

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

84 904

ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİNİN
BİLGİSAYAR DESTEKLİ İZLENMESİ


Elek. Müh. Bora ACARKAN

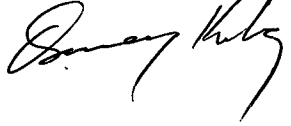
F.B.E Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalında
Hazırlanan


YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Osman KILIÇ

T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ

Y. Doç. Dr. Hakan
ÜNDİL


Doç. Dr. Osman KILIÇ


Doç. Dr. F. Okan Akın


İSTANBUL, 1999

İÇİNDEKİLER

Sayfa

KISALTMA LİSTESİ.....	v
ŞEKİL LİSTESİ.....	vi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	vii
ÖNSÖZ.....	viii
ÖZET.....	ix
ABSTRACT.....	x
1. GİRİŞ.....	1
2. SCADA SİSTEMİNİN GENEL YAPISI.....	3
2.1. SCADA'nın Tanımı.....	3
2.2. SCADA Sisteminin Uygulama Alanları.....	5
2.3. SCADA Sisteminin Fonksiyonları.....	6
2.4. SCADA'nın Genel Yapısı.....	7
2.4.1. İzlenebilir şebekeler.....	8
2.4.2. Ölçüm sistemleri (enerji izleme şebekeleri)	9
2.4.3. İleri scada kavramları.....	9
3. SCADA SİSTEMİNİN KONTROL BİRİMLERİ.....	13
3.1. Uzaktan Bilgi Toplama ve Denetleme Birimi (RTU)	15
3.1.1. RTU'nun sistem içindeki yeri.....	16
3.1.2. RTU'nun görevleri.....	16
3.1.2.1. Bilgi toplama ve depolama.....	16
3.1.2.2. Kontrol ve kumanda.....	18
3.1.2.3. İzleme (monitoring)	19
3.1.2.4. Arıza yerinin tespiti ve izolasyonu.....	19
3.1.3. Trafo bilgi toplama ve denetleme biriminin (RTU) işlevleri.....	20
3.2. PLC (Programmable Logic Controller)	20
3.2.1. Merkez yazılım özellikleri.....	21
3.2.2. Giriş ve çıkış üniteleri.....	21
3.3. Kontrol Merkezi (MTU)	22
3.3.1. Kontrol merkezinin sistem içindeki yeri.....	24
3.3.2. Kontrol merkezinin görevleri.....	24
3.3.3. Kontrol merkezi mimarisi	25
3.3.4. Sistem bilgisayarları	25
3.3.5. Bilgisayar işletim sistemi.....	26
3.3.5.1. Kontrol merkezlerinde kullanılan bilgisayar çeşitleri.....	26
3.3.5.2. Kontrol merkezi bilgisayarı yazılım programları.....	26
3.3.5.3. Bilgisayar yazılım programlarının yazılım kalitesi.....	28
3.3.5.4. Yazılım sistemini oluşturan parçalar.....	29
3.3.6. Kontrol merkezi kullanıcı (operatör) arabirimi.....	34
3.3.6.1. Kullanıcı arabiriminde bulunan cihazlar.....	35

3.3.6.2.	Kullanıcı arabirimi işlevleri.....	35
3.3.7.	Dağıtım tesisleri kontrol merkezi fonksiyonları.....	36
3.4.	Uygulama Projesinde Kullanılan Kontrol Birimlerinin Tanımları.....	37
3.4.1.	Şebeke bilgisayarları	37
3.4.1.1.	(4300) Şebeke bilgisayar.....	37
3.4.1.2.	(4700) Şebeke bilgisayar	38
3.4.1.3.	(4720) Şebeke bilgisayar	39
3.4.1.4.	S7-I/O giriş/çıkış üniteleri.....	41
3.4.1.5.	ISGS akıllı koruma rölesi.....	41
4.	SCADA’NIN İLETİŞİM SİSTEMİ.....	44
4.1.	İletişim Mimarisi.....	45
4.1.1.	Tek kontrol merkezli mimariler.....	45
4.1.2.	İki kontrol merkezli mimariler.....	46
4.1.3.	Çoklu kontrol merkezli mimariler.....	47
4.1.4.	Bileşik sistemler.....	48
4.1.5.	Bağlantı türleri.....	48
4.2.	İletişim Ağları.....	49
4.3.	SCADA Sistemlerindeki İletişim Protokolleri.....	51
4.3.1.	OSI referans modeli.....	52
4.3.2.	MAC protokolleri.....	52
4.3.2.1.	Polling protokolü.....	53
4.3.2.2.	Token ring protokolü.....	53
4.3.2.3.	CSMA/CD protokolü	53
4.3.3.	Token bus protokolü.....	54
4.3.4.	Bir SCADA iletişim protokolünden beklenenler.....	55
4.4.	SCADA Sistemleri İçin İletişim Alternatifleri.....	55
4.4.1.	Enerji taşıma hatları	56
4.4.2.	Kiralanmış hatlar	56
4.4.3.	Radyo haberleşmesi.....	57
4.4.4.	Özel hatlarla iletişim.....	60
4.4.4.1.	Metalik kablo.....	60
4.4.4.2.	Fiber optik kablo	61
4.5.	Dağıtım Tesisleri İletişim Sisteminin Fonksiyonları.....	66
5.	ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİ OTOMASYONU.....	67
5.1.	Trafo Merkezi ve Fider SCADA'sı.....	67
5.1.1.	Ülkemizde yapılan çalışmalar.....	68
5.1.2.	SCADA sisteminin amacı.....	69
5.1.3.	SCADA sisteminin kapsamı.....	69
5.2.	İndirici Transformör Merkezi Tasarımı ve İşletilmesi.....	71
5.2.1.	Birleşik donanım ve yazılım.....	71
5.2.2.	Sistemin yararları.....	73
5.2.3.	Dağıtım I/O işlemi.....	73
5.2.4.	İndirici transformör merkezi koruma ara yüzü.....	74
5.2.5.	İndirici transformör merkezi bilgi sistemi.....	74
5.2.6.	Ekonomik kriterler.....	76
5.3.	Dağıtım Tesisleri Transformör Merkezlerinde Yapılan Ölçüm ve Kumandalar ...	77
5.3.1.	Ayırıcılı ve kesicili çıkış fideri ölçüm ve kumandaları.....	77
5.3.2.	Ayırıcılı giriş/çıkış fideri ölçüm ve kumandaları.....	77

5.3.3.	Kesicili transformatör primer çıkış fideri ölçüm ve kumandaları.....	77
5.3.4.	Kesicili transformatör sekonder çıkış fideri ölçüm ve kumandaları.....	78
5.3.5.	Ayırıcılı transformatör çıkış/kuplaj besleyicileri ölçüm ve kumandaları.....	79
5.3.6.	Genel ölçmeler.....	79
5.4.	SCADA ve Harmonik Analizi.....	79
5.4.1.	Harmonik akımların oluşumu.....	79
5.4.2.	Harmonik akımların zararları.....	80
5.4.3.	Harmonik analizi ve harmoniklerin azaltılması.....	81
5.5.	Otomasyonun Teknik ve İşletme Açısından Yararları.....	82
6.	SCADA UYGULAMA PROJESİ.....	84
6.1.	Orta Gerilim Enerji İzleme ve Kontrol Sisteminin Kapsamı.....	84
6.2.	Merkezi Kumanda Birimi.....	84
6.3.	Yazılım.....	84
6.3.1.	Verilere ulaşım.....	85
6.3.2.	Alarm yönetimi.....	86
6.3.3.	Sistem güvenliği.....	86
6.3.4.	Sistemin gözlenmesi ve komutlandırılması.....	87
6.3.5.	Grafik yaratılması ve çizimi.....	87
6.4.	Orta Gerilim İzleme ve Kontrol Sisteminin Fonksiyonları.....	87
6.5.	Kablo Tesisatı.....	88
6.6.	Endüstriyel Tesislerde Elektriksel SCADA Uygulamaları.....	88
6.7.	Access Enerji İzleme ve Kumanda Sistemi.....	90
6.8.	WinPM SCADA Yazılımı.....	92
6.9.	Uygulama Projesinin Aşamaları.....	93
6.9.1.	İzlenecek bilgilerin belirlenmesi.....	93
6.9.2.	Diyagramların hazırlanması.....	96
6.9.3.	Haberleşme protokolünün seçilmesi.....	97
6.9.4.	Sistemde kullanılan cihazların tanımlanması.....	98
6.9.5.	Sistem alarmlarının tanımlanması.....	98
6.9.6.	Sistem kayıtlarının tutulması.....	101
7.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER.....	106
	KAYNAKLAR.....	107
	ÖZGEÇMİŞ.....	108

KISALTMA LİSTESİ

AKM	Ana Kontrol Merkezi
ATM	Asynchronous Transfer Mode
BKM	Bölge Kontrol Merkezi
CPU	Central Process Unit-Merkezi İşlem Birimi
DCAs	Data Collection Applications
DCS	Distribution Control Systems
DDE	Dynamic Data Exchange
DFR	Digital Fault / Transient Recorder
DMS	Distribution Management System
DNP	Distributed Network Protocol
DPA	Data Processing Applications
DYS	Dağıtım Yönetim sistemi
EMI	Elektro Manyetik Girişim
EMS	Energy Management System
EXTRANET	Şirket dışındaki ağ
EYS	Enerji Yönetim Sistemi
FDDI	Fiber Distributed Data Interface
FMI	Radyo Frekans Girişimi
GIS	Geographic Information System
IEC	International Electrotechnique Commission
İMA	İnsan Makine Arabirimi
INTRANET	Şirket içindeki ağ
ISDN	Integrated Services Digital Network
ISO	International Standart Organization
LAN	Local Area Network
LED	Light Emitting Diode
MM&P	Metering Monitoring And Protective
MMI	Man Machine Interface
MODEM	MODulator/DEModulator
MTU	Master Terminal Unit
OOP	Object - Oriented Programming
OSI	Open Systems Interconnection
PC	Personel Computer
PLC	Programmable Logic Controller
PLC	Power Line Carrier
RFI	Radyo Frekans Girişimi
RTU	Remote Terminal Unit (Uzak Uç Birim)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SER	Sequential Event Recorder
TCP/IP	Internet Protocol
UPS	Uninterruptible Power Supply
UUB	Uzak Uç Birim
WAN	Wide Area Network

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1	SCADA sisteminin genel yapısı.....	5
Şekil 2.2	SCADA sanal sistem.....	11
Şekil 3.1	RTU'ya gelen işaretler.....	17
Şekil 3.2	RTU'dan çıkan işaretler.....	18
Şekil 4.1	Çok basit SCADA sisteminin ve iletişim sisteminin anahtar elemanları.....	45
Şekil 4.2	Tek kontrol merkezi, tek bilgi toplama ve denetleme birimi, radyal hat.....	45
Şekil 4.3	Tek AKM, çoklu UUB, radyal hat.....	46
Şekil 4.4	Tek AKM, çoklu UUB, paylaşımlı hat.....	46
Şekil 4.5	İki AKM, çoklu UUB, döngülü paylaşımlı hat.....	46
Şekil 4.6	İki AKM, tek iki portlu UUB, radyal hat.....	47
Şekil 4.7	Çoklu AKM, çoklu UUB tek portlu.....	47
Şekil 4.8	Çoklu AKM, çoklu UUB çift portlu.....	47
Şekil 4.9	Tek AKM, tek BKM (Bölge Kontrol Merkezi), çoklu UUB.....	48
Şekil 4.10	Tek AKM, çoklu BKM(Bölge Kontrol Merkezi), çoklu UUB.....	48
Şekil 5.1	Trafo merkezi SCADA sistemi.....	70
Şekil 5.2	İndirici transformatör merkezi bilgi sistemi.....	75
Şekil 5.3	Harmonikli akım dalgasının biçimi (non-sinüzoidal) ve empedans eğrileri.....	80
Şekil 6.1	Access enerji izleme sisteminin yapısı.....	93
Şekil 6.2	Sistemin elektrik tek hat şeması (ilk kısım).....	94
Şekil 6.3	Sistemin elektrik tek hat şeması (ikinci kısım).....	94
Şekil 6.4	Sistem diyagramı (ilk kısım).....	96
Şekil 6.5	Sistem diyagramı (ikinci kısım).....	96
Şekil 6.6	Haberleşme için bağlantı menüsünün açılışı.....	97
Şekil 6.7	Haberleşme protokolünün seçilmesi.....	97
Şekil 6.8	Çalışma modunun belirlenmesi.....	97
Şekil 6.9	Sisteme cihazların eklenmesi.....	98
Şekil 6.10	Sistemde kullanılan cihaz listesi.....	98
Şekil 6.11	Diyagram listesi.....	99
Şekil 6.12	Çalışan sistemin diyagramdan izlenmesi (ilk kısım).....	99
Şekil 6.13	Çalışan sistemin diyagramdan izlenmesi (ikinci kısım).....	100
Şekil 6.14	Sistemden alınmak istenen alarm listesi.....	100
Şekil 6.15	Alarm işaretlerinin konfigürasyonu.....	101
Şekil 6.16	Alarm durumunda alınan alarm mesajı.....	101
Şekil 6.17	Olay kütüğünün izlenmesi.....	102
Şekil 6.18	Geçerli olan aktif alarmların izlenmesi.....	102
Şekil 6.19	Snapshot dosyasının oluşturulması.....	102
Şekil 6.20	Snapshot dosyası için konfigürasyon parametreleri.....	103
Şekil 6.21	Snapshot dosyasının grafiksel gösterimi.....	103
Şekil 6.22	Cihazın şebekedeki bir arıza durumunda kaydettiği arıza kütüğü.....	104
Şekil 6.23	Cihazların ölçüm yaptığı büyüklükler için kaydettiği minimum/maksimum değerler.....	104
Şekil 6.24	Ölçü cihazının gösterdiği real-time (gerçek zamanlı) ölçüm sonuçları.....	105
Şekil 6.25	Şebeke bilgisayarının yaptığı ölçümlerin dalga biçimleri ve harmonik gösterimi.....	105

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 4.1	Link performansı	65
Çizelge 6.1	Giriş ve çıkış sinyalleri.....	95



ÖNSÖZ

Bilgisayarın ve bilgisayar sistemlerinin hayatımızın her alanına girdiği günümüzde, günümüz uygarlığının temel kaynağı olan elektrik enerjisinin yönetiminde de bilgisayarlardan yararlanmak kaçınılmazdır. Bu sayede enerji sisteminin izlenmesi ve kontrolü kolaylaşmaktadır. Bilgisayar ortamı, verilerin elde edilmesi, işlenmesi ve saklanması için oldukça uygun bir ortamdır. Bilgisayar ortamında geçmişe ait bilgiler yorumlanabilir (historical trend), geleceğe yönelik tahminler ve planlamalar daha sağlıklı yapılabilir. Bu çalışmada SCADA'nın enerji dağıtım sistemlerine uygulanması incelenmiş ve paket yazılımla hazırlanmış bir örnek projeye yer verilmiştir. Bu tez çalışmasının ülkemizde SCADA'nın enerji dağıtım sistemlerine uygulanması çalışmalarının devam ettiği bu günlerde faydalı bir kaynak olacağı inancındayım.

Bu özenli çalışmanın hazırlanmasında yardımlarını esirgemeyen tez danışmanım Doç. Dr. Osman KILIÇ'a, Siemens'te SCADA uygulama mühendisi Mete TAŞPINAR'a, Yasin SELVİTOPU'na, Suat AKYÜZ'e ve mesai arkadaşlarıma şükranlarımı sunarım.

Bora ACARKAN

Haziran, 1999



ÖZET

Teknolojinin ve sayısal yöntemlerin hızla geliştiği günümüzde enerji dağıtım sistemlerinin izlenmesinde ve kontrolünde bilgisayar sistemlerinin kullanılması güvenilirliği ve etkinliği artırmaktadır. Enerji gereksiniminin gelişmiş ülkelerde 10 yılda, az gelişmiş ülkelerde 6-7 yılda iki katına çıktığı günümüzde yetersiz kaynaklar nedeniyle yatırım erteleme ve doğru enerji yatırımları için planlamanın ne kadar önemli olduğu açıktır.

SCADA adı Supervisory Control And Data Acquisition kelimelerinin ilk harflerinden türetilmiştir. Türkçe'ye çevirisi "İzleme, Kontrol ve Veri Toplama Sistemi" olarak yapılabilir. SCADA, tesis ve sistemlerin tek bir merkezden izlenebilmesi, yönetilebilmesi, verilerin elde edilmesi ve saklanması olanağını sunmaktadır. SCADA yapı olarak üç ana bileşenden oluşur:

- 1) Kontrol merkezi,
- 2) Uzak uç birim,
- 3) İletişim sistemi,

Ülkemizde SCADA sistemlerinin enerji dağıtım tesislerine uygulanması alanında geç kalınmıştır. Bu konuda bilimsel araştırma kurumlarında, üniversitelerde ve uygulamada elektrik dağıtım kurumlarında uzmanlık birimleri kurulmalıdır. Bu çalışmada SCADA'nın enerji dağıtım sistemlerine uygulanması incelenmiş ve paket yazılımla hazırlanmış bir örnek projeye yer verilmiştir.

Anahtar Kelimeler: SCADA, kontrol merkezi, uzak uç birim, iletişim, yazılım.

ABSTRACT

The Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) implementation in energy distribution systems increases the efficiency of system operation and improves system-planning ability. Since the electrical energy consumption doubles in the developed and the developing countries within 10 to 6 years respectively. This reality increases the importance of energy system planning.

Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), enables the operation, control and observation of the energy system from one operation room. The SCADA system consist of three parts,

- 1) Master terminal unit,
- 2) Remote terminal unit,
- 3) Communication system .

In our country SCADA implementation in energy, distribution system is new. The leak of expertise in this area should lead the universities and research institutes to establish their research units. In this study, SCADA implementations for energy distribution systems are examined and SCADA application for an energy distribution system is given.

Keywords : SCADA, master terminal unit, remote terminal unit, communication, software.

1.GİRİŞ

Sayısal yöntemlerin gelişmesi ve bilgisayar kullanımının yaygınlaşması, güç sistemlerinin güvenilir olarak çalışmasını sağlamak amacı ile kurulan kontrol merkezlerinin etkinliğini arttırmaktadır. Sistem emniyetinin ileri tekniklerle belli bir seviyenin üstüne çıkabilmesi emniyet kavramının içeriğinin değişmesine sebep olmuştur.

Güç sistemine ilişkin işleme şartları hakkında doğru ve eksiksiz bilgi alabilmek kontrol merkezlerinin sahip olduğu olanaklarla orantılıdır. Bir kontrol merkezinin temel işlevi olan emniyet gözlemlene (Security Monitoring) şebekeye ilişkin verileri toplamakta ve kontrol merkezine bildirmektedir. Bu merkezlerin teknolojik olanaklarla emniyet faktörünü belirli bir seviyenin üstünde tutabilmeleri, kontrolle doğrudan bağlantılı olan yük akışı, kısıtlılık analizi ve durum kestirimi gibi fonksiyonların da emniyet kavramı içine alınmasına olanak sağlamaktadır. Tüm bu fonksiyonlara ilişkin verilerin ortak olması güç sistemine ilişkin yazılımlarda büyük kolaylıklar sağlamaktadır.

Genel olarak kontrol merkezleri, işlevlerine göre sınıflandırılırlar, ayrıca herhangi bir güç sisteminde hiyerarşik bir düzenlemeye tabi olabilmektedirler. Bu düzenlemede merkezi, bölgesel ve dağıtım kademelerinde bulunurlar. Bu hiyerarşik düzenlemeye bağlı olarak kontrol merkezlerinin fonksiyonları değişmektedir. Dağıtım seviyesinde temel SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) fonksiyonları, merkezde ise çok geniş kapsamlı emniyet fonksiyonları ve enerji yönetim sistemi ele alınmaktadır. Kontrol sistemlerinden beklenen temel fonksiyonlar ana hatları ile aşağıda verilmiştir.

SCADA : veri elde etme işleminin en önemli aşaması Uzak Uç Birimlerinden (UUB) (RTU:Remote Terminal Units) ham verinin elde edilmesi, analog verinin dijital işarete çevrilmesi ve elde edilen verilerinden veri tabanının oluşturulmasıdır. Uzak kontrol merkezlerinin maliyeti kontrol sisteminin maliyetini en fazla etkileyen faktörlerden biridir. Bu nedenle bu tip kontrol birimlerine daha önceden sahip olunması halinde bunların değiştirilmesi ya da yenileştirilmesi ekonomik faktörler göz önüne alınarak incelenmelidir. SCADA uygulamaları şebekenin genel yapısı hakkında ileri düzeyde bilgi vermesi nedeni ile şebekeleri emniyetli çalışmasını sağlamak ve şebekenin kritik duruma düşmesini önlemek mümkün olmaktadır.

OTOMATİK ÜRETİM KONTROLU : otomatik üretim kontrolü önceden belirlenmiş üretim merkezlerinin kontrolünün gerçek zamanda yerine getirilmesini sağlar. Bu programın uygulanması ekonomik yüklemeye kavramını da beraberinde getirmektedir.

EMNİYETLİ ÇALIŞMAYA YÖNELİK FONKSİYONLAR : Karmaşık bir güç sistemi incelendiğinde emniyet gözlem fonksiyonları yeterli olmayabilir. Ayrıca kısıtlılık analizi, reaktif güç optimizasyonu ve optimal güç akışı fonksiyonlarının da gerçekleştirilmesi istenebilir. Şebekedeki kesicilere ve diğer açma kapama devrelerine ait bilgiler herhangi bir devre topoloji programında kullanılarak şebekeye ilişkin bir topolojik model elde edilir. Bu modeli ve şebekeye ilişkin doğrulanmış verileri kullanılarak sistemin durum değişkenleri vektörü elde edilir. Bu vektör sistem modelinde bulunan bara gerilimlerinin genlikleri ve faz açılarından oluşmuştur.

Durum kestiriminde kullanılan veriler aktif ve reaktif güç akışı değerleri ve gerilim genlikleridir. Bu veriler emniyet gözleme programları tarafından da kullanılmaktadır. Bunun neticesinde durum kestirimi fonksiyonun gerçekleşmesi daha ekonomik hale gelmektedir. Durum kestirimi işlemi sonucu elde edilen veriler kısıtlılık analizi (Contingency Analysis) hesaplarında kullanılabilir. Hatlara, transformatörlere ve generatörlere ilişkin veriler kısıtlılık analizi programının verilerini oluşturur. Bu işlem sonucunda hatların aşırı yüklenmesi ve limit gerilimler gibi kısıtlamalar belirlenir. Aynı program ikinci aşamada elde edilen kısıtlamaları değerlendirerek güç sisteminin emniyetli çalışmasına en uygun kısıtlılık şartlarını belirler. Benzer şekilde gene durum kestirimi verileri ekonomik yüklemeye problemlerinde kullanılabilir.

Kontrol merkezinde uygulanan tüm programlar optimal yük akışı problemlerinin çözümünde önemli rol oynarlar. Mümkün olan yük, üretim ve topoloji değişikliklerinin sistemin işleme şartlarını ne ölçüde etkileyeceği böylelikle belirlenir.

Kontrol merkezlerinin işlevleri iki aşamada incelenebilir. Bunlar gelen verilerin değerlendirilmesi ile şebekenin hangi durumda olduğunu belirlemek ve tüketicinin isteklerine uygun bir servis kalitesi ile ekonomik işletme koşullarını bir arada gerçekleştirmektir. Bir elektrik şebekesi genelde son derece karmaşık bir yapıya sahiptir. Şebekelerin incelenmesinde elde edilen verilerin yeterli ve güvenilir olması bu nedenle önem taşımaktadır.

2.SCADA SİSTEMİNİN GENEL YAPISI

2.1.SCADA'nın Tanımı

Artan rekabet, günümüzde işletmelerin giderek müşteriye özgün üretimi daha kaliteli, daha hızlı ve daha emniyetli olarak gerçekleştirmelerini gerektirmektedir. Müşteriye özgün üretim için işletme içindeki bilgi akışının kesintisiz olması, kalite kontrolde mükemmelliğe ulaşabilmek için geriye dönük kayıtların tutulabilmesi ve üretimin sürekliliği için ise koruyucu bakım yapılması gerekmektedir.

SCADA adı Supervisory Control And Data Acquisition kelimelerinin ilk harflerinden oluşturulmuştur. Türkçeye “İzleme, Kontrol ve Veri Toplama Sistemi” olarak çevrilebilir. SCADA sistemi İzleme, Danışma, Kontrol ve Veri Toplama işlevlerini yerine getirir. Bu sistemin uzaklık veya mesafe kavramını da çağrıştırdığı genel olarak kabul edilir.

SCADA yazılım paketleri endüstriyel tesislerde alt yapı yazılımı görevini görmekte şirket içindeki ağ “INTRANET” ve şirket dışındaki ağ “EXTRANET”lerin birbirine ve fabrikanın tüm katmanlarına kolaylıkla bağlanması sağlanmaktadır. SCADA yazılımı Çizelgeleme, Üretim Yöntemi, Üretim Denetimi, Hücre Kontrolü ve Ekipman Kontrolü seviyeleri arasındaki veri alışverişini yeni arabirim yazılımları geliştirilmesine gerek kalmadan sağlamaktadır. SCADA üretiminde merkezi izleme sistemi, grafik kullanıcı arayüzleri, lokal denetim desteği için araçlar, dağıtılmış uygulamaların entegrasyonu, bilginin işlenmesi görevini üstlenir. SCADA, işletme genelinde herkese, her yerde, her zaman kağıt kullanmadan gerçek zamanlı, doğru ve detaylı bilgiyi sağlamakla görevlidir. Günümüzde Üretim Döngüsü Üretim, Dağıtım, Satış, Pazarlama, Servis, geliştirme ve Müşterinin sıkı işbirliği ile gerçekleştirilmektedir. Bu bilgi alışverişi Planlama ve Üretim seviyelerinde tek bir organizasyonun sınırlarını aşmakta ve organizasyonlar arası bilgi akışına dönüşmektedir. Bu da çok yakın bir gelecekte INTERNET-SCADA'nın yaygın olarak kullanılacağına göstergesidir. SCADA Üretim endüstrisinde gerçek zamanlı üretim bilgileri için bir omurga oluşturduğu gibi INTERNET teknolojisi kullanarak değişik bilgi omurgalarına sahip firma dışı ortaklara da gerçek zamanlı veriler taşıyarak ulaşır. Böylece en geniş anlamı ile SCADA Sistemleri Üretim ve Girişim (ENTERPRISE) Organizasyonlarındaki değişik altyapı sistemleri entegre edip organizasyonların amacı doğrultusunda çalışmalarını sağlamaktadır.

Büyük bir fabrikanın tüm süreçlerinin grafiksel gösterimi katmanlar halinde saklanmak zorundadır. Bu katmanlar kullanım özelliklerine ve ulaşılmak istenen bilgilere göre ortaya çıkartılabilmektedir. Yakınsaklaştırma fonksiyonları kullanılarak daha önce tanımlanmış katmanlar arasında kolaylıkla hareket ederek istenilen detaydaki bilgiye ulaşmak mümkün olabilmektedir.

SCADA sistemleri kullanılarak uygulama yazılımı geliştirmek için protokollerinin tanımlanması ve veri tabanı yapısının tanımlanması gerekmektedir. İletişim protokolleri SCADA'nın işletmedeki bilgi omurgası olması görevini yapması için birbirleri ile iletişim kurması gereken birimlerin haberleşmesini sağlamaktadır . SCADA sisteminin gözlem ve denetim fonksiyonlarını üstlenmesi için sürece ait giriş ve çıkış bilgileri bir veri tabanında tanımlanır. Veri tabanında süreç değişkenlerine tekabül eden her bir bilgi etiket, kapı veya nokta olarak tanımlanır. Bu süreç değişkenlerinin bulunması gereken seviyelerle ilgili alarmlar ve bu değişkenlerin işlenmesi gerektiğinde kullanılacak bilgi blokları veri bilgi tabanı tanımlanması aşamasında gerçekleştirilir.

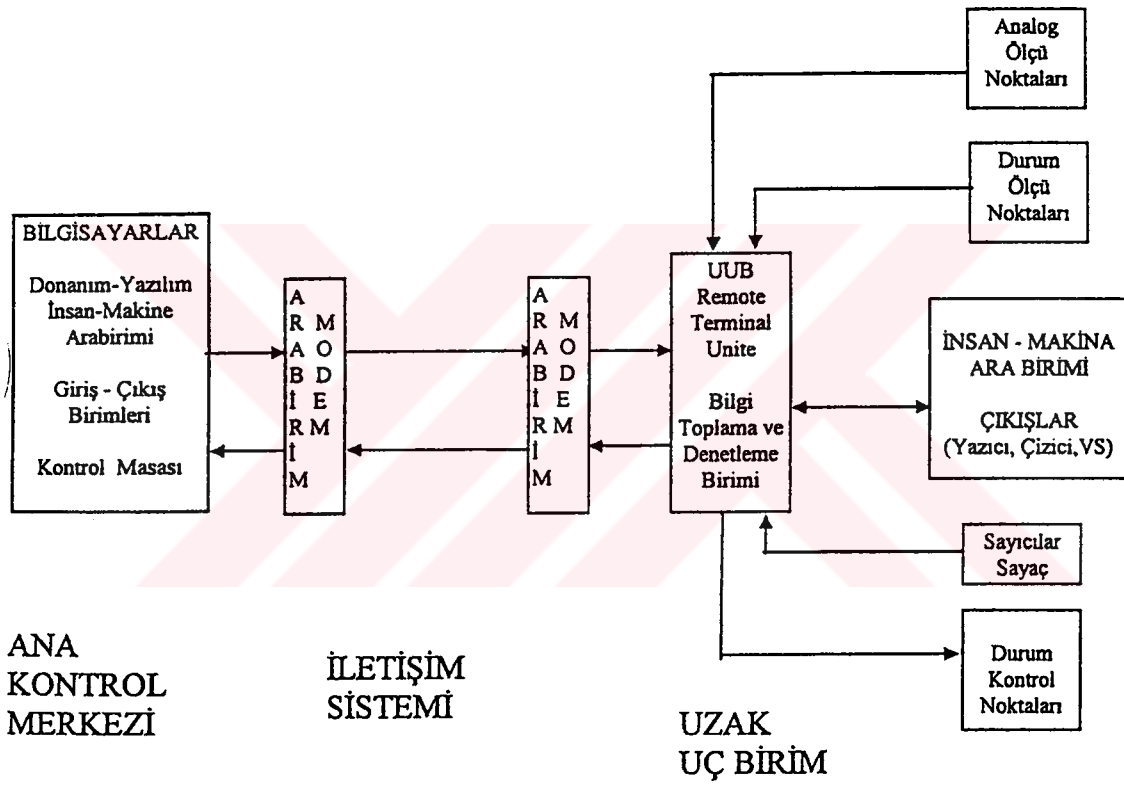
Danışma ve Uzaktan Kontrol İşlevi : Belli bir cihazı veya tesisi uzaktan kontrol edebilmek, bunların verilen kontrol komutuna göre çalışmasını sağlayabilmek ve davranışlarının kontrol komutları doğrultusunda olup olmadığını doğrulayabilmektir.

Uzaklık Kavramı : Uzaklık için genel kriter; kontrol bölgesi ile kontrol edilen cihaz arasındaki mesafenin telli kontrol kullanmaya elverişli olmadığı veya pratik olmadığı uzaklıktır.

Danışmanlı Kontrol Sistemi : Bir iletişim kanalı üzerinden, Multiplexing tekniği kullanılarak uzak ve geniş coğrafi bölgeye yayılmış bulunan, çok sayıda cihaz ve tesisin sistem operatörü (işletmeci) tarafından, danışma ve kontrolünü sağlayan sistem, Danışmanlı Kontrol sistemi olarak tanımlanır.

SCADA sistemleri; sistem operatörlerine, merkezi bir kontrol noktasından geniş bir coğrafi alana petrol ve gaz alanları, boru sistemleri, su şebekeleri, termik ve hidrolik enerji üretim sistemleri ile iletim ve dağıtım tesisleri gibi alanlarda vanaları, kesicileri, ayırıcıları, anahtarları uzaktan açıp kapama, ayar noktalarını değiştirme, alarmları görüntüleme, ölçü bilgilerini toplama işlevlerini güvenilir, emniyetli ve ekonomik olarak yerine getirme avantajı sunmaktadır.

SCADA sistemi geniş bir alana yayılmış cihazların (elektrik makineleri, kesici, ayırıcı,trafo, vb.) bir merkezden bilgisayar aracılığıyla denetlenmesini, izlenmesini, önceden tasarlanmış bir mantık içinde işletilmesini ve geçmiş zaman birimine ait verilerin saklanması sağlayan sistemlere verilen genel bir addır. Aşağıda sistemin şematik yapısı gösterilmiştir. Bu sistem sayesinde, bir tesise veya işletmeye ait tüm elemanların kontrolünden üretim planlamasına, çevre kontrol ünitelerinden yardımcı işletmelere kadar bütün birimlerin kontrolü ve gözetilmesi sağlanabilir. Bu sistem, bir dizi elektronik kontrol ünitelerini, endüstriyel bilgisayarları veya iş istasyonlarını, uygulama yazılımlarını ve iletişim bölümlerini içerir.



Şekil 2.1 SCADA sisteminin genel yapısı.

2.2.SCADA Sisteminin Uygulama Alanları

SCADA sisteminin birçok kullanım alanı vardır. Geniş bir coğrafi alana yayılmış, bölgesel ve yerel tesislerin bir çoğunda kullanılmaktadır. Başka sistemlere de alt yapı teşkil etmektedir. SCADA sistemine ilave işlevler eklenerek ENERJİ YÖNETİM SİSTEMLERİ (EMS-Energy

Management System) veya DAĞITIM YÖNETİM SİSTEMLERİ (DMS-Distribution Management System) gibi sistemler oluşturulur.

SCADA sisteminin başlıca kullanım alanları şunlardır ;

- Kimya Endüstrisi
- Doğal Gaz ve Petrol Boru Hatları
- Petrokimya Endüstrisi
- Demirçelik Endüstrisi
- Elektrik Üretim ve İletim Sistemleri
- Elektrik Dağıtım Tesisleri
- Su Toplama, Arıtma ve Dağıtım Tesisleri
- Hava Kirliliği Kontrolü
- Çimento Endüstrisi
- Otomotiv Endüstrisi
- Trafik Kontrolü
- Gıda Endüstrisi
- Bina Otomasyonu
- Process tesisleri

Kısaca bir tesiste; ölçüm yapılacak yerlerin alanı km^2 ile ölçülüyor ve kilometrelerce uzakta ise, basit komutlar ve görüntülemelerle kontrol edilebilecekse ve iyi bir işletme için; sık, düzenli ve hızlı cevap süreleri gerekli ise SCADA sistemi uygulanabilir.

2.3.SCADA Sisteminin Fonksiyonları

SCADA sisteminin işlevleri;

- 1) İzleme (Monitoring) İşlevleri (Olay ve Alarm İşleme)
- 2) Kontrol İşlevleri
- 3) Veri Toplama
- 4) Verilerin Kaydı ve Saklanması

olarak dört grupta toplanabilir.

1) İzleme (Monitoring) İşlevleri

- Durum Denetimi (açık–kapalı)
- Eşik ve Limit değer denetimi (analog ölçümler)
- Olay ve alarmların rapor edilmesi, gruplandırılması, sınıflandırılması
- Trend denetimi,

2) Kontrol İşlevleri

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

3) Veri Toplama

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

4) Verilerin Kaydı ve Saklanması

Danışma Kontrol ve Veri Toplama işlevlerinden elde edilen veriler isteğe bağlı aralıklarla ve istenen şekillerde kaydedilerek istenen sürelerde saklanır.

2.4.SCADA'nın Genel Yapısı

SCADA esas olarak üç ana kısımdan oluşur.

- 1) Uzak Uç Birimi (RTU–Remote Terminal Unit)
(Veri toplama ve kontrol uç birimlerini oluşturan yerel sistemler)
- 2) Kontrol Merkezi Sistemi (AKM–Ana Kontrol Merkezi/MTU–Master Terminal Unit)
- 3) İletişim Sistemi

Genel olarak SCADA sisteminden beklenenler:

- Sisteme ait elektriksel ve endüstriyel parametrelerin PC'den izlenebilmesi.
- Set edilen değerler için alarm alabilme
- İstenen değerlerin talep edilen periyotlarda kaydedilmesi
- Grafik Trend izleme ve kaydetme imkanı
- Enerji tasarrufuna imkan sağlayan veri tabanı
- Ürün bazına indirgenebilen enerji maliyeti
- Elektrik sarfiyatının faturalanması
- Tek bir merkezden dükkan, ofis, grup ve bina bazında yük kontrolü
- Öncelik seçimli yük atma ve yük alma
- Arıza takibi
- Sistemdeki her noktaya PC'den kumanda imkanı

Yazılımdan (software) beklenenler ise:

- Çabuk kolay uygulama tasarımı
- Dinamik grafik çizim araçları
- Çizim kütüphaneleri
- Alarm yönetimi
- Tarih bilgilerinin toplanması
- Rapor üretimi

2.4.1. İzlenebilir şebekeler

Ölçüm sistemlerinin yerleştirilmesi, kaynakların en etkin biçimde kullanılması ve etkin maliyet kontrolü kurulması üzerinde odaklanmıştır. Bir hizmetin üretimdeki reel maliyetinin saptanması ve hizmetin yapılmasının sağlanması için elektriğin ünite başına maliyeti saptanmalıdır. Enerji tüketimi (kwh, kVARh), maksimum talep gücü (kW, kVA); maliyet (true cost), voltaj, akım, güç faktörü ve Harmonik Distorsiyonu ile ilişkilidir. Uygun bilgi gözetimi ve yazılım yönetimi ile çevrili bir ölçüm şebeke uygulaması, elektrik tüketiminin maliyet ve kalitesinin doğrudan ölçümüne imkan tanır.

Ölçüm şebekesi şunları sağlayacaktır:

- Fatura doğrulamasını sağlama
- Kullanılan enerji tutarının saptanması

- Tüketim bilgisinin otomatik olarak toplanması ve analiz edilmesi
- Enerji kullanım hedeflerini belirlemeye yardımcı olmak
- Hedef performansının başarısı ve idaresi için sürekli bilgi akışı sağlama

Başlıca değerlendirme, şebeke görüntülenmesinden öncelikli olarak taşınabilir cihazların kullanılması ile sağlanabilir. Böylece en etkin maliyet yaklaşımı ile cihaz belirlenmesi ve donanım analiz yeterliliği de garanti edilmektedir. Bugünün, düşük maliyet-yüksek performanslı PC'leri ve RS-485 protokolü ile optik fiber şebekesinin sadeleştirilmesi ile birleştirilmiş çok fonksiyonlu mikroişlemci cihazları büyük ölçüde detaylandırılmış olarak fabrika-bina sistemlerinin izlenmesine imkan tanır. Bugün, fabrika ve bina izlenmesi karmaşık ve pahalı bir işlem olmaktan çıkmıştır.

2.4.2. Ölçüm sistemleri (Enerji izleme şebekeleri)

Bir şebekenin izlenebilmesi için merkezi yönetim merkezine ölçüm değerleri gönderecek fonksiyonel Uzak Uç Birimleri olmalıdır. Bu birimler birbirlerine kusursuz bir ağ ile bağlı olmalıdır. Bu ağ sistemleri genel olarak yakın mesafelerde fiber optik (cam fiber yada plastik fiber) ve uzak mesafelerde ise uydular (vericiler) vasıtasıyla sağlanmaktadır.

2.4.3. İleri SCADA kavramları

Kamu hizmeti gören bir kuruluşun tipik bir sistem planlaması bir gözetici kontrol ve veri edinme (SCADA) sistemini oluştururken, göz önüne alması gereken çok çeşitli kavram ve uygulamalarla karşılaşır. Sistemin çalışma şartları çok ani değişen teknolojilerden ve yüksek derecede rekabete dönük iş ortamından etkilenmektedir. Bu değişiklikler elektrik endüstrisinin diğer elemanlarının aksine, sadece SCADA sistemleri için gelişmemekte, bunun yanında geleceğin SCADA sistemlerine çok derinden bir etki yapacak şekilde diğer teknolojik forumlar tarafından da üretilmektedir.

Yönlendirici Kuvvetler: Endüstrinin ilk 30 yılı boyunca SCADA sistem kavramlarında çok az bir değişiklik meydana gelmiştir. Belli bir amaç için uygun olarak geliştirilmiş, sadece bu işe tahsis edilen bilgisayarlar bilgi toplamış ve Uzak Uç Birimlerine (Remote Terminal Units-RTU) 1200-baud iletişim hatları üzerinden kontrol komutları yollamıştır. RTU'lar, adlarından anlaşılardan daha fazla bir anlam ifade etmeyen ana merkeze hizmet etmenin ötesinde hiçbir zeka birimi veya fonksiyonu bulunmayan bir bilgisayar sisteminin Uzak Uç Birimleriydi. Bu

sistemler, diğer kuruluş yatırımlarıyla ya çok az ilişkiliydi veya hiç ilişkili değildi. Sonuçta, SCADA sistem tasarımının ve oluşturulmasının hem indirici transformatör merkezi hem de kontrol merkezi bazında kuruluş mühendisliği ve işletmesinin diğer yönleri ile ilgisi kalmamıştı. Kuruluşların gittikçe artan rekabete dayanan iş ortamı SCADA'nın kendine ait bir süreç olarak değil, kuruluş işlemleri sürecinin bir kısmı olarak yeniden değerlendirilmesine sebep olmaktadır.

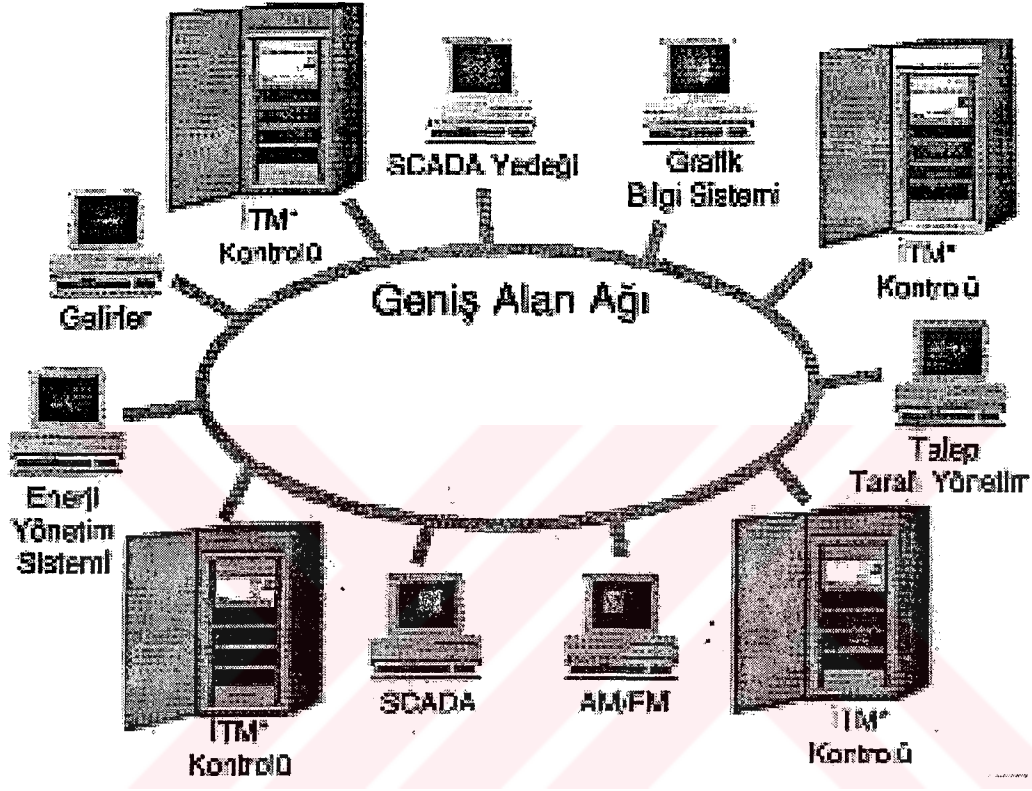
Modern SCADA sisteminin donanımı ve yazılımı, kuruluşun çıkarını en yüksek seviyeye ulaştırmak için geniş teşebbüslü yönetim bilgi sistemlerinin stratejisine dahil edilmelidir. Ayrıca, bir SCADA sisteminin tesisi, işletimi ve bakımı ile ilgili olan özel gayretler, rekabet içinde bulunan iş hayatının gereği olarak, azaltılmalı veya ortadan kaldırılmalıdır.

İndirici transformatör merkezi işlemleri, güçlü çalışan bilgisayarlarının ve akıllı cihazların kullanılması sayesinde otomatikleştirilmektedir. Bu cihazlar, SCADA için olduğu kadar sınırlı işlemler için de indirici transformatör merkezi için toplanan verinin entegrasyonu ve kontrolü işlemini oluşturmak üzere devreye dahil edilebilir. Sonuç, elektriğin iletimi ve dağıtımı için entegre edilmiş bir koruma, kontrol ve gelir yönetimi sistemidir. Bu sistemler, ayrıca, daha önce ana indirici transformatör merkezleri tarafından icra edilen yüksüz işlemler (off-load processes) için yeterli hesaplama kapasitesine de sahiptir. Bu işlemlerden bazıları indirici transformatör merkezinde daha verimli ve daha doğru bir biçimde gerçekleştirilebilir.

İletişim teknolojisindeki gelişmeler SCADA endüstrisini yeni yönlerle yöneltmeye devam etmektedir. Günümüzde, bir kuruluş sistemindeki her iletim transformatör merkezi için servis iletişimine (1,44 megabit/saniye) sahip olmak maliyet açısından uygundur. Bu, büyük veri bloklarının iletimini sağlar ve SCADA mimarisini ve fonksiyonelliğini 1200-baud limitli eski iletişim sistemlerinden kurtarır. İletişimindeki bu gelişmeler nedeniyle indirici transformatör merkezi SCADA sistemi, kuruluş yatırımında daha geniş bir rol üstlenecektir. Fiber optik teknolojisinin, direkt uydu yayıncılığının ve bağımsız şirketlerin sayısal servis sağlayıcılarının (third-party digital service providers) gelişmesi, yüksek oranda veri iletimini ekonomik hale getirmiştir.

SCADA-Sanal Sistem: Yarının SCADA sistemi geniş teşebbüslü entegrasyona dahil edilecektir. Kontrol merkezi ve sadece ona tahsis edilen donanım ve yazılım kaynakları ortadan kalkacaktır. Bu duruma paralel olarak, 1970-1980'lerde ortaya çıkan ve birbirinden bağımsız olan mühendislik, hesaplama, üretim ve kelime işlem sistemleri de ortadan

kalkacaktır. Kendini kurtarmayı amaçlayan işletmelerde, otomasyona tahsis edilen kısımlar yerlerini yönetim bilgi sistemine bırakmaktadır. Buna benzer olarak gelişmiş sistemlerde SCADA, sanal bir sistemi oluşturmak için geniş alan ağı (Wide Area Network-WAN) üzerinden birbirine bağlanmış iş istasyonu bazlı uygulamalar tarafından gerçekleştirilen bir fonksiyon olacaktır (Şekil 2.2).



Şekil 2.2 SCADA sanal sistem.

Bu düzenleme SCADA uygulamalarının;

- İndirici transformatör merkezi kontrolleri
- Otomatikleştirilmiş harita yapma/tesis yönetim sistemi
- Arıza bildirim analizi
- Ekip gönderme
- Talep tarafı yük yönetimi (demand-side load management), gibi diğer uygulama alanlarına girmesine imkan verir.

WAN, kuruluşun enerji yönetim sistemi ile SCADA işlemcileri arasında geleneksel bir bağlantı kurulmasını da sağlar. Uygulamalar veri tabanları, grafik göstericiler, iletişim

protokolleri gibi ticari olarak bulunabilen ve birbirinden bağımsız olarak desteklenebilen formatların kullanımı ile birbirine bağlanacaktır. Bu sistem ve bağlantı, çalışan elektrik güç kuruluşuna iş dünyasının rekabete yönelik baskısını karşılamayı araştırmada kısa sürede yararlar sağlayacaktır. İş istasyonu bazlı bu uygulamalar, esnek bir genişleme ve sistemin ekonomik olarak yeniden yapılandırılması için de uygun imkanlar sağlar. Değişirme, yedekli işleme ve nokta sayma artış uygulamalarındaki ilerleme tesis edilen işletim sistemine zarar vermeden yapılacaktır (Gaushell ve Block, 1994).



3.SCADA SİSTEMİNİN KONTROL BİRİMLERİ

3.1.Uzaktan Bilgi Toplama ve Denetleme Birimi (RTU:Remote Terminal Unit)

Uzak Uç Birimleri: Bir SCADA sisteminde RTU–Bilgi toplama ve denetleme birimi; bulunduğu merkezin sistem değişkenlerine ilişkin bilgileri toplayan, depolayan gerektiğinde bu bilgileri kontrol merkezine belirli bir iletişim ortamı yolu ile gönderen, kontrol merkezinden gelen komutları uygulayan bir SCADA birimidir (Whei-Min ve Mo-Shing, 1986).

Uzak uç birimleri buldukları yerde ölçüm ve denetleme işlemleri yürüten birimlerdir ve RTU (Remote Terminal Unit) olarak adlandırılmaktadır. SCADA sistemleri içerisinde yerel ölçüm ve kumanda noktaları oluşturan RTU'lar birbirine bağlanabilen çeşitli cihazlara (Enerji Gözetleme Sistemlerinde), kesicilere, ayırıcılara kumanda edilebilir. Ölçülmesi gereken akım, gerilim, aktif ve reaktif güç, güç faktörü gibi değerler ölçülebilir. Ayrıca ayırıcı, kesici (Açık, Kapalı) durumlarını kontrol edebilme imkanı sağlar. RTU yardımıyla merkezi kumanda ve izlemeyi sağlayabilmek için RTU'lar tüm ölçüm sonuçları ile cihazın çalışma durumlarını (Kesici açık, Ayırıcı kapalı) merkeze ileterek merkezden gelen komutlar doğrultusunda (Kesici Aç, Ayırıcı Kapa) işlemlerini yaparlar. Böylece merkezi denetim birimlerinin başında bulunan sistem operatörünün tüm ölçüm sonuçlarını görmesini ve gerekli komutları göndererek sistemin denetlenmesini sağlar. Fakat RTU'nun görevi sadece ölçüm yapmak ve komut uygulamak değil ölçüm sonuçlarının belirli sınırlar içerisinde olup olmadığını da denetleyerek aykırı ya da alarm durumlarında merkeze bildirmektir. RTU'lar gelişen teknoloji ile birlikte bir çok aşamadan geçmişlerdir. İlk zamanlarda kontrol sistemlerinde kullanılan RTU'lar mikroşlemcisizdi, mikroşlemcisiz RTU'lar sadece ölçüm yaparak bu ölçüm bilgilerini merkeze bildirerek merkezden gelen komutlar doğrultusunda işlem görürlerdi. Bu tür RTU'lar ile oluşturulan SCADA sistemlerinde bir çok olumsuzluklar ortaya çıkmaktaydı. Alarm durumlarında ve diğer bütün işlemlerin merkezi denetim sistemi üzerinde yapılmasından dolayı ortaya çıkan problemler şu şekilde sıralanabilir:

- a) Merkezin devre dışı kaldığı yada merkezle RTU'ların iletişiminin kesildiği durumlarda oluşacak sorunlara müdahale edilmemekte ve sonuç olarak da sistemin işletimi aksamaktadır.

- b) Alarm durumlarında, merkezin alarm kararı verip RTU'ya komut göndermesi belli bir süre almaktadır. Bu da, anında müdahale edilmesi gereken durumlarda sakıncalara yol açmaktadır.
- c) Akıllı olmayan RTU'lar ile oluşturulan SCADA sisteminin çalışabilmesi için merkezin sürekli olarak RTU'lar ile sürekli iletişim halinde olması gerekmektedir. Ancak bu sayede merkez, denetlenen cihazlar hakkında bilgi sahibi olup istenilen işlemleri yerine getirebilir. Bu durumda çok yoğun iletişim trafiğinin yaşandığı SCADA sistemlerinde özel bir iletişim hattının bulunması gerekir.
- d) Mikroişlemcisiz RTU'lar, kullanıcının özel gereksinimlerinin bulunduğu yada karmaşık kontrol algoritmalarının uygulandığı durumlarda yetersiz kalmaktadır.
- e) Tüm SCADA sisteminin yükü merkez bilgisayarı üzerinde olacağından çok hızlı, yüksek işlem gücü olan, pahalı bilgisayarlar kullanmak gerekmektedir. Bu da ekonomik yük getirmektedir.

İşlemcili RTU'lar, tüm olumsuz durumları değerlendirerek alarm uyarıları üretebilir ve bu durumlarda ne yapılacağına anında kendileri karar vererek yerinde müdahale edebilir. Aynı zamanda işlemcili RTU'lar kullanıcının özel isteklerini yerine getirecek şekilde programlanabilir, böylece denetleyici cihazların kullanıcı gereksinimlerini karşılayacak şekilde çalışması sağlanmış olur. Bu esnada diğer işlemcili RTU'larla haberleşerek işlemlerin yerine getirilmesi sağlanmış olur. Birbirleri arasındaki iletişimi sağlarken aynı zamanda merkezi birim tarafından sürekli gözetlenerek sistemin tümünün denetlenmesine izin verirler. İşlemcili RTU'ların endüstrideki avantajları;

- a) Mikroişlemcili RTU'lar en karmaşık kontrol yöntemlerinin dahi uygulanmasını sağlarlar.
- b) Mikroişlemcili RTU'lar kendi başlarına karar verebildikleri için, çoğu zaman merkez birimine gerek duymadan uygulamanın devamı için gerekli işlemleri yerine getirirler. Bu da toplam sistem performansını önemli ölçüde artırır ve tepki süresini azaltır. Böylece kalıcı yada ölümlü sonuçlanabilecek hasar durumlara acil müdahale edilebildiği için tüm sistemin güvenilirliği sağlanır.

- c) Mikroşlemcili RTU'lar normalde kullanılan pek çok elektromekanik yada mekanik cihazın işlevini üstlenmektedir. Mekanik cihazlar, uzun kullanım süreleri sonucunda aşınmakta verimleri düşmekte ve güvenilirlikleri azalmaktadır. Tamamıyla elektronik yapıdaki RTU ise hassasiyetinde hiçbir değişiklik olmadan daha uzun süre çalışabilmektedir.
- d) Mikroşlemcili RTU'lar kendi başlarına karar verebildikleri için, merkez bilgisayarın yapacağı pek çok işi de üstlenmiş olur. Bu, genel sistem güvenilirliğini arttırmaktadır. Merkez birimin durması veya iletişimin kesilmesi durumunda akıllı RTU hiç durmadan görevini icra etmekte ve gerekli tüm işlevleri yerine getirmektedir.
- e) Merkezin İşlem Yükünün RTU'lara dağılması sonucunda, merkezin RTU'lar ile sık iletişim kurma gereksinimi kalmayacak, iletişim trafiği hafifleyecek, İletişim ortamı daha verimli kılınacaktır (Kaynak,1989).

3.1.1.RTU'nun sistem içindeki yeri

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 izlenmekte ayrıca aynı RTU tarafından tali merkezdeki çeşitli birimlerin kontrolü mümkün olabilmektedir.

Bir SCADA sisteminde bir veya birkaç kontrol merkezi olabilirken aynı sistemde RTU sayısı 100'lerce olabilmektedir. Bu nedenle RTU'lar; sistemin taşınabilirliği, güvenilebilirliği ve özellikle maliyeti gibi önemli öğelerinin doğrudan belirleyicisi olmaktadır. RTU'ların küçük boyutta olması ve kullanılacak bölgelerin doğal koşullarına dayanabilecek şekilde üretilmesi çok önemlidir.

RTU'lar tali merkezlerde en fazla 3-4 metrekarelik yer kaplayacak boyutlarda ve 1,5-2 metre yüksekliğe sahip panolara yerleştirilir. Tali merkez boyutları ile karşılaştırıldığında bu ölçüler oldukça normaldir. Eğer bir sistemin kontrol ve gözlenmesi için mevcut cihazlardan daha büyük cihaz kullanılıyorsa; hem maliyet hem de taşınabilirlik açısından kurulan sistemin önemli dezavantaja sahip olacağı açıktır (Ülkü, 1993).

3.1.2. RTU'nun görevleri

Günümüzde RTU'lar mikroişlemcilerin her geçen gün değişmesi sayesinde esnek, çok fonksiyonlu, daha akıllı ve daha ekonomik hale gelmektedir. Temel fonksiyonları değişmemek kaydıyla RTU'lar gün geçtikçe artan kullanıcı isteklerine cevap verecek şekilde geliştirilmektedir. Tanımından da anlaşılacağı gibi RTU-Bilgi toplama ve denetleme biriminin en önemli iki görevi;

- 1) Bilgi Toplamak ve Depolamak
- 2) Gerekli Kumandaları Gerçekleştirmektir.

Bu iki görev RTU'nun değişmeyen temel özelliğidir. Bir RTU'nun kontrol fonksiyonları kısıtlı olabilir ancak yukarıdaki özelliklerden taviz verilemez. RTU'nun kullanıcılarına daha verimli hizmet etmeleri istendiğinde, bu fonksiyonlara zamanla bir yenisi daha eklenmiştir. Bu da tali merkez seviyesinde gösterimdir. RTU'nun yukarıdaki iki görevinin birleştirilmesi ile oluşturulan bir diğer görevi daha vardır. Bu da arıza yeri tespiti ve izolasyonu görevidir.

RTU'nun görevlerini tekrar sıralayacak olursak;

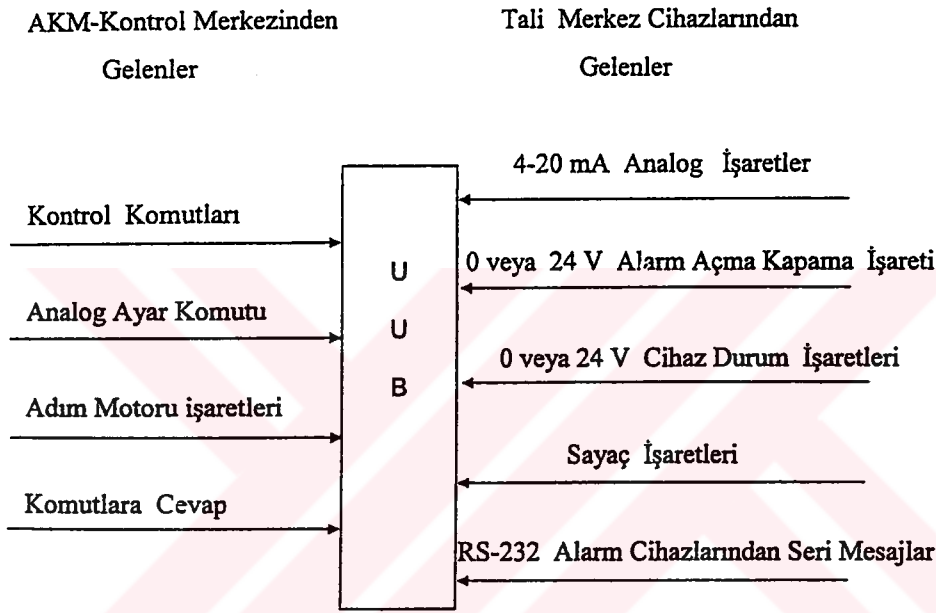
- 1) Bilgi Toplama ve Depolama
- 2) Kontrol ve Kumanda
- 3) İzleme (Monitoring)
- 4) Arıza Yeri Tespiti ve İzolasyonu

3.1.2.1. Bilgi toplama ve depolama

RTU-Bilgi Toplama ve Denetleme Biriminin temel işlev olarak doğru ve zamanında yapması gereken en önemli görevdir. 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 toplayarak otomasyonun ilk prensibini gerçekleştirmiş olurlar. Toplanan bu bilgileri kendi üzerlerindeki hafızalarında saklarlar. Bu bilgiler; MTU kendilerini sorgulayınca kadar veya ayarlanan belli süreler için saklanır. Bilgi toplama işini kendilerine verilen periyodik aralıklarla veya ayarlandıkları değerlerden sapmalar olduğunda yeni değerleri kaydetmek şeklinde yerine getirirler (Murthy ve Jagannadh, 1993).

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

RTU'lar bilgilerin toplanmasını ve gönderilmesini RS-232 veya RS-485 seri formatta çalışan cihazlarla yapmaktadır. Bu, SCADA fonksiyonelliğini artırmamakta fakat sahadaki lokal veri transferini basitleştirmektedir (Boyer, 1993).

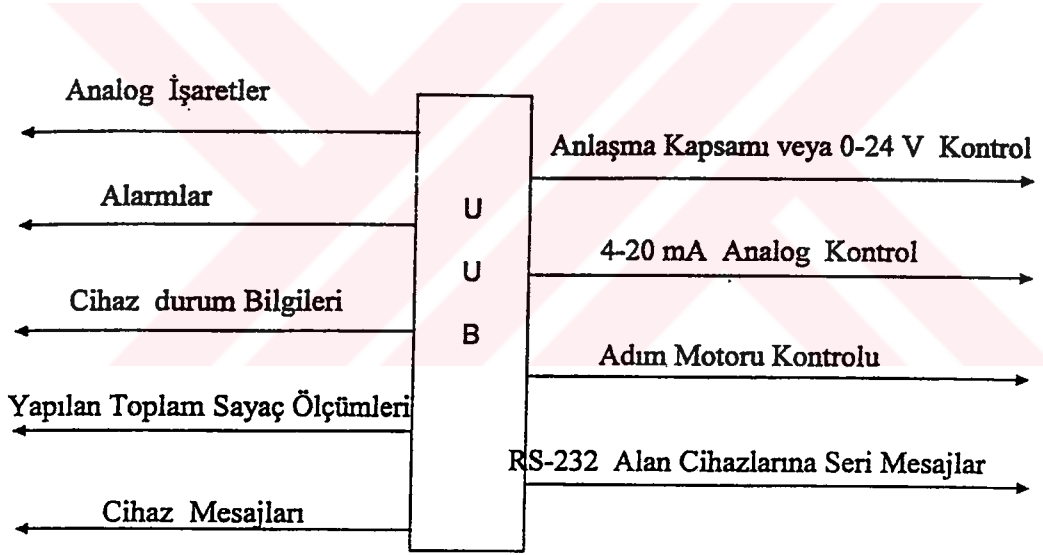


Şekil 3.1 RTU'ya gelen işaretler.

RTU topladığı değerleri gerekirse bir ön işlemde geçirebilir. Ön işlem; bilgilerin kullanıcı tanımlı hale getirilmesi olayıdır. Yani analog bir bilgi sayısal bir bilgiye çevrildikten sonra RTU'da oluşturulmuş bir veri tabanı vasıtasıyla, o değere ait sınır değerlerle karşılaştırmaya veya matematiksel bir hesaplama tabi tutulur. Bu işlemlerden sonra o bilginin kontrol merkezine gönderilmeye değer bir bilgi olup olmadığı da ortaya çıkar. Örneğin uzun bir süre aynı değerde seyreden bir bilgiyi her ölçüldüğünde kontrol merkezine göndererek iletişim kanalını meşgul etmektense, sadece değişiklik olduğunda göndermek daha mantıklı ve pratik olmaktadır. Bilgi alındıktan ve gerekliyse işlemde geçirildikten sonra, ya o anda Kontrol Merkezine gönderilir yada daha sonra sorgulandığında gönderilmek üzere RTU'da depolanır. Depolanan bu bilgiler RTU'da oluşturulmuş veri tabanı kütüğüne "oluş sırasına göre"

kaydedilir. Oluş sırasına göre kayıt; beklenmedik durumlarda farklı zaman ve bölgelerde oluşan hızlı durum değişikliklerinin tek bir zaman eksenine üzerine kayıdır. Hata sonrası analizlerde ve gerçek zaman içinde operatörün gerekli manevrayı yapmasında kullanılır. “Oluş Sırasına Göre Kayıt” İngilizcesiyle “Sequence of Events Tagging” bilgilerin, RTU’da olsun Kontrol Merkezinde olsun, belli bir zaman hassasiyetine göre, oluş sırasına göre kaydedilerek rapor edilmesi anlamına gelmektedir. Bu hassasiyet tipik olarak durum değerleri için 1 milisaniye, analog değerler için 20 milisaniyedir. Örneğin bir kesicinin açması ile bir diğer 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 depolama işlemi sayesinde bir gün içinde hangi olayın, tam olarak, ne zaman ve kaç defa gerçekleştiği Kontrol Merkezi tarafından rahatlıkla izlenebilmektedir. Bu SCADA gibi gerçek zamanlı (Real Time) bir sistemde mutlaka bulunması gereken bir özelliktir (Ülkü, 1993).



Şekil 3.2 RTU'dan çıkan işaretler.

3.1.2.2.Kontrol ve kumanda

Bu görev de, 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 kapatmak regülasyon amacıyla trafoların sekonder kademelerini değiştirmek (top-change) vb. kumandalar RTU tarafından gerçekleştirilir.

3.1.2.3. İzleme (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 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 veri tabanı yapısına sahip yerleşik veya portatif bir gösterim bilgisayarına da bildirmektedir. Bilgisayar yapısında yazıcı ve çizici gibi donanımlar da kullanmak mümkündür.

3.1.2.4. Arıza yerinin tespiti ve izolasyonu

RTU'nun bütün bu görevlerine ek olarak, tesis için oldukça önem taşıyan bir başka görevi daha vardır. Bu özellik genellikle birçok SCADA sisteminde olmayan bir özelliktir. Bu özelliğin adı; RTU'nun Arıza Yerinin Tespiti ve İzolasyonu görevidir. Bu görevi yerine getirmek için RTU kendi bünyesinde; Arıza Arabirimi 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 Algılayıcıların sorgulanması için gerekli komut verilir. Arabirim, Arıza Akımı 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 Akımı Algılama Modüllerine gönderir ve arıza izolasyonu tamamlamış olur.

Klasik yöntemlerle arıza yerinin bulunmasının ve izolasyonunun saatlerle ölçülecek bir zaman aldığı bilinmektedir. Bunun yerine SCADA sisteminin getirdiği ve RTU'nun görevleri arasında bulunan yöntemle 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.

3.1.3. Trafo bilgi toplama ve denetleme biriminin (RTU) işlevleri

Trafo merkez birimi–RTU; kontrol merkezi ve kontrol edilen cihazlarla ilişkili gözetim bilgilerinin toplanması ve işlenmesinden ve mantıksal otomatik işlevlerin yerine getirilmesinden sorumludur.

- 1) Dağıtım trafolarında bulunan besleyici uç birimleri veya arıza algılama birimleri vasıtası ile besleyicilerin arızalı kısmını otomatik ayırır ve besleyicilerin geri kalan arızasız kısmının yeniden enerjilenmesini sağlar.
- 2) Bu işlev gerektiğinde kontrol merkezinden yapılabilir.
- 3) Trafo merkez birimi; her bir OG çıkışı için yük düzeylerini saklar ve kumanda merkezinden yük atma (daha sonra yeniden yükleme) kumandasının alınması üzerine gereken düzeylerde bunların devreden çıkartılması (sonra da kapatılması) için komut verir.
- 4) Arızaların analizi için gerekli verileri tutar. Arıza raporları saat ve tarihi, arızalanan fazları, yeniden kapama sınırlarını, azami arıza akımını, arızalı besleyici kesimini, olay sırası kayıtlarını içerir.
- 5) Trafo merkezlerindeki kontrol edilen cihazların analog ve durum değerlerini periyodik olarak ölçer. Ölçüm değerlerini ve alarmları kontrol merkezine iletir.

3.2. PLC (Programmable Logic Controller)

Haberleşme sistemi aracılığıyla alt istasyonlardan merkeze iletilen bilgiler, merkezi PLC ünitesinde (Programmable Logic Controller) toplanır. Daha sonra bu ünite işlenen bilgiler izleme ve raporlama sistemlerine dağıtılır. Merkezi PLC ünitesi şu özelliklere sahip olmalıdır:

- Modüler yapı ve montaj kolaylığı
- Bir laptop bilgisayar aracılığıyla akış diyagramı, ladder diyagram and komut listesi şekillerinde kolaylıkla programlanabilme
- Yabancı programlanabilir kontrol cihazları ve bilgisayar sistemleriyle haberleşme imkanı
- Çevrimsel, zaman-kontrollü ve kesme-kontrollü program işlenmesi
- Bloklar halinde program yapısı ve dallanma dereceli
- Çok işlemcili çalışma imkanı
- Proje ve şartnamesine uygun dijital sinyal kapasitesi
- Proje ve şartnamesine uygun analog sinyal kapasitesi
- Proje ve şartnamesine uygun flag kapasitesi

- Proje ve şartnamesine uygun zaman rölesi
- Proje ve şartnamesine uygun sayıcı
- Hardware saat
- Kendi kendini test edebilme özelliği
- Önyüzde kontroller ve göstergeler
- Programı korumak amacıyla Flash-EPR0M 'a yüklenebilme özelliği

3.2.1.Merkez yazılım özellikleri

- İzleme ve kumanda fonksiyonları grafik tabanlı olmalıdır. Kullanıcı bilgisayar iletişimi menüler, ikonlar ve mouse yardımıyla gerçekleşmeli, sistem kolaylıkla öğrenilebilir yapıda olmalıdır.
- Sistem, operatörün yapabileceği hatalara izin vermemeli, sisteme kullanıcı tarafından girilen alarm sınır değerleri gibi değerlerin geçerliliği kontrol edilmelidir.
- Alt istasyonlardan gelen bilgiler kısa sürede kullanıcıya yansıtılmalı, kullanıcının verdiği komutlar hızlı bir şekilde gerçekleştirilmelidir.
- Alarm sınır değerleri operatör tarafından kolaylıkla değiştirilebilmelidir.
- Operatör, kesici açma-kapama gibi komutları merkezden gönderebilmelidir. Kritik operatör eylemleri şifre ile korunmalıdır.
- Merkez, ayarlanabilir sıklıkta alt istasyonları taramalı ve gönderilen değerleri almalıdır.
- İstasyonlarda meydana gelen arızalar, geldikleri ve gittikleri saat ve tarih ile birlikte ekranda görülebilmeli ve yazıcıdan basılabilmelidir.
- Merkez yazılımı, ileride meydana gelebilecek genişletmelere ve eklere açık yapıda olmalıdır.
- Alarmlar ve operatör eylemleri saklanmalı ve istendiğinde yazıcıdan dökülebilmelidir.
- İstasyonlardan alınan akım, gerilim, güç gibi ölçüm değerleri her saat başı kaydedilmeli ve gün sonunda raporlanmalıdır.
- Aşağıdaki bilgiler saklanmalı ve raporlanmalıdır:

1-Gelen ihbarların, açmaların sıklıklarını kapsayan istatistiki bilgiler

2-Kesinti süreleri

3.2.2.Giriş ve çıkış üniteleri

- Çeşitli voltaj seviyeleri: DC 24, 48, 60 V veya AC 115, 230 V

- 24 V DC modüllerin izolasyon gerilimleri VDE 0160 standardına göre DC 30 V olmalıdır. Bu modüller AC 500 V ile test edilmiş değildir.
- Giriş akımı 8.5 mA' den büyük olmamalıdır.
- Çıkış modülleri kısa devreye karşı bit bazında korunmuş olmalıdır.
- 24 V DC modüllerde çıkış akımı en az 0.5 A olmalıdır.
- Çıkış kartlarında bütün çıkışlar aynı anda yüklenebilmelidir.
- Giriş kartlarında güç kaybı en fazla 6.5 W olmalıdır.
- Analog giriş kartları transdüserlerden gelen 0-20 mA değerleri okuyabilmelidir. Ayrıca gerekli ölçüm modüllerinin seçilmesiyle analog giriş kartları diğer standart normlardaki değerleri de okuyabilmelidir.
- Çevrilen analog değerler en az 13 bit hassasiyetinde olmalıdır.
- Ölçüm prensibi entegral olmalıdır.
- Analog kartlar, giriş ile toprak arasında oluşan anlık 75 Volt'a kadar değerlere dayanabilmelidir.

3.3.Kontrol Merkezi (Master Terminal Unit-MTU)

İngilizce, yaygın olarak kullanılan adı Master Terminal Unit türkçeye ana veya yönetici giriş birimi olarak çevrilebilir. Yaptığı işlevleri de göz önüne alarak bu birimi Ana Kontrol Merkezi veya kısaca Kontrol Merkezi olarak türkçeye çevirilebilir. Bundan sonra ingilizce kısaltılmış adıyla MTU, türkçe kısaltılmış adıyla AKM olarak alınacaktır. Kontrol merkezi; geniş bir coğrafi alana yayılmış tesislerin, bilgisayar esaslı bir yapıyla uzaktan kontrol edildiği, izlendiği ve yönetildiği yer olarak tanımlanabilir. Kontrol Merkezleri genelde SCADA sistemlerinin ve kontrol edilecek tesislerin merkezi bir yerine kurulur.

Kontrol Merkezi, sistem güvenilirliğinden sorumludur. Yetki verilmeksizin açma ve kapama işlemi yapılamaz. Bunun sonucunda merkez; bakım için dağıtım birimlerinin hizmetten çekilmesi, işletme modelinde değişiklikler yapmak, dağıtım sisteminde arıza durumunda ortaya çıkan sorunların çözümü için gereken bütün açma-kapama işlemlerine müsaade eder ve bunları denetler.

Kontrol merkezi, yüklerin izlenmesinden sorumludur ve bunların kabul edilebilir sınırlar içerisinde kalması için, ya uygun otomatik cihazları devreye almak suretiyle yada işletme programını değiştirmek suretiyle önlemleri almak zorundadır.

Dağıtım sisteminde arıza olması durumunda kontrol merkezi sorunları gidermek ve mümkün olan en kısa sürede normale dönüşü sağlamak zorundadır. Bir yandan dağıtım donanımının devre dışı kalması stratejisini hesaba katarak, kritik durumların ortaya çıkarılmasına imkan verecek çağdaş izleme yöntemleri kullanılmalı, diğer yandan arızaların anında yerlerinin tespitine imkan vermelidir.

Kontrol merkezinde özellikle tüketim miktarları, dağıtım donanımının kullanım sayıları ve arızalar hakkında istatistikler tutulması çok önemlidir. Bu istatistikler daha sonra geçmişteki işletme planlamasında aynı zamanda sistem planlamasında kullanılır.

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

SCADA sisteminde geniş bir alana yayılmış RTU'ların koordineli çalışması, RTU'lardan gelen bilgilerin yorumlanması, kullanıcılara sunulması ayrıca kullanıcıların isteklerini RTU'lara ileterek merkezi kumandanın sağlanması işlevlerini SCADA sisteminde ana kontrol merkezi yerine getirir.

Merkezi bilgisayar; RTU'lardan periyodik olarak gelen verileri, sistem üzerinden alınan ikazları, istenilen bilgileri düzenli olarak saklar. Merkezi yazılım bu bilgileri değerlendirerek kontrol eder. SCADA sistemlerinde merkezi bilgisayar vasıtası ile RTU'lardan ve sistemin diğer elemanlarından toplanan bilgiler gerek duyulan hallerde her türlü raporlar çıktı olarak kullanıcının istemine sunulur. Merkezi sistemde denetlenen sistemin akış diyagramının ekran üzerinde görüntülenmesi sağlanır. Dolayısı ile operatör tüm sistemi ekran üzerinde gözlemleyerek sistem takibi yapabilir. Sistemin çalışması açısından RTU'lardan gelen alarm ve arıza uyarıları çok önemli olduğundan merkezi yazılım bu durumları görsel ve sesli olarak operatöre bildirir.

Merkezi sistem birimi; yöneticilerin, işletme operatörlerini, bakım elemanlarını ve tüm işletim sistemini gerçek zamanlı görsel olarak izleyebildikleri fiziksel çevredir. Kontrol merkezinde merkezi bilgisayardan başka bulunan kullanıcı ara birimleri aşağıdaki gibi sıralanabilir:

Bilgisayar terminalleri: Bir çok kullanıcıya çalışma imkanı veren bu terminaller operatörlerin sistemi takip edebilmelerini sağlar. Sistemin kontrolü için gerekli bilgilerin girilmesi veya değiştirilebilmesi mümkün olabilmektedir.

Bilgisayar Ekranları: Ekranlar ile dinamik işletme noktasının (kesici, ayırıcı, motor, vana, ölçü noktası) sürekli gözlenmesi sağlanır.

Yazıcılar: İşletmeye ve sisteme ait tüm durum ve arıza hallerini raporlama imkanı sağlar.

3.3.1.Kontrol merkezinin sistem içindeki yeri

Kontrol merkezleri için sistemde, SCADA sisteminin büyüklüğüne göre, ayrı bir mekan olmalıdır. Bu ayrı kontrol merkezinden; tüm SCADA sistemine kumanda edilir, gerekli bilgiler toplanır, uygun veri 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 merkezleri SCADA sistemi içinde, 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.

3.3.2.Kontrol merkezinin görevleri

Kontrol merkezleri kısaca bilgisayarlardan, giriş çıkış birimlerinden, insan makine ara biriminden (MMI: Man Machine Interface), RTU'larla haberleşme birimlerinden, bilgi depolama birimleri ve bunların ek birimlerinden oluşur. Kontrol merkezleri yukarıda kısaca bahsedilen donanımları ile şu görevleri yerine getirir (Şahin, 1993) :

1. Uzaktaki RTU 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 sistemleri ile iletişimde olma
7. Dağıtım yönetim sistemi (DYS) ve enerji yönetim sistemi (EYS) gibi üst seviye uygulama programlarını çalıştırma
8. Yazıcı, çizici, haberleşme birimleri gibi ek birimlerin kontrolü.

3.3.3.Kontrol merkezi mimarisi

Kontrol merkezleri;

1. Sistem bilgisayarları,
2. Kullanıcı ara birimleri insan makine ara birimleri (MMI), operatör ara birimi de denir.
3. Veri toplama giriş-çıkış birimleri (frond-end bilgisayarlar),
4. Mimik diyagram ya da ekran projeksiyon sistemleri
5. Yazıcılar ve çiziciler
6. Veri depolama birimleri
7. Kesintisiz güç kaynağı
8. Zaman ayar sistemi
9. Yerel iletişim ağı
10. İzole, yükseltilmiş tabanlı kumanda odası veya odaları gibi bileşenlerden oluşur.

3.3.4.Sistem bilgisayarları

Bilgisayarlar, kontrol merkezindeki her türlü ek birimler üzerinde, denetimi ve koordinasyonu sağlayan birimlerdir. Bu işlemleri giriş, çıkış, bellek, merkezi işlem birimi, bilgisayar işletim sistemi ve uygun yazılım programları vasıtası ile yerine getirmektedir.

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

Bu birimin kontrol ettiği birimler şunlardır :

- a) Klavye : yazıların girilmesi için kullanılır.
- b) Grafıksel giriş birimi : Mouse, digitizer, scanner gibi şekil ve benzeri şeylerin bilgisayara aktarılmasında kullanılır.
- c) Haberleşme birimleri : bilgisayarın diğer bilgisayarlarla iletişim kurmasını sağlar. Bu iletişim genellikle MODEM (telefon hatları) ya da veri ağlarıyla (LAN,WAN gibi) sağlanır.
- d) Depolama birimleri : depolama birimleri gelen verileri ya da bilgisayarlarda çalışan programları depolamak için kullanılır. Bu birimler sabit disk, manyetik teyp gibi birimlerdir.

Çıkış birimi : çıkış birimi verilerin dış dünyadaki birimlere ulaştırılmasını sağlar. Örneğin ekrandaki bir bilginin yazıcıya aktarılması için bu birim kullanılır. Çıkış birimine bağlı olan birkaç birim şöyle sıralanabilir :

- Yazıcılar
- Çiziciler
- Depolama birimleri
- Grafikselle gösterim birimleri

Yazıcılar : raporlar, alarmlar gibi bilgilerin kağıt üzerine aktarılmasını sağlar.

Depolama birimleri : yedekleme ve depolama amacıyla kullanılır.

Grafikselle gösterim birimleri : bilgisayarlardaki verilerin kullanıcıya gösterilmesinde kullanılır. Bu birimlerden bir kaçını monitör, ekran projeksiyon makineleri, mapboard'lardır.

3.3.5. Bilgisayar işletim sistemi

Bilgisayar işletim sistemi, bilgisayar sisteminde çalışan programların denetimini yapar, ek birimlere erişimi sağlar. Verilerin depolama ya da yedekleme birimlerine transferini sağlar, bellek erişimini ve 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 birden fazla kişi, birden fazla programı aynı anda işletebilmektedir. Bu sistemler genel olarak iletişim ağı tabanlıdır. Dolayısıyla verilerin ortak olarak kullanımı söz konusudur. Örnek olarak UNIX, POSIX işletim sistemleri gösterilebilir (Şahin, 1993).

3.3.5.1. Kontrol merkezlerinde kullanılan bilgisayar çeşitleri

SCADA sistemi kontrol merkezlerinde kullanılan bilgisayar sistemlerini,

- 1) Kişisel bilgisayarlar,
- 2) Mini bilgisayarlar,
- 3) Süper mini bilgisayarlar,
- 4) Mainframe bilgisayarlar olarak sınıflandırabiliriz.

3.3.5.2. Kontrol merkezi bilgisayarı yazılım programları

Elektrik dağıtım sistemlerinin işletilmesi ve yönetilmesinde otomasyonun bulunmadığı ülkemizde, özellikle büyük şehirlerde, dağıtım otomasyonu ve SCADA sistemlerinin kurulması kaçınılmaz olmuştur. Bilgisayar yazılım ve donanım teknolojilerindeki

gelişmeler otomasyon sistemlerinin tasarımını da etkilemekte, bu tür otomasyon işlevlerini ekonomik ve teknik açıdan mümkün kılmaktadır.

Yazılım teknolojisinde yeni bir teknik olan nesneye dayalı programlama (Object-Oriented Programming: OOP) metoduyla gerçekleştirilebilir. OOP, bilgisayar teknolojisinde büyük yazılım sistemlerine çözüm getiren önemli bir gelişmedir. OOP yaklaşımı ve avantajları şöyle özetlenebilir (Booch, 1994):

- Fiziksel nesnelere ve düşüncelere program içinde nesnelere ve sınıflara olarak tanımlanırlar. Mühendis daha çok kendi alanıyla ilgili konularda çalışır ve bilgisayar tabanlı sorunlarla uğraşmaz.
- Algoritmik süreçlere alternatif olarak nesnelere birbirlerine mesaj göndererek süreci oluştururlar ve hepsi sadece mesaj göndererek iletişim kuran bağımsız program parçacıklarıdır.
- Fiziksel dünyadaki nesnelere arası ilişkiler program nesnelere arasında da kurulabilir böylece sistem mimarisi insanın algıladığı biçimde tasarlanıp sunulabilir.
- Birbirine benzer nesnelere gerçek dünyada olduğu gibi bir soyçekim hiyerarşisi içinde bulunur ve özelliklerini kendilerinden önce gelen sınıftan alırlar.

Bu temel özellikleri yanında, OOP, programlamaya veri gizleme (information hiding), soyutlama (abstraction), çok şekillilik (poly-morphism) gibi kolaylıklar getirir.

Müşteri/hizmetli (client/server) mimarisi çok süreçli dağıtım sistemlerde yaygınca kullanılan bir mimaridir. Açık sistem yaklaşımının öngördüğü biçimde başka sistemlerden alınan parçaların asıl sisteme eklenebilmesi bu mimari sayesinde gerçekleştirilebilir. Entegre edilmesi düşünülen modül sistem katmanlarından kendi düzeyinde olan birine müşteri olur. İletişim protokollerinde olduğu gibi her katman, altındaki katmanın hizmetlerini kullanır ve kendi üstündeki katmana hizmet verir. Her katman ayrıca alt katmanlardan oluşabilir.

SCADA sistemi yazılım programları oldukça karmaşık bir yapıya sahiptir ve gelişimi yıllar alır. Bu nedenle SCADA gibi büyük sistemlerde yazılım çok pahalıdır. Böyle karmaşık yapıları yazılımlar yazılım mühendisliğinin konusudur. Yazılım mühendisliğinin amacı kaliteli yazılım üretmektir. Yazılımın pahalı olması, elde edilmesinin ve geliştirilmesinin zor olması nedeniyle donanımda olduğu gibi yazılımda da kalite ve performans üstünlükleri aranmalıdır. Bir program yazılım sürecinde, analiz, tasarım, kodlama ve test aşamalarından geçmektedir.

Yazılım sürecinin %60'ını analiz ve tasarım aşamaları oluşturmaktadır. Bu nedenle bir yazılımda esas önemli olan analiz ve tasarımıdır.

3.3.5.3.Bilgisayar yazılım programlarının yazılım kalitesi

Yazılımın kalitesini belirleyen iç ve dış etkenler şunlardır (Şenyurt, 1993) :

- 1) Geliştirilebilirlik,
- 2) Doğruluk,
- 3) Anormal durumlara karşı koyabilme,
- 4) Uyumluluk,
- 5) Yeniden kullanılabilir olma,
- 6) Verimlilik,
- 7) Taşınabilir olma,
- 8) Doğrulanabilirlik,
- 9) Modüler olma,
- 10) Okunabilir olma,
- 11) Öğrenme ve kullanma kolaylığı,

Geliştirilebilirlik : Teknolojideki değişimlere, yeni isteklere karşı açık olmasıdır.

Doğruluk : Yazılımın bütün istekleri doğru olarak yerine getirmesidir.

Anormal durumlara karşı koyabilme : Yazılımdan beklenen durumlar dışında, tanımlı olmayan durumlarda, istenmeyen (sisteme zarar verebilecek) tepkiler vermemesidir.

Uyumluluk : Yazılımın başka yazılımlarla kolay entegre olabilmesi başka sistemlerle (yazılım ya da donanım) beraber çalışabilmesidir.

Yeniden kullanılabilir olma : Yazılımın ya da onu oluşturan parçaların başka amaçlarla kullanılabilmesi ve yeni uygulamalara destek verebilmesidir.

Verimlilik : Programın, kaynakları verimli kullanması (CPU, bellek, disk gibi) ve performansının yüksek olmasıdır.

Taşınabilir olma : Programın farklı yazılım ya da donanım ortamlarında çalışabilir olması; yani sistemde kullanılan makineden, ek birimlerden ve işletim sistemlerinden bağımsız olabilmesidir.

Doğrulanabilirlik : Programı test edebilmek ve hataları bulabilmek için test programlarının yazılmış ya da test yöntemlerinin tanımlanmış olmasıdır.

Modüler olma : Programın birbirinden bağımsız küçük modüllerden oluşmasıdır.

Okunabilir olma : Program dökümünün yeterince açık ve anlaşılır olmasıdır.

Öğrenme ve kullanım kolaylığı : Programı kullanacak olan kişilerin programın iç yapısını bilmesine gerek duymadan öğrenebilmesi ve kullanabilmesidir. Gerektiğinde kullanıcıyı uyaracak ve istedikleri bilgileri sağlayacak yardım fonksiyonlarına sahip olmasıdır.

Yazılım mühendisleri kaliteli yazılım çıkarırken bu unsurlara dikkat etmelidir. Alıcının da yazılımdan sadece istenilen fonksiyonları yerine getirmesini değil, bu kalite unsurlarını da sağlamasını beklemelidir. Görünürde aynı işi yapan (hatta aynı performansa sahip olan) iki programdan, bu unsurlar göz önüne alındığında, biri diğerinden çok farklı olabilir. Çok karmaşık olan yazılım sistemlerinde kaliteye ulaşmak için aşağıdaki unsurların göz önüne alınması genel bir çözüm sağlar (Şenyurt, 1993):

- 1) Standartlara uyma,
- 2) Açık sistemler gerçekleştirme,
- 3) Tasarıma gereken önemi verme,
- 4) Standartlaşmış yüksek düzeyli diller kullanma,
- 5) Nesneye dayalı tasarım tekniklerini ve programlama dillerini kullanma.

3.3.5.4.Yazılım sistemini oluşturan parçalar

SCADA yazılım sistemi; bir veri tabanı, veri toplama sistemi ve bunlarla birlikte çalışan programlardan oluşur. Programlar CPU'lar üzerinde dağılmış olabilir. Aynı zamanda bir CPU Birden fazla programı kontrol edebilir. Modern SCADA merkezlerinde irili ufaklı yüzlerce program aynı anda yada isteğe bağlı olarak değişik zamanlarda çalışabilir. Programların çoğu diğer programlarla (veritabanı gibi) iletişim halindedir.

Genelde amaç; veri toplama donanımından verileri veritabanına kaydetmek, kullanıcı ara biriminde görüntülemek, denetim işlevini sağlamak ve güncel yada geçmişe dönük veriler üzerinde analizler yapmaktır.

SCADA merkez sistemini oluşturan yazılım birimleri ;

1. Veri toplama sistemi
2. Veritabanı ve veritabanı yönetimi
3. Kullanıcı arabirimi (İnsan/Makine arabirimi-MMI)
4. Yerel giriş-çıkış

5. Rapor çıkarma, sebep gösterme
6. Veri analizi (geçmişe dönük veya güncel)
7. Uygulama programları (GIS gibi)
8. Konfigürasyon araçları (veritabanı editörleri, Grafik editörler)
9. Donanım yönetim programları (işletim istemi, Network sistemi, Pencere sistemi)
10. Eğitim, test, simülasyon ve hata bulma programları
11. Yerleştirme ve kurma programları
12. Diğer araçlar (derleyiciler gibi)

1) Veri Toplama Sistemi;

- a) Veri tarama
- b) Olay dizisi bilgisi alma,
- c) İletişim istatistiklerinden oluşur.

a) Veri tabanı sistemi: RTU'dan bilgi taramak, veri tabanına ve diğer ilgili birimlere iletmekle yükümlüdür. RTU'dan nasıl tarama yapılacağı bu sistem içindeki tarama programlarında tanımlıdır ve değişebilir olmalıdır. Tarama sıklığı veri tarama sistemi içinde önemli bir kavramdır. Analog ve sayısal veriler için farklı olabilir. Günümüzde bütün verilerin birkaç saniye aralıkla yenilenmesi mümkündür. 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 azaltılır. Verilerin alarm yaratım yaratmaması, RTU'dan yapıp istasyona kesme olarak gelebileceği gibi, merkezde de alarm yaratabilir,

b,c) Olay dizisi alma ve iletişim istatistikleri: Gerektiğinde milisaniye düzeyinde bilgi almayı sağlar. Olaylar arası öncelik sırasını gösterir. Veri toplama sistemi toplanan verilerin doğruluğu üzerinde istatistikler yapılabilir ve RTU'larla olan iletişimin güvenilirliği hakkında rapor çıkarılabilir. Bu raporlar ışığında iletişim teknolojisi değiştirilir yada geliştirilir.

2) Veri Tabanı :

- a) SCADA gerçek zaman verileri
- b) SCADA'ya ait statik veriler
- c) Kontrol merkezi konfigürasyonu ile ilgili veritabanı
- d) Yazılımlara ait diğer veritabanları

SCADA gerçek zaman veritabanı: RTU'lerden 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 şu veriler bu veri tabanında tutulur:

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

Farklı uygulama programları ile uyumlu olabilmesi için veri tabanının standartlara uygun olması gerekir. Veri tabanı yöntemi SQL gibi standart erişim yollarına açık olmalıdır. İlişkisel veri tabanı kullanımı uygun olmakla beraber günümüzde nesneye dayalı veri tabanı sistemleri ilişkisel veri tabanı sistemlerinin yerini almaktadır. Veri tabanı işlemlerini yapacak CPU'nun diğerlerinden ayrı olması ve diğer birimlere veri tabanı hizmeti vermesi öngörülür hem bu veri tabanı yöneticisinin hızı hem de diğer programların hızı açısından önemlidir.

SCADA statik veri tabanı : SCADA sistemi ile ilgili konfigürasyon verilerini tutar. Bunlar şu verilerdir :

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

Bu veri tabanı statik olmakla beraber güç sisteminde olacak değişiklikler karşısında güncelleştirilebilir olmalıdır.

3) Kullanıcı Arabirimi :

Kullanıcı ara birimi sistem gözetleme ve kontrolün esas yapıldığı noktadır. Veritabanı ve veri toplama sistemi ile iletişim kurarak verileri görüntüler ve kullanıcının komutlarını SCADA'ya iletir. Kullanıcı arabiriminin özellikleri şunlar olmalıdır ;

- Sistem şemalarını kolayca görüntüleme
- Herhangi bir noktanın bütün verilerini görüntüleyebilme ve üzerinde yazabilme
- Sisteme yeni veri noktaları ekleyebilme
- Zoom (yakından görüntü), 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)

Modern MMI sistemleri tüm grafik ekranları üzerinde çok pencereci ortamlar aracılığı ile çok iyi bir kullanıcı arabirimi oluşturmaktadırlar.

4) Yerel Giriş Çıkış :

- Yerel RTU'yu tarama ve yerel denetim
- Çıkış denetim sinyalleri yaratma (kalemli yazıcılar, ölçüm cihazları, göstergeler)
- Mapboard için sinyal oluşturma
- Yerel saat ve frekans bilgisini elde etme

5) Rapor Çıkarma, Sebep Gösterme

SCADA, gerçek zaman veri tabanı kullanarak geçmişe dönük ya da güncel veriler hakkında istatistiksel raporlar çıkarır. Olay dizisi verilerinden de faydalanarak sebep gösterir ve hata yerini bulur. Çıktıları yazıcı ile yada ekrandan verebilir.

6) Uygulama Programları:

SCADA programları gerçek zaman verilerine ve başka verilere dayanarak sistem bakım, onarım ve gelişimi için kullanılan programlardır. GIS (Geographic Information System: Coğrafi Bilgi Sistemi) örnek olarak verilebilir.

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.

8) Donanım Yönetim Programları:

- İşletim sistemi
 - Network sistemi
 - Pencere sistemi
- a) İşletim sistemi: çeşitli işletim sistemleri kullanılabilmeyle beraber SCADA sisteminin dağıtılmış işlevlerden oluşan yapısı çok görevli (multitasking) işletim sistemlerinin kullanımını gerektirir. SCADA sistemleri için UNIX iyi bir adaydır. Ayrıca standart işletim sisteminin seçimi farklı firmalardan alınacak ürünlerin birlikte çalıştırılmasına olanak tanır.
- b) Network Sistemi : süreçler arası veri alışverişini ve ek birimlerle çeşitli noktalardan erişim olanağı tanır. Network sisteminde standartlara uyumun faydaları
- Tek bir firmaya bağlı kalmama
 - Kaliteli ürünler
 - Fiyatların düşmesi
 - Uyumlu ürünler

Network sisteminde standartlar ISO'nun 7-katmanlı OSI sistemi üzerinde standartlaştırılmıştır.

- c) Pencere Sistemi : Pencere sistemi bir pencere kütüphanesinden ve işletim sistemi ile birlikte çalışan pencere yöneticisinden oluşur. Grafik ekran üzerinde açılan dörtgen alanlar pencere olarak adlandırılır. Pencere sistemleri menü, tuş gibi grafikse giriş araçlarının eklenmesine de imkan verirler. X-Windows pencere sistemleri içinde en çok kullanılandır:
- Donanım marka ve modelinden bağımsızdır.
 - Nesneye dayalıdır.
 - Olay güdümlü bir sistemdir.

- Network tabanlıdır.
- Yaygındır.
- Açık bir sistemdir.
- X-Windows uygulamaları taşınabilir.

9) Kurma ve Yerleştirme Programları:

Sistemin ilk kuruluşunda program kotlarını disk alanı içinde uygun yerlere yerleştirmek ve ilk çalışma alanını yaratmak, veri tabanının ilk durumunu hazırlamakla görevlidir.

10) Eğitim, Test ve Simülasyon Programları:

Kullanıcıların yetiştirilmesi, sistemin çalışırılığının kontrolü amacıyla, genellikle SCADA'ya bağlı olmadan çalışan programlardır. Simülasyon programları RTU ve diğer SCADA elemanlarını simüle ederek eğitim programlarına yardım eder.

3.3.6.Kontrol merkezi kullanıcı (Operatör) arabirimi

(İnsan Makine Arabirimi - İMA)

(Man Machine Interface - MMI)

Kullanıcı arabirimi: SCADA sistemi ile operatör arasındaki ilişkiyi kuran temel birimlerden biridir. SCADA sistemini kumanda merkezine bağlayan kullanıcıya sistemin her konusunda bilgi sağlayıp yardımcı olan merkezi ve karmaşık bir yapıdır. Süper mini bilgisayarlar sayesinde daha kaliteli, hızlı, açık seçik, yeterli bilgileri, gelişmiş yazılım programlarını da kullanarak sunmaktadırlar. Kullanıcı arabirimi yapı olarak karakter grafik veya gerçek grafik olabilir.

Karakter grafik yapı : Günümüz teknolojisinde kullanılmamaktadır. Hızlı fakat sınırlı görüntü verme özelliğine sahiptir. Terminal mantığı ile çalışıklarından görüntü çağırma süresi fazladır. Terminaller ortak işlemcilerle kontrol edildiklerinden terminallerin biri diğerini beklemek zorundadır. Oldukça büyük ve çok yer işgal ederler.

Gerçek grafik yapı: En yeni ve yaygın kullanıma sahiptir dosyaya erişme ve çağırma hızı, görüntü kalitesi ve yeteneği yüksektir. Özel grafik kartları sayesinde her türlü görüntüyü hızlı

bir şekilde verebilir. Büyüklük olarak, karakter grafik yapıya yayma süresi oldukça az yer kaplar. Kullanıcı arabirimi için en uygun konfigürasyon budur.

3.3.6.1.Kullanıcı arabiriminde bulunan cihazlar

Kullanıcı arabiriminde olması gereken başlıca cihazlar şunlardır ;

1. Monitörler
2. Klavyeler
3. Fare (Mouse)
4. Yazıcı ve çiziciler

1. Monitörler: Görüntüleme birimleridir. Son yıllarda oldukça kaliteli türler geliştirilmiştir. Bunlar yüksek çözünürlüğe sahip SCADA sistemleri için uygun boyutlarda (17-19 inch veya daha büyük), düşük radyasyon ve yan monitörlerdir.

2. Klavyeler: Genel ve SCADA uygulamalarına özel klavyeler olmak üzere ikiye ayırabiliriz. Genel Klavyeler; Standart Q ve F klavyelerdir. Genel amaçlı bilgisayarlar için özel tuşlar içeren klavyelerdir.

Fonksiyonel klavyeler; üzerinde SCADA sisteminde kullanılan bazı özel tuşlar içeren istasyonda çalışan yazılım programlarına özel klavyelerdir. Bu tür klavyelerde beklenilmeyen operasyonlar önlenmiştir. Yazılım programının karmaşık işlemleri bir fonksiyon tuşuna bağlanarak komut vermek hızlı ve kolay hale getirilmiştir. Ancak günümüz teknolojisi ile geliştirilen programların klavye bağımlılığı ortadan kaldırılmıştır. Bütün operasyonlar fare ile yapılabilmektedir.

3.Fare: Üzerinde 2 veya 3 (istasyonlar için 3) tuş bulunan ve ekrandaki kursorün hareket ettirilmesinde kullanılan aletlerdir. Ekrandaki menülerden madde seçme ve programlara değişik komutların gönderilmesinde kullanılır.

4.Yazıcı ve çiziciler : Çeşitli rapor dosyalarını ve grafik bilgilerini kağıda aktarmak amacıyla kullanılır.

3.3.6.2.Kullanıcı arabirimi işlevleri

1. SCADA sistemi yazılım programlarının kullanılması
2. Görüntüleme ve SCADA kapsamındaki kontrol edilen ve bilgi toplanan cihazların ekranda izlenmesi, bu cihazlara komut göndererek durumlarındaki değişikliklerin ekrandan izlenmesi

3. Alarm üretme, alarm seviyelerinin ayarlanması ve analog değerlerin çeşitli seviyelerde ayarlanabilmesi
4. SCADA sisteminde kullanılan elemanlar hakkında detaylı bilgilendirme (Bakım tarihleri, markası, üzerindeki arıza durumlarının izlenmesi, karakteristik değerlerinin bilinmesi, SCADA kontrolünde olup olmadığı vb.)
5. Bağlantı bilgilerinin görüntülenmesi ve yük analizi sonuçlarının ekrana işlenmesi gibi çeşitli network analizlerinin sonuçlarının verilmesi,
6. Alarmları ve bilgileri oluş sırasına göre kaydetme ve listeleme, kullanıcının gerçekleştirdiği işlemleri kayıt etme ve raporlama
7. SCADA kartları ve programları ile ilgili raporlar,
8. Başka analiz programlarının çağırılması ve bu programların kendi raporlarını üretmesi,
9. Güvenlik kontrolünün çeşitli şifreleme yöntemleri ile sağlanması, yetkili olmayanların kullanımına izin verilmemesi
10. Kullanıcı vasıtası ile veri girilmesi ve böylece sisteme bağlı olmayan nesnelere için, kullanıcının telefon veya başka yollarla aldığı bilgileri işlemesine olanak tanıma

3.3.7. Dağıtım tesisleri kontrol merkezi fonksiyonları

Dağıtım tesisi Kontrol Merkezi; uzun vadeli planlama analiz aşamasından transformatör merkezlerine veya bakım ekiplerine iletilen açma-kapama kararlarına kadar dağıtım sisteminin yönetilmesini sağlamaktadır. Kontrol merkezi, kısmi bir kesintiden sonra dağıtım sisteminin kısa sürede yeniden işletmeye alınmasına uygun olmalıdır:

- 1) Önleyici bakım analizlerinden faydalanarak dağıtım şebekesinin bakım programları hazırlanır.
- 2) İşletme stratejileri geliştirilir ve bunun sonucuna göre koruyucu cihazlar uyarlanır. Stratejiler dağıtım sisteminin sistematik bir analizinden geçirilerek belirlenir.
- 3) Bakım ve işletme programında en son yapılan düzeltmeler kontrol merkezinin personeline verilir. Bunlar, donanımı hizmetten çıkarmak veya hizmete sokmak kararını vermek zorundadır ve bu kararları gerekli açma – kapama işlemlerini yapmak için trafo merkez birimlerine veya işletme personeline göndermek zorundadır.
- 4) Dağıtım tesisinin gözetimi ve kumandası için tam sorumluluk üstlenir; açma – kapama emirleri ve yetkisi, yük akışlarının izlenmesi, işletme arızalarının giderilmesi burada yapılır.

- 5) OG alt iletim sistemi arızalarının giderilmesi ve trafo merkezlerinin kumandası sadece kontrol merkezinden yapılır.
- 6) Besleyici arızaları normal olarak trafo merkez birimleri tarafından otomatik giderilebilir. Bazı durumlarda da kontrol merkezinden giderilmektedir.
- 7) Kontrol merkezi tüketim, yüklenme düzeyleri, donanım kullanımı ve arızalarla ilgili bütün temel istatistiklerin hazırlanmasını sağlar.
- 8) Tesis işletme ve arızalarının analizini yapar ve bunların sonucunda işletme politika ve tekniklerin geliştirilmesini sağlar.

3.4.Uygulama Projesinde Kullanılan Kontrol Birimlerinin Tanımları

Uygulama projesinde Siemens firmasına ait SCADA yazılımı ve bu yazılımla sadece tek bir protokolle (SEAbus) haberleşen kontrol birimleri kullanılmıştır.

3.4.1.Şebeke bilgisayarları

3.4.1.1.(4300) Şebeke bilgisayarı

Uygulama: Endüstriyel tesislerin, binaların enerji dağıtım sistemlerinde ve şehir şebekelerinde hassas akım ve güç ölçümü için kullanılır.

Özellikleri: Ölçümler, faz akımları, ortalama faz akımı, faz-nötr gerilimleri ve ortalama faz-nötr gerilimi, faz-faz arası gerilimler, ortalama faz-faz arası gerilim, kW, kVA, kVAR, kW Demand, kWsaat, güç faktörü ve maksimum kW Demand olarak yapılır. Ölçüm modülü, elektrik dağıtım iletişim sistemine bağlanır. Cihazın ölçüm hassasiyeti akım, gerilim ölçümlerinde % 0.5; güç ölçümlerinde ise % 1'dir. Cihazlar, bu bilgileri ekranları üzerinden gösterebildikleri gibi RS-485 seri haberleşme ile bilgisayar sistemine de aktarabilmektedirler. Cihaz bir kişisel bilgisayara (PC) bağlandığında ölçüm verilerini, modem veya kablo aracılığıyla, PC'de çalışan monitörleme yazılımına aktarır. 4300 Şebeke bilgisayarı, ekran ünitesi üzerinden lokal olarak veya iletişim sistemi ile uzaktan konfigüre edilebilir. Tüm sistem şifre korumalıdır.

Yapısı : 4300 Şebeke bilgisayarı, endüstriyel ortamlarda kullanım için imal edilmiştir. Sağlam mikroişlemci tabanlı teknolojisini, radyo frekansı girişimi (RFI), yüklenme ve hızlı

akım testleri konusunda ANSI/IEEE 37.90 kurallarına ve FCC/DOC emisyon standardına uygundur. Tüm konfigürasyon verileri, pil gerektirmeyen sabit bellekte saklanır.

Çalışma Şekli: 4300 Şebeke bilgisayarı, gerçek zaman ve minimum-maksimum verileri toplar, ekranda gösterir ve iletir. Veriler, ölçüm cihazının ekranında veya iletişim hattı ile diğer denetim bilgisayarlarında izlenebilir. Operatörler, sızdırmaz membranlı dokunmatik klavyeye basarak, Ekranda görülecek verileri seçebilir veya ölçüm cihazının ve/veya rölenin konfigürasyonunu değiştirebilirler. Konfigürasyon şifre korumalıdır ve iletişim araçları ile de sağlanabilir.

3.4.1.2.(4700) Şebeke bilgisayarı

Uygulama: Endüstriyel tesislerin, binaların enerji dağıtım sistemlerinde ve şehir şebekelerinde hassas akım ve güç ölçümü için kullanılır.

Özellikleri: Ölçümler, faz akımları, ortalama faz akımı, demand nötr akımı, faz-nötr gerilimleri, ortalama faz-nötr gerilimi, faz-faz arası gerilimleri ve ortalama faz-faz arası gerilimi, kW Demand, kWSaat, kVA, kVAR, kVARsaat, güç faktörü ve frekansı içerir. Ölçülen her parametrenin min/max. değerlerini yakalar. Cihazın ölçüm hassasiyeti akım, gerilim ölçümlerinde % 0.2; güç ölçümlerinde ise % 0.4'tür. Üzerindeki tuşlar aracılığıyla parametrelenebildiği gibi bilgisayar bağlantısı sayesinde uzaktan da programlanabilen 4700 Şebeke Bilgisayarının üzerinde 4 adet dijital giriş ile 3 adet röle çıkışı bulunmaktadır. Dijital girişler şalter konumu, ihbarlar gibi bilgilerin bilgisayar sistemine aktarılması amacıyla kullanılabilen; röle çıkışları ise enerji bilgisini darbe çıkışı olarak vermek amacıyla kullanılabilen gibi bilgisayar üzerinden manuel olarak şalterlere açma/kapatma komutu vermek amacıyla da kullanılmaktadır. Ayrıca 4700 Şebeke Bilgisayarının alarm sınır değeri (setpoint) tanımlama özelliği sayesinde istenen ölçüm değerinin eşik değerini aşması durumunda röle çıkışları tetiklenebilmektedir. Cihazın bir başka özelliği de bilgisayar aracılığıyla bir sinüs boyunca 128 örnekleme yaparak dalga şekli yakalaması ve bu şekilde 64. harmoniğe kadar inceleme imkanı getirmesidir. İletişim modülü, elektrik dağıtım iletişim sistemine bağlantı imkanı verir. Bir kişisel bilgisayara (PC) bağlandığında, ölçüm cihazı verilerini modem veya kablolu haberleşme aracılığıyla, PC'de çalışan monitörleme yazılımına aktarır. 4700 Şebeke bilgisayarı, cihaz üzerinden veya haberleşme bağlantısıyla, uzaktan konfigüre edilebilir. Tüm sistem şifre korumalıdır. SCADA, DCS (Digital Control Systems)

veya başka bir sisteme giriş için tek programlanabilir analog çıkış sağlayabilir. Dijital girişi kabul eder ve bunların durumunu üst bilgisayarlara aktarır. 4 akım ve 4 voltaj girişinin herhangi birinin hızlı örnekleme ile dalga biçimi yakalamasını sağlar. Verileri, ekranda gösterme ve 64. harmoniğe kadar harmonik içeriği hesaplanması için üst bilgisayarlara aktarır.

Yapısı: 4700 Şebeke bilgisayarı endüstriyel ortamlarda kullanılmak için imal edilmiştir. Sağlam mikroişlemci tabanlı teknolojisi, radyo frekansı girişimi, yüklenme dayanımı ve hızlı akım konularında ANSI/IEEE 37.90 kurallarına ve Endüstriyel tesislerin, binaların enerji dağıtım sistem- FCC/DOC emisyon standardına uygundur. Şehir şebekelerinde hassas akım ve güç sınıfına girer. Tüm konfigürasyon verileri pil gerektirmeyen kalıcı bir bellekte saklanır.

Çalışma Şekli: 4700 Şebeke bilgisayarı, gerçek zaman ve minimum/maksimum verileri toplar, ekranda gösterir ve iletir. Veriler, şebeke bilgisayarının ekranında veya iletişim hattıyla diğer denetim bilgisayarlarında izlenebilir. Operatörler, sızdırmaz membranlı dokunmatik klavyeye basarak, ekranda görülecek verileri seçebilir veya ölçüm cihazının ve/veya rölenin konfigürasyonunu değiştirebilirler. Konfigürasyon şifre korumalıdır ve iletişim hattı üzerinden de değiştirilebilir.

3.4.1.3.(4720) Şebeke bilgisayarı

Uygulama: Endüstriyel tesislerin, binaların enerji dağıtım sistemlerinde ve şehir şebekelerinde hassas akım ve güç ölçümü için kullanılır.

Özellikleri: Ölçümler, faz akımları ve ortalama faz akımları, amper demand, nötr akımı, faz-nötr gerilimleri ve ortalama faz/nötr gerilimleri, faz-faz arası gerilimleri ve ortalama faz-faz arası gerilimi, kW, kW Demand, kWsaat, kVA, kVAR, kVARsaat, güç faktörü, frekans ve yardımcı voltajı da içeren 300'den fazla 3-fazlı ölçümlerdir. 2-15 arası harmonik için toplam harmonik distorsiyonu, toplam çift harmonik distorsiyonu, toplam tek harmonik distorsiyonu ve bağımsız harmonik distorsiyonu cihaz üzerinde harmonik analiz imkanı ile izlenebilir. Kullanıcıya, gerilim ve akım girişlerini hızlı örnekleme olanağını veren yüksek hızlı dalga biçimi yakalama özelliğine sahiptir. Girişler, bir çevrimde 128 örnek hızında örneklenir. Üzerindeki tuşlar aracılığıyla parametrelenebildiği gibi bilgisayar bağlantısı sayesinde

uzaktan da programlanabilen 4720 Şebeke Bilgisayarının üzerinde 4 adet dijital giriş ile 3 adet röle çıkışı bulunmaktadır. Dijital girişler şalter konumu, ihbarlar gibi bilgilerin bilgisayar sistemine aktarılması amacıyla kullanılabilir; röle çıkışları ise enerji bilgisini darbe çıkışı olarak vermek amacıyla kullanılabilir gibi bilgisayar üzerinden manuel olarak şalterlere açma/kapatma komutu vermek amacıyla da kullanılmaktadır. Ayrıca 4720 Şebeke Bilgisayarının alarm sınır değeri (setpoint) tanımlama özelliği sayesinde istenen ölçüm değerinin eşik değerini aşması durumunda röle çıkışları veya 4720 cihazı içerisindeki dalga şekli kaydedicinin (recorder) tetiklenmesi sağlanmaktadır. Kaydedilen dalga şekli daha sonra bilgisayar aracılığıyla incelenebilmektedir. Dijital dalga biçimi kayıt ile, sekiz gerilim ve akım girişinin tümünü, her çevrimde 16 örnek hızı ile sürekli örnekleme olanağı vardır. Yüksek hızlı ayar kontrol sistemi, kullanıcı tarafından tanımlanabilen harmonik distorsiyon seviyeleri ve harici sinyaller dahil çok çeşitli durumlarda devreye sokulabilir ve 40 milisaniye süreli olayların dalga şekli kayıtlarında kullanılır. Dijital giriş değişikliklerinin tarih ve saat damgalı kayıtları, ayar/alarm ve tüm çıkış rölesi işlemlerinin geniş kapsamlı yerinde kaydı yapılabilir. Olaylar 1 milisaniye duyarlılıkla ayrıştırılabilir. Yardımcı analog girişi, bir transformatörün ısısı veya pil voltajı gibi harici bir değişkeni ölçmek için de kullanılabilir. Yardımcı analog akım çıkışı (0-20 veya 4-20 mA) herhangi bir ölçülmüş parametreye oranlı hale getirilebilir. İletişim modülü (sahada eklenebilir) elektrikli dağıtım izleme sistemine bağlanır. Bilgisayara bağlandığında ölçüm cihazı verilerini modem veya kablolu iletişim sistemi ile toplayıp, ekranda gösterecek SIEServe yazılımına sahiptir.

Yapısı: 4720 Şebeke bilgisayarı, endüstriyel ortamlarda kullanım amacıyla imal edilmiştir. Sağlam mikroişlemci tabanlı teknoloji, radyo frekans girişimi (RFI) konusunda, yüklenme dayanımında ve hızlı akım testlerinde ANSI/IEEE 37.90 kurallarına uygundur. Ayar sistemiyle veya iletişim bağlantısıyla otomatik olarak kontrol edilebilen 10 amperlik üç adet çıkış kontrol rölesi.

Çalışma Şekli: 4720 Şebeke bilgisayarı, gerçek zaman ve minimum/maksimum verileri toplar, ekranda gösterir ve iletir. Operatörler, sızdırmaz membranlı dokunmatik klavyeye basarak, ekranda görülecek verileri seçebilir veya ölçüm cihazının ve/veya rölenin konfigürasyonunu değiştirebilirler. Konfigürasyon şifre korumalıdır ve iletişim hattı üzerinden de değiştirilebilir.

3.4.1.4. S7-I/O Giriş/Çıkış Üniteleri

Şalt tesisindeki ihbar, konum gibi sinyalleri toplamak amacıyla S7-I/O Giriş/Çıkış üniteleri kullanılmaktadır. Bu üniteler şalt panolarının içine monte edilir. S7-I/O Giriş/Çıkış üniteleri, şalt tesisinin uzaktan izlenmesi ve kumanda edilmesi amacı için ekonomik bir çözüm oluşturmaktadırlar. Sistemin diğer cihazları ile birlikte aynı haberleşme hattıyla bilgisayar sistemine bağlanan cihazların temel CPU (merkezi işlem birimi) üniteleri üzerinde 14 adet dijital giriş ve 10 adet dijital çıkış bulunmaktadır. Giriş/çıkış kapasitesi ilave kartlar vasıtasıyla 64 giriş/çıkışa kadar arttırılabilmektedir. Ayrıca cihaz girişlerinden 8 tanesi sayıcı olarak kullanılabilir. Çıkışlar kullanıcı tarafından darbe çıkış veya kalıcı çıkış olarak tanımlanabilmekte, darbe çıkışlarının darbe boyu bilgisayar üzerinden kullanıcı tarafından programlanabilmektedir. Cihaz 24 V DC gerilim ile beslenmektedir, giriş ve çıkışlar gene 24 V'a uygundur. Giriş/çıkış ünitesi 500 V'luk gerilimlere dayanıklı olarak imal edilmiştir.

Haberleşme Sistemi: Bu cihazlar RS-485 hatları vasıtasıyla seri olarak merkezi bilgisayar sistemine bağlanabilmektedir. Bir RS-485 hattına 32 adet cihaz bağlanabilmektedir. Bilgisayarın RS-232 standardındaki seri portu ile RS-485 hatları arasındaki çevrim Isolated Multidrop adlı RS-485/RS-232 çeviricisiyle mümkün olmaktadır. Isolated Multidrop üzerinde 4 adet RS-485 çıkışı bulunmaktadır. Böylece bilgisayarın bir portuna 128 adet cihaz bağlanabilmektedir. Bilgisayar üzerindeki seri port sayısı da 9 adede kadar arttırılabilmektedir. Bu şekilde sistem modüler bir yapıya sahip olmakta ilave cihazlar için ek donanım gereklilik kalmamaktadır. Isolated Multidrop çeviricinin bir diğer özelliği ise cihazın RS-485 ile RS-232 tarafları arasında optik izolasyonun bulunmasıdır. Bu şekilde şalt tesisinde olabilecek darbelere karşı bilgisayar sistemini korunmaktadır.

3.4.1.5. ISGS akıllı koruma rölesi

Uygulama: ISGS Koruma Rölesi, şalt tesislerinde kesicilerle birlikte kullanılan sayısal, çok fonksiyonlu bir röledir. Bilinen birçok koruma fonksiyonunu birden gerçekleştirir. Koruma özelliklerinin yanında aynı zamanda ölçme, uyarma ve kumanda fonksiyonları da vardır. ISGS Rölesi, ayrı ayrı monte edilip, ayrı ayrı kabla yapılan birçok cihazın yerini alarak spesifikasyonları ve tesisatı basitleştirirken, aynı zamanda güvenilirliği ve fonksiyonelliği de arttıran özelliğe sahiptir.

Özellikleri: Üç faz ve toprak için ters zamanlı ve/veya sabit karakteristikli aşırı akım, kısa devre, toprak kaçağı koruması özelliği ile dört ayrı rölenin yerini tutar.

Standart ölçüm fonksiyonları:	Üç faz RMS ve ortalama RMS akımlar Nötr akımı Akım demandı (üç faz için ayrı ayrı ve ortalama)
Opsiyonel ölçüm fonksiyonları:	Üç faz RMS ve ortalama RMS gerilimler Aktif Güç (kWatt) kW demand kW saat Görünen Güç (kVA) Reaktif Güç (kVAr) kVAr saat Güç faktörü Frekans Toplam Harmonik Bozulma (Akım) Toplam Harmonik Bozulma (Gerilim)
Opsiyonel koruma fonksiyonları:	Aşırı ve/veya düşük gerilim koruması Yönlü aşırı akım/toprak kaçağı koruması Yüksek ve/veya düşük frekans koruması Gerilimde ters bileşen koruması Gerilimde faz sırası koruması Kesici arızası Çok hızlı aşırı akım korumaları

Eğri yakalama fonksiyonu: 1'er saniyelik 2 ayrı hafıza biriminde detaylı akım ve gerilim eğrilerini tutmak sureti ile bilgisayar üzerinden arıza analizi yapma ve harmonikleri izleme olanağı verir.

Arızadan açma kaydı: Son sekiz arıza için pick-up'a girme ve arızadan açma zamanlarını, pick-up ve arızadan açma anlarındaki akım ve (ölçülüyorsa) gerilim değerlerini, pick-up'ta kalış süresini vs. kaydederek arızanın analizini yapma imkanı tanır.

Olay kaydı: Konum değişikliklerini, rölenin bu durumlarda gerçekleştirdiği fonksiyonları ve diğer benzeri bilgileri kaydeder.

Min/Max kayıtları: Akım, gerilim, güç, frekans vb. ölçülen değerlerin minimum ve maksimum değerlerini zaman etiketli olarak kaydeder.

Rölenin ön yüzünde bulunan RS-232 haberleşme portu, bilgisayar ile röleye doğrudan bağlanma, cihazın her türlü ayar ve ölçüm bilgilerini alma, cihazı bilgisayar üzerinden parametreleme olanağı tanır. Rölenin arka yüzünde bulunan opsiyonel RS-485 haberleşme portu, haberleşme hattını kullanarak uzaktaki bir bilgisayardan cihaz bilgilerini alma ve cihazı parametreleme olanağı tanır.

Çalışma şekli: ISGS Rölesinin konfigürasyonu, rölenin temel donanımında hiç bir değişiklik yapmadan istenildiği zaman değiştirilebilir. Aynı şekilde, rölenin opsiyonları da donanımı değiştirmeden arttırılabilir. Konfigürasyonda yapılacak olan değişiklikler röle üzerindeki tuş takımı yardımı ile doğrudan yapılabilir. Ayrıca, ISGS Rölesinin üzerinde bulunan RS-232 lokal haberleşme portu kullanılarak lokal bir bilgisayar üzerinden de röleyle haberleşmek ve rölenin konfigürasyonunu değiştirmek mümkündür.



4.SCADA'NIN İLETİŞİM SİSTEMİ

İletişim bir bölgeden başka bir bölgeye, karşılıklı olarak, veri veya haberin gönderilmesi işlemidir. Bu sistem temel olarak üç bileşenden oluşur:

- a) İletişim yolu ve ortamı.
- b) Veri veya Haberi iletişim ortamı üzerinden gönderebilmek için şekillendirecek bir cihaz (MODEM).
- c) Alıcı uçta gönderilen veri veya haberin anlaşılması için ilk şekline çevirecek bir cihaz (MODEM) gereklidir.

SCADA sisteminde iletişimin önemi: SCADA sisteminde sistemin işlemesi için iletişim hayati öneme sahiptir. İletişim kanallarının veri elde edilmesi ve kontrolündeki hızı önemli ölçüde SCADA sistemini etkilemektedir. Buna bağlı olarak Kontrol Merkezindeki kullanıcı arabirimi ve uygulama yazılımları da etkilenir. Kontrol Merkezinde ve RTU'larda ulaşılan önemli teknik gelişmelerin faydalı olabilmesi için, iletişimin de aynı oranda gelişim göstermesi gereklidir. Yoksa büyük hızda ve miktarlarda toplanan verilerin hızla iletilmemesi halinde bir anlamı yoktur. SCADA sisteminin en yüksek başarı düzeyi ile uygulanması iletişim sistemine bağlıdır.

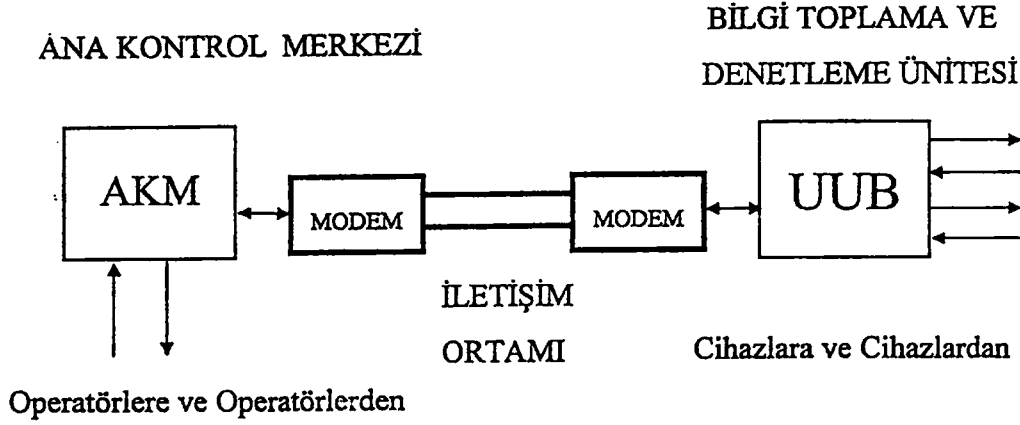
SCADA'nın başarılı bir şekilde uygulanabilmesi için;

- a) Güvenilir
- b) Maliyeti düşük
- c) Gerekli tüm fonksiyonlara sahip
- d) Her türlü ortamda çalışabilen bir iletişim sistemine sahip olmalıdır.

İletişim sisteminin elemanları: Çok basit bir SCADA sistemi bir Kontrol Merkezi (MTU) ve bir Bilgi Toplama ve Denetim (RTU) Biriminden oluşmaktadır. Bu basit sistemi bütünlenmesi için MTU ve RTU'nun birbiri ile haberleşmesi, dolayısıyla iletişim sistemi ile donatılması gerekir. İletişim sisteminin elemanları şunlardır;

- 1) İletişim ortamı
- 2) Veri İletişim Cihazı (MODEM)
- 3) İletişimi sağlayan Cihazlar (MTU, RTU)

Bunlar aşağıdaki Şekil 4.1'de şematik olarak gösterilmektedir.



Şekil 4.1 Çok basit SCADA sisteminin ve iletişim sisteminin anahtar elemanları.

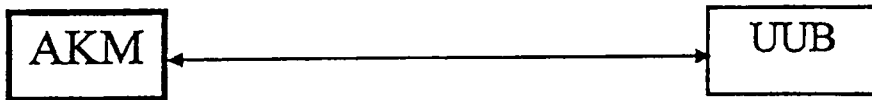
4.1.İletişim Mimarisi

İletişim mimarisi aşağıda belirtilen etkenlere göre belirlenmektedir;

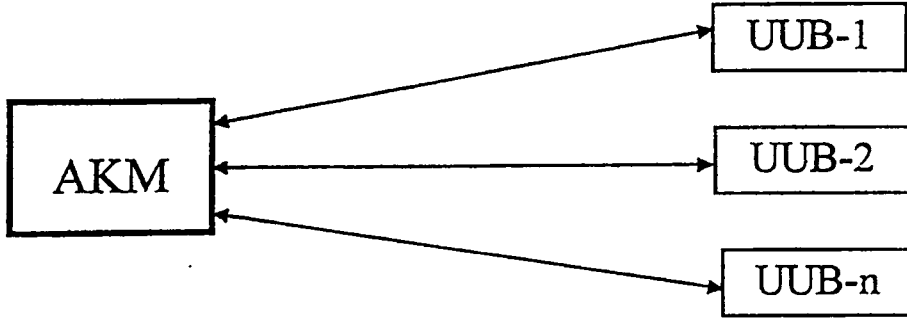
- 1) Sistemde kullanılacak RTU'ların sayısı
- 2) RTU'ya bağlı birimler ve bu birimlere ulaşım hızı
- 3) RTU'ların yerleşimi
- 4) Elde bulunan haberleşme kolaylıkları
- 5) Ulaşılabilecek haberleşme teknikleri ve araçları

Yukarıdaki etkenlere de bağlı olarak Kontrol Merkezleri–AKM ve Bilgi Toplama ve Denetleme Birimleri–UUB arasındaki bağlantı mimarisi aşağıdaki şekillerde olabilir:

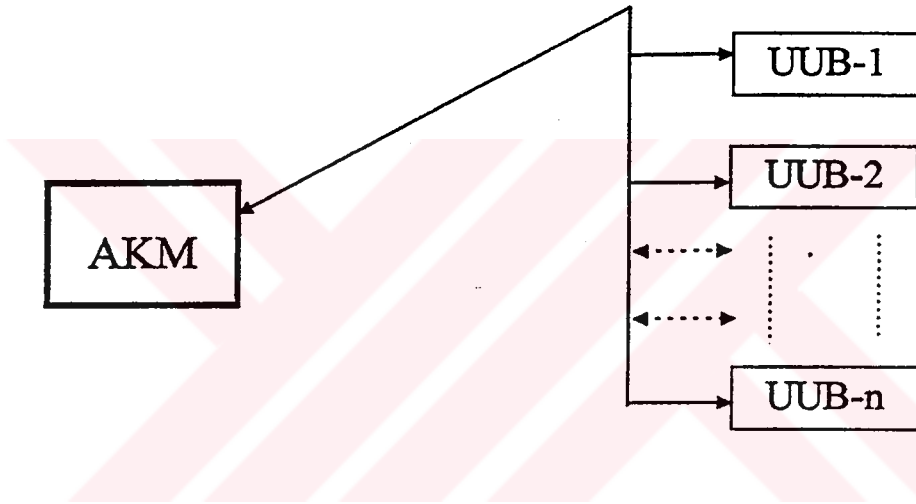
4.1.1.Tek kontrol merkezli mimariler



Şekil 4.2 Tek kontrol merkezi, tek bilgi toplama ve denetleme birimi, radyal hat

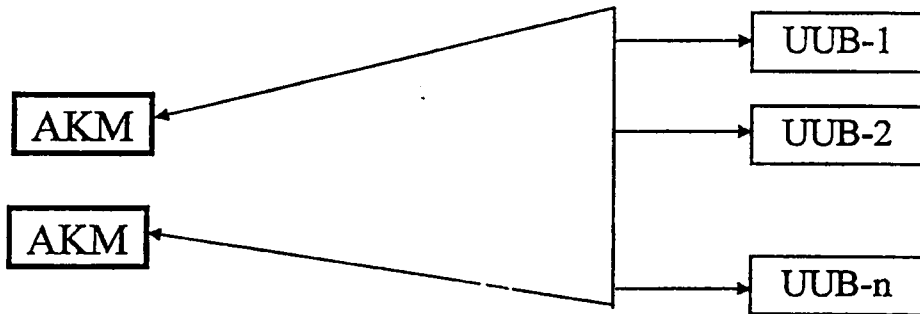


Şekil 4.3 Tek AKM, çoklu UUB, radyal hat.

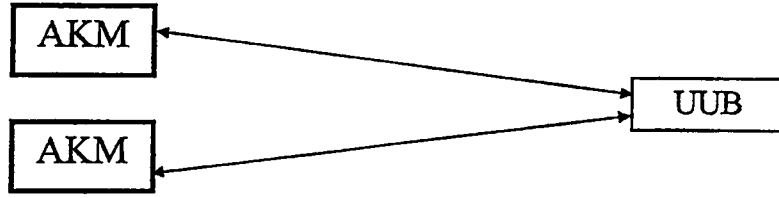


Şekil 4.4 Tek AKM, çoklu UUB, paylaşımlı hat.

4.1.2. İki kontrol merkezli mimariler

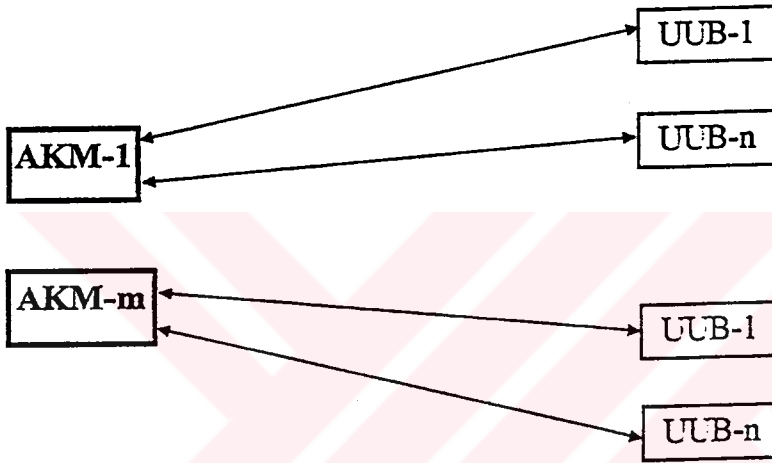


Şekil 4.5 İki AKM, çoklu UUB, döngülü paylaşımlı hat.

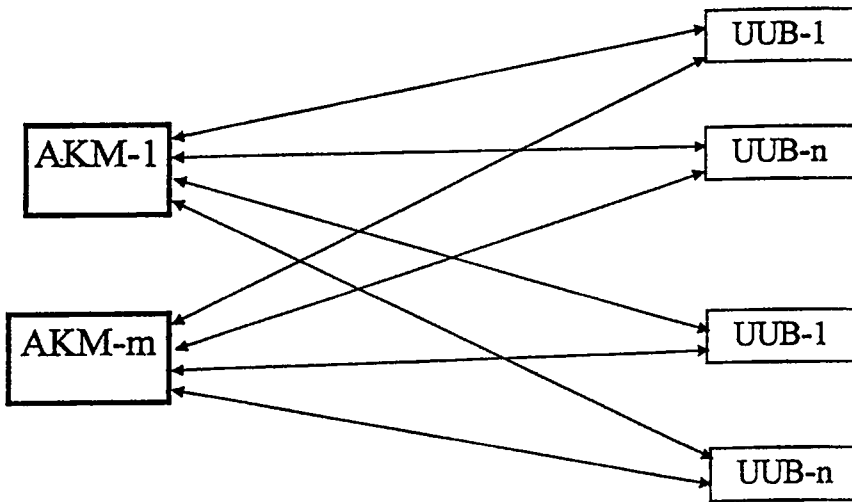


Şekil 4.6 İki AKM, tek iki portlu UUB, radyal hat.

4.1.3.Çoklu kontrol merkezli mimariler

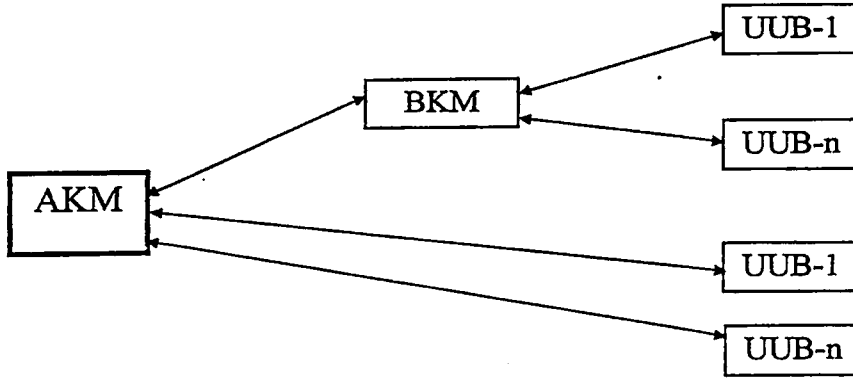


Şekil 4.7 Çoklu AKM, çoklu UUB tek portlu.

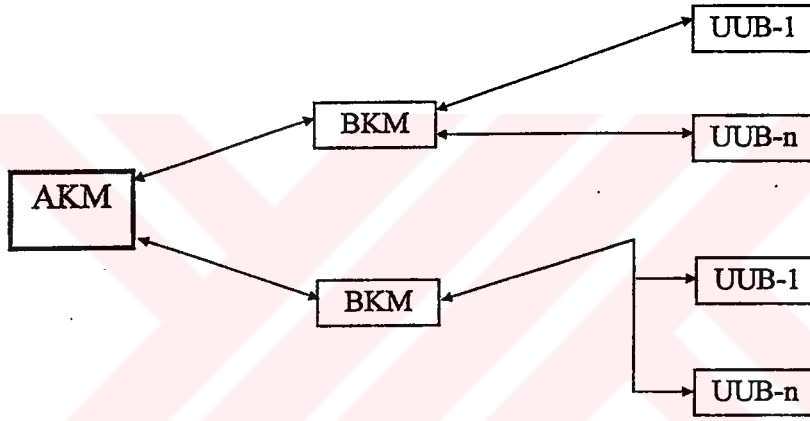


Şekil 4.8 Çoklu AKM, çoklu UUB çift portlu.

4.1.4.Bileşik sistemler



Şekil 4.9 Tek AKM, tek BKM (Bölge Kontrol Merkezi), çoklu UUB.



Şekil 4.10 Tek AKM, çoklu BKM(Bölge Kontrol Merkezi), çoklu UUB.

4.1.5.Bağlantı türleri

Bağlantı türleri fiziksel bağlantı biçimine ağ bileşenlerinin coğrafi konumuna göre yerel (LAN: Local Area Network) ve geniş alan ağları (WAN: Wide Area Network) olarak sınıflandırılırlar.

LAN : Bu ağlar küçük boyutludur. Şayet SCADA sistemlerinde ana terminal ile yerel terminal birimleri küçük bir alan içerisinde kuruluyorsa bu durum da iletişim bağlantısı yerel alan ağı şeklini alır.

WAN: Yerel alan ağı bir fabrika ortamı ile sınırlıdır. Halbuki WAN birbirinden çok uzak olan sistemleri birbirine bağlar. Birimler birbirinden coğrafi olarak yayılmış uzak mesafelerde bulunuyorsa bu durumda iletişim bağlantısı bu ağ türüne dönüşür.

WAN ve LAN, SCADA kontrol sisteminde geniş bir alana yayılmış birden fazla operatör istasyonunun birbirine bağlanmasına ve işletmeye ait tüm verilerin transfer edilmesi için kullanılır. Bu ağlar sayesinde her terminal ünitesine sistemin kaynakları açık hale getirilmektedir. Kontrol sisteminde herhangi bir terminal birimi başka bir bilgisayarın yazıcısından çıkış alabilir ve herhangi bir birimin bilgisayarı diğer birimdeki bilgisayarın ana belleğinde mevcut olan bir dosyayı bulup kopyalama işlemini gerçekleştirebilir.

Modülasyon: Bir verinin uzak bir noktaya doğru olarak aktarılması için, bir çevrime (Modülasyona) ihtiyacı vardır. Aynı şekilde çevrime uğramış verinin alıcı tarafından yorumlanıp tekrar gerçek durumuna, anlaşılması için dönüştürülmesi (DEModülasyon) gerekir. Modüle edilen veriler iletişim kanalına verilerek alıcı tarafa iletilir. Veri iletişimde üç farklı kanal kullanılır. Bunların adları :

- a) Simplex Kanal : Bilginin tek yönde iletilebildiği kanaldır.
- b) Half Duplex Kanal : Bilginin her iki yönde iletilebildiği kanaldır. Fakat haberleşme kanalını aynı anda bir taraf kullanabilmektedir.
- c) Full Duplex Kanal : Bilgi her iki yönde iletilirken, kanal üzerinde aynı anda birden fazla veri iletişimi sağlanabilmektedir.

Half ve Full duplex kanallarda her iki tarafta da bir modülatör ve bir demodülatör bulunmak zorundadır.

4.2.İletişim Ağları

Günümüzde, iletişim ağları, ISO (International Standard Organization) tarafından geliştirilen yedi katmanlı protokol (OSI - Open Systems Interconnection) standardına uyum sağlandırılmaya çalışılmaktadırlar. Bu katmanlar sırası ile (Judge, 1988):

1. Fiziksel katman (Physical Layer) : Hatasız bit iletişiminden sorumludur.
2. Veri bağlantı katmanı (Data Link Layer): Veri bloklarının hatasız bir şekilde bir üst seviyeye çıkarılmasını sağlar.

3. Ağ katmanı (Network Layer) : Veri paketlerinin kaynaktan alıcıya doğru rota üzerinden gönderilmesini sağlar.
4. İletişim katmanı (Transport Layer) : Veri paketlerinin düzgün sırada bir üst katmana geçirilmesinden sorumludur.
5. Bağlantı katmanı (Session Layer) : Kullanıcılar arası bağlantının kurulmasından, kontrolü ve yönetiminden sorumludur.
6. Sunuş katmanı (Presentation Layer) : Verilerin standart bir formatta sunulmasını sağlar.
7. Uygulama katmanı (Application Layer) : Kullanıcının uygulama yazılımı ile haberleşme ağı arasındaki birimdir.

Bu model, protokoller arasındaki uyumluluğunu ve farklı ağlar arasındaki geçişi kolaylıkla sağlar. Bu yüzden bir çok kullanıcı ISO/OSI modelini kullanmak istemektedirler. Oldukça yaygın kullanılan TCP/IP (İnternet) protokolü OSI standartlarına uymamaktadır, fakat bir standart haline gelmiştir.

İletişim ağ teknolojisi günümüzde hızla gelişmektedir. Örneğin yerel iletişim ağlarının (LAN) hızları 10 MBit/s'den 100 Mbit/s'ye çıkmıştır. Bunun yanında FDDI (Fiber Distributed Data Interface), ISDN (Integrated Services Digital Network), ATM (Asynchronous Transfer Mode) gibi standart iletişim ağları da oluşmaya başlamıştır. Gün geçtikçe bu yeni ağların fiyatları düşmektedir ve bu ağların maliyeti düştükçe Token Ring, Ethernet, X.25 LAN gibi şu anda kullanılan iletişim ağlarının yerini alacaktır.

Dağıtım Otomasyon Sistemleri için kullanılan en yaygın protokol Distributed Network Protocol (DNP)'dir . DNP, IEC 870-5 standart tabanlı bir protokoldür. Bu protokol Dağıtım Otomasyonu ve SCADA sistemleri için gerekli olan veri tiplerini (indirici merkezler ve fider donanımlarını-kesici, ayırıcı, analog ölçüm cihazları, vb.-) tanımlar. Bu protokol OSI'nin zenginleştirilmiş 3 katmanlı modeline uymaktadır. Bu katmanlar sırası ile şunlardır (IEEE Standarts Collection, 1993):

1. Fiziksel katman (Physical Layer) : RS-232,R5-485, Fiber Optik, vb.
2. Veri bağlantı katmanı (Data Link Layer) : Değişik uzunlukta mesajlar, hata bulma ve düzeltme, vb.
3. Uygulama katmanı (Application Layer) : Verilerin önceliğine göre sınıflandırılması, arabirim fonksiyon kodları (kontrol, analog ölçüm, konfigürasyon, vb.)

4.3.SCADA Sistemlerindeki İletişim Protokolleri

SCADA sistemi içerisinde iletişim yoluna bağlı dağıtılmış kontrol sistem öğelerinin uzak terminal birimlerinin birbirleri arasında haberleşebilmeleri için en önemli unsurlardan birisi de iletişim protokolüdür.

Veri iletişim protokolleri, Kontrol merkezleri arası, Kontrol merkezi ile RTU'lar arası veya RTU'lar arası yapılan iletişimin binary veri veya mesaj yapısını belirleyen kurallar setidir. Bilindiği gibi MTU ve RTU arasında iletilecek veriler binary sayı serileri ile oluşturulmaktadır. Bu oluşturulan binary sayı serilerinin ilk bitlerinin, ikinci bitlerinin veya 235. Bitlerinin neleri göstermesi gerektiğini protokoller bize anlatmaktadır. Protokoller bir ve sıfırlardan oluşan uzun mesaj serileri oluşturmak için şifre sağlamaktadır.

Kontrol merkezlerinin kendi aralarında veya RTU'larla iletişimlerinde farklı iletişim protokolleri kullanılabilir. Kullanılacak birden çok sayıda port sayesinde Kontrol merkezlerinin farklı RTU'larla, RTU'ların birden fazla Kontrol merkezi ile iletişim kurması mümkündür. Ayrıca bu portların aynı iletişim protokolünü kullanması şart değildir. İki portta, iki ayrı iletişim protokolü kullanılabilir. Bu avantaj bize değişik protokoller kullanan bilgisayar sistemleri ile iletişim olanağı sağlamaktadır. Burada dikkat edilecek en önemli nokta birbiri ile iletişim kuracak bir MTU ile RTU arasında aynı protokolün kullanılmasının zorunluluk olduğunun bilinmesidir.

Haberleşme için kullanılan sadece tek bir protokol yoktur, onlarca iletişim protokolü kullanılabilir. SCADA ve cihaz üreticileri herhangi bir standart protokol oluşturulmadan önce kendileri için özel iletişim protokolleri üretmişlerdir. Ancak bugün IEC standart organizasyonu tarafından hazırlanmış uluslar arası iletişim protokolleri kullanılmaya başlanmıştır. IEC iletişim protokollerinden IEC 870.6 numaralı protokol, Kontrol merkezleri arası iletişimi düzenlemekte, IEC 870.5 numaralı iletişim protokolü ise Kontrol merkezleri ile RTU arasındaki iletişimi düzenlemektedir.

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

sayıda protokol vardır. Ancak bu protokollerin çok küçük bir yüzdesi standartlara uygundur (Harris Controls, 1993).

4.3.1.OSI Referans modeli

Ağ iletişimde standart oluşması amacıyla International Standarts Organization tarafından Open System Interconnection (OSI) modeli ideal ağ yapısı için model olmak üzere geliştirilmiştir. Model ağları yedi katmanda incelenmektedir. İzleyen OSI modelinde yedi katmanlı yapıda olduğu gibi SCADA sistemlerinde kullanılan protokoller de bu yapıya uyar.

4.3.2.MAC protokolleri

Birçok MAC protokolü aynı sınıfa ait protokollerle benzer davranış gösteren kategorilerde düzenlenir.

Selection (seçim): Birinci/İkinci gibi öncelik kontrolünün olduğu hatlarda en genel kullanılan metottur. Bu teknikte hat üzerindeki terminallerden biri ana terminal olur. Bu terminal hat üzerindeki diğer terminallere mesaj gönderme ve mesaj almadan sorumludur.

Reservation (Saklama): Sürekli trafiğin söz konusu olduğu durumlarda bu teknik kullanılır. Bu teknikte zaman belli aralıklara bölünür. Gönderimde bulunmak isteyen terminal birimi ilerdeki zaman parçalarını belli bir süre için rezerve eder.

Contention (Çekişme): Bu teknikte sıranın kimde olduğunu anlamak için bir denetim gerekmez. Bütün terminaller zaman almak için çekişmeye girerler. En önemli avantajı gerçekleştirmelerin kolay olmasıdır. Hafif ve orta düzeyde trafik için etkilidir. Bununla beraber ağır yük altında performans düşüklüğü gösterir.

Bu protokollerin çoğu ağların büyümesine bağlı olarak geliştirilmiştir. LAN ve WAN'larda bulunan MAC problemleri çok noktalı bir hatta bulunabilen SCADA sisteminde olan problemlere çok benzer. Bundan dolayı tekniklere bağlı olarak kullanılan protokollerden Polling, Token Ring, CSMA/CD ve Token Bus SCADA sistemlerinde en çok kullanılanlarıdır.

4.3.2.1.Polling protokolü

Birçok SCADA sisteminde bu protokol, soru cevap şeklindedir. Kontrol merkezi hat üzerindeki ilk terminali yoklar (polling). Eğer gönderilecek bir bilgi varsa, terminal mesaj gönderir. Kontrol merkezi, hat üzerindeki tüm terminaller bağlanana kadar ikinci ve diğer terminalleri yoklamaya devam eder. Bu protokol performansı, terminallerin sayısı, iletim hızı, gidip gelme gecikmesi gibi birçok parametre ile belirlenir. Bundan dolayı kontrol merkezinden her bir terminale sürekli sormada varsayılan zaman kaybından dolayı Polling protokolünün verimi oldukça düşer; verimi %60-%70 civarındadır.

4.3.2.2.Token ring protokolü

Paket anahtarlama yöntemi kullanılır. Jeton (Token) adı verilen 24 bitlik bir bilgi ağ üzerinde dolaştırılır. Jetonu ele geçiren terminal , bunu yoldan çekip yola bilgisini bırakır. Göndereceği veri bittiğinde jetonu yola yeniden koyar. Ağ üzerinde tek bir jeton gezdiği için aynı anda iki terminal birden iletme geçemez. Tekrar veri göndermek isterse jetonu ele geçirene kadar bekler. İletim yapamayan terminal gelen bilgiyi olduğu gibi bir sonraki terminale aktarır. Bu protokol iletişim topolojisinin halka biçimli olduğu durumlarda kullanılır. Olumlu yanı yoğun trafikte bile verimi yüksektir. Olumsuz yanı ise veri aktarımı gereksinimi duyan terminal jetonu ele geçirene kadar bekler.

4.3.2.3.CSMA/CD protokolü (Carrier Sense Multiple Access/Collision Detect)

Bir çeşit medya erişim kontrol mekanizmasıdır. İletişim hattına bilgi paketinin nasıl yerleştirileceğini belirler. Bir RTU, ağ hattına bilgisini bırakmadan önce başka bir RTU'nun ağa bilgi bırakıp bırakmadığını anlamak amacı ile hattı dinler. Hattın boş olduğuna karar verince bilgisini bırakır ve başka bir RTU bu sırada hatta bilgi bırakıp bırakmadığından emin olmak için dinlemeyi sürdürür. Eğer bu sırada başka bir RTU, hattın boş olduğunu sanarak o da hatta bilgi bırakırsa çarpışma (collision) olur. RTU, iletimini keser ve iletmeyi deneyene kadar rastgele periyodunda bekler.

Bu protokolde kontrol merkezinden sürekli sorgulama için kanal kullanılmaz. Bundan dolayı verim %80-%90 arasındadır. İki dezavantajı vardır. Birincisi, gönderme işlemine mesajın gönderme gecikmesini kontrolsüz yapan rastgele bir işlem dahildir. Bu yolla belli bir mesajın varma zamanını belirlemek mümkün değildir. Kontrolsüz gecikme, protokole cevap verme

zamanının kesin olması gereken gerçek zaman sistemlerinde kullanımını zayıflatır. İkinci zorluğu bir çalışma izleme tekniğine sahip olması gereğidir. Genellikle bu, çok zor olmaksızın belli fiziksel araçlarla uygulamaya konulabilir. Bu tekniklerin radyo kanallarında ya da iletim sistemlerinde kullanımı kısmen alınan işaretlerin farklı şiddet ve mevcut ses seviyesine bağlı olarak güçlülere sebep olur. Bu nedenle bu tip fiziksel araçlar kullanıldığında SCADA sistemlerinde en önemli durum olan aynı sınıf içinde CSMA'sı (Collision Detection) olmayan başka bir protokol kullanılmalıdır. Bu protokol her zaman bir çarpışma olduğunu kanal tüm iletim zamanı süresince boşuna harcanıldığını ve sadece çarpışma zamanı sezmesi olmadığını belirtmektedir. Bu da CSMA/CD'nin kullanımını oldukça düşürür.

4.3.3.Token bus protokolü

Bu protokolü de Polling protokolü gibi MAC protokolleri sınıfına ait seçim tekniklerini kullandığından aynı temel prensibine sahiptir. Bu çarpışmanın olmadığı anlamına gelir. Bu protokolda düğümler kontrol merkezinden başlayan bir sırada düzenlenir. Tüm RTU'lardan geçer sonra kontrol merkezine geri döner. Periyot kontrol merkezinden herhangi bir RTU'ya mesaj iletimi ile başlar. Bu mesaj bir işaret olarak iş görür ve periyodun ilk RTU'su tarafından alındıktan sonra, kontrol merkezine yada herhangi bir diğer RTU'ya bir mesaj göndertilir. Bu ikinci mesaj periyottaki RTU tarafından alındıktan sonra yeni bir işaret olarak iş görür ve iletim görevine başlar. Bu işlem kontrol merkezine tekrar erişene kadar devam eder. Görüldüğü gibi, bu protokol, cevabın bir sonraki terminalde soru olarak kullanıldığı Polling protokolünden farklı değildir. Bu protokol tarafından sunulan performans kontrol merkezinden sorma işlemini elimine edildiğinden dolayı polling protokolünden daha verimlidir. Bu verimlilik oranı yaklaşık %80 - %90 civarındadır. Token Bus Protokolü sabit şartlarda çok iyi çalışır, fakat normal olmayan durumlarda ciddi problemler çıkarır. Mesajdaki hata, RTU'daki bozukluk, yada periyoda yeni RTU dahil olması protokolün normal çalışma dinamiklerini keser. Bu anormal durumu çözmek için bazı prosedürlere gereksinim olur. Genellikle bu işlemler çekişme (contention) tekniklerine uygulanır. Bununla beraber bu dağılmış durumlar sadece ara sıra üretildiği için aşırı çalışmaya önemli etki yapmaz. Sonuç olarak sabit durumlar için mesaj geçme ve normal olmayan durumlar içinde çekişme teknikleri gibi çift tekniğe gereksinim olduğundan Token Bus Protokolünün kullanım esnekliğini sınırlar.

4.3.4. Bir SCADA İletişim Protokolünden Beklenenler

Genel olarak kabul edilmiş protokoller kullanarak maliyetin azaltılması SCADA sisteminin kurulmasını kolaylaştırır:

- 1) İletişim ortamından bağımsız olmalıdır. Elde bulunan ortamlarda çalışabilmelidir.
- 2) Yüksek düzey fonksiyonları karşılayabilmeli, konfigürasyonu değişken mesajları ve yüksek hızdaki iletişimi sağlayabilmelidir.
- 3) Firma bağımlı olmamalıdır.
- 4) Tanınmış temel standartları içermelidir.
- 5) ISO-OSI standartlarına uygun olmalıdır.
- 6) Asenkron bayt tabanlı olmalıdır.
- 7) Geniş olarak veri nesnelere desteklemelidir.
- 8) Hatasız veri iletimi için kodlama tekniklerini içermelidir.
- 9) Veri gönderirken, azami hız ve kodlama sağlanmalıdır.
- 10) Geniş adresleme yeteneği olmalıdır.
- 11) Farklı alarm düzeyleri tanımlanabilmelidir.
- 12) Sisteme ait konfigürasyonlar aşağı ve yukarı gönderilebilmelidir.
- 13) Tam tanımlı ve detaylı bilgi verebilmelidir.
- 14) Sistem test edilebilmelidir.

Yukarıda açıklanan şartları sağlayan standart protokoller, tüm çabaların yeni teknolojiler geliştirmeye yöneltilmesini, yeni teknolojilere hızla uyum sağlanabilmesini ve satış maliyetlerinin azalmasını sağlayacaktır.

4.4. SCADA Sistemleri İçin İletişim Alternatifleri

Bir SCADA sistemi güçlü bir iletişim ortamını kullanan akıllı elektronik cihazlardan oluşur. Bu cihazlar aracılığıyla dağıtım sistemindeki elemanların durumlarının bir kontrol merkezinden gözlenmesi ve uzaktan kumandası sağlanır.

SCADA sisteminin kullanacağı iletişim ortamı için çeşitli alternatifler vardır. Bu alternatif ortamlar; enerji taşıma hatları (Power Line Carrier-PLC) kullanılarak enerji kablolarının kendileri, telefon hatları, radyo (telsiz sistemleri), fiber-optik kablolar ve uydu sistemleridir. Bu alternatifler avantaj ve dezavantajlarına göre değerlendirilmelidir.

SCADA sistemlerinde iletişim ortamı olarak kullanılacak ortamlar;

- 1) Gerilim Hatları
- 2) Kiralanmış PTT Telefon Hatları, Kablolu TV Hatları
- 3) Radyo Frekansında İletişim (Mikrodalgalar, Trunk Radyo, Uydu)
- 4) Fiber optik, Metalik Kablolu Özel Hatlar

4.4.1.Enerji taşıma hatları (Power Line Carrier-PLC)

Enerji hatlarını kullanan Power Line Carrier (PLC) ayrı bir haberleşme ortamı gerektirmediğinden, tercih edilebilir bir yöntemdir. Orta gerilim dağıtım hatları ancak 5kHz ile 20kHz arasında bir frekans bandı sağlayabilmektedir. Bu hatlarda Frekans Kaydırmalı Anahtarlama modülasyon tekniği kullanılarak güvenilir iletişim, en fazla 300 baud/s hızında olmaktadır. Bu hız dağıtım otomasyon sistemi gibi veri yoğunluğu fazla olan sistemlerde yetersiz kalır. Ayrıca bu teknikte, hatlardaki gürültüler, hava değişiminden yada açılıp kapanan dağıtım elemanlarının durumlarından kaynaklanan empedans değişiklikleri iletişimi bozabilir.

Power Line Carrier-PLC gerilim hatları üzerinden haberleşmeyi sağlayan bir tekniktir. PLC haberleşmesi için kullanılan cihazlar bağlaştırmacı elemanları ile gerilim hattına bağlanır. Bu cihazlar bilgi sinyalini modüle ederek hatta enjekte ederler. Alıcı ise bilgiyi taşıyan frekansı filtreleyerek alır ve demodüle eder. PLC'ler yüksek gerilim ve alçak gerilim hatlarında kullanımına göre iki gruba ayrılır. 38 KV ve üzerindeki gerilimlerde iletim hatlarının sağladığı bant aralığından faydalanarak 50 kHz ile 500 kHz arasındaki frekansları taşıyıcı frekans olarak kullanılabilir. Ve bu sayede yüksek iletişim hızlarına çıkabilir. 38 KV gerilim seviyesinin altındaki dağıtım hatlarında 5 kHz ile 20 kHz civarındaki frekansları taşıyıcı frekans olarak kullanılır. Bilgi bu aralıktaki frekanslarla modüle edildiğinden ancak 300 boud/s hızında haberleşmeye izin verir. Bu hız bir çok SCADA fonksiyonu için yetersiz kalacağı için sadece bazı özel amaçlar için kullanılır (Tengdin, 1987).

4.4.2.Kiralanmış hatlar (Leased line)

Otomatik aramalı ve kullanıcıya tahsis edilmiş kiralık hatlar olmak üzere telefon hatlarında iki yöntem kullanılır. Otomatik aramalı telefon hattında iletişim öncesi aramalarda hatlar dolu olabilir, bu sebeple tercih edilmez. Kiralık hatlarda ise hatlar her zaman güvenilir olmayabilir.

Bu hatların bakım ve onarımları PTT'ce yapıldığından arızaların giderilmesi uzun sürebilir. Bunun yanı sıra bazı yerlerde kiralık hat bulmak ya da sayısını arttırmak mümkün olmayabilir. Bu hatlarda ilk yatırımı masrafı düşük olmasına rağmen, kiralama ücretleri fazladır. Ayrıca, telefon hatlarında orta gerilim hatlarına yaklaşmak endüktif kuplajdan dolayı gerilim endüklenmesi problemleri vardır.

Genel amaçlı telefon hatları her ülkede bulunmaktadır. Ülkemizde bu iş PTT tarafından yürütülmektedir. PTT veri haberleşmesi sağlamak üzere 2 Mbit/s hızına kadar kiralık hat sağlayabilmektedir. Bu haberleşme ortamı başlangıçta büyük yatırım gerektirmemekle beraber kira bedeli uzun vadede yüksek maliyet gerektirebilir.

PTT iki tip hat sağlayabilmektedir:

- a) Kiralanmış PTT Hattı (Leased Line) : Bu hat kullanıcı için özel olarak ayrılmıştır. Her an kullanıma hazırdır.
- b) Otomatik Aramalı PTT Hattı (Dial-Up) : Haberleşme öncesinde telefon konuşmasında olduğu gibi arama yapmak gerekir. Bu hatta santraller meşgul olduğunda veri iletişimi yapılamaz.

Avantajları :

- a) Çok sayıda hat kiralama imkanı vardır,
- b) Lisans, bina, kule, vs gerektirmez,
- c) İlk yatırım masrafı düşüktür.

Dezavantajları :

- a) Haberleşme ortamının sorumluluğu PTT ile paylaşılmıştır,
- b) Arızaların onarılması uzun zaman alabilir,
- c) Zamanla maliyetlerde artış olabilir
- d) Bazı yerlerde kiralık hat sayısını arttırmak mümkün olabilir.

4.4.3.Radyo haberleşmesi

Radyolu sistemler, özellikle çok adresli sistemler ve spread-spectrum radyolar (928-952 MHz) haberleşme için yeterli bant sunmanın yanı sıra dağıtım sistemindeki arızalardan etkilenmedikleri için güvenilir bir iletişim ortamı sağlarlar. Ancak radyo iletişiminde frekans lisansı (tahsisi) zorunludur. Geniş bir alana yayılan dağıtım otomasyonu sistemi için farklı

bölgelerde değişik frekans kullanmak ve bunun sonucunda, özellikle İstanbul gibi büyük şehirlerde, çok miktarda frekans tahsisi zorunlu olabilecek, bir kısım yerlerde ise frekans bulmak büyük sorun olacaktır. Bunun yanı sıra 150-170 MHz bandında çalışan radyo sistemlerinde arazi ve binalar antenlerin birbirlerini görmesini engellemekte ve sinyal kalitesini bozmaktadır. Bu durumlarda ek maliyet getiren tekrarlayıcıları kullanmak gerekmekte, kimi zaman tekrarlayıcı istasyon anteni yüksekliklerini arttırmak da sorunu çözmeye yetmemekte, tekrarlayıcı sayısını çoğaltmak zorunlu olmakta bu da maliyeti daha arttırmaktadır. Bir merkez ile çok sayıda RTU'nun haberleştiği 150-170 MHz ve 450-470 MHz bandındaki radyo sistemlerinde, bir RTU'nun veri iletişimi süresinde ve sıklığındaki kısıtlamalar çok fazla fider ve dağıtım transformatör merkezi kapsayan dağıtım otomasyon sisteminde büyük bir dezavantaj olmaktadır. Antenlerin birbirlerini görmesi gerekmeyen VHF telsizlerde ise sağlanan bant dardır ve veri iletişimi çoğu zaman güvenilir olmayabilir. SCADA uygulamalarında çeşitli radyo frekansı haberleşme teknikleri kullanılabilir:

- a) Noktadan Noktaya Mikrodalga İletişimi
- b) Çok Adresli Sistemler (Multiple Address System)
- c) Trunk Radyolar
- d) Spread Spectrum Radyolar
- e) Uydu Haberleşmesi

a) Noktadan Noktaya Mikrodalga İletişimi: Bu teknikte birbirini gören kuleler inşa edilir. Kulelerin üzerine mikrodalgayı yönlendirmek için çanak antenler takılır. 500 MHz'in üzerinde çalışan verici ve alıcılar kullanılabilir. Verici ve alıcıların güçleri miliWatt seviyesinden 5 Watt seviyesine kadardır.

Mikrodalga radyo; yeryüzü şekilleri, hava şartları gibi faktörlerden etkilendiği için bazı metodlar geliştirilmiştir. Bu metodlar;

- 1) İstasyonlarda birden fazla alıcı kullanmak,
- 2) Değişik frekanslarda çalışan birden fazla alıcı ve verici kullanmak,
- 3) Göz oluşturmuş bir mikrodalga sistem kurmak,
- 4) Her bir istasyonu tekrarlayıcı olarak kullanmaktır.

b) Çok Adresli Sistemler (Multiple Address System) : Özellikle SCADA uygulamaları için geliştirilmiş bir tekniktir. Birden fazla uzak birimden bilgi toplanması işlevi temel alınarak geliştirilmiştir. Bu yüzden merkezdeki anten her tarafa yayın yapabilir. Uzak birimlerin

antenleri ise merkeze doğru çevrilidir, bu yönde sinyal gönderir ve alırlar. Bu yapıdaki bir haberleşme ortamı için iki frekans gerekir. Birinci frekansı merkez kullanır. Adres belirterek uzak birimlere komutlarını gönderir. Mesajı alan birim cevabını ikinci frekanstan verir. Birimler cevap vermek için bu kanalı sırayla 5 milisaniyelik zaman dilimleri halinde kullanılır. Çok adresli sistemlerde 928 MHz Ve 852 MHz'lik sinyaller kullanılır.

- e) Trunk Radyolar : Trunk radyo haberleşme sistemleri telefon teknolojisine benzer bir teknolojiye sahiptir. Telefonda olduğu gibi iki birim haberleşmek istediğinde “Trunk Kontrol Merkezi” bir haberleşme linki kurar. Haberleşme bittiğinde link serbest bırakılır. Tipik bir trunk radyo ağı 5 ila 20 arasında kanal kullanılır. Bu haberleşmenin kullanıldığı durumlarda haberleşecek birimler gruplar haline getirilir. Her bir grubun kullandığı bir frekans vardır. Trunk radyolar bilgi haberleşmesinin yanında ses haberleşmesi de gerçekleştirebilirler.
- d) ‘Spread Spectrum’ Radyolar: ‘Spread Spectrum’ iletişim ilk olarak askeri amaçlar için gerçekleştirilmiştir. Geliştirilme amacı gönderilen ve alınan mesajların başkaları tarafından alınmasını engellemektir. ‘Spectrum’ bir sinyalin frekans ekseninde gösterimine denmektedir. Bir ‘spread spectrum’ sistemde bilgi geniş bir frekans bandına dağıtılır. Sinyal geniş bir banda dağıldığı için diğer alıcı radyolar tarafından gürültü gibi algılanır. Belli bir gürültü yok etme metodu olmadığı için bunu almazlar.

Radyo Frekans İletişim Avantajları:

- İletişim için yeterli band sağlar,
- Dağıtım sistemindeki arızalardan etkilenmez,
- Yüksek güvenilirlik sağlar.

Dezavantajları:

- Lisans gerektirir (Spread Spectrum hariç),
- Mikrodalga haberleşmede, iki kule arasında sonradan kurulan binalar ve yetişen ağaçlar sorun çıkarır,
- Tekrarlayıcılar (repeater) maliyeti artırabilir.

e) **Uydu İletişimi:** Son yıllarda SCADA uygulamalarında uydu haberleşmesi de kullanılmaya başlanmıştır. Uydu yerden gönderilen sinyali alır, yükseltir, frekansı değiştirir ve başka bir noktaya gönderir. Frekansı değiştirmesinin nedeni kendisine gönderilen frekansla karışmasını engellemektir.

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

Kullanılan frekanslar : 4/6 GHz, 12/24 GHz, 20/30 GHz

Bant Genişliği : 36 MHz

Avantajları :

- a) Yeterli band genişliği sağlar,
- b) Arıza yapma oranı düşüktür.

Dezavantajları :

- a) Uydu göndermek masraflıdır,
- b) Haberleşme için yeryüzünde büyük yer istasyonları kurmak gerekir,
- c) Haberleşmede yaklaşık yarım saniyelik bir gecikme olur.

4.4.4.Özel hatlarla iletişim

4.4.4.1. Metalik kablo

Metalik kablo çok bilinen ve kullanılan bir tekniktir. İleri teknoloji gerektirmez. Ülkemizde de üretilmektedir. Simplex, Half Duplex iletişimlerin tümüne olanak sağlar. Metalik kablonun en büyük dezavantajı elektromanyetik ve elektrostatik etkileşime açık olmasıdır. Bu durum sinyalin elektriksel olarak iletilmesinden kaynaklanmaktadır. Gürültüden etkilenmeyi en aza indirmek için ekranlı, twisted pair tip kablolar kullanılabilir. Bu kabloların iyi topraklanması gerekir. Sadece başlarda topraklama yetmez belli aralıklarda topraklanmalıdır.

4.4.4.2.Fiber optik kablo

Elektrik işaretlerinin iletimi için 100 yıldan fazla bir süredir metalik kablolar kullanılmaktadır. Örneğin günümüzde tek bir eşksenli (koaksiyel) kablodan 10800 telefon kanalı aynı anda iletilebilmektedir. Bakır kabloların işaret iletimine çok uygun olmalarının yanı sıra sebep oldukları bazı maliyet artışları haberleşme dünyasını yeni arayışlara zorlamıştır. Ayrıca elektromanyetik alanların metalik iletkenleri etkilemesi, metalik iletkenlerin çok ağır olması, dünya üzerindeki kaynakların hızla tükenmekte olması gibi başka nedenlerde yeni arayışları hızlandırmıştır. Metalik iletkenlerin tüm bu olumsuz özelliklerine karşılık optik fiberlerin belirli üstünlüklere sahip olması sebebiyle ilk olarak çok modlu fiberler kullanılmış, daha sonra gerekli geliştirmeler yapılarak tek modlu fiberler kullanılmaya başlanmıştır.

Optik fiber liflerinde bilgi iletimi için kızılaltı (infrared) dalgaboyları kullanılır. Optik fiber yalıtkan bir maddeden (cam) üretildiği için elektromanyetik alanlardan etkilenmez. Böylece aynı kablo içinde olan ayrı lifler de birbirini etkilemezler ve ideal dekaplaj ortamı sağlanır. Diğer bir önemli üstünlük ise alıcı ve verici arasında hiçbir elektriksel bağlantı olmamasıdır.

Elektrik sinyali kendisini işleyecek olan (örneğin genliği, frekansı veya sayısal sinyal iletimi söz konusu ise, sinyalin şeklini değiştirecek olan) devreye gelir. Bu devrenin çıkışından alınan elektrik sinyali optoelektronik çeviriciye verilir. Optoelektronik çeviriciler elektriksel uyarılara göre görülebilen veya görülmeyen ışık radyasyonunu üreten yarı iletken devrelerdir. Optik iletim sistemlerinde özel olarak geliştirilen ışık saçan diyotlar (Light Emitting Diode: LED) ile yüksek dereceli yarı iletken (laser diyotları) kullanılır. Bu malzeme ile akımdaki zamana bağımlı değişimler, ışık yoğunluğundaki değişimlere çevrilir. Işık yayıcı veya alıcılarıyla fiber kablonun bağlantısı değişik ek tipleriyle gerçekleştirilir. Kenar ve orta kızılötesi bölgeler yani 800 ile 1800 nm dalgaboyları arası fiber optik haberleşme için kullanılmaktadır (Hewlett Packard, 1993).

Bütün bu üstünlükler hesaba katıldığında optik fiberler özellikle demiryolları gibi yüksek gerilimli sistem ve hatları içeren ortamlarda, iletim kalitesinin çok önemli olduğu telekomünikasyon işletmelerinde, hafif olmalarından dolayı büyük tonajlı gemilerde, bakır kablolardakinin tersine dışarıdan dinlenmesi neredeyse olanaksız olduğu için askerî haberleşme sistemlerinde kullanılmaktadır.

Fiber optik iletişimde elektrik sinyalleri ışığa dönüştürülerek fiber optik kablo üzerinden iletilir. Böylece veri iletişimi açısından, elektromanyetik girişimden, darbeden ve toprak problemlerinden etkilenmeyen, çok güvenilir bir ortam sağlanır. Geniş bir band sağladığından dolayı çok yüksek veri hızlarına çıkmak mümkündür. Ayrıca, fiber optik kabloda kısa devre durumları olmadığından yangın gibi problemlere yol açmaz. Bu iletişim yöntemi özel alıcı-vericilere, kablo uçlarında özel konnektörlere ve bu konnektörlerin takılması için eğitim görmüş personele ihtiyaç duyar. İlk yatırım masrafları fazla olmasına rağmen kullanım sırasında ek maliyet getirmediğinden, tercih edilebilir. Ayrıca bu yöntem sayesinde iletişim ortamının işletim, bakım ve onarım sorumluluğu her hangi bir kurum ile paylaşılmamaktadır.

Yukarıda açıklanan nedenlerden ötürü SCADA sistemi iletişimi için fiber optik kablolar tercih edilebilir. Bu kabloların yerleştirilmesi, yeraltı güç kablolarının döşenmesi sırasında onlara paralel olarak yapılacağından, ayrıca bir kazı işlemi gerekmeyecek, böylece ilk yatırım maliyeti düşecektir. Fiber optik kablo maliyetleri ise güç kablolarının maliyetlerinin % 1-2'si kadar olmaktadır.

Fiber optik kabloların metalik kablolarla göre üstünlükleri aşağıda verilmiştir:

- Geniş bant genişliği,
- Düşük zayıflama,
- Diyafoni oluşmaması,
- Tekrarlayıcılar arasında yüksek mesafe,
- Zayıflamanın bant genişliğinden bağımsız olması,
- Dış şartlara dayanıklı (radyasyon, su, vb.) olması,
- Elektromanyetik girişime duyarsız olması,
- EMI (elektromanyetik girişim) ve RFI (radyo frekans girişimi) meydana getirmemesi,
- Yıldırımdan etkilenmemesi,
- Yüksek akım devrelerinden etkilenmemesi,
- Metalik olmadığından topraklama probleminin olmaması,
- Kolayca araya girilip dinlenememesi,
- Ağırlıklarının metal kablolarla göre hafif olması,
- Kablo çapının küçük olması,
- Hammadde sorununun olmamasıdır (kum).
- İletken değil yalıtkan kısa devre durumlarında yangın gibi problemlere yol açmaz, iletken kablo döşeme kurallarına tabi değildir,

- Fiziksel boyutları küçük ve hafif,
- Düşük tesis ve çalıştırma maliyetidir.

Dezavantajları :

- Ortalama olarak her 50 km'de tekrarlayıcı gerektirir.
- Özel verici ve alıcılar gerekir.
- Özel konnektörler gerektirir. Bu konnektörlerin takılması için eğitim görmüş insanlara ihtiyaç vardır.
- Kısa mesafeli uygulamalarda ekonomik değil.
- İyi korunmadıkları yada gerektiğinden fazla büküldükleri takdirde kolayca kırılabilirler.
- Nükleer partiküller, dozaja bağlı olarak fiberi koyulaştırır ve zayıflatmasını artırarak kullanılmaz hale getirir.

Fiber optik iletişim sistemlerinin bazı uygulama alanları:

- İletişim şebekeleri
 - Trunk sistemleri
 - Lokal santral bağlantıları
 - Abone bağlantıları
- Demiryolları haberleşme şebekeleri
- Askerî amaçlı haberleşme şebekeleri
- Kamu kuruluşlarının özel şebekeleri
- Data ve faksimile için özel şebekeler
- Kablo TV ve radyo şebekeleri
- Stüdyo şebekeleri, kamera kabloları
- Endüstriyel şebekeler (ölçme istasyonları arasındaki bağlantılar)
- Bilgisayarlar arası ve bilgisayar-terminal arası bağlantılar
- Cihaz içi devre bağlantıları
- IEC kontrol bağlantıları
- Kontrol uygulamaları (fabrika içi)
- Gemi ve büyük uçaklar.

Dispersiyon (Optik dalga kılavuzu sinyal bozulması): Optik fiberler modüle edilmiş ışık için alçak geçiren filtre gibi davranırlar; yani sinyal frekansı yükseldikçe zayıflama da artar. Bu, uygulamada ışığın kısa vurumlarının fiberden geçerken genişletildiği anlamına gelir. Bu etki dispersiyonun birçok çeşidinden olabilir.

Mod dispersiyonu: Günümüzde kullanılan fiber çeşitlerinden biri “çok modlu” fiberdir. Öz çapı 50-100 nm arasında değişen çok modlu fiberler içinde aynı anda 1000’den fazla tek ışın veya mod ilerleyebilir. Her bir mod, fiber içindeki ilerleme hızıyla bir diğerinden farklıdır. Bu durum fiberin başlangıç noktasından çok sayıda ışık modunun fibere yönlendirilmesiyle oluşur ve her mod, fiber sonuna değişik zamanlarda ulaşır. Yani farklı ışık dalgaları için grup gecikmesi ile fiberin başındaki vurum sonunda genişlemiş olarak elde edilir. Mod dispersiyonu, tek modlu kablolarda hiç görülmez. Çünkü 9 µm’lik öz çapı sadece tek bir modun, yani fiberin eksenine paralel olan modun fiber içindeki ilerlemesine olanak tanır.

Madde dispersiyonu: Herhangi bir maddenin kırılma katsayısının ışığın dalga boyuna bağlı olması madde dispersiyonuna neden olur. Eğer polikromatik ışık (birkaç ayrı frekansta dolayısıyla birkaç ayrı dalga boyunda olan ışık) kullanılıyorsa farklı dalga boyundaki ışıklar farklı hızlarda ilerleyeceklerdir. Meydana gelen zaman farkı sinyal bozulmasına yol açar. Bununla birlikte madde dispersiyonunun meydana getirdiği bozulmadan daha azdır. Madde dispersiyonu yaklaşık 1300 nm dalga boyu civarında sifira doğru yaklaşır.

Zayıflama sabiti: Optik fiberin zayıflama katsayısı, kullanılan ışığın dalgaboyuna bağlıdır. Her fiber için zayıflama katsayısı dB/km cinsinden verilir ve bu değer sabit bir dalgaboyu için geçerlidir. Bir fiberin dB/km değeri, onun üretildiği malzemelerin saflığı hakkında fikir de verir.

Band genişliği : Optik fiberin band genişliği, yani iletim kapasitesi de dalga boyuna bağlıdır. Bu değer, verilen bir dalgaboyu için üretim aşamasında dikkatli malzeme seçimi ve kırılma katsayısı tayini ile optimize edilebilir. Optik fiber için iletim kapasitesini belirleyecek olan parametre band genişliği, uzunluk çarpımıdır ve Mhz.km cinsinden verilir.

Fiber optik iletişimde kullanılan kablolar üç ana grupta toplanabilir:

- a) **Basamak İndisli Çok-Modlu Fiber (Step Index Multimode)** kablolarda, fibere değişik açılardan enjekte edilen ışıklar farklı sayılarda tam yansımalarla yol alırlar. Bundan dolayı

fiberin öbür ucuna değişik zamanlarda ulaştıklarından sinyalin bozulmasına sebep olurlar. Sinyalde bozulmaya yol açan bu olaya mod yayılması adı verilir. Bant genişliği 10-50 MHz.km olan bu kablolar düşük hızlarda ve kısa mesafelerde iletişim için uygundur.

- b) **Dereceli İndisli Çok Modlu Fiber (Graded Index Multimode)** kablolarda, çekirdekteki mod yayılmasını en aza indirmek ve fibere değişik açılardan gelen ışıkların diğer uca aynı zamanlarda ulaşmaları için parabolik kırılma indisi dağılımı gerçekleştirilmiştir. 820 veya 1300 nm dalga boyunda çalışan LED ya da laserler kullanılır. Bu kablolarda bant genişliği 200-1500 MHz.km'dir. Yerel iletişim ağlarında kullanılırlar.
- c) **Basamak İndisli Tek-Modlu Fiber (Step Index Singlemode)** kablolarda, mod yayılmasını önlemek için fiber içindeki çekirdek çok küçültülerek sadece tek bir ışık modunu geçirecek hale getirilmiştir. Bu tip kablolarda 1300 veya 1550nm dalga boyunda çalışan lazer diyotlar kullanılarak iletişim sağlanır. Bant genişliği çok geniştir: (>10 GHz.km). Bu tip fiber optik kablolar, uzun mesafeli noktadan noktaya iletişimlerde kullanılırlar.

Link performansı : Optik link üzerindeki veri iletişimi temel bantta (base band) sayısal olarak yapılır. Link üzerinde birbirlerine bağlanmak üzere üç ayrı grup elektronik devre tasarlanmıştır. Bu devrelerden oluşan linklerin, performansları ölçülmüş ve ulaşılabilen veri hızları ile iki birim arasında olabilecek en büyük uzaklık değerleri Çizelge 4.1'de verilmiştir. Bu ölçümlerde kullanılan kabloların zayıflaması 820 nm'de en çok 3.2 dB/km iken, 1300 nm'de ise bu değer üçte birinden daha az; en çok 0.9 dB/km'dir. Bu karakteristikten yararlanarak, 1300 nm'de 820 nm'dekinin yaklaşık üç katı uzaklığa ulaşılmıştır (Fiber optik kablo ucundaki konnektör ve ek kayıpları dahil edilmemiştir.)

Çizelge 4.1 Link performansı.

Optik Alıcı tipi	Dalga Boyu (nm)	Veri hızı (Mbit/s)	İki birim arası uzaklık (km)
TTL Çıkışlı	820	3,5	5,15
Analog Çıkışlı	820	30,0	6,33
Analog Çıkışlı	1300	30,0	15,26

Tasarlanan fiber-optik link elektromanyetik etkilere kapalı olduğu için, SCADA sistemleri gibi 34.5 kV gerilim içeren ortamlarda tamamen izole, hızlı ve güvenilir bir veri iletişimi sağlar. Bu link, izolasyonun ve elektromanyetik girişimin sorun olduğu gürültülü fabrika ortamlarında da kullanışlıdır (Kao, 1987).

4.5.Dağıtım Tesisleri İletişim Sisteminin Fonksiyonları

Dağıtım tesisleri iletişim sistemi; trafo merkezlerinden ve besleyicilerden veri toplanmasını ve bunların kumanda merkezine iletilmesini, RTU terminal birimlerine ve kontrol edilen cihazlara açma-kapama komutlarının iletilmesini kapsamaktadır. Dağıtım tesisleri iletişim sistemi iki seviyeli bir düzenlemeye dayandırılmalıdır. İletişim sistemi, birbirinin yedeği iki iletişim ortamında oluşmalıdır.

Birinci düzey: Trafo merkezlerine tesis edilen RTU terminal birimleri ile kontrol edilen cihazlar arasındaki iletişime tekabül eder. Besleyici otomasyonunun uygulandığı durumlarda Besleyici kumanda birimi ile RTU arasındaki iletişimde birinci düzeye dahil olmaktadır.

İkinci düzey: RTU ile Kontrol Merkezi arasındaki iletişimidir.

İletişim sisteminin işlevleri kısaca;

- 1) Kontrol merkezi ile RTU arasındaki iletişimi sağlamaktır.
- 2) RTU ile kontrol edilen cihazlar arasındaki iletişimi sağlamaktır.
- 3) Bu işlevler doğru ve güvenilir bir şekilde yerine getirilmelidir.

5.ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİ OTOMASYONU

Elektrik şebekelerinde ilk otomasyon uygulamaları, iletim şebekelerinin uzaktan gözlenmesi, denetlenmesi ve verilerin elde edilmesi amacı ile kurulan SCADA sistemleridir. Bu kavram iletim şebekelerinin uzaktan izlendiği ve denetlendiği sistemlerde geçerliyse de, dağıtım şebekelerindeki uygulamaları amaç ve kapsam bakımından çok farklı oluşu nedeniyle bunları adlandırmada yetersizdir. Dolayısıyla dağıtım sistemlerinde bu tür uygulamalara, dağıtım otomasyonu sistemleri denmektedir. İletim şebekeleri SCADA'sı yalnızca enterkonnekte sistemde yer alan merkezleri kapsarken, dağıtım otomasyonu indirici merkezlere ek olarak primer devre ve sekonder devrelere kadar iner. İletim SCADA'sındaki bilgi alınan ve kumanda gönderilen nokta sayısı tek bir şehrin otomasyonundaki nokta sayısının kat kat altındadır. Ancak dağıtım şebekesinde yalnızca trafo merkezlerinin gözlemlendiği ve denetlendiği, sınırlı kabiliyette bir otomasyon uygulamasına dağıtım SCADA sistemi denilebilir. Bu sınırlı uygulama da ileride anlatılacağı gibi iletim sistemindeki tersine dağıtım sisteminin sorunlarına tek başına bir çözüm getirmez. Dağıtım otomasyonu şebeke özelliklerinden dolayı hem alan, hem işlev olarak modüler bir biçimde gelişebilir.

Bu işlevlerin yerine getirilmesi için trafo merkezlerinde ve fiderde çeşitli konum bilgilerini ve ölçüm değerlerini toplayan ve konum değiştirme komutu veren otomasyon teçhizatına; yük dağıtım merkezlerinde ise bu bilgileri kullanan denetim, gözleme ve analiz amaçlı otomasyon yazılım ve donanımı gerekir (Dağıtım ve Yönetim Merkezi). Böyle bir sistem, dağıtım yönetim sistemi şeklinde anılır (DMS - Distribution Management System=Dağıtım Yönetim Sistemi).

5.1.Trafo Merkezi ve Fider SCADA'sı

Trafo merkezinde çalışan bir RTU (Remote Terminal Unit - Uzak Uç Birim) aracılığıyla verilerin toplandığı, kumanda verildiği bir veri işleme ve denetim sistemidir. Trafo merkezinde yer alan kesici, ayırıcı, tekrar kapayıcı, kademe değiştirici, kapasitör bankı ve röle durum bilgileri ile bara gerilimi, fider ve trafo aktif reaktif güçleri, fider akımları, trafo sıcaklığı gibi ölçüm değerleri, dağıtım yönetim merkezince gözlenir. Fider boyunca yer alan arıza seziciler ve ayırıcıların durumları da gözleme kapsamında olabilir. Bu veriler değerlendirilerek trafo merkezindeki kesici, ayırıcı, tekrar kapayıcı, kademe değiştirici, kapasitör bankları ve röle ayarlarına, fiderlerdeki ayırıcılara SCADA merkezinden kumanda edilir.

SCADA merkezi işlevleri arasında olay dizisi kaydı, enerji ve fider verileri toplanması, periyodik veri saklama ve raporlama da yer alır. Buradan da anlaşılacağı gibi SCADA ayrı bir otomasyon katmanı olmaktan çok, bazı işlevlerin yerel otomasyonla değil de bir merkezden ve genellikle manuel uzaktan kumanda ile gerçekleştirildiği geleneksel ve merkezi bir sistemdir. Koşullara göre zaten mevcut olan bir SCADA sistemi yeni otomasyon işlevlerine entegre edilebilir. Bu durumda bir otomasyon katmanı olarak düşünülebilir.

5.1.1. Ülkemizde yapılan çalışmalar

İletim şebekesi SCADA sisteminde Türkiye çapında 60 civarında merkez yer almaktadır. Buna karşılık yalnızca Ankara'da yaklaşık 60 indirici veya dağıtıcı merkez, 700 fider ve 2500 dağıtım trafosu bulunmaktadır. Görüldüğü gibi, bir dağıtım sisteminin tamamının otomasyon kapsamına alınması hem çok pahalı, hem çok güç, hem de çok zaman gerektiren bir süreçtir. Bu nedenle dünyadaki uygulamalarında, dağıtım otomasyonu bir dağıtım şebekesinin en fazla %20-%30'luk bir kesimi üzerinde uygulanmaktadır ve bir dağıtım sisteminin neresine, hangi otomasyon işlevlerinin uygulanacağını saptamak amacıyla ciddi mühendislik ve maliyet/yarar analizleri yapılmaktadır. Dolayısıyla, herhangi bir şehre bir SCADA kurup işletmeye almak ciddi bir sorumluluktur.

Çünkü, ancak elektrik şebekesinin sahibi ihtiyaçlarını belirler, mühendislik ve maliyet/yarar analizleri sonucu belli alanlarda, belli otomasyon uygulamalarına karar verir ve bu doğrultuda piyasada bulunan imkanları inceleyerek, en uygun çözüme yönelik şartnameyi hazırlar. Bu çalışmayı yapabilmek için çok sayıdaki otomasyon işlevleri, kabiliyetleri ve gerçekleştirilmesi için gerekli teçhizat üzerine geniş bilgi sahibi olmak gerekir. Doğal olarak üretici firmalar, yalnızca elektrik işletmesince belirlenip talep edilen uygulamaları çözmek amacı ile bazı otomasyon işlevlerini (hepsini değil) gerçekleştirecek sistemler sağlamada uzmandır; dağıtım şebekesi, sorunları, ihtiyaçları ve otomasyon fizibilitesi konusunda değil otomasyon işlevleri, kapsamı ve teçhizat tipi tamamen ihtiyaç sahibinin belirleyeceği konulardır. Ayrıca modüler bir biçimde (mevcut veya gelişen şebekede) büyüyecek olan otomasyon uygulamalarında en önemli sorun, yeni ilavelerin mevcut otomasyon sistemine entegre olmasıdır. Bilgisayarların, veri iletişiminin ve çok çeşitli elektronik teçhizatın yer aldığı dağıtım otomasyon sistemlerinde, dünya standartlarıyla ve diğer sistemlerle uyum, modüler gelişme yeteneği, işletme kolaylığı gibi şartname kriterlerini saptamak, tecrübe, uzmanlık ve yoğun ekip çalışması gerektirir. Bugün bir firmanın sağlayacağı bir otomasyon uygulaması (örneğin trafo merkezleri SCADA'sı) bedava bile olsa kısa ve orta vadede o firmaya bağımlılık ve

entegrasyon sorunları nedeniyle kuruma çok pahalıya mal olacaktır. Ülkemizde daha önce TÜBİTAK ile birlikte TEK bünyesinde dağıtım otomasyonu uygulamaları üzerinde incelemelerle ve hazırlık fizibilite çalışmalarına başlanmıştır.

Yukarıda anlatılan nedenlerle doğru otomasyon uygulamaları, ancak söz konusu şebekenin en azından kısa ve orta vadede ne şekilde gelişeceğini bilmekle (master plan) mümkündür .Bu otomasyonsuz gelişim senaryosu, otomasyon seçenekleri ile yeniden değerlendirilir. Belli otomasyon yatırımları sonucu şebeke yapılması düşünülen bazı elektriksel teçhizat (trafo, fider vb. gibi) yatırımları ertelenebilir, hatta gereksiz kalabilir. Yatırım erteleme ve daha verimli işletmeden elde edilecek parasal fayda, söz konusu otomasyona gereken yatırımdan fazla ise master plan otomasyonlu gelişim senaryosu ile revize edilir.

5.1.2.SCADA sisteminin amacı

SCADA sisteminde ana amaç, alt istasyonlardaki sinyalleri ve ölçüm değerlerini bir kumanda ve kontrol merkezine transfer etmek, istasyonların kumandasını bu merkezden gerçekleştirmek ve bu şekilde zamandan ve personelden tasarruf yapmak ve satışları arttırmaktır. Bu doğrultuda proje amaçları şu şekilde sıralanabilir:

- Elektrik şebekesinin merkezden izlenmesi ve kumandası
- İhmallerden doğan arızaların en aza indirgenmesi, zaman ve ekipman tasarrufu
- Bakım süresinin azaltılması yoluyla zaman ve işgücü tasarrufu
- Arızalardan anında haberdar olunarak gecikmelerin önlenmesi ve satış kayıplarının azaltılması
- Yeni tesislerin ve tesislerdeki eklerin sisteme kolaylıkla adapte edilmesi
- Düzenli ve güvenilir istatistiki bilgilerin tutulması

5.1.3.SCADA sisteminin kapsamı

Sistemin temel bileşenleri aşağıda sıralanmıştır:

- Merkezi kumanda sistemi
- İndirici merkezlerde kurulacak olan lokal birimler
- İndirici merkezlerdeki yardımcı elektrik donanım
- Merkezi kumanda birimi ile lokal birimler arasındaki haberleşme sistemi

Bu bileşenler şu özelliklere sahip olacaktır:

Dağıtım sistemlerindeki otomasyon işlevlerinin gerekli (öncelikli) olduğu ve teknik ve ekonomik açılarından yapılabirlikleri mevcut sistem, altyapı ve uygulamalara bağlıdır. Ekonomik değerlendirmelerde, aday işlevlerin yararları belirlenerek, o işlevin maliyeti ile karşılaştırılırlar. Bu noktada göz önüne alınması gereken konu da, dağıtım otomasyonunun sağlayacağı faydalardan bir kısmı para cinsinden somuta indirgenemeyeceğidir. Bu yararlar örnek olarak, servis güvenilirliğinin artması tüketici şikayetlerinin azalması, insan emniyetinin artması, planlama amaçlı bilgilerin daha çok ve doğru elde edilmesi, elektrik kurumunun halk nezdindeki görünümünün düzelmesi gösterilebilir. Diğer taraftan, işletme ve bakım giderlerinin azalması, enerji satış hasılatlarının artması ve yatırımların ertelenmesi gibi yararlar bu analizde somut olarak değerlendirilebilir.

5.2.İndirici Transformatör Merkezi Tasarımı ve İşletilmesi

Geleceğin indirici transformatör merkezi tasarımında indirici transformatör merkezi kontrolörü, kuruluşun çok daha rekabete dönük bir ortamda yerini almasında önemli bir rol oynayacaktır. İndirici transformatör merkezi kontrolörü, verinin birçok kullanıcıya donanımlar vasıtasıyla değil, fonksiyonlar vasıtasıyla hazır hale getirilmesini sağlayarak indirici transformatör merkezi için harcanan sermaye yatırımını büyük ölçüde azaltacaktır.

İndirici transformatör merkezleri, çoğu zaman aynı veri noktalarını görüntüleyen belli sayıda alt sisteme sahiptir. Bu sistemler, geleneksel olarak, kuruluş organizasyonu içinde ayrı ayrı kullanıcılara sahipti ve her kullanıcı kendi ekipmanını kendisi satın almayı ve kurmayı tercih ederdi. Kuruluş üzerindeki rekabetten doğan zorlamalar, bu çabanın artmasına artık izin vermeyecektir.

5.2.1.Birleşik Donanım ve Yazılım

İndirici transformatör merkezi kontrolörü, bir indirici transformatör merkezi ortamında çalışmak üzere tasarlanmış bir bilgisayar sistemidir. Genellikle aşağıdaki üç fonksiyonel elemandan birine dahil olan donanım modüllerinden ve yazılım uygulamalarından meydana gelir.

Veri İşlem Uygulamaları (Data Processing Applications-DPA): Bu yazılım uygulamaları, çeşitli kullanıcıların indirici transformatör merkezi kontrolörünün veri erişimine imkan verir. İndirici transformatör merkezi kontrolörüne talimat ve komut sağlamak, indirici transformatör

merkezi kontrolöründen veri toplamak ve indirici transformatör merkezi kontrolörü içinde ardışık fonksiyonları gerçekleştirmekte kullanılır.

Veri Toplama Uygulamaları (Data Collection Applications-DCAs): Bu yazılım uygulamaları, indirici transformatör merkezi kontrolörünün fonksiyonlarını yerine getirebilmesi için gerekli veri elemanlarını kapsayan diğer sistemlere ve bileşenlere erişimine imkan verir.

Merkezi Veri tabanı (Central Database): İndirici transformatör merkezi kontrolörü için anahtar unsur, onun veri tabanıdır. Bu tesiste bütün veri, gerek DPA, DCA'dan gerekse indirici transformatör merkezi kontrolörünün kendisinden türetilmiş olsun tek bir bölgede toplanır. Bu veri tabanı, bir dosya sunucusu gibi davranır ve çeşitli veri yoğunlaştırma ve veri inceleme uygulamaları için veri sağlar. Eski RTU tasarımlarında tipik bir özellik olan verinin "ev sahipliğinin" ortadan kaldırılmasıyla indirici transformatör merkezi kontrolörü, indirici transformatör merkezi bilgisinin doğru olarak entegre edilmesi için mekanizmalar sağlar. Buna ilaveten kuruluş, gerektiğinde kendi DPA ve DCA uygulamalarını geliştirmekte serbesttir.

İndirici transformatör merkezi kontrolörünün bir cihazın belirli bir parçası değil, gerçek bir sistem olduğuna dikkat edilmelidir. Bu sistem, birçok değişik tipteki yazılım ve donanım bileşenlerinden meydana gelebilir ve hatta tek bir bölgede toplanmayabilir. Bu konuda RTU mevcut olabilir, fakat kendi başına bir cihaz olarak değil indirici transformatör merkezi kontrolör sistemi içinde bir yazılım uygulaması olarak bulunabilir. Zaman içinde SCADA, DPA indirici transformatör merkezinden tamamen uzak olabilir. İndirici transformatör merkezi kontrolörleri, WAN'lardaki bütün verileri kullanılabilir yapacaktır. Bir SCADA işlemcisi, çeşitli formatları yerleştirdi ve özel olarak ısmarlanmadan hemen satın alınabilen (off the shelf) PC teknolojisini kullanan lokal bir CRT/Plazma görüntüsü üzerinde görüntüledi. Bu uygulama programları daha sonra ayrı alt sistemlere olan ihtiyacı ortadan kaldıracaktır. Programlar indirici transformatör merkezi personeli için;

- Yeni bir kullanıcı arayüzünü,
- Birleşik bir bildirme sistemi,
- Birleşik bir olay kayıt dizisi,
- Birleşik bir sayısal arıza ve geçici durum kaydı,
- Programlanabilir mantık yetenekleri sağlayacaktır.

SER Uygulaması: Operatör, bir ardışıl durum kaydedicisi (Sequential Event Recorder-SER) DPA yardımı ile indirici transformatör merkezi için bir ardışıl olay dosyasını düzenleyebilme yeteneğine sahiptir. Bu uygulama, dosyayı lokal bir yazıcıya yazdırabilir.

DFR Uygulaması: Bir sayısal arıza/geçici durum kaydedicisi (Digital Fault/Transient Recorder-DFR) DPA yardımı ile operatör, işlenmiş AC analog veri dosyalarını geri getirebilir. Veri, manyetik banda kaydedilebilir veya bir WAN üzerinden arıza analizi personeline yollanabilir.

Programlanabilir Mantık Uygulaması (Programmable Logic Application): Bir programlanabilir mantık, DPA yardımı ile, indirici transformatör merkezi verisini değerlendirilebilir ve kararlar verir. Bu kararlar lojik kararlaştırma ifadelerine ve PID kontrole dayanacaktır.

5.2.2.Sistemin yararları

İndirici transformatör merkezi kontrolörü, tek başına işleyen ayrı sistemleri ortadan kaldırarak kuruluş için çok önemli bir fayda sağlayacaktır. Başlangıç sermaye masrafları minimize edilecektir, çeşitli sistemler için eğitim ortadan kaldırılacaktır ve indirici transformatör merkezi kaynakları için talep (panel için yer bulma, DC güç, gayri menkul mal) azaltılacaktır. Ancak, kuruluş için en büyük kazanç indirici transformatör merkezinin yapımında/tesisinde elde edilecektir. Geleneksel indirici transformatör merkezi tasarımında her ayrı alt sistemin giriş/çıkış cihazları için sistemden bağımsız ayrı hat düzeni gerekir. Tahsis edilen alt sistemlerin ortadan kaldırılması, ekipman tesisini büyük ölçüde azaltır.

İndirici transformatör merkezi kontrolöründe gerekli olan tek şey durum kontağını bir I/O modülüne bağlamaktır. Böylece, bilgi bütün indirici transformatör merkezi uygulamaları için kullanılabilir hale getirilmiş olur.

5.2.3.Dağınık I/O işlemi

Dağınık I/O işlemi, indirici transformatör merkezi içinde en uygun yerlere yerleştirilmiş olan düğümler ve işlemciler yardımı ile yapılır. Düğümler, bir lokal alan şebekesi (Local Area Network-LAN) üzerinden veriyi merkezi veri tabanı içinde derleyen indirici transformatör merkezi kontrolörü arasında iletişim kurar. Dağınık I/O işlemlerini LAN mimarisine sahip

RTU'lar, indirici transformatör merkezinin belirli gereklerine dayanan RTU'nun optimum fiziki konfigürasyonunu kullanmak için mühendise çok geniş bir imkan sağlar.

5.2.4.İndirici transformatör merkezi koruma arayüzü

Bir indirici transformatör merkezi kontrolörüne koruma fonksiyonlarını dahil etme gayretleri birçok indirici transformatör merkezinde yapılmıştır. Transfer açması, eşzamanlı kontrol koruması ve tekrar kapama gibi bazı sekonder fonksiyonlar, entegre edilmiş bir indirici transformatör merkezi platformunda başarılı bir şekilde gerçekleştirilmiştir. Ancak, korumanın kritik olan doğası ve özel fonksiyonu sebebi ile rölelemenin primer fonksiyonu (arızayı algılama ve ortadan kaldırmak için işlem başlatma) sadece bu işe tahsis edilen indirici transformatör merkezi rölesine aittir. Bu konuda endüstrinin eğilimi on yıllardır değişmemiştir. Değişen, rölelerin yapısıdır. Rölelerdeki yeni tasarımlar, küçük ölçekli özel indirici transformatör merkezi kontrolörleri olan mikroişlemci bazlı cihazların ortaya çıkması ile elektromekanik yaklaşımların terk edilmesine yol açmıştır. Korunacak devre için mikroişlemcili röle kendi primer fonksiyonunu icra eder. Buna ilaveten, mikroişlemci, kolaylıkla kararlı hal analog değerlerini ve durum verilerini elde ederek geliştirebilir ve ardışıl durumların raporları, DFR dalga şekilleri ve kesici bakım raporları için veri sağlayabilir.

Gelişmiş indirici transformatör merkezi kontrolörü, rölelerden bu bilgilere bir LAN üzerinden erişebilir. Bu düzenleme, daha sonra indirici transformatör merkezi kontrolörünün röleler tarafından geliştirilen bilgiyi kendi merkezi veri tabanı içine dahil edilmesine izin verir ve kullanıcı WAN'a bir ağ geçidi olarak hizmet verir. Gerçekte röle, indirici transformatör merkezi kontrolörü için bir giriş/çıkış modülü olarak kullanılır ve böylece dönüştürücüleri ve fazla bağlantı hatları ihtiyacını ortadan kaldırır.

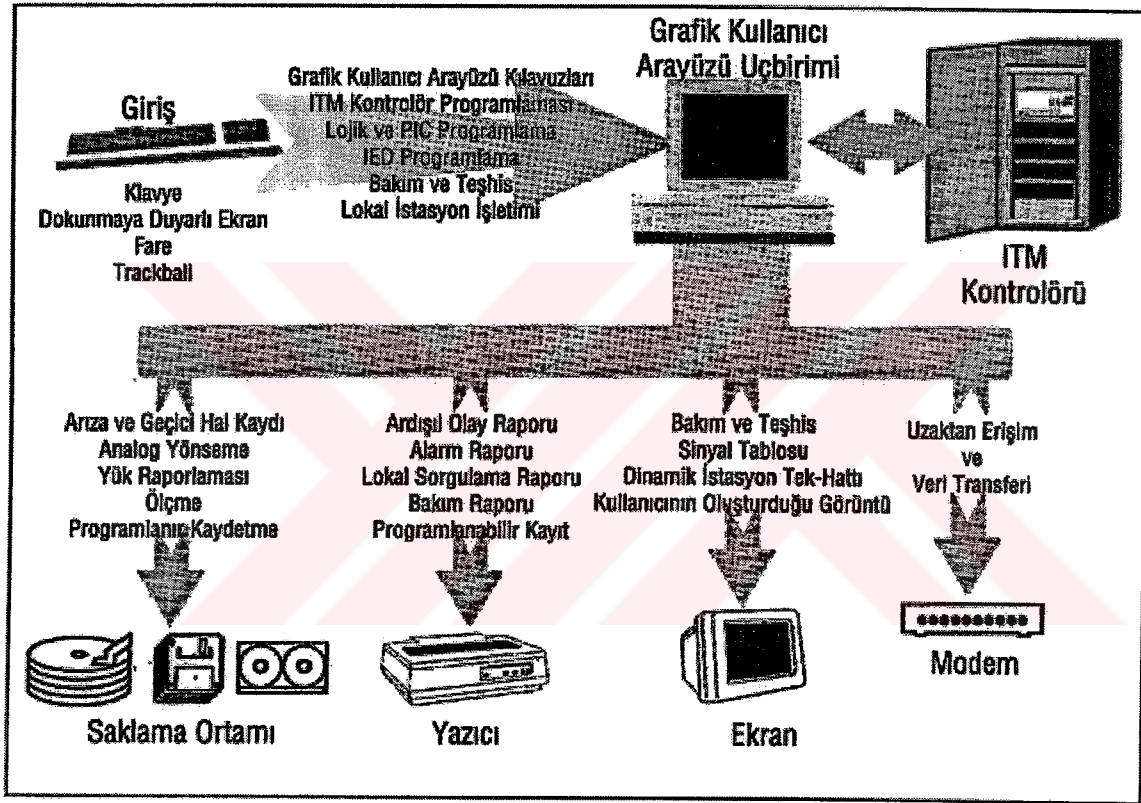
Muhtemelen tam entegre edilmiş bir indirici transformatör merkezi sistemi, indirici transformatör merkezi kontrolörüne yüksek hızlı iletişim hatları ile ara bağlantılı bir dizi mikroişlemcili röleden meydana gelecektir.

5.2.5.İndirici transformatör merkezi bilgi sistemi

İndirici transformatör merkezi kontrolörüne daha fazla bilgi ve bağlantı yerleştirildiğinden, (hem erişilen hem de türetilen) verinin sağlığı artacaktır. Kullanıcılar, SCADA sistemi sayesinde bu bilgiye erişerek büyük faydalar sağlayabilir. Geleneksel SCADA sisteminde

SCADA tarafından türetilen bilgi dağıtımı için planlama, indirici transformatör merkezi bakımı ile işletimi ve ölçme için hantal dosya transferleri kullanılmaktaydı. Bu yaklaşım, diğer kullanıcıların değişen ihtiyaçlarını karşılamak için ana SCADA'da el işi ağırlıklı veri tabanı kullanımları ile çok karmaşık duruma getirildi.

İndirici transformatör merkezi kontrolörü, SCADA fonksiyonlarından bağımsız olarak, SCADA dışı kullanıcılar için toplanan verinin alan programlanmasına ve kullanımına izin verecektir. Verinin geliştirilmesi ve saklanması, yazdırılması, görüntülenmesi ve/veya iletilmesi, Şekil 5.2'de gösterilen "İndirici Transformatör Merkezi Bilgi Sistemi" için nispeten basit bir işlemdir.



Şekil 5.2 İndirici transformatör merkezi bilgi sistemi.

Geliştirilebilen belirli veri örnekleri:

- Kesinti raporları,
- Pik yüklenme raporları,
- Fider talep periyotları,
- Dönüştürücü kalibrasyonu/doğruluk hataları,
- Kesici işlemlerinin sayısı,
- Transformator yüklenme raporları,
- ($I^2.t$) arıza raporlarını, ihtiva eder.

Bu örnekler ve Şekil 5.2'de gösterilenler, vasıflı kullanıcıların ana SCADA istasyon sistemine veya onun personeline bir sorumluluk yüklemeyen uygun bilgiyi nasıl elde edebileceklerini göstermektedir. Sonunda, indirici transformatör merkezi kontrolörü, indirici transformatör merkezi işleminin farklı yönleri ile "dış çevrede" birçok kullanıcı sağlayan, bir sosyal veri toplama ve iletişim işlem ünitesi olarak dikkate alınacaktır. İndirici transformatör merkezi kontrolörü, verinin merkezi yöneticisi olacaktır ve geniş kuruluş ağındaki herhangi bir kullanıcı veya bütün ilgi duyan kullanıcılar için onu iletişim ağına sunacaktır.

5.2.6.Ekonomik kriterler

İş idarecisi rolündeki planlamacı, kuruluşun işinde en yeterli faydayı sağlamak için ekonomik bir vasıta olarak gelişmiş SCADA sisteminin özelliklerini ve yeteneklerini kullanabilir. Fakat, SCADA planlamacısı bunu yapmak için geleneksel SCADA işlevlerinin daha ilerisine bakmalıdır. Planlamacı ayrıca, projesinde aşağıdaki hususlara işaret eden konuları da göz önüne almalıdır:

- İndirici transformatör merkezi tasarım ve inşaat masraflarının azaltılması,
- İndirici transformatör merkezi işletim masraflarının azaltılması,
- Bütün güç sistemi işletme masraflarının azaltılması,
- SCADA dışı fonksiyonlar için bilgi oluşturulması,
- Donanım, yazılım ve veri tabanı oluşturulması için mevcut kaynakların ve şirket standartlarının kullanılması,
- Alt iletim ve dağıtım seviyelerinde otomatikleştirilmiş işlemlerin artması,
- Geliştirilmiş müşteri ilişkileri.

İndirici transformatör merkezi otomasyonunda işletim masraflarının azaltılması ihtiyacı, mevcut RTU'ların indirici transformatör merkezi kontrolörleri ile değiştirilmesine yol açmaktadır. İndirici transformatör merkezi kontrolörleri, yeni inşaatımda hem sermaye masraflarını hem de gelecekteki işletimsel maliyetleri azaltmak için gerekli olan tasarım standartları olacaktır. SCADA planlamacısı, indirici transformatör merkezi kontrolörünün geniş yetenekleri üzerinde sermayelendirilen bir sistem tasarlayarak bu eğilimlerden fayda sağlayabilmelidir. Ayrıca SCADA sistem tasarımı içine, tesis edilen her indirici transformatör merkezi kontrolörü için yatırımdaki kârı artıran özelliklere dikkat edilmelidir.

5.3.Dağıtım Tesisleri Transformatör Merkezlerinde Yapılan Ölçüm Ve Kumandalar

5.3.1.Ayırıcılı ve kesicili çıkış fideri ölçüm ve kumandaları

1. 3 faz akımlarının ayrı ayrı ölçümü,
2. Aktif güç ölçümü
3. Reaktif güç ölçümü,
4. Güç faktörü ölçümü,
5. Bara ayırıcısı açık durumu algılanması
6. Bara ayırıcısı kapalı durumu algılanması
7. Toprak ayırıcısı açık durumu algılanması
8. Toprak ayırıcısı kapalı durumu algılanması
9. Kesici açık durumu algılanması
10. Kesici kapalı durumu algılanması
11. “Aşırı akım açtı” durumu algılanması
12. “Toprak açtı” durumu algılanması
13. “Otomatik kumanda/manuel kumanda” selektör durumunun algılanması
14. Kesici açma kumandası
15. Kesici kapama kumandası
16. Kesici toplam açma/kapama sayısının belirlenmesidir.

5.3.2.Ayırıcılı giriş/çıkış fideri ölçüm ve kumandaları

1. 3 faz akımlarının ayrı ayrı ölçümü,
2. Aktif güç ölçümü
3. Reaktif güç ölçümü,
4. Güç faktörü ölçümü,
5. Bara ayırıcısı açık durumu algılanması
6. Bara ayırıcısı kapalı durumu algılanması

5.3.3.Kesicili transformatör primer çıkış fideri ölçüm ve kumandaları

1. 3 faz akımlarının ayrı ayrı ölçümü,
2. Aktif güç ölçümü
3. Reaktif güç ölçümü,

4. Güç faktörü ölçümü,
5. Bara ayırıcısı açık durumu algılanması
6. Bara ayırıcısı kapalı durumu algılanması
7. Kesici açık durumu algılanması
8. Kesici kapalı durumu algılanması
9. “Aşırı akım açtı” durumu algılanması
10. “Yağ seviyesi düşük” durumu algılanması
11. “Termometre ihbar” durumu algılanması
12. “Termometre açtı”
13. “Buchholz ihbar” durumu algılanması
14. “Buchholz açtı” durumu algılanması
15. “Tank koruma açtı” durumu algılanması
16. Trafo diferansiyel koruma durumu algılanması
17. Trafo cebri havalandırma sistemi durumu algılanması
18. “Otomatik kumanda/manuel kumanda” selektör durumunun algılanması
19. Kesici açma kumandası
20. Kesici kapama kumandası
21. Kesici toplam açma/kapama sayısının belirlenmesidir.

5.3.4. Kesicili transformatör sekonder çıkış fideri ölçüm ve kumandaları

1. 3 Faz akımlarının ayrı ayrı ölçümü,
2. Aktif güç ölçümü
3. Reaktif güç ölçümü,
4. Güç faktörü ölçümü,
5. Bara ayırıcısı açık durumu algılanması
6. Bara ayırıcısı kapalı durumu algılanması
7. Kesici açık durumu algılanması
8. Kesici kapalı durumu algılanması
9. “Aşırı akım açtı” durumu algılanması
10. Trafo yıldız noktası koruma durumu algılanması
11. “Otomatik kumanda/manuel kumanda” selektör durumunun algılanması
12. Kesici açma kumandası
13. Kesici kapama kumandası
14. Kesici toplam açma/kapama sayısının belirlenmesidir.

5.3.5.Ayırıcılı transformatör çıkış/kuplaj besleyicileri ölçüm ve kumandaları

1. Bara ayırıcısı açık durumu algılanması
2. Bara ayırıcısı kapalı durumu algılanması

5.3.6.Genel ölçmeler

1. Primer 3 faz gerilimlerinin ayrı ayrı ölçümü (trafo mevcut ise)
2. Sekonder 3 faz gerilimlerinin ayrı ayrı ölçümü (trafo mevcut ise)
3. DC yardımcı servis gerilimi ölçümü
4. Kesici motor besleme gerilimi durumu algılanması
5. İç ihtiyaç trafosu ayırıcısı açık durumu algılanması
6. İç ihtiyaç trafosu ayırıcısı kapalı durumu algılanması
7. Primer/Sekonder gerilim trafosu ayırıcısı açık durumu algılanması
8. Primer/Sekonder gerilim trafosu ayırıcısı kapalı durumu algılanması
9. Dc kaçak mevcudiyeti durumunun algılanması
10. RTU cihazı AC şebeke durumu algılanması
11. RTU cihaz kapağının açık/kapalı durumunun algılanması
12. Enstrümantasyon pano kapağının açık/kapalı durumunun algılanması
13. İstasyon dış kapısının açık/kapalı durumunun algılanması
14. İstasyon alarm rölesi kumandası
15. Alarm reset butonu durumunun algılanması

5.4.SCADA ve Harmonik Analizi

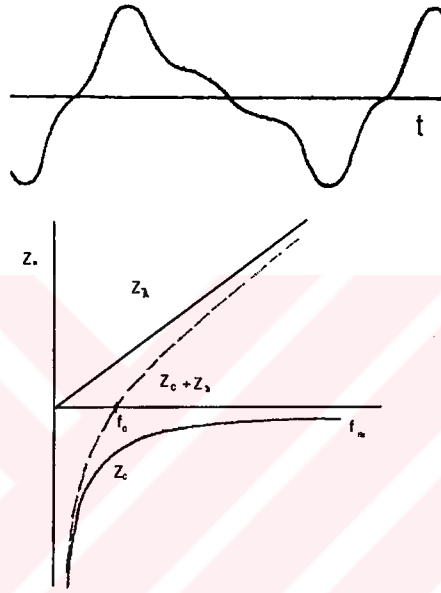
5.4.1.Harmonik akımların oluşumu

Günümüzde, yüksek düzeyde elektrik kullanan yükler, gerek enerji tasarrufu, gerekse de hassas kumanda sağlanabilmesi amacıyla, giderek elektronik kumandalı ve bilgisayar destekli hale gelmektedir. Bununla birlikte yarı iletken kontrollü sistemler enerji dağıtım sistemi içinde önemli bir paya ulaşmakta ve birtakım sorunları da beraberinde getirmektedir. Tristör, transistor, MOSFET ve IGBT gibi yarı iletkenlerin kullanılmasıyla şebekeden akım çekme süreleri üzerinde denetim sağlanarak, sinüzoidal alternansın belli bir açısında tetikleme yapılmaktadır. Bunun sonucunda, şebekeden çekilen akımlar sinüzoidal olmaktan

uzaklaşmakta ve 50 Hz ana frekansın ötesinde daha yüksek frekanslarda harmonik akım bileşenleri içermektedirler.

5.4.2. Harmonik akımların zararları

Enerji sistemi üzerinde dolaşan harmonik akımlar, dağıtım sistemi üzerinde harmonik gerilimler indüklenmesine de neden olmakta ve enerji kalitesinin düşmesine yol açmaktadır. Enerji kalitesinin düşmesi de, sistemi rezonansa açık hale getirmektedir. Rezonans frekansı, harmonik akımların varolduğu frekansla çakışırsa, enerji sisteminin salınımına girmesi de kaçınılmaz olmaktadır.



Şekil 5.3 Harmonikli akım dalgasının biçimi (non-sinüzoidal) ve empedans eğrileri.

- Harmonik akımlarla birlikte, efektif akım (rms) değeri de artmaktadır. Bununla birlikte enerji kayıpları artmakta ve enerji sisteminin güç kapasitesi düşmektedir.
- Akıma bağlı çalışan röle, kesici, şalter vb. teçhizat hatalı açtırma yapabilmektedir. Bu açtırmalardan dolayı, üretim kesintileri oluşmakta ve hassas koruma yapılamamaktadır.
- Harmonik akımlar güç kondansatörlerini aşırı yükleyerek kapasite kayıplarına neden olmakta, bunun sonucunda reaktif enerji ceza riski ortaya çıkmaktadır.
- Harmonik akımlar nedeniyle hat kayıpları artmakta, kablo ve baralarda ısınmalar ortaya çıkmaktadır.
- Besleme gerilimindeki bozulmalar nedeniyle, elektronik kartlarda arızalar artmaktadır.
- Harmonik akımlar nedeniyle, telefon ve veri iletim sistemleri üzerinde enterferans oluşmaktadır.

DC Motorların, frekans konvertörlerinin; kaynak makinalarının, UPS'lerin, şarj redresörlerinin endüksiyon ocaklarının kullanıldığı sektörlerde harmonik akımlar, çözülmesi gereken bir sorun olarak ortaya çıkmaktadır.

5.4.3.Harmonik analizi ve harmoniklerin azaltılması

Harmonik akımların yarattığı sorunları çözebilmek için, öncelikle bu akımların analiz edilmesi gerekmektedir. Enerji sistemi üzerinde harmonik akım kaynağı olarak davranan yükler, dağıtım sistemi, kompanzasyon sistemi ayrı ayrı analiz edilmeli, birbirlerine etkisi göz önüne alınarak. Sorunun tanımı yapılmalıdır. Bu amaçla, öncelikle ana bara akım ve gerilim dalga şekilleri görülerek, bunların Fourier Analizi çıkarılmalıdır. Bunun sonucunda harmonik akımların hangi büyüklükte ve hangi frekanslarda üretildiği tespit edilmeli, bu akımların besleme gerilimi üzerindeki etkileri bilinmelidir. Bununla birlikte, enerji kaynağının kısa devre gücü, reaktif güç kompanzasyon sisteminin çalışması, harmonik akım üreten ve üretmeyen yüklerin karakteristikleri de göz önüne alınarak, sorunlar sistem düzeyinde irdelenmelidir. Sorunun analizi yapıldıktan sonra, çözüm için gereken harmonik filtre sisteminin tasarımı yapılmalıdır. Harmonik filtre sisteminin hangi gerilim seviyesinde ve merkezi veya lokal olacağına karar vermek, bütünüyle enerji sisteminin yapısına ve sorunun karakterine bağlıdır. Buna göre filtre elemanlarının karakteristiklerinin belirlenmesi gerekmektedir.

Harmonik filtre sistemi, öncelikle sistemde dolaşan harmonik akımları sınırlayarak, besleme geriliminin sinüzoidal olmasını sağlamalıdır. Bununla birlikte 50 Hz ana frekansta reaktif güç kompanzasyonu görevini de yapmalıdır. Burada temel olarak alınması gereken kriterler gerilim üzerindeki harmonik distorsiyonun kesinlikle %5 oranını aşmaması ve güç faktörünün 0.95 seviyelerinde tutulması gerekmektedir. Bunlar başarıldığı zaman, yukarıda sayılan sorunlar ortadan kalkacak, daha kaliteli ve daha güvenilir bir enerji sistemi elde edilecektir. İşletme güvenilirliğine ilave olarak, efektif akımların azalması ile birlikte göz ardı edilemez bir oranda enerji tasarrufu da sağlanmış olacaktır.

SCADA'nın bir başka önemli fonksiyonu elektrik sisteminin güç kalite analizine yardımcı olmaktır. Bir elektrik sisteminin güç kalite analizine etki eden en büyük faktör şebekede bulunması muhtemel harmoniklerdir. Harmoniklerin bulunduğu bir elektrik şebekesinde uygun değerlendirme, farklı tipte proseslerin sonucu olan ve farklı makinaların ürettiği harmonikler gibi tüm olguların, uzun dönem analizini gerektirir.

Bu durumda bir iş çevrim kontrolü büyük önem taşır. Bundan dolayı şebeke izleme sistemlerine harmonik analizi de dahil edilmelidir. Harmonik analizi için Kontrol Merkezine bilgi veren Uzak Uç Birim olan 'Harmonik Analizörleri' kullanılmaktadır.

'Harmonik Analizörleri' kullanılarak bir elektriksel işaretin harmonik bileşenleri analiz edilir. Bu bilgiler otomasyon ağı vasıtasıyla SCADA sistemine gönderilir. Böylece SCADA yazılımı, birçok bilgiyi sentezler ve bir ekranda toplam harmonik distorsiyonu, güç faktörü, histogram ve vektör grafiklerini görüntüler. 'Harmonik Analizörleri' şunları sağlamalıdır:

- 40. dereceye kadar (genellikle 30'a kadar yeterlidir) harmonik bileşenlerin analizi
- Voltaj-Akım dalga bileşenlerinin gösterilmesi
- Voltaj-Akım harmonik bileşenlerinin histogram (bar) grafiklerinin gösterilmesi

Bu ölçüm değerleri Kontrol merkezindeki bilgisayarlardan sürekli olarak izlenebilmektedir. Böylece şebekedeki ani pik ve dalgalanmalarda yada denetim dışı oluşan harmonikler için sistemde off-line çalışan filtreler otomatik ya da manuel olarak devreye alınabilmektedir. On-line filtreler ise sürekli devrede olup şebekeyi bu bozulmalara karşı korumaktadır.

Yüksek harmonik seviyelerinin ya da kısa süreli bozuklukların kontrol altına alınmasıyla güç kaynakları ile tüketicilerde onarılmaz hasarlar oluşması önlenmiş olur. Sonuçta etkin bir güç sistem analizi bünyesinde harmonik analizi vazgeçilmez bir unsurdur. Harmonik analizi ve harmonik filtre sistemi gerektiği gibi yapıldığı takdirde enerji kalitesi büyük oranda artar.

5.5.Otomasyonun Teknik ve İşletme Açısından Yararları

Dağıtım otomasyonu; elektrik dağıtım kurumlarına, harcama ihtiyacını azaltma, daha iyi sistem işletme, düzenlemelere uyma, daha iyi mühendislik ve planlama kararlarına varma gibi bir takım potansiyel yararlar sağlar. Bu yararları belirleyebilmek için gerçekleştirilebilmesi mümkün çeşitli otomasyon işlevlerinin yetenek ve gereksinimlerini anlamak gerekir. Her işlev, dağıtım şebekesinin yapısı ve koşullarına bağlı olarak belli yararlar sunar. Bazı durumlarda bir yarar, belli bir işlevin değil bir arada çalışan birkaç işlevin sonucu olarak sağlanabilir. Yarar belirleme, dağıtım otomasyonunun ekonomik değerlendirmesinde önemli bir yer tutar değişik otomasyon sistemleri aynı otomasyon işlevi için farklı derecelerde yarar getirebilir.

Dağıtım otomasyonu uygulanacak alan ya da alanlar seçilirken, şebekenin en fazla tasarruf sağlayacak bölümlerinin belirlenmesi gerekir. Bazı alanlar diğerlerinden daha fazla yarar sağlayabilir; belli işlevler ekonomik olarak diğerlerinden daha cazip olabilir. Dolayısıyla dağıtım sisteminin fizibilitesinin yanı sıra yararlarının büyüklüğü de seçilen dağıtım alanı ve otomasyon işlevlerine bağlıdır.

Dağıtım otomasyonunun nitelendirilebilir kısmı genellikle yatırım erteleme ve işletme ve bakım tasarrufları alanındadır. Mümkün yatırım erteleme örnekleri şunlardır: Yeni üretim kapasitesi, yeni indirici merkezler, trafo ilaveleri ve değişiklikleri, yeni fider çıkışları vs işletme ve bakım tasarruflarına örnek olarak sistem azaltılması ve yük yönetimi sonucu yakıt masraflarının azalması gösterilebilir.



6.SCADA UYGULAMA PROJESİ

6.1.Orta Gerilim Enerji İzleme Ve Kontrol Sisteminin Kapsamı

Uygulama projesinde Bursa'da bulunan İSKO tekstil fabrikasının, Siemens firmasının WinPM SCADA yazılımı ile gerçekleştirilen OG Enerji İzleme ve Kontrol Sistemi incelenecektir.

Sistemin kapsamı : Fabrikadaki orta gerilim hücreleri ile ana dağıtım panosu, tali dağıtım panolarında seçilecek saha cihazları ile haberleşebilmeli ve cihazlara lokal olarak ve uzaktan kumanda edilebilmelidir. Kurulacak sistem; elektrik harcamalarının kontrolü ve elektrik enerjisinin dağıtılmasındaki optimizasyonun sağlanması için tasarlanmalıdır.

Tanımlar :	PLC	:Programmable Logic Controller
	SCADA	:Supervisory Control And Data Acquisition
	MM&P	:Metering Monitoring & Protective

Genel : Sistem genel olarak aşağıdaki bileşenlerden oluşturulmuştur:

- Merkezi kumanda ünitesi (PC, printer, software)
- Orta gerilim saha elemanları
- Kablo tesisatı

6.2.Merkezi Kumanda Birimi

- Operatör Terminali: SCADA sistemi için bir PC; operatör terminali olarak kullanılmalıdır.
- Yazıcı
- Yazılım

6.3.Yazılım

Merkezi kontrol sisteminin yazılımı, grafik tabanlı, "multitasking" (çok işlemlili) olarak çalışabilmelidir. Ayrıca program IBM uyumlu her türlü bilgisayarda kolaylıkla çalıştırılabilir. Program, PLC üniteleri ile de haberleşebilmelidir. Yazılım, kullanıcı ile menüler, simgeler (ikon) ve mouse aracılığı ile haberleşebilmelidir. Yazılım, "real-time" ve "multi-tasking" yapıda olmalı ve bilgisayara gelen her türlü bilgi, veri tabanına anında

işlenebilmeli ve diğer modüller bundan haberdar olmalıdır. Yazılım, kullanıcının yapacağı muhtemel hatalara karşı kendini koruyabilmelidir. Bunun için kullanıcının gireceği bütün değerlerin anlamlı olup olmadığı, önceden girilen değerler ile çelişip çelişmediği vb. denetlenmeli, sistemin çalışmasını etkileyecek komutlar girildiğinde kullanıcı uyarılarak onay alındıktan sonra komutlar uygulanmalıdır.

Sistem esas olarak aşağıdaki ekran sayfalarına ve özelliklere sahip olmalıdır:

- Gerçek-zamanlı izleme (genel liste ve her bir cihaz için ayrı pencereler açarak)
- Alarm verme (genel liste ve her bir cihaz için ayrı pencereler açarak)
 - a) analog alarm
 - b) digital alarm
 - c) real-time alarm
 - d) potansiyel arıza uyarısı
- Kayıt tutma (Liste ve grafik)
- Gerçek-zamanlı grafik ekranda yük akışı (genel görünüş ve her bir cihaz/ölçüm ve kontrol ünitesi için ayrı pencereler açarak)

Yazılımda, her saha ünitesinin ilgili değerleri için alarm değerleri verilebilmeli ve bu değerlere ulaşıldığında, sesli ve ışıklı alarmlar alınabilmelidir. Alarm mesajları ve alarm nedenleri sistemin hafızasında saklanabildiği gibi, anında yazıcıdan çıkış alınabilmelidir. Alarmlar, arızanın giderilmesi için geçen sürenin bir kaydı olarak rapor halinde saklanmalıdır. Herhangi bir alarm sonucu yapılması gerekenler, önceden hazırlanmış bir iş emri direktifleri halinde operatöre bildirilmelidir.

Sistem güvenliği için operatör panelindeki hiçbir fonksiyon menüsüne erişim şifresiz olmamalıdır. Kullanıcının göreceği, izleyeceği ve değişikliğe uğratacağı görevler yetki seviyesine göre düzenlenebilmelidir. Yetkisiz müdahalelerde sistem, operatör erişimini kilitlemeli ve müdahaleyi kaydına almalıdır.

6.3.1.Verilere ulaşım

Operatörün sistem verilerine ulaşımı hiyerarşik bir grafik ortamında sağlanmalıdır. Kullanıcı, grafikler üzerinden istediği bölümü seçerek bir alt grafiğe geçebilmeli, bu dallanma yapısını kullanarak istediği bilgiye ulaşabilmelidir. Diyagramlar birbirine ağaç yapısı biçiminde bağlı

olmalı ana görünümünden istenilen alt sistemlere ulaşabilmeyi (tümünden gelim) sağlamalıdır. Grafiklerin ve diyagramların kullanıldığı yazılım, en karmaşık diyagram ve grafiklerin bile kullanıcı tarafından kolaylıkla uygulanmasına yönelik olmalı, yazılım parametre değişikliklerinin kolayca yapılmasına olanak sağlayabilmelidir.

6.3.2.Alarm yönetimi

- İleri seviyedeki alarm yönetimi, operatörün alarmı çok hızlı biçimde algılayıp çözümlemesine olanak vermelidir.
- Oluşan alarmlar ekranın bir köşesinde daimi olarak bulunan alarm ikonunda aktif hale geçebilmeli; ses ve görüntü ile operatörü uyarmalıdır.
- Alarmlar ancak operatörün “menüden mesajı aldım” gibi alarmı gördüğünü belirten seçenekleri işaretlemesiyle silinebilmeli; belirlenen alarmların yazıcıdan çıktısı alınabilmelidir.
- Alarm döngüsü (routine); operatöre hangi alarm seviyedeki alarm bilgisinin, yazıcıdan çıkıntısının alınacağını ve ekranda görüneceğini belirlemesine imkan tanımalıdır.
- Alarm grupları, kullanıcı tanımlı olmalı ve rapor bölgesine gönderilebilmelidir.
- Aynı nokta ile ilgili değişik seviyede alarm alınabilmelidir.
- Alarm durumunda operatör, nokta bilgi bloğunun ekranda yanıp sönmesi ve ikaz sesiyle uyarılmalıdır.

6.3.3.Sistem güvenliği

Operatörün sistem bilgilerine doğru kimlik kodları ve şifrelerle ulaşması sağlanmalıdır. Eğer operatör şifreye sahip değilse bile grafikleri gözlemleyebilmelidir. Sistem operatörünün sistemi açarken kullandığı tüm kimlik bilgileri; bütün bilgi ve alarm raporlarında belli olmalıdır. Doğru şifreleme ve kimlik bilgisi sınırlaması başka kişilerin sisteme girişini engellemek içindir. Operatörler kendi şifrelerini değiştirebilmelidir.

Farklı yetki seviyeleri bulunmalı; çok sayıda operatör kimlik kodu ve şifrelemesi yapılmalıdır. Bir operatör yüksek yetki seviyelerine sahip olabilirken; ikincil yetki seviyesine ait bir sistem operatörünün diğer yetki seviyelerine ulaşması değişik şifrelerle engellenebilmelidir. Arıza ve alarm durumları gibi bilgiler aynı anda veya belirli aralıklarla yada isteğe bağlı olarak ekranda okunabilmeli ve bilgisayarın hafızasında da depolanabilmelidir.

6.3.4.Sistemin gözlenmesi ve komutlandırılması

- Fonksiyon tuşları ile sisteme ait bütün noktalara komut gönderilebilmelidir.
- Dinamik nokta bilgileri ekranda grafik olmaksızın da gözlenmelidir.
- Güç Yönetim Sistemi denetimi altında bulunan bütün sistemlerin çalışma periyodları sırasında olabilecek her türlü bilgi sistem aracılığı ile izlenebilmelidir.
- Çalışıyor/çalışmıyor bilgisi (generatör, ups vs.) ve çalışma süreleri,
- Gerilim, akım gibi sahadaki fiziksel büyüklük değerleri, sisteme bağlı olan her türlü terminale; direkt alarm, mesaj yada rapor yollanabilmeli, sistem şemaları aktif bilgilerle ekranda renkli olarak izlenebilmelidir.

6.3.5.Grafik yaratılması ve çizimi

Yazılım, Windows ortamında çalışabilmeli ve grafiklerin yaratılmasını ve yaratılmış grafikler üzerinde değişiklikler yapılmasını sağlayacak güçlü bir grafik paket programı temin edilmelidir.

6.4.Orta Gerilim İzleme ve Kontrol Sisteminin Fonksiyonları

Sistemde 34.5 kV besleme kesici hücreleri mikroişlemcili ölçme ve koruma röleleri ile donatılmıştır. Konulacak röleler aşağıdaki fonksiyonları sağlamalıdır:

Koruma fonksiyonları

Aşırı akım
Kısa devre
Toprak aşırı akım
Toprak kısa devre
Düşük gerilim
Aşırı gerilim
Faz kaybı
Faz sırası

Ölçme fonksiyonları

Faz akımları
Toprak akımları
Demand akımlar
Faz-faz gerilimleri
Faz-nötr gerilimler
Aktif güç
Reaktif güç
Güç faktörü
Demand güç
Frekans
Enerji

Bu rölelere eklenmiş olan haberleşme kartı ile merkezdeki PC haberleşmeli ve bütün ölçme değerleri anında PC üzerinden izlenmelidir. PC üzerinden rölelere aç/kapa kumandası verilebilmelidir.

6.5.Kablo Tesisatı

SCADA sisteminin bağlı olduğu röle ve ünitelerin merkezi kumanda ünitesi ile bağlantılarında, toplam kablo uzunluğunun kısa olması ve sistemde düşük veri iletiminin yeterli olması nedeniyle veri iletişim kablosu olarak "twisted pair", "daisy chain" kullanılması uygun görülmüştür. Kullanılan toplam kablo uzunluğu 500 metredir.

6.6.Endüstriyel Tesislerde Elektriksel SCADA Uygulamaları

Scada sisteminden beklenenler:

- Uzaktan (merkezi) açma/kapama yapmak
- Gerçek zamanlı veri toplamak
- İhbar/alarm verdirmek
- Olayların sırasını takip etmek
- Trend analizi yapmak
- Enerji tüketimlerini takip etmek
- Düzenli raporlar çıkarmak
- Yük atma yapmak
- Enerji kalitesini analiz etmek
- Dinamik veri değişimi yapabilmek
- Eğri yakalama
- Harmonik analizi
- Merkezden tüm saha cihazlarını parametreleme

SCADA'nın kazandırdığı faydalar:

- Arızadan kaynaklanan kesintilerin azaltılması,
- Enerji şebekesinin etkin kullanımı ile elektrik sarfiyatının azaltılması,
- Tesis bölümlerinin sarfiyatlarının otomatik olarak ayrı ayrı kaydedilmesi ve muhasebeleştirilmesi,
- Elektrik dağıtım sisteminde kullanılan cihazların optimizasyonu,

- Şebeke kalitesinin analizi,
- Arızadan kaynaklanan kesintilerin azaltılması,
- Önceden alarm verdirterek, açmadan önce sisteme müdahale olanağı,
- Arızanın sebebinin anında belirlenmesi ve herhangi bir sorun halinde merkezden tüm tesise müdahale imkanı.

Kontrol noktasından alınan ve gönderilen bilgiler:

- Sayısal Girişler (DI) : Kontak Bilgileri
- Analog Girişler (AI) : Ölçüm Bilgileri
- Sayısal Çıkışlar (DQ) : On/Off Komutlar
- Analog Çıkışlar (AQ) : Ayar Komutları

Elektrik tesisinden toplanacak bilgiler:

Kontak Bilgileri

Kesici konumları
 Ayırıcı konumları
 Topraklama şalteri konumu
 Kesici arabası konumu
 Trafo ihbarları
 Arıza ihbarları
 Diğer kontak bilgileri

Ölçüm Bilgileri

Akım
 Gerilim
 Güç
 Enerji
 Frekans
 Güç faktörü
 Demand
 Diğer ölçüm bilgileri

Elektrik tesisine gönderilecek komutlar :

- On/off komutlar
- Kesici açma/kapama
- Seçme şalterine kumanda
- Korna çaldırma
- Diğer benzeri komutlar
- Güç, frekans, gerilim kontrolü
- Ayar komutları

Elektrik tesisinden toplanacak bilgiler :

<u>Kontakt Bilgileri</u>	<u>Ölçüm Bilgileri</u>
Kesici Konumları	Akım
Ayırıcı Konumları	Gerilim
Topraklama Şalteri Konumu	Güç
Kesici Arabası Konumu	Enerji
Trafo İhbarları	Frekans
Arıza İhbarları	Güç Faktörü
Diğer Kontakt Bilgileri	Demand
	Harmonikler
	Arıza Bilgileri
	Min/Max Değerler
	Diğer Ölçüm Bilgileri

6.7.Access Enerji İzleme Ve Kumanda Sistemi

Uygulama projesinde Siemens firmasının ACCESS Enerji İzleme ve Kumanda Sistemi kullanılmıştır. Siemens ACCESS Enerji İzleme ve Kumanda Sistemi, bir tesisteki elektrik enerjisi dağıtımının merkezi olarak izlenmesi ve kontrol edilmesi amacıyla geliştirilmiştir. Sistem, tesisin çeşitli noktalarında bulunan akıllı saha cihazları ile bunların aldığı verileri izleyen ve tesise kumanda etme imkanını getiren bir SCADA yazılımından oluşmaktadır.

Sistemin yapısı:

- WinPM SCADA Yazılımı
- Şebeke Bilgisayarları: 4300, 4700, 4720
- ISGS Akıllı Koruma Rölesi
- S7 I/O Giriş / Çıkış Üniteleri
- SAMMS Motor Koruma Rölelerinden oluşmaktadır.

Sistemin özellikleri:

- Bakım gerektirmeyen akıllı elektronik cihazlar
- Basit kullanım

- Bütün cihazlarda haberleşme yeteneği
- Hassas ölçüm imkanı
- Fonksiyonellik
- Pano üzerindeki başka ölçü cihazına ihtiyaç duyulmaması
- Yeni tesislere uygulama imkanı
- Merkezi bilgisayar üzerinden gerçek zamanlı veri izleme
- Dalga şekli yakalama
- Harmonik analizi
- Trend analizi
- Grafik görüntüler
- Uzaktan cihaz konfigürasyonu yapabilme
- Şalterlere uzaktan açma kapatma verme imkanı
- Min / Max veri kaydı
- Dalga şekli kaydı
- Alarm ve olay kayıtları
- Windows ortamında kolay projelendirme
- Raporlama
- Yük atma imkanı
- İlave cihazlara açık yapı
- Dinamik Veri Değişimi (DDE-Dynamic Data Exchange) özelliği
- Olay kayıtları, Trend eğrileri, min / max veriler ve şebeke kalitesinin analizini yapma imkanları ile enerji sisteminin problemleri hakkında yazılı kayıtlar alabilme, sisteme gerekli ilaveleri planlama ve sistemde kullanılan cihazların optimizasyonunu sağlama
- Alarm verdirme, trend eğrileri, min / max veri kayıtları ve yük atma imkanıyla şebekenin efektif kullanımını sağlama ve tüketim masraflarını azaltma
- Periyodik raporlama ile bölümlerin sarfiyatlarının ayrı ayrı izlenebilmesi, hassas ölçümler ile gerçek tüketime göre maliyet analizi

Haberleşme özellikleri:

- RS 232 ve RS 485 seri haberleşme
- Bilgisayarın seri portu kullanılıyor
- Ayarlanabilir haberleşme hızı
- Cihazlardan paket bilgiler alınabilir
- Haberleşme sistemi kendi kendini test edebilir yapıdadır

- Isolated Multi-drop Converter (RS 485/RS 232 çevirici) ile bilgisayar yüksek gerilim darbelerinden korunmaktadır
- Bir Isolated Multi-drop Converter üzerinde 4 adet RS 485 çıkışı
- Açık haberleşme protokolü
- Bilgisayarın her bir seri portu üzerine 128 adet, her bilgisayara 1024 adet cihaz bağlama imkanı

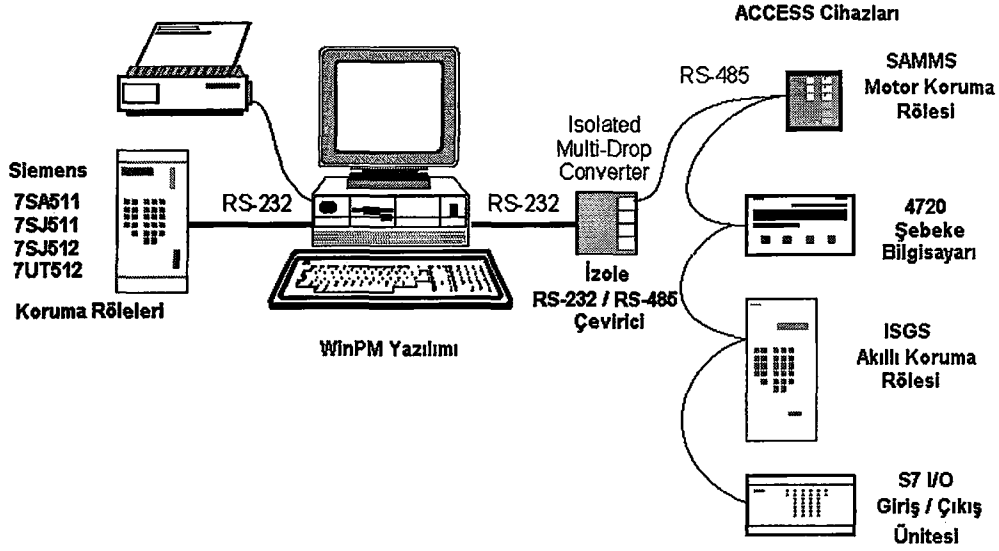
6.8. WinPM SCADA Yazılımı

Projede yazılımın en son versiyonu olan WinPM 4.0 kullanılmıştır. Bilgisayar sisteminde çalışmakta olan SCADA yazılımı (WinPM) içerisinde oluşturulacak grafik görüntüler, tek hat şemaları üzerinden ölçülen bilgilerin ekrandan analog ve/veya sayısal olarak izlenmesi, yine ekran üzerinden manuel olarak sahadaki istenilen kesicilere aç/kapat komutlarının gönderilmesi mümkündür. WinPM yazılımı, kullanıcı tarafından tanımlanan durumlar için (örneğin bir sınır değerinin aşılması) alarmlar önermekte ve bunları kendi veri tabanına kaydetmektedir. Bu ihbarlar yazıcıdan da bastırılabilir. Ayrıca ölçülen değerler trend eğrileri şeklinde de bilgisayarda kaydedilmektedir.

WinPM yazılımının DDE (Dynamic Data Exchange) özelliği sayesinde, WinPM ile yaygın kullanımı olan Microsoft Windows uygulamaları arasında anlık bilgi aktarımı yapılabilmektedir. Bu fonksiyon yardımıyla raporlama paketiyle Enerji Tüketim ve Kayıp Raporları hazırlanabilir (Siemens Energy&Automation, 1998).

Sistemde kullanılacak olan bilgisayarların özellikleri ise şu şekildedir:

- Pentium 333MHz P II mikroişlemci
- 32 MB Ana bellek
- 17" renkli monitör
- 4.3 GB sabit bellek
- 1.44 floppy disk
- CD-ROM sürücü
- Ses kartı ve hoparlörleri
- Windows 95 işletim sistemi
- Bilgisayarın beslenebilmesi için bir adet 1 kVA Kesintisiz Güç Kaynağı (UPS)
- 1 adet Renkli yazıcı



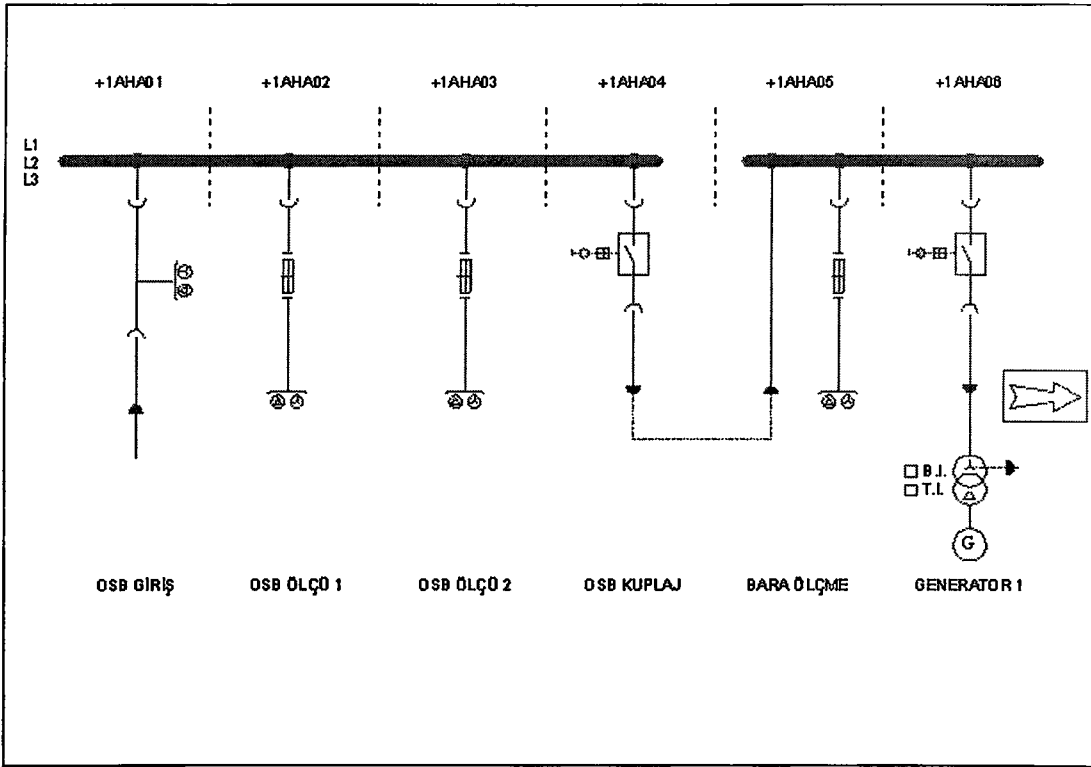
Şekil 6.1 Access enerji izleme sisteminin yapısı.

Bağlantı: Sahada bulunan tüm cihazlar 2-telli RS-485 hattı ile birbirine seri bağlanarak, bir Isolated Multi-Drop (RS485/RS232 Çevirici) ile bilgisayarın standart RS-232 seri haberleşme çıkışı üzerinden haberleşir.

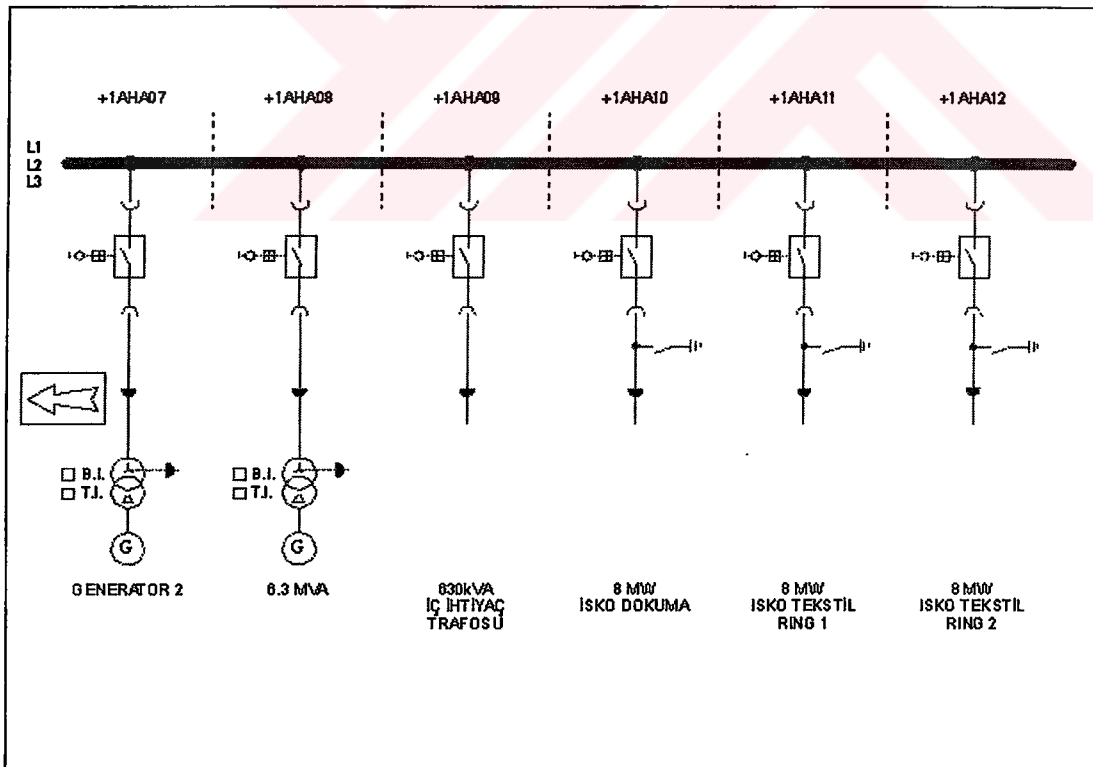
6.9.Uygulama Projesinin Aşamaları

6.9.1.İzlenecek bilgilerin belirlenmesi

SCADA projesinin ilk aşamasında sistemin elektrik tek hat şeması ve şalt planı incelenir. Elektriksel bağlantıların tespit edilmesinden sonra izlenecek sinyaller ve giriş/çıkış bilgileri belirlenir.



Şekil 6.2 Sistemin elektrik tek hat şeması (ilk kısım).



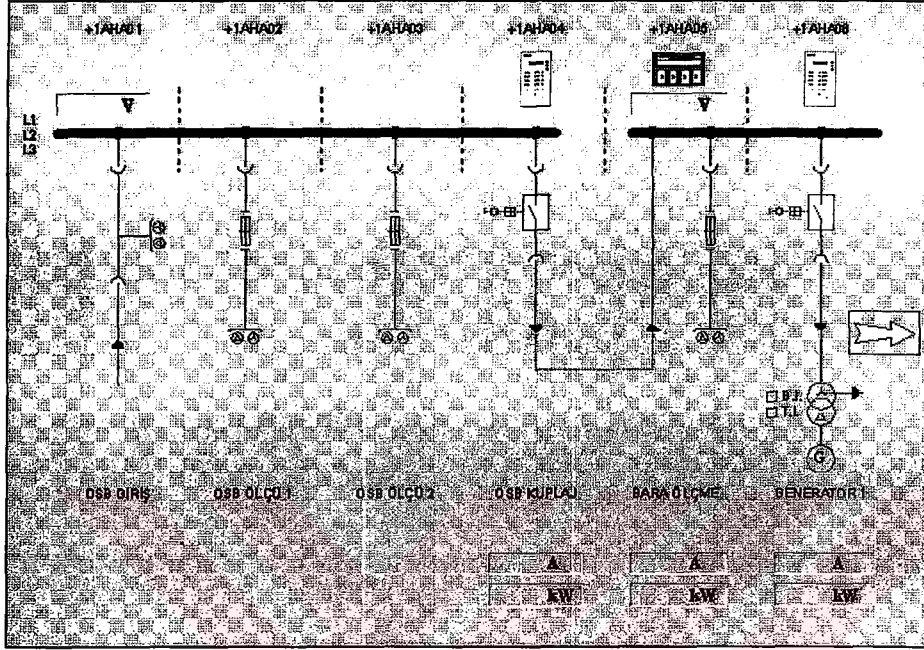
Şekil 6.3 Sistemin elektrik tek hat şeması (ikinci kısım).

Çizelge 6.1 Giriş ve çıkış sinyalleri.

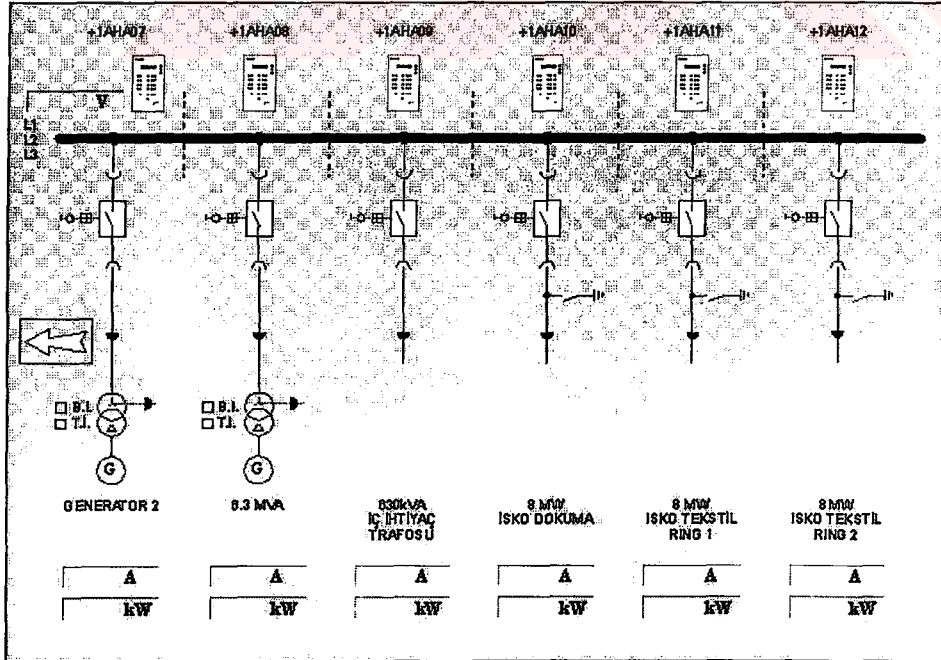
Sinyal Adı	S7 I/O Input no	S7 I/O Output no
1AHA01 Araba serviste	I0.0	-
1AHA01 Otomat attı	I0.1	-
1AHA02 Araba serviste	I0.2	-
1AHA02 Otomat attı	I0.3	-
1AHA03 Araba serviste	I0.4	-
1AHA03 Otomat attı	I0.5	-
1AHA04 Araba serviste	I0.6	-
1AHA04 Otomat attı	I0.7	-
1AHA05 Araba serviste	I1.0	-
1AHA05 Otomat attı	I1.1	-
1AHA05 Toprak kaçağı akım	I1.2	-
1AHA05 Toprak kaçağı gerilim	I1.3	-
1AHA06 Buchholz alarm	I1.4	-
1AHA06 Sıcaklık alarm	I1.5	-
1AHA07 Buchholz alarm	I2.0	-
1AHA07 Sıcaklık alarm	I2.1	-
1AHA08 Buchholz alarm	I2.2	-
1AHA08 Sıcaklık alarm	I2.3	-
1AHA09 Araba serviste	I2.4	-
1AHA09 Otomat attı	I2.5	-
1AHA09 Kesici aç	-	Q0.0
1AHA09 Kesici kapa	-	Q0.1
1AHA10 Araba serviste	I2.6	-
1AHA10 Otomat attı	I2.7	-
1AHA10 Kesici aç	-	Q0.2
1AHA10 Kesici kapa	-	Q0.3
1AHA11 Araba serviste	I3.0	-
1AHA11 Otomat attı	I3.1	-
1AHA11 Kesici açık	-	Q0.4
1AHA11 Kesici kapalı	-	Q0.5
1AHA12 Araba serviste	I3.2	-
1AHA12 Otomat attı	I3.3	-

6.9.2. Diyagramların hazırlanması

Elektriksel plana uygun olarak bir görüntü işleme editöründe WinPM ortamında kullanmak üzere sistem diyagramları hazırlanır. Bu diyagramlar görüntülenmek istenen şekilleri de içerebilir.



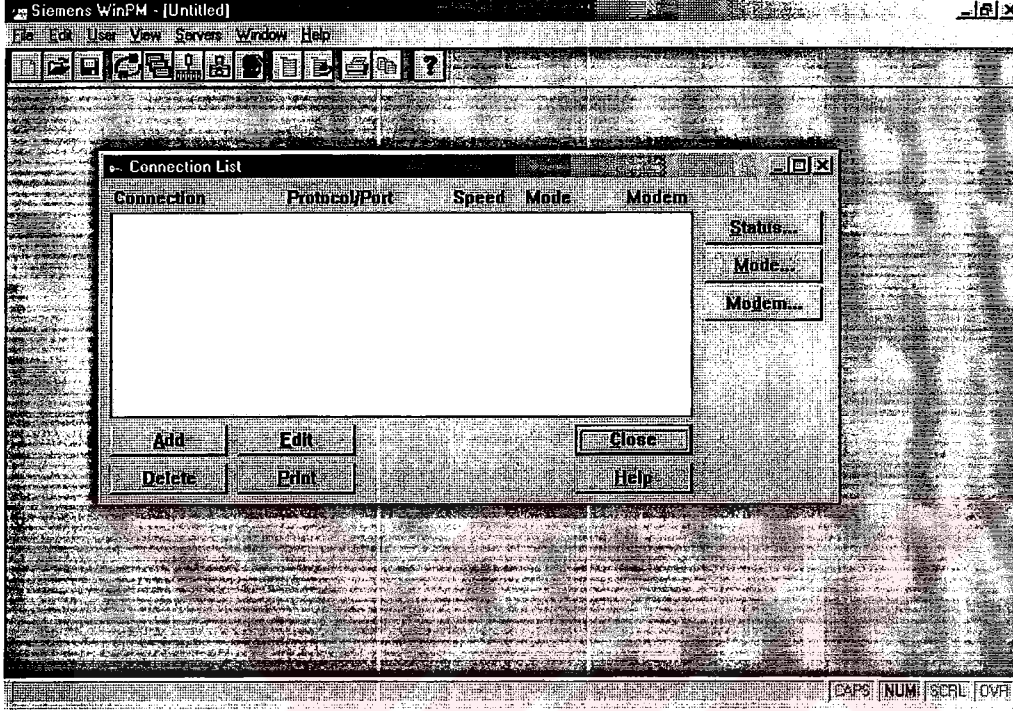
Şekil 6.4 Sistem diyagramı (ilk kısım).



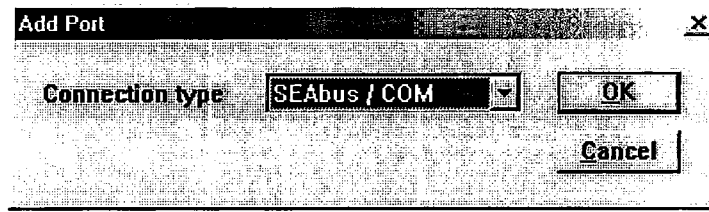
Şekil 6.5 Sistem diyagramı (ikinci kısım).

6.9.3.Haberleşme protokolünün seçilmesi

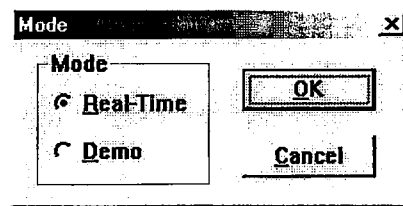
WinPM programı açılıp sistem şifresi girildikten sonra sistemin bilgisayarla hangi porttan ve hangi protokolle haberleşeceği belirlenir. Haberleşme protokolü seçildikten sonra sistemin real time veya demo modda çalışacağı belirlenir.



Şekil 6.6 Haberleşme için bağlantı menüsünün açılışı.



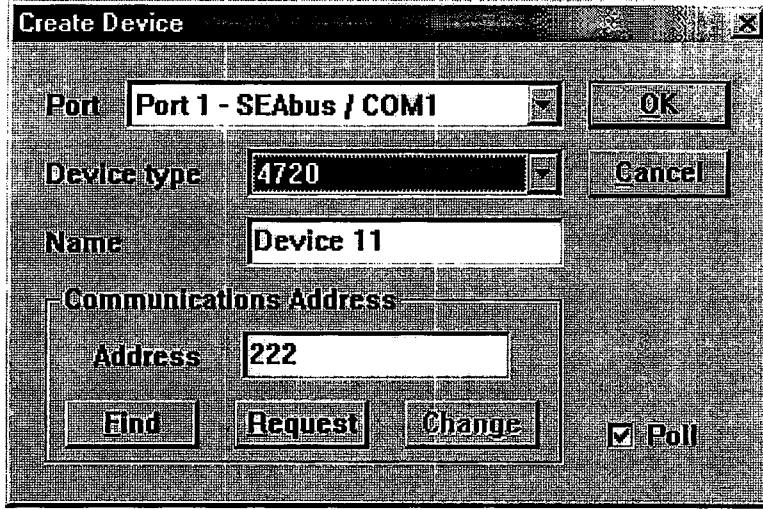
Şekil 6.7 Haberleşme protokolünün seçilmesi.



Şekil 6.8 Çalışma modunun belirlenmesi.

6.9.4.Sistemde kullanılan cihazların tanımlanması

Edit/Devices menüsünden sistem için gerekli cihazlar eklenerek isim, haberleşme adresi ve giriş/çıkış tanımlamaları gibi cihaz konfigürasyonları tanımlanır.



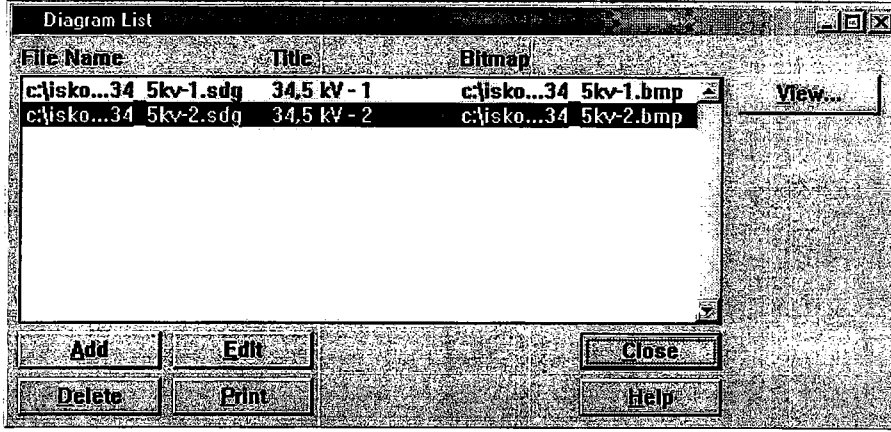
Şekil 6.9 Sisteme cihazların eklenmesi.

Name	Type	Address	Connection	Poll	Alarm
1AHA04	ISGS	4	Port 1	Yes	
1AHA05	4700	5	Port 1	Yes	
1AHA06	ISGS	6	Port 1	Yes	
1AHA07	ISGS	7	Port 1	Yes	
1AHA08	ISGS	8	Port 1	Yes	
1AHA09	ISGS	9	Port 1	Yes	
1AHA10	ISGS	10	Port 1	Yes	
1AHA11	ISGS	11	Port 1	Yes	
1AHA12	ISGS	12	Port 1	Yes	
SIMATIC S7	S7 - I/O	100	Port 1	Yes	

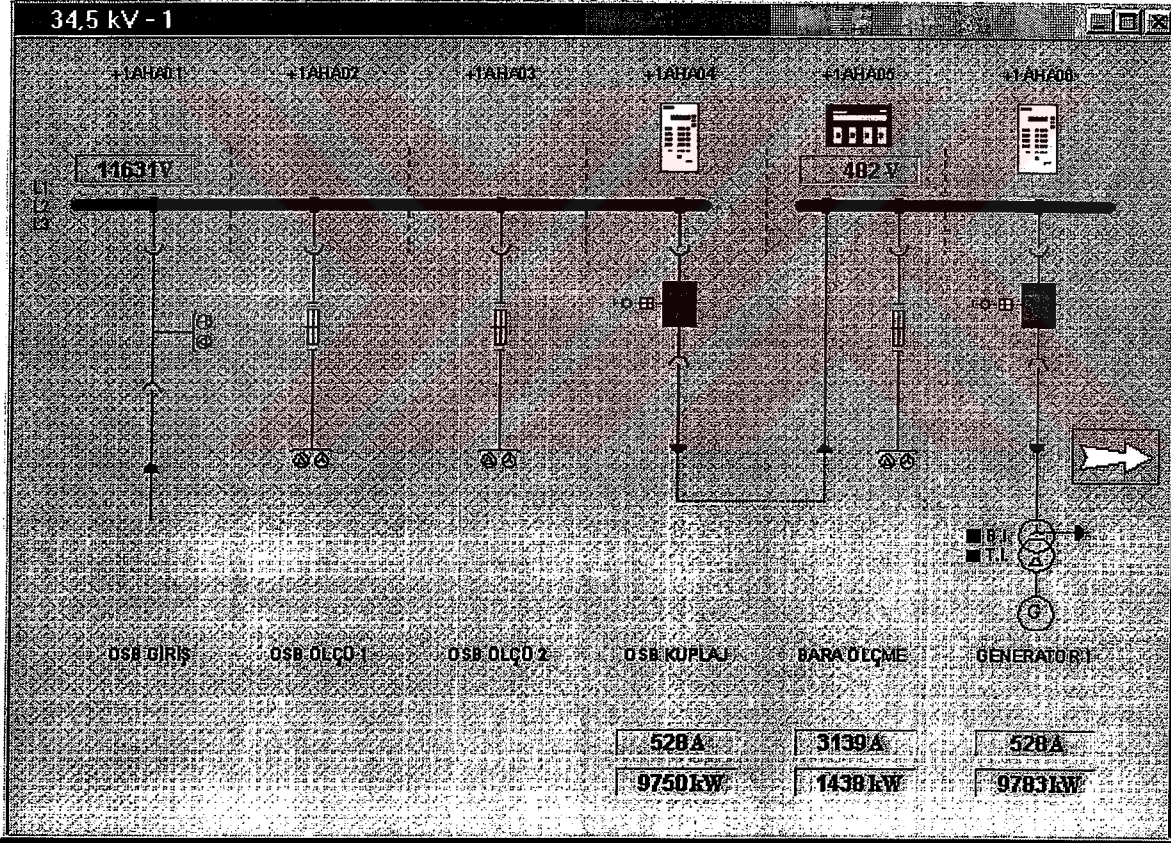
Şekil 6.10 Sistemde kullanılan cihaz listesi.

6.9.5.Sistem alarmlarının tanımlanması

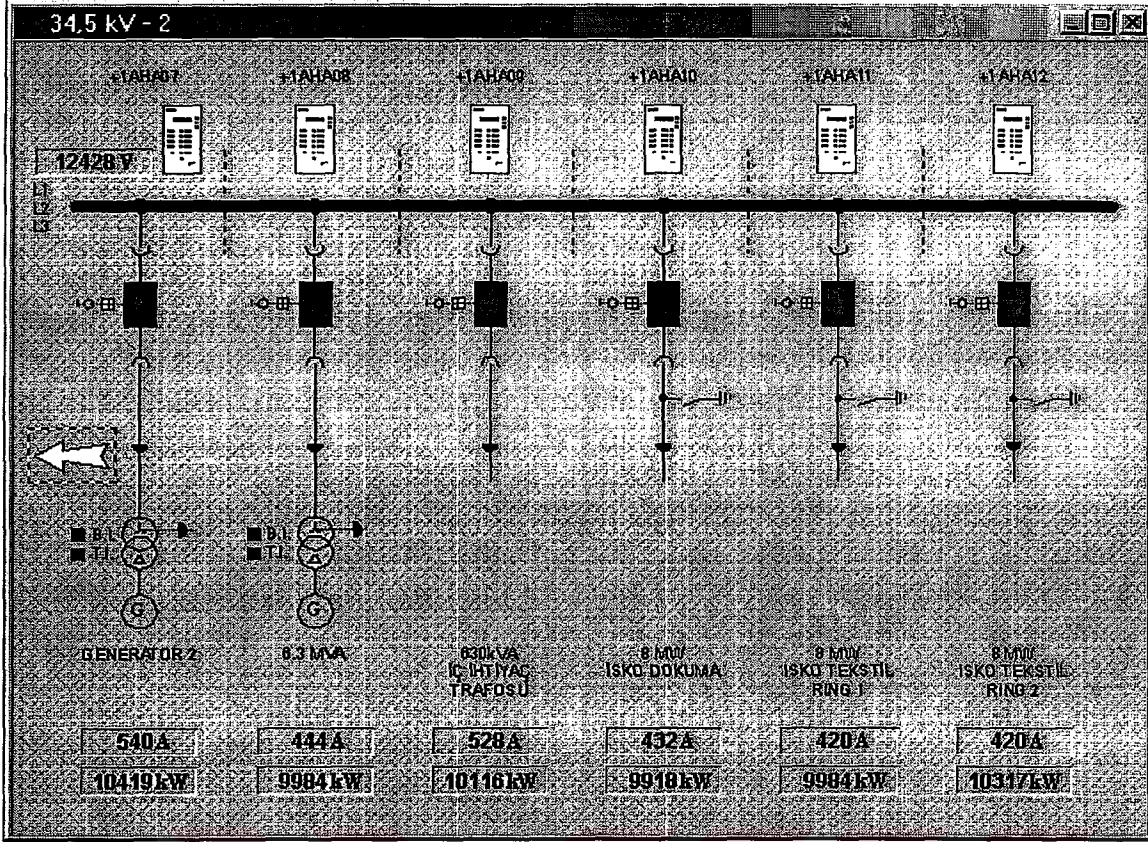
İlk önce Edit/Diagrams menüsünden daha önce hazırlanan ekran diyagramları sisteme tanıtılıp ekranlar arası ve cihazların ekranlarla ilişkileri tanımlanır. Daha sonra Edit/Alarms menüsünden hangi sinyallerin, giriş/çıkış işaretlerinin ve hangi sınırlardaki elektriksel büyüklüklerin (akım, gerilim, güç, vb.) alarm olarak seçileceği belirlenir. Ayrıca alınan alarmlardan sonra ne gibi kontrollerin de yapılacağı bu aşamada tanımlanır.



Şekil 6.11 Diyagram listesi.



Şekil 6.12 Çalışan sistemin diyagramdan izlenmesi (ilk kısım).

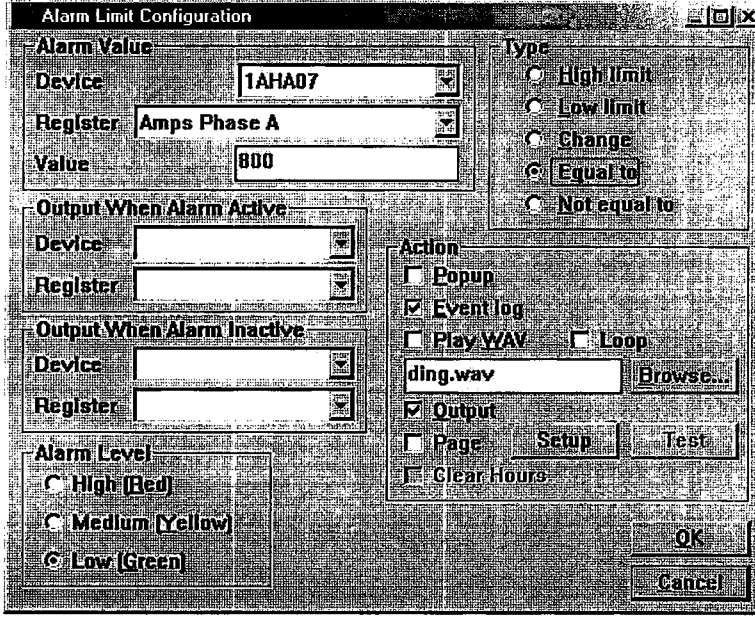


Şekil 6.13 Çalışan sistemin diyagramdan izlenmesi (ikinci kısım).

Device	Register	Type	Value	Pop	Log	Way Out
1AHA04	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
1AHA06	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
1AHA07	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
1AHA08	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
1AHA09	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
1AHA10	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
1AHA11	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
1AHA12	Breaker Position	change	Closed	x	x	x
SIMATIC S7	1AHA01 ARABA SERVİ =	=		x	x	x
SIMATIC S7	1AHA01 OTOMAT ATTI =	=		x	x	x

Buttons: Add, Edit, Delete, Print, Disable all alarms, Close, Help

Şekil 6.14 Sistemden alınmak istenen alarm listesi.



Şekil 6.15 Alarm işaretlerinin konfigürasyonu.

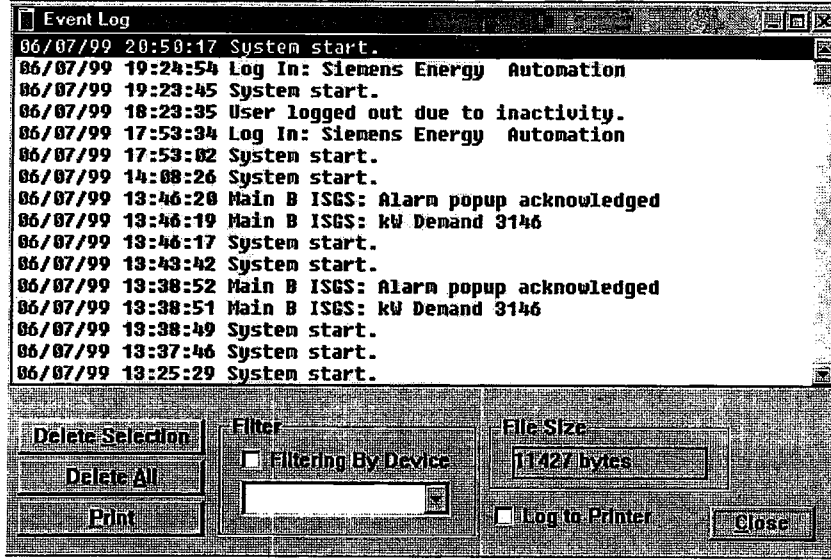


Şekil 6.16 Alarm durumunda alınan alarm mesajı.

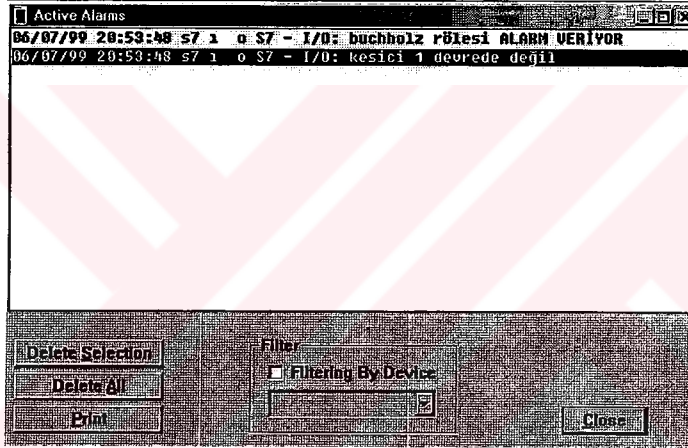
6.9.6.Sistem kayıtlarının tutulması

View/Event Log (olay kütüğü) menüsünde, program aktif hale geçtiği andan itibaren bütün olayların, görevlilerin çalışma saatlerinin, bütün alarmların ve diğer müdahalelerin kaydı tutulur. Active Alarms seçeneği ile o anda geçerli olan alarmlar izlenebilir.

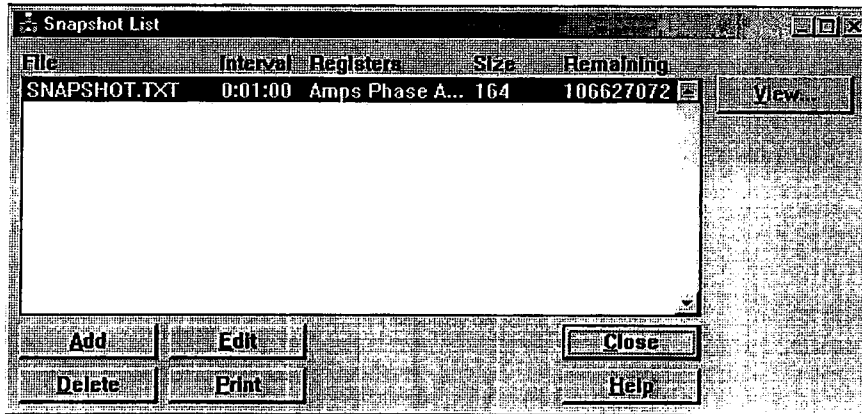
Snapshot menüsü ise istenilen elektriksel parametrelerin (akım, gerilim, güç, vb.) değerlerini istenilen zaman aralıklarıyla ve istenilen sürede kaydetmek için kullanılır. Kayıtlar text dosyası biçiminde saklanır ve istenildiği zaman tablo şeklinde yazıcıdan çıkış alınabilir. Ayrıca grafiksel olarak da sistem eğilimi (historical trend) izlenebilir.



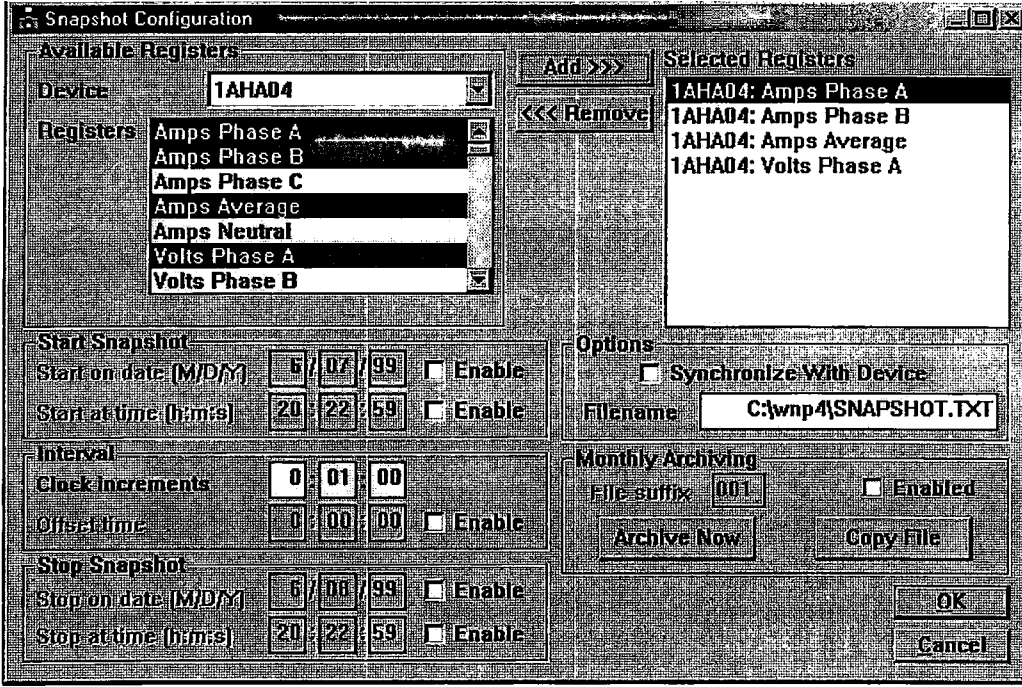
Şekil 6.17 Olay kütüğünün izlenmesi.



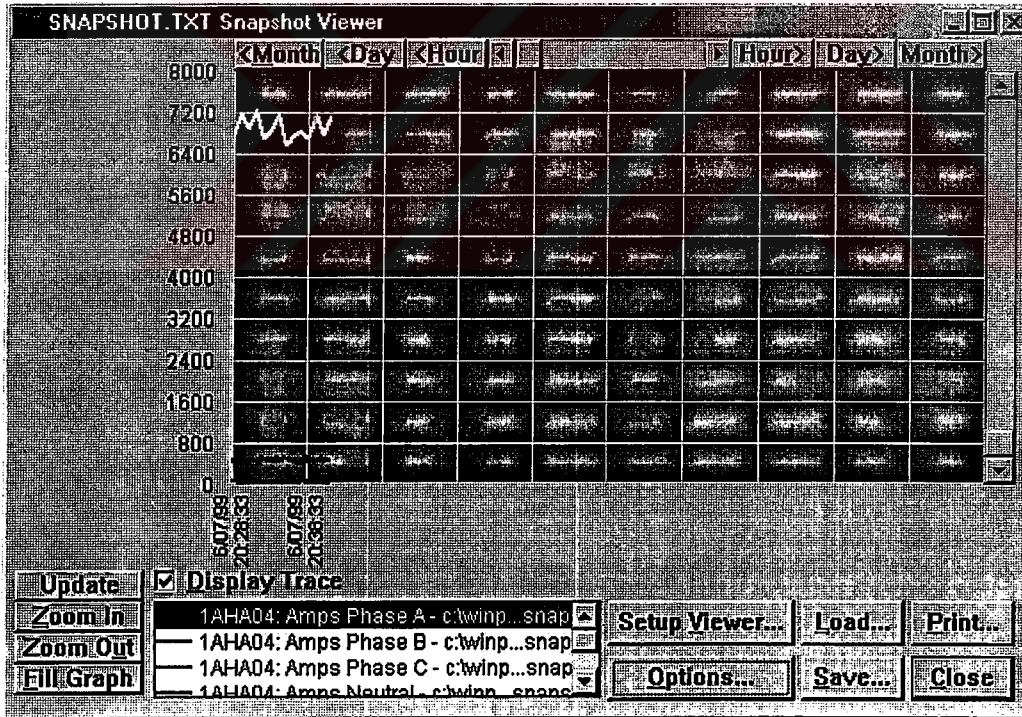
Şekil 6.18 Geçerli olan aktif alarmların izlenmesi.



Şekil 6.19 Snapshot dosyasının oluşturulması.



Şekil 6.20 Snapshot dosyası için konfigürasyon parametreleri.



Şekil 6.21 Snapshot dosyasının grafiksel gösterimi.

Trip Information		Time	Sun Dec 31 03:43:39 2004
Log #			
Type			Invalid
Trip Number			39943
Phase of Trip			189
Amps A at Trip			1203.4
Amps B at Trip			409.6
Amps C at Trip			5734.6
Amps N at Trip			5836.9
Volts A at Trip			382533017.7
Volts B at Trip			180172.9
Volts C at Trip			176640.0
Pickup Information			
Time In Pickup			1695744
Time of Pickup			Wed Jan 21 07:23:44 1970 38 ms
Amps A at Pickup			1203.4
Amps B at Pickup			409.6
Amps C at Pickup			5734.6
Amps N at Pickup			5836.9
Volts A at Pickup			382533017.7
Volts B at Pickup			180172.9
Volts C at Pickup			176640.0

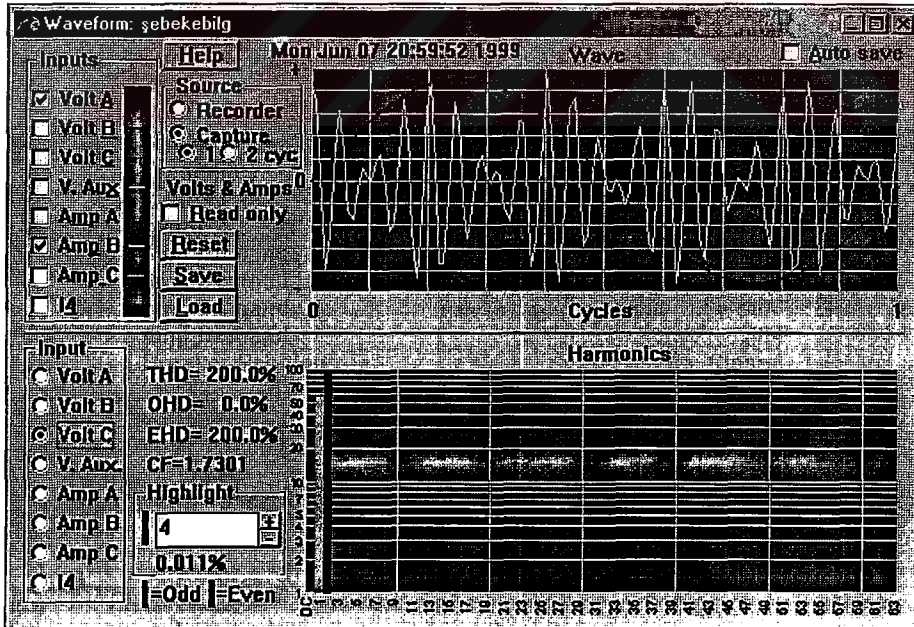
Şekil 6.22 Cihazın şebekedeki bir arıza durumunda kaydettiği arıza kütüğü.

Min/max: 1AHA07				
Last reset: 12/11/97 14:01:52				
	Import	Reset	Print	
	Min		Max	
12/11/97 14:19:56	420	Amps Phase A	540	12/11/97 14:19:48
12/11/97 14:20:32	420	Amps Phase B	540	12/11/97 14:20:02
12/11/97 14:20:02	420	Amps Phase C	540	12/11/97 14:19:59
12/11/97 14:20:02	420	Amps Average	540	12/11/97 14:19:59
12/11/97 14:19:56	0	Amps Neutral	60	12/11/97 14:19:59
12/11/97 14:20:32	6555	Volts Phase A	7245	12/11/97 14:19:56
12/11/97 14:20:08	6555	Volts Phase B	7245	12/11/97 14:20:23
12/11/97 14:20:14	6555	Volts Phase C	7245	12/11/97 14:20:05
12/11/97 14:42:20	6601	Volts LN Average	7222	12/11/97 14:21:07
12/11/97 14:20:32	11353	Volts Phase AB	12548	12/11/97 14:19:56
12/11/97 14:20:08	11353	Volts Phase BC	12548	12/11/97 14:20:23
12/11/97 14:20:14	11353	Volts Phase CA	12548	12/11/97 14:20:05
12/11/97 14:42:20	11432	Volts LL Average	12508	12/11/97 14:21:07
12/11/97 14:42:20	9582	KW Total	10485	12/11/97 14:21:07
12/11/97 14:25:26	15297	KVA Total	19617	12/15/97 12:55:22
12/11/97 14:20:05	193	kvar Total	221	12/11/97 14:19:48
12/11/97 14:19:48	3146	KW Demand	3146	12/11/97 14:19:48
12/11/97 14:19:48	Lead 96	Power Factor	Lead 94	12/11/97 14:20:02
12/11/97 14:21:37	-3268.2	Frequency	3267.5	12/15/97 12:55:54
12/11/97 14:19:48	484	Amp Demand	484	12/11/97 14:19:48

Şekil 6.23 Cihazların ölçüm yaptığı büyüklükler için kaydettiği minimum/maksimum değerler.

Type/ISGS	Address
Amps Phase A	492
Amps Phase B	528
Amps Phase C	468
Amps Average	468
Amps Neutral	12
Volts Phase A	6693
Volts Phase B	7107
Volts Phase C	6624
Volts LN Average	6808
Volts Phase AB	11592
Volts Phase BC	12309
Volts Phase CA	11472
Volts LL Average	11791
KW Total	9885
kVA Total	17571
kvar Total	207
KW Demand	3146
Power Factor	Lead 95
Frequency	203.9
KWh	69766476
kvarh	41207504
Amp Demand A	480
Amp Demand B	484
Amp Demand C	488
Amp Demand	484
Breaker Position	Closed

Şekil 6.24 Ölçü cihazının gösterdiği real-time (gerçek zamanlı) ölçüm sonuçları.



Şekil 6.25 Şebeke bilgisayarının yaptığı ölçümlerin dalga biçimleri ve harmonik gösterimi.

7.SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Sayısal yöntemlerin gelişmesi ve bilgisayar kullanımının yaygınlaşması, enerji dağıtım sistemlerinin güvenilir ve etkin olarak çalışmasını sağlamak amacı ile kurulan kontrol sistemlerinin etkinliğini arttırmaktadır.

SCADA sistemleri, sadece elektrik üretim, iletim, dağıtım tesislerine değil, endüstrinin diğer alanlarına ve günlük hayatımıza da girmiştir. Başlangıçta çok pahalı görünen bu sistemler; mikroişlemci, bilgisayar, yazılım ve iletişim alanlarındaki muazzam gelişmeler sonucunda her geçen gün ucuzlamakta, yatırım maliyeti azalmaktadır. SCADA'nın geleceğin sistemleri ve teknolojisi olması nedeniyle doğan rekabet ortamının bu ucuzlamada payı büyüktür.

SCADA sistemleri esas olarak üç ana bileşenden oluşmaktadır. Bunlar; kontrol merkezi, uzak uç birim ve bu birimler arasındaki haberleşmeyi sağlayan iletişim sistemidir. Kontrol merkezi, uzak uç birimlerinden topladığı bilgiler aracılığıyla sistemi izler ve bu bilgiler doğrultusunda sistemi yönetir. Uzak uç birim bulunduğu merkezdeki cihazlardan analog ve sayısal veri toplar, bunları saklar ve istendiğinde kontrol merkezine gönderir.

SCADA, tesis ve sistemlerin tek bir merkezden kontrol edilmesi ve yönetilebilmesi olanağını sunmaktadır. SCADA sistemleri ayrıca güvenli, hızlı ve ekonomik sistem yönetimi kavramını da geliştirmiştir. Bu sistemler büyük bir iş güç kazancı sağlamakta ve bu iş gücünün başka alanlarda kullanılması fırsatını tanımaktadır.

Elektrik dağıtım tesislerinde kullanılan SCADA sistemleri, mevcut tesislerin verimli işletilmesini ve buna dayanarak bu alana yapılacak yatırımların ertelenmesini ve geleceğe yönelik etkin planlamaların yapılmasını da sağlamaktadır. Enerji gereksiniminin gelişmiş ülkelerde 10 yılda, az gelişmiş ülkelerde 6-7 yılda iki katına çıktığı günümüzde yetersiz kaynaklar nedeniyle yatırım erteleme ve doğru enerji yatırımları için planlamanın ne kadar önemli olduğu açıktır. Ülkemizde SCADA sistemlerinin enerji dağıtım tesislerine uygulanması alanında geç kalınmıştır. Bu konuda bilimsel araştırma kurumlarında, üniversitelerde ve uygulamada elektrik dağıtım kurumlarında uzmanlık birimleri kurulmalıdır.

KAYNAKLAR

Booch, G., (1994), "Object-Oriented Analysis and Design", The Benjamin/Cummins Publishing.

Boyer, A. S., (1993), "SCADA Supervisory Control And Data Acquisition", America.

Distributed Network Protocol 3.0 Document Set, (1993), Harris Controls.

Gaushell, D.J., Blok, W.R., (1994), "SCADA Communication Techniques And Standarts", IEEE Computer Applications In Power, July 1994.

IEEE Standarts Collection, (1993), Software Engineering.

Judge, P., (1988), "Open Systems, The Guide to ISO and Its Implementation", QED Information Sciences.

Kao, C., (1987), "Optical Fiber Systems: Techonology, Design and Applications", McGRAW-HILL.

Kaynak, O., (1989), "Dağıtılmış Denetim Sistemleri", Boğaziçi, İstanbul.

Murthy, L. S. N. ve Jagannadh, K., (1993), "Integrated Automation Scheme Of A Distribution Substitution For Local - Remote Monitoring And Control", Third International Symposium On Distribution and Demand Side Management, San Francisco.

Optoelectronics Designer's Catalog, (1993), Hewlett Packard.

Şahin, S. E., (1993), "TÜBİTAK AEAGE Elektrik Dağıtım Tesisleri SCADA Semineri", 20-21 Eylül 1993, Bursa.

Şenyurt, G. Ş., (1993), "TÜBİTAK AEAGE Elektrik Dağıtım Tesisleri SCADA Semineri", 20-21 Eylül 1993, Bursa.

Tengdin, J. T., (1987), "Distribution Line Carrier Communication - An Historical Perspective", IEEE Transactions On Power Delivery, Vol.PWRD-2 No.2, pp 321-328.

Ülkü, A., (1993), "TÜBİTAK AEAGE Elektrik Dağıtım Tesisleri SCADA Semineri", Bursa.

Whei-Min, L. and Mo-Shing C., (1986), "An Overall Distribution Automation Structure", Electric Power System Research.

WinPM Power Monitoring & Control For Windows, Version 4.0 User's Manuel, (1998), Siemens Energy & Automation, Inc.

ÖZGEÇMİŞ

Doğum Tarihi	02.05.1974	
Doğum Yeri	İstanbul	
Lise	1985-1993	Galatasaray Lisesi
Lisans	1993-1997	Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik - Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	1997-1999	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Programı

Çalıştığı kurum

1998-Devam ediyor Yıldız Teknik Üniversitesi
Elektrik - Elektronik Fakültesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü
Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı
Araştırma Görevlisi