

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERIA EN ELECTRONICA, AUTOMATIZACION Y
CONTROL**

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERÍA**

**Diseño e Implementación de un Sistema de Monitoreo Remoto de
Parámetros Eléctricos**

Janneth Lucía Lucio Anaguano

SANGOLQUÍ – ECUADOR

2013

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente proyecto de grado titulado “Diseño e Implementación de un Sistema de Monitoreo Remoto de Parámetros Eléctricos”, ha sido desarrollado en su totalidad por la Srta. Janneth Lucía Lucio Anaguano con CI 171581533-6, bajo nuestra dirección.

Ing. Rodolfo Gordillo O.

DIRECTOR

Ing. Wilson Yepez V.

CODIRECTOR

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

JANNETH LUCÍA LUCIO ANAGUANO

Declaro que:

El proyecto de grado titulado: “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS”, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Janneth L. Lucio A.

AUTORIZACIÓN

Yo, Janneth Lucía Lucio Anaguano

Autorizo a la Escuela Politécnica del Ejército la publicación en la biblioteca virtual de la institución el proyecto de grado titulado “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS” cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría

Janneth L. Lucio A.

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo y mi carrera a Dios, ya que él ha sido mi guía, brindándome la fuerza y bendiciones para seguir adelante y culminar con éxito mis estudios.

A mi padre Víctor por brindarme su amor y ayuda en todo lugar y en todo momento que necesite de una mano para guiarme, a mi madre Marianita que es mi ejemplo a seguir, mujer abnegada, luchadora, cariñosa que siempre estuvo a mi lado es este largo camino con palabras de aliento y mucho amor, a los dos por enseñarme mis valores, mis principios y formar en mi un carácter de lucha para cumplir las metas con dedicación, responsabilidad y humildad.

A mí querida hermana Sofía por brindarme su cariño, comprensión y por ser el angelito que me acompaña y cuida siempre.

Janneth Lucía Lucio Anaguano

AGRADECIMIENTO

Primero quiero dar las gracias a Dios por ser mi guía y fuerza para cumplir todas mis metas, por brindarme una maravillosa familia que es mi sostén, mi fuerza y mi bendición.

A mis amados padres Víctor y Marianita por brindarme su amor incondicional, apoyo en todo momento, consejos, dedicación, por enseñarme valores, principios y hacer de mí una persona íntegra, a mi adorada hermana por ser la estrella que ha guiado mi camino con amor y ternura.

A los ingenieros Rodolfo Gordillo y Wilson Yopez por toda la paciencia, experiencia y apoyo incondicional brindados para culminar con éxito este proyecto.

Agradezco al ingeniero Eduardo Llangarí por la confianza entregada para la realización de este proyecto.

A mis amigos Carolina y Henry por brindarme su amistad incondicional, a mis compañeros por compartir conmigo tantos momentos inolvidables.

A José, una persona muy especial que ha formado parte de mi vida, me acompañado en los buenos y malos momentos, alguien que ha sido mi compañero y amigo, gracias por tu comprensión y amor

Janneth Lucía Lucio Anaguano

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3. IMPORTANCIA.....	3
1.4. ALCANCE DEL PROYECTO.....	6
1.5.1. Objetivo General.....	7
1.5.2. Objetivos Específicos.....	7
 CAPÍTULO II	 9
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1. INTRODUCCIÓN.....	9
2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA	10
2.3. DEFINICIONES BÁSICAS.....	10
2.3.1. Sistema de Monitoreo.....	10
2.3.1.1. Características de Sistemas de Monitoreo.....	11
2.3.1.2. Beneficios de sistemas de monitoreo	11
2.3.2. Parámetros Eléctricos	12
2.3.2.1. Voltaje.....	12
2.3.2.2. Corriente	12
2.3.2.3. Potencia	13
2.3.2.4. Factor de Potencia	15
2.3.2.5. Armónicos	16
2.4. REDES DE COMUNICACIÓN DE LOS EQUIPOS.....	18

2.4.1. Estándar de Comunicación RS-485	18
2.4.1.1. Características de la comunicación RS-485	18
2.4.1.2. Conexión de la interfaz RS-485	19
2.4.2. PROTOCOLO MODBUS	20
2.4.3. MODBUS TCP/IP	21
2.4.4. ETHERNET	23
2.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS	25
2.5.1. Analizador de Red	25
2.5.2. Transformadores de Corriente.....	26
2.5.3. Conversor de Comunicación	27
CAPITULO III	28
ANÁLISIS Y DISEÑO.....	28
3.1. INTRODUCCIÓN.....	28
3.1.1. Características de Estación de Telecomunicaciones	29
3.1.2. Dimensionamiento y Distribución de Equipos.....	32
3.1.2.1. Analizador de Red - MPR 63-20	33
3.1.2.2. Transformadores de Corriente - CT 25	37
3.1.2.3. Convertidor MODBUS - GEM-10	38
3.2. DIAGRAMA DE BLOQUES	42
3.2.2. Diagrama General del Sistema.....	42
3.2.2.1. Estaciones de Telecomunicaciones	43
3.2.2.2. Adquisición de Datos	43
3.2.2.4. Interfaz Humano-Máquina(HMI).....	43
3.2.2.5. Acceso Remoto.....	44

3.3.	DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DEL HARDWARE DEL SISTEMA	44
3.3.1.	Conexión de Equipos	47
3.3.1.1.	Conexión de Analizadores de Red.....	47
3.4.	DISEÑO DEL SOFTWARE DEL SISTEMA	54
3.4.1.	Arquitectura	56
3.4.2.	Distribución de las Pantallas.....	57
3.4.2.1.	Pantalla principal.....	63
3.4.2.2.	Pantalla de Equipos de Corriente Alterna (AC).....	64
3.4.2.3.	Pantalla de Equipos de Corriente Directa (DC).....	65
3.4.2.4.	Pantalla de Alarmas	66
3.4.2.5.	Pantalla de Históricos	67
3.4.2.6.	Pantalla de Ayuda.....	68
3.5.	SISTEMA DE COMUNICACIÓN.....	69
3.5.1.	Configuración del I/O Server MBENET	69
3.5.2.	Configuración del Access Name en Intouch.....	73
3.5.3.	Configuración de Team Viewer	76
CAPÍTULO IV	79
PUESTA EN MARCHA	79
4.1.	PRUEBAS DE COMUNICACIÓN	79
4.1.1.	Interfaz WEB de Conversor GEM-10.....	80
4.1.2.	Verificación de Comunicación - CMD	82
4.2.	PRUEBAS DE MEDIDA DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS	83
4.3.	PRUEBAS DE MONITOREO REMOTO	89
4.3.1.	Monitoreo Remoto Mediante Computador.....	90

4.3.2. Monitoreo Remoto Mediante Tablet y Teléfono Inteligente	92
4.4. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO	93
CAPÍTULO V	96
COSTO - BENEFICIO	96
5.1. BENEFICIOS DE SISTEMA	96
5.2. COSTO DEL PROYECTO	97
CAPÍTULO VI	99
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	99
6.1. CONCLUSIONES	99
6.2. RECOMENDACIONES.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1: Red de Comunicación.....	11
Figura 2. 2: Distorsión en la onda sinusoidal por presencia de armónicos	16
Figura 2. 3: Estructura de paquete de comunicación Modbus serial RS-485 ...	21
Figura 2. 4: Estructura de paquete de comunicación MODBUS TCP	22
Figura 2. 5: Ejemplo topología Ethernet.....	24
Figura 2. 6: Analizador de Red	25
Figura 2. 7: Transformador de Corriente.....	26
Figura 3. 1: Distribución de Estación de Telecomunicaciones	29
Figura 3. 2: Analizador de red MPR63-20 marca ENTES	33
Figura 3. 3: Vista frontal de analizador de red MPR63-20	34
Figura 3. 4: Transformador de Corriente - CT 25.....	37
Figura 3. 5: Convertidor GEM-10	38
Figura 3. 6: Implementación de Equipos en Estación de Telecomunicaciones	41
Figura 3. 7: Diagrama de Bloques del Sistema General	42
Figura 3. 8: Diagrama del Sistema de Monitoreo.....	44
Figura 3. 9: Diagrama Unifilar del Sistema de Implementado	45
Figura 3. 10: Breakers trifásicos en panel auxiliar	46
Figura 3. 11: Panel Auxiliar de Analizadores de Red.....	47
Figura 3. 12: Terminales del analizador de red.....	48
Figura 3. 13: Terminales de voltaje y neutro	48
Figura 3. 14: Terminales de Fuente Suplementaria	49
Figura 3. 15: Terminales de corriente	49
Figura 3. 16: Conexión de Voltaje y Corriente en Analizadores de Red	50
Figura 3. 17: Terminales de MODBUS RS-485	50
Figura 3. 18: Panel auxiliar conexionado eléctrico y comunicaciones	51
Figura 3. 19: Panel de Analizadores de Red	52
Figura 3. 20: Panel de Analizadores de Red - Vista Frontal	52
Figura 3. 21: Pantalla Principal de HMI.....	53
Figura 3. 22: Arquitectura de Interfaz Humano-Máquina	57
Figura 3. 23: Distribución de pantalla.....	59

Figura 3. 24: Distribución de Pantalla Principal de HMI	63
Figura 3. 25: Pantalla Principal de HMI.....	64
Figura 3. 26: Distribución Pantalla Equipos AC de HMI	64
Figura 3. 27: Pantalla de Equipos AC	65
Figura 3. 28: Pantalla Equipos DC	66
Figura 3. 29: Pantalla de Alarmas	67
Figura 3. 30: Pantalla de Históricos	68
Figura 3. 31: Pantalla de Ayuda.....	68
Figura 3. 32: Configuración del Primer Tópico del I/O Server de Wonderware	70
Figura 3. 33: Diseño de Arquitectura de MODBUS TCP	73
Figura 3. 34: Configuración del Primer Access Name en Intouch.....	74
Figura 3. 35: Pantalla de Software Team Viewer	77
Figura 3. 36: Sistema de Monitoreo Mediante el Software Team Viewer	78
Figura 4. 1: Dirección IP del dispositivo	80
Figura 4. 2: Pantalla de ingreso	81
Figura 4. 3: Pantalla de Principal de Interfaz WEB	81
Figura 4. 4: Configuración de Dispositivo Mediante Interfaz WEB.....	82
Figura 4. 5: Pantalla de comandos – CMD	83
Figura 4. 6: Visualización de voltajes y corrientes en analizadores de red	84
Figura 4. 7: Pantalla Equipos de Medición AC.....	85
Figura 4. 8: Pantalla Analizador de Red N° 1 - MPR 63-20	86
Figura 4. 9: Pantalla Analizador de Red N° 2 - MPR 52S-10.....	86
Figura 4. 10: Pantalla de Equipos de Medición DC.....	87
Figura 4. 11: Pantalla de Alarmas	88
Figura 4. 12: Pantalla de Históricos	89
Figura 4. 13: Monitoreo Mediante Team Viewer	90
Figura 4. 14: Monitoreo Remoto Computador – Pantalla Principal	91
Figura 4. 15: Monitoreo Remoto Computador – Pantalla Equipos AC.....	91
Figura 4. 16: Monitoreo Remoto Computador – Pantalla Analizador de Red 1	92
Figura 4. 17: Voltajes y corrientes en analizador de red portátil	93

Figura 4. 18 y Figura 4. 19: Formas de onda de voltaje y corriente	94
Figura 4. 20: Parámetros eléctricos	94
Figura 4. 21: Pantalla Sistema de Monitoreo Remoto.....	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1: Puntos de Medición en la Estación de Telecomunicaciones.....	31
Tabla 3. 2: Ubicación de Equipos en los Puntos de Medición	32
Tabla 3. 3: Equipos del Sistema de Monitoreo Remoto	32
Tabla 3. 4: Tabla Especificaciones Técnicas de Convertidor GEM-10	40
Tabla 3. 5: Descripción de Distribución de Guía GEDIS	59
Tabla 3. 6: Color de Alarma Crítica	61
Tabla 3. 7: Información de Tópicos	72
Tabla 5. 1: Presupuesto del proyecto	98

RESUMEN

El presente trabajo de grado recapitula el desarrollo del diseño, implementación y ejecución de un sistema piloto de monitoreo remoto de parámetros eléctricos, que será instalado en las estaciones de telecomunicaciones del país, para brindar un monitoreo continuo de las líneas de alimentación de energía eléctrica. En él se detalla la descripción del proyecto a ejecutarse, los antecedentes, el alcance del sistema de monitoreo, la justificación de la implementación y posterior ejecución tomando en cuenta la importancia que posee el mismo, además se encuentran las definiciones técnicas de los temas que se aplicaron en el proyecto. Al tratarse de un sistema de monitoreo de parámetros eléctricos se describe de forma específica y simplificada cada uno de los parámetros eléctricos a monitorear y de los equipos que se utilizaron para la implementación del sistema. También se relata el análisis que se realizó para obtener el diseño de la arquitectura del sistema completo: hardware, software y comunicación. En los capítulos finales se realiza la descripción de la puesta en marcha del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos y el costo-beneficio, con el fin de justificar el desarrollo del proyecto para obtener las ventajas de la implementación.

PALABRAS CLAVE: Sistema de Monitoreo

Parámetros Eléctricos

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto busca solucionar los inconvenientes presentados en las compañías de telecomunicaciones, brindando un piloto de un sistema de monitoreo de parámetros eléctricos de forma remota, el cual ayudará en la detección de errores que se encuentren en las líneas de suministro eléctrico de baja tensión que abastecen energía a todo el sistema de comunicaciones en las estaciones.

Este prototipo está conformado por dos partes:

- Hardware: equipos medidores de parámetros eléctricos
- Software: interfaz humano-máquina (HMI)

El presente proyecto piloto podrá monitorear los parámetros eléctricos en tiempo real de forma remota, es decir, se podrán observar todos los cambios que se estén produciendo en las líneas de

alimentación de energía eléctrica, sin tener la necesidad de que el personal de mantenimiento se encuentre en la estación de telecomunicaciones.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

EQUIPOIL INGENIERÍA, COMERCIO Y REPRESENTACIONES S.A. es una compañía ecuatoriana radicada en la ciudad de Quito, que se dedica al asesoramiento, capacitación e instalación de equipos para el mejoramiento de la calidad de energía eléctrica en zonas industriales del país.

La empresa EQUIPOIL S.A. vio la necesidad de implementar un sistema piloto de monitoreo de parámetros eléctricos, debido a que las distintas estaciones de telecomunicaciones del país, requieren un sistema que permita monitorear continuamente los cambios eléctricos, que puedan presentarse e influir en el buen comportamiento de los equipos destinados a realizar los enlaces de comunicación con otras estaciones.

Una de las razones para la implementación del sistema piloto de monitoreo de parámetros eléctricos se debe a que, la movilización del personal técnico a las estaciones de telecomunicaciones para la verificación de parámetros eléctricos, representa un gasto innecesario a las distintas empresas encargadas del mantenimiento de estos lugares.

1.3. IMPORTANCIA

Un tema estratégico para las compañías de telecomunicaciones es el personal de mantenimiento y gestión eléctrica. Debido a la necesidad económica por parte de las empresas para aumentar la competitividad, es importante el ahorro de energía y la protección oportuna de equipos sensibles.

Hoy en día, el uso de equipos sensibles a las perturbaciones eléctricas ha provocado un gran interés en el uso de sistemas que permitan monitorear los parámetros eléctricos, con la finalidad de salvaguardar la integridad y vida útil de los equipos, además de mejorar el servicio de telecomunicaciones sin que se presenten alarmas por desconfiguración de equipos o daños irreparables en rectificadores, banco de baterías y cargadores.

Por esta razón, este proyecto se desarrolló para solucionar los inconvenientes que se han presentado por una mala calidad de energía en las líneas de alimentación de los sistemas de telecomunicaciones y plantas industriales, ya que, brindará un monitoreo en tiempo real de los parámetros eléctricos más importantes, los cuales con una corrección a tiempo se podrían proteger los equipos más sensibles a daños o desconfiguraciones.

Actualmente las redes de baja tensión se encuentran muy contaminadas y sometidas a múltiples agresiones que pueden conllevar a un funcionamiento defectuoso e incluso el deterioro de componentes

eléctricos y receptores sensibles, como los aparatos electrónicos. Dichas perturbaciones eléctricas afectan el funcionamiento de los equipos que se conectan a la red de suministro eléctrico; además degradan el tiempo de vida útil de los elementos que los componen como transformadores, conductores, etc.

Es indispensable para la empresa reducir los costos relativos a la pérdida de la continuidad de servicio y a la falta de calidad de energía, así como las facturas energéticas. Por consiguiente, los profesionales de la electricidad necesitan cada vez más optimizar el funcionamiento de sus instalaciones eléctricas.

Con la apertura a la competencia en el sector de las telecomunicaciones, mantener una continuidad de la energía eléctrica en las estaciones, es ahora un factor diferencial y su garantía se convierte en un criterio importante para la elección del proveedor. Disponer de una calidad adaptada a las necesidades, es uno de los objetivos del personal de mantenimiento eléctrico. Para ello, los sistemas de medida facilitan el diagnóstico de las instalaciones, éstos asociados a herramientas de software complementarias que llevan a cabo el control y la supervisión permanente de las instalaciones, garantizan el correcto funcionamiento de los procesos y una gestión adecuada de la energía, dos factores que dependen de la calidad de la energía eléctrica y que resultan indispensables para incrementar la productividad.

Con la implementación del sistema de monitoreo remoto se pretende solucionar el problema de ahorro y verificación de las instalaciones eléctricas de las diferentes estaciones, su aplicación puede

ser de ámbito nacional, obteniendo así un campo de investigación muy extenso, ya que, comúnmente esta información se obtiene de forma manual, la misma que tiene características ocasionales, por lo tanto poco precisa y que supone un costo significativo debido a la movilización del personal y los equipos de medición hacia las estaciones.

Por las razones antes expuestas se ha encontrado la necesidad de crear un sistema de monitoreo eficiente que permita conocer con certeza los niveles de energía que utilizan las estaciones de telecomunicaciones. Para lo cual este proyecto pretende desarrollar un prototipo para supervisar la energía eléctrica en las estaciones de telecomunicaciones.

Con la implementación de esta solución, se espera que las compañías de telecomunicaciones sean capaces de regular el gasto de energía, supervisar en tiempo real el nivel de energía en barras de alimentación, evitar el sobre consumo, las penalidades, es decir, realizar la gestión energética completa de las estaciones.

Además se pretende mejorar el tiempo de respuesta de las empresas encargadas del mantenimiento eléctrico de las estaciones en caso de una emergencia, ya que, el sistema proporcionará alarmas de aviso inmediato de errores de funcionamiento.

Las necesidades que debe cumplir el sistema de monitoreo de parámetros eléctricos son claras; supervisar de forma sencilla y remota la

condición energética de la estación de telecomunicaciones, datos que podrán utilizarse para optimización de costos.

Generalmente las estaciones de telecomunicaciones poseen sistemas de respaldo de energía eléctrica, constituidos por inversores, bancos y cargadores de baterías, etc. El sistema ha desarrollarse adicionalmente monitoreará a los sistemas de energía de emergencia.

1.4. ALCANCE DEL PROYECTO

Por todo lo expuesto anteriormente, se propone implementar un prototipo de sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos, que permita el acceso desde sitios distantes a las estaciones, permitiendo al operador de una estación observar las condiciones de trabajo de la estación.

Para la implementación del prototipo que se desarrollará en el presente proyecto se basará en la adquisición y análisis de variables eléctricas como voltajes (V), corrientes (I), potencias, armónicos y otras.

Los equipos se comunicarán mediante protocolos normalizados, los cuales permitirán la lectura simultánea de datos y el monitoreo remoto a través de redes como internet, para llevar los registros del comportamiento de los parámetros eléctricos de cada estación monitoreada.

A fin de cumplir con las normas de instalaciones eléctricas, se instalarán los equipos medidores en tableros específicos para el efecto.

Como apoyo a la gestión del operador se complementará el prototipo con una interfaz humano-máquina (HMI), misma que considerará aspectos fundamentales de ergonomía para la selección, visualización y análisis de datos, mismos que pueden agruparse en:

- Adquisición de datos eléctricos
- Monitoreo de los parámetros eléctricos.
- Diagnóstico de fallas en las redes de suministro eléctrico.
- Panel de alarmas.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General

Diseñar e implementar un sistema de monitoreo remoto que permita obtener un análisis completo de los parámetros eléctricos de la red de suministro de energía.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Conocer el funcionamiento de equipos necesarios para el monitoreo de parámetros eléctricos considerando las ventajas que presentan en cuanto a la comunicación con ordenadores.

- Obtener el análisis de voltajes, corrientes, total de distorsión armónica (THD) y potencias presentes en la red de distribución eléctrica.
- Implementar la red industrial mediante protocolos MODBUS RS 485 y Ethernet los cuales permitirán comunicar los equipos analizadores de red con las centrales de monitoreo.
- Desarrollar una HMI (Interfaz humano-máquina) que permita al operador realizar tareas de monitoreo de los parámetros eléctricos de la red, alarmas, históricos, curvas de consumo de las centrales, además llevar un reporte continuo de dichos parámetros.
- Comparar los datos obtenidos en el sistema de monitoreo de parámetros eléctricos mediante el uso de equipos analizadores de calidad de energía, voltímetros, pinzas amperimétricas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad existe la suficiente tecnología como herramienta para realizar actividades y proporcionar servicios de calidad, empleando métodos que permitan optimizar el tiempo y reducir costos por trabajo del personal que realiza mantenimiento.

Para poder llevar a cabo éstas actividades se requiere la configuración de un sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos, siendo este el primer paso para la corrección de problemas que se presentan en los procesos industriales o cualquier actividad que conlleve el uso de energía eléctrica.

2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

El sistema de monitoreo de parámetros eléctricos será el encargado de visualizar el comportamiento de la red de suministro eléctrico tomando datos como: voltajes corrientes, potencias, armónicos, etc. Es importante conocer que el sistema trabajará en corriente alterna (AC) como en corriente continua (DC), y la instrumentación debe ser acorde a esta característica.

2.3. DEFINICIONES BÁSICAS

Para un mejor desarrollo del sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos se citan las siguientes definiciones.

2.3.1. Sistema de Monitoreo

Son sistemas integrales que se encuentran conformados por hardware (equipos de medición) y software (sistemas, programas), los mismos que deben trabajar de forma conjunta a fin de crear sistemas que administren y permitan el intercambio de información remota de los equipos instalados para la adquisición de parámetros eléctricos.

2.3.1.1. Características de Sistemas de Monitoreo

Para que un sistema de monitoreo se lo considere como ayuda al momento de su implementación debe poseer ciertas características:

- “Identificación y registro de eventos, tales como: falta de disponibilidad de un equipo o recurso y violaciones a los umbrales de operación definidos.
- Identificación de degradaciones en el desempeño del sistema que provocan problemas o tiempos de respuesta lentos.
- Registro de los eventos identificados (bitácora).
- Emisión de reportes mensuales de eventos.

2.3.1.2. Beneficios de sistemas de monitoreo

- Facilita la planeación de la capacidad de sus operaciones.
- Continuidad de su operación gracias a detección temprana de eventos.”¹

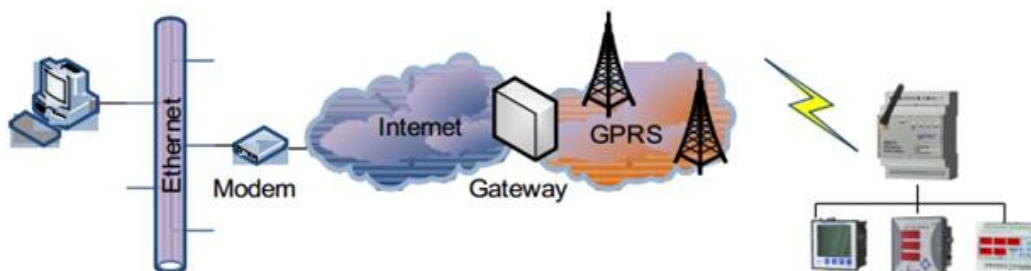


Figura 2. 1: Red de Comunicación

¹ <<http://www.telmex.com/mx/empresa/datos/data-center-monitoreo.html>> (2013)

2.3.2. Parámetros Eléctricos

En el sistema de monitoreo los parámetros eléctricos que van a ser monitoreados son los siguientes:

2.3.2.1. Voltaje

“El voltaje expresa el potencial de un sistema eléctrico para realizar un trabajo. El voltaje se lo define como el trabajo realizado por el sistema eléctrico para mover una carga de un punto a otro, a lo largo de un circuito dividido entre la carga.

$$V = \frac{W}{Q} \text{ [volt, V]}$$

En dónde **W** es la energía en joules, **Q** es la carga en culombios y **V** es el voltaje resultante.”²

2.3.2.2. Corriente

“La corriente es la rapidez a la cual fluye la carga a través de una superficie. La corriente instantánea **I** es el límite diferencial de la corriente promedio.”³

² Cogdell J.R., (1999). Fundamentos de circuitos eléctricos (1ra ed.). México: Pearson Educación

³ Serway R., Jewett J. (2005). Física para Ciencias e Ingenierías (6ta ed.). México: International Thomson.

$$I = \frac{dQ}{dt}$$

Las unidades utilizadas para medir la corriente son culombios por segundo, que equivale a ampere (A).

2.3.2.3. Potencia

“La potencia instantánea suministrada a un dispositivo es simplemente el producto del voltaje instantáneo a través de sus terminales multiplicado por la corriente instantánea que fluye a través de él. La potencia instantánea siempre se expresa en watts, independientemente del tipo de circuito utilizado.

La potencia instantánea puede ser positiva o negativa. Un valor positivo significa que la potencia fluye hacia el dispositivo. Por el contrario, un valor negativo indica que la potencia sale del dispositivo.”⁴ La potencia instantánea (energía/tiempo) en un elemento de circuito está dada por la ecuación:

$$p(t) = v(t) * i(t)$$

En dónde ***p*** es la potencia en watts, ***v*** es el voltaje en voltios e ***i*** la corriente en amperios.

⁴ Wildi T, (2007). Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia (6ta ed.). México: Pearson Educación.

a) Potencia Real

“Es la tasa del tiempo promediado de conversión de energía de la forma eléctrica a la no eléctrica”.⁵ Es la potencia que calienta los resistores, enciende los motores y hace girar los medidores eléctricos. Se mide en WATTS (W).

b) Potencia Reactiva

“La potencia reactiva es una medición de la energía que la fuente entrega a un elemento reactivo con una señal sinusoidal en estado estable. Para una inductancia la potencia reactiva es positiva y para una capacitancia la potencia reactiva es negativa. La potencia reactiva para un circuito que contiene varias inductancias y capacitancias es la suma de las potencias reactivas de cada una; es por eso que las potencias reactivas de las inductancias y capacitancias tienden a cancelarse. Sumando las ecuaciones se obtiene:

$$Q = Q_L + Q_C = w(W_{mp} + W_{sp})$$

Se mide en VOLT-AMPERES REACTIVOS (VAR)

c) Potencia Aparente

La potencia aparente es la magnitud de la potencia compleja $S = |S|$, la cual se obtiene cuando se mide el voltaje y la corriente con medidores y se multiplican con valores sin importar las fases.

$$S = |S| = \frac{1}{2} |V| |I| = V_e I_e \text{ VA}$$

La potencia aparente es importante como una medida de los límites de operación en equipos eléctricos como transformadores, motores y generadores, indica el nivel de operación de un sistema de potencia, se mide en VOLT-AMPERES (VA).”⁵

2.3.2.4. Factor de Potencia

El factor de potencia de un dispositivo o circuito de corriente alterna es la relación de la potencia activa P a la potencia aparente S , es decir

$$\text{factor de potencia} = \frac{P}{S}$$

Donde

P : potencia activa suministrada o absorbida por el circuito o dispositivo [W]

⁵ Cogdell J.R., (1999). Fundamentos de circuitos eléctricos (1ra ed.). México: Pearson Educación.

S: potencia aparente del circuito o dispositivo [VA]

El factor de potencia se expresa como un número simple o un porcentaje, la potencia activa **P** nunca puede exceder de la potencia aparente **S**, se deduce que el factor de potencia jamás puede ser mayor que la unidad (o que 100 por ciento).

2.3.2.5. Armónicos

Con frecuencia las señales eléctricas en las líneas de alimentación son afectadas por efectos del funcionamiento de cargas no lineales las mismas que en su conmutación producen distorsión armónica como muestra la figura 2.2.

“Esta distorsión puede ser producida por saturación magnética en los núcleos de transformadores o por la acción de conmutación (tiristores o IGBTs) en mandos electrónicos.

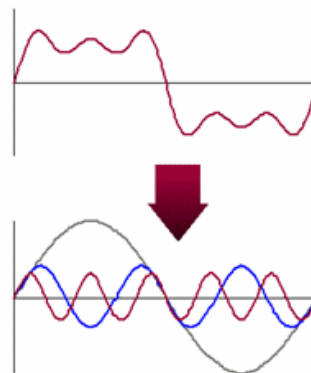


Figura 2. 2: Distorsión en la onda sinusoidal por presencia de armónicos

La distorsión de un voltaje o corriente son efectos de armónicos que contiene una onda eléctrica sea en tensión o corriente.

a) Total de Distorsión Armónica - THD

“Existe distorsión armónica cuando se produce las armónicas no deseadas de una señal, debido a una amplificación no lineal. Las armónicas son múltiplos de la señal original de entrada. Esta señal original es la primera armónica y se llama frecuencia fundamental. Dos por la frecuencia original de la señal es igual a la segunda armónica, tres origina la tercera, etc.

La ecuación matemática de la distorsión armónica total es:

$$\%THD = \frac{V_{superior}}{V_{fundamental}} \times 100$$

Dónde:

$\%THD$: distorsión armónica porcentual total

$V_{superior}$: suma cuadrática de los voltajes RMS de las armónicas superiores de la frecuencia fundamental. $\sqrt{v_2^2 + v_3^2 + v_m^2}$

$V_{fundamental}$: voltaje RMS de la frecuencia fundamental.”⁶

⁶ WAYNE, T (2003). Sistemas de comunicaciones electrónicas (4ta ed.). México: Pearson Educación.

2.4. REDES DE COMUNICACIÓN DE LOS EQUIPOS

En el sistema de monitoreo los tipos de protocolos de comunicación y estándares de comunicación que se van a utilizar son:

- Estándar de comunicación normalizado RS-485
- Protocolo de comunicación normalizado Modbus
- Ethernet

2.4.1. Estándar de Comunicación RS-485

Este tipo de comunicación está presente en los equipos utilizados en el sistema de monitoreo para el envío de los datos.

“El estándar RS-485 (TIA/EIA-485-A o RS-485) es compatible con las versiones anteriores de RS-422; sin embargo, está optimizado para aplicaciones de línea compartida o multipunto. La salida del controlador RS-422/485 puede estar activa (habilitada) o en tercer estado (inhabilitada).”⁸ Esta capacidad permite que múltiples puertos sean conectados en un bus multipunto y sondeados selectivamente.

2.4.1.1. Características de la comunicación RS-485

- Soporta conexiones con longitudes de cable de hasta 1200 metros.
- Puede llegar a velocidades de transmisión de hasta 10 Mbps.

- Los niveles de señal para RS-485 son los mismos que los definidos para RS-422.
- Permite conectar 32 transmisores y 32 receptores en una línea a la vez gracias a las características eléctricas que posee, este tipo de interfaz es ideal para entornos de comunicaciones multipunto o de red.
- La salida de tercer estado del controlador RS-485 permite retirar la presencia eléctrica del transmisor/receptor de la línea sin problemas.
- Una característica importante que se debe tomar en cuenta es que sólo uno de los controladores puede estar activo, los demás controladores o equipos deben tener la salida en tercer estado (inhabilitados).

2.4.1.2. Conexión de la interfaz RS-485

La interfaz RS-485 puede ser conectada de dos formas:

- **Con dos cables**

“El modo de conexión mediante dos cables no permite comunicación *full duplex*, y requiere que los datos sean transferidos en un solo sentido cada vez. Para operaciones *half duplex*, los dos pines de transmisión deben estar conectados a los dos pines de recepción (TD + a RD + y TD - a RD -).

- **Con cuatro cables**

El modo de conexión mediante cuatro cables permite la transferencia de datos *full duplex*.”⁷

El estándar RS-485 no define un diagrama de conexiones ni un conjunto de señales de control del módem, además, tampoco define un tipo de conector físico.

2.4.2. PROTOCOLO MODBUS

“Modbus es un protocolo de comunicación serie desarrollado y publicado por Modicon en 1979. En sus inicios fue exclusivamente de uso en los controladores lógicos programables (PLC’s) de Modicon. Modbus es el protocolo de comunicaciones más utilizado en entornos industriales, sistemas de telecontrol y monitorización, hoy en día, con su versión TCP/IP se encuentra a nivel de red lo cual permite tener redes de sensores, telecontrol, etc.”⁸

La transmisión con el protocolo Modbus es sencilla, ya que se conectan distintos equipos electrónicos a un solo bus, en este bus de comunicación existe un maestro (Master) y varios equipos que trabajan como esclavos (Slaves). El funcionamiento posee una base muy sencilla: El maestro pregunta y los esclavos responden, cabe recalcar que solo uno de los esclavos puede hacerlo.

⁷ <http://www.cimco.com/docs/cimco_dnc-max/v6/es/#SerialComStandards> (2012)

⁸ <<<http://www.modbus.org/>>>

Este tipo de protocolo se forma por un maestro y un número máximo de 247 esclavos. Todos los dispositivos que se encuentren como esclavos deben tener una dirección asignada, la cual estaría comprendida entre la 1 y 247, ya que en la práctica no pueden coexistir dos dispositivos esclavos con la misma dirección Modbus.

2.4.3. MODBUS TCP/IP

Es una versión del protocolo MODBUS para establecer comunicación MODBUS a través de internet. El protocolo de comunicaciones MODBUS, que se utiliza para la comunicación serial como RS485, tiene la estructura de paquetes que se presenta en la figura 2.3.

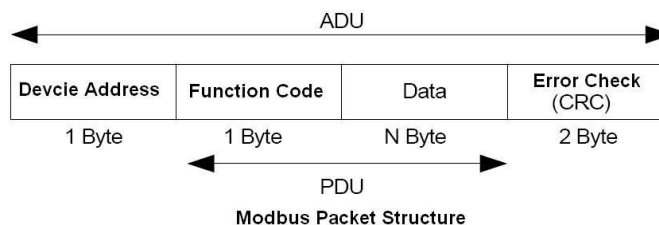


Figura 2. 3: Estructura de paquete de comunicación Modbus serial RS-485

El paquete de comunicación MODBUS serial RS-485 está formado por:

- **“Dirección del dispositivo (Device address):** se utiliza para identificar el dispositivo que reciben las consultas en la red. Esta

dirección debe ser única para cada dispositivo en la línea RS485/422.

- **Código de función (Function Code):** es uno de los códigos que se definen en las normas de Modbus.
- **Datos (Data):** es un "bloque de información" que está transmitiendo o recibiendo el dispositivo.
- **Valor del CRC (Error Check o CRC):** se recibe con el fin de corregir la integridad del bloque de datos.”⁹

Algunas características de la estructura de la red del protocolo Modbus TCP se añaden al estándar del Protocolo Modbus.

En la figura 2.4 se observa el diagrama de la estructura Modbus TCP, se puede visualizar el aumento de una cabecera MBAP en la estructura.

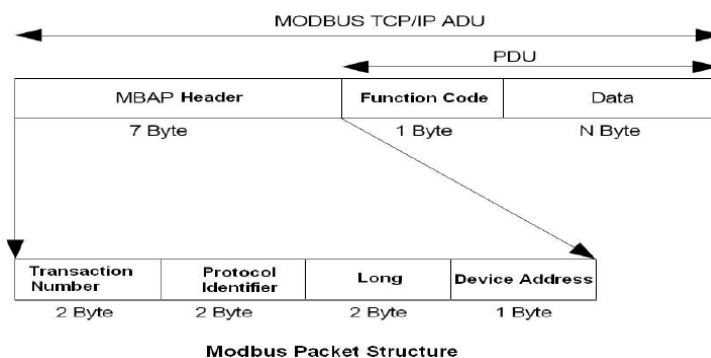


Figura 2. 4: Estructura de paquete de comunicación MODBUS TCP

⁹ Monitoring & Configuring ENTES serial devices by EMG-Series [en línea]: EMG Ethernet Modbus Gateway User Manual. [Turquía]. También disponible en: < http://www.entec.com.tr/dosyalar/EMG_Series_EN-ver_2_2.pdf

- “**MBAP Header:** Un nuevo encabezado 7-byte denominado encabezado MBAP (Encabezado de aplicación Modbus) se añade al comienzo del paquete de mensaje. Esta cabecera tiene los siguientes datos:
 - **Identificador de Transacción (Transaction Number):** son 2 bytes establecidos por el cliente para identificar de forma única cada solicitud. Estos bytes son repetidos por el servidor ya que sus respuestas no se pueden recibir en el mismo orden que las solicitudes.
 - **Identificador de Protocolo (Protocol Identifier):** son 2 bytes establecidos por el cliente, siempre = 00 00
 - **Long (Duración):** son 2 bytes que identifican el número de bytes en el mensaje de seguir.
 - **Dirección de dispositivo (Device address):** es 1 byte establecido por el cliente y el servidor de eco para la identificación de un esclavo remoto conectado a una línea serie o en otros buses.”¹⁰

2.4.4. ETHERNET

Es la tecnología LAN (Red de área local) más utilizada, la red LAN es un grupo de computadores conectados a un área localizada para comunicarse entre sí y compartir recursos. Ethernet utiliza una topología en estrella en la que los nodos individuales (dispositivos) están conectados unos con otros a través de un equipo de red activo como un switch, el número de dispositivos conectados a la red LAN puede oscilar entre dos y cientos de equipos.

“El medio de transmisión físico para una red LAN implica cables como par trenzado o fibra óptica.

- El cable de par trenzado consiste en ocho cables que forman cuatro pares de cobre trenzado y se utiliza el conector RJ-45, su longitud máxima es de 100 m.
- En el caso de la fibra óptica su longitud máxima es entre 10 km y 70 km.

La velocidad de datos que se utiliza actualmente oscila entre 100Mbit/s y 10000Mbit/s.”¹⁰



Figura 2. 5: Ejemplo topología Ethernet

¹⁰ García F. (2011). Video vigilancia: CCTV usando vídeos IP (4ta ed.). España: Vértice.

2.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS

- Analizador de red
- Transformadores de corriente
- Convertidor de comunicación

2.5.1. Analizador de Red

Los analizadores de redes miden una gran variedad de parámetros eléctricos, con el principal objetivo de obtener el control y la gestión de una instalación, máquina, industria, etc.

Diseñados para ser instalados de forma muy sencilla en cualquier instalación y para que su uso sea totalmente adaptable a cualquier tipo de medida requerida. Disponen de una memoria interna donde se guardan todos los parámetros deseados, totalmente programables. Además, un mismo analizador puede contener varios software, cuyas aplicaciones vayan destinadas a diferentes tipos de análisis.



Figura 2. 6: Analizador de Red

Existe una gran variedad de analizadores los cuales exportan o muestran los parámetros eléctricos directa o indirectamente a través del

display y transmiten por comunicaciones todas las magnitudes eléctricas medidas y/o calculadas.

2.5.2. Transformadores de Corriente

“Son transformadores en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan tres tipos de funciones: transformar la corriente, aislar los instrumentos de protección y escalamiento de valores de corriente.

El primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.”¹¹

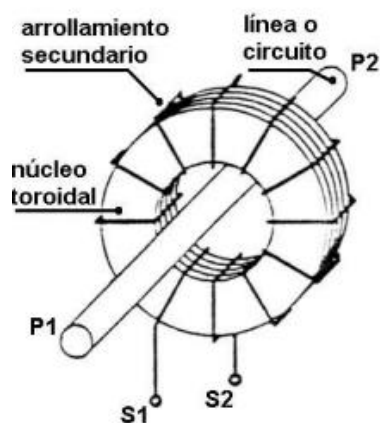


Figura 2. 7: Transformador de Corriente

¹¹ <<http://www.frtp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>>

2.5.3. Conversor de Comunicación

“Se trata de un módulo que permite la comunicación desde Ethernet TCP/IP a RS-485. Es un Modbus gateway que ofrece la máxima flexibilidad para integrar redes Modbus.”¹². Permite integrar dispositivos que trabajan como maestro y esclavo Modbus TCP, ASCII y RTU.

Diseñado para aplicaciones industriales, permite conectar en red a PLCs, Drives, Controladores de temperatura, Sistemas de visión, y cualquier otro tipo de equipamiento con comunicación serial y protocolo Modbus.

¹² <<http://www.sumelco.com/index2.php>>

CAPITULO III

ANÁLISIS Y DISEÑO

3.1. INTRODUCCIÓN

Para el presente proyecto se tomó en cuenta que las estaciones de telecomunicaciones requieren monitorear en tiempo real el comportamiento de los parámetros eléctricos ya que, necesitan conocer los cambios que se producen en la red de alimentación eléctrica. Por esta razón, el sistema de monitoreo remoto desarrollado permite visualizar los cambios bruscos producidos y por medio de alarmas dar aviso al personal de mantenimiento para la corrección de manera inmediata, a fin de proteger los equipos sin poner en riesgo la operatividad de la estación.

3.1.1. Características de Estación de Telecomunicaciones

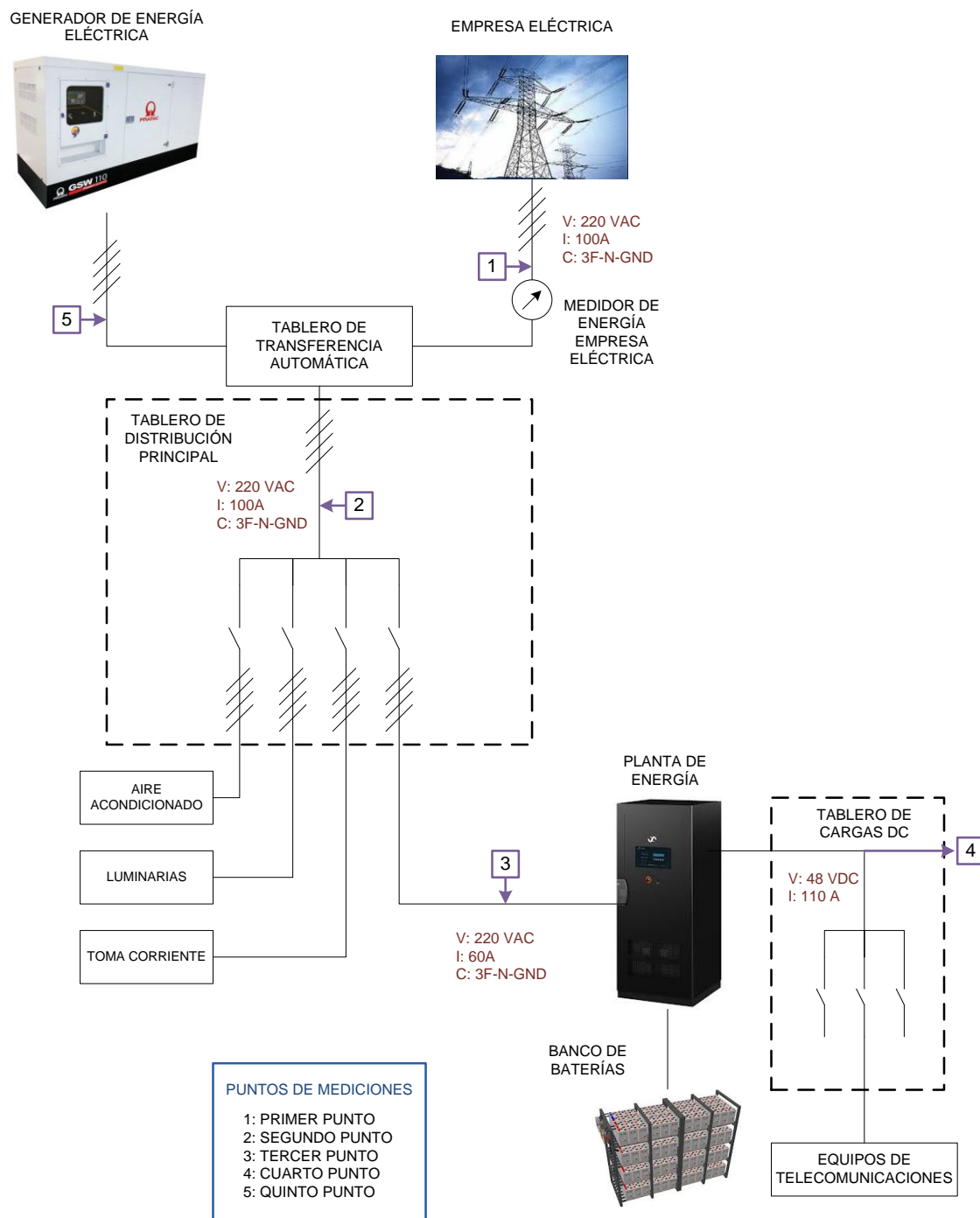


Figura 3. 1: Distribución de Estación de Telecomunicaciones

Una estación de telecomunicaciones es “un centro que consta de todas las instalaciones necesarias para transmitir y recibir señales que aseguren un servicio de radiotelecomunicación.”¹³ Las estaciones de telecomunicaciones se encuentran distribuidas como se observa en la figura 3.1.

Todas las estaciones de telecomunicaciones cuentan con los siguientes elementos, que se pretende monitorear con la instalación del sistema desarrollado en este proyecto:

- Tablero de transferencia automática
- Tablero de distribución principal
- Planta de Energía (Power Plant)
- Aire Acondicionado
- Inversores
- Banco de Baterías
- Tablero de Cargas DC

Los parámetros eléctricos que se van a monitorear en la estación de telecomunicaciones son los siguientes:

- Corriente Alterna
 - Voltaje
 - Corriente
 - Potencia Activa
 - Potencia Reactiva
 - Potencia Aparente

¹³ < <http://www.enciclonet.com/articulo/estacion-de-telecomunicaciones/> >

- Frecuencia
 - Factor de Potencia
 - Total de Distorsión Armónica en Voltaje
 - Total de Distorsión Armónica en Corriente
- Corriente Directa
 - Voltaje
 - Corriente

En la estación de telecomunicación se ubicó cuatro puntos importantes para la medición de parámetros eléctricos, los cuales se puede observar en la figura 3.1 y se describe a continuación:

Punto de Medición	Ubicación	Voltaje	Corriente	Circuito
1	Entrada a medidor de energía	220 VAC	100 A	Trifásico, neutro y tierra
2	Tablero de distribución principal	220 VAC	100 A	Trifásico, neutro y tierra
3	Entrada a planta de energía	220 VAC	60 A	Trifásico, neutro y tierra
4	Tablero de cargas DC	48 VDC	100 A	Positivo y negativo

Tabla 3. 1: Puntos de Medición en la Estación de Telecomunicaciones

3.1.2. Dimensionamiento y Distribución de Equipos

Tomando en cuenta las características de cada punto de medición; para realizar el monitoreo remoto completo se necesitan los siguientes equipos:

Punto de Medición	Equipo
1	Analizador de Red
2	Analizador de Red
3	Analizador de Red
4	Voltímetro y Amperímetro DC

Tabla 3. 2: Ubicación de Equipos en los Puntos de Medición

Aumentando los equipos que se necesitan para el envío de información los equipos que se utilizarán en el presente proyecto son los siguientes:

Cantidad	Equipo	Descripción
3	Analizador de Red	Medirá los parámetros eléctricos de corriente alterna (AC)
1	Voltímetro DC	Medirá el voltaje DC
1	Amperímetro DC	Medirá la corriente DC
1	Convertor	Convertirá el protocolo de comunicación MODBUS

Tabla 3. 3: Equipos del Sistema de Monitoreo Remoto

Para la implementación del prototipo del sistema de monitoreo se utilizó los equipos de la marca ENTES que poseen las siguientes características que se ajustan a las necesidades del proyecto.

- Analizador de red MPR63-20 marca ENTES
- Transformadores de corriente CT. 25 marca ENTES
- Convertidor MODBUS GEM-10 marca ENTES

3.1.2.1. Analizador de Red - MPR 63-20

El analizador de red MPR 63-20 monitorea los parámetros necesarios para control de instalaciones eléctricas en baja tensión. El dispositivo puede trabajar en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos.



Figura 3. 2: Analizador de red MPR63-20 marca ENTES

“El analizador de red MPR 63-20 está diseñado para obtener el THDI% y THDV%. Para la comunicación, el analizador de red utiliza

el protocolo de comunicación MODBUS-RTU sobre un puerto de comunicación RS-485".¹⁴

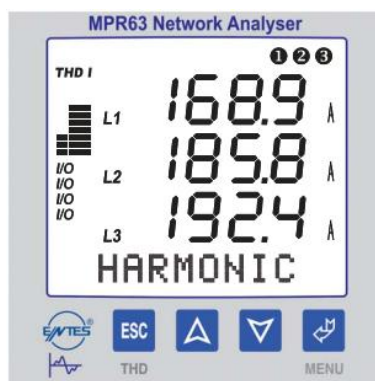


Figura 3. 3: Vista frontal de analizador de red MPR63-20

El dispositivo posee un tamaño compacto de 96x96 mm con una carcasa no inflamable diseñado para ambientes explosivos y agresivos, cuenta con una memoria interna de 1MB que permite almacenar datos de mediciones, permite el ingreso de una clave a fin de que no se pueda realizar cambios por personas no autorizadas, posee alarma de contactos y además puede obtener los valores de la demanda.

El analizador de red MPR 63-20 se ajusta a las aplicaciones de medida y supervisión de parámetros eléctricos, ya que por sus medidas puede ser empotrado en cualquier tablero y de esta manera realizar la supervisión.

¹⁴ Catalogo ENTES [en línea]: Entes 2012 English Catálogo. [Turquía]. También disponible en: <<http://www.ent.es/entes/www.ent.es/entes/images/stories/cat%C3%A1Logos/cataloguefr.zip>>

Características del Analizador de Red MPR 63-20

➤ Parámetros de Medición

- ✓ Voltaje fase – neutro (V_{LN})
- ✓ Voltaje fase – fase (V_{LL})
- ✓ Promedio voltaje fase – neutro
- ✓ Promedio voltaje fase – fase
- ✓ Demanda máxima
- ✓ Corriente de fase (I_L)
- ✓ Corriente de neutro (I_n)
- ✓ Total de corriente ($\sum I$)
- ✓ Factor de potencia (P.F)
- ✓ Frecuencia (Hz)
- ✓ Valores Max. / Min
- ✓ Potencia Activa (P)
- ✓ Potencia Reactiva (Q)
- ✓ Potencia Aparente (S)
- ✓ Total de Potencia Activa ($\sum P$)
- ✓ Total de Potencia Reactiva ($\sum Q$)
- ✓ Total de Potencia Aparente ($\sum S$)
- ✓ Energía Activa Importación (kWh o MWh)
- ✓ Energía Activa Exportación (kWh o MWh)
- ✓ Energía Reactiva Capacitiva (kVARh o MVARh)
- ✓ Energía Reactiva Inductiva (kVARh o MVARh)
- ✓ Total de Distorsión Armónica en Voltaje (%THD V)
- ✓ Total de Distorsión Armónica en Corriente (%THD I)
- ✓ Armónica Individual en Voltaje hasta 31 th
- ✓ Armónica Individual en Corriente hasta 31 th

➤ **Especificaciones Técnicas**

✓ Carcasa

- Dimensiones: 96 x 96
- Protección clase: IP 40
- Peso: 0.75 kg/pcs
- Display: 3,6" LCD

✓ Mediciones

- Rango de Voltaje
 - 0 - 300 VAC (L - N)
 - 0 – 500 VAC (L - L)
- Rango de Voltaje con Transformador 1 – 400 kV
- Corriente Nominal: 5A
- Corriente Mínima: 5mA
- Rango de Corriente: 5mA – 5.5 A
- Rango de Corriente con Transformador: 5mA – 10000 A

✓ Fuente Suplementaria

- Voltaje de Operación: 85 – 265 V AC/DC
- Frecuencia de Operación: 50/60 Hz
- Consumo de Potencia: < 6VA

✓ Condiciones Ambientales

- Temperatura ambiente: -5 / +55 °C
- Temperatura de Almacenamiento: -25 / +70 °C
- Humedad: %90

✓ Conexiones:

- Montage: Flush mounting/rear terminal

- Terminales de conexión: terminal roscado con casquillo
- Tipos de Conexión: 3 fases neutro (3P4W); 3 fases (3P3W); 3 fases (Aron)

Especificaciones técnicas y registro de variables MODBUS véase en el Anexo 3.1.

3.1.2.2. Transformadores de Corriente - CT 25

Los transformadores de corriente son equipos utilizados para la conexión de los analizadores de red, se encargan del escalamiento de corrientes elevadas a valores que toleren lo equipos.



Figura 3. 4: Transformador de Corriente - CT 25

Propiedades

- Razón: 1/2500, Clase:1
- Diámetro Interno: 17.8 mm
- Diámetro Externo: 47mm

3.1.2.3. Convertidor MODBUS - GEM-10

Este dispositivo es utilizado para la comunicación y envío de información del analizador de red y los demás equipos, permite realizar el cambio de protocolo de comunicación MODBUS RS-485 a GPRS (Servicios Generales de Radio por Paquetes) o a una red Ethernet. El GEM-10, puede utilizar GPRS o Ethernet para comunicarse con MODBUS TCP o puede utilizar estas opciones de conexión como redundancia para la otra.



Figura 3. 5: Convertidor GEM-10

Características Generales Convertidor GEM-10

- Capacidad para trabajar con tarjetas SIM que tienen IP estática o dinámica.
- Capacidad para establecer los parámetros del dispositivo a través de WEB (sólo disponible a través de Ethernet).
- Capacidad para trabajar en modo cliente o servidor.
- Capacidad para trabajar en MODBUS TCP y el modo de túnel.”

15

¹⁵ GEM-10 GPRS [en línea]: GEM-10 GPRS/Modbus Gateway. [Turquía]. También disponible en: <http://www.ent.es.com.tr/dosyalar/GEM10%20user%20manual_rev1_04.pdf>

Especificaciones Técnicas

- Carcasa
 - ✓ Dimensiones: 90 x 71 x 80 mm
 - ✓ Protección clase: IP 40 Panel Frontal
 - ✓ Peso: 0.75 kg

- Comunicación
 - ✓ Protocolo de Comunicación: MODBUS TCP/RTU
 - ✓ Ethernet: IEEE 802-3, 802-2
 - ✓ Transformador de Aislamiento: 1.5 kV
 - ✓ Quadband: 850/900/1800/1900 MHz
 - ✓ Enlace Descendente: Max. 85.6 kbps
 - ✓ Enlace Ascendente: Max. 21.4 kbps
 - ✓ Conexión en Línea: 1
 - ✓ Max. Número de dispositivos que se puede conectar: 32
 - ✓ Puertos: Modbus (RS-485), USB(minitype), Ethernet (RJ45)
 - ✓ Interface de configuración: Mini USB, Ethernet (Interface web de configuración)

- Fuente Suplementaria
 - ✓ Voltaje de Operación: 190 – 260 V AC
 - ✓ Voltaje de Entrada: 12 – 20 V DC
 - ✓ Consumo de Potencia: < 5 W
 - ✓ Frecuencia de Operación: 50/60 Hz

- Condiciones Ambientales
 - ✓ Temperatura ambiente: -20 / +60 °C
 - ✓ Temperatura de Almacenamiento: -30 / +70 °C
 - ✓ Humedad: 10% - 85%

- Conexiones:
 - ✓ Montaje: Riel DIN
 - ✓ Conexión Terminales: con tornillos

Categoría	Descripción
Protocolos de Red	TCP/IP, ARP, ICMP, HTTP, Modbus TCP
Puertos Serial	Rs485 – USB para comunicación Puerto USB para configuración
Modos de Operación	Modbus TCP/RTU y Túnel Modbus
Interfaz de Red	10/100 Mbps auto-negociación
Interfaz Serial	1200 – 115200 bps
Suministrar	12-20 VDC
Insolación y protección	Puerto RS485: 500V Puerto Ethernet: 1500 V 15 KV ESD protección sobre puerto USB 10/1000 us (600 W) protección impulso transitorio sobre puerto RS485

Tabla 3. 4: Tabla Especificaciones Técnicas de Convertidor GEM-10

Especificaciones técnicas véase en el Anexo 3.2.

El sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos quedó diseñado de la siguiente forma:

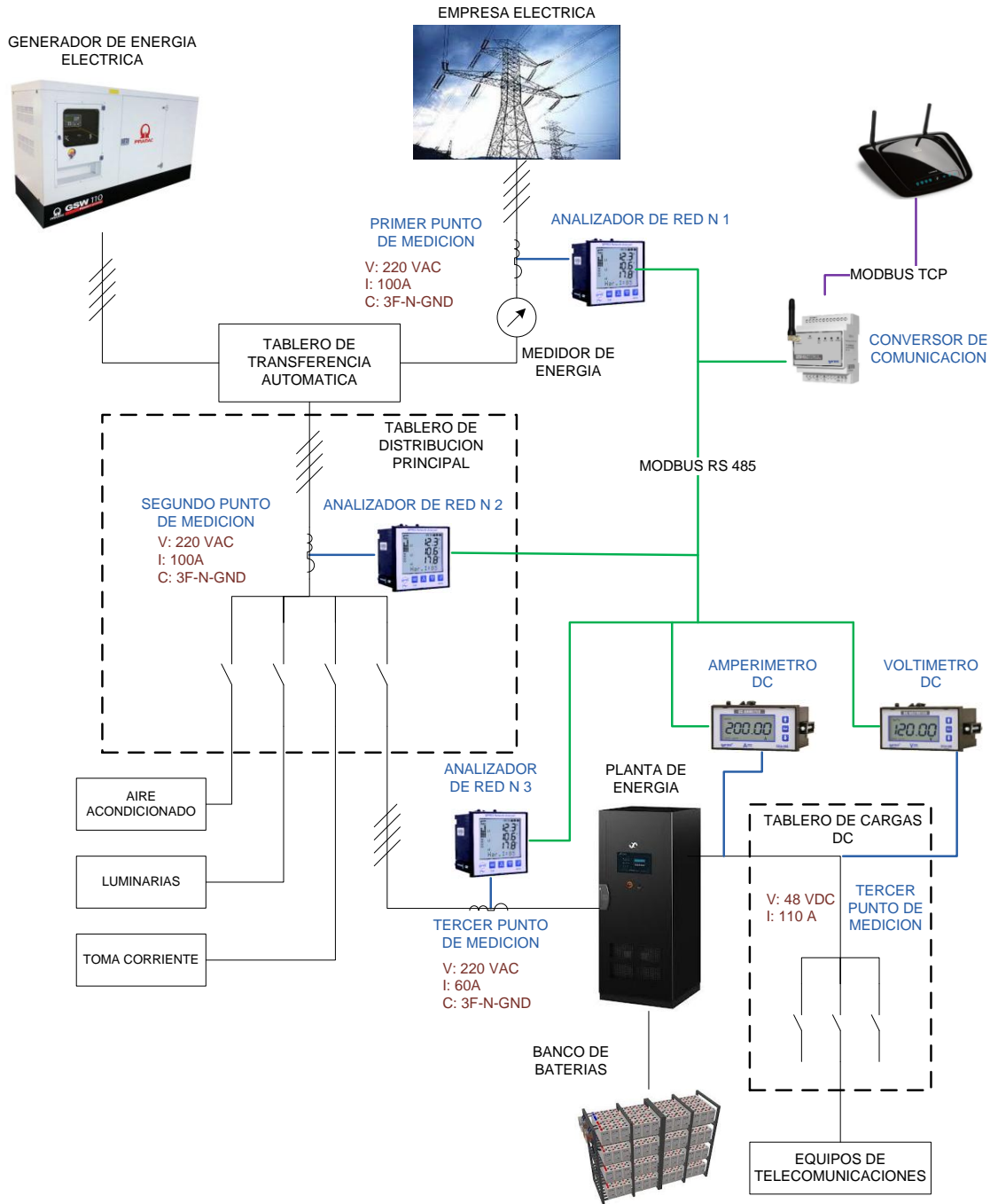


Figura 3. 6: Implementación de Equipos en Estación de Telecomunicaciones

Para la implementación del sistema de monitoreo remoto en las estaciones de telecomunicaciones se realizó un tablero auxiliar, en el cual se instaló todos los equipos de medición y el conversor de comunicación.

3.2. DIAGRAMA DE BLOQUES

En el diagrama de bloques que se presenta en la figura 3.7 se observa la estructura, el sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos, además se encuentran los pasos que se realizaron para completar el proyecto.

3.2.2. Diagrama General del Sistema

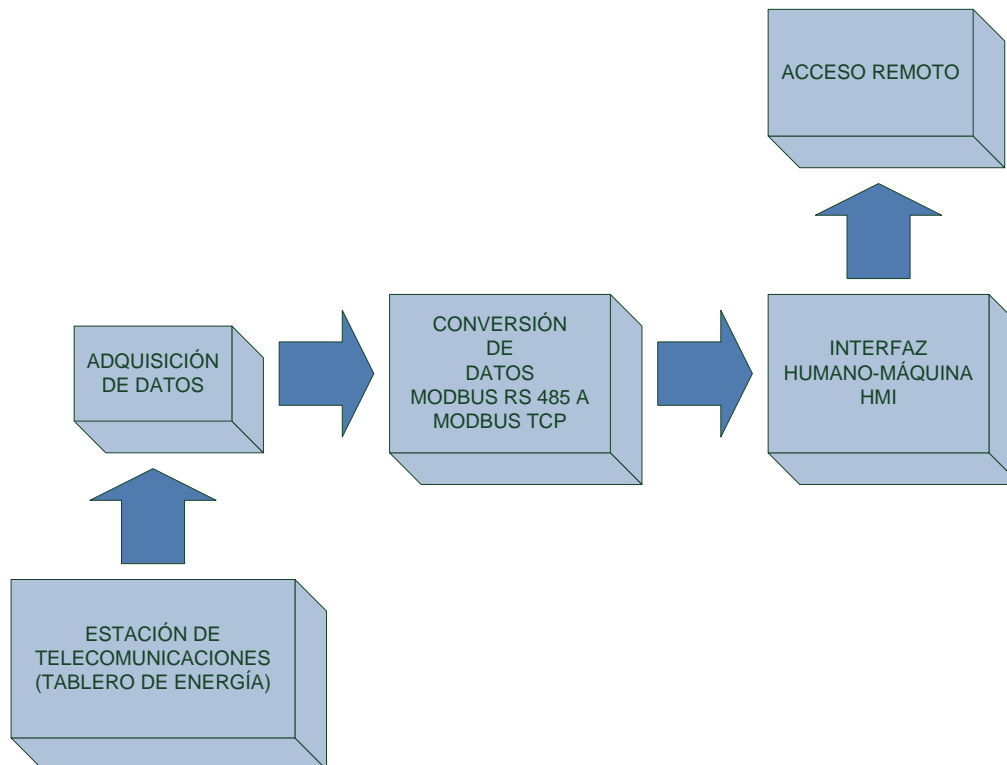


Figura 3. 7: Diagrama de Bloques del Sistema General

3.2.2.1. Estaciones de Telecomunicaciones

Son los lugares en donde se implementará el sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos, puntualmente en los tableros de energía.

3.2.2.2. Adquisición de Datos

La adquisición de los datos se realizó mediante los analizadores de red que se instalaron en un tablero auxiliar, son los encargados de enviar los valores de los parámetros eléctricos utilizando el protocolo de comunicación MODBUS RS-485.

3.2.2.3. Conversión de Comunicación MODBUS RS-485 a MODBUS TCP

En esta parte del sistema se realizó la conversión del envío de los datos. Los analizadores de red envían la información utilizando el protocolo de comunicación MODBUS RS-485 y para la adquisición de datos en el computador utilizando la red Ethernet se aplicó el conversor de comunicación GEM 10 de la marca ENTES. Él es el encargado de transformar el protocolo MODBUS RS-485 al protocolo MODBUS TCP.

3.2.2.4. Interfaz Humano-Máquina(HMI)

El entorno gráfico para el sistema desarrollado fue mediante la interfaz Humano-Máquina (HMI), que se realizó en el software INTOUCH de WONDERWARE. La interfaz está conformada por gráficos, históricos y alarmas.

3.2.2.5. Acceso Remoto

El acceso remoto será de gran utilidad para el sistema, se podrá observar que sucede continuamente con la red de alimentación de energía eléctrica.

Se utilizó el programa de visualización TEAM VIEWER.

3.3. DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DEL HARDWARE DEL SISTEMA

La arquitectura del hardware instalado para el sistema de monitoreo remoto está estructurado de la siguiente manera:

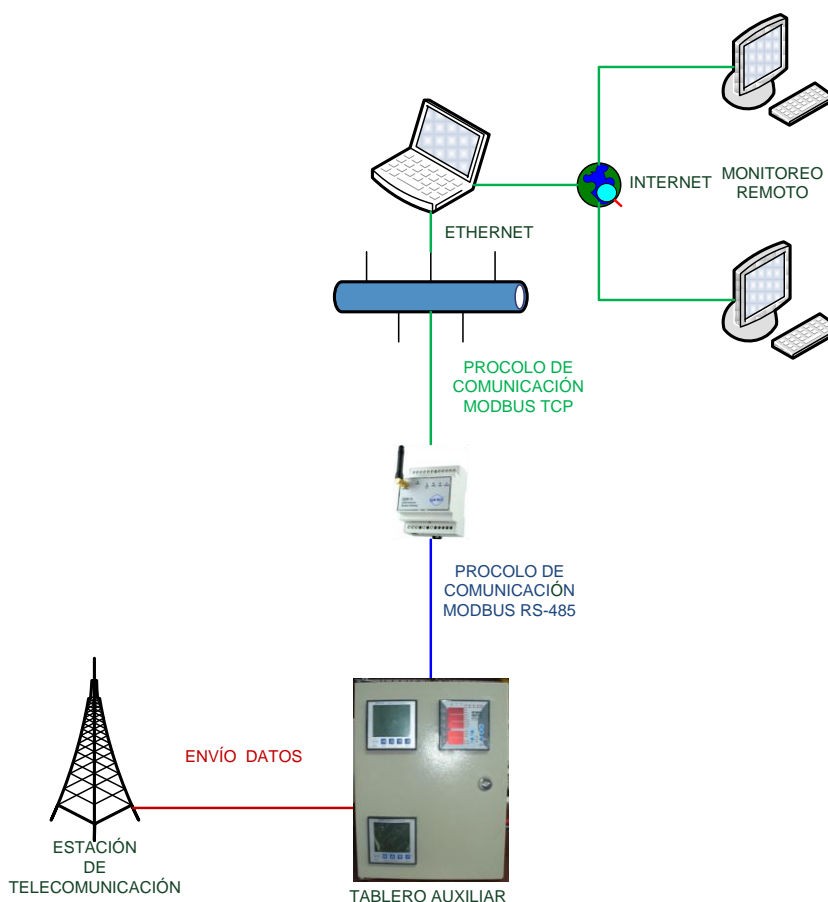


Figura 3. 8: Diagrama del Sistema de Monitoreo

Los analizadores de red se instalaron en un panel auxiliar, para que la visualización del sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos se lo pueda realizar de forma local, observando en un solo panel todo lo que está sucediendo en los puntos de medición.

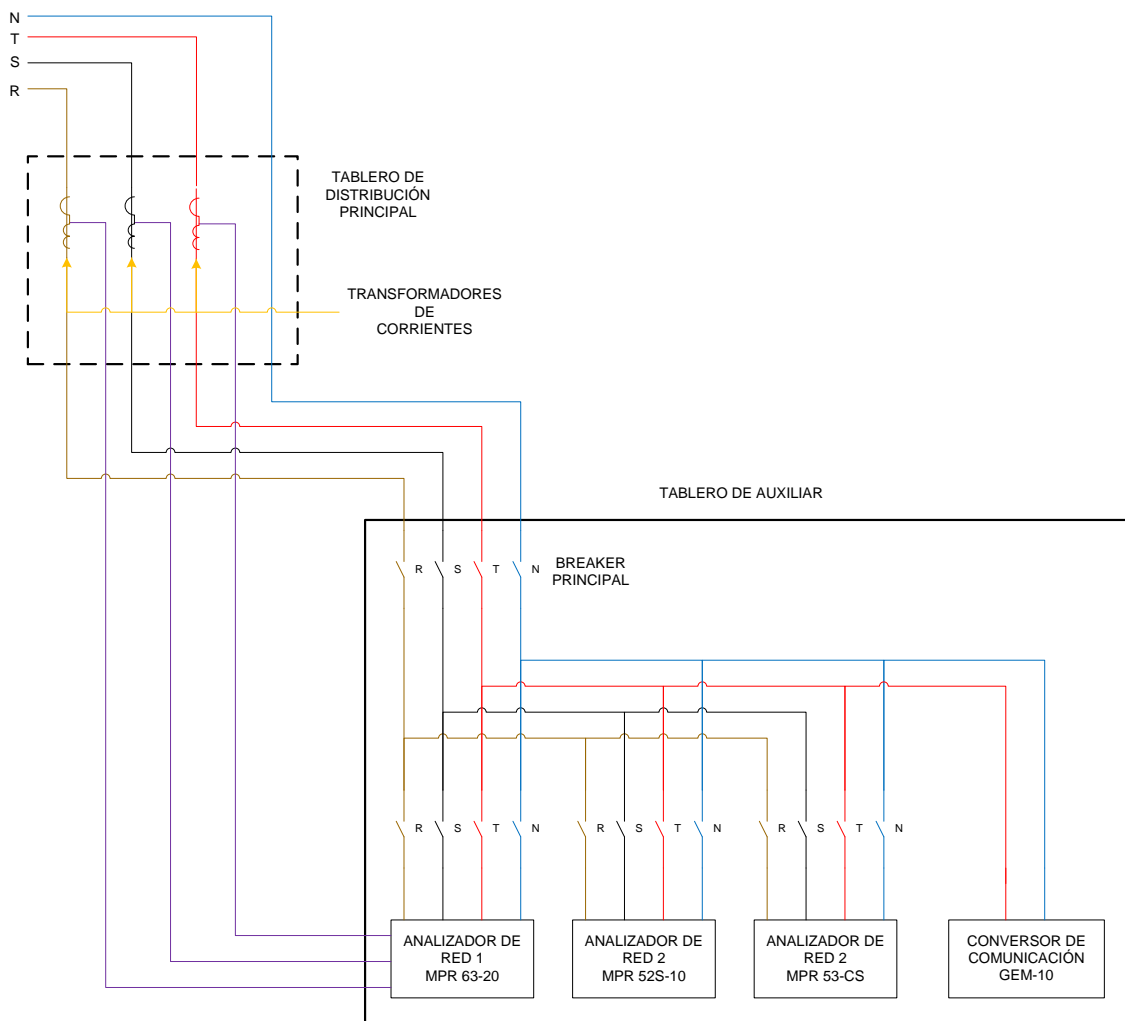


Figura 3. 9: Diagrama Unifilar del Sistema de Implementado

Como se muestra en el diagrama multifilar de la figura 3.9 el panel auxiliar cuenta con un breaker trifásico principal, además para brindar

mayor protección a los equipos se colocó un breaker trifásico para cada analizador de red.



Figura 3. 10: Breakers trifásicos en panel auxiliar

Los breakers de los analizadores de red que se utilizó, brindan facilidad al momento de desconexión, ya que, permite trabajar con cada dispositivo sin necesidad de desconectar los demás equipos.

El tablero auxiliar cuenta con rieles DIN para borneras como se muestra en la figura 3.11, las mismas que se utilizaron para realizar los empates entre los transformadores de corrientes y los analizadores de red.



Figura 3. 11: Panel Auxiliar de Analizadores de Red

3.3.1. Conexión de Equipos

La conexión de los equipos para el sistema de monitoreo se realizó de la siguiente manera:

3.3.1.1. Conexión de Analizadores de Red

La conexión de los analizadores de red se divide en dos partes:

- Eléctrica
- Comunicaciones

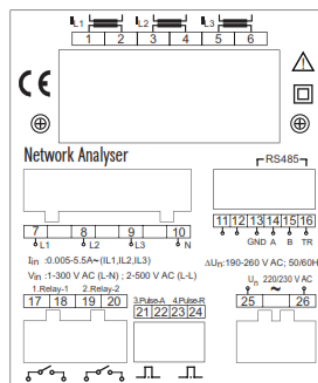


Figura 3. 12: Terminales del analizador de red

Conexión Eléctrica

En los analizadores de red la conexión de la parte eléctrica está formada por conexión de voltaje y conexión de corriente.

- **Conexión de voltaje:** se realizó conectando las líneas de fases y línea de neutro al dispositivo, por medio de las fases, el equipo recibe la alimentación para su funcionamiento.

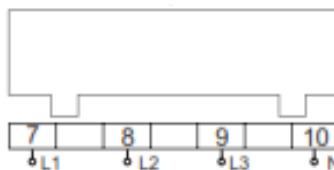


Figura 3. 13: Terminales de voltaje y neutro

Para el encendido del display en los analizadores de red, se utilizó una fuente suplementaria de 220 VAC, la cual se obtuvo de las líneas de alimentación, conectando dos fases a los terminales.

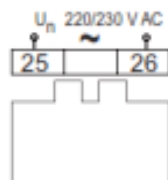


Figura 3. 14: Terminales de Fuente Suplementaria

- **Conexión de corriente:** en la conexión se requirió del uso de transformadores de corriente para cada línea de alimentación.

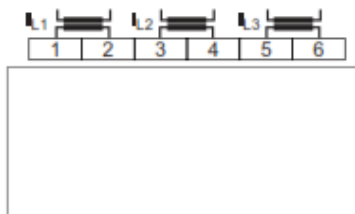


Figura 3. 15: Terminales de corriente

Una vez realizado las conexiones de voltaje y corriente en los analizadores de red, el panel auxiliar se encontró de la siguiente manera:



Figura 3. 16: Conexión de Voltaje y Corriente en Analizadores de Red

Conexión de Comunicaciones

La conexión en la parte de comunicación se realizó en dos pasos:

1. Conexión de terminales de comunicación MODBUS RS-485 a terminales de convertidor GEM10.

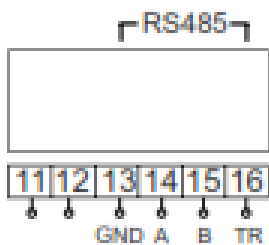


Figura 3. 17: Terminales de MODBUS RS-485

2. Conexión de cable de red Ethernet del convertidor GEM 10 hacia el punto de acceso del Internet para envío de datos.

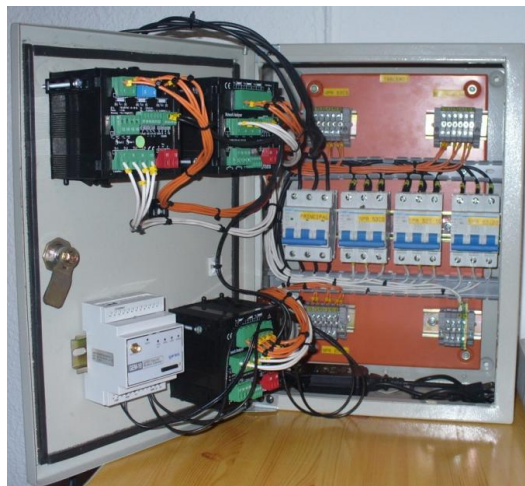


Figura 3. 18: Panel auxiliar conexionado eléctrico y comunicaciones

El detalle de las conexiones eléctricas y de comunicación se especifica en el Anexo 3.1

El sistema de monitoreo que se desarrolló quedo conformado por lo siguiente:

Hardware

Parte física del sistema de monitoreo, se colocaron tres analizadores de red con diferentes características dentro de un panel auxiliar como se visualiza en la figura 3.19.



Figura 3. 19: Panel de Analizadores de Red

Especificaciones técnicas de analizadores de red véase en Anexo 3.1, Anexo 3.3 y Anexo 3.4

El monitoreo de los parámetros eléctricos se podrá realizar de forma local y remota.

- **Local:** se pueden visualizar todos los parámetros eléctricos mediante los displays que poseen los analizadores de red.



Figura 3. 20: Panel de Analizadores de Red - Vista Frontal

- **Remota:** se observan todos los parámetros eléctricos en la interfaz humano-máquina (HMI) que se desarrolló e implementó.

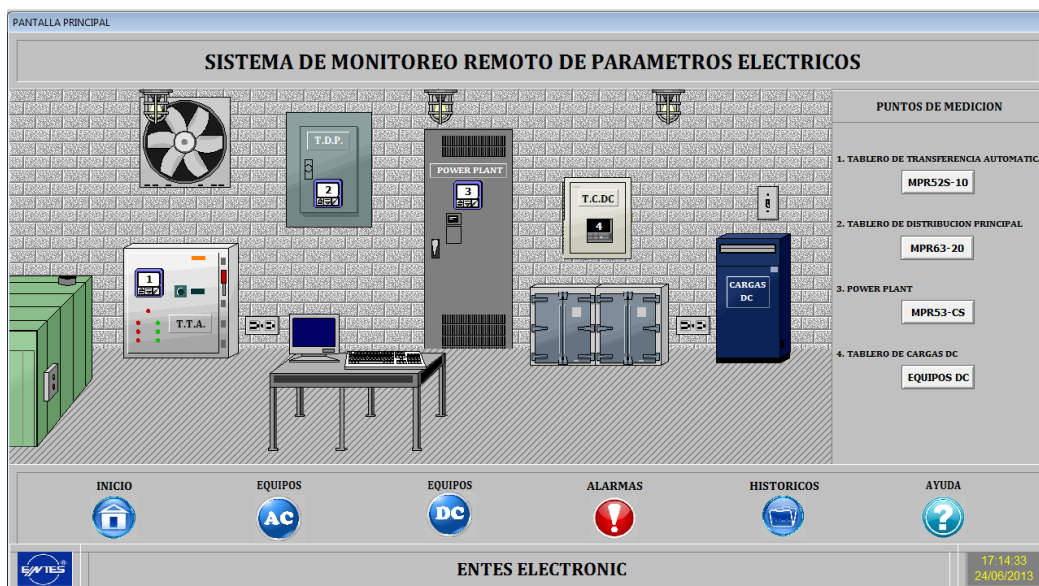


Figura 3. 21: Pantalla Principal de HMI

Software

Se desarrolló una interfaz humano-máquina (HMI) para la visualización de los parámetros eléctricos, gráficas, alarmas e históricos. Éstos serán de gran utilidad para la prevención y corrección de errores.

La interfaz humano-máquina (HMI) se implementó en el software INTOUCH de WONDERWARE.

INTOUCH es una herramienta aplicada al entorno industrial, que permite la comunicación con equipos que utilizan el protocolo MODBUS RS 485 y

MODBUS Ethernet, realiza la adquisición y visualización de datos en un entorno gráfico que se presentarán como alarmas, históricos y gráficas.

3.4. DISEÑO DEL SOFTWARE DEL SISTEMA

El diseño de la interfaz humano-máquina que se implementó en el sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos, fue desarrollado en base a la guía ergonómica de diseño de interfaz de supervisión GEDIS, ofrece un método de diseño especializado en sistemas de control y supervisión industrial basado en niveles donde se van concretando los diseños de los distintos tipos de pantalla y contenidos.

La interfaz humano-máquina fue realizada de acuerdo a los siguientes principios de diseño:

➤ **Fiabilidad**

La reacción de un sistema ante situaciones inesperadas determina su grado de fiabilidad. Más allá del servicio que ofrezca un sistema, este sistema debe ser fiable para que los usuarios puedan utilizar en condiciones óptimas.

➤ **Disponibilidad**

“La alta disponibilidad” consiste en una serie de medidas tendientes a garantizar que el servicio funcione adecuadamente en cualquier momento, dentro de las especificaciones de diseño y básicamente se refiere al tiempo de respuesta del sistema, en caso de declararse un

estado de alerta, la actividad que se desarrolla aumenta de forma considerable y el equipo debe asimilar toda la información que se genera.

➤ **Robustez**

Dado que las fallas no se pueden evitar por completo, el sistema debe estar en capacidad de conservar un nivel de operatividad suficiente como para mantener un mínimo de servicio, eso quiere decir, cuando uno de los recursos falla, los otros recursos siguen funcionando mientras los administradores del sistema buscan una solución al problema.

➤ **Seguridad**

Una falla en el diseño, un usuario o una situación imprevista pueden alterar los parámetros de funcionamiento del sistema, por consiguiente el sistema debe permitir establecer estrategias para prevenir, detectar y defenderse ante estas acciones, estrategias como: el establecimiento de toda una serie de derechos y jerarquías de usuario que limiten el acceso a datos sensibles mediante contraseñas, la filtración de toda la información que se reciba, la fijación de caminos de acceso predeterminados para la información, etc., que para el sistema se consideran necesarias.

➤ **Mantenibilidad**

El sistema debe estar provisto de herramientas de diagnóstico que permitan realizar las tareas de mantenimiento preventivo, modificaciones y pruebas de forma simultánea al funcionamiento normal del sistema.

➤ **Escalabilidad**

Este concepto básicamente está relacionado con la posibilidad de ampliar el sistema con nuevas herramientas o prestaciones. Se puede decir entonces, que una arquitectura escalable para un sistema de control es aquella con la capacidad de incrementar el rendimiento sin que tenga que rediseñarse y simplemente aprovecha el hardware adicional que sea necesario. Un sistema SCADA debe evolucionar ampliándose, actualizándose y adaptándose al entorno que controla de manera que funcione de forma eficiente.

3.4.1. Arquitectura

En diseño de la arquitectura, se siguieron las siguientes normas de la Guía GEDIS:

- “La arquitectura en forma de mapa debe reflejar la organización de la planta.
- La arquitectura jerárquica basada en planta, área, sub-área, equipo es la más recomendable.
- Es mejor definir arquitecturas anchas que profundas para que el operador pueda acceder más rápidamente a la información requerida.
- Se recomienda también que el número de capas de la jerarquía no exceda de cuatro niveles.”¹⁶

¹⁶ Pere A, (2009). Guía de Diseño Gedis, España: Universidad Politécnica de Cataluña

Cumpliendo estas normas expuestas, la arquitectura del sistema de monitoreo consta de 3 niveles jerárquicos, los cuales se encuentran relacionados entre sí, como se muestra en la Figura 3.22.

En el diagrama se encuentran todos los accesos que se realizaron para una navegación interactiva y sencilla.

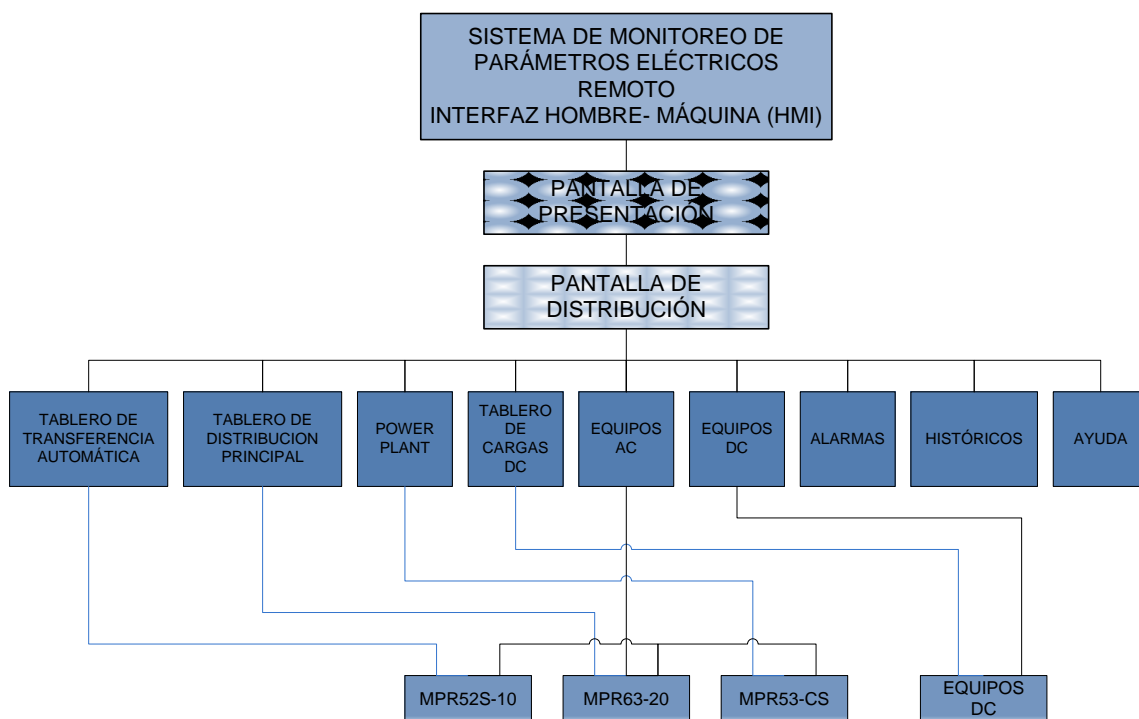


Figura 3. 22: Arquitectura de Interfaz Humano-Máquina

3.4.2. Distribución de las Pantallas

La guía GEDIS nos indica que uno de los pasos importantes en el diseño de la Interfaz humano-máquina, es definir todos los tipos de pantallas que serán utilizadas para el control y supervisión del sistema,

así mismo se deberá desarrollar las plantillas para cada una de ellas, donde se debe tomar en consideración los siguientes conceptos:

- “Ubicación del título de la pantalla, hora, fecha y logotipo de la empresa.
- Si será utilizado, ubicación del menú del sistema.
- Ubicación de las alarmas del proceso.
- Ubicación del mímico del área o sub-área.
- Ubicación de funciones genéricas, tales como confirmación de alarmas.
- En caso de existir elementos como tendencias, tablas, definir su ubicación.”¹⁷

Utilizando estos principios y conjuntamente a los fundamentos que sostiene Gutenberg, estipulan que la información importante debe ir en la parte superior de la pantalla, los gráficos en el lado izquierdo, la información de miscelánea en la parte inferior izquierda, la parte de control en la derecha y se debe mantener una estructura de rejilla en todas las interfaces.

Con todo esto, la guía GEDIS nos ofrece la estructura básica de cualquier pantalla.



Figura 3. 23: Distribución de pantalla

Item	Descripción
1	Título de la pantalla
2	Alarmas
3	Sinóptico
4	Submenú
5	Menú de navegación
6	Logotipo
7	Fecha, Hora

Tabla 3. 5: Descripción de Distribución de Guía GEDIS

1. Título de la pantalla

Cumple con las siguientes especificaciones:

- No utilizar énfasis en el texto (subrayado, itálico, sombreado) salvo en casos especiales.
- El color del texto debe contrastar con el fondo de la pantalla y debe respetar el código de colores previamente definido.
- Cuando se usa color en el texto se debe usar en toda la palabra y no solo en ciertos caracteres.

2. Alarmas

Las alarmas junto con la representación del estatus de los equipos y de los valores analógicos del sistema constituyen los principales elementos con los que se informa al operador sobre el estado de la planta. Las alarmas son muy importantes ya que alertan al operador sobre las situaciones anómalas que se presentan en el proceso e implican una intervención inmediata.

Para esta sección se tomó como referencia las siguientes notas, teniendo en cuenta que las alarmas que se presentan en la simulación son críticas, lo que quiere decir que necesitan de la atención urgente del operador.

- “Los mensajes y alarmas deben ser congruentes con los estándares de color, fuentes, texto, tamaño, espaciamiento y alineamiento predefinidos.
- Se debe evitar el exceso de alarmas y mensajes superfluos al operador.

- El texto de las alarmas debe mostrar el área/equipo concreto, la condición o parámetro anómalo, la prioridad; además de la hora y fecha del evento.
- Color de las alarmas (críticas, advertencias, mensajes, etc.)¹⁷


Item	Color	Descripción	Matiz/Sat/Lum	Rojo/Verde/Azul
Alarma Crítica		Rojo	0/240/120	255/0/0

Tabla 3. 6: Color de Alarma Crítica

3. Sinóptico

En este punto se representa la parte gráfica del sistema, consta del esquema que se desarrolló en Intocuh de Wonderware, que contiene una descripción gráfica de una estación de telecomunicaciones.

4. Submenú

En esta sección se presentan los comandos más importantes e imprescindibles del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos.

Para esto se utilizó los siguientes criterios:

- “Los comandos deben ser claramente visibles para el operador.
- Los comandos deben estar claramente etiquetados.
- El área de acción sobre el comando debe ser suficientemente grande para que sea fácilmente operado.

- Los diferentes tipos de comandos deben ser representados siempre con los mismos tipos de botones para que el operador los identifique rápidamente.”¹⁷

5. Menú de navegación

La navegación no debe ser un obstáculo a las acciones del operador en situaciones de emergencia, por esta razón el área de navegación es de fácil uso para el operador, tanto en emergencia como en el funcionamiento normal de la simulación.

6. Logotipo

Es importante colocar el logo de la empresa en el lado inferior izquierdo para reconocer a quien pertenece la interface.

7. Fecha, Hora

Estos dos elementos son muy importantes en la interfaz humano-máquina ya que siempre se debe conocer la fecha y la hora con el fin de estar conscientes del tiempo en cual suceden los eventos dentro del sistema de monitoreo.

En el caso de la interfaz humano-máquina del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos las pantallas se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

3.4.2.1. Pantalla principal

Se trata de la primera pantalla que aparecerá cuando el usuario ingrese al sistema de monitoreo de parámetros eléctricos. En ella se encuentra la descripción gráfica de una estación de telecomunicaciones donde se implementará el sistema de monitoreo, además permite acceder a las diferentes pantallas que conforman la interfaz humano-máquina. La pantalla principal se encuentra distribuida de la siguiente manera:

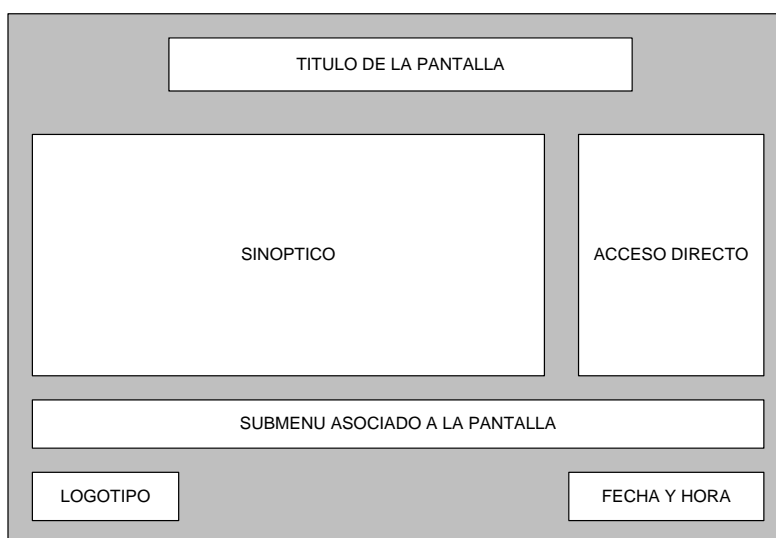


Figura 3. 24: Distribución de Pantalla Principal de HMI

La pantalla principal se diseñó de la siguiente forma, permitiendo el acceso a todas las pantallas de una manera sencilla y rápida; por medio del submenú, los accesos directos y la selección de cada equipo en el sinóptico de la pantalla.

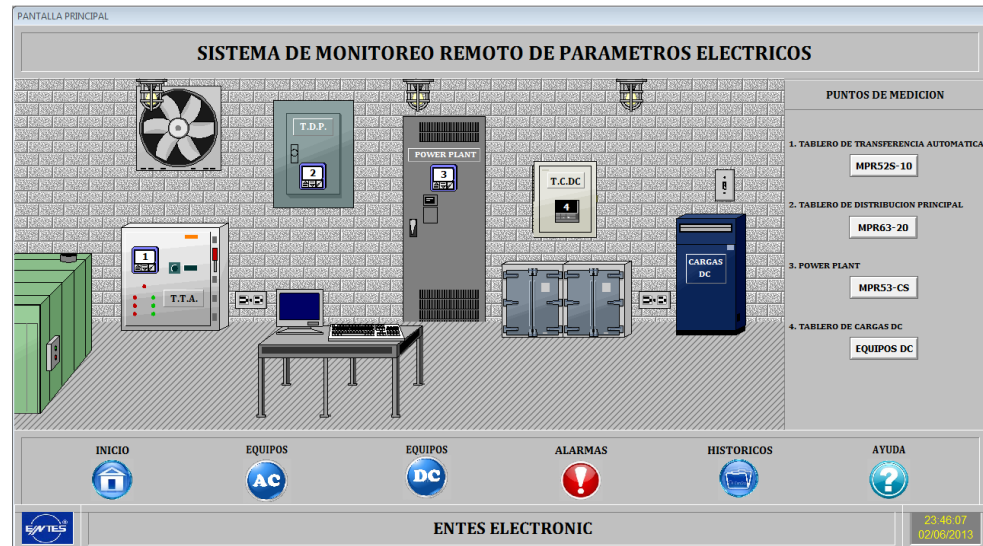


Figura 3. 25: Pantalla Principal de HMI

3.4.2.2. Pantalla de Equipos de Corriente Alterna (AC)

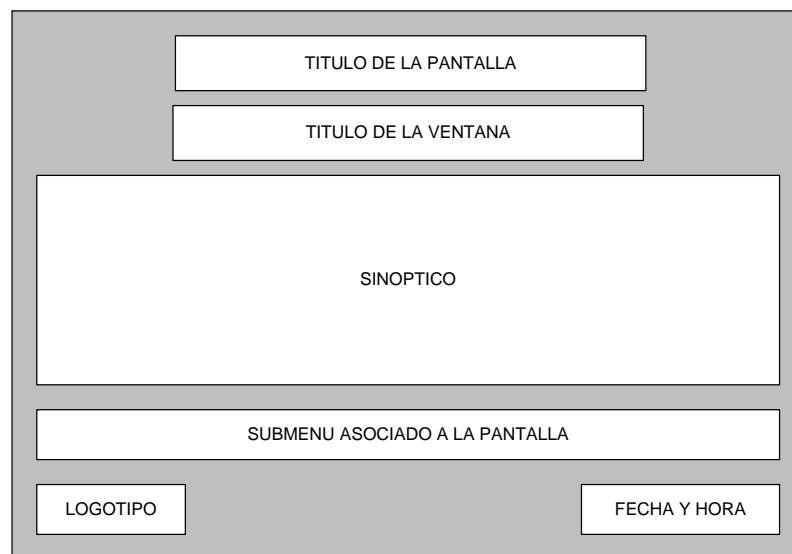


Figura 3. 26: Distribución Pantalla Equipos AC de HMI

La distribución de la pantalla de equipos de corriente alterna (AC) se realizó como se observa en la figura 3.26.

El sinóptico de la pantalla cuenta con una descripción gráfica de los analizadores de red, en donde se observan los parámetros eléctricos más importantes (Voltajes, corrientes y potencias).

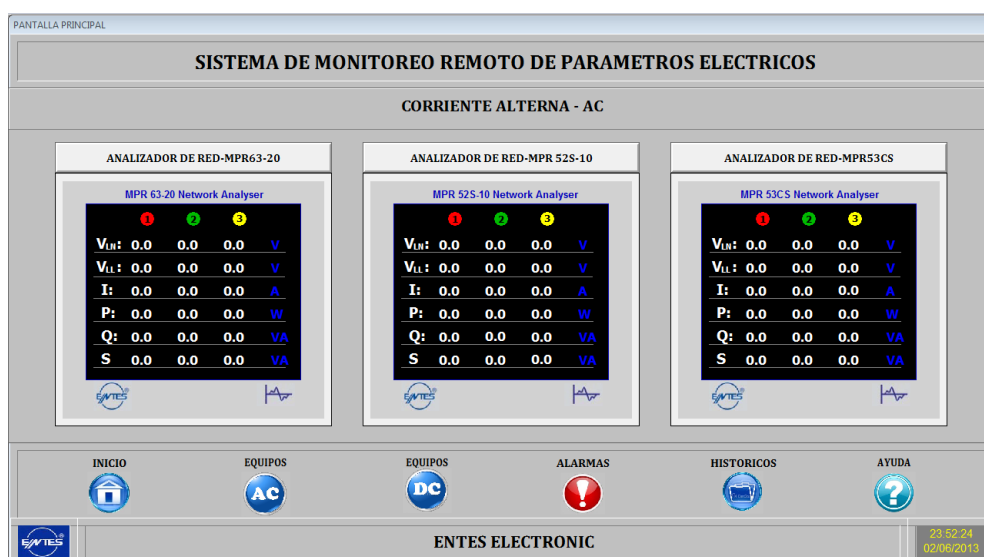


Figura 3. 27: Pantalla de Equipos AC

3.4.2.3. Pantalla de Equipos de Corriente Directa (DC)

La distribución de la pantalla de equipos de corriente directa (DC) es similar a la distribución de la pantalla de los equipos de corriente alterna (AC) que se observó en la figura 3.26.

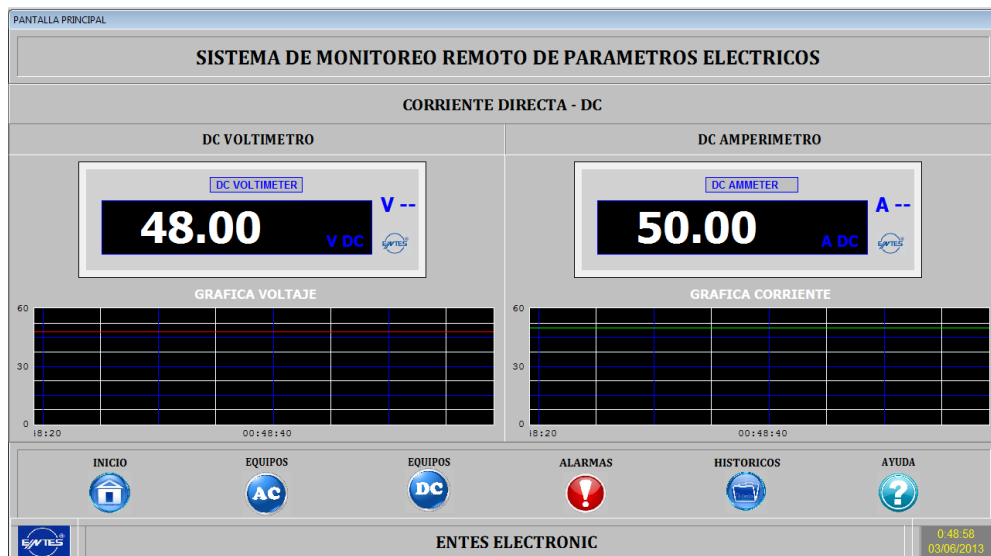


Figura 3. 28: Pantalla Equipos DC

Las diferencias que posee la pantalla de Equipos DC en su diseño se encuentran en el sinóptico, ya se cuenta con la descripción de los equipos DC y gráficas del comportamiento de la corriente y el voltaje.

3.4.2.4. Pantalla de Alarmas

La distribución de la pantalla de Alarmas es similar a la distribución de la pantalla de Equipos AC. En el sinóptico se encuentran todas las alarmas que se pueden presentar en el sistema dividido en:

- Equipos AC
- Equipos DC

Las alarmas se encuentran detalladas para que la detección del error se lo realice de manera inmediata.

Como indica la Guía GEDIS las luces de las alarmas permanecen en color plomo y cambian su color a rojo en el momento que experimentan una variación.







PANTALLA PRINCIPAL

SISTEMA DE MONITOREO REMOTO DE PARAMETROS ELECTRICOS

ALARMAS

CORRIENTE ALTERNA AC									CORRIENTE DIRECTA DC				
ANALIZADOR DE RED	MPR 63-20			MPR 52-10S			MPR 53CS			VOLTIMETRO		AMPERIMETRO	
LINEA	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	VOLTAJE ALTO	VOLTAJE BAJO	CORRIENTE ALTA	CORRIENTE BAJA
VOLTAJE ALTO	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	●	○	●
VOLTAJE BAJO	●	●	●	●	●	●	●	●	●				
CORRIENTE ALTA	○	○	○	○	○	○	○	○	○	DESCONEXION	●		
CORRIENTE BAJA	●	●	●	●	●	●	●	●	●				
PERDIDA DE FASE	●	●	●	●	●	●	●	●	●				

INICIO EQUIPOS EQUIPOS ALARMAS HISTORICOS AYUDA

ENTES ELECTRONIC

0.50.61
03/06/2013

Figura 3. 29: Pantalla de Alarmas

3.4.2.5. Pantalla de Históricos

El sinóptico solo cuenta con el cuadro donde se observan las alarmas que se están generando y las que se corrigieron.

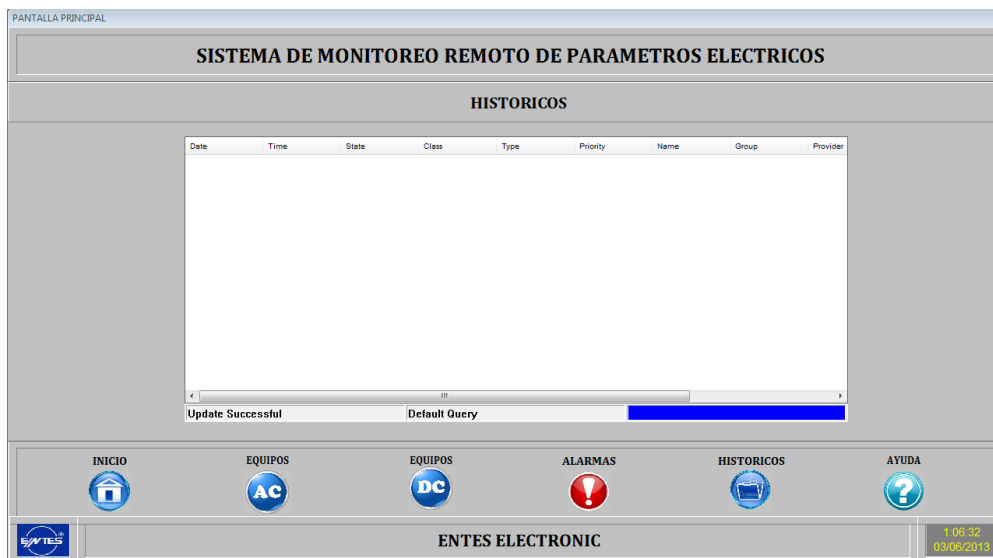


Figura 3. 30: Pantalla de Históricos

3.4.2.6. Pantalla de Ayuda

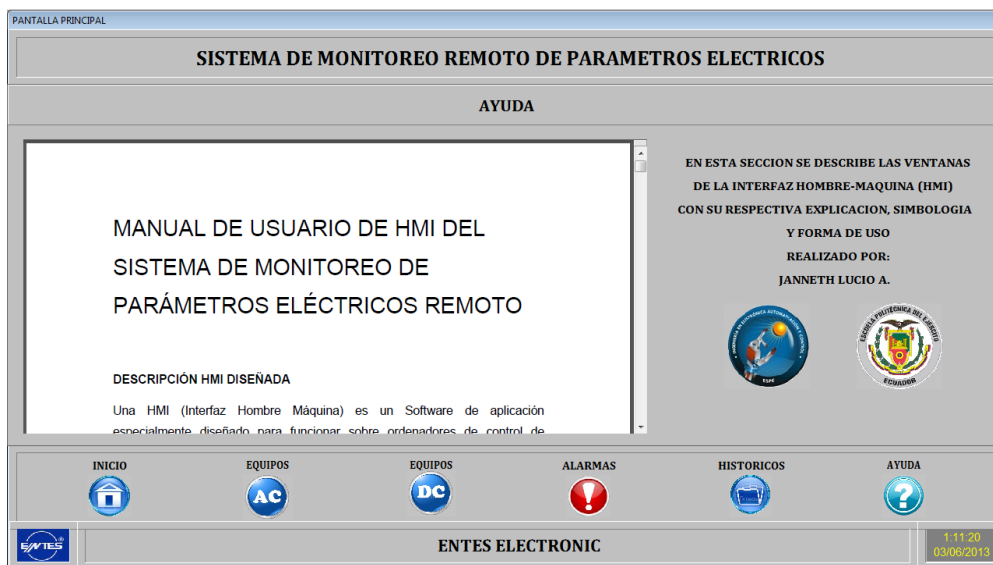


Figura 3. 31: Pantalla de Ayuda

En el sinóptico de la pantalla se encuentra un documento en PDF, que muestra el manual de usuario de la HMI del sistema. Véase en el Anexo 3.5.

3.5. SISTEMA DE COMUNICACIÓN

Para la implementación del sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos, se creó un sistema de comunicación con la ayuda de algunos programas que permitieron comunicar todos los equipos a la interfaz humano-máquina.

La comunicación entre MODBUS TCP (Conversor GEM 10) con la interfaz humano-máquina implementada en el programa INTOUCH de WONDERWARE, se realizó con la ayuda del programa MBENET del I/O Server de WONDERWARE. Para ello previamente se realizó la configuración del Conversor GEM-10, con la ayuda del manual de usuario. Véase en el Anexo 3.2.

3.5.1. Configuración del I/O Server MBENET

MBENET es un software que permite la comunicación entre Intouch y equipos que utilicen el protocolo de comunicación MODBUS TCP.

El programa MBENET es un I/O Server de Wonderware, actúa como servidor de comunicación, ya que permite el acceso a los equipos con comunicación MODBUS TCP (Conversor GEM 10) desde las aplicaciones de Windows (INTOUCH).

En el software MBENET se realizó la creación de los tópicos, los mismo que fueron declarados posteriormente en INTOUCH, obteniendo la comunicación entre la interfaz y los equipos del sistema de monitoreo.

A continuación se realiza una explicación de la configuración que se efectuó en el programa MBENET para la creación de los tópicos.

1. Configuración del tópico:

The screenshot shows the 'MBENET Topic Definition' dialog box. The fields are filled with the following values: Topic Name: MPR63, IP Address: 192.168.0.36, Dest_Index or Unit_ID: 1, Slave Device Type: 584/984 PLC. The 'Use Concept Data Structures' checkbox is unchecked. Under 'Communication Channels', 'Unsolicited Messages' is unchecked. Under 'String Variable Style', 'Full length' is selected. Under 'Register Type', 'Binary' is selected. Under 'Block I/O Sizes', Coil Read is 2000, Register Read is 100, Coil Write is 800, and Register Write is 100. At the bottom, Update Interval is 1000 msec and Reply Timeout is 10 sec. There are 'OK' and 'Cancel' buttons.

Figura 3. 32: Configuración del Primer Tópico del I/O Server de Wonderware

- **Topic Name**

Es el nombre de la aplicación. El Topic Name debe ser igual al Access Name de los I/O tags que se declaró en el programa Intouch, en este caso se asignó el nombre “MPR63”, por tratarse del primer analizador de red.

- **IP Address**

Es la dirección IP del conversor de comunicación GEM 10. La comunicación se realizó entre el conversor GEM 10 y el software MBENET. La dirección IP se repetirá para todos los equipos conectados al conversor, la dirección del equipo GEM 10 es 192.168.0.36

- **Des_Index or Unit_ID**

Es la dirección MODBUS de cada equipo conectado a la red. Esta dirección no se puede repetir. Se pueden conectar hasta 247 equipos a la misma línea de comunicación.

- **Salve Device Type.**

Se utilizó esta configuración 584/984PLC, porque los PLC también trabajan con este tipo de protocolo de comunicación MODBUS TCP.

La configuración de los demás tópicos para la comunicación con INTOUCH se realizó de la misma manera, cambiando el nombre del Topic y el número de Unit_ID, la dirección IP continúa siendo 192.168.0.36

Los tres tópicos de los analizadores de red se encuentran configurados como se observa en la tabla 3.7.

Unit_ID	Topic	IP Address	Analizador de Red
1	MPR63	192.168.0.36	MPR 63-20
2	MPR52S-10	192.168.0.36	MPR 52S-10
3	MPR53CS	192.168.0.36	MPR 53 CS

Tabla 3. 7: Información de Tópicos

En la figura 3.33 se observa la arquitectura de la comunicación MODBUS TCP implementada en el proyecto.

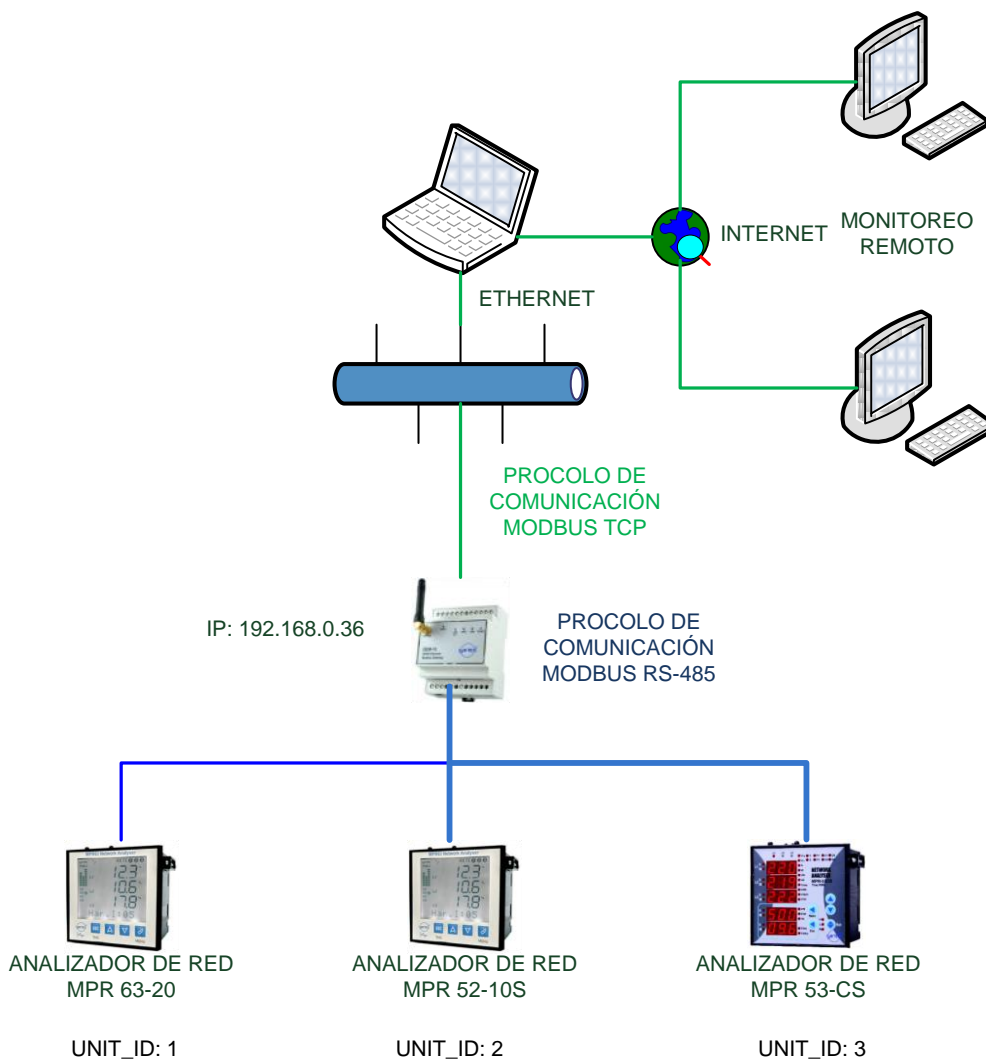
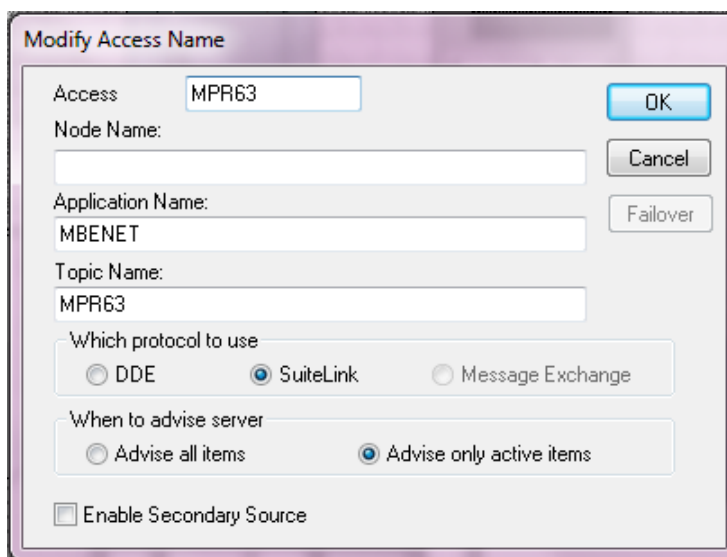


Figura 3. 33: Diseño de Arquitectura de MODBUS TCP

3.5.2. Configuración del Access Name en Intouch

Para completar la comunicación entre MODBUS TCP con la interfaz humano-máquina, en la ventana del Access Name del programa INTOUCH se declaró todos los tópicos que fueron creados en el programa I/O Server MBENET.

La declaración que se realizó en el software INTOUCH para configurar los tópicos creados fue de la siguiente forma:



The image shows a dialog box titled "Modify Access Name". It contains the following fields and options:

- Access:** Text box containing "MPR63".
- Node Name:** Empty text box.
- Application Name:** Text box containing "MBENET".
- Topic Name:** Text box containing "MPR63".
- Which protocol to use:** Radio buttons for "DDE", "SuiteLink" (selected), and "Message Exchange".
- When to advise server:** Radio buttons for "Advise all items" and "Advise only active items" (selected).
- Enable Secondary Source:** Unchecked checkbox.
- Buttons:** "OK", "Cancel", and "Failover" on the right side.

Figura 3. 34: Configuración del Primer Access Name en Intouch

- **Access Name**

Es recomendable utilizar el mismo nombre del topic creado en el software MBENET, en este caso fue "MPR63".

- **Node Name**

Se asigna solo cuando se van a leer datos de otro computador, en este caso se dejó en blanco, como explica la figura 3.34.

- **Application Name**

Después se procede a colocar el nombre del programa que permite la comunicación con los equipos, en este caso fue MBENET.

- **Topic Name**

Luego se asigna el nombre del archivo declarado en el programa MBENET que fue MPR63

- **Which protocol To Use**

Se selecciona el enlace SuiteLink, porque se está utilizando un programa del mismo fabricante del INTOUCH para la adquisición de datos del protocolo MODBUS.

- **When to Advise Server**

Finalmente se escoge la opción advice only active items.

Esta configuración se realizó también para los dos siguientes analizadores de red que forman parte del sistema de monitoreo remoto.

3.5.3. Configuración de Team Viewer

El software de monitoreo remoto que se utilizó en el desarrollo del proyecto se llama Team Viewer.

Team Viewer es un programa para ordenadores, que tiene como función principal realizar una conexión de forma remota con otros equipos. Este programa posee otras funciones:

- Compartir y controlar escritorios
- Realizar reuniones en línea
- Video llamadas
- Transferencia de archivos.

Existen diferentes versiones que permiten acceder a este software desde varios sistemas operativos como: Microsoft Windows, Mac OS X, Linux, iOS y Android.

Para su instalación se realizó la descarga del programa y se aplicó los pasos de configuración que se indicaban en la instalación del software. Dando como resultado la visualización de la siguiente pantalla una vez instalado:

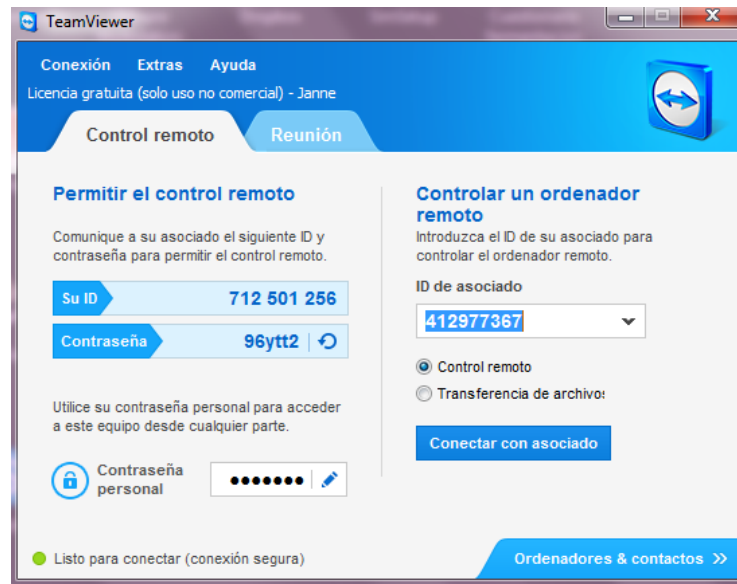


Figura 3. 35: Pantalla de Software Team Viewer

Para poder realizar el monitoreo mediante el programa se debe conocer dos datos importantes:

- ID: es el número de identificación que posee cada computador cuando se instala el software
- Contraseña: es la seguridad que posee este software, ya que solo las personas autorizadas que conocen la contraseña pueden realizar el monitoreo remoto del sistema.

Mediante el uso del software se logró realizar un monitoreo continuo de forma remota accediendo desde cualquier computador, celular inteligente o tablet.

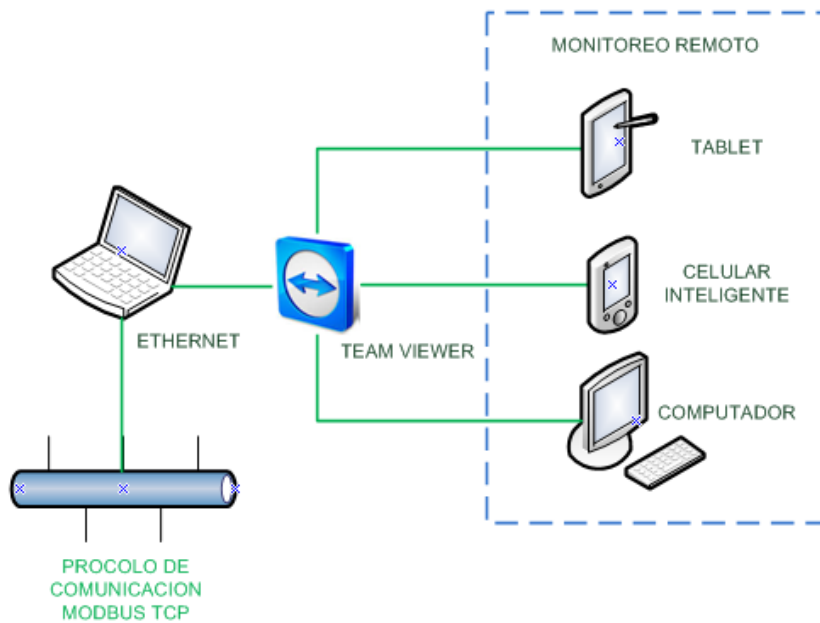


Figura 3. 36: Sistema de Monitoreo Mediante el Software Team Viewer

CAPÍTULO IV

PUESTA EN MARCHA

El funcionamiento del sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos se comprobó mediante la aplicación de las siguientes pruebas:

- Pruebas de comunicación
- Pruebas de medida de parámetros eléctricos
- Pruebas de acceso remoto
- Pruebas de funcionamiento

4.1. PRUEBAS DE COMUNICACIÓN

Las pruebas de comunicación se realizaron mediante el uso de los siguientes programas:

- Interfaz WEB de conversor GEM-10
- CMD - Pantalla de comandos

En estas pruebas se comprobó el acceso y la conexión continua al dispositivo GEM-10

4.1.1. Interfaz WEB de Conversor GEM-10

La comunicación de los equipos medidores de parámetros eléctricos se realizó mediante el protocolo de comunicación MODBUS TCP, por esta razón se utilizó el conversor GEM-10, el mismo que permite acceder a los registros por medio de la red Ethernet.

La verificación de la correcta configuración del conversor GEM-10 se realizó probando el acceso mediante la interfaz WEB, que posee el dispositivo.

- Ingreso a interfaz WEB mediante la dirección IP de conversor GEM-10, como se observa en la figura 4.1.

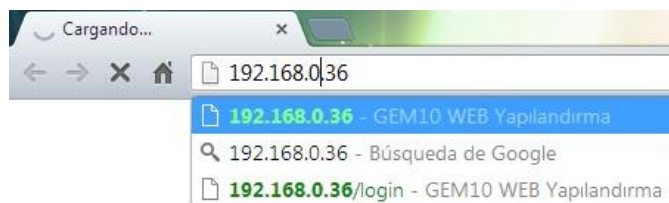


Figura 4. 1: Dirección IP del dispositivo

➤ Pantalla de ingreso a interfaz WEB

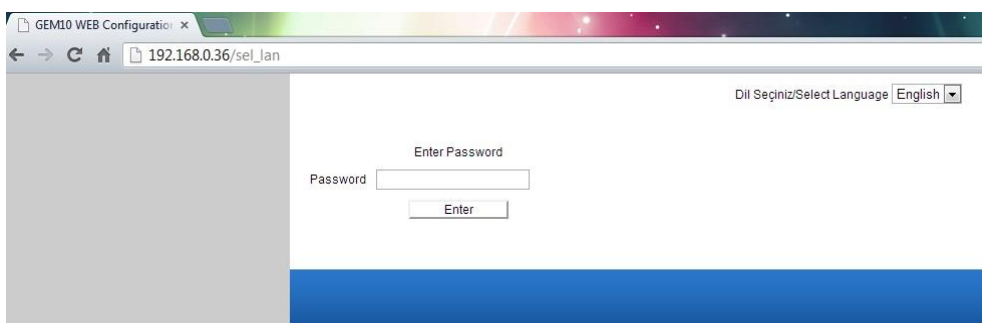


Figura 4. 2: Pantalla de ingreso

➤ Acceso a interfaz WEB pantalla principal

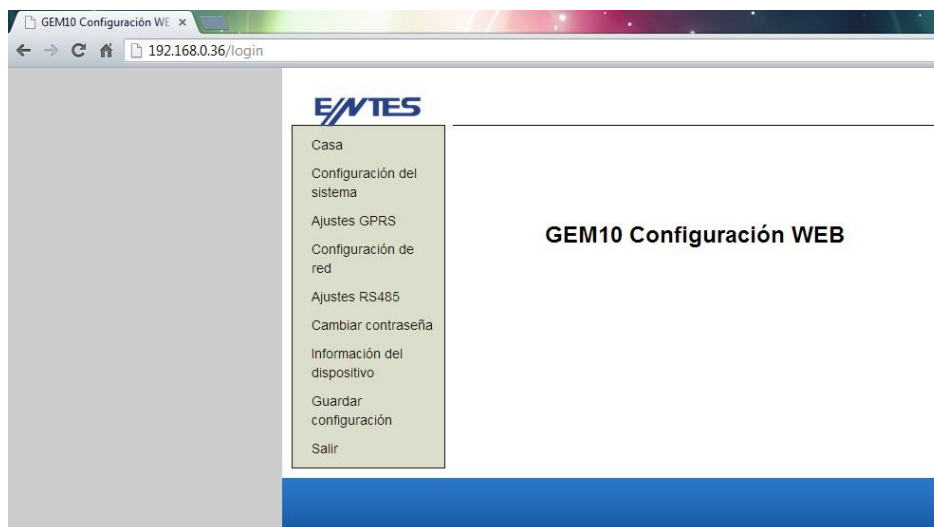


Figura 4. 3: Pantalla de Principal de Interfaz WEB

La pantalla que se presenta en la figura 4.4 muestra los datos que se configuraron en el dispositivo, como por ejemplo: dirección IP del

equipo, puerta de entrada, etc. Por medio de esta interfaz también se pueden realizar cambios en esta configuración.

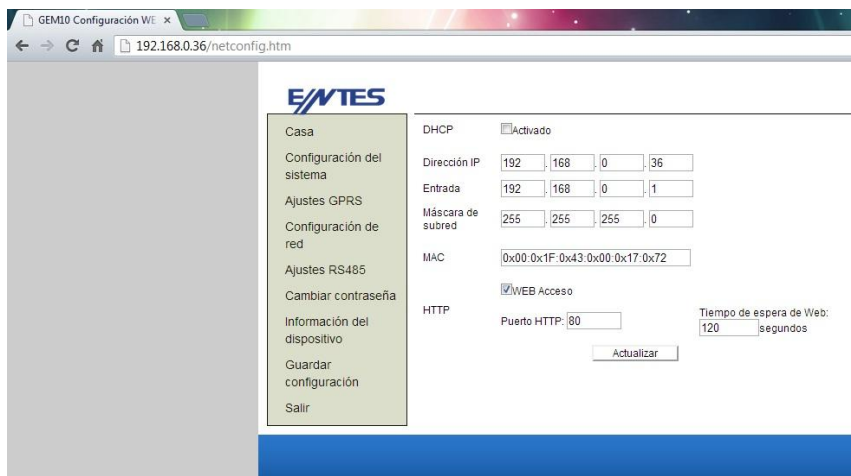
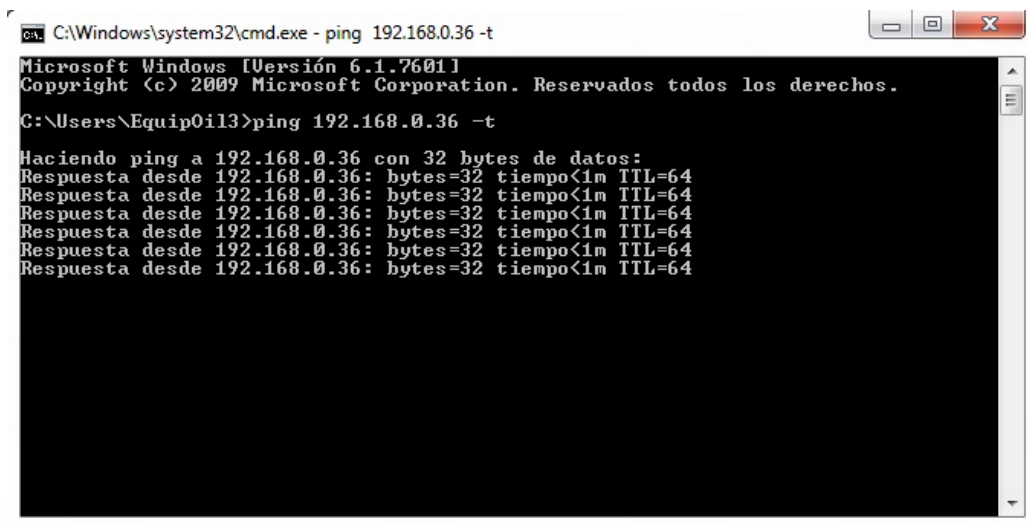


Figura 4. 4: Configuración de Dispositivo Mediante Interfaz WEB

4.1.2. Verificación de Comunicación - CMD

La verificación de la comunicación Ethernet se realizó mediante la pantalla de comandos – CMD; utilizando un ping continuo con la dirección IP del dispositivo (192.168.0.36), se observó la respuesta por parte del conversor GEM-10.



```
C:\Windows\system32\cmd.exe - ping 192.168.0.36 -t
Microsoft Windows [Versión 6.1.7601]
Copyright (c) 2009 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

C:\Users\EquipOil3>ping 192.168.0.36 -t

Haciendo ping a 192.168.0.36 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.36: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.36: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.36: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.36: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.36: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
```

Figura 4. 5: Pantalla de comandos – CMD

4.2. PRUEBAS DE MEDIDA DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Las pruebas que se efectuaron para la verificación de las medidas de parámetros eléctricos fueron las siguientes:

- **Adquisición y visualización de parámetros eléctricos en displays de analizadores de red.**

En la figura 4.6 se observan los valores de voltaje y corriente de la red de alimentación en todos los analizadores de red instalados en el panel auxiliar.



Figura 4. 6: Visualización de voltajes y corrientes en analizadores de red

➤ **Monitoreo de parámetros eléctricos mediante interfaz humano-máquina**

Para verificación del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos mediante la HMI se tomaron imágenes de las pantallas que forman parte de la interfaz humano-máquina.

✓ **Equipos de Medición AC**

En la figura 4.7 se observan los valores de voltajes de los tres analizadores de red, por tratarse de un sistema de prueba solo se contó con tres transformadores de corriente, que fueron conectados a un solo analizador, es por esta razón que, en los dos analizadores restantes no se observaron los valores de corriente, ni los demás parámetros eléctricos, ya que se necesitaba el valor de la corriente para realizar los cálculos de cada parámetro. En estos analizadores de

red se comprobó su funcionamiento en el envío de los registros de voltaje a la interfaz humano-máquina

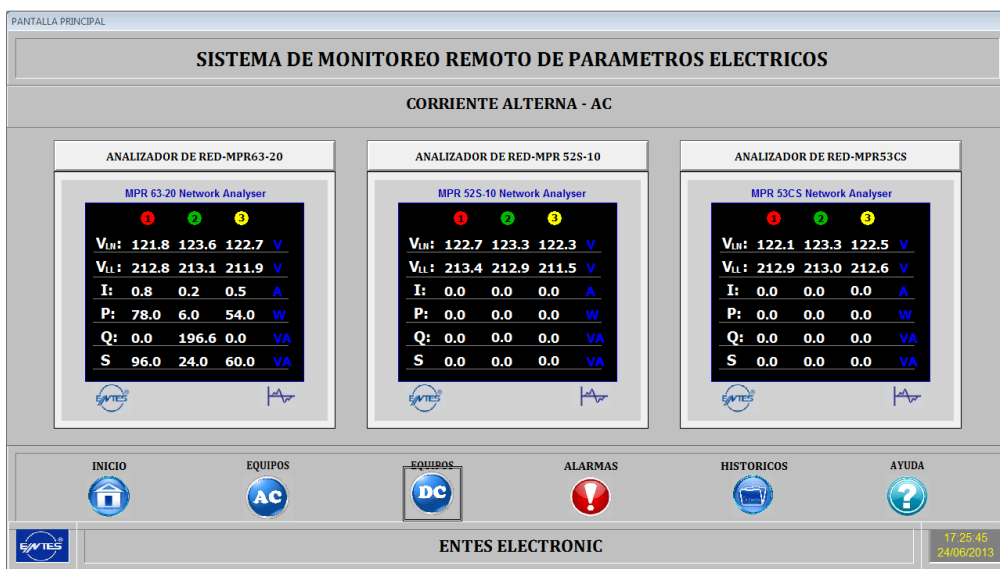


Figura 4. 7: Pantalla Equipos de Medición AC

✓ **Analizador de Red N° 1 - MPR 63-20**

En la pantalla del analizador de red N°1 se presentan todos los parámetros eléctricos, además se visualizan las gráficas de formas de onda de voltaje y corriente de las líneas de alimentación.

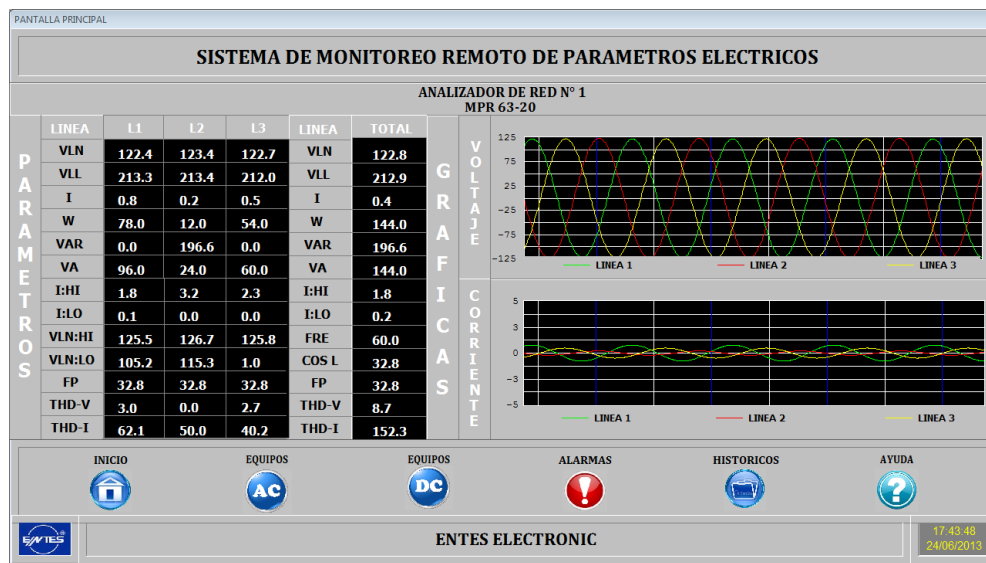


Figura 4. 8: Pantalla Analizador de Red N° 1 - MPR 63-20

✓ Analizadores de Red MPR 52S-10 y MPR 53-CS

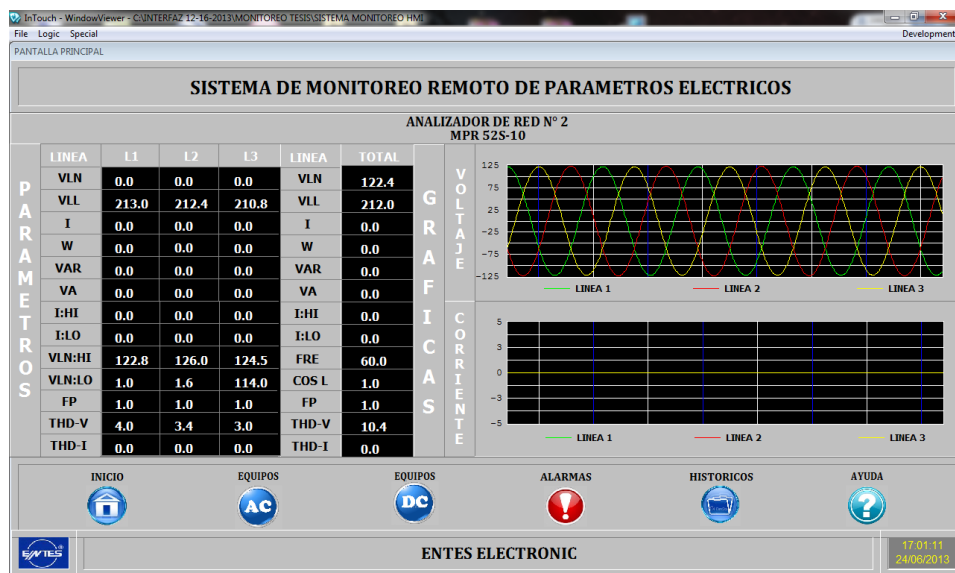


Figura 4. 9: Pantalla Analizador de Red N° 2 - MPR 52S-10

La pantalla que se presenta en la figura 4.9 es del analizador de red N° 2, dentro de ella se observan los valores de voltaje con su respectiva gráfica; la pantalla del analizador de red N° 3 posee las mismas características.

En el diseño de las pantallas se colocaron todas las variables de los parámetros eléctricos, ya que en el momento en que se instalen los transformadores de corriente a los analizadores de red, podrán adquirir y presentar todas las medidas eléctricas de la red de alimentación.

✓ Equipos de Medición DC

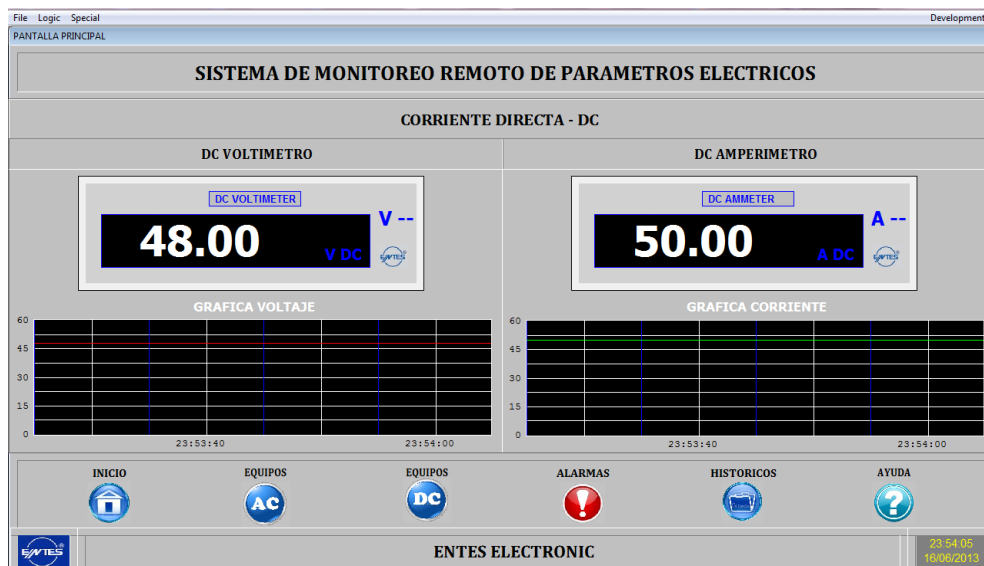


Figura 4. 10: Pantalla de Equipos de Medición DC

El sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos tiene como uno de sus objetivos, monitorear voltaje y corriente DC en bancos de baterías, es por esta razón que se diseñó esta pantalla en la interfaz humano-máquina, para que en el momento de instalar los equipos en DC, se configure la adquisición de los registros y se pueda monitorear los parámetros eléctricos en corriente continua.

✓ Alarmas

PANTALLA PRINCIPAL													
SISTEMA DE MONITOREO REMOTO DE PARAMETROS ELECTRICOS													
ALARMAS													
CORRIENTE ALTERNA AC									CORRIENTE DIRECTA DC				
ANALIZADOR DE RED	MPR 63-20			MPR 52-10S			MPR 53CS			VOLTIMETRO		AMPERIMETRO	
LINEA	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	VOLTAJE ALTO	VOLTAJE BAJO	CORRIENTE ALTA	CORRIENTE BAJA
VOLTAJE ALTO	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
VOLTAJE BAJO	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	DESCONEXION			
CORRIENTE ALTA	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>				
CORRIENTE BAJA	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	DESCONEXION			
PERDIDA DE FASE	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>				

INICIO
EQUIPOS AC
EQUIPOS DC
ALARMAS
HISTORICOS
AYUDA

ENTES ELECTRONIC

17:08:29
24/06/2013

Figura 4. 11: Pantalla de Alarmas

En la pantalla que se visualiza en la figura 4.11 se observan todas las alarmas que se presentaron en el momento de la corrida del programa, en ella nos indica que los transformadores de corriente no se encuentran conectados en el analizador de red MPR52-10s y MPR53-Cs, ya que las alarmas de corriente baja en los dos dispositivos se encuentran encendidas por su valor de 0 A.

✓ Históricos de Alarmas

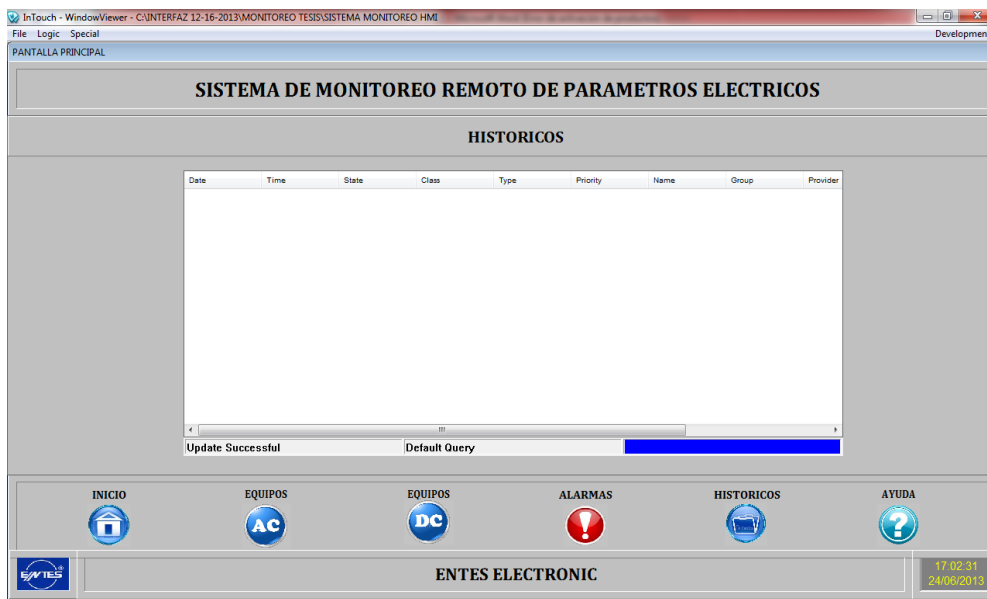


Figura 4. 12: Pantalla de Históricos

En la figura 4.12 se observa el histórico de alarmas.

Todas las alarmas del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos requieren una intervención inmediata por esta razón, todas poseen un nivel crítico de 1.

4.3. PRUEBAS DE MONITOREO REMOTO

La verificación de las pruebas de acceso remoto se realizó utilizando el software Team Viewer adquiriendo imágenes del monitoreo del sistema de parámetros eléctricos de los siguientes dispositivos: computador, tablet y teléfono inteligente.

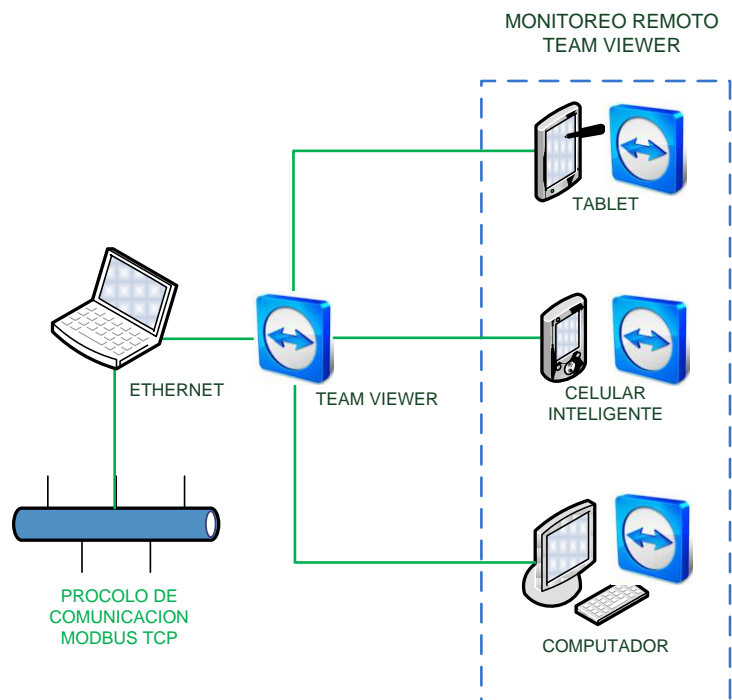


Figura 4. 13: Monitoreo Mediante Team Viewer

Para el monitoreo remoto, previamente se instaló el programa en cada uno de los dispositivos.

4.3.1. Monitoreo Remoto Mediante Computador

El monitoreo remoto por medio de otro computador se lo puede realizar sin necesidad de la instalación del programa INTOUCH.

En la figura 4.14 se observa la pantalla principal de la interfaz humano-máquina que monitorea el sistema de parámetros eléctricos.

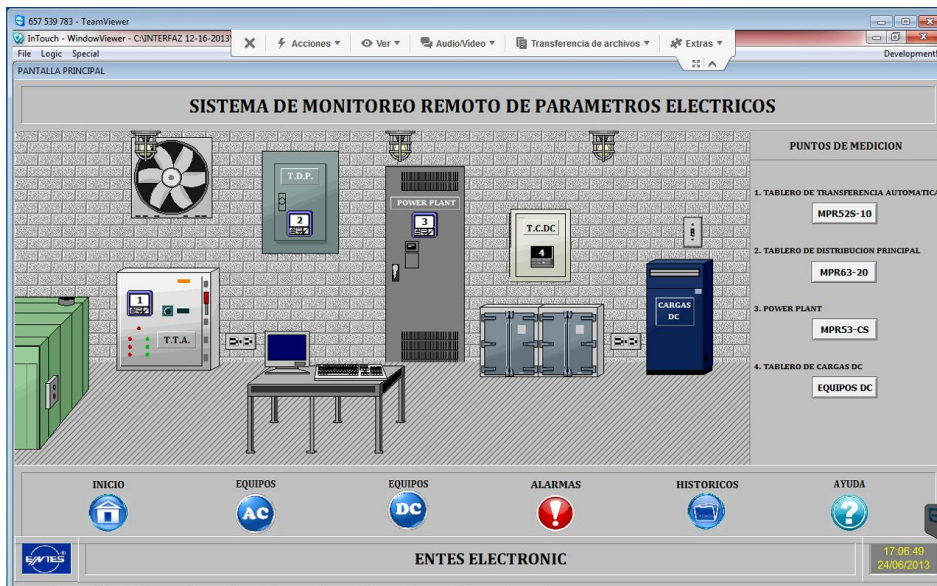


Figura 4. 14: Monitoreo Remoto Computador – Pantalla Principal

En la figura 4.15 se visualizan los valores de los tres analizadores de red remotamente en la pantalla de Equipos de Medición AC

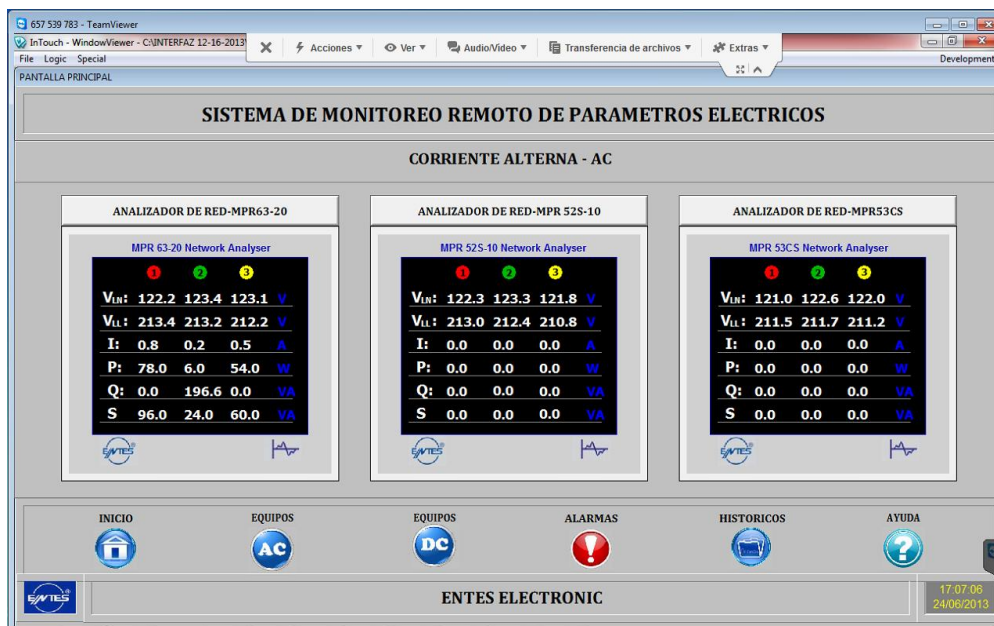


Figura 4. 15: Monitoreo Remoto Computador – Pantalla Equipos AC

En la figura 4.16 se observa los valores y gráficas del analizador de red N°1 – MPR 63-20 de forma remota.

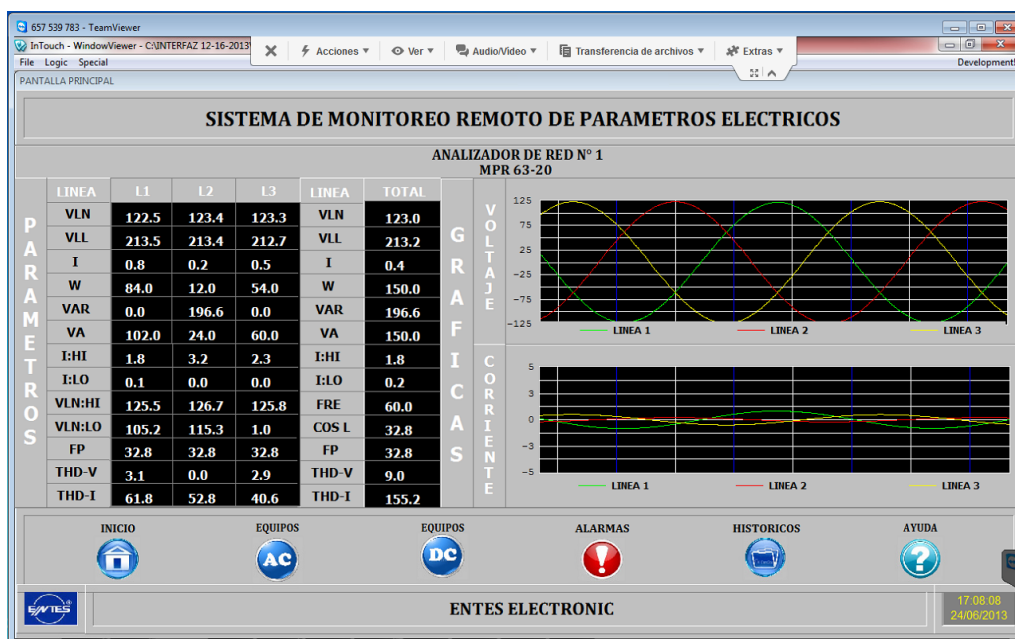


Figura 4. 16: Monitoreo Remoto Computador – Pantalla Analizador de Red 1

4.3.2. Monitoreo Remoto Mediante Tablet y Teléfono Inteligente

Una de las facilidades que ofrece el software Team Viewer es la capacidad de instalación en tablets y teléfonos inteligentes que trabajen con un sistema operativo android; permitiendo acceder al sistema de monitoreo desde cualquier sitio y momento.

4.4. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

La versatilidad y funcionalidad del sistema de monitoreo que se implementó en este proyecto, se comprueba realizando una comparación con un sistema de monitoreo de parámetros eléctricos portátil, es decir, se muestra como un analizador de red portátil entrega los mismos datos que el sistema desarrollado, pero sin la ventaja de poder monitorear remotamente desde cualquier sitio y momento.



Figura 4. 17: Voltajes y corrientes en analizador de red portátil

En la figura 4.17 se observa las corrientes y voltajes de la línea de alimentación, además los desfases que presenta cada línea.

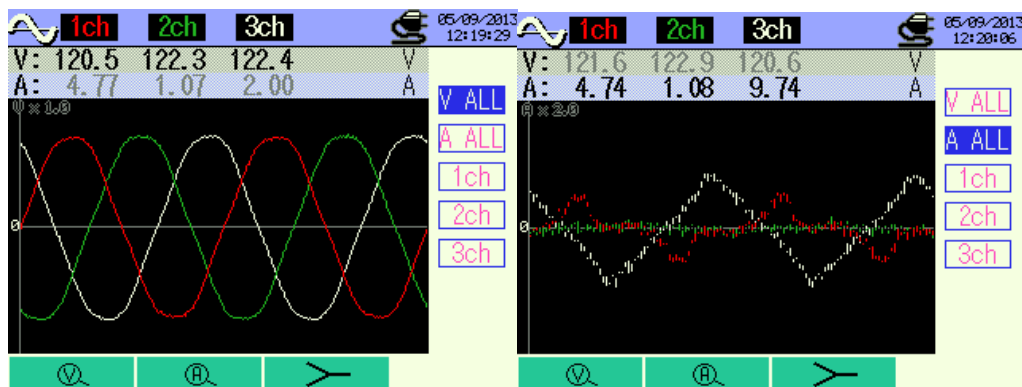


Figura 4. 18 y Figura 4. 19: Formas de onda de voltaje y corriente

En las figuras 4.18 y 4.19 se presentan las gráficas de las formas de onda de voltaje y corriente, en ella se puede observar el desfase de 120° entre cada línea.

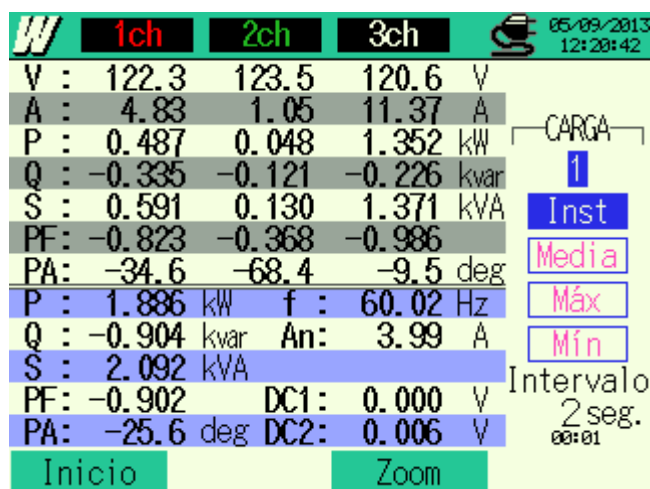


Figura 4. 20: Parámetros eléctricos

Una de las desventajas del monitoreo con analizadores de red portátiles son los cambios continuos de pantallas que se deben realizar para observar lo que está sucediendo en las redes de alimentación de

energía eléctrica; lo que no sucede con el sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos desarrollado en este proyecto, ya que en él se visualizan todos los parámetros eléctricos y las gráficas de forma de onda de voltaje y corrientes en una sola pantalla.

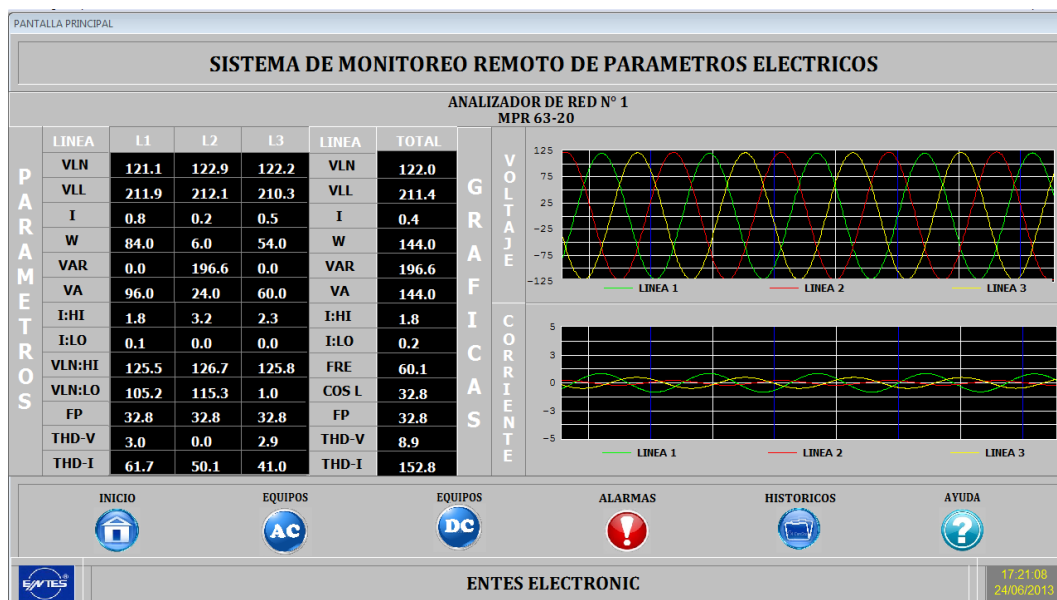


Figura 4. 21: Pantalla Sistema de Monitoreo Remoto

CAPÍTULO V

COSTO - BENEFICIO

Con el fin de justificar la implementación del sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos; se nombran los beneficios que se obtendrán con la implementación, por ser un proyecto piloto no se conoce el retorno o ahorro de dinero; se conocerá su valor cuando se implemente y ejecute el sistema en una estación de telecomunicaciones real.

5.1. BENEFICIOS DE SISTEMA

Al desconocer el tiempo de retorno de la inversión del sistema se describen los beneficios que se obtendrán, ya que el sistema de monitoreo permitirá realizar un mantenimiento proactivo de las estaciones de telecomunicaciones en donde se lo planea instalar, al existir un monitoreo continuo del comportamiento de las líneas de alimentación, se está realizando el mantenimiento; en el caso de existir cambios bruscos o pérdidas de fases, el sistema nos informará con alarmas, para realizar la

corrección rápida y de esta manera proteger a todos los equipos que forman parte de la estación.

La implementación de este sistema piloto desarrollado pretende solucionar los problemas de verificación de las instalaciones eléctricas en las estaciones de telecomunicaciones y de esta manera evitar el mantenimiento correctivo y el gasto del envío de personal solo para la toma de medidas cada cierto tiempo, con el fin de verificar el correcto funcionamiento de la estación.

La realización del sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos pretende realizar una supervisión continua y de fácil acceso desde lugares que dispongan de internet, ya sea desde un computador portátil, una tablet o un teléfono inteligente.

5.2. COSTO DEL PROYECTO

El presupuesto que se realizó es para mostrar el valor de la implementación del hardware del sistema completo.

Item	Cantidad	Descripcion	Precio Unitario	Precio Final
1	1	Analizador de Red MPR 63-20	\$1.513,22	\$1.513,22
2	1	Analizador de Red MPR 52S-10	\$806,74	\$806,74
3	1	Analizador de Red MPR 53-CS	\$907,78	\$907,78
4	1	Convertor GEM-10	\$1.102,22	\$1.102,22
5	3	Transformador de corriente CT25	\$23,88	\$71,64
6	1	Panel Auxiliar	\$50,00	\$50,00
7	3	Breakers Trifasico	\$20,00	\$60,00
8	40	Borneras	\$1,25	\$50,00
9	1	Taípe	\$2,50	\$2,50
10	10	Cable 14 AWG	\$2,00	\$20,00
11	3	Canaletas Plásticas	\$8,00	\$24,00
TOTAL				\$4.608,10

Tabla 5. 1: Presupuesto del proyecto

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Se diseñó un sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos que permite supervisar y llevar un control del comportamiento de la energía que es suministrada a un sistema de telecomunicaciones.
- Con el prototipo desarrollado se pretende implementar un sistema de mantenimiento proactivo, el cual permitirá observar cómo llega la alimentación eléctrica a cada equipo y de esta manera monitorear los inconvenientes que puedan presentarse en las líneas de alimentación, con el fin de corregirlo para alargar la vida útil de los dispositivos.
- El sistema desarrollado permite monitorear remotamente los parámetros eléctricos desde un ordenador, una tablet o teléfono inteligente.

- La comunicación de los equipos se realizó mediante el protocolo normalizado MODBUS TCP y MODBUS 485.
- La interfaz humano-máquina se desarrolló en el software INTOUCH de WONDERWARE, su diseño se lo realizó siguiendo la Guía de Diseño de Interfaz GEDIS, en ella se presentan pantallas de Equipos Ac, Equipos DC, Alarmas, Históricos y Ayuda.
- Cada pantalla de los analizadores de red de la interfaz humano-máquina cuenta con la descripción de los parámetros eléctricos y las gráficas de formas de onda de voltaje y corriente.
- Se desarrolló en la HMI la pantalla de equipos DC, pero los dispositivos no fueron instalados por problemas en el envío.

6.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar la implementación de los equipos medidores de parámetros eléctricos en DC, para monitorear los sistemas de respaldo de las estaciones de telecomunicaciones.
- Para la implementación de este sistema piloto en las estaciones de telecomunicaciones se debe conocer los valores de corriente eléctrica utilizados por la estación, ya que, el elemento que se dimensiona dependiendo de este valor son los transformadores de corriente.

- Se recomienda que los equipos que se van a comunicar mediante el protocolo MODBUS 485, deben encontrarse máximo a una distancia de 1200 metros entre sí, con el fin de minimizar la pérdida de información o el envío de información errónea.
- Es recomendable realizar un adecuado peinado y etiquetado de los cables de los tableros, ya que facilita la identificación y conexión de los equipos montados.
- La implementación de este sistema de monitoreo remoto de parámetros eléctricos se recomienda a empresas en donde sufran de pérdidas de fases en sus procesos, ya que el sistema ayudará en la detección de estos inconvenientes por medio de alarmas.

BIBLIOGRAFÍA

- Cogdell J.R. (2000). *Fundamentos de Circuitos Eléctricos*. México: Pearson Educación, pág. 387
- Serway R, Jewett J. (2005). *Física para Ciencias e Ingenierías Volumen II*. México: International Thomson, pág. 848.
- Wildi T. (2007). *Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. México: Pearson Educación, pág. 962.
- Wayne, T. (2003). *Sistemas de Comunicaciones Electrónicas*. México: Pearson Educación, pág. 522
- García F. (2011). *Video vigilancia: CCTV usando vídeos IP*. España: Vértice, pág.: 261
- <http://www.totalground.com/modbus.html>, COMUNICACIÓN RS 485 MODBUS
- <http://www.rtaautomation.com/modbustcp/>, MODBUS TCP / IP PANORAMA
- <http://www.anybus.com/technologies/modbustcp.shtml>, Modbus TCP - Ethernet TCP / protocolo de aplicación Maestro / Esclavo IP
- <http://www.entec.com.tr/>, Equipos ENTES
- <http://www.xmcarne.com/blog-tecnico/introduccion-modbus/>, Introducción al Modbus

- http://www.cimco.com/docs/cimco_dnc-max/v6/es/#SerialComStandards,
Estándares de comunicación serie
- <http://www.electrosector.com/wp-content/ftp/descargas/analizador.pdf>,
Analizadores de Red
- <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>, Transformador de
Corriente

ANEXOS

Anexo 3

Anexo 3.1 Manual de Usuario de Analizador de Red MPR 63-20

Anexo 3.2 Manual de Usuario de Conversor GEM-10

Anexo 3.3 Manual de Usuario de Analizador de Red MPR 52S-10

Anexo 3.4 Manual de Usuario de Analizador de Red MPR 53-CS

Anexo 3.5 Manual de Usuario de Interfaz Humano Máquina

ANEXO 3.1

MANUAL DE USUARIO DE ANALIZADOR DE RED

MPR 63-20

3. MODBUS RTU PROTOCOL

MODBUS RTU PROTOCOL

Standard message format of MODBUS RTU is as below :

T	ADDRESS 8 BITS	FUNCTION 8 BITS	DATA N x 8 BITS	CRCH	CRCL	T
---	-------------------	--------------------	--------------------	------	------	---

Starting and finishing of T times, which are as much as 3.5 characters time, are time periods of data lines which must be constant for evaluating by devices at the line if the message starts or finishes.

Address area, which is between 1 and 247, shows the serial address of device at the line.

Data area contains the data which is sent to device from slave to master or from master to slave.

CRC is a determination method of error which is used at the MODBUS RTU Protocol and it has 2 bytes

3.1 Modbus Functions:

03H	REGISTER READING	14H	LOG DATA RECORD READING
06H	SINGLE REGISTER WRITING	2BH	DEVICE INFORMATION READING
10H	MULTIPLE REGISTER WRITING		

Register Reading (03H) function is used to read measured parameters and transformer ratios. If a register is tried to read except for values, device sends error message.

Example : This message must be sent to the device for reading the phase-neutral voltage of Phase 1;

01 Device address
03 Function
00 MSB address
00 LSB address
00 Register numbers MSB
01 Register numbers LSB
84 CRC MSB
0A CRC LSB

Single register writing command (06) is used to set the transformer ratios or clear any of min., max. or demand values. Current transformer ratio can be entered between 1 and 5000 and voltage transformer ratio can be entered between 1 and 4000. Only "0" (zero) value can be entered to the demand values.

For setting the CT ratio as 100;

01 Device address
06 Function
01 MSB address
00 LSB address
00 Data MSB
64 Data LSB
89 CRC MSB
DD CRC LSB

Multiple register writing command (10H) is used to change more than one register value. For setting the CT ratio as 100 and voltage transformer ratio as 2;

01 Device address
10 Function
01 MSB address
00 LSB address
00 Register number MSB
02 Register number LSB
04 Byte number
00 Data MSB
64 Data LSB
00 Data MSB
C8 Data LSB
BE CRC MSB
76 CRC LSB

RESPONSE

01 Device address
10 Function
01 Register address (high)
00 Register address (low)
00 Number of registers (high)
02 Number of registers (low)
40 CRC (high)
34 CRC (low)

Parameters are transmitted as 16 bit hexadecimal.

For example:

- 230,6 V voltage value of the device is received as 2306 (0902H) and real value is obtained by multiplying to its multiplier (x0,1) and VT ratio
- 1,907A current value is received as 1907 (0773H) and it is multiplied by 0,001 and CT ratio
- -0,78 P.F. value is received as FCF4H. (16 bit signed integer)
- Energy values are sent as 2 words in 16 bit register table.

Energy value = (High x 10.000) + Low

Example : **Low High**
06237819 kWh = 1E8BH 026FH

3.7 Energy Log

Index	Energy Log Format	Dimension	Multiplier	Range	Unit
1	Index	Word	Data	0..999	-
2	Day(Hi)	Word	Data	1..31	d
	Month(Lo)			1..12	m
3	Year(Hi)	Word	Data	00..99	y
	Hour (Lo)			00..23	h
4	Minute(Hi)	Word	Data	00..59	m
	Second (Lo)			00..59	s
5	Import Active Energy(Lo)	Word	Data	-	kWh/MWh
6	Import Active Energy(Hi)	Word	Data x 10000	99999999	
7	Export Active Energy (Lo)	Word	Data	-	kWh/MWh
8	Export Active Energy(Hi)	Word	Data x 10000	99999999	
9	Inductive Reactive Energy(Lo)	Word	Data	-	kVArh/MVArh
10	Inductive Reactive Energy(Hi)	Word	Data x 10000	99999999	
11	Capacitive Reactive Energy(Lo)	Word	Data	-	kVArh/MVArh
12	Capacitive Reactive Energy(Hi)	Word	Data x 10000	99999999	
13	Voltage High LN1	Word	Data x VT x 0.1	0...Vmax	V
14	Voltage High LN2	Word	Data x VT x 0.1	0...Vmax	V
15	Voltage High LN3	Word	Data x VT x 0.1	0...Vmax	V
16	Current High Demand L1	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
17	Current High Demand L2	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
18	Current High Demand L3	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
19	Current Demand L1	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
20	Current Demand L2	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
21	Current Demand L3	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
22	Total Curent High Demand	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
23	Energy Counter Unit	Word	Data	0:Kilo/1:Mega	-
24	Total Current Demand	Word	Data x CT x 0.001	0...Imax	A
25	Total Active Power Demand	Signed Word	Data x VT x CT	0..±Pmax	W
26	Total Reactive Power Demand	Signed Word	Data x VT x CT	0..±Qmax	VAR
27	Total Appearnt Power Demand	Word	Data x VT x CT	0..Stmax	VA
28	Frequency	Word	Data x 0.01	45.00..65.00	Hz
29	Total Power Factor	Signed Word	Data x 0.001	-1.000..1.000	-
30	Current Transformer Ratio	Word	Data	1..2000	-
31	Voltage Transformer Ratio	Word	Data x 0.1	1..4000.0	-
32	Energy Pack CRC	Word	Data	CRC 16	-

3.8 ERROR CODES

If an inappropriate message is sent to device in MODBUS-RTU protocol, device sends an error message. Error codes are mentioned below :

01 Invalid Function

This message is received when a function is used which is not supported by device.

Example :

Request 01 07 04 01 00 00 CRC

Response 01 Device address

87 80h + 07h

constant invalid function code

01 Error code

82 CRC (high)

30 CRC (low)

02 Invalid Register

This message is received when an address is wanted to reach which is not found in register table of device.

Example :

Request 01 06 50 00 00 CRC

Response 01 Device address

86 80h + 06h

constant function code

02 Error code

C3 CRC (high)

A1 CRC (low)

03 Invalid Data :

This message is received when data is not found in required value intervals which is wanted to write.

Example :

Request 01 03 00 00 00 FF CRC

Response 01 Device address

83 80h + 03h

constant function code

03 Error code

01 CRC (high)

31 CRC (low)

3.9 MPR-SW; Interface Program

MPR-SW is a recording and analysis program which is designed to use with all Entes products which has RS-485 outputs. MPR-SW Program records each parameter of the connected Entes products with programmable time intervals, draws graphics, billing for the energy consumption between adjustable dates, with 2 way communication. Maximum 247 devices can communicate with one software.

Device takes 64 samples in each period. For 50 Hz, it takes 3200 samples in one second and for 60 Hz, it takes 3840 samples in one second.

3.10 Data Register Map (16 bit)

ADDRESS	DESCRIPTION	DIMENSION (16 bit)	MULTIPLIER	RANGE	UNIT
0000H	Voltage LN1	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0001H	Voltage LN2	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0002H	Voltage LN3	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0003H	Current LN1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0004H	Current LN2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0005H	Current LN3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0006H	Total Current	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0007H	Active Power L1	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pmax	W
0008H	Active Power L2	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pmax	W
0009H	Active Power L3	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pmax	W
000AH	Reactive Power L1	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qmax	VAr
000BH	Reactive Power L2	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qmax	VAr
000CH	Reactive Power L3	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qmax	VAr
000DH	Apparent Power L1	Word	Data x VT x CT	0 .. Smax	VA
000EH	Apparent Power L2	Word	Data x VT x CT	0 .. Smax	VA
000FH	Apparent Power L3	Word	Data x VT x CT	0 .. Smax	VA
0010H	Power Factor L1	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0011H	Power Factor L2	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0012H	Power Factor L3	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0013H	Cos L1	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0014H	Cos L2	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0015H	Cos L3	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0016H	Voltage L12	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0017H	Voltage L23	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0018H	Voltage L31	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0019H	Voltage LN	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
001AH	Voltage LL	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
001BH	Frequency	Word	Data x 0.01	45.00 .. 65.00	Hz
001CH	Total Active Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pt max	W
001DH	Total Reactive Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qt max	VAr
001EH	Total Apparent Power	Word	Data x VT x CT	0 .. St max	VA
001FH	THD V1	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0020H	THD V2	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0021H	THD V3	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0022H	THD V3P	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0023H	THD I1	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0024H	THD I2	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0025H	THD I3	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0026H	THD I3P	Word	Data x 0.1	0 .. 900	%
0027H	*Voltage High LN1	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0028H	*Voltage High LN2	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0029H	*Voltage High LN3	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002AH	*Voltage Low LN1	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002BH	*Voltage Low LN2	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002CH	*Voltage Low LN3	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002DH	*Demand Current High L1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
002EH	*Demand Current High L2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
002FH	*Demand Current High L3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0030H	*Demand Current Low L1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0031H	*Demand Current Low L2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0032H	*Demand Current Low L3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0033H	*Demand Current L1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0034H	*Demand Current L2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0035H	*Demand Current L3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0036H	*Demand Total Current High	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0037H	*Demand Total Current Low	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0038H	*Demand Total Current	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0039H	*Demand Total Active Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. Pt max	W
003AH	*Demand Total Reactive Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. Qt max	VAr
003BH	*Demand Total Apparent Power	Word	Data x VT x CT	0 .. St max	VA
003CH	*Import Active Energy Lo	Word	(Data +	-	-
003DH	*Import Active Energy Hi	Word	Data x 10000)	99999999	kWh/MWh
003EH	*Export Active Energy Lo	Word	(Data +	-	-
003FH	*Export Active Energy Hi	Word	Data x 10000)	99999999	kWh/MWh
0040H	*Inductive Reactive Energy Lo	Word	(Data +	-	-
0041H	*Inductive Reactive Energy Hi	Word	Data x 10000)	99999999	kVArh/MVArh
0042H	*Capacitive Reactive Energy Lo	Word	(Data +	-	-
0043H	*Capacitive Reactive Energy Hi	Word	Data x 10000)	99999999	kVArh/MVArh
0044H	Hour	Word	Data	0 .. 23	h
0045H	Minute	Word	Data	0 .. 59	m
0046H	Second	Word	Data	0 .. 59	s
0047H	Day	Word	Data	0 .. 31	day
0048H	Month	Word	Data	0 .. 12	month
0049H	Year	Word	Data	00 .. 99	year
004AH	Current Transformer Ratio	Word	Data	1 .. 5000	-
004BH	Voltage Transformer Ratio	Word	Data x 0.1	1.0 .. 4000.0	-
004CH	IO Relay Status (only MPR60S/60S-21x1)	Binary	Data & 0x0003	b0:Relay1,b1:Relay2	-
	IO Relay and Control Status (only MPR60S-1020x16)		Data & 0x000F	b0:Relay1,b1:Relay2 b2:Input1, b3:Input2	-
004DH	Total Power Factor	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
004EH	Neutral Current	Word	Data x CT x 0.001	0 .. IN max.	A
004FH	*Demand Total Active Power High	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. +Pt max	W
0050H	*Demand Total Reactive Power High	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. +Qt max	VAr
0051H	*Demand Total Apparent Power High	Word	Data x VT x CT	0 .. St max	VA
0052H	*Demand Total Active Power Low	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. +Pt max	W
0053H	*Demand Total Reactive Power Low	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. +Qt max	VAr
0054H	*Demand Total Apparent Power Low	Word	Data x VT x CT	0 .. St max	VA

Word : 16bit Unsigned (0..65,535)

Signed Int : 16bit Signed (-32,768 .. 32,767)

3.11 Data Register Map (32 bit)

(Following values are multiplied by Voltage and Current Transformer Ratios)

ADDRESS	DESCRIPTION	DIMENSION (32 bit)	MULTIPLIER	RANGE	UNIT
4000H	Voltage LN1	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4002H	Voltage LN2	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4004H	Voltage LN3	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4006H	Current LN1	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4008H	Current LN2	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
400AH	Current LN3	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
400CH	Total Current	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
400EH	Active Power L1	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Pmax x VT x CT	W
4010H	Active Power L2	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Pmax x VT x CT	W
4012H	Active Power L3	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Pmax x VT x CT	W
4014H	Reactive Power L1	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Qmax x VT x CT	VAr
4016H	Reactive Power L2	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Qmax x VT x CT	VAr
4018H	Reactive Power L3	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Qmax x VT x CT	VAr
401AH	Apparent Power L1	Long	Data x 0.01	0 .. Smax x VT x CT	VA
401CH	Apparent Power L2	Long	Data x 0.01	0 .. Smax x VT x CT	VA
401EH	Apparent Power L3	Long	Data x 0.01	0 .. Smax x VT x CT	VA
4020H	Power Factor L1	Signed Long	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
4022H	Power Factor L2	Signed Long	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
4024H	Power Factor L3	Signed Long	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
4026H	Cos L1	Signed Long	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
4028H	Cos L2	Signed Long	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
402AH	Cos L3	Signed Long	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
402CH	Voltage L12	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
402EH	Voltage L23	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4030H	Voltage L31	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4032H	Voltage LN	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4034H	Voltage LL	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4036H	Frequency	Long	Data x 0.01	45.00 .. 65.00	Hz
4038H	Total Active Power	Signed Long	Data x 0.01	0 .. P _T max x VT x CT	W
403AH	Total Reactive Power	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Q _T max x VT x CT	VAr
403CH	Total Apparent Power	Long	Data x 0.01	0 .. S _T max x VT x CT	VA
403EH	THD V1	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
4040H	THD V2	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
4042H	THD V3	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
4044H	THD V3P	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
4046H	THD I1	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
4048H	THD I2	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
404AH	THD I3	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
404CH	THD I3P	Long	Data x 0.1	0 .. 900	%
404EH	*Voltage High LN1	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4050H	*Voltage High LN2	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4052H	*Voltage High LN3	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4054H	*Voltage Low LN1	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4056H	*Voltage Low LN2	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4058H	*Voltage Low LN3	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
405AH	*Demand Current High L1	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
405CH	*Demand Current High L2	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
404EH	*Voltage High LN1	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4050H	*Voltage High LN2	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4052H	*Voltage High LN3	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4054H	*Voltage Low LN1	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4056H	*Voltage Low LN2	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
4058H	*Voltage Low LN3	Long	Data x 0.01	0 .. Vmax x VT	V
405AH	*Demand Current High L1	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
405CH	*Demand Current High L2	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
405EH	*Demand Current High L3	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4060H	*Demand Current Low L1	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4062H	*Demand Current Low L2	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4064H	*Demand Current Low L3	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4066H	*Demand Current L1	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4068H	*Demand Current L2	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
406AH	*Demand Current L3	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
406CH	*Demand Total Current High	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
406EH	*Demand Total Current Low	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4070H	*Demand Total Current	Long	Data x 0.001	0 .. Imax x CT	A
4072H	*Demand Total Active Power	Signed Long	Data x 0.01	0 .. P _T max x VT x CT	W
4074H	*Demand Total Reactive Power	Signed Long	Data x 0.01	0 .. Q _T max x VT x CT	VAr
4076H	*Demand Total Apparent Power	Long	Data x 0.01	0 .. S _T max x VT x CT	VA
4078H	*Import Active Energy	Long	Data	99999999	kWh/MMWh
407AH	*Export Active Energy	Long	Data	99999999	kWh/MMWh
407CH	*Inductive Reactive Energy	Long	Data	99999999	kVArh/MVArh
407EH	*Capacitive Reactive Energy	Long	Data	99999999	kVArh/MVArh
4080H	Hour	Long	Data	0 .. 23	h
4082H	Minute	Long	Data	0 .. 59	m
4084H	Second	Long	Data	0 .. 59	s
4086H	Day	Long	Data	0 .. 31	day
4088H	Month	Long	Data	0 .. 12	month
408AH	Year	Long	Data	00 .. 99	year
408CH	Current Transformer Ratio	Long	Data	1 .. 5000	-
408EH	Voltage Transformer Ratio	Long	Data x 0.1	1.0 .. 4000.0	-
4090H	IO Relay Status (only MPR60S/R05-2141) IO Relay and Control Status (only MPR60S-10/20/40)	Binary	Data & 0x0003 Data & 0x000F	b0:Relay1,b1:Relay2 b0:Relay1,b1:Relay2 b2:Input1, b3:Input2	-
4092H	Total Power Factor	Signed Long	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
4094H	Neutral Current	Long	Data x 0.001	0 .. IN max.	A
4096H	*Demand Total Active Power High	Signed Long	Data x 0.01	0 .. +P _T max x VT x CT	W
4098H	*Demand Total Reactive Power High	Signed Long	Data x 0.01	0 .. +Q _T max x VT x CT	VAr
409AH	*Demand Total Apparent Power High	Long	Data x 0.01	0 .. S _T max x VT x CT	VA
409CH	*Demand Total Active Power Low	Signed Long	Data x 0.01	0 .. -P _T max x VT x CT	W
409EH	*Demand Total Reactive Power Low	Signed Long	Data x 0.01	0 .. -Q _T max x VT x CT	VAr
40A0H	*Demand Total Apparent Power Low	Long	Data x 0.01	0 .. S _T max x VT x CT	VA

Long : 32bit Unsigned (Hi:Lo) 0..4294967295

Signed Long : 32bit Signed (Hi:Lo) -2,147,483,648 .. 2,147,483,647

ANEXO 3.2

MANUAL DE USUARIO DE CONVERTOR

GEM-10

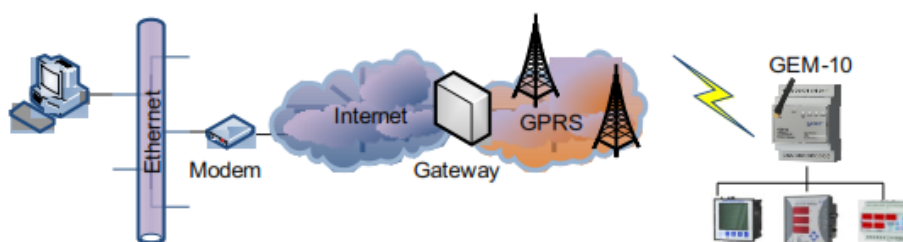
1.Introduction

1.1 General Features

ENTES GEM-10 GPRS/Modbus Gateway allows you to connect to your devices which communicate using Modbus protocol via GPRS or Ethernet network. With GEM-10, you can use just one of the GPRS or Ethernet connection options or you can use one of them as backup connection for the other one.

General features of GEM-10 are listed below.

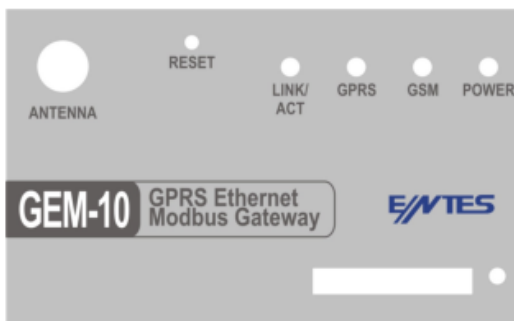
- Cinterion MC55i Quad-band GPRS modem
- 10/100 Mbps Ethernet port
- RS485 port (300...115200 bps)
- Mini-USB port for configuration
- Ability to work with SIM cards which have static or dynamic IP
- Ability to set the device parameters via WEB (only available via ethernet)
- Ability to work in server or client mode
- Ability to work in ModbusTCP and Tunnel mode



Technical Data:

Category	Description
Network Protocols	TCP/IP, ARP, ICMP,HTTP, ModbusTCP
Serial Ports	RS485 for communication, USB port for configuration
Operating Modes	ModbusTCP/RTU and Modbus Tunnel
Network Interface	10/100 Mbps auto-negotiation
Serial Communication Formats	Data Bits: 5-6-7-8 data bit Stop Bit: 1-1.5-2 characters Parity: Odd-Even-None
Serial Interface	300-115200 bps
Power Supply	12-20V DC
Isolation and Protection	RS485 port: 500V Ethernet port: 1500V 15KV ESD protection on USB port 10/1000 μ s (600W) transient pulse protection on RS485 port

Table 1. GEM-10 Technical Data



1.2 LED Functions

	POWER	GSM	GPRS	LINK
Green	Not Ready	-	Connected to GPRS	Ethernet Link
Red	Ready	-	-	-
Red (flash)	-	Connecting to GSM	-	-
Red -Green	-	Signal Strength	-	-
Green (flash)	-	-	-	Ethernet Data

● ● ● ● ● ● ●	Signal level is very good
● ● ● ● ● ● ●	Signal level is good
● ● ● ● ● ● ●	Signal level is moderate
● ● ● ● ● ● ●	Signal level is low
● ● ● ● ● ● ●	Signal level is very low

1.3 Placing the SIM card

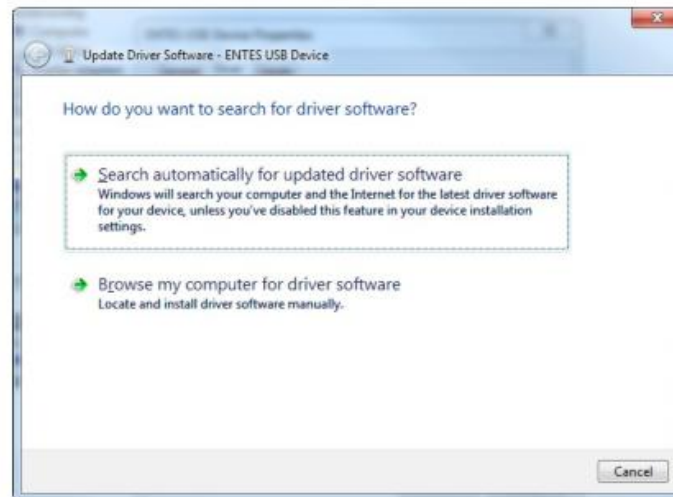
Place a pen or a screwdriver with a fine tip to the hole next to the SIM card slot and push gently. Place the SIM card to the opened SIM card tray and slide the tray back in. **Turn the power supply of the device off before placing the SIM card.**

1.4 Driver Installation

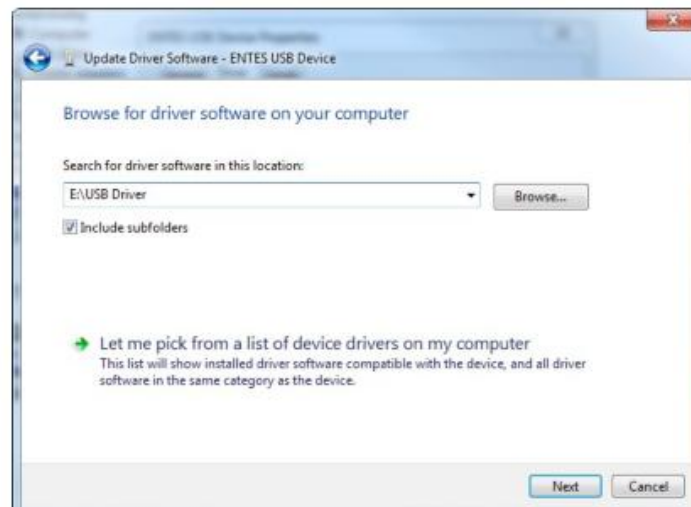
Since GEM-10 configuration tool communicates using the USB port of your computer, USB drivers in accompanying CD must be installed to your computer.

To install the drivers;

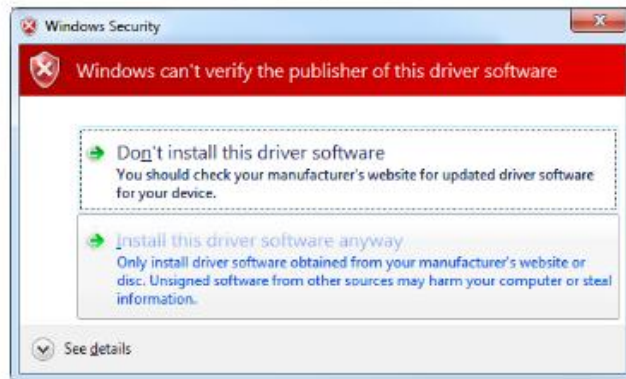
1. Connect the device to the USB port of your computer. POWER LED will turn on and your hardware will be automatically detected.
2. To locate the driver files, click on “Browse my computer for driver software” option.



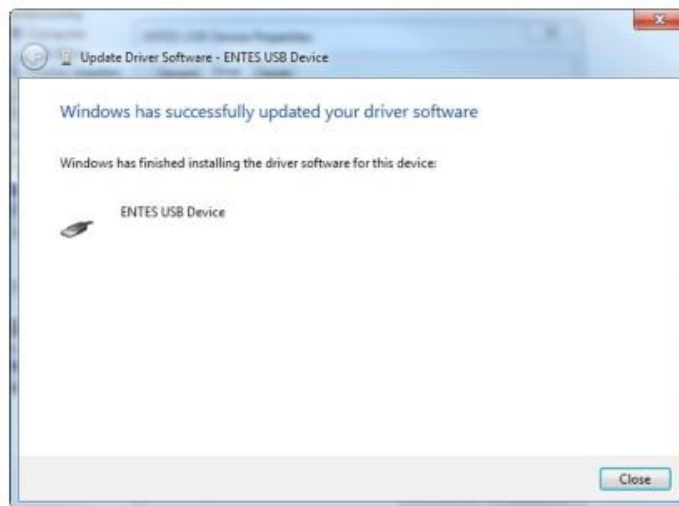
3. On the next window, select the location of your drivers and click on “Next” button.



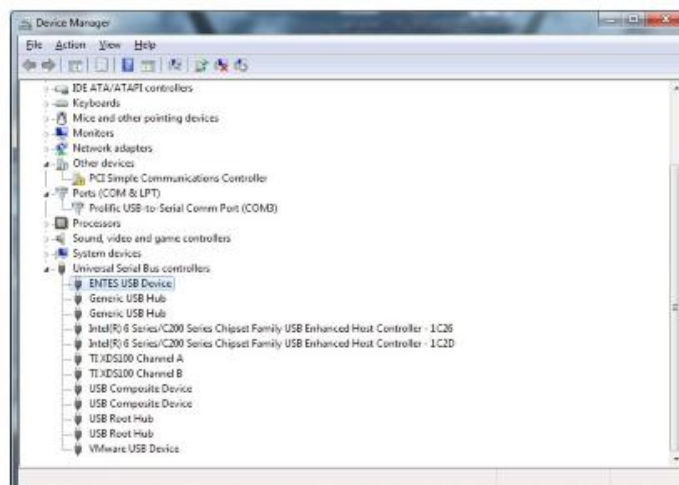
4. Click on “Install this driver software anyway” on the driver compatibility verification window.



5. Your computer will backup your files for System Restore.
6. When the window below is displayed, copying of necessary files to computer is finished.



7. After the installation is finished, you can see your device under **Start->Control Panel->Device Manager->Universal Serial Bus controllers**.

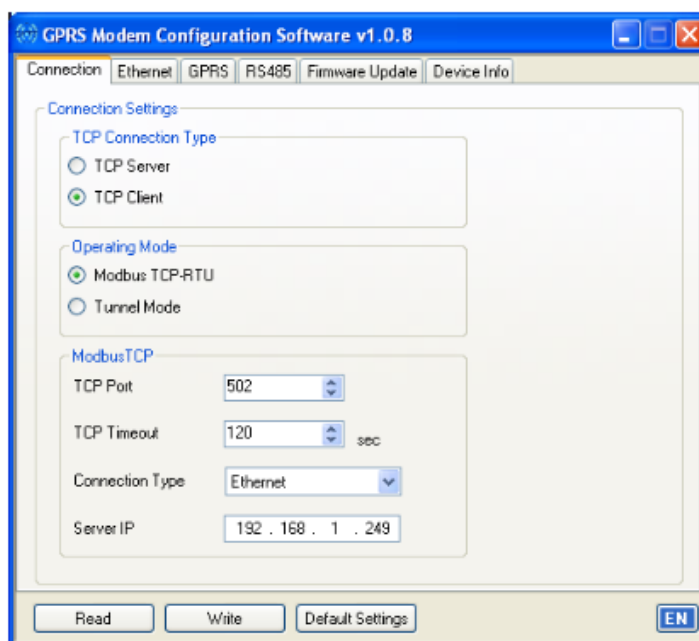


Important: Before inserting the SIM card into the device, disable the PIN code request of SIM using your mobile phone. Otherwise, GEM-10 will not connect to Internet.

Configuration

In order to use the GEM-10 configuration program, you must install the .NET Framework program located in the CD.

2.1 Connection Settings



- **TCP Connection Type**

If you want the device to connect to the IP address in the “*Server IP*” box, select the “*TCP Client*” option. Otherwise to wait for the incoming TCP connections, select “*TCP Server*” option.

- **Operating Mode**

In this section, you can select if your Modbus packages are converted to ModbusTCP or get tunneled when they are transferred via TCP.

- **ModbusTCP Port**

It represents the port number which will be used for ModbusTCP.

- **TCP Timeout**

If GEM-10 is configured as Server, this value represents the waiting time in seconds for GPRS connection to refresh in case of a data transmission absence.

- **Connection Type**

In this section, you can select the interface on which the ModbusTCP communication will occur. If you select Ethernet/GPRS option, GEM-10 will first try to connect to server using Ethernet. In case of failure, the device tries to connect to server IP address using GPRS. After the GPRS connection is established, GEM-10 continues to send ping requests to the server in 5 second intervals using Ethernet. If 4 consecutive ping requests get responds, connection via GPRS is terminated and it is redirected to Ethernet.

This setting is valid only if the device is configured as Client.

- **Server IP**

If GEM-10 is configured as Client, this address represents the IP address to connect to.

2.2 Ethernet Settings

The screenshot shows the 'GPRS Modem Configuration Software v1.0.8' window. The 'Connection' tab is set to 'Ethernet'. The 'Ethernet Settings' section includes:

- DHCP Active
- IP Address: 192 . 168 . 1 . 32
- Gateway: 192 . 168 . 1 . 254
- Subnet Mask: 255 . 255 . 255 . 0
- Mac ID: 00-01-01-01-01-01

 The 'Web Settings' section includes:

- Web Access Active
- Web Port: 80
- Login Timeout: 120 sec
- Password: gem10
- Change Password
- New Password: (empty field)
- Again: (empty field)

 At the bottom, there are buttons for 'Read', 'Write', 'Default Settings', and 'EN'.

- **DHCP Active**

It indicates that GEM10 will take its IP address for ethernet connection from a DHCP server.

- **IP Address**

It shows the IP address of GEM-10 for ethernet connection. If GEM-10 is assigned an IP address by a DHCP server then this field shows the IP address assigned to GEM-10.

- **Gateway**

It shows the address of the gateway or modem on which GEM-10 connects to Internet..

- **Subnet Mask**

It shows the network address to which GEM-10 is connected..

- **MAC ID**

It shows the unique MAC address of GEM-10.

- **WEB Access Active**

This setting enables the user to change the device settings via WEB interface. To enable this feature, click on this option.

- **WEB Port**

It indicates the port number which will be used for WEB access.

- **Login Timeout**

It indicates for how long the device will wait before disabling the user to reenter to WEB access page if the WEB access page is closed without clicking on the Exit button.

- **Password**

To change the password which is used for WEB access, activate the “*Change Password*” option and enter your new password. Default password is “gem10” and case-sensitive.

**** Access to the WEB interface of GEM-10 is only possible by using the ethernet port.**

2.3 GPRS Settings

The screenshot shows the 'GPRS Modem Configuration Software v1.0.8' window. The 'GPRS' tab is selected, displaying the following settings:

- Username:
- Password:
- APN:
- Keep Alive Interval: min
- Failed Keep Alives:
- Connection Delay: sec

At the bottom of the window, there are buttons for 'Read', 'Write', 'Default Settings', and 'EN'.

- **Username**

Username which will be used for GPRS connection.

- **Password**

Password which will be used for GPRS connection.

- **APN**

Enter the APN name which is defined by your GSM carrier for GPRS connection.

- **Keep-Alive Interval**

It indicates the interval of keep-alive packages sent by GEM-10 to detect idle status of GPRS data channel.

- **Failed Keep Alives**

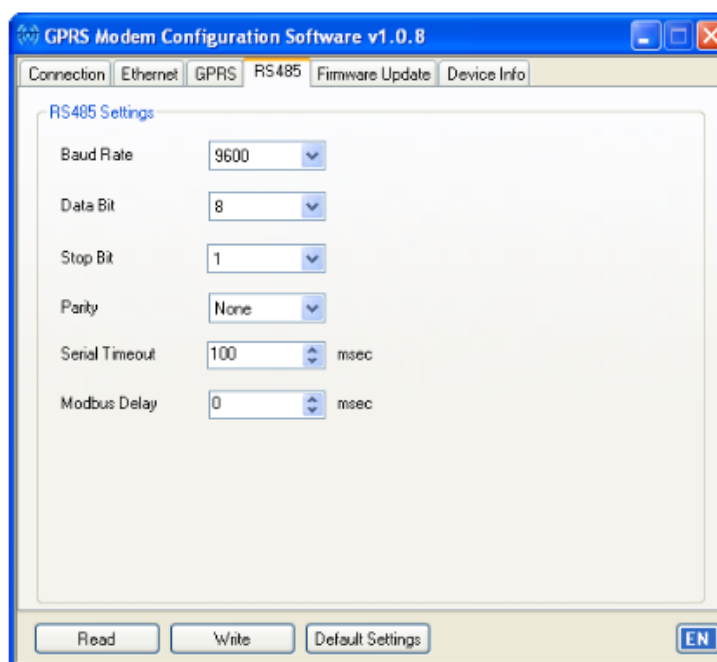
If GEM-10 can't get responses to keep-alive packages as the number defined in this box, it refreshes the GPRS connection.

- **Connection Delay**

This option is valid if GEM-10 is set as Client and it indicates the reconnection attempt interval to the server (monitoring point).

**** Please contact your GSM provider for information about your Username, Password and APN Name.**

2.4 RS485 Settings



- **Baud Rate**

It indicates the communication speed of your device. Supported speeds are 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600 and 115200 bps.

- **Data Bit**

It indicates how many bits constitute the data package. Supported bit numbers are 5, 6, 7 and 8.

- **Stop Bit**

In serial communication protocols, stop bit comes after data and parity bits and it indicates the end of data package. Supported stop bit numbers are 1, 1.5 and 2.

- **Parity**

It is the parameter which is used to verify the authenticity of data package. Supported options are Odd, Even and None.

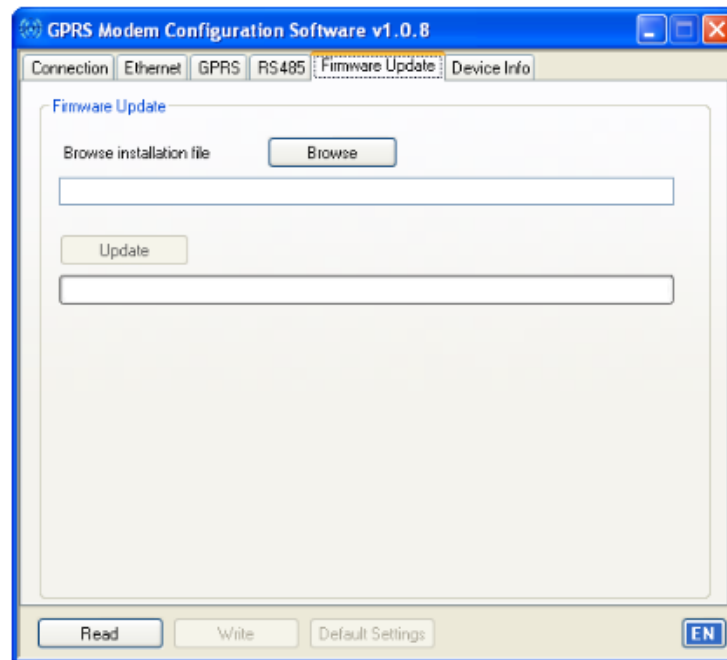
- **Serial Timeout**

It indicates for how long the response from the queried device will be waited.

- **Delay**

It indicates the delay between the response of Modbus device and next transmitted Modbus query

2.5 Firmware Update

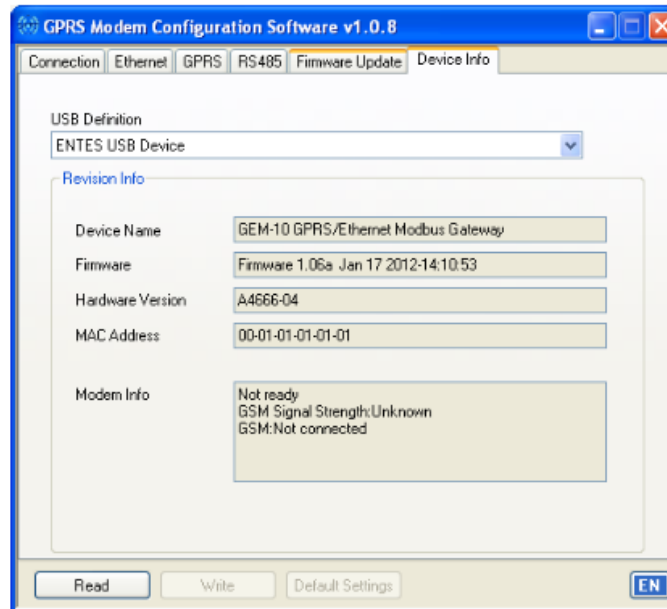


You can update GEM-10 to latest firmware from this section.

To do this;

- Click on Open button and select the firmware file that you will upload.
- Click on Update button and start the update process. After the device resets, it will install the selected file.
- After the updating is finished, the device will restart itself and start its operation again.
- After the update, the device will start operation with factory settings.

2.6 Device Info



All hardware/software information is displayed in this section. Additionally; GSM connection state, GSM signal strength and GPRS IP of modem can be monitored in this section.

Important: For the new settings to take effect, the power supply of the device has to be switched off and on again.

2.7 Accessing Device Settings via WEB Interface

GEM-10 contains an HTTP server which lets the user to change the device settings remotely. This way, the user can change device settings without the need of actually being near the device. In order for this feature to be usable, “*WEB Access Active*” under WEB Settings must be selected.

To access the device settings;

- i. Enter the IP address of GEM-10 into your browser address line.



- ii. Enter the WEB access password on the following page (*gem10* by factory default).

Dil Seçiniz/Select Language English

Enter Password

Password

iii. A page that shows the device settings will be displayed. By using the menus on the left side, all device settings can be accessed.

E/NTES

- Home
- System Settings
- GPRS Settings
- Network Settings
- RS485 Settings
- Change Password
- Device Info
- Save Settings
- Logout

ModbusTCP ModbusTCP Server ModbusTCP Client

ModbusTCP Port

ModbusTCP Timeout secs

Server IP . . .

Modbus Tunneling No Yes

Interface

iv. After changing any of the settings on each page, click on “*Update*” button. When all operations on pages are finished, click on “*Save Settings*” option. Your new settings will be saved on the permanent memory, GEM-10 will restart itself and start its operation again.

ANEXO 3.3

MANUAL DE USUARIO DE ANALIZADOR DE RED

MPR 52S-10

3. MODBUS RTU PROTOCOL

MODBUS RTU PROTOCOL

Standard message format of MODBUS RTU is as below :

T	ADDRESS 8 BITS	FUNCTION 8 BITS	DATA N x 8 BITS	CRCH	CRCL	T
---	-------------------	--------------------	--------------------	------	------	---

Starting and finishing of T times, which are as much as 3.5 characters time, are time periods of data lines which must be constant for evaluating by devices at the line if the message starts or finishes.

Address area, which is between 1 and 247, shows the serial address of device at the line.

Data area contains the data which is sent to device from slave to master or from master to slave.

CRC is a determination method of error which is used at the MODBUS RTU Protocol and it has 2 bytes

3.1 Modbus Functions:

03H	REGISTER READING	14H	LOG DATA RECORD READING
06H	SINGLE REGISTER WRITING	2BH	DEVICE INFORMATION READING
10H	MULTIPLE REGISTER WRITING		

Register Reading (03H) function is used to read measured parameters and transformer ratios. If a register is tried to read except for values, device sends error message.

Example : This message must be sent to the device for reading the phase-neutral voltage of Phase 1;

01 Device address
03 Function
00 MSB address
00 LSB address
00 Register numbers MSB
01 Register numbers LSB
84 CRC MSB
0A CRC LSB

Single register writing command (06) is used to set the transformer ratios or clear any of min., max. or demand values. Current transformer ratio can be entered between 1 and 5000 and voltage transformer ratio can be entered between 1 and 4000. Only "0" (zero) value can be entered to the demand values.

For setting the CT ratio as 100;

01 Device address
06 Function
01 MSB address
00 LSB address
00 Data MSB
64 Data LSB
89 CRC MSB
DD CRC LSB

Multiple register writing command (10H) is used to change more than one register value. For setting the CT ratio as 100 and voltage transformer ratio as 2;

01 Device address
10 Function
01 MSB address
00 LSB address
00 Register number MSB
02 Register number LSB
04 Byte number
00 Data MSB
64 Data LSB
00 Data MSB
C8 Data LSB
BE CRC MSB
76 CRC LSB

RESPONSE

01 Device address
10 Function
01 Register address (high)
00 Register address (low)
00 Number of registers (high)
02 Number of registers (low)
40 CRC (high)
34 CRC (low)

Parameters are transmitted as 16 bit hexadecimal.

For example:

- 230,6 V voltage value of the device is received as 2306 (0902H) and real value is obtained by multiplying to its multiplier (x0,1) and VT ratio
- 1,907A current value is received as 1907 (0773H) and it is multiplied by 0,001 and CT ratio
- -0,78 P.F. value is received as FCF4H. (16 bit signed integer)
- Energy values are sent as 2 words in 16 bit register table.

Energy value = (High x 10.000) + Low

Example : **Low High**
06237819 kWh = 1E8BH 026FH

02 Invalid Register

This message is received when an address is wanted to reach which is not found in register table of MPR52S.

Example :

Request 01 06 50 00 00 CRC
 Response 01 Device address
 86 80 h + 06h
 constant function code
 02 Error code
 C3 CRC (high)
 A1 CRC (low)

03 Invalid Data :

This message is received when data is not found in required value intervals which is wanted to write.

Example :

Request 01 03 00 00 00 FF CRC
 Response 01 Device address
 83 80 h + 03h
 constant function code
 03 Error code
 01 CRC (high)
 31 CRC (low)

3.6 MPR-SW; MPR52S-10 Interface Program

MPR-SW is a recording and analysis program which is designed to use with all Entes products which has RS-485 outputs. MPR-SW Program records each parameter of the connected Entes products with programmable time intervals, draws graphics, billing for the energy consumption between adjustable dates, with 2 way communication. Maximum 247 devices can communicate with one software.

MPR52S-10 takes 64 samples in each period. For 50 Hz, it takes 3200 samples in one second and for 60 Hz, it takes 3840 samples in one second.

3.2 Features of connection cable:

- Screened
- 24 AWG or more thickness
- DC resistance : =<100 ohm/km
- Characteristic impedance : 100 ohm for 100kHz
- Capacitor between two conductors : =< 60 pF/m
- Capacitor between one conductor and earth : =< 120 pF/m

3.3 I/O Status Register.

I/O Status register is used to observe the status of MPR52S-10's outputs and inputs.

15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Input2	Input1	Relay2	Relay1

- When Relay 1 is switched on, 0 (zero) bit of I/O Relay Status Register is read as 1 and when Relay 1 is not switched on it is read as 0.
- When Relay 2 is switched on, 1st bit of I/O Relay Status Register is read as 1 and when Relay 2 is not switched on it is read as 0.
- If Relay Functions (Setup register:011AH/012DH) is set to "1" then Relay 1/2 functions as "Digital Output 1/2".
- Input 1 and Input 2 register bits show inputs status.

3.4 Learning of device informations (2BH)

Following data packet is sent to device to learn the device code, program version, manufacturer name and manufacturer web site :

01 2B 0E 01 00 70 77

3.5 ERROR CODES

If an inappropriate message is sent to device in MODBUS-RTU protocol, device sends an error message. Error codes are mentioned below :

01 Invalid Function

This message is received when a function is used which is not supported by MPR52S.

Example :

Request 01 07 04 01 00 00 CRC
 Response 01 Device address
 87 80 h + 07h
 constant invalid function code
 01 Error code
 82 CRC (high)
 30 CRC (low)

3.7 Data Register Map (16 bit)

ADDRESS	DESCRIPTION	DIMENSION (16 bit)	MULTIPLIER	RANGE	UNIT
0000H	Voltage LN1	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0001H	Voltage LN2	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0002H	Voltage LN3	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0003H	Current LN1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0004H	Current LN2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0005H	Current LN3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0006H	Total Current	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0007H	Active Power L1	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pmax	W
0008H	Active Power L2	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pmax	W
0009H	Active Power L3	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pmax	W
000AH	Reactive Power L1	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qmax	VAr
000BH	Reactive Power L2	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qmax	VAr
000CH	Reactive Power L3	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qmax	VAr
000DH	Apparent Power L1	Word	Data x VT x CT	0 .. Smax	VA
000EH	Apparent Power L2	Word	Data x VT x CT	0 .. Smax	VA
000FH	Apparent Power L3	Word	Data x VT x CT	0 .. Smax	VA
0010H	Power Factor L1	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0011H	Power Factor L2	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0012H	Power Factor L3	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0013H	Cos L1	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0014H	Cos L2	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0015H	Cos L3	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
0016H	Voltage L12	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0017H	Voltage L23	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0018H	Voltage L31	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0019H	Voltage LN	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
001AH	Voltage LL	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
001BH	Frequency	Word	Data x 0.01	45.00 .. 65.00	Hz
001CH	Total Active Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pt max	W
001DH	Total Reactive Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qt max	VAr
001EH	Total Apparent Power	Word	Data x VT x CT	0 .. St max	VA
001FH	THD V1	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0020H	THD V2	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0021H	THD V3	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0022H	THD V3P	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0023H	THD I1	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0024H	THD I2	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0025H	THD I3	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0026H	THD I3P	Word	Data x 0.1	0 .. 999.9	%
0027H	*Voltage High LN1	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0028H	*Voltage High LN2	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
0029H	*Voltage High LN3	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002AH	*Voltage Low LN1	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002BH	*Voltage Low LN2	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002CH	*Voltage Low LN3	Word	Data x VT x 0.1	0 .. Vmax	V
002DH	*Current High L1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
002EH	*Current High L2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
002FH	*Current High L3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0030H	*Current Low L1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0031H	*Current Low L2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0032H	*Current Low L3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0033H	*Demand Current L1	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0034H	*Demand Current L2	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0035H	*Demand Current L3	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0036H	*Total Current High	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0037H	*Total Current Low	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0038H	*Demand Total Current	Word	Data x CT x 0.001	0 .. Imax	A
0039H	*Demand Total Active Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Pt max	W
003AH	*Demand Total Reactive Power	Signed Int	Data x VT x CT	0 .. ±Qt max	VAr
003BH	*Demand Total Apparent Power	Word	Data x VT x CT	0 .. St max	VA
003CH	*Import Active Energy Lo	Word	(Data +)	-	-
003DH	*Import Active Energy Hi	Word	Data x 10000	99999999	kWh
003EH	*Export Active Energy Lo	Word	(Data +)	-	-
003FH	*Export Active Energy Hi	Word	Data x 10000	99999999	kWh
0040H	*Inductive Reactive Energy Lo	Word	(Data +)	-	-
0041H	*Inductive Reactive Energy Hi	Word	Data x 10000	99999999	kVArh
0042H	*Capacitive Reactive Energy Lo	Word	(Data +)	-	-
0043H	*Capacitive Reactive Energy Hi	Word	Data x 10000	99999999	kVArh
0044H	Reserved	Word	Data	-	-
0045H	Reserved	Word	Data	-	-
0046H	Reserved	Word	Data	-	-
0047H	Reserved	Word	Data	-	-
0048H	Reserved	Word	Data	-	-
0049H	Reserved	Word	Data	-	-
004AH	Current Transformer Ratio	Word	Data	1 .. 2000	-
004BH	Voltage Transformer Ratio	Word	Data x 0.1	1.0 .. 4000.0	-
004CH	IO Status (Relay / Input)	Binary	Data & 0x000F	b0:Relay1,b1:Relay2 b2:Input1,b3:Input2	-
004DH	Total Power Factor	Signed Int	Data x 0.001	-1.000 .. 1.000	-
004EH	Neutral Current	Word	Data x CT x 0.001	0..IN max.	A

Word : 16bit Unsigned (0..65,535)

Signed Int : 16bit Signed (-32,768 .. 32,767)

3.8 Setup Register Map (16 bit)

ADDRESS	DESCRIPTION	DIMENSION (16bit)	MULTIPLIER	UNIT
0100H	Current Transformer Ratio	Word	Data	
0101H	Voltage Transformer Ratio	Word	Data x 0.1	
0102H	Net Type	Word	0:3P4W 1:3P3W 2:ARON	
0103H	Reserved	Word	Data	
0104H	Reserved	Word	Data	
0105H	Reserved	Word	Data	
0106H	Reserved	Word	Data	
0107H	Reserved	Word	Data	
0108H	Relay1 Parameter1	Word	Data	
0109H	Relay1 Hi1	Word	Data	
010AH	Relay1 Lo1	Word	Data	
010BH	Relay1 Delay1	Word	Data	sec.
010CH	Relay1 Hysteresis1	Word	Data	
010DH	Reserved	Word	Data	
010EH	Relay1 Parameter2	Word	Data	
010FH	Relay1 Hi2	Word	Data	
0110H	Relay1 Lo2	Word	Data	
0111H	Relay1 Delay2	Word	Data	sec.
0112H	Relay1 Hysteresis2	Word	Data	
0113H	Reserved	Word	Data	
0114H	Relay1 Parameter3	Word	Data	
0115H	Relay1 Hi3	Word	Data	
0116H	Relay1 Lo3	Word	Data	
0117H	Relay1 Delay3	Word	Data	sec.
0118H	Relay1 Hysteresis3	Word	Data	
0119H	Reserved	Word	Data	
011AH	Relay1 Function	Word	0:Alarm / 1:Digital Output	
011BH	Relay2 Parameter1	Word	Data	
011CH	Relay2 Hi1	Word	Data	
011DH	Relay2 Lo1	Word	Data	
011EH	Relay2 Delay1	Word	Data	sec.
011FH	Relay2 Hysteresis1	Word	Data	
0120H	Reserved	Word	Data	
0121H	Relay2 Parameter2	Word	Data	
0122H	Relay2 Hi2	Word	Data	
0123H	Relay2 Lo2	Word	Data	
0124H	Relay2 Delay2	Word	Data	sec.
0125H	Relay2 Hysteresis2	Word	Data	
0126H	Reserved	Word	Data	
0127H	Relay2 Parameter3	Word	Data	
0128H	Relay2 Hi3	Word	Data	
0129H	Relay2 Lo3	Word	Data	
012AH	Relay2 Delay3	Word	Data	sec.
012BH	Relay2 Hysteresis3	Word	Data	
012CH	Reserved	Word	Data	
012DH	Relay2 Function	Word	0:Alarm / 1:Digital Output	
012EH	Reserved	Word	Data	
:	Reserved	:	Data	
0155H	Reserved	Word	Data	
0156H	Demand Time	Word	Data	
0157H	Reserved	Word	Data	
0158H	Reserved	Word	Data	
0159H	Reserved	Word	Data	
015AH	Reserved	Word	Data	
015BH	Reserved	Word	Data	
015CH	Reserved	Word	Data	
015DH	Reserved	Word	Data	
015EH	Reserved	Word	Data	
015FH	Reserved	Word	Data	
0160H	Total Energy / Separately	Word	0:Total/1:Separately	
0161H	Serial Number (1,2)	Word (Hi/Lo)	Char.1 / Char.2	ASC II
0162H	Serial Number (3,4)	Word (Hi/Lo)	Char.3 / Char.4	ASC II
0163H	Serial Number (5,6)	Word (Hi/Lo)	Char.5 / Char.6	ASC II
0164H	Serial Number (7,8)	Word (Hi/Lo)	Char.7 / Char.8	ASC II
0165H	Input 1 Function	Word	0:Real Time / 1:Lacth	
0166H	Input 2 Function	Word	0:Real Time / 1:Lacth	

Word : 16bit Unsigned (0..65,535)
Signed Int : 16bit Signed (-32,768 .. 32,767)

ANEXO 3.4

MANUAL DE USUARIO DE ANALIZADOR DE RED

MPR 53-CS

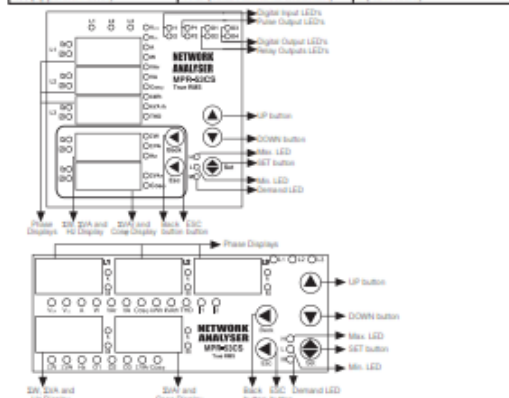
NETWORK ANALYSER MPR-53CS

General

MPR-53CS measures all the electrical parameters that belong to network. MPR-53CS is designed for protection of electrical system. Measured parameters are shown in 5 separate displays. This allows to monitor more than 50 parameters at the same time. MPR-53CS has also MODBUS serial interface feature.

The table below shows the parameters that are measured by MPR-53CS:

V_{LN} (Phase Voltage)	$Cos\phi$	Hz (Frequency)
V_{LL} (Phase to Phase Voltage)	Ai (kWh) (Import Active Energy I)	ΣW (Total Active Power)
A (Phase Current, Neutral Current)	Ae (kWh) (Export Active Energy)	ΣW_r (Total Reactive Power)
W (Active Power)	rI (kWh) (Import Reactive Energy)	ΣVA (Total Apparent Power)
VAR (Reactive Power)	rE (kWh) (Export Reactive Energy)	C (Digital Input Pulse Counter)
VA (Apparent Power)	THD (Total Harmonic Distortion)	h (Run Hours)



Functions of Buttons

Used for switching between (V_{LN} , V_{LL} , A, W, VAR, VA, $Cos\phi$, kWh, kWh, THD, C-1, C-2, tot-h, run-h) parameters in the monitoring mode.

Used for switching between previous (⊖) or next (⊕) menu in main menu or submenus and also use for changing chosen values.

(SET) Used for switching between min., max demand and instant values in the monitoring mode. In display when run hour (run-h) is displayed, if SET button is pressed, it shows setpoint hours (SP-h) counted time. In latch function when button feature is used, with SET button latch position operation is done. Switching to the programming mode if it pressed for 3 sec. It is used for switching to the menu and saving changes for the parameters in programming mode.

(Back) Used for switching between ΣW , ΣVA and Hz parameters in the monitoring mode. Used for switching previous digit in submenu.

(ESC) Used for switching between ΣVAR and $Cos\phi$ values in the monitoring mode. Used for entering to upper menu or it is used to quit from the programming mode without saving values in the programming mode.

When Pin is activated, after pressed "SET" button for 3 seconds, PIN is required; after entering correct PIN code, you can enter to menu.

Use of MPR-53CS:

By using Up/Down buttons parameters are shown in L1, L2, L3 displays (V_{LN} , V_{LL} , A, W, VAR, VA, $Cos\phi$, kWh, kWh, THD, C-1, C-2, tot-h, run-h). Total Active (ΣW), Total Apparent Power (ΣVA) and Frequency (Hz) are selected by Back button.

Total Reactive Power (ΣVAR) and $Cos\phi$ are selected by Esc button.

Digital Inputs

MPR-53CS has 2 digital inputs. Digital inputs have 2 functions :

- If remote control is activated (battery, thermostat, circuit breaker, engines status) the status of devices connected to digital input will be seen according to data in time registers.

- When digital inputs of energy count, run hour and latch menus are selected, digital inputs controls these menu's functions (Example: It is used for measuring of energy separately at the using of network and generator).

I1 (digital input 1) and I2 (digital input 2) lights on the front panel are "off" when there aren't any signal in digital inputs. Otherwise "on".

Energy Pulse Outputs

MPR-53CS has 2 energy pulse outputs. Pulse outputs give the pulses only for E-1 (energy counter). Pulse outputs can be programmed one by one. When pulse outputs give pulse "P1" (Pulse 1) and "P2" (Pulse 2) lights (Not included in the PK-26 box) are "on" and until the next pulse output, it stays "off".

Pul1 ve Pul2 : There are sub menus o-1 (pulse 1) and o-2 (pulse 2) In pulse out menu. Device gives pulse according to chosen energy parameters [Active energy (ACI, A-I, \bar{A} -E), Reactive energy (rEA, r-I, r-C)]. For energy count values, look at the pulse menu.

Pulse Counter

MPR-53CS has 2 pulse counters (C-1, C-2). C-1 counts the pulses from digital input 1 and C-2 counts the pulses from digital input 2.

Pulse counter detect the pulses which are in condition of signal 1. When the number of pulses reach "pulse C1/2 ratio" value, related pulse counter is increase by 1. When C-1/C-2 counters are not activated in pulse counter menu, instant values of C-1/C-2 are not displayed.

Note: DC signals must be use supplied in order to use this menu.

Digital Outputs

MPR-53CS has 6 digital outputs. Only 2 of them have LED on the front panel. These are "O-3" and "O-4" LEDs ("O-4" light is not available in the PK-26 box). When digital outputs are activated, related addresses can be displayed with "xxx" values, only "O-3" and "O-4" LEDs are lighted for digital outputs 1 and 2 on front panel. Digital output on devices menu's output parameters; 1/2/3/4/5/6 correspond to "3/4/5/6/7/8" parameters.

User can check the digital output register for fault about set parameters by communicating with the device.

Relay Outputs

MPR-53CS has 2 NO contact outputs. On front panel, MPR-53CS has o-1 and o-2 LEDs. When alarm parameters are selected 1 (out 1) and 2 (out 2) for output, device gives alarm. Related contact outputs will close and LEDs will be on.

Totals Hours

Shows running time of MPR-53CS from the beginning. User can not reset this counter.

Run Hours

Shows MPR-53CS's running hour. This can be resetted and can be controlled by digital inputs different from Total Hour. When selected the control with digital inputs, it runs if there is a signal in digital inputs. It does not run if there is no signal in digital inputs.

Setpoint Hours

By pressing SET button during monitoring of Run Hour, set point hour can be monitored. Setpoint hour runs according to run hour. When run hour runs actively, setpoint hour runs. When set time value reaches to "hoU r SP" which set by user, selected output will be active (1) and give an alarm and setpoint hour continues to count. This alarm can be erased by resetting setpoint hour or getting out from locked position. When setpoint output is required to remove by using latch function, "latch auto" function can't be used. If MPR-53CS returned to normal operation from failure by using latch function, it automatically starts the time from zero. To make setpoint hour passive, the value of SP hour is set "0000". This setting only closes the setpoint output, doesn't effect the counting of the setpoint hour.

Note: Total hour and run hour do not count during electric interruptions. Total hour and run hour is saved to memory and is not affected by electric interruptions. During measurement mode, by scrolling UP and DOWN buttons, user can see running time. Run hour display is shown as "HH HHH H.HH" (H-Hour) form. All the values shown on the display are in terms of hour. For example, if displayed value is 00 000 1.75, means that device worked for 1.75 hours. If the user wants to convert last digit to minutes, last digitx0.6 (75x0.6=45 minutes) formula is used conversion. Device worked 1 hour 45 minutes.

Important: In "hoU r SP" menu when chosen output is activated and devices is set for giving an alarm at the end of one hour. After counting to 99 on display, devices gives an alarm (1 hour = 60 min. for MPR-53CS on display "99" corresponds to "59").

Monitoring of Min.- Max. and Max. Demand Values:

Min. and Max. values are defined for: V_{LN} , V_{LL} , A, W, VAR, VA, ΣW , ΣVAR , ΣVA ; demand values are defined for: A, W, VAR, VA, ΣW , ΣVA , ΣVAR . If measured instant value is smaller than min. value, they are saved as new min. and if measured instant value is bigger than instant max. value, new max. value is saved. During demand time (example 15 min.) demand value is is_{ppl}/max_demand .

If press SET button when the device is in any parameter (example "A") min., max. or max. demand values are displayed. If SET button is pressed when an undefined parameter (example "Cosφ") is displayed, the device continues to display instant values because min., max. and max. demand values are undefined for that parameters.

Monitoring THD Values

If "VUN" and "THD" LED's light on together, voltage "THD" is monitored. And if "A" and "THD" LED's light on, current "THD" is monitored.

Monitoring Neutral Current

When instant current values of 3 phases are shown on the display, by pressing the "DOWN" button, I-n (neutral current) is displayed. "A" LED continues light on. When connection form is chosen as delta, this display will be closed.

Monitoring Setpoint Parameters Fault Warning

Device activates the selected output if there is a failure because of any causes. User can set more then one parameters to output, so outputs can be monitored depending which parameter and this parameters protection type (low, high, both of them) even in failure situation when "rUn-h" menu is displayed, pushing "DOWN" button or when VUN is displayed pushing "UP" button, failure parameter will be seen as "SP-xx h/L/hL x-x-x". If there is a no failure, you will not see such a display. After pressing SET button you can see other failure parameter.

Calculation Methods for Active / Reactive Values

If the dot on the right down corner blinks it shows that active power and reactive powers directions are negative. There are 2 methods for calculating total active and total reactive powers.

1) Active and reactive powers are calculated by summing import and export values and shown as a single value.

2) Active and reactive powers are calculated one by one according to import/export condition.

Note :

1) During ΣW LED is displayed, if the dot at the most right down digit of the fourth display lights on, it represents that displayed value is export active power value. If not, it represents that displayed value is import active power value.

2) During ΣVAR LED is displayed, if the dot at the most right down of the fifth display lights on, it represents that displayed value is capacitive reactive power value. If not, it represents that displayed value is inductive reactive power value.

3) The displayed parameter will not change if power is off after 30 seconds of stand by.

NETWORK ANALYSER MPR-53CS

Current Transformer Ratio Setup:

trA In this menu current transformer ratio is set (There is no in CT-25 models).
Fo Current transformer ratio can be set between 1 2000.
ctr **Note:** If the current transformer is not used between the system and the device, current transformer ratio is entered as "1".
Example: If between the device and the system there is a 30A/5A current transformer is used; Current transformer ratio = 30/5 = 6 must be setup.

- ➡ Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed)
- ➡ Press SET button, trA Fo Ctr menu is displayed (For CT-25 models trA Fo trn menu is displayed).
(Note: trA Fo Utr / Con nEC to n menu can be displayed by scrolling UP/DOWN buttons.)
- ➡ **trA Fo Ctr / trn / Utr**
- ➡ Press SET button. Blinking the first digit of displayed value appears. (trA Fo Utr or Con nEC to n menus can be programmed similarly.)
- ➡ Using the UP/DOWN buttons and program the blinking digit. Switch to other digits by using SET button, use BACK button to go to previous digit. After programming last digit press SET button. "trA Fo Ctr" is displayed. (Data is entered but is not activated yet. For activating new data please follow the below steps.)
- ➡ Press ESC button one by one until "SAU E SET yES" is displayed on display.
- ➡ When "SAU E SET yES" is displayed, press SET button. If you press ESC button or choose "no" option instead of "yES" option by using UP/DOWN buttons, new data will be cancelled and previous value will be activated.

Entering Turn Number:

trA This menu is available for CT-25 adapted devices. Turn number is chosen from CT-25 current transformer (How many four the current cable has rounded). The values between 1 and 20 can be written. Greater the number of turn means greater the sensitivity.

trn	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
min/A	1.000	0.500	0.333	0.250	0.200	0.166	0.142	0.125	0.111	0.100	0.090	0.083	0.076	0.071	0.066	0.062	0.058	0.054	0.051	0.048
max/A	120	60.0	40.0	30.0	24.0	20.0	17.1	15.0	13.3	12.0	10.9	10.0	9.23	8.57	8.00	7.50	7.05	6.66	6.31	6.00

Voltage Transformer Ratio Setup:

trA In this menu, voltage transformer ratio setup is set.
Fo Voltage transformer ratio is set between 0000,1 - 4000,0.
Utr **Note:** If the voltage transformer is not used between the system and the device, the voltage transformer ratio is entered as "1".
Example: Between the voltage transformer and the device, if there is a 34,5KV/100V voltage transformer is used; Voltage transformer ratio = 34500/100 = 345 can be entered.

Choosing connection option:

Con In this menu connection option is selected. There are 2 options as "delta" and "star".
nEC When "Star" connection is chosen, the device makes a protection between phase-neutral for voltage.
tio When "Delta" connection is chosen, the device makes a protection between phase-phase for voltage.
n **NOTE: When "Delta" is chosen Neutral Current (In) and Phase-Neutral Voltage (VLN) values can not be shown in instant values. Functions that belong to this parameters are inactive.**

Reactive Energy Calculation Method Settings:

CAL Informations about Reactive energy calculation method is explained in below table.
CUL The method of active and reactive energy calculation of mechanic and electrical counters must be chosen from the table.
At
on

Mechanical Eneymeter (Reactor number of system)	Digital Eneymeter (Each phase separately)	Reactive Energy (Q)	Description
0	1	90° rotation of voltage vector and multiply with current	It is the most preferred reactive power calculation method.

- ➡ Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed.)
- ➡ Press SET button (trA Fo Ctr menu is displayed.)

- ➡ By using UP/DOWN buttons find "CAL CUL At on" menu. **CAL CUL At on**
- ➡ Press SET button (Most right digit of 5th display blinks)
- ➡ By using UP/DOWN buttons select energy calculation method.
- ➡ Press SET button, "CAL CUL At on" is displayed. (Data is entered but is not activated yet, for activating new data please follow below steps.)
- ➡ Press ESC button one by one until "SAU E SET yES" is displayed.
- ➡ When "SAU E SET yES" is displayed, press SET button (When "SAU E SET yES" is displayed, If you press ESC button or choose "no" option instead of "yES" option, new data will be cancelled and previous value will be activated).

Max. Demand Time Setup:

dE In this menu, Max. demand time is set between 01 - 60 minutes.
t1

- ➡ Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed.)
- ➡ By using UP/DOWN buttons find "de t1" menu. **dE t1**
- ➡ Press SET button (Most right digit of 5th display blinks)
- ➡ By using UP/DOWN buttons, blinking digit value can be programmed. By using SET button, switch respectively to the digits. Use BACK button to go to previous digit. After you entered last digit, press SET button, "de t1" is displayed in the display. (Data is entered but is not activated yet. For activating new data please follow the below steps.)
- ➡ Press ESC button one by one until "SAU E SET yES" is displayed.
- ➡ When "SAU E SET yES" is displayed, press SET button (When "SAU E SET yES" is displayed, If you press ESC button or choose "no" option instead of "yES" option, new data will be cancelled and previous value will be activated).

Reset Menu (hL, dE, E-1, E-2, C-1, C-2, rUn hoUr, SP hoUr r):

rES In this menu value of min., max., max. demand, energy values, pulse counters, run hour and alarm clock are erased. It saves the instant measured min., max., max. demand energy values, the devices running time, time after the device is settled into its memory.
Et In this menu when you enter "rES Et hL/dE/E-1/E-2/C-1/C-2/rUn hoUr/SP hoUr r" menu then press "yES" parameter, then quit from all menus if you confirm the changes all the values are erased at the same time.
Note: Measured values which are saved in memory are not affected from power cut.

Reset Menu (hL, dE, E-1, E-2, C-1, C-2, rUn hoUr, SP hoUr r):

- ➡ Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed.)
- ➡ By using UP/DOWN buttons find "rES Et" menu.
- ➡ Press SET button (rES Et hL menu is displayed.) **rES Et hL**
- ➡ By using UP/DOWN buttons "rES Et hL/dE/E-1/E-2/C-1/C-2/rUn hoUr r/SP hoUr r" menu.
- ➡ Press SET button (rES Et hL/dE/E-1/E-2/C-1/C-2/rUn hoUr r/SP hoUr r is displayed).
- ➡ By using UP/DOWN buttons, if you want to delete, the min., max., max. demand, energy values, the running time of the device and the running time after the device is set; select "yES" otherwise select "no" option.
- ➡ Press SET button, "rES Et hL/dE/E-1/E-2/C-1/C-2/rUn hoUr r/SP hoUr r" is displayed. (Data is entered but is not activated yet. For activating new data please follow the below steps)
- ➡ Press ESC button one by one until "SAU E SET yES" is displayed.
- ➡ When "SAU E SET yES" is displayed, press SET button (When "SAU E SET yES" is displayed, If you press ESC button or choose "no" option instead of "yES" option, new data will be cancelled and previous value will be activated).

NETWORK ANALYSER MPR-53CS

Pulse Menu

PUL SE oUt In this menu, 3 parameter can be selected. "PUL oUt rAt io, PUL oUt o-1, PUL oUt o-2".

PUL oUt rAt io : In this menu, the pulse ratio of pulse outputs is defined. The values below can be defined.

1, 10, 100 (Wh/VArh); 1, 10, 100 (kWh/kVArh); 1 MWh/MVArh.

PUL oUt o-1 / PUL oUt o-2 : Pulse is taken for respected consumption which assigned in "PUL oUt rAt io". o-1/o-2 parameters can be set the below settings;

ACT (Export/Import), A-I (Active Import), A-E (Active Export), rEA (Inductive / Capacitive), r-L (Reactive Inductive), r-C (Reactive Capacitive).

Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed.)



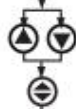
By using UP/DOWN buttons, find "PUL SE oUt" menu.

PUL SE oUt

Press SET button "PUL oUt rAt io" menu is displayed.



By using UP/DOWN buttons, find "PUL oUt rAt io/PUL oUt o-1 /PUL oUt o-2" menu.



Press SET button (1k / A-I / r-L blink)



By using UP/DOWN buttons, select required parameter of value.



Press SET button (Data is entered but is not activated yet. For activating the new data please follow the below steps.)



Press ESC button one by one until "SAU E SEI yES" is displayed.



When "SAU E SEI yES" is displayed, press SET button. If you press ESC button or choose "no" option instead of "yES" option by using UP/DOWN buttons, new data will be cancelled and previous value will be activated.

Energy Counter (Eng Cnt) Menu:

Eng Cnt MPR-53CS has 2 energy counters:

Energy Counter 1 (E-1), Energy Counter 2 (E-2).

"E-1 / E-2" have 4 parameters:

on : "E-1 / E-2" counters count without depending on any parameters.

r-1 : It counts when "E-1 / E-2" counter is "on" in digital input 1 (Activate E-1/E-2 counters, when digital input 1 is on).

r-2 : It counts when "E-1 / E-2" counter is "on" in digital input 2.

E-2: When "E-2" counter is active, "E-1" counter do not count. (It is only "E-1" counters parameter)

E-1: When "E-1" counter is active, "E-2" counter do not count. (It is only "E-2" counters parameter)

Note: When "E-2" is chosen in "E-1" counter and when "E-1" is chosen in "E-2" counter the counting status is undefined. When counters are set with this parameters, if digital inputs hasn't got the information "1" both of the counters count but if one or both of the counters has got the information, both of the counters don't count.

Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed)



By using UP/DOWN buttons, find "Eng Cnt" menu.

Eng Cnt

Press SET button (Eng Cnt E-1 menu is displayed).



By using UP/DOWN buttons, find "Eng Cnt E-1" / "Eng Cnt E-2" menu.



Press SET button (on blinks)



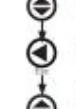
By using UP/DOWN buttons, select required parameters.



Press SET button. (Data is entered, but is not activated yet. For activating the new data please follow the below steps)



Press ESC button one by one until "SAU E SEI yES" is displayed.



When "SAU E SEI yES" is displayed, press SET button. If you press ESC button or choose "no" option instead of "yES" option by using UP/DOWN buttons, new data will be cancelled and previous value will be activated.

User Password Setup :

Pin In this menu user password is defined and activated. You must define and activate a 4 digit user password for preventing device setting from the illegal usage. There are 2 sub menus under "Pin" menu.

Changing of User Password :

Pin CHA nGE This menu is to change the user password. **Note:** Factory default value for user password is "0000".

Pin CHA nGE

Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed.)



By using UP/DOWN buttons, find "Pin" menu.

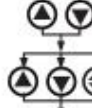


Press SET button (Pin ACT IUA IE menu is displayed.)

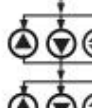


By using UP/DOWN buttons, find "Pin CHA nGE" menu is displayed.

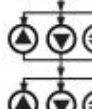
Pin CHA nGE



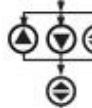
By using UP/DOWN/SET buttons, enter the old password.



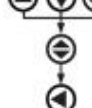
By using UP/DOWN/SET buttons, enter the new password.



By using UP/DOWN/SET buttons, re-enter the new password.



Press SET button, "Pin CHA nGE" is displayed (Data is entered but is not activated yet. For activating the new data please follow the below steps).



Press ESC button one by one until "SAU E SEI yES" is displayed.



When "SAU E SEI yES" is displayed, press SET button. If you press ESC button or choose "no" option instead of "yES" option by using UP/DOWN buttons, new data will be cancelled and previous value will be activated.

Activating User Password :

Pin ACT IUA IE This menu is used for activating the user password. After the user password is activated for entering to the menus; if the button is pressed for 3 sec., while the instant values are observed, user password is required. If the user password is entered wrong device does not latch.

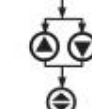
Pin ACT IUA IE

Note: Factory default value of user password is "0000"

Press SET button for 3 sec. (trA Fo menu is displayed.)



By using UP/DOWN buttons, find "Pin" menu.



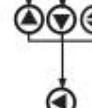
Press SET button (Pin ACT IUA IE menu is displayed.)

Pin ACT IUA IE

Press SET button. First digit blinks.



By using UP/DOWN buttons enter the values for blinking digit. By using SET button, switch the other digits. Use BACK button to switch the previous digit. After setting the last digit, press the SET button, "Pin ACT oF" is displayed. "on" can be selected by using UP/DOWN buttons. (Data is entered but is not activated yet. For activating the new data please follow the below steps.)



Displaylerde (SAU E SEI yES) görününceye kadar ESC tuşuna tek tek basın.



Displaylerde (SAU E SEI yES) görüldüğünde SET tuşuna basın (SAU E SEI yES görüldüğünde ESC tuşuna basarsanız veya "yES" yerine "no" seçeneğini seçerseniz yeni ayarlar kaydedilmeden ayar menüsünden çıkılır. Cihaz önceki ayarlarıyla çalışmaya devam eder.)



NETWORK ANALYSER MPR-53CS

**LAt
Ch**

Latch menu:

When latch function of set parameters is active, user can choose the way how to fault recovery in this menu. User can make this by 3 ways.

LAt Ch bUIt on: Removal of latch is chosen by pressing the "SET" button. By choosing "oFF", SET button becomes passive.

LAt Ch in PUI: Fault recovery can be done with using digital inputs. When "LAt Ch in I-1" is chosen only first digital input becomes active. When "LAt Ch in I-2" is chosen only second digital input becomes active.

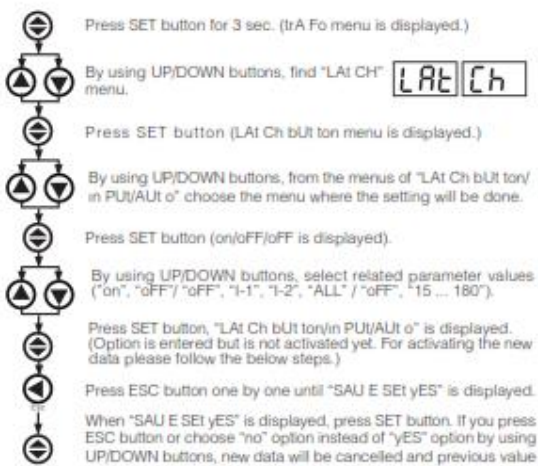
When "LAt Ch in ALL" is chosen both of the digital inputs become active.

User can remove the latch when the signal comes to digital inputs.

When "LAt Ch in oFF" is chosen this feature becomes passive.

LAt Ch AUto: When this feature is chosen fault recovery occurs at the end of the set time. User can set the turning time below. User can choose the time between 15 min. - 180 min. Time can be set by multiples 15 (15, 30, 45, 60, 75, 90, 105, 120, 135, 150, 165 or 180 min.).

NOTE: "LAt Ch bUIt on", "LAt Ch in PUI" ve "LAt Ch AUto" can be activated at the same time.



**PUL
SE
CoU
ntE
r**

Pulse Counter (PUL SE CoU nTE r)

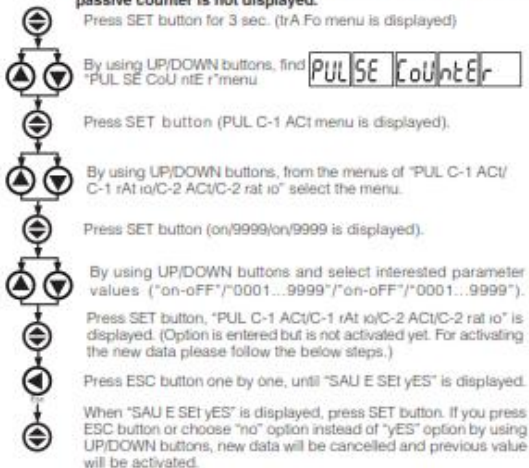
PUL C-1 ACt: In this menu, the activation of C-1 counter is done. If "on" is chosen C-1 counter will be active; after "oFF" is chosen C-1 counter will become passive.

PUL C-1 rAt io: In this menu first pulse counter is increased by 1. C-2 counters is set same way.

Example: If the ratio of the C-1 counters is 10, every 10 pulses come from In-1 input the counter counts 1.

Note: DC signal has to be given to the digital inputs when this menu is used. When AC signal is given, pulse counter counts according to the given sources frequency.

Note: If "Act oFF" is chosen for C-1 and C-2 counters, the pulse counting feature will become passive. In instant values, passive counter is not displayed.



**hou
r**

Hour menu:

In this menu run hour and setpoint hour is set.

"hoU r ACT": In this menu the run hours activation conditions are set. When "hoU r ACT on" is chosen, the run hour keeps working unconditionally.

When "hoU r ACT I-1" is chosen, the run hour runs if first digital input is active.

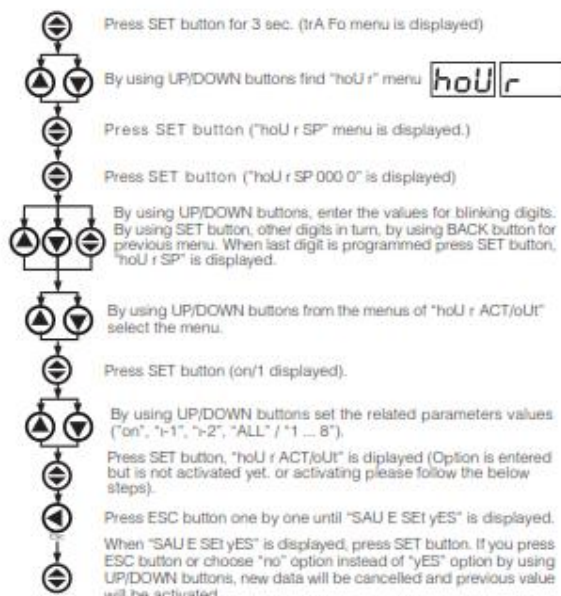
When "hoU r ACT I-2" is chosen, the run hour runs if second digital input is active.

When "hoU r ACT ALL" is chosen, the run hour runs if one of the digital inputs is active.

"hoU r SP": In this menu, alarm time is set. When the set time reaches "SP -h" chosen output will be active.

Between 0001 - 9999 the hours can be set.

"hoU r oUr": In this menu the alarm output is chosen. It can be chosen between 1 ... 8. First and second outputs are relay outputs 3 ... 8 outputs are digital outputs.



**SEt
Po
nt**

Setpoint menu:

In this menu setpoint setting can be programmed. In this menu there are 16 setpoint setting (SP-01 ... SP-16). "SP -xx ACT" menu must be activated from the chosen setpoint menu. If not, user can not enter the "SP -xx" parameters.

"SP-01 ... SP-16": 16 setpoint settings which are set by the user.

"SP-01" protection setting activation and settings of the sub menu parameters are given below. All other setpoint protection settings can be done by same way.

"SP-01 ACt": In this menu "SP-01" protection settings is done. When protection setting is chosen "oFF", SP-01's other menu can not be reached.

"SP-01 ACt on": Protection setting is active.

"SP-01 ACt oFF": Protection setting is passive.

"SP-01 PAr": In this menu 76 different parameter's settings is done. Only one of these parameters can be set.

Note: Protection settings parameters and the information are in the attachment.

"SP-01 oPE": In this menu, extreme, low or both protection settings are determined. Sub menus are explained below.

"SP-01 oPE rAn gE": Low, extreme protection is done.

"SP-01 oPE hI g hER": Extreme protection is done.

"SP-01 oPE LoU ER": Low protection is done.

"SP-01 hI": In this menu extreme protection value is set.

"SP-01 Lo": In this menu low protection value is set.

Note: When extreme protection value is chosen low protection value is closed, and when low protection value is chosen extreme protection value is closed in "SP-01 oPE" menu.

"SP-01 hYS": In this menu fault recovery hysteresis value is set.

"SP-01 ond": In this menu entering the fault delay is set (000.0-999.9 sec.).

"SP-01 oFd": In this menu fault recovery is set (000.0-999.9 sec.).

"SP-01 oUr": In this menu alarm output is chosen. 1 ... 8. outputs can be chosen. First and the second outputs are relay outputs, the others (3 ... 8) are digital outputs.

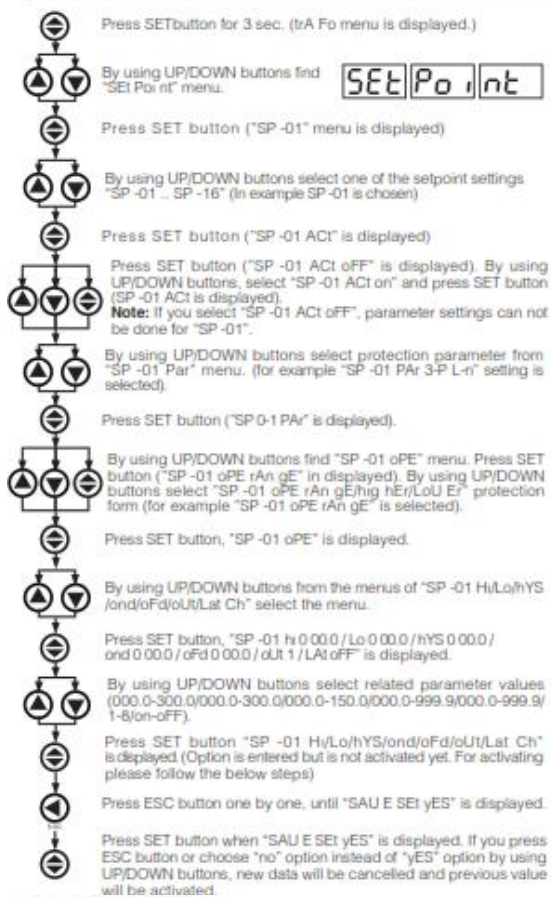
"SP-01 LAt Ch": In this menu lock function is activated.

"SP-01 LAt oFF": Closes the latch function.

"SP-01 LAt on": Activates the latch function.

Note: Latch functions are set in latch menu.
Note: When protection parameters give error the user can see the erroneous parameter by using UP/DOWN buttons in instant values (more than one error use SET button).

NETWORK ANALYSER MPR-53CS



Serial Communication

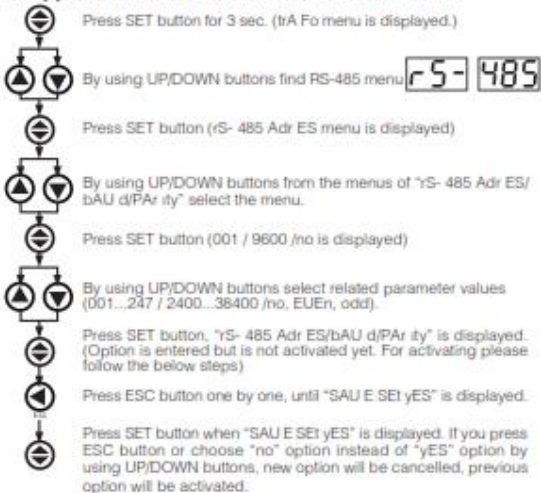
The device has optical isolated MODBUS RTU communication protocol. All the measured parameters can be transferred to the computer. Transformer ratio and communication parameters can be set. Saved demand and energy values can be resetted.

Parameter Settings

Address Parameter : Between 001-247.

Baud Rate parameter : Can be chosen 2400, 4800, 9600, 19200 and 38400 bps.

Parity parameter : Can be chosen "no", "odd" and "EUEn".



MODBUS RTU PROTOCOL

Standard MODBUS RTU message is shown below.

T	ADDRESS 8 BIT	FUNCTION 8 BIT	DATA NX8BIT	CRCH	CRCL	T
---	------------------	-------------------	----------------	------	------	---

The T times corresponds to a time in which data must not be exchanged on the communication bus to allow the connected devices to recognize the end of one message and the beginning of another. This time must be at least 3.5 characters at the selected baud rate. Address range (1-247) is address of the connected device. The data field contains data sent to the slave by master or data sent to master by slave.

CRCH is a error check method by using MODBUS RTU protocol and consists of 2 bytes.

Available Modbus Function:

03H	READ HOLD REGISTERS
06H	PRESET SINGLE REGISTER
10H	PRESET MULTIPLE REGISTERS

Read Hold (03) function is used for reading the measured parameter and setting values. Device will send error message if the device tries to read addresses which are not in the register table.

For example to read phase 1 voltage below message can be sent;

```
01 03 00 00 00 02 XX XX
01 Device address
03 Function
00 MSB address
00 LSB address
00 Register number MSB
02 Register number LSB
XX CRC MSB
XX CRC LSB
```

PreSet Single Register (06) function is used for writing energy values, erasing energy counter or resetting the min., max. demand values. Current transformer ratio can be set between 1-2000, voltage transformer ratio can be set between 1-40000.

For example setting CT ratio as 100;

```
01 06 80 02 00 64 XX XX
01 Device address
06 Function
80 MSB address
02 LSB address
00 Data MSB
64 Data LSB
XX CRC MSB
XX CRC LSB
```

PreSet Multiple register (10H) function is used for changing more than one register value.

For example setting ratio as 100 and voltage transformer ratio as 20.0.;

```
01 10 80 00 00 02 04 00 C8 00 64 XX XX girilebilir.
01 Device Address
10 Function
80 MSB address
00 LSB address
00 Register number MSB
02 Register number LSB
04 Byte count
00 Data MSB
00 Data MSB
64 Data LSB
00 Data MSB
64 Data LSB
XX CRC MSB
XX CRC LSB
```

Digital Input

Din (Din=Dijital giriş)16 bit olarak aşağıda gösterildiği gibi gönderilir.



In1 (input 1) if 12-48 V AC / DC is applied to in 1, 0 bit of DIN register is set as "1". In otherwise 0 bit of DIN register is set as "0".

In2 (input 2) if 12-48 V AC / DC is applied to in 2, 1 bit of DIN register is set as "1". In otherwise 0 bit of DIN register is set as "0".

Parameters are sent in 32 bit Hexadecimal form. For example 230.0 V voltage is sent as 000008FC.H. Cosφ is divided by 1000. 0.980 Cosφ value is sent as 000003D4.H. Energy values are sent as 64bit.

12345678901234567890 Wh = AB 54 A9 8C EB 1F 0A D2 Wh

- Data Cable :**
- 24 AWG or thicker
 - Less than 100 ohm-km impedance
 - Nominal characteristic impedance in 100 kHz is 100 ohm.
 - Between 2 wires mutual capacitance is less than 60 pF/m
 - Between one wire and all the wires which are grounded mutual capacitance is less than 120 pF/m.
 - Double wire.

ERROR CODES

Slave device (MPR-53CS) sends error message when receive any missing query. Error codes are given below:

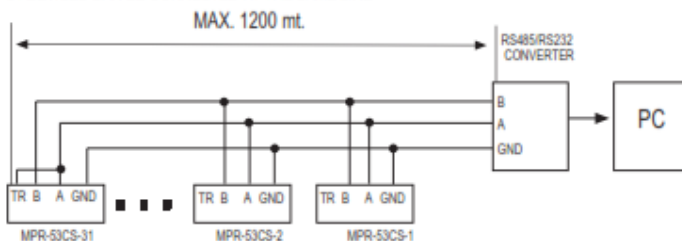
01 Invalid Function: If any message except given above is used, then 01 error messages will be sent.

02 Invalid Register: Error 02 will be send when a reading of a register is requested, except the registers which mentioned in table.

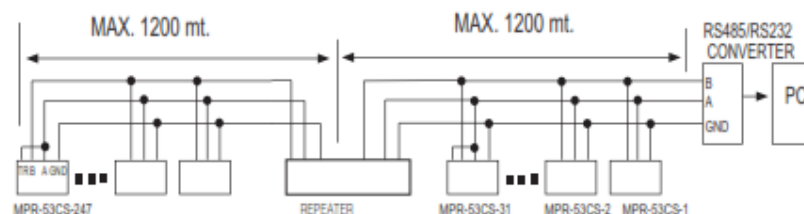
03 Invalid data: If any different value is been set for dedicated Transformer values and nonzero for demand value, then error message 03 will be sent.

NETWORK ANALYSER MPR-53CS

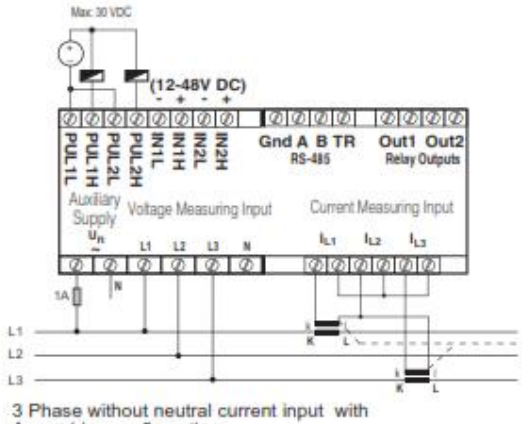
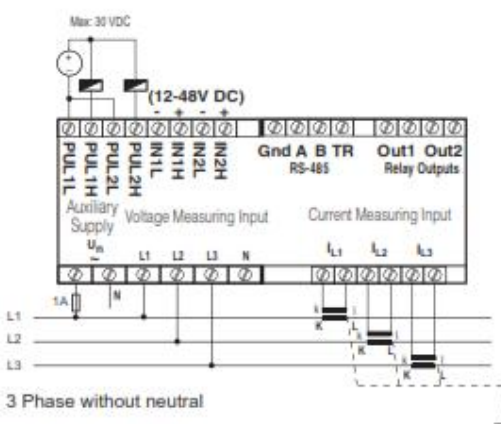
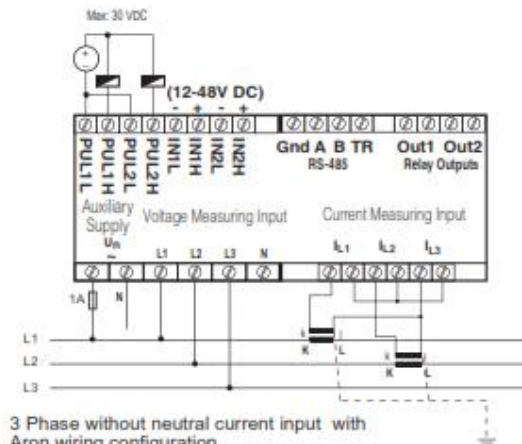
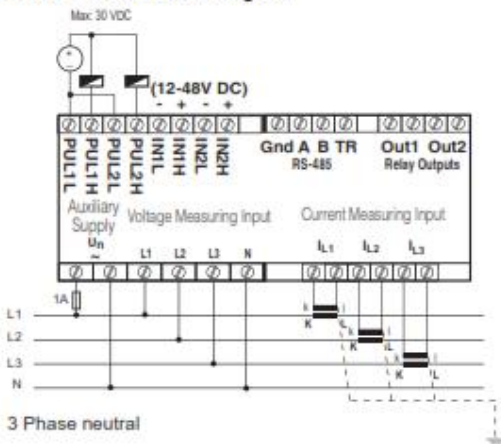
31 DEVICES CAN BE CONNECTED AT THE SAME LINE



MAX. 247 DEVICES CAN BE CONNECTED AT SAME LINE BY USING REPEATER.



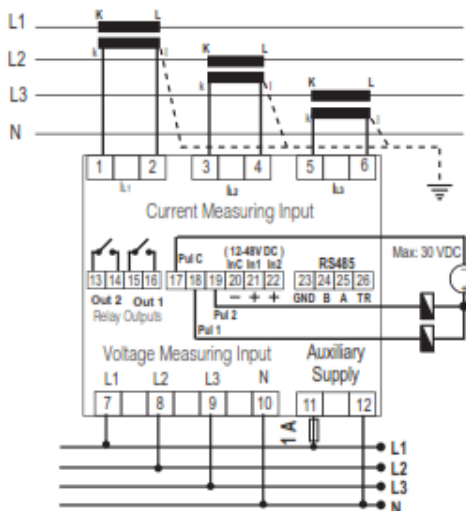
PK 26 Box Connection Diagram



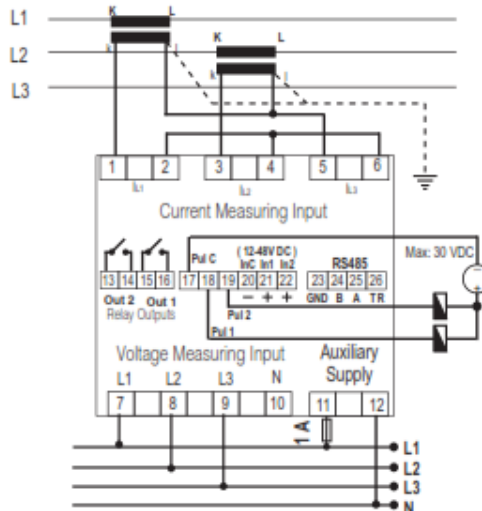
Note: For CT-25 models:
k: When CT-25 is used, Red cable is connected to k terminal.
l: When CT-25 is used, Black cable is connected to l terminal.

NETWORK ANALYSER MPR-53CS

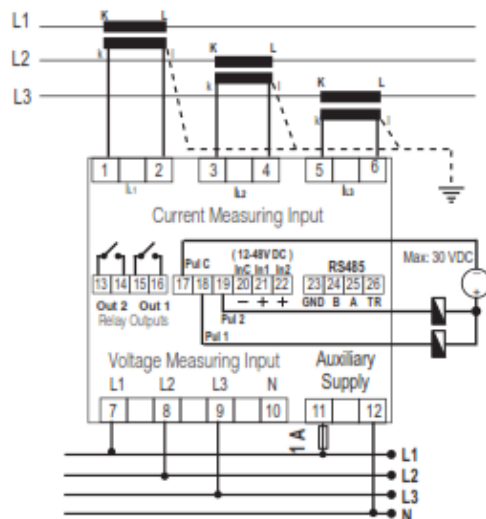
PR 19 Box Connection Diagram



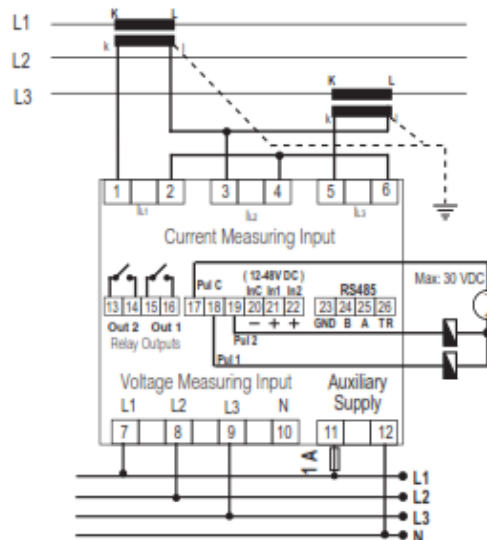
3 Phase neutral



3 Phase without neutral current input with Aron wiring configuration



3 Phase without neutral



3 Phase without neutral current input with Aron wiring configuration

Note: For CT-25 models:

k: When CT-25 is used, Red cable is connected to k terminal.
l: When CT-25 is used, Black cable is connected to l terminal.

NETWORK ANALYSER MPR-53CS

Technical Data

Operating Voltage (Un)	: Please look behind the device.
Operating Frequency (f)	: 45-65 Hz
Auxiliary supply Power Consumption	: < 4 VA
Measuring Input Power Consumption	: < 1 VA
V _{In}	: 10-300 V AC 45-65 Hz. (L-N) : 10-500 V AC 45-65 Hz. (L-L)
I _{In}	: 0.05 - 5.5 A~ : 1-120 A~ (for CT-25)
Measuring Range	: 10V...200 kV AC : 0...215 M (W,VAR,VA) : 9999999999.9 kWh, kVArh : 1% ± 1 digit [(10%-110%) xFull Scale]
Class	: 0,1 ... 4000,0
Voltage Transformer ratio (Vtr)	: 1 ... 2000
Current Transformer Ratio (Ctr)	: 40.000
Max. Ctr x Vtr	: 1-9999 hour (programmable)
Hour SP	: 1-60 min. (programmable)
Demand Time	: MODBUS RTU (RS 485) : Optically Isolated, programmable
Serial Interface	: 2400-38400 bps
Baud Rate	: 1-247
Address	: No, Odd, Even, 8 Data Bits, 2 Stop Bits
Parity	: 2 NO, 5 A, 1250 VA
Relay Output	: NPN Transistor
Pulse Output	: Min. 100 msec. pulse period : 80 msec. pulse width
Switch Period	: Max. 50 mA
Operating Current	: 5...24 V DC, max. 30 VDC
Operating Voltage	: 12...48 V AC / DC
Input	: -5°C; +50°C
Ambient Temperature	: Red LED Display
Display	: PR-19, PK-26
Dimensions	: Double Installation-Class II (□)
Equipment Protection Class	: IP 40 (front panel)
Box Protection Class	: Non-flammable
Box Material	: Panel Mounted (PR-19) : Rail Mounted (PK-26)
Installation	: 2.5 mm ²
Wire Cross-section For Terminal Block	: 0.45 kg (PR-19, PK-26)
Weight	: Class III
Installation Class	: 91x91 mm (PR-19)
Panel Size	

Factory Settings

Transformer :

Ctr (Current Transformer Ratio) : 0001
 tm (Turn number for CT-25) : 01
 Utr (Voltage Transformer Ratio) : 0001.0
 CAL (Calculation Method) : 1

Pin : 0000 (Not activated)

RS-485 :

Adr (Address) : 1
 Bau (Baud Rate) : 9600
 PAr (Parity) : no

Eng Cnt :

E-1 (Energy Counter 1) : on
 E-2 (Energy Counter 2) : on

PULSE :

rAt io (Ratio) : 1k
 o-1 (output 1) : A-I
 o-2 (output 2) : r-L

dEt (Delay Time) : 15

hoU r :

hoU r SP (Setpoint) : 0000
 ACt : on
 out : 1

PULSE Cnt :

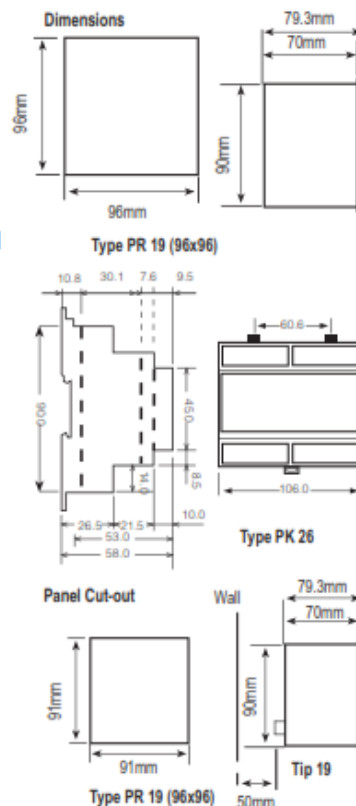
C-1 ACt (Puls Counter 1) : on
 C-2 ACt (Puls Counter 2) : on
 C-1 rAt io (Ratio) : 0001
 C-2 rAt io (Ratio) : 0001

LAT Ch :

bUt ton : on
 in PUT : oFF
 AUT o : oFF

Set point :

SP -01....-16 ACt : oFF



PRECAUTIONS FOR INSTALLATION AND SAFE USE

- ⚠ In CT-25 (120A) compliant models, only CT-25 current transformer must be used.
 ⚠ Other type of CT's have a high risk to damage to device.

Failure to follow those instructions will result in death or serious injury.

- Disconnect all power before working on equipment.
- When the device is connected to the network, do not remove the front panel.
- Do not try to clean the device with solvent or the like. Only clean with dry cloth.
- Control the connections.
- Electrical equipment should be serviced only by your component seller.
- Device is only for rack panel mounting.
- The type of the circuit breaker must be F and current limit value must be 1 A.
- No responsibility is taken on by manufacturer or any of its subsidiaries for any conditions about the wrong using of this device.

- ⚠ No responsibility is assured by the manufacturer or any of its subsidiaries for any consequences arising out of the use of this material.



A4396/Rev.2

MODBUS REGISTER MAP							
ADDRESS	ADDRESS (HEX)	REGISTER	R/W	RANGE	UNIT	MULTIPLIER	FORMAT
0	0000	L1 PHASE VOLTAGE	R	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
2	0002	L2 PHASE VOLTAGE	R	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
4	0004	L3 PHASE VOLTAGE	R	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
6	0006	L1 PHASE CURRENT	R	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
8	0008	L2 PHASE CURRENT	R	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
10	000A	L3 PHASE CURRENT	R	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
12	000C	NEUTRAL CURRENT	R	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
14	000E	L1-L2 PHASE-PHASE VOLTAGE	R	(0-5000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
16	0010	L2-L3 PHASE-PHASE VOLTAGE	R	(0-5000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
18	0012	L3-L1 PHASE-PHASE VOLTAGE	R	(0-5000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
20	0014	L1 PHASE ACTIVE POWER	R	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
22	0016	L2 PHASE ACTIVE POWER	R	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
24	0018	L3 PHASE ACTIVE POWER	R	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
26	001A	L1 PHASE REACTIVE POWER	R	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
28	001C	L2 PHASE REACTIVE POWER	R	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
30	001E	L3 PHASE REACTIVE POWER	R	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
32	0020	L1 PHASE APPARENT POWER	R	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
34	0022	L2 PHASE APPARENT POWER	R	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
36	0024	L3 PHASE APPARENT POWER	R	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
38	0026	L1 PHASE COS ϕ	R	(-1000 - 1000)	-	0.001	int
40	0028	L2 PHASE COS ϕ	R	(-1000 - 1000)	-	0.001	int
42	002A	L3 PHASE COS ϕ	R	(-1000 - 1000)	-	0.001	int
44	002C	TOTAL IMPORT ACTIVE POWER	R	(0 - 54000)xCTxVT	Watt	0.1	int
46	002E	TOTAL EXPORT ACTIVE POWER	R	(0 - 54000)xCTxVT	Watt	0.1	int
48	0030	TOTAL INDUCTIVE REACTIVE POWER	R	(0 - 54000)xCTxVT	Var	0.1	int
50	0032	TOTAL CAPACITIVE REACTIVE POWER	R	(0 - 54000)xCTxVT	Var	0.1	int
52	0034	TOTAL APPARENT POWER	R	(0 - 54000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
54	0036	AVERAGE INDUCTIVE COS ϕ	R	(-1000 - 1000)	-	0.001	int
56	0038	AVERAGE CAPACITIVE COS ϕ	R	(-1000 - 1000)	-	0.001	int
58	003A	FREQUENCY	R	(4000 - 7000)	Hz	0.01	unsigned int
60	003C	L1 PHASE VOLTAGE ANGLE	R	0-360	Degre	1	unsigned int
62	003E	L2 PHASE VOLTAGE ANGLE	R	0-360	Degre	1	unsigned int
64	0040	L3 PHASE VOLTAGE ANGLE	R	0-360	Degre	1	unsigned int
66	0042	L1 PHASE CURRENT ANGLE	R	0-360	Degre	1	unsigned int
68	0044	L2 PHASE CURRENT ANGLE	R	0-360	Degre	1	unsigned int
70	0046	L3 PHASE CURRENT ANGLE	R	0-360	Degre	1	unsigned int
72	0048	L1 PHASE VOLTAGE THD	R	0-999	%	0.1	unsigned int
74	004A	L2 PHASE VOLTAGE THD	R	0-999	%	0.1	unsigned int
76	004C	L3 PHASE VOLTAGE THD	R	0-999	%	0.1	unsigned int
78	004E	L1 PHASE CURRENT THD	R	0-999	%	0.1	unsigned int
80	0050	L2 PHASE CURRENT THD	R	0-999	%	0.1	unsigned int
82	0052	L3 PHASE CURRENT THD	R	0-999	%	0.1	unsigned int
84	0054	DIGITAL OUTPUT STATUS	R	-	-	-	-
85	0055	DIGITAL INPUT STATUS	R	-	-	-	-
86	0056	IMPORT ACTIVE ENERGY-1	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
88	0058	EXPORT ACTIVE ENERGY-1	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
90	005A	INDUCTIVE REACTIVE ENERGY-1	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
92	005C	CAPACITIVE REACTIVE ENERGY-1	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
94	005E	IMPORT ACTIVE ENERGY-2	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
96	0060	EXPORT ACTIVE ENERGY-2	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
98	0062	INDUCTIVE REACTIVE ENERGY-2	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
100	0064	CAPACITIVE REACTIVE ENERGY-2	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
102	0066	IMPORT ACTIVE ENERGY-3	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
104	0068	EXPORT ACTIVE ENERGY-3	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
106	006A	INDUCTIVE REACTIVE ENERGY-3	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
108	006C	CAPACITIVE REACTIVE ENERGY-3	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
110	006E	IMPORT ACTIVE ENERGY-4	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
112	0070	EXPORT ACTIVE ENERGY-4	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	Wh	1	long int
114	0072	INDUCTIVE REACTIVE ENERGY-4	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
116	0074	CAPACITIVE REACTIVE ENERGY-4	R/W	0-FFFFFFFFFFFFFF	VArh	1	long int
118	0076	L1 PHASE MIN. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
120	0078	L2 PHASE MIN. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
122	007A	L3 PHASE MIN. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
124	007C	L1-L2 PHASE-PHASE MIN. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
126	007E	L2-L3 PHASE-PHASE MIN. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
128	0080	L3-L1 PHASE-PHASE MIN. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
130	0082	L1 PHASE MIN. CURRENT	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
132	0084	L2 PHASE MIN. CURRENT	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
134	0086	L3 PHASE MIN. CURRENT	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
136	0088	L1 PHASE MIN. ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
138	008A	L2 PHASE MIN. ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
140	008C	L3 PHASE MIN. ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
142	008E	L1 PHASE MIN. REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
144	0090	L2 PHASE MIN. REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
146	0092	L3 PHASE MIN. REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
148	0094	L1 PHASE MIN. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
150	0096	L2 PHASE MIN. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
152	0098	L3 PHASE MIN. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
154	009A	TOTAL MIN. IMPORT ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
156	009C	TOTAL MIN. EXPORT ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
158	009E	TOTAL MIN. IMPORT REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
160	00A0	TOTAL MIN. EXPORT REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
162	00A2	TOTAL MIN. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
164	00A4	L1 PHASE MAX. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
166	00A6	L2 PHASE MAX. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
168	00A8	L3 PHASE MAX. VOLTAGE	R/W	(0-3000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
170	00AA	L1-L2 PHASE-PHASE MAX. VOLTAGE	R/W	(0-5000)xUT	Volt	0.1	unsigned int
172	00AC	L2-L3 PHASE-PHASE MAX. VOLTAGE	R/W	(0-5000)xUT	Volt	0.1	unsigned int

MODBUS REGISTER MAP							
ADDRESS	ADDRESS (HEX)	REGISTER	R/W	RANGE	UNIT	MULTIPLIER	FORMAT
174	00AE	L3-L1 PHASE-PHASE MAX. VOLTAGE	R/W	(0-5000)xU1	Volt	0.1	unsigned int
176	00B0	L1 PHASE MAX. CURRENT	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
178	00B2	L2 PHASE MAX. CURRENT	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
180	00B4	L3 PHASE MAX. CURRENT	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
182	00B6	L1 PHASE MAX. ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
184	00B8	L2 PHASE MAX. ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
186	00BA	L3 PHASE MAX. ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
188	00BC	L1 PHASE MAX. REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
190	00BE	L2 PHASE MAX. REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
192	00C0	L3 PHASE MAX. REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
194	00C2	L1 PHASE MAX. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
196	00C4	L2 PHASE MAX. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
198	00C6	L3 PHASE MAX. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
200	00C8	TOTAL MAX. IMPORT ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
202	00CA	TOTAL MAX. EXPORT ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
204	00CC	TOTAL MAX. IMPORT REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
206	00CE	TOTAL MAX. EXPORT REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
208	00D0	TOTAL MAX. APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
210	00D2	L1 PHASE MAX. CURRENT DEMAND	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
212	00D4	L2 PHASE MAX. CURRENT DEMAND	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
214	00D6	L3 PHASE MAX. CURRENT DEMAND	R/W	(0-6000)xCT	Amper	0.001	unsigned int
216	00D8	L1 PHASE IMPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
218	00DA	L1 PHASE EXPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
220	00DC	L2 PHASE IMPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
222	00DE	L2 PHASE EXPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
224	00E0	L3 PHASE IMPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
226	00E2	L3 PHASE EXPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
228	00E4	L1 PHASE IMPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
230	00E6	L1 PHASE EXPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
232	00E8	L2 PHASE IMPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
234	00EA	L2 PHASE EXPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
236	00EC	L3 PHASE IMPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
238	00EE	L3 PHASE EXPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
240	00F0	L1 PHASE MAX. DEMAND APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
242	00F2	L2 PHASE MAX. DEMAND APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
244	00F4	L3 PHASE MAX. DEMAND APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
246	00F6	TOTAL IMPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
248	00F8	TOTAL EXPORT MAX. DEMAND ACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Watt	0.1	int
250	00FA	TOTAL IMPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
252	00FC	TOTAL EXPORT MAX. DEMAND REACTIVE POWER	R/W	(-18000 - 18000)xCTxVT	Var	0.1	int
254	00FE	TOTAL MAX. DEMAND APPARENT POWER	R/W	(0 - 18000)xCTxVT	VA	0.1	unsigned int
256	0100	C1 (PULSE METER 1) COUNTER	R/W	-	-	-	HEX
258	0102	C2 (PULSE METER 2) COUNTER	R/W	-	-	-	HEX
260	0104	RUN HOUR COUNTER	R/W	-	Hour	0.01	HEX
262	0106	SETPOINT HOUR COUNTER	R/W	-	Hour	0.01	HEX
264	0108	TOTAL HOUR COUNTER	R	-	Hour	0.01	HEX

ADDRESS	ADDRESS (HEX)	REGISTER	R/W	RANGE	UNIT	MULTIPLIER	FORMAT
32768	8000	VOLTAGE TRANSFORMER RATIO	R/W	0-40000	-	0.1	short-int
32769	8001	CURRENT TRANSFORMER RATIO	R/W	0-2000	-	1	short-int
32770	8002	CALCULATION METHOD	R/W	0-1	-	-	short-int
32771	8003	DEMAND TIME	R/W	1-60	minute	1	short-int
32772	8004	PULSE RATIO	R/W	0-6	-	-	short-int
32773	8005	PULSE OUTPUT 1 PARAMETER SETTING	R/W	0-5	-	-	short-int
32774	8006	PULSE OUTPUT 2 PARAMETER SETTING	R/W	0-5	-	-	short-int
32775	8007	ENERGY COUNTER 1 SELECTION	R/W	0-3	-	-	short-int
32776	8008	ENERGY COUNTER 2 SELECTION	R/W	0-3	-	-	short-int
32777	8009	COMMUNICATION ADDRESS	R/W	0 - 247	-	-	short-int
32778	800A	BAUD RATE	R/W	1 - 5	-	-	short-int
32779	800B	PARITY	R/W	0 - 2	-	-	short-int
32780	800C	PASSWORD ENABLE	R/W	0-1	-	-	short-int
32781	800D	PASSWORD	R/W	0-9999	-	-	short-int
32782	800E	CONNECTION TYPE	R/W	0 - 1	-	-	short-int
32783	800F	CANCEL THE LATCH FUNCTION BY BUTTON	R/W	0 - 1	-	-	short-int
32784	8010	CANCEL THE LATCH FUNCTION BY DIGITAL INPUT	R/W	0 - 3	-	-	short-int
32785	8011	CANCEL THE LATCH FUNCTION ACCORDING TO PROGRAMMED TIME	R/W	0 - 180	minute	-	short-int
32786	8012	SETPOINT TIME SET VALUE	R/W	0 - 9999	hour	-	short-int
32787	8013	SETPOINT TIME ACTIVE / PASSIVE AND WARNING OUTPUT SELECTION	R/W	AA-BB*	-	-	HEX
32788	8014	PULSE COUNTER 1 ACTIVE / PASSIVE SELECTION	R/W	0 - 1	-	-	short-int
32789	8015	PULSE COUNTER 1 PULSE COUNT RATIO	R/W	0 - 9999	-	-	short-int
32790	8016	PULSE COUNTER 2 ACTIVE / PASSIVE SELECTION	R/W	0 - 1	-	-	short-int
32791	8017	PULSE COUNTER 2 PULSE COUNT RATIO	R/W	0 - 9999	-	-	short-int

PULSE OUTPUT 1-2 PARAMETER SETTING 0-5 :

- 0: Active
- 1: Active Import
- 2: Active Export
- 3: Reactive
- 4: Reactive Import
- 5: Reactive Export

- BAUD RATE 1-5 :**
- 1: 38400 bps
 - 2: 19200 bps
 - 3: 9600 bps
 - 4: 4800 bps
 - 5: 2400 bps

SETPOINT TIME ACTIVE / PASSIVE AND WARNING OUTPUT SELECTION AA-BB :

AA : Alarm condition Active / Passive is chosen. 00: Disable 01: Enable
 BB : Alarm output is chosen. 00: Output Relay 1 01: Output Relay 2 02: Digital Output 1 07: Digital Output 6

PULSE RATIO 0-6 :

- 0: 1 Watt / Pulse
- 1: 10 Watt / Pulse
- 2: 100 Watt / Pulse
- 3: 1 kW / Pulse
- 4: 10 kW / Pulse
- 5: 100 kW / Pulse
- 6: 1 MW / Pulse

PASSWORD ENABLE 0-1 :

- 0: Disable
- 1: Enable

CANCEL THE LATCH FUNCTION ACCORDING TO PROGRAMMED TIME 0-180 :

Values are entered like 15 or multiples between 0 and 180

ENERGY COUNTER 1 SELECTION 0-3 :

- 0: On (EC-Energy counter- will count on all conditions)
- 1: EC will count when Digital Input 1 is 1 (1-active)
- 2: EC will count when Digital Input 2 is 1 (1-active)
- 3: Inverse Energy Counter 2 (It will count when EC2 is not counted)

CONNECTION SELECTION 0-1 :

- 0: Star
- 1: Delta

ENERGY COUNTER 2 SELECTION 0-3 :

- 0: On (EC-Energy counter- will count on all conditions)
- 1: EC will count when Digital Input 1 is 1 (1-active)
- 2: EC will count when Digital Input 2 is 1 (1-active)
- 3: Inverse Energy Counter 2 (It will count when EC2 is not counted)

CALCULATION 0-1 :

Refer to "Reactive Energy Calculation Method Setting" on page 2.

PULSE COUNTERS ACTIVE / PASSIVE SELECTION 0-1 :

- 0: Disable
- 1: Enable

CANCEL THE LATCH FUNCTION BY DIGITAL INPUT 0-3 :

- 0: Disable
- 1: When digital input 1 is active
- 2: When digital input 2 is active
- 3: When digital input 1 or 2 is active

ANEXO 3.5

MANUAL DE USUARIO

DE

INTERFAZ HUMANO MÁQUINA

MANUAL DE USUARIO DE HMI DEL SISTEMA DE MONITOREO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS REMOTO

DESCRIPCIÓN HMI DISEÑADA

Una HMI (Interfaz Humano Máquina) es un Software de aplicación especialmente diseñado para funcionar sobre ordenadores de control de producción y monitoreo de sistemas, con acceso a la estación mediante la comunicación digital con los equipos de monitoreo e interfaz gráfica de alto nivel con el usuario (pantallas táctiles, ratones o cursores, lápices ópticos, etc.). La HMI que se realizó para el Sistema de Monitoreo de Parámetros Eléctricos Remoto fue diseñada en Wonderware Intouch 10.0

En cada pantalla se encuentran indicadores de alarmas, navegación sencilla y secuencia de acciones para una completa visualización y entendimiento del sistema de monitoreo implementado.

PANTALLA DE ACCESO

Como medida de seguridad se colocó una pantalla de acceso, pero al tratarse de un prototipo solo se ha colocado un Usuario y una Clave para poder acceder a todo el sistema de monitoreo.

La presentación de la pantalla de acceso se lo observa en la figura 1.



SISTEMA DE MONITOREO
DE PARAMETROS
ELECTRICOS REMOTO

USUARIO

CLAVE

INGRESO

Figura 1: Pantalla de acceso sin ingreso de Usuario

Cuando se realiza un ingreso correcto del usuario y clave, en la pantalla de acceso se observa la aparición de un botón y un mensaje, los cuales dan aviso que puede acceder a la Interfaz Hombre Máquina (HMI) del sistema de monitoreo.



SISTEMA DE MONITOREO
DE PARAMETROS
ELECTRICOS REMOTO

USUARIO

CLAVE

INGRESO

ACCESO CORRECTO

Figura 2: Pantalla de acceso correcto

Al momento de correr la Aplicación HMI, no se podrá acceder hacia el entorno del Sistema de Monitoreo de Parámetros Eléctricos Remoto, sino se conoce el usuario y la clave, esto se lo realizó con el fin de que ningún personal no autorizado monitoree todos los parámetros eléctricos de la red de alimentación de energía.

PANTALLA PRINCIPAL

La pantalla Principal es la pantalla de Inicio de la HMI del Sistema de Monitoreo de Parámetros Eléctricos Remoto, en ella se podrá visualizar como se encuentra distribuida una estación de telecomunicaciones y donde se deben colocar los equipos de medición para obtener un completo sistema de monitoreo de parámetros eléctricos.

Además el entorno gráfico de la pantalla principal cuenta con un Menú de Operación y Menú de Navegación los cuales poseen accesos directos hacia las demás pantallas que conforman la arquitectura de la HMI.

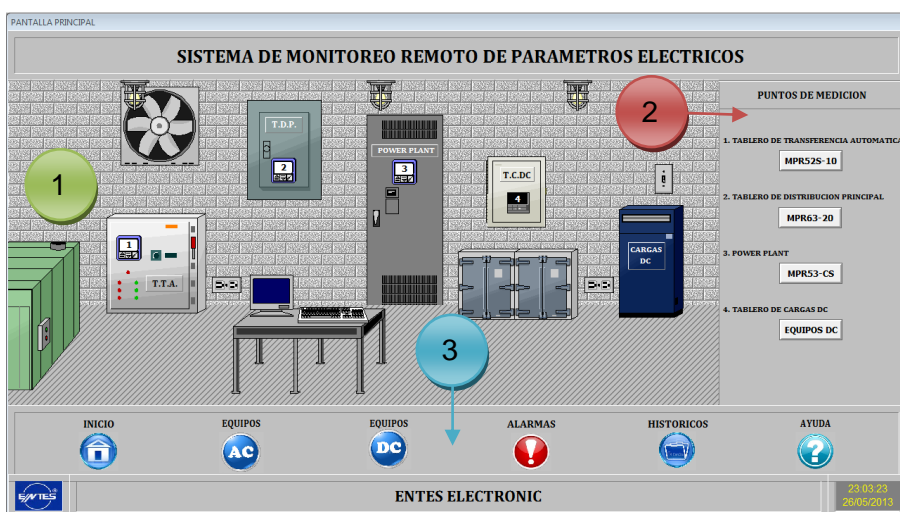


Figura 3: Pantalla principal – Sistema de Monitoreo de Parámetros Eléctricos

Item	Descripción
1	Ubicación equipos de medición en estación de telecomunicaciones
2	Menú de Operación
3	Menú de Navegación

Tabla 1: Elementos constitutivos pantalla principal

1. Ubicación equipos de medición en estación de telecomunicaciones

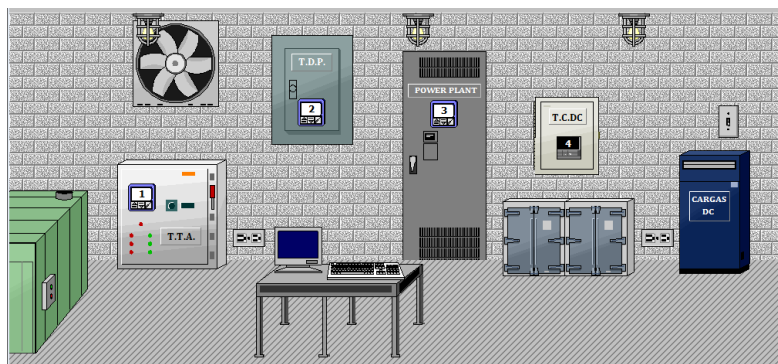


Figura 4: Ubicación equipos de medición

Cada equipo de medición se encuentra en puntos estratégicos en donde es necesario el monitoreo de lo que está ocurriendo en la red de alimentación.

Item	Descripción
1	Tablero de transferencia automática
2	Tablero de distribución principal
3	Power Plant
4	Tablero de cargas DC

Tabla 2: Ubicación de puntos de medición

2. Menú de Operación



Figura 5: Menú de Operación

En el menú de operación se encuentran los accesos directos para observar todos los parámetros eléctricos que monitorea cada equipo.

Ítem	Descripción
1	Analizador de red MPR52S-10
2	Analizador de red MPR63-20
3	Analizador de red MPR53-CS
4	Equipos de monitoreo DC

Tabla 3: Equipos de monitoreo

3. Menú de Navegación

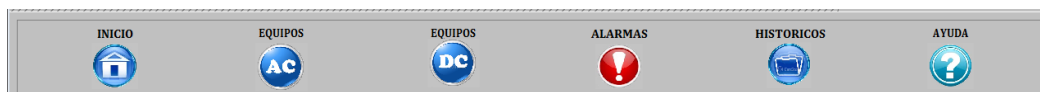


Figura 6: Menú de navegación

En el menú de navegación se encuentran todos accesos directos para ingresar a las ventanas del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos remoto.

Item	Descripción
1	Inicio
2	Equipos de monitoreo AC
3	Equipos de monitoreo DC
4	Alarmas
5	Históricos
6	Ayuda

Tabla 4: descripción menú de navegación

EQUIPOS AC

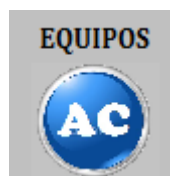


Figura 7: Icono de acceso a pantalla de equipos AC

En esta pantalla se encuentran los equipos de monitoreo del sistema en corriente alterna (AC). Se observan los principales parámetros eléctricos de la red de energía, los cuales son:

- Voltajes línea 1, línea 2 y línea 3
- Corrientes línea 1, línea 2 y línea 3
- Potencias
 - Activa
 - Reactiva
 - Aparente

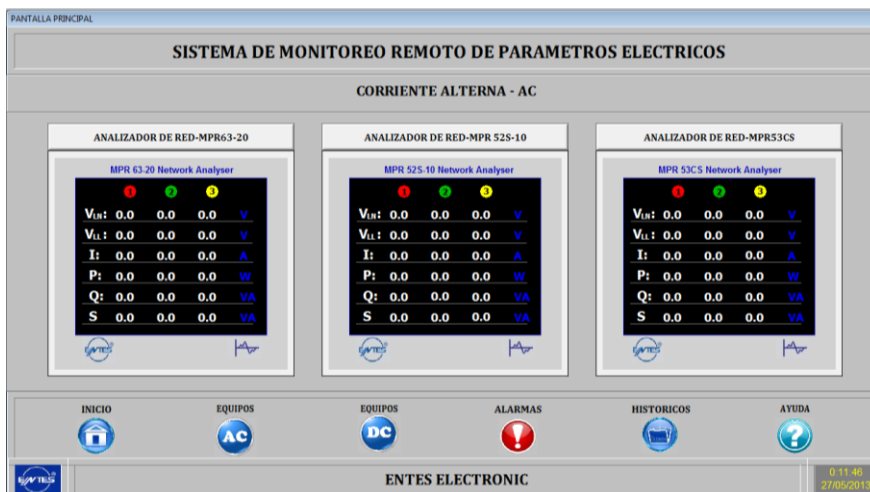


Figura 8: Pantalla equipos AC – Sistema de monitoreo de parámetros eléctricos

Mediante esta pantalla se puede acceder al monitoreo completo de cada uno de los equipos en corriente alterna, solo presionando el nombre del equipo a monitorear.

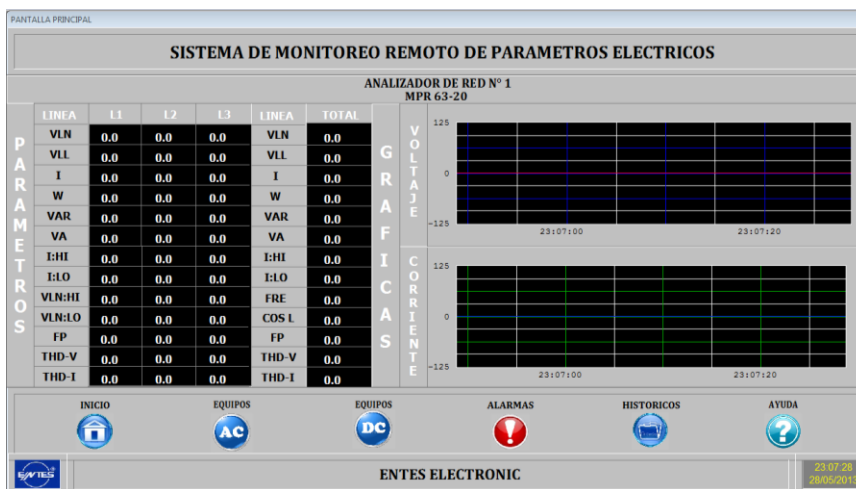


Figura 9: Pantalla analizador de red N° 1 MPR63-20

EQUIPOS DC



Figura 10: Icono de acceso a pantalla de equipos DC

En esta pantalla se encuentran los equipos de monitoreo del sistema en corriente directa (DC), los cuales se instalaran en el banco de baterías. Se observa el monitoreo del voltaje y corriente DC.

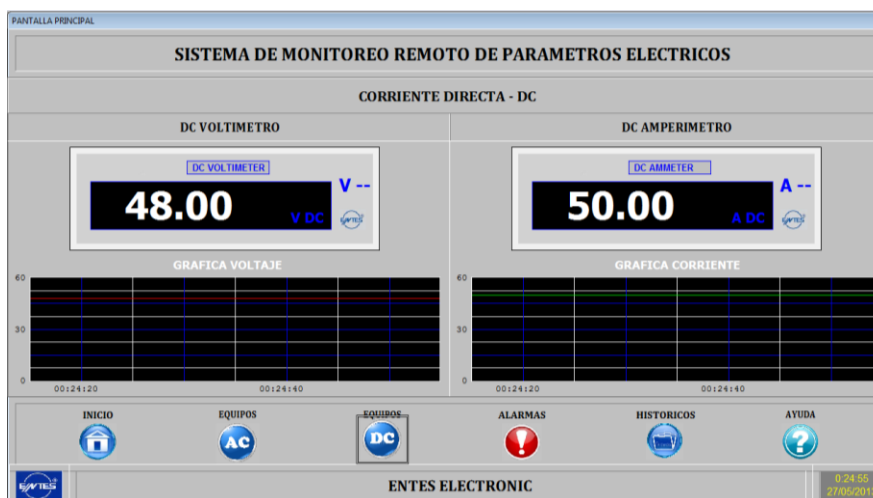


Figura 11: Pantalla equipos DC – Sistema de monitoreo de parámetros eléctricos

ALARMAS



Figura 12: Icono de acceso a pantalla de alarmas

En esta pantalla se encuentran todas las posibles alarmas que se pueden presentar en el sistema de monitoreo de parámetros eléctricos, las cuales podrían ocasionar daños en los equipos.

Se observan alarmas en:

- Equipos de corriente alterna (AC)
 - Analizador de red MPR 63-20
 - Analizador de red MPR 52S-10
 - Analizador de red MPR 53-CS

- Equipos de corriente directa (DC)
 - Voltímetro
 - Amperímetro

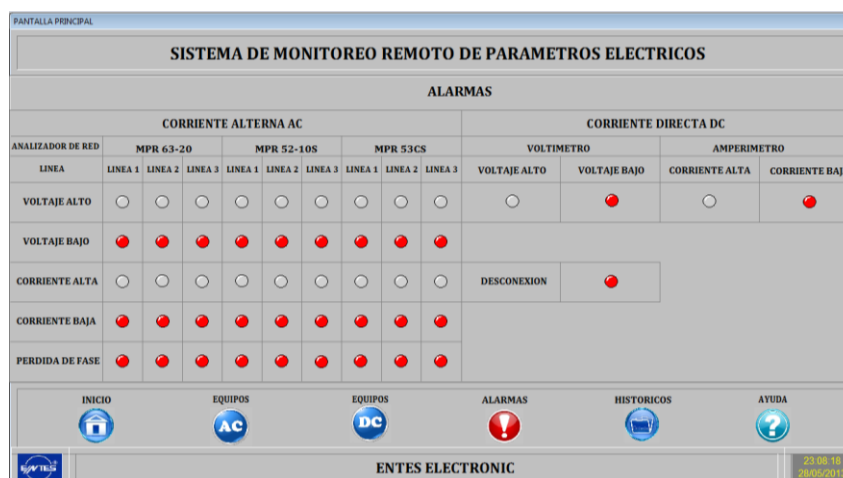


Figura 13: Pantalla alarmas – Sistema de monitoreo de parámetros eléctricos

La interfaz hombre-máquina se realizó siguiendo la Guía de Diseño de HMI GEDIS, en la cual nos indica que las luces de alarmas se tiene que encontrar en color plomo cuando no existe algún evento, y pasar a color rojo cuando se presente una alarma.

Al encontrarse el sistema desconectado se observa que están presentes avisos de alarmas en los equipos de monitoreo AC y DC.

HISTÓRICOS



Figura 14: Icono de acceso a pantalla de históricos

En esta pantalla se encuentran todos los avisos de las alarmas que se presenten, cada una con fecha y hora del momento en el cual ocurrieron.

Cada que una de las alarmas que se presenten se visualizaran de color rojo, y una vez que se haya corregido el evento se visualizaran en color azul.

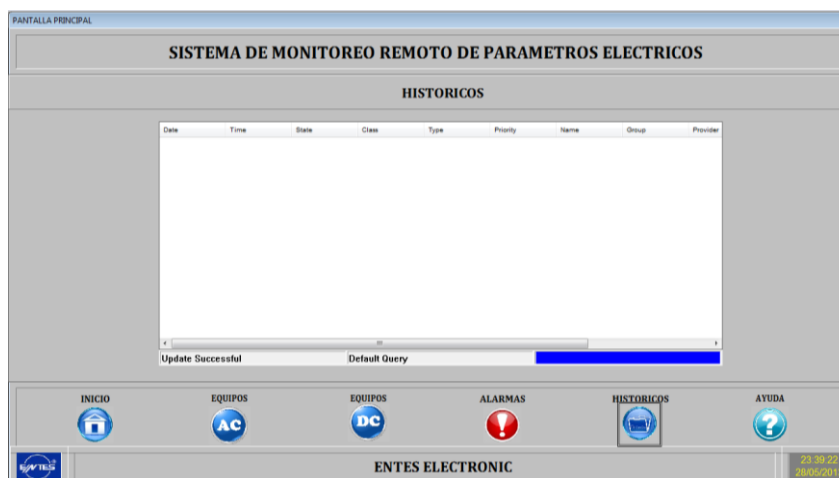


Figura 15: Pantalla de históricos – Sistema de Monitoreo de Parámetros Eléctricos

La pantalla de históricos solo se la utiliza para observar los eventos que han causado alarmas y los que han sido corregidos.

AYUDA



Figura 16: Icono de acceso a pantalla de ayuda

Esta pantalla se la utilizará para acceder al manual de usuario, a fin de conocer cómo funciona el sistema de monitoreo de parámetros eléctricos correctamente, utilizando al 100%, los beneficios de la implementación.

En la pantalla de ayuda se encuentra un PDF el cual describe la simbología de la interfaz hombre-máquina (HMI).



Figura 17: Pantalla de ayuda – Sistema de Monitoreo de Parámetros Eléctricos

GLOSARIO

TCP/IP	Protocolo de control de transmisión/Protocolo de Internet
HMI	(Human Machine Interface) Interfaz Humano Maquina, Aplicable a sistemas de Automatización de procesos.
Harware	son los dispositivos físicos como la placa base, la CPU o equipos electrónicos.
Software	es todo el conjunto intangible de datos y programas de la computadora.
THDI%	Total de distorsión armónica porcentual en corriente.
THDV%	Total de distorsión armónica porcentual en voltaje.
MBAP	(Modbus Application Header) Modbus cabecera de aplicación
RJ 45	Es un puerto que viene integrado en la tarjeta principal (Motherboard), ó bien en una tarjeta de red. Se utiliza para interconectar computadoras en redes locales (LAN).

IP estática Conocida como fija es una dirección IP fija es una dirección IP asignada por el usuario de manera manual, o por el servidor de la red con base en la Dirección MAC del cliente.

IP dinámica Una dirección IP dinámica es una IP asignada mediante un servidor DHCP (Dynamic Host Configuration Protocol) al usuario.

Red Multipunto Son redes en las cuales cada canal de datos se puede usar para comunicarse con diversos nodos.

CMD cmd.exe es el intérprete de comandos en OS/2 y sistemas basados en Windows NT (incluyendo Windows 2000, Windows XP, Windows Server 2003, Windows Vista y Windows 7).

Monofásico es un sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica formado por una única corriente alterna o fase

Bifásico sistema de dos corrientes alternas de igual amplitud desfasadas entre sí un cuarto de ciclo.

Trifásico Sistema de tres corrientes eléctricas alternas iguales, procedentes del mismo generador, y desplazadas en el tiempo, cada una respecto de las otras dos, en un tercio de periodo.

Conversor Dispositivo que adapta los ficheros codificados en un determinado programa o sistema a otro.

Half dúplex cuando los datos circulan en una sola dirección a la vez, en esta transmisión el canal de comunicaciones permite alternar la transmisión en dos direcciones, pero no en ambas direcciones simultáneamente.

Full dúplex cuando los datos circulan en ambas direcciones a la vez, a pesar de que los datos circulan en ambas direcciones, el ancho de banda se mide en una sola dirección, un cable de red con 100 Mbps en modo full-duplex tiene un ancho de banda de 100 Mbps.