

**SCADA VE İSTASYON OTOMASYONUNDA HABERLEŞME,
STANDARTLAR İLE UYGULAMALAR**

AŞlı ÖZEN DEMİR

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

MAYIS 2010

ANKARA

Aslı ÖZEN DEMİR tarafından hazırlanan SCADA VE ENERJİ OTOMASYONUNDA HABERLEŞME, STANDARTLAR İLE UYGULAMALAR adlı bu tezin Yüksek Lisans Tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Prof.Dr.M.Sezai DİNÇER
Tez Danışmanı, Elektik-Elektronik Mühendisliği

Bu çalışma jürimiz tarafından oy birliği / oy çokluğu ile Elektrik-Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalında Yüksek Lisans / Doktora tezi olarak kabul edilmiştir.

Prof.Dr.M.Cengiz TAPLAMACIOĞLU
Elektrik-Elektronik Mühendisliği, AD, G.Ü.

Prof.Dr.M.Sezai DİNÇER
Elektrik-Elektronik Mühendisliği, AD, G.Ü.

Doç.Dr.Mehmet Ali AKÇAYOL
Bilgisayar Mühendisliği, AD, G.Ü.

Tarih : ...17. / .05. / ...2010..

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

Prof.Dr.Bilal TOKLU.....
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Aslı ÖZEN DEMİR

**SCADA VE İSTASYON OTOMASYONUNDA HABERLEŞME,
STANDARTLAR İLE UYGULAMALAR**

(Yüksek Lisans Tezi)

Aşlı ÖZEN DEMİR

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Mayıs 2010

ÖZET

Enerji şebekelerinde kurulu SCADA / Enerji Yönetim Sistemleri enerji otomasyonu, sistemin korunması ve doğru veri alış-verişi yapılmasını sağlar. Zaman içerisinde gelişen software teknolojisiyle ciddi değişimler geçiren enerji otomasyon sistemleri, geliştirilen haberleşme metodlarıyla birlikte enerji sistemlerinin temel birimleri olan istasyonlara ilişkin otomasyon konusunu ön plana çıkarmıştır. İstasyon otomasyonunda farklı haberleşme metodları, yazılım ile standartlarının geliştirilip uygulanmasıyla, istasyon temelinden başlayarak enerji şebekeleri genelinde hızlı, güvenilir, uzun süreli ve sürekli bir haberleşmeyi mümkün kılmıştır. Geliştirilen haberleşme standartlarına uygun olarak istasyon ekipmanları da sistemin geneli ile haberleşebilen, mevcut standartlara uyumlu, akıllı elektronik ekipmanlar halini almıştır. Böylelikle enerji sistemleri otomasyonunda saha ekipmanı, RTU, PLC gibi farklı farklı üreticilerden temin edilen donanım elemanlarına bağımlılık büyük ölçüde azalmıştır. Ayrıca son geliştirilen standartlar ile SCADA haberleşmesi web tabanlı ortamına taşınarak sisteme uzaktan bağlantı çok daha kolay hale gelmiştir. Bu çalışmada enerji otomasyonu / istasyon otomasyonu konusundaki gelişmeler incelenmiş, istasyon haberleşmesi ile ilgili haberleşme protokolleri / standartları kullanılan sistemlerde, bu standartlar ile haberleşme metodları örnekler üzerinde irdelenmiştir. İstasyonlarda yer alan ekipmanların haberleşme protokollerine uygun davranışları, istasyonlardan toplanan

verilerin sınıflandırılması, sisteme tanıtılması gibi fonksiyonlar incelenmiştir. TEİAŞ SCADA Sisteminde uygulanan haberleşme standardı, haberleşme yapısı görülmüş, TEİAŞ SCADA Sistemine dahil belli istasyonlarda yapılan point-to-point, sekonder frekans kontrolü gibi bazı testler analiz edilmiş, uygulanan haberleşme protokolleri de dikkate alınarak sonuçlar çıkarılmıştır. Ayrıca “SIEMENS” Gebze tesislerinde kurulan bir düzenele, halihazırda kullanılan protokol ile yeni geliştirilen haberleşme protokolleri bir arada kullanılarak veri iletim testleri yapılmış, RTU’dan alınan sonuçlar incelenerek, istasyon otomasyonunda kullanılan haberleşme protokolleri farklılıkları ortaya konmuştur.

Bilim kodu : 905.1.150
Anahtar kelimeler : Enerji Otomasyonu, SCADA, İstasyon
Haberleşmesi, Protokoller
Sayfa Adedi : 113
Tez Yöneticisi : Prof.Dr.M.Sezai DİNÇER

**SCADA AND COMMUNICATION IN SUBSTATION AUTOMATION,
PROTOCOL STANDARDS AND IMPLEMENTATION
(M.Sc Thesis)**

AŞLİ ÖZEN DEMİR

**GAZİ UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY**

May 2010

ABSTRACT

SCADA / Energy Management Systems constructed under Energy Systems / Energy Grids, provide energy automation, system protection and transmitting data accurately. With the developing Software technology in the course of time that made serious changes in energy automation systems in conjunction with the developing communication methods, which is the basis unit of energy automation system, the substation automation subject has highlighted recently. With the developed communication methods in energy automation and communication standards for substation automation, that has made the communication as from substation communication to system communication reliable, fast, constant, available working in a long period of time. In conjunction with this evolution, switchgear equipments ensuring from different manufacturers have become appropriate to many kinds of energy systems using different communication protocols and this has provided flexibility to energy automation systems. In this study, available communication technics and substation automation protocols have been researched. Also the web-based communication under SCADA Systems developed in new protocols has been checked. TEİAŞ transmission system, communication standard applied to the system, general automation structure has been reviewed, some tests made like point-to-point, secondary frequency control related to the substations under TEİAŞs' system have been analyzed and results have been obtained by taking

into account existing communication protocols. Also with constructed mechanism in “SIEMENS” Gebze facility, data transmission tests were made by using existing protocol and new developed one together, the results obtained from RTU were checked, in this way differences between the communication protocols used in substation automation were introduced.

Science Code : 905.1.150
Key Words : Energy Automation, SCADA, Substation Automation, Protocols
Page Number : 113
Adviser : Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım için beni yönlendiren ve destek veren değerli hocam Sayın Prof.Dr.M.Sezai DİNÇER'e, konuyla ilgili fikirlerimi paylaştığım ve yardımlarını esirgemeyen TEİAŞ Gn.Md.lüğü İKOBİ D.Bşk.lığı daire başkanı Sayın Bahadır UÇAN'a, beraber çalıştığım Sayın Md.Yrd.M.Hüsnü AKSAKALLI'ya, "SIEMENS" Gebze tesislerinde yaptığımız testlerde göstermiş olduğu özveri ve yardımlarından ötürü enerji otomasyonu alanında görevli Sayın Suat OCAKÇI'ya, "SIEMENS" eğitim biriminde görevli Sayın Ferydoon Herytas'a, ayrıca manevi desteklerinden ötürü sevgili arkadaşlarıma ve eşime teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR.....	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	xii
ŞEKİLLERİN LİSTESİ	xiii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xv
1. GİRİŞ	1
2. ENERJİ OTOMASYON SİSTEMLERİ VE SCADA.....	3
2.1.Güncel SCADA Sistemleri Genel Yetenekleri	3
2.2.SCADA’da Software Yapısının Gelişmesi	3
2.3 SCADA Haberleşmesi ile Enerji Yönetimi	4
3. İSTASYON OTOMASYONU	5
3.1.İstasyon Otomasyonu ve Haberleşen İstasyon Elemanları	5
3.2.İstasyon Otomasyonu Fonksiyonları.....	6
3.3.İstasyon Otomasyonu Yapısı ve SCADA Sistemi ile Haberleşme	6
3.4.Haberleşmede Standartlara Duyulan İhtiyaç.....	10
4.İSTASYON OTOMASYONUNDA GELİŞTİRİLEN STANDARTLAR VE UYGULAMALAR.....	12
4.1.İstasyon otomasyonunda geliştirilen standartlar	12
4.1.1.IEC 60870 Standardı	12
4.1.2.IEC 60870 Standardı bölümleri	13

Sayfa

4.1.3.IEC 60870 Standardı ile istasyon otomasyonu örnekleri.....	14
4.2.Son Geliştirilen Standard IEC 61850.....	17
4.2.1.IEC 61850 Standardı genel yapısı.....	17
4.2.2 IEC 61850 Haberleşme yapısında data sınıflandırma.....	18
4.2.3. IEC 61850 Haberleşme yapısı ve birimler.....	21
4.2.4 GSE/GSSE Modeli ve GOOSE mesajları.....	24
4.2.5. MMS Protokolünün IEC 61850’de kullanılması.....	25
4.2.6 İstasyon Otomasyonunda 61850 uygulama örnekleri.....	26
4.2.7 IEC 61850 Standardı bölümleri.....	28
5. TEİAŞ’TA ENERJİ YÖNETİMİ / SCADA SİSTEMİ VE UYGULANAN STANDART.....	33
5.1.TEİAŞ Enerji Yönetimi / SCADA Sistemine Genel Bakış.....	33
5.2 TEİAŞ SCADA / EMS’de İstasyon Otomasyonu Uygulaması ve Kullanılan Haberleşme Protokolü.....	35
5.3. TEİAŞ SCADA Sisteminde İstasyonlara Yönelik Testler.....	37
6. TEİAŞ SCADA Sisteminde İstasyonlara Yönelik Testlerden Örnekler.....	38
6.1. Point to Point Testi.....	38
6.2. Sekonder Frekans Testi.....	43
7.IEC61850VEIEC60870103PROTOKOLÜLEİSTASYONHABERLEŞMESİNDE Kİ FARKLILIĞI TESPİT İÇİN YAPILAN TESTLER.....	48
7.1. IEC 61850 ve IEC 60870-103 Protokolü ile Haberleşmedeki Farkları Tespit İçin Kurulan Test Düzenegi Yapısı.....	48
7.2. Test Sonuçları.....	53
7.3. Test Sonuçlarına Göre Değerlendirme.....	76

Sayfa

7.4. Yapılan Testler Dikkate Alındığında, İstasyon Otomasyonunda IEC 60870-5-103 ile IEC 61850 Arası Farklılıklar	77
8. İSTASYON OTOMASYONUNA YÖNELİK İLETİŞİM STANDARTLARI İLE DÜNYADA OLUŞAN YAPIYA GENEL BAKIŞ	79
9. SONUÇ VE ÖNERİLER	81
KAYNAKLAR	83
EKLER	85
EK-1 İstasyon otomasyonu ve genel sistem	86
EK-2 İstasyonda IEC 60870 Uygulaması	87
EK-3 Örnekleme Ölçülen Değerler Uygulaması	88
EK-4 IEC 61850 Ring yapısı	89
EK-5 IEC 60870 ile IEC 61850 Beraber Uygulaması	90
EK-6 Örnek istasyon verileri	91
EK-7 KARAKAYA Santrali Tek Hat Şeması	97
EK-8 ZETES-154 Santrali point-to-point test çıktısı	98
EK-9 B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri	103
ÖZGEÇMİŞ	113

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 4.1. İstasyon bazında veri sınıflandırması.....	19
Çizelge 4.2. Kesici elemanına ilişkin data yapısı.....	20
Çizelge 6.1. cplBB1 durum bilgisi segmenti	41
Çizelge 7.1. Kesici elemanına ilişkin data yapısı.....	53
Çizelge 7.2. Kesici elemanına ilişkin data yapısı.....	71

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 3.1. İstasyon otomasyonu ve genel sistem.....	7
Şekil 3.2. İstasyonlar ve kontrol merkezleri arası haberleşme.....	9
Şekil 4.1. IEC 60870 protokolüne uygun istasyon otomasyonu yapısı	15
Şekil 4.2. İstasyon haberleşme yapısı.....	18
Şekil 4.3. Data örneği.....	21
Şekil 4.4. Obje yapısı	21
Şekil 4.5. Haberleşme Yapısı.....	21
Şekil 4.6.İki-parti ve çok yönlü model uygulamalarında iletilebilen ve iletilemeyen data.....	24
Şekil 4.7. GOOSE mesaj iletimi yapısı.....	25
Şekil 4.8. IEC 61850'ye göre istasyon haberleşme yapısı.....	27
Şekil 5.1. TEİAŞ SCADA / EMS Sistemi yapısı.....	34
Şekil 6.1. ZETES154 Point-to point çıktısı.....	39
Şekil 6.2. B.AKENER Sekonder frekans testi.....	45
Şekil 7.1. Test düzeneği	49
Şekil 7.2. IEC 60870-5-103 İçin veri adreslemesi-DIGSI Toolbox çıktısı.....	50
Şekil 7.3.IEC 61850 için seçtiğimiz verinin adreslemesi-DIGSI Toolbox çıktısı.....	51
Şekil 7.4. PLC konfigürasyonu.....	52

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklamalar
baudrate	veri iletişim hızı
b/sn	sinyal iletim hızı
bit	iletilen veri sayısı
f	frekans bilgisi
f_{meas}	systemde hesaplanan frekans değeri
f₀	system frekansı
G	ACE değeri
Hz	frekans ölçü birimi
i_t	anlık akım bilgisi
K_{ri}	Primer Frekans Etkisi
KV	kilo volt bilgisi
Mbps	saniyede 1 megabit
Mbit/s	saniyede 1 000 000 bit, Mbps
ms	milisaniye
P	aktif güç değeri
P_{meas}	systemde hesaplanan üç üretim değeri
P_{sched}	systemde gerçek üretim değeri
P_{sim}	simüle P değeri
V_{fit}	filtrelenen frekans değeri

Kısaltmalar**V_t****ACSI****ADKM****BKM****DAC****DNP****EMS****EPRI****GSE****GOOSE****HMI****IEC****IED****LAN****LD****LN****MKM****MMS****MTU****RTU****PC****PLC****Açıklamalar**

Anlık gerilim bilgisi

Abstract communication service interface

Acil Kontrol Merkezi

Bölgesel Kontrol Merkezi

Data Warehouse Admin

Distributed Network Protokolü

Energy Manufacturing System

Electric Power Research Institutü's

Generic Substation Event

GSE Servis Mesajı

Human Machine Interface

Uluslar arası Elektroteknik Komisyonu

Intelligent Electronical Device

Yerel Alan Ağı

Logical Device

Logical Node (Lojik Düğüm)

Milli Kontrol Merkezi

Manufacturing Messaging Specification

Master Terminal Unit

Remote Control Unit

Personel Computer

Programmable Logic Control

Kısaltmalar**SCADA****TCP/IP****TCI****TEİAŞ****WAN****Açıklamalar**Supervisory Control And Data
Acquisition

İnternet protokolü

Tele Kontrol Ara Birimleri

Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

Geniş Alan Ağı

1.GİRİŞ

Enerji kontrolü, iletim ve dağıtımında yani enerji otomasyonunda kullanılan Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), enerji sistemleri kontrolü, çalışması ve izlemesini sağlar. SCADA sistemleri ile birlikte Enerji Yönetim Sistemi (ana kontrol merkezlerinde yapılan uygulamaları içerir) geniş enerji şebekelerinin düzgün şekilde kontrolünü gerçekleştirir. Böylece enerji alış-verişi, enerji kullanıcılarına düzgün hizmet verilmesi, sistemin dış etkenlere karşı bütünlüğü ve devamlılığı sağlanmış olur. SCADA ve Enerji Yönetimi, esas olarak enerji alış-verişi ve uzak terminal kontrolü ile terminal ekipmanını desteklemekle işe başlar. Sonrasında karmaşık yapılarla birlikte sistemin bütünü kontrol ve izleme ile işlevini yerine getirir.

Enerji sistemlerinde SCADA 1960'lardan itibaren geliştirilen bir yapıdır. 1980'lere gelindiğinde, elektronik alanında olagelen gelişmelerin katkısıyla tek bir alanı kontrol için geliştirilen sistem farklı alanları tek başına kontrol eden bir sistem haline dönüşmüştür. Yani birbiriyle bağlantısı olmayan ve tek tek alanların kendi başına idare edildiği, dolayısıyla network sistemlerinin var olmadığı fiziksel yapı ağırlıklı sistemlerdir.

1990'lara gelindiğinde, network yapılarının geliştirilmesiyle birlikte SCADA sistemleri ayrı ayrı terminallerin Local Area Network – Yerel Alan Ağı (LAN) teknolojisi üzerinden gerçek-zamanlı bilginin görülebildiği ve farklı fonksiyonların bir merkezden kontrol edilebildiği yapılar haline almıştır. Burada önemli olan uzak terminaller (remote terminal) için kullanacağımız LAN bağlantılarının istasyonlar arasında sınırlı mesafelerde olması gerekliliğinin sağlanması ile üreticilerin kendi network protokollerini ortaya koymaları ile baş edilmesi idi.

Bugünlere geldiğimizde, SCADA konusundaki en önemli gelişme Wide Area Networking – Geniş Alan Ağları'nın (WAN) yerel ağlara oranla gösterdiği gelişim ve WAN protokolleri ile standartları sayesinde oldu.

Bu sayede LAN ağları ve çevresel bağlantıları, fiziksel yapıları dahil ayrı bir alan oldu. WAN ağında her türlü uygulamayı hem de standardize ederek, üreticiye bağlı kalmadan ve hızlı olarak haberleşmeyi beraberinde getirdi. Ayrıca LAN ağlarında ya da uzak terminallerde oluşan bilgi kayıplarının genel sisteme etki edemeyecek şekilde fiziksel olarak ayrılmasından ötürü sistem bütünü bilgi kayıpları son derece azalmıştır.

Uzak terminallerdeki Remote Terminal Unit (RTU)'lar vasıtasıyla toplanan bilginin geniş alan ağlarına gelerek, Master Terminal Unit (MTU) olarak adlandırılan merkezi işlemcilerde işlenmesi, ilgili birimlere dağıtılması ya da kontrol merkezinden izlemeye olanak tanınması sistem güvenilirliğini artırmıştır.

Günümüzde en son geliştirilen standartlarla web tabanlı SCADA sistemlerine geçiş olanaklı olmuştur. TCP / IP protokolünün kullanıldığı haberleşmede son derece hızlı ve istenildiğinde internet üzerinden erişime olanak sağlayan SCADA haberleşmesi yapmak mümkündür.

2.ENERJİ OTOMASYON SİSTEMLERİ VE SCADA

2.1.Güncel SCADA Sistemleri Genel Yetenekleri

Mevcut SCADA sistemlerinde sistemde alarm durumları tespit edilip görüntülenmekte ve kaydedilmektedir. İstenilen veri database üzerinde bulunarak raporlanabilmekte, bu bilgiler yetki dahilinde ilgili birimlere gönderilebilmekte, data kayıtları görüntülenebilmekte ve arşivlenebilmektedir. Sistemde yetkilendirme yapılarak kullanıcılar, operatörler ve sistem yöneticileri için ayrı fonksiyonlar yürütülebilmektedir. Buna bağlı olarak “Human Machine Interface” (HMI) adı verilen software ara yüzü ile bahsettiğimiz işlevler görüntülü olarak operatörlere, kullanıcılara bilgisayarlarda sunulabilmektedir. Kontrol merkezlerindeki mimik panoları (mimic boards) üzerinde, güncellenen verilerin tek hat şemaları üzerinde ya da grafiksel olarak, zamana bağlı istenen değişkenlerin grafikleri, alarm raporları ile istasyon bazında alarmlar görüntülenebilmektedir.

2.2.SCADA’da Software Yapısının Gelişmesi

Görüldüğü gibi SCADA ve EMS için son gelişmeler yapının hardware kısmından ziyade software kısmında olmuş, hatta WAN’da yürütülen işlemler, tamamen soyut bir ortamda çok sayıda verinin sınıflandırılmasına ve iletimine olanak tanımıştır. Hardware kısmı, software uyumlu olarak yapılandırılırken, software kısmı farklı ara yüz ve katmanlarla giderek daha karmaşık ama işlevsel bir yapı halini almıştır.

Web tabanlı SCADA sistemlerinde üç katman mevcuttur. Software kısmında uygulamalar ve operatörler için alıcı servisleri katmanı, Web Server’ların bulunduğu uygulama katmanı ve database’in bulunduğu bilgi servisleri katmanı ile RTU’lar ile web tarayıcılarının bulunduğu ilk katmandadır.

2.3 SCADA Haberleşmesi ile Enerji Yönetimi

Enerji Yönetim Sistemi, SCADA'yı da kullanarak network analizi, dağıtım simülasyonu, network planlaması, enerji üretimi kontrol ve planlamasının yapılabildiği ana kontrol merkezleridir. Yeni jenerasyon Enerji Yönetim Sistemleri (EMS) yeni endüstriyel standartlar "Common Interface Model" kullanırlar. Böylece enerji yönetimde istenen düşük maliyetli yönetim ile üreticilerden gelen farklı uygulamaların sisteme sorunsuzca dahil edilmesi sağlanabilmektedir.

EMS, belirlenen ana kontrol merkezlerinde enerji sistemlerine ilişkin gerekli izleme, yapılandırma, kontrol fonksiyonlarının yerine getirilmesini sağlar.

3. İSTASYON OTOMASYONU

3.1.İstasyon Otomasyonu ve Haberleşen İstasyon Elemanları

SCADA sistemlerindeki en önemli konulardan biri, belki de ilki istasyon otomasyonunun olması gerektiği gibi yapılmasıdır. İstasyonlar saha ekipmanlarını (kesici, ayırıcı, fider, ölçme ekipmanları vs.) ve bunlardan alınan bilgileri bünyesinde toplayan, ekipmanları kumanda edilen en temel enerji birimleridir. Bu birimlerden alınan bilgiler, genellikle RTU'lar ve LAN vasıtasıyla genel ağlara ve ilgili birimlere (kontrol merkezleri başta olmak üzere) iletilir. RTU'ları da kapsayan IED adı verilen mikroişlemci tabanlı dijital akıllı elektronik cihazlar son zamanlarda daha yaygın hale gelmiştir. Ancak RTU'ların yerini alan yeni cihazlar da vardır. Fakat burada bahsi geçen geleneksel RTU'lardır. Yeni tip RTU'lar web tabanlı SCADA sistemlerine bile uyum sağlayan akıllı elektronik cihaz (IED) sınıfına dahildirler. İstasyonlarda genel olarak birkaç IED'den yirmiye varan sayıda cihaz bulunabilir. Burada istasyon büyüklüğü ve yapılan uygulamalar ön plandadır. Ancak çok sayıda IED kullanmak, daha geniş band aralığında haberleşme sağlamayı zorunlu kılar.

Programmable Logic Controller (PLC)'ler de bu sınıftadır ve istenildiği şekilde programlanıp, farklı işlevleri istasyonlarda yerine getirebilirler.

Bir istasyonda temel amaç genel sistem ile haberleşmeyi düzgün şekilde sağlamaktır. İstasyonlarda doğrudan kontrolün sağlanması operatörlerin denetiminde olur. Ancak RTU'su olan bir istasyon zaten müdahaleye gerek olmadan çoğu kontrolü yapacak ve alınan bilgiyi sisteme iletecek yeterliliğe sahiptir. Arıza durumlarında gerekli müdahaleyi yapabilmek bu yüzden daha önemlidir. Örneğin bir istasyonda mevcut bir kesicinin kapatılabilmesi için belli şartların yerinde olması gerekir, ayırıcıların durumları RTU ya da diğer bağlantılar tarafından kontrol edilir, kesicinin kapanmasına ancak geçerli durumlarda sistem tarafından izin verilir. Bağlantıların devrede olmadığı durumlarda bu kumanda kontrolsüzce yapılabilir.

3.2.İstasyon Otomasyonu Fonksiyonları

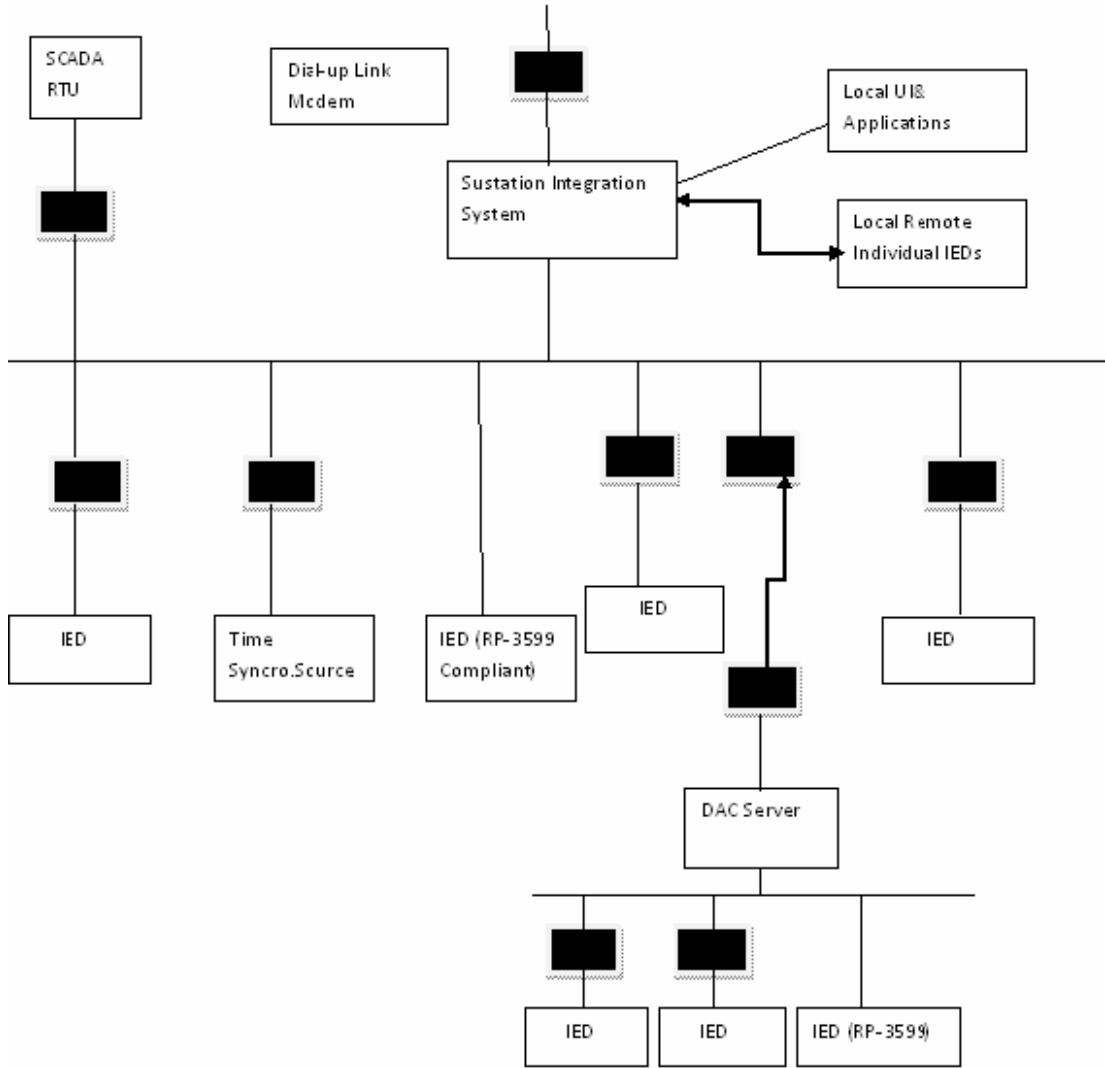
İstasyon otomasyonunda iki tür fonksiyon vardır. Biri istasyon ara yüz yapısı, diğeri ise saha kurulumudur.

İstasyon ara yüz sisteminde genellikle bir PC'ye bağlı kullanıcı ara yüzü (User Interface) mevcuttur. Bu ara yüzü oldukça küçük bir yerel database destekler.

İstasyon ara yüz sisteminde bağlantı ara yüz ünitesi vardır ve istasyona bağlı her bir IED'yi yerel alan ağına ya da LAN'a bağlamakla görevlidir. Aslında bu ünite istasyon otomasyonu için geliştirilen protokollerin çevirimini de yapan ünitedir. Ancak LAN bağlantısını sağlaması esas işlevidir. Genellikle istasyon ara yüz sisteminde çift LAN mevcuttur. LAN ağlarından bir tanesi gerçek-zamanlı (real-time) data ve kontrol fonksiyonlarını yerine getirmek için, diğeri ise IED fonksiyonlarını yerine getirmek içindir (Bunlar kurulum, olay kayıtları gibi fonksiyonlardır).

3.3.İstasyon Otomasyonu Yapısı ve SCADA Sistemi ile Haberleşme

İstasyon otomasyonunda asıl iş RTU ya da IED'ler ile ilgili yapıyı doğru kurabilmektir. Zaten bu cihazlar istasyon haberleşmesi ve sonrasında genel SCADA haberleşmesinde çok önemli rol oynayan, haberleşme protokolü kurallarını sağlayabilen cihazlardır. IED'ler sayesinde bir istasyonda korumayı, doğru veri alış-verişini, veri sağlama ve kontrol işlevlerini başarabiliriz. Belli sayıda IED'yi kapsayan bir istasyonda IED'ler arasındaki veri iletim yapısını kurmak, bu verileri doğru bir şekilde bir araya getirmek istasyon otomasyonun temel görevlerinden biridir. RTU'lu istasyonlarda RTU'nun veri işleme işlevini yerine getirmesi, haberleşmeyi sağlaması ile birlikte koruma ve diğeri fonksiyonları yerine getiren diğeri cihazlar ile RTU arasında işlevsel bağlantı kurulmalıdır. Burada istasyon otomasyonu ile genel SCADA sistemi arasındaki bağı kurabilmek için aşağıdaki şekilde (Bkz.Şekil 3.1.) bakmalıyız.

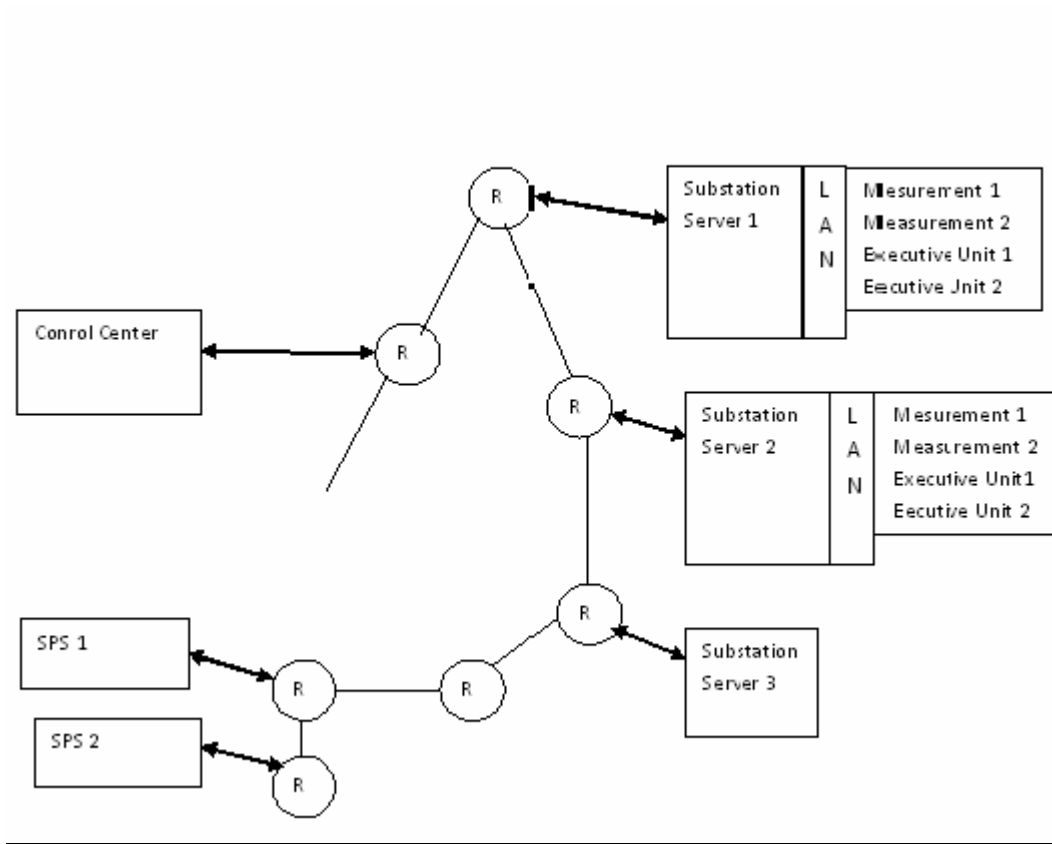


Şekil 3.1. İstasyon otomasyonu ve genel sistem

Şekil 3.1’de görüldüğü gibi, istasyonda yer alan IED ve Zaman Senkronizasyon Cihazı’ndan (Time Synchronization Source) alınan veriler LAN ya da Yerel Alan Ağı Ortamına gelir, buradan verileri toplayan ve değerlendiren RTU’ya arayüz modülünden geçerek ulaşır. RTU’da işlenen veri, EMS yapısına uygun olarak bir kontrol merkezinde görüntülenir, gerekli uygulamalar yine RTU vasıtasıyla yerine getirilir. İstasyon Tümlleştirme Sistemi’ne (Substation Integration System) LAN’dan gelen veriler bir araya getirilip yerel kullanıcı uygulamalarına gönderilir ve bir konsolda istasyona kumanda için kullanılır. Diğer taraftan bu sistemde toplanan veri

modem bağlantısı ve router aracılığı ile geniş alan ağlarına ya da WAN'a ulaşır. Buradan genel sistem ile ilgili kullanıcılara ve kullanıcı uygulamalarına açılır. Ayrıca sistemin ortak data depolama birimlerinde de istenen veriler depolanır. Burada istasyonda yer alan IED'lerin belli model ve protokollere uyumlu çalışması sistemde kolaylık sağlar. Örneğin Şekil 3.1'de yer alan IED, RP-3599 isimli obje modeline uyumlu bir modeldir. Bu modem haberleşme protokolünden bağımsız olarak istasyondaki röle, kesici, anahtarlama, tekrar kapama gibi elemanların kontrol edilmesine olanak sağlayan obje modeli ortaya koyar. Belirlenen modemde temsili nesnelere dolayısıyla istasyon elemanları arasındaki bağlantılarla birlikte yapılabilecek manevralar da belirlenmiştir. RP-3599 gibi diğer IED'ye özgü modelleri de mevcuttur ve protokollerle uyumlu çalışırlar.

Şekil 3.1'de alt kısımdaki bağlantı ile uzak istasyon ya da ayrı fiderlerden alınan verilerin de ana istasyona geldiğini ve arada DAC Server (Data Warehouse Admin) bulunduğunu görüyoruz. İstasyonda ve SCADA sisteminde seçilen ara bağlantı ve cihazların her enerji sistemine kurulumunda sistem bütünü dikkate alınarak seçilmesi gerektiği aşikardır (Protokollere, bağlantı yapısına ve kullanıcı, müşteri vs. isteklerine uygun olarak). Uzak bağlantılardan gelerek ana istasyona bağlanan birimleri ikincil istasyon, bilgileri IED'ler aracılığı ile alınıp RTU'ya doğrudan gönderilen istasyonları birincil istasyonlar olarak sınıflandırabiliriz.



Şekil 3.2. İstasyonlar ve kontrol merkezleri arası haberleşme

Diğer bir örnek Şekil 3.2 sistemin bütününe daha iyi görmek açısından verilmiştir.

İstasyon otomasyonu ve genel sistem [1]¹ EK-1’de sunulmuştur.

EK-1’de Siemens tarafından hazırlanan bir SCADA yapısını görüyoruz. İstasyon otomasyonu şalt tesisleri ya da saha kumanda biriminden sonra gelmektedir. İstasyonlar doğalgaz, hidrolik, fuel-oil ya da termik vs. ile üretim yapan hangi tipte santral ile bağlantılı olursa olsun, sınıflandırılan veri tipi ve istenen kumanda fonksiyonlarına göre otomasyonu gerçekleştirilen birimlerdir. İstasyon otomasyonundan bir üst birimde haberleşme ortamı görülür. Bu birimden sonra SCADA ortamı ile SCADA’yla bağlantılı network işlemleri-veri değerlendirme yapılarını görebiliriz.

¹ “Siemens sunumdan alıntı istasyon otomasyonu uygulaması”

Örnek Şekillerden de anlaşılacağı üzere SCADA yapısı son derece esnek bir yapıdır. Toplanan verileri istenen sistem çıktısı olarak değerlendirebiliriz, istenilen ara yüze aktarabiliriz. Çoğu SCADA sisteminde kendi iç telefon haberleşmesi PABX yapısı mevcuttur.

3.4.Haberleşmede Standartlara Duyulan İhtiyaç

Enerji üretim-iletim-dağıtım ve kontrol sistemlerinde çok sayıda bağlantı ve cihaz ile veri alıp, işleyip iletebiliyoruz. Veri haberleşmesinde software kısmını oluşturan LAN ve WAN haberleşme yapıları 200'den fazla haberleşme protokolü ile kurulabilmektedir. Enerji otomasyonunda bahsi geçen bağlantı ve cihazlar, üreticileri tarafından istenilen protokole uygun olarak üretilmektedir.

Enerji sistemi kurulumunda farklı protokollere uygun haberleşebilen, farklı bağlantı ve cihazların seçimi, haberleşme kurulumunu oldukça karmaşık bir hale getirmektedir. Bu sistemlerin kurulumunda ve işler hale gelmesinde hem zaman, hem de para kaybı anlamına gelen bu durum, ortak protokollere hizmet eden bağlantı ve cihazların seçimi ile aşılabilmektedir. Bu yüzden enerji alanında faaliyet gösteren uluslar arası kuruluşlar, istasyon otomasyonunu temel alan haberleşme protokollerini 1990'ların ortalarından itibaren geliştirmeye başlamışlardır. Bu uluslar arası protokoller, üretici firmalar tarafından kabul edilip, yeni protokollere uyumlu bağlantı ve cihazların üretimine başlanmıştır. Ancak halen enerji sektöründe üreticilerin seçimine göre belirli protokolleri destekleyen çok sayıda bağlantı ve cihaz vardır. Üstelik kurulu enerji sistemlerinde bu bağlantı ve cihazları yeni geliştirilen protokollere uyumlu olarak değiştirmek, zaman, para ve emek maliyetli işlerdir. Yine de uluslar arası protokollerin varlığı ve son yıllarda artık dünyanın pek çok ülkesinde kullanımının yaygınlaşması enerji sektörü açısından ciddi bir gelişmedir. İstasyon otomasyonu temel alınarak geliştirilen standartların enerji sektörüne getirdiği faydalar daha açık şekilde aşağıda belirtilmektedir:

- i İstasyon otomasyonunda kullanılan bağlantı ve cihazların network ortamına bağlı çalışabilmesi, ayrıca gerektiğinde birbirleri arasında haberleşme işlevini yerine getirebilmesini sağlar.
- ii Dağınık yapılar yerine, alınan verilerin sınıflandırıldığı hiyerarşik bir yapının oluşturulması, verinin ortak model ve isimle işlenebilmesini sağlar.
- iii Hızlı ve geniş alanlarda haberleşmeyi sağlar.
- vi Ortak standartların kurulmasından ötürü cihazların sisteme entegrasyonu, programlanması ve onarımında düşük maliyet ve zaman kazancı getirir.

4.İSTASYON OTOMASYONUNDA GELİŞTİRİLEN STANDARTLAR VE UYGULAMALAR

4.1.İstasyon Otomasyonunda Geliştirilen Standartlar

SCADA haberleşmesinde ve istasyon haberleşmesinde belirttiğimiz nedenlerden ötürü standartlara duyulan ihtiyaç, bu alanda kurulu belli yapıları standartlar oluşturmaya yöneltmiştir. 1990'lı yılların başında başlayan bu çalışmalar, sonraki yıllarda sonuçlarını göstermiştir. Elektrik Gücü Araştırma Enstitüsü (Electric Power Research Institute - EPRI) UCA bu alanda çalışmalar yapan en önemli birimdir. UCA ilk olarak 1991 yılında başladığı enerji otomasyonu alanında haberleşme standardı oluşturma çalışmalarında özellikle istasyon otomasyonu alanındaki ilk standardı, Manufacturing Messaging Specification (MMS) ISO/IEC 9506 protokolü ile sağladığı gerçek-zamanlı veri alış-verişi standardı üzerine kurduğu yapıyla 1996 yılında UCA Version 2. Standardı ile yapmıştır. Burada toplam 10 ayrı protokol, haberleşme alanında özellikle iletişim-kontrol, internet protokolü (TCP/IP) ve kontrol merkezleri arası haberleşmesi (ICCP) protokolleri ile bağlantılar arası gerçek zamanlı uygulama servis modellerinden oluşturulmuştur.

Aynı yıllarda LAN protokolü de (Ethernet) aynı grubun çalışmalarıyla oluşturulmuştur. 1990'lı yıllarda yayımlanan Distributed Network Protokolü (DNP), network ortamındaki IED arası haberleşme standartlarını getirmiştir. DNP protokolü son versiyonu, bugün hala hazırda pek çok SCADA sisteminde, network alanında kullanılan, SCADA ana istasyon-uçtan uca haberleşme kavramına önemli bir katkı sağlamıştır.

4.1.1.IEC 60870 Standardı

Daha sonra Avrupa'da kullanımı yaygınlaşan, DNP protokolü kullanılarak oluşturulan, IEC 870-5 ya da IEC 60870-5 protokolü oluşturulmuştur. Bu protokol enerji otomasyonu ile istasyon otomasyonu ilişkisini kuran, istasyonlarda IED'ler arası bilgi toplama ile istasyonlar arası bilgi alış-verişi ile SCADA sistemi kontrol merkezleri alanında haberleşmeyi ele alan bir protokoldür. Hali hazırda DNP 3.

Protokolü ile birlikte Avrupa başta olmak üzere pek çok enerji şebekesinde ya da SCADA sisteminde IEC 60870-5 uygulanmaktadır. IEC 60870-5 temel tele-kontrol mesajlarının iki sistem arasında gönderimini belirleyen, sisteme sürekli ve doğrudan bağlı data devreleri üzerine kurulu bir protokoldür.

IEC 60870-5 farklı katmanlardan oluşan bir protokoldür. Data linki katmanı, data haberleşmesinde IEC 60870-5-1 çerçeve formatını kullanır. Uygulama katmanı (application layer) kullanıcılar için obje tabanlı uygulama yapısını oluşturur. Fiziksel katman, hardware kısmını yani iletişimde genellikle seri bağlı fiziksel yapıları (kablo, fiber, radyo ve mikro dalga ortamları) üzerinde “çalışır-meşgul” gibi atıflarla temsil eder. Diğer iletişim fonksiyonları bölümüdür, local ağlar ya da geniş ağlar üzerinde diğer katmanlar arası iletişimi sağlar.

İki tür iletişim bu protokolda mümkündür. Biri dengeli mod iletişim (balanced mode), diğeri dengesiz mod iletişim'dir (unbalanced mode).

Dengeli modda link katmanındaki tüm bağlantılar birbirleri ile eş kabul edilir.

Dengesiz mod iletişimde sadece ana üniteler data iletişimini başlatır, alt üniteler data iletişimini başlatamaz. Sadece gelen mesajı alır. Ana ünite, mesajı ilgili alt ünite tarafından alınana kadar tekrar tekrar gönderir ya da cevabını sistem time-out olarak alır.

4.1.2.IEC 60870 Standardı bölümleri

IEC 60870-5 protokolü kısımları ve içerikleri aşağıdaki gibidir:

IEC 60870-5-1 : İletim çerçeve formatları

IEC 60870-5-2 : Datalink iletişim servisleri

IEC 60870-5-3 : Data uygulaması genel yapısı

IEC 60870-5-4 : Bilgi elemanlarının tanımlanması ve kodlanması

IEC 60870-5-5 : Temel uygulama fonksiyonları

IEC 60870-5-1-2-3-4-5 bölümleri ana istasyonlar ile RTU'lar arasındaki haberleşme yapısını oluşturan yukarıdaki beş bölümden oluşur. 5-1 bölümü istasyon otomasyonu temel amacı olan RTU'lar ve IED'ler arası ara yüze uygulanabilen yapıları tarif eder. Ayrıca bağlantıların dengesiz (multi-drop) ve dengeli (point-to-point) iletim modlarında çalışmaları için gerekli kuralları tayin eder.

IEC 60870-5-5 kısmı bir dizi uygulama fonksiyonlarını (kullanıcı katmanı için gerekli fonksiyonlar) tanımlar. Bu bölümde, zaman senkronizasyonundan test prosedürlerine kadar farklı uygulama fonksiyonları belirlenir.

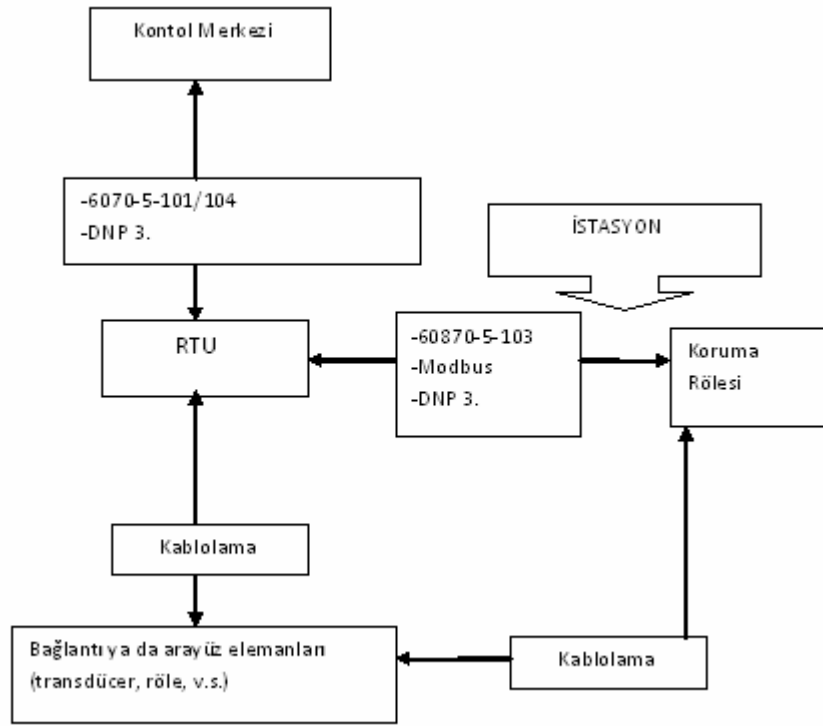
IEC 60870-5 protokollerinde, ana terminal ya da MTU ile RTU arasındaki haberleşmeye ilişkin kuralların belirlendiğini belirtmiştik. MTU-RTU haberleşme yapısı farklı şekillerde olabilmektedir. Dengeli mod için adı geçen point-to-point yapısı en basit anlaşılan MTU-RTU yapısıdır. Her RTU doğrudan ilgili MTU'ya bağlanır, fakat ayrı ayrı iletişim kanallarına ihtiyaç olduğu için daha maliyetlidir.

Bir diğeri seri iletim modu, bu modda iletişim kanal sayısı azalırken SCADA uygulamalarını sağlamak karmaşıklaşır ve zorlaşır. Diğer bir iletim modu olan seri yıldız yapısı, her bir bağlantıya bir kanal uygulaması getirir. Bu durumda verimlilik düşerken sistem karmaşıklığı artar.

Multi-drop (dengesiz mod) iletim modu da aynı şekildedir. Seri yıldız modu ile aynı sonucu doğurur.

4.1.3.IEC 60870 Standardı ile istasyon otomasyonu örnekleri

Bu protokole uygun olarak istasyon otomasyonunu anlayabilmek için Şekil 4.1'e bakmalıyız.



Şekil 4.1. IEC 60870 protokolüne uygun istasyon otomasyonu yapısı

Şekil 4.1’de gördüğümüz haberleşme yapısında yer alan modbus “arama-cevap” işlerini sağlayan TCP/IP ya da Ethernet üzerinde özel mesajlar taşıyabilen yapıdır ve kendine özgü protokolü vardır.

RTU’larda zaman-etiketleme (time-tag) işlevi mevcuttur, RTU’lar zaman-etiketli veriyi değerlendirerek gelen sinyale cevap verir.

EK-2’de yine bir IEC 60870-5 uygulaması görüyoruz. Bağlantılar arası haberleşmede uygulanan protokol bölümleri ve fonksiyonlar yapısını daha iyi anlamamızı sağlar.

İstasyonda IEC 60870 Uygulaması [1] EK-2’de sunulmuştur.

¹ Siemens sunumdan alınan IEC 60870 Uygulaması

EK-2’de görüldüğü gibi bir çok uygulamada gerçek-zamanlı iletişimin kesilmemesi için yedek kanallar (stand-by) sisteme dahil edilir. Bir kanalda sorun olduğu zaman, diğer kanalla iletişime devam edilir. Aynı şekilde HMI konsolları da kontrol merkezlerinde yedeklidir, birinde arıza olduğu zaman diğer HMI ile gerekli uygulamalar gerçekleştirilebilir.

Mevcut protokollerle istasyon otomasyonu yapısında gerekli dataları sahadan toplayan IED’lerin hepsi istasyon bazında adreslenmeli ve sisteme tanıtılmalıdır. Daha sonra adreslenen IED’lerden alınan tüm veriler RTU’da ya da son yıllarda RTU yerini alabilen diğer cihaz ya da işlemcilerde toplanmalıdır. Bu datalar işlenecek ya da sadece sistemde kontrol amaçlı görüntülenecek analog bilgiler ve durum bilgileridir. Yani öncelikle sahadan röle, ölçüm cihazı, PLC gibi IED’lerden alınan ve depolanan analog bilgiler, durum bilgileri, olay dizisi ve üretim durumu gibi bilgiler ardışık sıralı bir dizinde depolama kapasitesine göre depolanır, RTU’ya gelir. Daha doğrusu RTU ya da aynı işlevdeki cihaz SCADA sisteminde belirlenen periyotlarda her bir adresli IED ve bağlantıyı tarayarak bu verileri alır. Örneğin IEC 60870 protokolleri uygulanan sistemlerde, istasyon durum bilgileri (kesici açık-kapalı gibi) her iki saniyede, hat ve jeneratör analog verileri her iki saniyede, diğer analog bilgiler (jeneratör droop setting vs.) iki ila on saniyede bir alınır. Bu veri toplayıcısı birimin kendi yerel database’i vardır. Gerekli tüm veriler bu birimden ya da RTU’dan haberleşme linki ile genel SCADA sistemine gelir, işlenmeyecek veriler ilgili data depolama biriminde depolanır ya da arşivlenir, görüntülenmesi ya da işlenerek kullanıcıya sunulması gereken veriler geniş alan ağı-WAN üzerinden kullanıcı ara yüzlerine ulaşır, kullanıcılara modem üzerinden istenen formatta aktarılır. Modem cihazlarına gelen bilgiler farklı cihazlarla istenilen şekilde kullanıcıya sunulur.

İstasyon bazında otomasyon için anlattıklarımıza ilave olarak network yapısına uygun (Ethernet, x/Windows,TCP/IP, unix) ortamda çalışan ve haberleşme protokolünü tanıyan özel bir işlemcinin bulunduğunu, işlemci ile bağlantılı bir database bulunduğu ve istasyon haberleşme ortamının LAN üzerinden sağlandığını

belirtmemiz yararlı olur. Normalde DNP 3. ve IEC 60870-5 protokolleri 1200-9600 b/sn hızında data iletimini SCADA sistemlerinde desteklemektedir.

Bütün bu bahsettiğimiz haberleşme ortamı, oluşturulan protokollerce standardize edilen yapılardır. IEC 60870-5 protokolü Avrupa genelinde kabul görmüş bir protokoldür. Uluslar arası Elektroteknik Komisyonu (IEC) (TC) 57 çalışma grubu tarafından, IEC 60870-5 ve diğer kullanılan iletişimi protokolleri de dikkate alınarak yapılan çalışmalar sonucu enerji otomasyonu konusunda çalışan UCA 2 grubu ile Avrupa'da yapılan çalışmaları temel alan yeni bir istasyon yapılandırma dili ve protokolü geliştirmiştir.

4.2.Son Geliştirilen Standard IEC 61850

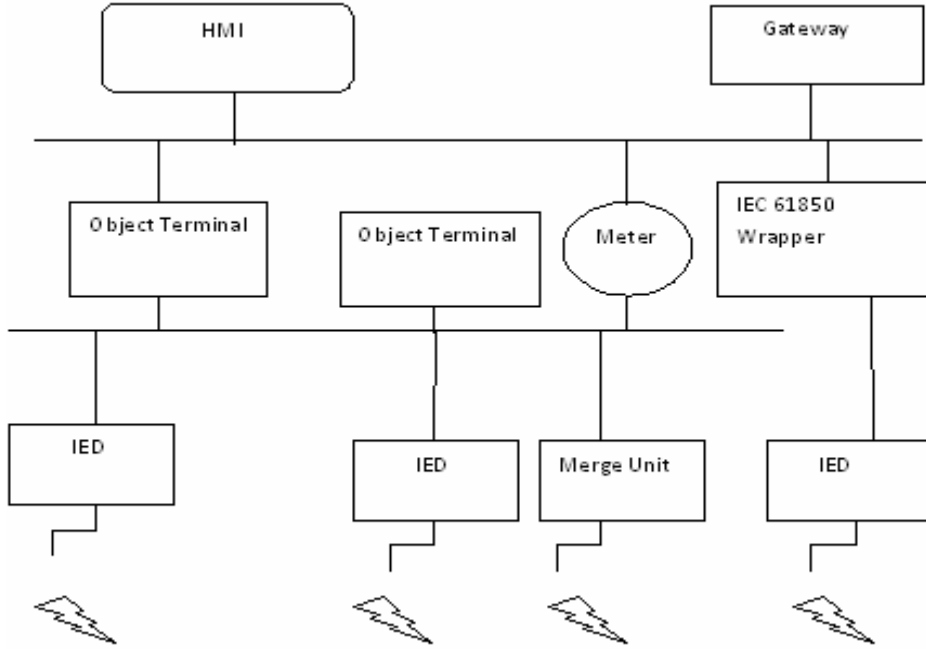
4.2.1.IEC 61850 Standardı genel yapısı

İstasyon otomasyonuna yönelik olarak son geliştirilen ama aslında uluslar arası alanda geliştirilip kabul gören ilk standart olma özelliğini taşıyan IEC 61850 bu alanda haberleşmeye önemli yenilikler getirmiştir. Bunlardan biri IED'lerin dijitale çevirilen veriyi process bus ve birleşik ünitelerden alabilmesidir.

Process bus adı verilen iletişim yapısı istasyondaki IED'lerin kontrol merkezlerindeki kontrol ve koruma cihazları ile haberleşmesine olanak sağlayan, hatta yüksek gerilim cihazlarına yönelik IED'lerle dahi haberleşmeyi sağlayan yapıdır. Yapılan haberleşmeyi de istenilen doğruluk ve hızda gerçekleştirmek mümkündür.

Diğer bir yenilik, IED'lerin istasyon haberleşme ağı (Ethernet) üzerinden birbirleri ile haberleşebilmesidir.

Başka bir gelişme, IED'lerin protokollerin desteklediği özel bir wrapper cihazı ile doğrudan istasyon ağına bağlanabilmeleridir. Sadece istasyon bazındaki bu yapıyı Şekil 4.2'de görebiliriz.



Şekil 4.2. İstasyon haberleşme yapısı

IEC 61850 standardı IEC 60870-5 standardı gibi nesne tabanlı bir standarttır. Ancak IEC 61850’de daha yerleşik bir obje yapısı oluşturulduğu için protokollere bakılmaksızın çoğu haberleşme yapısı ile uyumlu çalışabilmektedir. İstasyondan alınan data’lar genel bir sınıflandırma ile sınıflandırılır ve isimlendirilir. Soyut bir yapı oluşturulduğundan, ağlar arası veri iletimi yapılarında yol gösterim (mapping) mevcuttur.

Tüm iletişim ağında, anlaşılır ortak bir dil kullanılır, bu da obje tabanlı soyut yapıdan kaynaklanmaktadır.

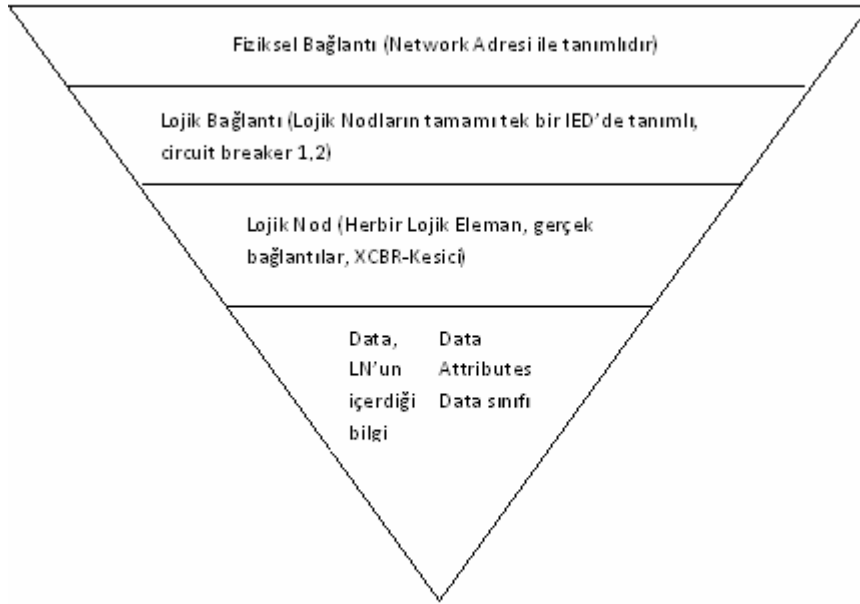
4.2.2 IEC 61850 Haberleşme yapısında data sınıflandırma

IEC 61850 oturmuş bir yapı kurmak için, öncelikle istasyon ekipmanı ile fonksiyonlarını kısaltılmış isimlerle standardize eder, tanımlı istasyon fonksiyonları

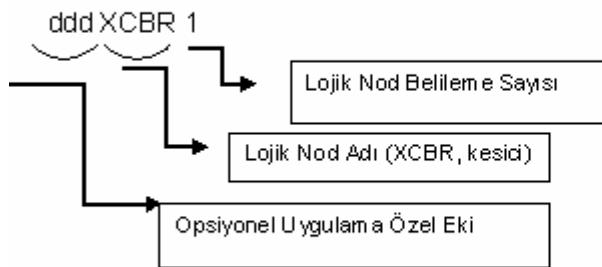
ve fonksiyon bilgisini isimlendirir, en son fonksiyon yollarını ve bilgi alış-verişini tanımlar.

İstasyon bazında veri sınıflandırması Çizelge 4.1’de görüldüğü şekilde yapılır.

Çizelge 4.1. İstasyon bazında veri sınıflandırması



Bu yapıyı bir data örneğinde görmek istersek Şekil 4.3’e bakmalıyız;



Şekil 4.3. Data örneği

Örnek olarak yine bir istasyondaki kesiciyi ele alırsak; Çizelge 4.2'deki şekilde sınıflandırma yapabiliriz.

Çizelge 4.2. Kesici elemanına ilişkin data yapısı

Lojik Nod	Data	Data Attributes
XCBR	Pos (P osition)	Control Value "ctVel" (Controllable)
		Operate Time
		-
		Statu Value "stVal" (Status Value)
		Quality
		Time Stamp
		-
		-
		-
		-

Common
Data
Class

Lojik Düğüm (LN) Kategorileri şunlardır:

Bilinen LD bilgisi

İstasyon fonksiyonundan farklı olarak isimlendirilen bilgiler.

Durum bilgileri

LN'ye ilişkin fonksiyon durumu bilgisi (anahtarlama tipi vs.).

Yerleşimler

Bir LN fonksiyonu için ihtiyaç duyulan bilgidir (tekrar kapama zamanları vs.).

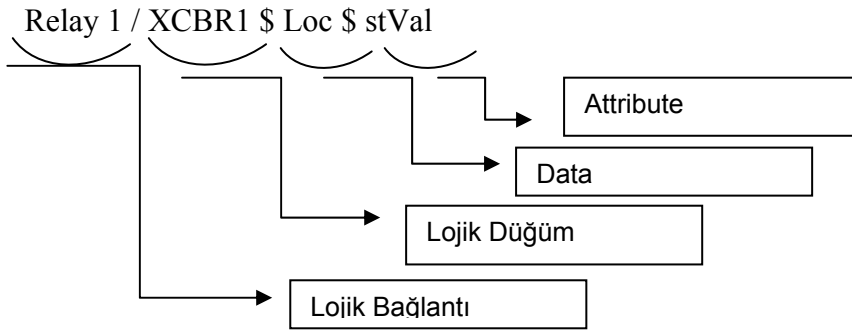
Ölçülen değerler

Sistemde hesaplanan ya da istasyondan alınan "ölçülen analog değerler"dir (akım, gerilim, güç bilgisi vs.).

Kontrol bilgileri

Kumanda ile verisi değişen bilgilerdir (sahadaki şalt ekipmanları durumu-on/off, sayaçlar vs.).

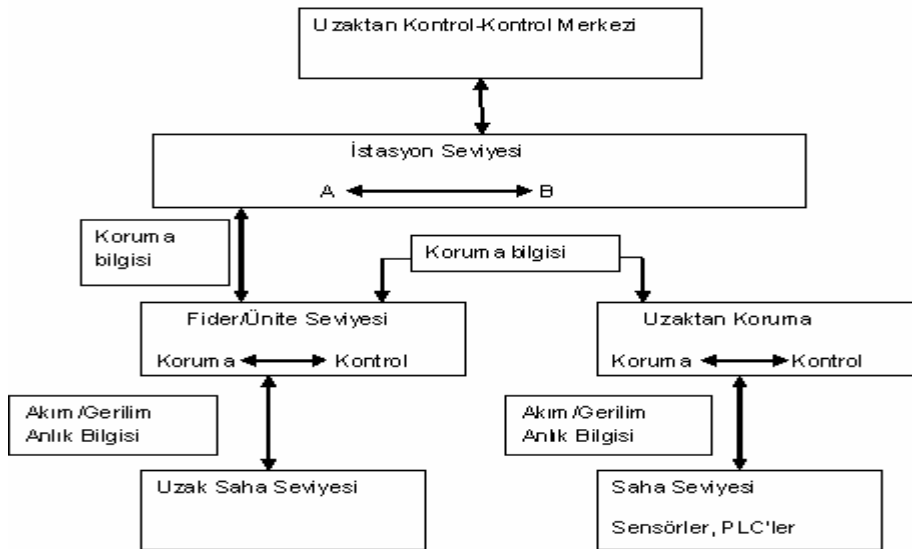
88 adet tanımlı LN vardır. Standarda göre obje yapısını görmek istersek:



Şekil 4.4. Obje yapısı

4.2.3. IEC 61850 Haberleşme yapısı ve birimler

IEC 61850'ye göre haberleşme yapısı Şekil 4.5'deki gibidir:



Şekil 4.5. Haberleşme yapısı

- i) İstasyon seviyesi-fider/ünite seviyesi
- ii) Fider/ünite seviyesi-uzaktan koruma ünitesi
- iii) Fider/ünite seviyesi iç haberleşmesi
- iv) İstasyon seviyesi-saha ekipmanları
- v) İstasyon seviyesi-uzak kontrol merkezi (mühendislik desteği)
- vi) Fider/ünite seviyesi-ayrı bir fider/ünite seviyesi
- vii) İstasyon seviyesi iç haberleşmesi
- viii) İstasyon seviyesi-uzak kontrol merkezi (izleme ünitesi)

IEC 61850 standardında açıkladığımız haberleşme yapısının önemli bir kısmını “soyut haberleşme servis ara yüzü-abstract communication service interface” (ACSI) adı verilen bir yapı oluşturur. Bu yapıdaki önemli unsurlar; obje dizileri, objelere hükmeden bir dizi servis, objeleri tanımlayan bir dizi temel data tipidir. ACSI server bu bahsettiğimiz tüm unsurları hiyerarşik bir yapıda bünyesinde barındırır. 4.2.2. bölümünde anlatılan Lojik Bağlantı, LN, Data ve Data Dizileri yapılarının da bu server’da tanımlı olduğunu bilmemiz gerekir.

Aynı bahisle ACSI server’da tanımlı temel veri modelleri arasında Lojik Bağlantı (LD), LN ve Data’yı sayabiliriz. Bu server vasıtasıyla istasyondaki fiziksel bağlantıların davranışını istenilen birimde görünür hale getirebiliriz, alt birimlerle haberleşebiliriz, eş kabul edilen bağlantılara (sahadaki IED’ler gibi) bilgi aktarabiliriz.

Data üzerine kurulan çalışır servisler de aşağıda belirtildiği gibidir:

- i) Data ve Data Attribute grupları kurma ya da Data-Set oluşturma servisi.
- ii) Oluşturulan değişken gruplarının tanımlama ve bir gruptan diğerine geçişi belirleme, yani Setting-Group servisi.

- iii) İstasyon parametrelerine dayalı yapılanma durumları ile raporlama durumunu tanımlama, raporların gönderim durumlarını ve parametre yapılanmasını istenildiği zaman çağırma servisleri (raporlama ve yapılandırma servisleri).
- iv) Girdi-Çıktı data değişkenlerini istenilen hızda ve güvenilirlikte sistemde geniş bir alana dağıtabilen Generic Substation Event (GSE) Control Block (GSSE/GOOSE) adı verilen istasyon genel olay kontrol blok servisleri.
- v) Örneklenmiş değerleri iletim kontrol bloğu adı verilen, örneklemeleri hızlı ve periyodik olarak ileten servis.
- vi) Harici bağlantılar, kontrol çıktıları gibi birimlerden alınan dataların alt birimlerce kontrolünü sağlayan kontrol servisi.
- vii) İşlenen ya da ölçülen bir değeri bir diğer değerle yerini değiştirebilen yer değiştirme servisi.
- viii) Özel Data Attribute değerlerini yazma ya da değiştirme için GET/SET servisleri.
- ix) Temel objeleri tanımlayan, obje referanslarını düzelter tanımlama servisleri.
- x) Farklı tipteki bağlantılar arası iletişimi sağlayan, haberleşme tipini belirleyen (two-party, multi-cast vb.) kurulum servisi.
- xi) Senkronize zamanı bağlantılara ve sisteme uygulayan zaman senkronizasyon servisi.
- xii) Büyük data bloklarının iletimini sağlayan dosya transfer servisi.

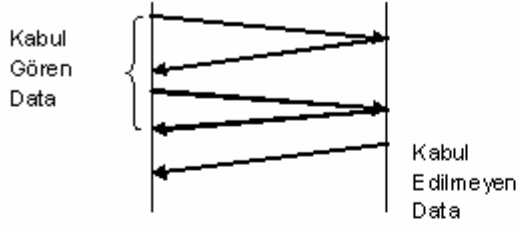
IEC 61850'de kullanılabilen haberleşme modelleri ise :

İki-parti-uygulama kurulumu (TPAA)

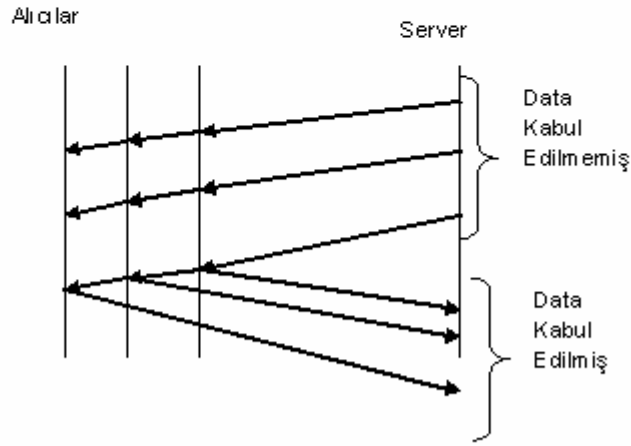
İki yönlü bağlantılı veri alış-verişi ile noktadan noktaya akış kontrolü yapılan bir haberleşme modelidir.

Çok yönlü uygulama kurulumu (MCAA)

Tek yönlü veri alış-verişi yapar, bir kaynaktan çok sayıda alıcıya veri gönderebilir. Alıcı veri kaybını ya da verinin gönderilişindeki tekrarlamayı tespit edebilir. Bu tespiti kullanıcıya aktarabilir ve çift data gönderimini engelleyebilir.



İki-Parti Model Uygulaması



Çok Yönlü Model Uygulaması

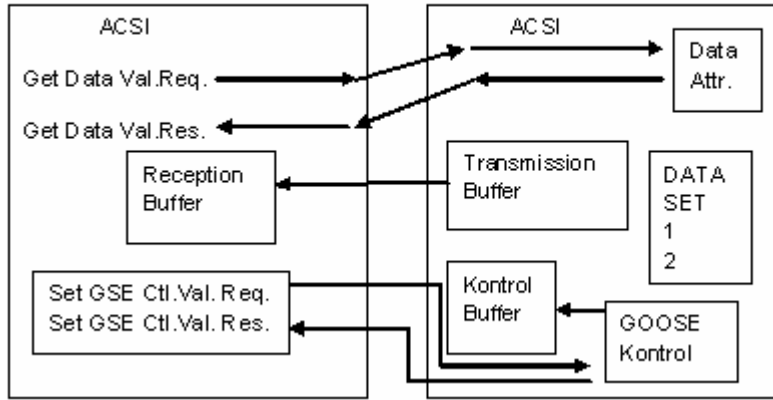
Şekil 4.6. İki-parti ve çok yönlü model uygulamalarında iletilebilen ve iletilemeyen data

4.2.4. GSE/GSSE Modeli ve GOOSE mesajları

IEC 61850 standardında bir diğer önemli uygulama modeli GSE modeli ya da Genel İstasyon Olay Modeli olarak adlandırabileceğimiz, istasyon otomasyonuna büyük katkı sağlayan bir modeldir. Alıcı/gönderici temeline dayanan girdi ve çıktı data değerlerini sistem geneline hızlı ve güvenilir şekilde ileten bir yapıdır.

Bir istasyondaki olay bilgisini eş zamanlı olarak çok yönlü/geniş alanlı servisleri kullanarak birden çok fiziksel yapıya gönderebilir. Bu model IEC 61850 protokolü uygulamasında istasyon otomasyonuna ve SCADA haberleşmesine ciddi bir hız kazandırmıştır. GSSE modelinde GOOSE yani Genel Obje Yönlü İstasyon olayı adı

verilen yapı, komutların, alarmların ve diğer kritik verilerin mesaj olarak hızlı iletimini sağlar. Bir IED tarafından gönderilen GOOSE mesajı birden fazla alıcı birim tarafından alınır. Gerçek-zaman davranışını destekler, ethernet ortamına uyumlu çalışır. Kesiciye trip göndermek, kesici-ayırıcı ekipmanlarının pozisyon durumlarını gerektiğinde değiştirmek gibi önemli fonksiyonların hızlı bir şekilde gerçekleşmesini sağlar. GOOSE mesajı gönderme ortamını sağlayan GSSE modeli multi-cast haberleşme modeline uygundur. GOOSE mesajlarını model içinde destekleyen olaya da aynı adla GSSE olayı adı verilir.



Şekil 4.7. GOOSE mesaj iletimi yapısı

Şekil 4.7’de daha net olarak iletim-alım yapısı anlaşılmaktadır.

4.2.5. MMS Protokolünün IEC 61850’de kullanılması

Standartların ortaya çıkış çalışmalarında bahsettiğimiz TCP/IP protokolü ile uyumlu çalışan MMS protokolü IEC 61850 standardında kullanılır. Her bir standart objesi MMS objesine yönlendirilir. Her bir Standard servisi MMS uygulamasına yönlendirilir. Fakat GOOSE mesajları ile örneklenmiş değerlerin iletimi MMS protokolü tüm seviyelerini kullanır.

İstasyon seviyesi fiziksel ortamında Ethernet kullanıldığını belirtmiştik. İlave olarak iletim/network katmanında TCP/IP protokolü kullanılır. MMS protokolü TCP/IP ortamında kontrolörler arasında ya da kontrolörler ile teknik istasyonlar arasında

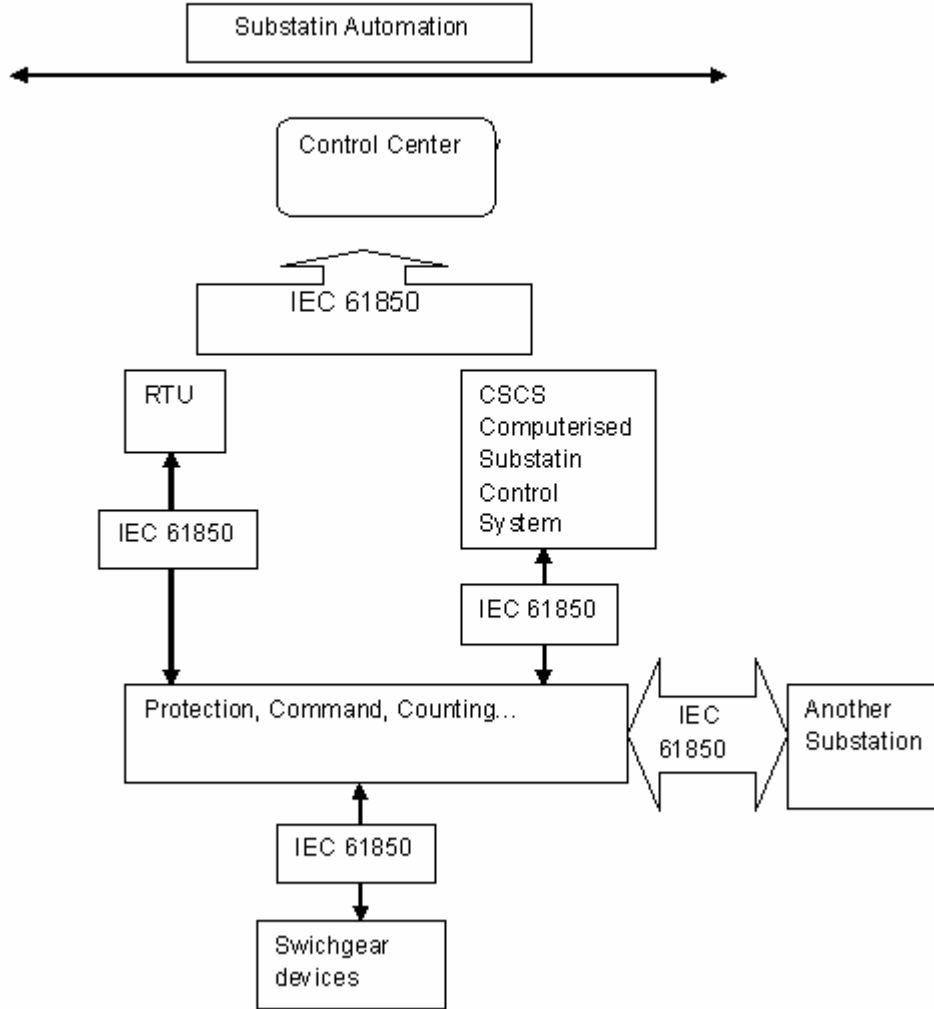
mesaj transferini belirler. Bu da internet ortamındaki gibidir, yani uygulama sayfası mesajla birlikte açılır, okumak/değişiklik yapmak yetki ile mümkündür. Örneklenmiş ölçülen değerler (Sampled Measured Values) olarak bahsettiğimiz yapı transdüserlerden alınan akım/gerilim anlık verilerini ve dijital input/output verisini iletim metodudur. Bu verilerin IED'lerce alınmasını mümkün kılar ancak iki iletim modelince desteklenir. Biri, ethernet üzerinden çok yönlü servis modeli, diğeri seri linkler üzerinden tek yönlü servis modelidir.

“Örneklenmiş Ölçülen Değerler Uygulaması” EK-3'de sunulmuştur.

IEC 61850 standardında istasyon otomasyonundaki temel elemanlar olan IED haberleşmesinde problem yaşamamak için (IED'ler farklı üreticilerden alınan farklı çalışma karakteristiklerine sahip cihazlar olabilirler) istasyon yapısı dili ile geliştirilmiştir. Bu dille istasyon otomasyon sistemi ile şalt sahası arasında bağlantı kurulur. Şalt sahası yapısı ile istasyon otomasyon sistem fonksiyonları (LN, LD vs.) bağlantıları IED'ler üzerine kurulur.

4.2.6 İstasyon otomasyonunda 61850 uygulama örnekleri

İstasyon otomasyonunda bahsettiğimiz haberleşme yapısını örnekleyerek daha açık şekilde anlamak mümkündür. Şekilde IEC 61850 protokolüne uygun olarak istasyon otomasyonu yapısı Şekil 4.8'de görülmektedir. Haberleşme metodu tüm birimler arasında geri bildirim/bildirim sağlayacak şekilde çift yönlüdür, başka istasyonlarla da haberleşmek mümkündür. Haberleşme yapısı paralel bağlantı ile kurulur.



Şekil 4.8. IEC 61850'ye göre istasyon haberleşme yapısı

Siemens tarafından geliştirilen bir başka IEC 61850 uygulamasında EK-4'de sunulan [1] görüldüğü gibi, istasyonlarda “ring” adı verilen bir uygulama yapılmıştır. İstasyondaki tüm birimlere istasyon kontrol birimi tarafından paralel bağlanılarak “ring” yapılır. Kontrol merkezine yer altı fiber optik kablolarla bağlantı kurulmuştur. İstasyon elemanlarının doğrudan ilgili router'lara sinyal gönderebilmesi, istasyon otomasyonu fonksiyonlarını şeffaflaştırmış, haberleşme yapısını karmaşıklaştırmıştır.

¹ SIEMENS sunumdan alınmıştır.

EK-5’de sunulan yapı ise IEC 60870 ile IEC61850 protokollerinin bir arada kullanıldığı bir enerji otomasyonu yapısını^[1] görüyoruz.

4.2.7 IEC 61850 Standardı bölümleri

IEC 61850 Standardının 10 ayrı bölümden oluştuğunu belirtmiştik. 10 temel bölüm içerisinde bazı bölümler kendi içinde ayrı ayrı düzenlenmiş ve numaralandırılmıştır. Bölümler ve içerikleri aşağıdaki gibidir :

IEC 61850-1

Protokole giriş ve protokolde haberleşme yapısını genel olarak irdeler.

IEC 61850-2

İletişim network’ü istasyonlardaki sistemlere ilişkin tanımlar, genel tanım kapsamında bilgiler içerir.

IEC 61850-3

Sistemde protokole göre haberleşmek için genel gereklilikleri anlatır.

IEC 61850-4

Haberleşme sistemi ve protokole göre sistem yönetiminden bahseder.

IEC61850-5

Haberleşmede protokolün uygulanması için gerekli fonksiyonları belirler ve bağlantı modellerinden bahseder.

¹ SIEMENS sunumundan alınmıştır.

IEC 61850-6

İstasyonlarda EID'lere ilişkin bir haberleşme dili yapısı tanımlar, kısaca istasyon haberleşme dilini belirler. Burada IED'ler nesne tabanlı haberleşme yapısına uygun olarak sisteme tanıtılmıştır.

IEC 61850-7

Fider ve istasyonlar için temel haberleşme yapısını belirler. Bu bölümün ayrı ayrı tanımlı 4 alt bölümü vardır:

IEC 61850-7-1

Bu bölümde haberleşme yapısında tanımlanan Lojik Düğüm ve Data isimlerine ilişkin sınıf modeli (class model) tanımlanır.

IEC 61850-7-2

Bu bölümde bir önceki bölümde adı geçen "Data Class Modeli"ne göre sınıflamalar yapılır ve bu sınıflamalar istasyondaki fiderler ile IED'ler dikkate alınarak yapılan obje temelli data class tanımlamalarıdır.

IEC 61850-7-3

Bu bölümde data class yapısında "Common Data Class" ile "Data Attributes" yapıları tanımlanır.

IEC 61850-7-4

Bu bölümde daha önce tanımlanan Common Data Class yapıları üzerine bir arada olan Lojik Düğüm sınıfları ile Data sınıfları belirlenir.

IEC 61850-8

Bu bölümde, özel haberleşme servisleri haritası tanımlıdır. Bu yapı “SCSM” yapısı olarak kısaltılır. Ayrıca burada istasyon haberleşmesinde doğrudan haberleşmeyi sağlayan “station bus” haberleme ortamı da tanımlanır. Bu bölümün bir alt bölümü olan IEC 61850-8-1’de TCP/IP yapısıyla birlikte kullanılan MMS yapısına yönlendirilen haberleşme servislerinden bahsedilir.

IEC 61850-9

Yine IEC 61850-8-1’de tanımlanan özel haberleşme servis haritası üzerinden giderek bazı haberleşme modelleri belirlenir. Bu bölüm altındaki iki bölümde ise;

IEC 61850-9-1

Tek yönlü seri point to point haberleşme modeli üzerinde “örneklenmiş değerler (sampled values)” iletimini belirler.

IEC 61850-9-2

Genel haberleşme yapısındaki “process bus” ortamını belirler, bu kez ISO/IEC 8802-3 protokolüne uygun olarak yine örneklenmiş değerlerin iletimi tanımlanır.

IEC 61850-10

Bu bölümde IED’lerden doğru haberleşmenin sağlanması için parametrelere ilişkin uygunluk testleri belirlenir. Özel ölçme tekniklerinden bahsedilir. Sistemin doğru çalışması için genel uygunluk testleri içeriği bu bölümde bulunabilir.

IEC 61850 her ne kadar istasyon otomasyonu için geliştirilen ve kullanılan bir protokol olma özelliği taşısa da, istasyonlar arası haberleşmeyi sağlayan 61850 yapısını belirleyen IEC 61850-90-1 ile IEC 60870 protokolünün içerdiği gibi

istasyonlarla kontrol merkezleri arası haberleşme yapısını belirleyen IEC 61850-90-2 protokolleri geliştirilmekte olup, birkaç yıl içerisinde IEC TC57 WG19 grubu tarafından yayımlanarak hayata geçirilecektir. Böylece IEC 61850 protokolü de istasyonlar arası ve istasyonlar-kontrol merkezleri haberleşmesine dahil olacaktır.

Diğer bölümlerde örnekler içerisinde açıklandıysa da IEC 61850'de common data class ve common attribute types sınıflamaları istasyondan alınan aşağıdaki bilgiler için geliştirilmiştir :

- i) Durum bilgileri için common data classes,
- ii) Ölçülen değerler için common data classes,
- iii) Kontrol edilebilen durum bilgileri için common data classes,
- iv) Kontrol edilebilen analog set-point bilgileri için common data classes,
- v) Durum ayarları için common data classes,
- vi) Analog ayarları için common data classes ve common data classes içinde yer alan "attribute types"lar tanımlıdır.

IEC 61850 temel yapısını dikkate alarak ilave protokoller de daha sonra oluşturulmuştur. Bunlardan biri; IEC 61850 -410 protokolüdür.

Bu protokolde hidrolik santrallere ilişkin istasyonlar için common data classes, lojik düğüm ve data objeleri özel tanımlamaları yapılmıştır.

Başka bir protokol, IEC 61850-420 protokolüdür. Bu protokolde de "distributed energy resources" adı verilen yapıların olduğu istasyonlarda ya da farklı farklı kaynaklarla enerji üretimi yapılan istasyonlardaki (fuel-oil, diesel,v.s.) lojik düğümleri tanımlar, temel haberleşme yapısından bahseder.

Bunların haricinde IEC 61850 haberleşme yapısını temel alan farklı isimde farklı enerji kaynaklı istasyonlara yönelik spesifik protokoller de hazırlanmıştır (örn : IEC 6400-25 Rüzgar Santralleri için istasyon otomasyonu protokolü).

Bütün bu seri protokollerdeki ortak nokta, TCP/IP network'ü üzerinde çalışan ve istasyon LAN iletişim ortamı üzerinde yüksek hızla 4 ms'den küçük sinyal cevabı ile istasyonu koruyarak otomasyonu sağlamaktır.

5. TEİAŞ'TA ENERJİ YÖNETİMİ / SCADA SİSTEMİ VE UYGULANAN STANDART

5.1. TEİAŞ Enerji Yönetimi / SCADA Sistemine Genel Bakış

TEİAŞ'ta SCADA Sistemi ilk olarak 1980'lerin sonunda devreye girmiştir. Daha sonraki yıllar içerisinde SCADA sistemi geliştirilerek çok sayıda RTU'su olan bir sistem haline almıştır. 2000'li yıllarda yapılan sistem iyileştirme çalışmaları ile SCADA/EMS Sistemi 200'ün üzerinde istasyonda RTU'su olan ve 30 000'e yakın bilgi toplanan geniş ağa sahip bir sistem olmuştur.

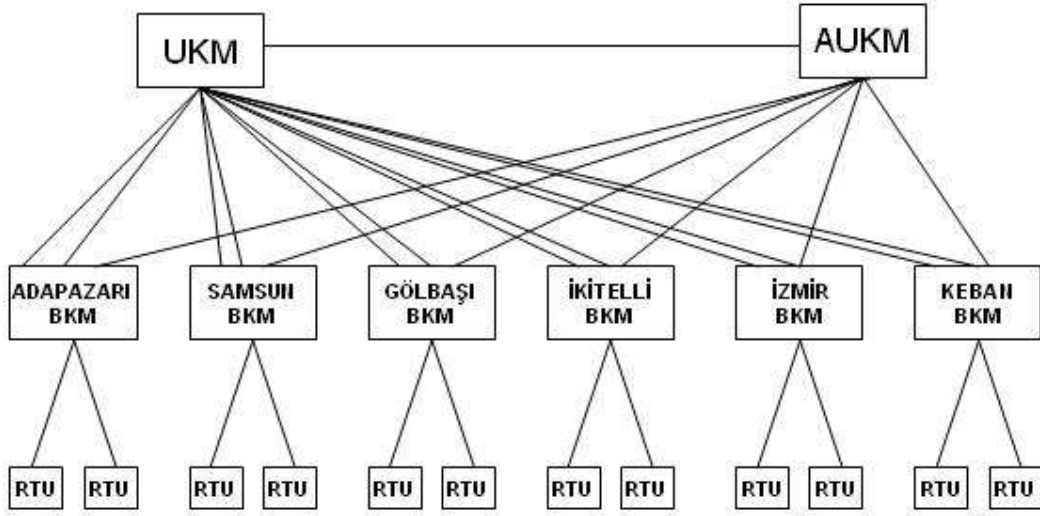
TEİAŞ SCADA ve EMS Sisteminde, bölgesel kontrol merkezleri (BKM) ile ana kontrol merkezi olan Milli Kontrol Merkezinin (MKM) bulunduğu sıralı bir yapı vardır. RTU'ların vasıtasıyla istasyonlardan toplanan bilgiler 100 Mbit LAN ortamı üzerinden BKM'lere, oradan da MKM'lere gelmektedir. MKM Ankara'da kurulmuştur. Ayrıca acil durumlarda sistemde iletişimin kesilmemesi için yine Ankara'da bir acil kontrol merkezi (ADKM) kuruludur. Tüm iletişim kanalları yedeklidir. İstasyonlardan bilgi toplayan RTU'lar BKM'lere Tele Kontrol Ara Birimleri (TCI) üzerinden bağlanmışlardır.

TEİAŞ SCADA ve EMS Sisteminde IEC 60870-101 Protokolü uygulanmaktadır. İletişim modeli ise point to point (noktadan noktaya) adı ile daha önce bahsedilen modeldir. Kablolama alt yapısı geniş bir model oluşunu belirtmiştik. BKM'lerden MKM'ye çift iletişim linkleri (yedekli link) üzerinden bağlantı mevcuttur. Ayrıca her bir BKM'den ADKM'ye de bir iletişim linki bağlıdır. Sistemde şu an 6 adet BKM mevcut olup, bu sayı devam etmekte olan bir projeye 9 adet BKM'ye çıkartılacaktır.

Sistemde mevcut daha eski RTU'lar F4F protokolüne uygun olarak haberleşme sistemine katılmaktadır.

EMS Sistemi ana kontrol merkezleri MKM ile ADKM'de kurulu vaziyettedir.

TEİAŞ SCADA ve EMS Sistemi yapısı Şekil 5.1'de görülmektedir.



Şekil 5.1. TEİAŞ SCADA / EMS sistemi yapısı [¹]

Sistemde hem 380 KV hem de 154 KV iletim şebekesine bağlı santraller SCADA Sistemiyle gerçek-zamanlı olarak izlenmektedir.

Sistem SIEMENS firmasının geliştirdiği SCADA yazılımı olan SIEMENS Sinaut Spectrum 4.3.2. yazılımı ile otomasyonu sağlamaktadır. MKM'de EMS'i de sağlayan Sun Ultra 250 Server'ları ile Sun Ultra 10 iş istasyonlarını kapsayan Unix tabanlı işletim sistemi kuruludur.[9]

BKM'lerde gerçek-zaman bilgisi GPS Sistemi ile alınıp, RTU'lara 15 dk.da bir iletişim linkleri ile gönderilmektedir.[9]

Kontrol merkezlerindeki ağ yapısında SOLARIS 2.8 işletim sistemi kullanılmaktadır. MKM ve ADKM'de ise Oracle Veri Tabanı mevcuttur.[9]

Tüm sistemde istasyon bilgileri ve sistemden toplanan diğer veriler SDM (Souce Data Management) sistemi kullanılarak MKM'lerden BKM'lere yüklenmektedir ve bu datalar sistem tarafından display'de görüntülenmektedir.

¹ Sistem yapısı kurulu SCADA sisteminden alınmıştır.

5.2 TEİAŞ SCADA / EMS'de İstasyon Otomasyonu Uygulaması ve Kullanılan Haberleşme Protokolü

TEİAŞ SCADA Sisteminde IEC 60870-1 protokolüne uygun olarak haberleşme sağlandığını belirtmiştik. İstasyon otomasyonu da bu protokole uygun olarak gerçekleştirilmektedir. Eski tip RTU'larla haberleşmek halihazırda F4F protokolüne göre olmaktadır. TEİAŞ SCADA Sisteminde istasyonlara bağlı 200'ün üzerinde RTU mevcuttur.[9]

Bu RTU'ların çoğunluğu kontrol merkezlerine point-to point yapısı ile bağlıdır. RTU'lardan toplanan bilgiler sırasıyla BKM ile MKM ve ADKM'ye gelmekte, işlenen verilere göre kontrol komutları da RTU'lar vasıtası ile istasyonlara iletilmektedir.

Kontrol merkezlerinde, merkezler arası iletişim protokolü IEC 60870-6'ya uygun olarak gerçekleştirilmektedir.

RTU'lar vasıtasıyla istasyonlardan jeneratör, trafo, hatların aktif ve reaktif güç değerleri, bara gerilimleri, trafo kademe bilgileri, akım-frekans gibi ölçümler, kesici, ayırıcı, toprak ayırıcısı gibi saha ekipmanlarının durum ve alarm bilgileri, sistem frekansı ile enerji ölçümleri kontrol merkezlerine gönderilmektedir.

Analog ölçümler istasyonlardan 10 sn.de bir ve eşik değerleri aşıldığı takdirde değişiklik bilgisi ile, durum-alarm bilgileri de değişiklik olduğu zaman kontrol merkezlerine iletilmektedir.[9] Durum ve alarm bilgilerinde RTU'dan time-tag (zaman-etiketleme) bilgisi vurularak kontrol merkezlerine iletim sağlamaktadır. Tüm bilgiler 30 dk.da bir istasyonlardan taranarak ilgili birimlere gönderilmektedir.[9]

Sadece sınırlı sayıdaki gerekli istasyonlarda RTU'lar vasıtası ile kontrol merkezlerinden uzaktan kumanda (remote-control) yapılabilmektedir (Örn: Kontrol merkezinden gönderilen sinyal ile istasyondaki kesici, ayırıcı gibi ana ekipmanların konumları değiştirilebilmektedir). SCADA Sisteminde istenilen veriler toplandı ve

işlendikten sonra sonrasında analiz etmek amacıyla arşivlenmektedir. Her kontrol merkezinde arşivleme, raporlama ve grafik görüntüleme işlevleri EMS Sistemi parçası olarak yapılmaktadır.

BKM'ler ile RTU'lar arasında iletimin devamlılığının sağlanabilmesi için yedekli iletişim kanalları vardır, veri iletişimi enerji nakil hatları üzerinden kuranportörler (PLC'ler), fiber optik kanalları ve Türk Telekom A.Ş.den kiralanan kanallar üzerinden yapılmaktadır. [9]

BKM'ler ile RTU'lar arası 200, 600, 1200, 2400 ve 19200 b/sn iletişim hızlarında data iletimi mevcuttur.[9]

Kontrol merkezleri arası veri iletişimi fiber optik kanallar, Türk Telekom A.Ş.den kiralanan kanallar ve gerektiğinde uydu linkleri kullanılarak sağlanmaktadır.

Ana kontrol merkezlerinde kurulu EMS Sistemi dahilinde sistemde durum kestirim, kısıtlılık analizi, yük-akış kontrolü, otomatik üretim kontrolü (AGC), yedek izleme, yük tahmini gibi özel fonksiyonlar yapılabilmektedir.[9]

TEİAŞ SCADA Sisteminde ana kontrol merkezlerinden istasyon otomasyonu için istasyonlara ilişkin istenen verilerin database'e işlenip, daha sonra BKM'ler vasıtasıyla RTU'lara yüklendiği 5.1. bölümünde anlatılmıştı.

EK-6'da örnek bir istasyona yönelik sisteme yüklenerek RTU'dan alınacak tüm verileri ve veri adreslerini tablolar halinde görebiliyoruz. Kesici, ayırıcı, toprak ayırıcısı durum bilgileri, trafo aktif-reaktif güç bilgileri, bara gerilimleri, hat (fider) aktif-reaktif güç bilgisi, jeneratör aktif-reaktif güç bilgisi ve diğer pek çok bilginin istasyondan alındığını görüyoruz.

EK-7'de 380 KV gerilim seviyesindeki KARAKAYA üretim santralinin tek hat şeması sistem display görüntüsü verilmektedir. KARAKAYA Hidrolik Santrali bilindiği gibi Türkiye genelinde en çok üretim yapan santrallerden biridir.

KARAKAYA Santrali üretim kontrolü bu nedenle kritiktir ve sistem frekansına doğrudan etki eder. KARAKAYA Santrali kendi üretim kapasitesi oranında Sekonder Frekans Kontrolüne katılır. KARAKAYA 380 istasyonuna yönelik tek hat şeması display görüntüsünden anlaşılacağı üzere istasyondan alınan tüm bilgiler SCADA bilgisayarlarında ilgili konsollarda gerçek-zamanlı olarak görüntülenmektedir.

5.3. TEİAŞ SCADA Sisteminde İstasyonlara Yönelik Testler

Sisteme dahil edilen yeni istasyonlarda, SCADA sistemine katılımın sağlandığının görülebilmesi için RTU'lar üzerinden hem gerçek-zamanlı, hem de araya simülörler yerleştirilerek sinyal gönderme yoluyla point-to point testleri yapılmaktadır.

Ayrıca TEİAŞ SCADA Sistemi genel frekansı olan 50 Hz'i dengede tutmak amacıyla Primer Frekans Kontrolü, EMS fonksiyonları yardımıyla da Sekonder Frekans Kontrolü yapılabilmektedir. Primer Frekans Kontrolü üretim yapan istasyon bazında parametreler dikkate alınarak daha basit bir hesaplama ile olurken, Sekonder Frekans Kontrolü sistemin genelinde 100 MW ve üzeri üretim yapan santrallerin seçilmesi, bu santraller üzerinden sistem frekasını dengelemeye yönelik sistemde hesaplanan set-point analog değerinin sekonder frekansa katılan santrallere gönderilmesi, böylece sistemde üretim-tüketim-sistem frekansı dengesinin tekrar kurulması ile işleyen bir fonksiyondur. Sekonder Frekans Kontrolüne katılan santrallerin set-point değerlerine doğru tepki verip-vermediği, başka bir deyişle sekonder frekans kontrolüne katılımı sağlayıp-sağlayamadığı testleri ana kontrol merkezi olan MKM tarafından yapılır.

6. TEİAŞ SCADA SİSTEMİNDE İSTASYONLARA YÖNELİK TESTLERDEN ÖRNEKLER

6.1. Point to Point Testi

Bölüm 5.3.de kısaca anlatılan point to point testinin çıktısı .Şekil 6.1’de, ZETES 154 isimli istasyona ait durum bilgileri SCADA yazılımı “mesajlar” fonksiyonunda gerçek-zamanlı olarak görülmektedir. İstasyona ait durum bilgileri, istasyon ile ana kontrol merkezi arasında yapılan poin-to-point testi esnasında alınmıştır.

woman print - woman worldmap print - Process

SINAVI Mesajlar Gözetimi (53)

Appli AnalogVal Accumulat. Messages Archives Authorities Curves... Reports... Desktop...

Message Restoration date:from 25 12 2009 25 12 2009 Filter

```

*** date change line fr 25-12-2009 ***
D 25.12.09 14:24:08,880 ZETES154 154 cplBB1 5315 CB open
D 25.12.09 14:25:07,230 ZETES154 154 cplBB1 5315 CB disturbe
D 25.12.09 14:25:37,840 ZETES154 154 cplBB1 5315 CB close
D 25.12.09 -14:25:45,730 ZETES154 154 cplBB1 5315 CB intermed
D 25.12.09 14:26:30,710 ZETES154 154 cplBB1 5313 Iso Busbar 1 open
D 25.12.09 14:26:39,120 ZETES154 154 cplBB1 5313 Iso Busbar 1 disturbe
D 25.12.09 14:27:01,940 ZETES154 154 cplBB1 5313 Iso Busbar 1 close
D 25.12.09 14:27:07,780 ZETES154 154 cplBB1 5313 Iso Busbar 1 intermed
D 25.12.09 14:27:36,580 ZETES154 154 cplBB2 5315 Iso Busbar 2 open
D 25.12.09 14:27:58,800 ZETES154 154 cplBB2 5315 Iso Busbar 2 disturbe
D 25.12.09 14:28:22,590 ZETES154 154 cplBB2 5315 Iso Busbar 2 close
D 25.12.09 14:28:28,780 ZETES154 154 cplBB2 5315 Iso Busbar 2 intermed
D 25.12.09 14:28:55,570 ZETES154 154 ERGLI-2 5322 CB open
D 25.12.09 14:29:03,250 ZETES154 154 ERGLI-2 5322 CB disturbe
D 25.12.09 14:29:25,810 ZETES154 154 ERGLI-2 5322 CB close
D 25.12.09 14:29:33,340 ZETES154 154 ERGLI-2 5322 CB intermed
D 25.12.09 14:29:59,700 ZETES154 154 ERGLI-2 5323 Iso Busbar 1 open
D 25.12.09 14:30:06,860 ZETES154 154 ERGLI-2 5323 Iso Busbar 1 disturbe
D 25.12.09 14:30:27,990 ZETES154 154 ERGLI-2 5323 Iso Busbar 1 close
D 25.12.09 14:30:35,100 ZETES154 154 ERGLI-2 5323 Iso Busbar 1 intermed
D 25.12.09 14:30:57,570 ZETES154 154 ERGLI-2 5325 Iso Busbar 2 open
D 25.12.09 14:31:03,680 ZETES154 154 ERGLI-2 5325 Iso Busbar 2 disturbe
D 25.12.09 14:31:30,550 ZETES154 154 ERGLI-2 5325 Iso Busbar 2 close

```

25.12.2009 - 14:46

Page 1

Şekil 6.1. ZETES-154 Santrali point-to-point test çıktısı^[1]

¹ Şekil 6.1. devamı EK-8'de sunulmuştur.

Bu test, Bölüm 5.3.de anlatıldığı gibi, sisteme yeni katılan istasyonların kontrol merkezleri ile sorunsuz iletişimlerini doğrulama testleridir. Bu testler esnasında istasyondan alınan gerçek-zamanlı veriler kontrol edildiği gibi, Şekil 6.1’de görülen şekilde doğrudan RTU’lara simülör cihazlarının bağlanması ile RTU-kontrol merkezi arası sinyal alış-verişi de gözlenmektedir.

i) Bunun için öncelikle TEİAŞ sistemine uygulanan ve sisteme uyarlanan IEC 60870 dokümanına baktığımızda, TCI ünitesi aracılığıyla sistemde tanımlanacak periyotlarda verisi RTU tarafından taranacak istasyon ya da istasyonların sayısının 0...65 535 aralığında olabileceğini görüyoruz. Protokole göre sistemde response ya da bilgi iletme süreleri, 1 ms, 10 ms, 100 ms ve 1000 ms (1 sn) olarak gruplandırılır. Farklı işlevler için RTU ile Kontrol Merkezi arasındaki cevap süresidir. Sistemde analog veriler ya da double-point’ler gibi bir kısım veriler zaman-etiketli olarak gönderilir. Bu veriler belirlenen zaman periyodunda gelmez ise cevap time- out olarak kontrol birimine gelir ve istenen verinin eski değeri yeniden sisteme yüklenir.

ii) IEC 60870’de iki mesaj paketi arasındaki time-out boyutu 11 bit olarak belirlenmiştir. Sistemde her bir bit’in 1 ms.de gönderildiği kabul edilir. Çalışan bir sistemde verinin geldiğini geribildirim süresi için belirlenen maksimum time out basit bir hesaplama;

iii) Mak.geri bildirim time-out süresi=Taranan ünite sayısıXBir birim tarama süresi

eşitliği ile eğer sistemde gerçekte 65 000 ünite var ise, (6.1)

Max.time-out süresi= 65 000x1= 65 000 ms olur. (6.2)

iv) Gönderilen 2 mesaj paketi arasında gönderilemeyen veri ya da oluşan boşluk için tanımlanan boyut 40 bit,

40x1 ms= 40 ms zaman dilimidir. (6.3)

v) ZETES 154 Santralinde testi yapılan durum bilgileri SDACA Sisteminde “double point” özellikli veriler olarak tanımlıdır. Bu verilerin de sistemde tanımlı ve test çıktısında görülen farklı durum tanımları vardır. Bunlar;

“Invalid”- geçersiz konum (IV)

“Not topical”- güncellenmemiş (NT)

“Substituted”-elle girilmiş (SB)

Blocked-bloklanmış (BL)

Off-kapalı konum : 1,0 durumu

On-açık konum : 0,1 durumu

“Intermed”- ara konum : 0,0 durumu

“Disturbed”-arıza konumu : 1, 1 durumu

Testi yapılan ZETES 154 Santrali kesicisi için gelen “intermed”, “close”, “open”, “disturbe” konumları yukarıda anlatılan 4 durumu ifade eder. Mesaj paketi ile gelen her bir time-tag’li verinin tanımlı segmenti vardır. ZETES 154 Santralinin kuplaj bara 1 (cplBB1) kesicisine ait durum bilgisi segmenti;

Çizelge 6.1. cplBB1 kesicisi durum bilgisi segmenti

Double Point Veri Segmenti						3	2	
Time-tag	C	IV	NT	SB	BL			0,1
Zaman etiketi	Kontrol biti					Diğer bit’ler	belirleyici	Verinin değeri

şeklinde. Sadece time-tag verisi ms’li ya da ms’siz oluşuna göre 3-7 bit’ten başlayan bir yer tutar. Böyle bir verinin iletimi mesaj paketi ile birlikte toplamda 0...255 bit’i geçmeyecek yer tutar.

vi) 61850 protokolünde aynı verinin iletimini düşündüğümüzde, TCP protokolünde mesaj paketlerinin çok daha fazla olması, iki iletim birimi arasında TCP ortamında anlık veri alış-verişi olması gibi nedenlerle çok daha fazla sayıda bit ile double point bilgisi aktarılacaktır. Üstelik 61850 protokolü maksimum cevap geri bildirim süresi;

$$4 \text{ ms} = \text{IEC 60870/4} \quad (6.4)$$

olarak belirlenmiştir. IEC 61850’de bu konudaki tek şüphe, gönderilen MMS mesaj boyutu ya da mesaj sayfalarının boyutları çok büyük olduğundan, bit gönderim paketinin oldukça büyük olması, bu nedenle paketlerin büyük paketler halinde bölünerek gönderilmesidir (10 Mbps sistemde 576 bit’lik paketler vardır). Time-out süresi 96 bit’i bulur. Bu da her veri paketinde her bir veri segmentinin sonuna subsequent number (veri numarası) eklemeyi gerektirir. Veri kaybı olması durumunu çözmek ancak bu şekilde mümkün olmaktadır. Bu durumda her bir veri segmenti;

$$\text{toplam bit sayısı} = (n_1+1) + (n_2+1) + \dots + (n_s+1) \quad (6.5)$$

olacak şekildedir.

Aynı şekilde sistemde bir haberleşen birimin en fazla sinyal dönüş cevabı alma süresi;

$$\text{Geri bildirim süresi} = 2 \times \text{iletim yolu zaman kaybı} + \text{güvenli limit} \quad (6.6)$$

formülü ile sistem parametreleri belirlenerek bulunur.

vii) TEİAŞ SCADA Sisteminde, RTU’ya verilen durum değişikliği sinyalinin RTU üzerinden kontrol merkezlerine cevabı ekranda RTU time-tag bilgisi ile alarm düşümü olarak listelenmektedir. “Message Retrieval List” sayfasının ilk satırında istasyondaki 154 KV gerilim seviyesindeki cplBB1 kesicisinin “open”, “disturbe”, “close”, “intermed”, durum bilgisi değişiklikleri görülmektedir. Listedeki alt satırlarda diğer hatların durum bilgilerini görmekteyiz. RTU’dan

vurulan time-tag bilgisi de gelen sinyal cevabının ya da durum bilgisi değişikliğinin doğru Şekilde ve uygun zaman aralığında gelip-gelmediği test edilmektedir. Durum bilgilerinden ‐açık‐- ‐kapalı‐ durum bilgisi değişikliğinin sinyal gönderildikten sonra birkaç sn. içinde ekranda değişmiş olarak görülmesi gereklidir.

6.2. Sekonder Frekans Testi

Şekil 6.2’de [1] yine SCADA/EMS sistemi fonksiyonlarından biri olan, istasyon otomasyonu ile doğrudan ilgili Sekonder Frekans Kontrolüne ilişkin test grafiklerini görüyoruz. Sekonder kontrolüne katılan istasyonlardan biri olan B.AKENER isimli istasyona, istasyon üretim kapasitesi ile orantılı analog set-point değeri gönderilir. Gönderilen set-point değerine göre üretimin artış-azalışını, sistem frekansını, jeneratörlerin aldığı yeni üretim durumunu, sistemde hesaplanan istasyon üretim durumu parametrelerini zamana göre değişim modunda grafiksel olarak görebilmekteyiz. Bu kontrolün esas amacı olan tüm sekonder frekansa katılan santraller üzerinden gerekli üretim set-point değerlerinin göndererek, sistem frekansı olan 50 Hz’i dengede tutmaktır. Sekonder frekans kontrolünü öncelikle istasyon bazında set-point göndererek, istasyon tepkisini ölçmek suretiyle kontrol merkezi üzerinden test etmek mümkündür. Sekonder frekans kontrolünü genel sistem üzerinde yapmak için;

Öncelikle Area Control Error (ACE/G) adı verilen sabiti hesaplayarak elde edilen değer üzerinden santral bazında belirlenen MW değerleri üzerinden set-point hesaplaması sisteme yüklenerek fonksiyonun ilk kısmı tamamlanır. Mevcut SCADA Sistemlerinde bu değerler hesaplanarak, gerektiğinde otomatik olarak ilgili santrallere set-point gönderilir.

G formülasyonu;

$$G = P_{meas} - P_{sched} + K_{ri} (f_{meas} - f_0) \text{ dır.} \quad (6.7)$$

¹ Şekil 6.2.nin devamı EK-9’da sunulmuştur.

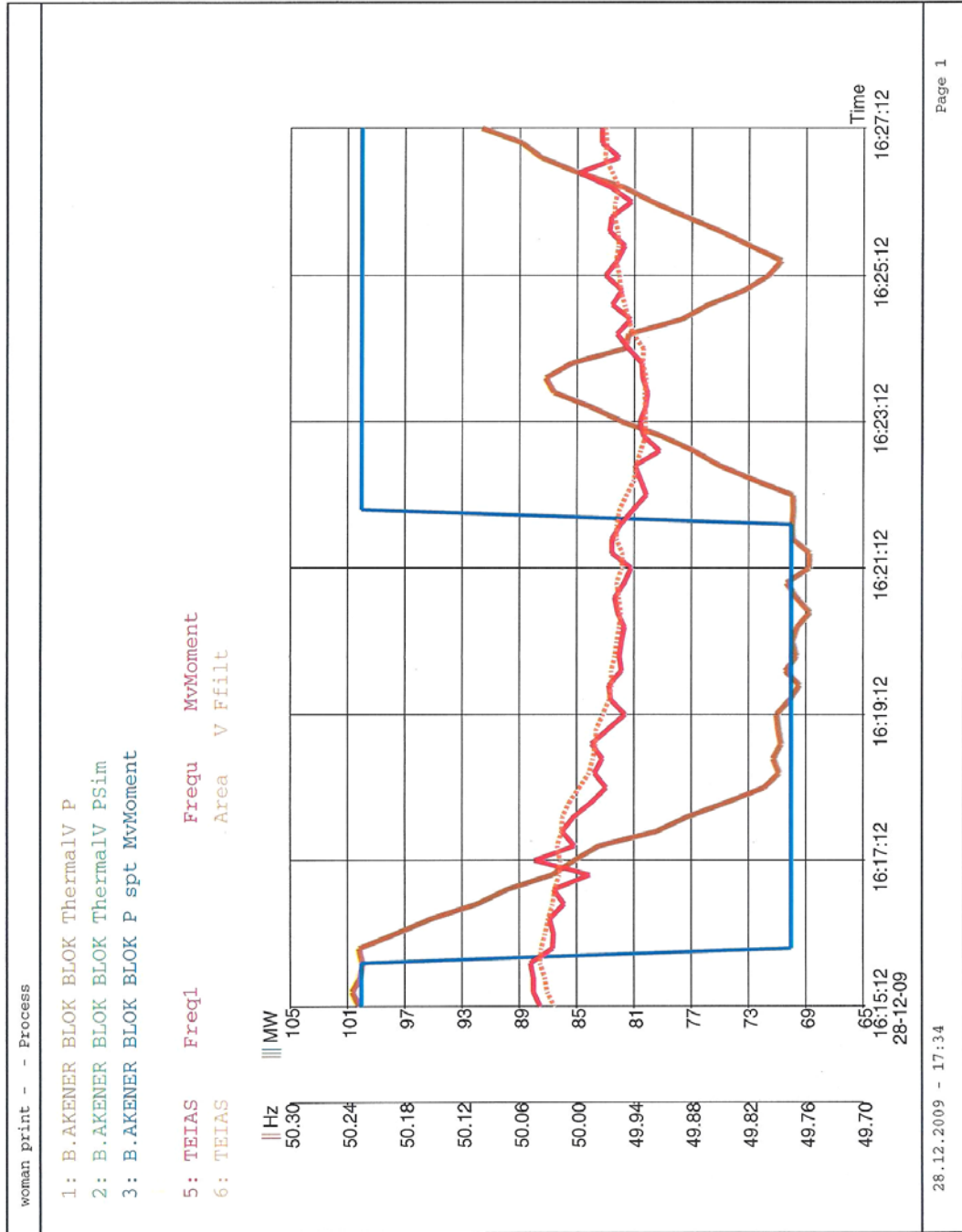
P_{meas} : Sistemde hesaplanan güç üretim bilgisi, MW

P_{sched} : Sistemde üretilen güç bilgisi, MW

K_{ri} : Primer frekans kontrol etkisi

F_{meas} : Hesaplanan sistem frekansı

F_0 : Sistem frekansı, 50 Hz hesapta kullanılan değerlerdir.



Şekil 6.2. B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri

- i) İki su buharı, biri gaz tribünü olan jeneratörlerin set-point değerine tepkilerinin farklılığı görülmektedir. EK-9'da ilk iki grafikte sistem frekansı 50-50,06 aralığında iken santrale 16:16 civarı gönderilen (100 MW değerinde üretim durumundayken) 70 MW set-point değerine karşılık sistem üretim cevabı P,

sistem hesaplanan üretimi P_{Sim} , frekans filtreli eğrisi F_{filt} , 11KV gerilim seviyesindeki jeneratörlerin üretim durumları (Gen A1 P, Gen A2 P, Gen A3 P) görülmektedir.

- ii) 70 MW set-point değerine karşılık Gen A1 ve Gen A2 su buharı türbinleri benzer tepki vererek üretimlerini 49-50 MW değerlerine düşürmüşlerdir. Bu düşüş set-point değeri verildikten yaklaşık 2 dk. sonra gerçekleşmiştir. 2 jeneratörün üretim tepki zamanları kısa denebilecek bir sürede olmuştur. Gen A3 gaz türbinini ise daha geç bir zamanda, yaklaşık 6 dk. sonra üretimini yaklaşık 7 MW kadar düşürerek vermiştir. Bu ünitenin diğerlerinden farklı çalışma sebebi, su buhar türbinlerinden elde edilen gaz ile devreye girmesidir. Dolayısı ile 3. ünitenin üretim cevabı diğer iki üniteye bağımlılık sebebiyle daha geç ve daha az tepki vermek şeklinde olmuştur.
- iii) Aynı grafiklerde 16:22 civarlarında yine ana kontrol merkezinden gönderilen 100 MW set-point değeri ile santral üretimi 70 MW seviyesinden 100 MW seviyesine çekilmeye çalışılmıştır. Bu set-point değerine karşılık sistem frekansı 49,94-50 Hz aralığında seyretmektedir. Set-point değeri gönderildikten sonra santral üretimi yaklaşık 2 dk. sonra 87 MW seviyelerine çıkmış, daha sonra tekrar düşüş olmuş, set-point verildikten 5 dk. sonraya 92 MW seviyesine çıkarak set-point değerine yaklaşmıştır. İlk set-point değerine göre 2. set-point cevabı farklılığı sistem frekansı değişiminin frekans kontrolünde doğrudan parametre olarak alınması sebebiyledir. Sistem frekansının düşmesi, ilk anda jeneratör tepkilerinde anlık artışa neden olmuş, sonra üretim dengelemesi ile üretimde düşüş olmuştur. Sonra üretim bir öncekinden daha yüksek değere çıkarak set-point değerine yaklaşmıştır. Gen A1 ile A2 yine birbirine yakın üretim tepkileri vermiş, Gen A3 ise daha öncekine benzer şekilde daha geç ama daha az değişen aralıklı ve daha stabil bir tepki vermiştir.
- iv) Devam eden grafik sayfalarında da, gönderilen set-point değerlerine göre sistem frekansını da dikkate alan, frekans kontrolü fonksiyonuna uygun santral üretim tepkisi görülmektedir. Santral üretim tepkilerinin değerlendirilmesi, santralin ve

jeneratörlerin çalışma davranışları konusunda önemli bulgular elde etmemizi sağlar. Burada grafiklerden anlaşılan karakterize durum, ilk iki jeneratörün benzer üretim tepkisi vermesi, 3. jeneratörün de açıklanan nedenlerle diğerlerinden farklı tepki göstermesidir.

- v) Sonuç olarak test edilen santral, kendine özel parametreleri ile sistem frekans değişimi dikkate alındığında sekonder frekans kontrolüne doğru şekilde katılım davranışı göstermektedir.

7. IEC 61850 VE IEC 60870-103 PROTOKOLÜ İLE İSTASYON HABERLEŞMESİNDEKİ FARKLILIĞI TESPİT İÇİN YAPILAN TESTLER

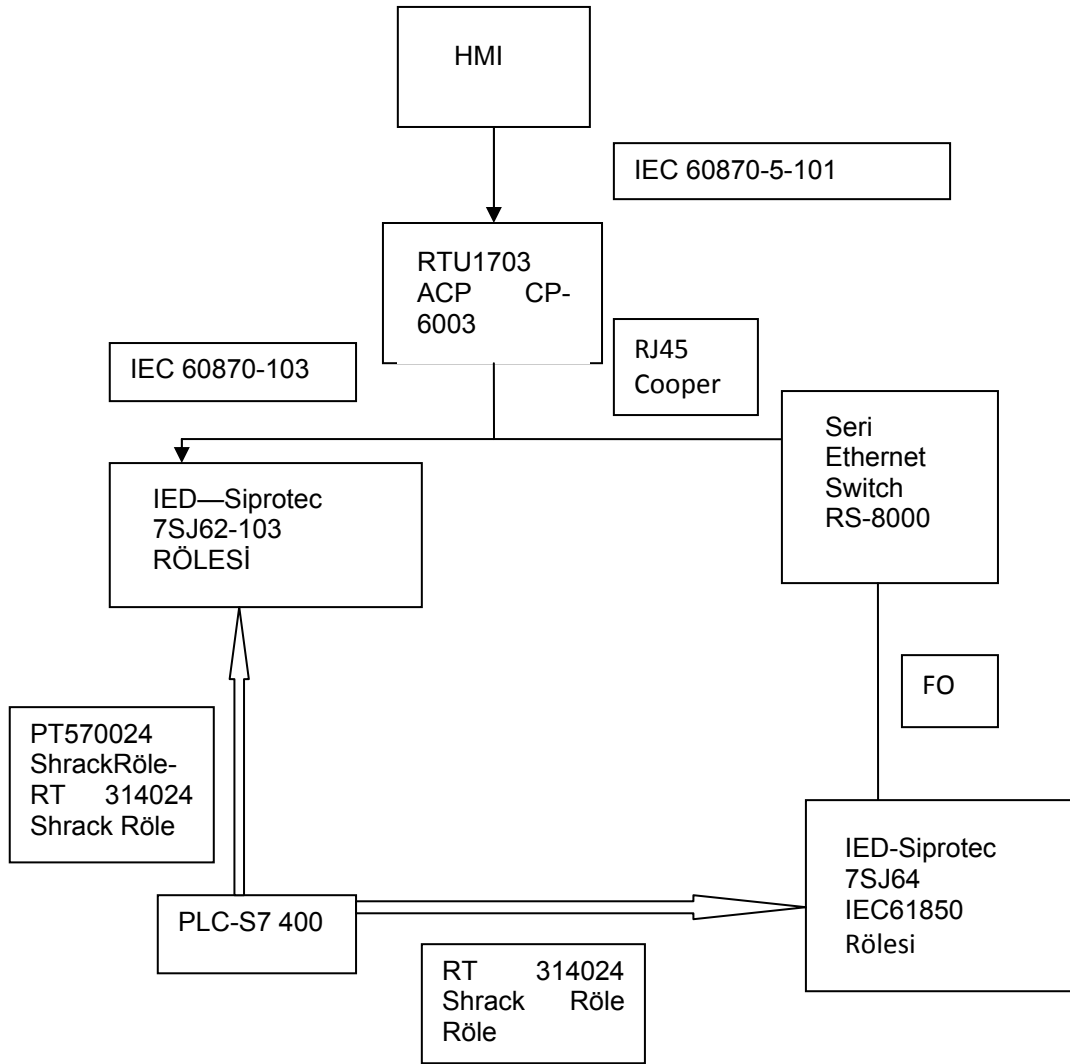
Bölüm 4.1.1.de IEC 60870-5-103 haberleşme genel yapısından bahsedilmişti. Şekil 4.1’de örnek bir IEC 60870-5-103 iletişim yapısı mevcuttu.

Bölüm 4.2.1.de ise IEC 61850 haberleşme genel yapısından bahsedilmişti. Şekil 4.2’de örnek bir IEC 61850 iletişim yapısı mevcuttu.

Her iki protokol için benzer yapılar, iletişim protokolleri için ayrı ayrı olmak üzere sadece tek bir IED ya da röleden bağlantı kurularak istasyon tarafı ve HMI tarafı olacak şekilde bir düzenek kurularak, SIEMENS Gebze tesislerinde enerji otomasyonu biriminde iki iletişim protokolünü bir araya getirecek şekilde testler yapılmıştır. Testlerde frekans, HMI tarafı iletişim ortamı kapasitesi (baudrate) değiştirilerek test RTU’sundan alınan veriler incelenmiştir.

7.1. IEC 61850 ve IEC 60870-103 Protokolü ile Haberleşmedeki Farkları Tespit İçin Kurulan Test Düzenegi Yapısı

İstasyon otomasyonunda IEC-60879-5-103 ile IEC 61850 protokolleri ile singel signal “tekli sinyal”lerin raporlarını HMI bilgisayarında görmek için Şekil 7.1’de görülen düzenek kurulmuştur. RTU testlerde kullanılan SAT Automation TM 1703 ACP RTU’sudur.



Şekil 7.1. Test düzeni

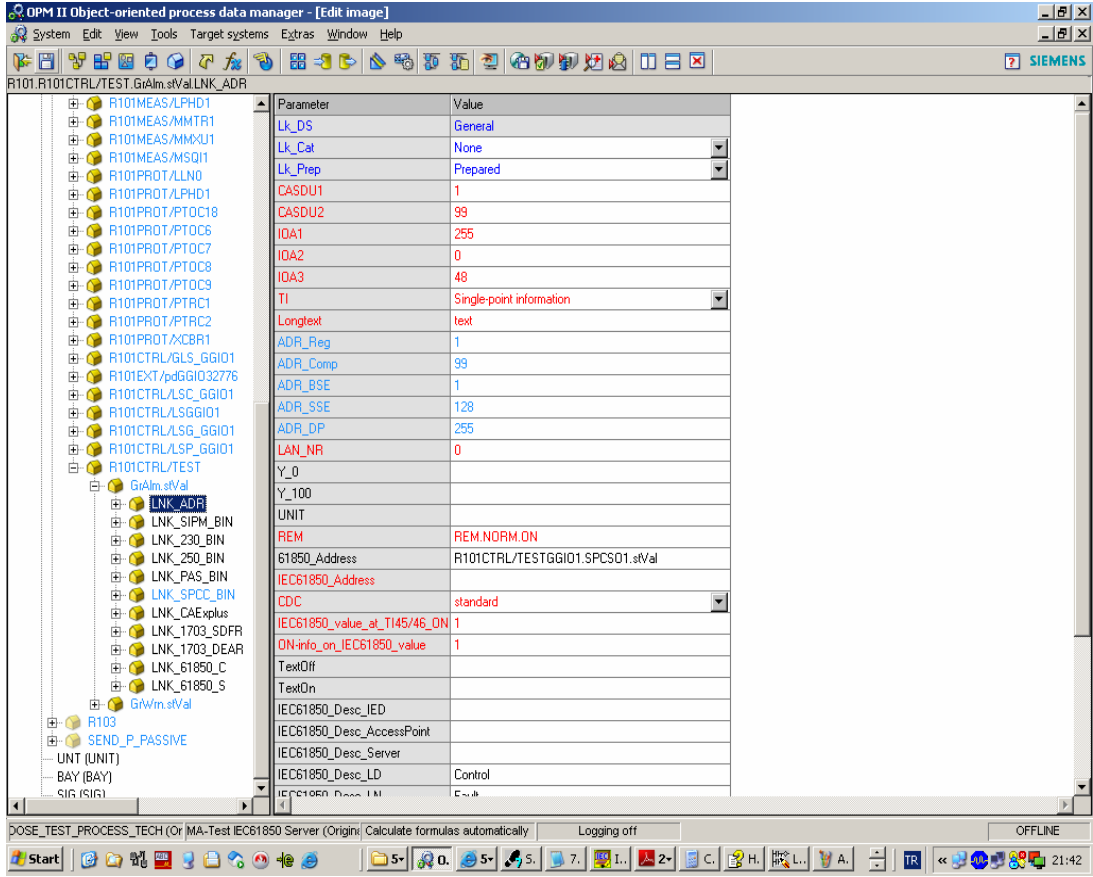
Test için Siemens A.Ş. tesislerinde IEC 61850 protokolünde yük atma durumunu görmek için IEC 61850 protokolü yüklenen Siprotec 7SJ64 (overcurrent protection and control) akıllı rölesi ile IEC 60870-5-103 yüklü Siprotec 7SJ62 akıllı rölesi kullanılmıştır. İstasyon tarafında bahsi geçen protokoller kullanılırken, HMI tarafında IEC 60870-5-101 protokolü her iki istasyon için ortak olarak kullanıldı. Bu nedenle kurulan düzenekte 103 rölesi seri bağlanarak haberleşmeye dahil olurken, IEC 61850 rölesi RS-8000 ethernet switch ile fiziksel çeviri yapılmak suretiyle seri haberleşen RTU cihazına bağlandı. 103 haberleşmesi için link adresi 2 seçildi, communication 'com' adres 2 seçildi. Veri adresi 200/0, 200/1, ... ,200/10 olan, 10

tane Single Point(SP) tekli sinyal tanımlandı. IEC 60870-103’de yapılan veri adreslemesi tablo halinde, DIGSI toolbox çıktısı olarak Şekil 7.2’de görülmektedir.

PEA	FUN	INF	IOA1	IOA2	IOA3
IEC103	200	0	0	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0000.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	1	1	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0001.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	2	2	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0002.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	3	3	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0003.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	4	4	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0004.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	5	5	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0005.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	6	6	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0006.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	7	7	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0007.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	8	8	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0008.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	9	9	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0009.LNK_IEC103_RECV_BIN	200	10	10	200	0
IEC103_TEST_ROLESI.IEC103_DI0010.LNK_IEC103_RECV_BIN	200				

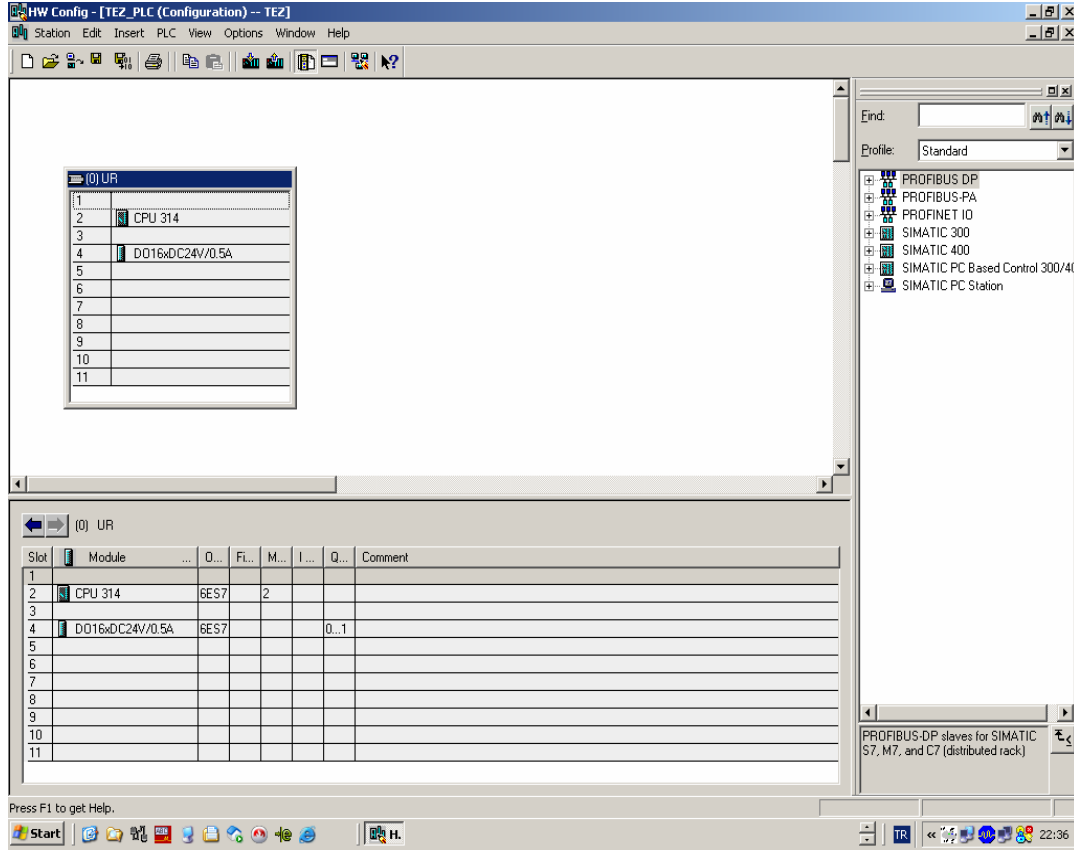
Şekil 7.2.IEC 60870-5-103 için veri adreslemesi-DIGSI Toolbox çıktısı

61850de ise, sistemde IED ya da IP adresi tanımlıydı, fakat ‘com’ adres protokol içeriğinde yoktur. Veriler kısaltılmış objeler olarak tanımlanmıştır. IEC 61850 için seçtiğimiz verinin adreslemesi DIGSI toolbox çıktısı olarak Şekil 7.3’de verilmiştir.



Şekil 7.3.IEC 61850 için seçtiğimiz verinin adreslemesi-DIGSI Toolbox çıktısı

Diğer yandan RTUya bilgi gönderilebilmesi için iki farklı protokole göre ayrı ayrı program yüklenen IED'lere, zaman pulse'i gönderen S7400 PLC ile araya yüksek frekanslarda veri gönderimi için RT 314024 Shrack röle bağlantısı ile, daha düşük frekanslarda veri gönderimi için PT570024 Shrack Röle bağlantısı ile düzenek kurulmuştur. PLC'ye 1-0 şeklinde pulse gönderimi için basitçe program yüklenmiştir. Yüklenen program üzerinden farklı ms'ler girilip pulse süreleri değiştirilerek, farklı frekanslarda tekli sinyallerin iki ayrı protokol yüklü cihazlara gönderilmesi sağlanmıştır. PLC için Şekil 7.4'de görülen PLC konfigürasyonu program çıktısında görülmektedir.



Şekil 7.4.PLC konfigürasyonu

PLC için 24 V DC besleme, IED Röleler için 110 V besleme ile düzenek tamamlanmıştır.

IEC 60870-5-103 için 10 tane tekli sinyal protokoller için kurulu toolbox'ta tanımlandı. IEC 61850 için de bir tane tekli sinyal obje ortamında tanımlandı. Böylece iki ayrı protokol yüklü IED'lerden (1-0) sinyallerini aynı RTU ile toplamak için teste başlandı. Öncelikle IEC 60870-103 rölesi ile veri toplandı, ikinci aşamada IEC 61850 rölesi ve IEC 60870-103 ile veri toplandı, HMI bilgisayarından alınan raporlar kaydedildi, sonuçlar zaman-etiketli (time-tag'li) olarak alındı. Her iki protokolde de zaman etiketi IED'de basılır.

Haberleşme ortamında 9600 ile 115200 baudrate kullanıldı, iletişim frekansları için de 1 Hz, 10 Hz, 25 Hz, 50 Hz kullanıldı.

7.2. Test Sonuçları

Yapılan testlere ilişkin sonuçlar Çizelge 7.1'deki tabloya aktarılmıştır.

Çizelge 7.1. Test Sonuçları Tablosu

TEST KOŞULLARI	
IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD	
IEC101 RTU: 19200 BAUD	
PULSE FREQ.: 10 Hz	
(Elektromekanik röle kullanıldı)	
SONUÇLAR	
IEC 101 RTU iletişim ortamı baudrate'ini 19200'de tutup, pulse zamanını PLC programından 0.1 sn ya da 100 ms olarak girdiğimizde,	
$f=1/t$ 'den	(7.1)
$f=1/0,1=10$ Hz'e	(7.2)
<p>ayarladığımızda, yaklaşık 1 dk ve 30 sn süresinde ve kesikli olarak gönderilen verilerde, bilgiler sıralı 1-0 şeklinde ama verilerin hepsinin aynı adresten gönderiliyor gibi olduğu görülmüştür, bu durumun protokolden ve kullandığımız röleden kaynaklı kısıtlama olduğu düşünülmektedir. Ayrıca tanımlamış olduğumuz 10 tekli sinyalin adresleri sadece time-tag'siz olarak görülebiliyor, time-tag'li olanların hepsi tek adresten geliyor. Veriler RTU'ya zaman senkronizasyonu bilgisi gelmediğinden eski tarihli geliyor, daha sonra RTU'daki genel sorgudan sonra rölelerden kaynaklı zaman senkronizasyon bilgisi gelince tekli sinyaller, RTU'da yüklü genel sorgu bölümünden güncel time-tag ile gönderilmeye başlanıyor. Genel veri alımında 1 ms içinde 1 veri alındığı görülmektedir. Düzenli olan veri alımında, 0,92-0,93 msn iki 1-0 veri arası süredir. 2 veriden sonraki yeni sinyalin gönderiminde arada 2 ms fark vardır, veri bloklaması olduğu görülmektedir.</p>	

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 geblockt(w) 8 x			
		000 200 002 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
		000 200 003 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
		000 200 004 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
		000 200 010 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
		000 200 006 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
		000 200 007 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
		000 200 008 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
		000 200 009 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 005 GEH	o.k	Z(U) W :00:00.23140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 KOM	o.k	Z(U) W :19:55.21620(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 GEH	o.k	Z(U) W :19:55.21712(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 KOM	o.k	Z(U) W :19:55.21819(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 GEH	o.k	Z(U) W :19:55.21912(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 KOM	o.k	Z(U) W :19:55.22019(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 GEH	o.k	Z(U) W :19:55.22112(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 KOM	o.k	Z(U) W :19:55.22219(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 GEH	o.k	Z(U) W :19:55.22312(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 KOM	o.k	Z(U) W :19:55.22420(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 GEH	o.k	Z(U) W :19:55.22512(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 KOM	o.k	Z(U) W :19:55.22619(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 GEH	o.k	Z(U) W :19:55.22712(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 KOM	o.k	Z(U) W :19:55.22819(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000 GEH	o.k	Z(U) W :19:55.22912(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.51196(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 KOM	o.k	Z(G) W :20:06.51304(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.51396(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 KOM	o.k	Z(G) W :20:06.51504(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.51596(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 KOM	o.k	Z(G) W :20:06.51705(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.51796(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 KOM	o.k	Z(G) W :20:06.51904(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.51996(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 KOM	o.k	Z(G) W :20:06.52104(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.52196(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 KOM	o.k	Z(G) W :20:06.52304(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.52396(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 KOM	o.k	Z(G) W :20:06.52505(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001 GEH	o.k	Z(G) W :20:06.52515(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU - TK100: (General-) Abfrage pos. Aktivierung (6 d)		65535 000 000 000 QOI=14 hex			
TEST KOŞULLARI					
IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD					
IEC101 RTU: 19200 BAUD					
PULSE FREQ.: 50 Hz					
(Elektromekanik röle kullanıldı)					
SONUÇLAR					
IEC 101 RTU iletişim ortamı baudrate'ini 19 200'de tutup, pulse zamanını $t = 0,02$ sn ya da 20 ms olarak PLC programına girdiğimizde,					
$f = 1/0,02 = 50$ Hz (7.3)					
olarak pulse frekansını 50 Hz'e yükselttiğimizde, yaklaşık kesikli olarak veri gönderilen 2 dk ile 25 sn süresinde, bilgilerin sıralı 1-0 şeklinde geldiğini ama hepsinin aynı adresten gibi gönderildiğini görüyoruz, ancak tanımladığımız 10 tekli sinyal time-tag'siz olarak diğer					

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

<p> sinyallerin arasında gelmektedir, bu sorunun protokolden ve kullandığımız rölelerden kaynaklı kısıtlamadan olduğu anlaşılmaktadır. Aynı Şekilde eski tarihle sinyaller RTU'dan önceden gelmekte, ardından genel sorgudan gelen güncel tarihli tekli sinyallerin geldiği görülmektedir. Genel olarak 1 ms'de 2 bilgi gelmekte, ancak max 1 ms'de 4 bilgiye kadar veri alınmaktadır. Genel sinyal zaman farkları 1 ms'den küçük olup, bazı sinyaller arası 10 ms'ye kadar çıkmaktadır. Düzenli gelen sinyallerde iki 1-0 verisi arası süre 0,02 ms, 2 veriden sonraki yeni sinyalin gönderiminde arada 0,18 ms fark vardır. Single Point (SP) sinyaller düzenli gelmektedir, ancak zaman aralıkları yer yer düzensiz olup, 2, 3 ms ile 10 ms arası farklar mevcuttur, ayrıca veri bloklaması olduğu görülmektedir.</p>						
R 1 (RTU -TK100: (General-) Abfrage	pos. Aktivierung (6 d)	65535 000 000 000	QOI=14 hex			
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.00966(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.01188(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.01369(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.01585(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.01685(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.02228(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.02555(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.02768(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.02988(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.03073(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.03244(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.03292(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.03444(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.03516(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.03637(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.03717(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.03836(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.03886(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :17:45.03997(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :17:45.04077(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 geblockt(w) 3 x				
		004 001 101	KOM	o.k	Z(U) W :04:29.19700(ms) - 01.01.01 (WOT 1)	
		005 001 101	GEH	o.k	Z(U) W :04:29.19700(ms) - 01.01.01 (WOT 1)	
		017 000 101	GEH	o.k	Z(U) W :04:29.19700(ms) - 01.01.01 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.04648(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :18:56.04917(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.05039(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :18:56.05593(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.05839(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :18:56.05891(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.06031(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :18:56.06073(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.06087(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :18:56.06090(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.06186(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :18:56.06223(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.06323(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	GEH	o.k	Z(U) W :18:56.06390(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 000	KOM	o.k	Z(U) W :18:56.06636(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

TEST KOŞULLARI	
IEC101 IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD	
IEC101 RTU: 19200 BAUD	
PULSE FREQ. :25 Hz	
(Elektromekanik röle kullanıldı)	
SONUÇLAR	
IEC 101 RTU iletişim ortamı baudrate'ini 19200'de tutup, pulse zamanını $t = 0,04$ sn ya da 40 ms olarak PLC programına girdiğimizde,	
$f = 1/0,04 = 25$ Hz	(7.4)
<p>olarak pulse frekansını 25 Hz'e düşürdüğümüzde, yaklaşık 19 sn sürekli sinyal gönderiminde, 1 ms içerisinde ortalama 4-5 veri geldiği görülmektedir. RTU'da yüklü genel sorgu bölümünde biriken sinyallerin, güncel tarihli olarak geldiği görülmektedir. Genel sinyal zaman farkları 1 ms'den küçük olup, veri kayıpları mevcuttur, time-tag'ler arası farklar da veri kayıplarını göstermektedir. Veri kayıplarının olduğu bölümlerde 1-0 veri alımındaki zaman farkları 1 ms'ye çıkmıştır. Düzenli iletişimde, 1-0 sinyal iletimi 0,14-0,15 ms arası sürelerde olmakta, 2 veriden sonraki yeni sinyalin gönderimindeki süre 0,21-0,26 ms civarı olmaktadır. Yaklaşık 21 sn sürekli veri gönderiminde, 10 sn'den itibaren sinyal alımı düzensizleşmiş, sinyaller arası geliş süresi artmıştır, veri bloklaması yoktur.</p>	
R 1 (RTU -TK100: (General-) Abfrage pos. Aktivierung (6 d)	65535 000 000 000 QOI=14 hex
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17405(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17419(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17485(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17505(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17524(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17539(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17567(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17578(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17605(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17619(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17644(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17666(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17695(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17720(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17744(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17758(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17784(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17798(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17825(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 GEH o.k Z(G) W :20:27.17838(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001 KOM o.k Z(G) W :20:27.17865(ms) - 15.05.10 (WOT 6)

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.21049(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.21074(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.21088(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.21212(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.21248(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.21375(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.21445(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.21525(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.21695(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.21785(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.21865(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.21998(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.22395(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.22657(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.22850(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.23068(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.23108(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23335(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23455(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23494(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23535(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23575(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23655(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.23756(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.23798(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23874(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.23986(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.34517(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.34637(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.34757(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.34953(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.34993(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.35073(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.35257(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.35333(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.35445(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.35483(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.35667(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.35713(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.35868(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(G) W :20:27.35906(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(G) W :20:27.36054(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK100: (General-) Abfrage	pos. Aktivierung (6 d)	65535 000 000 000	QOI=14 hex		
TEST KOŞULLARI					
IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD					
IEC101 RTU: 19200 BAUD					
PULSE FREQ.: 50 Hz					
(Solid state röle kullanıldı)					
SONUÇLAR					
Elektromekanik röle kullanımında pulse frekansını yükselttiğimizde veri alımında oluşan düzensizliği gidermek için solid state röle ile pulse gönderimine geçilerek, IEC 101 RTU iletişim ortamı baudrate'ini 19 200'de tutup, pulse zamanını yeniden t= 20 ms girerek pulse frekansını 50 Hz'e yükselttiğimizde, genel veri alımında 1 ms içerisinde ortalama 10-11 veri geldiği görülmektedir. Düzenli iletimde, 1-0 sinyal iletimi 0,05-0,06 ms arası sürelerde olmakta, 2 veriden sonraki yeni sinyalin gönderimindeki süre ise 0,14-0,16 ms civarı olmaktadır. Yaklaşık 31 sn sürekli sinyal gönderiminde, 2 sn bitmeden düzensiz sinyal alımı başlamıştır. 1-0 sinyal iletiminde arada veri kayıpları olduğu veri alımı sonuçlarından anlaşılmaktadır. Ayrıca RTU genel sorgu sinyali veri alım süresi boyunca gelmediğinden,					

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

verilerin tümünün RTU'da kalan eski tarihle geldiği görülmektedir. SP sinyal zaman aralıklarının 2 ms sürecinde bozulmasından itibaren tekli sinyaller arası süre 1-2 ms'ye kadar çıkmıştır, ancak veri bloklaması yoktur.						
R 1 (RTU ->)	TK100: (General pos. Aktivier	65535	000 000 000	QOI=14 hex		
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34521(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34534(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34540(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34556(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34558(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34573(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34580(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34594(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34599(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34614(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34619(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34634(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34640(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34654(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34659(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34673(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34679(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34694(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34700(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34714(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34719(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.34736(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.34739(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK100: (General pos. Aktivier	65535	000 000 000	QOI=14 hex		
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.40932(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.40953(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41072(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.41101(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.41158(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.41198(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.41239(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41273(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41313(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41352(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41492(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.41640(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41733(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41833(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.41899(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.41973(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.42079(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:48.42313(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:48.42339(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:49.04156(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:49.04191(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:49.04297(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:49.04398(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:49.04517(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:49.04751(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:49.04817(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:49.04870(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:49.04936(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:49.05140(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:49.05251(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:49.05291(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)		1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:49.05491(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK100: (General pos. Aktivier	65535	000 000 000	QOI=14 hex		

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

TEST KOŞULLARI						
IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD						
IEC101 RTU: 115.200 BAUD						
PULSE FREQ.: 50 Hz						
(Solid state röle kullanıldı)						
SONUÇLAR						
IEC 101 RTU iletişim ortamı baudrate'ini 115.200'e yükseltip, pulse zamanını 20 ms girerek frekansı yine 50 Hz'de tuttuğumuzda, 1 ms içerisinde ortalama 10 veri geldiği görülmektedir. Düzenli iletimde, 1-0 sinyali iletimi 0,05-0,06 ms arası sürelerde olmakta, 2 veriden sonraki yeni sinyalin gönderimindeki süre ise 0,11-0,17 ms civarı olmaktadır. Seçilen süre içerisinde RTU genel sorgu sinyali alınmadığından, verilerin tamamı eski tarih içeren time-tag'e sahiptir. Kesikli zamanlarla yapılan 3 ayrı testte; yaklaşık 30 sn, 5 sn, 3 sn sürekli sinyal gönderiminde, 1 sn, 2 sn, 2 sn sürelerinde düzensiz sinyal alımları başlamıştır. 1-0 sinyali iletiminde arada veri kayıpları olduğu veri alımından anlaşılmaktadır. SP sinyali zaman aralıklarının bozulmasından itibaren tekli sinyaller arası süre 1 ms'ye kadar çıkmıştır.						
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25347(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25360(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25365(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25380(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25385(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25400(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25405(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25420(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25425(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25440(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25446(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25460(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25467(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25480(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25486(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25500(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25506(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.25519(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.25525(ms) - 01.01.97 (WOT 1)

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09677(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.09691(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09697(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.09711(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09717(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.09730(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09737(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.09751(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09759(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.09771(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09776(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.09790(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09796(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.09811(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.09816(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.11357(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.11417(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.11449(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.11551(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.11577(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.11671(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.11773(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.11796(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :21:01.11896(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.11930(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :21:01.11970(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK100: (General-) Abfrage pos. Aktivierung (6 d)	65535 000 000 000	QOL=14 hex			
TEST KOŞULLARI						
IEC 61850 RÖLE = 100 Mbit ve IEC 103 9600=BAUD						
IEC101 RTU: 115 200 BAUD						
PULSE FREQ : 50 Hz						
(Solid state röle kullanıldı)						
SONUÇLAR						
Solid State röle kullanılarak, IEC 61850 protokolünde obje olarak tanımladığımız "stVal (status value)" sinyali, 100 Mbit seri iletişim ortamından IEC 101 HMI ortamına gelecek şekilde ayarlanmış, ayrıca RTU'ya diğer röleden IEC 60870-5-103 sinyalleri gönderilmiştir. RTU iletişimi 115 200 baudrate seçilerek, pulse zamanını 20 ms girerek frekansı 50 Hz						
olarak seçildiğinde, IEC 61850'de tanımlanan sinyalin sıralı olarak önceden geldiği, hatta SP olarak IEC 103'de 10 tane tanımlı sinyalin buffer'da birikerek daha sonra geldiği gözlenmiştir. Genel sinyal iletimine baktığımızda, 1 ms içerisinde ortalama 10 veri geldiği görülmekte. Düzenli iletimde, 1-0 sinyal iletimi 0,04-0,07 ms arası sürelerde olmakta, SP-SP arası süre ise 0,14-0,17 ms civarı olmaktadır. Kesikli zamanlarla yapılan 3 ayrı testte; yaklaşık 5-28 sn, 5 sn, 2,3 sn sürekli sinyal gönderiminde, 1 sn, 2 sn, 2 sn sürelerinde						

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

düzensiz sinyalleri almaları başlamış olup, buffer'da birikme olmaktadır. 1-0 sinyali iletiminde arada veri kayıpları olduğu veri alımından anlaşılmaktadır. İlk testte sayıca daha çok geleceği anlaşılan IEC 61850 sinyalleri için veri bloklanması olmuştur, veri iletim hızı artışından ve RTU iletişim ortamında IEC 103 sinyallerinin de olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir (RTU ve röle tarafında chatter blocking parametresi vardır). SP sinyali zaman aralıklarının bozulmasından itibaren tekli sinyaller arası süre 0,2-4 ms süreleri arasında değişkenlik göstermektedir.						
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345	048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:19.19042(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:20.32105(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:20.32118(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:20.32125(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345	048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:19.19055(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:20.32137(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345	geblockt(w) 3 x			
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:19.19061(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:19.19074(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:19.19081(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345	048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:19.19095(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:20.32145(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345	geblockt(w) 7 x			
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:19.19102(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:19.19115(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:19.19121(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:19.19135(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:19.19142(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:19.19155(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:19.19162(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345	geblockt(w) 2 x			
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.51963(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.52044(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.52163(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.52204(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.52277(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.52317(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.52357(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.52523(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.52564(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.52696(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.52825(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.52896(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.53039(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.53104(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :20:55.53264(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :20:55.53518(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU -> TK100: (General-) Abfrage pos. Aktivierung		65535	000 000 000	QOI=14 hex		

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

TEST KOŞULLARI							
IEC 61850 RÖLE = 100 Mbit ve IEC 103							
IEC101 RTU: 115 200 BAUD							
PULSE FREQ : 25 Hz							
(Solid state röle kullanıldı)							
SONUÇLAR							
<p>115 200 baudrate RTU iletişim ortamında pulse zamanını 40 ms seçerek frekansı 25 Hz'e düşürdüğümüzde, IEC 61850'de tanımlanan sinyallerin yine önceden geldiği, hatta SP olarak IEC 103'de tanımladığımız sinyalin buffer'da birikerek daha sonra geldiği gözlenmiştir. Genel sinyal iletiminde 1 ms içerisinde ortalama 4-6 veri geldiği görülmektedir, ancak gelen verilerden IEC 61850 sinyali olanların bir kısmının sinyal iletim hızı ve iletişim ortamında IEC 103 sinyallerinin de olmasından kaynaklı blokladığı düşünülmektedir (RTU ve röle tarafında chatter blocking parametresi vardır). Sinyallere bakıldığında kayıplara rağmen verilerin düzenli geldiği görülmektedir, bloklanmadan dolayı, gelen IEC 61850 sinyali veri sayısı beklenenden azdır. Yaklaşık 2 sn zamanlı sürekli sinyal iletiminde, 1-0 sinyal iletimi 0,16-0,17 ms arası sürelerde olmakta, 2 veriden sonraki yeni sinyalin gönderimindeki süre ise 0,23-0,24 ms civarı olmaktadır.</p>							
R 1 (RTU ->)	TK100: (General- pos. Aktivite)		65535 000 000 000	QOI=14 hex			
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.46359(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.46383(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.46398(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.46422(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.46439(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.46463(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.46479(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:25.59400(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 gebloekt(w) 2 x				
			048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.46503(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.46519(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 gebloekt(w) 2 x				
			048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.46543(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.46559(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:25.59424(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 gebloekt(w) 2 x				
			048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.48022(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
			048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.48039(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.48062(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:25.59823(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.48079(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.48102(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.48119(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:24.48143(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:25.59840(ms) - 01.01.97 (WOT 1)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:24.48158(ms) - 15.05.10 (WOT 6)	
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	25345 gebloekt(w) 2 x				

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:26.01199(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:26.01223(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:26.01239(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:26.01263(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:26.01280(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:26.01304(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:26.01320(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:26.01343(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:26.01360(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:26.01383(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:26.01399(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:26.01423(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:26.01439(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:26.01463(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK100: (General- pos. Aktivie		65535 000 000 000	QOI=14 hex		
TEST KOŞULLARI						
IEC 61850 RÖLE = 100 Mbit ve IEC 103						
IEC101 RTU: 115 200 BAUD						
PULSE FREQ : 10 Hz						
(Solid state röle kullanıldı)						
SONUÇLAR						
<p>115 200 baudrate RTU iletişim ortamında pulse zamanını 100 ms girerek frekansı 10 Hz'e düşürdüğümüzde, IEC 61850'de tanımlanan verinin önceden geldiği, hatta SP olarak IEC 103'de tanımladığımız sinyalin buffer'da birikerek daha sonra geldiği gözlenmiştir. Genel sinyal iletiminde 1 ms içerisinde ortalama 4-6 veri geldiği görülmekte, ancak gelen verilerden IEC 61850 sinyallerinin bir kısmının bloklandığı görülmüş olup (RTU ve röle tarafında chatter blocking parametresi vardır), sinyal iletim hızı ve iletişim ortamında IEC 103 sinyallerinin de olmasından kaynaklı olduğu düşünülmektedir. Sinyallere bakıldığında verilerin kayıplara rağmen düzenli geldiği görülmektedir, bloklamadan dolayı gelen IEC 61850 veri sayısı beklenenden azdır, ancak RTU'nun genel kontrol durumundan sonra gelen yeni sinyallerde yine IEC 61850'de tanımlı sinyalin önce geldiği, IEC 103 sinyalininse buffer'da birikerek belli bir zaman farkı ile geldiği, gelen sinyal görüntüsünden anlaşılmaktadır. Yaklaşık 3 dk zamanlı sürekli sinyal iletiminde, 1-0 sinyal iletimi 0,13-0,17 ms arası sürelerde olmakta, 2 veriden sonraki yeni sinyalin gönderimindeki süre ise 0,23-0,26 ms civarı olmaktadır.</p>						

Çizelge 7.1.(Devam) Test Sonuçları Tablosu

TEST KOŞULLARI						
IEC 61850 RÖLE = 100 Mbit ve IEC 103						
IEC101 RTU: 115 200 BAUD						
PULSE FREQ : 5 Hz						
(Solid state röle kullanıldı)						
SONUÇLAR						
115.200 baudrate RTU iletişim ortamında pulse zamanını 0,2 sn ya da 200 ms olarak PLC programına girdiğimizde						
f=1/0,2=5 Hz						(7.5)
<p>olarak frekansı 5 Hz'e düşürdüğümüzde, IEC 61850'de tanımlanan sinyallerin ilk önce geldiği, hatta SP olarak IEC 103'de tanımladığımız sinyalin buffer'da birikerek daha sonra geldiği, öncekilerden daha farklı olarak frekansı daha da düşürdüğümüzden, aralarda 103 sinyallerinin de geldiği, ayrıca yüksek frekansta hızlı veri gönderiminden kaynaklı bloklanan IEC 61850 verilerinin düşük frekansta bloklanmadan geldiği gözlenmiştir. Genel sinyal iletiminde 1 ms içerisinde ortalama 2 veri geldiği görülmektedir. Sinyallere bakıldığında verilerin düzenli geldiği, sayıca çok olan IEC 103 verilerinin birikerek sonradan geldiği anlaşılmaktadır. Yaklaşık 3 sn zamanlı sürekli sinyal iletiminde, 1-0 sinyal iletimi 0,43-0,46 ms arası sürelerde olmakta, SP-SP arası süre ise 0,54-0,57 ms civarı olmaktadır, veri bloklaması olmamaktadır.</p>						
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.47210(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.47264(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.47310(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.00231(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.47363(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.00285(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.47410(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.47464(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.00330(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.47510(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.00384(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.47563(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.47610(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.00430(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.47664(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.00484(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt	spn (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.47710(ms) - 15.05.10 (WOT 6)

Çizelge 7.1.(Devam) Test sonuçları tablosu

R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.49510(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.01730(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.49564(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.49610(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.01784(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.49664(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.01830(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.49710(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.49764(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.01884(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.49810(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.01930(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.49864(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.49910(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.01984(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:29.49964(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.02030(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:29.50011(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.02084(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.02730(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.02785(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.02831(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.02884(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.02930(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.02984(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.03031(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.03084(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.03131(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK30: EM+VZt spon (3 d)	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.03184(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU ->)	TK100: (Generç pos. Aktivier	65535 000 000 000	QOI=14 hex		
TEST KOŞULLARI					
IEC 61850 RÖLE = 100 Mbit ve IEC 103					
IEC101 RTU: 115 200 BAUD					
PULSE FREQ :1 Hz					
(Solid state röle kullanıldı)					
SONUÇLAR					
115 200 baudrate RTU iletişim ortamında pulse zamanını $t=1$ sn olarak belirleyip frekansı en düşük seviyeye, 1 Hz'e düşürdüğümüzde, frekansı oldukça düşük seviyeye getirdiğimizden, IEC 61850 ve IEC 103 sinyallerinin ardışık sırada geldiği, ayrıca IEC 61850 sinyallerinin veri hızından kaynaklı bloklanması durumunun olmadığı gözlenmiştir. Genel sinyal iletiminde 5 ms içerisinde ancak 1 veri geldiği görülmektedir. Sinyallere bakıldığında verilerin düzenli geldiği görülmektedir. Yaklaşık 46 sn zamanlı sürekli sinyal iletiminde, 1-0 sinyal iletimi 5 ms arası sürelerde olmaktadır, veri bloklanması olmamaktadır.					

Çizelge 7.1.(Devam) Test sonuçları tablosu

R 1 (RTU - TK100: (General-) Abfrag pos. Aktivierung	65535 000 000 000	QOI=14 hex		
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.31925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.44938(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.32429(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.45442(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.32925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.45938(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.33428(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.46441(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.33926(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.46939(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.34428(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.47442(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.34925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.47938(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.35429(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.48442(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:31.35925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.48938(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:31.36429(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.49441(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK100: (General-) Abfrag pos. Aktivierung	65535 000 000 000	QOI=14 hex		
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:33.25438(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.12925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:33.25935(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.13430(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:33.26440(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.13925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:33.26935(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.14430(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:33.27440(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.14925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:33.27935(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.15428(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:33.28438(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.15925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:33.28935(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.16428(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:33.29439(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	GEH	o.k	Z(U) W :22:32.16925(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	GEH	o.k	Z(U) W :22:33.29935(ms) - 01.01.97 (WOT 1)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	25345 048 000 255	KOM	o.k	Z(U) W :22:32.17419(ms) - 15.05.10 (WOT 6)
R 1 (RTU - TK30: EM+VZt	1 000 200 001	KOM	o.k	Z(U) W :22:33.30429(ms) - 01.01.97 (WOT 1)

Test sonuçlarını bir araya getirmek için oluşturduğumuz test sonuçları değerlendirme tablosu Çizelge 7.2’de görülmektedir.

Çizelge 7.2. Test sonuçları değerlendirme tablosu

TEST KOŞULLARI	Pulse Süresi	Gönderim	Ms'de gelen veri sayısı	1-0 gelişinde kayıp durumu	Veri bloklama durumu	1-0 sinyal iletim süresi	1-0 time-tag'lerde düzenlilik var mı
IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD IEC 101 RTU: 19 200 BAUD PULSE FREQ.: 10 Hz (Elektromekanik röle kullanıldı)	1 dk. 30 sn ve kesikli gönderim		1 veri	Yok	Var (Bloklanan farklı adresli veriler, time tag'siz)	0,92 ms-2 ms	Var
IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD IEC 101 RTU: 19200 BAUD PULSE FREQ.: 50 Hz (Elektromekanik röle kullanıldı)	2 dk. 25 sn ve kesikli gönderim		2-4 veri	Var	Var (Bloklanan farklı adresli veriler, time tag'siz)	0,02 ms-0,18 ms	Yok

Çizelge 7.2.(Devam)Test sonuçları değerlendirme tablosu

TEST KOŞULLARI	Pulse Gönderim Süresi	Ms'de gelen veri sayısı	1-0 gelişinde kayıp durumu	Veri bloklama durumu	1-0 sinyal iletim süresi	1-0 time-tag'lerde düzenlilik var mı
IEC 60870-5-103 RÖLE:9600 BAUD IEC101 RTU: 19200 BAUD PULSE FREQ.: 25 Hz (Elektromekanik röle kullanıldı)	19 sn ve sürekli	4-5 veri	Var	Yok	0,14-0,15 ms 0,21-0,26 ms	Yok
IEC 60870-5-103 RÖLE:9600 BAUD IEC101 RTU: 19.200 BAUD PULSE FREQ.: 50 Hz (Solid State Röle kullanıldı.)	31 sn ve sürekli	10-11 veri	Var	Yok	0,05-0,06 ms 0,14-0,16 ms	Yok

Çizelge 7.2.(Devam)Test sonuçları değerlendirme tablosu

TEST KOŞULLARI	Pulse Gönderim Süresi	Ms'de gelen veri sayısı	1-0 gelişinde kayıp durumu	Veri bloklama durumu	1-0 sinyal iletim süresi	1-0 time-tag'lerde düzenlilik var mı
IEC 60870-5-103 RÖLE: 9600 BAUD IEC101 RTU: 115 200 BAUD PULSE FREQ.: 50 Hz (Solid State Röle kullanıldı.)	30 sn, 5 sn, 3 sn, 3 test için kesikli zamanda	10 veri	Var	Yok	0,05-0,06 ms 0,11-0,17 ms	Yok
IEC 61850 RÖLE ve IEC 103 IEC101 RTU: 115200 BAUD PULSE FREQ.: 50 Hz (Solid State Röle kullanıldı.)	5-28 sn, 5 sn 2.3 sn 3 ayrı test, kesikli gönderim	10 veri (13-18 veri bloklanan veriler de alınır)	Var	Var	0,04-0,07 ms 0,14-0,17 ms	Yok

Çizelge 7.2.(Devam)Test sonuçları değerlendirme tablosu

TEST KOŞULLARI	Pulse Süresi	Gönderim	Ms'de gelen veri sayısı	1-0 gelişinde kayıp durumu	Veri bloklama durumu	1-0 sinyal iletim süresi	1-0 time-tag'lerde düzenlilik var mı
IEC 61850 RÖLE ve IEC 103 IEC101 RTU: 115 200 BAUD PULSE FREQ.: 25 Hz (Solid State Röle kullanıldı.)	2 sn	sürekli pulse gönderim	4-6 veri (6-8 veri bloklanan veriler alınırsa)	Yok	Var	0,16-0,17 ms 0,23-0,24 ms	Var
IEC 61850 RÖLE ve IEC103 IEC101 RTU: 115 200 BAUD PULSE FREQ.: 10 Hz (Solid State Röle kullanıldı.)	3 dk.	sürekli pulse gönderim	4-6 veri (6-8 veri bloklanan veriler de alınırsa)	Yok	Var	0,13-0,17 ms 0,23-0,26 ms	Var

Çizelge 7.2.(Devam)Test sonuçları değerlendirme tablosu

TEST KOŞULLARI	Pulse Süresi	Gönderim	Ms'de gelen veri sayısı	1-0 gelişinde kayıp durumu	Veri bloklama durumu	1-0 sinyal iletim süresi	1-0 time-tag'lerde düzenlilik var mı
IEC 61850 RÖLE ve IEC 103 IEC101 RTU: 115 200 BAUD PULSE FREQ.: 5 Hz (Solid State Röle kullanıldı.)	3 sn sürekli pulse gönderim		2 veri	Yok	Yok	0,43-0,46 ms 0,54-0,57 ms	Var
IEC 61850 RÖLE ve IEC 103 IEC101 RTU: 115 200 BAUD PULSE FREQ.: 1 Hz (Solid State Röle kullanıldı.)	46 sn sürekli pulse gönderim		5 ms'de 1 veri	Yok	Yok	5 ms	Var

7.3. Test Sonuçlarına Göre Değerlendirme

Testlerde elde ettiğimiz bulgulardan aşağıdaki sonuçlara ulaşmak mümkündür:

- i) Genel olarak düşük frekansta veri gönderiminde veri kaybı azalmakta, veri düzenliliği artmaktadır.
- ii) IEC 61850 protokolünde sinyal gönderimi çok hızlı olduğundan, yüksek frekansta veri gönderiminde çok iyi sonuçlar alınmaktadır, ancak verinin düzgün iletiminde, veri toplayan RTU ile istasyon dışı veri ortamı da önem kazanmaktadır. Yapmış olduğumuz testte IEC 60870-5-101 seri iletişim ortamında RTU'dan veri alınmıştır, IEC 61850'den alınan bir kısım sinyal RTU ortamında bloklanmıştır, veri kaybı olmuştur, oysa ki iletişim ortamı uygun olarak hazırlanabilseydi, IEC 61850 ortamında kısa sürelerde çok sayıda veriyi almanın mümkün olacağı anlaşılmaktadır.
- iii) IEC 103 ortamında yapılan ilk testlerde, pulse gönderiminde elektromekanik röle kullandığımızda veri kaybının arttığını gördük, solid state röle kullanmaya başladığımızda veri kayıpları azalmaktadır, kullanılan cihazların protokole ve iletişim ortamına uyumluluğunun gerekli olduğu testlerden anlaşılmaktadır.
- iv) IEC 61850 sinyalleri yalnızca düşük frekansta gönderilirken veri bloklamasına maruz kalmamıştır, doğal olarak birim zamanda alınan veri sayısı da azalmıştır.
- v) IEC 61850'de tanımlı sinyal ile IEC 60870-5-103 sinyallerini birlikte gönderdiğimiz testlerde özellikle yüksek frekanslarda IEC 61850 verileri çok hızlı gelmekte, IEC 103 verileri ise buffer'da birikerek sonradan gelmektedir. Yüksek frekanslarda haberleşmede uygun iletişim ortamlarında IEC 61850 protokolünü kullanmak, alınan veriyi arttırmak ve hızlı haberleşmek için oldukça iyi bir yol olacaktır.

- vi) RTU-HMI iletişim ortamı baudrate'ini arttırmak çoklu veri gönderimlerinde iyi sonuçlara yol açacak bir durumdur, yapılan testlerde tek bir noktadan (IED'den) sinyal alındığından, veri alımında gözle görünür bir farklılık olmamıştır.
- vii) Yapılan en son testte en düşük frekansta veri gönderildiğinden, IEC 61850 ve IEC 103 sinyalleri yaklaşık eşit oranda gelmiştir. Çok düşük frekanslarda, protokollerden kaynaklı veri gönderim farkları son derece azalmaktadır.
- viii) IEC 60870-3-103 sinyallerinin alındığı ilk testlerde RTU ya da röle tarafından bloklanan sinyaller time-tag'siz gelen diğer adreslerde tanımlı 10 tane sinyal içerisindeki verilerdir. Bu veriler ara ara time-tag'siz olarak gelmektedir. Protokolden ve röleden kaynaklı farklı adresli veriler tek adresten gelmiş gibi gelmektedir, RTU genel sorgusundan diğer verilerin de geldiği anlaşılmaktadır. IEC 61850 sinyallerinden bir kısmı da yapılan son testlerde bloklanmaktadır, bloklanan verileri de iletim zamanına dahil ettiğimizde ms'de gelen veri sayısı önemli ölçüde artmaktadır (50 Hz'de ms'de 10 veriden 13-18 veri gibi...).

7.4. Yapılan Testler Dikkate Alındığında, İstasyon Otomasyonunda IEC 60870-5-103 ile IEC 61850 Arası Farklılıklar

Testte küçük bir uygulamasını yaptığımız, istasyon seviyesinden itibaren IEC 60870-5-101 seviyesi ile IEC 61850 protokolüne uygun olarak istasyon otomasyonu yapılan sistemlerde, IEC 61850'ye göre fiderlerden IED'ler aracılığı ile alınan bilgiler Ethernet switchler ile Ethernet ring yapısına gelerek, oradan bir gateway'den geçerek IEC 60870 arayüzüne gelen bir sistemde, yapılan testlerden anlaşıldığı gibi, uygun haberleşme ortamı ve cihazlar ile sisteme bağlı fiderlere pek çok şekilde ulaşarak, sistem korumaya ve cihaz korumaya yönelik bilgilere hızlı bir şekilde, noktadan noktaya bağlantıyla erişilebildiği görülmektedir.

Testte HMI seviyesinde kaldığımız için göremediğimiz husus; fiderlerdeki cihazlara bu yolla ulaşım, master ve slave RTU'ların hiyerarşik bir biçimde yer aldığı IEC60870-5-103 sistemlerinde mümkün olmamaktadır. Ayrıca hızlı iletişim durumu geniş çaplı enerji sistemlerinde koruma ve kontrole yönelik fonksiyonların uzak

mesafelerde bile aktif şekilde yapılabilmesine olanak sağlayacaktır. IEC 61850'de istasyonlara yönelik olarak kurulan ring yapısı, herhangi bir istasyonda bağlantı kesildiğinde, komşu diğer istasyonlardan bilgi almaya ve ilgili yerlere bilgi göndermeye olanak tanımaktadır, böylece bilgi kaybı olmadan iletişim mümkün olmaktadır.

Ayrıca IEC 61850'de yer alan, IED'ler arası doğrudan mesajlaşmayı sağlayan GOOSE mesajlarını yaptığımız testte kullanamadık, bir protokole yönelik birden fazla IED gerekiyordu ve gelen verileri raporlamak için özel programlara ihtiyaç vardı, IEC 60870'de, 7.1 bölümünde toolbox Şekil 7.2 çıktısında görülen gibi veri adreslemede nümerik adresleme yöntemi vardır, ancak IEC 61850'de yine bölüm 7.1'de ve Şekil 7.3'de görüldüğü gibi obje modeli kullanıldığı için nümerik adres yerine obje adresler kullanılır. Bu adresler "stVal, ctIVal" gibi attribute grupları içerir. IEC 60870'de ID tipleri tanımlı datalar ile ilgili birimler haberleşir, IEC 61850'de ise sistemdeki uygulamalar baştan seçilip, gönderilen sorgulara yönelik cevaplar elde edilir. Burada ilgili IED'ye ait lojik nodun kontrol modeli kullanılır. IEC 61850'de koruma ve kontrol fonsiyonlarına yönelik oluşturulan modeller öne çıkar.

8. İSTASYON OTOMASYONUNA YÖNELİK İLETİŞİM STANDARTLARI İLE DÜNYADA OLUŞAN YAPIYA GENEL BAKIŞ

Dünyada kurulu enerji otomasyonu ya da SCADA Sistemleri, istasyon otomasyonuna yönelik protokollerin ortaya çıkması ve gelişmesi ile değişmeye başlamış, ciddi ilerleme kaydetmiştir. Her yıl enerji otomasyonu konusunda uluslar arası kuruluşların düzenlediği seminerler olmaktadır.

2008 yılında Paris’de yapılan CİGRE konferansında yöneltilen sorular ve yapılan araştırmaya göre [1], dünya genelinde enerji otomasyonu / istasyon otomasyonu iletişim protokolleri kullanımı konusunda bilgi sahibi olmak mümkündür. Dünya genelinde katılımcıların çoğu enerji otomasyonunda birden fazla protokol kullandıklarını belirtmişlerdir.

Bu protokoller arasında, beraber kullanılan DNP 3. Ve IEC 60870-5 protokolleri kullanımı öne çıkmıştır. Yaklaşık %31 oranında katılımcı alt yapı yenileme ile IEC 61850 protokolünü uyguladıklarını belirtmiştir. Ancak yine %31 oranında katılımcı birkaç yıl içerisinde IEC 61850 protokolünü uygulamaya başlayacaklarını ifade etmiştir.

Mevcut protokollerden IEC 61850’ye geçiş belli oranda maliyet ve alt yapı çalışmasını beraberinde getireceğinden, enerji otomasyonu uygulayıcı ve kullanıcılarının hareket tarzları nedenleri anlaşılmaktadır.

Aynı konuda özellikle Kuzey Amerika ülkeleri (enerji alanında öne çıkan ülkelerdir) yaklaşık %65 oranında DNP3 ve seri iletişim modelini benimsediğini ifade etmiştir. %30 oranında katılımcı modbus (seri haberleşme yöntemi ile) modelini benimsediğini belirtmiştir.

¹ [8] Cigre raporu.

Uluslar arası araştırmaya Kuzey Amerika'da yaklaşık %52 oranla IEC 61850'ye geçişi düşünmediğini ortaya koymuştur. %39'a yakın bir oran birkaç yıl içerisinde IEC61850'ye geçiş yapabileceğini ifade etmiştir.

Bir de dünya genelinde yapılan araştırmalarda son yıllarda istasyon otomasyonu konusunda güvenlik detayının daha ön plana çıktığı anlaşılmaktadır. Aşağı yukarı 22 ayrı metod ile enerji otomasyon sistemlerinde haberleşme güvenliği sağlandığı alınan cevaplardan anlaşılmıştır. Çok sayıda katılımcı kendi sistemlerinde password uygulaması yaptığını, software virüs koruma programları kullandıklarını, SCADA/DMS ve LAN ağlarında firewall kullandıklarını belirtmişlerdir. Dünya genelinde yaklaşık % 50 oranında SCADA Sistemlerinde dışa bağlantısız özel network kullanıldığı yapılan araştırmada anlaşılmıştır. Yine %50'ye yakın bir oranda özel gizli SCADA destek yazılımlarının koruma amaçlı kullanıldığı anlaşılmıştır.

9. SONUÇ VE ÖNERİLER

SCADA ve EMS sistemlerinde haberleşme yapısı ile istasyon otomasyonu ve istasyon otomasyonuna yönelik protokolleri inceledik. Yazılım teknolojileri alanındaki gelişmelerin istasyon otomasyonu model, yazılım ve haberleşmesi üzerindeki etkilerini, bu alanda geliştirilen protokolleri, protokollere göre haberleşme yapılarını, TEİAŞ SCADA Sisteminde uygulanan haberleşme modeli ile protokolünü irdeledik. Sistem dahilinde yapılan istasyonlara yönelik gerçek-zamanlı test örneklerini analiz ettik.

SIEMENS Gebze tesislerinde PLC, akıllı röleler ve test RTU'su ile kurduğumuz düzenekte, PLC'den tekli sinyalleri belli frekanslarda göndererek, IEC 60870-103 ile IEC 61850 protokolleri üzerinden IEC 60870-101 arayüzü ile HMI bilgisayarında veri iletimini test ettik. Aldığımız sonuçlarda IEC 60870-103 protokolüne göre IEC 61850 protokolü üzerinden çok daha hızlı bir şekilde veri iletimi yapılabildiği anlaşıldı. Enerji sistemlerinde uygun cihazlar ve bağlantılar kullanıldığı takdirde, yeni geliştirilen bir protokol olan IEC 61850 ile istasyon koruma ve kontrol verilerinin daha hızlı ve güvenli bir şekilde alınması mümkündür. Şu an ülkemizde enerji iletiminde kullanılan haberleşme protokolünün IEC 60870 olması dikkate alındığında yapılan inceleme, ileriye yönelik olarak sistemde yapılabilecek SCADA haberleşmesi geliştirmesi-iyileştirmesi konusunda fikir vermesi açısından önemlidir.

Sonuç olarak, ele aldığımız bu çalışmada, istasyon otomasyonu ve SCADA konusunda dünyadaki gelişmelere paralel olarak gelişen yapıları inceleyerek, var olan enerji sistemlerinde ne gibi değişiklik ya da iyileştirme yapılabileceği konusunda fikir sahibi olduk.

Ayrıca mevcut protokollerin seçiminde sistem yapısı, kullanım alanı, kullanıcılar gibi pek çok parametrenin önemli olduğunu gördük.

Bu konuda yapılabilecek yeni çalışmalarda, hızlı haberleşmenin ya da web tabanlı haberleşmenin mümkün olduğu son haberleşme yapılarında, datanın hızlı iletişim

ortamında bozulmadan ve güvenli ortamda iletimi için yeni teknikler geliştirilebileceği sonucunu çıkarabiliriz.

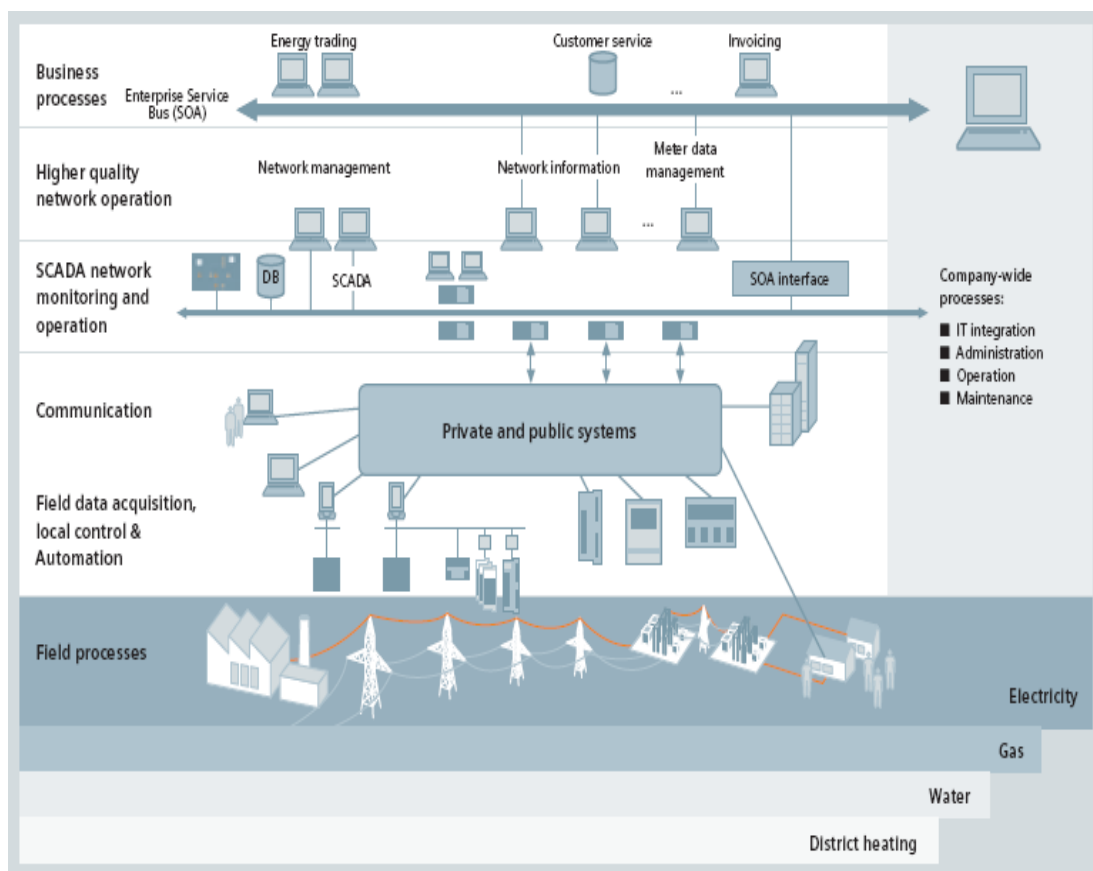
KAYNAKLAR

1. Ackerman, W.J., “Substation Automations and Relay Communications”, Pilot Protecting Relaying, *ABB Automation*, USA, 107-155, (2000).
2. Vittal, V., “U.S. Energy Infrastructure Investment: Large-Scale Integrated Smart Grid Solutions with High Penetration of Renewable Resources, Dispersed Generation and Customer Participation”, *PSERC Publication*, 09 (01): 1-11 (2009).
3. McDonald, J.D., “Substation Integration and Automation”, Electric Power Engineering, *CRC Press*, United States, 6.9-7.18 (2003).
4. Ozansoy, C.R., Zayegh A., Kalam A., “Real-time publisher/subscriber communication model for distributed substation systems IEEE transactions on power delivery”, *IEEE*, 22 (3): 1411-1423 (2007).
5. McDonald, J., “Substation Integration and Automation – Approaches and Best Practices”, *IEEE PES- Chicago Chapter*, (2003).
6. Bartoll, M., “Control and Automation of Electricity Transmission and Distribution”, *Dep. of Comp. Science Mälardalen University Västerås*, İsviçre, 2-19 (2004).
7. City, E., “Worldwide Market Trends on Adoption of Control Center Security Measures and Use/Plans for IEC 61850 Implementation (2008-2010) Report” to CIGRE, *WG B5.38, USA*, 3-19 (2008).
8. Stouffer, K., Falco J., Kent K., “Guide to Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Industrial Control Systems Security Recommendations of the National Institute of Standards and Technology”, *INITIAL PUBLIC DRAFT-NIST Special Publication 800-82, USA*, 3.1-3.19, 5.1-6.31, (2006).
9. İnternet: Elektrik Mühendisleri Odası “TEİAŞ Milli Yük Tevzi SCADA/EMS Sistemi”, http://www.emo.org.tr/ekler/0b8337e00c41631_ek.pdf. (2001)
10. Sidhu, T. S., Fellow, Kanabar M.G., Parikh P.P., “Implementation Issues with IEC 61850 Based Substation Automation Systems”, *Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, IIT Bombay, 473-478 (2008).
11. Paç, M. R., Nadar A., “Hidroelektrik santral (HES) otomasyonu için ethernet tabanlı bir haberleşme alt sistemi tasarımı”, *TÜBİTAK Uzay Teknolojileri Araştırma Enstitüsü (UZAY) Donanım Geliştirme ve Güç Sistemleri Grubu, P.No: 105G124, Türkiye*, 2-5 (2009)

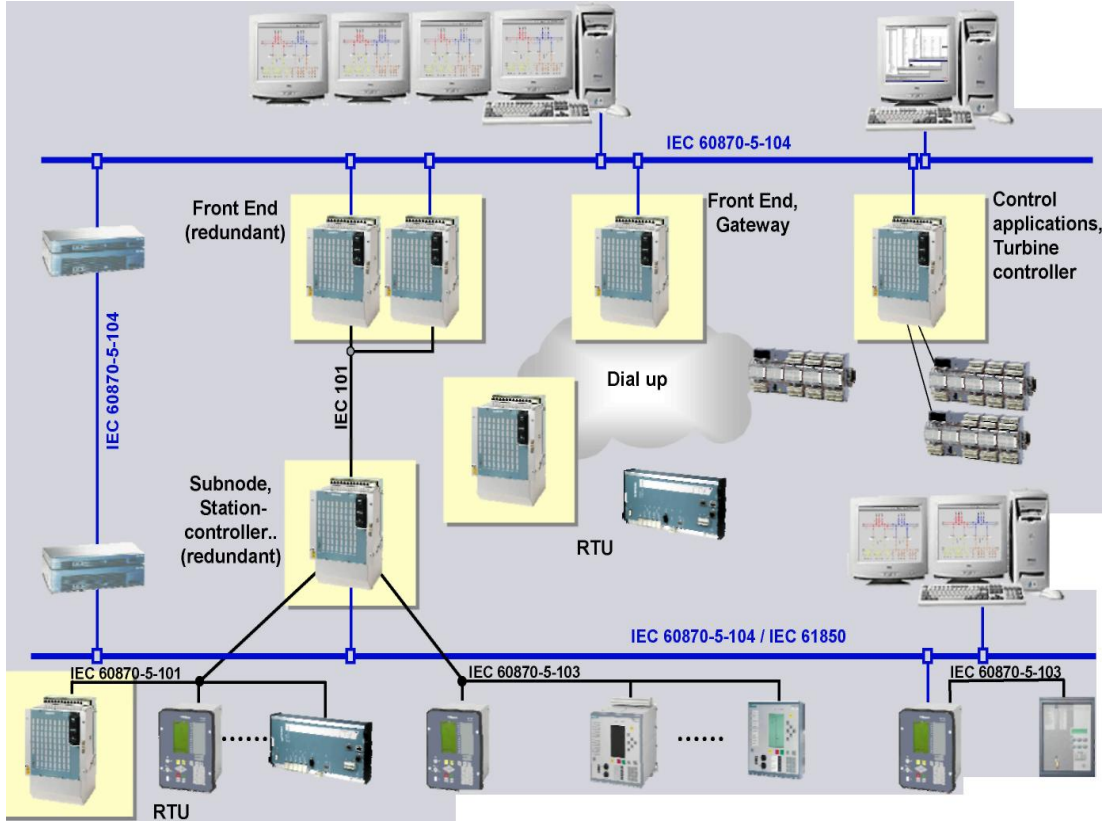
12. J.Zhanga, Gunter C.A., “IEC 61850 -Communication Networks and Systems in Substations : An Overview of Computer Science”, <http://www.seclab.uiuc.edu/docs/iec61850-intro.pdf> (2007).
13. Graham, J.H., Patel S.C., “Security Considerations in SCADA Communication Protocols”, *Intelligent Systems Research Laboratory Technical Report TR-ISRL-04-01, Dept. of Computer Engineering and Computer Science University of Louisville, Louisville*, 2.1-4.5 (2004).
14. IEEE-PSRC-WGH6, “Application Considerations of IEC 61850/UCA 2 for Substation Ethernet Local Area Network Communication for Protection and Control”, *IEEE PSRC H6 Special Report 1, USA*, 15-62 (2005).
15. YongLiang, L., “Study of Communication Methods Between Digital Substations and Remote Control Centers”, *China Electric Power Research Institute*, Beijing, 1-4 (2009).
16. Steven, A. P., Coe S. D., “MS Architectures For The 21st Century – A New Cigre Initiative”, *PARIS C5/D2-105 CIGRE 2008, F-75008, ISO/RTO Council, PJM Interconnection, USA*, 2.1-6 (2008).

EKLER

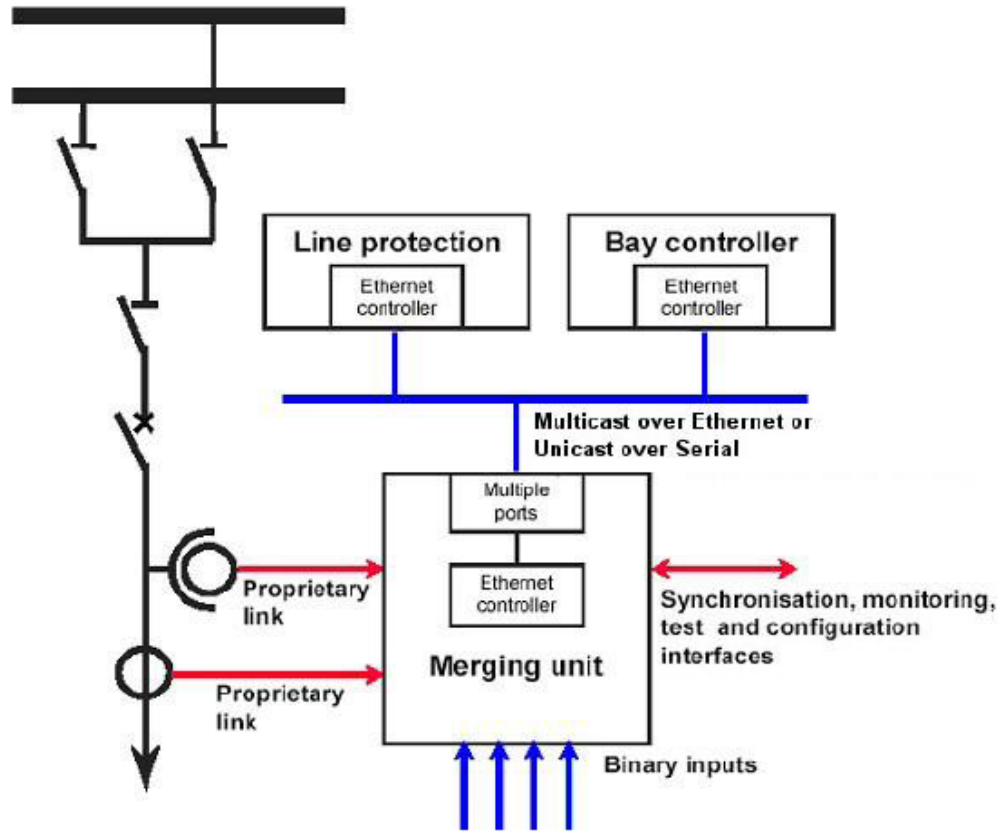
EK-1 İstasyon otomasyonu ve genel sistem



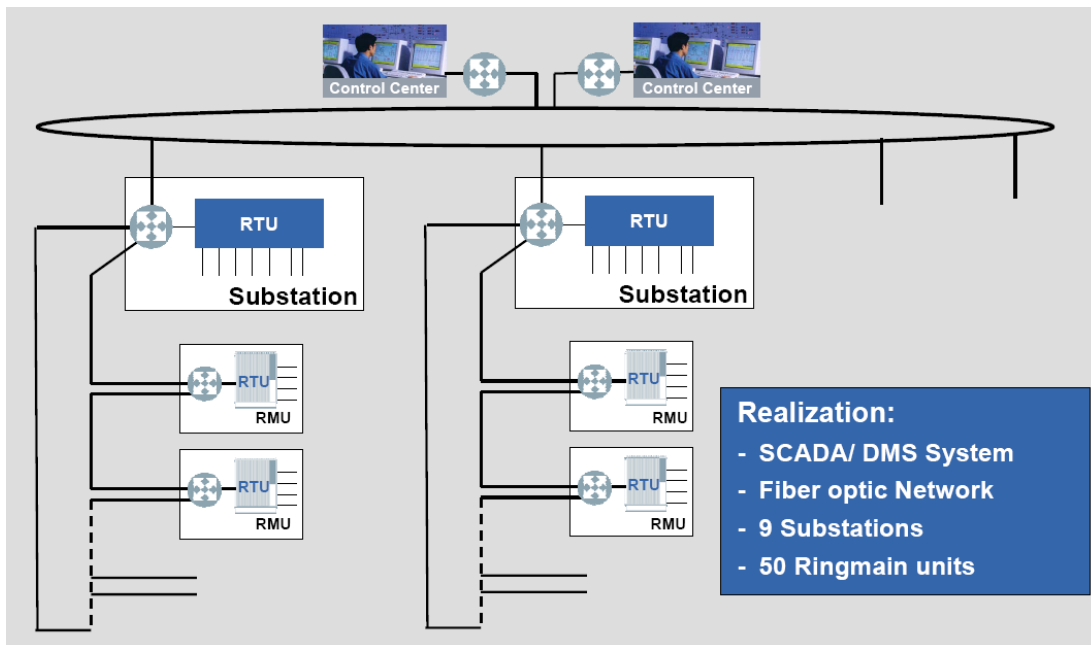
EK-2 İstasyonda IEC 60870 Uygulaması



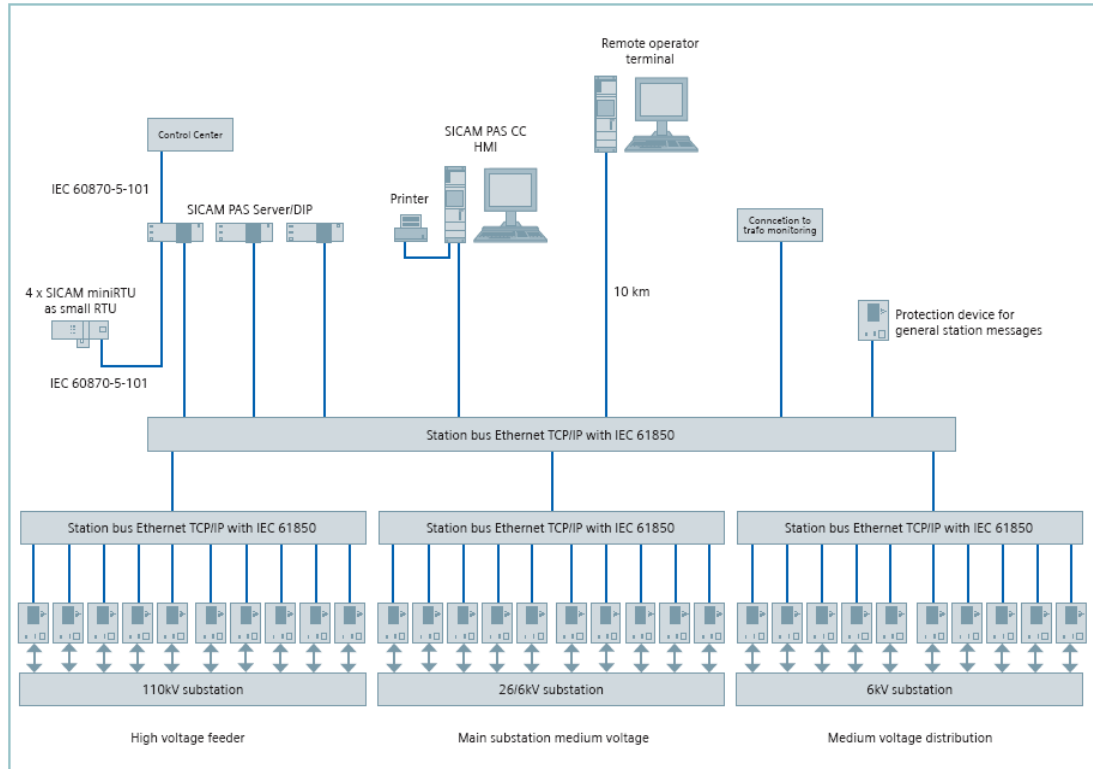
EK-3 Örneklenmiş Ölçülen Değerler Uygulaması



EK-4 IEC 61850 Ring yapısı



EK-5 IEC 60870 ile IEC 61850 Beraber Uygulaması



EK-6 Örnek istasyon verileri

Signal type	Voltage level	Device Name	Point NO.	Point type	Point NO. in Control System	Raw Values	Status; Eng.Range Eng.Values
		DOUBLE POINT INDICATION					
		Line-1 (=C6)					
		3DL CB			1723,1722		00/01/10/11
DPI	154kV		1	SOE			
DPI	154kV	6Q	2	SOE	1801,1802		00/01/10/11
DPI	154kV	7Q	3	SOE	1803,1804		00/01/10/11
DPI	154kV	8Q	4	SOE	1734,1735		
DPI	154kV	8Q-1	5	SOE	1737,1738		00/01/10/11
DPI	154kV	8Q-2	6	SOE	1740,1741		
		Line-2 (=C7)					
		3DL CB			1725,1724		00/01/10/11
DPI	154kV		7	SOE			
DPI	154kV	6Q	8	SOE	1805,1806		00/01/10/11
DPI	154kV	7Q	9	SOE	1807,1808		00/01/10/11
DPI	154kV	8Q	10	SOE	1743,1744		00/01/10/11
DPI	154kV	8Q-1	11	SOE	1746,1747		
DPI	154kV	8Q-2	12	SOE	1749,1750		
		Coupling (=C8)					
		2DL CB			1727,1726		00/01/10/11
DPI	154kV		13	SOE			
DPI	154kV	4Q	14	SOE	1809,1810		00/01/10/11
DPI	154kV	5Q	15	SOE	1811,1812		00/01/10/11
		Generator Transformer-1 (=C1)					
		1DL CB			39,40		00/01/10/11
DPI	154kV		16	SOE			
DPI	154kV	2Q	17	SOE	230,231		00/01/10/11
DPI	154kV	3Q	18	SOE	233,234		00/01/10/11
		Generator Transformer-2 (=C2)					
		1DL CB			463,464		00/01/10/11
DPI	154kV		19	SOE			
DPI	154kV	2Q	20	SOE	654,655		00/01/10/11
DPI	154kV	3Q	21	SOE	657,658		00/01/10/11

EK-6 (Devam)Örnek istasyon verileri

Signal type	Voltage level	Device Name	Point NO.	Point type	Point NO. in Control System	Raw Values	Status; Eng.Range Eng.Values
		Generator Transformer-3 (=C3)					
DPI	154kV	1DL CB	22	SOE	887,888		00/01/10/11
DPI	154kV	2Q	23	SOE	1078,1079		00/01/10/11
DPI	154kV	3Q	24	SOE	1081,1082		00/01/10/11
		Generator Transformer-4 (=C4)					
DPI	154kV	1DL CB	25	SOE	1311,1312		00/01/10/11
DPI	154kV	2Q	26	SOE	1502,1503		00/01/10/11
DPI	154kV	3Q	27	SOE	1505,1506		00/01/10/11
		Transformer (=C5)					
DPI	154kV	4DL CB	28	SOE	1704,1705		00/01/10/11
DPI	154kV	10Q	29	SOE	1813,1814		00/01/10/11
DPI	154kV	11Q	30	SOE	1815,1816		00/01/10/11
		Transformer (=E0)					
DPI	33kV	5DL CB	31	SOE	1973,1972		00/01/10/11
		SINGLE POINT INDICATION					
		154 kV Busbars					
SPI	154kV	Busbar Voltage Status	1	DIN			0/1
		CB Reclosers					
SPI	154kV	Line-1 CB Reclose	2	SOE	1707		0/1
SPI	154kV	Line-2 CB Reclose	3	SOE	1715		0/1
SPI	154kV	Non-equipped Line CB Reclose	4	SOE			0/1
		Optic Line Terminal Unit (OLTU, Fiber Optic) Alarms					
SPI	154kV	Line-1 Fiber Optic Minor Alarm	5	DIN	2337		0/1
SPI	154kV	Line-1 Fiber Optic Major Alarm	6	DIN	2338		0/1

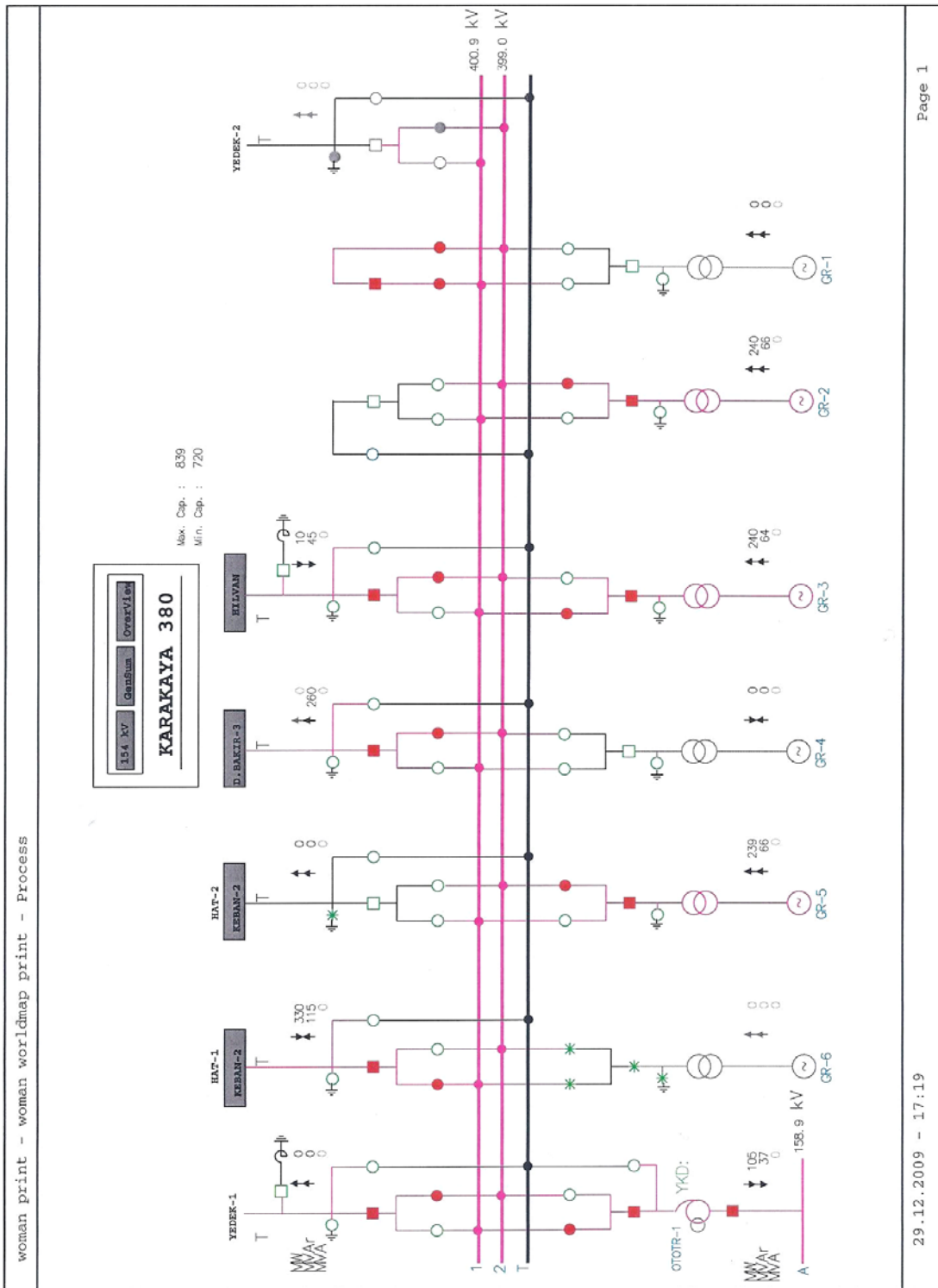
EK-6 (Devam) Örnek istasyon verileri

Signal type	Voltage level	Device Name	Point NO.	Point type	Point NO. in Control System	Raw Values	Status; Eng. Range Eng. Values
SPI	154kV	Line-2 Fiber Optic Minor Alarm	7	DIN	2339		0/1
SPI	154kV	Line-2 Fiber Optic Major Alarm	8	DIN	2340		0/1
		PAX Alarms					
SPI		PAX Non-Urgent Alarm	9	DIN	2343		0/1
SPI		PAX Urgent Alarm	10	DIN	2344		0/1
		Charger Alarm					
SPI		Charger Alarm	11	DIN	2345		0/1
		RTU Modem Alarms					
SPI		RTU Main Modem Alarm	12	DIN	2346		0/1
SPI		RTU Stand/by Modem Alarm	13	DIN	2347		0/1
		RTU 48 VDC MCB Alarm					
SPI		RTU 48 VDC MCB Alarm	14	DIN	2348		0/1
		LFC (Load Frequency Control) Alarms					
SPI	LFC Interface	Plant at Minimum Alarm (LMIN)	15				0/1
SPI	LFC Interface	Plant at Maximum Alarm (LMAX)	16				0/1
SPI	LFC Interface	Plant in Local Control Alarm (LLOC)	17				0/1
SPI	LFC Interface	Plant in Remote Control Alarm (LREM)	18				0/1
SPI	LFC Interface	Plant in Manuel Control Alarm (LMAN)	19				0/1
SPI	LFC Interface	LFC Microprocessor Failure Alarm (LMIC)	20				0/1
SPI	LFC Interface	Local Power Mismatch Alarm (LPWR)	21				0/1
SPI	LFC Interface	Invalid Remote Power Demand Alarm (LRPD)	22				0/1
SPI	LFC Interface	Generator Unit-1 Mode (Auto/Manuel)	23				0/1
SPI	LFC Interface	Generator Unit-2 Mode (Auto/Manuel)	24				0/1
SPI	LFC Interface	Generator Unit-3 Mode (Auto/Manuel)	25				0/1
SPI	LFC Interface	Generator Unit-4 Mode (Auto/Manuel)	26				0/1
SPI		Unit-1 Primary Frequency Control in Operation (PFCO)	27				0/1
SPI		Unit-2 Primary Frequency Control in Operation (PFCO)	28				0/1
SPI		Unit-3 Primary Frequency Control in Operation (PFCO)	29				0/1

EK-6 (Devam) Örnek istasyon verileri

Signal type	Voltage level	Device Name	Point NO.	Point type	Point NO. in Control System	Raw Values	Status; Eng.Range Eng.Values
SPI		Unit-4 Primary Frequency Control in Operation (PFCO)	30				0/1
		ANALOGUE MEASUREMENTS					
		Generator					
AMI	13.8kV	G1 Active power	1	AIN	170	0-32767	0-60
AMI	13.8kV	G1 Reactive power	2	AIN	171	0-32767	-50-50
AMI	13.8kV	G2 Active power	3	AIN	343	0-32767	0-60
AMI	13.8kV	G2 Reactive power	4	AIN	344	0-32767	-50-50
AMI	13.8kV	G3 Active power	5	AIN	516	0-32767	0-60
AMI	13.8kV	G3 Reactive power	6	AIN	517	0-32767	-50-50
AMI	13.8kV	G4 Active power	7	AIN	689	0-32767	0-60
AMI	13.8kV	G4 Reactive power	8	AIN	690	0-32767	-50-50
		Lines					
AMI	154kV	Line1 Active Power	9	AIN	734	0-32767	-100-240
AMI	154kV	Line1 Reactive Power	10	AIN	735	0-32767	-100-100
AMI	154kV	Line2 Active Power	11	AIN	747	0-32767	-100-240
AMI	154kV	Line2 Reactive Power	12	AIN	748	0-32767	-100-100
		154 kV Busbars					
AMI	154kV	Busbar Voltage	13	AIN	755	0-32767	0-200
AMI	154kV	Busbar Frequency	14	AIN	763	0-32767	0-60
		33 kV Busbar (=E8)					
AMI	33kV	Busbar Voltage	15	AIN	848	0-32767	0-40
		Transformer (=E0)					
AMI	33kV	Active Power	16	AIN	853	0-32767	-100-100

EK-7 KARAKAYA Santrali Tek Hat Şeması



EK-8 ZETES-154 Santrali point-to-point test çıktısı

woman print - woman worldmap print - Process

SİBEMET

Messages Bağlantıları

Applet AnalogYal Accumulat. Messages Archives Authorities Curves... Reports... Desktop...

Message	Restration	date	from	25 12 2009	25 12 2009	Filer	
D 25.12.09	14:31:36,200	ZETES154	154	ERRGLI-2	5325	Iso Busbar 2	intermed
D 25.12.09	14:32:05,290	ZETES154	154	ERRGLI-2	5320	Iso Earth	open
D 25.12.09	14:32:18,230	ZETES154	154	ERRGLI-2	5320	Iso Earth	disturbe
D 25.12.09	14:32:37,650	ZETES154	154	ERRGLI-2	5320	Iso Earth	close
D 25.12.09	14:32:43,640	ZETES154	154	ERRGLI-2	5320	Iso Earth	intermed
D 25.12.09	14:33:08,050	ZETES154	154	YENICATE	5332	CB	open
D 25.12.09	14:33:15,900	ZETES154	154	YENICATE	5332	CB	disturbe
D 25.12.09	14:33:36,490	ZETES154	154	YENICATE	5332	CB	close
D 25.12.09	14:33:42,250	ZETES154	154	YENICATE	5332	CB	intermed
D 25.12.09	14:34:05,560	ZETES154	154	YENICATE	5333	Iso Busbar 1	open
D 25.12.09	14:34:10,280	ZETES154	154	YENICATE	5333	Iso Busbar 1	disturbe
D 25.12.09	14:34:30,990	ZETES154	154	YENICATE	5333	Iso Busbar 1	close
D 25.12.09	14:34:39,500	ZETES154	154	YENICATE	5333	Iso Busbar 1	intermed
D 25.12.09	14:35:03,160	ZETES154	154	YENICATE	5335	Iso Busbar 2	open
D 25.12.09	14:36:52,540	ZETES154	154	YENICATE	5335	Iso Busbar 2	disturbe
D 25.12.09	14:37:20,230	ZETES154	154	YENICATE	5335	Iso Busbar 2	close
D 25.12.09	14:37:55,770	ZETES154	154	YENICATE	5335	Iso Busbar 2	intermed
D 25.12.09	14:38:17,330	ZETES154	154	YENICATE	5330	Iso Earth	open
D 25.12.09	14:38:29,420	ZETES154	154	YENICATE	5330	Iso Earth	disturbe
D 25.12.09	14:38:49,900	ZETES154	154	YENICATE	5330	Iso Earth	close
D 25.12.09	14:38:58,060	ZETES154	154	YENICATE	5330	Iso Earth	intermed
D 25.12.09	14:40:01,680	ZETES154	154	YEDEK-1		CB	open
D 25.12.09	14:40:08,690	ZETES154	154	YEDEK-1		CB	disturbe
D 25.12.09	14:40:46,520	ZETES154	154	YEDEK-1		CB	close

25.12.2009 - 14:47

Page 1

EK-8 (Devam) ZETES-154 Santrali point-to-point test çıktısı

woman print - woman worldmap print - Process

Message Retrieval List

Appl AnalogVal Accumulat. Messages Archives Authorities Curves... Reports... Desktop...

Message	Restration	date:from	25 12 2009	25 12 2009	Filter
D 25.12.09	14:40:52,990	ZETES154 154	YEDEK-1	CB	intermed
D 25.12.09	14:41:27,660	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	open
D 25.12.09	14:41:36,470	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	disturbs
D 25.12.09	14:41:59,750	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	close
D 25.12.09	14:42:31,400	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	intermed
D 25.12.09	14:42:59,490	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	open
D 25.12.09	14:43:04,660	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	disturbs
D 25.12.09	14:43:26,460	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	close
D 25.12.09	14:43:32,210	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	intermed
D 25.12.09	14:43:52,280	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Earth	open
D 25.12.09	14:44:02,870	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Earth	disturbs

25.12.2009 - 14:47

Page 1

EK-8 (Devam) ZETES-154 Santrali point-to-point test çıktısı

woman print - woman worldmap print - Process

SINAUT Message Retrieval

Appl AnalogVal Accumulat. Messages Archives Authorities Curves... Reports... Desktop...

Message Restoration	date:from	25 12 2009	25 12 2009	25 12 2009	Filler
25.12.09 14:38:44	ZETES154 154	YENICATE 5330	Iso Earth	disturbe	
25.12.09 14:38:50	ZETES154 154	YENICATE 5330	Iso Earth	close	
25.12.09 14:39:13	ZETES154 154	YENICATE 5330	Iso Earth	intermed	
25.12.09 14:40:01	ZETES154 154	YEDEK-1	CB	open	
25.12.09 14:40:23	ZETES154 154	YEDEK-1	CB	disturbe	
25.12.09 14:40:46	ZETES154 154	YEDEK-1	CB	close	
25.12.09 14:40:46	ZETES154 154	YEDEK-1	CB	AbNoStat disp	
25.12.09 14:41:08	ZETES154 154	YEDEK-1	CB	intermed	
25.12.09 14:41:08	ZETES154 154	YEDEK-1	CB	AbNoStat app	
25.12.09 14:41:27	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	open	
25.12.09 14:41:53	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	disturbe	
25.12.09 14:41:59	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	close	
25.12.09 14:42:46	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 1	intermed	
25.12.09 14:42:59	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	open	
25.12.09 14:43:20	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	disturbe	
25.12.09 14:43:26	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	close	
25.12.09 14:43:47	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Busbar 2	intermed	
25.12.09 14:43:52	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Earth	open	
25.12.09 14:44:18	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Earth	disturbe	
25.12.09 14:44:29	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Earth	close	
25.12.09 14:44:50	ZETES154 154	YEDEK-1	Iso Earth	intermed	

25.12.2009 - 16:05

Page 1

EK-8 (Devam) ZETES-154 Santrali point-to-point test çıktısı

woman print - woman worldmap print - Process

SINAUT

App | AnalogYal | Accumulat. | Messages | Archives | Authorities | Curves... | Reports... | Desktop...

Message	Restoration	date:from	25 12 2009	25 12 2009	Filter
25.12.09	14:30:51	ZETES154 154	EREGLI-2 5323 Iso Busbar 1		intermed
25.12.09	14:30:57	ZETES154 154	EREGLI-2 5325 Iso Busbar 2		open
25.12.09	14:31:19	ZETES154 154	EREGLI-2 5325 Iso Busbar 2		disturbe
25.12.09	14:31:30	ZETES154 154	EREGLI-2 5325 Iso Busbar 2		close
25.12.09	14:31:51	ZETES154 154	EREGLI-2 5325 Iso Busbar 2		intermed
25.12.09	14:32:05	ZETES154 154	EREGLI-2 5320 Iso Earth		open
25.12.09	14:32:33	ZETES154 154	EREGLI-2 5320 Iso Earth		disturbe
25.12.09	14:32:37	ZETES154 154	EREGLI-2 5320 Iso Earth		close
25.12.09	14:32:58	ZETES154 154	EREGLI-2 5320 Iso Earth		intermed
25.12.09	14:33:08	ZETES154 154	YENICATE 5332 CB		open
25.12.09	14:33:31	ZETES154 154	YENICATE 5332 CB		disturbe
25.12.09	14:33:36	ZETES154 154	YENICATE 5332 CB		close
25.12.09	14:33:36	ZETES154 154	YENICATE 5332 CB		AbNoStat disp
25.12.09	14:33:57	ZETES154 154	YENICATE 5332 CB		intermed
25.12.09	14:33:57	ZETES154 154	YENICATE 5332 CB		AbNoStat app
25.12.09	14:34:05	ZETES154 154	YENICATE 5333 Iso Busbar 1		open
25.12.09	14:34:25	ZETES154 154	YENICATE 5333 Iso Busbar 1		disturbe
25.12.09	14:34:31	ZETES154 154	YENICATE 5333 Iso Busbar 1		close
25.12.09	14:34:54	ZETES154 154	YENICATE 5333 Iso Busbar 1		intermed
25.12.09	14:35:03	ZETES154 154	YENICATE 5335 Iso Busbar 2		open
25.12.09	14:37:07	ZETES154 154	YENICATE 5335 Iso Busbar 2		disturbe
25.12.09	14:37:20	ZETES154 154	YENICATE 5335 Iso Busbar 2		close
25.12.09	14:38:11	ZETES154 154	YENICATE 5335 Iso Busbar 2		intermed
25.12.09	14:38:17	ZETES154 154	YENICATE 5330 Iso Earth		open

25.12.2009 - 16:05

Page 1

EK-8 (Devam) ZETES-154 Santrali point-to-point test çıktısı

woman print - woman worldmap print - Process

SINAUT Message Retrieval

Appli AnalogVal Accumulat. Messages Archives Authorities Curves... Reports... Desktop...

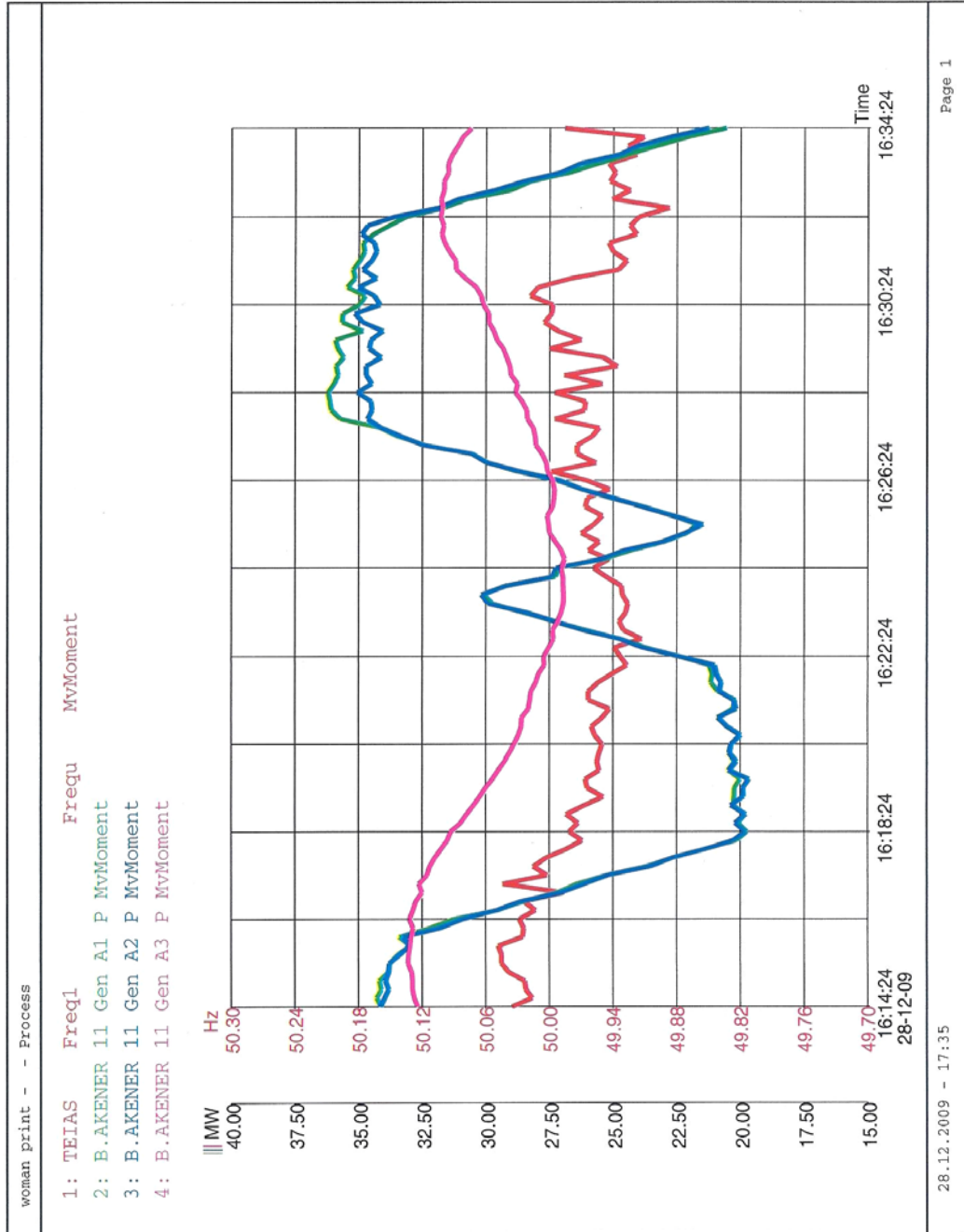
Message Restoration

date:from	25 12 2009	25 12 2009	Filler
*** date change line Fr 25-12-2009 ***			
25.12.09 14:24:08	ZETES154 154	cplBB1 5316 CB	open
25.12.09 14:25:22	ZETES154 154	cplBB1 5316 CB	disturbe
25.12.09 14:25:22	ZETES154 154	cplBB1 5316 CB	AbNoStat app
25.12.09 14:25:37	ZETES154 154	cplBB1 5316 CB	close
25.12.09 14:26:00	ZETES154 154	cplBB1 5316 CB	intermed
25.12.09 14:26:00	ZETES154 154	cplBB1 5316 CB	AbNoStat disp
25.12.09 14:26:30	ZETES154 154	cplBB1 5313 Iso Busbar 1	open
25.12.09 14:26:54	ZETES154 154	cplBB1 5313 Iso Busbar 1	disturbe
25.12.09 14:27:02	ZETES154 154	cplBB1 5313 Iso Busbar 1	close
25.12.09 14:27:22	ZETES154 154	cplBB1 5313 Iso Busbar 1	intermed
25.12.09 14:27:36	ZETES154 154	cplBB2 5315 Iso Busbar 2	open
25.12.09 14:28:14	ZETES154 154	cplBB2 5315 Iso Busbar 2	disturbe
25.12.09 14:28:22	ZETES154 154	cplBB2 5315 Iso Busbar 2	close
25.12.09 14:28:43	ZETES154 154	cplBB2 5315 Iso Busbar 2	intermed
25.12.09 14:28:55	ZETES154 154	EREGLI-2 5322 CB	open
25.12.09 14:29:18	ZETES154 154	EREGLI-2 5322 CB	disturbe
25.12.09 14:29:26	ZETES154 154	EREGLI-2 5322 CB	close
25.12.09 14:29:26	ZETES154 154	EREGLI-2 5322 CB	AbNoStat disp
25.12.09 14:29:48	ZETES154 154	EREGLI-2 5322 CB	intermed
25.12.09 14:29:48	ZETES154 154	EREGLI-2 5322 CB	AbNoStat app
25.12.09 14:29:59	ZETES154 154	EREGLI-2 5323 Iso Busbar 1	open
25.12.09 14:30:22	ZETES154 154	EREGLI-2 5323 Iso Busbar 1	disturbe
25.12.09 14:30:28	ZETES154 154	EREGLI-2 5323 Iso Busbar 1	close

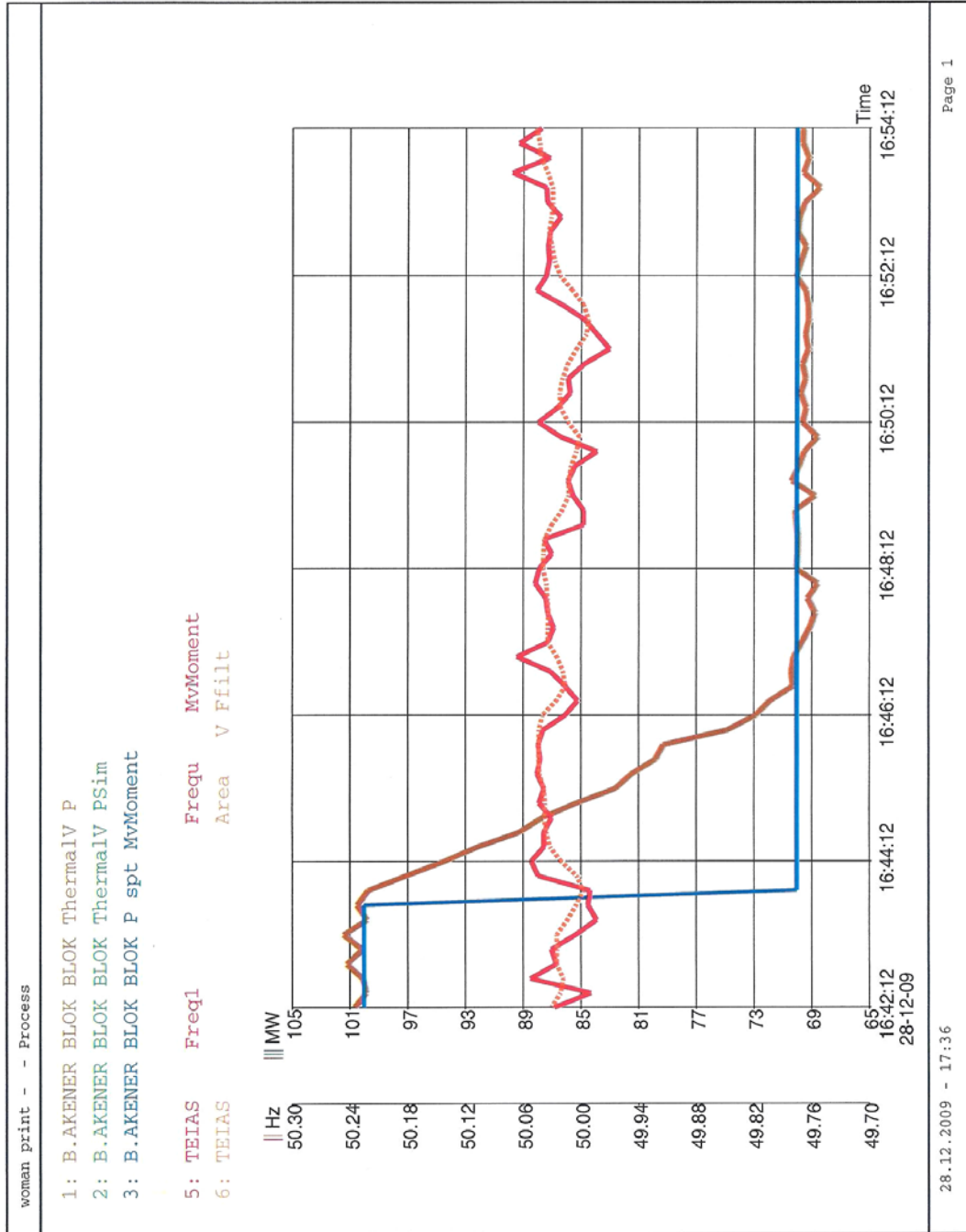
25.12.2009 - 16:06

Page 1

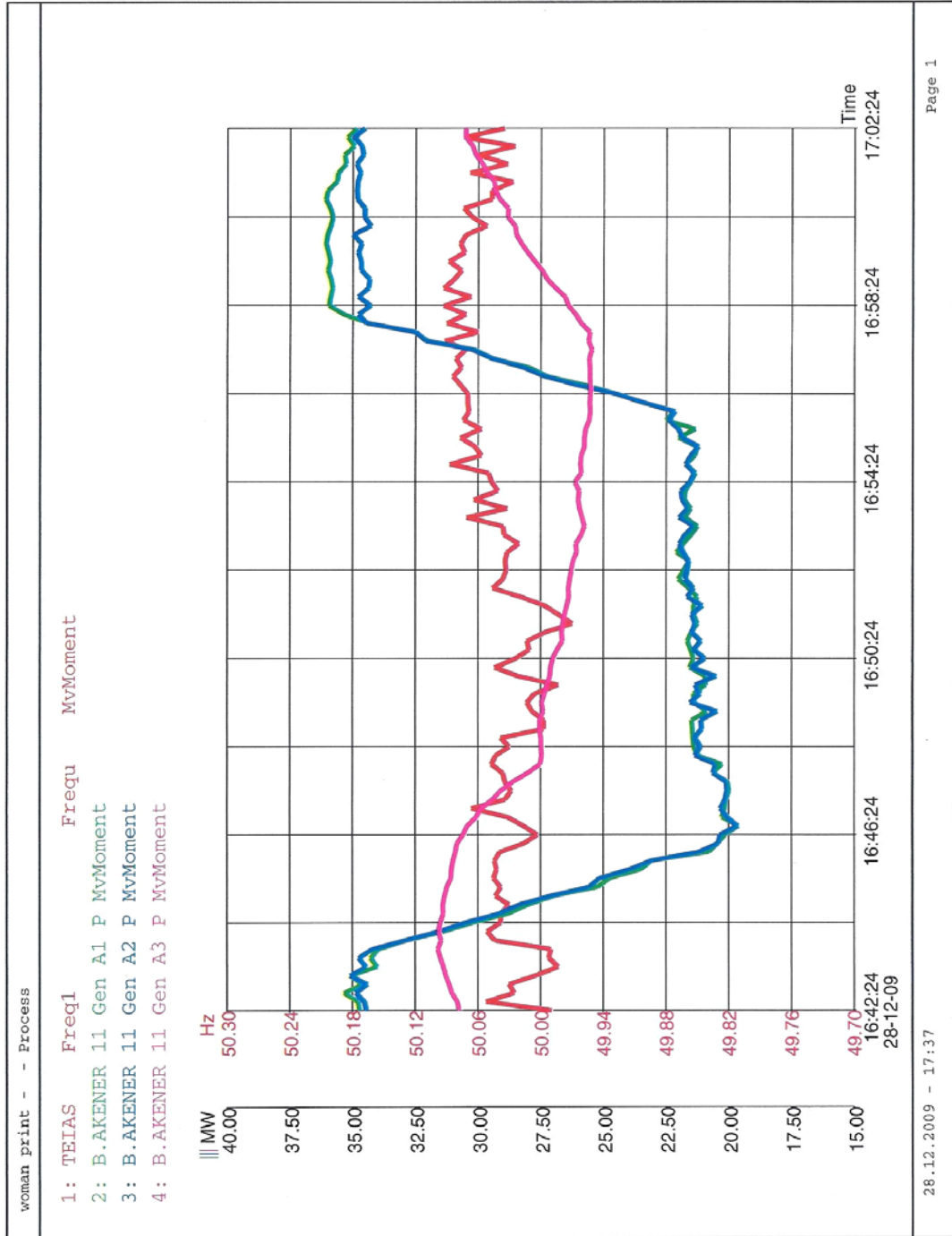
EK-9 B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



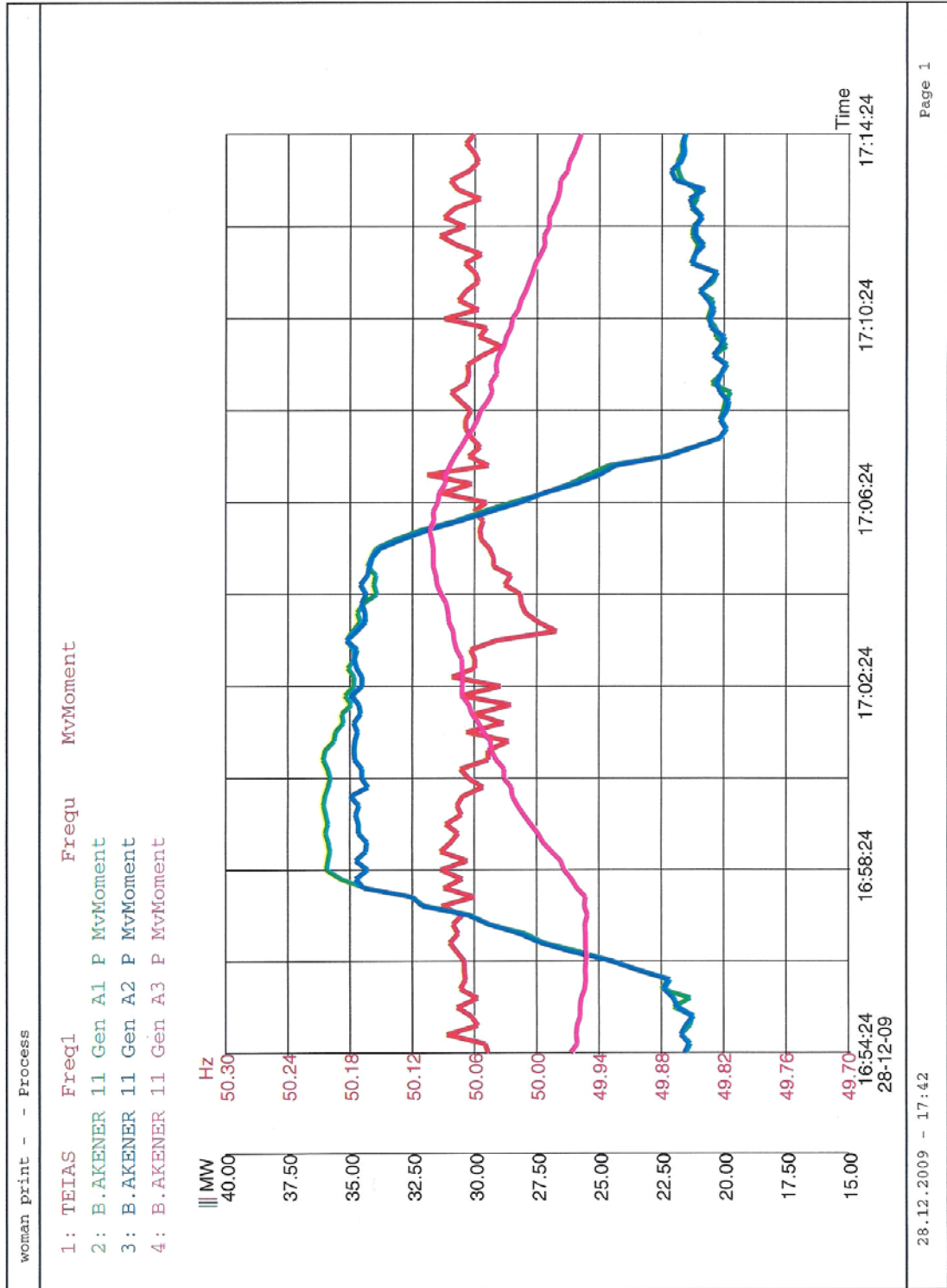
EK-9 (Devam) B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



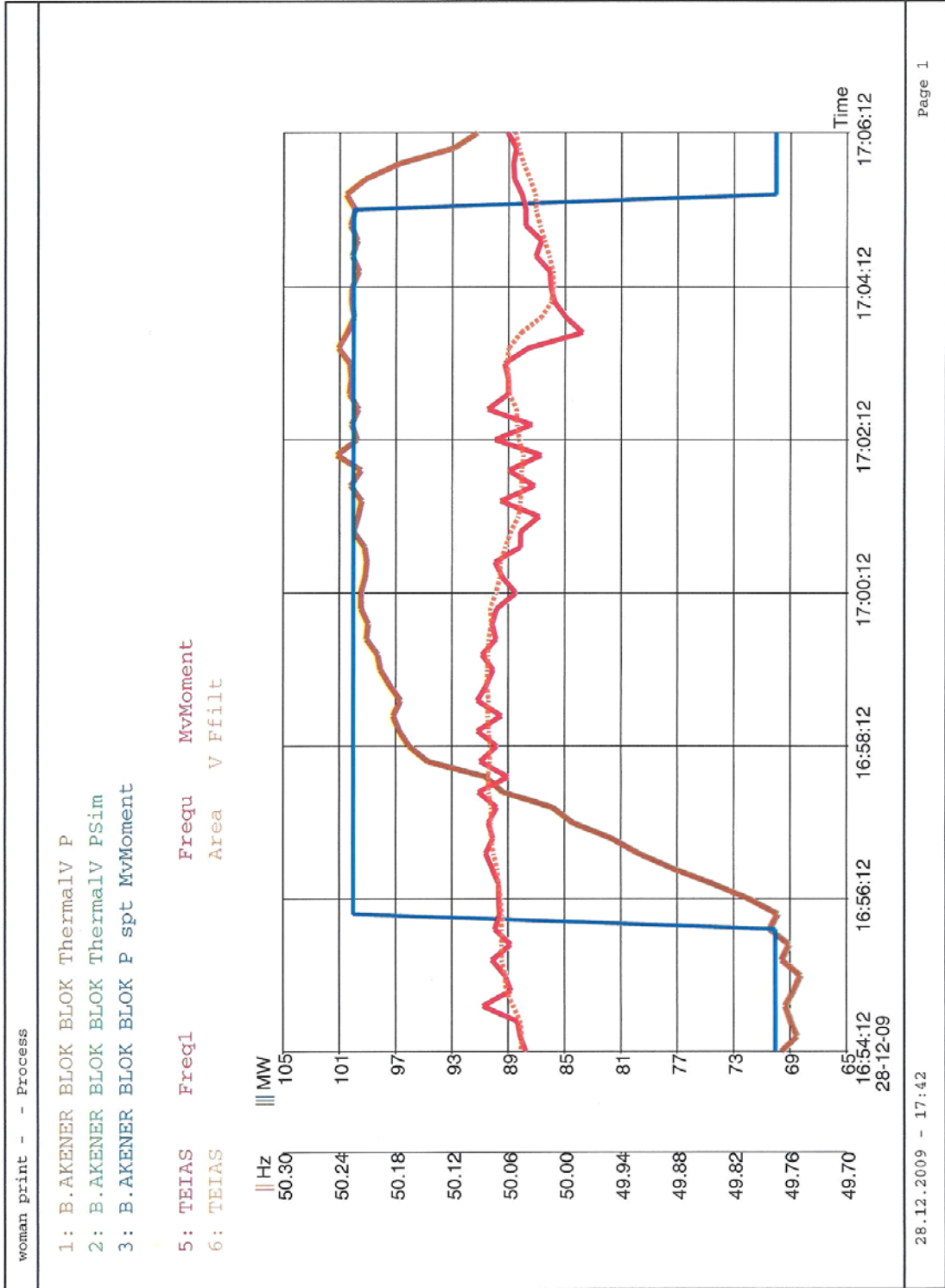
EK-9 (Devam) B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



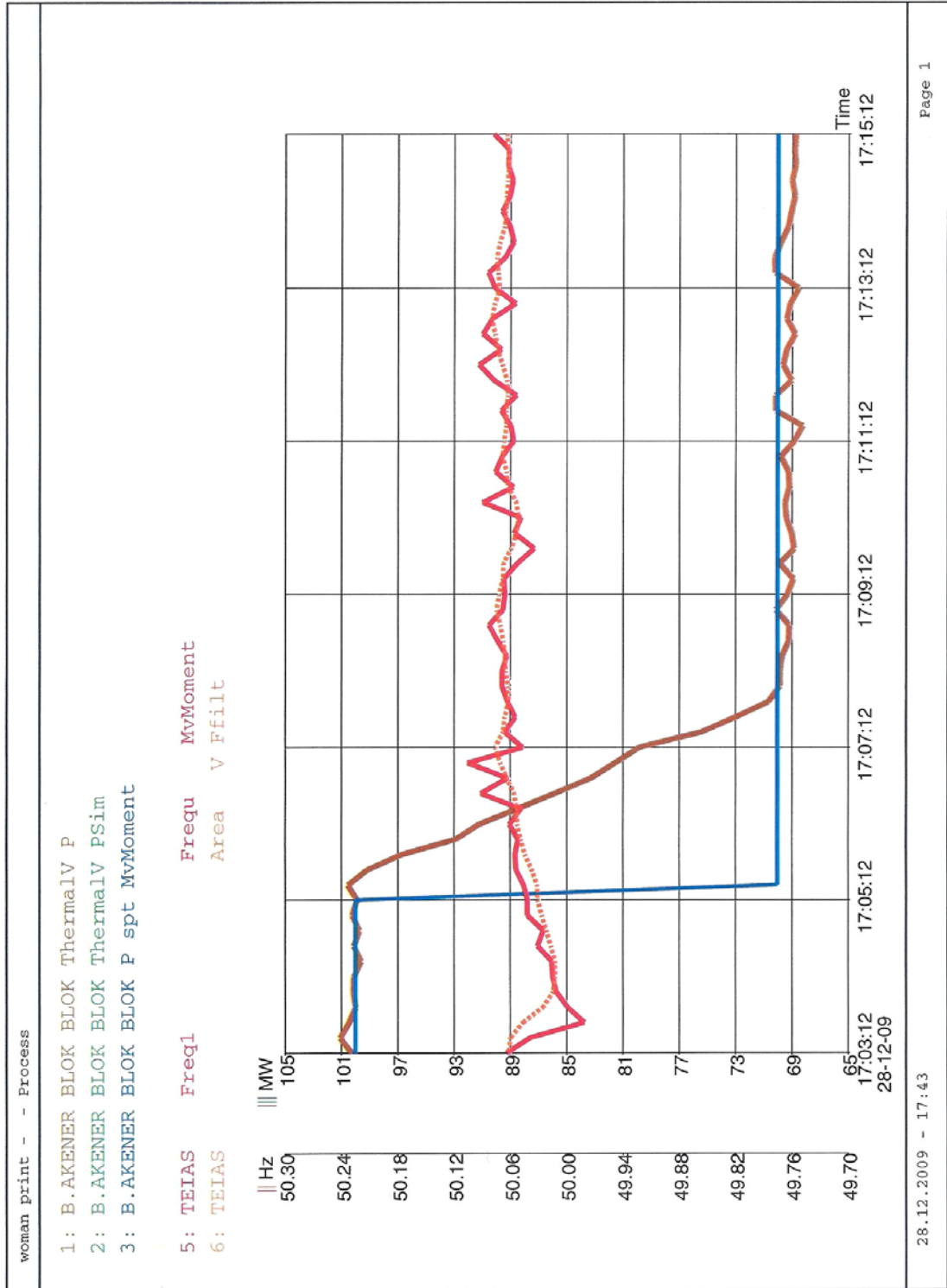
EK-9 (Devam) B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



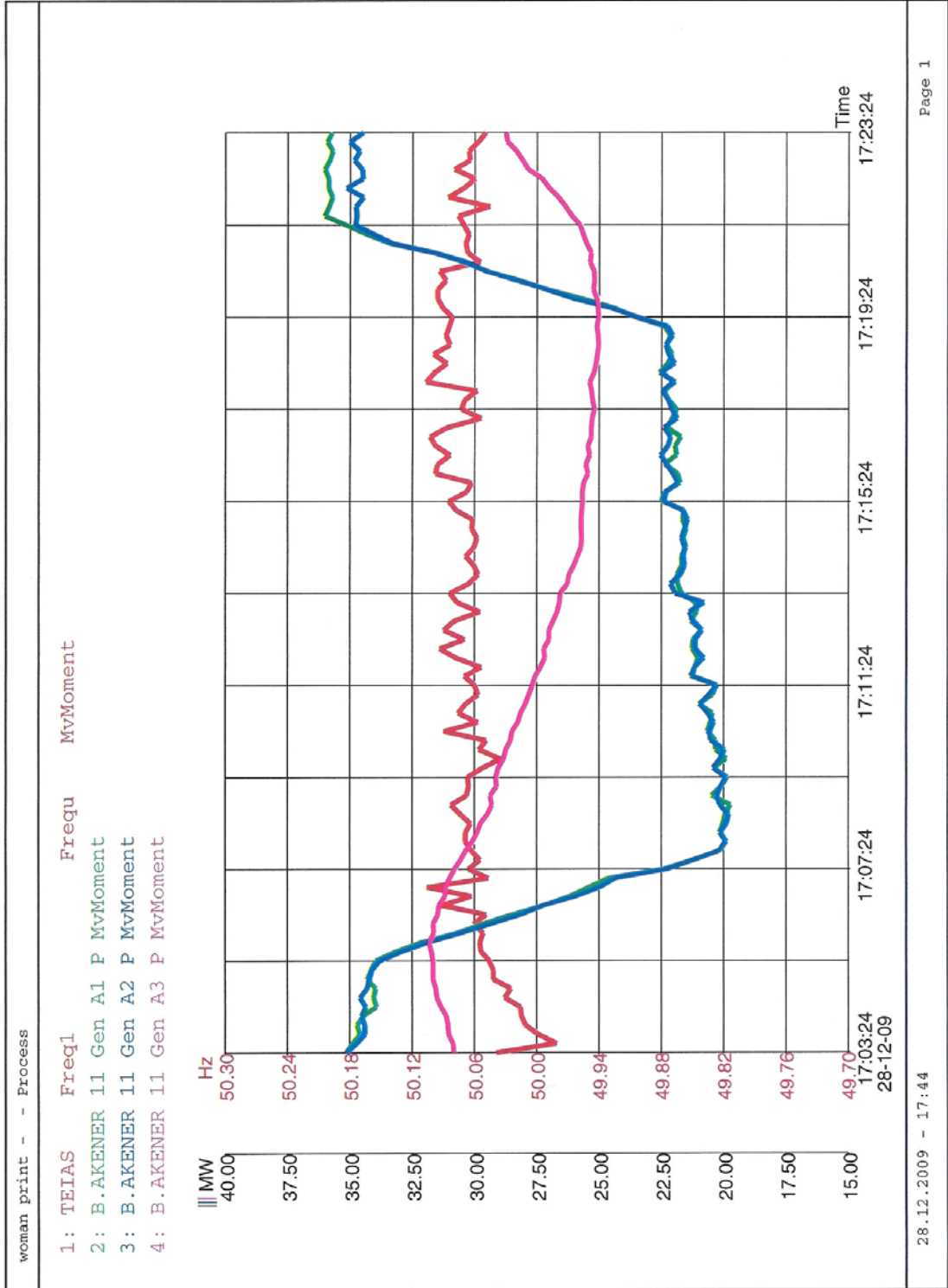
EK-9 (Devam) B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



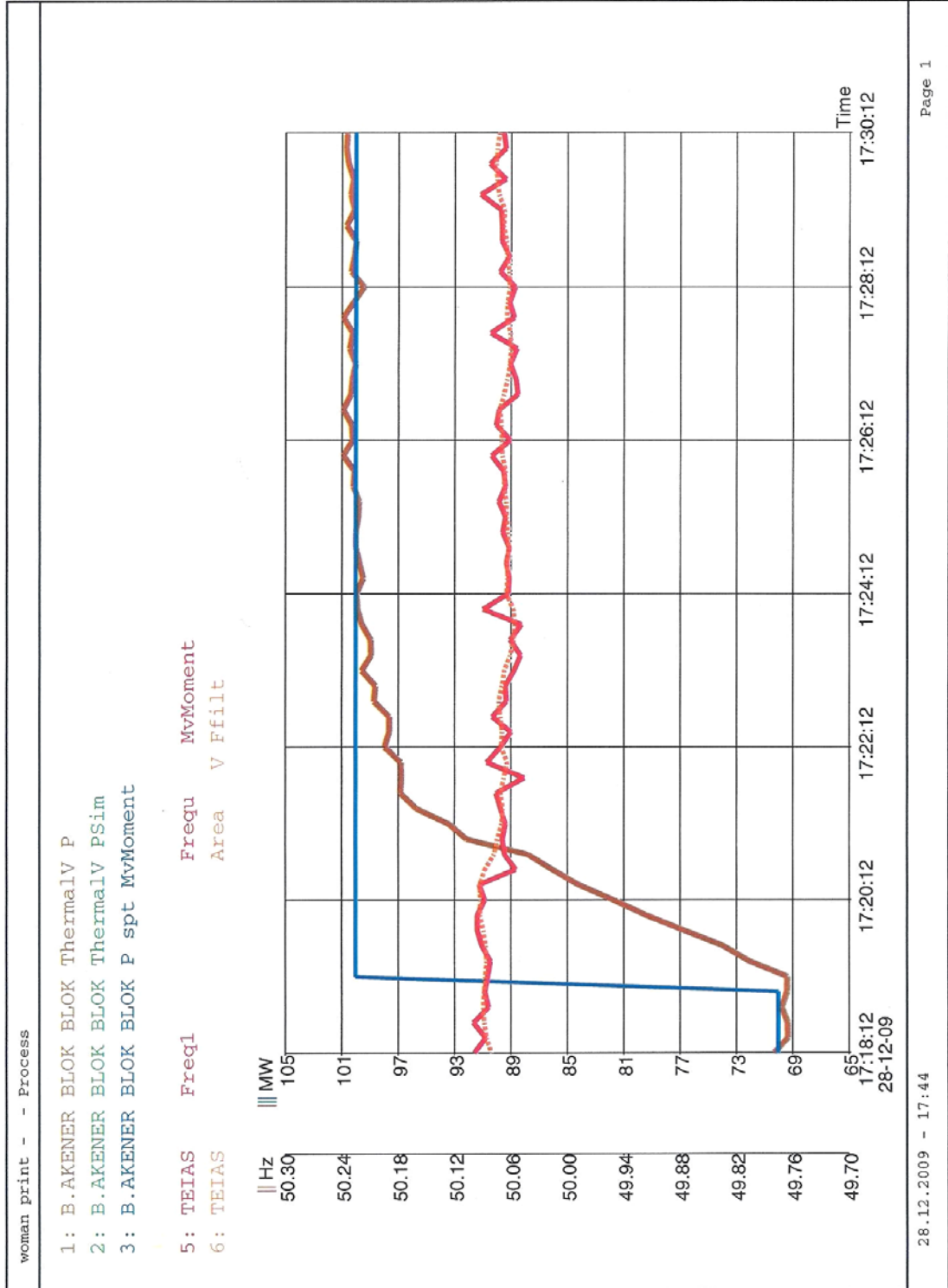
EK-9 (Devam) B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



EK-9 (Devam) B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



EK-9 (Devam) B.AKENER Santrali Sekonder Frekans Testi Grafikleri



ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : ÖZEN DEMİR Aslı
Uyruğu : T.C.
Doğum tarihi ve yeri : 14.05.1978
Medeni hali : Evli
Telefon : 0 (312) 2038350
Faks : -
e-mail : asliozenm@yahoo.com

Eğitim	Eğitim Fakülte	Mezuniyet Tarihi
Derece		
Lisans	Kırıkkale Üniv. Müh.Fak.	2002
Lise	Fatih Sultan Mehmet Elek.Elektronik	1996

İş Deneyimi	Yer	Görev
2003-2007	Milli Savunma Bak.lığı	Uzm.Müh.
2007-	TEİAŞ Gn.Md.lüğü	Müh.

Yabancı Dil

İngilizce

Hobiler

Müzik, tarihi yerleri gezmek, tarihi kitaplar okumak