

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

ELEKTRİK SAYAÇLARINI UZAKTAN OKUMA TEKNİKLERİ VE PROTOTİP GELİŞTİRİLMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Elektronik Mühendisi M.Fatih YETİŞKEN

**Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK
MÜHENDİSLİĞİ**
Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRONİK MÜH.
Tez Danışmanı : Yrd.Doç.Dr. M. Recep BOZKURT

Haziran 2010

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK SAYAÇLARINI UZAKTAN OKUMA
TEKNİKLERİ VE PROTOTİP GELİŞTİRİLMESİ

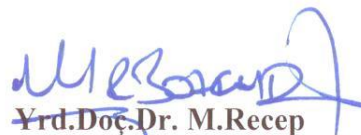
YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Elektronik Mühendisi M.Fatih YETİŞKEN

Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK
MÜHENDİSLİĞİ
Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRONİK MÜH.

Bu tez 11/06/2010 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Oybirliği ile kabul edilmiştir.


Prof. Dr. Etem
KÖKLÜKAYA
Jüri Başkanı


Yrd. Doç. Dr. M. Recep
BOZKURT
Üye


Yrd. Doç. Dr. Halil İbrahim
ESKİKURT
Üye

ÖNSÖZ

Tez çalışmam boyunca bilgi ve tecrübeleri ile desteğini esirgemeyen tez danışmanın Sayın Yrd. Doç. Dr. M. Recep BOZKURT'a, çalışmalarımda yardımcı olan Elektrik Mühendisi Habil ERGEN'e, desteğini her zaman hissettiğim biricik eşim Hümeysra YETİŞKEN'e ve saygıdeğer aileme sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	ii
İÇİNDEKİLER	iii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ.....	vii
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	viii
TABLolar LİSTESİ.....	xi
ÖZET.....	xii
SUMMARY.....	xiii

BÖLÜM 1.

GİRİŞ.....	1
1.1. Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri.....	2
1.1.1 AMR sistemlerinin yapısı.....	4
1.1.1.1. PLC haberleşmesi ile AMR.....	5
1.1.1.2. GPRS haberleşme metotları ile AMR.....	6
1.1.1.3. Hibrid Fiber–Coaxial çift yönlü haberleşme ile AMR.....	6
1.1.1.4. Radyo (RF) haberleşme ile AMR.....	7
1.1.1.5. Görüntü işleme tekniğiyle AMR.....	8
1.2. Ölçü Transformatörleri.....	10
1.2.1. Akım transformatörleri.....	11
1.2.1.1. Akım transformatörlerinin yapısı.....	11
1.2.2. Gerilim transformatörleri.....	12
1.2.2.1. Gerilim transformatörlerinin yapısı.....	12
1.2.Sayaçlar.....	13
1.3.1. Sayaçların sınıflandırılması.....	14
1.3.2. Mekanik sayaçlar.....	15
1.3.2.1. Mekanik sayacın çalışma prensibi.....	16

1.3.3. Elektronik sayaçlar.....	17
1.3.3.1. Sıvı kristal gösterge (LCD).....	19
1.3.4. OBIS kod mimarisi.....	19
1.3.4.1. Grup A'nın değeri.....	20
1.3.4.2. Grup B'nin değeri.....	20
1.3.4.3. Grup C'nin değeri.....	21
1.3.4.4. Grup D'nin değeri.....	21
1.3.4.5. Grup E'nin değeri.....	22
1.3.4.6. Grup F'nin değeri.....	22
1.3.4.7. Ortak asgari kodlama yapısı.....	22
1.3.5. Sayaç bağlantıları.....	23
1.3.6. Sayaç tüketim çarpanı hesaplama.....	25
1.3.7. Sayaç flag kodları.....	26

BÖLÜM 2.

VERİ HABERLEŞMESİ.....	27
2.1. Seri Haberleşme.....	27
2.1.1. Senkron (eşzamanlı) format.....	29
2.1.2. Asenkron (eşzamansız) format.....	29
2.2. RS232 Haberleşme.....	30
2.2.1. Elektriksel karakteristikleri.....	31
2.2.2. Fonksiyonel özellikleri.....	33
2.2.2.1. Veri taşıyıcı detektörü sinyali (DCD).....	34
2.2.2.2. Veri terminal ekipmanı hazır sinyali (DTR).....	34
2.2.2.3. Sinyal toprağı (SG).....	34
2.2.2.4. Gönderme isteğı sinyali (RTS).....	34
2.2.2.5. Gönderileni temizle sinyali (CTS).....	34
2.2.3. Mekanik ara yüz özellikleri.....	35
2.2.4. Şeffaf modem (null modem).....	35
2.2.4.1. Şeffaf modem tipleri.....	37
2.2.5. ASCII kodlar.....	38
2.3. RS485 Haberleşme.....	40
2.3.1. Dengelenmiş ve dengelenmemiş hatlar.....	40

2.3.2. Half Dublex haberleşme.....	41
2.4. IEC 61107 Standardı Optik Port.....	43
2.4.1. Okuma kafasının yapısı.....	43
2.4.1.1. Mıknatısın karakteristik verileri	43
2.4.2. Sayaç üzerindeki optik port.....	44
2.4.3. Optiksel karakteristikler.....	45
2.4.3.1. Dalga boyu.....	45
2.4.3.2. Verici.....	45
2.4.3.3. Optik port alıcı.....	46
2.4.3.4. Çevresel aydınlatma durumu.....	46
2.5. Haberleşme Protokolleri.....	47
2.5.1. Modbus protokolü.....	47
2.5.2. Modbus seri hat tanımları ve uygulamaları.....	47
2.5.3. Modbus adresleme kuralları.....	48
2.5.4. MODBUS çerçeve tanımı.....	49
2.5.5. ASCII mod.....	50
2.5.5.1. ASCII çerçeve.....	50
2.5.6. RTU mod.....	51
2.5.6.1. RTU çerçeve.....	52
2.6. IEC 61107 Haberleşme Protokolü.....	54
2.6.1. Veri iletimi protokolleri.....	54
2.6.2. Blok kontrol karakterlerinin hesaplanması (BCC).....	55
2.6.3. Mesaj tanımları.....	55
2.6.4. Genel haberleşme mesajları.....	57
2.6.5. Haberleşme modları.....	61
2.6.5.1. Protokol modu A.....	61
2.6.5.2. Protokol modu B.....	62
2.6.5.3. Protokol modu C.....	64
2.6.5.4. Protokol modu D.....	68
2.6.5.5. Protokol modu E.....	68

BÖLÜM 3.

UZAKTAN OKUMA PROTOTİPİ VE ÖRNEK YAZILIM.....	69
---	----

3.1. Visual Studio.NET 2008 Yazılım Geliştirme Platformu.....	69
3.2. MS SQL 2008 İlişkisel Veri Tabanı.....	70
3.3. XML İşaretleme Dili (Extensible Markup Language).....	71
3.4. Geliştirilen Sistem Prototipi.....	72
3.5. Örnek Sayaç Okuma Yazılımı.....	74
3.5.1. Sayaçtan verilerin okunması.....	75
3.5.1.1. El sıkışma.....	76
3.5.1.2. Readout modda okuma.....	77
3.5.1.3. Programming modda okuma.....	78
3.5.2. Okunan değerlerin veri tabanına kaydedilmesi.....	79
3.5.3. Sayaç okuma web servisleri.....	80
BÖLÜM 4.	
SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	82
KAYNAKLAR.....	86
EKLER.....	89
ÖZGEÇMİŞ.....	96

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

AMR	: Otomatik sayaç okuma (Automatic Meter Reading)
BCC	: Blok kontrol karakteri (Block Check Character)
DCE	: Veri haberleşme ekipmanları (Data Communications Equipment)
DTE	: Veri terminal ekipmanlar (Data Terminal Equipment)
EMK	: Elektromotor kuvveti
EPDK	: Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu
HFC	: Hibrid Fiber–Coaxial
HMI	: İnsan arayüzü aygıtları (Human Interface)
IDE	: Ortak uygulama geliştirme platformu (Integrated Development Environment)
LSB	: En az ağırlıklı bit (Least significant bit)
PLC	: Elektrik hattı taşıyıcı (Power Line Carrier)
XML	: Genişletilebilir işaretleme dili (Extensible Markup Language)
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
LCD	: Sıvı Kristal Ekran (Liquid Crystal Display)
EEPROM	: Electrically Erasable Programmable Read-Only Memory Elektrikle silinebilir, programlanabilir salt okunur hafıza

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri	4
Şekil 1.2. PLC haberleşme topolojisi (Sivaneasan B.,So L.,Gunawan E.,2008)	6
Şekil 1.3. Radyo (RF) haberleşme ile AMR uygulaması (Smart Meter, 2008)	7
Şekil 1.4. Görüntü işleme tekniği ile AMR sistem yapısı (Dongmei S., Shuhua M., Chunguo J., 2007)	8
Şekil 1.5. Görüntü işleme için endeks resimleri (Shutao Z., Baoshu L., Jinsha Y., Guiyan C., 2005)	9
Şekil 1.6. AMR sistemi	10
Şekil 1.7. Akım transformatörleri (Anonim, 2010).....	11
Şekil 1.8. Akım transformatörü yapısı (Anonim, 2009)	11
Şekil 1.9. Gerilim transformatörü (Anonim, 2010).....	12
Şekil 1.10. Gerilim Transformatörleri Yapısı (Anonim, 2009)	13
Şekil 1.11. Mekanik sayaç iç yapısı	16
Şekil 1.12. Elektronik sayacın iç yapısı (Anonim, 2008)	19
Şekil 1.13. Tek Fazlı Sayaç Bağlantı Şeması (Tedaş, 2007)	24
Şekil 1.14. Üç fazlı sayaç bağlantı şeması (Tedaş, 2007).....	24
Şekil 1.15. Akım Transformatörlü Üç Fazlı Sayaç Bağlantı Şeması (Tedaş, 2007)....	25
Şekil 1.16. Akım ve Gerilim Transformatörlü Üç Fazlı Sayaç Bağlantı Şeması (Tedaş, 2007)	25
Şekil 2.1. Seri haberleşmede “m” harfi için kodlanmış karakter çerçevesi (Drapela J, Machacek J., 2008)	27
Şekil 2.2. Senkron ve Asenkron Haberleşme Formatları (Axelson J., 2000)	30

Şekil 2.3. RS232 Sinyalinin incelenmesi (Anonim, 2010)	31
Şekil 2.4. RS232 konektör yapısı (Anonim, 2010)	35
Şekil 2.5. Şeffaf modem kablosu (Anonim, 2010).....	36
Şekil 2.6. Elsıkışmasız şeffaf modem (Anonim, 2010).....	37
Şekil 2.7. Döngü sınamalı şeffaf modem (Anonim, 2010)	37
Şekil 2.8. Kısmi elsıkışmalı şeffaf modem (Anonim, 2010).....	38
Şekil 2.9. Tam elsıkışmalı şeffaf modem (Anonim, 2010).....	38
Şekil 2.10. KAR karakterinin ASCII kod karşılığı (Anonim, 2010)	39
Şekil 2.11. Dengelenmiş ve dengelenmemiş hatlar (Axelson, 2000)	41
Şekil 2.12. RS485 basit bağlantı şeması (Tyco Electronics, 2007)	42
Şekil 2.13. Bağlantı şekilleri (Tyco Electronics, 2007)	42
Şekil 2.14. Optik port ekipmanlarının dizilişi (IEC 62056-21, 2002)	43
Şekil 2.15. Okuyucu Kafa Mıknatısının Özellikleri (IEC 62056-21, 2002)	44
Şekil 2.16. Sayaç Üzerindeki Optik Port (IEC 62056-21, 2002)	44
Şekil 2.17. Verici için Örnek Yerleşim (IEC 62056-21, 2002)	45
Şekil 2.18. Alıcı için Örnek Yerleşim (IEC 62056-21, 2002)	46
Şekil 2.19. Genel Modbus haberleşme şeması (Modbus-IDA.org, 2006)	47
Şekil 2.20. Tek yönlü yayın (Modbus-IDA.org, 2006).....	48
Şekil 2.21. Çok yönlü yayın (Modbus-IDA.org, 2006)	48
Şekil 2.22. ASCII iletişim modu durum şeması (Modbus-IDA.org, 2006)	51
Şekil 2.23. RTU çerçeve aralıkları (Modbus-IDA.org, 2006)	52
Şekil 2.24. RTU mesaj çerçevesi (Modbus-IDA.org, 2006).....	52
Şekil 2.25. RTU çerçeve karakter veri akışı (Modbus-IDA.org, 2006).....	53
Şekil 2.26. RTU iletişim modu durum şeması (Modbus-IDA.org, 2006).....	54
Şekil 2.27. Blok Kontrol Karakterinin hesaplanması (IEC 62056-21, 2002)	55
Şekil 2.28. Protokol A modu şeması (IEC 62056-21, 2002)	61

Şekil 2.29. Protokol A için iletim protokolü (IEC 62056-21, 2002).....	62
Şekil 2.30. Protokol B modu şeması (IEC 62056-21, 2002).....	63
Şekil 2.31. Protokol modu B için iletim protokolü (IEC 62056-21, 2002).....	64
Şekil 2.32. Protokol Modu C şeması (IEC 62056-21, 2002)	65
Şekil 2.33. Protokol modu C için veri akış şeması (IEC 62056-21, 2002)	66
Şekil 2.34. Protokol Modu D Şeması (IEC 62056-21, 2002)	68
Şekil 3.1. Visual Studio.NET Ara yüzü	70
Şekil 3.2. MS SQL 2008 ara yüzü.....	71
Şekil 3.3. Tasarlanan Prototip	73
Şekil 3.4. Tasarlanan AMR sistemi.....	73
Şekil 3.5. Tasarlanan Genel AMR Sistemi	74
Şekil 3.6. Uzaktan sayaç okuma yazılımı	75
Şekil 3.7. Yazılım okuma ekranı	76
Şekil 3.8. Sayaç için endeks sorgulama ekranı	79
Şekil 3.9. Obis koduna göre listeleme.....	80
Şekil 3.10. Sayaç Okuma Web Servisleri	81

TABLULAR LİSTESİ

Tablo 1.1. Sayaçların sınıflandırılması	15
Tablo 1.2. OBIS kod örnekleri	23
Tablo 1.3. TEDAŞ tarafından değiştirilebilen OBIS kodları	23
Tablo 1.4. Sayaç Flag Kodları.....	26
Tablo 2.1. RS232 Elektriksel Standartları.....	32
Tablo 2.2. RS232 Sinyal Tanımları.....	33
Tablo 2.3. Şeffaf modem pin planlaması	36
Tablo 2.4. ASCII karakter tablosu	39
Tablo 2.5. RS485 standartları özet tablosu	40
Tablo 2.6. Modbus-ASCII mod byte yapısı	50
Tablo 4.1. Sayaç okuma ücretleri.....	85

ÖZET

Anahtar kelimeler: Sayaç, seri haberleşme, RS485, IEC 61107

Elektrik enerjisi günümüzde en yaygın kullanılan enerji türlerinden biridir. Bu kadar yaygın kullanılması ile birlikte elektrik enerjisinin ölçülmesi için kullanılan sayaçların okunmasında bir otomasyona ihtiyaç duyulmaktadır. Bu çalışmada elektrik enerjisi ölçümünde kullanılan ölçü düzenekleri ve sayaçlar incelenmiş, uzaktan sayaç okuma teknikleri ile yapılan otomatik sayaç okuma otomasyonları hakkında bilgiler verilmiştir. Dünyada ve ülkemizde yapılan uygulamaları tanıtılmıştır.

Çalışmada kullanılan, seri haberleşme, RS-232 ve RS-485 haberleşme konularından bahsedilmiştir. Elektronik elektrik sayaçlarının haberleşme standartları incelenmiş, Modbus ve IEC61107 haberleşme protokolleri hakkında bilgiler verilmiştir.

Bu çalışmada önceki uygulamalarda referans alınarak bir otomatik sayaç okuma sistemi tasarlanmıştır. Bu sistem için IEC 61107 Mod C protokolü kullanılarak uzaktan sayaç okuma yazılımı geliştirilmiş ve yazılım yardımıyla bilgilerin bir veri tabanında tutulup incelenmesine olanak sağlanmıştır. Okunan sayaç verilerinin paylaşımı için web servisler hazırlanmıştır.

ELECTRICITY METER REMOTE READING TECHNIQUES AND PROTOTYPE DEVELOPMENT

SUMMARY

Key Words: Electricity Meter, serial communication, RS485, IEC 61107

Nowadays, electricity is one of the most widely used type of energy. Along with the common usage of it, An automation is needed in reading meters to measure the electricity energy. In this study ,the measuring devices and meters which are used in electricity energy measurement, are examined, information relevant to automatic meter reading automation is given information about automatic meter reading automation made with remote reading technology. The applications made in our country and in the world are introduced.

Serial communications, RS-232 and RS-485 communication issues used in this study, are mentioned. The communication standards of electronic electric meter have been examined, and information regarding Modbus and IEC-61107 communication protocols have been provided..

In this study, the automatic meter reading system has been designed on the base of previous applicaitons. Remote reading software has been improved by using the IEC 61107 Mode C protocol for this system and it is enabled to store the data in database to be examined by the help of this software. The web services have been prepared for the share of read meter data.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

Elektrik dağıtımı ve satışı yapan bir şirketin verdiği hizmetin karşılığı, satılan elektriğin ücretlendirilmesi, müşterileri tarafından tüketilen enerjinin sayaç ve ölçü transformatörleri ile tespiti ve bunun faturalandırılmasıyla sağlanmaktadır. Elektrik satışı yapan şirketlerin en önemli gelir kaynağı sayaç üzerinden tüketimi tespit edilerek satılan elektrik enerjisidir. Bunun yanında şirketler, hizmet kalitelerini artırmak, dağıtım şebekelerinde kaçak elektrik kullanımının ve kayıplarının tespiti ve analizleri için kendi dağıtım şebekelerine de ölçü düzeneklerini koymaktadırlar.

Sayaçın doğru ve zamanında okunması önemlidir. Sayaç üzerindeki tüketimin tespiti için kullanılan en yaygın yöntem, sayacın yanına gidilerek bir operatör tarafından okumanın yapılmasıdır. Alınan değerler el terminallerine kaydedilmekte, manüel olarak gün içersinde veya GPRS gibi kablosuz haberleşme yöntemleriyle anında veri depolama ve faturalandırma sistemlerine alınmaktadır. Bugün sayaçtan alınması gereken değerler gün için de bile zamanlara bölünmekte, hafta sonu tüketimleri ve enerji ölçüm cinsi de işin içine girmesiyle okuyucunun iş yükü ve hata yapma olasılığı artmaktadır. Bu ve benzer sebeplerden dolayı sayaç okuması için yapılacak otomasyonlara ihtiyaç duyulmaktadır.

Uzaktan sayaç okuma teknikleriyle yapılacak bir otomatik sayaç okuma otomasyonu ile sayacın yanına gitmeye gerek kalmadan, istenilen zamanda tüketim bilgileri alınabilmekte, faturalandırma daha doğru ve hızlı bir şekilde yapılabilenekte, enerji analizleri için bilgiler istenilen zamanda, daha doğru ve daha hızlı bir şekilde toplanabilmektedir.

Otomatik sayaç okuma otomasyonlarının çoğu elektronik elektrik sayaçları üzerinden yapılan bir tasarıma dayandırılmıştır. Haberleşme altyapılarına uygun olması, elektronik sayaçların kaydettiği bilgilerin sadece endeksle sınırlı kalmaması uzaktan okuma uygulamalarında tercih edilmesinin önemli sebepleridir. Sayaçın

cinsinden bağımsız olarak geliştirilen otomatik sayaç okuma otomasyonlarında alınan bilgi endeksle sınırlı kalmaktadır.

Bu tez çalışmasında sayaç bilgilerinin uzaktan okunabilmesi için bir prototip hazırlanmıştır. Elektronik elektrik sayaçları üzerindeki bilgilerin okunup veri tabanında saklanması için bir yazılım geliştirilmiş ve platform bağımsız bir şekilde web servisleri üzerinden okunan değerleri servis edebilecek bir yapı tasarlanmaya çalışılmıştır.

Tezin ilk bölümünde otomatik sayaç okuma sistemleri, ölçü düzenekleri ve sayaçlar hakkında genel bilgiler verilmiştir. Sonraki bölümde ise bilgisayarla kullanılan veri haberleşmeleri incelenmiştir. Üçüncü bölümde elektronik elektrik sayaçlarında yaygın olarak kullanılan haberleşme standartları hakkında bilgiler verilmiştir. Dördüncü bölümde ise verilen bilgiler ışığında hazırlanan prototip ve geliştirilen yazılım tanıtılmıştır.

1.1. Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri

Otomatik sayaç okuma sistemleri (Automatic Meter Reading-AMR) su, elektrik, gaz ölçüm sayaçlarından tüketim, ölçüm analiz ve durum bilgilerini faturalandırma, hizmet analizlerini yapma gibi amaçlarla kullanılmak üzere merkezi bir veri depolama merkezine otomatik olarak ulaşmasını sağlayan sistemlerdir [1].

Otomatik Sayaç Okuma (AMR) ile ilgili denemeler 1962 yılında AT & T ve Westinghouse şirketlerinden bir grup tarafından yapılmıştır. AT & T, telefon sistemi bazlı AMR servislerini ölçüm başına 2 dolar maliyetine indirmeyi sağlamak amacıyla başarılı deneyler yapmıştır. Belirtilen tarihlerde bu fiyat bir kişinin bir ayda dört kez okuyacağı sayaç başına maliyeti olan 50 cent'den daha fazla bir maliyetti. Böylece program ekonomik olarak imkansız kabul edildi [2].

AMR'nin modern çağı 1985 yılında başladı ve bu yıllarda birkaç büyük ölçekli proje uygulanmıştır. İlk olarak Hackensack Su A.Ş. ve Equitable Gas şirketlerinde su ve gaz sayaçları üzerinde tam ölçekli uygulamalar gerçekleştirilmiştir. 1986 yılında, Minnegasco şirketi 450.000 noktada radyo tabanlı AMR sistemi başlatmıştır. 1987

yılında, Philadelphia Electric Co., yüklü dağıtım hatları üzerinde ve birbirinden çok uzak mesafeler arasındaki binlerce sayacını okuma problemiyle karşılaşınca bunu AMR kullanarak çözmüştür [2].

Ülkemizde ise ilk en yaygın uygulaması Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. tarafından gerçekleştirilen “Sayaç Otomasyonu” uygulamasıdır. 2003 yılında projeye, şirketin yatırım programı kapsamında başlanmış, 2004 yılında işletmeye açılmıştır. Sayaç Otomasyon Projesi ile elektrik dağıtım sektöründe Türkiye’de bir ilk gerçekleştirmiştir. Projenin ilk etabında Şirketin TEİAŞ trafo merkezlerinden enerji aldığı noktalar ile 95 adet yüksek tüketimli müşterisi otomasyon ağına alınmıştır. Ayrıca TEİAŞ trafo merkezleri dahil olmak üzere toplam 61 ölçüm noktasına enerji analizörleri yerleştirilerek alınan ve satılan enerjinin kalite yönünden incelenmesi ve analiz edilmesi imkanı sağlanmıştır [3].

AMR her geçen gün daha uygun hale gelmektedir. Katı-hal elektronik, mikroişlemci bileşenleri ve yüzey teknolojisinin uygulanmasındaki gelişmeler düşük maliyetleri sağlamış, bu da AMR sistemlerinin insan faydalı ve düşük maliyetli ekonomik ürünlerin genele yayılmasına yardımcı olmuştur [2].

Otomatik sayaç okuma sistemleri, faturalama ve abone yönetim maliyetlerinin azaltılması, tahakkuk işlemlerinin hızlandırılması, kişi inisiyatifinin ortadan kaldırılarak personel hatalarının sistemi etkilemesinin önüne geçilmesi, etkin bir denetleme mekanizması ile kaçak enerji kullanımının azaltılması, enerji kalitesinin tespiti ile şebekenin kaliteli enerji kriterlerine uygunluğunun sağlanması için gerekli çalışmaların yapılabilmesi gibi birçok açıdan fayda sağlanabilmektedir [3].

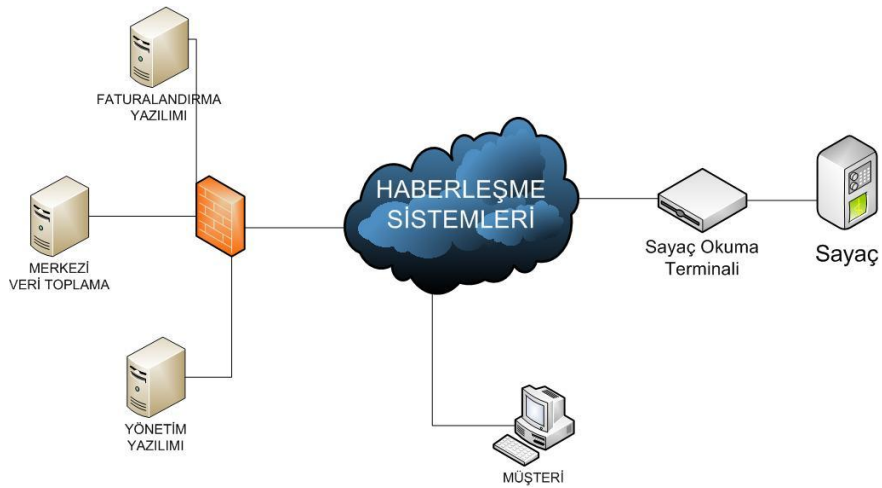
Otomatik sayaç okuma sistemlerinin avantajları özetlenecek olursa aşağıdaki maddeler halinde sıralanabilir.

- Manüel personel tarafından yapılacak okumalardaki oluşabilecek operatör hatalarının önüne geçilmiş olur.
- Hatalı okuma oranının düşürülmesiyle hatalı oluşturulabilecek faturaların önüne geçilmesi sağlanmış olacaktır.

- Ulaşım, hava koşulları, engelleyici çevresel faktörlerin sayaç okumasını etkilemesi engellenmiş olur.
- Bir operatör tarafından yapılacak okumaya göre daha fazla bilgi alınabilir.
- İstenilen zaman ve sıklıkta okuma yapılabilir.
- Sayaç üzerinden anlaşılacak kaçak elektrik kullanılması ve sayaca müdahale bilgileri anında değerlendirilebilir.
- Kurulum maliyeti daha yüksek olsa da işletme maliyetleri daha düşüktür. Verimliliği oldukça yüksektir.
- Reaktif ve kapasitif güç sarfiyatı izlenebilir. Reaktif cezaya girme durumu takip edilebilir.

1.1.1. AMR sistemlerinin yapısı

AMR sistemi, sayaç verilerinin (elektrik, su, gaz v.b.) uzaktan ve tamamen otomatik bir şekilde hatasız ve eksiksiz biçimde okunmasını sağlayan bir sistem olarak özetlenebilir [4]. Şekil 1.1.'de en temel haliyle bir AMR sisteminin yapısı görülmektedir.



Şekil 1.1. Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri

Otomatik sayaç okuma, mobil ve ağ haberleşme teknolojileri kullanılarak, kablolu veya kablosuz telefon haberleşme altyapısı ile el terminali cihazlarıyla, radyo frekansı kullanılarak veya enerji nakil hatları üzerinden haberleşerek gerçekleştirilebilir.

AMR sistemleri 3 temel bölümden oluşacak şekilde gruplandırılabilir. Bunlar elektrik ölçümün yapılacağı sayaçlar ve sayaç okuma terminalleri, sayaç bilgisini taşıyacak iletişim altyapısı ve bilgilerin değerlendirilip saklanacağı ana merkez olarak tanımlanabilir [5]. Bu gruplamaya bilgilerin servis edileceği uçlar da eklenebilir.

İlk katman sayaçlar ve okuma terminalleridir. Sayaçlar, okuma terminalleri ile veri haberleşmesine uygun şekilde ve genel tercih olarak elektronik olarak ölçüm yapan, tüketim dışında başka karakteristik ölçümlerde yapabilen ölçüm cihazlardır. Okuma terminalleri sayaç üzerinden gelen okuma sinyallerini haberleşme sistemlerine, haberleşme sistemlerinden gelen sinyalleri sayaca aktaran/dönüştüren yapılardır.

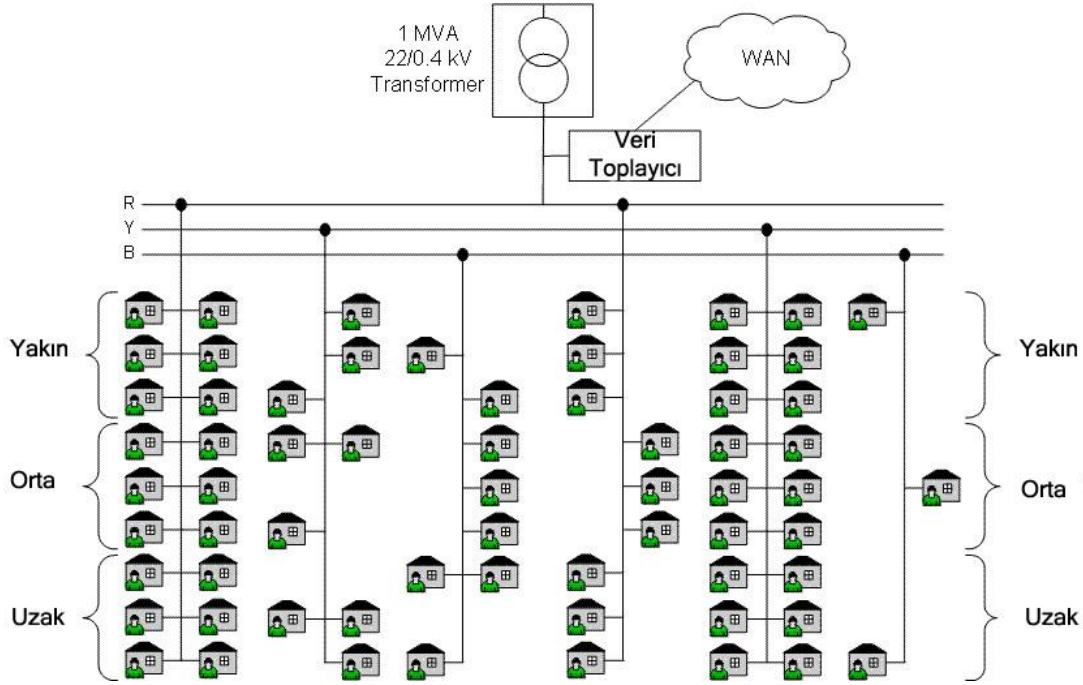
İkinci katman haberleşme yapılarıdır. AMR sistemleri burada uygulanan metotlara göre farklılaşır. Haberleşmede uygulanan metot AMR sistemlerinin başlıca çeşitlerini oluşturur. AMR sistemlerinin yaygın olarak kullanılan çeşitleri aşağıda açıklanmıştır.

1.1.1.1. PLC haberleşmesi ile AMR

Elektrik hattı haberleşmesi (Power Line Communication) düşük voltaj seviyesinde elektrik hatları üzerinden veri iletim tekniklerinin bir çeşididir. PLC' de veri elektrik hatları üzerinde özel taşıyıcı frekanslara modüle edilir. Böylece her kullanıcı düşük voltaj seviyesinde bir veri nodu gibi davranarak sisteme bağlanır.[6] İlk indirici trafoya kadar veriler toplanır. Buradan sonra diğer haberleşme metotlarıyla bilgiler ana sisteme aktarılır.

AMR sistemleri Avrupa, Amerika ve diğer bölgelerde birkaç on yıldır başarı ile uygulanmaktadır. PLC'nin en büyük avantajı, her yerde yaygın olarak kullanılan elektrik hatlarının, orta düzey bir haberleşme sağlayan dünyadaki en geniş haberleşme ağına sahip olmasıdır. Fakat PLC'nin eksiklikleri vardır. Haberleşme sinyalleri direk olarak bir transformatörden geçemez. Düşük voltaj hat taşıyıcıları çevresel faktörlere karşı tamamen savunmasızdır. Bunun sebebi çevresel elektromanyetik etkilerin düşük voltaj hatlarında haberleşme sinyallerine gürültü olarak etkisi fazladır. Bundan dolayı PLC haberleşmede bir istikrar sağlanabilmesi için acele çözümlere ihtiyaç vardır ve bu çözümlerin maliyetleri artırmaması

gereklidir. Şekil 1.2.' PLC ile yapılan bir AMR sistemin ağ topolojisi görülmektedir [7].



Şekil 1.2. PLC haberleşme topolojisi (Sivaneasan B.,So L.,Gunawan E.,2008)

1.1.1.2. GPRS haberleşme metotları ile AMR

“General Packet Radio Service” in kısaltması olan GPRS 2.5 nesil mobil haberleşme sistemi olup GSM’in 3G (3. Nesil) geçişinde köprü olmuştur. GPRS kullanılarak yapılacak olan sayaç okuma otomasyonları, gerçek zamanlı, kablosuz, düşük haberleşme maliyeti ve geliştirilebilir kullanımıyla cazip hale gelmektedir. Fakat GPRS modül maliyetleri bugün için yüksektir. Kurulum maliyetlerinde ki ucuzlama kullanımını yaygınlaştıracaktır. Mevcut GPRS yapısının 3G haberleşmeye geçirilmesi mümkündür. Bunun ile birlikte haberleşme bant genişliği yükselecektir. Bu sayede elektrik sayaçlarının video görüntüleriyle bile denetim altında tutulması sağlanabilecektir [7].

1.1.1.3. Hibrid Fiber–Coaxial çift yönlü haberleşme ile AMR

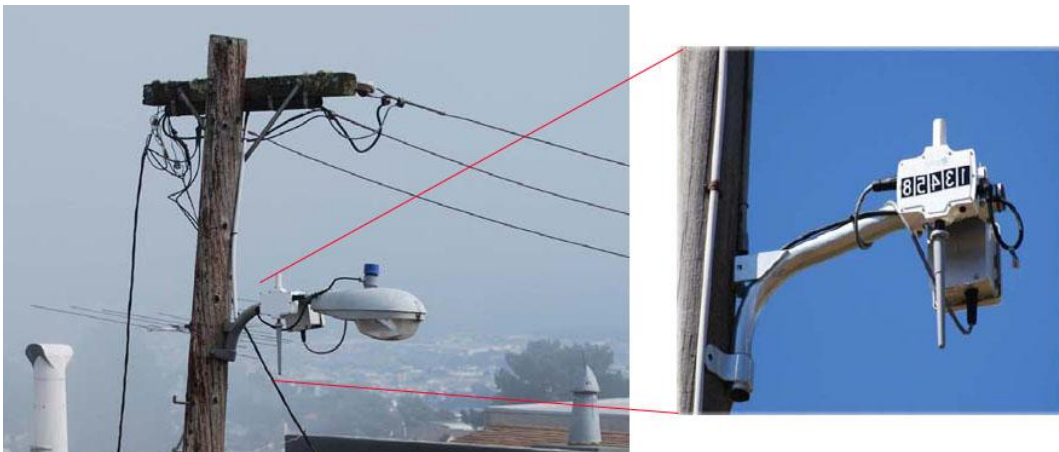
Elektrik dağıtım sistemleri, telefon ağları, kablo TV ağları dünyada bilinen en büyük üç ağ sistemleridir. Bugün yerleşim merkezlerinde, kablo TV kullanılan

alanlarda hızlı bir şekilde kablosuz TV kullanımına geçiş artmaktadır. Yeni haberleşme yayını teknolojilerinin son on yılda yavaş yavaş gelişmesi ile birlikte HFC (Hibrid Fiber–Coaxial) ağlarında kablo modem kullanımı yaygınlaşmıştır. HFC ağlarının veri hızı 34 Mbps'ye ulaşabilir. Bugün geleneksel kablo TV ağları tek yönlü haberleşmeden, karşılıklı veri alışverişi yapabilen veri haberleşme ağlarına dönüşmüştür.

Karşılıklı haberleşmeli HFC sayaç okuma sistemleri iyi bir HFC altyapısı ile şehirler gibi kalabalık yerleşim yerleri için güzel bir çözümdür. Ancak uzak yerleşim bölgeleri olan yerler için HFC uygun değildir. Bu yerler için farklı haberleşme metotları kullanmak daha uygundur [7].

1.1.1.4. Radyo (RF) haberleşme ile AMR

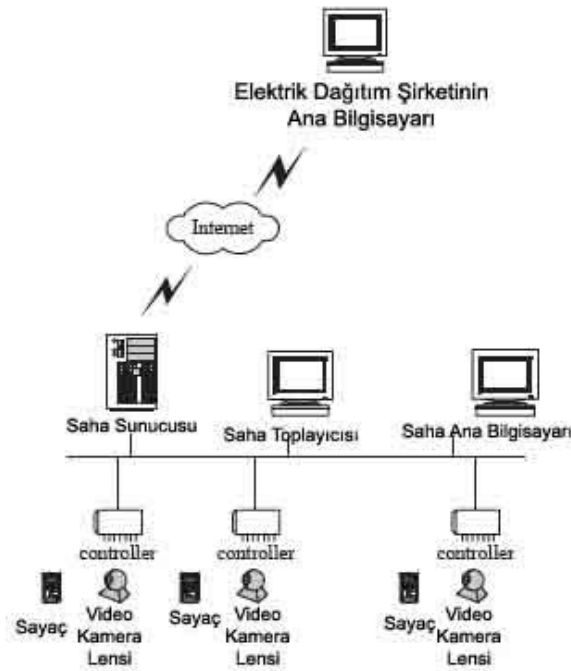
Gezici bir arabaya konulan sayaç okuma ekipmanı ile sayaçlara bağlı olan radyo alıcı-vericisinin haberleşmesi ile yapılan okumadır. Avrupa ve A.B.D' de yaygın olarak kullanılan bir metottur. Haberleşme için kör noktaların olması, binaların ve yerleşiminin haberleşmeye engel teşkil etmesi, yüksek binalarda okumanın yapılamaması en büyük dezavantajlarıdır. Uygulanabilirliği için bina yerleşimleri çok önemlidir [7].



Şekil 1.3. Radyo (RF) haberleşme ile AMR uygulaması (Smart Meter, 2008)

1.1.1.5. Görüntü işleme tekniğiyle AMR

Görüntü işleme tabanlı otomatik sayaç okuma sistemleri üç kısımdan meydana gelir. En altta sayaç okuma terminalleri, orta kısımda bilgilerin toplandığı sunucu ve kontrol için ana bilgisayar, en tepede ise elektrik dağıtım şirketinin bilgileri topladığı ana bilgisayardan oluşur.(Şekil 1.4.) Burada temel yapı çekilen endeks görüntülerinin görüntü işleme yazımlarıyla sayısallaştırılması üzerine kurulmuştur [8].

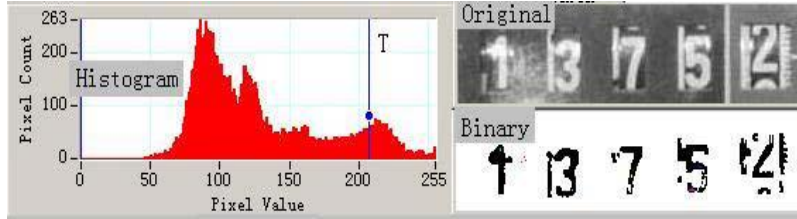


Şekil 1.4. Görüntü işleme tekniği ile AMR sistem yapısı (Dongmei S., Shuhua M., Chunguo J., 2007)

Okuma terminali müşteri sayacına bağlantılı olur ve esas olarak video kamera lensini destekler. Kontrolör sayacın ön tarafında yer alır. Bu yapı gerçek zamanlı olarak sayacın dijital resmini otomatik olarak çekecek, çekilen resimleri geçici olarak depolayacak ve bunları ileticek şekilde dizayn edilir. Okuma terminali, sistemden herhangi bir zamanda gelen giriş ve çıkışları büyük bir esneklikle ve uyumla karşılayabilecek dinamik bir yapıda ayarlanmıştır [8].

Saha toplayıcısı ve kontrol için bulunan ana bilgisayar yerel ağ bağlantıları ile saha sunucusuna bağlanır. Birlikte çalışarak sahadaki elektrik tüketiminin gözlenmesini ve yönetimini sağlar. Saha toplayıcısı, temel olarak sahadaki okuma terminallerinden sağlanan elektrik tüketim bilgilerini toplar ve depolar. Daha sonra sayaç resimleri

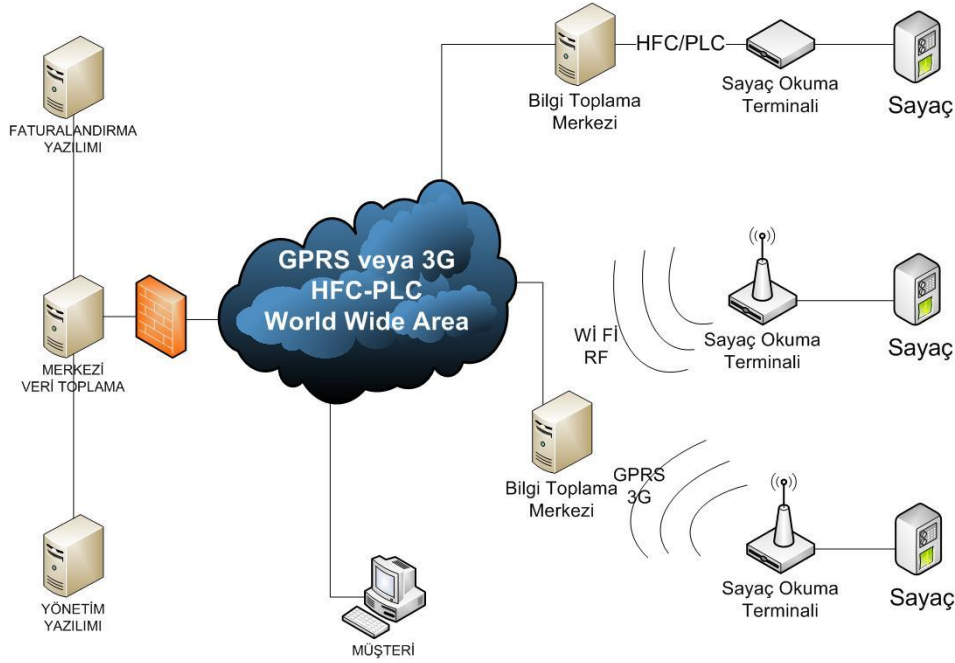
olarak gelen bu bilgileri tanımlayarak sayısallaştırır ve tanımlanan numaraları iletir. Saha sunucusu ve şirket ana bilgisayarı arasındaki haberleşme internet üzerinden sağlanır. Elektrik müşterileri şirket ana bilgisayarı üzerinden elektrik tüketimleri hakkındaki bilgileri kontrol edebilirler. RS485 ve geleneksel hat haberleşmeleri haberleşme için kullanılabilir veya kablosuz sensor ağlarıyla haberleşme tesis edilebilir.[8]



Şekil 1.5. Görüntü işleme için endeks resimleri (Shutao Z., Baoshu L., Jinsha Y., Guiyan C., 2005)

Şekil 1.5.'de dijital olarak çekilen bir resim ve resmin tanımlanma aşaması görülmektedir.

Sonuç olarak AMR sistemleri için kullanılan metotların bir arada kullanıldığı genel bir otomasyon da geliştirilebilir. Şekil 1.6.'de bir AMR sistemi için uygulama otomasyonu gösterilmiştir. Öncelikle sayaç okuma terminalleri vasıtasıyla sayaçtaki bilgiler okunur ve bilgi toplama merkezlerine bu veriler daha önce bahsedilen GPRS, PLC, RF vb. teknikleriyle iletilirler. Toplanan veriler, bir haberleşme ağı aracılığıyla merkezi veri toplama ve faturalandırma merkezine aktarılır.



Şekil 1.6. AMR sistemi

1.2. Ölçü Transformatörleri

Gerilim ve akımın yükseldikçe ölçüm yapacak olan sayacın imalat maliyeti yükselmektedir. Büyük akım ve yüksek gerilimi belli bir oranda düşürerek sayaçta ölçülebilir değerlere indirmek bir ihtiyaç haline gelmiştir. Bu işlem ölçü transformatörleri aracılığıyla yapılmaktadır.

Ölçü transformatörleri kullanılmasındaki amaçlar aşağıda listelenmiştir.

- Sayaçların ölçme sınırlarının büyütülmesi sağlanır. Sayaçların primer gerilimden izole ederek, güvenli çalışmaya imkan sağlarlar.
- Ölçü transformatörleri ile değişik primer değerlere karşılık, standart sekonder değerler elde edilir. Sayaçlarda standart bir üretim sağlanmıştır.
- Sayaç ve ölçü aletlerinin küçük boyutlu ve hassas olarak imal edilmesini sağlar [9].

Ölçü transformatörleri en genel haliyle akım trafosu ve gerilim trafosundan meydana gelmektedir. Ölçü transformatörleri dönüşüm oranlarına göre sayacında tüketim çarpanını tayin eder.

1.2.1. Akım transformatörleri

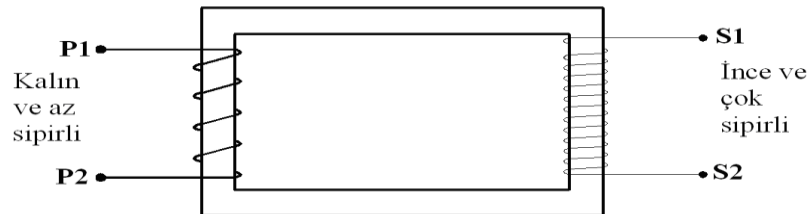
Akım transformatörleri, primer devre akımını dönüştürme oranı dahilinde küçülterek sekonder devre elemanlarına aktaran transformatörlerdir [9].



Şekil 1.7. Akım transformatörleri (Anonim, 2010)

1.2.1.1. Akım transformatörlerinin yapısı

Primer sargı, kalın kesitli iletkenlerden az sipir olarak sarılmıştır. Devreye seri olarak bağlanır. Sekonder sargı, ince kesitli iletkenlerden çok sipir olarak sarılmıştır. Sekonder sargıya akımla çalışan ölçü aletleri ve röleler seri olarak bağlanır. Manyetik nüve, ince silisli saçlar (uygun kesitte) paketlenip preslenerek oluşturulur. İzolasyon malzemesi, yağlı tip akım transformatörlerinde yağ ile kuru tiplerde ise sentetik (epoksi) reçine ile sağlanmıştır. Akım trafolarının primer uçları P_1 - P_2 , sekonder sargı uçları ise S_1 - S_2 olarak isimlendirilir [9].



Şekil 1.8. Akım transformatörü yapısı (Anonim, 2009)

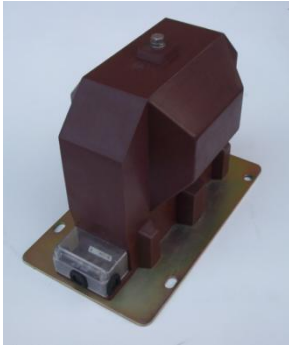
Primer sargıdan geçen akım primer sargının sarıldığı nüve içinde manyetik akı meydana getirir. Yine aynı manyetik nüve üzerine sarılı sekonder sargılarda manyetik alan içinde kaldığından sekonder sargılarda da aynı frekansta gerilim indüklenir, bu gerilim sekonder sargı devrelerine bağlanan sayaç üzerinden devresini tamamlar [9].

$$\text{Dönüştürme oranı} = \frac{I_{\text{primer}}}{I_{\text{sekonder}}} = \frac{N_s}{N_p}$$

Oranından tespit edilir.

1.2.2. Gerilim transformatörleri

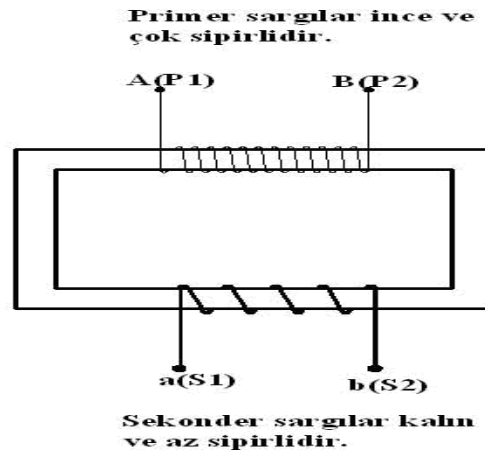
Yüksek gerilimi belli bir oran dahilinde düşüren ve primerle sekonder gerilimleri arasındaki faz farkı yaklaşık sıfır derece olan bir transformatördür.



Şekil 1.9. Gerilim transformatörü (Anonim, 2010)

1.2.2.1. Gerilim transformatörlerinin yapısı

Primer sargı, ince kesitli iletkenlerden çok sipir olarak sarılmıştır. Devreye paralel olarak bağlanır. Sekonder sargı, kalın kesitli iletkenlerden az sipir olarak yapılır. Sayaçlar gerilim transformatörünün sekonderine paralel bağlanır. Manyetik nüve, ince silisli saçlar (uygun kesitte) paketlenip preslenerek oluşturulmuştur. İzolasyon malzemesi, yağlı tip gerilim transformatörlerinde yağ ile kuru tiplerde sentetik (epoksi) reçine ile sağlanmıştır. Yağlı tiplerde birde izolatör kullanılır [9].



Şekil 1.10. Gerilim Transformatörleri Yapısı (Anonim, 2009)

Primer sargıya tatbik edilen AC gerilim nüvede değişken \emptyset manyetik akısını oluşturur. Bu akı nüve üzerinden devresini tamamlar. Sekonder sargı bu akının etkisinde kalır. Değişken bir manyetik akının etkisi altında kalan sekonder sargıda, bir gerilim indüklenir.

Transformatörün hasar görmesini önlemek için sekonder devredeki polarite uca mutlaka sigorta konur.

Gerilim transformatörünün sekonder polarite olmayan ucu, mutlaka topraklanmalıdır. Gerilim trafosu primer ve sekonder sargıları, devreye paralel olarak bağlanır.[9]

$$\text{Dönüştürme oranı} = \frac{U_{\text{primer}}}{U_{\text{sekonder}}} \text{ (Faz – Faz arası)}$$

$$\text{Dönüştürme oranı} = \frac{U_{\text{primer}} / \sqrt{3}}{U_{\text{sekonder}} / \sqrt{3}} \text{ (Faz – Toprak arası) olacak şekilde hesaplanır.}$$

1.3. Sayaçlar

Birçok nedenle elektrik enerjisinin ölçülmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu amaçla kullanılan cihazlara elektrik sayacı denilir. Elektrik Sayaçları; ölçülen noktadan geçen gücü zaman ekseninde toplayarak genellikle kWh – kVarh – MWh – MVarh cinsinden kaydeden cihazlar olarak tanımlanabilir [9].

İlk elektrik tüketimini ölçen sayaç 1883 yılında Dr. Hermann Aron tarafından patenti alınan DC bir sayaçtır. Sayaç, Hugo Hirst'un girişimleriyle General Elektrik Şirketi tarafından 1888 yılında Büyük Britanya'da ticari olarak üretilmeye başlanmıştır. Bu sayaçlar belirli bir andaki güç tüketim oranları ölçüyordu. Aron'un sayacı belli bir zamandaki kullanılan toplam enerjiyi kaydediyordu ve bu tüketim bir gösterge üzerinden görülebiliyordu [10].

İlk AC kilowatt saat sayaç örneği, Macar Ottó Bláthy tarafından patenti alınan ve onun ismiyle alınan sayacı temel alarak 1889 yılında Frankfurt fuarında Ganz Works şirketi tarafından sunulan sayaçtır. İlk indüksiyonlu kilowatt-saat sayacı aynı yılın sonlarında satışa sunulmaya başlanmıştır. Bilinen ilk alternatif akım sayaçlar Bláthy adıyla anılır [10].

Sayaçlar, ölçü transformatörleri ile birlikte AMR sistemlerinde en önemli katmandır. Ne tür parametrelerle ölçüm değerleri alınacağı, değerlerdeki doğruluk gibi etkenler yorumlanacak olan kriterlerin etkinliği konusunda başlangıç teşkil eder. Hatalı veya eksik alınacak verilerin sonuçları üzerinden çıkarımlarda bulunmak hatalı sonuçlara götürecektir. Bundan dolayı sayacın ölçüm yetenekleri ön plana çıkmaktadır.

1.3.1. Sayaçların sınıflandırılması

Sayaçlar yapısına göre, devreye bağlanma şekline göre, imalat ve bağlantı şekline göre, ölçülen enerjinin cinsine göre, fonksiyonlarına ve kullanım yerine göre sınıflandırılabilir [11]. (Bkz. Tablo 1.1.)

Tablo 1.1. Sayaçların sınıflandırılması

Yapısına Göre	Mekanik Elektromekanik Elektronik
İmalat ve Bağlantı Şekline Göre	Bir faz iki telli (bir elemanlı) Üç faz dört telli (üç elemanlı) Üç faz dört telli (2½ elemanlı) Üç faz üç telli (Aron veya 2 elemanlı)
Devreye Bağlanma Şekline Göre	Sekonder ,Doğrudan bağlanan Primer, Akım trafosu ile bağlanan (x/5,AG) Akım ve gerilim trafosu ile bağlanan (x/5,OG)
Ölçülen Enerjiye Göre	Aktif Sayaçlar Reaktif Sayaçlar Aktif-Reaktif (Kombi) sayaçlar VA sayaçları
Fonksiyonlarına göre	Normal sayaçlar Demantmetreli sayaçlar Çok tarifeli sayaçlar Çift yönlü sayaçlar (İmport-Export) Yük profili kaydeden sayaçlar Haberleşme özellikli sayaçlar
Kullanım Yerine Göre	Tüketici Sayaçları Dengeleme Uzlaştırma Sisteminin Gerektirdiği Haberleşmeyi Sağlayacak Sayaçlar

1.3.2. Mekanik sayaçlar

Mekanik elektrik sayaçları; akım bobini, gerilim bobini, sayaç kaydedicisi (numaratör), sayaç diski, dişli çarklar, mıknatıslı yatak ve diğer parçalardan yapılırlar. Akım bobininin omik direnci ve endüktif reaktansı çok düşüktür. Gerilim bobininin omik direnci ve endüktif reaktansı ise çok büyüktür. Mekanik elektrik sayaçları elektriğin elektromotor kuvveti (emk) prensibine göre çalışır ve bağlı olduğu devrede tüketilen enerjiyi kaydedicisine (numaratörüne) kaydeder [11].

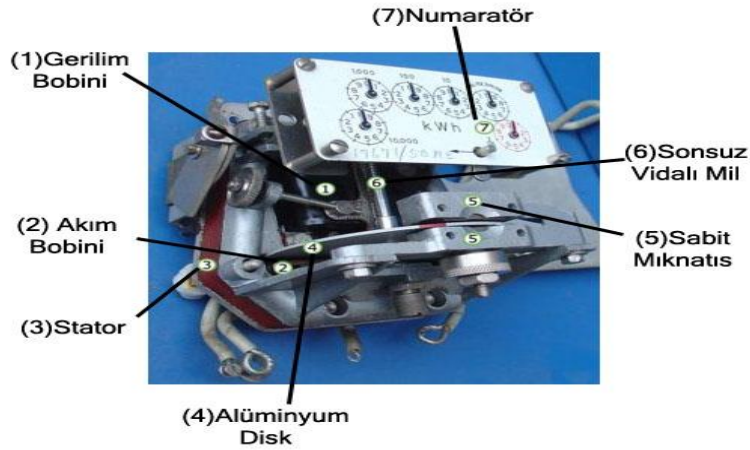
Gerilim bobini, sayacın gerilim devresini oluşturur ve ince kesitli iletkenle sarılmış çok sipirli bir bobindir. Direnci büyük olduğundan çok küçük bir akım çeker. Ölçüm

yapılacak devreye paralel bağlanır, uçlarına şebeke gerilimi veya gerilim trafosu yardımı ile bu gerilimin belirli bir oranı tatbik edilir [12].

Akım bobini, sayacın akım devresini meydana getirir. Kalın kesitli iletkenle sarılmış az sipirli bir bobindir. Ölçüm yapılacak akım devresine seri bağlanır.

Sayaç diski, sayacın hareketli kısmını meydana getirir. Düşey bir mil üzerine tespit edilmiştir. Birbirine dik iki elektromıknatıs (akım ve gerilim elektromıknatısları) arasında bulunur. Sayacın bağlı olduğu devreden akım çekildiği sürece, sürekli dönme hareketi yapar.

Numaratör bir saat mekanizmasıdır ve diskin devir sayısını tespit eder. Diskin dönüşü sonsuz vida yardımıyla numaratöre iletilir. Sayma birimi kWh veya MWh'tır. Reaktif sayaçlarda sayma birimi kVarh veya MVarh'dır. Sabit mıknatıs sayaç diskinin boşta (akım çekmiyor iken) dönmesini engeller ve akım çekilme anında diskin dönme hızını kontrol eder [12].



Şekil 1.11. Mekanik sayaç içyapısı

1.3.2.1. Mekanik sayacın çalışma prensibi

Sayacın akım ve gerilim bobinlerine aynı fazda olan nominal akım ve gerilimler tatbik edildiğinde her bir iki bobinin üzerinde sarılı olduğu nüvelerde değişken birer manyetik alan oluşturulur. Bu manyetik alanlar disk üzerinde fuko akımlarını

oluşturur. Gerilim bobinin disk üzerinde meydana getirdiği fuko akımları ile akım bobinlerinden akım geçtiğinde diskte meydana gelen fuko akımları arasında bir faz farkı vardır. Bu faz farkı nedeniyle disk üzerinde bir dönme momenti meydana gelir ve bu moment çekilen akımla doğru orantılı olarak azalır veya çoğalır [12].

Gerilim bobini, gerilim altında olduğundan bunun meydana getirdiği manyetik alan sürekli ve sabittir. Bu manyetik alan yüzünden meydana gelecek boşta dönmeyi daimi mıknatıs önler. Aynı zamanda akım çekilirken diskin dönme hızını kontrol eder. Bu dönme, disk miline bağlı olan sonsuz vida yardımı ile numarator dişlilerine aktarılır. Dişliler arasındaki çevirme oranı nispetinde (sayaç sabitesi) bu dönme miktarı numarator vasıtasıyla kWh veya kVarh cinsinden kaydedilir [12].

1.3.3. Elektronik sayaçlar

Elektronik sayaçlar, devreye bağlanmaları ve işlevleri bakımından mekanik sayaçlarla benzerlik taşımasına karşın, yapıları gereği çalışma prensipleri mekanik sayaçlardan farklıdır. Elektronik sayaçlar, bağlı oldukları devrenin akım ve gerilim bilgilerini eşzamanlı olarak elektronik devreler yardımıyla değerlendirip, sayısal işaretlere dönüştürerek, mikro kontrol ünitesi yardımıyla tüketilen enerji değerlerini hesaplar ve tüketim bilgisi olarak üzerindeki LCD ekrana aktarırlar. Ayrıca elektronik sayaçlarda mekanik sayaçlardan farklı olarak sayaç ekranından tüketim büyüklüklerinin yanı sıra sayaç etiket bilgileri ile tüketimlerle ilgili tarih, saat, tarife bilgileri ve sayaca dışarıdan yapılan müdahaleleri de izlemek mümkündür. Elektronik sayaçlar bu bilgileri belirli zaman periyotları ile saklayan ve istenildiğinde geçmişe yönelik bilgilerin alınabilmesine imkan sağlayan, silinmeyen bir hafıza ünitesi EEPROM'a sahiptirler [12].

Elektronik sayaçların gelişmiş (kombi) modellerinde aşağıdaki parametreleri okumak ve kayıt altına almak tek bir cihaz üzerinden mümkündür.

- Aktif tüketim(kWh)
- Endüktif reaktif tüketim (kVarh)
- Kapasitif reaktif tüketim (kVarh)
- Anlık güç (demant-kw)

- Görünür güç (kVa-kVar)
- Akım (A)
- Gerilim (V)
- Çift yönlü enerji (alınan-satılan)

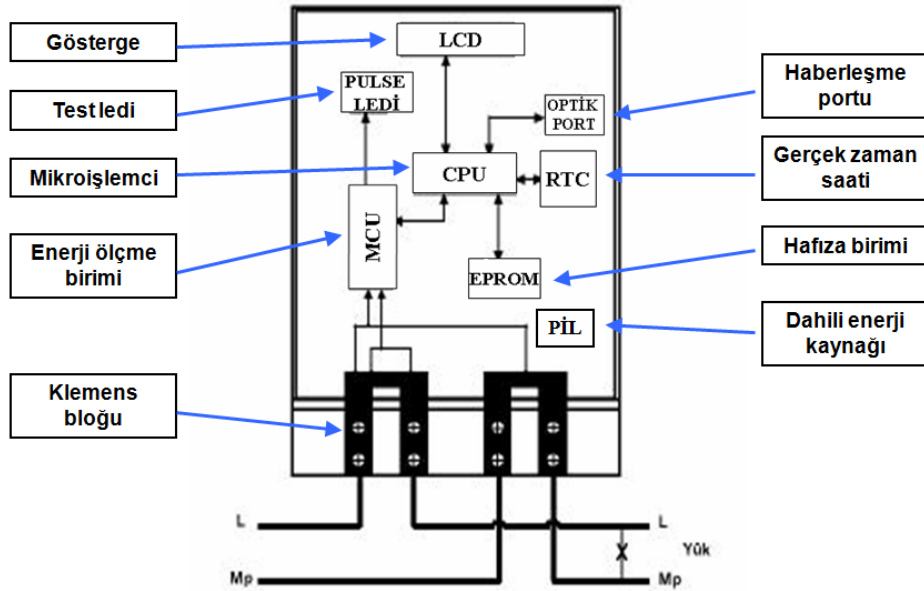
Elektronik sayaçlarının önemli bir özelliği de sayaç ön yüzünde bulunan “Optik Port” olarak isimlendirilen ünite yardımı ile anlık ve geçmişe yönelik tüm bilgilerin çok kısa bir süre içerisinde bilgisayar ortamına aktarılabilmesidir. Ayrıca, endeksör cihazları yardımı ile sayaçtaki tüketim bilgilerinin anında ve yerinde, satışa esas fatura ve ihbarnameye dönüştürülmesi mümkündür. Bununla birlikte tüm bilgilere, sayaca uygun donanımlar tesis edilmesi ile erişimi de mümkündür [12]. Uzaktan sayaç okuma sistemlerinin birçoğunda elektronik sayaçlar tesis edilmektedir.

Sayacın çalışması mekanik sayaçlarda disk dönüşüyle, elektronik sayaçlarda ise impuls ledi yardımıyla izlenir. Mekanik sayaçlarda sabite devir/kWh – devir/kVarh ile elektronik sayaçlarda ise Impuls/kWh – Impuls/kVarh ile ifade edilir [12].

EPDK sayaç tebliğine göre elektronik sayaçlar;

- Elektronik ve hafta içi, Cumartesi ve Pazar günleri için ayrı ayrı da programlanabilmelidir.
- Takvime bağlı tüketimlerin tespit edilmesi, çok zamanlı tarifelerin uygulanması ve diğer işlemlerin zaman bazında değerlendirilmesini sağlayacak nitelikte gerçek zaman saatine sahip olmalıdır.
- En az dört ayrı tarife diliminde bir günü en az sekiz zaman dilimine bölerek ölçme ve kayıt yapabilme özelliğine olmalıdır.
- Enerji kesintisi olmasında dahi kaydedilen bilgileri en az dört ay süre ile saklama kapasitesine sahip olmalıdır.
- Tarife ve zaman dilimlerine göre ölçülen enerji miktarlarını gösteren ve bu bilgilerin dışarıdan okunması ile programlama işlemlerini gerçekleştirebilecek haberleşme donanımına sahip olmalıdır.
- Elektrik enerjisinin kesik olması bilgilerin okunabilmesini için bu bilgileri sağlayabilmeli, göstergeden okunabilmesini sağlayan özelliklere sahip olmalıdır [13].

Üretici firmalar elektronik elektrik sayaçlarının EPDK'nın sayaç tebliği asgari şartlarını sağlamak zorundadırlar.



Şekil 1.12. Elektronik sayacın içyapısı (Anonim, 2008)

1.3.3.1. Sıvı kristal gösterge (LCD)

Elektronik sayaçlarda bulunan göstergeler sıvı kristal göstergelerdir. Bu göstergelerin normal çalışma koşullarında 10 yıl ömürlerinin olması gerekmektedir. Bu hususta üreticisinden alınmış belge istenmektedir. Soğuk ortamlarda bu göstergelerin tepki süreleri artmakta ve görüntüleri silik olabilmektedir. Direk gelen güneş ışığı bu göstergelerde kalıcı hasar oluşturabilmektedir [12].

1.3.4. OBIS kod mimarisi

Elektronik ölçüm yapan cihazlarda teknolojinin gelişimiyle ölçülmesi istenen değerler artmaktadır. Bundan dolayı genel bir tanımlama altyapısı geliştirilmiştir. OBIS "Object Identification System" sayaçlarda ortak olarak kullanılan verilerin tanımla kodlarıdır. Yoğun olarak elektrik uygulamalarında kullanılmakta olup, gaz, su, sıcaklık ölçümlerinde de kullanılmaktadır [14].

OBIS kodları 6 değer grubunun birleşiminden oluşur. Bu grupların anlamları A'dan başlayarak hiyerarşik bir şekilde okunarak tanımlanır [14].

A	B	C	D	E	F
----------	----------	----------	----------	----------	----------

1.3.4.1. Grup A'nın değeri

Cihazın özet olarak hangi enerji ölçümü yapmak için kullanılacağını belirtir. Bir cihaz belirtilen enerji cinsinden sadece birini ölçebilir. 0'dan 15'e kadar değerler içerir [14].

A Grubu
0 Özet genel bilgiler
1 Elektrik ile ilgili
...
6 Isı ile ilgili
7 Gaz ile ilgili
8 Su ile ilgili
Diğer olası değerler olabilecek enerji ölçümleri için ayrılmıştır.

1.3.4.2. Grup B'nin değeri

Ölçüm yapılan değerler aynı veya farklı tiplerde olabilirler. Bu değerler tanımlama için bir fiziksel kanal numarasına atanır. Cihazlar ölçüm yapılan farklı tipteki değerleri farklı numaralar verilmiş kanalar üzerinden ayrı ayrı aktarabilirler. Atanmış kanal numaraları 1'den 64'e kadardır. Eğer kanal numarası verilmemiş ise 0 olarak atanmıştır. Kanal numaraları 65'ten 127 kadar gelecekteki uygulamalar için ayrılmıştır [14].

B Grubu
0 Kanal belirtilmemiş
1 Kanal 1
64 Kanal 64
65..127 Ayrılmış
128..254 üreticiye özel kodlar
255 ayrılmış

1.3.4.3. Grup C'nin değeri

Bu grupta A grubunda tanımlanan ölçülecek olan enerji cinsine göre tanımlanmış olan değer tiplerini belirtir. Eğer A=0 ise genel olarak tanımlanan bilgileri içerir [14].

C Grubu A=0
0 Genel amaçlı kullanılan değerler
1 Saat
10 Script tablosu
11 Özel günler tablosu
12 Zamanlama
13 Aktivite takvimi
20 "IEC 1107 ayarları"
96 Genel servis girişleri
97 Genel hata mesajları

1.3.4.4. Grup D'nin değeri

Genel değerlerin daha ileri alt bölümleri veya enerji değerlerinin özel algoritmalarına göre işlenmiş sonuçlarını verir [14].

1.3.4.5. Grup E'nin değeri

Özel tarife yapısındaki farklı oranların kodlarıdır [14].

E Grubu A=1
0 Toplam
1 Oran 1
2 Oran 2
3 Oran 3
4 Oran 4
9 Oran 9

1.3.4.6. Grup F'nin değeri

Kısmen A'dan E' ye kadar tanımlanmış olan değerlerin daha ileri alt bölümlerinin değerleri için kullanılır. Alışılmamış kullanımı ise değerleri farklı zaman periyotlarına bölerek saklamaktır. Genellikle tarihsel değerler için kullanılır [14].

1.3.4.7. Ortak asgari kodlama yapısı

Elektronik elektrik sayaçları için OBIS-IEC 62056-61 kod örnekleri Tablo 1.2.'de çıkarılmıştır. Daha geniş liste Ek A'da verilmiştir. Tablolarda A:1 B:1 değerleri ortaktır.

Tablo 1.2. OBIS kod örnekleri

ACIKLAMA	KODU	DATA FORMAT
Sayaç ID	---	16 karakter max
Seri Numarası	0.0.0	12345678
Sayaç Saati	0.9.1	HH:MM:SS
Sayaç Tarihi	0.9.2	YY-MM-DD
Haftanın Günü	0.9.5	1
Kümülatif Aktif Enerji (İmport)	1.8.2	12.345.678
Toplam Enerji T1	1.8.2*1	12.345.678
Toplam Enerji T2	1.8.2*2	12.345.678
Toplam Enerji T3	1.8.2*3	12.345.678
Toplam Enerji T4	1.8.2*4	12.345.678

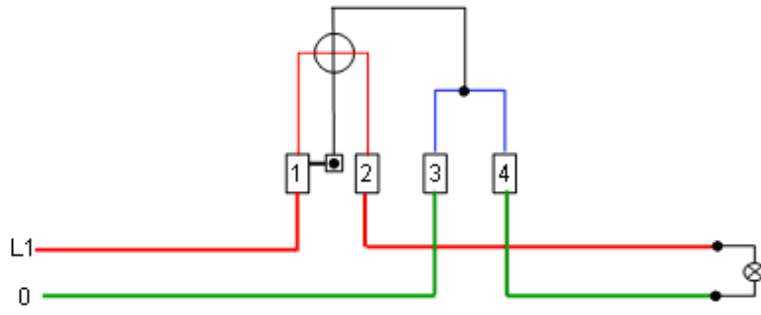
TEDAŞ tarafından değiştirilebilecek OBIS kodlar Tablo 1.3.'te verilmiştir.

Tablo 1.3. TEDAŞ tarafından değiştirilebilen OBIS kodları

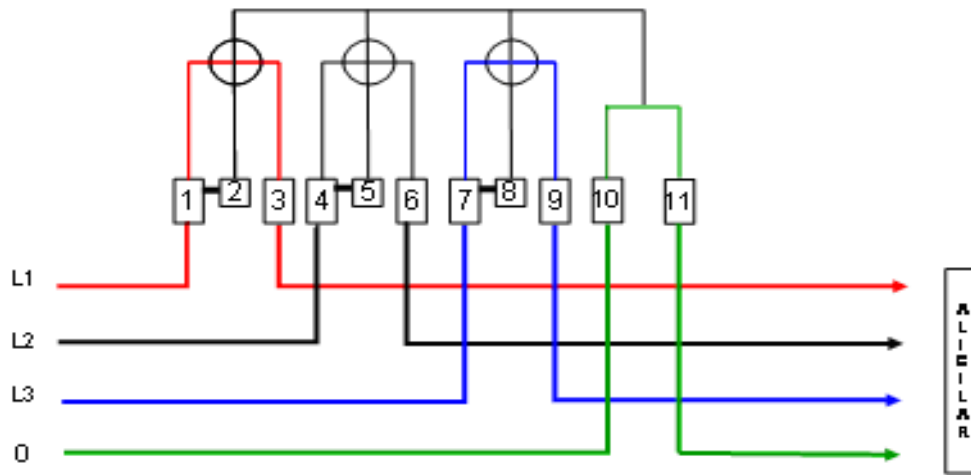
ACIKLAMA	KODU	DATA FORMAT
Password 1		12345678
Sayaç Saati	0.9.1	HH:MM:SS
Sayaç Tarihi	0.9.2	YY-MM-DD
Gün	0.9.5	1
Maximum Aktif Güç	1.6.0	123.456 ve (YY-MM-DD, HH:MM)
Tarife Saatleri Hafta içi	96.50	060017002300999999999999999999
Tarife Saatleri Cumartesi	96.51	060017002300999999999999999999
Tarife Saatleri Pazar	96.52	060017002300999999999999999999
Tarife Dilimleri Hafta içi	96.60	12340000
Tarife Dilimleri Cumartesi	96.61	12340000
Tarife Dilimleri Pazar	96.62	12340000
En Yüksek güç ölçü süresi	0.8.0	12
YENI PASSWORD1	96.96	(12345678)

1.3.5. Sayaç bağlantıları

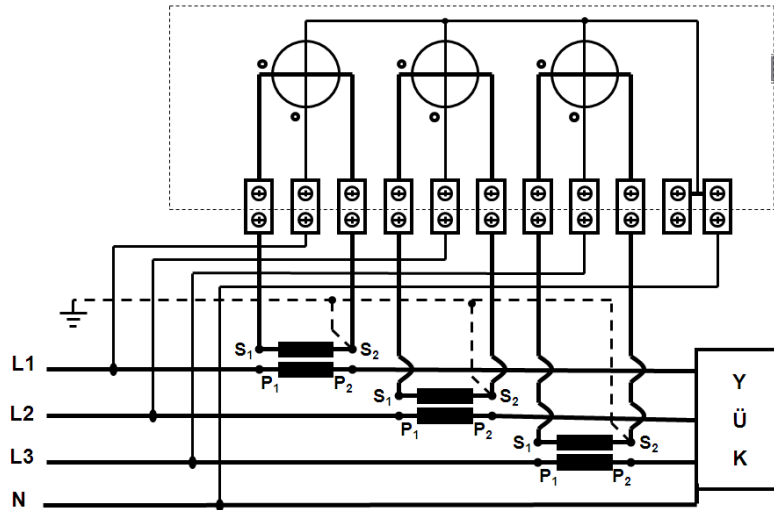
Sayaçların hatalı ölçüm yapmamaları için, öncelikle ölçüm yapacağı devreye doğru olarak bağlanması gereklidir. Ölçü transformatörleri ile bağlantılar dahil olmak üzere en genel bağlantı şekilleri aşağıda verilmiştir.



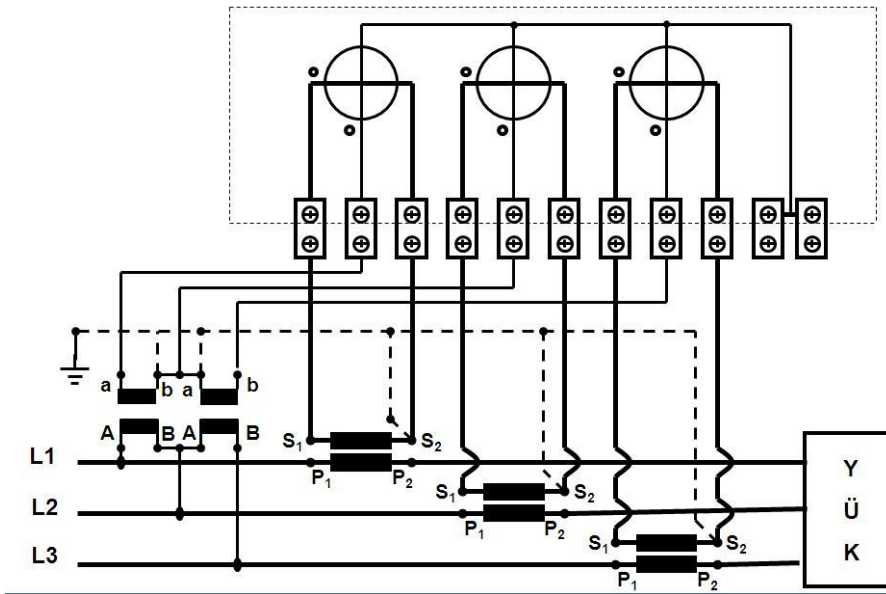
Şekil 1.13. Tek Fazlı Sayaç Bağlantı Şeması (Tedaş, 2007)



Şekil 1.14. Üç fazlı sayaç bağlantı şeması (Tedaş, 2007)



Şekil 1.15. Akım Transformatörlü Üç Fazlı Sayaç Bağlantı Şeması (Tedaş, 2007)



Şekil 1.16. Akım ve Gerilim Transformatörlü Üç Fazlı Sayaç Bağlantı Şeması (Tedaş, 2007)

1.3.6. Sayaç tüketim çarpanı hesaplama

Sayaç üzerinde bulunan numarator tarafından kaydedilen değerlerin tüketim eşdeğerinin bulunabilmesi için sayaç iç çarpanı ve ölçü transformatörlerinin dönüşüm oranları kullanılır. Yapılacak hesaplama ile sayaç tüketim çarpanı tespit edilir. Sayaç çarpanı uzaktan okuma ile sayaç üzerinden elde edilemeyeceğinden daha önceden otomasyon sistemine kaydedilmesi gereklidir. Tüketim uzaktan okunan değerlerin sayaç tüketim çarpanı ile çarpılması ile bulunur.

Sayaç çarpanı aşağıda verilen formüle göre hesaplanır.

$$\text{Sayaç Tüketim Çarpanı} = \frac{\text{Akım Trans. Dönüştürme Oranı} \times \text{Gerilim Trans. Dönüştürme Oranı}}{\text{Sayaç İç Çarpanı}}$$

1.3.7. Sayaç flag kodları

Sayaçlar üretildikleri firmalar tarafından bir seri numarası takip edilerek imal edilirler. Bu seri numaralarının yanında sayacın hangi üretici tarafından üretildiğinin tespiti için flag kodu adı verilen üç karakterli üreticiye özel kodlar kullanılır. Bu kodlar sayacın üreticiye özel fonksiyonlarını tespit için önemlidir.

Aşağıda örnek olarak bazı üretici firmaların flag kodları verilmiştir [15].

Tablo 1.4. Sayaç Flag Kodları

ABB	ABB Kent Meters AB
AEG	AEG
AEL	Kohler, Turkey
ATF	AKTIF Otomasyon ve GS ve Tic, Turkey
ATL	Atlas Elektronik, ANKARA, Turkey
AXI	UAB „Axis Industries“, LT-47190, Lithuania
EVK	EV KUR ELEKTRİK, İstanbul, Turkey
EWT	Elin Wasserwerkstechnik
KHL	Kohler, Turkey
KKE	KK-Electronic A/S
LSZ	Siemens Building Technologies
LUG	Landis+Gyr GmbH, Germany
LUN	Protokol Sanayi ve Ticaret, Karacaoglan Mah., 167 Sok., No 42 Isikkent, İzmir, Turkey

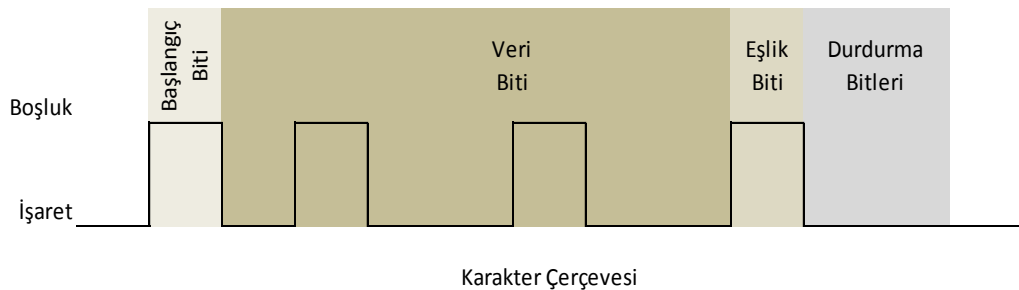
BÖLÜM 2. VERİ HABERLEŞMESİ

Haberleşmeleri gereken cihazlar birbirlerinden farklı olsalar bile daha önceden belirlenmiş haberleşme metot ve formatlarıyla birbirleriyle konuşabilirler. Bu bölümde elektronik sayaç okumada kullanılabilecek haberleşme standartları hakkında bilgiler verilecektir.

2.1. Seri Haberleşme

En yaygın haberleşme protokollerindendir. Seri bir bağlantıda gönderici veya sürücü bir dizi içindeki bitleri belli bir zamanda tek tek gönderir. Bir bağlantı iki tane cihaz arasında kurulursa her bir cihaz için tek bir yol tanımlanır. Üç veya daha fazla cihazda her bir haberleşme için paylaşılmış yollar ve ağ protokolleri tanımlamaları kullanılır [16].

Seri haberleşme dört adet parametreye ihtiyaç duyar. Bu parametreler haberleşmenin veri hızı, bir karakter olarak kodlanmış data bitlerinin sayısı, eşlik biti tercihi ve durdurma bitleri olarak sıralanabilir. Her bir haberleşme karakteri bir karakter çerçevesi içinde paketlenmiştir. Bu çerçeve, tek başlangıç bitini izleyen veri bitleri, eşlik biti tercihi ve durdurma bit veya bitlerinden oluşur [17].



Şekil 2.1. Seri haberleşmede “m” harfi için kodlanmış karakter çerçevesi (Drapela J, Machacek J., 2008)

En yaygın seri haberleşme protokolü olan RS232 sadece iki voltaj seviyesi kullanır. Bunlara işaret (Mark), boşluk (Space) adı verilir. Bu iki durumdaki kod şemasında veri hızı, kontrol bitlerini içeren mesajın maksimum bit sayısının her saniye için iletimi ile tespit edilir [17].

İşaret, bir negatif voltaj, boşluk ise pozitif bir voltajdır. Şekil 2.1.'de osiloskopta ideal hale getirilen sinyallerde bu tanımlar görülmektedir. RS232 için gerçek değerler aşağıdaki gibidir.

$$\text{Sinyal} > +3 \text{ V} = 0 - \text{Sinyal} < -3 \text{ V} = 1$$

Bir çıkış sinyalinin seviyesi genellikle +12 V ve -12 V arasında salınır. Dizaynda yok sayılan ve “ölü alan” olarak kabul edilen kısım +3 V ve -3 V arasındadır ve bu gürültü olarak kabul edilir [17].

Başlangıç biti sinyalleri her bir karakter çerçevesinin başlangıcıdır. Bu negatif ve pozitif voltajlar arasındaki geçiştir. Burada geçen süre veri iletim hızına göre değişiklik gösterir. Eğer cihaz 9600 veri hızında haberleşiyorsa başlangıç bitinin ve onu takip eden her bir bitin süresi yaklaşık 0.104 ms kadardır. Onbir bitten oluşan tam bir karakter çerçevesinin iletimi yaklaşık 1.14 ms sürmektedir.

Karakter çerçevesi içinde veri bitlerinin yorumlanması karakter çerçevesinin sağdan sola okunması ile olur. Negatif voltaj “1” , pozitif voltaj “0” olarak okunur. Şekil 2.1.'de “m” harfi için verilen çerçeve 1101101 (ikilik düzen) olarak okunur ve ASCII kod karşılığı 6D(hex)'dir [17].

Eşlik biti tercihi karakter çerçevesinde veri bitlerini takip eder. Eşlik biti basit bir hata kontrol şeklidir. Önceden eşlik bitinin tek mi çift mi olduğu tespit edilir (even-odd). Eğer eşlik biti tek (odd) tercih edildi ise eşlik biti ve veri bitlerindeki 1'lerin toplamı tek olacaktır. Data bitlerindeki 1'lerin adedi beş ise eşlik biti 0 olmalıdır ki toplam adet tek olsun [17].

Karakter çerçevesinin son bölümü ise 1, 1.5 veya 2 durdurma bitidir. Bu bitler daima negatif voltajla ifade edilir. Eğer daha fazla karakter iletimi yoksa hiza negatif

(İşaret) voltaj konumunda kalır. Yeni bir karakter gelecek ise yeni karakter çerçevenin habercisi olarak pozitif voltaj (boşluk) başlangıç biti iletilir [17].

Bütün seri haberleşmelerde bir sinyal data akışını kontrol edebilmek için bir saat sinyali ve zamanlama referansına ihtiyaç duyar. Alıcı ve verici her bir bitin ne zaman alınacağına ve gönderileceğine saat sinyali ile karar verir. Saat sinyalinin farklı kullanışlarına göre senkron ve asenkron olmak üzere iki çeşit seri veri gönderme formatı vardır [16].

2.1.1. Senkron (eşzamanlı) format

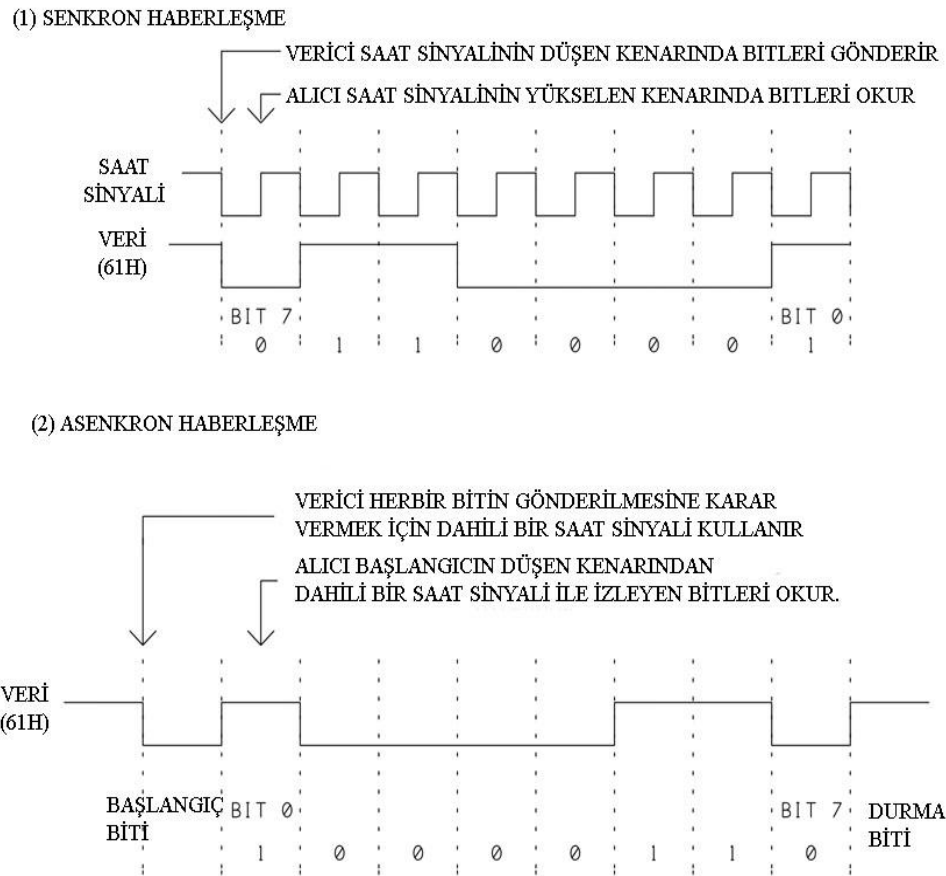
Senkron haberleşmede bütün cihazlar, bir cihaz tarafından veya harici bir kaynak tarafından üretilen ortak bir saat sinyali kullanırlar. Saat sinyali sabit veya düzensiz aralıklarla değişen bir şekilde olabilir. İletilen bütün bitler saat sinyali ile senkronizedir. Bir başka deyişle iletilen her bir bit saat sinyalinin (yükselen veya alçalan kenar) değişmesine kadar geçerlidir. Alıcı, saat sinyali geçişlerini gelen her bitin ne zaman okuyacağına karar vermek için kullanır. Örneğin alıcı gelen veriyi saat sinyalinin alçalan veya yükselen kenarında veya tespit edilen yüksek veya alçak lojik düzeyde mandallayabilir. Senkron formatta haberleşmeyi başlatırken veya bitirirken, başlangıç ve durdurma bitleri ve tahsis edilen yonga-seçme sinyallerini içeren çok çeşitli sinyaller kullanılabilir [16].

Senkron ara yüzler, kısa bağlantılar için kullanılabilir. 15 feeti geçmeyen bağlantılar ve tek devre üzerindeki ekipmanların haberleşmesinde kullanılması uygundur. Daha uzak mesafeler için gürültülerden ve saat sinyali için ekstra hat çekilmesi gerektiğinden uygulanabilir değildir [16].

2.1.2. Asenkron (eşzamansız) format

Asenkron bağlantılarda harici bir saat sinyali kullanılmaz. Çünkü her ucun kendi saat sinyali sağlayan bir yapısı vardır. Her bir ucun, saat sinyali frekansını kabul etmiş olması ve kendi içinde eşleşebiliyor olması gerekir. Bu nedenle iletilen her byte'ta saatleri eşlemek üzere bir start biti ve iletimin bittiğini bildirmek üzere bir stop biti bulunur. RS232 ve RS485 iletişimler asenkron haberleşmelerdir [16].

Asenkron haberleşme birçok ortak format kullanabilir. Muhtemelen bunların en popülerleri [8-N-1] dir. Verici her bir byte için 1 başlangıç biti ve bunu izleyen 8 veri biti gönderir. “0”, en az ağırlıklı bit (LSB) ile başlar ve “1” durdurma biti ile biter. [8-N-1] haberleşme de eşlik biti kullanılmaz. Eşlik bit kullanılan formata örnek [7-E-1] formatıdır. Bu format verici 1 başlangıç biti, 7 veri biti, 1 eşlik biti ve 1 durdurma bitinden oluşur [16].



Şekil 2.2. Senkron ve Asenkron Haberleşme Formatları (Axelson J., 2000)

2.2. RS232 Haberleşme

RS232 haberleşme, paralel haberleşme ile karşılaştırıldığında, düşük donanım maliyeti ve basitliğinden dolayı elektronik endüstrisinde tercih edilmektedir. Bugün kesinlikle en popüler seri haberleşme standardı EIA/TIA-232-E standardıdır. Bu standart Electronic Industry Association ve Telecommunications Industry Association (EIA/TIA) tarafından geliştirildi ve daha yaygın olarak RS232 olarak

bilinmektedir. Burda RS (recommended standard) tavsiye edilen standart anlamındadır [18].

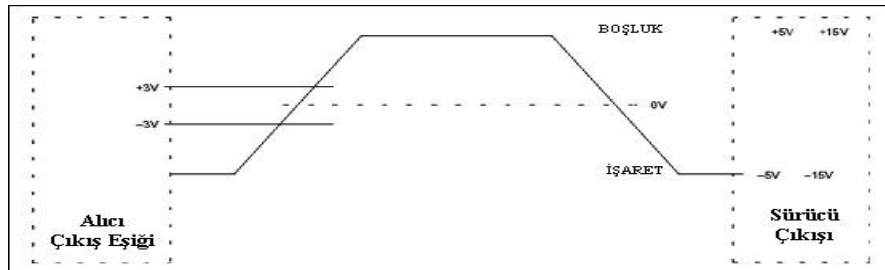
EIA/TIA-232-E standardı 1962 yılında sunulduktan sonra seri haberleşme uygulanmasındaki gelişen ihtiyaçlara göre dört kez güncellenmiştir. Buradaki “E” harfi bu standardın beşinci revizyonu anlamına gelmektedir. Bu standart için ileriki ifadelerde, yaygın kullanımını olan RS232 isimlendirmesi kullanılacaktır [18].

RS232 Veri Terminal Ekipmanları (DTE) ve Veri Haberleşme Ekipmanları (DCE) arasındaki seri ara yüzlerin standartlarını tanımlar. DCE cihazları modem, telefon, faks ve plotter vb. iken DTE ise bilgisayar veya terminaldir. RS232 standardı elektrik sinyal karakteristikleri (voltaj seviyeleri), mekanik ara yüz karakterleri (konektörler) ve her bir elektriksel sinyalin fonksiyonel açıklamalarını içerir [17].

2.2.1. Elektriksel karakteristikleri

Elektriksel karakteristikleri standart voltaj seviyesi, sinyal seviyeler için değişim hızı ve hat empedansı olarak sıralanabilir.

TTL lojik devrelerinden önce 1962 yılında tanımlanan RS232 standartlarında 0 V toprak seviyesi ve 5 V kullanılmaması sürpriz değildi. Bunun yerine sürücü çıkışı yüksek seviyesi +5 V ile +15 V arası ve sürücü düşük seviyesi için -5 V ve -15 V arası kullanılmaktadır. Alıcı için 2V gürültü aralığı olarak tanımlanmıştır. Böylece +3 ile +15 V alıcı için yüksek seviye, -3V ile -15V düşük seviye olarak ifade edilir. Şekil 2.3.’te RS232 standartlarında lojik seviyeleri gösterilmiştir. Düşük seviye (-3V ve -15V arası) lojik “1” ve işaret “marking” olarak, yüksek seviye (+3V ile +15V arası) lojik “0 ve boşluk “spacing” olarak adlandırılır [18].



Şekil 2.3. RS232 Sinyalinin incelenmesi (Anonim, 2010)

RS232 standardında birde sürücü çıkışına maksimum yetişme hızı (slew rate) sınırlandırması getirilir. Bu sınırlandırma bitişik sinyaller arasında parazit yapma olasılığını düşürmeye yardımcı olması içindir. Yükselme ve alçalma zamanlarındaki yavaşlama parazit yapma olasılığını azaltır. Bu mantıkla yetişme hızı 30V/ms ile sınırlandırılır. Ek olarak maksimum veri hızı, 20 kbps ile parazit olasılığını azaltmak için sınırlandırılmıştır [18].

Sürücü ve alıcı arasındaki ara yüzün empedansı da tanımlanmıştır. Bu değer 3k Ω ile 7 k Ω arasındadır. İlk RS232 standardında cihazlar arasındaki maksimum kablo uzunluğu 15 metre ile sınırlandırılmıştır. Revizyon “D” ile kablo uzunluğu kablonun kapasitif yüklenme değerine göre değişken hale getirilmiştir. Her ünite için kablonun kapasitansı 2500 pF (pikofarad) olarak sınırlandırılmıştır [18].

Tablo 1.1.’de RS232’nin elektriksel standartları özetlenmiştir.

Tablo 2.1. RS232 Elektriksel Standartları

	RS-232
Kablolama	Tek-Sonlu
Cihaz Sayısı	1 Alıcı, 1 Verici
Haberleşme Modu	Çift Yönlü (Full Duplex)
Maksimum Mesafe	50 Feet (15,24 m) 19.2 kbps'de
Maksimum Veri Hızı	1 Mbps
Sinyal Türü	Dengelenmemiş (Unbalanced)
İşaret (1)	-5V (min) -15V (max)
Boşluk (0)	+5V (min) +15V (max)
Giriş Seviyesi (min)	± 3 5V (min) 15V (max)
Çıkış Akımı	500 mA
Empedans	5 k Ω (dahili)
İletişim Mimarisi	Noktadan Noktaya

2.2.2. Fonksiyonel özellikleri

RS232 standardı elektrik sinyalleri, fonksiyonlarına göre sınıflandırması yapılmıştır. Ara yüzün fonksiyonel karakteristikleri adreslenmiştir. Sinyaller dört farklı kategoride gruplanabilir. Bunlar ortak, veri, kontrol ve zamanlamadır. Sinyal tanımları Tablo 2.2.'de sıralanmıştır [18].

Tablo 2.2. RS232 Sinyal Tanımları

Kısaltma	Devre Adı*		Devre Yönü	Devre Tipi
AB	Signal Ground	Sinyal Toprağı (SG)	-	Ortak
BA	Transmitted Data (TD)	İletilen Veri (TD)	DCE'ye	Veri
BB	Received Data (RD)	Alınan Veri (RD)	DCE'den	
CA	Request to Send (RTS)	Gönderme isteği sinyali (RTS)	DCE'ye	Kontrol
CB	Clear to Send (CTS)	Gönderileni bellekten sil (CTS)	DCE'den	
CC	DCE Ready (DSR)	DCE Hazır (DSR) – Veri Set Hazır	DCE'den	
CD	DTE Ready (DTR)	DTE Hazır (DTR)	DCE'ye	
CE	Ring Indicator (RI)	Ring Göstergesi (RI)	DCE'den	
CF	Received Line Signal Detector** (DCD)	Alınmış hat sinyal dedektörü (DCD)	DCE'den	
CG	Signal Quality Detector	Sinyal kalitesi dedektörü	DCE'den	
CH	Data Signal Rate Detector from DTE	DTE 'den veri sinyali hızı	DCE'ye	
CI	Data Signal Rate Detector to DCE	DCE'ye veri sinyal hızı	DCE'den	
CJ	Ready for Receiving	Alma için hazır	DCE'ye	
RL	Remote Loopback	Uzak döngü	DCE'ye	
LL	Local Loopback	Yerel döngü	DCE'ye	
TM	Test Mode	Test modu	DCE'den	
DA	Transmitter Signal Element Timing from DTE	DTE'den Verici sinyal elementi zamanlaması	DCE'ye	Zamanlama
DB	Transmitter Signal Element Timing from DCE	DCE'den Verici sinyal elementi zamanlaması	DCE'den	
DD	Receiver Signal Element Timing from DCE	DCE'den alıcı sinyal elementi zamanlaması	DCE'den	
SBA	Secondary Transmitted Data	İkincil iletilen veri	DCE'ye	Veri
SBB	Secondary Received Data	İkincil alınan veri	DCE'den	
SCA	Secondary Request to Send	İkincil istek gönderme	DCE'ye	Kontrol
SCB	Secondary Clear to Send	İkincil veri almaya hazır	DCE'den	
SCF	Secondary Received Line Signal Detector	İkincil alış hattı sinyal dedektörü	DCE'den	

* Parantez içinde kısaltmalarla belirtilen sinyaller en çok kullanılan 8 adet sinyaldir.

**Bu sinyal daha çok (data carrier detect) veri taşıyıcı dedektörü olarak adlandırılır.

2.2.2.1. Veri taşıyıcı detektörü sinyali (DCD)

DCD pini, bağlantı yapılacak olan cihazın veri iletişimine hazır olup olmadığını ya da bu cihazın iletişim için çalışıp çalışmadığını anlamamıza yarar. Bu sinyal iletişim yapılacak cihaz tarafından bize gönderilir. Eğer buradan gelen voltaj OFF değerinde ise karşı tarafın hatta ve veri iletişimine hazır olduğunun göstergesidir. Bu sinyal veri iletişimde her zaman gönderilen bir bilgi değildir. Bu sinyal cihaz tarafından ya da yapılan tasarımın özelliğine göre belirlenen zamanlarda gönderilir. Kısaca cihazın karşıda olup olmadığını DCD'nin durumu ile öğrenilir [19].

2.2.2.2. Veri terminal ekipmanı hazır sinyali (DTR)

Cihazın veri iletimini hazır olduğumuzu karşı tarafa bildiren yapıdır. OFF değeri cihazın veri iletişimine hazır olduğumuzu ON değeri ise cihazın veri iletişimine hazır olmadığını belirtir [19].

2.2.2.3. Sinyal toprağı (SG)

Teknik olarak SG pinine ait olan sinyal, bir sinyal ya da bir voltaj değildir fakat diğer pinlerdeki işletilecek sinyallerde bu pin olmadan işletilemezler. Basit olarak hangi voltajın negatif hangi voltajın pozitif olacağını belirlemede bir referans noktasıdır. Bu sinyal mantıksal toprak olarak da isimlendirilir [19].

2.2.2.4. Gönderme isteğı sinyali (RTS)

Bu sinyal, gönderilecek olan verinin devam ettiğini belirterek diğer veriler için karşı cihazın kendini hazırlaması gerektiğini bildiren sinyaldir. Bu sinyal genelde OFF durumundadır [19].

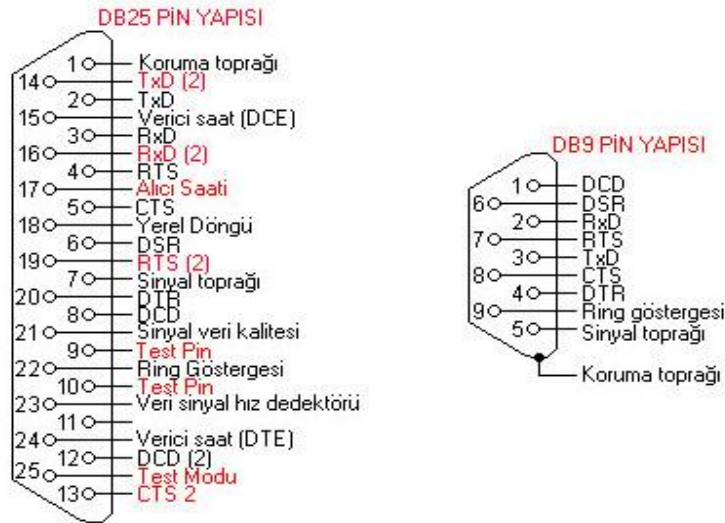
2.2.2.5. Gönderileni temizle sinyali (CTS)

Bu sinyal karşı cihazdan gelir. OFF pozisyonu haberleşmeyi başlatan cihaza karşı cihazdan gönderilecek verinin devamının olduğunu belirtir.

RTS ve CTS sinyalleri cihazların veri iletişiminin düzgün olmasını sağlar. Çoğu cihazda RTS ve CTS sinyalleri otomatik olarak OFF pozisyonundadır [19].

2.2.3. Mekanik ara yüz özellikleri

Standardın tanımlanan bütün fonksiyon özelliklerinin kullanılabilmesi için konektörün minimum 25 pinli olması gerekir. Konektörün pinlerine göre özellikleri Şekil 2.4.'te gösterilmiştir. Birçok uygulama, bütün sinyal fonksiyonlarına ihtiyaç duymamaktadır. Bu yüzden daha küçük olan 9-pinli DB9S konektörleri daha yaygın olarak kullanılmaktadır. Mesela 9-pinli konektör modem uygulamalarının ihtiyaç duyduğu özelliklerin tamamını karşılamaktadır. 9-pinli konektörün pin özellikleri Şekil 2.4.'te verilmiştir [18].



Şekil 2.4. RS232 konektör yapısı (Anonim, 2010)

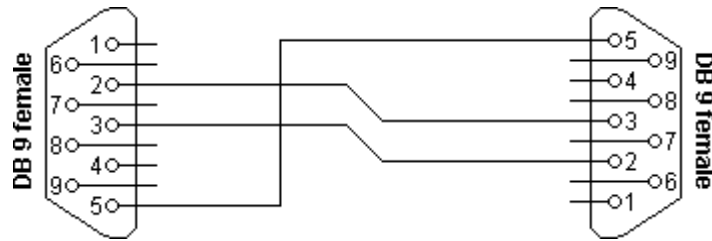
2.2.4. Şeffaf modem (null modem)

Şeffaf modem iki adet DTE (bilgisayar, terminal, yazıcı vb) cihazın RS232 seri kablo kullanılarak bağlanması metodudur. Şeffaf modem alıcı ve vericisi kros bağlanan bir bağlantıdır. Kros bağlantıda amacına bağlı olarak bir veya daha fazla el sıkışma hattı kullanılır.

2.2.4.1. Şeffaf modem tipleri

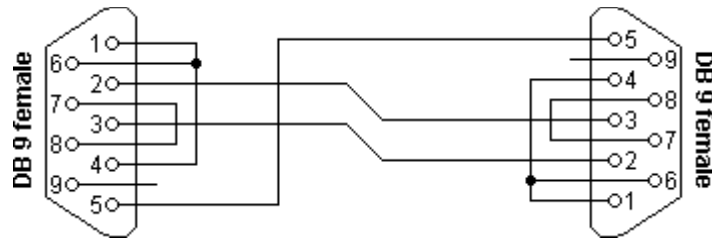
Şeffaf modem tipleri fonksiyonel kullanımına göre kablo bağlantı şekillerinin değişmesiyle çeşitlilik arzeder. Bu tipler, el sıkışmasız şeffaf modem, döngü sınamalı şeffaf modem, kısmi el sıkışmalı şeffaf modem ve tam el sıkışmalı şeffaf modem olarak tanımlanır.

Elsıkışmasız şeffaf modem, seri kablo bağlantısının en basit şeklidir. Veri ve sinyal toprağının birbirine bağlanması ile oluşturulur. Diğer tüm pinlerde bağlantı yoktur. Bu kablo Rx ve Tx hatların kros bağlanmasıyla sadece sınırlı veri trafiği gerektiren hallerde kullanılır. Bu kablo bir de modem kontrol sinyali ihtiyaç duymayan cihazlarda kullanılır. Bu kabloda akış kontrolü yazılım yardımıyla sağlanır [20].



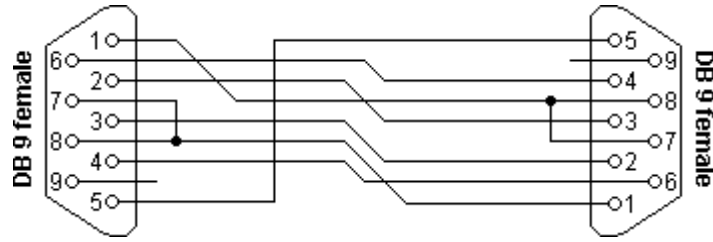
Şekil 2.6. El sıkışmasız şeffaf modem (Anonim, 2010)

Ortak kullanılan geliştirilen yazılımlarda el sıkışmanın kullanılıyor olması basit şeffaf modemlerde potansiyel problemlere ve uyumluluk sorunlarına neden olmuştur. Bu sebepten dolayı donanımsal seviyede el sıkışması sağlamak için döngü sınamalı şeffaf modem geliştirilmiştir [20].



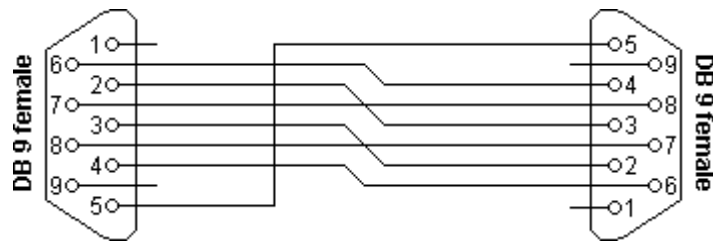
Şekil 2.7. Döngü sınamalı şeffaf modem (Anonim, 2010)

Donanımsal akış kontrolü kaçınılmaz bir ihtiyaçsa alternatif olarak kısmi el sıkışmalı şeffaf modem kullanılabilir.



Şekil 2.8. Kısmi el sıkışmalı şeffaf modem (Anonim, 2010)

Tam el sıkışmalı şeffaf modem için 7 kablo kullanılır. Sadece RI ve DCD sinyali bağlanmaz [20].

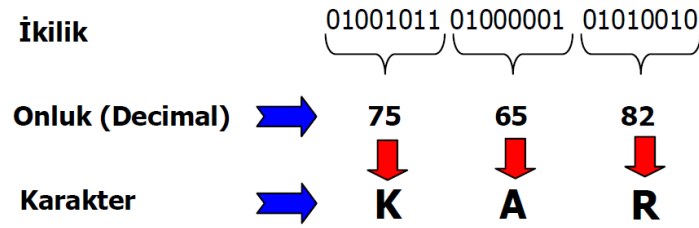


Şekil 2.9. Tam el sıkışmalı şeffaf modem (Anonim, 2010)

2.2.5. ASCII kodlar

Sembollerin sayısal karşılıklarını belirleyerek, sayısal olmayan ya da alfabetik türdeki bilgiyi bilgisayarda ve seri haberleşmede temsil etmek amacıyla kullanılan kodlama sistemlerinden en yaygın olarak kullanılanı ASCII kodlama sistemidir. ASCII sözcüğü veri alış verişi için Amerikan standart kodu (American Standart Code for Information Interchange) sözcüklerinin ilk harflerinden oluşan yapay bir sözcüktür. ASCII kodlama sistemi her sembol için 8 bit kullanmaktadır. Sekiz bit kullanarak 0 ila 255 rakamları ile toplam 256 adet sembol temsil edilebilmektedir.

Örneğin, KAR kelimesi 75, 65 ve 82 numaralı ASCII karakterlerdir ve bilgisayarda ikili sayı sistemi karşılığı olan {01001011} {01000001} {01010010} sayı dizisi ile tutulur. (Bkz. Şekil 2.10.)



Şekil 2.10. KAR karakterinin ASCII kod karşılığı (Anonim, 2010)

Tablo 2.4.'de ASCII kodlar ve karşılığı karakterler verilmiştir. Tablonun ilk bloğundaki karakterler ASCII cihaz kontrol karakterleri olarak tanımlanır. Onluk sistemdeki (Decimal) ASCII kodlar ve karakter karşılıkları bu tablolarda görülmektedir [21].

Tablo 2.4. ASCII karakter tablosu

Dec	Hx	Oct	Char	Dec	Hx	Oct	Html	Chr	Dec	Hx	Oct	Html	Chr	Dec	Hx	Oct	Html	Chr
0	0	000	NUL (null)	32	20	040	 	Space	64	40	100	@	@	96	60	140	`	`
1	1	001	SOH (start of heading)	33	21	041	!	!	65	41	101	A	A	97	61	141	a	a
2	2	002	STX (start of text)	34	22	042	"	"	66	42	102	B	B	98	62	142	b	b
3	3	003	ETX (end of text)	35	23	043	#	#	67	43	103	C	C	99	63	143	c	c
4	4	004	EOT (end of transmission)	36	24	044	$	\$	68	44	104	D	D	100	64	144	d	d
5	5	005	ENQ (enquiry)	37	25	045	%	%	69	45	105	E	E	101	65	145	e	e
6	6	006	ACK (acknowledge)	38	26	046	&	&	70	46	106	F	F	102	66	146	f	f
7	7	007	BEL (bell)	39	27	047	'	'	71	47	107	G	G	103	67	147	g	g
8	8	010	BS (backspace)	40	28	050	((72	48	110	H	H	104	68	150	h	h
9	9	011	TAB (horizontal tab)	41	29	051))	73	49	111	I	I	105	69	151	i	i
10	A	012	LF (NL line feed, new line)	42	2A	052	*	*	74	4A	112	J	J	106	6A	152	j	j
11	B	013	VT (vertical tab)	43	2B	053	+	+	75	4B	113	K	K	107	6B	153	k	k
12	C	014	FF (NP form feed, new page)	44	2C	054	,	,	76	4C	114	L	L	108	6C	154	l	l
13	D	015	CR (carriage return)	45	2D	055	-	-	77	4D	115	M	M	109	6D	155	m	m
14	E	016	SO (shift out)	46	2E	056	.	.	78	4E	116	N	N	110	6E	156	n	n
15	F	017	SI (shift in)	47	2F	057	/	/	79	4F	117	O	O	111	6F	157	o	o
16	10	020	DLE (data link escape)	48	30	060	0	0	80	50	120	P	P	112	70	160	p	p
17	11	021	DC1 (device control 1)	49	31	061	1	1	81	51	121	Q	Q	113	71	161	q	q
18	12	022	DC2 (device control 2)	50	32	062	2	2	82	52	122	R	R	114	72	162	r	r
19	13	023	DC3 (device control 3)	51	33	063	3	3	83	53	123	S	S	115	73	163	s	s
20	14	024	DC4 (device control 4)	52	34	064	4	4	84	54	124	T	T	116	74	164	t	t
21	15	025	NAK (negative acknowledge)	53	35	065	5	5	85	55	125	U	U	117	75	165	u	u
22	16	026	SYN (synchronous idle)	54	36	066	6	6	86	56	126	V	V	118	76	166	v	v
23	17	027	ETB (end of trans. block)	55	37	067	7	7	87	57	127	W	W	119	77	167	w	w
24	18	030	CAN (cancel)	56	38	070	8	8	88	58	130	X	X	120	78	170	x	x
25	19	031	EM (end of medium)	57	39	071	9	9	89	59	131	Y	Y	121	79	171	y	y
26	1A	032	SUB (substitute)	58	3A	072	:	:	90	5A	132	Z	Z	122	7A	172	z	z
27	1B	033	ESC (escape)	59	3B	073	;	:	91	5B	133	[[123	7B	173	{	{
28	1C	034	FS (file separator)	60	3C	074	<	<	92	5C	134	\	\	124	7C	174	|	
29	1D	035	GS (group separator)	61	3D	075	=	=	93	5D	135]]	125	7D	175	}	}
30	1E	036	RS (record separator)	62	3E	076	>	>	94	5E	136	^	^	126	7E	176	~	~
31	1F	037	US (unit separator)	63	3F	077	?	?	95	5F	137	_	_	127	7F	177		DEL

Source: www.asciitable.com

2.3. RS485 Haberleşme

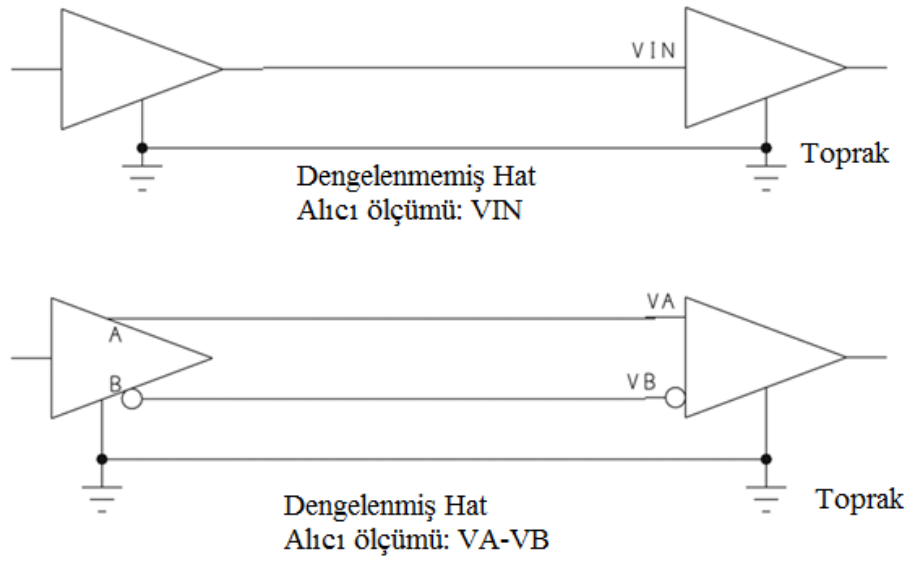
RS485 veya EIA (Electronic Industries Association) 485 iki yönlü (half-duplex) gönderme yapan sistemlerde haberleşme mesafesini 1,2 km kadar çıkarabilen haberleşme yapısıdır. Dengelenmiş (balanced) hatlarda kullanılır [22]. Seri haberleşmede RS232'nin taşıyabileceği mesafeden daha uzak bir mesafeye veri iletimi için gerektiğinde RS 485 tercih edilir.

Tablo 2.5. RS485 standartları özet tablosu

Parametreler	
İletim Modu	Dengeli
Sürücü ve Alıcı sayısı	32 Alıcı 32 Sürücü
Maksimum kablo uzunluğu (metre)	1200
Maksimum data hızı (baud)	10 M
Maksimum ortak mod voltajı	12 ile -7 Volt
Maksimum sürücü çıkış seviyeleri	./+/- 1.5
Maksimum sürücü çıkış seviyeleri (Yüksüz)	./+/- 6
Sürücü yükü (ohms)	60 (min)
Sürücü çıkışı kısa devre akım limiti (mA)	150 Toprağa, 250 -7 ve 12 V,'ta
Minimum alıcı giriş direnci (12 kohms)	12
Alıcı Hassasiyeti	./+/- 200 mv

2.3.1. Dengelenmiş ve dengelenmemiş hatlar

RS232 tek sonlu hatlar kullanırken, RS485 dengelenmiş hatlarla daha uzak mesafelere bilgi taşıyabilmektedir. Her bir sinyal bir kabloda negatif voltajıyla beraber kablo çiftlerine atanmıştır. Alıcı iki voltaj arasındaki farkla cevap verir. Dengelenmiş hatların gürültüden etkilenmemeleri en büyük avantajıdır.



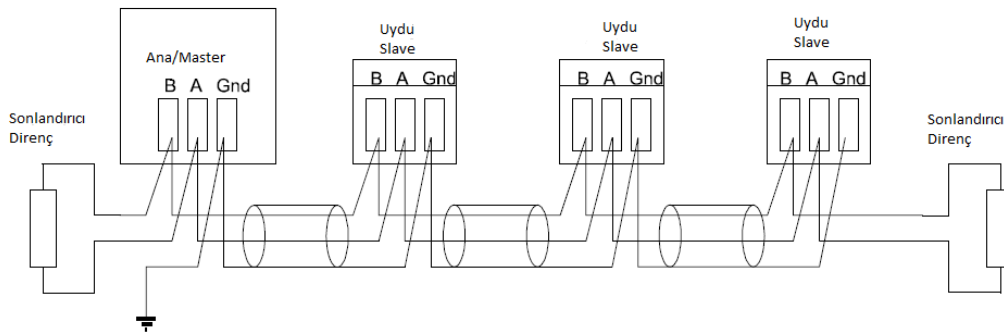
Şekil 2.11. Dengelenmiş ve dengelenmemiş hatlar (Axelson, 2000)

Dengelenmemiş bir hatta bir sinyal kablosu kullanılırken, dengelenmiş bir hatta iki adet sinyal kablosu kullanılmaktadır [16].

2.3.2. Half duplex haberleşme

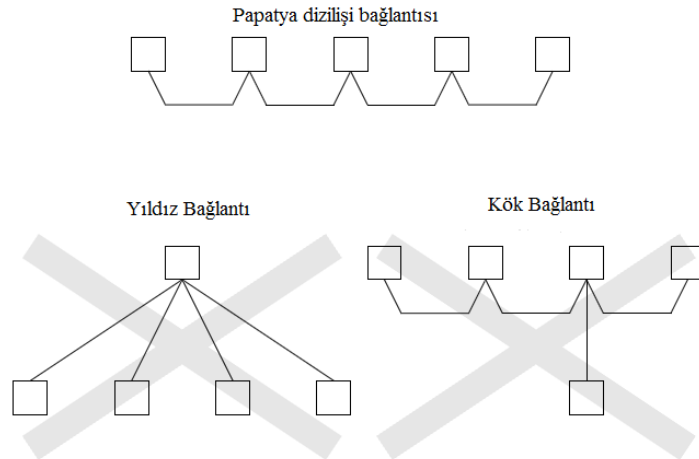
Bir yarı-çift yönlü (half duplex) bir sistemde bir veya daha fazla verici bir veya daha fazla alıcı ile herhangi bir zamanda sadece bir tanesi aktif olacak şekilde haberleşebilir [22]. Half-duplex haberleşmelerde her iki cihaz da hem alıcı hem vericidir. Hem komut gönderirler hem komut alırlar [23].

Bir RS485 ağında Anasistem (master) özel olarak adreslenmiş olan uydu sistemle (slave) bir söz dizisi ile konuşmaya başlar. Uydu sistemin cevap vermesini bekler. Önceden tanımlanmış periyotta uydu sistem cevap vermezse anasistem konuşmayı sonlandırır [22].



Şekil 2.12. RS485 basit bağlantı şeması (Tyco Electronics, 2007)

Bükülmüş kablo içindeki A ucuna bağlanan kablo diğer uydularında A uçlarına bağlanmıştır. Diğer B ucu da uyduların B uçlarına bağlanmıştır. Ayrı bir topraklama kablosu kullanılarak, topraklarda birleştirilmiştir. Sonlandırıcı direnç olarak 120 ohm önerilmektedir. Her bir terminale iki kablodan daha fazla kablo girmemelidir. Bunun için Papatya zinciri (Daisy Chain) veya Hatboyu (straight line) diye tarif edilen bağlantı tipleri kullanılmalıdır. Data bozulmalarına sebep olacağından Yıldız (star), Kök (Stubs-Tees) bağlantı şekilleri tavsiye edilmemektedir [22].



Şekil 2.13. Bağlantı şekilleri (Tyco Electronics, 2007)

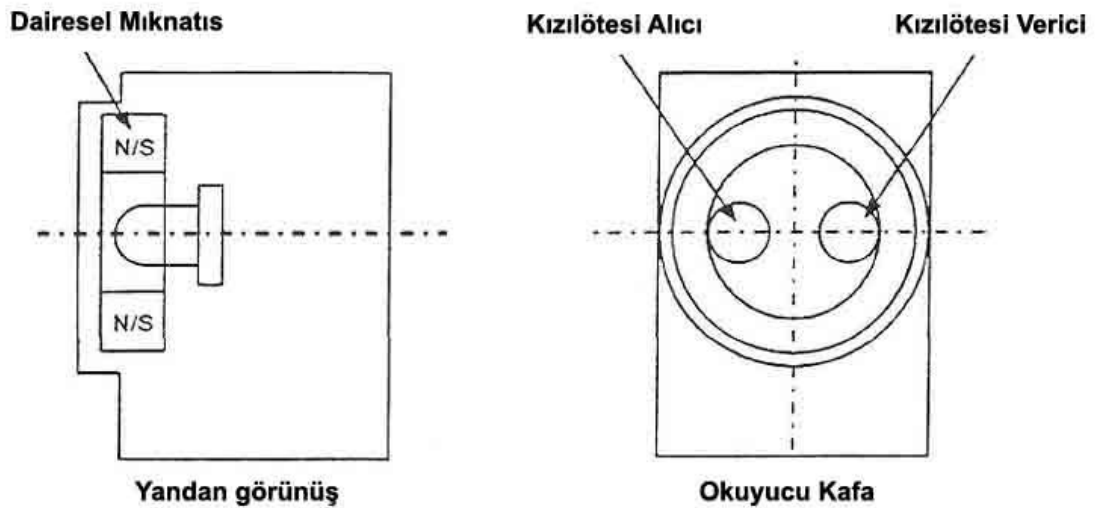
AMR'lerde kullanılan sayaçlarda genellikle RS485 tercih edilmektedir. Bunun en önemli sebepleri RS232'ye göre daha uzak mesafelere (1200 metre) bilgi taşınabilmesi ve 32 adet cihaz bağlanabilmesidir. Bu sayede bütün veriler bir tek noktada toplanarak ana merkeze bu noktadan aktarma yapılabilecektir.

2.4. IEC 61107 standardı optik port

Sayaç haberleşme bağlantılarından bir tanesi de kızılötesi haberleşmedir. Okuyucu kafa ve cihaz üzerindeki optik porttan oluşur. IEC 62056-21 standartlarında elektrik sayaçlarında optik ara yüzün özellikleri verilmektedir.

2.4.1. Okuma kafasının yapısı.

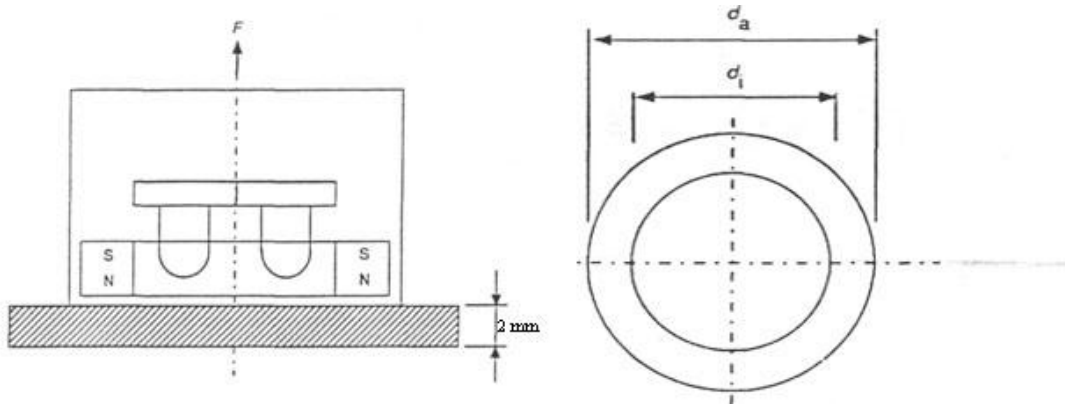
Şekil 2.14.' de optik ara yüz için kullanılan elemanların dizilişleri verilmektedir. Haberleşme sırasında alıcı ve vericinin tam temasını sağlamak için mıknatıs kullanılmıştır [24].



Şekil 2.14. Optik port ekipmanlarının dizilişi (IEC 62056-21, 2002)

2.4.1.1. Mıknatısın karakteristik verileri

Yapışma kuvveti F , okuma kafasının cihaza dikey yapışma kuvveti olarak tanımlanır. Kafanın kolay sökülüp takılmasını sağlamak ve yapışma kuvvetini azaltmak için okuma kafasına 2mm inceliğinde parlak çelik plaka yerleştirilir [24].

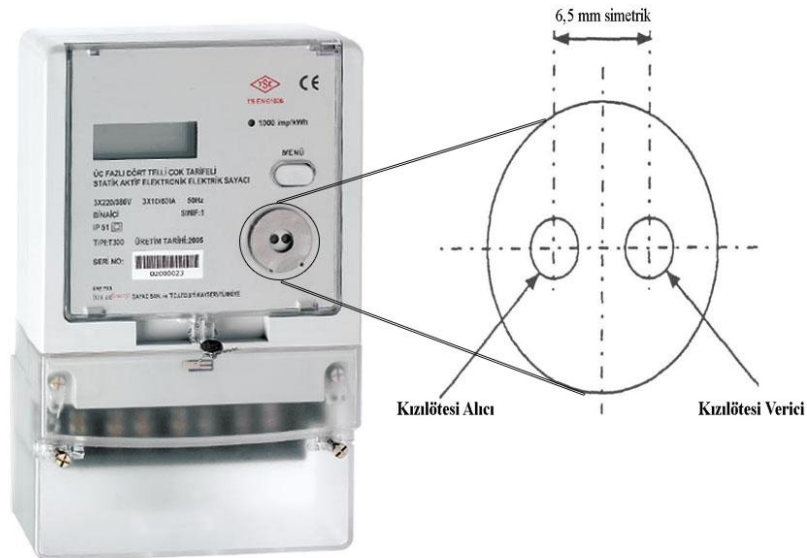


Şekil 2.15. Okuyucu Kafa Mıknatısının Özellikleri (IEC 62056-21, 2002)

Çelik plaka ile birleştiğinde $F > 5'$ tir.; çelik plakadan 2mm mesafede $F > 1.5'$ tir. Dahili iç çap d_i 13 mm ± 1 , dışarıdaki yarı çap d_a minimum 28 mm'dir. Mıknatıslanma eksensel olarak mıknatısın kuzey kutbundan (N) sayaca doğru olur [24].

2.4.2. Sayaç üzerindeki optik port

Sayaç üzerine yerleştirilen optik port ekipmanı Şekil 2.16.'da verilmiştir. Kızıl ötesi verici ve alıcıdan oluşur.



Şekil 2.16. Sayaç Üzerindeki Optik Port (IEC 62056-21, 2002)

2.4.3. Optiksel karakteristikler

2.4.3.1. Dalga boyu

Yayılan sinyalin dalga boyu her iki yön için 800 nm ve 1000 nm arasında olmalıdır.

2.4.3.2. Verici

Verici, okuma kafası ile birlikte sayaç üzerinde olur. Okuma kafası veya sayacın yüzeyinden $a_1 = 10 \text{ mm} (\pm 1 \text{ mm})$ ' lik mesafede tanımlanmış referans yüzeyde (optik aktif alan) E_e/T ışınma şiddetinde bir sinyal üretir. (Bkz. Şekil 2.17.)

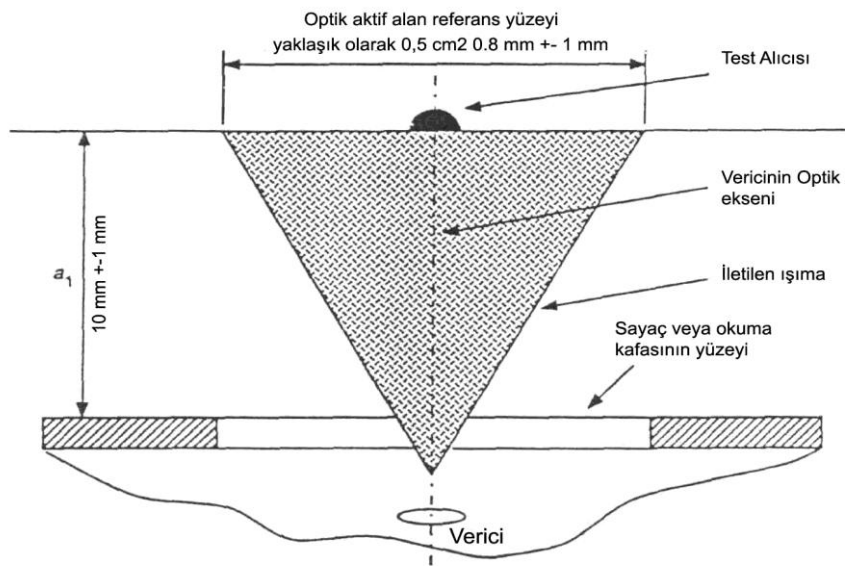
Sayacın doğru olarak çalışabilmesi için limit değerleri aşağıda sıralanmıştır.

Açık durumda (AÇIK=BOŞLUK=İkilik düzende 0):

$$500 < E_e/T < 5\ 000 \text{ uW/cm}^2$$

Kapalı durumda (Kapalı=İşaret (Mark-Hareketsiz durum)=ikilik düzende 1):

$$E_e/T < 10 \text{ uW/cm}^2 [24].$$



Şekil 2.17. Verici için Örnek Yerleşim (IEC 62056-21, 2002)

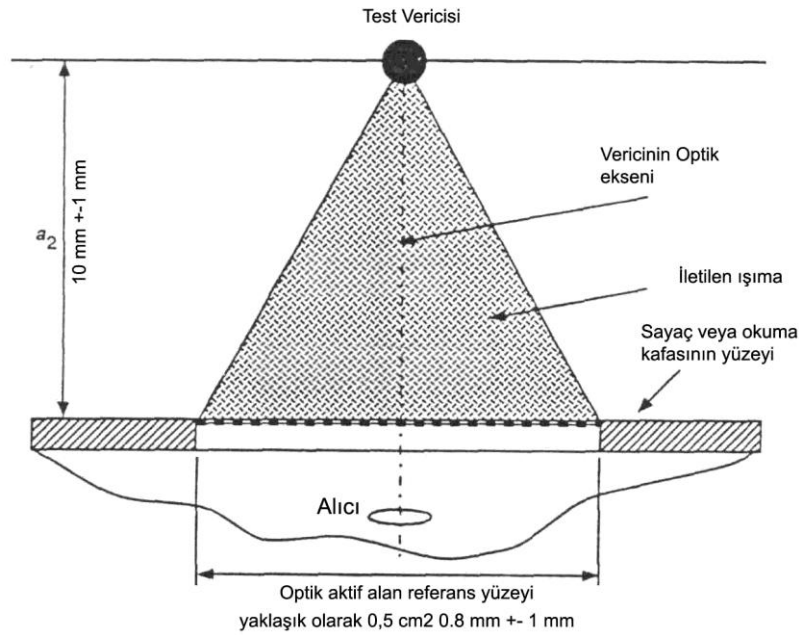
2.4.3.3. Optik port alıcı

Sayaç veya okuyucu kafadaki vericiye $a_2 = 10 \text{ mm} (\pm 1 \text{ mm})$ ' lik mesafede optik ekseninde yerleştirilmiş bir alıcı, referans yüzeyde (optik aktif alan) E_e/R yayılım şiddetinde bir sinyal üretir. (Bkz. Şekil 2.18.)

Sayaçın doğru olarak çalışabilmesi için limit değerleri aşağıda sıralanmıştır.

Açık durumda: alıcı kesinlikle açık $E_e/R > 200 \text{ uW/cm}^2$ (AÇIK=BOŞLUK=İkilik düzende 0)

Kapalı durumda: alıcı kesinlikle kapalı $E_e/R < 20 \text{ uW/cm}^2$ (Kapalı=Mark(Hareketsiz durum)=ikilik düzende 1) [24].



Şekil 2.18. Alıcı için Örnek Yerleşim (IEC 62056-21, 2002)

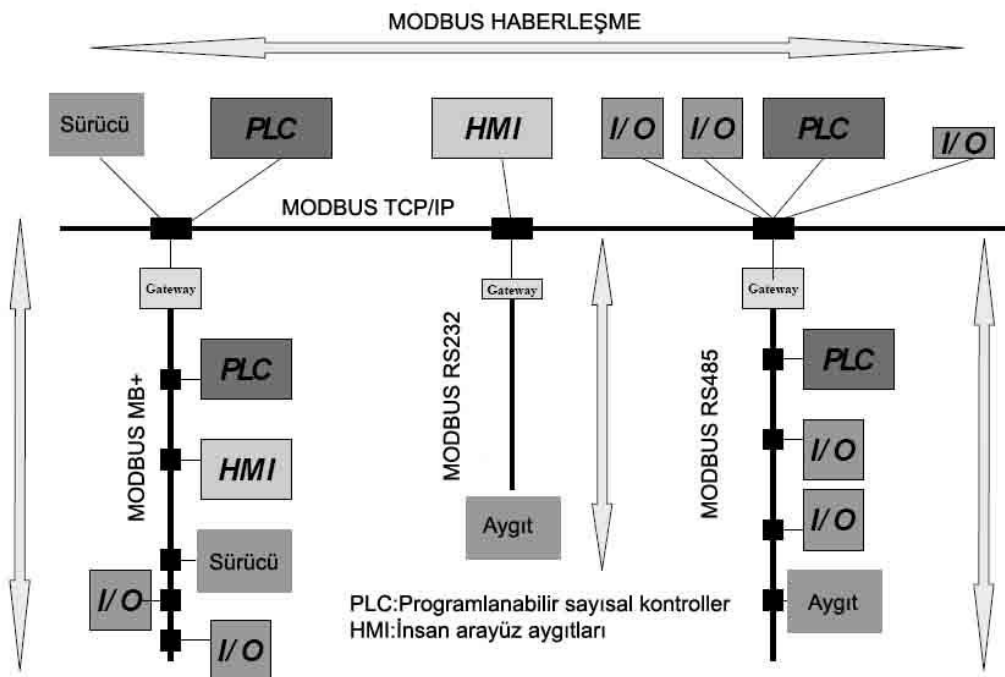
2.4.3.4. Çevresel aydınlatma durumu

Optik yol (veri haberleşmesi) çevresi aydınlanması hassaslık sınır olan 16.000 lux 'e kadar olmalıdır [24].

2.5. Haberleşme Protokolleri

2.5.1. Modbus protokolü

Modbus, Modicon tarafından programlanabilir sayısal kontrollerde (PLC) kullanılması için 1979 yılında geliştirilen bir seri haberleşme protokolüdür. Basit olarak iki cihazın seri hatlardan bilgi alışverişini sağlayan bir metottur. Bu kadar yaygın olmasının en büyük sebeplerinden biri ücretsiz bir protokol oluşudur [25]. Modbus uygulama katmanında ağ veya veri yollarının farklı tiplerinde yer alan cihazlar arasında istemci/sunucu iletişimi sağlamaktadır. İnternet üzerinde TCP/IP dizini 502 sistem portu Modbus için ayrılmıştır. Bugün Modbus protokolü bütün ağ yapılarının haberleşmesini basit bir şekilde sağlamaktadır [26].



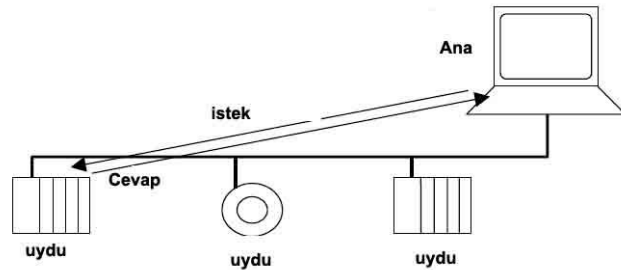
Şekil 2.19. Genel Modbus haberleşme şeması (Modbus-IDA.org, 2006)

2.5.2. Modbus seri hat tanımları ve uygulamaları

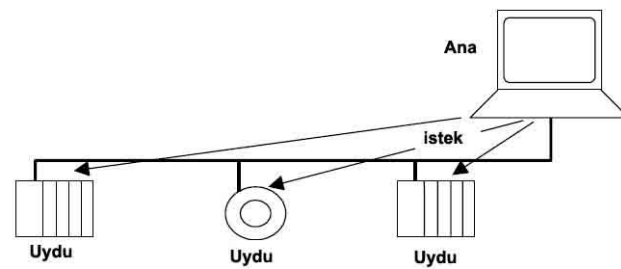
Modbus seri haberleşme protokolü bir Ana/Uydu protokolüdür. Bir veri yoluna sadece bir ana cihaz ve 1'den 247'e kadar uydu cihaz bağlanır. Uydu cihazlar ana

cihazdan bir istek gelmedikçe bilgi alışverişinde bulunmazlar. Uydu cihazlar asla birbirleriyle haberleşmezler. Ana cihaz her seferinde bir kez işlem başlatır [27].

Ana cihaz tek yönlü yayın (unicast) ve çok yönlü yayın (broadcast) olmak üzere iki şekilde istek gönderebilir. Tek yönlü yayında ana cihaz belli bir uydu cihaza istek gönderir. Uydu cihazı istek işlemini aldıktan sonra ana cihaza cevap bilgisi döner. (Bkz. Şekil 2.20.) Bu modda haberleşme, istek ve cevaptan oluşan ikili mesajdan meydana gelir. Çok yönlü yayında ana cihaz bütün uydu cihazlara istek gönderir. Uydu cihazlardan alındı bilgisi dönmez. “0” adresi çok yönlü yayın tanımlaması için ayrılmıştır [27]. (Bkz. Şekil 2.21.)



Şekil 2.20. Tek yönlü yayın (Modbus-IDA.org, 2006)



Şekil 2.21. Çok yönlü yayın (Modbus-IDA.org, 2006)

2.5.3. Modbus adresleme kuralları

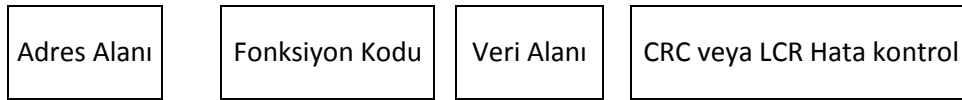
Modbus adresleme 256 farklı adresi kapsar.

0	1-247	248-255
Çok yönlü yayın	Uydu tekil adresleri	Ayrılmıştır.

“0” çok yönlü yayın (broadcast) için ayrılmıştır. Bütün uydu cihazların adreslerinin tanımlanması gerekir. Modbus ana cihazının özel bir adresi yoktur sadece uydu cihazların adresleri vardır. Modbus seri veri yolunda uydu adresleri tek ve benzersiz olmalıdır [27].

2.5.4. Modbus çerçeve tanımı

Modbus protokolü veriyi, herhangi bir seri haberleşme modunda (ASCII veya RTU) haberleşme cihazının başlangıç ve bitiş noktalarını bildiği bir çerçeve içerisinde tanımlar [28]. Bu çerçeve Modbus protokolü haberleşme katmanlarından bağımsız bir protokol veri birimidir (PDU). Özel veri yolları ve ağlardaki Modbus protokolünün haritalanmasında uygulama veri birimi (ADU), protokol veri birimi üzerine (PDU) birçok ek alanlar eklenerek oluşturulur [26].



Modbus uygulama veri birimi (ADU) Modbus iletişimini kuran istemci tarafından oluşturulur. Fonksiyon istemcinin sunucudan ne tür bir istekte bulunduğunu açıklar. İstemci tarafından başlatılan bir istek ile Modbus uygulama protokolü kurulmuş olur [26].

Bir Modbus veri biriminin fonksiyon kodu alanı bir byte'lık bir koddur. Geçerli kodlar 1-255 aralığındadır. 128-255 arası kodlar istisna durumlar için ayrılmıştır. İstemciden sunucuya bir mesaj gönderildiğinde fonksiyon kod alanı ne tür bir istek olduğunu söyler. “0” fonksiyon kodu olarak geçerli değildir. Birden çok işlem yapılması isteniyorsa bazı fonksiyon kodlarına alt fonksiyon kodları eklenir [26].

Veri alanı fonksiyon kodu tarafından tarif edilen işlemin ek bilgilerini içerir. Bu bilgiler, farklı ve kayıtlı adresleri, yürütülen iş kalemelerinin miktarını ve güncel veri byte'nı içerir. Veri alanı, isteğin çeşidine göre ek bir bilgi gerektirmiyorsa hiç veri içermiyor olabilir. Bu durumda fonksiyon kodu tek başına bir işlem belirler [26].

Eğer hata yok ise istemcinin isteğine sunucu cevap vererek Modbus protokolünü tamamlar. Eğer hata oluşur ise istisnai duruma ait fonksiyon kodu ve “istisna durum kodu” istemciye geri gönderilir [26].

2.5.5. ASCII mod

Cihazlar Modbus-ASCII (American Standard Code for Information Interchange) modda haberleşmek için ayarlandığında, mesajdaki her bir 8 bit ikili ASCII karakter olarak gönderilir. Bu modun avantajı karakterler arasında bir hata meydana gelmeden 1 saniyeye kadar bir zaman aralığına izin vermesidir [28].

Kodlama sistemi: Hexadecimal, ASCII Karakterler 0-9,A-F Mesajın her bir ASCII karakteri bir Hexadecimal karakter içerir.

Byte’ın bit olarak yapısı Tablo 2.6.’daki gibidir.

Tablo 2.6. Modbus-ASCII mod byte yapısı

1 başlangıç biti,	1 bit
7 Data bit, en az değerlikli ilk gönderilir	7 bit
1 bit çift/tek parite biti; parite biti yoksa gönderilmez.	1 veya 0 bit
Eğer parite biti varsa 1 yoksa 2 durdurma biti gönderilir.	1 veya 2 bit

Hata kontrol alanı, LCR boylamsal artıklık denetimidir.

2.5.5.1. ASCII çerçeve

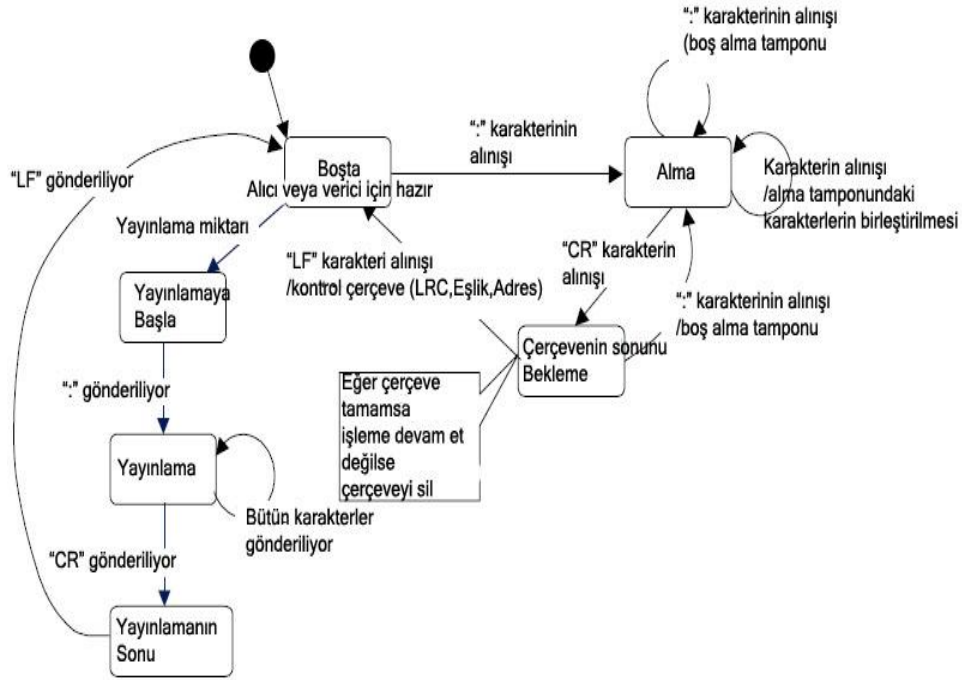
ASCII modda mesajlar “:” “iki nokta üst üste” karakteriyle başlar (3A Hex) ve “satır başı” CR – “satır atlama” LF (0D-0A) karakteriyle biter.

Bütün diğer alanlar için izin verilen karakterler hexadecimaldir. (0-9,A-F) Haberleşen cihazlar sürekli olarak “:” karakterini izlerler. “:” karakterini aldığı zaman eğer adreslenmiş bir cihaz ise her bir cihaz gelecek alanı (adres alanını) çözer. Mesajda iki karakter arasında bir saniyeye kadar süre geçer. Eğer daha büyük bir ara olursa alıcı cihaz bir hata meydana geldiğini farz eder [28].

Tipik ASCII modu mesaj çerçevesi aşağıdaki gibidir.

Başla	Adres	Fonksiyon	Veri	LRC Kontrol	Son
1 Karakter	2 Karakter	2 Karakter	n Karakter	2 Karakter	2 Karakter

ASCII mod için durum şeması Şekil 2.22.'te verilmiştir [27].



Şekil 2.22. ASCII iletişim modu durum şeması (Modbus-IDA.org, 2006)

2.5.6. RTU mod

RTU (Remote Terminal Unit) modda her 8 bitlik mesaj iki 4 bit hexadecimal karakter içerir. Bu modun en temel avantajı daha büyük karakter yoğunluklarına izin vermesi ve ASCII mod ile karşılaştırıldığında bazı veri hızlarında daha iyi veri çıktısı vermesidir. Bu da haberleşme hızının daha hızlı olması anlamına gelmektedir. Bununla birlikte her mesaj devam eden bir veri akışı halinde iletebilir [22].

Kodlama sistemi 8 bit ikilik sistemdir. Mesajın her bir 8 bitlik alanı için iki hexadecimal karakterler içerir. Her byte için bitler aşağıdaki gibidir.

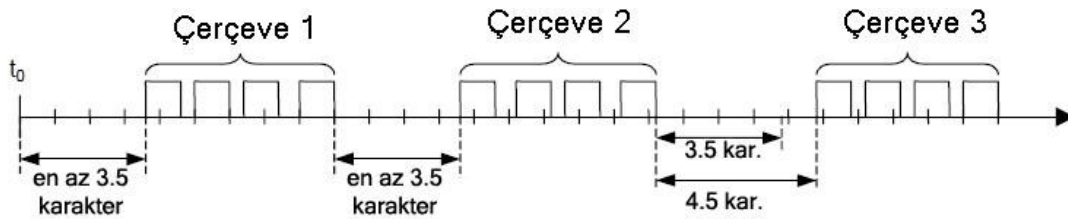
1 başlangıç biti,	1 bit
8 Data bit, en az değerlikli bit (LSB) ilk gönderilir	8 bit
1 bit çift/tek parite biti; parite biti yoksa gönderilmez.	1 veya 0 bit
Eğer parite biti varsa 1 yoksa 2 durdurma biti gönderilir.	1 veya 2 bit

Hata kontrolü için dairesel artıklık denetimi (CRC) kullanılır.

2.5.6.1. RTU çerçeve

RTU çerçevesi maksimum 256 byte'dır. Modbus mesaja iletilen cihaz tarafından başlangıç ve bitiş noktaları yerleştirilir. Bu yeni bir çerçeve alan cihazlara mesaj başlangıcında başlamak için izin verir ve mesaj tamamlandığını bilir. Tamamlanamayan mesaj bilinmeli ve eğer tamamlanmadıysa hata mesajı üretilmelidir [27].

RTU modda mesaj çerçeveleri en az 3.5 karakter zamanlarından oluşan sessiz aralıklara bölünür. Aşağıdaki kesitte zaman aralığı 3.5 karakter olarak verilmiştir. (Şekil 2.23.)



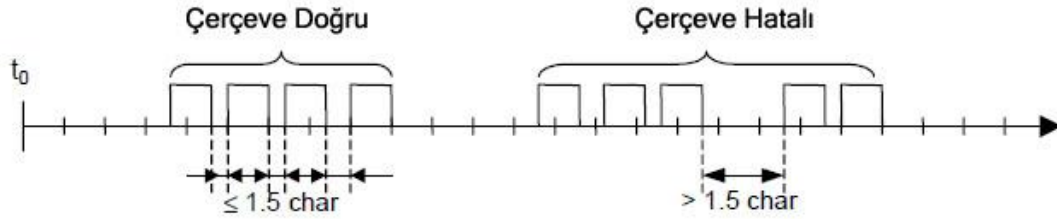
Şekil 2.23. RTU çerçeve aralıkları (Modbus-IDA.org, 2006)

RTU mesaj çerçevesi Şekil 2.24. verilmiştir.

Modbus mesaj					
Başla	Adres	Fonksiyon	Veri	CRC Kontrol	Son
>= 3.5 Kar.	8 bit	8 bit	N X 8 bit	CRC	>= 3.5 Kar.

Şekil 2.24. RTU mesaj çerçevesi (Modbus-IDA.org, 2006)

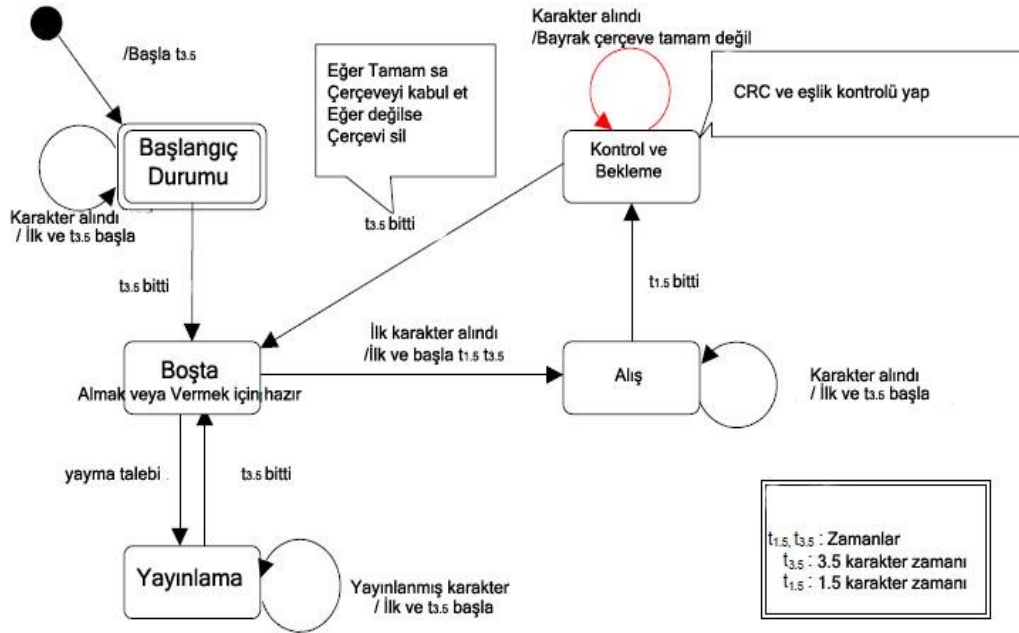
Mesaj çerçevesi içeriği ardı ardına devam eden karakter dizileri halinde olmalıdır. Eğer iki karakter arasında 1.5 karakter zamanından daha fazla bir boşluk olursa mesaj tamamlanmadı kabul edilir ve alıcı mesajı iptal eder [27].



Şekil 2.25. RTU çerçeve karakter veri akışı (Modbus-IDA.org, 2006)

RTU mesaj uygulamalarında $t_{1.5}$ (karakter zaman aşımı) ve $t_{3.5}$ (çerçeve gecikmesi) zamanlarından dolayı yüksek veri ve CPU hızlarıyla birlikte iletişim kesintilere uğrayabilmektedir. Bundan dolayı 19200 bps ve daha düşük veri hızlarında bu zamanlar aynen geçerlidir. Fakat 19200 bps veri hızından daha büyük hızlarda $t_{1.5}$ 750 μ s, $t_{3.5}$ 1.750 ms olarak alınmalıdır.

Şekil 2.26.'da, RTU iletişim modu için durum şeması verilmiştir. Başlangıç durumunda boşa durumuna geçişte zaman aşımı süresi $t_{3.5}$ ile aynıdır. Boşa durumu alıcı veya verici durumundan hiçbirini aktif edilmemiş normal durumdur [27].



Şekil 2.26. RTU iletişim modu durum şeması (Modbus-IDA.org, 2006)

2.6. IEC 61107 haberleşme protokolü

Bilgisayar ile sayaç okuma uygulamalarında Avrupa Birliğinde kullanılan en yaygın protokoldür. Seri port kullanarak ASCII kod gönderir. Yarı çift yönlü (half duplex) bir protokoldür. Seri port olarak RS485 portu ve optik port kullanır [29].

Uluslararası IEC 62056-21 standardı elektrik enerjisini ölçme ve yük kontrolü için IEC tarafından hazırlanmış bir standarttır. İlk olarak IEC 62056-21 geliştirilen standart yerine 1996 yılında yapılan yeni geliştirmelerde eklenerek IEC 61107 olarak yayınlanmıştır [24].

2.6.1. Veri iletimi protokolleri

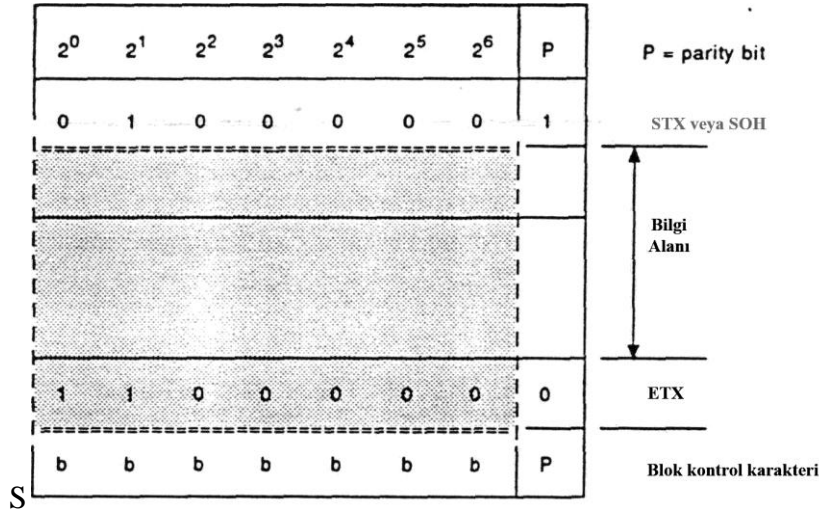
A,B,C,D ve E olmak üzere beş adet protokol modları içermektedir. Veri alışverişi A,B,C ve E protokollerinde çift yönlüdür ve daima okuma cihazı tarafından istek mesajının gönderilmesiyle başlatılır. A ve C protokollerinde okuma cihazı ana (master), sayaç uydu (slave) gibi davranır. E protokolünde okuma cihazı istemci (client), sayaç, sunucu (server) gibi davranır. Bu protokoller sayacı okumaya ve programlamaya izin verir. E protokolü şeffaf ikilik mod olabilir.

Veri alışverişi tek yönlü olan protokol D protokolüdür. Sadece okuma işlemi yapılır. Bilgi sayaçtan okuma cihazına boşalır. Veri alışverişi, işlem tuşuna basılarak veya sayaç üzerindeki algılayıcı ile başlatılır.

Tanımlama mesajı ile sayaç tarafından kullanılan protokol modu okuma cihazına bildirilir. E modunda veri hızı çıkış dizisi (escape) ile tanımlanmışken, protokol modları A ve D de veri hızı ilk başta belirtilmiştir [24].

2.6.2. Blok kontrol karakterlerinin hesaplanması (BCC)

Sayaca gönderilen ve alınan verinin doğruluğunun kontrolü için BCC kullanılır. Mesajın sonuna ETX' den sonra eklenir. BCC hesaplanacak alan, Şekil 2.27.'de verilen bilgi alanı ve ETX olarak tanımlanan grileştirilmiş alandır. BCC hesaplanırken her bir karakter için XOR sayısal mantık işlemi uygulanır. Sonuç BCC değeridir [24].



Şekil 2.27. Blok Kontrol Karakterinin hesaplanması (IEC 62056-21, 2002)

2.6.3. Mesaj tanımları

Bu bölümde haberleşmede kullanılan mesajların içeriği hakkında bilgi verilecektir. Mesaj dizeleri altında verilen rakamlar mesaj içeriklerinin açıklamalarını ifade eder ve “Genel Haberleşme Mesajları” konusunun altında verilecektir.

İstek Mesajı, okuma yapan cihazından sayaca gönderilen mesajın içeriğidir. Cihaz adresi kısmı isteğe bağlıdır.

/	?	Cihaz adresi	!	CR	LF
1	9	22	2	3	3

Tanımlama mesajı, sayacın cevabıdır. 23 ve 24 nolu alanlar isteğe bağlıdır ve 14 nolu alan onların bir bölümüdür.

/	X	X	X	Z	\ ; W ; Tanımlama	CR	LF
1	12	12	12	13	23 24	14	3 3

Onay/Seçme mesajı, gelişmiş özelliklerin kullanımı içindir. Sadece protokol modu C ve E için kullanılır.

ACK	V	Z	Y	CR	LF
4	10	13	11	3	3

Veri Mesajı (Programlama modu hariç), sayacın normal cevabıdır. Örnek verecek olursak tüm veri kütüğüdür. Protokol Mod E' de kullanılmaz.

STX	Veri Bloğu	!	CR	LF	ETX	BCC
5	15	2	3	3	6	8

Onay mesajı aşağıdaki gibidir.

ACK

4

Tekrar-İstek mesajı aşağıdaki gibidir.

NAK

15

Programlama emir mesajı, programlama ve blok veri transferi için kullanılır.

SOH	C	D	STX	Veri Kümesi	ETX	BCC
17	18	19	5	20	6	8

Uzun mesajlar için kullanılan mesaj dizisi de aşağıdaki gibidir.

SOH	C	D	STX	Veri Kümesi	EOT	BCC
17	18	19	5	20	7	8

Veri Mesajı (Programlama mod) blok halinde veri transferi için kullanılır.

STX	Veri Kümesi	ETX	BCC
5	20	6	8

Daha uzun mesajlar için kullanılan mesaj dizisi aşağıdaki gibidir.

STX	Veri Kümesi	EOT	BCC
5	20	7	8

Hata Mesajı (Programlama mod) aşağıdaki gibidir.

STX	Hata Mesajı	ETX	BCC
5	21	6	8

İptal Mesajı (Programlama mod) aşağıdaki gibidir.

SOH	B	O	ETX	BCC
17	18	19	6	8

2.6.4. Genel haberleşme mesajları

Haberleşme mesajlarında kullanılan genel tanımlar aşağıda listelenmiştir. Bu tanımların yanına Hexadecimal olarak kodları belirtilmiştir [24].

- 1) Başlangıç karakteri "/" (Kodu 2FH)
- 2) Bitiş karakteri "!" ünlemdir. (Kodu 21H)

3) Bitiş karakterinden sonra tamamlama karakterleri kullanılır. Bunlar CR satırbaşı komutu (Kodu 0DH), LF satır atlama komutudur. (Kodu 0AH)

4) Onay karakteri ACK onaylama için kullanılır. (Kodu 02H)

5) Çerçeve başlangıç karakteridir. (STX metin kodun başlangıcı 02H) Veri seti gelmiyorsa bu karaktere de gerek yoktur.

6) Bloktaki son karakterdir. (ETX, metnin sonu, 03H)

7) Kısmi bloktaki son karakterdir. (EOT, metin bloğunun sonu, 04H)

8) Blok kontrol karakteridir (BCC). Kontrol karakersiz veri bloğu gönderildiği zaman 5 ve 6'daki duruma uygun olarak gerekirse kullanılmaz.

9) Haberleşme isteği “?” (soru işareti, 3FH)

10) Protokol kontrol karakterleridir. Protokol modu C ve E için geçerlidir. Aşağıda listelenmiştir.

0 - Normal protokol prosedürü

1 - İkincil protokol prosedürü

2 – HDLC protokol prosedürü

3-9 İlerki uygulamalar için ayrılmıştır.

11) Mod kontrol karakteridir. C ve E modları için kullanılır.

0 – Veri okuma

1 – Programlama Modu

2 - Binary mod (HDLC)

3-5 ve A-Z ileriki uygulamalar için ayrılmıştır.

6-9 Üreticiye özel kullanım için ayrılmıştır.

12) Üretici kimliği tanımlamaları için kullanılır.

13) Veri hızı tanımlamaları için kullanılır. İstek mesajı, tanımlama mesajı ve onay mesajları D protokolü hariç 300 baud ile başlatılır, gelen cevaptaki protokolle tanımlamaya göre veri hızı değişir.

- Protokol modu A (veri hızı değişmez)

- Protokol modu B onaylama/işlem seçme mesajı hariç değişkendir. Aşağıda gelen karakterlere göre hız tanımları belirtilmiştir.

A- 600 baud

B- 1200 baud

C- 2400 baud

D- 4800 baud

E- 9600 baud

F- 19200 baud

G,H,I ileriki genişlemeler için ayrılmıştır.

- Protokol C ve E modunda onaylama/işlem seçme mesajı hariç değişkendir. Aşağıda gelen karakterlere göre hız tanımları belirtilmiştir.

0 – 300 baud

1 – 600 baud

2 - 1200 baud

3 - 2400 baud

4 - 4800 baud

5 - 9600 baud

6 – 19200 baud

7, 8, 9 ileriki genişlemeler için ayrılmıştır.

- Protokol modu D 'de veri hızı 2400'dür. Veri hızı karakteri daima 3'tür.

14) “/”, “!”, “\” karakterleri hariç maksimum 16 karakterden oluşan kimlik bilgisi ve üreticiye özel tanımlardır.

15) Ölçülen değerlerle birlikte olan veri bloğudur. “/” ve “!” karakterleri hariç satırbaşı ve satır atlama karakterleriyle beraber bütün yazdırılabilen karakterler veri bloğunda kullanılır.

16) İstek tekrarlama karakteridir. (NAK, 15H)

17) Başlık başlangıcı karakteridir. (SOH, 01H)

18) Komut mesaj tanımlarıdır. Tanımlamaları aşağıda listelenmiştir.

P – Şifre komutu

W – Yaz komutu

R – Oku komutu

E – Çalıştır komutu

B – Çıkış komutu (kes)

Diğer karakterler ileriki kullanımlar için bırakılmıştır.

19) Komut tipi tanımlayıcıdır. Komut mesajlarının alt tanımları için kullanılır.

20) Veri kümesidir.

21) Hata mesajlarıdır.

22) En fazla 32 karakterden oluşan üreticiye özel tanımları, cihaz adresini ve tercihe bağlı bir takım tanımları içerir.

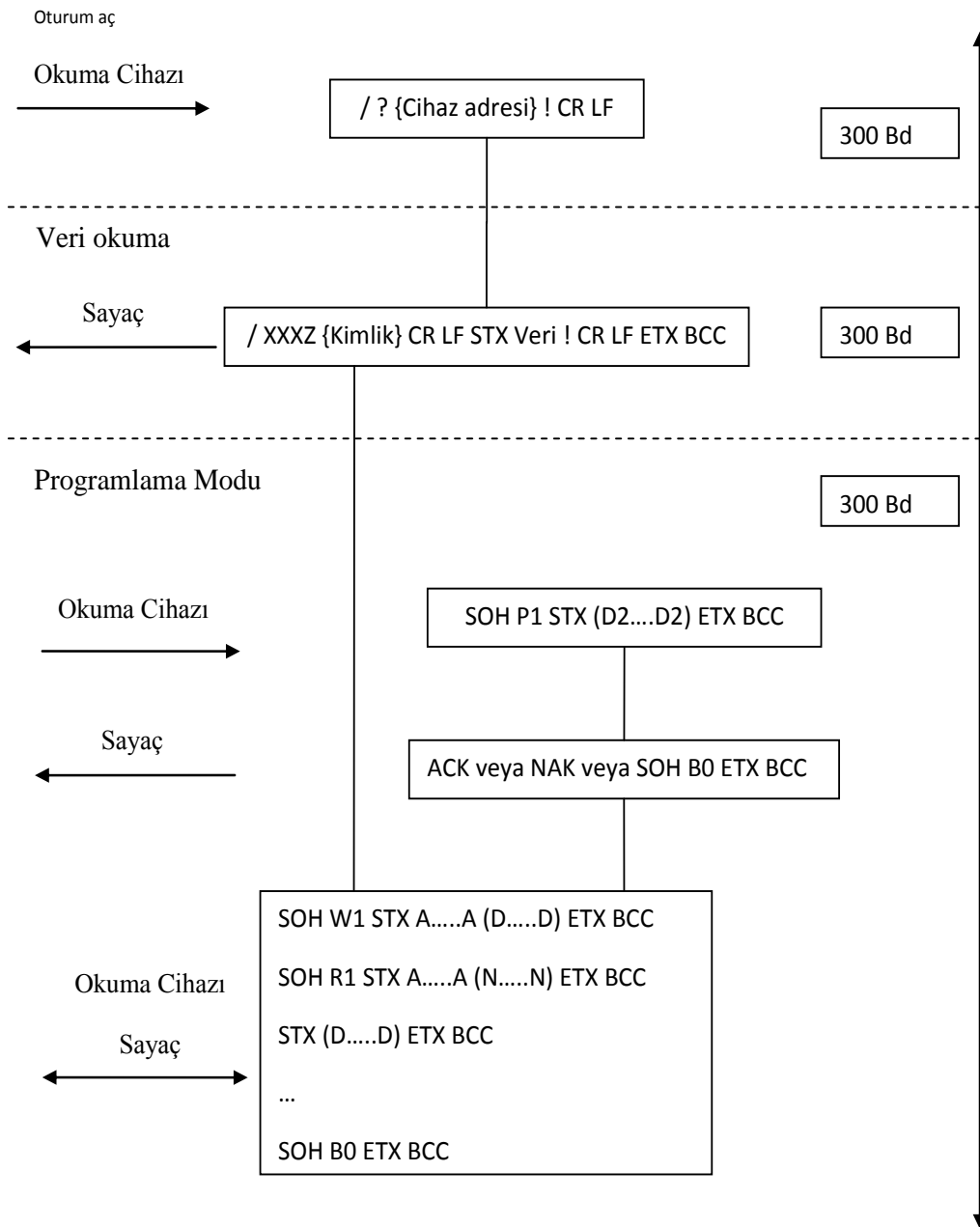
23) Dizi sınırlandırıcıdır. Tercihe bağlı olarak kullanılır. 24 nolu karakterle birlikte kullanılması zorunludur.

24) Veri hızı artırma ve mod tanımlama karakteridir.

2.6.5. Haberleşme modları

2.6.5.1. Protokol modu A

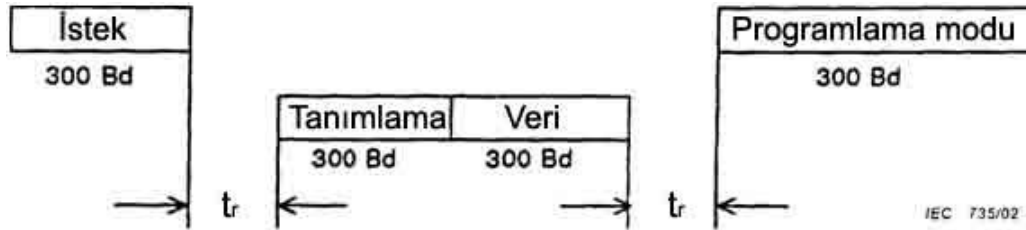
A protokol modu veri hızı ayarlanamayacak şekilde çift yönlü veri alışverişini destekler. İsteğe bağlı olarak şifre korumasıyla readout ve programlama veri alışverişine izin verir.



Şekil 2.28. Protokol A modu şeması (IEC 62056-21, 2002)

Veri Okuma, sayaçlar veri mesajını tanımlama mesajından hemen sonra iletir.

Programlama moda geçiş, veri okumasının tamamlanmasıyla beraber gönderilen şifre komut mesajını içeren, komut mesajının iletilmesiyle yapılır.



Şekil 2.29. Protokol A için iletim protokolü (IEC 62056-21, 2002)

Tepki ve izleme zamanları için süreler aşağıda verildiği gibidir.

Mesajın alınması ve cevabın iletilmesi arasındaki zaman;

(20 ms) $200 \text{ ms} \ll 1500 \text{ ms}$ dir.

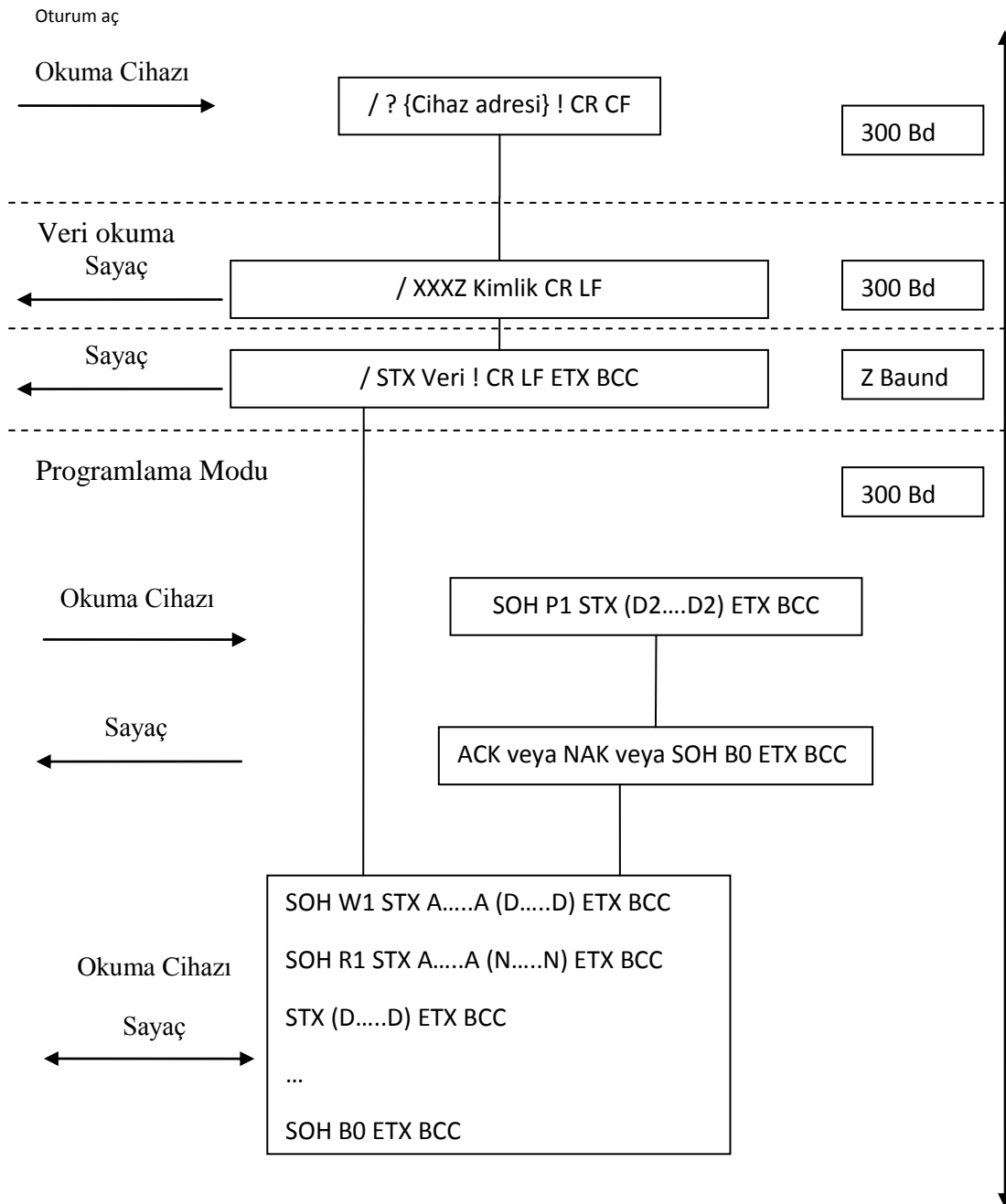
Karakter dizisinde iki karakter arasındaki zaman;

$t_a < 1500 \text{ ms}$ dir.

Veri okuma iletiminin sonu, sayaç tarafından veri mesajı iletdikten sonra veri iletimi tamamlamıştır. Bunun için bir onay sinyali gerekli değildir. İletim hatalı olursa okuma cihazı tekrar istekte bulunabilir [24].

2.6.5.2. Protokol modu B

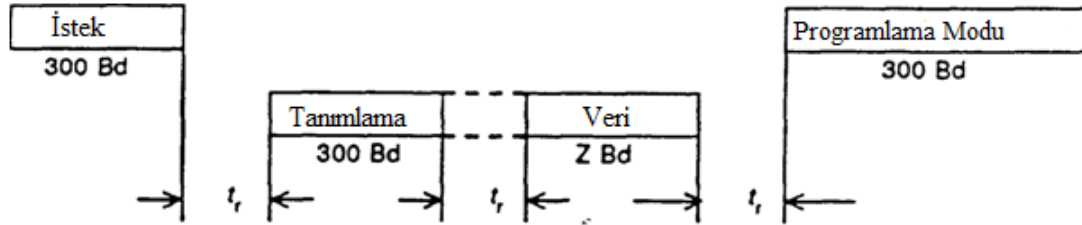
Protokol Modu B, veri hızı ayarlanabilir çift yönlü veri alışverişini destekler. Bu protokol veri okumaya ve isteğe bağlı şifre korumalı programlamaya izin verir.



Şekil 2.30. Protokol B modu şeması (IEC 62056-21, 2002)

Veri Okuma, tanımlama mesajı gönderildikten sonra sayaç, iletişime kısa bir ara verir. Sayaçtaki bu ara sırasında okuma cihazı tanımlama mesajında belirtilen veri hızına göre kendini hazırlar. Bu işlemi takiben sayaç yeni veri hızında mesajı iletir.

El cihazı tarafından 300 baud veri hızında gönderilen şifre korumalı mesajın gönderilmesiyle, veri okuma tamamlanır tamamlanmaz programlama moduna geçilebilir.



Şekil 2.31. Protokol modu B için iletim protokolü (IEC 62056-21, 2002)

Tepki ve izleme zamanları için süreler aşağıda verildiği gibidir.

Mesajın alınması ve cevabın iletilmesi arasındaki zaman;

(20 ms) $200 \text{ ms} < t_r < 1500 \text{ ms}$ ' dir.

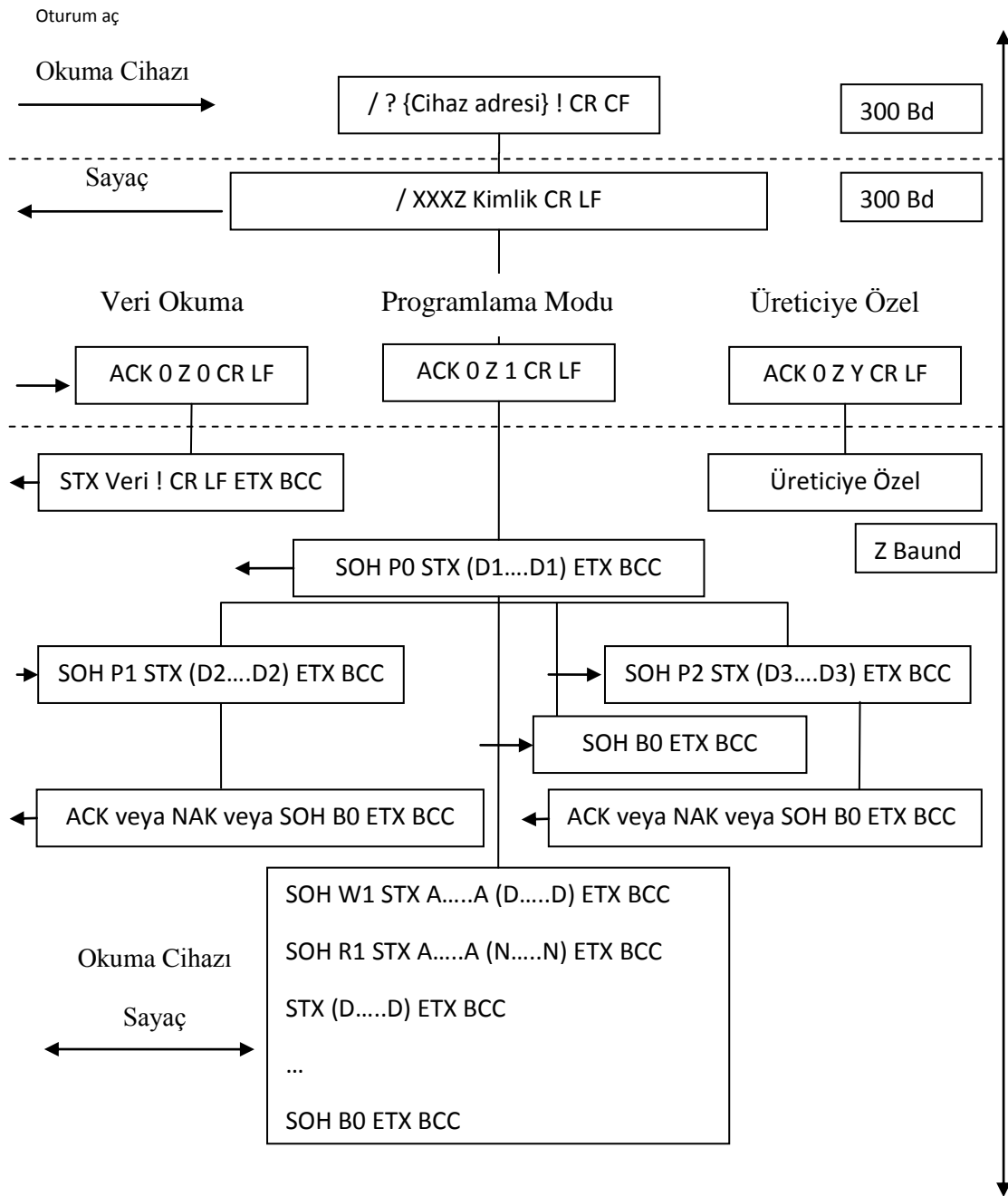
Karakter dizisinde iki karakter arasındaki zaman;

$t_a < 1500 \text{ ms}$ ' dir.

Veri okuma iletiminin sonu, sayaç tarafından veri mesajı iletdikten sonra veri iletimi tamamlamıştır. Bunun için bir onay sinyali gerekli değildir. İletim hatalı olursa okuma cihazı tekrar istekte bulunabilir [24].

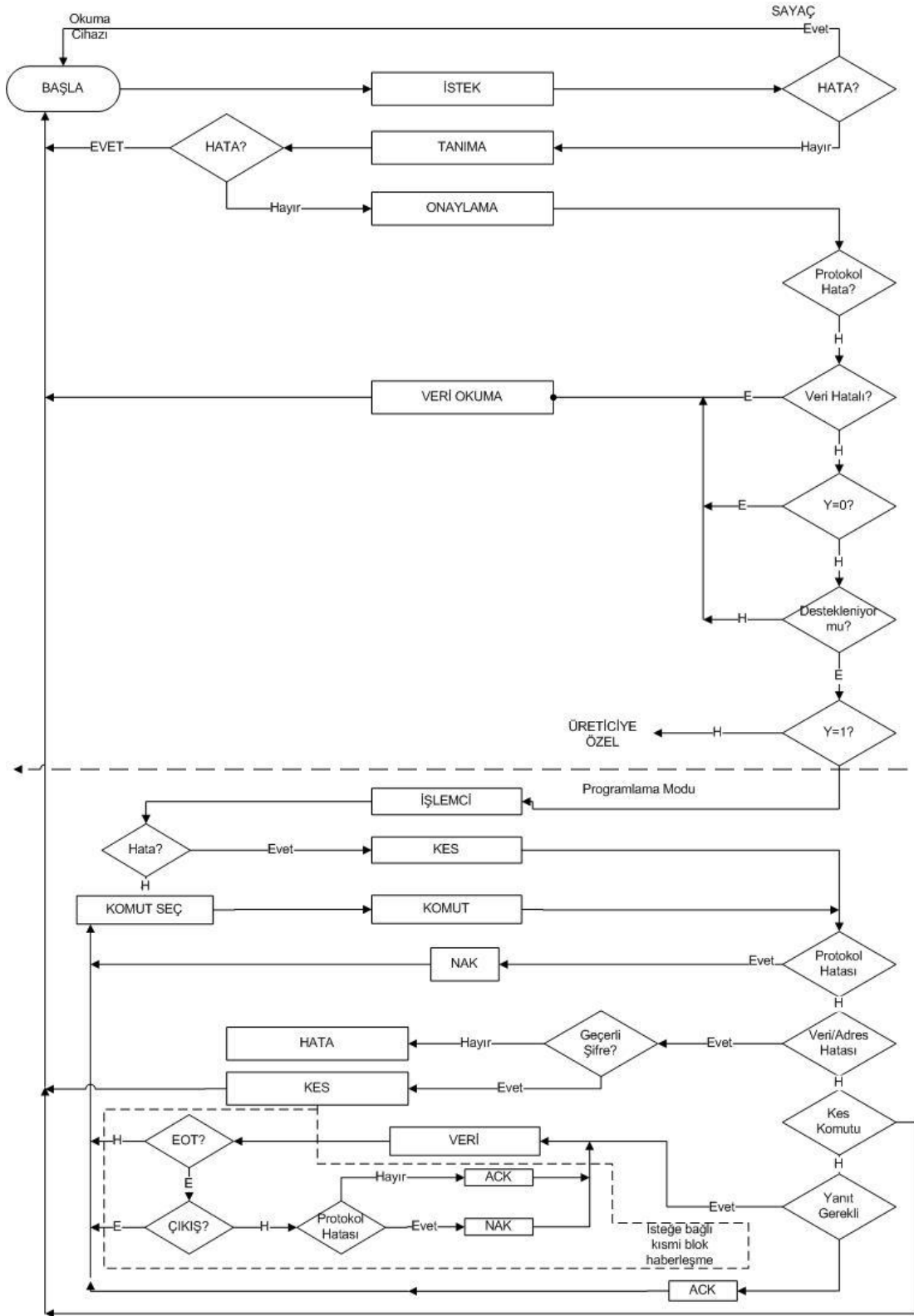
2.6.5.3. Protokol modu C

Protokol C modu veri hızı ayarlanabilir çift yönlü veri alışverişini destekler. Bu protokol veri okumaya ve gelişmiş güvenli, üretici firmaya özel modları olan programlamaya izin verir.



Şekil 2.32. Protokol Modu C şeması (IEC 62056-21, 2002)

Tanımla mesajı iletildikten sonra sayaç okuma cihazından gelecek onay/seçme mesajı için bekler. Bu istek veri okuma için, programlama moduna geçiş için veya üreticiye özel operasyonlara geçiş için olabilir.



Şekil 2.33. Protokol modu C için veri akış şeması (IEC 62056-21, 2002)

Protokol modu C veri akış şeması için mesaj formatları aşağıda listelenmiştir.

İSTEK /?Cihaz Adresi! CR LF

TANIMLAMA / XXX Z Kimlik CR LF

ONAY ACK0 Z Y CRLF

VERİ OKUMA STX DATA i CR LF ETX BCC

İŞLENEN SOH P 0 STX (d . d) ETX BCC

SOH P 0 STX (d . . d) EOT BCC

KOMUT SOH C D STX a a (d d) ETX BCC

tercihen: SOH C D STX a a(d d) EOT BCC

VERİ STX (d . . d) ETX BCC

tercihen STX (d . d) EOT BCC

HATA STX (e . . e) ETX BCC

İPTAL SOH B 0 ETX BCC

Veri okuma moduna geçişte [ACK 0 Z 0 CR LF] ifadesi kullanılır. Bu durumda Şekil 2.33.'de önceden tanımlanan veri grubu şeklinde cevabını dönecektir. Bu veri grubu okuma için tanımlanmamış cihazlar için boş olabilir [24].

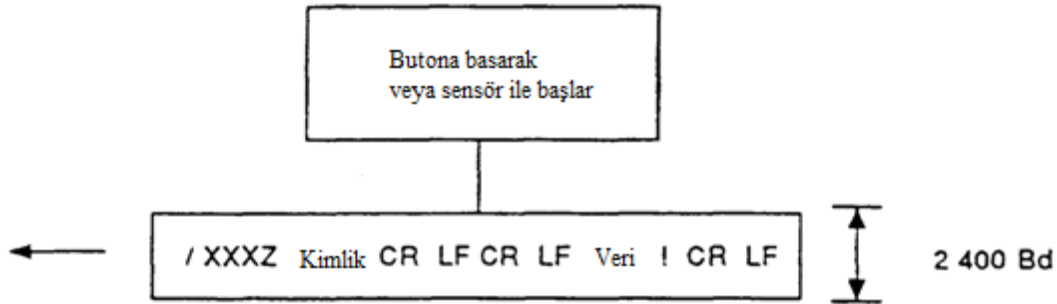
Eğer Z karakteri onay/seçme mesajında 0 gelirse veya geçersiz veya desteklenmeyen bir seçme mesajı alınır veya gönderilirse veya onay/seçme mesajı alınmaz ise haberleşme 300 baud (başlangıç veri hızı) ile başlayacaktır. Eğer Z karakteri için bir değer belirtilmişse haberleşme hızı sadece Z değerine karşılık gelen hıza ayarlanması gerekir [24].

Programlama moduna geçişte [ACK 0 Z 0 CR LF] ifadesi kullanılır. Haberleşme hızı 300 baud olarak başlar. Z karakteri için bir değer alınırsa haberleşme hızı Z değerine karşılık gelen hıza ayarlanır. Eğer Z değeri “0” gelir veya onay/seçme mesajında hata alınırsa haberleşme hızı 300 baud olarak kalır ve programlama moduna geçilemez [24].

Üreticiye özel moda geçişte ise [ACK 0 Z Y CR LF] ifadesi gönderilir. Burada Y değeri 6 ve 9 arasında değerdir [24].

2.6.5.4. Protokol modu D

Protokol modu D sabit 2400 baud veri hızında tek yönlü veri alışverişini destekler. Sadece veri okuma için kullanılır [24].



Şekil 2.34. Protokol Modu D Şeması (IEC 62056-21, 2002)

2.6.5.5. Protokol modu E

Tanımlama mesajı 16 karaktere kadar tanımlama alanı içerir. Tanımlama karakter dizisinde, “/” karakterinden meydana gelen bir veya daha fazla çıkış dizisi ve bunu izleyen bir adet tanımlama karakteri vardır [24].

BÖLÜM 3. UZAKTAN OKUMA PROTOTİPİ VE ÖRNEK YAZILIM

Yapılan prototip uygulamasıyla, bir adet elektronik kombi sayacın, RS485 okuma portu üzerinden, RS485/RS232 dönüştürücü kullanılarak, geliştirilen yazılım sayesinde uzaktan okunması amaçlanmıştır. Yazılım, IEC-61107 Mod C haberleşme standartları kullanarak sayaç okuması yapmaktadır.

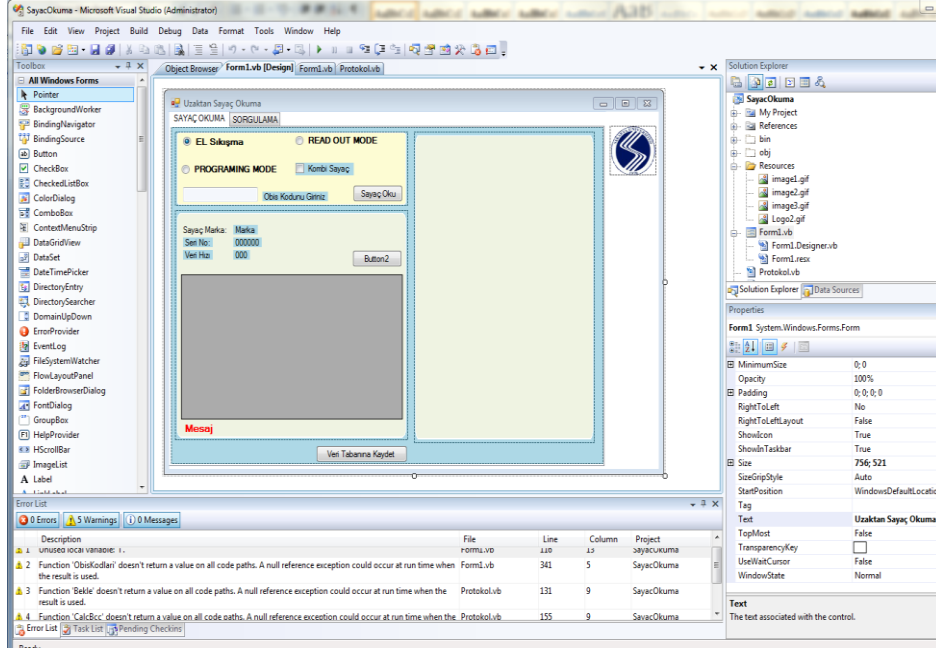
Yazılım, Visual Studio.NET 2008 yazılım geliştirme platformu içerisinde Visual Basic.NET yazılım dili kullanılarak geliştirilmiştir. Okunan veriler Microsoft SQL 2008 veri tabanı motoru üzerinde tasarlanan bir veri tabanına kaydedilmektedir. İstenildiği takdirde tekrar bilgiler veri tabanından çekilerek faturalandırma, analiz ve yük tahmini ve benzeri amaçlarla kullanılabilmesi amaçlanmıştır. Müşteri olarak tanımlanabilecek üçüncü şahıslara bilgileri aktarmak için bir web servis hazırlanmıştır. Bu web servis sayesinde platform ve uygulama bağımsız olarak XML veri formatında bilgilerin aktarılması hedeflenmektedir.

Yazılım geliştirme için kullanılan platformlar hakkında sırasıyla bilgiler verilecek ve daha sonra geliştirilen yazılım tanıtılacaktır.

3.1. Visual Studio.NET 2008 Yazılım Geliştirme Platformu

Visual Studio.NET, .NET platformu için geliştirilmiş uygulama geliştirme platformudur. En büyük özelliklerinden birisi IDE (Integrated Development Environment) dediğimiz ortak bir uygulama geliştirme platformu sunmasıdır. İster C# ile uygulama geliştirin ister Visual Basic.NET ile kullanacağınız en etkin ve ortak uygulama geliştirme platformu Visual Studio.NET olacaktır [30].

Visual Basic.NET bu platforma kullanılan en yaygın dillerdendir. Yazılım geliştirme endüstrisinde yaygın olarak bilinen Visual Basic yazılım geliştirme dilinin en son sürümüdür.

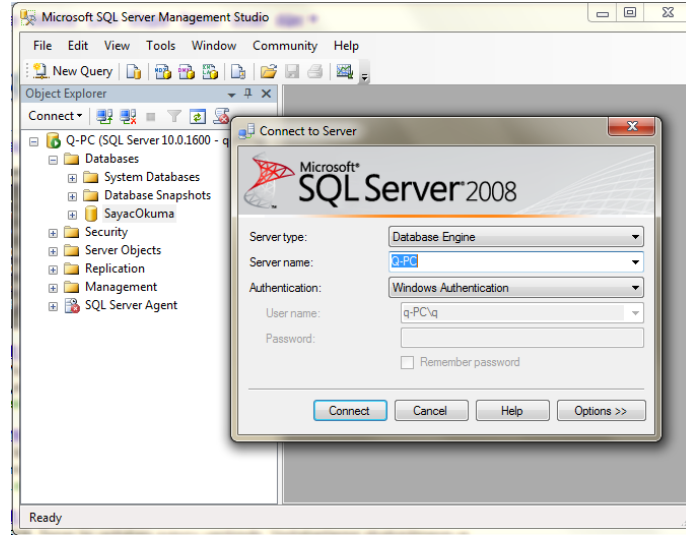


Şekil 3.1. Visual Studio.NET Ara yüzü

3.2. MS SQL 2008 İlişkisel Veri Tabanı

İlişkisel veri tabanı yönetim sistemi verilerin tablolarda satır ve sütunlar halinde tutulduğu ve yüksek bir veri tutarlılığına sahip veri depolama sistemidir.

İlişkisel veri tabanını çeşitli tablolar arasında organize edilmiş verilerden oluşan veri tabanı olarak açıklayabiliriz. Bu farklı tablolar arasındaki veriler, çeşitli anahtarlar vasıtası ile birbirlerine bağlanırlar. İlgili tablolarda, sütunlar arasında bir anahtar sütun yer alır. Bu anahtar sütun aracılığı ile birden çok tablo verileri birbiriyle bağlantı sağlayabilir ve herhangi bir sorgulamada birlikte görüntülenebilir. Bu tür veri tabanları arasında Mysql, Oracle, dBase, Progress, Informix, Ingres,...vb. gelmektedir [31].



Şekil 3.2. MS SQL 2008 ara yüzü

3.3. XML İşaretleme Dili (Extensible Markup Language)

Markup dillerinden en çok bilinenler SGML (Standart Generalized Markup Language) ve HTML (HyperText Markup Language)' dir. Bunun yanı sıra MathML (Mathematical Markup Language), WML (Wireless Markup Language), GML (Geography Markup Language) işaretleme dilleri de bulunmaktadır. İşaretleme dillerinin amacı tutacakları ve gösterecekleri verinin her platformda çalışmasını sağlamaktır. Html bunu internet ortamında gerçekleştirmiş ve çok başarılı olmuştur. Fakat html' in içerik hakkında bilgi vermiyor olması sebebiyle XML geliştirilmiştir. XML verilerin ortak bir platformda saklanmasını amaçlamaktadır [32].

XML' de etiketler dokümanı oluşturan kişiye bağlıdır. Tanımlanan etiket, içeriğin ne olduğu hakkında bilgi verir. XML dokümanları oluşturulurken ağaç yapısında oluşturulmaktadır. Bu nedenle ilk elementine kök (root) element denilmektedir. En üsteki kök element diğer elementlerin anası hükmündedir. Alt elementlere de yavru (child) adı verilir. Yavru elementler de kendi yavrularını içerebilir. Elementler özelliklerinin kendi içersinde oluşmuş elementlere de aktaracaktır. Bu duruma kalıtım kavramı denilmektedir. Düzenlenen bir kampanyaya katılan müşteri bilgilerini içeren XML veri örneği aşağıda verilmiştir [32].

<Kampanya>

<Musteri>

<MusteriID>1111</MusteriID>

<SirketAdi>Anka Kozmetik</SirketAdi>

<Sehir>Ankara</Sehir>

</Musteri>

<Musteri>

<MusteriID>1112</MusteriID>

<SirketAdi>Bilişim Tek</SirketAdi>

<Sehir>İstanbul</Sehir>

</Musteri>

<Musteri>

<MusteriID>1113</MusteriID>

<SirketAdi>Sanat Evi</SirketAdi>

<Sehir>İzmir</Sehir>

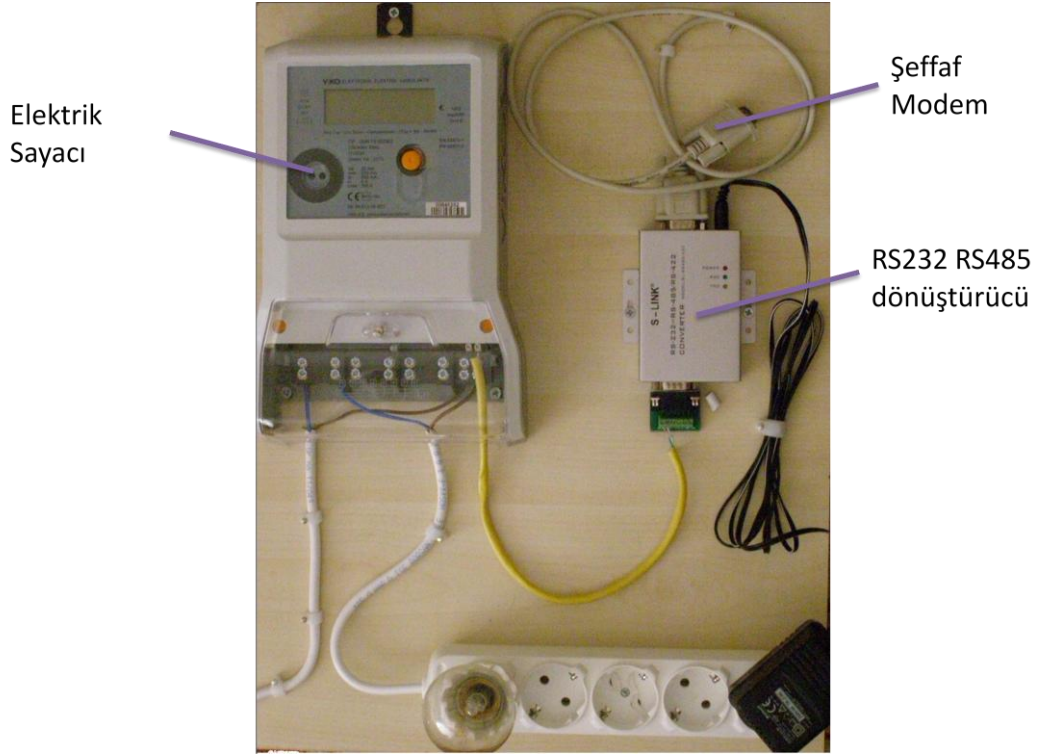
</Musteri>

</Kampanya>

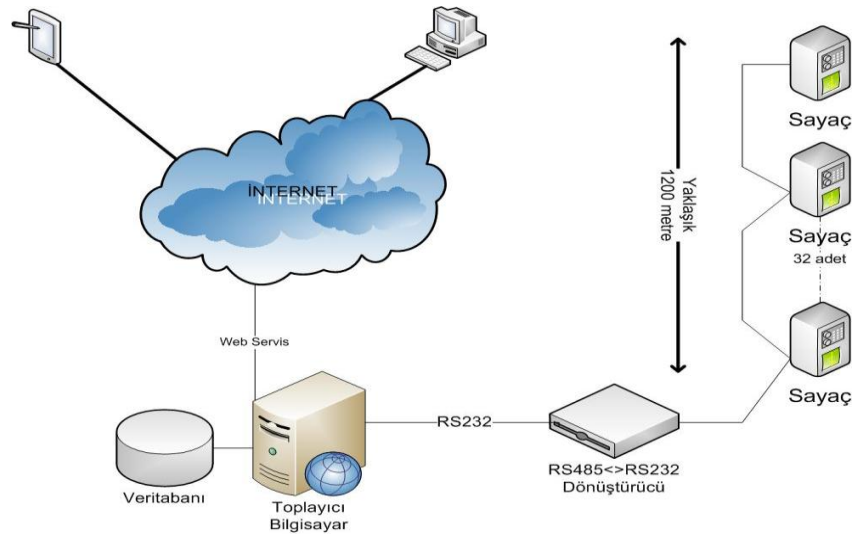
3.4. Geliştirilen Sistem Prototipi

Elektrik sayaçlarının uzaktan okuma işlemleri için Şekil 3.4.'te belirtilen yapı tasarlanmıştır. Bu yapıda RS485 haberleşme portuna sahip elektronik elektrik sayaçlar bir hat üzerinde en fazla 32 adetlik gruplar halinde RS485/RS232 dönüştürücüye bağlanır. RS485 standardı bunu gerektirmektedir. Sayaçların birbirine bağlantısı papatya dizilişi şeklinde olmalıdır. Dönüştürücüden çıkan RS232 uç bir modem vasıtasıyla da daha uzak mesafelere taşınabilir. Yapılan çalışmada modem olarak şeffaf modem kablosu kullanılmış, bilgisayarla bağlantısı o şekilde sağlanmıştır.

Tasarlanan prototip Şekil 3.3.' gösterilmektedir. Oluşturulan prototipte elektronik sayaç olarak çok tarifeli, demantmetreli, 3 faz 4 telli kombi model sayaç kullanılmıştır. Sayaca tüketim kaydettirmek ve yükte ölçümlerini yapabilmek için çıkışına çoklu priz bağlanmıştır. Bu sayede her biri 100W gücünde 4 adet ampul sayaca bağlanarak yükte ölçümleri yapılmıştır.

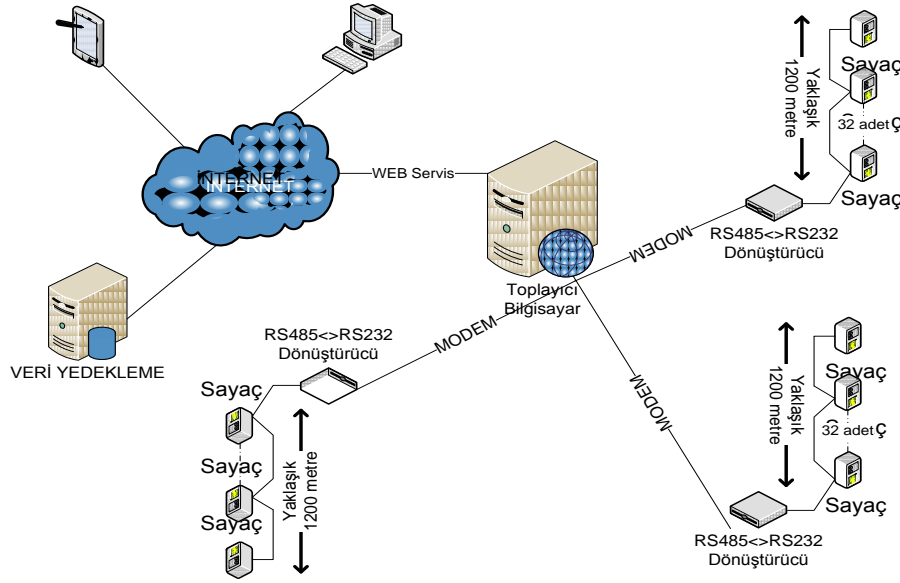


Şekil 3.3. Tasarlanan Prototip



Şekil 3.4. Tasarlanan AMR sistemi

Tasarlanan yapı ihtiyaç duyulduğu kadar çoğaltılır ve modemlerde birbirine bağlanarak geniş bir ağ yapısı haline getirilebilir. (Şekil 3.5.)

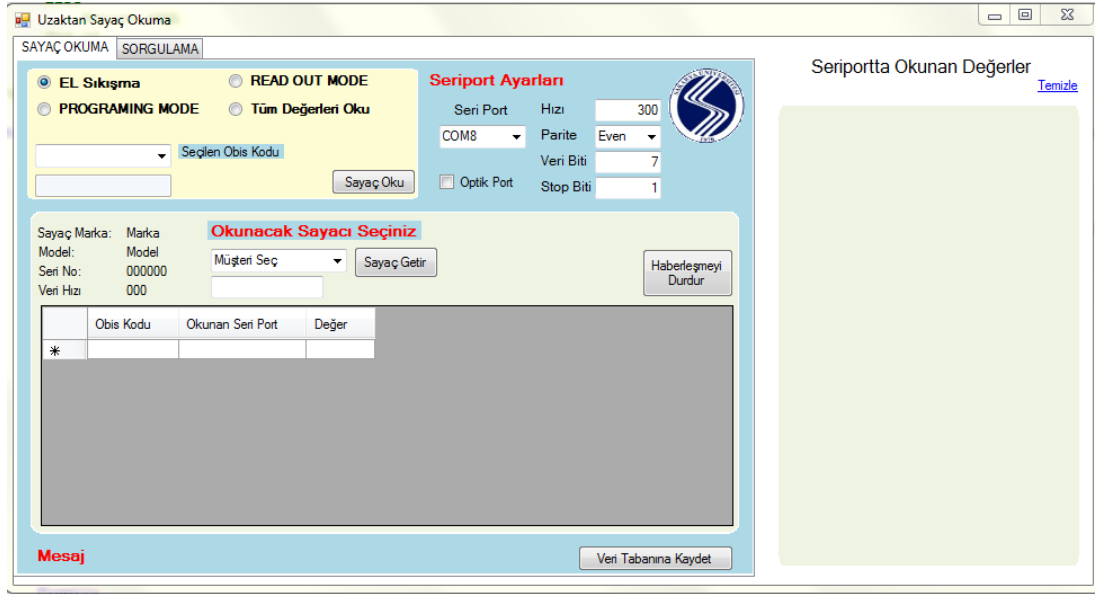


Şekil 3.5. Tasarlanan Genel AMR Sistemi

3.5. Örnek Sayaç Okuma Yazılımı

Yazılım Visual Studio.NET platformunda Visual Basic.NET yazılım dili kullanılarak, MS SQL 2008 veri tabanı üzerinde geliştirilmiştir.

Yazılım, elektrik sayaçlarından şeffaf modem kablosuyla gelen bilgilerinin seriporttan okunması üzerine kurulmuştur. Yazılım üç temel bölümden oluşmaktadır. İlk bölümde IEC 61107 Mod C haberleşme protokolü kullanılarak sayaçtan verilerin okunması sağlanmıştır. İkinci kısımda ise bir veri tabanı tasarlanmış, istenilen veriler bu veri tabanına kaydedilmiştir. Tasarlanan veri tabanı tabloları Ek B’de verilmiştir. Son olarak da kaydedilen bu verilerin platform bağımsız sunumu için web servisler tasarlanmıştır. Yazılımın genel görünümü Şekil 3.6.’ de gösterildiği gibidir.



Şekil 3.6. Uzaktan sayaç okuma yazılımı

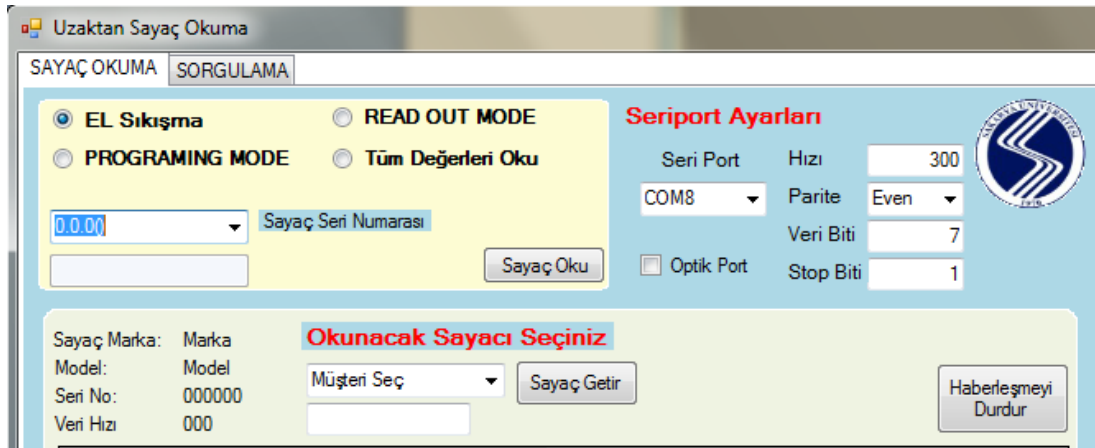
3.5.1. Sayaçtan verilerin okunması

Okuma yapılacak seriport değişkenleri yazılımın seriport ayarları kısmından yapılmaktadır. Sayaçların okunabilmesi için aktif olan seri port seçildikten sonra seri port ayarları kullanılan haberleşme portu gereği okuma hızı ilk başta 300 baud, parite biti “even”, durdurma biti “one” 1 olarak seçilmesi gerekmektedir. RTS ve DTS sinyalleri aktif hale getirilmelidir. Aşağıda verilen kod parçacığı ile kullanılacak seri port tanımları tamamlanmış olur.

“

```
Public _SerialPort As New SerialPort("COM8", 300, Parity.Even, 7, StopBits.One)
_SerialPort.DtrEnable = True
_SerialPort.RtsEnable = True
```

“



Şekil 3.7. Yazılım okuma ekranı

Sayaç verilerinin okunması dört şekilde yapılmaktadır. Bunlar el sıkışma, Readout mod, programming mod ve tüm değerlerin okunması şeklinde sınıflandırılmıştır. Bunların hepsi ayrı ayrı radyo butonlara bağlanmıştır. Yapılan seçime göre tek olarak sayaç okuma butonu üzerinden okuma başlatılmaktadır.

Okuma yapılabilmesi için okuma yapılacak sayacın seri numarası gerekmektedir. Sorgular, 32 adet olarak bağlanan sayaçların tamamına çok yönlü yayın-broadcast olarak iletileceğinden cevap verecek sayacın belirlenmesi için adresleme gerekmektedir. Bu adresleme için sayacın seri numarası kullanılır. Yazılımda hangi sayacın okunacağını belirlemek için ya daha önceden sisteme kaydedilmiş sayaçlar “Sayaç Getir” butonuna basılarak veritabanından getirilip seçilmekte veya sisteme kaydedilmemiş ise yazılımın “Okunacak Sayacı Seçiniz” kısmına seri numarası yazılarak okuma yapılabilir.

3.5.1.1. El sıkışma

Seçilen bu mod aslında bütün okumalar için başlangıçta cihazların el sıkışması için kullanılmaktadır. Yapılan işlem seri porta ‘/?Sayaç Seri Numarası!’ ifadesinin gönderilmesidir. Seri port üzerinden gönderilen bu ifade RS232/RS485 dönüştürücü ile RS485 hat üzerindeki bütün cihazlara çok yönlü yayın-broadcast yapılarak iletilir. Sayaç seri numarası eşleşen cihaz mesajı üstüne alır ve cevap bilgisini döner.

Bu işlem için kod bloğu aşağıdaki gibidir.

```
sWrite = "/" + sSeriNo + "!" + Convert.ToChar(13).ToString() +
Convert.ToChar(10).ToString()
```

```
_SerialPort.Write(syaz)
```

```
sBuffer=_SerialPort.ReadTo(Convert.ToChar(13).ToString()+Convert.ToChar(10).
ToString())"
```

İstek gönderilen cihazdan gelen bilgi örnek okumada incelenecek olursa “/VIK3<1>VEEB80005344” şeklindedir. Burada “/” karakterinden sonraki ilk üç karakter sayacın flag kodu, sonraki sayı ise sayacın haberleşme hızıdır. Buradaki sayı “3” olduğundan kullanılan protokol gereği hız 2400 baud olarak ayarlanması gerekir. “<1>” karakteri sayacın en son yapılan standart değişikliklerine uygun olduğunu göstermektedir. Daha sonraki kısım sayacın modelini son sekiz hane ise sayacı seri numarasını ifade etmektedir.

3.5.1.2. Readout modda okuma

Bu mod belli bir değer bloğunun sayaç üzerinden okunmasını sağlar. Bu değerler sayaç kontrol ve faturalandırmasında ihtiyaç duyulan temel değerlerdir. Bunun için öncelikle sayaca el sıkışma ifadesi gönderilir. Daha sonra “acknowledgement” onay mesajı olarak [ACK+0+Z+0+CR+LF] ifadesi sayaca gönderilir. Z ifadesi sayacın okuma hızının belirlendiği değerdir. Bu mesaj sayacın haberleşme hızını değiştirmesi isteğidir. Bu mesaj gönderilmezse sayaç standart hızı olan 300 baud hızında haberleşmeye devam eder.

Prototipte kullanılan sayaç için Z değeri 3 olarak okunmuştur. Daha sonra sayaç üzerinden değerlerinin okunabilmesi için seriport kapatılır, okuma hızı sayacın değerine göre ayarlanır. Burada okunan değer 3 olduğundan IEC61107 mod C protokolü gereği okuma hızı 2400 baud olarak otomatik ayarlanır ve bu hızda ETX değerine kadar seriport okunur.

ETX, ACK, CR, LF gibi değerlerin ASCII kod karşılıkları ASCII kod tablosundan bakılarak girilir.

Okuma yapan kod bloğu aşağıda verilmiştir.

```

...
Public Shared Function ReadoutOkuma(ByVal nBaudrate As Integer, ByVal syaz As
String, ByVal _SerialPort As SerialPort) As String
    Try
        _SerialPort.ReadTimeout = 5000
        _SerialPort.WriteTimeout = 5000
        Dim sBuffer As String = ""
        _SerialPort.BaudRate = 300
        If (_SerialPort.IsOpen = False) Then
            _SerialPort.Open()
        End If
        _SerialPort.Write("/?80005344!" + Convert.ToChar(13).ToString() +
Convert.ToChar(10).ToString())
        _SerialPort.ReadTo(Convert.ToChar(13).ToString() +
Convert.ToChar(10).ToString())
        sWrite = Convert.ToChar(6).ToString() + Convert.ToChar(48).ToString()
+ Convert.ToChar(51).ToString() + Convert.ToChar(48).ToString() +
Convert.ToChar(13).ToString() + Convert.ToChar(10).ToString()
        _SerialPort.Write(syaz)

        _SerialPort.Close()
        _SerialPort.BaudRate = nBaudrate
        _SerialPort.Open()

        sBuffer = sBuffer + _SerialPort.ReadTo(Chr(3))

    Return sBuffer
    _SerialPort.Close()
Catch ex As Exception
    Throw (ex)
End Try
End Function

```

Yapılan okuma sonucunda sayaçtan gelen okuma değerleri Ek C'de verilmiştir.

3.5.1.3. Programming modda okuma

Bu mod sayesinde obis kodlara ait her değer ayrı ayrı okunabilmektedir. Bunun için veritabanında [obiskodları] isminde bir tablo oluşturulmuş, bu tablodan gelen değerler bir combobox'a doldurulmuştur. Combobox'tan seçilen değer, okuma için sayaca gönderilerek sayacın cevabı alınmaktadır. İstenildiği takdirde veritabanına kaydedilmektedir.

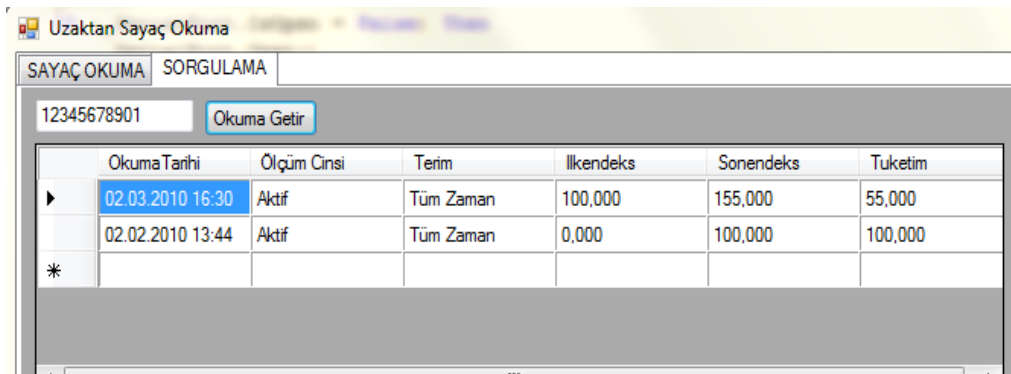
Sayaç ile el sıkışma sağlandıktan sonra sayaca seri porttan programing modda okuma isteği olarak [ACK+0+Z+1+CR+LF] ifadesi gönderilir. “Z” burada el sıkışma sırasında sayaç tarafından gönderilen okuma hızı karşılığıdır. Prototipte Z değeri 3 olarak okunmaktadır. Bu ifade gönderildikten sonra seri port kapatılarak hızı sayacın haberleşme hızına ayarlanır. Daha sonra [SOH+R2+STX+[Obiskodu]+ETX+BCC] ifadesi gönderilerek istenilen obis kodu için değerler istenir. Örneklendirmek gerekirse “0.0.0()” obis koduna karşı gelen sayaç seri no değeri için “0.0.0(00003003)” cevabı sayaçtan alınır. BCC değeri, “0.0.0()” karakteri için 80 hesaplanır. İfade için değer aşağıdaki gibidir.

```
_SerialPort.Write(Chr(1) & "R2" & Convert.ToChar(2) & Obiskod(0) &
Convert.ToChar(3) & Chr(80))
```

Ayrıca programming mod yapısında çalışan ve otomatik olarak veri tabanında bulunan bütün obis kodları için sorgulama yapan “Tüm Değerleri Oku” modülü yazılıma eklenmiştir. Bu modül her bir obis kodu için sayaca okuma gönderirken sayacın diğer cevaba hazırlanması için belli bir süre beklemektedir.

3.5.2. Okunan değerlerin veri tabanına kaydedilmesi

Sayaç üzerinden okunan değerler istenildiği takdirde veritabanına kaydedilebilmektedir. Kaydedilen değerler daha sonra sorgulama ekranı yardımı ile listelenebilmektedir.



Okuma Tarihi	Ölçüm Cinsi	Terim	İlkendeks	Sonendeks	Tüketim
02.03.2010 16:30	Aktif	Tüm Zaman	100,000	155,000	55,000
02.02.2010 13:44	Aktif	Tüm Zaman	0,000	100,000	100,000

Şekil 3.8. Sayaç için endeks sorgulama ekranı

İlk olarak sayaç üzerinden okunarak veri tabanına kaydedilen endeks değerleri okuma tarihine göre listelenmektedir. Diğer bir sorgulama metodu da obis koduna göre okunan değerlerin listelenmesidir. Müşteri numarası girilerek belirtilen tarih aralığında obis kodu değerleri alınabilmektedir. Kullanılacak amaca göre bu değerler yorumlanabilir ve geliştirilecek yazımlara veri olarak kullanılabilir.

	OkunanTarih	ObisKodu	Aciklama	OkunanDeger
▶	03.03.2010 00:40	1.8.10	Toplam Enerji T1	0
*				

Şekil 3.9. Obis koduna göre listeleme

3.5.3. Sayaç okuma web servisleri

Okunan değerlerin müşterilere servisini sağlamak amacıyla web servis uygulaması geliştirilmiştir. Bu uygulama sayesinde platform bağımsız olarak hizmet verilebilecektir. Sayacının okunması talebinde bulunan müşteri için gerekli donanımlar temin edildikten sonra sayacın üzerinden okunan değerler veri tabanına kaydedilecek ve buradan web servisi aracılığıyla kullanması sağlanacaktır.

Geliştirilen web servis metotları Şekil 3.10.'da gösterilmektedir. Kullanıcı sisteme login metodunu kullanarak girebilmekte, daha sonra "EndeksOkumaGetir" metodunu kullanarak endeks okumalarını XML formatında alabilmektedir. "ObiskoduileOkumagetir" metodu ile istediği tarih aralığında, girdiği obis kodu için veritabanından kayıtlı değerler XML formatında verilmektedir. Ayrıca Readokumaiste metodunu kullanarak sayacı için belirli bir tarih için okuma talebinde bulunabilmektedir.

EndeksOkumaGetir metodu için dönen XML cevabı aşağıdaki gibidir.

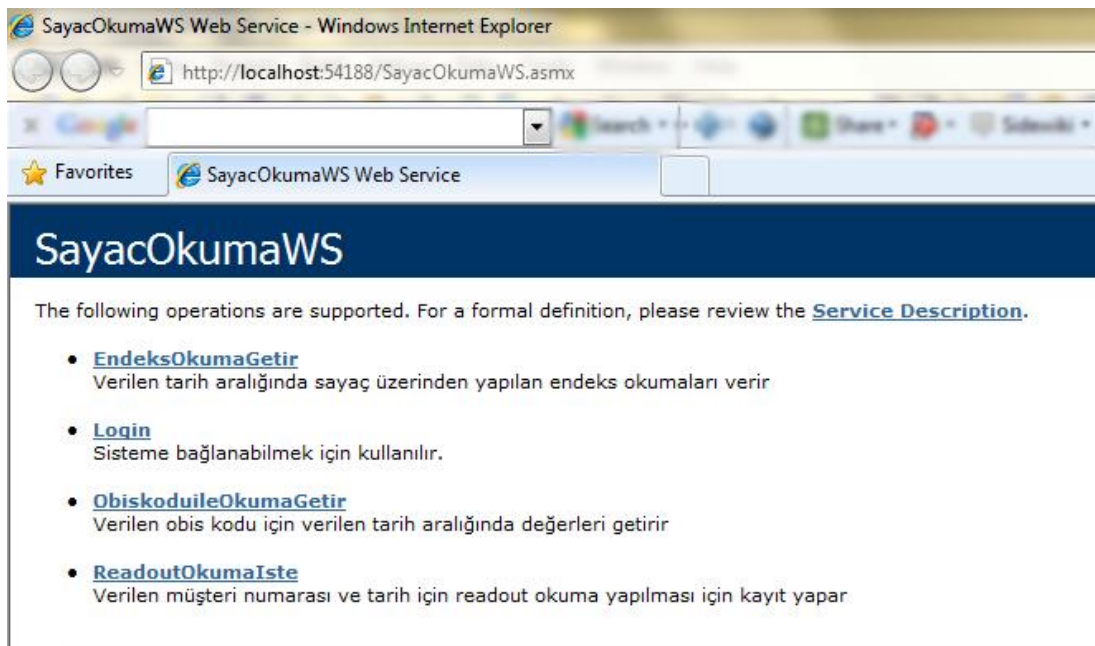
```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8" ?>
```

```
= <Sonuc>
```

```
<EndeksBilgileri OkumaTarihi="2010-03-02T16:30:00" OlcumCinsi="Aktif"  
  Terim="Tüm Zaman" İlkendeks="100.000" Sonendeks="155.000"  
  Tuketim="55.000" />
```

```
<EndeksBilgileri OkumaTarihi="2010-02-02T13:44:00" OlcumCinsi="Aktif"  
  Terim="Tüm Zaman" İlkendeks="0.000" Sonendeks="100.000"  
  Tuketim="100.000" />
```

```
</Sonuc>
```



Şekil 3.10. Sayaç Okuma Web Servisleri

BÖLÜM 4. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Günümüzde elektrik enerjisi vazgeçilmez bir yaşam standardı haline gelmiştir. Kullanılan elektrik enerjisinin kalitesini yükseltmek ve devamlılığını artırmak, maliyetleri düşürmek elektrik dağıtım şirketlerinin en önemli gelişim stratejileridir. Doğru strateji geliştirilmesi en doğru bilgi ile mümkündür. Bunun için sahadan hatasız ve zamanında enerji verilerin toplanması, faturalandırma için endeks değerlerinin hatasız ve zamanında takibi, enerji kayıp ve kaçakların tespitine yönelik saha ön bilgi çalışmasının yapılması gereklidir. Geliştirilen uzaktan sayaç okuma prototipi ile elektrik sayaçları tarafından kaydedilen enerji ve kontrol bilgilerinin günümüz haberleşme teknolojilerine de uyumlu olacak şekilde, sahadan toplanması ve kullanılması amaçlanmıştır.

Geliştirilen prototip, uzaktan sayaç okuma sistemlerinin getirdiği çevresel faktörlerden etkilenmeme, daha fazla bilgi toplama ve doğru ölçüm gibi faydaların yanında, veri tabanı ve web servis XML desteği sayesinde daha geniş fayda ve alternatifler sunmaktadır.

Sayaç okuma yazılımı hazırlanırken IEC61107 Mod C standardı tercih edilmiştir. Bunun sebebi günümüzde üretilen elektronik elektrik sayaçlarının, bu standarda uyumlu olma zorunluluğudur. Bu sayede uygulama alanı genişler. Okunan verilerin ASCII kod yapısında olması yazılımın geliştirilmesi için kolaylıklar sağlamaktadır.

Veritabanı olarak MSSQL 2008 tercih edilmiştir. Bu veritabanı yerine Mysql, Oracle, Sybase veri tabanları da bağlantı ifadesi değiştirilerek kullanılabilir.

Prototipi geliştirilen uzaktan sayaç okuma yazılımı sayesinde istenilen veriler, istenilen zaman aralıkları ile toplanabilmektedir. Şeffaf modem yerine kullanılacak günümüz haberleşme teknikleri ile de daha yaygın bir kullanım alanına hizmet verebilir hale getirilebilir. Prototip, mevcut elektrik sayaçları için iyi bir test ve

kontrol imkanı da sunmaktadır. Yeni geliştirilecek uzaktan sayaç okuma yazılımları içinde uygulama ortamı sağlamaktadır.

Haberleşme teknikleri, teknolojideki ilerlemelerle beraber gün geçtikçe gelişmekte ve yeni teknikler ortaya çıkmaktadır. Uzaktan sayaç okuma için kullanılacak haberleşme metodunun, uygulanacak sahanın özelliklerine göre belirlenmesi gerekmektedir. Seçilecek metodun okuma yapılacak bölgeye uygulanabilirliği ve verimliliği tercih için önemli parametrelerdir. Tercihen birden fazla haberleşme tekniği de kullanılabilir. Bugün PLC haberleşme, GPRS haberleşme, kablosuz ağ haberleşmeleri ve telefon ağları haberleşmesi bilinen en yaygın haberleşme türleridir.

Okuma yazılımı tasarlanırken okunan verilerin incelenebilmesi için platform bağımsız halde hizmet verebilmesi sağlanmış, XML formatı sayesinde internet üzerinden isteyen kuruluşların bilgilere ulaşması istenmiştir. Sayacının okunması talebinde bulunan kuruluşların veri okuma ve saklama yatırımlarını yapmadan, okuma düzeneğinin tesisi ile sayaç değerlerine ulaşması amaçlanmıştır. Bu yapı sayesinde elektrik dağıtım şirketleri mevcut kullandıkları faturalandırma ve analiz yazılımlarına dışarıdan kullanıcı faktörü olmaksızın, platform bağımsız olarak verileri aktarabileceklerdir. İsterlerse de bu okuma hizmetini başka şirketler üzerinden alabileceklerdir.

Uzaktan sayaç okuma otomasyonunun tesisinde, ilk olarak yüksek elektrik tüketimli müşterilerden başlanması verimi artırıcı bir parametredir. Sakarya, Kocaeli, Bolu ve Düzce illerine elektrik dağıtım hizmeti veren şirketin 2009 yılı verileri incelendiğinde satılan elektriğin %61'inin sanayi grubu müşterilere satıldığı görülmektedir. (Ek D) Bahsi geçen bölgeler için toplam müşteri sayısı 1.347.806'dır. Bu müşteriler içersindeki sanayi müşterisinin sayısı ise 2272 adettir. Tüketimin çok olduğu müşteri grubunun uzaktan sayaç okuma otomasyonu ile kontrol altına alınması maliyet ve verimlilik açısından en uygunu olacaktır [33].

Sayaç klemens kapağının açılması, kaçak elektrik kullanımı anlamına gelebilir. Belirli periyotlarla yapılacak obis kodu 96.71.*() olan klemens kapağının açılması zamanı kontrolleri, kaçak kullanım için ihbar kabul edilebilir. Otomatik olarak çıkarılacak olan kaçak kontrol iş emri sayesinde zamanında ve etkin olarak kaçak

elektrik kullanımı kontrolü yapılabilir. Ayrıca elektrik enerjisi, usulsüz kullanım veya borçtan dolayı kesilmiş olan bir müşterinin, tüketimleri de aynı otomasyon içerisinde, elektrik kesik olduğu halde kullanıp kullanmadığı amacıyla kontrol edilebilir.

Kayıp ve kaçak kullanımının tespitini sağlamak amacıyla uzaktan sayaç okuma yapılan bölgelerde genel tüketimi tespit için, trafo bölgelerinin çıkışlarına ölçü düzenekleri kurulabilir. Faturalandırma zamanlarında o trafo bölgesinde bulunan müşteri sayaçları ile aynı anda uzaktan bu trafo sayaçları da okunur. Bu sayede müşterilere faturalandırılan tüketim ile trafo sayaçlarından ölçülen tüketim farkı kayıp ve kaçak elektriğin tespitine imkan sağlar.

Genel ölçekli bakıldığında dağıtım şebekelerinin daha önceden tespit edilecek ayırım noktalarına kurulacak ölçü düzenekleri ve enerji analizörleri sayesinde kayıp ve kaçak elektriğin hangi bölgelerde daha yüksek olduğu tespit edilebilir. Yatırım planlarında referans alınabilir. Bu uygulamanın etkin bir çözüm olabilmesi için önemli kistas müşterilerin ve şirket sayaçlarının çok kısa bir zaman aralığında aynı anda okunabilmesidir. Burada uzaktan sayaç okuma teknikleri ile yapılacak bir otomasyon en etkili çözümdür. Ayrıca aynı uygulama kapsamında dağıtım şebekelerinde bulunan iletim hatlarının başına ve sonuna konulacak ölçü düzenekleri ile bile hat kayıpları gerçek değerleri ile tespit edilebilecek, yatırım ve bakım planlamaları en verimli şekilde oluşturulabilecektir.

Her ne kadar uzaktan sayaç okuma otomasyonları sayaçlar üzerinden bir takım bilgilerinin okumasına yönelik tasarlanırsa da bu haberleşme ağları tek yönlü değildir. Sayaç üzerine konulabilecek bir akım kesme rölesi sayesinde uzaktan enerji kesme açma işlemleri de en rahat şekilde yapılabilecektir. Burada önemli olan müşterinin tüketimine göre yükte enerji kesebilecek, oluşacak arkı izole edebilecek şekilde rölenin tasarlanmasıdır. Müşteriye göre akım kesme rölesi tercih edilmesi daha uygundur.

2009 yılı baz alındığında Sakarya, Kocaeli, Bolu ve Düzce illerine elektrik dağıtım hizmeti veren şirketin Tablo 4.1.'de manüel olarak yapılan sayaç başına okuma ücretleri verilmiştir. Bu maliyette personel, araç, kontrol personeli, donanım

maliyetleri eklenmemiştir. Uzaktan sayaç okuma otomasyonunun kurulum maliyeti ve haberleşme ücretleri ile kıyaslandığında, manüel okuma daha cazip gözükebilmektedir. Fakat teknolojik gelişmelere paralel olarak düşen kurulum maliyeti ve haberleşme ücretleri, uzaktan sayaç okuma uygulamalarını her geçen gün daha cazip hale getirmektedir. Bunun yanında manüel okuma maliyetleri artmaya devam edecektir.

Tablo 4.1. Sayaç okuma ücretleri

	Okuma Başına Maliyet
Sakarya	0,29 TL
Kocaeli	0,28 TL
Gebze	0,228 TL
Bolu	0,37 TL
Düzce	0,347 TL

Uygulama her ne kadar elektronik elektrik sayaçlarından bilgilerin toplanması için geliştirilse de, su ve gaz sayaçları da uygulamaya dahil edilebilir. Bunun için yapılması gereken sadece su ve gaz sayaçları için uygun obis kodlarının veri tabanına kaydedilmesidir. Uygun seri port ayarları da yazılım aracılığıyla yapılarak yeni obis kodlarına göre su ve gaz sayaçlarından okumalar yapılabilecektir.

Sadece sayaç okuma üzerine uzmanlaşmış şirketlerin elektrik, gaz ve su sayaçlarının okumalarını beraber yaparak, ilgili dağıtım şirketlerine bu hizmeti sağlaması kurulum maliyetin düşürülmesi açısından önemlidir. Bu sayede okumalar daha ucuza yapılabilecektir.

KAYNAKLAR

- [1] Automatic Meter Reading, http://en.wikipedia.org/wiki/Automatic_meter_reading, [Alıntı Tarihi]:15.12.2009.
- [2] TAMARKİN, T. D. Automatic Meter Reading. Public Power Magazine, Cilt 20, 5.10.1992.
- [3] Kayseri Elektrik Uzaktan Sayaç Okuma Uygulaması, <http://www.kcetas.com.tr/sayacOto.htm>, [Alıntı Tarihi]:5.12.2009.
- [4] ERKAL, B. Dağıtım Sistemlerinde Otomatik Sayaç Okuma (OSO) Sistemleri ve Uygulamaları. Karabük : 5. Uluslararası İleri Teknolojiler Sempozyumu (IATS'09), 2009.
- [5] ERKAL, B. Automatic Meter Reading (AMR) in Distribution Systems. ODTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü,. Yüksek lisans tezi. 2001.
- [6] PASDAR, A., MİRZAKUCHAKİ, S. A Solution to Remote Detecting of Illegal Electricity Usage Based on Smart Metering. Industrial and Science University of Iran, 2007.
- [7] Lİ, L., HU, X., HUANG, J., HE, K. Research on the architecture of Automatic Meter Reading in Next Generation Network. The IEEE International on Industrial Informatics, Daejeon, Korea. Temmuz 2007.
- [8] DONGMEİ, S., SHUHUA, M., CHUNGUO, J., Study of the Automatic reading of Watt Meter Based on Image Processing Technology, Northeastern University at Qinhuangdao, China. 2007.
- [9] TEDAŞ Başmühendislik Sınavı Ders Notları, TEDAŞ Performans Daire Başkanlığı, 157-166, Ankara, 2009.
- [10] Electricity Meter, http://en.wikipedia.org/wiki/Electric_meter, [Alıntı Tarihi]:29.1.2010.
- [11] Ölçü Devreleri Seminer Notları, TEDAŞ Genel Müdürlüğü-Sistem İşletme Dairesi Başkanlığı, Mayıs 2007.
- [12] Elektrik Dağıtım Sistemi Temel Eğitimi, TEDAŞ Performans Yönetimi Dairesi Başkanlığı.79-83, 2008.

- [13] 22/03/2003 tarih ve 25056 sayılı Sayaç Tebliği,. Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu,1-2, 2003.
- [14] Companion Specification for Energy Metering, COSEM Identification System, Device Language Message Specification, 8-15, 1999.
- [15] Flag kodu, http://www.dlms.com/flag/FLAG%20002_79.doc, [Alıntı Tarihi] 05.01.2010.
- [16] AXELSON, J. Seri Port Complete, Programing and Circuits for RS-232 and RS-485 Links and Networks, 11-13:186-188, 2000.
- [17] DRAPELA, J. VE MACHACEK, J.; Control of Serial Port (RS-232) Communication in LabVIEW, International Conference Modern Technique and Technologies. 2008.
- [18] Fundamentals of RS-232 Serial Communications. <http://www.maxim-ic.com/app-notes/index.mvp/id/83>, [Alıntı Tarihi] 02.02.2010.
- [19] RS232 Standartları, <http://www.elektrik.gen.tr/icerik/rs-232>, [Alıntı Tarihi] 01.04.2010.
- [20] Şeffaf Modem, http://en.wikipedia.org/wiki/Null_modem, [Alıntı Tarihi] 9.3.2010.
- [21] Temel Bilgi Teknolojileri Ders Notları, http://www.batul.deu.edu.tr/tbtweb/_Grafik&SesKartlar%FD.pdf, [Alıntı Tarihi] 20.03.2010.
- [22] RS485 & Modbus Protocol Guide 2007/02 Rev.6. s.l. : Tyco Electronics Energy Division, 2-16, 2007.
- [23] Industrial Data Communication 3.0 Edition, Westermo Teleindustri AB, 12-25, 1994.
- [24] Internatinal Electrotechnical Commission IEC 62056-21; Electricity metering, data exchange for meter reading tariff and load control, 25-63:81, 2002.
- [25] Modbus Protocol; <http://www.simplymodbus.ca/FAQ.htm#enronmod,2009>, [Alıntı Tarihi] 09.01.2010.
- [26] Modbus-IDA. Modbus Application Protokol Specification V1.1b, 2-10, 2006.
- [27] Modbus-IDA.ORG, Modbus over serial line specification and implementation guide V1.02., 8-19, 2006.
- [28] Modicon Modbus Protocol Reference Guide; MODICON Inc., 6-25, 1996.

- [29] IEC61107 Protokolü; http://en.wikipedia.org/wiki/IEC_61107, [Alıntı Tarihi] 02.01.2009.
- [30] Visual Basic.NET, <http://www.msakademik.net/vsnet.aspx>. [Alıntı Tarihi] 08.03.2010.
- [31] İlişkisel Veri Tabanı Yönetim Sistemi; http://tr.wikipedia.org/wiki/İlişkisel_veri_tabanı_yönetim_sistemi, [Alıntı Tarihi] 19.04.2010.
- [32] GERİŞ, K. XML, CSS, HTML, XSL, C# ve Scripting Uygulamalarıyla. Ankara. Palme Yayıncılık, 3-7, 2006.
- [33] Sakarya EDAŞ 2009 Yılı Faaliyet Raporu, 2010.

EKLER

Ek – A**EKA1 OBIS Kodları Tedaş Asgari Şartları**

ACIKLAMA	KODU	DATA FORMAT
Sayaç ID	---	16 karakter max
Seri Numarası	0.0.0	12345678
Sayaç Saati	0.9.1	HH:MM:SS
Sayaç Tarihi	0.9.2	YY-MM-DD
Haftanın Günü	0.9.5	1
Kümülatif Aktif Enerji (İmport)	1.8.0	12345.678
Toplam Enerji T1	1.8.1	12345.678
Toplam Enerji T2	1.8.2	12345.678
Toplam Enerji T3	1.8.3	12345.678
Toplam Enerji T4	1.8.4	12345.678
Maximum Aktif Güç	1.6.0	123.456 ve (YY-MM-DD,HH:MM)
Önceki ay Max. Akt. Güç	1.6.0*1	123.456 ve (YY-MM-DD,HH:MM)
	1.6.0*2	123.456 ve (YY-MM-DD,HH:MM)
	1.6.0*3	123.456 ve (YY-MM-DD,HH:MM)
	1.6.0*4	123.456 ve (YY-MM-DD,HH:MM)
	1.6.0*5	123.456 ve (YY-MM-DD,HH:MM)
	1.6.0*6	123.456 ve (YY-MM-DD,HH:MM)
Pil Durum Kodu	96.6.1	0
Son Klem. Kapak.Aç.Tarihi ve Sayısı	96.71	(YY-MM-DD,HH:MM) ve 12
1 Önceki Ay Klem.	96.71*1	(YY-MM-DD,HH:MM) ve 12
"	"	"
12 Önceki Klem.	96.71*12	(YY-MM-DD,HH:MM) ve 12
Gövde Açılma Tarihi	96.70	(YY-MM-DD,HH:MM)
Tarife Saatleri Hafta içi	96.50	060017002200999999999999999999
Tarife Saatleri Cumartesi	96.51	060017002200999999999999999999
Tarife Saatleri Pazar	96.52	060017002200999999999999999999
Tarife Dilimleri Hafta içi	96.60	12340000
Tarife Dilimleri Cumartesi	96.61	12340000
Tarife Dilimleri Pazar	96.62	12340000
Tarife Bilgi Değişikliği tarihi	96.2.2	(YY-MM-DD,HH:MM)
Aylık Enerji T1 önceki ay	1.8.1*1	12345.678
Aylık Enerji T2 önceki ay	1.8.2*1	12345.678
Aylık Enerji T3 önceki ay	1.8.3*1	12345.678
Aylık Enerji T4 önceki ay	1.8.4*1	12345.678
“	“	“
Aylık Enerji T1 önceki 12. ay	1.8.1*12	12345.678

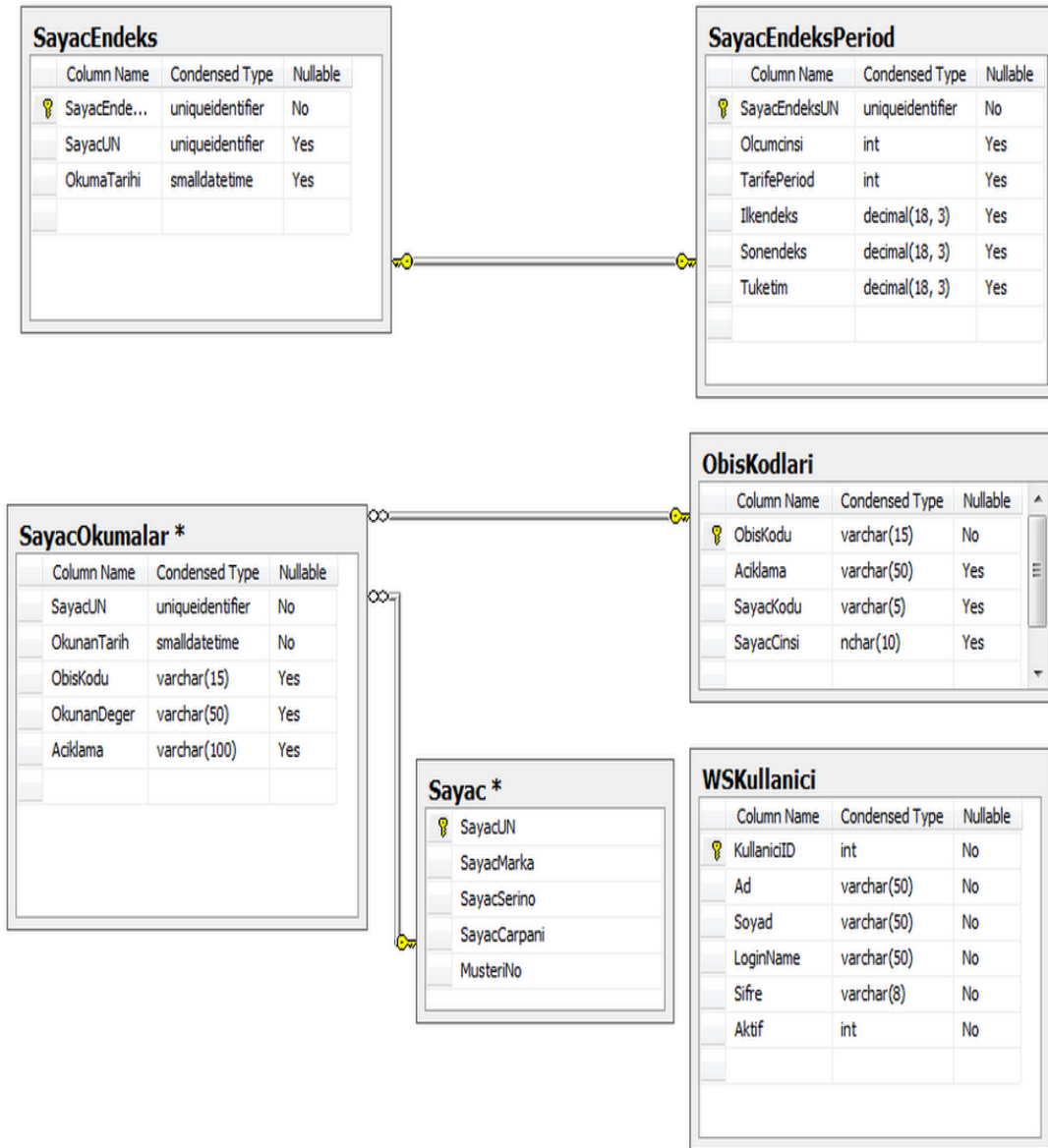
EKA1 Devamı

Aylık Enerji T2 önceki 12. ay	1.8.2*12	12345.678
Aylık Enerji T3 önceki 12. ay	1.8.3*12	12345.678
Aylık Enerji T4 önceki 12. ay	1.8.4*12	12345.678
En Yüksek güç ölçü süresi	0.8.0	12
Üretim Tarihi	96.1.3	(YY-MM-DD)
Kalibrasyon Tarihi	96.2.5	(YY-MM-DD)
Reaktif Endüktif	5.8.0	12345.678
Reaktif Kapasitif	8.8.0	12345.678
Aylık Endüktif Toplam önceki ay	5.8.0*1	12345.678
"	"	"
Aylık Endüktif Toplam 12. ay	5.8.0*12	12345.678
Aylık Kapasitif önceki ay	8.8.0*1	12345.678
"	"	"
Aylık Kapasitif 12. ay	8.8.0*12	12345.678
Demant Sıfırlama Sayısı	0.1.0	12
Son Altı Adet Demant Sıfırlama Tarih ve Saatleri	0.1.2*1	(YY-MM-DD,HH:MM)
	"	"
	0.1.2*6	(YY-MM-DD,HH:MM)
Gerilim Uyarı Sayısı	96.77.4	12
Son 10 Adet Gerilim Uyarısının Başlangıç ve Bitiş Tarih Saatleri	96.77.4*1	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
	"	"
	96.77.4*10	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
Akım Uyarı Sayısı	96.77.5	12
Son 10 Adet Akım Uyarısının Başlangıç ve Bitiş Tarih Saatleri	96.77.5*1	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
	"	"
	96.77.5*10	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
Üç Faz Kesilme Sayısı	96.7.0	12
Son 10 Adet Üç Faz Kesintisinin Başlangıç ve Bitiş Tarih Saatleri	96.77.0*1	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
	"	"
	96.77.0*10	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
1. Faz Kesilme Sayısı	96.7.1	12
1. Faza ait Son 10 Kesintinin Başlangıç ve Bitiş Tarih Saatleri	96.77.1*1	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
	"	"
	96.77.1*10	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
2. Faz Kesilme Sayısı	96.7.2	12
2. Faza ait Son 10 Kesintinin Başlangıç ve Bitiş Tarih Saatleri	96.77.2*1	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
	"	"
	96.77.2*10	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
3. Faz Kesilme Sayısı	96.7.3	12

EKA1 Devamı

3. Faza ait Son 10 Kesintinin Başlangıç ve Bitiş Tarih Saatleri	96.77.3*1	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)
	"	"
	96.77.3*10	(YY-MM-DD,HH:MM,YY-MM-DD,HH:MM)

Ek-B



EKB1 Veri Tabanı Tabloları

Ek-C**Readout modda okuma sonucu**

Port açıldı istek gönderiliyor

<Alınan Bilgiler>

0.0.0(00003003)

0.9.1(10:38:41)

0.9.2(10-04-28)

0.9.5(3)

1.6.0(000.000*kW)(10-04-28,10:27)

1.8.0(000004.122*kWh)

1.8.1(000004.122*kWh)

1.8.2(000000.000*kWh)

1.8.3(000000.000*kWh)

1.8.4(000000.000*kWh)

96.1.3(09-02-06)

96.2.5(09-02-06)

96.6.1(1)

96.70(10-03-15,22:06)

96.71(10-04-01,00:00)(01)!

Ek D

EKD1 Sakarya EDAŞ 2009 yılı elektrik enerjisi tüketim değerleri

	Abone Sayısı	2009 TOPLAM TÜKETİM					
		TEK ZAMAN	GÜNDÜZ	PUANT	GECE	TOPLAM kWh	%
Dağıtım Şirketinden enerji alan iletim sistemi kullanıcıları tüketiciler							
Sanayi	13	125.768.758	778.013.137	294.338.216	537.001.220	1.735.121.331	21%
İletim şalt sahalalarının dağıtım şirketinin kullanımındaki OG baralarına özel hattı ile bağlı tek bir tüzel kişi durumundaki							
Çift Terimli Tarife							
Sanayi	1	0	33.113.219	15.324.030	23.804.312	72.241.561	1%
Tek Terimli Tarife							
Sanayi	13	86.462.811	80.931.237	32.100.032	51.482.535	250.976.615	3%
Ticarethane ve Diğer							
Ticarethane	1	280.052	0	0	0	280.052	0%
Diğer 1							
Diğer 2							
Tarımsal Sulama							
İletim şalt sahalalarının dağıtım şirketinin kullanımındaki OG baralarına dağıtım şirketi hattı ile bağlı tek bir tüzel kişi durumundaki							
Çift Terimli Tarife							
Sanayi	3	0	149.497.263	61.896.873	115.415.311	326.809.446	4%
Tek Terimli Tarife							
Sanayi	6	61.091.813	76.024.602	23.125.733	51.742.240	211.984.389	3%
Ticarethane ve Diğer							
Ticarethane							
Diğer 1							
Diğer 2							
Tarımsal Sulama							
Diğer Tüm Dağıtım Sistemi Kullanıcıları							
Çift Terimli Tarife							
Sanayi	56	23.206.150	268.884.686	106.801.722	192.886.833	591.779.391	7%
Tek Terimli Tarife							
Sanayi							
Orta Gerilim	1.497	950.896.765	408.751.398	138.071.435	338.136.638	1.835.856.237	22%
Alçak Gerilim	683	23.173.531	2.386.124	774.627	1.697.848	28.032.130	0%
Ticarethane ve Diğer							
Ticarethane	177.783	948.449.603	66.576.911	29.970.480	45.009.416	1.090.006.409	13%
Diğer 1	8.547	183.186.836	29.951.118	10.156.492	20.481.114	243.775.560	3%
Diğer 2	1.966	76.848.375	23.033.910	9.297.297	16.787.435	125.967.016	1%
Mesken	1.136.658	1.465.343.810	97.696.250	53.556.522	68.257.415	1.684.853.997	20%
Şehit Aileleri ve Muharip Malul Gaziler	2.840	6.706.957	0	0	0	6.706.957	0%
Tarımsal Sulama	4.819	7.668.619	1.855.147	573.811	1.095.374	11.192.951	0%
Aydınlatma	12.920	198.898.508	0	0	0	198.898.508	2%
TOPLAM	1.347.806	4.157.982.587	2.016.715.003	775.987.269	1.463.797.692	8.414.482.551	1

ÖZGEÇMİŞ

Mehmet Fatih YETİŞKEN, 1977 yılında İstanbul'da doğdu. İlk ve orta öğrenimini Kastamonu, lise öğrenimini Ankara'da tamamladı. Daha sonra 1995 yılında Kırıkkale Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünü kazandı. 1999 yılında mezun oldu. 2000-2004 yılları arası TEDAŞ Kastamonu İl Müdürlüğünde İşletme Bakım Mühendisliği görevini yaptı. 2004-yılında TEDAŞ Genel Müdürlüğü Bilgi İşlem Daire Başkanlığında göreve başladı. Halen TEDAŞ Genel Müdürlüğünde Başmühendis olarak görev yapmaktadır.