

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

**ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNİN
İZLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Elektronik Müh. Galip HOŞAVCI

Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜH.
Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK
Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Yılmaz UYAROĞLU

Ocak 2008

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNİN İZLENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Elektronik Müh. Galip HOŞAVCI

Enstitü Anabilim Dalı : ELK. ELEKTR. MÜH

Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK

Bu tez 25 / 01 / 2008 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Oybirliği ile kabul edilmiştir.

Yrd. Doç. Dr
Yılmaz UYAROĞLU
Jüri Başkanı

Prof. Dr.
Şerafettin ÖZBEY
Üye

Prof. Dr.
Abdullah FERİKOĞLU
Üye

TEŞEKKÜR

Yapmıő olduğum bu çalışmada benden yardımını esirgemeyen sayın hocam Yrd. Doç. Dr. Yılmaz UYAROĞLU'na, sistemin incelenmesinde birlikte çalıőtıėımız Eti Maden İşletmeleri Bandırma Bor ve Asit Fabrikalarından Elektronik Mühendisi Ümit YORULMAZ'a, çalıőmalarımnda beni yalnız bırakmayan diğer iş arkadaşlarıma ve aileme teőekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR.....	ii
İÇİNDEKİLER.....	iii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ.....	vii
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	ix
TABLolar LİSTESİ.....	xi
ÖZET.....	xii
SUMMARY.....	xiii
BÖLÜM 1.	
GİRİŞ.....	1
BÖLÜM 2.	
SCADA SİSTEMLERİNE GENEL BAKIŞ.....	3
2.1. SCADA'nın Tanımı.....	3
2.2. İnternet Tabanlı SCADA Sistemler.....	5
2.3. Mobil Tabanlı SCADA Sistemi.....	7
2.3.1. Kullanım şekilleri ve özellikleri.....	8
2.3.2. Sistemin kazandırdıkları.....	9
2.4. SCADA Sisteminin Uygun Olduğu Prosesler.....	9
2.4.1. Hidroelektrik üretim tesisleri.....	10
2.4.2. Petrol ve gaz üretim tesisleri.....	10
2.4.3. Doğalgaz dağıtım ve kimyasal prosesler.....	10
2.4.4. Elektrik iletim sistemleri.....	10
2.4.5. Su dağıtım sistemleri.....	10

BÖLÜM 3.

SCADA SİSTEMİNİN BİRİMLERİ.....	13
3.1. MTU (Master Terminal Unit) Ana Denetim Merkezi.....	13
3.1.1. MTU çalışması ile ilgili örnekler.....	14
3.1.2. Merkezi bilgisayar.....	20
3.1.3. MTU'nun SCADA sistemi içindeki yeri.....	22
3.1.4. MTU'nun görevleri.....	22
3.2. RTU (Remote Terminal Unit) Uzak Uç Birim.....	23
3.2.1. RTU'nun Görevleri.....	26
3.2.1.1. Bilgi toplama ve depolama.....	26
3.2.1.2. İzleme.....	28
3.2.1.3. Arıza yerinin tespiti.....	28
3.3. Haberleşme Sitemi.....	29
3.3.1. Haberleşmenin tanımı.....	29
3.3.2. Protokol	29
3.3.3. OSI referans modeli.....	30
3.3.3.1. OSI katmanları ve işlevleri.....	31
3.3.3.2. İletim ortamı.....	32
3.3.3.3. Haberleşme hatalarını bulma düzeltme.....	34
3.3.4. İletişim Topolojileri.....	35
3.3.4.1. Ağ (Mesh) topolojisi.....	35
3.3.4.2. Yıldız (Star) topolojisi.....	35
3.3.4.3. Hat (Bus) topolojisi.....	36
3.3.4.4. Halka (Ring) topolojisi.....	36
3.3.4.5. Ağaç topolojisi.....	37
3.3.5. Endüstride kullanılan protokoller.....	37
3.3.5.1. Fieldbus protokolü.....	38
3.3.5.2. interbus-s protokolü.....	39
3.3.5.3. Profibus protokolü.....	39
3.3.5.4. Modbus protokolü.....	39
3.3.5.5. Canbus protokolü.....	40
3.3.5.6. Devicenet protokolü.....	40
3.3.5.7. MAC (Media Access Control) protokolleri.....	40

3.3.5.8. Polling protokolü.....	41
3.3.5.9. CSMA/CD protokolü.....	41
3.3.5.10. Token bus protokolü.....	42

BÖLÜM 4.

TESİSİN YAPISI VE SCADA UYGULAMASI.....	43
4.1. Tesisin Genel Yapısı.....	43
4.2. Bileşik Isı Güç Üretim Santrali.....	43
4.3. Jeneratörler.....	45
4.4. Trafo Merkezleri.....	47
4.4.1. Orta gerilim hücreleri teçhizatı.....	49
4.4.2. ISGS akıllı koruma rölesi.....	49
4.4.3. Alçak gerilim hücreleri teçhizatı.....	50
4.4.4. 4300 şebeke bilgisayarı.....	50
4.4.5. S7-I/O giriş/çıkış üniteleri.....	50
4.4.6. Haberleşme teçhizatı.....	51
4.5. Otomatik Yük Atma.....	53
4.5.1. Yük atma senaryosu.....	53
4.6. SCADA Yazılımı.....	55
4.6.1. Operatör istasyonu yazılımı.....	56
4.6.2. Tek hat diyagramının çizimi.....	57
4.6.3. Gerçek zamanlı veri alışverişi.....	58
4.6.4. Geçmiş zaman grafikler.....	59
4.6.5. Mühendislik istasyonu yazılımı.....	60
4.6.6. Çift yönlü veri akışı programı.....	62

BÖLÜM 5.

ELEKTRİK TESİSİNİN İZLENMESİ VE ANALİZİ.....	65
5.1. Giriş.....	65
5.2. Gauss Seidel Yöntemiyle Güç Akışı.....	66
5.3. Powerworld Simulator Programıyla Yük Akışı.....	68

5.4. SCADA Yazılımıyla Arıza Analizi.....	72
5.4.1. Jeneratör geçmiş zaman üretim grafiği.....	72
5.4.2. Jeneratör gerilim akım grafikleri.....	74
5.4.3. Jeneratör frekans zaman grafikleri.....	76
BÖLÜM 6.	
SONUÇ VE ÖNERİLER	79
KAYNAKLAR.....	81
ÖZGEÇMİŞ.....	83

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

ω	: Dairesel Frekans
δ	: Senkron Generatör Rotor Açısı
φ	: Güç Faktörü Açısı
ϕ	: Faz açısı
ADM	: Ana Denetim Merkezi
AKM	: Ana Kontrol Merkezi
BCC	: Block Check Code
CRC	: Cyclic Redundancy Check
CSMA/CD	: Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection
DC	: Direct Current
DDE	: Dynamic Data Exchange
Ea	: Endüvi Reaksiyon Gerilimi
EIA	: Electronic Industries Assosiation
Ef	: Boşta Endüklenen Gerilim
GF	: Güç Faktörü
GPRS	: General Packet Radio Service
GSM	: Global System for Mobile
Hz	: Hertz (1/saniye)
IED	: Intelligent Electronic Devices
ISO	: International Standards Organization
LRC	: Longitudinal Redundancy Check
M	: Döndürme Momenti
MAC	: Media Access Control
MMI	: Man Machine Interface
MTU	: Master Terminal Unit
OLE	: Object Linking and Embedding

OPC	: OLE for Process Control
PLC	: Programmable Logic Controller
PDA	: Personal Digital Assistant
RTU	: Remote Terminal Unit
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition
TTL	: Transistör Transistör Lojik
UUB	: Uzaktaki Uç Birim
Xs	: Senkron Reaktansı

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 2.1.	SCADA'nın temel yapısı.....	4
Şekil 2.2.	İnternet tabanlı SCADA sistemi.....	6
Şekil 2.3.	Mobil tabanlı SCADA sistemi	8
Şekil 2.4.	Mobil SCADA sistemindeki cihazlar.....	9
Şekil 2.5.	SCADA sisteminin elemanları.....	11
Şekil 3.1.	Boru hattıyla akışkan taşınan sistem	15
Şekil 3.2.	Boru hattı kaçaklarının tespiti için algoritma.....	16
Şekil 3.3.	Elektrik iletimi ile ilgili sistem.....	18
Şekil 3.4.	Elektrik sistemde yük atma.....	19
Şekil 3.5.	MTU RTU Sistemi.....	23
Şekil 3.6.	Mikroişlemci tabanlı RTU'ların yapısı.....	25
Şekil 3.7.	RTU' ya MTU' dan ve sahadan gelen işaretler.....	27
Şekil 3.8.	RTU'dan MTU'ya ve sahaya giden işaretler.....	28
Şekil 3.9.	OSI katmanları.....	30
Şekil 3.10	İletim ortamları.....	32
Şekil 3.11.	RS232 işaret seviyeleri.....	33
Şekil 3.12	Ağ topolojisi.....	35
Şekil 3.13.	Yıldız topolojisi.....	36
Şekil 3.14.	Hat (bus) topolojisi.....	36
Şekil 3.15.	Halka topolojisi.....	37
Şekil 3.16.	Ağaç topolojisi.....	37
Şekil 3.17	IEEE C37.1 genel çerçeve.....	38
Şekil 4.1.	Kojenerasyon süreci.....	44
Şekil 4.2.	Ayrık ve bileşik güç santral verimleri.....	44
Şekil 4.3.	Jeneratör stator ve sargı uçları.....	45
Şekil 4.4.	Jeneratör rotoru.....	45

Şekil 4.5.	Jeneratör elektriksel eşdeğer devresi.....	46
Şekil 4.6.	Tesisin tek hat şeması.....	48
Şekil 4.7.	Elektrik dağıtım SCADA sistemi elemanları.....	49
Şekil 4.8.	Modbus protokolü çerçeve yapısı.....	51
Şekil 4.9.	SCADA'nın uygulandığı proje haberleşme teçhizatı.....	52
Şekil 4.10.	Tesisteki yük atma sistemi algoritması.....	54
Şekil 4.11.	Yük atmayla ilgili cihazların bağlantı şeması.....	55
Şekil 4.12.	Visu+1.0'de kullanılan genel şema.....	56
Şekil 4.13.	Visu+1.0.....	57
Şekil 4.14.	SCADA'dan kesiciye komut gönderme.....	58
Şekil 4.15.	Geçmiş zaman grafikleri.....	59
Şekil 4.16.	Geçmiş zaman grafikleri hazırlanışı.....	60
Şekil 4.17.	SCADA mimarisi.....	61
Şekil 4.18.	Kontrol yazılımı.....	62
Şekil 4.19.	OPC server ayarları.....	63
Şekil 4.20.	Çift yönlü veri akışı.....	64
Şekil 5.1.	Powerworld simulator programıyla yük akışı.....	70
Şekil 5.2.	G1 13.06.2007 tarihli üretimi.....	72
Şekil 5.3.	G2 13.06.2007 tarihli üretimi.....	73
Şekil 5.4.	G1 ve G2 13.06.2007 tarihli üretimleri.....	74
Şekil 5.5.	G1 ve G2 akım gerilim değişimleri.....	75
Şekil 5.6.	Stator akımının ikaz akımına göre değişim grafiği.....	75
Şekil 5.7.	G1 ve G2 frekans değişimleri.....	77
Şekil 5.8.	Yük frekans eğrisi.....	77
Şekil 5.9.	Üretim frekans eğrisi.....	78

TABLULAR LİSTESİ

Tablo 5.1.	Tesiste ölçülen değerler tablosu	68
Tablo 5.2.	Tesiste ölçülen yük akışı değerleri tablosu.....	69
Tablo 5.3.	Powerworld yük akış tablosu.....	71
Tablo 5.4.	Powerworld değerler tablosu.....	71

ÖZET

Anahtar kelimeler: SCADA, MTU, RTU, haberleşme, enerji izleme

Bu çalışmada elektrik enerji sistemlerinin izlenmesi ve enerji üretimini, dağıtımını kontrol eden otomatik kontrol sistemi incelenmiştir. Otomatik kontrol işlevini yerine getirebilmek, elektriksel parametrelerin ölçümü ve kayıtları gerçekleştirecek donanımlarla, otomatik uzaktan açma kapama yapabilecek programlanabilir kontrol üniteleri ihtiyacı vardır. SCADA yazılımıyla sistemin denetlenmesini tek merkezden gerçekleştirir.

Ayrıca bu çalışmada bir fabrikanın enerji dağıtım otomasyon sistemi Phoenix Contact Visu+1.0 yazılımıyla uygulanmıştır. Otomasyon sistemi PLC SCADA tabanlıdır. Bu yazılım enerji sistemindeki bilgilere erişim arayüzüdür. Her bir kullanıcı zaman kazanmak için kendine özgü grafiksel görüntü hazırlayabilir. Farklı birimlerde (muhasabe servisi ve mühendislik bölümü) aynı anda yeniden kendi ihtiyacına göre gözden geçirebilir.

ELECTRICAL ENERGY SYSTEM OBSERVATION

SUMMARY

Keywords: SCADA, MTU, RTU, communication, energy observing

In this study, electrical energy system's observation and automatic control system of managing energy generation and distribution is examined. For utilizing automatic control functions equipment is needed for measurement and recording of electrical parameter, also it is needed programmable control unit for automatically remote open close. SCADA software allows you to manage system from only one control center.

In addition, in this study the automation of energy distribution system in a factory is applied with Phoenix Contact_Visu+1.0. The automation system is based on a PLC SCADA platform. This software gives you interface access to all your energy system information. Every user can set up unique views with time saving graphical displays. People in various departments (accountingcustomer service and engineering department.) can simultaneously review the information they need.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

Elektrik enerjisinin üretimi, dağıtımı ve işletmesinde, bu şebekelerin davranışlarını tanımlayan ana parametreleri ölçüp kaydetmeye yarayan uzaktaki cihazlardan bilgilerin toplanması ve bunların bir merkezde toplanıp gerekli birimlerce bu bilgilerin işlenmesi, sayısal yöntemlerin gelişmesi ve bilgisayar kullanımının yaygınlaşması ile daha kolay, hızlı ve ekonomik olmuştur.

Bu ölçüm, kullanıcı tarafından güç sisteminin konumunun bilinmesi, güç kaynağının kalitesinin ve güç taleplerindeki doruk noktalarının kontrolü vs için gereklidir. Uzak tesisten veri toplamak ve bu uzak tesislere kontrol işaretleri göndermeye yarayan SCADA teknolojidir.

Uzaktaki uç birimler (RTU) güç sistemine ilişkin işletme şartları hakkında doğru ve eksiksiz bilgi alır ana kontrol merkezine (MTU) bildirir. Bu merkezlerin teknolojik olanaklarla sonuna kadar kullanması bunun neticesinde emniyet faktörünü belirli bir seviyenin üstünde tutabilmeleri, kontrolle doğrudan bağlantılı olan yük akışı, kısıtlılık analizi ve durum kestirme gibi fonksiyonların da sağlamaktadır. Tüm bu fonksiyonlara ilişkin verilerin ortak olması güç sistemine ilişkin yazılımlarda büyük kolaylıklar sağlamaktadır.

Piyasadaki endüstriyel araç yelpazesi, klasik nokta tipi göstergelerden başlayıp dijital göstergelere ve daha seçkin analiz cihazlarına doğru gitmektedir. Bu aletler sadece voltajları, akımları, gücü, kalite bozukluklarını, vs. ölçmekle kalmaz, aynı zamanda bu parametreleri hafızalarına kaydedebilirler. Kimi geçiş olaylarını kaydetme yetisi, güç kalitesi tanısı koyma açısından da gereklidir.

Düzenli bir veri yönetim süreci elde edebilmek için ölçüm aletlerinin bir PC'ye bağlanabilir olması gerekir, ayrıca grafikler, tablolar, alarm belirteçleri, vs yoluyla

global bir veri sunumu için SCADA programlarına ihtiyaç vardır; hatta belirli alarm yada operasyon koşullarında otomatik bir uzaktan kumanda da gereklidir. Tabii ki güç sisteminin otomasyonundan önce sistemin incelenmesi gerekmektedir, yani ilk adım ilgili elektriksel parametrelerin ölçülmesinden ibarettir. Tüketimin optimizasyonuna ayrıca önemli bir konudur.

Yüklenmelerin özellikleri ve tesisler içindeki talep değişimlerine dair derin bilgi gerektirir. Ölçümlerin ilk etabında, genellikle ana elektriksel parametrelerin ölçüm ve kayıtlarının yapıldığı, farklı karakterlerdeki bozucu etkenlerin veya kalite defektlerinin saptandığı taşınabilir şebeke analizörleri kullanılır. Ölçüm aşaması tamamlandığında, ölçümler ışığında her tesisteki tüketimin planlanması ve gerekli görüldüğü takdirde uygun düzeltmeler yapılması gereklidir. Son olarak, planlanan enerji tüketimini stratejilerinin denetim ve kontrol altına alınması için otomatik bir kontrol sistemi kurulur. (SCADA sistemi için yazılım yapacak programcı için bu ön çalışma gerekmektedir.) Bu işlevi yerine getirebilmek için, elektriksel parametrelere dair ölçüm ve kayıt işlemlerini gerçekleştirecek ekipmanlarla otomatik açma/kapama yapabilecek programlanabilir kontrol üniteleri ihtiyacı doğmaktadır incelediğimiz tesiste bunlar akıllı koruma röleleriyle olur. Bu işlevleri yerine getirebilecek donanımın sabit bir panel üzerinde olması gerekir. Verilerin dökümü ise genellikle ayrı görüntüleme ve kontrol ünitelerinin bir şebekeye bağlanması ile gerçekleşir.

BÖLÜM 2. SCADA SİSTEMLERİNE GENEL BAKIŞ

2.1. SCADA'nın Tanımı

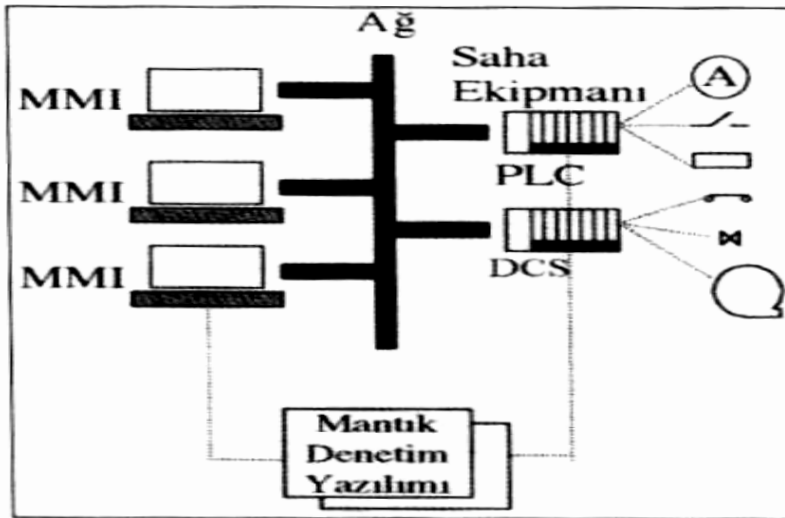
SCADA; bir veya birden fazla uzak tesisten veri toplamak ve bu uzak tesislere kontrol işaretleri göndermeye yarayan teknolojidir. SCADA bu uzak tesislere normal çalışma şartlarında periyodik olarak kontrol amaçlı ziyaretlerin yapılmasını gereksiz kılar. SCADA operatör arayüzü ve ilgili verilerin işletilmesini kapsar, fakat bunlarla sınırlı değildir. Bazı üretici firmalar yaptıkları yazılım paketlerini SCADA olarak adlandırır. Tabi haberleşme linkleri ve diğer ekipmanlar olmadan SCADA sistemi oluşmaz. Günümüzde işletmelerin giderek müşteriye üretimi, ürünü daha kaliteli, daha hızlı ve daha emniyetli olarak sağlamaları 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; Supervisory Control and Data Acquisition terimlerinin ilk harflerinden oluşmuş kısaltmadır. Türkçe'ye denetimsel kontrol ve veri toplama diye çevrilebilir. Genel SCADA sisteminin ortak noktası kuşkusuz ki uzaklık kavramıdır [1].

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 şebekeye ilişkin verileri toplamakta ve kontrol merkezine bildirmektir. Bu merkezlerin teknolojik olanaklarla emniyet faktörünü belirli bir seviyenin üstünde tutabilmeleri, kontrolle doğrudan bağlantılı olan yük akışı, kısıtlılık analizi ve durum kestirme gibi fonksiyonların da emniyet kavramı içine alınmasına olanak sağlamaktadır. Tüm bu fonksiyonlara ilişkin verilerin ortak olması güç sistemine ilişkin yazılımlarda büyük kolaylıklar sağlamaktadır.

SCADA sistemi genişçe bir alana dağıtılmış prosesi merkezi bir yerde işlem ve kontrol edilmesini sağlamaktadır. Örneğin; petrol doğalgaz gibi geniş bir alana boru hattıyla dağıtılan prosesi, sulama sistemleri veya hidroelektrik üretim tesisi vs proseslerin uzaktaki denetçilerini vanaların açılıp kapanması sahadaki alarmların görüntülenmesi ve ölçülen bilgilerin toplanması imkân sağlar. Buda kilometrelerce birbirinden uzakta bulunan istasyonların rutin ziyaretlerini azaltmış olur [1].

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 maliyetim en fazla etkileyen faktörlerden biridir çünkü burada kontrol edilecek sistemle birebir bağlantılı, basınç sıcaklık akış gerilim akım vs büyüklükleri ana kontrol merkezine belirli haberleşme protokolleriyle ileten saha ekipmanları buralarda yer alır. Saha ekipmanları şekil 2.1'de görüldüğü gibi, sahadan veri toplama veya denetim verilerini sahadaki cihazlara gönderen cihazlardır. Bunlar PLC, DCS ve akıllı elektronik cihazlardır (IED: Intelligent Electronic Devices) [2].



Şekil 2.1. SCADA'nın temel yapısı [2]

SCADA uygulamaları şebekenin genel yapısı hakkında ileri düzeyde bilgi vermesi nedeni ile şebekeleri emniyetli çalışmasını sağlamak ve şebekenin kritik duruma düşmesini önlemek mümkün olmaktadır.

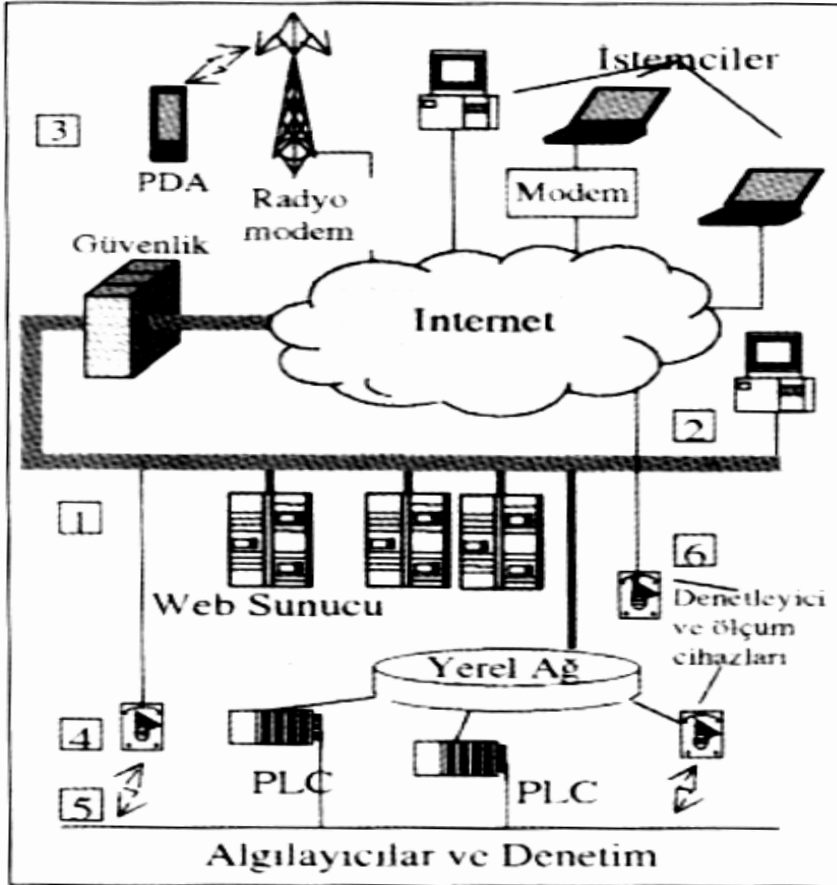
2. 2. İnternet Tabanlı SCADA Sistemleri

Üretici tarafından geliştirilen SCADA yazılım paketleri; endüstriyel tesislerde diğer birimler için alt yapı yazılımı görevi görmektedir. Tesis içindeki bilgisayar ağıyla veya tesis dışında, interneti kullanarak tesisin tüm birimlerini kolaylıkla bağlanması sağlanmaktadır. Bunun da yararı örneğin; üretimdeki parametreleri tesisin ürün maliyeti hesapları yapılırken o birimdeki çalışanların ağıdan verileri almasına sağlar. SCADA yazılımı çizelgeleme, üretim yöntemi, üretim denetimi, hücre kontrolü ve ekipman kontrolü seviyeleri arasındaki veri alışverişim yeni arabirim yazılımları geliştirilmesine gerek kalmadan sağlamaktadır [3]. 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; 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. İnternet tabanlı SCADA sistemlerinin gelişimi; internetin 90'lı yılların son yarısında tüm dünyaya bir salgın olarak yayılmış ve oldukça fazla kullanıcı sayısına erişmesiyle kullanıcının dünyanın herhangi bir yerindeki bilgiye kolayca ulaşabilmesi ve bu hizmetin oldukça ucuza mal olması, internetin her alanda kullanılmasının gerekli olduğu gösterir. 2000'li yılların başında SCADA yazılım üreticilerinde internetin bu avantajlarını görerek, SCADA sistemlerini internete entegre çalışabilir hale getirmişlerdir [3]. Aynı zamanda internete bağlanarak ana kontrol merkeziyle ile doğrudan haberleşebilen saha cihazları üretilmiştir. Günümüz internet tabanlı SCADA sistemleri ile geleneksel SCADA sistemleri arasındaki en önemli farklar

1. İnternet entegrasyonu [4].
2. İnternet tabanlı cihazların sisteme entegrasyonu [4].
3. Uzak operatör istasyon sayısı, isteğe bağlı olarak kolayca arttırılabildiği gibi kolayca da azaltılabilir [4].

Günümüz SCADA yazılımları açık mimari yapısına sahiptir. Sahadan topladıkları verileri çeşitli stok yönetim programları ile paylaşır. Böylece yöneticilerin, sistemin bu günü ve geleceği hakkında çeşitli kararları almalarında yardımcı olur [4]. Şekil 2.2’de internet tabanlı SCADA sisteminin yapısı gösterilmiştir.



Şekil 2.2. İnternet tabanlı SCADA sistemi [5]

İnternet tabanlı SCADA sistemleri genel olarak altı ayrı katmandan oluşur.

1. İlk katmanda sunucu bulunmaktadır. Şekil 2.2.’de görüldüğü gibi en az üç adet sunucu bulunmaktadır. Bunlardan biri web sunucu diğeri ana sunucu olarak kullanılırken üçüncüsü yedek sunucu olarak kullanılmaktadır [3].

2. SCADA sistemlerinde dikkat edilmesi gereken en önemli nokta sistem veri güvenliğinin sağlanmasıdır. Bu genellikle ateş duvarı (fire wall) olarak adlandırılan

çeşitli güvenlik yazılımlarının kullanılması ile gerçekleştirilir. Alternatif çözüm ise güvenliğin donanımsal olarak sağlanmasıdır. Özel tasarlanmış kartlar kullanarak verinin güvenliği donanımsal olarak sağlanmış olur [3].

3. Operatör istasyonları, genelde operatörün bilgilendirilmesi için belirli istasyonlara konumlandırılan istemci bilgisayar oluşmaktadır. Uzak operatör istasyonları, operatörün bilgilendirilmesi için ana sunucuya kullanıcı yetkisine bağlı olarak internet aracılığıyla bağlanabilen istemcilerdir. Geleneksel SCADA sistemlerinde operatör istasyon yeri belli ve sayısı sınırlı iken, günümüz sistemlerinde bu sayı sınırı kolaylıkla değiştirilebilir hale getirilmiştir [3].

4. Fiziksel olarak ana kumanda merkezi (ADM) yakınında bulunan PLC ve diğer denetleyiciler bu katmanda kullanılmaktadır. Bu katman da kullanılan PLC ve diğer denetleyiciler ile ADM arasında haberleşme ortamı olarak, genelde kablo ile kullanılarak gerçekleştirilen veri yolları kullanılır [3].

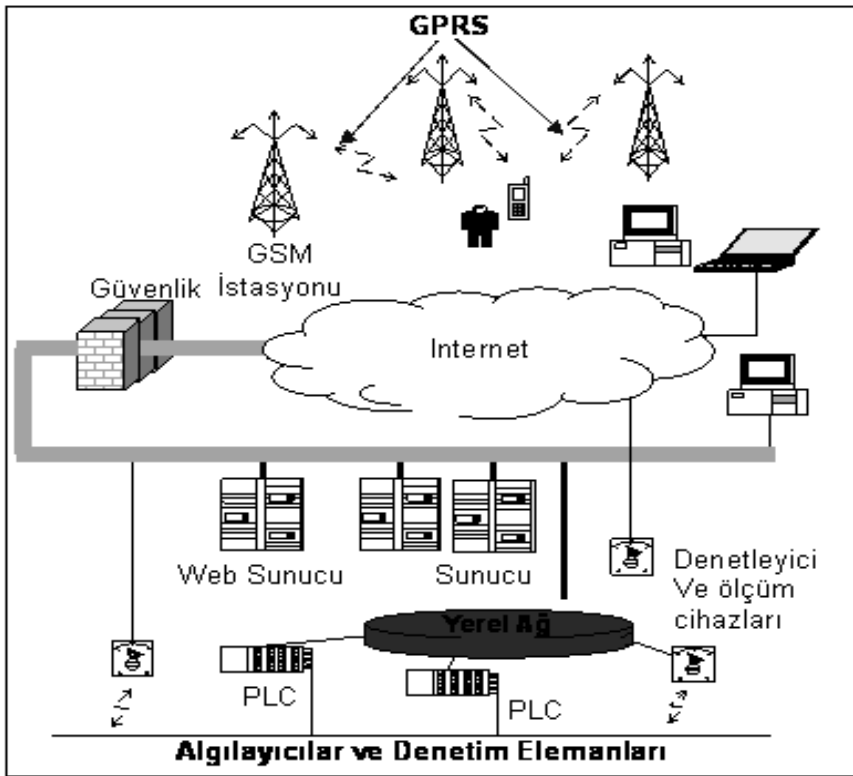
5. Fiziksel olarak ADM'den uzakta bulunan uç birimler (UUB), internet tabanlı cihazlar ve diğer denetleyiciler bu katmanda bulunmaktadır. Bu katman da kullanılan RTU ve diğer denetleyiciler ile ADM arasında haberleşme ortamı olarak, genelde özel kiralık hatlar veya radyo modem ile gerçekleştirilen veri yolları ve haberleşme ortamları kullanılır [3].

6. Bu katman geleneksel SCADA sisteminin ve diğer SCADA sistemlerinin genel olarak en alt katmanıdır. Algılayıcı ve çeşitli denetim cihazları bu katmanda bulunur.

2.3. Mobil Tabanlı SCADA Sistemi

Geleneksel ve internet tabanlı SCADA sistemleri yapısına bir yenilik olarak, SCADA sistemlerinin cep telefonları aracılığıyla görüntülenmesini ve denetlenmesini mobil SCADA, diye adlandırılır. Klasik SCADA sistemlerinde var olan internet bağlantılı sabit istemci (client) mimarisi yerine, mobil cihazların cep telefonu, PDA ve diz üstü bilgisayar istemci olarak SCADA sistemine entegrasyonuna olanak sağlar. Bu şekilde, mobil SCADA kullanıcısı mekandan

bağımsız olarak sahip olduğu mobil cihazla GPRS (General Packet Radio Service) üzerinden SCADA sunucusuna erişebilir ve sistem ile ilgili çeşitli bilgileri görebilir ve sisteme müdahale edebilir. İstenildiği takdirde kullanıcılara sisteme müdahale yetkisi verilebilir. Şekil 2.3’de mobil tabanlı SCADA sisteminin yapısı görülmektedir. Mobil tabanlı SCADA sisteminde istemci olarak bilgisayar ya da ince istemciler kullanılabildiği gibi cep telefonları da kullanılabilmektedir.



Şekil 2.3. Mobil tabanlı SCADA sistemi [6]

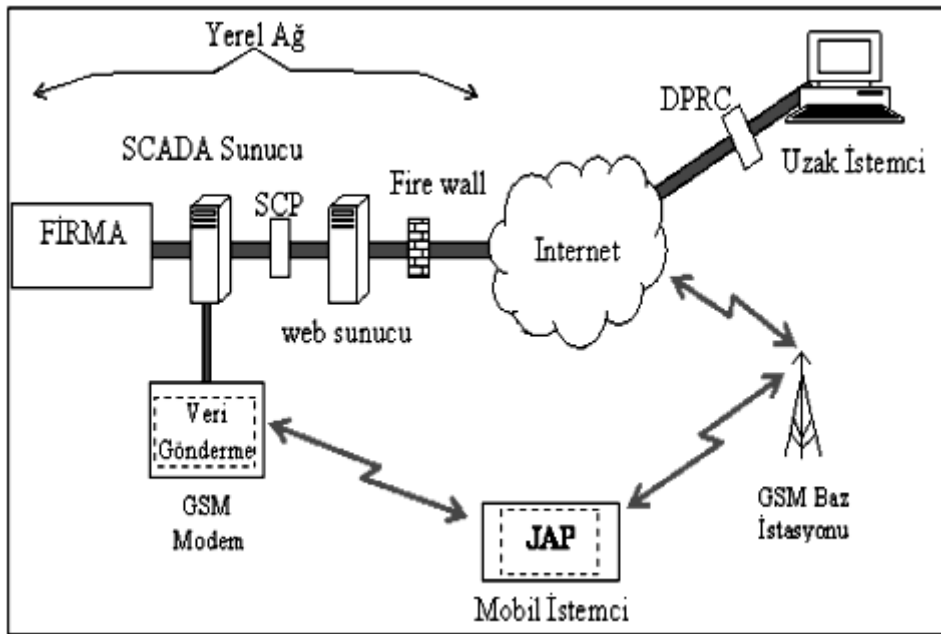
2.3.1. Kullanım şekilleri ve özellikleri

Mobil SCADA sistemi, kullanıcı tanımlama yetkilendirme, yetkilendirilmiş kullanıcıların, GPRS üzerinde yerel SCADA sistemine bağlanıp mobil cihazlarla uzaktan görüntüleme, sistem hakkında bilgi talep etme ve sistemi kontrol etme, sistem hakkında rapor talep etme ve var olan alarmların görüntüleme, mobil SCADA sunucusunda bulunan GSM modem sayesinde yetkilendirilmiş kullanıcıların

sistemlerde meydana gelen alarmların SMS yoluyla bilgilendirilmesi özelliklerine sahiptir.

2.3.2. Sistemin kazandırdıkları

Sistem hakkında her yerden her zaman istenilen bilgilere ulaşabilme böylece sistem durumunu her zaman takip edebilme, mobil yaşamın nimetlerinden faydalanarak ofisten uzakta ama sistemi hiçbir zaman denetimsiz bırakmama, bakım ekiplerinin büyük sistemlerde SMS ile alarmların bulunduğu noktalara otomatik yönlendirme, arızaların kısa zamanda giderilmesi sayesinde hizmet duruş sürelerinin minimuma indirilmesi, sistem verimliliğinin artırılması, mobil SCADA sistemi, mobil cihazlar için geliştirilmiş java yazılımı sunucu kontrol programı (SCP) ve dinamik server side script program (SSP)'dan meydana gelmektedir. Şekil 2.4'de gösterilmiştir.



Şekil 2.4. Mobil SCADA sistemindeki cihazlar [7]

2. 4. SCADA Sisteminin Uygun Olduğu Prosesler

SCADA sistemlerinin en iyi uygulandığı ve yararı olan prosesler geniş alana yayılmış diğerlerine göre kontrolü ve izlenmesi basit sık bakım isteyen acil müdahale

gerektiren proseslerdir. Aşağıda SCADA'nın uygun olduğu birkaç proses anlatılmıştır.

2.4.1. Hidroelektrik üretim tesisleri

Elektrik üretimi müşteri göre hareket etmelidir. Elektrik enerjisi depolanması zor olduğundan taleple üretilmesi gerekir. Birkaç hidroelektrik santralinin birkaç merkezde kontrolünün toplanıp tüketim talebine göre elektrik güç sistemlerine cevap vermesi gerekmektedir [1].

2.4.2. Petrol ve gaz üretim tesisleri

Buralarda petrol kuyularında yine geniş bir alana yayılmıştır. Bu tesislerde debi ölçme ekipmanları pompaların çalışıp çalışmadığı vanaların konumu bilgi toplama pompalar ve vanalar kontrolü sağlar [1].

2.4.3. Doğalgaz dağıtımı ve kimyasal prosesler

Geniş bir alana yayılmış ve birçok kontrol elemanına sahip (sensör aktuatör) kontrolü on off tipinde vanaların açılıp kapanması, pompaların çalıştırılıp durdurulmasına dayanan sistemler [1].

2.4.4. Elektrik iletim sistemleri

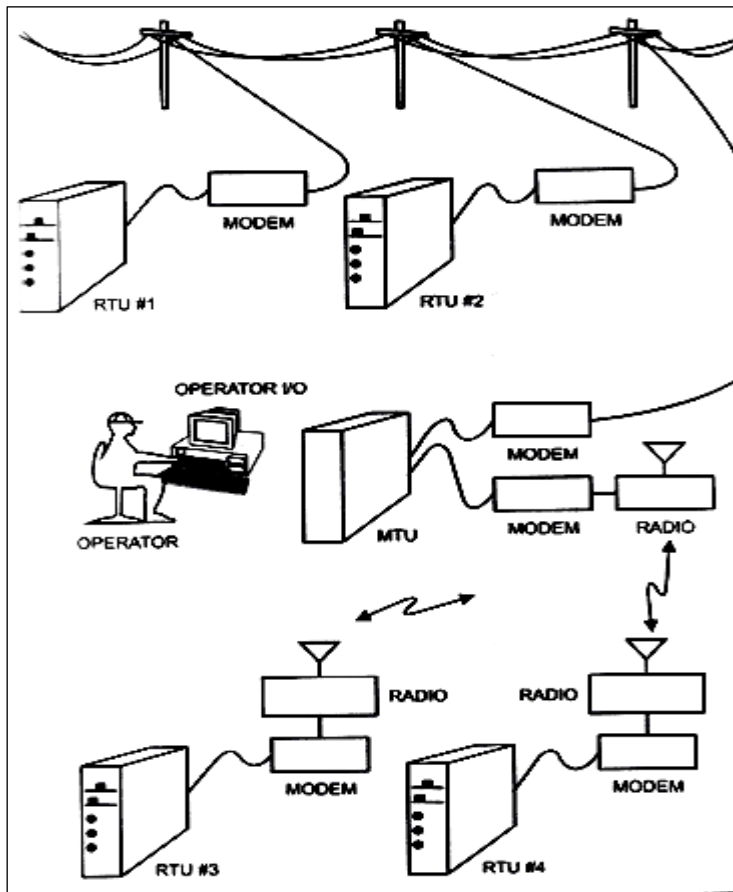
Kilometrelerce alana dağıtılmış kontrolünde kesicilerin açılıp kapanmasının olduğu hatlardaki yükün değişmesine acil cevap gerektiren sistemlerdir [1].

2.4.5. Su dağıtım sistemleri

Bu sistemde müşteriye sağlanan suyun ölçüm değerleri veri toplamayı müşteri talebine göre on off kontrol ile vanaların açılıp kapandığı sistemlerdir [1].

Verilen bu örneklerde SCADA'nın uygulanması başarıyla sonuçlanacaktır. SCADA çok karmaşık kontrol sistemleri için uygun değildir.

Uzak uç birimlerden toplanan işaretler; alarm, uygulamanın konumu, analog değerler, toplayıcıdan gelen ölçüm değerleri, benzer şekilde SCADA'nın merkezi kontrol biriminden uzaktaki uç birimlere ve oradan adreste belirtilmiş cihazlara bit olarak veya analog olarak gönderilir. Örneğin ikili bir bitin değişmesiyle uzakta bulunan motora dur emri verilebilir veya analog bir işareti kullanarak yine uzaktaki bir vanayı %25 açabilir.



Şekil 2.5. SCADA sisteminin elemanları [1]

Şekil 2.5'de SCADA sisteminin elemanları gösterilmiştir. Merkezde, sistemi gözetleyen operatör arayüzü bulunmaktadır. Buna operatör konsolu da denir. Burası operatörün prosesi izlediği penceredir. Prosesi görebilmesi için video görüntü birimi; buradan gerçek zamanlı veriler görüntülenir. Klavye ve fare; operatörün komutları

girdiği cihazlardır. Operatörün giriş aygıtı klavyedir. Fare ve dokunmatik ekranlarda kullanışlı olmasından dolayı rağbet görür. Operatör, ana kontrol merkezi (MTU) arayüzü; bu terim olarak host bilgisayar, sunucu, diye adlandırılır. Sistemin denetçisidir. Ana kontrol merkezi (MTU) modern SCADA sistemlerinde bilgisayar tabanlıdır. Operatör hazır olmasa bile bilgisayar tabanlı bu sistem sahayı görüntüler ve denetler. Bu programcın yaptığı yazılımla olur. Şekil 2.5’de İki genel haberleşme ortamı gösterilmiştir. Fiber optik kablo telefon kablosu kiralanmış hat ikincisi ise kablosuz haberleşmedir. Her ikisinde de modem (Modulates, Demodulates) gereksimi vardır [1].

BÖLÜM 3. SCADA SİSTEMİNİN BİRİMLERİ

SCADA sistemleri başlıca 3 alt sitemden oluşur. Bunlar:

1. MTU (Master Terminal Unit) Ana Denetim Merkezi
2. RTU (Remote Terminal Unit) Uzak Uç Birim
3. Haberleşme donatımı

3.1. MTU (Master Terminal Unit) Ana Denetim Merkezi

Master terminal unit Türkçe'ye ana veya yönetici giriş, yaptığı işlevleri de göz önüne alarak bu birimi ana denetim merkezi veya kısaca kontrol merkezi olarak Türkçe'ye çevrilebilir. Kontrol merkezi; geniş bir coğrafi alana yayılmış tesislerin, bilgisayar tabanlı bir yapıyla uzaktan kontrol edildiği, izlendiği ve yönetildiği yer olarak tanımlanabilir. Kontrol merkezleri genelde SCADA sistemlerinin ve kontrol edilecek tesislerin merkezi bir yerine kurulur.

Bütün SCADA sistemlerinin merkezinde komutlar veren tüm verilerin toplandığı bazı bilgilerin depolandığı ve ilişkisi olan diğer sistemlere bilgi yollayan operatör arayüzü nü oluşturan yüklenici de MTU diye adlandırabiliriz.

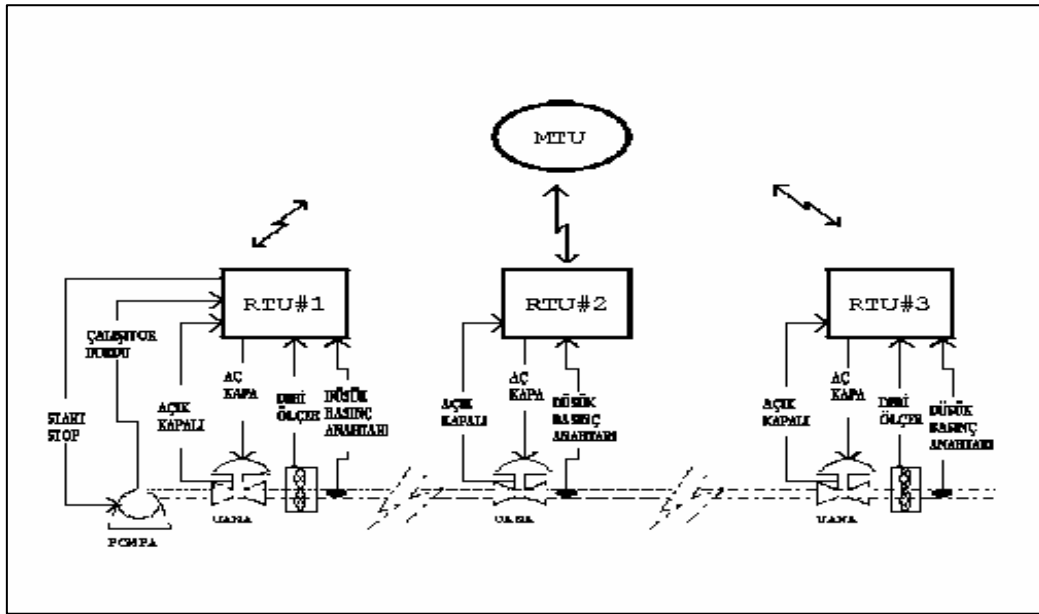
MTU her bir RTU'ya bilgi göndermesi gerekmektedir. RTU'larla aynı iletişim ortamını kullanması ve aynı haberleşme protokolünü kullanması gerekir. Haberleşmede efendi olarak MTU'lar iletişimi başlatır. Köle olan RTU'lar başlatamaz. İletişim MTU da var olan yazılım sayesinde manuel olarak operatör tarafından veya otomatik olarak başlatıla bilinir.

Bunun yanı sıra MTU'lar operatör arayüzü olan yazıcı ve ekranlarla da haberleşir. MTU'lardan beklenen diğer önemli haberleşmede; şirket ağıyla (muhasabe, planlama birimleri vs) haberleşmesidir. Bu durumlarda bilinen protokoller kullanılır. Master/slave (efendi/köle) iletişim metodu uygun değildir. Master/slave (efendi/köle) iletişim metodu daha çok endüstriyel otomasyon da kullanılır.

Kontrol merkezi, sistem güvenilirliğinden sorumludur. Yetki verilmeksizin açma ve kapama işlemi yapılamaz.

3.1.1. MTU çalışması ile ilgili örnekler

Aşağıdaki örnek MTU'ların anlaşılmasını sağlayacaktır. Basit bir boru hattıyla içerisinde akışkan taşıyan ve oldukça geniş bir alana yayılmış olan ve tek bir MTU kontrol edilen bir proses düşünelim. Boru hattının girişinde RTU#1 bulunsun. RTU#1 pompanın durumu; (çalışıp çalışmadığı), pompanın kontrolünün yapıldığı, pompanın önündeki vananın açık kapalı durumu ve kontrolüne imkân sağlar. Ayrıca anlık debi ve toplam geçen akışkanın miktarını MTU'ya bildirir. Bunların yanı sıra düşük basınç anahtarıyla da arıza ikazını MTU'ya yollar. RTU#3 ise RTU#1 ile aynı görevi görür. Sadece burada pompa yoktur. RTU#2'nin olduğu kısımda ise sadece vana ve düşük basınç anahtarı yer alır. Bu sistem oldukça basittir ve SCADA sisteminin uygulanabileceği bir sistemdir. Şekil 3.1'de gösterilmiştir.



Şekil 3.1. Boru hattıyla akışkan taşınan sistem [1]

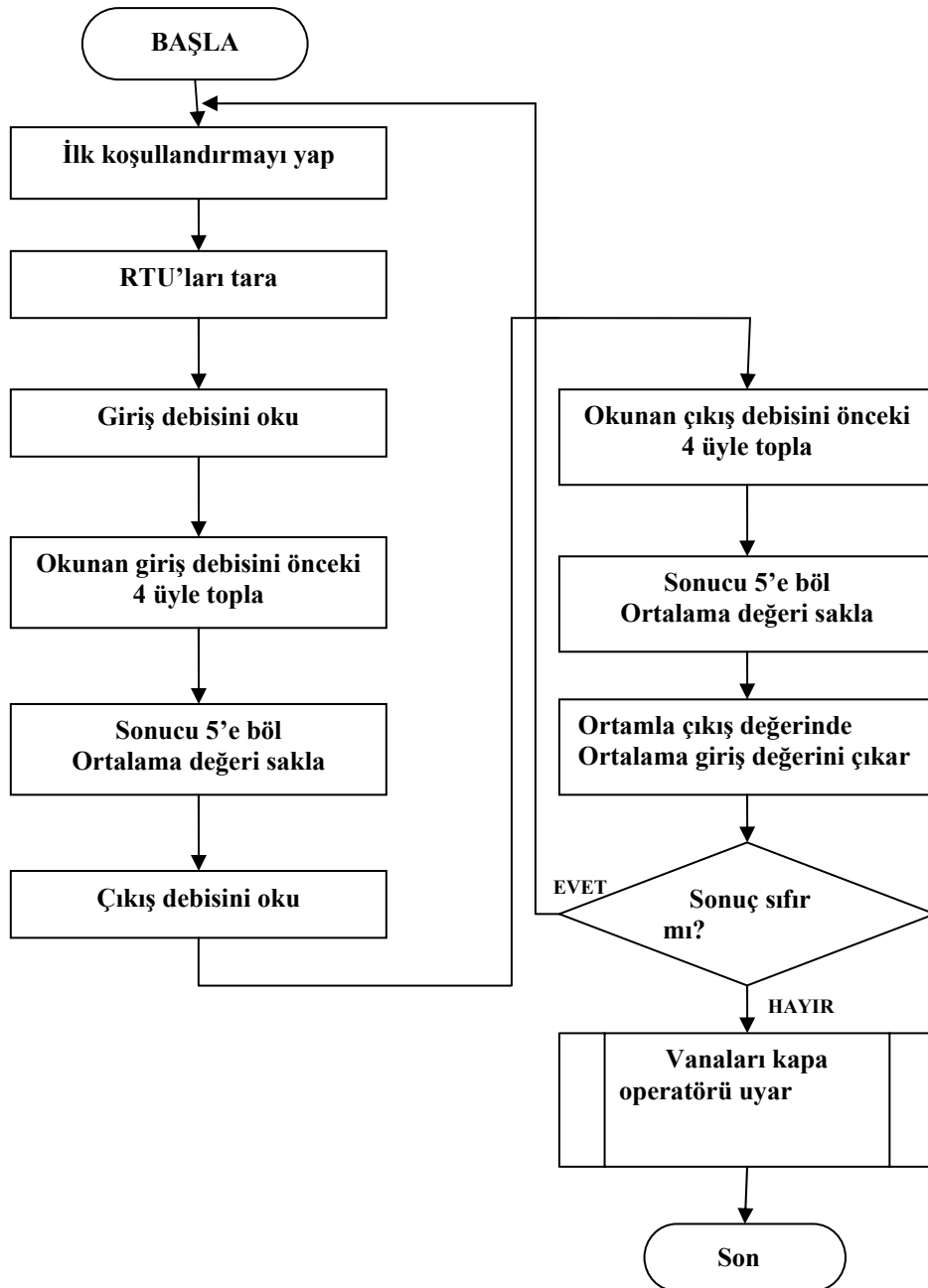
Bu sistemin için gerekli olan boru hattından geçen akışkanın 24 saatlik durumunun kaydedilmesidir. Her bir RTU da bulunan düşük basınç anahtarları boru hattının gerektiği gibi çalışıp çalışmadığını MTU ya bildirir. Giriş çıkış debimetre aracılığıyla da herhangi bir kaçağın olup olmadığı tespit edilip alarmlar oluşturulabilir. MTU gelen ikaz neticesinde, vanalara kapa komutu yollar aynı şekilde pompayı da durdurur ve operatörü de ikaz eder.

Bu olaylara ek olarak sistemin durması için ne olduğunu, operatörün ne zaman bilgilendirildiğini ne kadar akışkanın boru hattından sızdığını 24 saatlik periyotlarla rapor eder ve yazdırır. Tüm alarmlar ayrı ayrı günün hangi saatinde olduğu yazdırılır. Bu örneğe ait basit bir alt programlar oluşturalım; Boru hattı çok uzak mesafelerden akışkan taşımaktadır ve herhangi bir yerde sızıntı kaçak veya hırsızlık olayını tespitini genel yazılımın içinde bir alt program olarak yapalım. Basit bir metot olan kütle denkleğini kullanalım bu alt programda, giren akışkan çıkan akışkana eşit olması gerekir. Aşağıda oluşabilecek durumlar belirlenmiştir.

- Eğer çıkan akışkanın hızı girenden fazla ise ölçüm hatası vardır debimetre kalibre edilmelidir.

- Eğer çıkan akışkanın hızı girenden daha az ise sızıntı söz konusudur tabii ölçüm hatası veya debimetrenin kalibre edilmesi gerektiği gözden kaçmamalıdır.

- Basınçtaki ani dalgalanmalar ölçüm yapılan noktalarda yanlış akış hızı ölçecektir bunu alt programda ortalama değer olarak filtreleyebiliriz Alt programın akış diyagramı şekil 3.2'deki gibidir.



Şekil 3.2. Boru hattı kaçaklarının tespiti için algoritma

Bu alt program; MTU'da bulunan ve sadece boru hattı kaçaklarını tespit amaçlıdır oldukça basit olmasına rağmen birçok faydası mevcuttur. Bunların başında kaçağın en kısa zamanda tespitinin ekonomik boyutu gelir.

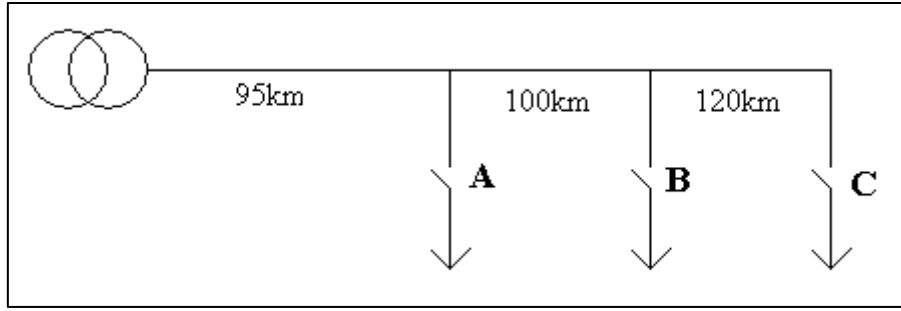
MTU elektrik dağıtımı ve iletimi içinde uygundur. Yüklerin izlenmesi ve bunların kabul edilebilir sınırlar içerisinde kalması için, gerekli manevraları yapar. Dağıtım sisteminde arıza olması durumunda kontrol merkezi sorunları gidermek ve mümkün olan en kısa sürede normale dönüşü sağlamak zorundadır. Diğer yandan arızaların anında yerlerinin tespitine imkân vermelidir.

MTU' da özellikle tüketim miktarları, 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.

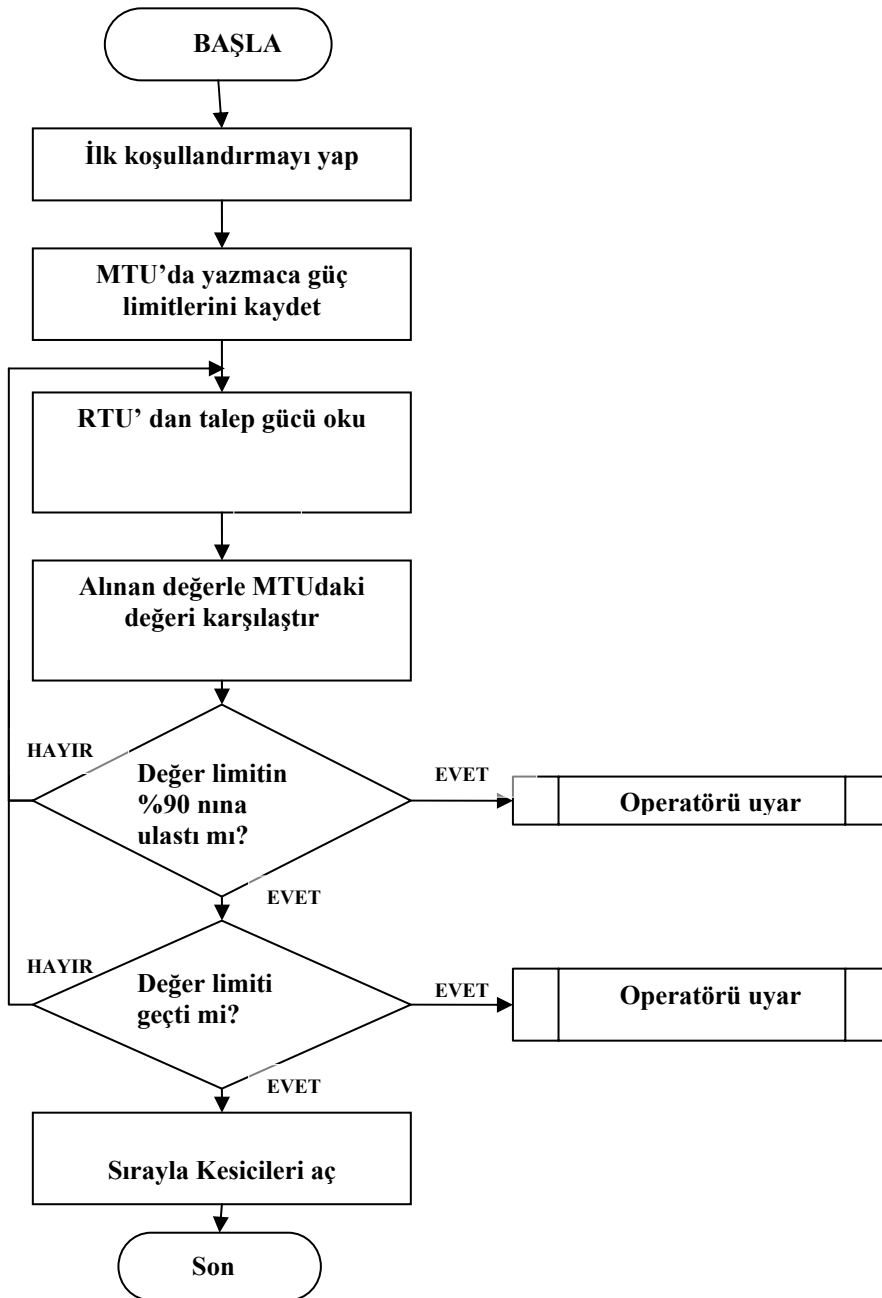
SCADA sisteminde geniş bir alana yayılmış RTU'ların koordineli çalışması, RTU'lardan gelen bilgilerin yorumlanması, kullanıcılara sunulması ayrıca kullanıcıların isteklerini RTU'lara ileterek merkezi kumandanın sağlanması işlevlerini SCADA sisteminde MTU yerine getirir.

Elektrik iletimi ilgili yine basit bir örnek verirsek; Şekil 3.3'de üç ayrı yükü (şehir büyük fabrika vb) besleyen hat ve uzaktan kumanda edilebilen A B C kesicileri olsun talep edilen güç artışı ve sistemdeki türbinin üretebileceği limitlerin üstüne çıktığında daha önce operatör tarafından girilen sırayla ki bu sıra üretimde öncelik göz önüne alınarak yapılır. Kesiciler açacaktır.



Şekil 3.3. Elektrik iletimi ile ilgili sistem [1]

Yük atma ile ilgili alt programın akış diyagramı şekil 3.4'deki gibidir.



Şekil 3.4. Elektrik sistemde yük atma

MTU'lar bütün bu gereksinimleri kendiliğinden yapar, sistemin MTU'lara nasıl izah edildiğini anlamak amacıyla bu iki örnek anlatılmıştır.

Bilgisayara yeni bir ekran, yazıcı eklenici bunları tanıtmamız gerekmektedir bilgisayarın hangi portunu kullanacağı belirtilir daha sonra paralel porta bir bilgi yollandığında hangi aygıt bağlı olduğu önceden yapılandırıldığı için bunun yazıcı olduğu anlaşılır. MTU'ların yapılandırılması da pek farklı değildir.

3.1.2. Merkezi bilgisayar

MTU'da yer alan merkezi bilgisayar ve RTU'ların periyodik olarak taranmasıyla 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 diyagramı ekran üzerinde görüntülenmesi sağlanır. Dolayısı ile operatör tüm sistemi ekran üzerinde gözlemleyerek sistem takibi yapabilir. Sistemin çalışması açısından RTU'lar dan gelen alarm ve arıza uyarıları çok önemli olduğundan merkezi yazılım bu durumları görsel ve sesli olarak operatöre bildirir.

SCADA yazılım sistemi; bir veri tabanı, veri toplama sistemi ve bunlarla birlikte çalışan programlardan oluşur. Aynı zamanda bir CPU birden fazla programı kontrol edebilir. Modern SCADA merkezlerinde irili ufaklı yüzlerce program aynı anda ya da 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 işlevim sağlamak ve güncel ya da geçmişe dönük veriler üzerinde analizler yapmaktır.

SCADA merkez sistemim oluşturan yazılım başlıca birimleri;

- Veri toplama sistemi, veritabanı ve veritabanı yönetimi
- Veri analizi (geçmişe dönük veya güncel)
- Uygulama programları
- Eğitim, test, simülasyon ve hata bulma programları
- Yerleştirme ve kurma programları
- Kullanıcı arayüzü (insan/makine arayüzü)

Veri toplama sistemi ve veritabanı yönetimi; 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. 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 yapılıp istasyona kesme olarak gelebileceği gibi, merkezde de alarm yaratabilir, olaylar arası öncelik sırasını gösterir. Veri toplama sistemi toplanan verilerin doğruluğu üzerinde istatistikler yapılabilir ve RTU'larla olan iletişimin güvenilirliği önemlidir [8].

RTU ve MTUlar kritik verileri depolamaları gerekir. Bu gerekliliğin başlıca sebebi bir üst seviyedeki bilgisayarla makineler arasında haberleşme kesilebilir. Bu kesinti uzun sürebilir, kritik verilerin cihazlardan alınıp onarımda kullanılması gerekir. Bu veriler örneğin ölçüm değerleri de tesis için gereklidir bunlara da ulaşılması gerekir. Özellikle grafiksel arayüzlerin gelişmesiyle daha büyük miktarlarda veri depolanmaya teşvik edilmiştir. SCADA işlevsel bir araçtır. Operatör bir ay önceki bir bilgiyi görmesi pek kullanışlı değildir fakat grafiksel araçlar trend gibi çok daha kullanışlı olacaktır.

Bilgisayarlar ağdan veritabanına erişmesi oldukça hızlıdır. Diğer alt sistemlerin ortak Bu kritik olmayan verilerin depolanması sağlanır; örneğin geçmişe ait bilgiler buradadır. Kritik veriler yapılandırma ve lookup table (başvuru izelgesi) MTU'da depolanmaya devam eder. SCADA statik veri tabanı SCADA sistemi ile ilgili yapılandırma verilerini tutar. Bunlar:

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

Fazla uzun süre kalması gerekmeyen bilgiler belli dnemelerde kendililiğinden silinir [8].

3.1.3. MTU'nun SCADA sistemi içindeki yeri

SCADA sisteminin büyüklüğüne göre, kontrol merkezi için ayrı bir mekan olmalıdır. Bu aynı kontrol merkezinden; tüm SCADA sistemine kumanda edilir, gerekli bilgiler toplanır, uygun veri bir veri tabanı programım ile bilgiler depolanır, gelen veriler ve alarmlar analiz programları ile yorumlanır, veriler üzerinde işlem yapılır, bunların yazılım programları vasıtası ile görüntülenmesi ve yazıcı ıktıları alınabilir. Kontrol merkezleri SCADA sistemi içinde, bir tane olabileceği gibi, sistemin büyüklüğüne göre, birkaç tane de olabilir.

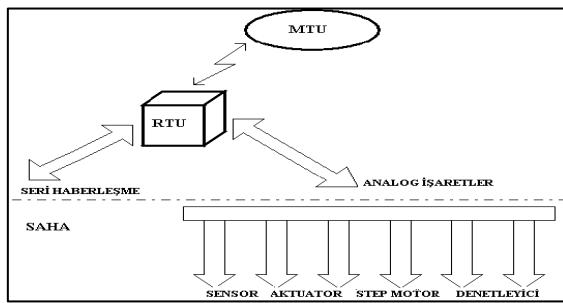
3.1.4. MTU'nun görevleri

- Uzaktaki RTU birimlerinden verilerin toplanması [1].

- Toplanmış verilerin yazılım programları ile işlenerek MMI iletmek [1].
- Sistemde kontrol edilecek cihazlara kontrol komutu gönderilmesi [1].
- Belli olaylar karşısında alarm üretme ve gelen alarmları operatöre en hızlı şekilde iletmek [1].
- Meydana gelen olayları ve verileri zaman sırasına göre kaydetme [1].

3.2. RTU (Remote Terminal Unit) Uzak Uç Birim

UUB (RTU) sahadan işaretleri toplar bu işaretler; analog değerler alarmlar durum bilgileri miktarların ölçümleri vs sahadan topladıkları bu verileri kendisinde dâhili olarak bulunan hafızada ADM (MTU) isteyene kadar tutar. Daha sonra tuttuğu bu verileri kodlayıp ADM (MTU) ya iletir. 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 [1]. MTU komut verdiğinde RTU'lar vanaları kesicileri açıp kapar veya referans analog çıkışlar verir, step motorlara hareketleri için darbe yollar, bütün bunların yapılması uzaktan kontrol için yapılması gereken fonksiyonlardır. RTU'lar sahadaki cihazlarla seri haberleşmeyle veri alışverişi yapar hale gelmelidir. Şekil 3.5'de gösterilmiştir. Üreticiler sahadaki ölçüm cihazlarını lokal veri transferini kolaylaştıran şu an kullanılan 4–20 mA analog sinyallerin yerine seri haberleşme tercih etmeye başlamışlardır. Örneğin profibus pa, hart vs protokolleri bunlardan birkaçıdır.



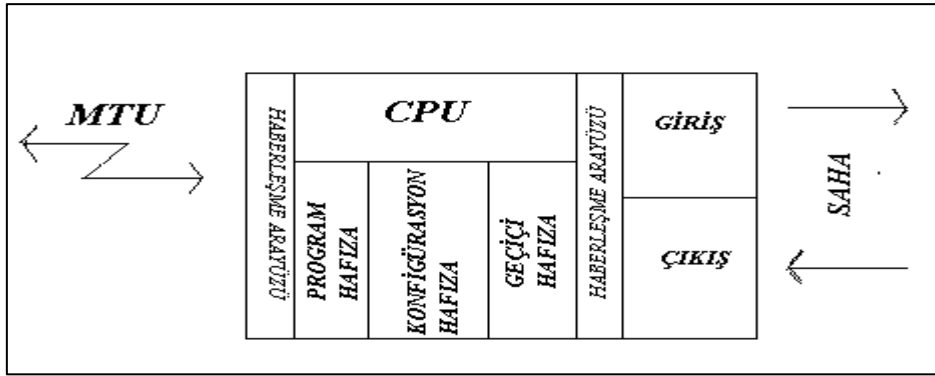
Şekil 3.5. MTU RTU sistemi

Uzak uç birimleri buldukları yerde ölçüm ve denetleme işlemleri yürüten birimlerdir 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 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 yanında 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 sonuçlarını belirli sınırlar içerisinde olup olmadığını da denetleyerek alarm durumlarında merkeze bildirmektir.

RTU'lar yeni teknolojiyle mikroişlemci tabanlı olmaktadır. Mikroişlemcisiz RTU'lar sadece ölçüm yaparak bu ölçüm bilgilerini merkeze bildirerek merkezden gelen komutlar doğrultusunda işlem görürler. Bu tür RTU'lar ile oluşturulan SCADA sistemlerinde birçok olumsuzluklar ortaya çıkar. Alarm durumlarında ve diğer bütün işlemlerin merkezi denetim sistemi üzerinde yapılmasından dolayı ortaya problemler çıkar bunlar;

- Merkezin devre dışı kaldığı ya da merkezle RTU'ların iletişiminin kesildiği durumlarda oluşacak sorunlara müdahale edilmemekte ve sonuç olarak da sistem durur
- Sürekli olarak RTU'lar ile sürekli iletişim halinde olması gerekmektedir.
- Tüm SCADA sisteminin yükü merkez bilgisayarları üzerinde olacağından çok hızlı, yüksek işlem gücü olan, pahalı bilgisayarlar kullanmak gerekmektedir. Bu da ekonomik yük getirmektedir.

Mikroişlemcili RTU'lar, şekil 3.6'da gösterilmiştir. tüm olumsuz durumları değerlendirerek alarm uyanları 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 gereksinmelerini 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.



Şekil 3.6. Mikroişlemci tabanlı RTU'ların yapısı

Mikroişlemcili RTU'lann sağladığı yararlar;

- Karmaşık kontrol sistemlerin dahi uygulanması sağlarlar.
- 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 performansım önemli ölçüde artırır ve tepki süresini azaltır. Böylece kalıcı yada ölümlü sonuçlanabilecek hasar durumlara acil müdahale edilebildiği için tüm sistemin güvenilirliği sağlanır.
- Mikroişlemcili RTU'lar kontrol sistemin de kullanılan röle vb elektromekanik cihazların sayısını azaltır arıza sıklığında azalma olur.

- Merkezin işlem yükünün RTU'lara dağılması sonucunda, merkezin RTU'lar ile sık iletişim kurma gereksinimi kalmayacak, iletişim trafiği hafifleyecek. İletişim ortamı daha verimli kılınacaktır.

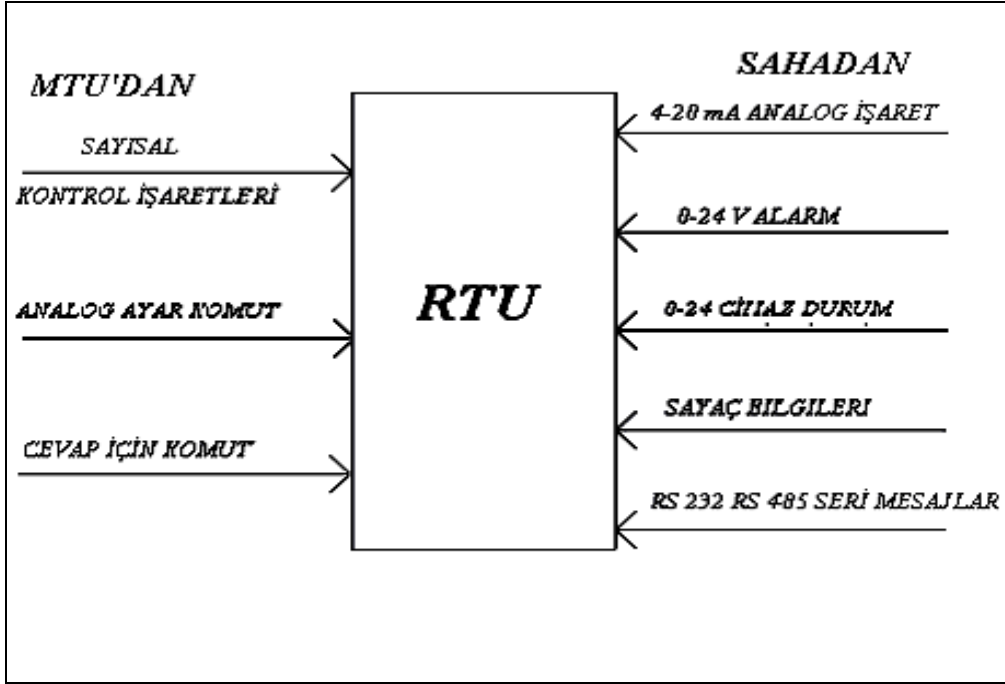
3.2.1. RTU'nun görevleri

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. RTU bilgi toplama ve denetleme birimidir. RTU'nun iki görevinin birleştirilmesi ile oluşturulan bir diğer görevi daha vardır. Bu da arıza yeri tespiti ve izolasyonu görevidir.

3.2.1.1. Bilgi toplama ve depolama

RTU bilgi toplama ve denetleme biriminin temel işlev olarak doğru ve zamanında yapması gereken en önemli görevdir. RTU'lar sahadan analog değerler, alarm ve durum bilgileri ve sayaç değerlerini toplarlar ait oldukları ana merkezin ihtiyacı olan tüm bilgileri toplayarak 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.

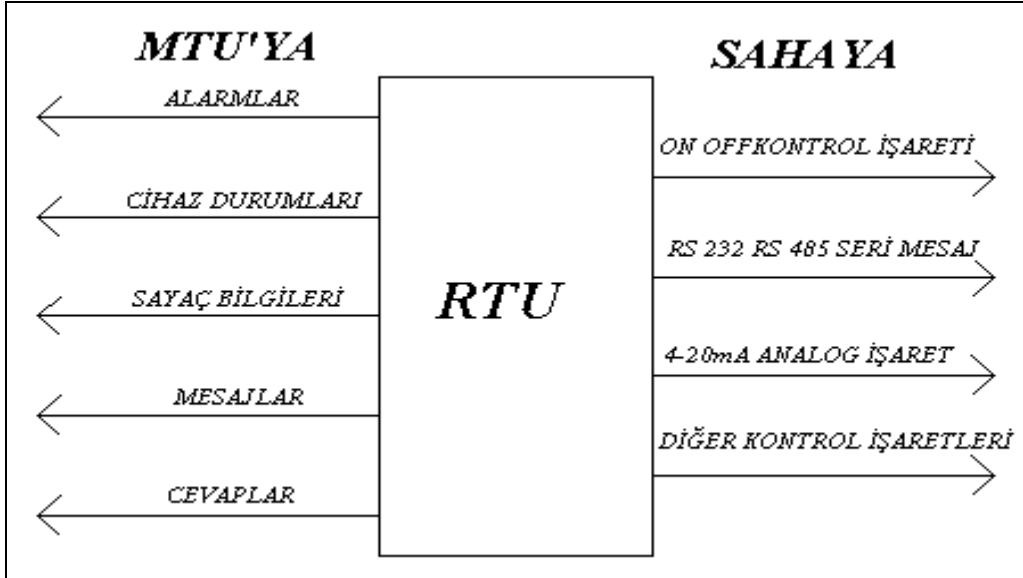
Analog değerler; örneğin elektrik tesislerinde akım, gerilim, aktif ve reaktif güç gibi değerler sistemden izole durumdaki ölçü trafoları ile durum değerleri ise mekanik ve/veya optik izolasyonla alınabilir. RTU'ya gelen veriler şekil 3.7'deki gibidir.



Şekil 3.7. RTU'ya MTU'dan ve sahadan gelen işaretler

RTU topladığı değerleri gerekirse bir ön işlemden 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 işlem den geçirildikten sonra, ya o anda MTU'ya gönderilir ya da daha sonra sorgulandığında gönderilmek üzere RTU'da depolanır. Depolanan bu bilgiler RTU'da oluşturulmuş veri tabanında oluş sırasına göre kaydedilir.

Bu şekilde bir depolama işlemi sayesinde bir gün içinde hangi olayın, tam olarak, ne zaman ve kaç defa gerçekleştiği MTU tarafından rahatlıkla izlenebilmektedir. Şekil 3.8'de RTU'dan çıkan işaretler gösterilmiştir.



Şekil 3.8. RTU'dan MTU'ya ve sahaya giden işaretler

3.2.1.2. İzleme

RTU'nun diğer bir görevi ise bulunduğu bölgede izleme imkanı sağlamaktır belirtilen görevlerin doğru şekilde yerine getirildiğine ilişkin bölge operatörüne kanıt olarak görüntü sunmasıdır. Örneğin trafo merkezlerindeki bir bilgisayarda o bölgeye ait elektriksel büyüklüklerin izlenmesi kesici ve diğer şalt cihazlarının konumlarını görünebilmesidir.

3.1.2.3. Arıza yerinin tespiti

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 izolasyonu 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. 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.

3.3. Haberleşme Sistemi

3.3.1. Haberleşmenin tanımı

Haberleşme bilgi veya verinin bir yerden başka bir yere iletilmesi diye tanımlanır.

Haberleşmenin üç temel bileşeni vardır.

- Veri veya bilginin iletileceği yol ve ortam
- Gönderici uçtaki teçhizat (Modem)
- Alıcı uçta teçhizat (Modem)

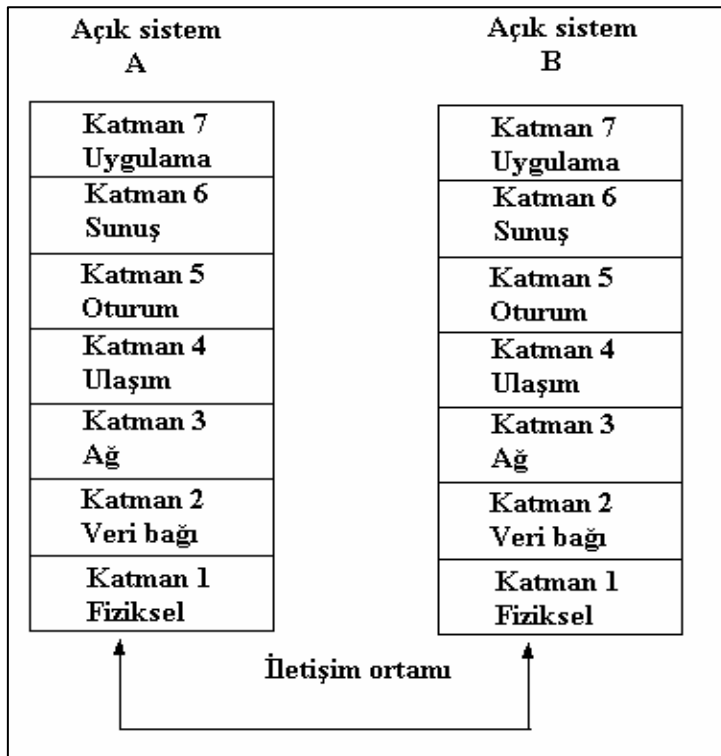
3.3.2. Protokol

Elemanlar arasında iletişimi yönlendiren ve kontrol işlemlerini tanımlayan kuralların tümü protokol olarak tanımlanır. İletilecek bilgini formatı iletişim şekli iletim ortamı bağlantı elemanlarının özellikleri bilginin varacağı hedefe ulaşmak için izleyeceği yol vb karakteristikler aynı veya farklı üreticilerin iki veya daha fazla bilgisayarı arasında veri aktarılabilmesi ve ortak süreçlerin yürütülebilmesi, karşılıklı çalışabilmenin sağlanabilmesi birlikte çalışabilme veri formatlarının ve bilgi

alışverişinin zamanlamasını düzenleyen kurallar protokolün tanımı içerisinde yer alır. Endüstriyel iletişim protokollerini kullanan cihazlar; bilgisayar, PLC, gömülü kontrolör, RTU vb cihazlarla haberleşir. Bilgisayar haberleşmesinde sayısal iletişimin yanında iletim teknikleri (seri, paralel) OSI referans modeli, OSI katmanlarının görevleri, ağ topolojileri, ağ bağlantı cihazları, protokol kümesi vb. konular endüstriyel iletişim protokollerini anlamının ön koşuludur. Ancak bu konular içinde OSI referans modeli önemli bir yere sahiptir. Bu modelden yararlanarak pek çok protokolün anlaşılması kolaylaşır.

3.3.3. OSI referans modeli

ISO (International Standards Organization) 1977'de OSI (Open System Interconnection) referans modelini ortaya attı. Bu model karışıklıkları ortadan kaldırdı. Yedi katmanlı bir modeldir. Her bir katmanda çeşitli kontrol karakterleri eklenir. Katmanlar birbiriyle sanal olarak haberleşir. Şekil 3.9'da OSI katmanları gösterilmiştir.



Şekil 3.9. OSI katmanları [9]

3.3.3.1. OSI katmanları ve işlevleri

1. Fiziksel (Physical) katman; Verinin fiziksel olarak hat üzerinden aktarılması için gerekli işlevleri kapsar. Veri bu katman için sıradan bit dizişi olarak algılanır; bitlerin taşıdığı bilgi bu katmanda yorumlanmaz. Bu katman için tanımlanan standartlar taşıyıcı işaretin şekli, verici ve alıcı konumundaki uç noktaların elektriksel ve mekanik özelliklerini belirler [9].

2. Veri bağı (Data link) katmanı; Gönderilecek bilginin hatalara bağışık bir yapıda lojik işaretlere dönüştürülmesi, alıcıda hataların sezilmesi, düzeltilemiyorsa doğrusunun elde edilmesi için göndericinin uyarılması gibi işlevleri vardır. Düğümlerin ortama erişimiyle alakalı ortam erişim mekanizmasını tanımlar. İletişimin başlaması için başlangıç parametrelerinin verilmesi ve çerçeve kurma ve iletişim için çerçevenin başına ve sonuna ilgili karakterlerin yerleştirilmesi işlevleri gerçekleşir [9].

3. Ağ (Network) katmanı; Veri paketlerinin bir uçtan diğer uca ağdaki çeşitli düğümler üzerinden geçirilip yönlendirilerek alıcısına ulaşmasını sağlayan işlevlere sahiptir. Veri paketinin alıcısına giderken ağ koşullarına, önceliklere ve diğer parametrelere göre hangi yolun uygun olacağı bu katmanda değerlendirilir. Bu amaçla düğümlere ağ adresi denilen numaralar verilir [9].

4. Ulaşım (Transport) katmanı; Bilginin son alıcıda her tür hatadan arındırılmış olarak elde edilebilmesini sağlar. Paketlere ayrıştırma paketleri birleştirme ve sıralamanın doğru olup olmadığı kontrole yapılıır [9].

5. Oturum (Session) katmanı; Uç düğümler arasında gerekli oturumun kurulması, yönetilmesi ve sonlandırılması işlevini kapsar. Telefon haberleşmesinde çalan telefonun açılması , parazit çoksa kapatılması örnek olarak verilebilir [9].

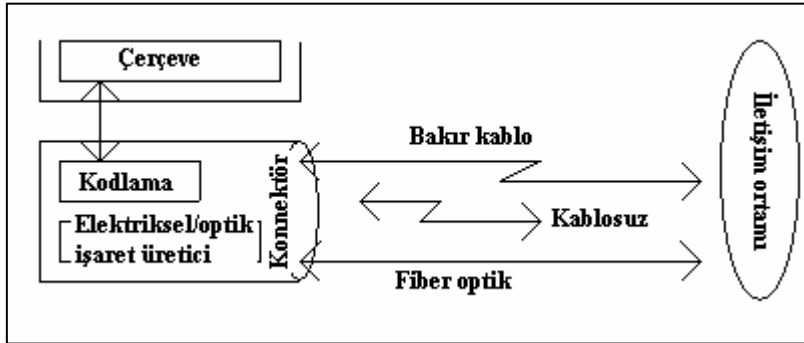
6. Sunuş (Presentation) katmanı; Bilginin iletimde kullanılacak biçiminin düzenlenmesini sağlar. Sıkıştırma/açma, şifreleme/şifre çözme, gibi işlevleri kapsar [9].

7. Uygulama (Application) katmanı; Uygulama programlarının ağa erişimi için gerekli işlevleri kapsar; kullanıcının etkileşimde bulunduğu uygulama programları doğrudan bu katmanla iletişim içindedir. Bu katman için dosya aktarımı, e-posta, uzaktan dosya erişimi, ağ yönetimi, terminal protokolleri gibi standartlar geliştirilmiştir [9].

Klasik SCADA haberleşme sistemleri için 7. katman uygulama katmanı ve ilk iki katmanı; fiziksel ve veri bağı katmanı gelir. Fiziksel katmandaki iletim ortamı ve veri bağı katmanındaki hata bulma ve düzeltmenin sağlanması aşağıda anlatılmıştır [9].

3.3.3.2. İletim ortamı

Bütün endüstriyel ağlarda işaret bir ortam aracılığıyla iletilmektedir. Bu işaret elektrik akımı radyo ışık vb iletilir. Ortamlar kablo maliyeti kurma maliyeti elektromanyetik duyarlılık hız gibi konularda birbirinden ayrılır şekil 3.10'daki gibidir.



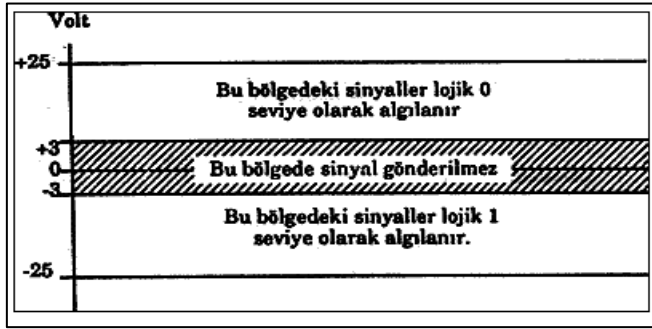
Şekil 3.10. İletim ortamları

- Burkulmuş tel çifti (Twisted Pair); Ayrı olarak yalıtılmış iki veya daha fazla kablodan oluşur. Kablonun sarımlı olması iletkenliği artırır ve elektromanyetik etkiyi azaltır. Kullanması kolay maliyeti ucuzdur [10].

- Koaksiyel kablolar; Parazitten korunma açısından tercih edilir. Fakat kurulumu zor ve çok yüksek hızlara çıkmaması eğilimi azaltmıştır [10].

- Fiberoptik kablolar; Veri cam yada plastik ortam içinde ışık biçiminde aktarılır daha hafif daha hızlı ve elektriksel işaretlere göre daha zor bozulur maliyet çok yüksektir [10].

- RS232 Bağlantı Standardı; Seri asenkron olarak gönderilen verinin alınması veya iletilmesini gerçekleştiren cihazlar arasında bu tür haberleşmenin sağlanabilmesi için geliştirilen bir standarttır. Electronic Industries Assosiation (EIA) tarafından daha bilgisayarın başlangıç zamanları sayılan o yıllarda tasarlanmıştır. RS232 hatları TTL sinyal seviyelerini (+5V, 0V) taşımaz. Tipik olarak gerilim seviyeleri +12 V ve -12 V dur. Fakat RS-232 hatları, +25Vdc'ye kadar yüksek olan sinyal seviyeleri ile -25 V Dc'ye kadar düşük olan sinyalleri taşıyabilir. Şekil 3.11'deki gibidir.



Şekil 3.11. RS232 İşaret seviyeleri [11]

Elektriksel gürültü. RS232 kablosu elektromanyetik alan içerisinden geçebilir. Bu elektro manyetik alan alıcı hattındaki voltajı değiştirir. Eğer bu indüklenen gürültünün şiddeti yeterince büyük olursa lojik 0 lar lojik 1, lojik 1 ler lojik 0 olarak algılanacaktır [11].

- RS485 Bağlantı standardı; Electronics Industry Association (EIA) tarafından geliştirilmiştir. Veri toplama amacına uygundur RS232 den farklı olarak diferansiyel alıcı kullanır ve diferansiyel alıcılar kullanılarak elektriksel gürültü büyük ölçüde azaltılabilir. Bu tip alıcıların en önemli özelliği iki giriş voltajı arasındaki farkı ölçmeleridir. Burada diferansiyel sinyal jeneratörü iki çıkışın farkı olarak özel bir voltaj seviyesini iletir [12]. Orijinal voltajlar V_a ve V_b ise ve parazit voltaj V_x

değerinde ise gürültü yüklü voltajlar V_a+V_x , V_b+V_x kadar olacaktır. Alıcı tarafından ölçülen fark orijinal voltajların farkına eşit olacaktır.

$$V_a + V_x - (V_b + V_x) = V_a - V_b \quad [12]$$

32 sürücü ve 32 alıcı destekler. RS232 bunlar birer adettir RS485 ile 1200 metre mesafeye 10 Mbps hızda veri gönderilebilirken RS232 15 metre mesafeye 20Kbps hızda veri gönderilir. Bundan dolayı incelediğimiz tesiste RS485 kullanılıp RS232 çevirici ile bilgisayara bağlantı yapılmıştır.

3.3.3.3. Haberleşme hatalarını bulma düzeltme

- Özel kod kullanımı; Doğruluğunun belirlenebilmesi için otomatik kontrol yapabilen özel kodlar kullanılır

- Parite; Hata bulmada sık kullanılır veri katarının içerdiği 1 ler toplanır tek veya çift olması durumuyla hata algılanır.

- VRC (Vertical Redundancy Check) ve LRC (Longitudinal Redundancy Check); Asenkron veri iletişimde gönderilen karakterler alt alta sıralanır her sütuna uygulanan parite yöntemiyle LRC biti, her satıra uygulanan parite yöntemiyle de VRC biti elde edilir. Alıcı tarafında alınan karakterlerin parite bitleri saklanıp daha sonra karşılaştırılıp böylece hata bulunmuş olur [13].

- BCC (Block Check Code); İlk bitten başlayarak bütün bitler lojik XOR uygulanır ve mesaja ilave edilir. Alıcı BCC'yi hesaplar bunu gelenle karşılaştırıp doğru olup olmadığını kontrol eder [13].

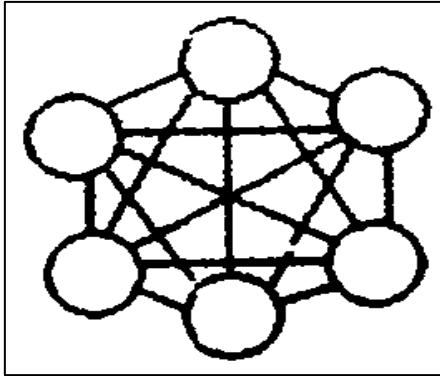
-CRC (Cyclic Redundancy Check); Gönderilen veriye uygulana matematiksel bir işlemdir. Hataları %99.9 bulur. İşlem bölmedir bölme işleminden elde edilen bölüm atılır kalan tutulu. Alıcıya gelen veride bu şekilde işlenip CRC ye bakılıp hata bulunur [13].

3.3.4. İletişim topolojileri

Bir ağda, ağ noktalarının ve ortamın fiziksel olarak düzenlenmiş haline topoloji denir. Bu topolojiler endüstriyel iletişim protokollerinde kullanılırlar. Çeşitli ağ topolojileri vardır.

3.3.4.1. Ağ (Mesh) topolojisi

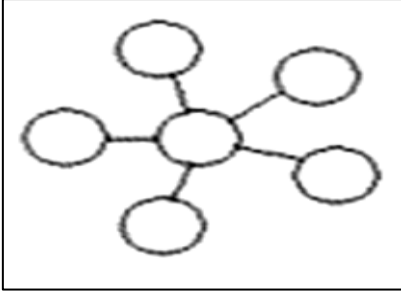
Fiziksel ağ topolojisi ağdaki tüm birimler arasında uçtan bağlantı içerir. Şekil 3.12'deki gibidir. Ağdaki her birim diğer tüm birimler için birer bağlantı gerektirdiğinden, genellikle pratik bulunmaz [14].



Şekil 3.12. Ağ topolojisi [14]

3.3.4.2. Yıldız (Star) topolojisi

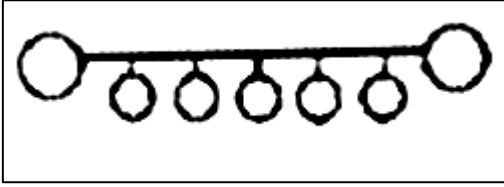
Fiziksel yıldız topolojisi tüm yönlere aktarma kablosuyla genişleyen bir merkezi donanım kullanır. Ağdaki tüm birimler merkezdeki hub'a (çok portlu cihaz) uçtan uca bağlantıyla bağlıdır. Şekil 3.13'deki gibidir. Ek olarak yıldız topolojisi ağaç ya da sıra düzensel ağ topolojisi oluşturmak üzere başka yıldızların içerisine yerleşebilir. Yıldız topolojisinde sinyal ağa bağlı birimden merkezdeki donanıma, buradan da diğer ağa bağlı birimlere doğru yayılır [9].



Şekil 3.13. Yıldız topolojisi [14]

3.3.4.3. Hat (Bus) topolojisi

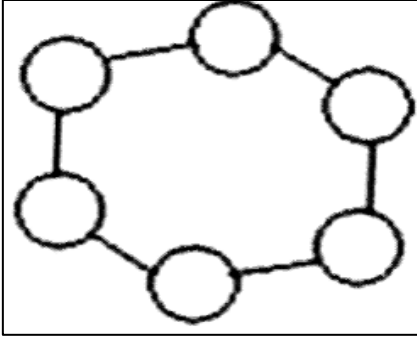
Bu tip topolojide tek bir hat tüm terminalleri dolaşır. Kablonun her iki ucu uygun değerde bir omik direnç ile sonlandırılmalıdır. Şekil 3.14’de gösterilmiştir. Genellikle koaksiyel kablo kullanılır. Ucuz ve kurulumu kolay bir çözümdür. Ancak tüm terminalleri tek bir kablo olaştığı için, kablunun herhangi bir noktasındaki problem (temassızlık, kopukluk, kısa devre vs.) tüm sistemi çökertir [9].



Şekil 3.14. Hat (bus) topolojisi [14]

3.3.4.4. Halka (Ring) topolojisi

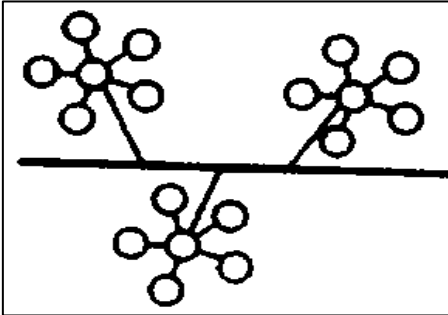
Bir dairesel (ya da kapalı döngü) uçtan uca bağlantı topolojisidir. Tüm birimler ya doğrudan ya da bir aktarma kablosu ve arayüz ile halkaya bağlıdır. Elektriksel sinyal birimden birime tek bir yönde iletilir. Şekil 3.15’de gösterilmiştir. Her birim, gelen kabloda alıcı, giden kabloda gönderici işlevi görür. Sinyal her birimde kuvvetlendirildiği veya yeniden oluşturulduğu için zayıflama en alt düzeydedir [9].



Şekil 3.15. Halka topolojisi [14]

3.3.4.5. Ağaç topolojisi

Temel olarak tıpkı hat topolojideki gibi bağlantı noktalarından alınan ekler yöntemine göre çalışılmaktadır. Şekil 3.16’de gösterilmiştir. Sadece ağaç topolojisi ağ bağlantıları için tercih edilmektedir. Daha çok ağaç ve hat topolojisi birlikte kullanılır [9].



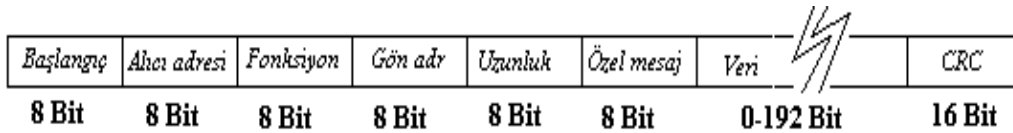
Şekil 3.16. Ağaç topolojisi [14]

3.3.5. Endüstride kullanılan protokoller

Endüstride kullanılan protokollerin büyük bölümü bir veya birkaç üreticinin özel ihtiyaçları göz önüne alınarak tasarlanmıştır. fieldbus, profibus, modbus, canbus, devicenet, controinet, as-i, hart endüstriyel iletişim protokollerinden en çok kullanılan ve bilinenleridir. Bunun yanı sıra güç sistemlerindeki SCADA

uygulamalarında birçok cihazın tek iletişim ortamını nasıl paylaşacağını belirten MAC (Media Access Control) ortam erişim kontrolü protokollüden polling CSMA/CD(Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection) ve token bus bu bölümde açıklanmıştır.

Veri iletişim protokolleri, kontrol merkezleri arası kontrol merkezi ile RTU'lar arası veya RTU'lar arası yapılan iletişimin binary veri veya mesaj yapışım 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 gerektiği protokoller bize anlatmaktadır. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineer) Şekil 3.17'de C37.1. protokolü genel çerçeve gösterilmiştir.



Şekil 3.17. IEEE C37.1 genel çerçeve

Aşağıda anlatılan protokollerde IEEE, ISO veya başka standartlara uygun çerçeveler oluşturup haberleşir.

3.3.5.1. Fieldbus protokolü

Özellikle dağıtılmış proses kontrol uygulamaları için tasarlanmış Fieldbus Foundation (organizasyon) olarak dünyadaki otomasyon sistemlerinde yaklaşık % 80 'lik bir pazara sahip olan 140 şirketin bir araya gelmesi ile oluşmuştur. Teknolojisi fiziksel katman, haberleşme çatışı ve kullanıcı katmanından meydana gelmektedir. Bitserial Fieldbusses, kısa adı ile Fieldbus otomasyon sahasında görülen ve farklı prosesleri izlemek için kullanılan sensör, transmitter, sürücü, PLC gibi ekipmanlar ile daha yüksek otomasyon birimleri arasındaki iletişimi sağlayan ve bilinen 4-20 mA akım çevrim standardının yerine endüstride kullanılan endüstriyel haberleşme ağıdır. Daha çok otomasyonun kontrol seviyesinin bir haberleşme ağı olarak karşımıza çıkar. Bir başka ifadeyle Fieldbus; modern tesislerdeki üretim bileşenlerinin

entegrasyonu ve birbirlerine koşut çalışabilmeleri için, için saha ve otomasyon seviyelerinde tanımlanmış iletişim ağlarına verilen genel bir isimdir. Genel olarak Fieldbus standartların destekleyen saha aygıtları, üretici firma tarafından konulan düşük maliyetli hesaplama gücü özelliğine sahiptir [14].

3.3.5.2. Interbus-s protokolü

Interbus-s protokolü, Phoenix Contact tarafından geliştirilen ve özellikle Almanya'da çok yaygın olan açık mimarili ve DIN normlarına göre standartlaştırılmış bir BUS sistemidir. Sistem kapalı halka topolojisi ile haberleşir. Veri iletişimi çift yönlü olarak gerçekleştirilir ve asıl haberleşme hattı alt seviye gruplara ayrılarak ölçeklenebilir [14].

3.3.5.3. Profibus protokolü

Profibus geniş kapsamlı üretim ve proses otomasyonu için tasarlanmış üreticiden bağımsız açık saha hat protokolüdür. Üretici bağımsız oluşu ve açıklığı uluslararası standartlar olan IEC 61158 üzerine kurulmuştur. 650'ye yakın üyesi bulunan ve birçok araştırma enstitüsü tarafından desteklenen Profibus, farklı üreticilerin cihazları arasında haberleşme sağlayan ve bunu yaparken herhangi özel bir arabirime ihtiyacı olmayan bir veri yolu olmakla birlikte, yüksek hızlı kritik uygulamalar veya kompleks haberleşme işlemleri gibi kullanım alanlarında yaygın olarak uygulanan bir veri yolu sistemidir.

3.3.5.4. Modbus protokolü

Modbus seri iletişim protokolü, AEG Modicon tarafından geliştirilmiştir. Master/slave ilişkisine sahip bir protokoldür. Sadece bir master düğümü (aynı zamanda olmak koşulu ile) ve maksimum 247 olmak üzere çeşitli sayılarda slave düğümü aynı bus (yol) üzerinde bağlanabilir. Modbus haberleşmesi her zaman master tarafından başlatılır. Slave düğümler master düğüm tarafından bir istek emri almadığı sürece asla veri iletimi yapmaz. Slave düğümler kendi aralarında hiçbir

şekilde haberleşemezler. Master düğüm aynı zaman içerisinde sadece tek bir Modbus iletişimi kurabilir [13].

3.3.5.5. Canbus protokolü

Bosch firması tarafından geliştirilen (seri) veri yolu sistemi olan Controller Area Network protokolü, özellikle otomotiv sektörüne yönelik akıllı ağ, sensör ve aktüatörler için tasarlanmış ve kısa bir zamanda bu çalışmalarda standart hale gelmiştir. Multimaster yani bütün CAN noktalarının data iletebildiği ve birkaçının da eş zamanlı olarak istekte bulunabildiği veri yolu sistemi olan canbus hiçbir abone ya da kullanıcı için herhangi bir adreslemeye sahip olmamakla birlikte öncelikli mesajın iletilmesi şeklinde veri iletir. Bu veri iletişim protokolü en sık otomotiv ve medikal endüstrisinde kullanım alanı bulmaktadır [11].

3.3.5.6. Devicenet protokolü

Allen Bradley tarafından geliştirilen akıllı sensör ve aktüatörler için tasarlanmış endüstriyel iletişim protokolü olan Devicenet "Open Devicenet Vendors Association" adı verilen üretici bağımsız bir kuruluş tarafından günümüzde gelişimini sürdürmektedir. Devicenet ile limit anahtar, fotoelektrik sensör, barkod okuyucu ve motor starterleri gibi düşük seviyeli aygıtlara bağlanılabilir ve PC veya PLC gibi daha üst seviyeli aygıtlarla haberleşme sağlanabilir [15].

3.3.5.7. MAC (Media Access Control) protokolleri

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

- Seçim (Selection); Birinci/ikinci 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 [9].

-Saklama (Reservation); 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 [9].

-Çekişme (Contention); 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 etkililerdir. Bununla beraber ağır yük altında performans düşüklüğü gösterir [9].

MAC çok noktalı bir hatta bulunabilen SCADA sistemine çok benzer. Bundan dolayı kullanılan protokollerden Polling, CSMA/CD ve Token Bus SCADA sistemlerinde en çok kullanılanlarıdır.

3.3.5.8. 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 [9].

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

Bir çeşit medya erişim kontrol mekanizmasıdır, iletişim 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 olur. RTU iletimini keser rasgele periyotlarda tekrar dener. Tüm RTU'lar hattı sürekli dinlemesi

gerekmektedir. Elektriksel işaretlerin iletilmesinde hatta bir titreşim oluşturması durumu taşıyıcı işaretini çağrıştırdığından bu olay taşıyıcı sezme olarak isimlendirilir [9].

3.3.5.10. Token bus protokolü

General motor tarafından ortaya atıldı fazla popüler olmadı bundan sonra Profibus protokolü çıktı. Bu protokolü de Polling protokolü gibi MAC protokolleri sınıfına ait seçim tekniklerim kullandığından aynı temel prensibine sahiptir. Bu protokolde 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 işlemim 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 dinamizmi 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 [14].

BÖLÜM 4. TESİSİN YAPISI VE SCADA UYGULAMASI

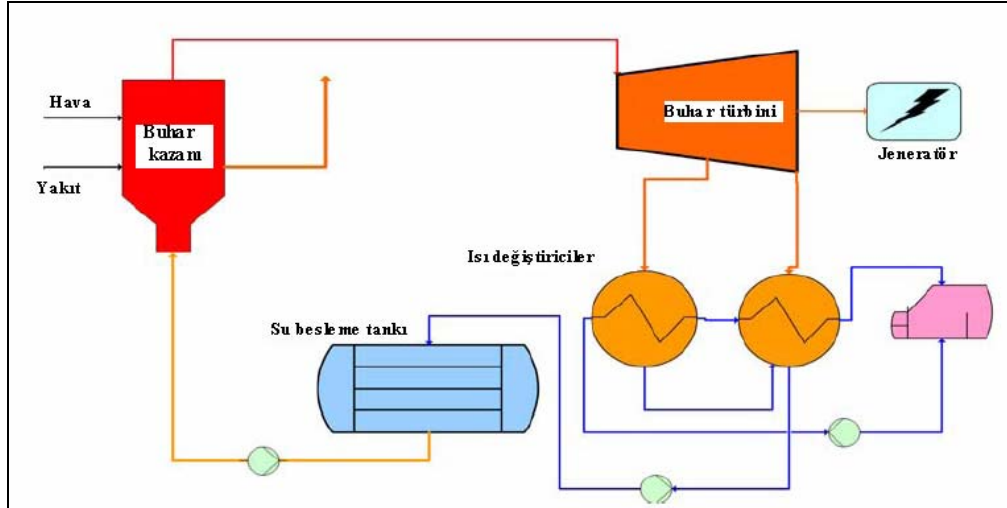
4.1. Tesisin Genel Yapısı

Kimyasal prosesin işlendiği, elektrik dağıtımı dışında akışkan debi ve tank seviyelerinin de ayrı bir uzaktan izleme sistemiyle kontrol edildiği bir tesistir.

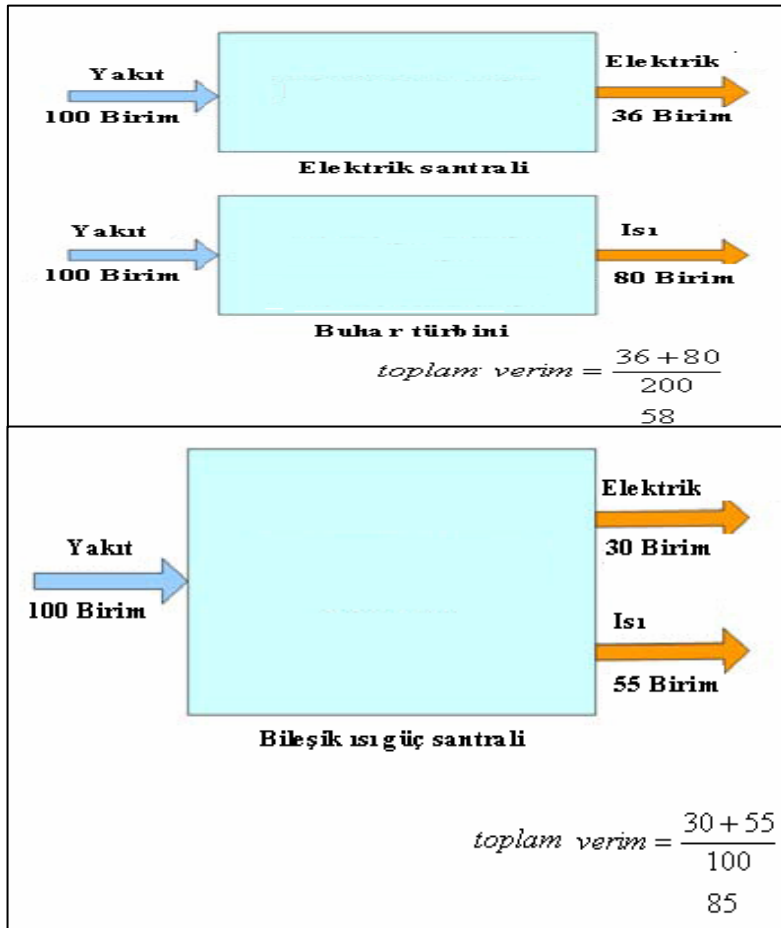
Güç sistemi: fabrikalara enerji sağlayan üç adet trafo merkezi, bileşik ısı güç üretim santrallerinde (kojenerasyon) yer alan iki adet jeneratör ve güç sisteminin ana şebekeye bağlandığı ana trafo merkezinden oluşmaktadır.

4.2. Bileşik Isı Güç Üretim Santrali

Bileşik ısı güç üretim santrali eş zamanlı olarak elektrik ve ısı üreten ve tek bir yakıt kaynağı kullanan sistemlerdir. Bu süreci gerçekleştirirken yüksek ve düşük basınç buhar seviyesinden yararlanmaktadır. Şekil 4.1’de kojenerasyon süreci görülmektedir. Su besleme tankında bulunan demineralize su buhar kazanında 485 °C 60 bar kızgın buhar elde edilir. Buhar türbinden jeneratöre aktarılan güçten sonra fabrikada kullanılmak üzere 210 °C 8 bar buhar gönderilir. Ayrık olarak elektrik üretiminde verim %36, ısı üretiminde %80 toplam verim %58 dir [16]. Bileşik ısı ve güç üretiminde ise toplam verim %85 dir [16]. Şekil 4.2’de gösterilmiştir.



Şekil 4.1. Kojenerasyon süreci [16]

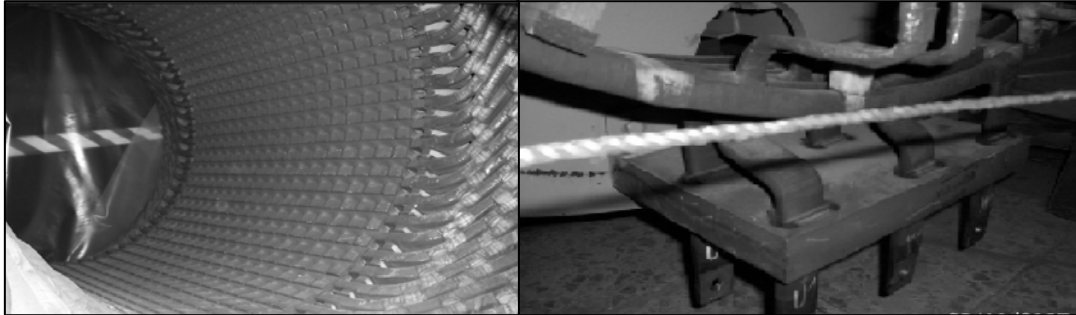


Şekil 4.2. Ayrık ve bileşik güç santral verimleri [16]

4.3. Jeneratörler

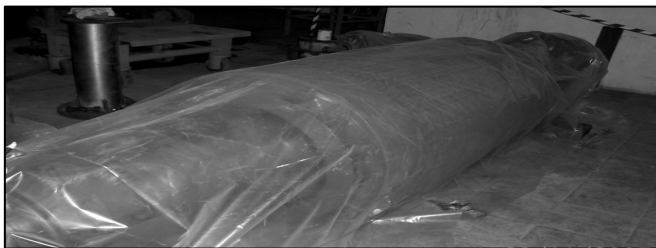
Yüksek devirde çalışan ve buhar türbiniyle tahrik edilen iki adet jeneratör tesisin enerji ihtiyacını karşılamaktadır.

Senkron jeneratör de alternatif akım üreten sargılar statora alınmıştır ve kutup ise hareketli olan rotora yerleştirilmiştir. Hareketli kutup tekerleğine yalıtılmış fırça bilezik düzeni üzerinden doğru akım verilerek zamana göre yön değiştirmeyen doğru bir alan üretilir. Rotorun döndürülmesiyle genliği değişmeyen ve hareket etmeyen alan; döner alan haline gelir statordaki iletkenleri keser ve bu iletkenlerden gerilim endüklenir. Şekil 4.3’de stator sargıları ve sargı uçları gösterilmiştir.

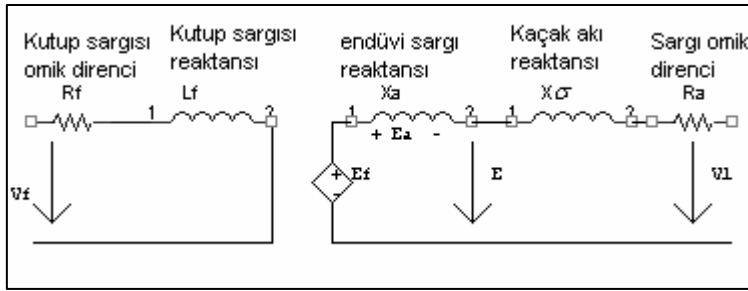


Şekil 4.3. Jeneratör stator ve sargı uçları

Buhar türbini ile tahrik edilen 1500 d/d devirde çalışan 6,3 KV 6,67MVA GF 0.8 50 Hz etiket değerlerine sahip jeneratör de yüksek devirde rotorun çevresel hızının, savrulma momentinin küçük tutulması için rotor çapının küçük tutulması gerekir bu sebeple jeneratörlerin rotorları yuvarlak tip rotordur. Şekil 4.4’de gösterilmiştir.



Şekil 4.4. Jeneratör rotoru



Şekil 4.5. Jeneratör elektriksel eşdeğer devresi [17]

Yuvarlak rotorlu senkron jeneratörlerin eşdeğer devresi şekil 4.5'deki gibidir. E_a endüvi reaksiyon gerilimidir. E_f boşa endüklenen gerilim E yükte endüklenen gerilimi denir. Tesiste kullanılan jeneratörlerin döndürme momentleri, E_f , δ hesaplanırsa

$$M = \frac{Pd}{\omega s} \text{ Formülünden bulunabilir jeneratörler de } S=6,67 \text{ MVA } V= 6,3\text{KV}$$

$$\cos \varphi = 0.8 \text{ endüktif } 50 \text{ Hz } 1500 \text{ d/d senkron reaktansı } X_s = \%207$$

$$P = \sqrt{3}VI \cos \varphi, \quad I_n = \frac{S}{\sqrt{3}V} \quad I_n = 611.258 \text{ A}$$

$$X_s = x_s \frac{V_n}{I_n}, [17] \text{ ise } X_s = 11.9 \Omega$$

$$E_f = V + I(r + jX_s)[17]$$

$$E_f = 9893.6 \text{ V}$$

$$\delta = 36.03^\circ$$

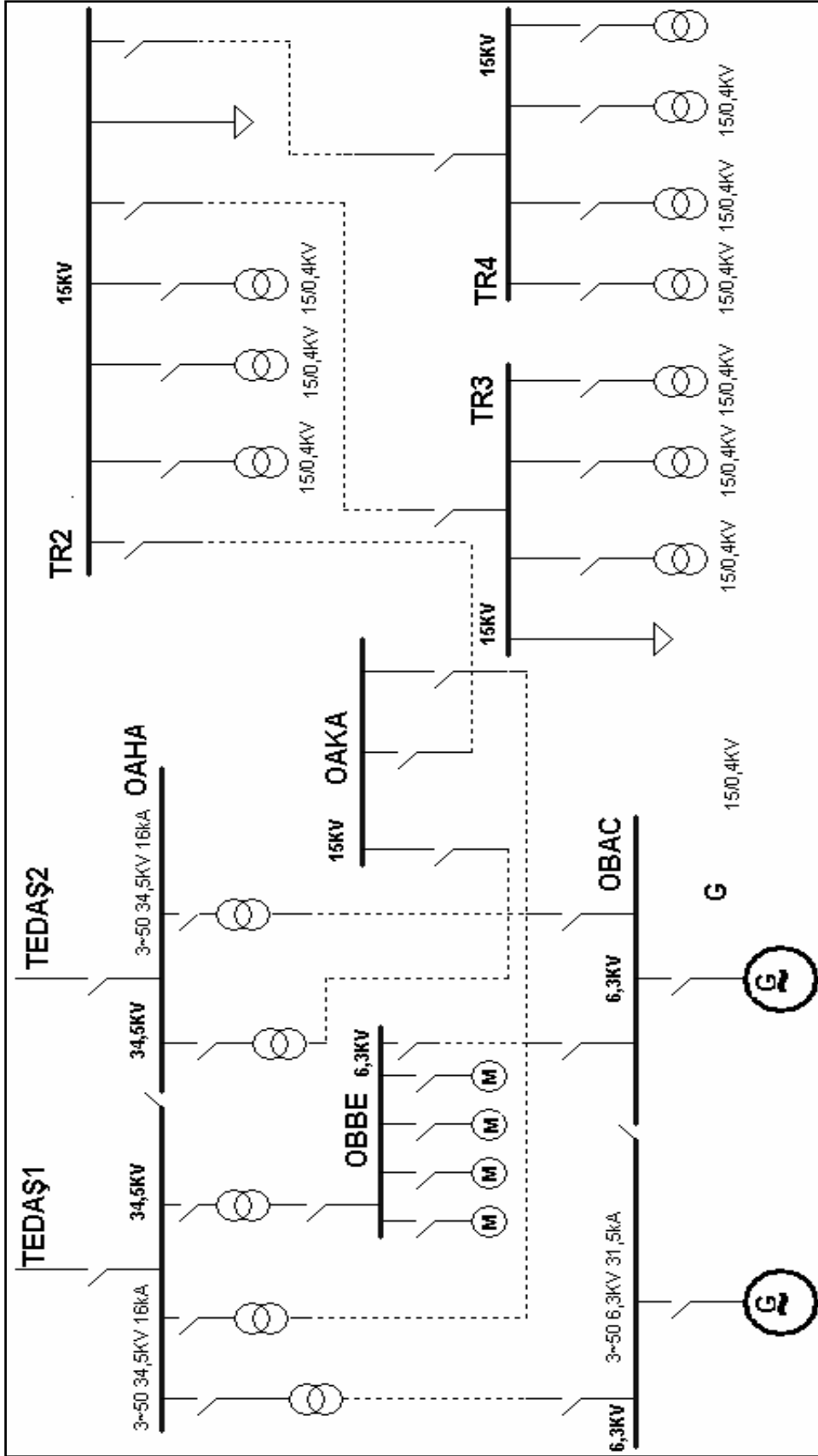
$$Pd = \frac{3.V.E_f.\sin \delta}{X_s} = 5.336 \text{ MW}$$

$$M = \frac{Pd}{\omega s} [17]$$

$M=33970 \text{ Nm}$, bir generatör için gereken döndürme momenti bulunmuş olur.

4.4. Trafo Merkezleri

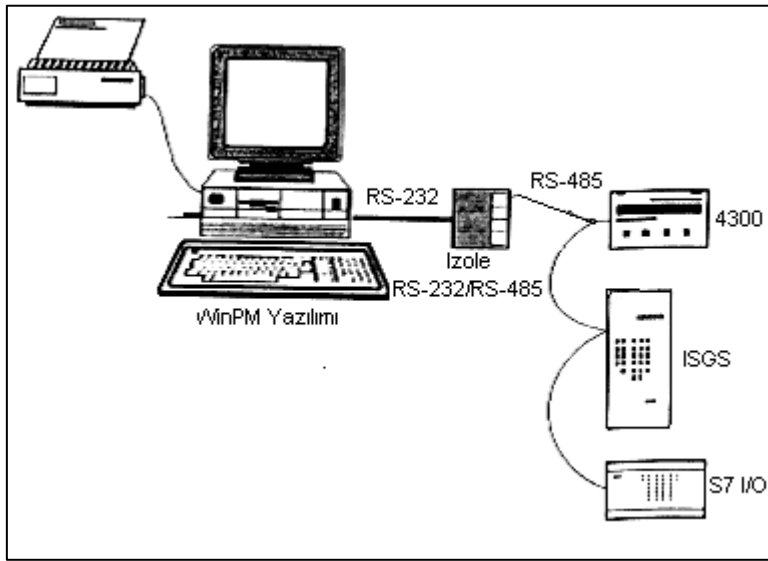
Tesis, üç adet trafo merkezinden oluşmaktadır ve her bir trafo merkezinde orta gerilim ve alçak gerilim hücreleri bulunmaktadır. SCADA sistemi kullanarak bu merkezleri izlenir ve de kumanda edilir. Orta gerilim hücreleri 15 kV'luk kapalı tiptedir ve bu şekilde daha emniyetli manevra yapılması sağlanmaktadır. Trafo 2 merkezinde 7 adet hücre bulunmaktadır. Bunlardan bir tanesi besleme hücresi, iki tanesi diğer trafolarla besleme hücresi üç tanesi trafo çıkışı ve bir de yedek hücre bulunmaktadır. Trafo 3 merkezinde 5 adet hücre bulunmaktadır bir tanesi besleme hücresi, üç tanesi trafo çıkışı ve bir yedek hücre bulunmaktadır. Trafo 4 merkezide trafo 3 merkezi gibidir. Yedek hücre tesisin su ihtiyacını karşılayan göl tesislerine için ayrılmıştır. Alçak gerilim hücrelerindeki panolardan 15kV/0.4kV trafoların çıkışına bağlanmış olup, besleme görevini üstlenmiştir. Besleme panolarının dışında ise PLC panoları mevcuttur. Şekil 4.6'da tesisin tek hat şeması görülmektedir.



Şekil 4.6. Tesisin tek hat şeması

4.4.1. Orta gerilim hücreleri teçhizatı

Her bir hücrede ISGS akıllı koruma röleleri mevcuttur. Şekil 4.7’de rölelerin bağlantısı görülmektedir. OG’de kullanılan kabloların izolasyon malzemesi ve kesit alanları 6,3 KV hattında; YVŞV 5.8/10 KV 2[3(1x120/16)], 15 KV hattında; YVŞV 8.7/15 KV 3(1x95/16), 34,5 KV hattında; XLPE 30 KV 3(1x120/16) kablolar kullanılmıştır.



Şekil 4.7. Elektrik dağıtım SCADA sistemi elemanları

4.4.2. ISGS akıllı koruma rölesi

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 kablağı yapılan birçok cihazın yerini alarak tesisatı basitleştirirken, aynı zamanda güvenilirliği ve fonksiyonelliği de arttıran özelliğe sahiptir.

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. Üç faz RMS ve ortalama RMS akımlar nötr akımı, akım talebi (üç faz için ayrı ayrı ve ortalama) üç

faz RMS ve ortalama RMS gerilimler, aktif güç, aktif güç talep, kW saat, görünen güç (kVA), reaktif güç (kVAr), kVAr saat, güç faktörü, frekans, toplam harmonik bozulma (akım), toplam harmonik bozulma (gerilim), aşırı ve/veya düşük gerilim koruması, yönlü aşırı akım, toprak kaçağı koruması, yüksek ve/veya düşük frekans koruması, gerilimde faz sırası koruması kesici arızası. Ayrıca akım, gerilim, güç, frekans vb ölçülen değerlerin minimum ve maksimum değerlerini zaman etiketli olarak kaydeder.

4.4.3. Alçak gerilim hücreleri teçhizatı

15/0.4 kV trafoların çıkışına isabet eden besleme girişlerinde yüksek akımlara dayanıklı şalterler kullanılmaktadır. Bu şalterler aynı zamanda uzaktan açma ve kapama yapmaya müsait cihazlardır.

Alçak gerilim hücrelerinde de, aynı orta gerilim hücrelerinde bahsedildiği gibi şebeke bilgisayarları yine önemli olan çıkışlara yerleştirilmiştir.

4.4.4. 4300 şebeke bilgisayarı

Tesislerin, binaların enerji dağıtım sistemlerinde ve şehir şebekelerinde hassas akım ve güç ölçümü için kullanılır. 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 talep, kWsaat, güç faktörü ve maksimum kW talep olarak yapılır. Ölçüm modülü, elektrik dağıtım iletişim sistemine bağlanır. Cihazın ölçüm hassasiyeti akım, gerilim ölçümlerinde % 0.5; güç ölçümlerinde ise % 1'dir. Tüm sistem şifre korumalıdır. 4300 şebeke bilgisayarı, endüstriyel ortamlarda kullanım için imal edilmiştir. Sağlam mikroişlemci tabanlıdır.

4.4.5. S7-I/O giriş/çıkış üniteleri

Trafo merkezlerinden ihbar, konum gibi sinyalleri toplamak amacıyla S7-I/O giriş/çıkış üniteleri kullanılmaktadır. Bu üniteler salt panolarının içine monte edilir. S7-I/O giriş/çıkış üniteleri, salt 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) dijital giriş, dijital çıkış bulunmaktadır. 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. Merkezde bulunan şalter pozisyonları ve ihbarların konumunu gösteren giriş üniteleri, şalterlere açma/kapama emirleri gönderilmesini sağlayan çıkış üniteleri, trafo merkezinin kumanda merkezine bilgi göndermesini sağlayan haberleşme kartı vardır.

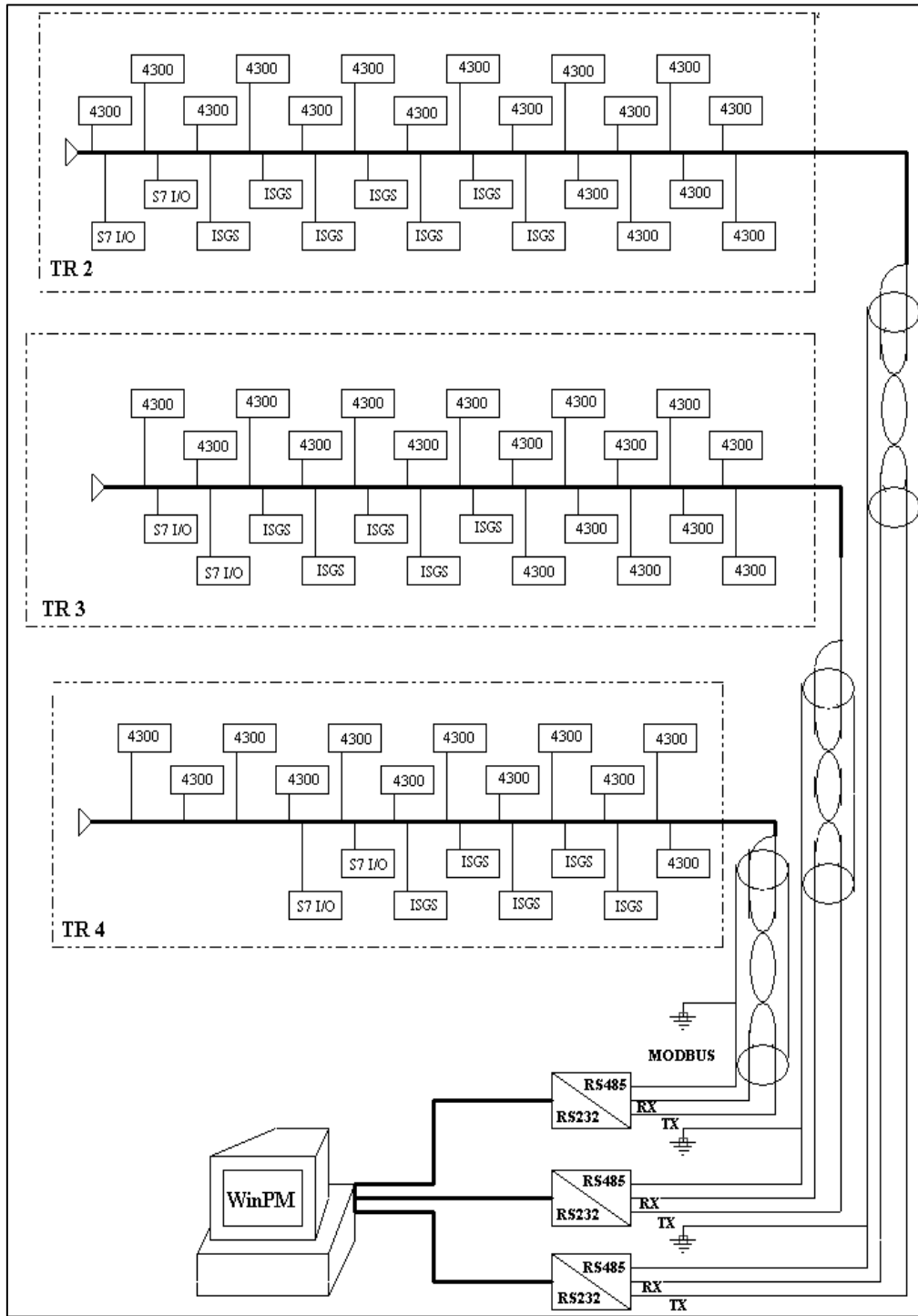
4.4.6. Haberleşme teçhizatı

S7 I/O lar 15/0.4 KV luk trafolardan sıcaklık alarmı buchholz rölesinden gelen işaretleri toplar ve RS485 iletim ortamından ana kumanda merkezine iletir. Ana kumanda merkezinde RS232/RS485 çeviriciler mevcuttur. Bu çeviricilerden sonra bilgisayarın com portuyla WinPM SCADA yazılımıyla veriler işlenir operatöre bilgi aktarılır. ISGS akıllı koruma röleleri ile 4300 şebeke bilgisayarları da modbus protokolü ile WinPM SCADA yazılımıyla haberleşir. Modbus protokolü master/slaves efendi/köle tekniğini kullanarak haberleşir. Haberleşmeyi master başlatır. Slave düğümler master düğüm tarafından bir istek emri almadığı sürece asla veri iletimi yapmaz. Slave düğümler kendi aralarında hiçbir şekilde haberleşemezler. Modbus protokolünün bir çerçeve yapısı Şekil 4.8'deki gibidir.

Başlangıç	adres	fonksiyon	veri	CRC
-----------	-------	-----------	------	-----

Şekil 4.8. Modbus protokolü çerçeve yapısı [13]

Modbus protokolü 247 adet slave'i destekler fakat fiziksel katmanında RS485 kullanıldığı için bu sayı 31 ile sınırlanır. Şekil 4.9'da. trafo merkezlerinden ana kumanda merkezi haberleşme teçhizatı gösterilmiştir.



Şekil 4 .9. SCADA'nın uygulandığı proje haberleşme teçhizatı

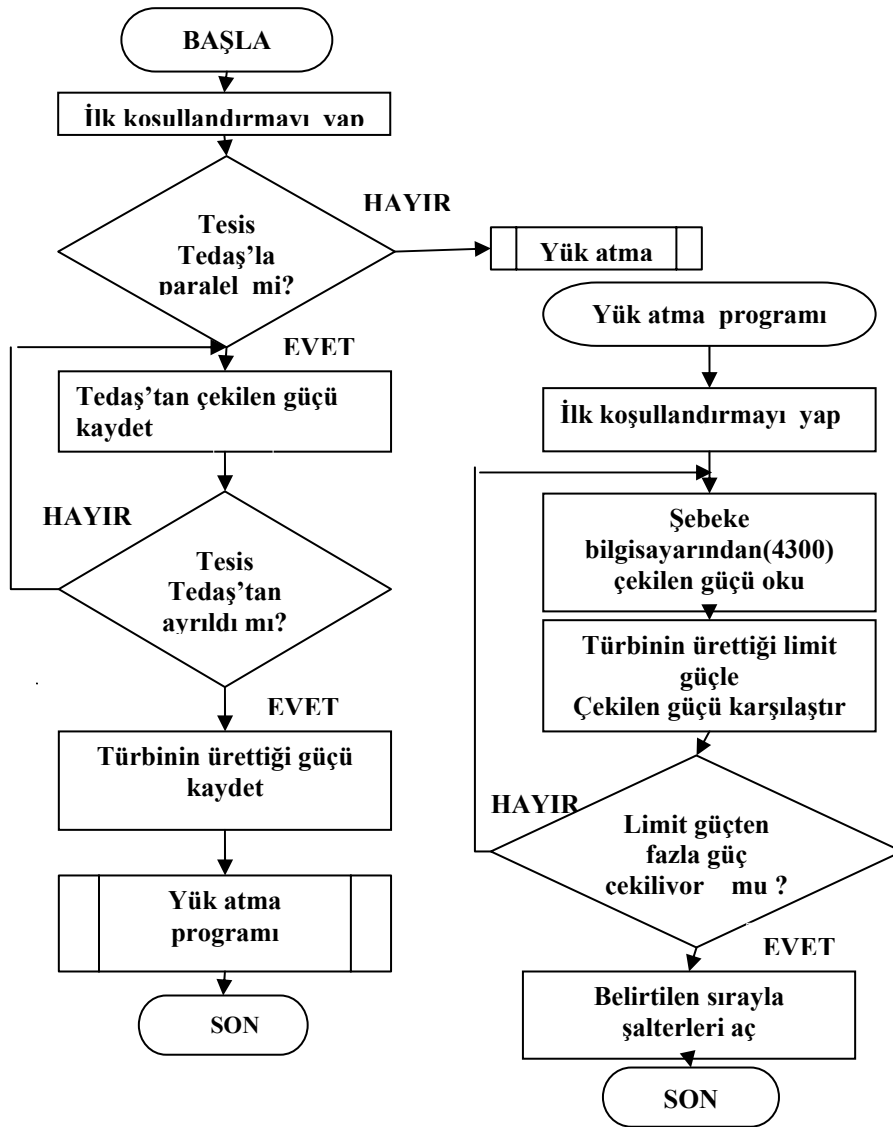
4.5. Otomatik Yük Atma

Ana kumanda merkezinde bulunan PLC cihazı trafo merkezlerinde bulunan diğer PLC'lerle profibus protokolüyle haberleşmektedir. Yük atma otomatik olarak gerçekleştirilecektir. PLC sistemi, işlemci ile giriş ve çıkış kartlarından oluşmaktadır. PLC sistemim beslemek üzere 220V AC / 24V DC veya 110V DC / 24V DC'lik güç kaynağı mevcuttur. Sahadan gelecek dijital ve analog sinyaller mesafenin uygun olması kaydıyla normal sinyal kablolarıyla aktarılır.

4.5.1. Yük atma senaryosu

Yük atma sistemi güce bağımlı olarak yük atacaktır. TEDAŞ'tan çekilen ve türbinin ürettiği güç sürekli olarak PLC tarafından izlenecektir. Yük atmaya girecek şalterler veya sistemler de PLC tarafından izlenecektir. Bu tip uygulamalarda hız önemli olduğundan seçilecek işlemci bu değişken güç bilgilerini 150-200 ms içerisinde yenileyecektir. Yük atma sistemi, türbinin TEDAŞ'la paralel olarak çalışması hallerinde pasif olarak çalışacak fakat türbinin ada moduna gelmesiyle beraber aktif hale gelecektir. PLC pasif halde çalışırken sürekli olarak TEDAŞ'tan çekilen gücü ölçecektir. Ada moduna geçtiğinde TEDAŞ'tan çekilen güç miktarı 1.1 emniyet payı ile çarpılarak bu kadarlık bir gücü tesisten atmak için sahaya 'yükleri at' sinyallerim gönderecektir. Bunun yanı sıra TEDAŞ'tan ayrıldığı anda PLC türbinin ürettiği gücü hafızasında tutarak bu değeri limit değer olarak kullanacaktır. Böylece yük atma için gereken limit değer sabit değil de değişken bir yapı halinde olacak ve tesiste oluşabilecek her durum için ayrı bir limit değer PLC belirleyecektir.

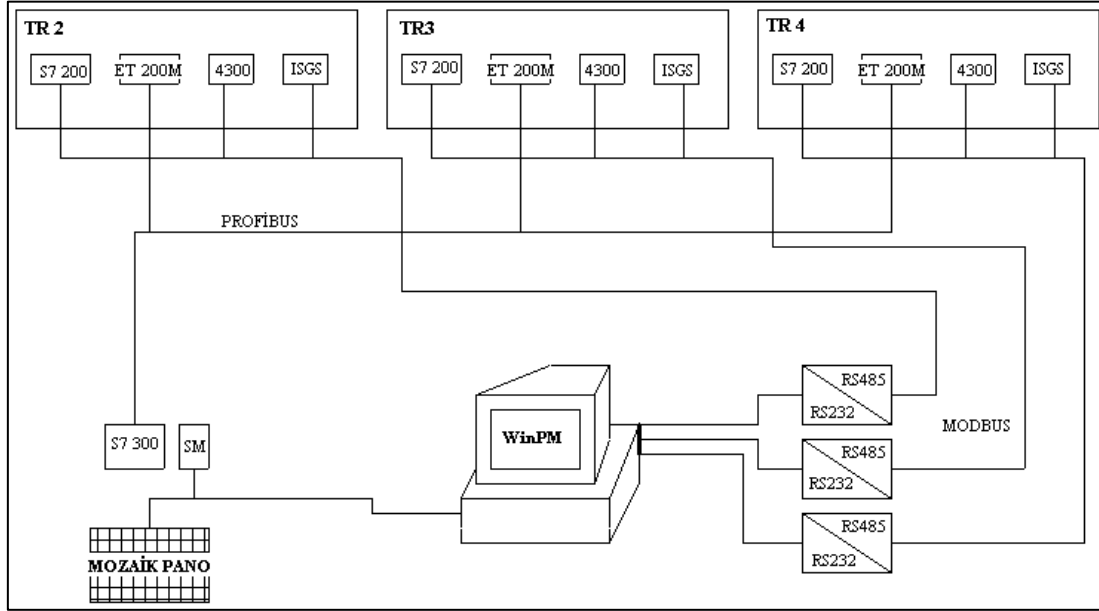
Yukarıda da izah edildiği üzere PLC, türbinin ada moduna gelmesiyle beraber belli bir emniyet payı ile TEDAŞ'tan çekilen güce denk bir gücü tesisten atmaktadır ve kendisine limit değer olarak TEDAŞ'tan ayrılmadan hemen önceki güç miktarını alır. Bu işlemleri takiben yeniden TEDAŞ'la paralel çalışma moduna geçinceye kadar PLC aktif halde kalarak sürekli olarak yük kontrolü yapar. Eğer türbinden çekilen güç PLC'nin belirlediği limit güce yaklaşmış ise PLC tekrar sahaya yükleri devreden çıkarmak için sinyaller yollayacaktır.



Şekil 4.10. Tesisteki yük atma sistemi algoritması

Şekil 4.10'da yük atma sistemi gösterilmiştir. Yük şalterleri veya sistemleri belli bir sıra ile devre dışı edilirler. Yük atma sırası operatör tarafından girilir. Tesisin çektiği güç, türbinin verebileceği güç miktarının altında kalıyorsa PLC otomatik olarak devre dışı ettiği yükleri devreye alabileceği gibi operatöre çeşitli uyarılar yaparak manuel olarak da yükler devreye alınabilir. Tabi devre dışı bıraktığı şalterlerin S7 çıkışlarını kullandığı için bu adresler hafızada tutulur, daha sonra otomatik olarak yüklerin otomatik olarak devreye alınması aşamasında yük atmada devre dışı olan şalterler kullanılır böylece otomatik çalışmada olası bir kazanda engellenmiş olur.

Tesis mozaik sistem ve SCADA sistemi kullanarak ana kumanda merkezinden izlenir ve kumanda edilir. Şekil 4.11’de yük atma cihazları gösterilmiştir,



Şekil 4.11. Yük atmayla ilgili cihazların bağlantı şeması

4.6. SCADA Yazılımı

Sistemin doğru çalışması ve güvenilir olması gerekmektedir. Birçok firma endüstriyel kontrol için pek çok SCADA yazılımlarını paket program olarak sunmaktadırlar. Siemens tarafından geliştirilen ve proje WinPM 5.0 versiyonu kullanılmıştır. WinPM window tabanlı çalışmaktadır. Güç sistemlerinin kontrolü ve kumandasında kullanılmaktadır. Mühendisler, muhasebeciler, yöneticiler teknisyenler bu yazılım ile kendileriyle ilgili kısımlara ulaşabilmektedirler. Faturalandırma güç kalitesi koruyucu bakım bu program sayesinde kolayca yapılmış olur. 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

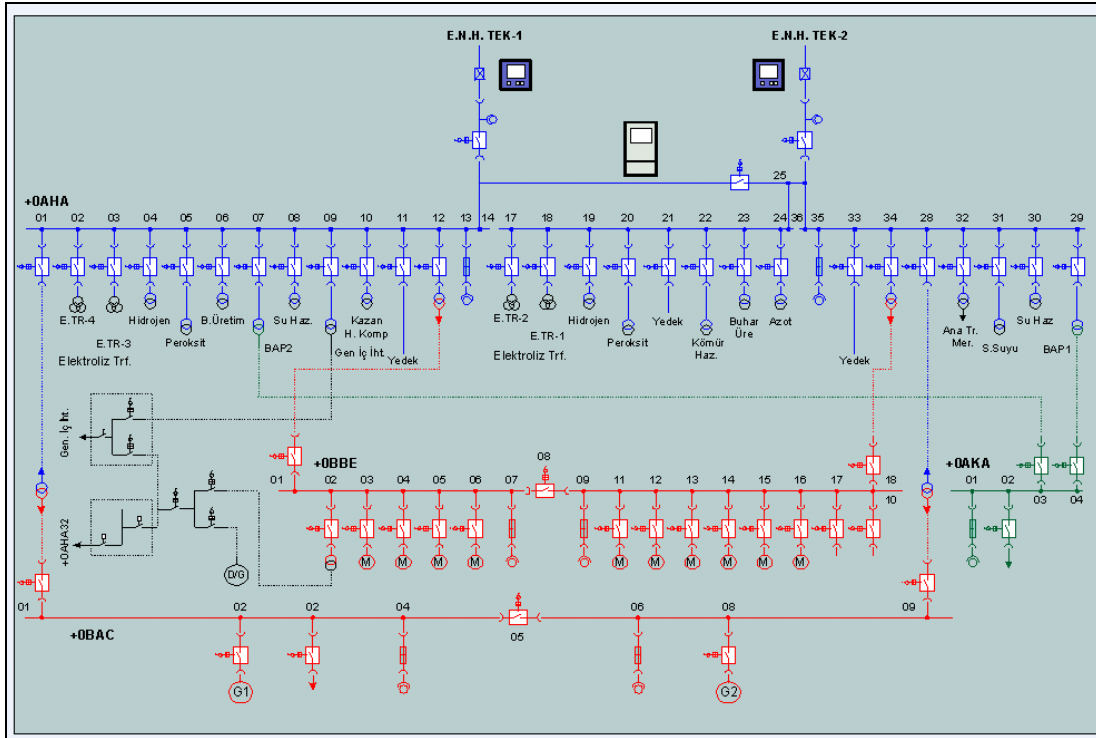
bastırılabilir. Ayrıca ölçülen değerler trend eğrileri şeklinde de bilgisayarda kaydedilmektedir.

WinPM yazılımının DDE (Dynamic Data Exchange) özelliği sayesinde, WinPM ile yaygın kullanımı olan microsoft excel uygulamaları arasında anlık bilgi aktarım yapılabilmektedir. Bu fonksiyon yardımıyla raporlama paketiyle enerji tüketim ve kayıp raporları hazırlanabilir

4.6.1. Operatör istasyonu yazılımı

Mevcut durumda operatör istasyonu WinPM programı kullanılarak yazılımı yapılmıştır.

Phoenix Contact_Visu+1.0 programı kullanılarak tek hat şeması ve şalt planının incelenmesi sonucunda bu plana uygun diyagramlar hazırlanmıştır. Genel şema şekil 4.12’de gösterilmiştir.

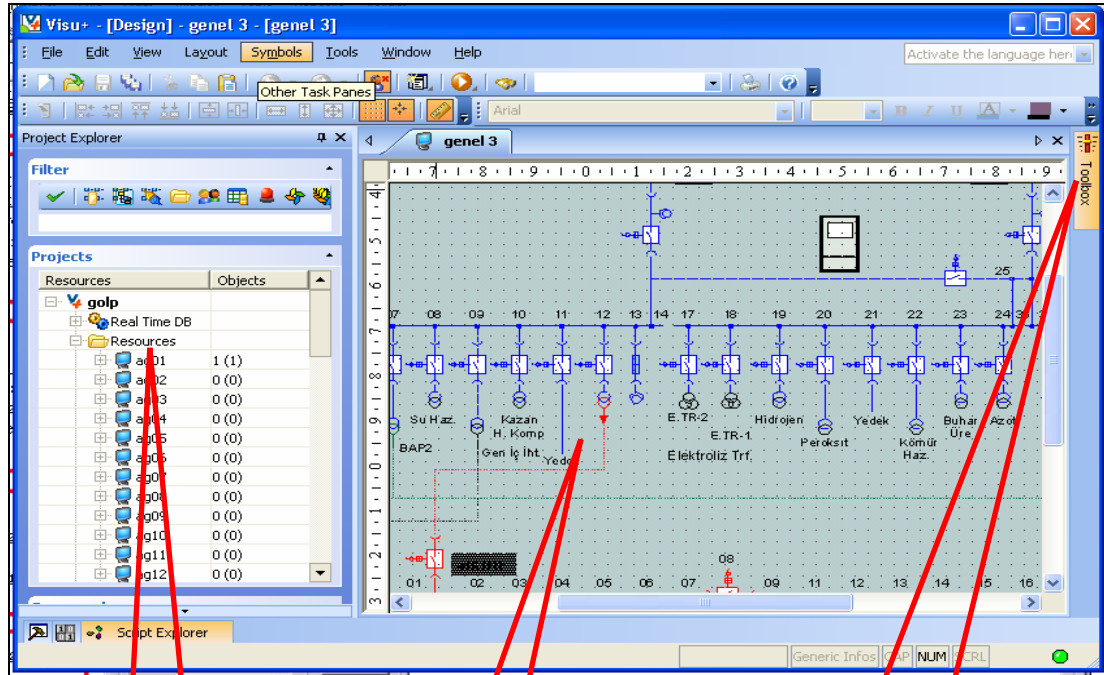


Şekil 4.12. Visu+1.0 'de kullanılan genel şema

4.6.2. Tek hat diyagramının çizimi

Tek hat diyagramının çizimi: Ana ekranda ölçüm sistemini oluşturan bütün araçları göstermek için genelde tesisin tek hat diyagramı çizilir.

Phoenix Contact_Visu+1.0 operatör yazılım kısmının temel bileşenleri Şekil 4.13'de görevleri ile açıklanmıştır. Burada kaynaklar klasörü altında yeni ekran ekle denilip, isim verilir. Kullanıcı tesisi izlemesi için oluşturulan bu ekranı araç kutusu dan veya sembol kütüphanesinden seçilen şekillerle tek hat sayfaları oluşturulur. Elektrik şemasından teçhizatın konum bilgileri elektriksel parametreler gerçek zamanlı olarak operatöre sunulur.



Operatörün kullanacağı sayfalar kaynak klasörün altında

Şemaların çizildiği editör kısım

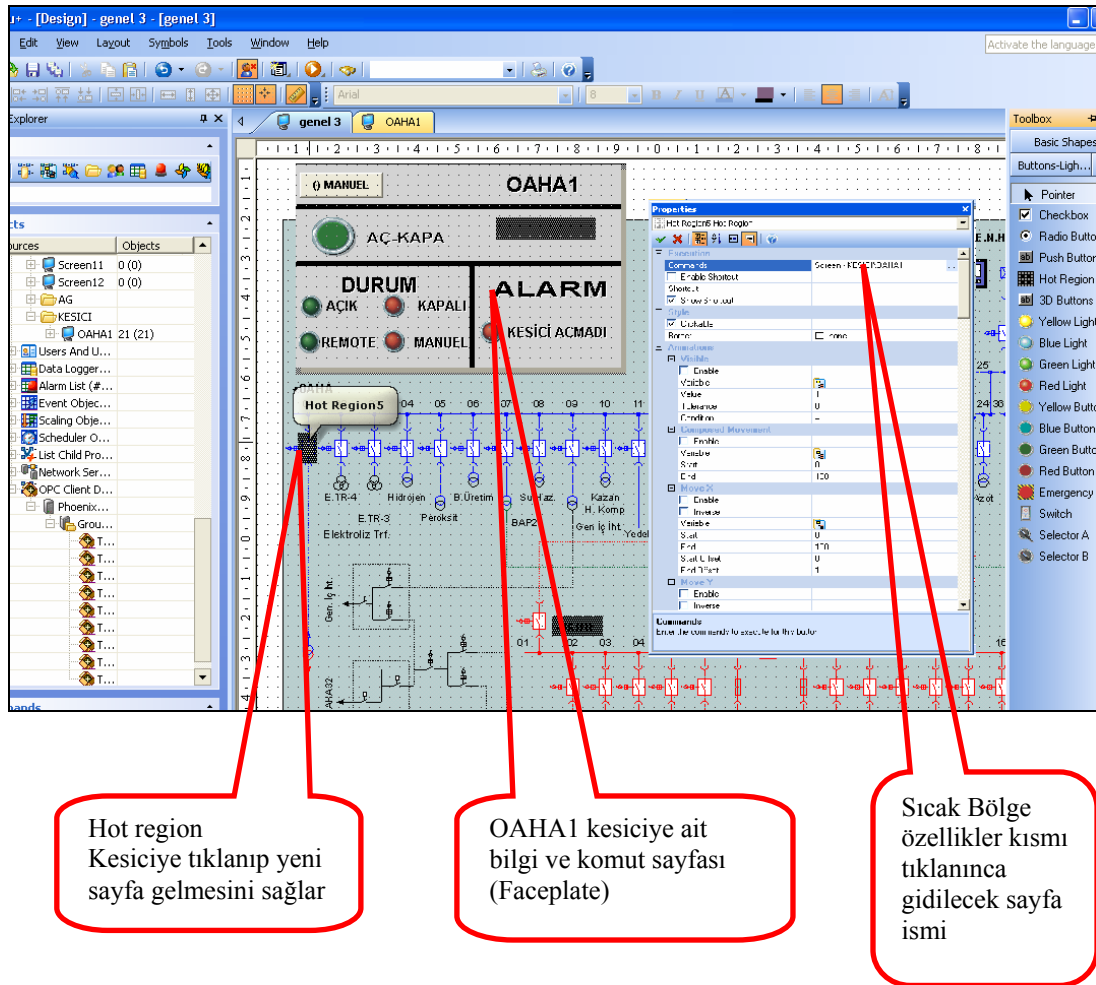
Çizim için kullanılan öğelerin bulunduğu araç kutusu

Şekil 4.13. Visu+1.0

4.6.3. Gerçek zamanlı veri alışverişi

Phoenix Contact_Visu+1.0 kısmında hazırlanan şalt şemalarından sonra uzaktan kumandayı sağlayarak kesicilere uzaktan açma kapama komutu vermek kesicinin herhangi bir arıza durumunu operatöre bildirmek işletme anında kesicinin üzeri tıklandığında gerçek zamanlı olarak veri alışverişi yapan yeni bir arayüz (Faceplate) gelir. Bu arayüzde kesici aç kapa düğmesi durum bilgileri alarm bilgisi vardır.

Bu kesicinin üzerine araç kutusundan sıcak bölge (hot region) öğesi seçilip yerleştirilir. Sıcak bölge (hot region) özelliklerinden yürütme komutu olarak kesici tıklanınca OAHA1 ekranını gitmesi için ayarlanır. Böylece operatör ekranından kesiciyi uzaktan hem izlenmesi sağlanır hem de aç kapa komutları göndermesi sağlanır. Şekil 4.14'de gösterilmiştir.

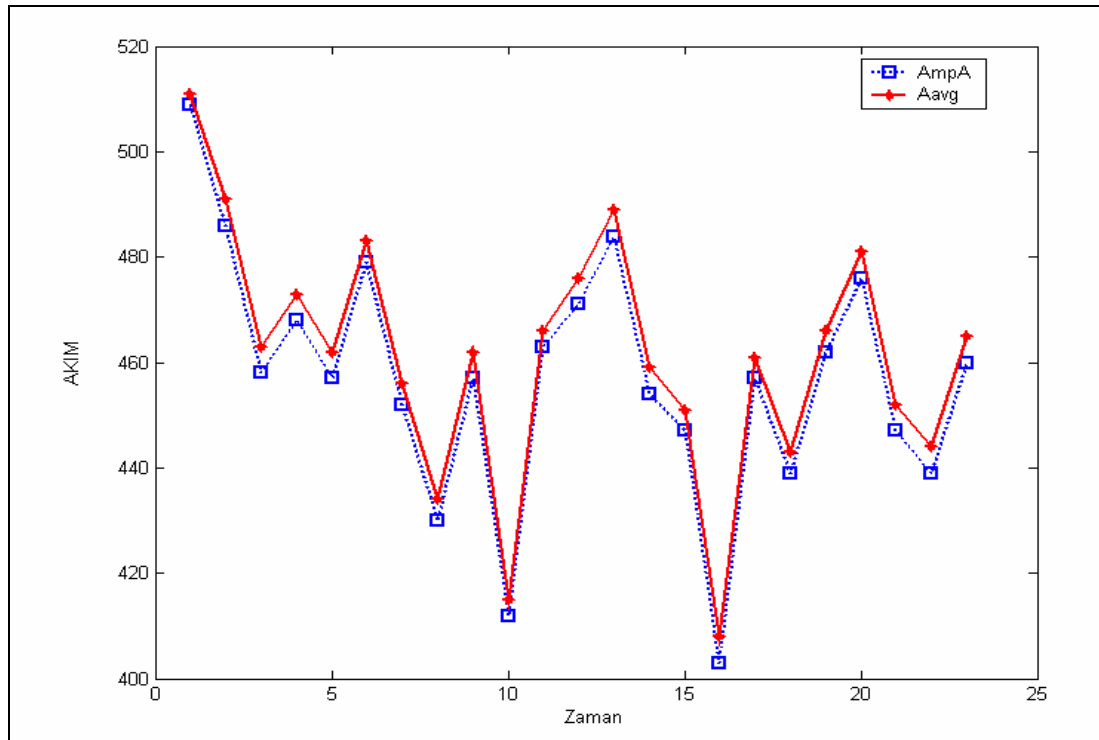


Şekil 4.14. SCADA'dan kesiciye komut gönderme

4.6.4. Geçmiş zaman grafikleri

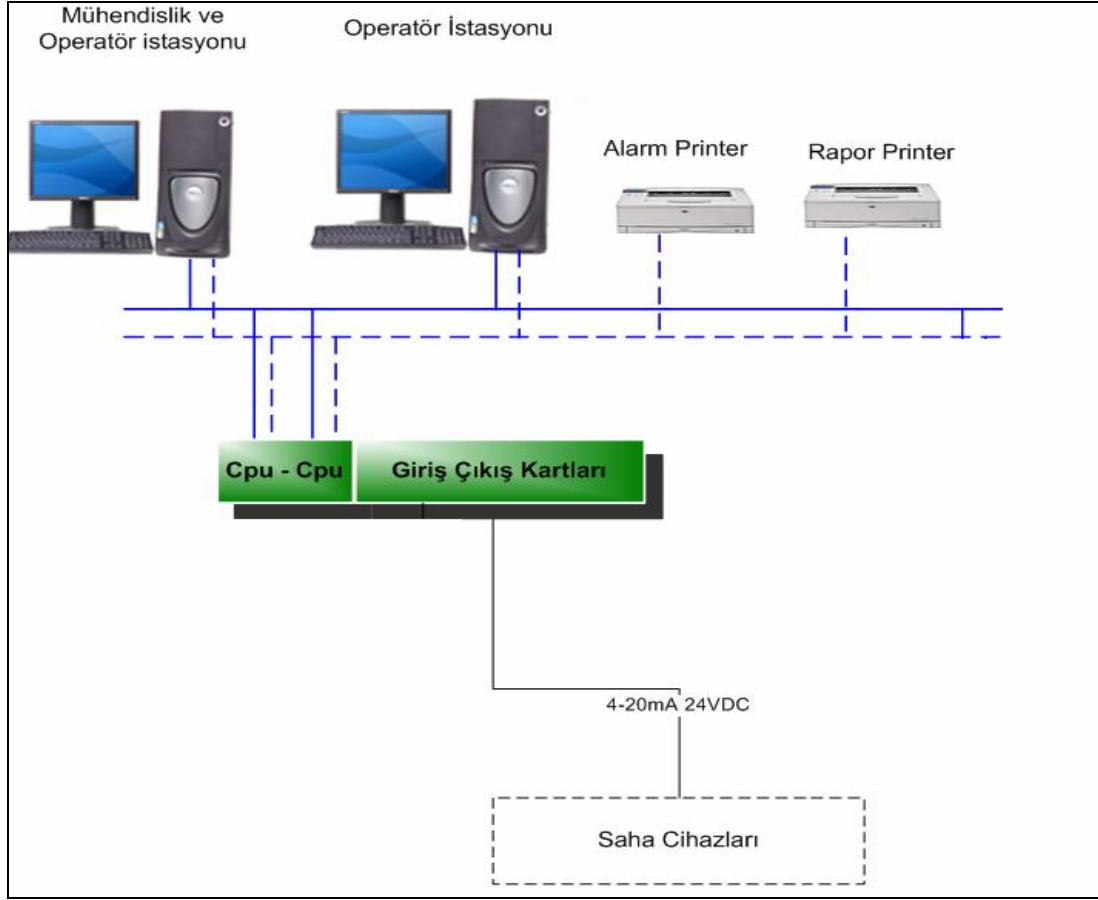
Geçmiş zaman grafikleri (Trendler): Operator istasyonları, gerçek zamanlı veya geçmiş tesis bilgilerini gösterir. Sistem, kullanıcı tanımlı trendler yapmaya olanak tanır, istenildiğinde önceden ayarlanmış grafikler kullanılır.

Bir trend içersine hem geçmiş hemde anlık trend bilgisi yer alır. Birbirleri arasında ki geçiş de bir aksama olmaz. Şekil 4.15’de G1 in A fazı akımı ve ortalama akım aynı grafikte gösterilmiştir.



Şekil 4.15. Geçmiş zaman grafikleri

Trendleri analiz etme amacıyla, aynı grafik üzerinde ki trendlerin zaman referansları farklı olabilir ve grafik yukarı aşağıda oynayabilir. Buna ek olarak, bir trend zaman içersinde hareket ettirilerek, başka zamanda olmuş bir trend ile mukayese edebilir. Şekil 4.16’da trend hazırlama kısmı gösterilmiştir.



Şekil 4.17. SCADA mimarisi

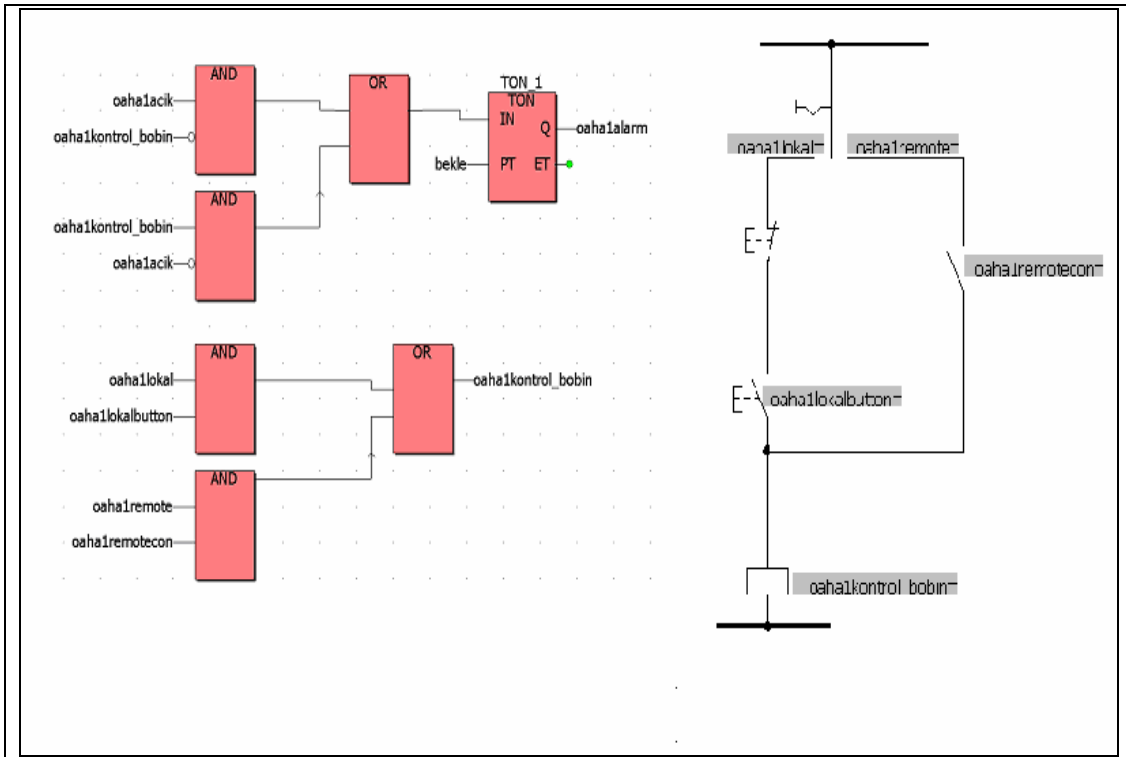
Operatör ekranının hazırlandıktan sonra sahadan veri toplamak ve sahaya komut yollayarak kesiciyi kontrol etmek gerekmektedir. Bu amaçla Phoenix Contact_Visu+1.0 operatör yazılımı ile sahaya dağıtılmış denetçileri bilgi alış verişi AX OPC server programı sayesinde olmaktadır.

Şaltdaki OAHA1 kesiciyi uzaktan ve mahallinden açıp kapamak için şekil 4.18'de sol tarafta denetçide ki yazılım sağ tarafta ise kesici panosundaki kumanda şeması yer almaktadır. Çift yönlü anahtarla lokal ve remote seçilip kesicinin uzaktan veya mahallinden kumanda edilmesi sağlanır. Lokal seçilmiş ise uzaktan kumanda edilemez buda iş güvenliği açısından önemlidir.

Denetçinin lojik kapılarla yapılan yazılımında kesiciye aç işareti yollanır kontrol bobini enerjilenmiş ise geri bildirim rölesinden açtı bilgisi gelmiş ise alarm vermez.

Ancak bu şartlardan biri gerçekleşmemiş ise zamanlayıcı çalışır ve sonunda OAHA1 bilgi ekranına alarm olarak gider.

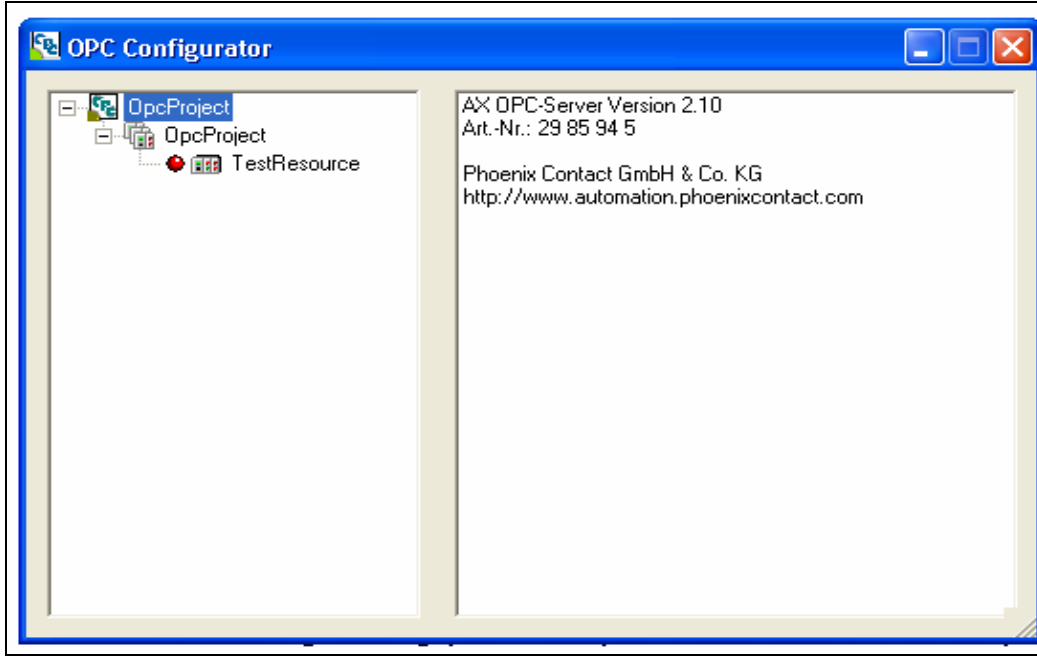
Durum normal ise anahtar remote konumda ise OAHA1 ekranında aç biti 1 yapılmış ise kontrol bobini enerjilenir ve kesici açar veya anahtar lokal konumda ise lokal düğmeye basılmış ise kesici yine açar. Şekil 4.18'de sol taraftaki yazılımda görülmektedir.



Şekil 4.18. Kontrol yazılımı

4.6.6. Çift yönlü veri akışı programı

OPC (Object Linking and Embedding for Process Control proses için nesne bağlama ve yerleştirme): İki ayrı uygulama arasında çift yönlü gerçek zamanlı veri akışı sağlayan yazılımdır. İki ayrı uygulama Phoenix Contact_Visu+1.0 ile sahadaki denetçi arasında çift yönlü gerçek zamanlı veri akışı AX OPC server programı sayesinde olmaktadır. Şekil 4.19'da gösterilmiştir.

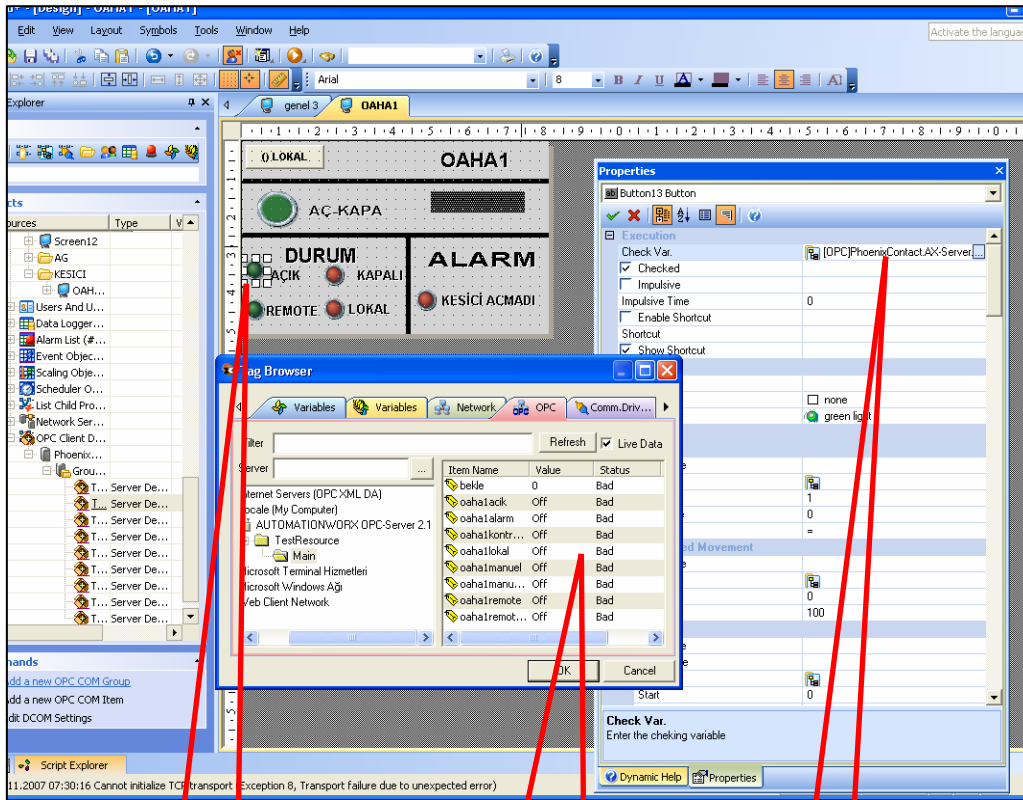


Şekil 4.19. OPC server ayarları

Şekilde OPC server ayar ekranı görülmektedir. Bu ekranla kullanılan denetçi seçilip tanıtılır.

Phoenix Contact_Visu+1.0 da ise yeni OPC ögesi ekle seçilip mantıksal yazılımda tanımlanmış değişkenler operatör yazılımında kullanılmak üzere eklenir.

Örneğin OAHA1 sayfasında durum bilgisi veren ve kesicinin açık olduğunu gösteren led şekil 4.20’de gösterilmiştir. Led çift tıklanır, özellikler penceresi gelir, denetim değişkeni satırı açılınca etiket listesi penceresinden OPC kısmı açılır ve denetleyicide tanımlanmış değişkenler görülür. Buradan oaha1acık değişkeni seçilir böylece kesici açtığı an oaha1acık değişkeni 1 olur ve durum ledi yeşil olarak yanar



Açık konum ledi

Etiket listesi
OPCde tanımlanmış
değişkenler

Denetim
değişkeni
satırı

Şekil 4.20. Çift yönlü veri akışı

BÖLÜM 5. ELEKTRİK TESİSİNİN İZLENMESİ VE ANALİZİ

5.1. Giriş

Elektrik güç sistemlerini oluşturan bileşenler yaklaşık lineer olmasına rağmen, güç akışı reaktif ve aktif bileşenler nonlineerdir. Bundan dolayı yük akışı nonlineer denklemlerle çözülür. Normalde elektrik şebekelerinde binlerce bara mevcuttur. Bundan dolayıdır ki çözümü çok büyük emek ister. Güç akışı elektrik şebekelerinde her bir baranın voltajı baralar arasındaki hatların empedanslarıyla hesaplanır. Her bir bara'ya giren ve çıkan güç akışı toplanır. Yük akışında ise voltajın genliği ve açısı doğru bir şekilde bilinmesinden ibarettir.

Başlangıçta güç sistemlerini baralar ve bunları birbirine bağlayan hatlarda ibaret görürüz her bara bir düğüm gibi görebilir.

- Generatör barası: Aktif güç ve gerilim genlik değeri belirtilir (P_i, V_i). Q_i, δ_i değerleri hesaplanır [18].
- Yük barası: Aktif ve reaktif güç değerleri belirtilmiştir (P_i, Q_i). V_i, δ_i değerleri hesaplanır [18].
- Salınım barası: Sabit genlik ve faz açısına sahip gerilim kaynağıdır. V_i, δ_i değerleri bilinir, P_i, Q_i değerleri hesaplanır [18].

5.2. Gauss Seidel Yöntemiyle Güç Akışı

Güç akışı sonucunda, sistemdeki tüm jeneratörleri verdiği aktif ve reaktif güç değerleri bulunur. Gene bu algoritma sonunda, salınım barası dışındaki tüm baraların gerilim açıları ile yük baralarının gerilim ve faz açılan bulunur. Yük akışı sonucunda hatlardaki aktif ve reaktif kayıp güç değerleri bulunur [18].

İki düğüm arasında hattın admitansı

$$Y_{ij} = Y_{ji} = \frac{1}{Z_{ij}} = \frac{1}{Z_{ji}} \quad [19]$$

Hatlara ilişkin görünür güç ifadesi

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad [19]$$

Hatlardaki kayıp

$$S_{Kij} = S_{ij} + S_{ji} \quad [19]$$

Gaus-Seidel metoduna göre bilinmeyen bara gerilimlerine tahmini değerler verilir. Belirtilen aktif ve reaktif güçler ve baralardaki tahmini değerlerden her bara için yeni bir gerilim değeri hesaplanır. Bu gerilim değeri diğer baraların gerilim değerlerinin hesaplanmasında kullanılır. Bu işlem sayısına iterasyon sayısı denir, iterasyon belirtilen minimum değerden küçük olana kadar devam edilir.

Bu yöntemde güç akışı cebirsel nonlinear denklem takımına indirgenir. Bilgisayar programlarıyla Gauss - Seidel çözüm sistemine ilişkin algoritmalar düzenlenip bilgisayarla çözümlenmelere ulaşılabilir, n iterasyon sayısını göstermek üzere bir baraya ilişkin akım değeri,

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad [19]$$

Formülü ile hesaplanır. Kompleks güç cinsinden akımın değeri

$$\frac{P_i - JQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad [19]$$

İfadesinden bulunur. Baraya ilişkin gerilim ifadesi,

$$V_i^{k+1} = \frac{\frac{P_i - JQ_i}{V_i^{*k}} + \sum Y_{ij} V_j^k}{\sum Y_{ij}} \quad [19]$$

Formülü ile hesaplanır. Baraya ilişkin aktif güç ifadesi

$$P_i^{k+1} = R[V_i^{*k} (V_i^k \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j^k)] \quad [19]$$

Formülü ile bulunur. Reaktif güç ifadesi,

$$Q_i^{k+1} = -\text{Im}[V_i^{*k} (V_i^k \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j^k)] \quad [19]$$

Formülünden hesaplanır. Herhangi bir baraya ilişkin gerilim değeri,

$$V_i^{k+1} = \frac{\frac{P_i - JQ_i}{V_i^{*k}} + \sum_{j \neq i} Y_{ij} V_j^k}{Y_{ij}} \quad [19]$$

Formülünden bulunur. Herhangi bir baraya ilişkin aktif güç değeri,

$$P_i^{k+1} = R[V_i^{*k} (V_i^k Y_{ij} + \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i^k)] \quad [19]$$

Formülünden bulunur. Herhangi bir baraya ilişkin reaktif güç değeri,

$$Q_i^{k+1} = -\text{Im}[V_i^{*k} (V_i^k Y_{ij} + \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i^k)] \quad [19]$$

Formülüyle bulunur.

5.3. Powerworld Simulator Programıyla Yük Akışı

Elektrik sisteminin güç akışı powerworld Simulator programıyla hesaplanmıştır. Salınım barası olarak sistemin ulusal şebeke ile paralele girdiği oaha barası seçilmiştir. Jeneratörler obac barasındadır obbe oaha barası ile birlikte iç ihtiyacın karşılandığı yük barasıdır. Oaka fabrikalarda bulunan 15/0.4 kV luk güç trafolarının olduğu yük barasıdır.

13.06.2007 tarih ve saat 10.00 da ölçülen değerler bara gerilimleri ve jeneratör üretimleri tablo 5.1'deki gibidir.

Tablo 5.1. Tesiste ölçülen değerler tablosu

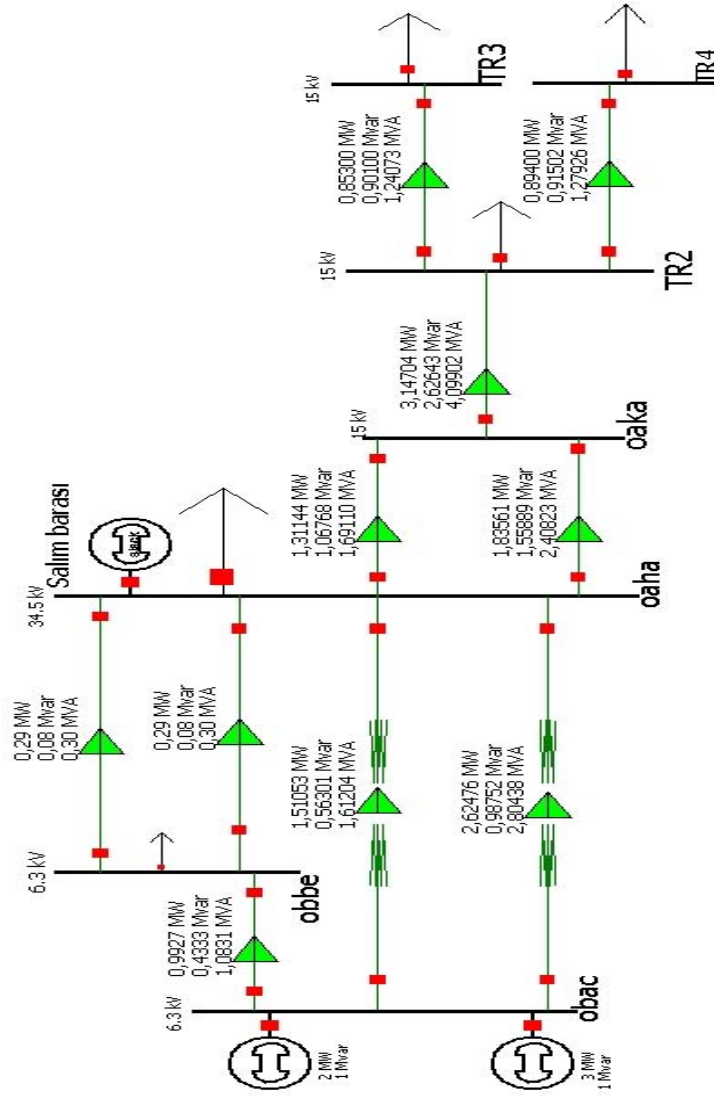
Ad	Gerilim (kV)	Yük(kw/kvar)		Ölçülen Değerler			
		G1 (kw/kvar)	G2 (kw/kvar)	G1 (kw/kvar)	G2 (kw/kvar)	G1 (kw/kvar)	G2 (kw/kvar)
abac	6,307			2270	861	2858	1123
oaha	34,89	2410	910				
obbe	6,696	410	280				
oaka	14,98						
TR2	15,232	1840	810				
TR3	15.168	860	200				
TR4	15,105	980	440				

Orta gerilim hatlarındaki yük akışı yine 13.06.2007 tarih saat 10.00 değerleri tablo 5.2'deki gibidir.

Tablo 5.2. Tesiste ölçülen yük akışı değerleri tablosu

Ölçülen Yük Akışı Değerleri		
Ad	MW	KVAR
obac - oaha	1,691	528,94
obac - oaha	2,7190	878,66
obac - obbe	0,9919	480
oaha - obbe	0,350	275
oaha - obbe	Açık	Açık
oaha - oaka	1,84	543
oaha - oaka	1,32	640
oaka - TR2	3,147	1.081
TR2 - TR3	853	901
TR2 - TR4	894	915

Powerworld Simulator programıyla orta gerilimdeki yük akışları şekil 5.1'de hesaplanmıştır.



Şekil 5.1. Powerworld simulator programıyla yük akışı

Tablo 5.3’de powerworld yük akışı sonuçları şu şekildedir.

Tablo 5.3. Powerworld yük akış tablosu

Powerworld Yük Akışı Değerleri		
Ad	MW	KVAR
obac - oaha	1,51053	560
obac - oaha	2,62476	990
obac - obbe	0,9927	433
oaha - obbe	0,290	80
oaha - obbe	0,290	80
oaha - oaka	1,83566	1.555
oaha - oaka	1,31144	1060
oaka - TR2	3,147	2.620
TR2 - TR3	853	901
TR2 - TR4	894	915,052

Powerworld simülasyon programında hesaplanan bara gerilimleri ve jeneratör üretim değerleri tablo 5.4 deki gibidir.

Tablo 5.4. Powerworld değerler tablosu

Powerworld Simülasyon Programında Bulunan Değerler								
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
obac	6,3	1,00003	6,3	0,93			5,13	1,98
oaha	34,5	1	34,5	0,92	2,41	0,91	0,84	1,83
obbe	6,3	1,00001	6,3	0,93	0,41	0,28		
oaka	15	0,99998	15	0,92				
TR2	15	0,99991	14,999	0,92	1,4	0,81		
TR4	15	0,9999	14,998	0,92	0,89	0,92		
TR3	15	0,99989	14,998	0,92	0,85	0,9		

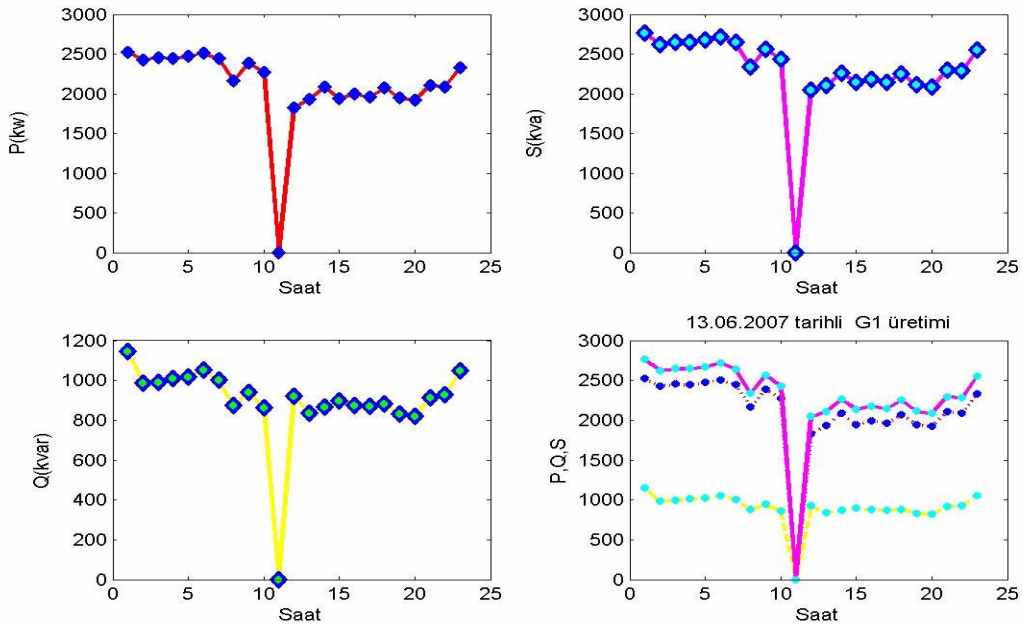
Sonuç olarak simülasyon programı ve o tarihte alınan değerlerin sonuçları çok yakındır. Ölçülen değerler anlık değerler olduğundan tüm güç analizörlerin senkron olarak çalışmadığından ve okuma hatalarının da olabileceği düşünülmelidir.

5.4. SCADA Yazılımıyla Arıza Analizi

Operatör istasyonunda, gerçek zamanlı veya geçmiş sistem bilgilerini gösterebilir. Sistem, kullanıcı tanımlı trendler yapar, istenildiğinde önceden ayarlanmış trendler kolaylıkla açılabilir. Bir trend içersine hem geçmiş hemde anlık trend bilgisi yer alır. Analiz etme amacıyla, aynı grafik üzerinde iki farklı değer gösterilir. Daha önce karşılaşılan sorunlarda sistemin tepkisini grafiksel olarak görmek sistem işletmeciliği açısından güvenilirlik ve kolaylık sağlamaktadır.

5.4.1. Jeneratör geçmiş zaman üretim grafiği

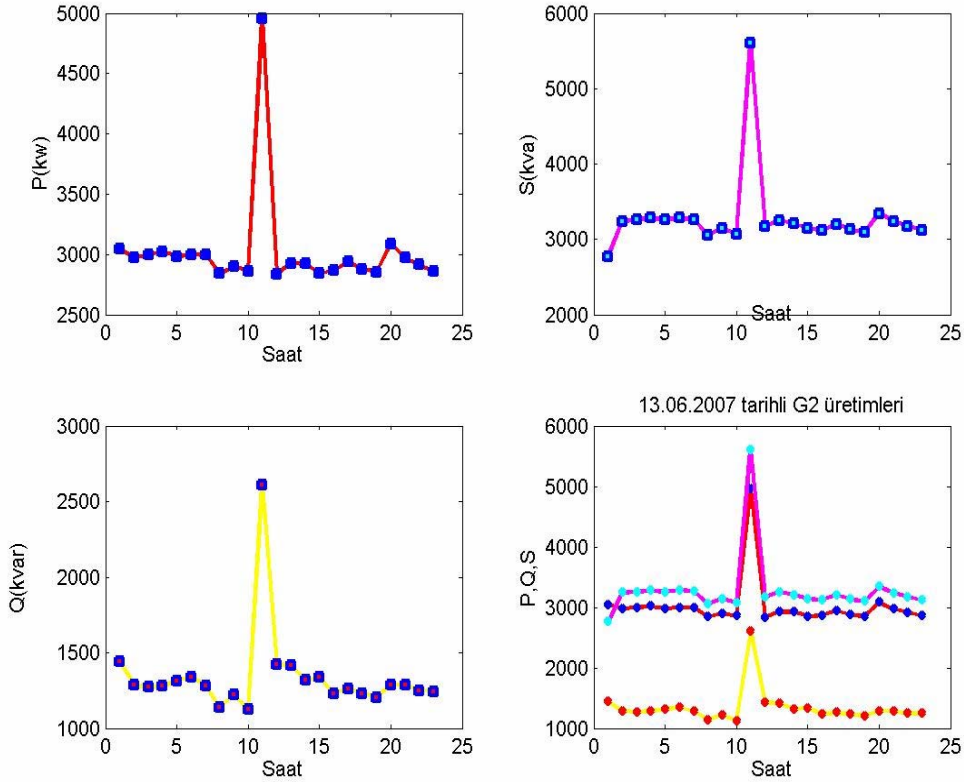
Aşağıdaki şekil 5.2’de 13.06.2007 tarihine ait saatlik G1 ait veriler bulunmaktadır.



Şekil 5.2. G1 13.06.2007 tarihli üretimi

G1 jeneratörü fabrikada paralel olarak G2 jeneratörüyle birlikte müstakil bir yükü beslemektedirler. Yükün karakteristiğine göre aktif ve reaktif güç üretmektedir. Saat 11.00 alınan değerde devreden çıkmış ve güç üretmemektedir. Saat 12.00 da alınan değerde ise tekrar güç üretmektedir.

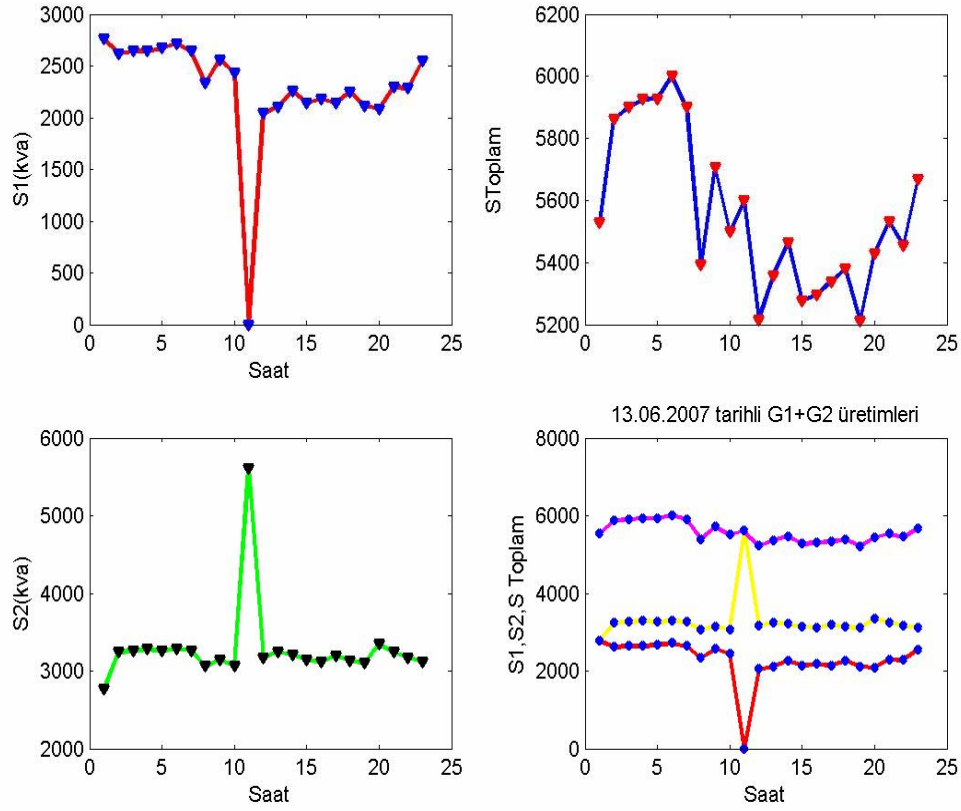
Şekil 5.3'de G2 jeneratörünün 13.06.2007 ait verileri bulunmaktadır.



Şekil 5.3. G2 13.06.2007 tarihli üretimi

G2 jeneratörü fabrikada paralel olarak G1 jeneratörüyle birlikte müstakil bir yükü beslemektedirken, saat 11.00 alınan değerlerde G1 devreden çıkmış ve tüm yükü G2 olarak reaktif ve aktif güç üretmeye devam etmiştir.

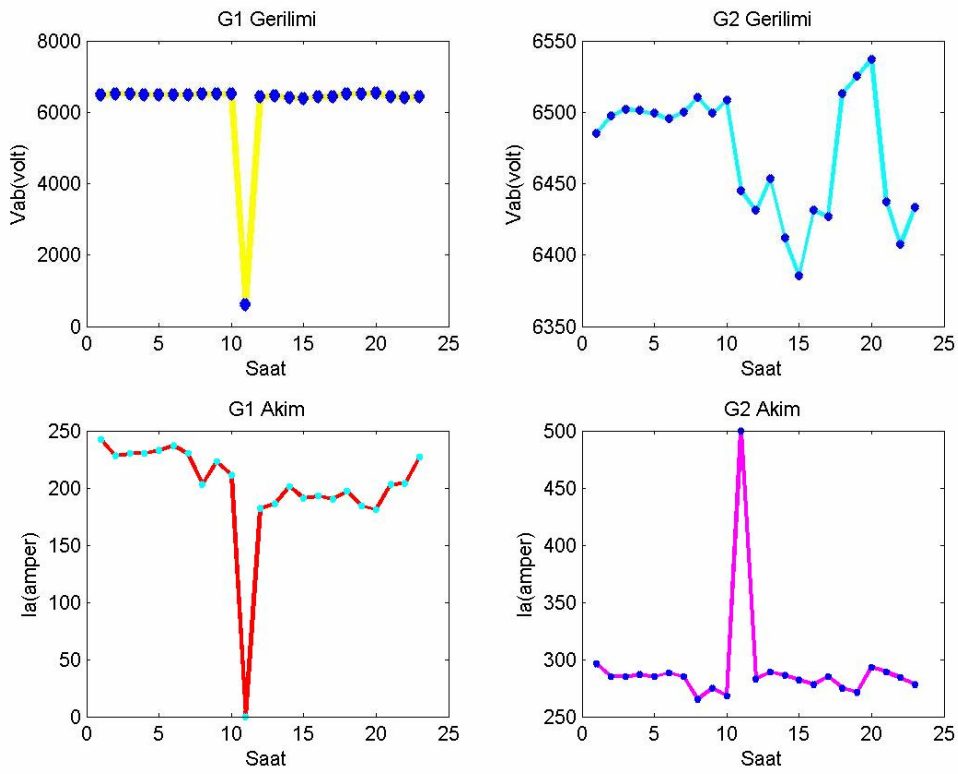
Şekil 5.4'de G1 ve G2 jeneratörlerini ürettikleri görünür güç birlikte verilmiştir.



Şekil 5.4. G1 ve G2 13.06.2007 tarihli üretimleri

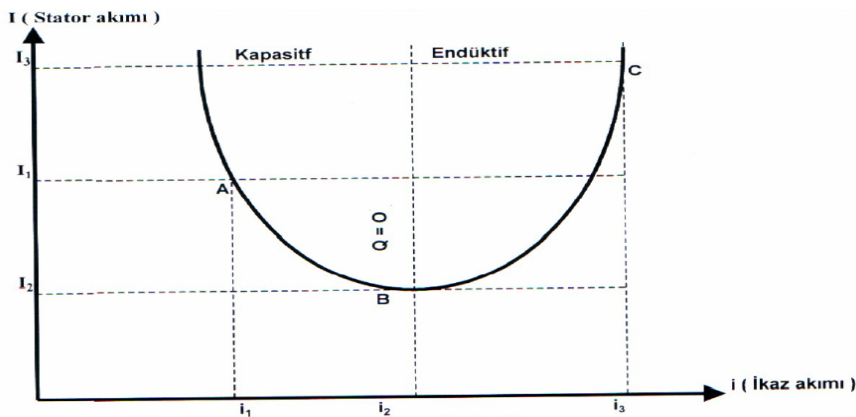
5.4.2. Jeneratör gerilim akım grafikleri

Şekil 5.5’de G1 ve G2 nin uç gerilim değişimi ve akım değişimi gösterilmiştir.



Şekil 5.5. G1 ve G2 akım gerilim değişimleri

Şebekeye bağlı jeneratörlerde ikaz akımını değiştirmek jeneratörün reaktif gücünü değiştirir. İkaz akımı yükseltilecek jeneratörün bağlı olduğu baranın gerilimi yükseltilir. Şekil 5.6'da gösterilmiştir G1 jeneratörü saat 11.00 da ikaz akımı yavaş yavaş artırılarak devreye alınmaya başlandığı anlaşılmaktadır. G2 jeneratörü ise saat 11.00 da stator akımının artmasıyla birlikte uç geriliminde düşme görülmektedir



Şekil 5.6 Stator akımının ikaz akımına göre değişim grafiği [20]

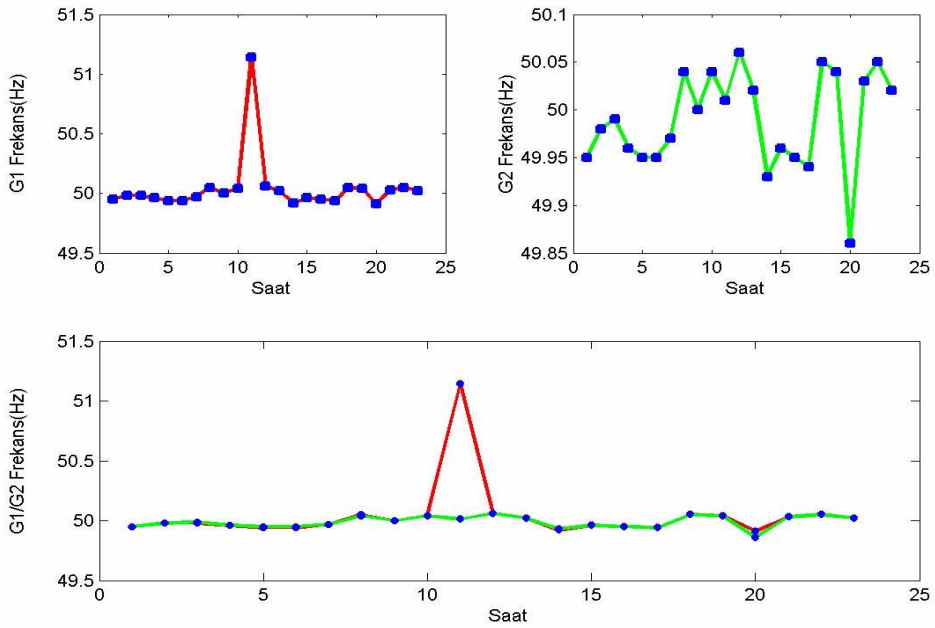
Şekil 5.6’da ikaz akımını değiştirmek suretiyle jeneratörün stator akımının değişimi görülmektedir. İkaz akımı artırıldıkça i_2 den i_3 stator akımı da artar I_2 den I_3 yükselecektir. Jeneratörün bulunduğu bara gerilimi artar ve jeneratör endüktif rezistif yükleri besler. İkaz akımı i_3 den i_1 düşürüldüğünde I_2 stator akımı I_1 yükselecek bara gerilimi düşecek sistemden reaktif güç çekecektir. Jeneratör kapasitif ve rezistif yükleri besliyormuş gibi davranır [20].

Jeneratörlerde aktif yük ayarı sadece miline uygulanan momentinin artırılıp azaltılmasıyla yapılır [17]. G2 jeneratörü yükü tek başına aldığından miline uygulanan momenti artmış ve endüktif yükü de artığından ikaz akımında artmıştır.

5.4.3. Jeneratör frekans zaman grafikleri

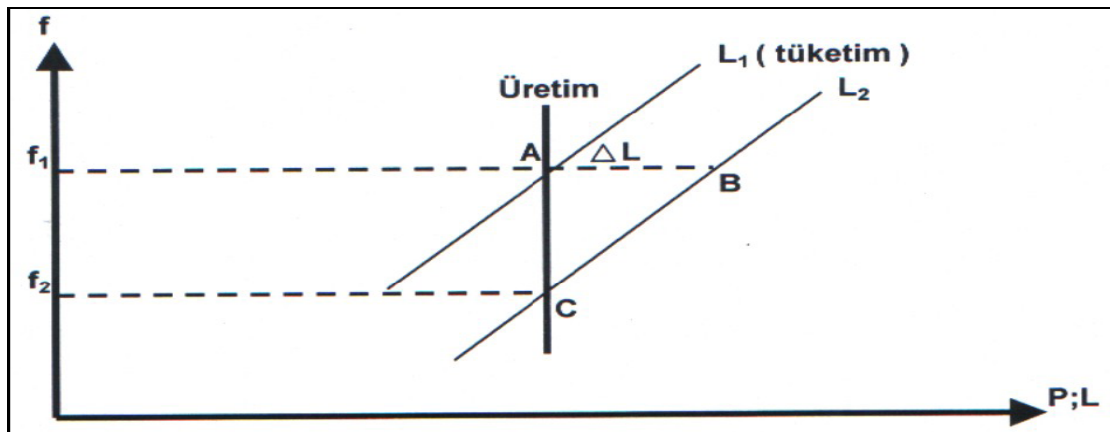
Bir elektrik şebekesinin davranışı, bir motor ve motora bağlı yükün oluşturduğu bir makine davranışı ile karşılaştırılabilir. Motor bir güç üretir ve motora bağlı yük bu gücü harcar. Eğer üretilen güç harcanan güce eşitse sistem dengededir ve motorun hızı sabit kalır. Motorun ürettiği güç yükten fazla ise hız artar; motor gücü yükten az ise hız azalır [20]. Frekans hızla orantılı olup, hız düşmesi frekans düşmesi ile aynı anlama gelir. Herhangi bir nedenle harcanan yük aniden artarsa veya üretilen güç aniden azalırsa frekans düşmeye başlar [20].

Şekil 5.7’de G1 ve G2 ye ait frekans zaman grafikleri verilmiştir. G1 saat 11.00 de alınan değerlere göre devreye alınmaya başlamış ve kesicisi açık olduğundan boşta çalışmaktadır. Bu sebepten dolayı frekansı artmıştır. G2 jeneratöründe de muhtemelen G1 ilk çıktığı anda frekans düşmüş daha sonra miline uygulanan momenti artırılarak 50 Hz yaklaştırılmıştır. Yazılım değerleri saat başı aldığından bu değişimlerden sadece G1 jeneratörünün devreye alındığı anlaşılmıştır.



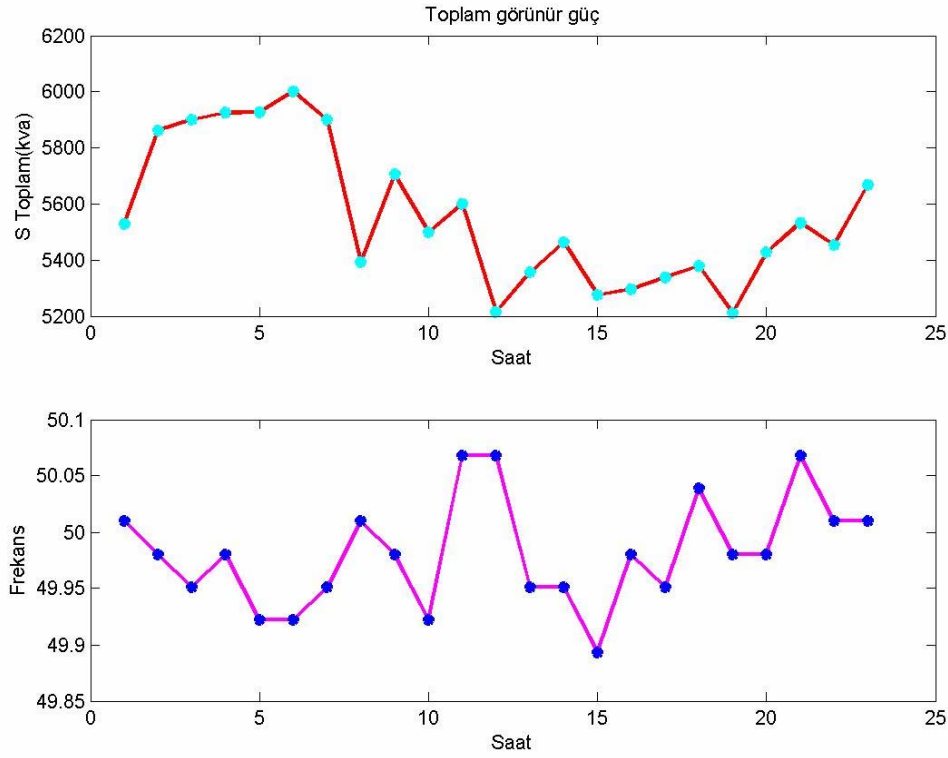
Şekil 5.7. G1 ve G2 frekans değişimleri

Şekil 5.8’ de üretim frekansa bağlı olmayıp, sabittir. Sistemde frekans tutan santral yoktur. A noktasında üretim ve tüketim bir birine eşit olup, frekans F_1 dir. Sisteme ani olarak ΔL kadar bir yük geldiğini düşünelim. Yani yük karakteristiği L_2 doğrusu olacaktır. B noktasında üretim tüketim dengesi olmayıp, tüketim üretimden büyüktür. Bu nedenle sistemde frekans düşmeye başlar ve denge C noktasında sağlanabilir. C noktasında frekans F_2 değerine düşmüştür. Bu değer türbinlerin çalışabileceği minimum frekansın altında ise, sistem çöker [17].



Şekil 5.8. Yük frekans eğrisi [17]

Jeneratör ΔL yükü kadar yük alabilecek rezervi var ise üretimi artırarak F1 frekansta sistemi devam ettirir. Şekil 5.9'da G1 ve G2 jeneratörlerin ürettikleri toplam görünür gücün zamanla değişimi ve frekansın zamanla değişim grafikleri birlikte verilmiştir.



Şekil 5.9. Üretim frekans eğrisi

G1 ve G2 jeneratörlerinin üretimleri sabit değildir. Bu jeneratörler frekansı izleyip ona göre yük alıp yük atıyorlar. Frekans düşmeye başladığında yük alıp frekans yükselince yük atarak frekansı 50 Hz de tutmaya çalışırlar. Grafikerin alt alta ters simetrik olarak görülmesinin sebebi de budur.

BÖLÜM 6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik, en çok kullanımı olan enerji kaynaklarından biridir. Bu sebeple maliyeti endüstriyel, hizmet ve hatta yerel ekonomi sektörlerinde doğrudan rol oynamaktadır [21]. Bu gerçekten hareketle söyleyebiliriz ki elektrik enerjisinin akılcı bir şekilde kullanımına yönelik herhangi bir atılım, ekonominin tümü üzerinde önemli sonuçlar doğuracaktır. Genel bir bakışla, enerji tüketiminden, bu tür bir enerjinin üretimi, dağıtımı ve en son kullanımı için gerekli kuruluşlardan maksimum fayda sağlamak, bunu yaparken de sistemde kullanılan ekipmanların herhangi bir bozucu etkiye sebep olmadan çalışmalarını garantilemek olarak açıklanabilir.

Elektrik enerjisinin diğer enerji türlerine göre ciddi bir dezavantajı vardır. Bu da, kayda değer miktarlarda depolanamaması gerçeğidir. Bu sebeple elektrik talep edildiği anda ve bu süre boyunca üretilmesi ve ulaştırılması gerekmektedir. Bu, tesislerin gelebilecek maksimum talep doğrultusunda tasarlanmasına sebep olur ve talebin düşük olduğu zamanlarda da bahsi geçen tesislerin kapasite altında çalışmalarına yol açar.

Sistemde farklı yerlerde bulunan güç trafolarından tüketim bilgileri toplamak bu bilgileri kullanarak jeneratörleri frekans kontrolü yaptırmak ancak veri toplamak ve kontrol sistemi olan SCADA tarafından gerçekleştirilebilir [21].

- Sistemdeki tüm ekipmanların arıza durumları anında scada sisteminden izlenebildiğinden arızaya zaman kaybetmeden müdahale söz konusudur.
- Sisteme ait parametrelerin anlık değerlerinin izlenebilmesinin yanında geçmişe dönük değerlere de ulaşmak mümkündür. Böylece tüm tesisin performansı hakkında bilgi sahibi olunur.

- Tesisin üretim süreci göz önünde bulundurularak oluşturulmuş senaryoya göre çalışan scada sistemi, insan inisiyatifinde çalışan sistemlere oranla çok daha güvenilir olmuş ve insan hatalarını ortadan kaldırmıştır.

Ayrıca:

- İş gücünde maksimum fayda.
- Zaman tasarrufu.
- Enerji tasarrufu.
- Malzeme tasarrufu.
- İstatistik ve sürekli iyileştirme.
- İsabetli karar almak için gerçek veriler.

SCADA sisteminin sağladığı başlıca faydalardır. Bir tesisten elde edilebilecek maksimum fayda, işletmecilerin ve üretim bilgilerine tam ve anında hâkim olmasıyla sağlanabilir.

KAYNAKLAR

- [1] BOYER A. S., Supervisory control and data acquisition, 3rd Edition. Instrument Society of America, USA, 2004
- [2] ALLEN, K., YUNG, L., Inheritance and polymorphism in real time monitoring and control system. 2nd Edition. Journal of intelligent manufacturing, 11-285, USA, 2000.
- [3] KARAÇOR, M., ÖZDEMİR, E., Cep telefonu tabanlı mobil scada otomasyon sistemi geliştirilmesi, Otomasyon dergisi, Bilişim yayıncılık 112498, 62-66, Ekim 2005
- [4] STROTHMAN, J., HMI/SCADA meets the web and likes it, 0192303X., 31-49, Durham, 2002.
- [5] [www.uzmanbilgi.com u2i.html](http://www.uzmanbilgi.com/u2i.html)
- [6] [www.uzmanbilgi.com u3.html](http://www.uzmanbilgi.com/u3.html)
- [7] MELVİN, H., SHEARER, A., GPS world, 10485104, 11-30, USA 2000.
- [8] CANIGÜR, S., Banvit bandırma tesisi og – ag enerji dağıtım ve izleme otomasyon uygulaması. Yüksek lisans tezi, İstanbul teknik üniversitesi, Kontrol ve Bilgisayar Mühendisliği, 2001
- [9] HALSAL, F., Data Communication computer network and open system 3rd Edition, USA 1998
- [10] ÇÖLKESEN, R., ÖRENCİK, B., Bilgisayar haberleşmesi ve ağ teknolojileri, 4. Basım, Papatya yayıncılık, İstanbul, 2003
- [11] www.plcprogramlama.com/scadars232.html
- [12] www.rs485.com
- [13] www.modicon.com
- [14] TUNÇALP, K., Endüstriyel iletişim protokolleri, Otomasyon dergisi, Bilişim yayıncılık ,112498, Mart 2006.
- [15] www.plcprogramlama.com/scada.htm#DEVICENET

- [16] PANDURANG, S., Co-generation, combined heat and power (chp), Reliance energy ltd, 2-3 , China, 2003
- [17] Anonim, Yük tevzi tekniği ders notları, TEİAŞ eğitim ve iş güvenliği daire başkanlığı, 40-65, Ankara, 2002
- [18] ARIFOĞLU, U., Güç sistemlerinin bilgisayar destekli analizi, Alfa basım yayım İstanbul, 2002
- [19] KIRTLEY, J., Introduction to power systems, massachusetts institute of technology department of electrical engineering and computer science, 1-4, March 2003
- [20] Anonim, Frekans kontrolü (AGC) , voltaj kontrolü (AVR), TEAŞ yük dağıtım dairesi başkancılığı, 21-33, Ankara 1999.
- [21] SENDRA, J., Elektrik enerjisinin kalitesi ve akılcı kullanımı, 84-699-3415-5, Circutor S.A. 11-103, Barcelona, 2000.

ÖZGEÇMİŞ

Galip HOŞAVCI, 11.03.1982 de Erzincan' da doğdu. İlk ve orta eğitimini Tercan'da tamamladı. 2000 yılında Pendik Süper Lisesinden mezun oldu. 2000 yılında başladığı Sakarya Üniversitesi Elektrik ve Elektronik Mühendisliği bölümünü 2004 yılında bitirdi. 2005 – 2007 yılları arasında Eti Maden İşletmeleri Bandırma Bor ve Asit Fabrikalarında Otomasyon Mühendisi olarak çalıştı. Şu anda TEİAŞ KBA Yük Tevzi İşletme Müdürlüğünde İşletme Mühendisi olarak görev yapmaktadır.