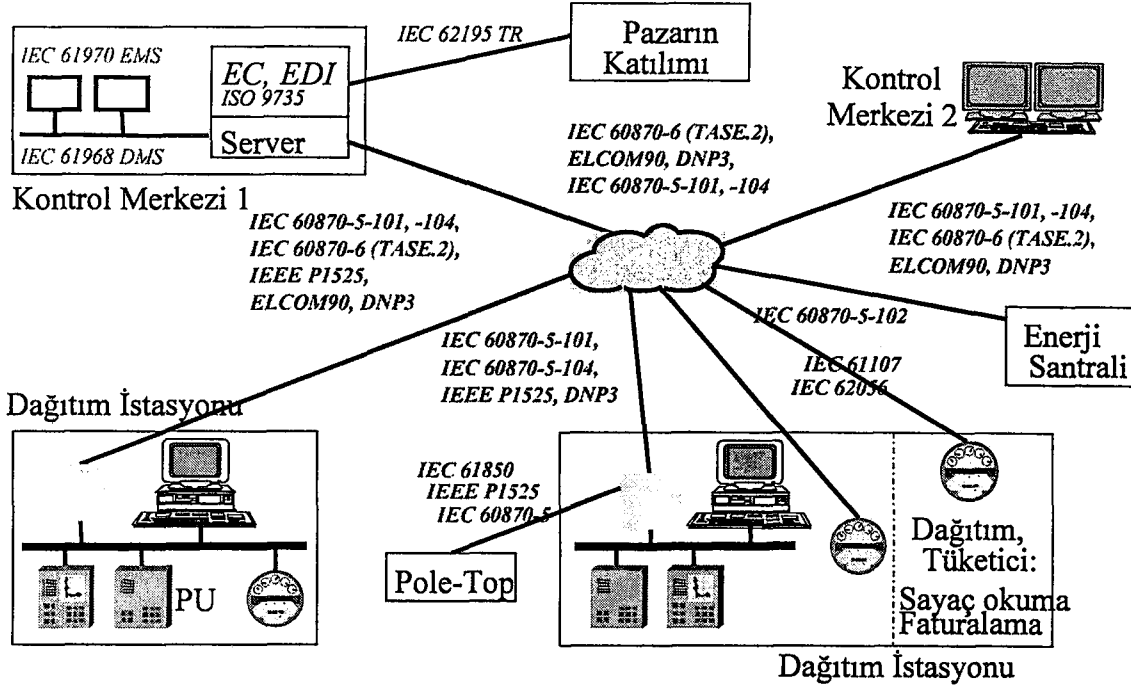
C/P - Kontrol+Koruma Ünitesi
CT/VT - Akım-gerilim Trafosu

SL - İstasyon LAN
PB - Proses Barası
SG - Anahtarlama

Şekil 8.1 Dağıtım istasyon içerisinde kullanılan iletişim standartları (Baass vd., 2002)

Şekil 8.2'de ise bir dağıtım istasyonu ile dağıtım istasyonunun dışındaki IED'ler arasındaki iletişimi sağlamak için kullanılan birbirinden farklı standartlar görülmektedir.

Her iki şekilden de görülebileceği gibi standardizasyon konusunda büyük çalışmalar yapılmaktadır.



Şekil 8.2 Dağıtım istasyonlarının dışında kullanılan iletişim standartları (Baass vd., 2002)

Bundan sonraki kısımlarda günümüzde kullanılan standartlara değinilmiştir. Her bir standart geniş bir çalışma istediği ve kapsamlı olduğu için, bu tezde standartların sadece isimlerine değinilmiş; ayrıntılara yer verilmemiştir. Yukarıdaki şekillerde gözüken bulut şekli, iletişim sistemine bağlanabilecek diğer iletişim bağlantılarını temsil etmektedir. Örneğin point-to-point UHF, router network vb... İsmi geçen standartların hepsi açık sistem standartlarıdır. Şekillerde belirtilen standartların tanımına aşağıdaki kısımda değinilmiştir.

8.2 Dağıtım İstasyonu İçerisinde Kullanılan Standartlar

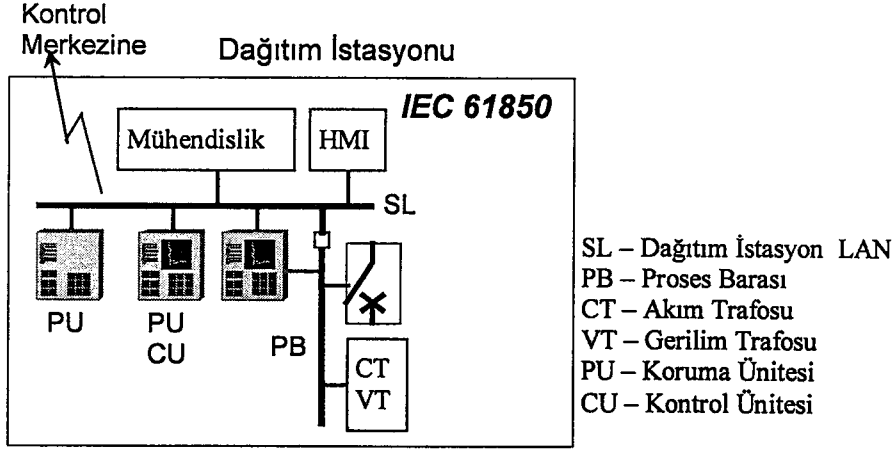
Dağıtım istasyonu içerisinde kullanılan iletişim standartları şunlardır (Baass vd., 2002):

1. IEC 60870-5-103

- Başlık: Koruma cihazlarının haberleşme arayüzleri için rehber standart
- 1997 yılında IEC tarafından yayımlandı.
- Dağıtım İstasyonlarının Otomasyonu için tasarlandı.

2. IEC 61850

- Başlık: Dağıtım İstasyonları için iletişim ağları ve sistemleri
- Gelecekteki IEC standardı olacak
- Dağıtım İstasyonlarının Otomasyonu için tasarlandı.



Şekil 8.3 Dağıtım istasyonunda kullanılabilir bir hiyerarşi yapısı (Baass vd., 2002)

3. IEEE-SA TR 1550

- Başlık: UCA (Utility Communications Architecture- İletişim Mimarisi) üzerine yazılmış IEEE-SA Teknik Raporu
- 1999 yılında IEEE Teknik Raporu olarak yayımlandı.
- Dağıtım ve Fider Otomasyonu için tasarlandı.

4. IEEE P1379

- Başlık: Bir Dağıtım İstasyonundaki RTU'larla IED'ler arasındaki veri iletişimi için önerilen uygulama
- Önerilen bir uygulama olarak oylamaya sunuldu.
- Dağıtım Otomasyonu için tasarlandı.

5. IEEE P1525

- Başlık: Dağıtım Otomasyonu için entegre koruma, kontrol ve veri toplama iletişim standardı.
- Henüz yayımlanmadı.
- Dağıtım Otomasyonu için tasarlandı.

6. EN 50170

- Başlık: Uygulama katmanı kullanıcı tarafından belirlenebilen (Profibus, FMS) genel amaçlı iletişim sistemi.
- EN 50170-5-2: 1995 yılında yayımlandı.
- Endüstriyel otomasyon uygulamaları için tasarlandı.

7. DNP

- Başlık: Dağıtılmış Network Protokolü
- 1993 yılında piyasaya sürüldü.
- SCADA sistemleri için tasarlandı.

8. IEC 60834

- Başlık: Enerji şebekelerinin telekoruma ekipmanları- Performans kontrol ve test etme talimatları.
- Bölüm 1: Komut sistemleri
- Bölüm 2: Analog değer karşılaştırma sistemi.

9. IEEE 1565

- Başlık: Telekoruma ve çoğullayıcılar arasındaki fiberoptik arayüzler için 64 kbps iletişim standartı.
- IEEE standartı olarak onaylanmadı.

8.3 Akım ve Gerilim Trafoları İçin Standartlar

1. IEC 61850-9-1

- Başlık: SCSM (Specific Communication Service Mapping- Servis Haritasındaki Cihazlar Arasındaki Özel İletişim) çoklu panolar arasında seri noktadan- noktaya (point-to-point) ağlar.
- 1999 yılında IEC standartı olarak yayımlandı.
- Dağıtım Otomasyonu için tasarlandı.

2. IEC 60044-7 ve -8

- Enstrüman Transformatörler (akım ve gerilim trafoları)- Bölüm 7: Elektronik gerilim trafoları, Bölüm 8: Elektronik akım transduserleri.
- Bölüm 7: 1999 yılında IEC standartı olarak yayımlandı. Bölüm 8: 2000 yılında IEC standartı olarak yayımlandı.

8.4 Sayaç Okuma İçin Standartlar

1. IEC 870-5-102

- Başlık: Elektrik üretiminden iletim düzeyine transfer edilen enerjinin ölçümü için geliştirilen standart

- 1996 yılında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

2. IEC 61107

- Başlık: Sayaç okuma, tarifelendirme ve yük kontrolü için veri aktarımı
- 1996 yılında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Yerel sayaç okuma cihazları için tasarlandı.

3. IEC 62056

- Başlık: Elektrik sayaç okuma- Sayaç okuma, tarifelendirme ve yük kontrolü için veri aktarımı
- 1998 yılında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Yerel ve uzak birim sayaç okumaları için tasarlandı.

4. IEC 61334-4 DLMS, COSEM

- Başlık: DLC (Distribution Line Carriers- Dağıtım Hattı İle Sinyal Taşıma) sistemlerinde kullanılan Dağıtım Otomasyonu veri iletişim protokoleri.
- Bölüm 1: İletişim sistemleri için referans model.
- Bölüm 32 : Veri link katmanı- Lojik link kontrolü.
- Bölüm 33: Veri link katmanı- Bağlantı oryantasyonlu protokol.
- Bölüm 41: Uygulama protokolü- Dağıtım hattındaki mesajların özellikleri,
- Bölüm 42: Uygulama protokolü- Uygulama katmanı
- 1996 yılında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Dağıtım Otomasyonu için tasarlandı.

5. AMRA (Automatic Meter Reading Association)

- Başlık: Otomatik Sayaç Okuma Birliği

8.5 Dağıtım İstasyonlarının, Enerji Santrallerinin ve Kontrol Merkezlerinin Birbirleriyle ve Dış Çevre İle Olan İletişimleri

1. IEC 60870-6, TASE.2

- Başlık: Telekontrol ekipmanları ve sistemleri. ISO ve ITU-T'ye uygun telekontrol protokolleri.
- 1995 ve 1997 yılları arasında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

IEC 60870-6, TASE.1

- Başlık: Telekontrol ekipmanları ve sistemleri. ISO ve ITU-T'ye uygun telekontrol protokolleri.
- 1995 ve 1998 yılları arasında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

2. ELCOM 90

- Başlık: Elektrik Dağıtım sektörü için iletişim standardı
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

3. IEC 60870-5-101

- Başlık: Temel telekontrol hizmetleri için iletişim standardı.
- 1995 yılında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

4. IEC 60870-5-104

- Başlık: Standart iletişim profilleri kullanılarak IEC 60870-5-101'e ağ girişi
- 1998 yılında IEC standardı olarak yayımlandı.
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

5. IEC 61970 EMS

- Başlık: Enerji Yönetim Sistemleri için program uygulama arabirimi
- Gelecekteki IEC standardı
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

6. IEC 61968 DMS

- Başlık: Enerji Dağıtım Sistemleri için sistem arayüzleri
- Gelecekteki IEC standardı
- Güç sistemlerinde kullanılan SCADA'lar için tasarlandı.

7. IEC 62210

- Başlık: Güç sistemlerinin kontrolü ve iletişim standartları- Veri ve iletişim güvenilirliği.
- Gelecekteki IEC standardı
- Elektrik sistemlerindeki işletim sistemlerinin güvenilirliği, koruması ve emniyeti için tasarlandı.

8. Rüzgar Enerjisi, IEC 61400-25

- Başlık: Rüzgar türbinleri- Rüzgar Enerji Santrallerinin görüntülenmesi ve uzaktan kontrolü için iletişim standardı.
- Gelecekteki IEC standardı
- Rüzgar santrallerinin iletişim sistemleri için tasarlandı.

9. IEC 62195 TR

- Başlık: Enerji Sistemlerinin kontrolü ve iletişim sistemleri
- 2000 yılında IEC teknik raporu olarak yayımlandı.
- Elektrik pazarındaki cihazların iletişimi için tasarlandı.

8.6 Sistem Terminalleri Arası Ağ Mimarisi ve İletişim Protokolü

DAS'ın en yüksek verimlilikle çalıştırılabilmesi, bir iletişim protokolü dahilinde verilerin güvenli olarak iletimiyle birlikte, her noktada tam ve hatasız olarak yorumlanmasını gerektirmektedir. Ayrıca bu iletişim protokolü, bugünün birçok yeni gereksinmelerine cevap vermeli ve teknolojik gelişmelere açık olmalıdır.

DAS genel anlamıyla coğrafi olarak dağılmış ileri ileri uç terminalleriyle bunların bağlı olduğu kontrol merkezinden oluşmakta ve belirleyici birtakım koşullar altında farklı topolojik yapılarla ortaya çıkabilmektedir. Sistem terminalleri arası ağ mimarisini belirleyen etkenler şunlardır (İçtihadı vd., 1995):

- Uzak uç birimlerinin sayısı: DAS'da kullanılan RTU ve IED sayısı kimi zaman binlerle de ifade edilebilmektedir.
- RTU ve IED'lerin yükümlü oldukları görevler: DAS, ülkelerin şartlarına uygun olarak birtakım fonksiyonlara sahiptir. Örneğin; RTU veya IED arızayı bulmak ve izole etmekle yükümlüdür.
- Dağıtım sisteminin yapısı: Her bölgede kendisine özel bir fider yapısına sahiptir.
- Dağıtım sisteminin gelişim yönü : Zamanla büyüyen yerleşim birimlerinde yeni trafolarla ihtiyaç duyulabilir.

Günümüzde iletişim ağları, ISO (International Standart Organization) tarafından geliştirilen yedi katmanlı OSI (Open Systems Interconnection) standardına uygun olarak tasarlanılmaktadır. Bu katmanlar sırası ile şunlardır:

- 1) Fiziksel Katman : Hatasız bir iletişimden sorumludur.

- 2) Veri Bağlantı Katmanı : Veri bloklarının hatasız bir şekilde bir üst seviyeye çıkarılmasını sağlar
- 3) Ağ Katmanı : Veri paketlerinin kaynaktan alıcıya doğru rota üzerinden gönderilmesini sağlar
- 4) İletişim Katmanı: Veri paketlerinin düzgün sırada bir üst katmana geçirilmesinden sorumludur.
- 5) Bağlantı Katmanı : Kullanıcılar arasında bağlantının kurulmasından, kontrolü ve yönetiminden sorumludur.
- 6) Sunuş Katmanı : Verilerin standart bir formatta sunulmasını sağlar.
- 7) Uygulama Katmanı : Kullanıcının uygulama yazılımı ile haberleşme ağı arasındaki birimdir.

8.7 Açık Sistem Yaklaşımı

DAS için açık sistem, değişik altyapılarda çalışabilir, yeni otomasyon işlevlerinin sisteme kolaylıkla eklenebilir ve farklı sistemler ile kolayca entegre edilebilir anlamına gelir. Dağıtım Otomasyon Sisteminin açık bir sistem olabilmesi için bu sistemi oluşturan her alt parçanın (işletim sistemi, kullanıcı arabirimi, veritabanı, iletişim ağları, programlama dilleri) kendi alanlarında belirlenmiş olan standartlara uyması gerekmektedir. Dağıtım Otomasyonu Sisteminin açık olmasının getirdiği faydaları şu şekilde özetleyebiliriz (Güçsav vd., 1995):

- Kullanıcılar değişik üreticilerden sistemler alma şansına sahiptirler. Standartlara uymayan bir uygulamaya bağlı bir firma herhangi bir alt sistemi değiştirmek ya da geliştirmek istediğinde genellikle bütün uygulamayı yenilemek zorunda kalmaktadır.
- Kullanıcılar aralarında iletişimi planlanmamış bir çok uygulamayı birbirleriyle bağlayabilmekte ve bunların uyumlu bir biçimde çalışmasını sağlayabilmektedir.
- Kullanıcılar aynı alanda uygulama üreten bir çok üretici bulma ve bunlardan istediğini seçme şansına sahiptir.

Bütün bunlara rağmen açık sistemlerin hem kullanıcılar hem de üreticiler açısından dezavantajları da vardır:

- Bu sistemin standartlara uyumlu geliştirilmesi pahalı bir yatırım olmakta bu da uygulamanın fiyatına yansımaktadır; fakat uzun vadede düşünüldüğünde bakım ve geliştirme masrafları düşük olup bu yatırım maliyetinin yüksek olmasını dengelemektedir.
- Kullanıcılar bir çok seçeneğe sahip olmakta bu da seçim gücünü getirmektedir. Bu sorun ancak kullanıcının ne istediğini tam olarak bilmesi ile çözülebilmektedir.

- Sistemin açık olması ve her türlü uygulamanın entegre edilebilmesi güvenilebilirliğini düşürmektedir.

Dağıtım Otomasyon Sistemleri oldukça karmaşık bir yapı içermektedir. Bu yüzden sistem bir çok alt yazılımlardan oluşmaktadır. Bu alt yazılımların birbirleriyle kolay entegre edilebilir, geliştirilebilir, iletişim sistemiyle uyum içinde çalışabilir ve kolay kullanılabilir olabilmesi için standart programlara dilleriyle geliştirilmiş olmasını gerekmektedir. Dağıtım Otomasyonu Sistemi yazılımlarına en uygun programlanma tekniği nesneye dayalı yazılım (Object Oriented Programming) teknikleridir. Bu teknikleri destekleyen ve en yaygın kullanılan programlama dili C++'dır. Aynı zamanda C++ tabanlı olduğundan UNIX , DAS için en uygun işletim sistemidir (Güçsav vd., 1995).

8.8 DAS'ta Kullanılan Mimari Yapılar

Günümüzde Dağıtım Otomasyon Sistemlerinde kullanılan mimari yapılar, birkaç istisna dışında birbirlerine benzemektedir. Genelde merkezi bir bilgisayar yerel bilgisayarlara, koruma rölelerine, senkronizasyon ve haberleşme cihazlarına bağlıdır. Sistemin kontrolü, görüntülenmesi ve işletilmesi, insan-makina arabirimi (human-machine interface)-HMI ile yerel haberleşme ağları (LAN) kullanılarak yapılır. HMI sayesinde operatörlerin sisteme müdahale şansı (belirli koşullar altında) vardır; ancak HMI devre dışı kalsa bile sistem çalışmaya devam edecektir.

Her biri birbirinden farklı mimari yapılar aşağıda ayrıntılı biçimde incelenmiştir: bilgisayarlar ve bunların işletim sistemleri, haberleşme ağları, denetim yazılımları, senkronizasyon ve uzak arabirimler.

8.8.1 Bilgisayarlar

Şu anda birçok üretici DAS için özel CPU'lar üretebilmektedir. Bunlar elektriksel enterfranslardan, elektromagnetik alanlardan etkilenmeyecek yapıdadır. Ancak, şu anda piyasada bulunan giriş/çıkış kartları elektrik dağıtımındaki çevresel sınırlamalardan dolayı yetersiz kalabilmektedir. Bu sorun ya in-house tipi özel kartlar üreterek ya da mevcut off-the-shelf kartları sisteme adapte etmek suretiyle çözülebilir. İkinci seçenek şu nedenlerden dolayı tercih edilebilir: Bilgisayar ve komponent sektörü sürekli değiştiği için örneğin bir kartın yapımı ve geliştirilmesi yalnızca bir üreticiye bırakılabilir ve ileride yapılacak değişimler bu üretici tarafından sağlanabilir. Böylece üreticiler elektromagnetik sınırlamalar haricinde yalnızca tek bir konuya odaklanabilir (Baass vd., 2002).

8.8.2 İşletim Sistemleri

Şu anda iki tip işletim sistemi kullanılmaktadır (Baass vd., 2002):

- Genel Amaçlı İşletim Sistemleri: Windows, Unix, Linux
- Gerçek Zamanlı İşletim Sistemleri: pSOS, QNX, VxWorks, RTX, Lynx, CMS...

Genelde kontrol merkezindeki ana terminal üniteleri için Unix, elektrik dağıtımında HMI içinse Windows NT kullanılmaktadır. İşletim sistemleri, ilerideki ihtiyaçları karşılayabilmek amacıyla üreticileri tarafından güncelleştirilmekte ve bazı gerçek zaman karakteristikleri ile desteklenmektedir; ancak gerçek zamanda istenilen performansı yerine getirmekte hâlâ yetersiz kalmaktadır. Dolayısıyla bu işletim sistemlerinin daha da üstün düzeyde geliştirilmesi gerekir.

8.8.3 Haberleşme Ağları

Haberleşme ağları sahadaki cihazlarda ve cihazların kontrollerinde kullanılır. Aynı sistemde iki farklı network kullanıldığı zaman, bu network'ler farklı tipte olabilir ve aynı protokolle çalışmayabilir. Aynı zamanda her farklı seviyede tüm fonksiyonları yerine getirecek tek bir LAN ile desteklenen sistemler de vardır.

Dağıtım Otomasyonunda kullanılan tüm haberleşme ağları, sistemdeki fonksiyonların kusursuz bir şekilde yapılması için kullanılır. Bunu da ötesinde DAS'ın (Dağıtım Otomasyon Sistemi), SCADA ve değişik tipteki IED haberleşme protokollerine adaptasyonunu sağlamakta kullanılır. Fiberoptik kablo ile de enterferanslardan etkilenme olmaz. Ancak yapılan çalışmalar sonucunda aynı pano içerisinde bakır Ethernet kablonun 1 metre veya daha az kullanılması gerektiği görülmüştür (Baass vd., 2002).

Daha alt katmanlar (fiziksel katman, link katmanı) iki temel kategoride temsil edilebilir:

- Topoloji: halka, yıldız veya düz bara
- Giriş modu: CSMA/CD, Token

TCP/IP Ethernet tabanlıdır ve geniş bir kullanım alanına sahiptir. Bugün artık çeşitli kuruluşlar tarafından DAS ile, DAS'a bağlı cihazlar arasındaki haberleşme ağları standartlaştırılmıştır.

8.8.4 Denetim Yazılımı

Bu tip bir yazılım DAS'ın bir parçası olan HMI ile ilgilidir. Piyasada bulunan Wonderware In Touch gibi HMI yazılımları endüstride sıklıkla kullanılırken; elektrik dağıtım sistemlerinde kontrol ve görüntüleme işlemlerini yapacak düzeyde değildirler. Çeşitli sınırlamalara sahip oldukları için, elektrik dağıtım kontrolüne ilişkin düzenlemelerin yapılması da oldukça güçtür.

8.8.5 Senkronizasyon

Üreticiler bu konuda iki tip yaklaşımla hareket etmektedirler (Baass vd., 2002):

- Merkezi bilgisayarlarda senkronizasyon vasıtasıyla haberleşme ağları, kullanılacak bilgileri yerel bilgisayarlara aktarır. Saat bağlantısı ile bu işlem yapılır ancak; farklı tipteki cihazlar arasında senkronizasyon problemleri görülebilir. Bunun da ötesinde bu metodla, yüksek performans elde edilmez.
- Merkezi bilgisayar, yerel bilgisayarlar, RTU'lar ve IED'ler zaman bilgilerini doğrudan senkronizasyon saatinden alırlar. Bu durumda senkronizasyon daha iyi olur; ancak bu işlemi yapmak oldukça güçtür. (her cihaz uygun bir giriş ve birleşik zaman barasına sahip olmalıdır.)

8.8.6 Kullanılan Örnek Mimari Yapılar

DAS için temel olarak üç farklı mimari yapı kullanılmaktadır: Japon sistemi; Batı Yarımküre sistemi ve Avrupa Sistemi. Bu mimarilerin birbiriyle benzerlikleri azdır, farklılıkları daha fazladır. Mimari yapının maliyetini etkileyen birçok faktör vardır (Baass vd., 2002):

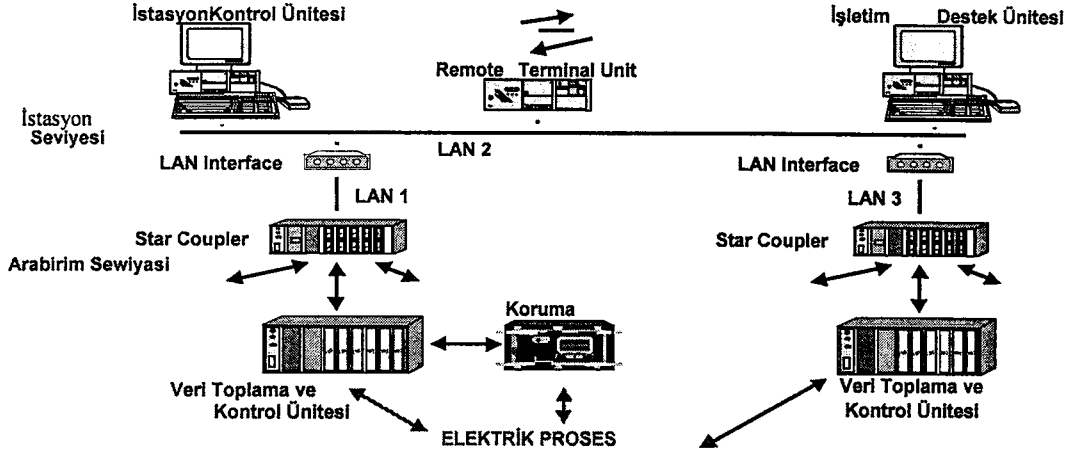
- İstasyonun büyüklüğü (LAN'ların sayısı, hem dağıtım hem de arabirimler için tek bir Ethernet'in veya, çok fazla Ethernet'in kullanımı...)
- Gerilim seviyesi, emniyet için gerekenler (entegre kontrol ve koruma olup olmayacağı...)
- Maliyet (kullanılan cihaz sayısı...)
- Dağıtım topolojisi
- Otomasyon yapılacağı yerin işletim prosedürleri

8.8.6.1 Japon Sistemi

Bu sistemde iletim hattında bir koruma/ kontrol konfigürasyonu kullanılsa bile; koruma ve kontrol işlemleri birbirinden bağımsızdır.

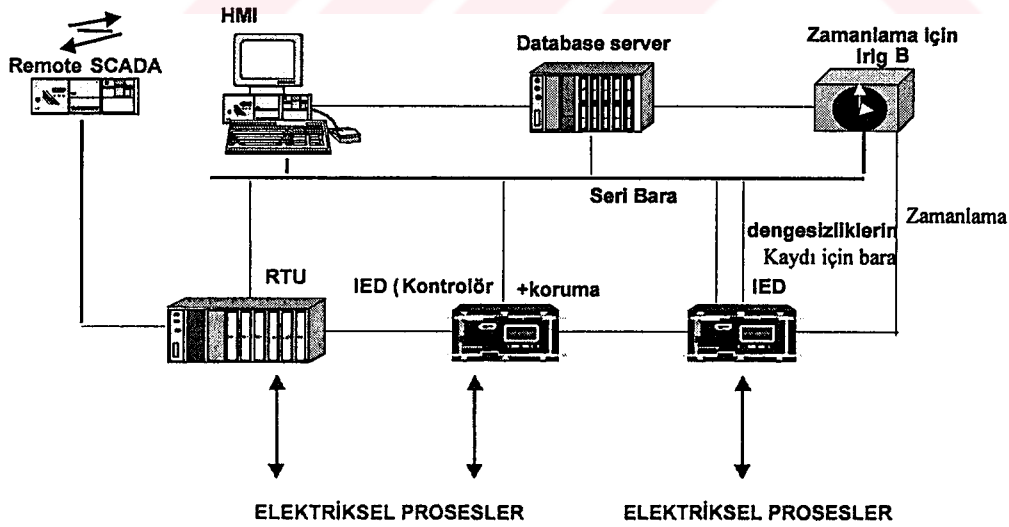
LAN1 : Koruma ve kontrol
 LAN2 : İstasyon seviyesi
 LAN3 : İşletim destek sistemi

JAPON



Şekil 8.4 Japon mimari sistemi (Baass vd., 2002)

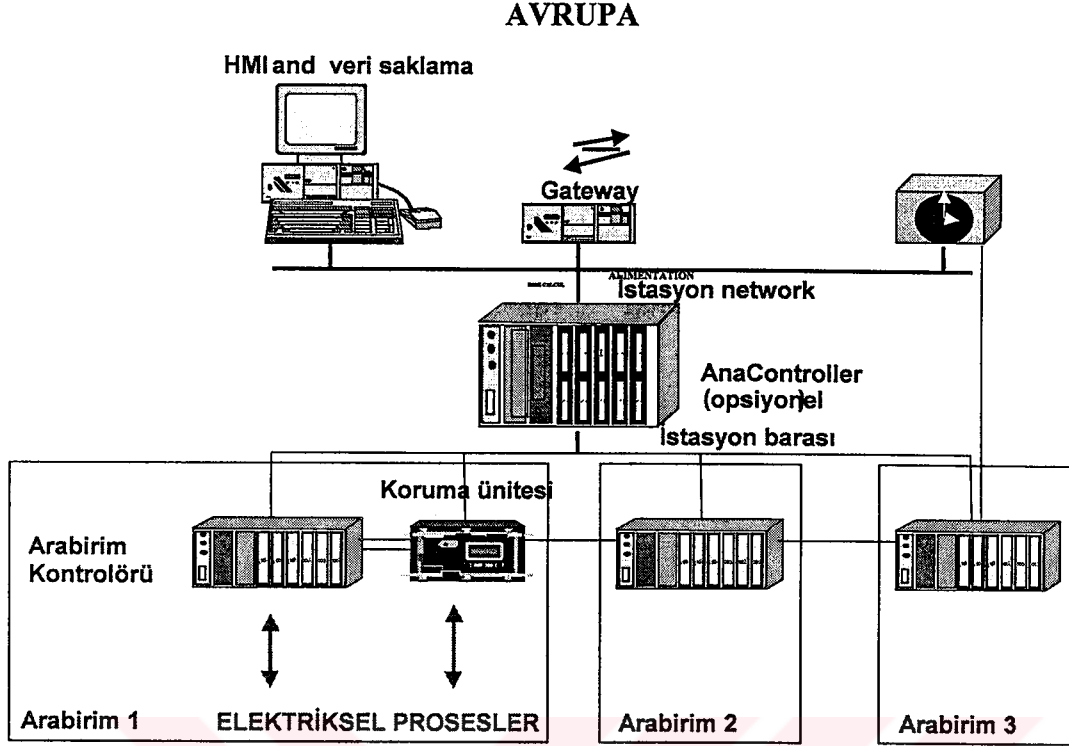
8.8.6.2 Batı Yarımküre Sistemi



Şekil 8.5 Batı Yarımküre sistemi (Baass vd., 2002)

8.8.6.3 Avrupa Sistemi

Merkezileştirilmiş bir mimari yapıdır.



8.8.7 Çeşitli Firmalara Ait Özel Mimari Yapılar

Bu kısımda bahsi geçen firmalara ait veriler ve şekiller, Baass vd. (2002) yazdığı kaynaktan alınmıştır.

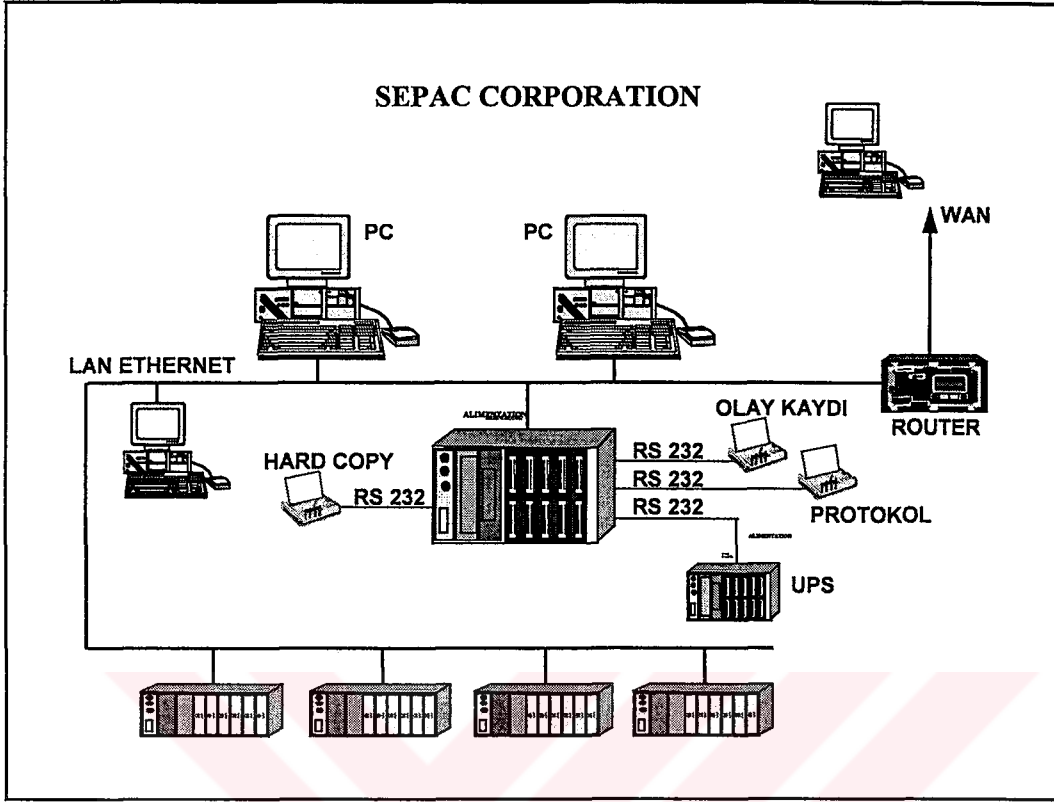
8.8.7.1 SEPAC CORPORATION

Tanımı

Merkezi sistem kontrol, test ve bakım görevlerini üstlenmiştir. Merkezi olmayan bağımsız PLC (Programlanabilir Lojik Kontrolörler) üniteleri IED'lerden topladıkları verileri kontrol merkezine, HMI'ye ve yazıcılara iletir.

Ağlar ve Protokoller

RTU'lar için SCADAPAC protokolü kullanılmaktadır. Merkezi ve merkezi olmayan tüm bilgisayarlar 10 Mbit/s'lik bir Ethernetle birbirlerine bağlıdır. Yazılım ve donanım sistemleri Ethernet ve TCP/IP protokolünü kullanmaktadır. Aynı zamanda IEC 60870-5-103 ve diğer uygun formatlı protokollerden de destek alabilmektedir. Merkezi olmayan bilgisayarlarla IED'ler arasındaki iletişim RS-232, RS-485, IEEE 8023 ve fiberoptikle sağlanmaktadır.



Şekil 8.8 SEPAC CORPORATION'a ait mimari yapı (Baas vd., 2002)

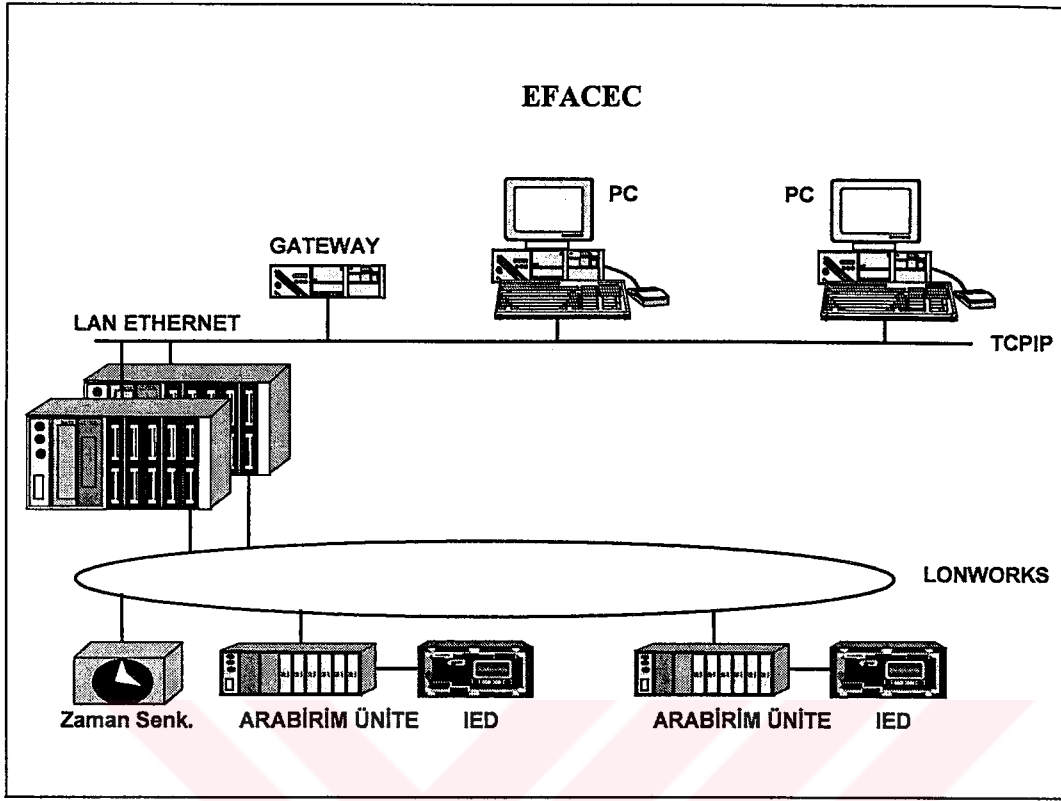
8.8.7.2 EFAFEC

Tanımı

Elektrik dağıtım alt istasyonu veya iletim alt istasyonu olarak kullanılabilen bu sistem üç kısımdan oluşmaktadır:

- Veritabanlarının, alt istasyon fonksiyonlarının, RTU ve HMI'lerle iletişimin olduğu üst seviye
- Uzak birim veri toplama bilgisayarları en alt seviyedir. Arabirim ünitesinde IED'lerle haberleşmeyi, PLC'leri desteklemeyi ve proseslerini test etmeyi sağlar. Yerel mimik bir diyagramsa opsiyon olarak yerleştirilebilir. GPS ve DCF-77 senkronizasyon cihazları da aynı seviyede yer alırlar.
- Orta seviye ise, yukarıda tanımlanan iki seviye arasında bir haberleşme hattı olarak kullanılır. Bir LAN (25 Mbps) merkezi bilgisayarlarla uzak birimlerdeki bilgisayarları birbirine bağlar.

Sistem güvenilirliğini daha da arttırmak için her seviyede kullanılan cihaz sayısı artırılabilir.



Şekil 8.9 EFAFEC mimarisi (Baas vd., 2002)

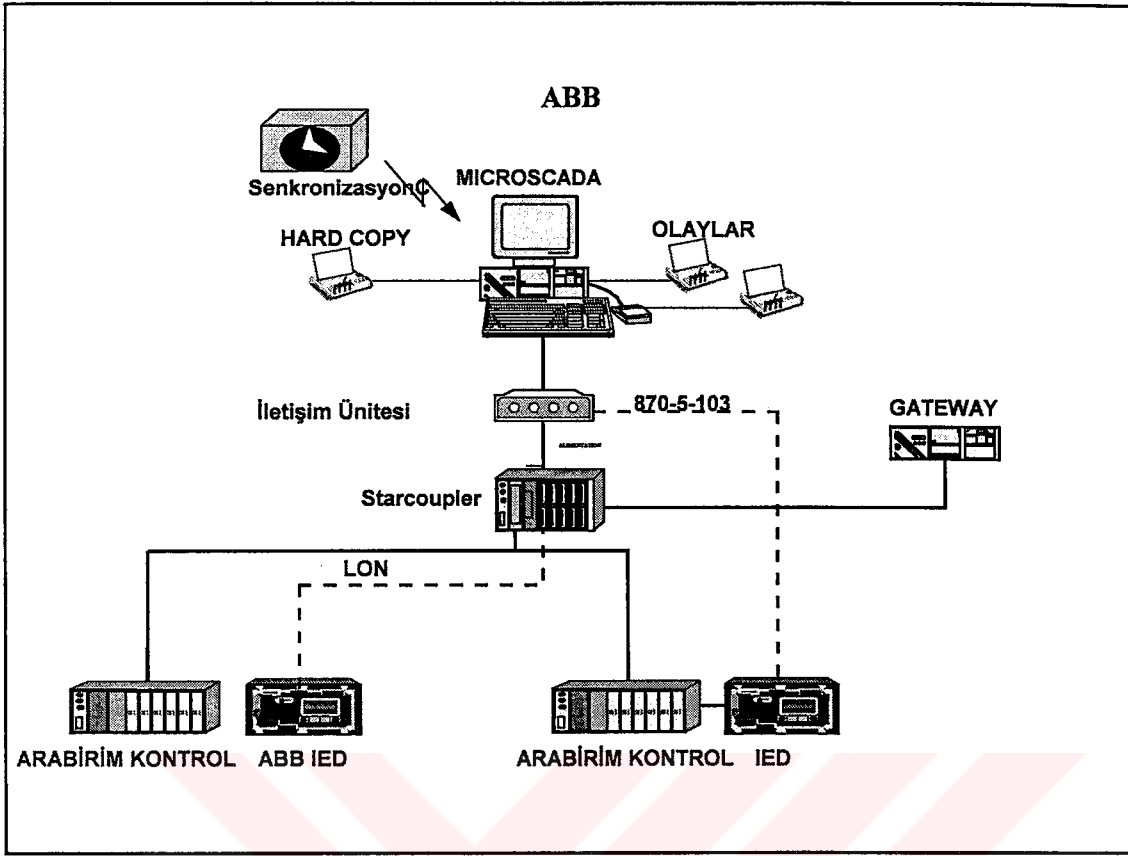
8.8.7.3 ABB

Tanımı

ABB tarafından geliştirilen bu sistem, dağıtık mimari kullanmaktadır. Tüm proses kontrol ve veri toplama fonksiyonları merkezi olmayan bilgisayarlar tarafından yapılır; koruma fonksiyonları ise bu bilgisayarlara bağlı IED'lerle gerçekleştirilir. En üst seviyede merkezi bilgisayar yoktur; yalnızca basit bir haberleşme cihazı vardır. HMI, ABB tarafından üretilen MicroSCADA üzerinden yapılır. Üst seviyeden sonra gelen gruplar şu özelliklere sahiptir: primer cihazların (kesici, ayırıcı...) kontrol ve denetimi, ölçümler, olaylar, alarmlar, otomatik işlemler, sistem denetimi, ayarlar, dengesiz durumların toplanması ve değerlendirilmesi.

Ağlar ve Protokoller

MicroSCADA, haberleşme ünitesi ve uzak birim kontrol sistemleri arasındaki haberleşmeler RP570 protokülü ile olmaktadır. Ağ için bir Ethernet LAN kullanılmaktadır.



Şekil 8.10 ABB mimarisi (Baas vd., 2002)

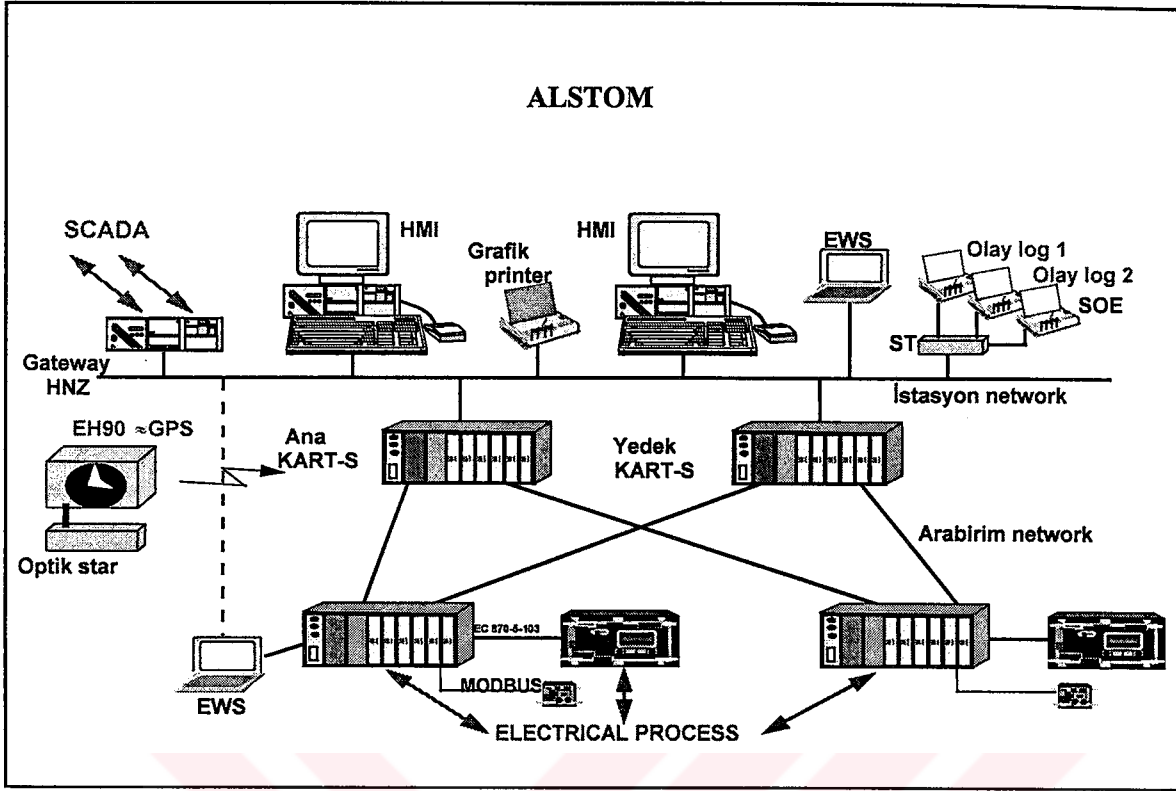
8.8.7.4 ALSTOM

Tanımı ve Özellikleri

ALSTOM SPACE 2000 sistemi enerji iletim istasyonları için geliştirilmiştir. Dağıtım istasyon ağı ve arabirim kontrol (bay) ağı olmak üzere iki ayrı Ethernet ağı birbirlerine iki merkezi bilgisayarla bağlanmaktadır. (Bir arıza anında herhangi bir veri kaybı olmaksızın birbiriyle otomatik olarak değiştirilebilen master ve slave modda çalışırlar.) Sunum ağı HMI, bakım ve konfigürasyon amaçları için beş operatör istasyonuna kadar desteklenebilir. Arabirim kontrol ağı merkezi olmayan bilgisayarlarla, merkezi bilgisayarları optik yıldızlarla (optical stars) birbirine bağlar. Bu ağlar uygun protokoller kullanılır. Merkezi olmayan modüllerle, istenildiği takdirde bir çok yüksek gerilim hücresi denetlenebilir.

Taşınabilir bir terminalle (şekilde EWS) bağlandığı yere bağlı olarak denetim, bakım, ayarları değiştirme vb... işlemler yapılabilir.

ALSTOM şu anda koruma fonksiyonlarını da merkezi olmayan bilgisayarlarla dahil etmeye çalışmaktadır.



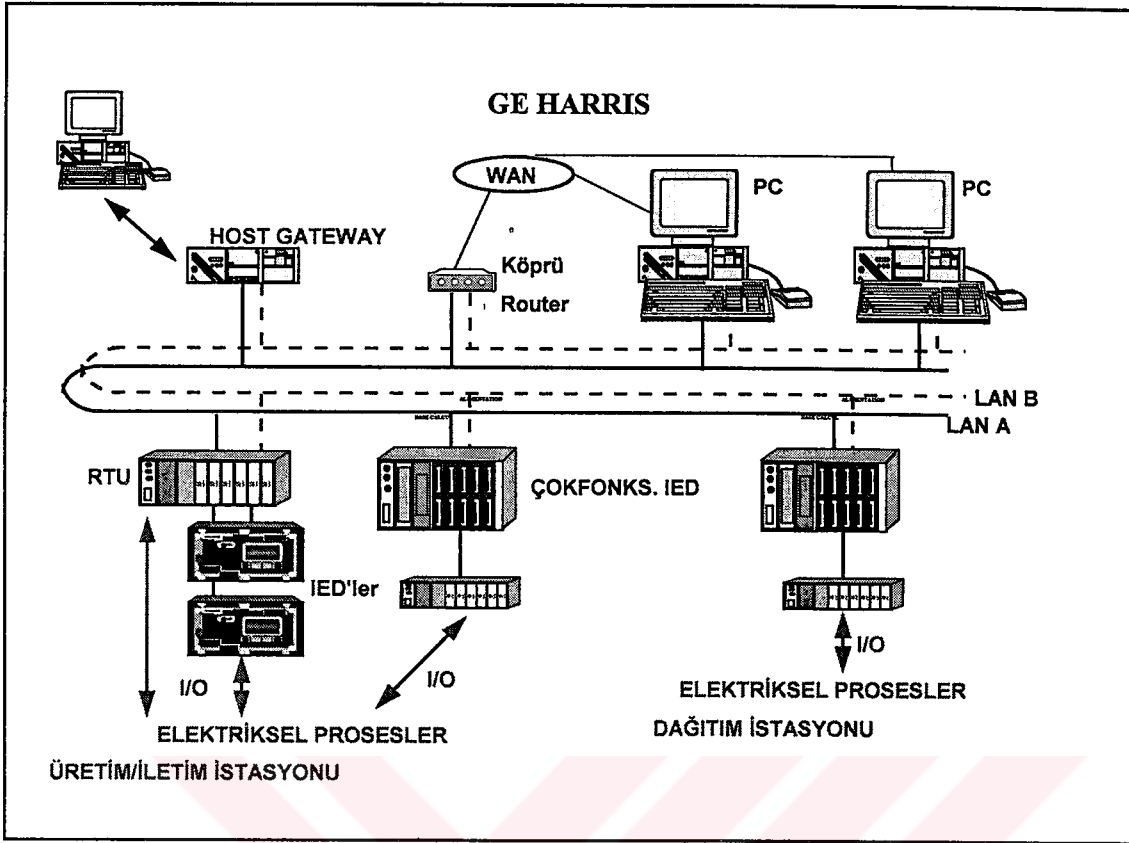
Şekil 8.11 ALSTOM mimarisi (Baas vd., 2002)

8.8.7.5 GE HARRIS

Özellikleri

Koruma, kontrol ve ölçme fonksiyonları, maliyet ve az yer kaplama gibi nedenlerden ötürü az sayıdaki ünite üzerinde entegre halde birleştirilmiştir. Böylece birçok veritabanı ve ünite kullanmaktan kaçınılmıştır.

Sistem 75 adet IED'nin bağlanmasına, birçok uygun protokolün ve bir standardize edilmiş protokolün kullanılmasına izin vermektedir.



Şekil 8.12 GE HARRIS mimarisi (Baas vd., 2002)

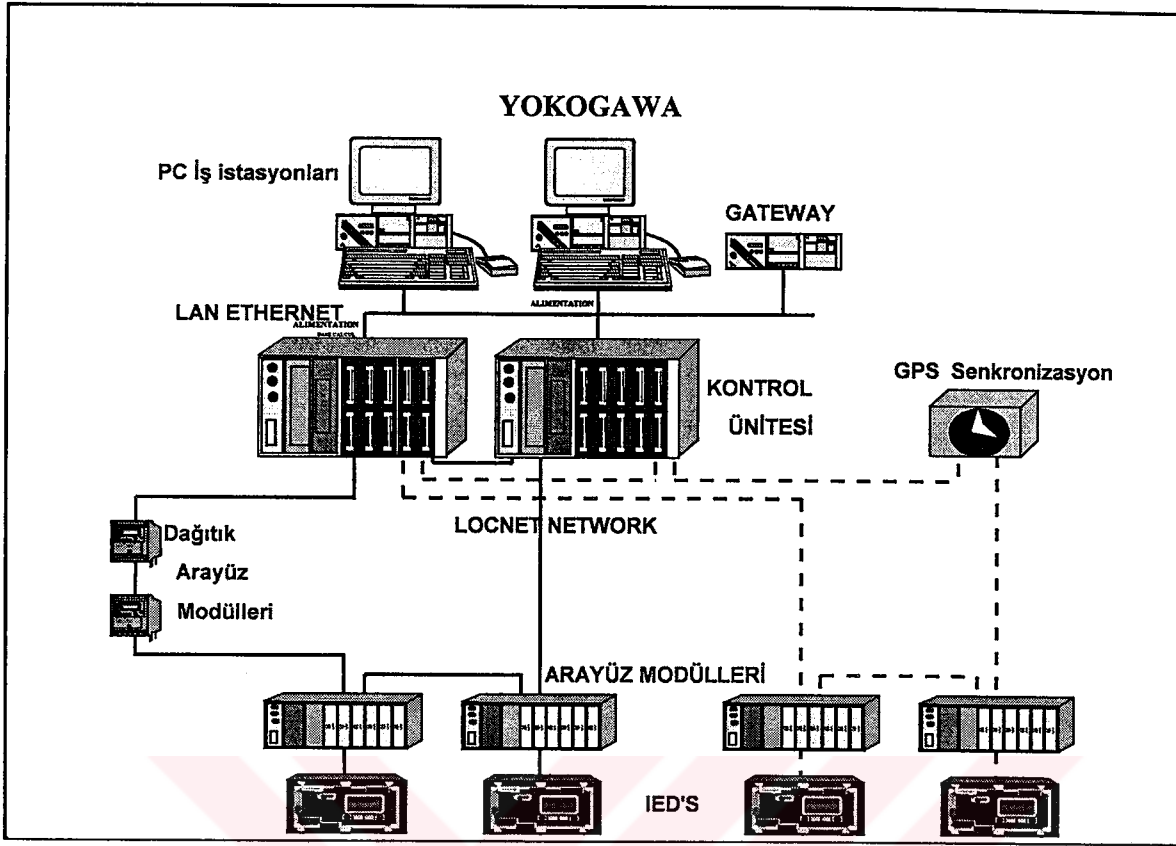
8.8.7.6 YOKOGAWA

Özellikleri

SAS 2000 enerji iletim alt istasyonları için tasarlanmıştır ve beş alt sistemden oluşmaktadır:

- PC destekli HMI
- Tüm sistemin yazılım özelliklerini barındıran merkezi bilgisayar grubu
- Fiberoptik ağ, Locnet ağ ve SDLC protokolü kullanılırken elektrik iletim istasyonunun boyutlarına bağlı olarak birçok ring'ler
- Proses seviyesine bitişik monte edilen merkezi olmayan arayüz modülleri
- Bir off-line konfigürasyonu ve parametrelerin girildiği bilgisayar

Sistemin diğer bir özelliği de proses ile ilgili giriş/çıkış modüllerine herhangi bir yazılım yerleştirilmesidir. Böylece prosesle arayüz arasında herhangi bir haberleşme hattına gerek yoktur ve yazılım versiyonlarının geliştirilmesi mümkündür. Yazılım merkezi bilgisayarlara yüklenmiştir. Ethernet yalnızca üst seviyede kullanılmıştır.



Şekil 8.13 YOKOGAWA mimarisi (Baas vd., 2002)

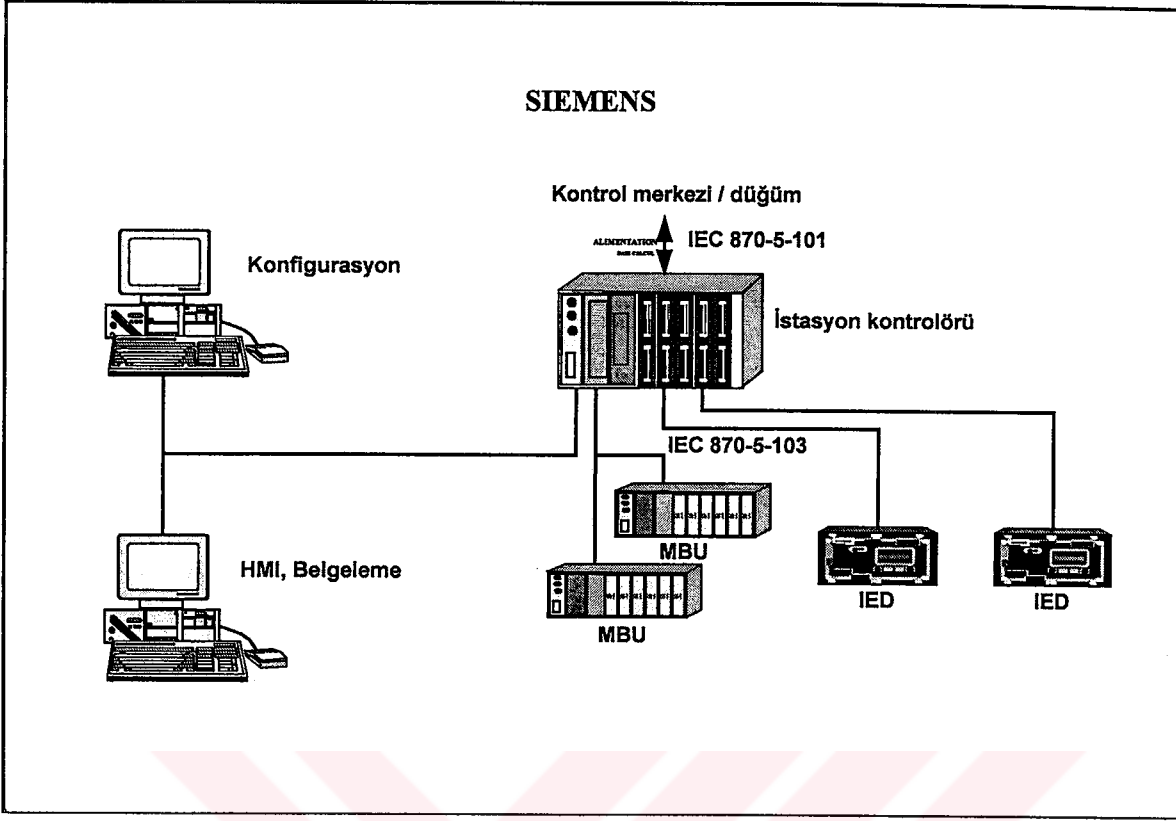
8.8.7.7 SIEMENS

Tanımı

SICAM SAS, PLC ve uzak birim kontrolöleriyle dağıtım fonksiyonlarını yerine getirirken; IED bağlantılarıyla da koruma fonksiyonlarını sağlar. MBU'lar ve IED'ler merkezi bilgisayarlara IEC 6187-5-103 (VDEW Protokol No:6, fiberoptik veya RS485) standardı ile bağlıdır. Senkronizasyon ise merkezi bilgisayardaki DCF veya GPS ile gerçekleştirilir.

Özellikleri

Yeni üretilen çok fonksiyonlu IED'ler merkezi bilgisayarlara doğrudan bağlanırken; ilk üretilen IED'ler, denetleme işlemini yapacak olan MBU ile bağlanacaktır.



Şekil 8.14 SIEMENS mimarisi (Baas vd., 2002)

8.8.8 İletişim Sistemleri İle İlgili Geleceğe Yönelik Beklentiler

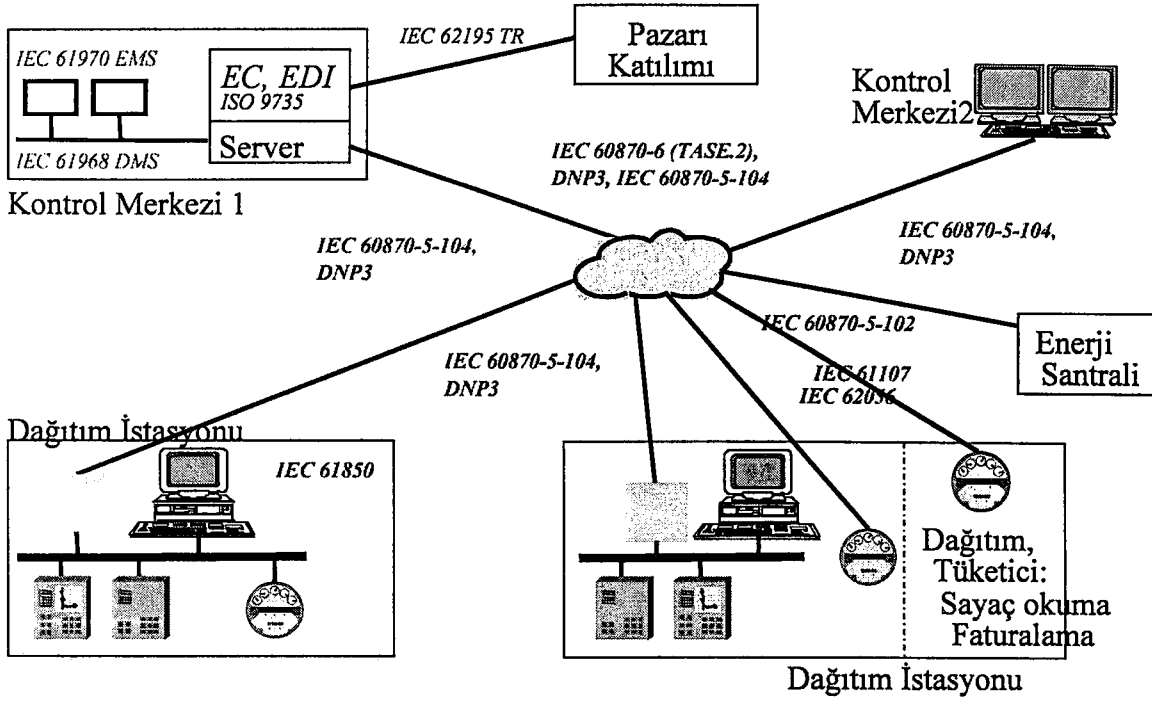
Birçok standardizasyon ve iletişim protokolü olmasına rağmen, standardize edilmiş açık sistemlerin hâlâ geliştirilmeye ihtiyacı vardır. Özellikle imal edilecek olan yeni komponentler ve dağıtım istasyonlarıyla birlikte, bu kontrol sistemlerinin elektrik dağıtım sisteminden bilgileri nasıl toplayacağı sorusu gelişmelerin önünü açacaktır. Gelecekte tasarlanacak olan cihazların seri iletişim ara yüzleriyle donatılmaları gerekmektedir. Özellikle IED'lerin elektrik dağıtımında etkin rol almaları gelecekte planlanmaktadır. Aşağıda ileride yapılması gerekli değişimler listelenmiştir (Baass vd., 2002):

- İnternet ve İnternet teknolojileri (web teknolojileri) özellikle görüntüleme, parametre girişi ve bakım ile ilgili konularda otomasyona daha çok girmelidir.
- İşletme ve bakım maliyetlerinde azalma olabileceği potansiyeli online görüntüleme fonksiyonlarını daha çok gündeme getirecek ve önemi daha da artacaktır.
- Genel gelişmiş standardize edilmiş donanımlar ile modüler yazılımların kullanımına doğrudur.
- Çok fonksiyonlu cihazlarla birçok fonksiyonun entegrasyonu, ileride de fonksiyonların max. entegrasyonunu sağlayacaktır. Çünkü entegrasyon seviyesi şu anda istenilen

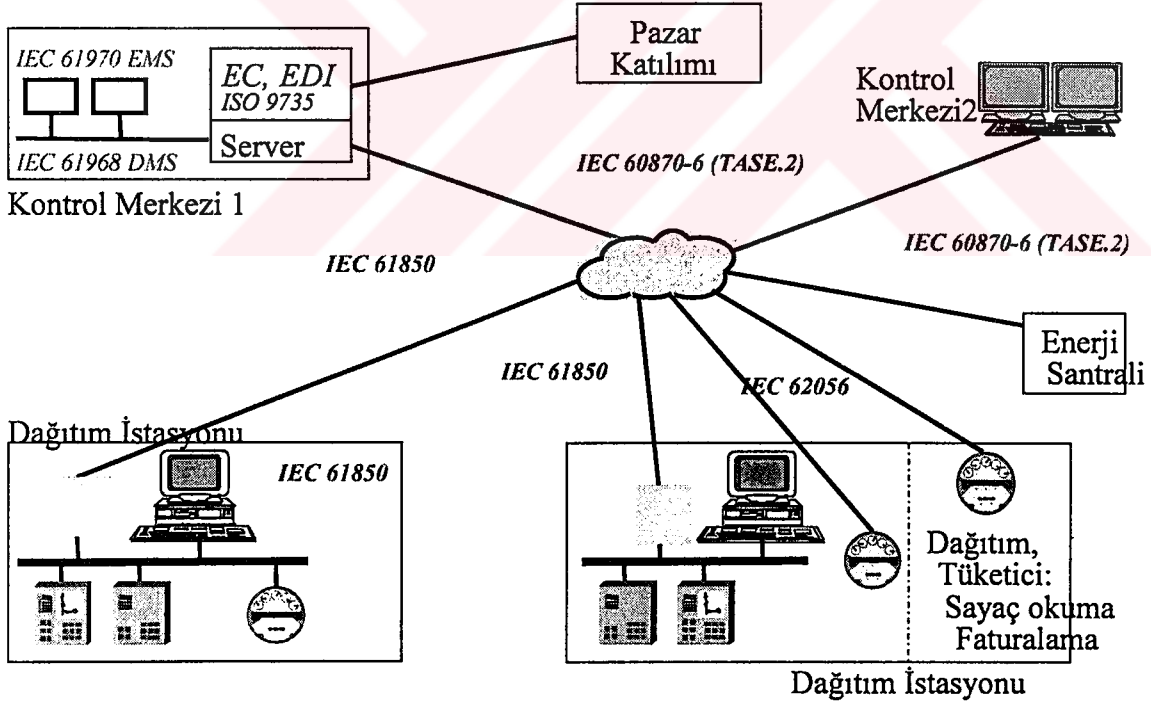
seviyelere henüz ulaşamamıştır. Bu yüzden istenilen max. fonksiyon entegrasyonuna varma hedefi amaçlanmıştır.

- Teknolojinin gelişmesiyle birlikte daha az sayıdaki cihaza; daha fazla koruma, kontrol ve diğer fonksiyonlar entegre edilebilecektir. Kullanıcılar da bu adaptasyonu devam ettirecek yeni görüşleri geliştirebilecektir.
- Birbirine bağlı cihazların seri iletişimle haberleşmelerinde bir artış olacaktır ve özellikle fiberoptik kablo kullanımı artacaktır. İletişim teknolojisindeki gelişmelerle birlikte çoklu cihaz haberleşmesinde ve veri paylaşımı konusunda ilerlemeler kaydedilmektedir. LAN ve WAN teknolojileri ile haberleşme performansı arttıracak ihtiyaçlar karşılanabilecektir.
- Çok fonksiyonlu modern digital cihazların kullanımının artmasıyla birlikte, daha az donanım ve kablolama kullanımına ihtiyaç duyulmaktadır. Böylece mühendislik çalışmaları da şema tasarımlarından ziyade cihaz tasarımlarına doğru yönelecektir.
- Optik prosesli baralar, proses bara arayüzleri ve IED'ler konusunda yaşanan gelişmeler yeni akım ve gerilim sensörlerinin tasarlanmasına yol açmıştır. Gelişmeler sahada kullanılan temel primer cihazların da yenileştirilmesini sağlayacaktır: devre kesici ve ayırıcılar kombinasyonu, akım ve gerilim sensörlerinin sisteme katılması, proses seviyesinde primer ve sekonder cihazların entegrasyonu...
- Konvansiyonel olmayan akım ve gerilim trafo kullanım sayısında artış olacaktır. Bu trafoların doyma, elektriksel izolasyon, diğer cihazların yaydıkları elektromagnetik alanlardan etkilenme gibi sorunları yoktur ve ebatları daha küçüktür. Bu yüzden 5-10 yıl içerisinde optik sensörlü ölçme sistemlerinin kullanımında artış olacağı tahmin edilmektedir.
- Röle tasarımcıları, gelişen bilgisayar ve seri haberleşme teknolojileri ile birlikte, diğer disiplinlerle veri paylaşımında oldukları için daha modern bilgilere sahip olabileceklerdir.

Şekil 8.15 ve Şekil 8.16'da iletişim standartlarının gelişmesiyle birlikte yakın gelecekte ve uzak gelecekteki mimari yapıların ne düzeyde olacağı gözükmemektedir.



Şekil 8.15 Yakın gelecekteki mimari yapı ve iletişim standartları (Baas vd., 2002)



Şekil 8.16 Uzak gelecekteki mimari yapı ve iletişim standartları (Baas vd., 2002)

9. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNİN SAĞLADIĞI KAZANÇLAR

9.1 Giriş

DAS, elektrik dağıtımını yapan kuruluşlara bir çok potansiyel olanaklar kazandırır. Çeşitli giderlerin azalması, gelişmiş işletme olanaklarının sağlanması, ileriye yönelik mühendislik ve planlama imkânlarının en üst düzeyde sağlanması vb... Ayrıca bu kurumlar bakım ve işletme maliyetlerini azaltacak, daha güvenilir hizmet verecek çeşitli alternatifler üzerinde çalışacaklardır.

Bugün çeşitli kontrol, görüntüleme ve veri toplama işlemlerini gerçekleştirecek yüzlerce DAS fonksiyonu belirlenmiştir. Elde edilecek kazançları belirleyebilmek için farklı tipteki DAS fonksiyonlarının özelliklerini ve gerekliliğini bilmek gerekir. Her fonksiyon kullanıldığı yere ve özelliğine göre farklı kazanç ve olanaklar sağlar. Bu yüzden kazanç, tek bir fonksiyondan değil de; bir çok fonksiyonun birlikte işletilmesiyle elde edilebilir.

DA (Dağıtım Otomasyonu) fonksiyonlarının sağladığı kazançlar kurumun üretim, iletim ve dağıtım alanlarını da etkileyecektir. Dolayısıyla DAS'ın kazançlarını belirleyebilmek için, her farklı DAS'ta her bir fonksiyonun potansiyel kazançlarını tanımlamak ve kazancı hesaplamak için gerekli giriş değerlerini belirlemek gerekir.

Kazançların belirlenmesi DAS'ların ekonomik değerlendirilmesinde önemli bir yere sahiptir. Ekonomik değerlendirmelerin diğer önemli ayağı da DA maliyetlerinin belirlenmesidir. Benzer fonksiyon farklı DAS'larda farklı kazançlar sağlayabilmekte, farklı maliyetler oluşturulabilmektedir. Dağıtım Otomasyonunun uygulanacağı alanların seçiminde, sistemin hangi parçasının en çok kazanç vereceği belirlenmelidir. Böyle alanlara uygulanacak fonksiyonlarla ekonomik anlamda daha fazla kazanç sağlanabilecektir. Böylece, DA'nın fizibilitesi kadar, elde edilecek olanaklara göre hangi fonksiyonların kullanılacağı ve nerelere uygulanacağı belirlenebilir.

DA'nın potansiyel kazançları genellikle üç kısımda sıralanabilir (Bassett vd., 1988): yatırım maliyetlerinde azalma, işletme ve bakım maliyetlerinde azalma, üst düzey işletme imkânı. Yeni üretim artışları, yeni dağıtım istasyonları, yeni dağıtım trafolarının eklenmesi veya değiştirilmesi, yeni fiderlerin eklenmesi vb... örnekler mümkün olabilecek yatırım ertelemeleri olabilecektir. Dağıtım sistemlerinde kayıpların azaltılmasıyla ve/ veya yük yönetimi sayesinde enerji üretim maliyetlerinde oluşacak azalmalar ise işletme ve bakım maliyetlerindeki azalmalara örnek verilebilir.

Gerilim seviyesinin istenilen değerlerde tutulması, fiderler boyunca kontrol, daha güvenilir hizmetin verilmesi, sayaç okuyan personelde azalmalar elde edilebilecek diğer kazançlara örnek verilebilir.

9.2 Dağıtım Otomasyon Kazanç Kategorileri

DA kazançları birçok kategoride düzenlenebilir. Bu kategorilerden biri de şöyledir (Bassett vd., 1988):

- Yatırım maliyetlerinde azalma
- İşletme ve bakım maliyetlerinde azalma
- Üst düzey işletme imkânı

9.2.1 Yatırım Maliyetlerinde Azalma

Bu tip bir kazanç, satın alınan cihaz sayısında gerekli elemeler yapılarak veya satın almalar ilerki yıllara ertelenerek sağlanabilir. Örneğin yeni dağıtım istasyonlarının ve fider eklemelerinin ertelenmesi veya elenmesiyle varolan DA'dan daha etkili yararlanma imkânı doğabilir.

Elektrik dağıtım sistemlerinin daha etkili yönetilmesi aynı zamanda üretim ve iletim seviyelerinde de yatırım maliyetlerini azaltacaktır.

Sistemde değiştirilmesi gerekli veya değiştirilecek olan elektromekanik röle veya koruma cihazlarının yerine mikroişlemcili tabanlı cihazların yerleştirilmesiyle yatırımlar ileriye dönük olarak etkinleştirilmiş olur. Buradan elde edilecek kazançlar otomasyonlu sistemin satın alma ve kurma maliyetlerine bağlı olacaktır.

9.2.2 İşletme ve Bakım Maliyetlerinde Azalma

İşletme ve bakıma ait potansiyel kazançlar aşağıdaki gibidir:

- Elektrik kesintileri ile ilgili kazançlar
- Tüketici ile ilgili kazançlar
- İşletme ile ilgili kazançlar

9.2.2.1 Elektrik Kesintileri İle İlgili Kazançlar

Elektrik kesintileriyle ilgili kazançlar, DAS'ın arızalı fiderleri otomatik belirlemesi, izole etmesi ve hızlıca arızasız diğer fider bölgelerinden besleme imkânı sağlamasına yönelik

fonksiyonların bir sonucudur. Bu durumda gerekli insan gücü ve ekipmanların azaltılması ve acil durumlarda gelir kayıplarının azaltılmasıyla istenilen ekonomik kazançlar sağlanmış olur.

9.2.2.2 Tüketicile İlgili Kazançlar

Tüketici ile ilgili kazançlar, gelişmiş gerilim kontrolü sayesinde tüketiciler tarafından kullanılan elektrikli cihazların toleranslar dahilinde bir gerilimle beslenmesi; elektrik kesintilerinin azaltılması ve kesinti esnasında daha kısa sürede hizmet verilmesi sonucunda bu yöndeki şikayetlerin azaltılmasıyla; ve sigorta poliçelerindeki elektrik kesintileriyle ilgili sorunlardan dolayı gelebilecek ve kurumun ödemek zorunda olduğu maliyetlerin azaltılmasıyla sağlanır. Burada gözle görülebilir en büyük fayda müşteri memnuniyetidir. Tüketicilere verilen hizmetin güvenilirliği ve kalitesi artırılarak daha fazla kazanç elde edilebilir. Ancak bazı kurumların ekonomik değerlendirilmelerinde bu kazanç türü dikkate alınmayabilir.

9.2.2.3 İşletme İle İlgili Kazançlar

Daha etkin bir işletme ile birçok farklı alanda kazanç elde edilebilir. Örneğin elektrik dağıtım sistemindeki kayıplarda azalma ile birlikte elektrik üretim maliyetlerinde azalma; tüketicilerin elektrikle beslenip beslenmediğinin kontrolü amacıyla kullanılacak olan personel sayısında azalma; kaçak elektrik kullanımının azaltılması ile gelir kayıplarında azalma sağlanarak çeşitli kazançlar elde edilebilir.

9.2.3 Üst Düzey İşletme İmkânı

Bu kategoride miktar olarak çok olmasa da bir dizi kazanç elde edilebilir. Örneğin; değişen sistem şartlarına uygun olarak digital koruma röle ayarlarının adaptif olarak değiştirilebilmesi ile bu tip bir kazanç elde edilebilir.

9.2.4 Fonksiyonlara Özgü Potansiyel Kazançlar

Çizelge 9.2'de kazanç kategorileri tanımlanmış, Çizelge 9.3'de DA fonksiyonlara bu kategorilerin uygulanması gösterilmiştir. Fonksiyonlara ait kısaltmalar da Çizelge 9.1'deki gibidir:

Çizelge 9.1 Fonksiyonlara ait kısaltmalar (Bassett vd., 1988)

Fonksiyonun Kısaltması	Fonksiyonun Tanımı
FDS-AS	Fiderlerin Anahtarlanması ve Otomatik Ayrılması
FL	Arıza Yerinin Tespiti
FI	Arıza Yerinin İzolasyonu
SR	Arızanın Onarımı
FR	Fider Re-konfigürasyonu
IVVVC	Entegre Volt/ VAR Kontrolü
BVC	Bara Gerilim Kontrolü
STCCC	Dağıtım Trafo Dolaşım Akım Kontrolü
LDC	Hat Kompanzasyon Düşümü
FRPVC	Fider Geriliminin Uzaktan Kontrolü
FRPC	Fider Reaktif Güç Kontrolü
SRPC	Dağıtım Reaktif Güç Kontrolü
LC	Yük Kontrolü
RMR	Uzaktan Sayaç Okuma
TD	Temas Kontrolü
AR	Otomatik Kapamalı Kesici
ABS	Otomatik Bara Ayırma

Çizelge 9.2 Potansiyel kazanç kategorileri (Bassett vd., 1988)

Tanımı	No
Yatırım Maliyetlerinin Ertelenmesi	
<u>Yatırım İle İlgili Kazançlar</u>	
- Üretim ve iletim kapasitesini arttıracak yatırımların ertelenmesi	1
- Dağıtım kapasitesini arttıracak yatırımların ertelenmesi	2
- Dağıtım istasyonları	
- Dağıtım istasyon trafoları	
- Dağıtım fiderleri	
- Konvansiyonel koruma, kontrol ve görüntüleme işlemleri yapan cihazların değişimi	3
- SCADA MTU , RTU ve diğer otomasyon ekipmanlarının entegrasyonu	
- Sayaçlar, kaydediciler, transduserler	
- Koruma cihazları	
- Kontrol cihazları	
İşletme ve Bakım İle İlgili Kazançlar	
<u>Elektrik Kesintileri İle İlgili Kazançlar</u>	
- Personelin arızalı bölgeye daha çabuk ulaşması ve arızayı daha çabuk onarması	4
- Arızaların çabuk onarılması ile gelir kayıplarında azalma	5
<u>Tüketici İle İlgili Kazançlar</u>	
- Düşük gerilim ve elektrik kesintileri ile ilgili şikayetlerde azalma	6
- Tüketicilere daha güvenilir hizmet verilmesi	7
<u>İşletme İle İlgili Kazançlar</u>	
- Elektrik üretim maliyetlerinde azalma	8
- Onarım ve bakım maliyetlerinde azalma	9
- Sayaç okuyan personel sayısında azalma	10
- Sayaçlara müdahalelerde azalma ile gelir kayıplarında artış	11

(Çizelge 9.2'nin devamı diğer sayfadadır)

Üst Düzey İşletme İmkânı		
- Digital koruma röle ayarlarının uzaktan değiştirilebilmesi		12
- Acil durumlarda operatörlerin üst düzey verilere ulaşabilmesi		13
- Sistemdeki cihazların taranabilmesi ve denetlenebilmesi		14
- Fider ayırma işlemlerinin daha kolay yapılabilmesi		15
- Planlama ve mühendislik çalışmaları için gerekli verilere ulaşabilme		16
- Tüketici güvenilirliğinin artırılması		17

Çizelge 9.3 DA fonksiyonlarının potansiyel kazançları

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
FDSAS	X	X	X	X	X	X	X	X					X			X	X
FL				X									X			X	
FI			X	X													
SR		X		X	X		X										X
FR	X	X						X									
IVVC	X	X	X			X		X	X					X		X	
BVC			X						X								
STCCC			X						X								
LDC			X						X								X
FRPC	X	X	X					X	X					X			
FRPVC			X			X		X	X				X	X		X	
SRPC			X						X								
LC	X				X			X									
RMR										X							
TD											X						
AR			X						X			X					
ABS			X						X				X		X		

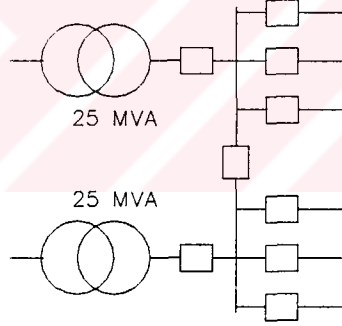
Fider re-konfigürasyonu dikkate alınacak olursa; 1, 2 ve 8 no'lu kazançları verdiği görülebilir. Fider yüklerin dağılımının daha iyi yapılması ve yüklerin dengelenmesiyle (gerekli anahtarlama işlemleriyle) yük kayıplarında bir azalma görülecek, bu da üretim ve iletim maliyetlerinde bir azalmaya ve yeni yatırımlara gerek duyulmamasına neden olacaktır. Benzer şekilde, bu fonksiyon sayesinde yeni dağıtım istasyonlarına, dağıtım trafolarına ve yeni fiderlerin inşasına gerek kalmayacak; bu yöndeki yatırımlarda tasarruflar sağlanabilecektir.

FRPC (Feeder Reactive Power Control-Fider Reaktif Güç Kontrolü) ile birlikte Çizelge 9.3'de görüldüğü üzere dağıtım sistemindeki kayıpların azalma ile birlikte üretim, iletim ve dağıtım seviyelerinde yapılacak olan yatırımların ertelenmesi ya da yatırım maliyetlerinin azalması sözkonusu olacaktır. Konvansiyonel kondansatör bankalarının yerine otomatik kontrollü kondansatörlerin kurulması da mümkün olacaktır. Yine dağıtım sistemlerindeki azalan kayıplarla birlikte işletme ve bakım maliyetlerinde oluşacak azalmalar ile, DAS tarafından

gönderilen komutlar sonucunda kondansatör davranışları da görüntülenebilecektir. Birçok elektrik kurumu kondansatör bankalarını denetlemek için her yıl belirli bir bütçe ayırmaktadır. DAS ile birlikte bu bütçelerden tasarruflar elde edilecektir.

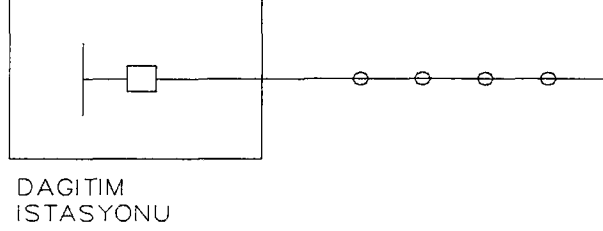
DAS'daki tüm cihazların denetlenmesi ve fiderlerden ve uzak birimlerden görüntüleme fonksiyonları ile daha hızlı verilerin alınabilmesi sonucunda daha iyi mühendislik ve planlama çalışmaları yapılabilmekte; bakım çalışma zamanları tahmin edilebilmektedir. Bu veriler sayesinde fider yük dengelemelerinin yapıldığı DAS'lardaki fider anahtarlama bölgelerindeki kondansatörlerin yerleşimi daha iyi hesaplanabilmektedir.

Şekil 9.1'de iki trafolu bir dağıtım istasyonu gösterilmiştir. Her iki trafonun değerleri 25 MVA'dır. Bir trafo devredışı kaldığında diğer trafonun aşırı yüklenmemesi için, her bir trafo 12,5 MVA kapasite ile çalıştırılmaktadır. Bu yüzden fiderin kapasitesi 25 MVA ile sınırlandırılmıştır. Dağıtım Otomasyonu ve Fiderlerin Anahtarlama ve Otomatik Bara Ayırma fonksiyonu sayesinde her bir trafonun yüklenme kapasitesi, belirli miktardaki yükün komşu dağıtım istasyonlarına transferiyle, belirgin şekilde artırılabilir.



Şekil 9.1 Yeni bir dağıtım trafosu inşasının ertelendiği kazanç durumu

Şekil 9.2'de ki fiderin 8 MVA kapasitede olduğu ve 1600 haneyi beslediği her 3 yılda bir büyük elektrik kesintisinin olduğu ve kesinti süresinin ortalama 4 saat olduğu varsayılarak; bir hane başına düşen elektrik kesinti süresinin 1,3 saat/ kesinti/ yıl olduğu hesaplanmıştır. Bu örnekte fider kapasitesinin, herhangi bir termal sınırlama olmadan, 16 MVA'ya kadar artırılacağı ve böylelikle 3200 hanenin beslenebileceği varsayılmıştır. Otomasyonla birlikte artan güvenilirlikte fiderin besleme kapasitesi artırılabilir; arızalı fider bölgeleri 1-2 dakikada onarılarak, ortalama elektrik kesinti süresi 0,68 saat/ kesinti/ yıl'a indirilebilir.



Şekil 9.2 Yeni fider kurulumunun ertelenebileceği kazanca örnek (Bassett vd., 1988)

9.2.5 Fonksiyonların Birlikte Kullanılmasıyla Elde Edilen Kazançlar

DAS'da iki veya ikiden fazla fonksiyon aynı anda kullanılarak kazanç elde edilir. Fider Reaktif Güç kontrolü ve Fider Re-konfigürasyon fonksiyonları birbiriyle koordineli çalışarak, fider kayıplarını azaltabilir ve böylece yeni üretim ve iletim yatırımlarına gerek duyulmaz veya bu yönde planlanan yatırımlar ertelenebilir. Burada Fider Re-konfigürasyon fonksiyonu gerekli fiderler arasında yük ayarlaması yaparken; Fider Reaktif Güç Kontrol fonksiyonu fiderlerdeki reaktif güç akışını tamamen kontrolü altında tutarak kuruma kazanç sağlar. Dağıtım Trafo Yük Ayarı fonksiyonu da, dağıtım trafolarındaki yük kayıplarını azaltarak bu kazanca yardımcı olur.

9.3 Otomasyonun Dağıtım Sistemi Üzerine Etkisi

Dağıtım Otomasyonunun sağladığı kazançların yanısıra sistemin işletilmesinde ve konfigürasyonunda gözle görülebilir etkiler bırakması beklenir. Uygulama esnasında görülen etkiler aşağıda sıralanmıştır. Bu etkiler her farklı elektrik dağıtım sistemi için belirlenecek olan DA kazançları üzerinde önemli role sahip olacaktır:

- Dağıtım Sistemlerin daha iyi kontrolü
- Dağıtım trafo ve fiderlerinin daha fazla yüklenebilme kapasitelerine sahip olabilmeleri
- Yatırım maliyetleri ve sistem kayıplarını azaltacak olan üst düzey anahtarlama işlemleri
- Daha hızlı hizmet ve onarım
- Gerilim seviyelerinin daha hassas kontrolü
- Sistemden üst düzeyde tüm verilerin toplanabilmesi

Otomasyonun dağıtım sistemi konfigürasyonuna etkisi ise şöyle olacaktır:

- Sonradan eklenebilen Fider Ayırma (Feeder Sectionalizing) noktaları

- Sonradan eklenebilen Fider Bağlantı Noktaları (Feeder Tie Points) ve istasyonlar arası bağlantı anahtarları (tie-switches)
- Daha uzun ve daha yüksek kapasiteli fiderler
- Daha az dağıtım trafosu

Dağıtım Otomasyonundan elde edilecek kazançlarla, sistemde kullanılan belli başlı bazı cihazlar da nicelik olarak etkilenecektir. Bu cihazların nasıl etkileneceği Çizelge 9.4'de gösterilmiştir:

Çizelge 9.4 Otomasyonun dağıtım sisteminde kullanılan cihazlara etkisi

Dağıtım Ekipmanı	Kullanılacak Cihaz Sayısı		
	Azalı	Değişmez	Artar
Dağıtım Trafosu (MVA kapasiteli)	X		
Tek Trafolu İstasyonlar			X
Dağıtım Fider Kesicileri	X		
İstasyon Bağlantı Kesicileri			X
Dağıtım Fiderleri	X		
Akım ve Gerilim Trafoları			X
Akım ve Gerilim Transduserleri			X
Tek Fonksiyonlu Röleler	X		
Yük Ayırma Anahtarları			X
Arıza Sensörleri			X
Fider Kondansatör Bankaları			X
Fider Sayaçları			X
Dağıtım Trafoları			X
Fider Regülatörleri			X
Tüketici Sayaçları			X
İletişim Ekipmanları			X
Digital İşlemcili Röleler			X

9.4 Kazançların Elde Edilmesi İçin Gereken Koşullar

DA (Dağıtım Otomasyonu) sürekli gelişen bir teknolojiye sahiptir. DA'da varolan kazançların başarıyla yerine getirilebilmesi şu faktörlere bağlı olacaktır: donanım güvenilirliği, DA donanım maliyeti, iletişim sistemlerinin uygunluğu ve geliştirilebilirliği, modülerlik, esnek yazılımlar vb... DA için gerekli olan ihtiyaçlar aşağıdaki gibidir:

- Çift yönlü iletişim sistemleri daha ekonomik, güvenilir ve daha hızlı olmalıdır.
- İletişim sistemlerinin performansı normal ve anormal çalışma durumlarında daha iyi olmalıdır.
- Kurumların normal güncellemeleri ve modifikasyonları yeni bir programlama yazılımına ihtiyaç duymadan yapılabilmeleri için, yapısal yazılım tasarımlarının geliştirilmesi gerekir.

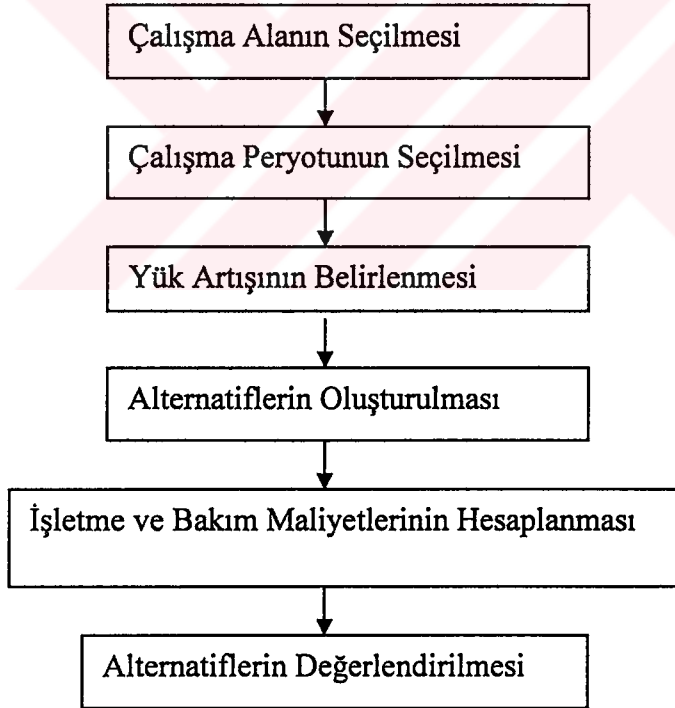
- Uygun ve esnek DA mimarilerinin geliştirilmesi gereklidir.
- Değişik tipteki dağıtım istasyonlarına ve fider konfigürasyonlarına uygulanabilecek, genelleştirilmiş kontrol algoritmaları geliştirilmelidir.

DAS, fonksiyonlardan elde edilecek kazançlarla ve maliyet analizleriyle değerlendirildiği kadar, fonksiyonları yerine getirecek ve sistemi çalıştıracak olan ekipmanların teknolojisine de bağımlıdır. Tecrübelerle dayalı olarak kazançlarda bir artış olurken, teknolojik atılımlar sayesinde maliyetlerde belirgin bir düşüş de umulmalıdır.

9.5 Ekonomik Değerlendirme Metotları

9.5.1 Alternatif Planların Değerlendirilmesi ve Geliştirilmesi

Alternatif planların değerlendirilmesi ve geliştirilmesi, coğrafi bölgelerin özellikleriyle yakından alakalıdır. Bu amaçla Şekil 9.3'deki altı adımlı bir prosedüre ihtiyaç vardır. (Bassett vd., 1988)



Şekil 9.3 Alternatif planların oluşturulması ve değerlendirilmesi (Bassett vd., 1988)

9.5.1.1 Çalışma Alanının Seçilmesi

Alternatif dağıtım sistem planları oluşturabilmek için özel bir çalışma alanının seçilmesi gerekir. Bu alanın, kurumun DAS fonksiyonlarının sonuçlarından yararlanabilecek bir yapıya sahip olması gerekir.

Uygun coğrafi bölgenin seçilebilmesi için sisteme ait şu verilerin bilinmesi gerekir: yeni kurulacak olan dağıtım istasyon sayısının ve/ veya yük kapasitesinin ne olacağı, varolan yük diversitesi (haneler, ticari kuruluşlar, endüstri kuruluşları), gerilim seviyesi ile ilgili ne gibi problemlerin olduğu, elektrik kesintilerine ne sıklıkta rastlandığı, kayıpların belirlenen değerinin üstünde olup olmadığı, sayaçlara ulaşıp ulaşılamadığı vb... bilgiler.

9.5.1.2 Çalışma Peryotunun Seçilmesi

Alternatif planların çalışma periyotlarının da değerlendirilmesi gerekir. Bu periyotun DAS fonksiyonlarından elde edilecek kazançların, başlangıç maliyetlerini ne kadar bir süre içerisinde karşılayacağını bilmesi gerekliliğinden hesaplanması gerekir. Çalışma periyotları genellikle on yıl veya on yıldan fazla bir zaman olmaktadır. Çalışma periyotunun sonunda alternatifler arasında hangi çalışmanın daha kısa süreli olacağı belirlenecektir.

9.5.1.3 Yük Artışının Belirlenmesi

Çalışma alanında yıldan yıla yük kapasitesinde artış olacaktır. Her yıl artacak olan yük kapasitesi sonucunda tüketicilere sorunsuz hizmet verebilmek için bu yönde özel projeler tasarlanmalıdır ve bu proje yük kontrolünde kılavuz olmalıdır.

9.5.1.4 Alternatiflerin Oluşturulması

Çalışma alanının ihtiyaçlarını karşılayacak alternatif planlar oluşturulmalıdır. Bu planlardan bazıları konvansiyonel dağıtım planları ile olurken; diğerleri de yatırımla ilgili, tüketicilerle ilgili, elektrik kesintileri ile ilgili ve işletme maliyetleri konusunda kazançlar sağlayacak olan fonksiyonların bir kombinasyonu olmalıdır. Her planın işletme ve bakım maliyetleriyle birlikte, yeni cihazlara duyulan ihtiyaçlar da liste halinde karşılaştırılmalıdır.

9.5.1.5 İşletme ve Bakım Maliyetlerinin Hesaplanması

Her plan için ayrı olarak yıldan yıla işletme ve bakım maliyetleri hesaplanır. Maliyetleri azaltacak olan fonksiyonları özellikle dikkate almak gerekir. Maliyetleri azaltacak imkânlar şunlar olabilir: daha düşük enerji kayıpları, elektrik kesinti sürelerinin azaltılarak bu yöndeki

gelir kayıplarında azalmalar, arızalı bölgeleri izole etmek ve arızasız bölgelere verilecek olan hizmetleri geliştirecek personel sayısında azalma...

9.5.1.6 Alternatiflerin Değerlendirilmesi

Her alternatif plan için yıldan yıla ihtiyaç duyulacak olan yeni cihazların maliyetleri ve kuruma gelecek olan gelirler hesaplanmalıdır ve sonuçta yapılacak olan tüm harcamaların alternatif planın geleceğini nasıl etkileyeceği belirlenmelidir. Yapılacak olan yatırımların maliyetleri, otomasyon ve iletişim sistemlerinin maliyetleri, vergiler, muhasebe giderleri, personel giderleri vb. konular bu belirlemeye yardımcı olacaktır.



10. ÇEŞİTLİ UYGULAMALAR

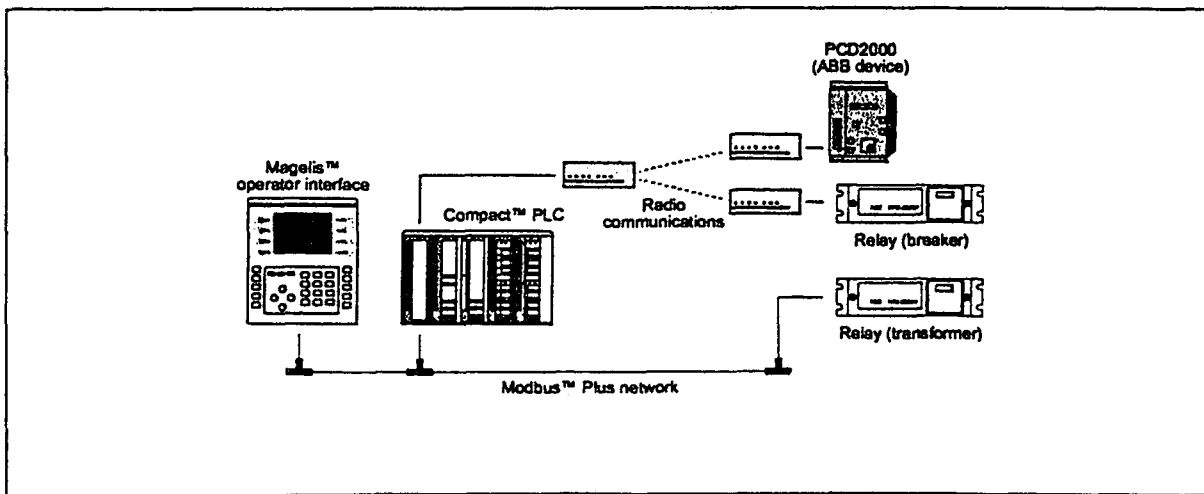
10.1 Giriş

Bundan önceki bölümlerde Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin tanımı yapılmış, yapısı tanıtılmış, fonksiyonları ve iletişim sistemlerinden ayrı ayrı ayrıntılı biçimde bahsedilmiştir. DAS'ı daha iyi anlayabilmek ve tüm bileşenleri birleştirebilmek için bu bölümde çeşitli uygulama örnekleri verilecektir.

Uygulamalar bu konu üzerinde çalışan otomasyon firmalarının yaptıkları projelerdir. Ayrıca bu uygulamalarda kullanılan çok fonksiyonlu cihazlar hakkında ek bilgiler de verilmiştir. Bu çalışmada Schneider, ABB ve Tasnet firmalarının uygulama örneklerine yer verilmiştir. Konuların anlaşılması bakımından verilen örnekler yeterli görülmüştür.

10.2 Schneider Firmasının Fider Otomasyon Uygulaması

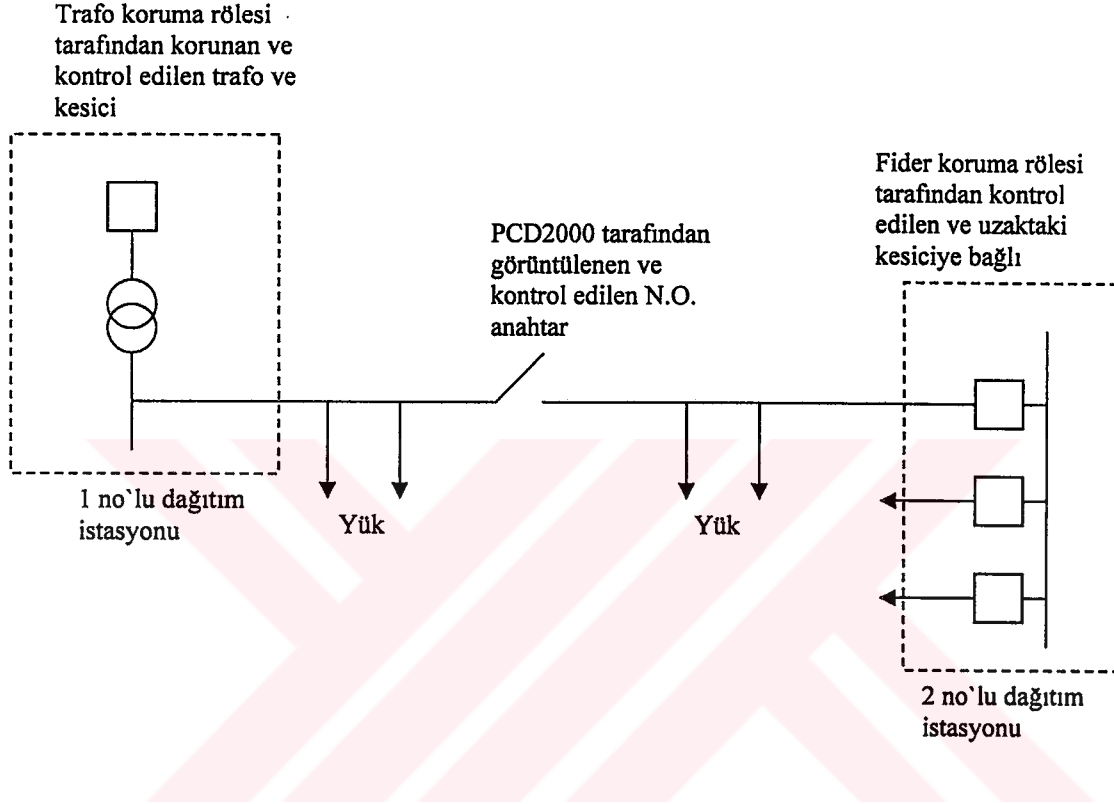
Fiderde bir arıza oluştuğunda elektrik dağıtımını yapan kurumlar yüksek hizmet kalitesi elde etmek için arızayı hemen onarmak ve tüketicileri hemen enerjilendirmek ihtiyacını duyar ve böylece de gelir kayıplarını azaltmak ister. Fider otomasyon uygulaması, fider re-konfigürasyonunu yönetebilmek için bir PLC (Programlanabilir Lojik Kontrolör), PLC'ye bağlı PCD2000 tipi kontrolör (ABB firmasının geliştirdiği elektronik koruma cihazı), dağıtım fider koruma rölesi ve trafo koruma rölesi kullanır. Şekil 10.1'de fider otomasyonuna ait mimari yapı görülebilir.



Şekil 10.1 Schneider fider otomasyonunun mimari yapısı (Modicon, 1998)

Fider otomasyon istasyonu, dağıtım istasyonunda oluşacak bir arızadan etkilenecek tüketici sayısını minimize etmek için fidere bağlı anahtarları otomatik olarak kontrol eder. Ayrıca

Modicon Compact PLC ile uzak birimdeki koruma röleleri arasındaki radyo haberleşmesini de yönetir. Şekil 10.2'deki örnek çizim dikkate alınır; iki istasyon arasındaki hattın çeşitli noktalarından yüklerin beslendiği görülmektedir. Uzaktan kontrol edilebilen ve görüntülenen N.O. (Normalde Açık) anahtar, istasyonlar arasındaki hattın üzerinde fidere monte edilmiştir.



Şekil 10.2 Fider otomasyonu devre şeması (Modicon, 1998)

Fider Otomasyonu şöyle çalışır:

1. 1 no'lu trafoda arıza oluştuğunu varsayalım.
2. Bu trafoya ait koruma rölesi arızayı belirler ve 1 no'lu istasyondaki kesiciyi açar. Fidere bağlı açık anahtara kadar olan yükler enerjisiz kalır.
3. Compact E255 PLC (veya diğer Compact veya Quantum PLC), Modbus Plus Network ağı ile trafo koruma rölesiyle bağlantıya geçer ve kesicinin durumunu, arıza durumunu, arıza öncesi yük değerlerini okur; arıza olduğunu belirlediği anda istasyon kesiciyi açar.
4. Compact E255 PLC, Modbus Network ağı üzerinden radyo haberleşmesiyle 2 no'lu istasyondaki fider koruma rölesi ile bağlantıya geçer; uzaktaki fider kesicisinin durumunu ve o andaki yük değerini okur.
5. Eğer tüm fider boyunca toplam yük 2 no'lu istasyondan beslenebilirse; Compact E255 PLC, Modbus Network ağı üzerinden radyo haberleşmesiyle PCD2000 anahtar

kontrolörüne, anahtarı kapat komutu gönderir. Böylece 1 no`lu istasyonla anahtar arasındaki yüklere tekrar hizmet verilmiş olur.(yükler beslenmiş olur.)

Beklenen Sonuç:

İstasyonda oluşan bir arıza neticesinde elektrik kesintisi olduğu zaman, diğer alternatif kaynaklardan yararlanarak otomatik ve güvenilir bir şekilde enerjisiz kalan yükleri tekrar beslemektir.

Elde Edilen Kazançlar

- Kesinti sürelerinde azalma
- Basit mimari ve off-the-shelf donanım kullanımı ile düşük maliyet
- Gelir kayıplarında azalma.



Sistemde Kullanılan Cihazlar

Çizelge 10.1 Schneider fider otomasyonunda kullanılan cihazlar (Modicon, 1998)

PLC			
Parça Numarası	Tanımı	Adeti	Üreticisi
PC- E984- 255	Kontrolör, 16K Lojik	1	Schneider
AS- P120- 000	Güç Kaynağı	1	Schneider
AS- HDTA- 200	5 Slot Rack	1	Schneider
990NAD23000	Modbus Plus Bağlantısı	1	Schneider
990NAD21110	Modbus Plus Kablosu	1	Schneider
309 COM 45500	XMIT Fonksiyon Bloğu	1	Schneider
Röle			
Parça Numarası	Tanımı	Adeti	Üreticisi
PCD2000	Recloser Kontrolör	1	ABB
TBD	Modbus'lı Dağıtım Rölesi	1	Third Party
TBD	Modbus'lı Trafo Rölesi	1	Third Party
990NAD2300	Modbus Plus Bağlantısı	1	Schneider
990NAD21110	Modbus Plus Kablosu	1	Schneider
HMI			
Parça Numarası	Tanımı	Adeti	Üreticisi
TXBT- FO34310	Operatör Arabirimi Donanımı	1	Schneider
XBT- L10003N	Operatör Arabirim Yazılımı	1	Schneider
TSXMBP100	Haberleşme Kartı	1	Schneider
990NAD2300	Modbus Plus Bağlantısı	1	Schneider
990NAD21110	Modbus Plus Kablosu	1	Schneider
Aksesuarlar			
Parça Numarası	Tanımı	Adeti	Üreticisi
AS- MBKT- 185	Network Kiti	1	Schneider
SW- MS1D- 9SA	Konfigürasyon Yazılımı	1	Schneider
TBD	Spread Spectrum Radyo	3	Third Party

10.3 PCD2000 Akıllı Elektronik Cihazı

PCD2000 (Power Control Device- Güç Kontrol Ünitesi) ABB firması tarafından geliştirilen, fider otomasyonu uygulamalarında fiderler arasındaki kesicileri kapanması (recloser) işlemini sağlayan akıllı elektronik bir cihazdır. PCD2000 koruma, sayaç okuma ve haberleşme sistemleri entegre haldedir. Elektriksel koruma ve anahtarlama işlemlerini üst düzeyde yürütür. Re-konfigürasyon, arıza analizi ve koruma gibi otomasyon işlemlerini uzaktan kontrol ederek sağlayabilir. Sahip olduğu üst düzeyde veri toplama özelliği sayesinde sistem yüklerinin analizini ve ileriye dönük planlar yapılmasına yardımcı olur. Paslanmaz çelik bir kabin içerisinde muhafaza edilir ve sahip olduğu akü ile 24 saat boyunca beslenebilir. Özellikleri şöyledir (ABB, 1997):

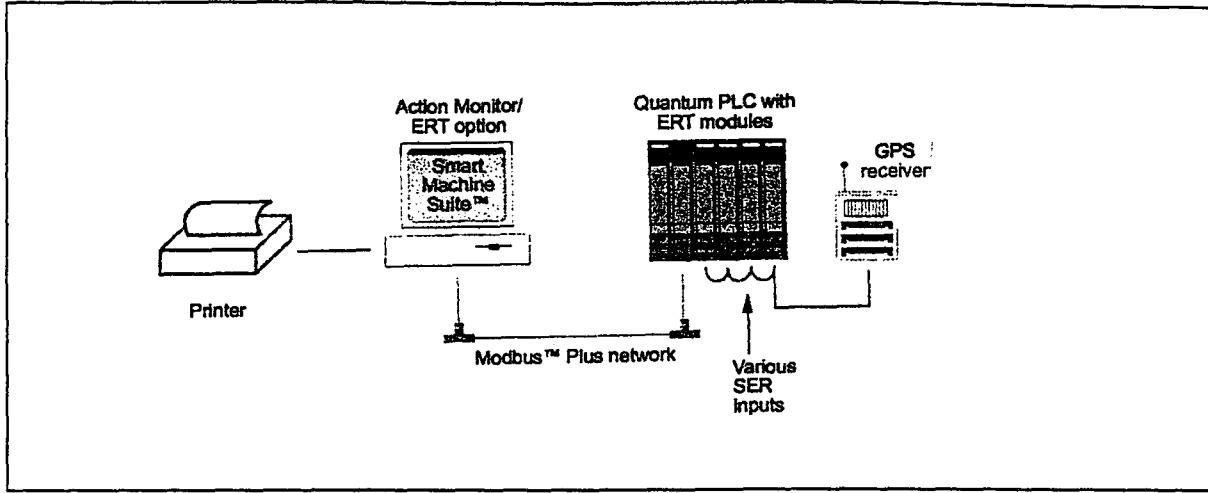
Çizelge 10.2 PCD2000`nin teknik özellikleri (ABB, 1997)

Sahip Olduğu Fonksiyonlar
<ol style="list-style-type: none"> 1. Güç kaynağı ve UPS Modülü 2. CPU modülü 3. Akım ve gerilim trafoları için giriş modülü 4. Magnetik actuator sürücü modülü 5. Digital giriş/çıkış modülü 6. Haberleşme modülü
Koruma Fonksiyonları
<ol style="list-style-type: none"> 1. Faz aşırı akım koruması 2. Toprak aşırı akım koruması 3. Negatif bileşenli aşırı akım koruması 4. Çoklu kapama imkânı 5. Yönlü aşırı akım 6. Gerilim koruma (aşırı ve düşük gerilim) 7. Frekans koruma 8. Yönlü güç akış elemanları
Eklenebilir Özellikleri
<ol style="list-style-type: none"> 1. Değer Okuma: Akım, gerilim, Watt, Watt.h, VAR, VAR.h, güç faktörü, frekans 2. Pik talebi: Akım, Watt ve VAR 3. Arızanın yerini mesafe ve hata direnci ile belirleme 4. Son 512 olayı oluş sırasına göre kaydedilme 5. Arızalı kesicileri belirleyebilme 6. Güç kaynağı, bellek ve mikroişlemciler self-diagnostik halde sürekli test edilebilirler. 7. Yük profili özelliğini gösterebilme: 5, 10, 15, 30 ve 60 dakika aralıklarla Watt, VAR ve gerilimleri kaydedebilme 8. Son 128 açma operasyonunda detaylı arıza bilgileri 9. Kullanıcı tarafından programlanabilir aşırı akım eğrileri 10. Akım ve gerilim dalga şekillerini yakalayabilen osilografik veri kayıt analizörü 11. Entegre akü şarjı 12. Ön panelden seçilebilir recloser fonksiyonları 13. Ön panele monteli optik izolasyonlu değer okuma portu 14. RS-232 ve RS-485 haberleşme portları 15. AC ve DC ile esnek beslenebilme

10.4 Olayların Oluş Sırasına Göre Kaydedilmesi Uygulaması

Arttırılmış sistem güvenilirliği, elektrik dağıtım sistemlerinin yönetiminde istenilenler listesindedir. SER (Sequence of Event Recording-Olayların Oluş Sırasına Göre Kaydı) uygulanması sistemin işletilmesi esnasındaki kontrol ve koruma olaylarının yapılıp yapılmadığını doğrular ve operatörlere sistem güvenilirliğini arttıracak 3 hassas ayarlamalara

müsade eder. Schneider firmasının SER uygulamasına yönelik çalışmasında, SER istasyonu olarak ERT modüllü bir PLC ve SMS yazılımı kullanılmıştır. (Modicon, 1998)



Şekil 10.3 Schneider'in geliştirildiği SER uygulaması için mimari yapı (Modicon, 1998)

ERT destekli aktif ekran diagnostik ve analizler için sistemdeki tüm SER verilerini yakalayıp, kaydeder. İstasyon iki temel bölümden oluşmaktadır: SER verilerini yakalamak için SER giriş modülüne sahip bir PLC ve gerekli verileri operatöre sunmak, göstermek ve kaydetmek için PC tabanlı bir yazılım.

ERT Modülü

Çok fonksiyonlu I/O (giriş-çıkış) modülü (ERT) 24-125 VDC arasında, 1 milisaniye zaman çözünürlüklü, farklı gerilim değerleri için 32 giriş değeri sağlar. ERT modülü (bir PLC kasasına dokuz adet yerleştirilebilir) merkezi ve uzak birim I/O konfigürasyonu şeklinde kullanılabilir. ERT modülü Windows tabanlı Modicon Concept yazılım paketi kullanılarak konfigüre edilir. Modüldeki her giriş ayrı bir sayı, sayıcı veya uygulamaya bağlı olarak özel olay tanımlı olarak konfigüre edilebilir.

GPS Alıcı

Zaman senkronizasyonu GPS (Global Positioning Satellite) sinyaline dayalı bir GPS alıcıyla sağlanır. Bir GPS alıcısı, ek senkronizasyon zaman modülü, kablolama ve maliyet gerektirmeden birçok ERT modülüne senkronize edilebilir. Her GPS modül 4 adet 24VDC ve bir seri çıkış sinyaline sahiptir.

SMS (Smart Machine Suit) Yazılımı

Schneider Electric firmasının kendi PLC'leri için geliştirilmiş olduğu bu diagnostik yazılımla, monitör makine sistemlerinde ve alt sistemlerinde meydana gelen durum değişikliklerini ve

nedenlerini tanımlamak mümkün olmaktadır. SMS Action Monitör uygulaması işletme ile ilgili durumlar hakkında operatörü bilgilendirir. Örneğin yapılan bir proseste sapma olduğu anda, Action monitör sapmanın nedenini Action monitör toolbarında gösterecek ve operatöre sırayla hangi adımları yapması gerektiğini tavsiye edecektir. Action Monitör aynı zamanda kullanıcının olaylarını izlemesini ve otomatik olarak alarm mesajlarını üretmesine ve yazıcıdan döküm almasına izin verir. Geçmişe dönük veriler Microsoft Access veritabanında geleceğe yönelik planlar yapılması amacıyla kaydedilebilir. (Modicon, 1998)

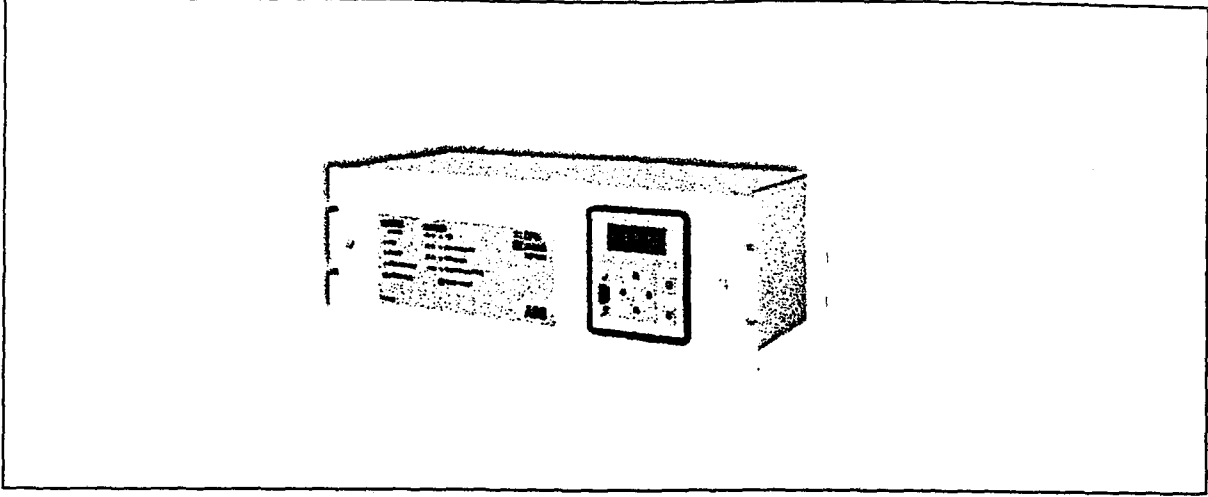
Kazançları

SER uygulaması için PLC tabanlı bir kontrolörün kullanılmasıyla elde edilecek kazançlar şunlardır:

- Güvenilir ve kârlı işletme olanağı ile işletme kararlarının verilebilmesi: SER uygulaması ile koruma ve kontrol işlemleri kullanıcı tarafından daha iyi anlaşılır; böylece işletme optimizasyonu, cihaz kullanımının gelişmesi ve sistem güvenilirliği artmış olur.
- Gelişmiş diagnostikler: Sahadan toplanan verilerle mühendislik analizleri daha doğru ve güvenilir yapılabilir.
- Daha kolay işletme imkânı: Anlaşılması kolay yapı blokların kullanılmasıyla esnek, genişleyebilir ve kolay konfigüre edilebilir bir sistem ortaya çıkar. Değişiklikler daha çabuk yapılabilir.

10.5 DPU2000R Akıllı Elektrik Cihazının Kullanılmasıyla Kondansatör Bankalarının Korunması ve Otomatik Kontrolü

DPU2000R (Distribution Protection Unit-Dağıtım Kontrol Ünitesi) ABB firması tarafından geliştirilmiş elektrik dağıtım sistemlerinde kullanılan, esnek koruma ve kontrol işlevleri sağlayan bir cihazdır. DPU2000R koruma, görüntüleme, değer okuma, programlanabilir kontrol ve haberleşme özellikleriyle koruma sistemlerinde kullanılabilir. Ünite faz, toprak ve aşırı akım koruması, negatif bileşenli aşırı akım koruması; tek faz, üç faz ve toprak gerilim (alçak/yüksek) koruması, negatif bileşenli aşırı gerilim koruması ve alarm üretmesi, çok yönlü recloser işlemi, yük paylaşımı uygulamalarında alçak/yüksek frekans koruması sağlar. Ayrıca ikisi ileri, ikisi geri yönde dört bölge mesafe koruma fonksiyonu da vardır. PC'lerle iletişim kurabilmesi için ABB tarafından geliştirilen Win ECP yazılımı kullanılmaktadır. Kullandığı iletişim protokolü Modbus veya DNP.3.0'dır. Değer okuyabilme sayesinde, ek göstergelere ve sayılara ihtiyaç duymaz. (ABB, 1997)



Şekil 10.4 DPU2000R (ABB, 1997)

DPU2000R sahip olduğu programlanabilir lojik fonksiyonlarla lojik kontrol şemaları yaratabilir. Böylelikle bir röleye birçok görev aynı anda yüklenebilir. Kondansatörlerin otomatik kontrolü de programlanabilme yeteneği sayesinde rahatlıkla yapılabilir.

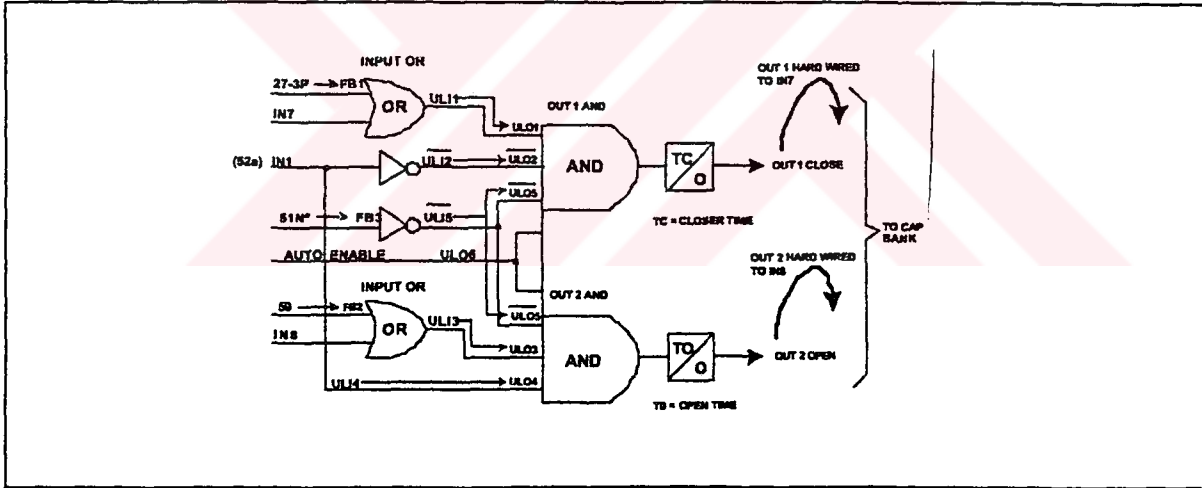
Öncelikle kondansatör bankalarının nasıl kontrol edilebileceği ve açma-kapama durumlarını belirlemede hangi kriterlerin kullanılması gerektiği bilinmelidir. Kondansatör banka kontrolörleri gerilim, VAR, güç faktörü ve bunların kombinasyonlarını belirlenen komutlara göre yapar. ABB firmasının bu uygulamasında sadece gerilim temel baz alınacaktır. Tipik bir kontrolör normalde koruma fonksiyonu içermez. DPU2000R kondansatör bankalarını lojikselsel olarak kontrol ederken aynı zamanda faz ve toprak aşırı akım korumalarını da yapar. Her iki fonksiyonun tek bir cihaz tarafından yapılması maliyeti de düşürür.

Şekil 10.5'de bu uygulamaya ait Boolean lojik şeması görülebilir. DPU2000R'nin üç fazlı düşük gerilim ucu 27-3p, kondansatör bankasının kapama durumunu belirlemek için kullanılır. Yüksek gerilim ucu (59) ise, kondansatör bankasının açma durumunu belirlemede kullanılır. 51N* ucu ise kondansatör banka devresine ait kesiciyi toprak arızasında açmak ve arıza esnasında kontrol işlemlerini durdurmak amacıyla kullanılır. 51N fonksiyonu ise mühürlü bir çıkıştır veya manuel ya da uzaktan haberleşme ile reset edilmeye ihtiyaç duyar. Altı çizgili olan bu bit anormal durumlarda çağrılır ve kullanıcı resetleme işinin garantili bir şekilde yapılıp, yapılmadığını belirlemede kullanılır. (Kleman, 1999)

DPU2000R ULI (User Logical Input- Kullanıcı Lojik Girişi) ve ULO (User Logical Output- Kullanıcı Lojik Çıkışı) fonksiyonları içerir. ULO bir S-R flip-flop gibi çalışabilir. HMI ve uzak birim haberleşmesiyle set ve reset edilebilir. Böylece ULI girişinin, ULO'nun çalışmasına etkisi ortadan kaldırılır. Örneğin; "Auto Enable" biti ULO6 çıkışı ile kondansatör bankalarının kontrol işleminin devrede olup olmayacağını belirlemede kullanılır. ULO

çıkış sinyallerinin giriş sinyalleri tarafından beslendiğini gösteren bir yöntem olarak düşünülebilir. Bunun tersi de FB (feedback terms-geribesleme terimleri) olarak isimlendirilir. FB, çıkış sinyallerinin giriş sinyallerini geriden beslemesi metodudur. ULO ve FB terimlerinden kombinasyonlar oluşturulduğu zaman birçok fonksiyonu yapacak programlanabilir lojik devreleri oluşturmak mümkündür (Kleman, 1999).

Üç fazlı düşük gerilim elemanı 27-3P ve üç fazlı aşırı gerilim elemanı 59, kondansatör bankalarının durumunu belirlemek için kullanılır. Her ikisinin max. gecikme süreleri 60 saniyedir. DPU2000R aynı zamanda çıkışta zamanlayıcılara sahiptir. Bu zamanlayıcılar max. 250 saniyeye kadar ayarlanabilir ve her çıkış kontağı için bir zamanlayıcı bulunur. Düşük ve aşırı gerilim zamanlayıcıları, çıkış zamanlayıcıları ile birlikte çalıştığı zaman; max. gecikme süresi 310 saniyeye çıkarılabilir. 300 saniyelik bir zaman gecikmesi, devre kesici açıldığı zaman kondansatörün deşarj olması için yeterlidir. Bu örnekte, aşırı/ düşük gerilim elemanlarının zaman gecikmesi 60 saniyeye ayarlanmıştır. Dolayısıyla açma ve kapama çıkışlarının zamanlayıcıları 300 saniyeyi tamamlamak için 240 saniyeye ayarlanmıştır.



Şekil 10.5 Kondansatör bankalarının lojik kontrolü (ABB, 1997)

Kondansatör Bankasının Kapama İşlemi

Şekil 9.5'deki şema dikkate alındığında; sistem gerilimi 60 sn'de 27-3P eşik değerinin altına düşerse çıkış lojik 1 olur. Bu lojik 1, FB1 vasıtasıyla OR1 kapısını geri besler. OR1 kapısının çıkış ise ULI1-ULO1 vasıtasıyla AND1 kapısını ileriye doğru besler. AND1'e gelen diğer girişler ULI2-ULO2 vasıtasıyla ileriye doğru beslenen, FB3'ün evrilmiş ve ULI5-ULO5 vasıtasıyla ileriye doğru beslenen, 52a ucunun evrilmiş halidir. Aynı zamanda ULO6 "Auto Enable" biti de AND1 kapısının diğer bir girişidir. Kesici kapama işlemi işlemi TC zamanlayıcısı ile başlatılmadan önce AND1 kapısı aşağıdaki koşulları sağlamalıdır:

- 27-3P ayarlanan zamanını tamamladı.
- Kesicinin açık olduğu IN1 (52a) ile gösterilmektedir.
- 51N* çalışmamaktadır.
- ULO6 açıktır.

TC zamanlayıcısı ayarlanan zamanını doldurduğunda, OUT1 kontağı kapanacaktır. OUT1, OR1 kapısının girişine dönuşen IN7 ucuna kablo ile bağıdır. Devre kesicisi, IN1 girişinden görülebilen çalışmasını tamamlayana kadar; OUT1 kontağını kapalı tutmak için kablolama işlemine gerek vardır.

Kondansatör Bankasının Açma İşlemi

Sistem gerilimi 60 sn içerisinde (59) eşik değerine yükselirse, çıkış lojik 1 olur. Lojik 1, FB2 vasıtasıyla 59'dan OR2'yi geriden besler. OR2'nin çıkışı ise ULI3-ULO3 vasıtasıyla AND2 kapısını ileriden besler. AND2'ye gelen diğer girişler ULI4-ULO4 vasıtasıyla ileriden beslenen 52a, ULI5-ULO5 vasıtasıyla ileriden beslenen ve geriden beslenen FB3'ün evriği olan 51N*'dır. Aynı zamanda ULO6 biti de AND2'nin diğer bir girişidir. Kesici kapama işlemi TO zamanlayıcısı ile başlatılmadan önce AND2 kapısı aşığıdaki koşulları sağlamaktadır:

- 59 ayarlanan zamanını tamamladı
- Kesicinin kapalı olduğu IN1(52a) ile gösterildi
- 51N* çalışmamaktadır
- ULO6 açıktır.

TO zamamlayıcısı ayarlanan zamanını doldurduğunda, OUT2 kontağı kapanacaktır. OUT2, OR2 kapısının girişine dönuşen IN8 ucuna kablo ile bağıdır. Devre kesicisi, IN1 girişinden görülebilen çalışmasını tamamlayana kadar; OUT2 kontağını kapalı tutmak için kablolama işlemine gerek vardır.

Bu uygulamada DPU2000R koruma ve kontrol elemanlarının programlanabilme özellikleri kullanılarak yalnızca bir işlem yapılmıştır.

10.6 Görüntüleme Fonksiyonuna Ait Uygulamalar

Tüketicileri sürekli olarak besleyebilmek için DAS'ta kullanılan cihazların güvenilirliği ve emniyeti de sürekli olmalıdır. Sürekli görüntüleme ve diagnostik tekniklerinden, sistemdeki gelişmiş cihazların güvenilirliğini arttırmak yönünde faydanılmalıdır. Çalışma esnasında oluşabilecek dengesizlikler hemen tanımlanmalı, sorumlu cihazlar izole edilmelidir.

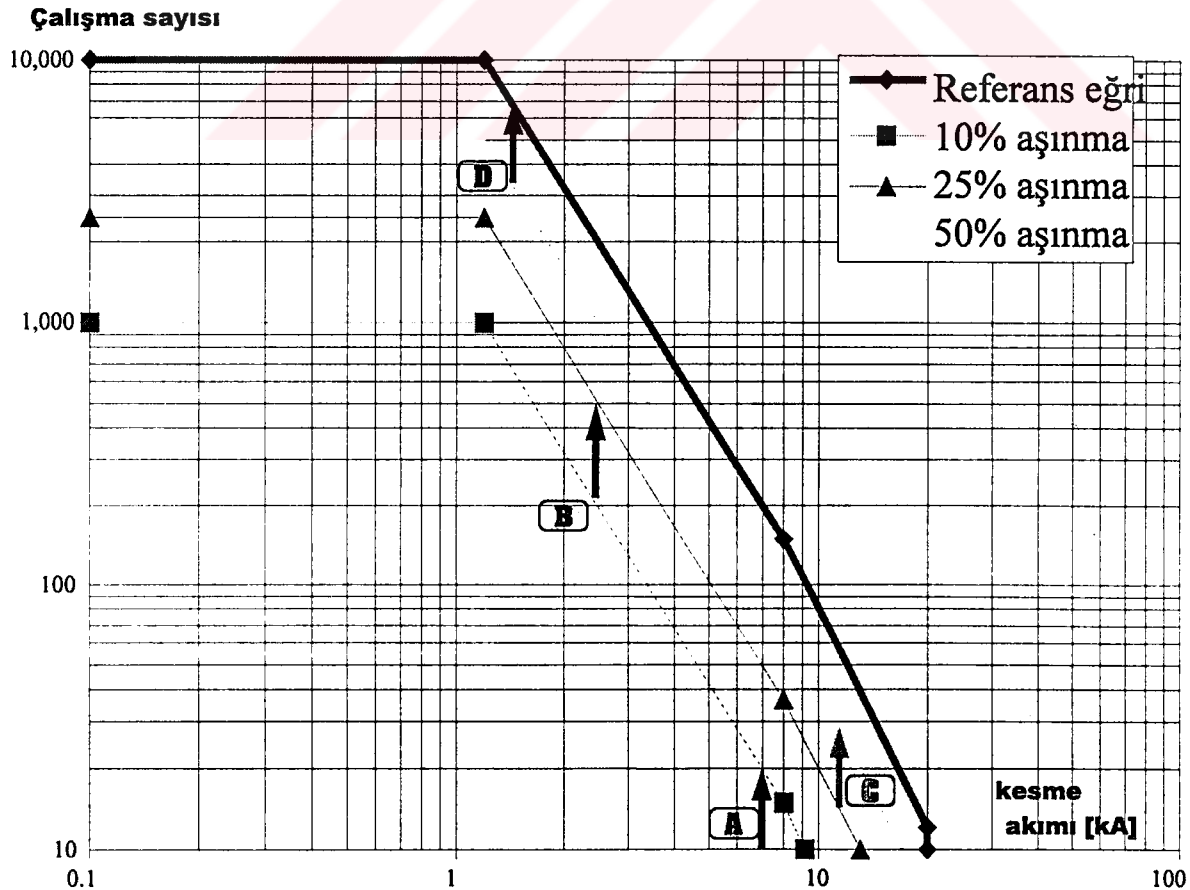
Görüntüleme sistemine ait fonksiyonel ve performans karakteristikleri dağıtımı yapan kurum tarafından belirlenmelidir. Görüntüleme fonksiyonu ile denetlenecek olan istasyonlar için:

- Görüntüleme işlemi yapılacak olan cihazların belirlenmesi (devre kesicileri, ayırıcılar, akım trafoları, gerilim trafoları, güç trafoları, ototrafolar ve sekonder cihazlar)
- Normal çalışma ve arızalı durumlarda cihazların analizi (analiz için gereken bilgiler, sekonder cihazların doğru işletilmesi, sekonder sistemin denetimi, arıza raporları ve analizleri ve cihazların durum raporları)
- Bakım asistanı (ilgili cihazın parametre değerlendirmesi, gerçek koşullarda bakım metodlarının cihaza adaptasyonu ve bakım prosedürlerinin geliştirilmesi)

10.6.1 Kesicilerin Görüntülenmesi

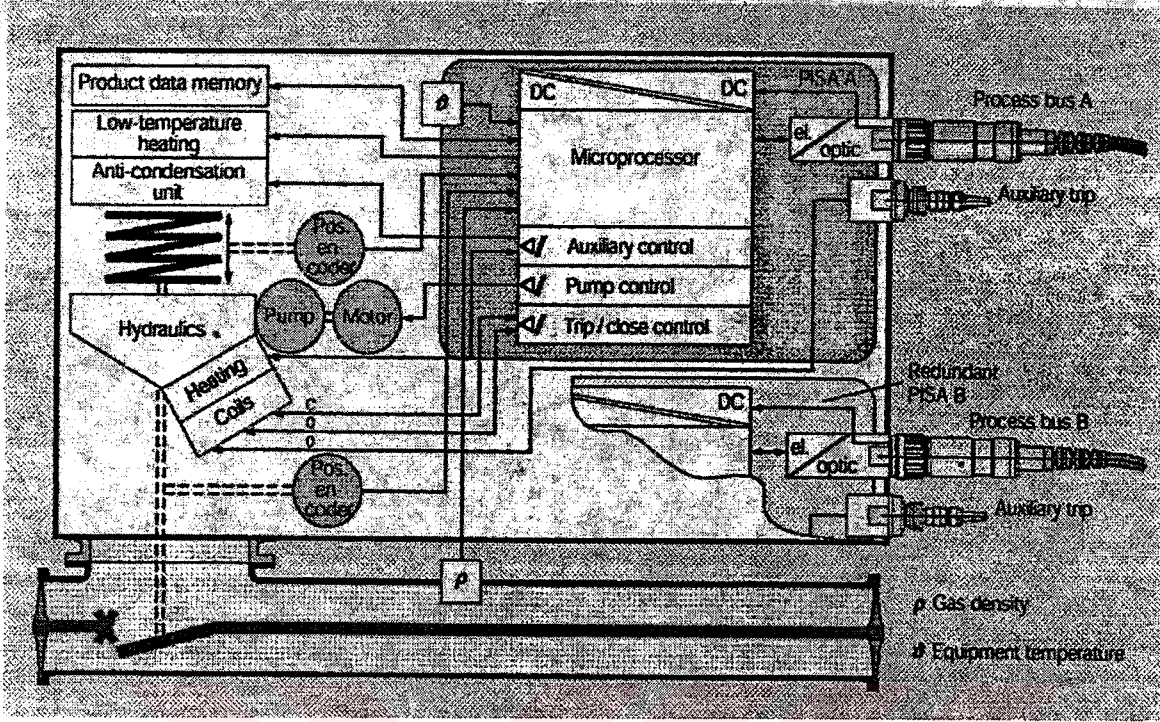
Kesicilerin ne kadar açma-kapama işlemi yapabileceği ve kesme akımında nasıl çalışacağını tahmin etmek için kontakların aşınma özelliklerini bilmek gereklidir. Şekil 9.6'da 10-110 kV'luk bir devre kesicisinin on-line görüntüleme kullanılarak aşınma dereceleri değerlendirilmektedir.

Burada referans eğrinin değerleri (anma akımı, kısıdevre akımı ve açma-kapama sayısı) üretici firma tarafından verilmiştir.



Şekil 10.6 Örnek bir kesiciye ait kontak aşınma eğrileri (Baass vd., 2002)

Block diagram of a circuit-breaker drive mechanism



Şekil 10.7 Kesici sürücüsünün blok diyagramı (Baass vd., 2002)

Şekil 10.7'de ise ABB firması tarafından tasarlanmış devre kesicinin sürücü mekanizmasının blok diyagramı görülmektedir. İki pozisyon sensörü, disk şeklindeki yayda biriken enerjinin basıncını ölçer ve çubuk ana kontaklara bağlı olarak çalışır. Fabrika ortamında montajı ve testleri yapılan kesiciler, farklı yükler için defalarca denenirler. Yol-zaman değerleri pozisyon sensörleri tarafından ölçülerek, sürekli PISA'ya (Sensörler ve Actuatörler İçin Proses Arayüzü) kaydedilir. Farklı yükler altında ölçülen yol-zaman değerleri anma yükü ile karşılaştırılarak hafızaya kaydedilir. Sürücü mekanizmasının gerçekteki davranışı, bu iki farklı değerler arasındaki farklılıklar dikkate alınarak tahmin edilir. Diagnostik yazılım sayesinde kesicinin bir sonraki bakımının ne zaman olacağı da belirlenir.

10.6.2 Ayırıcı ve Topraklama Anahtarlarının Görüntülenmesi

Ayırıcıları ve topraklama anahtarlarını görüntüleyebilmek için aşağıdaki parametrelere ihtiyaç vardır (Baass vd., 2002):

- Motor akım ve gerilim değerlerinin kaydedilmesi
- Bu kayıtların saklanması
- Referans eğrilerle karşılaştırılması
- Motor çalışma akımını hesaplanması
- Boşta çalışma esnasında motorun görüntülenmesi

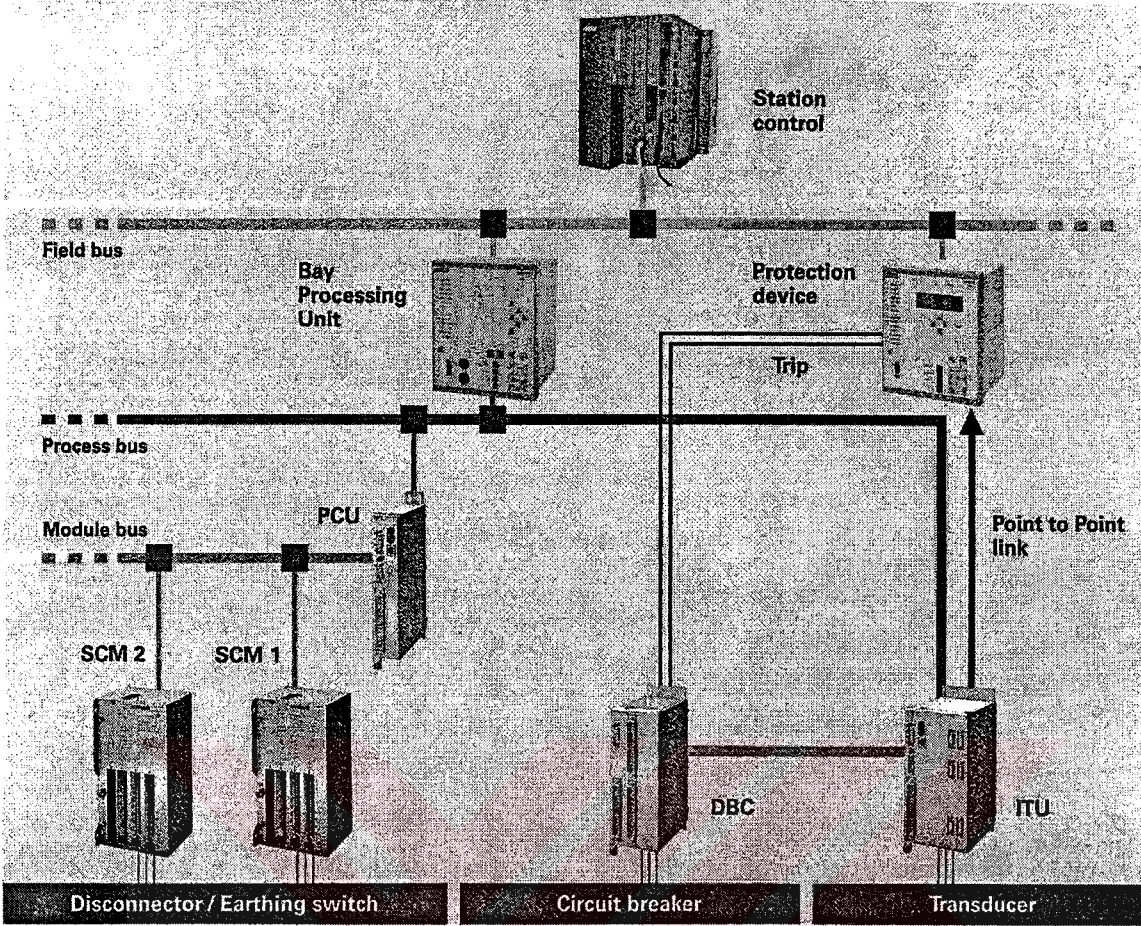
Bu bilgilere ancak ileride yapılacak olan cihazlarla ulaşılabilir.

10.6.3 Akım ve Gerilim Trafolarının Görüntülenmesi

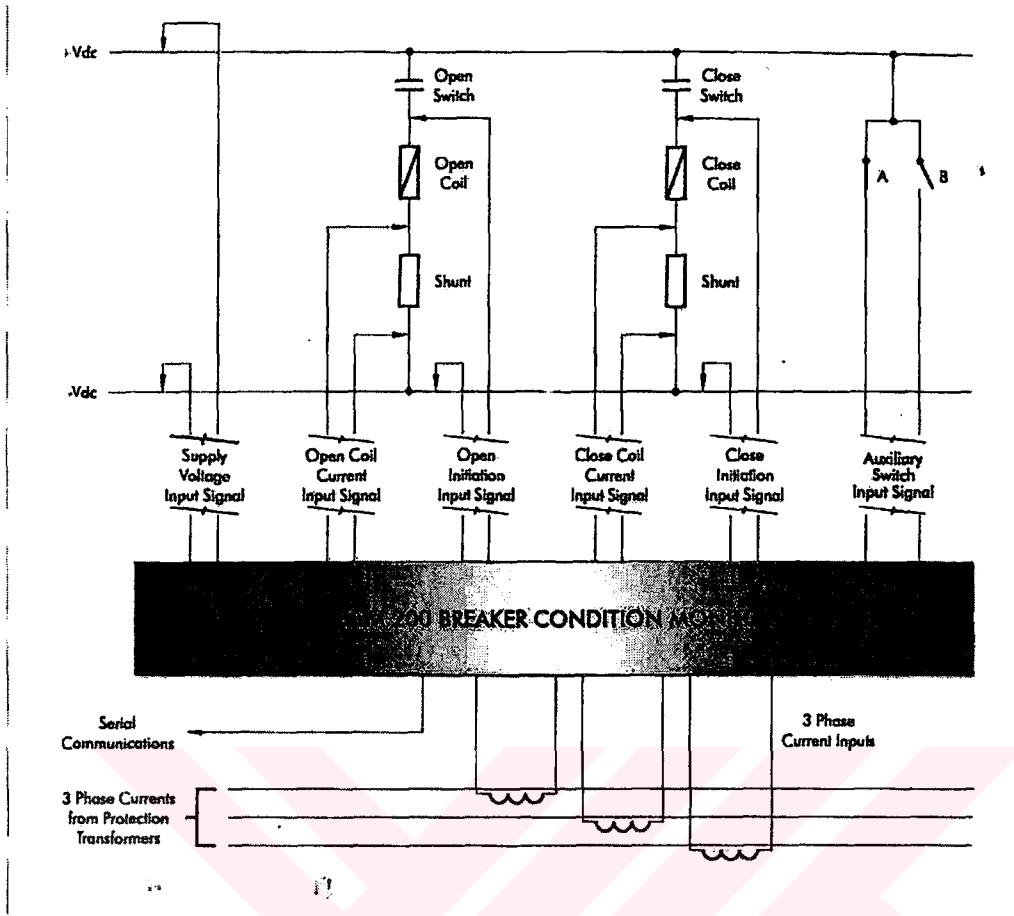
Bakım esnasında yapılan ölçümlerle trafoların izolasyon durumları, farklı bölümlerindeki boşalma seviyeleri gibi bilgilere ulaşılabilir. Şekil 10.8'de Siemens firması tarafından tasarlanan SICAM konfigürasyonu görülmektedir: digital kontrol sistemine sahip kesici, ayırıcı, topraklama anahtarı ve trafolar. SICAM konfigürasyonu aşağıdaki modülleri içermektedir:

- Devre kesicilerinin ve yüklü devre kesicilerin görüntülenmesi, kontrolü ve diagnostik testleri için kesici kontrol DBC (digital break control)
- Topraklama anahtarlarının ve ayırıcıların görüntülenmesi, kontrolü ve diagnostik testleri için anahtar kontrol ve görüntüleme-SCM (switch control and monitoring)
- Referans akım ve gerilim değerlerini örneklemek ve işlemek için trafo üniteleri ITU (instrument transformer unit)
- Yüksek performansta verileri işletmek için haberleşme ünitesi- PCU (proses communication unit)
- ITU'yla sisteme bağlı akım transduseri

Diğer bir çözüm yöntemi ise, Hathaway tarafından geliştirilen ve Şekil 10.9'da gösterilen çok fonksiyonlu devre kesici denetleyicisi BCM 200'dür. BCM 200 mikroişlemci tabanlı bir görüntüleme sistemidir; diagnostik bilgiler veren ve geleneksel kesicilere de uygulanan bir kontrolördür. BCM 200, kesicinin çalışmasında belirli limitler içerisinde referans kayıtlarla, kaydedilmiş verileri karşılaştırarak hassas bir analiz yapar ve tüm işlemleri hafızasında saklı tutar. Yazılım sahip olduğu konfigürasyon programı ile BCM parametrelerinin uzaktan da değiştirilmesine izin verir. Ek girişler de eklemek mümkündür.



Şekil 10.8 SICAM konfigürasyonu (Baass vd., 2002)



Connections to the BCM 200

Şekil 10.9 BCM 200 (Baass vd., 2002)

10.6.4 Güç Trafolarının ve Ototrafoların Görüntülenmesi

Büyük trafolar büyük petekli soğutma sistemlerine sahiptirler. Trafolar ısınmaya başladığı zaman soğutma devresindeki pompalar yağı dolaştırarak ısınmayı önler. Ancak yağ dolaşımında oluşacak bir sorun trafo için oldukça zararlı olacaktır. Dolayısıyla trafo veya ototrafo zarar görmeden önce, görüntüleme işlemini yapacak olan cihazlarla arızaların önceden güvenilir bir şekilde belirlenmesi gerekmektedir.

Pompadaki yağ akışını kontrol edecek birçok yöntem vardır (Baass vd., 2002). Birincisi: pompanın çalışması için bir kumanda sinyali gönderilir; fakat ısınma devam ediyorsa pompada arıza olduğu anlaşılır. İkinci olarak: pompanın çıkışına yerleştirilen bir anahtarla yağın hareket edip etmediği gözlenebilir. Diğer bir yaklaşım ise: pompanın diferansiyel basıncını ölçmek ya da pompanın çalışma akımını görüntülemek olabilir.

Görüntülenmiş bu veriler sayesinde trafonun kaç yıldır kullanıldığı ve ne kadarlık bir ömrü kaldığı tahmin edilebilir. Aynı anda yalıtımın ve izolatörlerin denetlenmesinde ve belirlenmesinde de kullanılırlar.

Alarmlar ve bağlantı kopmaları, yağın belirlenen sıcaklığını aştığını gösteren bir röle ile iki şekilde görüntülenebilir: alarm kontağı ve bağlantı koptu kontağı. Alarm rölesi, yağ dolaşımının olmadığını veya trafoların herhangi bir yükünde gerekli soğutma fanlarının çalışıp çalışmadığını gösterir. Sinyal 2...5 dakika arasında merkeze iletilir.

10.6.4.1 Veri Toplama

Görüntüleme sistemi tarafından primer tarafın gerilim değeri, akım trafosu sayesinde alınan primer tarafın hat akımları, trafo yağ sıcaklığı, ortam sıcaklığı ve şebeke geriliminin frekansı gibi bilgiler toplanarak kaydedilir. Görüntülenmesi gereken durumlar şunlardır:

- Alarm durumu ve normal çalışma durumu için iki pozisyonlu Bucholtz rölesi
- YG ve/ veya AG izolatörleri için koruma cihazlarının çalışma durumları (iki adet normalde açık anahtar- arızalı ve normal çalışıyor durumları için)
- Pompa motorundan alınan bilgiler doğrultusunda pompanın durumu
- Fan motorundan alınan bilgilerle fanları durumları
- YG ve AG trafo anahtarlarının durumu
- Yağ seviyesi
- Minimum ve maksimum yağ seviyelerini ölçmek için normalde açık anahtarlar
- Normalde açık röleyle, kademe değiştiricisinin durumu

10.6.4.2 Görüntüleme İçin Yazılım

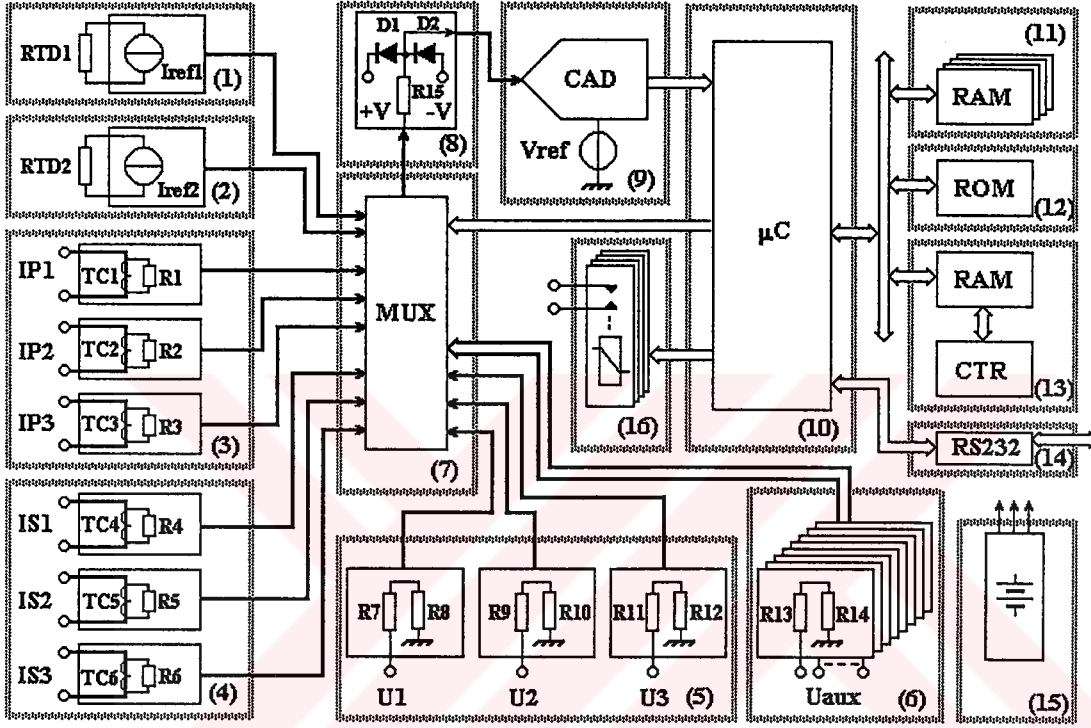
Güç trafolarının ve ototrafoların görüntülenmesi için gerekli yazılım aşağıda yazılı bilgileri içermelidir (Baass vd., 2002):

- Verilerin tablo ve grafik formatında gösterilebilmesi
- Sistemde görüntülenen verilere istenilen zaman aralıklarında ulaşabilme imkânı
- Üç fazlı sistemdeki güçlerin hesaplanabilmesi
- Aşırı yüklenme periyotlarının ekranda daha belirgin ve parlak gösterilebilmesi
- İstenilen verilerin yazıcıdan alınabilmesi
- Trafonun ticari markasının, gücünün, üretim seri numarasının vb... değerlerin görüntülenebilmesi
- Anormal ve tehlikeli durumlar için koruma fonksiyonlarının artırılabilmesi

- Trafo ömrünün tahminen belirlenebilmesi
- Görüntüleme sistemini koruyan bir kontrol sistemine sahip olması

10.6.4.3 Örnek Bir Trafo Görüntüleme Sistemi

Şekil 10.10'daki blok diyagramda TRAFMON görüntüleme sistemi ile bir trafodan istenilen bilgilerin nasıl alındığı gösterilmiştir.



Şekil 10.10 TRAFMON sisteminin blok diyagramı (Baass vd., 2002)

Şekilde gösterilen numaraların karşılıkları aşağıdaki gibidir:

- 1) Yağ sıcaklık ölçümü
- 2) Ortam sıcaklığının ölçümü
- 3) Trafonun primer sargı akımının ölçümü
- 4) Trafonun sekonder sargı akımının ölçümü
- 5) Primer tarafın gerilim ölçümü
- 6) Yedek cihazların çalışma durumları
- 7) Çoğullayıcı
- 8) Koruma ve çift kutup işareti için modül
- 9) CAD modülü
- 10) Mikroişlemci modülü

- 11) Ölçülmüş verilerin saklandığı RAM belleği
- 12) ROM geçici program belleği
- 13) İşlemsel bellek ve CTR gerçek zaman saati
- 14) RS-232 seri iletişim modülü
- 15) Gerilim kaynağı modülü
- 16) Alarm ve bağlantı koptu işlemi için röleli modül

10.6.4.4 Diğer Bir Örnek Trafo Görüntüleme Sistemi

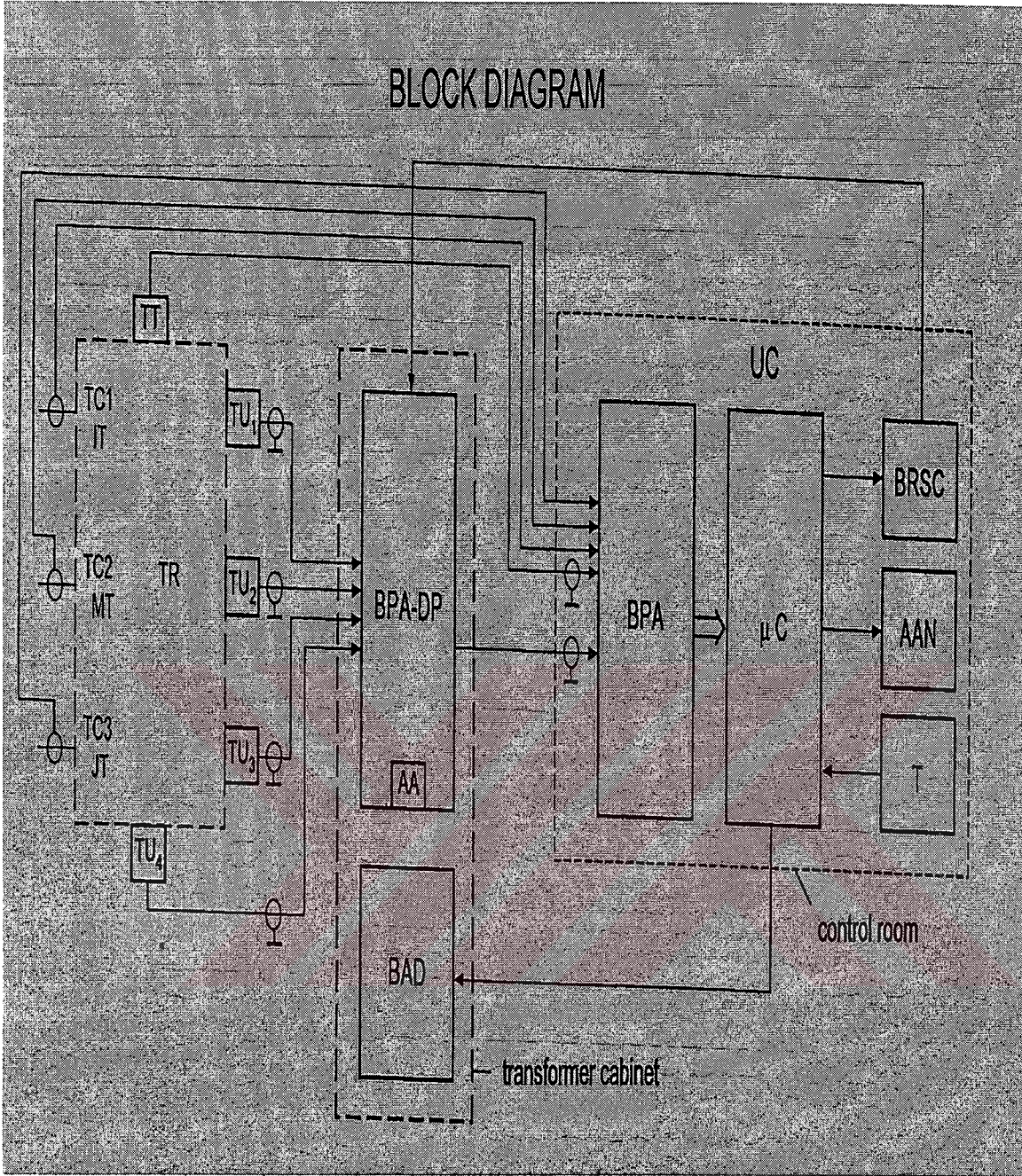
MONITRA/ IMT mikroişlemcili trafo görüntüleme sistemidir ve ya trafonun üzerine ya da yaklaşık 1 km öteye kadar kurulu kontrol odasına yerleştirilebilir. Görüntüleme ve kontrol, yük akımlarını ölçmek için üç akım trafosu ve bir Pt100 transduseri kullanarak yağ sıcaklığı ölçümü yapılarak sağlanır.

Yazılım, sargıların sıcaklıklarını ve ömrünü hesap etmek için bu giriş parametrelerini kullanır. Analiz yazılımı ise, kaydedilmiş verilerin hızlı bir şekilde yorumlanmasını ve bu bilgilerin tablo ve grafikler halinde düzenlenmesini sağlar. Klavye ve ekran yardımıyla sıcaklık değerleri ayarlanabilir, rölelerin açma süreleri uzatılabilir ve diğer trafo parametreleri değiştirilebilir. Buna ek olarak operatör ana menüye girebilir ve görüntülenmiş değerleri denetleyebilir (DENETLEME); çalışma esnasında trafo parametrelerini tekrar ayarlayabilir (KONFIGÜRASYON); giriş değerlerini kalibre edebilir (KALİBRASYON) ve simülasyon yapabilir (SİMÜLASYON).

MONITRA/ IMT sistemi gerçek zamanlı bir saate ve aküye sahiptir; dolayısıyla 10 yıl çalışabilme imkânına sahiptir. Ayarlanabilen periyot değerlerinde akımlar, yağ sıcaklığı ve diğer parametreler iki ay süreyle kaydedilebilir. Buffer %90 dolu olduğunda kaydedilmiş veriler, RS-232 seri haberleşmesi ile başka bir yere iletilebilir.

Şekil 10.11`de sıcaklık ve kısmi boşalmaların görüntülenmesine ait bir sistem görülmektedir. Trafonun üzerine yerleştirilen sensör bloğunda şunlar vardır:

- Sargılardaki akımları görüntülemek için, TC1 ve TC3 akım transduserleri
- Pt100 tipi TT sıcaklık sensörü
- Kısmi boşalmaları ve her bir faz ile kademe değiştiricilerini görüntülemek için TU1 ve TU4 ultrasonik transduserleri



Şekil 10.11 MONITRA-DUDP blok diyagramı (Baass vd., 2002)

BPA-DP-PD analog sinyal işleme bloğu, TU1 ve TU4'den aldığı sinyalleri işleyen bir elektronik ünedir. Bu sayede trafo kabininde kısmi boşalma seviyesi analog olarak gösterilebilir. Anahtarlama ve kumanda işlemi trafo kabinindeki cihazlar üzerinden ya da kontrol merkezindeki ekran üzerinden otomatik olarak yapılabilir.

10.6.4.5 Trafoların Görüntülenmesinde Kullanılan Diğer Cihazlar

AQUAOIOL-TM 300, on-line çalışan bir görüntüleme sistemidir ve kapasitif nem sensörü kullanarak trafodaki yağın nemini ölçer. Trafo yağındaki nem içeriğine göre, izolasyon kağıdındaki anormal zayıflamalar belirlenebilir.

HYDRAN 201 R, arızayı gösteren akıllı bir cihazdır. Trafonun devre dışı kalmasına neden olan arızaların ürettiği bileşke gazların değerini ölçerek çalışır.

ABB T görüntüleme sistemi, trafoların diagnostiklerinde kullanılan akıllı bir görüntüleme sistemidir. Sistem trafonun durumlarını, şartlarını ve kapasitesini değerlendirerek; trafonun ömrü kadar diğer trafo cihazlarının da ömrünü tahmin eder. ABB T-Monitör 100 yağ haznesinde sahip olduğu bir gaz ile trafo içerisindeki hidrojen ve karbonmonoksit gazlarını ölçer ve kontrol eder. Aynı zamanda çeşitli cihazlar vasıtasıyla trafonun sıcaklığını ve yük akımını ölçer. Yağdaki nem doygunluğunu ölçmek için kullanılacak bir sensörle aşağıdakileri tahmin edebilmek mümkün olacaktır:

- Gaz habbeciklerinin sıcaklığı
- Yağdaki nem doygunluğu
- Sargılardaki nispi nem doygunluğu
- Aşırı yüklenme kapasitesi
- İzolasyon seviyesi

ABB T-Monitör 200, ABB T-Monitör 100 ile aynı özelliklere sahiptir; bu özelliklere ek olarak: yükte kademe değiştiricilerinin durumunu, kademe değiştiricilerinin bir gün içerisinde kaç kez çalıştığını, topraklama anahtarının kaç kez çalıştığını, kademe değiştiricilerinin çalışma aralığını ve her kademe değiştiricisinin kaç kez ayrı olarak çalıştığı gibi verileri görüntüleme imkânı vardır.

ABB T-Monitör 300, ABB T-Monitör 200'ün sahip olduğu özelliklerin yanısıra trafo tankı içerisindeki kısmi boşalmaları görüntüleyebilir.

11. ÖRNEK BİR DAS PROJESİ

11.1 Giriş

Dünya Bankası destekli bu projede, Hindistan'ın belirli bir bölgesine kurulması düşünülen DAS'ın fonksiyonları belirlenmiş, uygun haberleşme ağı seçilmiş ve son olarak da yatırım/kazanç oranlaması yapılmıştır.

Projeyi hazırlayan kurul tarafından yapılması gerekli en önemli DAS fonksiyonunun yük kontrolü olduğu saptanmıştır. Bölgenin özellikle tarımsal nüfusundan ve tarımsal alanlardan oluşması nedeniyle yeraltındaki suyu yukarıya çeken çok sayıda pompa kullanılmaktadır. Proje üç aşamadan oluşmaktadır (Krishna vd., 1995):

- DAS fonksiyonlarının seçimi
- Haberleşme Sisteminin seçilmesi
- Kazanç/ Maliyet analizi

11.2 DAS Fonksiyonlarının Belirlenmesi

Projede aşağıdaki fonksiyonlar belirlenmiştir (Krishna vd., 1995):

- Pik yükleri azaltmak ve gerilim seviyesini sabit tutarak kayıpları azaltmak
- Elektrik kesintilerini ve kesinti sürelerini ve servis kalitesini arttırmak.
- Peşin para akışına arttırarak kurumun finansal yapısını güçlendirmek, gelirlerini korumak, kaçak elektrik tüketimini azaltmak

Bu fonksiyonlar elektrik şebekesinin durumuna, yük karakteristiklerine, gelir düzeyine, vergi ve diğer sosyoekonomik faktörlere göre belirlenmiştir.

1993 yılı itibarıyla 12 milyon adet olan pompa sayısının her yıl yarım milyon artacağı dikkate alınmıştır. Pompalar elektriğinin yaklaşık % 40'ını tüketirken, pik yükün de % 80'ine karşılık gelmektedir. Pompaların 6- 8 saat kadar sulama amaçlı kullanılması ve bu arada kontrol edilebilmelerinden dolayı, pik yük ihtiyacının arttığı saatlerde devrede olmayabilir ve belirli saatlerde kontrol edilebilen yükler içerisine alınabilirler. Böylece trafolar üzerinde yıllık bazda % 20 'lik bir yüklenme kalkmış olur. Yük kontrolüyle birlikte yıllık % 10... 12 'lik yük artışı (yeni konutların yapılması) karşılanabilir, yük yetersizlikleri azaltılabilir ve dağıtım ile iletim kayıpları azaltılabilir. Bu projede belirlenen DAS fonksiyonları şunlardır (Krishna vd., 1995):

1. Yük Kontrolü

- Sistem piklerini azaltmak ve cihazlar üzerinde oluşabilecek aşırı yüklenmeleri engellemek için pompa yüklerini dağıtmak

2. Dağıtım İstasyon Otomasyonu

- İstasyondaki cihazların durumlarının görüntülenmesi
- Gerilim ve yük devrelerinin görüntülenmesi
- İstasyonların denetimsel kontrolü
- İstasyonlardaki verilerin tarihsel olarak toplanması

3. Fider Otomasyonu

- Arıza izolasyonu ve onarımı
- Uzaktan açma- kapama imkânı
- Fider verilerinin tarihsel olarak toplanması

4. Fider Volt/ VAR Kontrolü

- Kademe değiştiricilerinin, kondansatörlerin ve regülatörlerin uzaktan kontrol edilebilmesi

5. Otomatik Sayaç Okuma (Büyük Tüketim Yerleri İçin)

- Sayaçların kullanım süreleri
- Sayaçlara dışarıdan müdahaleyi ve kaçak elektrik tüketimini engellemek,
- Sayaçların uzaktan okunabilmesi

11.3 Haberleşme Sistemleri

200 dağıtım istasyonu, 20 ana dağıtım istasyonu, 10.000 dağıtım trafosu ve 200.000 pompayı kapsayan bir sistem için haberleşme ağı aşağıdakileri sağlamalıdır (Krishna vd., 1995):

- DCC (Dağıtım Kontrol Merkezi- Distribution Control Center) ile istasyonlar arası iki yönlü veri haberleşmesi (SCADA için)
- DCC ile dağıtım trafoları arasından pompaların yüklerin kontrol etmek, yüklenmeleri ve gerilimleri görüntülemek için iki yönlü veri haberleşmesi
- DCC ile dağıtım sistemindeki açma-kapama bölgeleri ve kapasitörlerin kontrolü ile re-konfigürasyon için iki yönlü veri haberleşmesi
- DCC ile büyük kapasiteli tüketiciler arasında otomatik sayaç okuma için tek yönlü veri kontrolü
- DCC ile pompalar arasındaki yük kontrolü için tek yönlü veri kontrolü

- DCC ile seçilmiş istasyonlar arasında ses ile haberleşebilme imkânı.

Bu projede üç haberleşme teknolojisi üzerinde tartışılmıştır: telefon, DLC ve radyo haberleşmesi (Krishna vd., 1995).

Telefon hatları Hindistan`da tüm noktalara ulaşamadığı ve yeterince güvenilir olmadığı için tercih edilmemiştir.

DLC teknolojisi enerji nakil hatları üzerinden işletilme olanağına sahip olunmasının yanında, saniyedeki veri akış hızı düşük olduğu için tercih edilmemiştir. Ayrıca kablo birleşme noktalarındaki düzensizliklerin sinyallerin bozulma olasılığını arttıracakı düşünülmüştür.

Radyo haberleşme sistemi elektrik dağıtım kurumunun kendisine aittir ve enerji nakil hatlarından bağımsız olarak çalışır. Radyo haberleşmesi için lisans almak oldukça güç olsa da kullanılabilir radyo haberleşme teknolojileri şunlardır:

- UHF p-t-p radyo haberleşmesi (noktadan noktaya, point-to-point)
- UHF MARS (çok adresli UHF sistemi)
- VHF radyo
- TDMA (zaman bölümlü çok girişli) mikrodalga haberleşmesi

UHF p-t-p radyo 800-900 MHz bant aralığında iki yönlü veri haberleşmesi için kullanılabilir. Sistem 15 ses ile konuşabilme frekansını destekleyebilmekte ve 4800 veya 9600 bps veri hızında çalışabilmektedir. Düz bir alan üzerinde makul yüksekliklere monte edilecek çanak antenlerle, 30...40 km`lik bir alanda güvenilir bir çalışma imkânı yaratılabilir.

UHF MARS radyo haberleşmesinde bir merkezi istasyonla uzak birimlere yayılmış birçok uzak istasyonlar bulunur. Her istasyon bir çift frekans kullanır; bunlardan biri merkezi istasyondan uzak istasyon birimine, diğeri de uzak birimden merkezi istasyona doğrudur. Frekansın değeri 928 MHz ve 952 MHz şeklindedir. Merkezi radyo istasyonunda çubuk antenler, uzak birim radyo istasyonlarında ise ucuz olan yapıştırma tipi antenler kullanılabilir.

VHF radyo 154 MHz bant genişliğine sahiptir ve özellikle de yük kontrolü için kullanılır. Ayrıca alıcı ve anahtarları da oldukça ekonomiktir.

TDMA radyo 2 GHz mikrodalga bantında çalışır. 30- 60 kanallı yıldız konfigürasyonunda bir noktadan çoklu noktalara doğru çalışır. Her kanal 64 kbps veri hızında ve daha dar bantlara çoğullanabilir; ancak UHF p-t-p radyoya göre daha pahalıdır.

Bu proje için ise radyo teknolojilerinin bir kombinasyonu tercih edilmiştir. DAS`ın kurulması düşünülen alan düzlüktür. Ve DCC`ye en uzak birim 150 km ötededir. Bundan hareketle

sistemin kurulacağı tüm alan 30 km çapında alanlara bölünmüştür ve her alanın merkezi düğüm noktası olarak kabul edilmiştir. Bu düğüm noktalarından biri de DCC'dir.

Bu düğüm noktaları birbirlerine UHF p-t-p ile bağlanacaktır. Alternatif olarak, her düğüm noktasına bir TDMA merkez istasyonu yerleştirmek suretiyle, TDMA sistemin omurgası olarak seçilebilir. Burada TDMA birçok kanalı kullanma imkânı sağladığı için, eğer ekonomik anlamda da uygun ise, tercih edilebilir. Ancak RTU'larla doğrudan haberleşme için ekonomik bir sistem değildir.

MARS merkez istasyonları ise RTU'larla haberleşebilmek için düğüm noktalarına yerleştirilecektir. İstasyon RTU'ları sıklıkla taranacak, dağıtım trafolarındaki RTU'lar ise operatörün isteğine göre veya belirli periyotlarda kontrol edilecektir.

Tek yöllü VHF radyo ise ekonomik yük kontrol anahtarları yüzünden, yük kontrolünde kullanılacaktır. Ayrıca bu anahtarlar kapasitör bankalarının kontrolünde de kullanılabilir.

11.4 Pompaların Yük Kontrolü

Pompaların yük kontrolü için iki yöntem belirlenmiştir (Krashna vd., 1995):

1. Dağıtım Trafolarında Tek Yöllü Yük Kontrolü:

Bu durumda tek yöllü VHF radyo haberleşmesinde kullanılan anahtarlar, dağıtım trafolarının AG tarafına monte edilir. Bu yöntemde minimum sayıda maliyeti düşük olan tek yöllü radyo anahtarları kullanılır. Her ne kadar AG hattı ile bu anahtarlar arasına ek bir kontaktör yerleştirilse de, bu yöntemde yatırım maliyeti diğer ekipmanlara göre oldukça düşük olacaktır. Ancak burada her bir trafodaki tarımsal yüklerin, örneğin pompaları beslemek için kurulması gerekli ayrı AG hatları gibi, kontrol edilemeyen yüklerden kesinlikle ayrılması gerekir. Eğer pompalar farklı iki yük grubuna ayrılacaksa, bu iş oldukça maliyetli olacak ve çok çaba gerektirecektir.

2. Pompaların Tek Yöllü Kontrolü + Dağıtım Trafolarının İki Yöllü Kontrolü:

Her pompa tek yöllü VHF radyo anahtarı ile kontrol edilecektir ve her dağıtım trafosu ise MARS alıcı sistemli bir RTU ile donatılacaktır. Böylece (i) Her dağıtım trafosundaki tarımsal yüklerin ayrılmasına gerek kalmayacaktır. (ii) Pompaların iki veya daha fazla yük gruplarına bölünmesi bir esneklik sağlayacaktır. (iii) Herhangi bir harici kontaktör gerekmeden yük kontrol anahtarları kullanılabilir. (iv) Her trafonun anahtar durumları, akımları, gerilimleri ve güç faktörleri görüntülenebilecektir. Ancak bu yöntemde hem tek yöllü hem de iki yöllü haberleşme cihazları kullanıldığı için yatırım maliyeti oldukça fazladır.

Birinci yöntem düşük yatırım maliyetiyle, ikinci yöntem ise birçok avantaj sunmasıyla ön plana çıkmıştır.

11.5 Kazanç/ Maliyet Analizi:

DAS için belirlenen fonksiyonların ekonomik anlamda değerlendirilebilmesi için kazanç/ maliyet analizlerinin yapılması gerekmektedir. Bu projede DAS'ın aşağıda yazılı kazançları sağladığı dikkate alınmıştır (Krishna vd., 1995).

1. Dağıtım İstasyon Otomasyonu

- Zamanla problemlerin belirlenerek, cihazlara vereceği zararların engellenmesi
- Kesintilerin en aza indirilmesi, sistem hakkında verilerin kaydedilmesi ve uzaktan görüntülenebilme imkânı ile hizmet kalitesinin artırılması.
- Kesintilerin azaltılmasıyla birlikte gelir kayıplarının azaltılması
- Tarihsel olarak kaydedilen verilerle mühendislik ve bakım çalışmalarının daha etkin yapılabilmesi.

2. Fider Otomasyonu

- Kesinti sürelerinin en aza indirilmesi ve sürekli hizmet anlayışının artırılması
- Kesinti sürelerinin en aza indirilmesiyle gelir kayıplarının azaltılması
- Kayıpların azaltılması
- Kayıpların azaltılmasıyla üretim ve iletim kapasitesinin artırılması
- Günlük işlerden ve acil anahtarlama işlemlerinden sorumlu personelin azaltılmasıyla personel giderlerinde azalma
- Tarihsel olarak kaydedilen verilerle mühendislik ve bakım çalışmalarının daha etkin yapılabilmesi

3. Fider Volt/ VAR Kontrolü

- Kapasitörlerin kontrolü ile enerji kayıplarında azalma
- Azalan kayıplarla birlikte üretim ve iletim kapasitelerinin artması
- VAR kontrolü ve güç faktörünün düzeltilmesiyle gerilim dengesinin geliştirilmesi

4. Otomatik Sayaç Okuma

- Hızlı faturalama sayesinde nakit para çıkışının artırılması
- Sayaç okumadan sorumlu personelin azaltılmasıyla birlikte, personel maliyetlerinde azalma

- Hırsızlığın ve kaçak elektrik kullanımının azaltılması, kullanılan enerji ile ölçülen-enerjinin karşılaştırılması

5. Yük Kontrolü

- Pompa yüklerindeki diversitenin belirlenmesiyle sistemdeki dağıtım trafolarının ve diğer ekipmanların zarar görmesinin engellenmesi
- Kayıpların azaltılması
- Üretim ve iletim kapasitesinin artırılması
- Cihazların aşırı yüklenmesinden kaynaklanan kesintilerin azaltılması
- Daha iyi hizmet ve gelir kayıplarında azalma

Şu an elde edilecek olan kazançlar yükteki artışlar dikkate alınarak on yıllık bir periyot içerisinde değerlendirilmiştir. DAS'ta kurulu her cihaz için değişik tipte maliyetle söz konusudur: (i) Satın alım maliyeti (ii) Kurma maliyeti (iii) Bakım maliyeti (iv) İşletme maliyeti.

Kazanç/ maliyet analizi, yaklaşık 13.000 km² lik bir alanda yaşayan sekiz milyon nüfuslu, 173 temel dağıtım devreli, yaklaşık 175 MW 'lık pik yüke sahip bir sistem için yapılmıştır.

Çizelge 11.1 ve Çizelge 11.2'de sisteme ait veriler; Çizelge 11.3'de çalışma parametreleri; Çizelge 11.4'de yük kontrolü için seçilen iki yöntemin analizleri; Çizelge 11.5'de temel bir DAS ve bazı fonksiyonlar için tahmini kazançlar; Çizelge 11.6'da toplam kazanç ve maliyetle, kazanç/ maliyet oranları görülebilir.

Çizelge 11.1 Şebeke verileri (Krishna vd., 1995)

Gerilim Seviyesi (kV)	İstasyon sayısı	Hattın uzunluğu (km)
220	2	177,68
132	6	319,88
33	46	923
11	4014	4680
0,415	-	12225

Çizelge 11.2 Yük verileri (Krishna vd., 1995)

Kategori	Tüketici Sayısı	Enerji Satış Yüzdesi
Hane	202.961	10
Pompalar	53.998	48
Ticari ve Diğerleri	25.368	4
Küçük Endüstriler	4.326	6
Büyük Endüstriler	83	32

Çizelge 11.3 Parametre verileri (Krishna vd., 1995)

İndirim Oranı	%12
Masraflar	%21
Gelişme Değeri	%10
Çalışma Peryodu	10 yıl
DAS'ın Çalışma Ömrü	15 yıl

Çizelge 11.4 Yük kontrol değerlendirme şemaları (Krishna vd., 1995)

	Şema 1	Şema 2
Maliyet (milyon)	341,6	1165,7
Kazanç (milyon)	4186,3	4564,2
Kazanç/ Maliyet Oranı	12,3	3,9

Çizelge 11.5 DAS kazançları (Krishna vd., 1995)

Fonksiyon İsmi	Direkt Kazanç (milyon)	İndirekt Kazanç (milyon)
SCADA	100,8	189,1
Fider Otomasyonu	20,6	485,9
Otomatik Sayaç Okuma	12,5	0
Yük Kontrolü	4186,3	200,9
Volt/ VAR Kontrolü	736,4	0

Çizelge 10.6 Toplam kazanç/ maliyet oranı (Krishna vd., 1995)

Fonksiyon Tanımı	Toplam Kazanç (milyon)	Toplam Maliyet (milyon)	Kazanç/ Maliyet Oranı	Yorum
SCADA veYük Kontrolü	4287,1	465,4	9,2	Fizibil
Fider Otomasyonu	20,6	168,9	0,1	Fizibil Değil
Volt/VAR Kontrol	736,4	35,9	20,5	Fizibil
Otomatik Sayaç Okuma	12,5	38,1	0,33	Fizibil Değil
TOPLAM SİSTEM	5056,6	708	7,1	Fizibil

11.6 Kazanç/ Maliyet Sonuçları

- SCADA'ya sahip temel bir DAS ve pompaların yük kontrolüne ilişkin kazanç/ maliyet oranı 9,2 'dir. Bu yüzden sistem ekonomiktir.
- Pompaların yük kontrolü DAS'ta en fazla kazançta sahip fonksiyondur.
- Volt/ VAR kontrolü 20,5 değerinde bir kazanç/ maliyet oranına sahiptir ve
- DAS fonksiyonu olarak sisteme eklenmelidir.

- Otomatik sayaç okuma ve fider otomasyonunun kazanç/ maliyet oranı 7,1'dir. Tüm fonksiyonların doğrudan verdiği kazançlara bakılmadan sisteme dahil edilmesi gerekir; çünkü sistem bu haliyle hâlâ ekonomik olmaktadır.



12. SONUÇ ve ÖNERİLER

Bu çalışmada elektrik dağıtım sistemlerinin daha etkin, daha verimli ve daha güvenilir işletmek ve kontrol etmek amacıyla tasarlanmış olan Dağıtım Otomasyon Sistemleri hakkında Kaynaklar kısmında yazılı belgeler kullanılarak genel bilgiler verilmek istenmiştir. Bu amaçla Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin yapısından, fonksiyonlarından, mimari yapılarından, iletişim sistemlerinden bahsedilmiş ve uygulamada kullanılan çeşitli örnekler verilmiştir.

Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin, elektrik dağıtım sistemlerine adapte edilmesiyle genel olarak şu gibi faydalar elde edilmektedir:

- Elektrik dağıtım sistemleri daha güvenilir ve daha verimli işletilebilmektedir.
- Enerjinin kalitesi artmaktadır.
- Daha verimli ve daha etkin yönetimle birlikte, işletme ve bakım maliyetleri azalmıştır.
- Tüm sistem merkezi ve yerel bilgisayarlar tarafından otomatik olarak kontrol edildiği için, sistemde oluşan tüm olaylar operatörler tarafından gözlemlenebilmektedir.
- Sistemdeki tüm verilerin kaydedilebilmesi ile, geleceğe yönelik planlamalar yapmak daha kolay olacaktır.
- Dağıtım Otomasyon Sistemi, dağıtım istasyonları üzerindeki yükleri fiderler boyunca otomatik olarak dengeli bir şekilde dağıtarak hem sistemdeki cihazlar üzerindeki aşırı yüklenmeleri hem de sistemdeki kayıpları azaltılacaktır.
- Azalan kayıplarla birlikte bu yönde gelen gelir kayıpları da azalacaktır.
- Kayıpların çeşitli fonksiyonlar vasıtasıyla azaltılması, üretim ve iletim maliyetlerini de azaltacaktır. Böylece yeni bir enerji santralinin, yeni bir iletim hattının veya yeni bir dağıtım istasyonunun yatırımı da daha ileriki yıllara ertelenmiş olacaktır.
- Dağıtım Otomasyon Sistemleri ile birlikte elektrik kesintileri en düşük seviyelere indirilebilecek, arızalı bölgeler hemen belirlenebilecek ve arızalı bölgelere en kısa sürede (1-2 dakika) müdahale edilebilecektir.
- Arızalı bölgelere hemen müdahale edilmesi ve elektrik kesinti sürelerinin azaltılması ile bu yönde oluşan gelir kayıpları azaltılmış olacaktır.
- Elektrik kesinti sürelerinin azaltılması ile tüketicinin dağıtımı yapan kuruma karşı güveni artacaktır.
- Tüketici memnuniyeti ile birlikte kurumun saygınlığı artacaktır.
- Gerilim seviyeleri istenilen toleranslarda tutulduğu için, düşük gerilim şikayetleri olmayacaktır.
- Tüm sistem merkezi noktalardan yönetildiği için, örneğin arıza veya açma-kapama olaylarına müdahale eden personel sayısında azalmalar olacaktır. Bu da personel

giderlerinin azaltılmasına ya da bu yönde elde edilecek tasarrufların planlama harcamalarına kaydırılmasına zemin sağlayacaktır.

- Elde edilen tasarruflarla daha yüksek performans gösteren cihazların alımı sözkonusu olabilecektir. Yüksek performanslı cihazlarla birlikte sistemin performansı da artacaktır.
- Pik yüklenme saatleri önceden belirlenebildiği için, bu saatlerde gerekli anahtarlama işlemleriyle kayıplar cihazlar aşırı yüklenmeden azaltılabilecektir.
- Sistemde kullanılan tüm cihazların bakım periyotları önceden tahminen belirlenebilecektir. Böylece cihazlar daha etkin kullanılacaktır.
- Yüksek enerji tüketen yerlerin enerji kullanımları uzaktan okunabileceği için hem kuruma daha çabuk para akışı olacak hem de sayaç okuyan personel sayısında azalma olacaktır.
- Esnek yazılımlar sayesinde daha üst düzey fonksiyonların adaptasyonu mümkün olabilecek; böylece daha üst düzeyde yönetim imkânına kavuşulabilecektir.

Yukarıda açıklanan maddeler Dağıtım Otomasyon Sisteminin kurulduğu yere bağlı olarak daha da genişletilebilir.

Dağıtım Otomasyon Sistemleri ile birlikte hem sistemin yönetilmesinde hem de maliyetlerin azaltılarak ekonomik kazançlar elde edilmesinde birçok faydalar sağlandığı için; günümüzde gelişmiş ve gelişmekte olan tüm ülkeler tarafından tercih edilmektedir.

Hem dağıtımı yapan kuruma hem de elektriği tüketen tüketicilere sayısız faydalar sağladığı için, özellikle son yıllarda yaşanan enerji krizleri de dikkate alındığında ülkemizde de Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin artık kurulması kaçınılmaz olmuştur. Her ne kadar bu yönde son beş yıldır çeşitli pilot uygulamalar yapılsa da, şu an için yetersiz olduğu ve daha kısa sürede büyükşehirlerden başlanarak diğer şehirlerimizin de elektrik dağıtım sistemlerinin otomasyon sistemleriyle kontrol edilme gerekliliği görülmektedir.

KAYNAKLAR

- Apostolov, A., (1997), "Substation Integration of Multiple Substations", Tasnet Inc.
- Berçin, N., (1997), "SCADA Sisteminin İncelenmesi ve OG Elektrik Dağıtım Sistemlerine Uygulanması", İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi
- Bergman, J. W. B., (1999), "Equipment Monitoring Selection As A Part Of Substation Automation", IEEE Switchgear Meeting- Pittsburgh,
- Bird, R., (1998) "Justifying Substation Automation", Tasnet Inc.
- Boyer, A. S., (1993), "SCADA Supervisory Control and Data Acquisition"
- Büyükkemerci, A., Aydın, A. ve Abat, N., (1995), "Dağıtım Otomasyonunda Çok Modlu Fiberoptik İletişim", Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, 85-88
- DPU2000 Relay, (1997), ABB IB 7.11.1.7-4
- "Feeder Automation Application", (1998), Modicon
- Frick, M., Waller, R. ve Putt, M., (1998), "Integration of Multi-Vendor Protective Relays, PLCs and SCADA in a Substation Integration/ Automation Systems", Tasnet Inc.
- Güçsav, M. H., Şahin, S. H., Şenyurt, G. Ş., Yunusoğlu, H., Onay, O. ve Güven, O., (1995), "Dağıtım Otomasyon Sistemi Kontrol Merkezi Yazılım Tasarımı ve Geliştirilmesi", Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, 97-100
- Güçsav, M. H., Şahin, S. H., Şenyurt, G. Ş., Yunusoğlu, H., Onay, O. ve Güven, O., (1995), "Dağıtım Otomasyon Sistemi Yazılımlarında Açık Sistem Yaklaşımı", Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, 93-96
- Hart, D. G., Uy, D., Northcote-Green, J., LaPlace, C. ve Novosel, D., (2000), "Automated Solutions for Distribution Feeders", IEEE Computer Applications in Power Magazine, Vol. 13, Issue 4, 25-30
- "HPO Breaker Control", (1998), Modicon
- Hsu, Y. Y., Hsiao, N. Y. ve Jou, H. S., (1998), "A Distribution Automation Laboratory for Undergraduate and Graduate Education", IEEE Transactions Power Systems, Vol. 13, No.1
- "Application of Peer-to-Peer Communications for Protective Relaying", (2000), IEEE PSRC Working Group H5 Report to the Communications Subcommittee
- "IEEE Std. P1525", (2000), IEEE Substation Committee P1525
- "Intelligent Restoration", (1998), Modicon
- Bassett, D. S., Clinard, K. N., Grainger, J. J., Purucker, S. L., Ward, D. J., McCall, L. V., Barker, P. P., Trager, B. J., Redman, J. R., Bunch, J. B., Gentz, C. H., McKinley, K., Adler, R. B., Paz, G. B., Stovall, J. P., Lee, R. E., (1988), IEEE Tutorial Course: "Distribution Automation, IEEE Working Group On Distribution Automation"
- İçtihadı, A. R., Yaren, M. E. ve Ülkü, A., (1995) "Dağıtım Otomasyon Sistem Terminalleri Arası Ağ Mimarisi ve İletişim Protokolü", Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, 89-92
- Kleman, M. C., "Capacitor Bank Protection and Automatic Control Using the Type DPU2000R Intelligent Electronic Device", ABB Application Note
- Krishna Rao, M. V., Pandurangam, J. V., Peri, R., Clinard, K. N. ve Krishna, C. R., (1995), "Development and Evaluation of a Distribution System for an Indian Utility", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1

Özay, N., Büyüksemerci, A. ve Abat, N., (1995), “OG Dağıtım Fiderlerinde Arıza Yerinin PLC Kullanılarak Bulunması”, Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, 101-104

Özay, N., Güven, N. ve Türeli, A., (1995), “Orta Gerilim Dağıtım Sistemi Gelişim Kriterleri ve Fider Otomasyonu”, Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, 81-84

Pahwa, A. ve Shultis, J. K., (1992), “Assessment of The Present Status of Distribution Automation”, Kansas State University

“PCD2000 Recloser Controller”, (1997), ABB IB 38-737-1

Baass, W., Al-Umair, R., Lauw, H., Rebattu, D., Cure, J., Newbury, J., Schubert, H., Holstein, D., Ojanguren, I., Viziteu, I., (2002), SC34/ WG O7 Book 2r3 Report No: Book 3, “The Automation of New and Existing Substations: Why and How?”, Sponsored CIGRE Study Committee

“Sequence of Event Recording”, (1998), Modicon

Technical Information and Application Guide, “Feeder Automation- AF2000”, ABB Power Distribution



ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	21.07.1976	
Doğum yeri	İstanbul	
Lise	1990-1993	Tuzla Lisesi
Lisans	1993-1999	İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Fak., Elektrik Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	1999-2002	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Programı

Çalıştığı Kurumlar

1999-2000	Onur Mühendislik ve Otomasyon Ltd. Şti.
2000-2001	Opkon Ltd. Şti.
2001-Hâlen	Diko Elektrikli Cihazlar San. Ve Tic. A.Ş.