



ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

SEDE – LATACUNGA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE
COMUNICACIONES Y UN SISTEMA HMI PARA LA MEDICIÓN,
MONITOREO Y REPORTE DEL CONSUMO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y COMBUSTIBLE DE LA EMPRESA FAMILIA
SANCELA DEL ECUADOR S.A.”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRÓNICO EN INSTRUMENTACIÓN**

**Kléber Santiago Alvarez Armas
Moisés Israel Bustos Rubio**

Latacunga, Agosto 2009

CERTIFICACIÓN

Se certifica, que el presente proyecto de grado fue desarrollado en su totalidad por los señores: KLEBER SANTIAGO ALVAREZ ARMAS y MOISÉS ISRAEL BUSTOS RUBIO, previo a la obtención de su Título de Ingeniero Electrónico en Instrumentación, bajo nuestra supervisión.

Latacunga, Agosto 2009

Ing. Fausto Tapia.

DIRECTOR DEL PROYECTO

Ing. Jose Bucheli.

CODIRECTOR DEL PROYECTO

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

CARRERA DE ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

CERTIFICADO

ING. FAUSTO TAPIA (DIRECTOR)

ING. JOSÉ BUCHELI (CODIRECTOR)

CERTIFICAN:

Que el trabajo titulado "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE COMUNICACIONES Y UN SISTEMA HMI PARA LA MEDICIÓN, MONITOREO Y REPORTE DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMBUSTIBLE DE LA EMPRESA FAMILIA SANCELTA DEL ECUADOR S.A." realizado por los señores: ALVAREZ ARMAS KLEBER SANTIAGO y BUSTOS RUBIO MOISÉS ISRAEL, ha sido guiada y revisada periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el reglamento de Estudiantes de la Escuela Politécnica del Ejército.

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico que coadyuvará a la aplicación de conocimientos y al desarrollo profesional, Si recomiendan su publicación.

El mencionado trabajo consta de un empastado y un disco compacto, el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat por lo que se autoriza a los señores: ALVAREZ ARMAS KLEBER SANTIAGO y BUSTOS RUBIO MOISÉS ISRAEL que lo entregue al ING. ARMANDO ÁLVAREZ, en su calidad de Coordinador de Carrera.

Latacunga, Agosto 2009

Ing. Fausto Tapia
DIRECTOR

Ing. José Bucheli
CODIRECTOR

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

CARRERA DE ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDADES

ALVAREZ ARMAS KLEBER SANTIAGO y
BUSTOS RUBIO MOISÉS ISRAEL

DECLARAMOS QUE:

El proyecto de grado titulado “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE COMUNICACIONES Y UN SISTEMA HMI PARA LA MEDICIÓN, MONITOREO Y REPORTE DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMBUSTIBLE DE LA EMPRESA FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR S.A.” 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 nuestra autoría.

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

Latacunga, Agosto 2009

Kléber Santiago Alvarez Armas
CI.- 0502920275

Moisés Israel Bustos Rubio
CI.- 0502416829

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

CARRERA DE ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

AUTORIZACIÓN

ALVAREZ ARMAS KLEBER SANTIAGO y BUSTOS RUBIO MOISÉS ISRAEL, autorizamos a la Escuela Politécnica del Ejército la publicación, en la biblioteca virtual de la institución del trabajo “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE COMUNICACIONES Y UN SISTEMA HMI PARA LA MEDICIÓN, MONITOREO Y REPORTE DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMBUSTIBLE DE LA EMPRESA FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR S.A.” cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y auditoría.

Latacunga, Agosto 2009

Kléber Santiago Alvarez Armas
CI.- 0502920275

Moisés Israel Bustos Rubio
CI.- 0502416829

AGRADECIMIENTO

Expresamos nuestro sincero agradecimiento a la EMPRESA FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR S.A., en especial a todo el personal que conforma el Departamento de Mantenimiento Eléctrico y Servicios Especiales, quienes brindaron total apertura para el desarrollo del presente proyecto y por su generosa disposición a solventar inquietudes durante la implementación del sistema.

A la Escuela Politécnica del Ejército por los conocimientos adquiridos en nuestra formación profesional, y a los Ingenieros Fausto Tapia y José Bucheli por su acertada dirección y amistad brindada durante nuestra carrera universitaria.

A nuestras familias y amig@s por su apoyo incondicional y estar presentes en los buenos y malos momentos de nuestras vidas.

Santiago A.

Moisés B.

DEDICATORIA

El presente proyecto de tesis lo dedico a mis padres Kléber y Rosaura quienes me han encaminado con sabiduría y cariño toda mi vida universitaria hasta alcanzar mi profesión, a toda mi familia, quienes estuvieron en los buenos y malos momentos y ha sido y seguirá siendo mi ejemplo de perseverancia y rectitud.

Kléber Santiago

Este trabajo lo dedico a mis padres Enrique y Ana quienes a largo de mi vida me brindaron su guía y consejos, a mis hermanos Juan y Bolívar por su apoyo incondicional; a mis familiares y amig@s que han sabido llegar con la palabra justa y un gesto amable, estando conmigo en buenos y malos momentos.

Moisés Israel

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

	Pág.
CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS	
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.2 PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN LA MEDICIÓN DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL.....	4
1.2.1 Introducción.....	4
1.2.2 Sistemas Trifásicos.....	5
1.2.2.1 Definiciones.....	7
1.2.2.2 Tipos de Conexión de Circuitos Trifásicos.....	7
1.2.2.3 Voltajes Trifásicos Balanceados.....	10
1.2.2.4 Circuito Trifásico Balanceado.....	10
1.2.3 Tensión.....	11
1.2.4 Corriente Eléctrica.....	12
1.2.5 Potencia.....	12
1.2.5.1 Potencia en Corriente Continua.....	12
1.2.5.2 Potencia en Corriente Alterna.....	13
1.2.5.3 Potencia Fluctuante.....	14
1.2.5.4 Potencia Aparente.....	15
1.2.5.5 Potencia Activa.....	15
1.2.5.6 Potencia Reactiva.....	16
1.2.5.7 Potencia Trifásica.....	16
1.2.6 Factor de Potencia.....	17
1.2.6.1 Influencia del Tipo de Carga.....	17
1.2.6.2 Mejora del Factor de Potencia.....	18
1.2.7 Distorsión Armónica.....	19
1.2.8 Frecuencia.....	21
1.2.9 Consideraciones en Sistemas de Distribución de Voltaje.....	21

1.3	MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	24
1.3.1	Introducción.....	24
1.3.2	Tipos de Medidores.....	24
1.3.2.1	Medidores Electromecánicos.....	24
1.3.2.2	Medidores Electrónicos.....	25
1.4	MEDIDORES DE COMBUSTIBLE.....	25
1.4.1	Introducción.....	25
1.4.2	Medidores de Caudal.....	26
1.4.3	Tipos de Medidores de Caudal.....	26
1.4.3.1	Medidores de Flujo por Presión Diferencial.....	26
1.4.3.2	Medidores de Área Variable.....	29
1.4.3.3	Medidores de Velocidad.....	30
1.5	COMUNICACIONES Y REDES INDUSTRIALES.....	32
1.5.1	La Comunicación en la Industria.....	32
1.5.2	Redes Industriales.....	33
1.5.2.1	Niveles de comunicación en una red industrial moderna.....	33
1.5.2.2	Tipos de redes industriales.....	34
1.5.3	Redes Digitales.....	34
1.5.3.1	Modelo OSI.....	34
1.5.3.2	Técnicas de transmisión.....	37
1.5.4	Redes de Campo.....	40
1.5.4.1	Bus de Dispositivos.....	40
1.5.4.2	Bus de Proceso.....	45
1.5.5	Bus de Proceso Modbus.....	51
1.5.5.1	Estructura de la red.....	51
1.5.5.2	Protocolo.....	52
1.5.5.3	Protocolo Modbus/JBUS.....	62
1.6	SISTEMAS SCADA Y HMI.....	66
1.6.1	Definición General de SCADA.....	67
1.6.2	Necesidad de un Sistema SCADA.....	69
1.6.3	Características de un Sistema SCADA.....	70

1.6.4	Representación de un Sistema SCADA.....	73
1.6.4.1	Nivel de Gestión.....	74
1.6.4.2	Nivel de Control.....	74
1.6.4.3	Nivel de Campo y Proceso.....	74
1.6.4.4	Nivel de I/O.....	74
1.6.5	Prestaciones de un Sistema SCADA.....	75
1.6.6	Requisitos de un Sistema SCADA.....	75
1.6.7	Hardware de los Sistemas SCADA.....	76
1.6.7.1	Unidades Maestras MTU.....	77
1.6.7.2	Controladores Lógicos Programables PLC.....	78
1.6.7.3	Uso del PC como centro neural de la MTU.....	79
1.6.7.4	Unidades Remotas de Telemetría RTU.....	81
1.6.7.5	Red de Comunicación.....	83
1.6.7.6	Instrumentos de Campo.....	85
1.6.7.7	Sistema de Control Distribuido DCS.....	85
1.6.8	Sistemas HMI/SCADA.....	85
1.6.8.1	Entorno de un Sistema HMI/SCADA.....	85
1.6.8.2	Componentes de un Sistema HMI/SCADA.....	87
1.6.9	Interfaces de Comunicación.....	93
1.6.9.1	Tecnologías de integración Microsoft y Drivers específicos.....	95

CAPÍTULO II: ANÁLISIS Y DISEÑO

2.1	ESPECIFICACIÓN DE REQUISITOS DEL SISTEMA.....	99
2.1.1	Situación Actual.....	99
2.1.2	Parámetros Utilizados.....	100
2.1.2.1	Datos Eléctricos.....	100
2.1.2.2	Datos de Combustible.....	103
2.1.3	Requerimientos del Sistema.....	103
2.1.3.1	Medición de los siguientes parámetros en cada proceso de la planta.....	103

2.1.3.2	Base de Datos.....	104
2.1.3.3	Monitoreo Remoto.....	104
2.1.4	Visión General del Proyecto.....	105
2.2	DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA.....	106
2.3	DISEÑO DEL HARDWARE.....	107
2.3.1	Selección de los Medidores de Energía.....	107
2.3.2	Selección de los Transformadores de Corriente.....	107
2.4	DISEÑO DE LA RED DE COMUNICACIONES.....	108
2.4.1	Conexión del Power Logic PM500 / PM710 Y PC mediante una Red Modbus.....	108
2.4.1.1	Características del medio físico de comunicación.....	109
2.4.1.2	Cable de Par Trenzado.....	110
2.4.1.3	Estructura del cable.....	111
2.4.2	Diseño de los Planos Eléctricos y de Comunicación de los Medidores Power Logic y la Estación Maestra.....	111
2.5	SELECCIÓN DE COMPONENTES.....	112
2.6	DISEÑO DEL SOFTWARE DE CONTROL.....	113
2.6.1	Introducción.....	113
2.6.2	Selección del OPC.....	114
2.6.3	Configuración del OPC MOS General Modbus & Jbus Master.....	115
2.6.4	Selección del Número de Tags a emplearse en WinCC V6.0..	121
2.7	DISEÑO DE LAS HMI.....	123
2.7.1	Configuración de WinCC V6.0.....	132
2.7.1.1	Canal de Comunicación WinCC V6.0 y OPC.....	132
2.7.1.2	Tag Logging.....	134
2.7.1.3	Alarm Logging.....	134
2.7.1.4	Report Designer.....	135
2.7.1.5	Global Script.....	136
2.7.2	Diseño de las Pantallas en WinCC V6.0.....	137
CAPÍTULO III: PRUEBAS EXPERIMENTALES		
3.1	DESCRIPCIÓN FÍSICA DEL SISTEMA.....	143

3.2	INSTALACION DE TABLEROS.....	145
3.3	PRUEBAS EXPERIMENTALES.....	147
3.3.1	Mediciones Eléctricas.....	147
3.3.2	Pruebas Experimentales de la Comunicación del Sistema HMI.....	150
3.4	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	154
3.5	ALCANCES Y LIMITACIONES.....	155
3.5.1	Alcances.....	155
3.5.2	Limitaciones.....	157

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1	CONCLUSIONES.....	158
4.2	RECOMENDACIONES.....	161

BIBLIOGRAFÍA Y ENLACES.....

ANEXOS

ANEXO A:	Glosario de Términos.....	
ANEXO B:	Manual de Usuario del Sistema HMI para la Medición, Monitoreo y Registro del Consumo de Energía Eléctrica y Combustible de la Empresa Familia Sancela del Ecuador S.A.....	
ANEXO C:	Planos Eléctricos y de Comunicación.....	
ANEXO D:	Listado de Programa en Visual Basic for Script.....	
ANEXO E:	Hojas de Especificaciones Técnicas.....	

INTRODUCCIÓN

El diseño de sistemas que comprenden redes de comunicación y estaciones HMI, emplea varias técnicas y principios con el propósito de controlar, monitorear o supervisar y registrar un proceso, con suficientes detalles como para permitir su interpretación y construcción.

El presente proyecto de grado, se enmarca bajo esta visión y trata de solucionar un problema real de la industria, en el área de auditoría del consumo de energía eléctrica y combustible de la EMPRESA PRODUCTOS FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR S.A., apaleando como finalidad, obtener el valor real del consumo de energía eléctrica y de combustible de todas las etapas que intervienen en la producción de productos de aseo personal y aseo en general.

Para el efecto el presente proyecto se ha dividido en los siguientes capítulos:

En el capítulo I se presenta los fundamentos y marco teórico referente a principios, definiciones y nomenclaturas relacionadas con la medición de energía eléctrica y combustible en ambientes industriales, comunicaciones y redes industriales y sistemas SCADA y HMI.

En el capítulo II se detalla el aporte propiamente dicho de los autores, correspondiente a las fases de análisis y diseño, acogiendo la teoría de ingeniería de software, que se caracteriza por la evaluación, ajuste y ampliación.

En el capítulo III se detallan los resultados obtenidos y las pruebas experimentales a las que fue sometido la red de comunicación y el sistema implementado, para ratificar su óptimo funcionamiento y la consecución de los requerimientos planteados por el Departamento de Mantenimiento Eléctrico y de Servicios Especiales.

Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones recopiladas durante el desarrollo del proyecto, que podrán aportar con trabajos futuros de similares requerimientos.

Otro componente primordial son los Anexos donde se encuentra información complementaria sobre planos eléctricos, planos de comunicación, el manual de usuario, hojas de especificaciones técnicas, etc.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La Empresa Productos Familia Sancela del Ecuador S.A. se dedica a la producción y comercialización de artículos de aseo personal, basados en papel. Su planta industrial, ubicada en Lasso, provincia de Cotopaxi procesa en su mayor parte papel reciclado y en menor proporción, pulpa de madera virgen, convirtiendo en una gama de productos, conocidos en la industria como papel tissue¹, que se caracteriza por su suavidad y absorción, orientados para el uso doméstico y sanitario; además es de bajo peso y crepado, es decir, con toda su superficie cubierta de microarrugas, las que le confieren elasticidad, absorción y suavidad.

La planta industrial integra varias etapas con el objetivo de elaborar y comercializar productos de aseo personal y aseo en general, entre las que se destacan: dos plantas de preparación de pasta de papel, dos máquinas de producción papelera, la sección de conversión² donde integra maquinaria que entrega el producto terminado y listo para su comercialización, una planta de tratamiento de efluentes, una estación de bombeo de agua en el Río Cutuchi, una estación de servicios energéticos y el edificio administrativo.

En la actualidad dichas secciones no poseen un solo sistema óptimo que integre la medición, monitoreo y reporte automático de los parámetros de consumo eléctrico.

¹ Papel Tissue, Papel suave y absorbente, para uso domestico y sanitario

² Conversión, Corresponde físicamente al lugar donde se elabora el producto terminado; papel higiénico y servilletas.

En tanto que la medición del consumo de combustible, específicamente de diesel que es consumido por las máquinas de producción papelera, no se la tiene incorporada de ninguna forma, únicamente se realiza una medición manual del nivel de los tanques para la contrastación con la compra de dicho combustible.

Cabe resaltar que la planta tampoco cuenta con una herramienta que permita monitorear y analizar la calidad de energía que entrega la Empresa Eléctrica hacia la fábrica, así también la forma en que el funcionamiento en conjunto de toda la planta afecta a la calidad de energía.

Todos estos factores relacionados al consumo de energía eléctrica no llevan un registro automático de datos que permita mantener un control del consumo en relación al registro que realiza el Centro Nacional de Control de Energía CENACE.

Ante una propuesta prioritaria de la Empresa Productos Familia Sancela del Ecuador, para realizar un análisis de reconocimiento de las condiciones de la planta, determinándose que en la actualidad la planta industrial presenta problemas para un control eficiente, supervisión y registro de la cantidad de consumo de energía eléctrica así como también del consumo de diesel en todas las etapas empleadas en el proceso de fabricación de los distintos productos de aseo personal basados en papel, debido a que no cuentan con un sistema apropiado que incluya todas las herramientas de análisis, monitoreo y reporte que cubra los requerimientos de un control de consumo de energía.

Del análisis realizado de la situación actual del control de energía se considera que requiere de los siguientes aspectos:

- Incorporar un sistema de registro automático diario de los valores de consumo de energía eléctrica de todas las secciones que incluye el proceso de producción de papel, los cuales puedan servir de soporte para las comparativas con los datos registrados por el CENACE.

- Incluir una herramienta de análisis y registro de la calidad de energía que entrega la Empresa Eléctrica hacia la planta.

- Implementar una herramienta que registre la forma en que el funcionamiento en conjunto de toda la planta afecta a la calidad de energía.

- Incorporar medidores de energía en las estaciones de distribución de energía eléctrica hacia cada sección que integra la producción de papel y medidores de combustible, que tengan la capacidad de establecer una comunicación industrial³, por lo cual se debe incorporar una red de campo industrial para concentrar en una sola estación los datos de consumo de energía.

- Implementar un sistema de medición y registro automático del consumo de diesel.

- Incorporar una estación HMI para monitorear el registro de los datos de la red de medidores de energía y medidores de combustible.

Por tales motivos, el Departamento de Mantenimiento Eléctrico y Servicios Especiales de Productos Familia Sancela del Ecuador S.A., propone el Diseño e Implementación de una Red de Comunicaciones y un Sistema HMI para la medición, monitoreo y reporte del consumo de energía eléctrica y combustible, el mismo que los autores del proyecto, consideran de la siguiente manera:

Se requiere realizar un estudio previo de las etapas involucradas en el proceso para determinar las secciones a realizar la medición: Análisis de los sistemas que se encuentran disponibles en la actualidad; selección de la plataforma de control y tipo de protocolo de campo a emplearse; diseño y montaje de la red de dispositivos de medición, y cableado; implementación de un sistema HMI con fines de mantenimiento y monitoreo en tiempo real del consumo de energía y combustible, elaboración de un registro de las mediciones realizadas, lo que

³ Comunicación Industrial. Red entre dispositivos de entornos industriales.

implicará el establecimiento de una red de control entre los dispositivos que manejen un protocolo de comunicación para el efecto.

Además con el desarrollo de este proyecto se obtendrá un registro efectivo de los datos de consumo de energía eléctrica y combustible, los mismos que servirán para que el personal de mantenimiento y el área financiera pueda realizar una comparación entre la situación que se presente y los datos recolectados para desarrollar alguna acción correctiva.

1.2 PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN LA MEDICIÓN DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

1.2.1 INTRODUCCIÓN

La medición, el monitoreo y registro de la energía eléctrica es un campo que ha surgido debido a la necesidad de la industria de tener un conocimiento del estado de consumo energético de las secciones que integran una planta en sus procesos industriales.

Además de saber justamente cual es el consumo eléctrico verdadero en toda la planta y en cada uno de los sectores donde se realiza la medición, de esta forma obtener un parámetro que sirva de comparación con las lecturas tomadas por el ente encargado en este caso Centro Nacional de Control de Energía CENACE.

Un sistema útil de medición, monitoreo y registro indica efectivamente donde se está gastando energía por línea de producción, de qué manera y qué oportunidades reales de ahorro se tiene, también permite obtener un perfil de costos de energía de acuerdo a horarios de operación.

Actualmente la reducción de costos en la producción y operación se ha convertido en una necesidad para supervivencia en el mercado, sobre todo para el sector

industrial es básico y fundamental el estar al pendiente del consumo de energía eléctrica, así como de todos los parámetros eléctricos, para aumentar la eficiencia de su producción.

El primer paso en la mejora de todo proceso es la medición, solo lo que se mide puede ser administrado y, por tanto mejorado. No es posible la disminución y el mejor uso de la energía sin tener una fuente confiable de información. Ya no basta con poner a un personal que esté al pendiente del consumo de energía y que esté tomando mediciones de manera constante, sino el tener un sistema de comunicaciones, de monitoreo y reporte electrónico, de medición las 24 horas recopilando información que sea almacenada para la justificación de las tomas de decisiones.

Una vez recopilada la información generada por el sistema de monitoreo es necesario que sea analizada para decidir las acciones que se van a tomar. Este análisis debe ser hecho en conjunto con los usuarios del sistema, operarios y gerentes de mantenimiento para hacer comparaciones, historiales y propuestas de costo beneficio.

La ventaja principal de la supervisión y reporte automático de estos parámetros es fundamentar la toma de decisiones sobre el uso debido y planeación del consumo de la energía para cada sección de interés, así como la prevención de fallas en toda la maquinaria inmersa en los procesos industriales.

1.2.2 SISTEMAS TRIFÁSICOS

La mayor parte de la generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica se efectúa por medio de sistemas polifásicos; por razones económicas y operativas los sistemas trifásicos son los más difundidos.

Un sistema de corrientes trifásicas es el conjunto de tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud, y por consiguiente valor eficaz, que

presentan una cierta diferencia de fase entre ellas, en torno a 120° , y están dadas en un orden determinado, figura 1.1.

Cada una de las corrientes monofásicas que forman el sistema se designa con el nombre de fase.

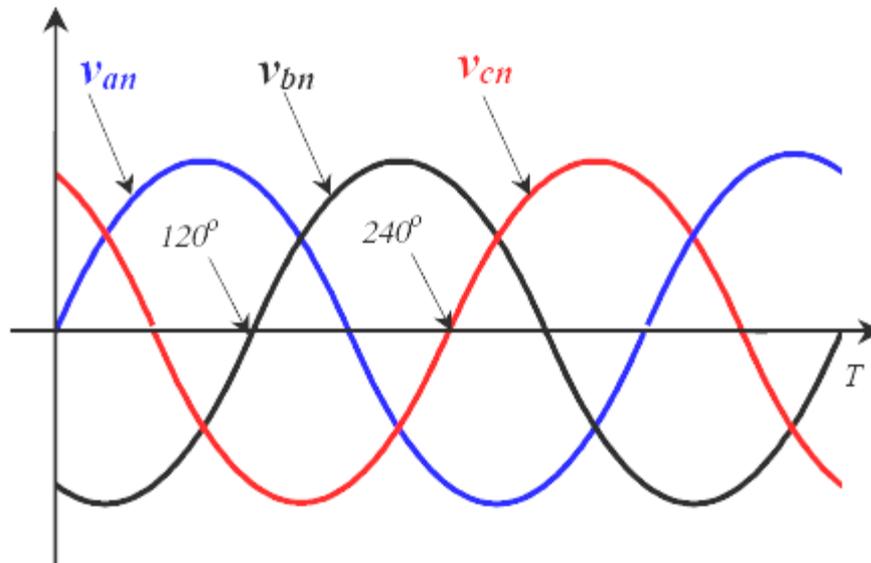


Fig. 1.1 Fuente de un Sistema Trifásico.

Analíticamente se puede expresar:

$$\left\{ \begin{array}{l} e_A(t) = \sqrt{2} \cdot U \cdot \text{Sen}(wt) \quad (1.1) \\ e_B(t) = \sqrt{2} \cdot U \cdot \text{Sen}(wt + \frac{2}{3}\pi) \quad (1.2) \\ e_C(t) = \sqrt{2} \cdot U \cdot \text{Sen}(wt + \frac{4}{3}\pi) \quad (1.3) \end{array} \right.$$

La generación trifásica de energía eléctrica es la forma más común y que provee un uso más eficiente de los conductores. La utilización de electricidad en forma trifásica es mayormente empleada en industrias, debido a que la potencia

proporcionada por un sistema monofásico sufre caídas en un ciclo, mientras que la potencia proporcionada por un sistema trifásico nunca cae a cero por lo que la potencia enviada a la carga es siempre la misma.

1.2.2.1 Definiciones

a) Tensión de línea ó compuesta

Tensión entre dos líneas del sistema (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}).

b) Tensión de fase

Tensión de cada fuente del sistema o tensión sobre la impedancia de cada rama (U_{AN} , U_{BN} , U_{CN}).

c) Corriente de línea

Corriente por la línea que sale de la fuente o corriente solicitada por la carga (I_{AB} , I_{BC} , I_{CA}).

d) Corriente de fase

Corriente por la fuente o por la impedancia de cada rama (I_A , I_B , I_C).

1.2.2.2 Tipos de Conexión de Circuitos Trifásicos

Tenemos dos tipos de conexión de los circuitos que generan corrientes trifásicas.

En la figura 1.2 cada fuente representa la bobina de un generador trifásico donde se inducen las tres tensiones del sistema trifásico.

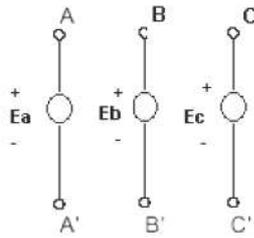


Fig. 1.2 Bobinas de un generador trifásico.

Estas tres fuentes se pueden conectar en una de las dos formas que se presentarán a continuación.

a) Conexión en Triángulo

La conexión de las tres fuentes se realiza de la siguiente forma, figura 1.3.

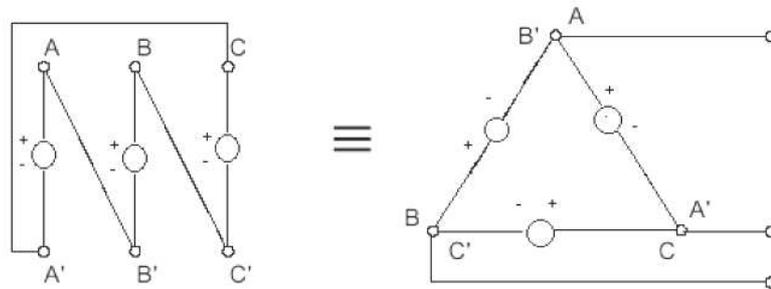


Fig. 1.3 Conexión en Triángulo.

Para este tipo de conexión las tensiones de fase coinciden con las tensiones de línea.

Las corrientes de fase (I_{AB} , I_{BC} , I_{CA}) son distintas de las corrientes de línea (I_A , I_B , I_C).

La siguiente figura ilustra estas magnitudes.

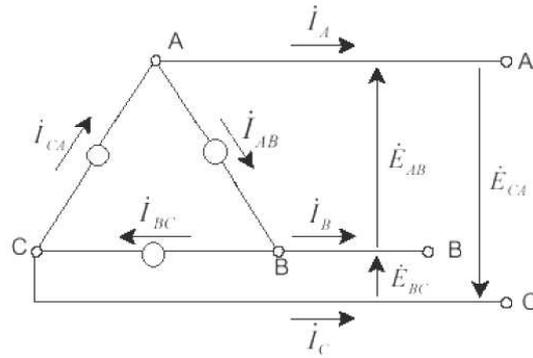


Fig. 1.4 Magnitudes de la Conexión en Triángulo.

b) Conexión en Estrella

La conexión de las tres fuentes se realiza de la siguiente forma, figura 1.5.

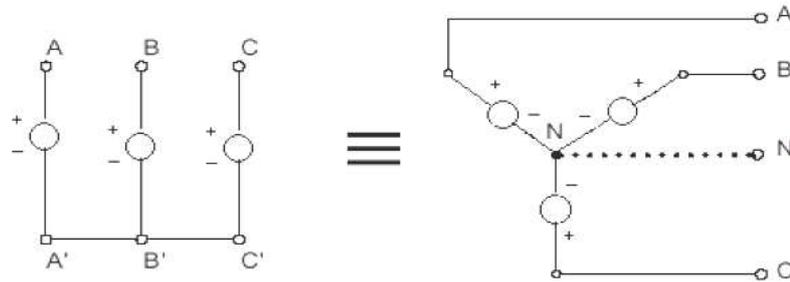


Fig. 1.5 Conexión en Estrella.

Para este tipo de conexión las corrientes de línea (I_A , I_B , I_C) y de fase (I_{AB} , I_{BC} , I_{CA}) coinciden, en cambio las tensiones de línea (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) y de fase (U_{AN} , U_{BN} , U_{CN}) son distintas.

La siguiente figura ilustra estas magnitudes.

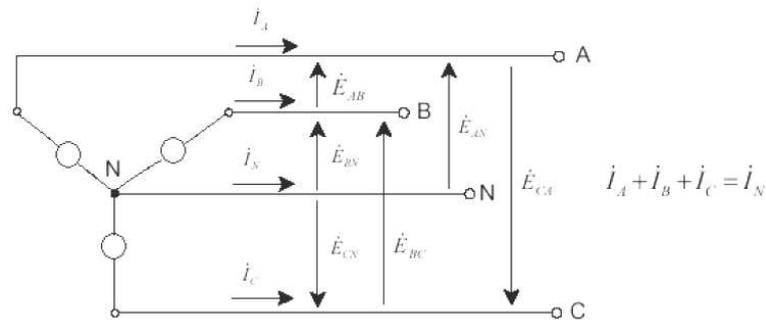


Fig. 1.6 Magnitudes de la Conexión en Estrella.

El punto **N** se denomina **neutro** y como se puede observar las tensiones de fase están definidas respecto de este punto.

1.2.2.3 Voltajes Trifásicos Balanceados

Para que los voltajes de un sistema trifásico estén balanceados deberán tener amplitudes y frecuencias idénticas y estar fuera de fase entre sí exactamente 120° . En un sistema trifásico balanceado la suma de los voltajes es igual a cero:

$$V_A + V_B + V_C = 0 \quad (1.4)$$

1.2.2.4 Circuito Trifásico Balanceado

Si las cargas se encuentran de manera que las corrientes producidas por los voltajes balanceados del circuito también están balanceadas entonces todo el circuito está balanceado.

1.2.3 TENSIÓN

La tensión o diferencia de potencial es una magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito cerrado. La tensión entre dos puntos de un campo eléctrico es igual al trabajo que realiza dicha unidad de carga positiva para transportarla desde el punto A al punto B.

En el Sistema Internacional de Unidades, la diferencia de potencial se mide en voltios [V], al igual que el potencial.

La tensión se expresa por la fórmula:

$$V_A - V_B = E \cdot r \quad (1.5)$$

Donde:

- $V_A - V_B$ es la diferencia de tensión,
- E es la intensidad de campo en newton/columbio;
- r es la distancia en metros entre los puntos A y B.

Un voltio es igual a la fuerza requerida para que se produzca una circulación de corriente de un amperio a través de una resistencia de un ohmio⁴.

$$V = I \cdot R[V] \quad (1.6)$$

Donde:

- V es la diferencia de potencial en voltios.

⁴ Ley de Ohm.

- I es la corriente en amperios.
- R es la resistencia en ohmios.

1.2.4 CORRIENTE ELÉCTRICA

La corriente eléctrica es el flujo de portadores de carga eléctrica, normalmente a través de un cable metálico o cualquier otro conductor eléctrico, debido a la diferencia de potencial creada por un generador de corriente. La unidad de la intensidad de la corriente eléctrica es el amperio [A]⁵.

$$i(t) = \frac{dq}{dt} \left[\frac{C}{seg} \right] \quad (1.7)$$

La intensidad de la corriente eléctrica que circula por un dispositivo es directamente proporcional a la diferencia de potencial aplicada e inversamente proporcional a la resistencia del mismo.

$$I = \frac{V}{R} [A] \quad (1.8)$$

1.2.5 POTENCIA

La potencia eléctrica se define como la cantidad de trabajo realizado por una corriente eléctrica.

1.2.5.1 Potencia en Corriente Continua

Cuando se trata de corriente continua la potencia eléctrica desarrollada en un cierto instante por un dispositivo de dos terminales es el producto de la diferencia

⁵ Equivale a un culombio de carga que pasa a través de una superficie en un segundo.

de potencial entre dichos terminales y la intensidad de corriente que pasa a través del dispositivo.

$$P = V \cdot I [W] \quad (1.9)$$

Donde I es el valor instantáneo de la corriente y V es el valor instantáneo del voltaje. Igual definición se aplica cuando se consideran valores promedio para I, V y P.

Cuando el dispositivo es una resistencia de valor R o se puede calcular la resistencia equivalente del dispositivo, la potencia también puede calcularse como:

$$P = R \cdot I^2 = \frac{V^2}{R} [W] \quad (1.10)$$

1.2.5.2 Potencia en Corriente Alterna

Cuando se trata de corriente alterna, el promedio de potencia eléctrica desarrollada por un dispositivo de dos terminales es una función de los valores eficaces o valores cuadráticos medios, de la diferencia de potencial entre los terminales y de la intensidad de corriente que pasa a través del dispositivo.

La potencia instantánea vendrá dada como el producto de las expresiones anteriores:

$$p(t) = V_o \cdot I_o \cdot \text{sen}(wt) \cdot \text{sen}(wt - \phi) \quad (1.11)$$

Mediante trigonometría, la expresión anterior puede transformarse:

$$p(t) = V_o \cdot I_o \cdot \frac{\cos(\omega t) - \cos(2\omega t - \phi)}{2} \quad (1.12)$$

Y sustituyendo los valores de pico por los valores eficaces:

$$p(t) = V \cdot I \cdot \cos(\phi) - V \cdot I \cdot \cos(2\omega t - \phi) \quad (1.13)$$

Se obtiene así para la potencia un valor constante, $V I \cos(\phi)$ y otro variable con el tiempo, $V I \cos(2\omega t - \phi)$. Al primer valor se le denomina potencia activa y al segundo potencia fluctuante.

1.2.5.3 Potencia Fluctuante

Al ser la potencia fluctuante de forma senoidal, su valor medio será cero. Para entender mejor qué es la potencia fluctuante, imaginemos un receptor que solo tuviera potencia de este tipo. Ello sólo es posible si $\phi = \pm 90^\circ$ ($\cos \pm 90^\circ = 0$), quedando:

$$p(t) = V \cdot I \cdot \cos(2\omega t - \phi) \quad (1.14)$$

En el caso que corresponde a un circuito inductivo puro o capacitivo puro. Por lo tanto la potencia fluctuante es la debida a las bobinas y a los condensadores.

Efectivamente, las bobinas o los condensadores (ideales) no consumen energía sino que la entretienen. La bobina almacena la energía en forma de campo magnético cuando la corriente aumenta y la devuelve cuando disminuye, y el condensador almacena energía en forma de campo eléctrico cuando se carga y la devuelve cuando se descarga.

1.2.5.4 Potencia Aparente

La potencia aparente de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma vectorial de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes que fluctuará entre éstos componentes y la fuente de energía.

Ésta potencia no es la realmente consumida “útil”, salvo cuando el factor de potencia es la unidad ($\cos \varphi = 1$), y señala que la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a almacenar bobinas y condensadores. Se la designa con la letra S y se mide voltiamperios [VA].

$$S = I \cdot V [VA] \quad (1.15)$$

1.2.5.5 Potencia Activa

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto la realmente consumida por los circuitos, cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda.

Se designa con la letra P y se mide en vatios [W]. De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de impedancias:

$$P = V \cdot I \cdot \cos(\phi) = I^2 \cdot Z \cdot \cos(\phi) = I^2 \cdot R [W] \quad (1.16)$$

Resultando que la potencia activa es debido a los elementos resistivos.

1.2.5.6 Potencia Reactiva

Esta potencia no tiene tampoco el carácter de realmente ser consumida y solo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil. Por ello se dice que es una potencia desvatada (no produce vatios), se mide el voltamperios reactivos [VAR] y se designa con la letra Q. A partir de su expresión:

$$Q = V \cdot I \cdot \text{sen}(\phi) = I^2 \cdot Z \cdot \text{sen}(\phi) = I^2 \cdot X = I^2 \cdot (X_L - X_C) [\text{VAR}] \quad (1.17)$$

Lo que afirma en que esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos.

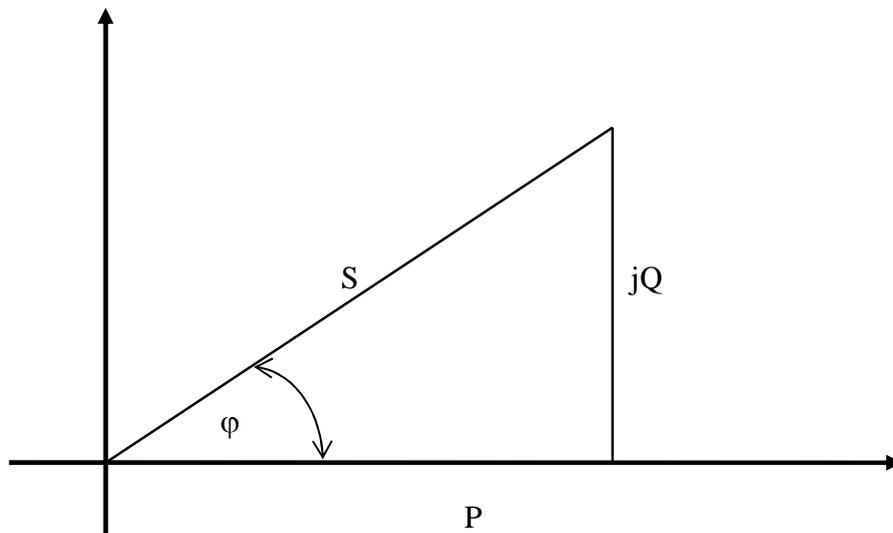


Fig. 1.7 Triángulo de relación entre potencias.

1.2.5.7 Potencia Trifásica

La representación matemática de la potencia activa en un sistema trifásico equilibrado, está dada por la ecuación:

$$P_{3\varphi} = \sqrt{3} \cdot I \cdot V \cdot \cos(\varphi) \quad (1.18)$$

1.2.6 FACTOR DE POTENCIA

Se define factor de potencia de un circuito de corriente alterna, como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, o bien como el coseno del ángulo que forman los fasores de la intensidad y el voltaje, designándose en este caso como $\cos \varphi$, siendo φ el valor de dicho ángulo. De acuerdo al triángulo de potencias de la figura 1.7:

$$fp = \cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad (1.19)$$

El factor de potencia bajo comparado con otro alto, origina, para una misma potencia una mayor demanda de intensidad, lo que implica la necesidad cables de mayor sección. La potencia aparente es tanto mayor cuanto más bajo sea el factor de potencia, lo que origina una mayor dimensión de los generadores.

1.2.6.1 Influencia del Tipo de Carga

El valor del factor de potencia viene determinado por el tipo de cargas conectadas en una instalación. De acuerdo con su definición, el factor de potencia es adimensional y solamente puede tomar valores entre 0 y 1. En un circuito resistivo puro recorrido por una corriente alterna, la intensidad y la tensión están en fase ($\varphi = 0$), esto es, cambian de polaridad en el mismo instante en cada ciclo, siendo por lo tanto el factor de potencia la unidad⁶. Por otro lado, en un circuito reactivo puro, la intensidad y la tensión están en cuadratura ($\varphi = 90^\circ$) siendo nulo el valor del factor de potencia.

En la práctica los circuitos no pueden ser puramente resistivos ni reactivos, observándose desfases, más o menos significativos, entre las formas de onda de

⁶ La potencia activa es igual a la potencia aparente debido a que no existe potencia reactiva.

la corriente y el voltaje. Así, si el factor de potencia está cercano a la unidad, se dirá que es un circuito fuertemente resistivo por lo que su factor de potencia es alto, mientras que si está cercano a cero que es fuertemente reactivo y su factor de potencia es bajo. Cuando el circuito sea de carácter inductivo, caso más común, se hablará de un factor de potencia en retraso, mientras que se dice en adelanto cuando lo es de carácter capacitivo.

Las cargas inductivas, tales como transformadores, motores de inducción y, en general, cualquier tipo de inductancia generan potencia inductiva con la intensidad retrasada respecto a la tensión.

Las cargas capacitivas, tales como bancos de condensadores o cables enterrados, generan potencia reactiva con la intensidad adelantada respecto a la tensión.

1.2.6.2 Mejora del Factor de Potencia

A menudo es posible ajustar el factor de potencia de un sistema a un valor muy próximo a la unidad. Ésta práctica es conocida como corrección del factor de potencia y se realiza mediante la conexión a través de conmutadores, en general automáticos, de bancos de condensadores o de inductores. Por ejemplo, el efecto inductivo de las cargas de motores puede ser corregido localmente mediante la conexión de condensadores.

Las pérdidas de energía en las líneas de transporte de energía eléctrica aumentan con el incremento de la intensidad. Cuanto más bajo sea el factor de potencia de una carga, se requiere más corriente para conseguir la misma cantidad de energía útil. Por tanto las compañías suministradoras de electricidad, para conseguir una mayor eficiencia de su red, requieren que los usuarios, especialmente aquellos que utilizan grandes potencias, mantengan los factores de

potencia de sus respectivas cargas dentro de límites especificados⁷, estando sujetos, de lo contrario, a pagos adicionales por energía reactiva.

La corrección del factor de potencia debe ser realizada de una forma cuidadosa con el objeto de mantenerlo lo más alto posible, pero sin llegar nunca a la unidad, ya que en este caso se produce el fenómeno de la resonancia que puede dar lugar a la aparición de tensiones o intensidades peligrosas para la red. Es por ello que en los casos de grandes variaciones en la composición de la carga es preferible que la corrección se realice por medios automáticos.

1.2.7 DISTORSIÓN ARMÓNICA

Toda función periódica de frecuencia f se puede descomponer en una suma de senoides de frecuencia $h \times f$ (h : entero); h se llama orden o rango del armónico ($h > 1$). La componente de primer orden es la componente fundamental.

$$y(t) = Y_0 + \sum_{h=1}^{\infty} Y_h \sqrt{2} \cdot \text{sen}(2\pi h f t + \varphi_h) \quad (1.20)$$

El método más usado para medir la distorsión armónica en un sistema de potencia es la distorsión total armónica (THD), este puede ser calculado para la corriente o para la tensión, dependiendo de donde se quiera medir la distorsión.

La distorsión armónica total (THD) es una medida de la deformación de la señal.

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{Y_h}{Y_1} \right)^2} \quad (1.21)$$

⁷ En nuestro país el factor de potencia mínimo exigido por el Consejo Nacional de Electricidad es de 0,95.

Los armónicos proceden principalmente de cargas no lineales cuya característica es absorber una corriente que no tiene la misma forma que la tensión que los alimenta.

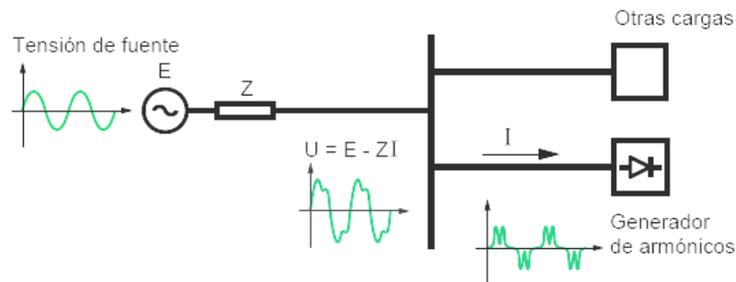


Fig. 1.8 Degradación de la tensión de red producida por una carga no lineal.

Cargas no lineales	Forma de onda de corriente	Espectro	THD
Variador de velocidad			44%
Rectificador/cargador			28%
Carga informática			115%
Alumbrado fluorescente			53%

Fig. 1.9 Características de algunos generadores de armónicos.

1.2.8 FRECUENCIA

Se define como el número de ciclos que se efectúan por un segundo. Su unidad es el hertz [Hz]. La frecuencia es inversamente proporcional al período, su expresión es:

$$f_r = \frac{1}{T} [\text{Hz}] \quad (1.22)$$

1.2.9 CONSIDERACIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE VOLTAJE

Si la demanda máxima prevista de una instalación eléctrica excede los 50 KVA, lo cual sucede cuando se trata de suministrar energía eléctrica a cargas de características especiales (Plantas Industriales), se debe prever la instalación de un transformador de distribución de propiedad y uso exclusivo del cliente.

Las especificaciones técnicas y características del transformador deberán estar de acuerdo a exigencias y requerimientos de la empresa distribuidora y las normas vigentes.

Toda la instalación que incluya transformador particular, deberá considerar como mínimo los siguientes aspectos:

- Protección contra sobretensiones.

- Protección contra sobrecorriente y sobrecarga.

- Instalación de tensión primaria (cables aislados o líneas abiertas, aisladores, facilidades de maniobra, etc.).

- Instalación de puesta a tierra.

- Instalación de medición incluyendo aparatos.
- Tableros principales de distribución.
- Coordinación con las protecciones primarias de la empresa distribuidora.

En caso de instalaciones de transformadores en ambientes interiores, en postes o en el suelo, deberán tomarse las previsiones de seguridad para equipo y personas, respetando alturas y distancias mínimas a observarse, en particular, para instalaciones en el suelo, deberá proyectarse un cerco con puerta y llave, para permitir acceso solamente a personas autorizadas debiendo colocarse un aviso de “Peligro-Alta Tensión”.

- El puesto de transformación deberá ser instalado en un ambiente especialmente proyectado para éste objeto y de uso exclusivo para éste fin. No se aceptarán adaptaciones que den lugar a espacios insuficientes, húmedos, o sin ventilación, o sin acceso fácil desde la calle.

- El puesto de transformación deberá ser diseñado preferiblemente en el sótano de un edificio, con acceso directo desde la calle, considerando facilidades de acceso de cables subterráneos, de ventilación natural, de proximidad a la sala de tableros del edificio, facilidades de drenaje de aguas de lluvia u otras que pudieran presentarse aún en casos extraordinarios.

- El ambiente diseñado para la subestación no deberá ser cruzado por cañerías de agua, gas, alcantarillado, etc., a menos que lo hagan de tal forma que no interfieran en el uso apropiado del ambiente y siempre que la empresa distribuidora lo apruebe.

- Las dimensiones del ambiente destinado al puesto de transformación deberán estar de acuerdo a las exigencias de la empresa distribuidora (mínimo de 4.50 x 4.50 m x 2.2 m).

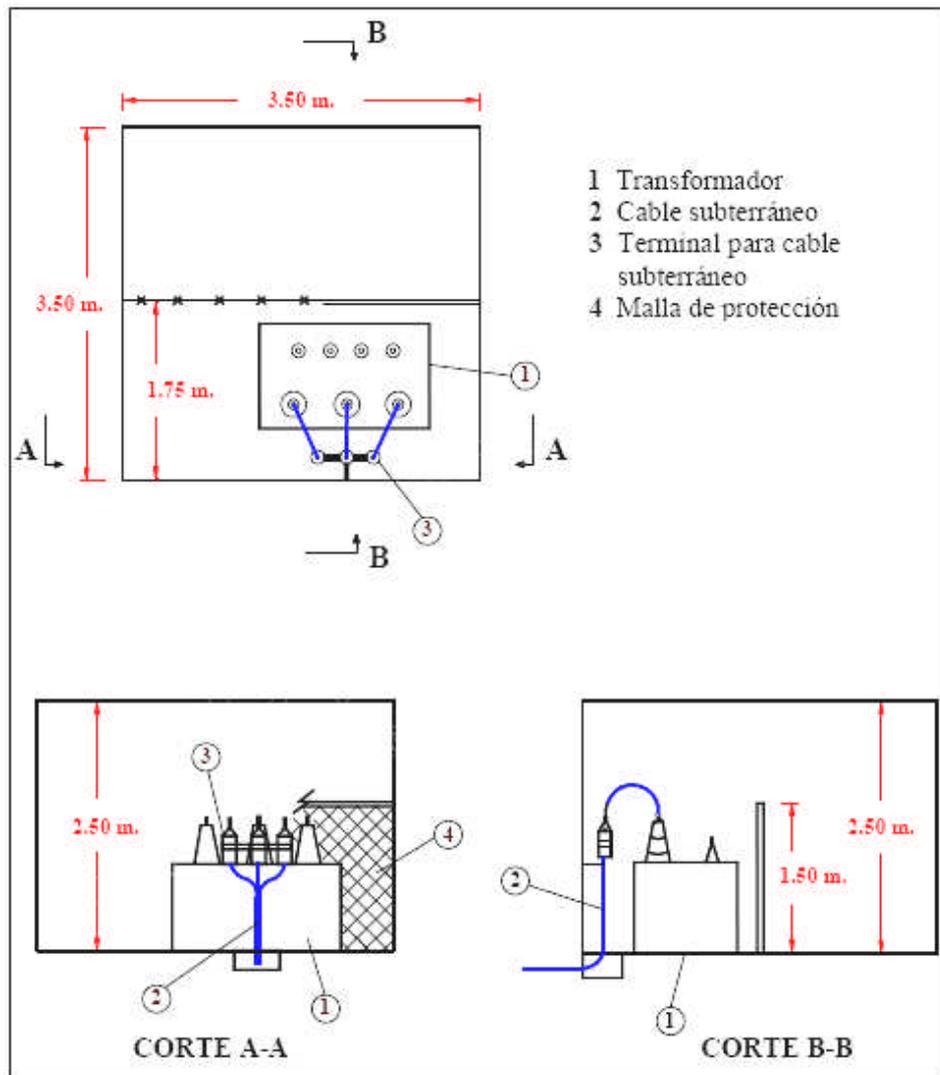


Fig. 1.10 Configuración del espacio para un transformador de distribución.

1.3 MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.3.1 INTRODUCCIÓN

El medidor eléctrico, o contador de energía, es un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico, siendo ésta la aplicación usual.

La medición de energía eléctrica resulta de interés para calcular la cantidad de energía que la compañía suministradora debe facturar a los consumidores. También se utiliza para conocer la cantidad de energía a través de las redes de distribución que no son traducidas precisamente en trabajo útil por falta de compensación de cargas reactivas.

1.3.2 TIPOS DE MEDIDORES

Existen medidores electromecánicos y electrónicos.

1.3.2.1 Medidores Electromecánicos

Los medidores electromecánicos utilizan bobinados de corriente y de tensión para crear corrientes parásitas en un disco que bajo la influencia de los campos magnéticos, produce un giro que mueve unas agujas sobre una escala.

La acción de las corrientes parásitas producidas por las bobinas de corriente sobre el campo magnético de las bobinas de voltaje y la acción de las corrientes parásitas producidas por las bobinas de voltaje sobre el campo magnético de las bobinas de corriente dan un resultado vectorial tal, que produce un par de giro sobre el disco. El par de giro es proporcional a la potencia consumida por el circuito.

1.3.2.2 Medidores Electrónicos

Un medidor electrónico se refiere a un tipo de medidor avanzado que identifica el consumo de una forma más detallada que los medidores convencionales, opcionalmente comunica esta información a través de alguna red a la compañía suministradora para propósitos de facturación y monitoreo.

Los medidores electrónicos ofrecen mayor seguridad, eficiencia y flexibilidad para la medición de diferentes parámetros, y no solamente de energía. Éstos equipos poseen memoria no volátil para almacenar datos referidos al comportamiento del sistema, que permiten realizar un seguimiento del mismo y ofrecen mejores prestaciones en comparación a los medidores electromecánicos, al no poseer partes móviles, evitando el error por desgastes y deformaciones, además miden potencia activa, reactiva, aparente y la demanda de energía, el índice de distorsión armónica, la tensión de línea, la corriente que está circulando, el factor de potencia y otras características de la red.

1.4 MEDIDORES DE COMBUSTIBLE

1.4.1 INTRODUCCIÓN

Los fluidos están presentes en la mayoría de los procesos industriales, ya sea porque intervienen en forma directa en el proceso de producción o porque pertenecen a los circuitos secundarios necesarios, por tanto hay que controlarlos, para lo que es necesario saber en todo momento cuáles son las características principales de los fluidos, que pueden variar mucho de una aplicación a otra.

La selección eficaz de un medidor de caudal exige un conocimiento práctico de la tecnología del medidor, además de un profundo conocimiento del proceso y del fluido que se quiere medir. Cuando la medida del caudal se utiliza con el propósito de facturar un consumo, deberá ser lo más precisa posible, teniendo en cuenta el

valor económico del fluido que pasa a través del medidor, y la legislación aplicable en cada caso.

1.4.2 MEDIDORES DE CAUDAL

Denominado también gasto o intensidad de flujo; la medición puede realizarse en base a tres principios:

- La velocidad lineal (m/s) del fluido en un punto específico (una cantidad vectorial con magnitud y dirección, medida con respecto a una referencia que puede ser estacionaria o móvil).
- El caudal volumétrico (m^3/s) a través de un área transversal, que es la integral de superficie del gasto lineal sobre el área.
- El caudal másico (kg/s) a través de un área transversal, que es la integral de superficie de la velocidad multiplicada por la densidad.

1.4.3 TIPOS DE MEDIDORES DE CAUDAL

Los medidores volumétricos determinan el caudal en volumen del fluido, bien sea directamente por desplazamiento, o por deducción: presión diferencial, área variable, velocidad. La medida de caudal volumétrico en la industria se efectúa principalmente con elementos que dan lugar a una presión diferencial al paso del fluido.

1.4.3.1 Medidores de Flujo por Presión Diferencial

Constan de un elemento detector de flujo que interactúa directamente con el fluido a fin de introducir cambios de presión y velocidad que son detectados por un elemento secundario de presión diferencial.

a) Placa Orificio

Es el medidor de flujo más popular. Una placa orificio es simplemente una placa de metal con un orificio de un determinado diámetro. El orificio puede ser concéntrico, excéntrico, cuadrado o cónico.

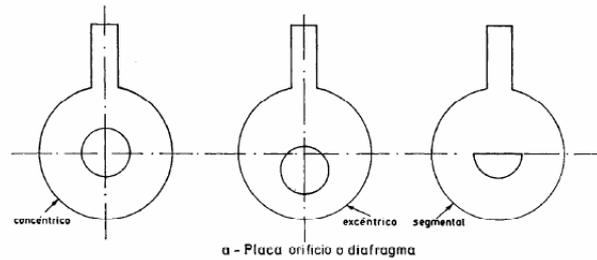


Fig. 1.11 Placa Orificio.

b) Tubo Vénturi

Se compone de una sección de entrada cuyo diámetro es idéntico al diámetro interno de la tubería que se conecta, y que comunica con un cono de convergencia angular fija.

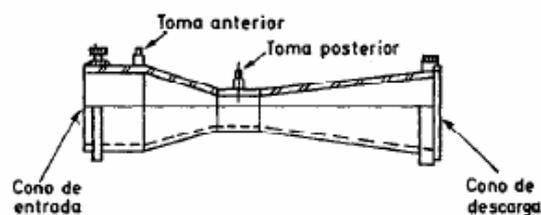


Fig. 1.12 Tubo Vénturi.

c) Tobera

Llamada también boquilla de flujo es similar al tubo Vénturi, con la excepción de que no tiene un cono de recuperación.

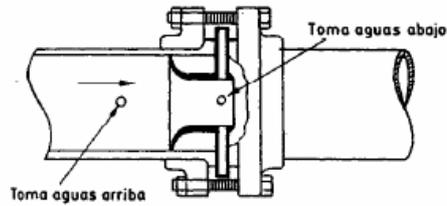


Fig. 1.13 Tobera.

d) Tubo Pitot

Tiene muy poca importancia como sensor de flujo industrial; sin embargo se lo considera como un instrumento de laboratorio muy eficaz para mediciones instantáneas de flujos. Tiene dos tomas de presión; uno de ellos apunta hacia el flujo y se encuentra en el extremo del tubo, al centro de la tubería. En este punto se intercepta una pequeña porción del flujo y reacciona a la presión total del líquido. El otro paso es perpendicular al eje del flujo y reacciona a la presión estática del líquido. La medición de la velocidad es la diferencia entre las dos presiones.

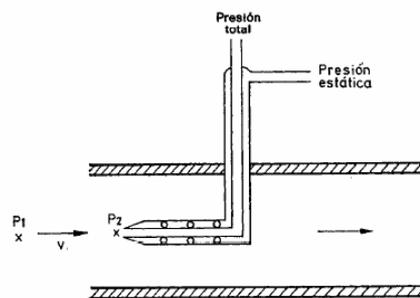


Fig. 1.14 Tubo Pitot.

e) Tubo Annubar

Es una versión comercial del tubo pitot. Es una innovación que puede aplicarse en las mediciones de flujos de líquidos, vapores y gases. Consta de dos tubos, el

de presión total y el de presión estática. El tubo que mide la presión total está situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería y consta de varios orificios de posición crítica determinados por computador.

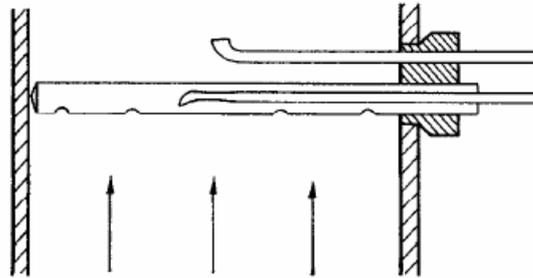


Fig. 1.15 Tubo Annubar.

1.4.3.2 Medidores de Área Variable

Son medidores de caudal de área variable en los cuales un flotador cambia su posición dentro de un tubo, proporcionalmente al flujo del fluido. Son instrumentos de indicación directa.

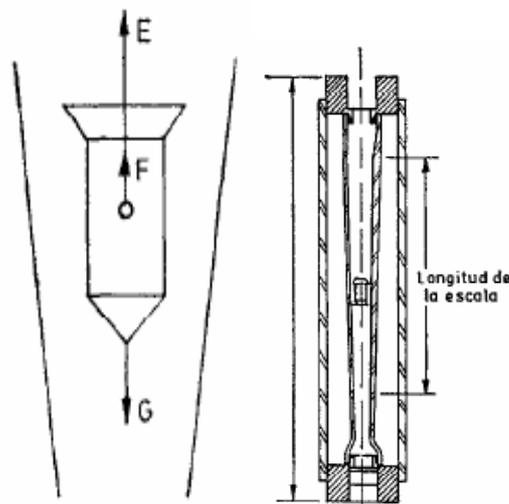


Fig. 1.16 Medidor de área variable.

1.4.3.3 Medidores de Velocidad

a) Tipo Turbina

Consisten de un rotor que gira al paso del fluido con una velocidad directamente proporcional al caudal. Existen dos tipos de convertidores para captar la señal de la tubería.

El de reluctancia, en donde la velocidad viene determinada por el paso de las aspas de la turbina a través del campo magnético creado por un imán permanente montado en una bobina captadora exterior. La variación de reluctancia cambia el flujo induciendo una corriente en la bobina captadora que es proporcional al giro de la turbina.

El tipo inductivo, en el cual el rotor lleva un imán permanente y el campo magnético giratorio induce una corriente alterna en la bobina captadora.

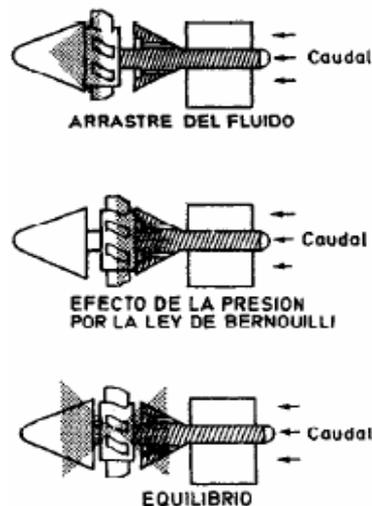


Fig. 1.17 Medidor tipo turbina.

b) Medidores Ultrasónicos

Los medidores ultrasónicos miden el caudal por diferencia de velocidades del sonido al propagarse éste en el sentido del flujo del fluido y en el sentido contrario.

Dos tipos de medidores ultrasónicos son utilizados, fundamentalmente, para la medida de caudal en circuitos cerrados. El primero utiliza la transmisión por impulsos, mientras que el segundo usa la transmisión continua de ondas denominado efecto Doppler.

b1) Medidores Ultrasónicos por Impulsos

Los medidores ultrasónicos modulados por impulsos son los más precisos y se utilizan preferentemente, con líquidos limpios, aunque algunos tipos permiten medidas de líquidos con cierto contenido de partículas y gas. El método diferencial de medida por tiempo de tránsito, se basa en un sencillo hecho físico. Si imaginamos dos canoas atravesando un río sobre una misma línea diagonal, una en el sentido del flujo y la otra en contra del flujo, la canoa que se desplaza en el sentido del flujo necesitará menos tiempo en alcanzar su objetivo.

b2) Medidores Ultrasónicos utilizando el Efecto Doppler

Los medidores ultrasónicos de tipo Doppler utilizan el concepto de que sí se deja pasar el ultrasonido en un fluido en movimiento con partículas, el sonido será reflejado de nuevo desde las partículas. La variación de frecuencia del sonido reflejado será proporcional a la velocidad de las partículas.

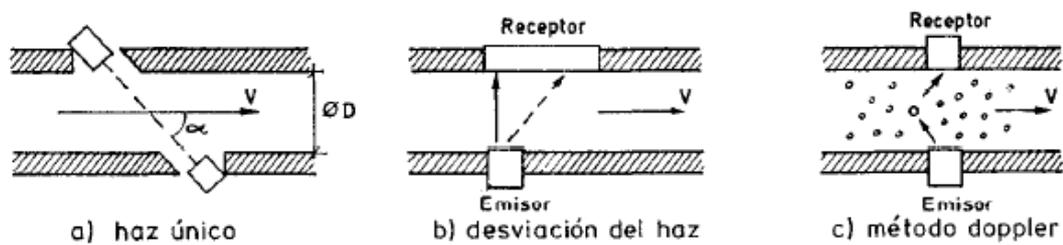


Fig. 1.18 Medición de caudal por ultrasonidos.

1.5 COMUNICACIONES Y REDES INDUSTRIALES

1.5.1 LA COMUNICACIÓN EN LA INDUSTRIA

Las comunicaciones digitales son cada día un factor muy importante en las empresas actuales; inicialmente se utilizaban solamente en la intercomunicación de los computadores personales con el fin de facilitar el trabajo en equipo y el uso de recursos informáticos de la empresa; posteriormente con los avances tecnológicos en electrónica y computación, se empezaron a implementar estas redes a nivel de planta de producción, en donde se busca que estén intercomunicados dispositivos tales como: sensores, actuadores, PLCs, microcontroladores, máquinas, computadores, controladores, y en general todos los dispositivos involucrados en un sistema de automatización industrial. Con el fin de sincronizar todo el proceso de producción de la planta.

Sin una red de comunicación industrial es imposible pensar en sistemas flexibles de manufactura, ya que el sistema flexible de manufactura tiene que monitorear todas las actividades involucradas en el proceso de producción y la única forma de hacer esto es por medio de un sistema de intercomunicación que permita conectar: sensores, actuadores, PLCs, computadores, microcontroladores, etc.

1.5.2 REDES INDUSTRIALES

La necesidad de comunicar distintos dispositivos independientemente de su jerarquía en la industria originó las redes industriales. Las redes industriales, limitadas antes a comunicar los diferentes dispositivos de campo (transductores y transmisores con actuadores) han ido evolucionando para poder procesar los datos que una planta moderna debe generar para ser competitiva, segura, confiable. Así mismo, han tenido que desarrollarse para poder satisfacer las necesidades de información que ahora se tiene no solo a nivel de proceso sino también a nivel de gerencia.

1.5.2.1 Niveles de comunicación en una red industrial moderna

Para poder satisfacer los requerimientos que implican una red industrial moderna donde deban coexistir equipos de todo tipo, es necesario agruparlos en una forma jerárquica.

Las redes de campo constituyen ahora la infraestructura de los sistemas SCADA (Control supervisorio y adquisición de datos) y DCS (Sistemas de control distribuido), que poco a poco han ganado aceptación como una herramienta confiable y útil en la administración técnico administrativa de una planta industrial.

Hasta hace poco, las redes de campo y las administrativo – financieras eran prácticamente dos sistemas de comunicaciones que operaban separadamente. De hecho, si en principio cumplen igual papel: permitir la transmisión rápida, segura y confiable de información, se diferencian por el tipo de protocolos y datos que manejan. Pero, pronto se identificó que cierta información que se genera a nivel de campo puede y debería ser de interés del personal administrativo o gerencial. Para organizaciones de cierto tipo, generalmente dedicadas a la producción industrial, se ha vuelto imprescindible unir de alguna forma los dos tipos de redes.

1.5.2.2 Tipos de redes industriales

No es reciente el interés por centralizar el control y supervisión de un proceso o planta industrial. Desde hace tiempo ya se detectó que la centralización era una alternativa más confiable y eficiente para manejar una planta industrial. Tener a un instrumentista en caminatas periódicas por toda una planta leyendo los valores de los instrumentos era una actividad tediosa y propensa a omisiones y / o errores humanos.

La solución para lograr la centralización empezó buscando vías para llevar de alguna manera la información desde los sensores y transductores hasta el cuarto de control, donde indicadores y registradores darían al operador una vista global del estado de la planta. Todo esto ayudo a la implementación de redes industriales, actualmente conviven dos tipos de redes industriales:

- Redes industriales análogas.- Transmiten información por medio de un par de cables en forma de corriente cuantificando el valor de la misma. Cada dispositivo necesita de una corrida de cables para poder comunicarse con otro y otra para satisfacer su consumo de energía.

- Redes industriales digitales.- Trasmiten información en forma de bits, usando técnicas especializadas para ello.

1.5.3 REDES DIGITALES

1.5.3.1 Modelo OSI

En el comienzo de las redes digitales, muchas redes se desarrollaron utilizando hardware y software diferentes. Como resultado, muchas de las redes resultaron incompatibles y les resultó muy difícil poder comunicarse entre sí.

Para solucionar este problema, la Organización Internacional para la Normalización (ISO) consideró que era necesario crear un modelo de red que pudiera ayudar a los diseñadores a implementar redes que pudieran comunicarse y trabajar en conjunto (interoperabilidad) y que sigan la filosofía de brindar una arquitectura abierta. Del análisis realizado elaboraron el modelo de referencia OSI (Open Systems Internetworking) en 1984.

El modelo OSI resuelve el problema de conectar varios nodos (computadoras, impresoras, PLC's) a un mismo medio físico y lograr que estos intercambien su información sin errores; esto es, lograr que se identifiquen entre sí para que un mensaje o dato que sale de un remitente llegue al destinatario correcto. Para resolver el problema de las redes de medio compartido (Shared Area) se recurrió a dividir el gran problema de conectividad en varios problemas más simples. El resultado fue un modelo de conectividad de siete capas, figura 1.19.

Las siete capas del modelo se hacen referencia a continuación:

Aplicación.- Presta servicios al usuario, comprende la interacción directa con los procesos de aplicación, manejando las transferencias de ficheros, base de datos, correo electrónico.

Presentación.- Reformatea los datos en su paso hacia y desde la red, compatibilizando ficheros, impresoras.

Sesión.- Administra las comunicaciones entre dos entidades y comprende: establecimiento, mantenimiento y finalización de sesiones, manejando convenciones de nombres y direcciones de red.

Transporte.- En esta capa, los datos que se envían de una máquina a otra se dividen en segmentos. Esto se hace para optimizar la respuesta de la red a los

usuarios al no permitir que uno de ellos acapare la red, particularmente si el archivo que está transmitiendo es muy grande.

Red.- En esta capa es donde se comienzan a fijar las condiciones para que las estaciones puedan diferenciarse e identificarse entre sí, condición indispensable para que puedan enviar y recibir datos sin equivocación.

Enlace de datos.- La capa de enlace de datos añade información que procura el tránsito de datos confiable a través del enlace físico. Para hacerlo, esta capa recibe los datos y los pone en tramas (frames) previo a su envío. Dentro de la trama incluye la así denominada dirección física (no es lo mismo que la lógica) tanto del remitente como del destinatario. A las direcciones físicas se les conoce como dirección MAC pues en esta capa se ejecuta la importante tarea denominada: Control de Acceso al Medio (protocolo MAC). Sin estas direcciones no es posible enviar un dato al destinatario correcto, ni identificar al remitente en caso se requiera responderle.

Física.- La capa física es la que convierte los bits lógicos en bits eléctricos o de luz, dependiendo del medio empleado para la conexión. Aquí se define las especificaciones eléctricas, mecánicas, tipos de medio, niveles de voltaje, sincronización, velocidad de transferencia, distancias de transmisión máximas.



Fig. 1.19 Capas del modelo OSI.

1.5.3.2 Técnicas de transmisión

a) Interfaz serial RS-232

Esta fue una de las primeras técnicas para transmitir datos digitales sobre un medio físico. Hasta ahora sigue vigente sobre todo para comunicar dispositivos de tipo industrial como un PLC con una PC o su consola de configuración. Hay dos tipos de comunicaciones digitales seriales: síncronas y asíncronas. En una transmisión síncrona los datos son enviados un bit a continuación de otro por una línea que une la salida del transmisor, TXD, del un lado con la línea de recepción, RXD, del otro lado. El transmisor y el receptor son sincronizados con una línea extra que trasmite pulsos de reloj que básicamente le indican al receptor cuando leer un pulso. La duración del bit es determinada por la duración de los pulsos de sincronismo. Como se puede entender, el uso de esta técnica implica la existencia de un cable extra para llevar la señal de reloj, lo cual resulta en un costo extra.

En la transmisión asíncrona no se emplea una señal de reloj, más bien se utiliza una técnica que recurre a “encapsular” los datos con un bit de inicio y uno o dos bits de parada, y así no es necesaria la línea extra de sincronismo. Como se ve en la siguiente tabla:

Tabla 1.1 Conexiones para RS232.

DB9	DB25	NOMBRE
3	2	TX
2	3	RX
5	7	SG
4	20	DTR
6	6	DSR
	8	CD
7	4	RTS
8	5	CTS
9	22	RI

Por otro lado, antes de iniciar cualquier comunicación con el puerto RS-232 se debe determinar el protocolo a seguir. Esto es decidido por el usuario quien debe discernir sobre:

- El protocolo serial.- Refiere a: el número de bits de datos, la paridad, el número de bits de parada.

- La velocidad de transmisión.

- El protocolo de control de flujo (RTS/CTS o XON/XOFF).

Con RS232C se puede transmitir los datos en grupos de 5, 6, 7, u 8 bits aunque los más usados son 7 y 8 bits. La velocidad de transmisión (normalmente 9600 bits por segundo para aplicaciones industriales) debe ser constante durante la transmisión de una trama para garantizar que los bits lleguen uno tras de otro en el momento correcto. Cualquier retardo provocaría una lectura incorrecta. El propósito de cada uno de estos bits especiales se indica a continuación:

- **TBit de inicio.**- Cuando el receptor detecta el bit de inicio sabe que la transmisión ha comenzado y es a partir de entonces que debe leer las señales de la línea a intervalos concretos de tiempo, en función de la velocidad de transmisión.

- **TBit de paridad.**- Con este bit se pueden descubrir errores en la transmisión Se puede dar paridad par o impar. En la paridad par, por ejemplo, la palabra de datos a transmitir se completa con el bit de paridad de manera que el número de bits 1 enviados sea par.

- **TBit de parada.**- Indica la finalización de la transmisión de una palabra de datos. El protocolo de transmisión de datos permite 1, 1.5 y 2 bits de parada. Los voltajes más usados son +12V y -12V. El estado de reposo (idle) se representa

con un 1 lógico; es decir, -12V. Dependiendo de la velocidad de transmisión empleada, es posible tener cables de hasta 15 metros.

b) Interfaz RS-485

La norma RS-485 permite enlaces multipunto o multinodo (más de 2 nodos) mediante la conexión de un bus de dos hilos entre todos los nodos para formar una red con topología física en bus. Todos los nodos pueden escuchar el medio, pero sólo uno de ellos puede transmitir en un mismo instante, se trata por tanto de comunicaciones half-duplex.

La señal que se transmite está balanceada, al contrario que en la norma RS-232 donde no lo está. Esto quiere decir que se utiliza la diferencia de potencial entre los dos hilos para establecer el nivel lógico que hay en la línea; no se trata por tanto de una señal referida a masa.

Tabla 1.2 Comparación entre interfaces seriales.

NORMAS	RS-232	RS-423	RS-422	RS-485
Modo	Simple	Simple	Diferencial	Diferencial
Número de transmisores	1	1	1	32
Número de receptores	1	10	10	32
Longitud máxima	15m	1200m	1200m	1200m
Velocidad máxima	20 Kbps.	100 Kbps.	10 Mbps.	10 Mbps.
Salida transmisor	± 5V min. ± 15V máx.	± 3.6V min. ± 6V máx.	± 2V min.	± 1.5V min.
Carga al transmisor	3K A 7K	450 min.	100 min.	60 min.
R de entrada al receptor	3K A 7K	4K min.	4K min.	12K min.
Sensibilidad del receptor	± 3V	± 200 mV.	± 200 mV.	± 200 mV.

1.5.4 REDES DE CAMPO

Las redes de campo industriales o, como también se las denomina, el Bus I/O (Entrada/Salida) son las que se encargan de intercambiar datos a nivel de campo, es decir, a nivel de sensores y actuadores. Los buses I/O de redes pueden dividirse en dos diferentes categorías: una que tiene que ver con dispositivos de bajo nivel que son típicos de operación de manufactura discretas y los otros son dispositivos de alto nivel utilizados en procesos industriales.

Las categorías de los buses de red son:

- Buses de dispositivos.
- Buses de proceso.

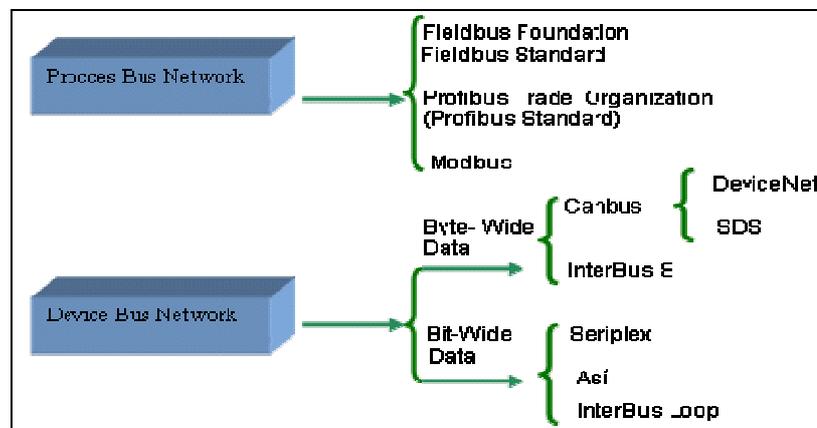


Fig. 1.20 Clasificación de buses de campo.

1.5.4.1 Bus de Dispositivos

Es la interfaz con los dispositivos de campo de bajo nivel (pulsadores, interruptores de fin de carrera), cuyo fin es proporcionar información respecto al estado de los dispositivos (ON/OFF) o al estado de operación (operación

correcta/incorrecta). Estas redes generalmente transmiten solo desde unos pocos bits hasta varios bytes de datos en un determinado tiempo. Este bus se subdivide en:

- Bus de dispositivos de datos de ancho de bits

- Bus de dispositivos de datos de ancho de bytes

a) Redes con buses de dispositivos byte-wide

Los buses de dispositivos byte-wide más comunes están basados en las redes InterBus-S y CANbus.

a.1) InterBus-S

Es una red de sensores y actuadores que conecta estos dispositivos de campo a un PLC o a una computadora (Soft PLC) en una configuración tipo anillo. Tiene incorporadas interfaces I/O en sus 256 nodos posibles, que también incluyen bloques terminales de conexión que posibilitan y facilitan la conexión a más dispositivos I/O.

El PLC se comunica con los dispositivos conectados al bus empleando el método Maestro / Esclavo vía un módulo o controlador de host. Por medio de una interfaz RS-232 es posible conectar una computadora al controlador para propósitos de diagnóstico.

Las direcciones de los dispositivos en la red InterBus-S son automáticamente determinados por su ubicación física y así se elimina la necesidad de asignar manualmente las direcciones. El dispositivo controlador continuamente barre los dispositivos de I/O leyendo todas las entradas en un barrido y escribiendo datos en las salidas. InterBus-S trabaja en las capas Física, Enlace de Datos y Aplicación del modelo OSI. A nivel de capa Física emplea una topología de anillo.

a.2) CANbus Byte-Wide

Tienen como base el chip CAN que se usó inicialmente en automóviles para controlar sus partes electrónicas. EL CANbus es abierto y puede manejar datos de longitud variable de hasta 8 bytes. CAN implementa cinco mecanismos de detección de errores.

Existen dos implementaciones hardware básicas, aunque la comunicación en ambas es idéntica y son compatibles entre sí. Esto permite administrar el uso del bus en función de las necesidades de cada nodo.

Basic CAN: hay un vínculo muy fuerte entre el controlador CAN y el microcontrolador asociado. El microcontrolador será interrumpido para tratar con cada uno de los mensajes del CAN. Cada nodo transmitirá tan sólo cuando se produzca un evento en alguna de las señales que le conciernen. Este modo de funcionamiento es adecuado para aquellos nodos encargados de manejar informaciones esporádicas, disminuyendo la ocupación del bus.

Full CAN: contiene dispositivos de hardware adicionales que son proporcionados por un servidor que automáticamente recibe y transmite los mensajes CAN, sin necesidad de interrumpir al microcontrolador asociado, reduciéndose la carga del mismo. Está orientado a nodos encargados del manejo de señales con un alto nivel de exigencia en cuanto a frecuencia de actualización y/o seguridad

La red DeviceNet, que tiene como base a CANBus puede soportar 64 nodos y hasta un máximo de 2048 dispositivos de campo. La red SDS también puede manejar 64 nodos; sin embargo, este número puede subir hasta 126 localidades direccionables si se emplean interfaces I/O multipuesto.

b) Redes con buses de dispositivos bit-wide

Se usan con simples dispositivos de campo discretos; es decir, sensores y actuadores tipo ON-OFF. Pueden transmitir tan solo 4 bits (un nibble) que es suficiente para transmitir los datos desde estos dispositivos. Los dispositivos más pequeños requieren de solo un bit para operar. Minimizando la cantidad de datos transmitidos, estos buses pueden proveer un rendimiento óptimo a bajos costos. Los buses más comunes son: ASI, InterBus Loop y Seriplex.

b.1) Red ASI

Se usa en redes que no requieren más de 124 dispositivos de Entrada / Salida (I/O). Estos 124 dispositivos de entrada y salida pueden conectarse hasta 31 nodos sea en una topología de anillo, árbol o estrella. Los dispositivos de I/O se conectan al PLC o a una PC por medio de una interfaz controladora (una tarjeta que se conecta al bus). La figura 1.21 ilustra una red bit-wide ASI.

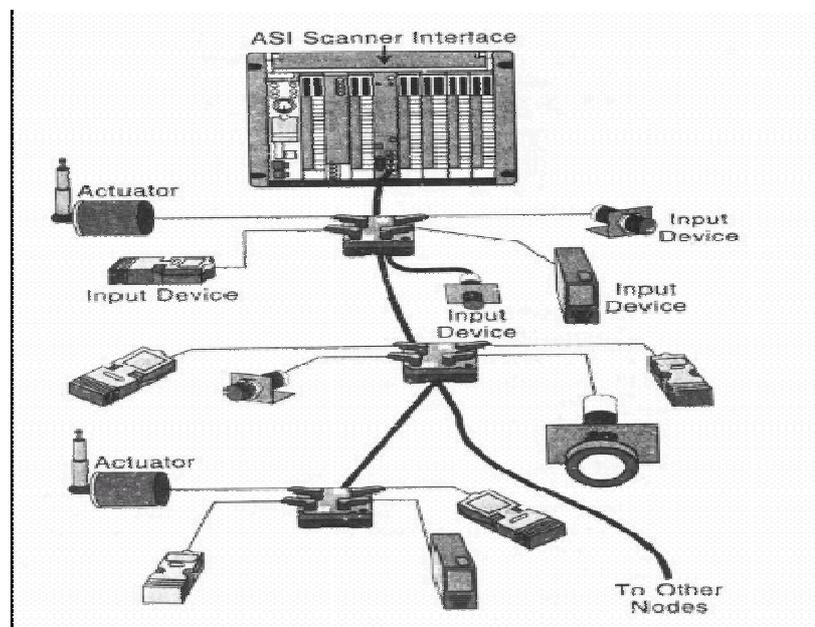


Fig. 1.21 Red de dispositivos bit-wide ASI.

La red se fundamenta en un chip de protocolo ASI, por lo mismo, los dispositivos que se conecten a esta red deben tener este chip. Los dispositivos compatibles típicos suelen ser interruptores de proximidad, sensores fotoeléctricos, interruptores de fin de carrera y dispositivos estándar, aunque respecto a estos últimos se debe indicar que el chip ASI está ubicado en el nodo; es decir, un nodo inteligente con un chip ASI esclavo.

b.2) InterBus Loop

La red bit-wide InterBus loop fue desarrollada por la compañía Phoenix Contact Inc. y es empleada para conectar a un PLC dispositivos sensores y actuadores simples. InterBus Loop emplea una tecnología de alimentación y comunicación denominada PowerCom para enviar la señal con el protocolo InterBus por las líneas de alimentación; es decir, el protocolo es modulado en las líneas de poder.

Esto permite reducir el número de cables requerido por la red a solamente dos conductores que llevan tanto la alimentación como las señales de comunicación a los dispositivos de campo.

Puesto que tanto InterBus-S como InterBus Loop emplean el mismo protocolo, se pueden comunicar entre ellos por medio de un módulo terminal InterBus Loop localizado en la red InterBus-S, el cual se conecta a los dispositivos de campo por medio de los dos alambres. Una red InterBus Loop se puede también conectar con dispositivos no inteligentes por medio de módulos interfaz que contienen un chip inteligente esclavo.

b.3) Seriplex

La red Seriplex permite la conexión de hasta 510 dispositivos de campo a un PLC en una configuración Maestro / Esclavo o peer to peer. La red Seriplex se basa en el chip ASIC (Application Specific Integrated Circuit) el cual debe estar presente en todos los dispositivos que se conectan en esta red. Los dispositivos que no tiene este chip puede conectarse a la red por medio de un módulo Seriplex I/O que contiene un chip ASIC esclavo.

La interfaz ASCII I/O contiene 32 funciones lógicas booleanas que sirven para proveer la lógica necesaria para comunicar, direccionar e inteligencia necesaria para controlar los dispositivos de campo conectados a la red.

La red Seriplex a nivel de capa física puede extenderse hasta 2000m con una topología estrella, bus o árbol. Esta red también puede operar sin un controlador.

A diferencia de la red ASI, la red Seriplex se puede conectar con dispositivos análogos de entrada y salida; sin embargo, la señal análoga digitalizada se debe leer o escribir bit por bit en cada ciclo de barrido.

1.5.4.2 Bus de Proceso

Estos buses se conectan a dispositivos de campo capaces de generar un alto nivel de información (válvulas de procesos inteligentes, medidores de nivel inteligentes), que típicamente se emplean en aplicaciones de control de procesos en donde se requiere un control más “fino” de sus variables. El bus de procesos

maneja grandes lotes de datos (varias centenas de bytes), dando información acerca del proceso, así como de los mismos dispositivos de campo (marca del equipo, fecha de último mantenimiento).

Una red con buses de proceso es una red digital de comunicaciones, abierta y de alto nivel que se emplea para conectar dispositivos de campo análogos a un sistema de control, una red de proceso se emplea en aplicaciones donde los sensores o actuadores análogos de entrada/salida responden más lentamente que aquellos en aplicaciones con dispositivos discretos (redes de buses de dispositivos).

El tamaño de los paquetes de información desde estos dispositivos de campo análogos es grande, debido a la naturaleza de la información que se recoge. Las redes de proceso pueden transmitir una gran cantidad de información a un PLC de ahí que pueden mejorar notablemente la operación de una planta o proceso. Un PLC o computadora se comunica con una red de proceso por medio de módulo o tarjeta interfaz controladora que pueden emplear sea el formato del protocolo MODBUS, Fieldbus o Profibus.

a) Modbus

El protocolo Modbus proporciona el estándar interno que los controladores Modicon usan para el análisis de los mensajes. Durante la comunicación sobre una red Modbus, el protocolo determina cómo cada controlador conocerá la dirección de un dispositivo, como reconocerá que un mensaje es dirigido a él, como determinará el tipo de acción a ser ejecutada, y como extraerá la información o cualquier dato contenido en el mensaje. Si se requiere una respuesta, el controlador construirá el mensaje de respuesta y lo enviará usando el protocolo Modbus). La figura 1.22 ilustra un a red Modbus.

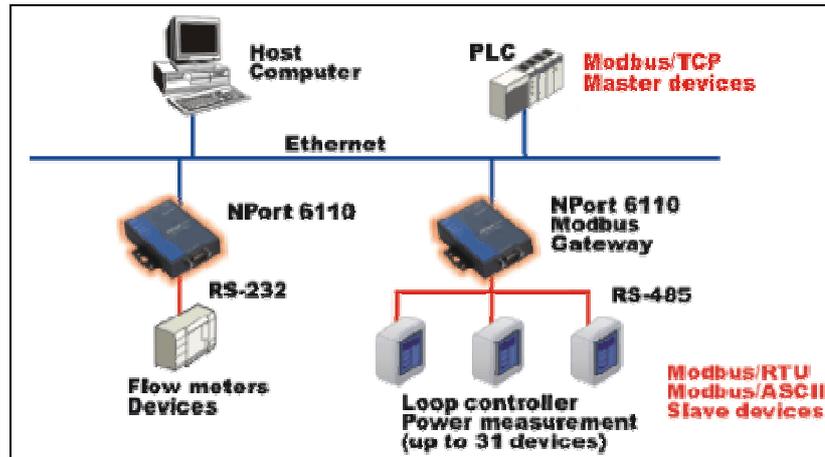


Fig. 1.22 Apreciación global de una aplicación del protocolo Modbus.

b) Fieldbus

Al igual que Modbus y Profibus, Fieldbus busca conectar las redes de campo y las administrativo-financieras de una forma jerárquica, tal como se ilustra en la figura 1.23.

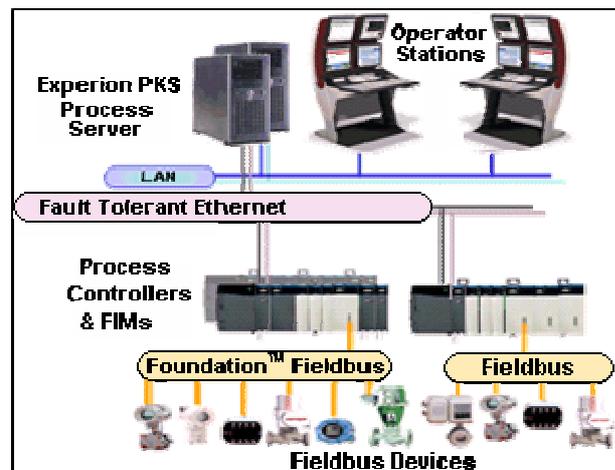


Fig. 1.23 Red administrativa y redes de campo.

Se ha dicho que cada protocolo tiene sus características de funcionamiento propias. Al unir redes con diferentes protocolos surgen incompatibilidades.

c) Profibus

Es un estándar originado en normas alemanas y europeas. Cumple también con el modelo OSI de 7 niveles y las normas ISA/IEC. Utilizado en aplicaciones de alta velocidad de transmisión de datos entre controladores de I/O y complejas comunicaciones entre PLC. Tal es así que para diferentes tipos de comunicación presenta distintos tipos de soluciones, los cuales satisface con 3 implementaciones separadas y compatibles entre ellas: FMS, DP y PA. En la figura 1.24 se muestra como se conectan y relacionan estas redes de la familia Profibus.

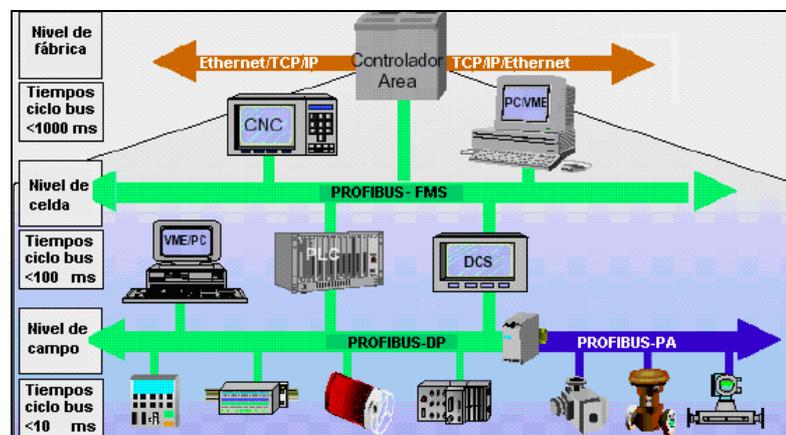


Fig. 1.24 Jerarquía de la Red Profibus.

c.1) Profibus FMS

Profibus FMS es la solución universal para la comunicación entre el nivel superior (nivel de celda) y el nivel de campo de acuerdo a la jerarquía de comunicación industrial de Profibus. Para llevar a cabo tareas de comunicación extensivas con transferencia de datos en forma cíclica o acíclica a una velocidad de transmisión mediana, el servicio FMS "Especificación de Mensaje de Bus de campo (Fieldbus Message Specification, por sus siglas en inglés)" ofrece una amplia gama de funcionalidad y flexibilidad.

c.2) Profibus-DP

Esta diseñado para la comunicación con sensores y actuadores, donde importa la velocidad sobre la cantidad de datos (Tiempo de ciclo del bus < 10 ms.). En una red DP un controlador central como PLC o PC se comunica con los dispositivos de campo. Tiene definido los niveles 1 y 2 del modelo OSI, pero no los niveles 3 al 7. Tiene definido el Nivel de Usuario y dispone de un servicio de intercomunicación con el Nivel 2. Para el Nivel 1 dispone soporte de fibra óptica en RS-485.

c.3) Profibus-PA

PROFIBUS-PA utiliza la técnica de transmisión especificada y permite seguridad intrínseca y estaciones alimentadas por el bus. PROFIBUS-PA está basado en los resultados del Proyecto de Sistemas Inter Operables (IPS- Inter-Operables System Project) el cual ha sido adoptado por la Organización de Usuarios PROFIBUS. Los perfiles del dispositivo definen las funciones específicas del

dispositivo. El Lenguaje de Descripción de Dispositivos (DDL - Device Description Language) y los bloques de función permiten una completa interoperabilidad del dispositivo.

d) HART

Los dispositivos “inteligentes” de campo que usan el protocolo HART (Vía para Transductor Remoto Direccional) mejora la operación de la red análoga porque permite que datos digitales puedan transmitirse junto con la señal de 4-20 mA sin interferir con la misma. HART permite comunicaciones bidireccionales, para que los parámetros del instrumento puedan interrogarse y aún ajustarse desde cualquier parte del cable. HART también tiene un modo totalmente digital que permite conectar muchos instrumentos a un solo cable, reduciendo los costos de la instalación enormemente y aún así reteniendo todas las ventajas del protocolo HART.

Hasta dos dispositivos maestros pueden conectarse en cada lazo HART. El primero generalmente es un sistema de administración o una PC, mientras el segundo puede ser una computadora de mano o una portátil. Un Terminal de mano estándar – llamado el comunicador HART - está disponible para hacer las operaciones de campo tan uniformes como sea posible. Opciones más allá de una red se proporcionan por medio de gateways. Se emplean dos modos de operación: punto-a-punto y multipunto.

e) Ethernet Industrial

La aceptación mundial de Ethernet en los entornos industriales y de oficina ha generado el deseo de expandir su aplicación a la planta. Es posible que con los

avances de Ethenet y la emergente tecnología Fast Ethenet se pueda aplicar también al manejo de aplicaciones críticas de control, actualmente implementadas con otras redes específicamente industriales existentes.

1.5.5 BUS DE PROCESO MODBUS

La designación Modbus Modicon corresponde a una marca registrada por Gould Inc. Como en tantos otros casos, la designación no corresponde propiamente al estándar de red, incluyendo todos los aspectos desde el nivel físico hasta el de aplicación, sino a un protocolo de enlace (nivel OSI 2). Puede, por tanto, implementarse con diversos tipos de conexión física y cada fabricante suele suministrar un software de aplicación propio, que permite parametrizar sus productos.

No obstante, se suele hablar de MODBUS como un estándar de bus de campo, cuyas características esenciales son las que se detallan a continuación.

1.5.5.1 Estructura de la red

a) Medio Físico

El medio físico de conexión puede ser un bus semidúplex (half duplex) (RS-485 o fibra óptica) o dúplex (full duplex) (RS-422, BC 0-20mA o fibra óptica).

La comunicación es asíncrona y las velocidades de transmisión previstas van desde los 75 baudios a 19.200 baudios. La máxima distancia entre estaciones depende del nivel físico, pudiendo alcanzar hasta 1200 m sin repetidores.

b) Acceso al Medio

La estructura lógica es del tipo maestro-esclavo, con acceso al medio controlado por el maestro. El número máximo de estaciones previsto es de 63 esclavos más una estación maestra.

Los intercambios de mensajes pueden ser de dos tipos:

- Intercambios punto a punto, que comportan siempre dos mensajes: una petición del maestro y una respuesta del esclavo.
- Mensajes difundidos, estos consisten en una comunicación unidireccional del maestro a todos los esclavos. Este tipo de mensajes no tiene respuesta por parte de los esclavos y se suelen emplear para mandar datos comunes de configuración, reset, etc.

1.5.5.2 Protocolo

La codificación de datos dentro de la trama puede hacerse en modo ASCII o puramente binario, según el estándar RTU (Unidad Remota de Transmisión).

En cualquiera de los dos casos, cada mensaje obedece a una trama que contiene cuatro campos principales, según se muestra en la figura 1.25. La única diferencia estriba en que la trama ASCII incluye un carácter de encabezamiento (3A_H) y los caracteres CR y LF al final del mensaje.

Pueden existir también diferencias en la forma de calcular el CRC (Control de Redundancia Cíclica o Control de Errores), puesto que el formato RTU emplea una fórmula polinómica en vez de la simple suma en módulo 16.

Con independencia de estos pequeños detalles, a continuación se da una breve descripción de cada uno de los campos del mensaje:



Fig. 1.25 Trama genérica del mensaje según el código empleado.

a) Campos de trama

a.1) Número de esclavo (1 byte)

Permite direccionar un máximo de 63 esclavos con direcciones que van del 01H hasta 3FH. El número 00H se reserva para los mensajes difundidos.

a.2) Código de operación o función (1 byte)

Cada función permite transmitir datos u órdenes al esclavo. Existen dos tipos básicos de órdenes:

- Ordenes de lectura/escritura de datos en los registros o en la memoria del esclavo.

- Ordenes de control del esclavo y el propio sistema de comunicaciones (RUN/STOP, carga y descarga de programas, verificación de contadores de intercambio, etc.)

La tabla 1.3 muestra la lista de funciones básicas disponibles en el protocolo MODBUS con sus correspondientes códigos de operación.

Tabla 1.3 Funciones básicas y códigos de operación.

Función	Código	Tarea
0	00 _H	Control de estaciones esclavas
1	01 _H	Lectura de <i>n</i> bits de salida o internos
2	02 _H	Lectura de <i>n</i> bits de entradas
3	03 _H	Lectura de <i>n</i> palabras de salidas o internos
4	04 _H	Lectura de <i>n</i> palabras de entradas
5	05 _H	Escritura de un bit
6	06 _H	Escritura de una palabra
7	07 _H	Lectura rápida de 8 bits
8	08 _H	Control de contadores de diagnósticos número 1 a 8
9	09 _H	No utilizado
10	0A _H	No utilizado
11	0B _H	Control del contador de diagnósticos número 9
12	0C _H	No utilizado
13	0D _H	No utilizado
14	0E _H	No utilizado
15	0F _H	Escritura de <i>n</i> bits
16	10 _H	Escritura de <i>n</i> palabras

a.3) Campo de subfunciones/datos (*n* bytes)

Este campo suele contener, en primer lugar, los parámetros necesarios para ejecutarla función indicada por el byte anterior. Estos parámetros podrán ser códigos de subfunciones en el caso de órdenes de control (función 00H) o direcciones del primer bit o byte, número de bits o palabras a leer o escribir, valor del bit o palabra en caso de escritura, etc.

b) Descripción de las funciones del protocolo

b.1) Función 0

Esta función permite ejecutar órdenes de control, tales como marcha, paro, carga y lectura de programas de usuario del dispositivo. Para codificar cada una de las citadas órdenes se emplean los cuatro primeros bytes del campo de datos. La trama resultante es la representada en la figura 1.26 y la interpretación de los códigos de subfunción se especifica en la tabla 1.4.

En caso de las órdenes de marcha y paro, el campo de información de la trama representada en la figura 3 está vacío y, por tanto, el mensaje se compone simplemente de 6 bytes de función más 2 bytes de CRC. La respuesta del esclavo a estas órdenes es un mensaje idéntico al enviado por el maestro. Cabe señalar, además, que después de un paro el autómata sólo acepta ejecutar subfunciones de la función 00H.

Nº Esclavo (00-3F _H)	00 _H	Código Subfunción SF0 SF1	Datos Subfunción D0 D1	Información	CRC(16) H L
--	-----------------	---------------------------------	------------------------------	-------------	----------------

Fig. 1.26 Trama genérica de las subfunciones de control de esclavos (cód. función 00H).

Tabla 1.4 Subfunciones correspondientes a la función =00H.

Código subfunción		Datos subfunción		Tarea
SF0	SF1	D0	D1	
00 _H	00 _H	00 _H	00 _H	Paro del esclavo sin inicializar
00 _H	01 _H	00 _H	00 _H	Marcha del esclavo sin inicializar
00 _H	02 _H	00 _H	00 _H	Marcha e inicialización del esclavo
00 _H	03 _H	00 _H	XX _H	Lectura de la secuencia XX de programa de usuario en el esclavo
00 _H	04 _H	YY _H	XX _H	Carga de una secuencia de programa de usuario en el esclavo Petición: YY = secuencia a cargar, XX= próxima secuencia Respuesta: XX= código error, YY= 00

b.2) Funciones 1 y 2

Lectura de bits del dispositivo. La trama es la indicada en la figura 1.27. La forma de direccionamiento de los bits es a base de dar la dirección de la palabra que los contiene y luego la posición del bit. Obsérvese también que la respuesta es dada siempre en octetos completos.

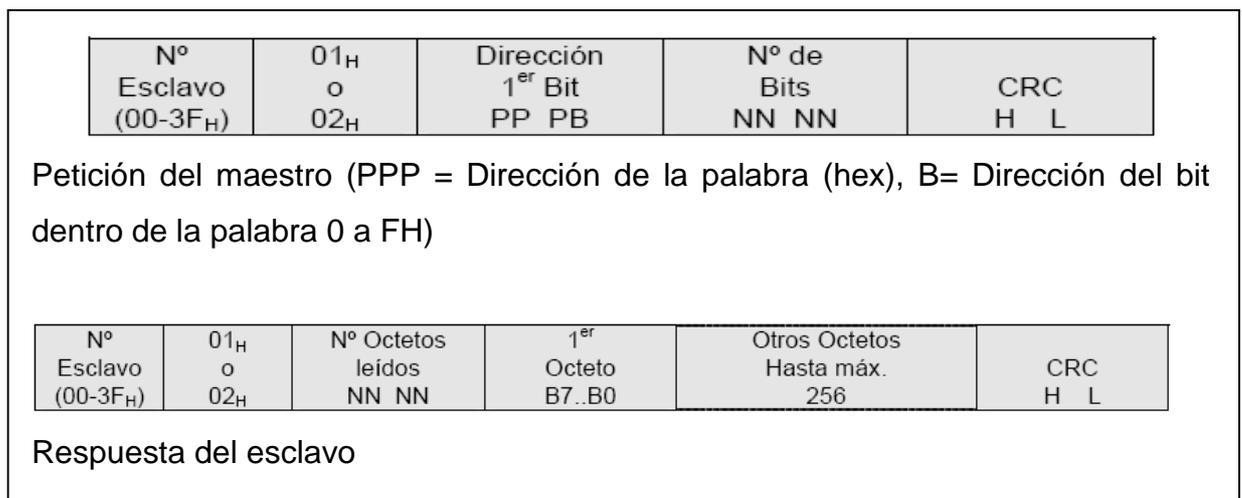


Fig. 1.27 Petición y respuesta de la función: Lectura de bits (01H, 02H).

b.3) Funciones 3 y 4

Lectura de palabras del autómata. La trama es la indicada en la figura 1.28. Obsérvese que la petición indica el número de palabras a leer, mientras que en la respuesta se indica el número de octetos leídos.

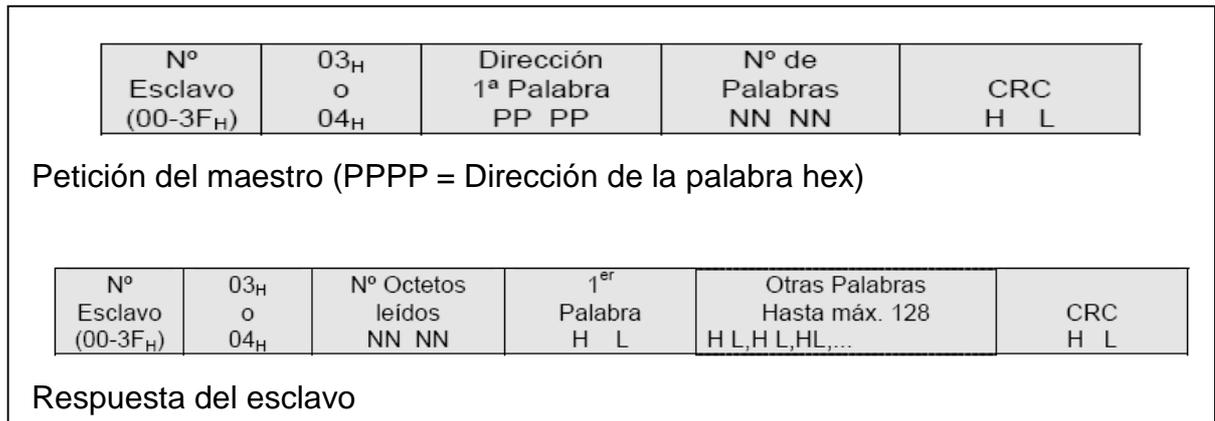


Fig. 1.28 Petición y respuesta de la función: Lectura de palabras (03H, 04H).

b.4) Función 5

Escritura de un bit. La trama es la indicada en la figura 1.29. El direccionamiento del bit se efectúa tal como se ha indicado para las funciones 1 y 2.

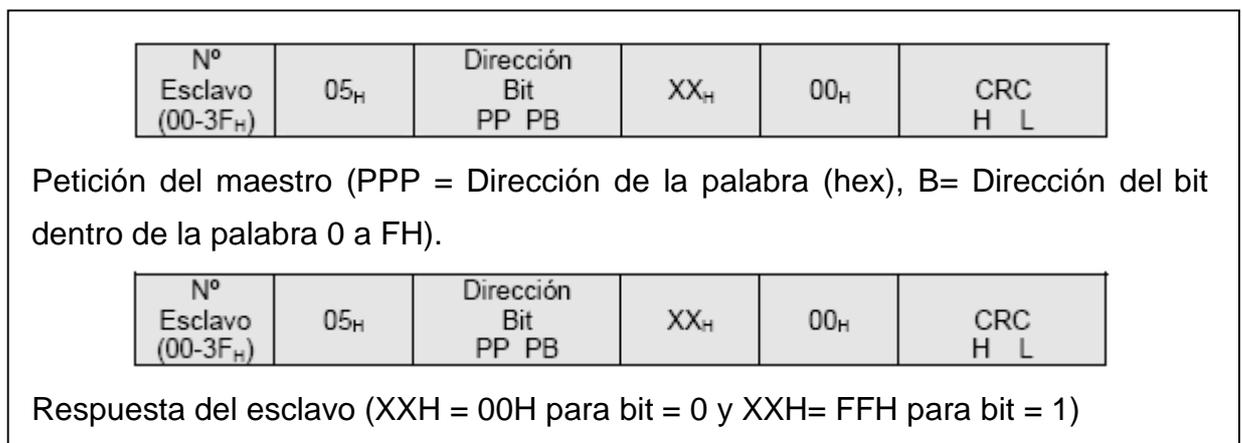


Fig. 1.29 Petición y respuesta de la función: Escritura de un bit (05H).

b.5) Función 6

Escritura de una palabra. La trama es la indicada en la figura 1.30.

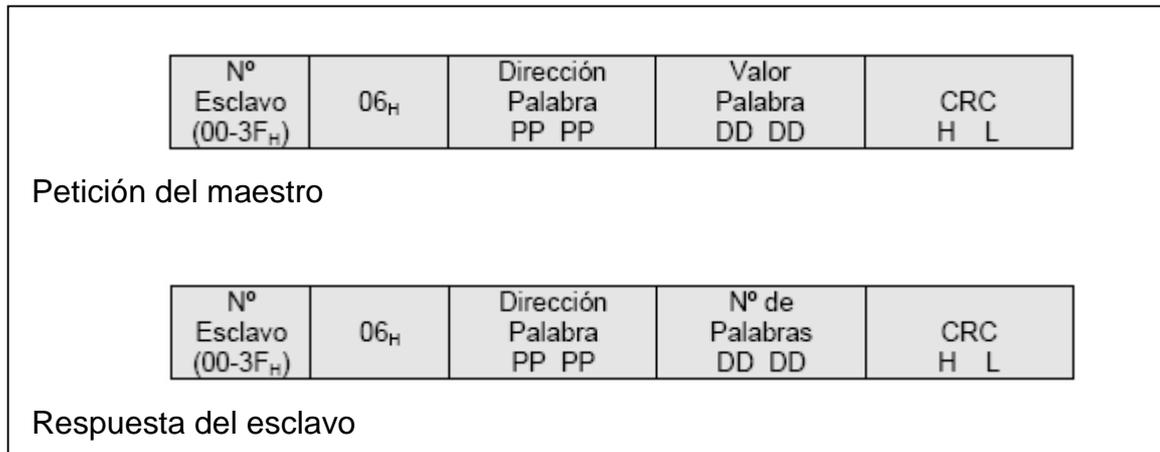


Fig. 1.30 Petición y respuesta de la función: Escritura de una palabra (06H).

b.6) Función 7

Petición de lectura rápida de un octeto. La trama es la mostrada en la figura 1.31.

Obsérvese que la petición no tiene campo de dirección, esto es debido a que el octeto legible por esta función es fijo en cada esclavo y viene fijado en su configuración.

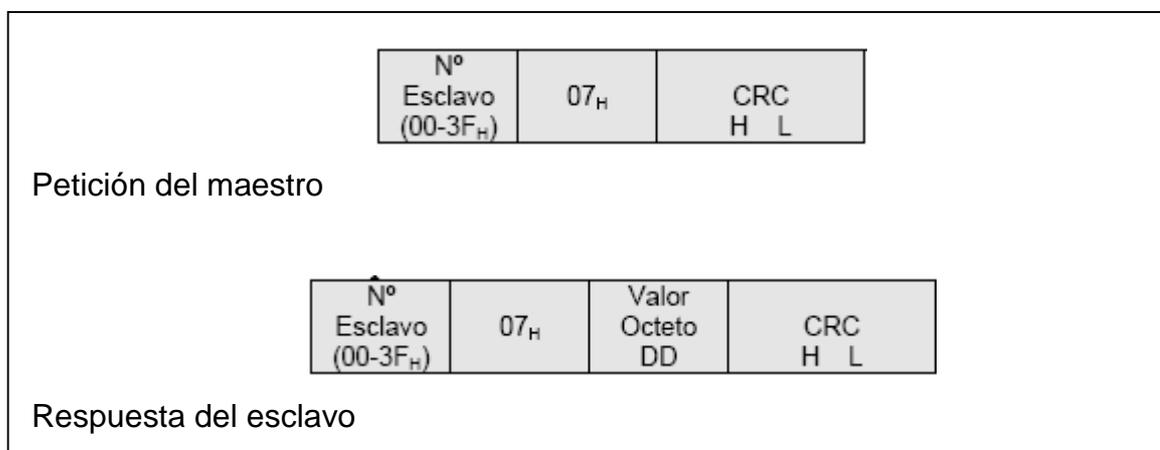


Fig. 1.31 Petición y respuesta de la función: Lectura rápida de un octeto (07H).

b.7) Función 8

Petición del contenido y control de los 8 primeros contadores de diagnóstico de un esclavo (véase tabla 1.5). Las tramas de petición y respuesta pueden verse en la figura 1.32.

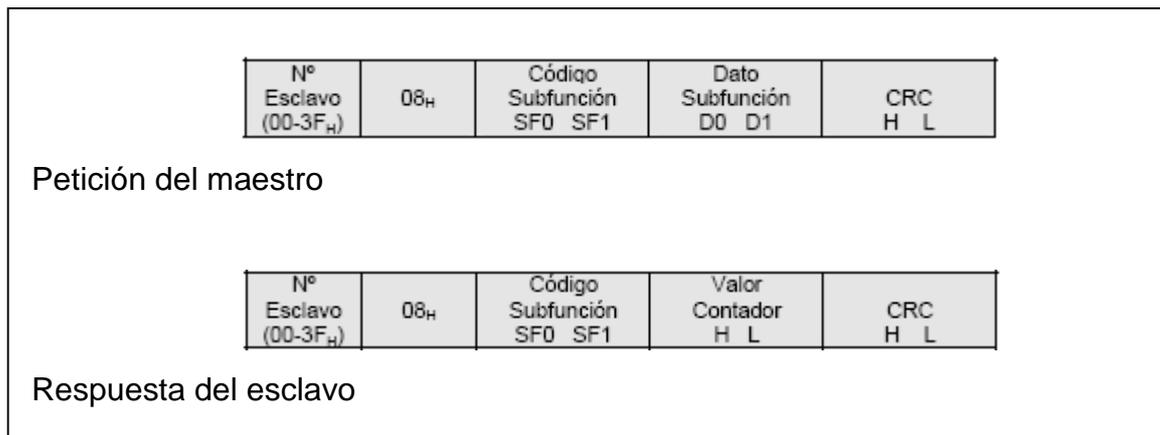


Fig. 1.32 Petición y respuesta de la función: Control de contadores (08H).

Tabla 1.5 Contenido para Diagnóstico de los Contadores.

Subfunción Nº	Subfunción Código		Datos D0 D1		Tarea
0	00 _H	00 _H	XY _H	ZT _H	El esclavo envía el eco XYZT de petición como test.
3	00 _H	03 _H	ZZ _H	00 _H	Modifica el carácter de fin de trama en modo ASCII por ZZ _H
10	00 _H	0A _H	00 _H	00 _H	Puesta a cero de los contadores
11	00 _H	0B _H	00 _H	00 _H	Lectura del contador 1
12	00 _H	0C _H	00 _H	00 _H	Lectura del contador 1
13	00 _H	0D _H	00 _H	00 _H	Lectura del contador 1
14	00 _H	0E _H	00 _H	00 _H	Lectura del contador 1
15	00 _H	0F _H	00 _H	00 _H	Lectura del contador 1
18	00 _H	12 _H	00 _H	00 _H	Lectura del contador 1

b.8) Función 11

La petición del contenido del contador de diagnóstico número 9, no se realiza por la función 8, sino por la función 11. Las tramas de petición y respuestas son las indicadas por la figura 1.33.

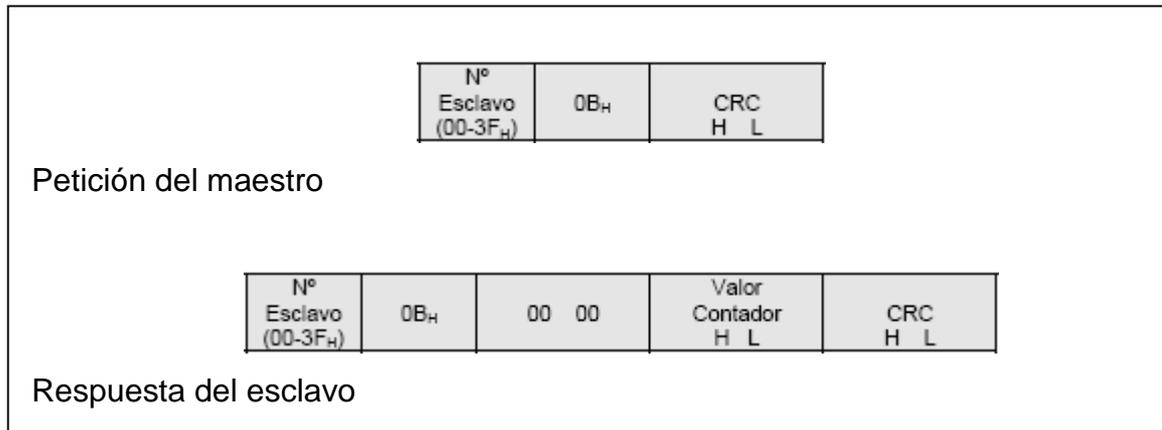


Fig. 1.33 Petición y respuesta de la función: Contenido contador 9 (0B_H).

b.9) Función 15

Escritura de bits del autómata. La trama es la indicada en la figura 1.34. La forma de direccionamiento es análoga a la indicada para las funciones 1 y 2.

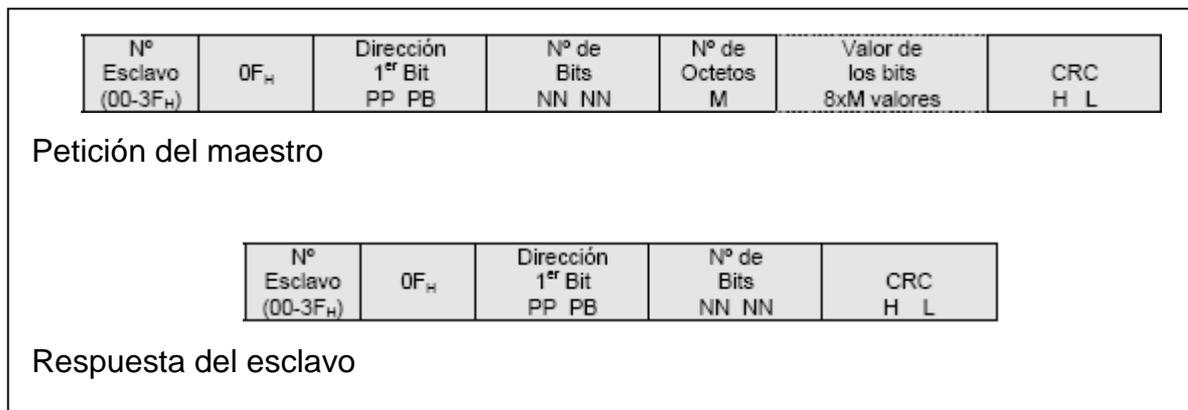


Fig. 1.34 Petición y respuesta: Escritura de bits (0F_H).

b.10) Función 16

Escritura de palabras del autómatas. La trama es la indicada en la figura 1.35.

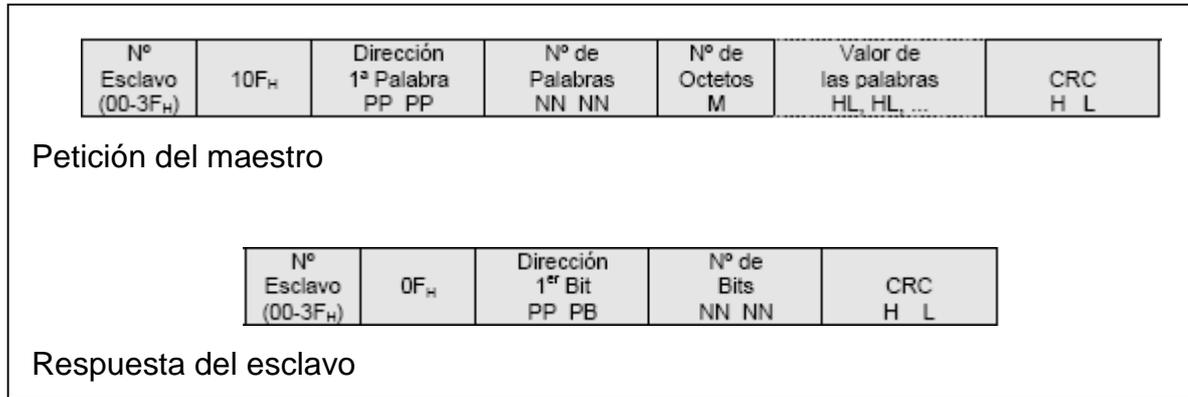


Fig. 1.35 Petición y respuesta: Escritura de palabras (10H).

b.11) Mensajes de error

Puede ocurrir que un mensaje se interrumpa antes de terminar. Cada esclavo interpreta que el mensaje ha terminado si transcurre un tiempo de silencio equivalente a 3,5 caracteres. Después de este tiempo el esclavo considera que el carácter siguiente es el campo de dirección de esclavo de un nuevo mensaje.

Cuando un esclavo recibe una trama incompleta o errónea desde el punto de vista lógico, envía un mensaje de error como respuesta, excepto en el caso de mensajes de difusión. La trama del mensaje de error es la indicada en la figura 1.36.

Nº Esclavo (00-3F _H)	Código Función	Código Error	CRC H L
--	-------------------	-----------------	------------

Respuesta del esclavo

Fig. 1.36 Trama de mensaje de error.

Código Función = Código función recibido + 80H

Código Error = 01 Código de Función erróneo

02 Dirección incorrecta

03 Datos incorrectos

06 Autómata ocupado

Si la estación maestra no recibe respuesta de un esclavo durante un tiempo superior a un límite establecido, declara el esclavo fuera de servicio, a pesar de que al cabo de un cierto número de ciclos hace nuevos intentos de conexión.

c) Nivel de aplicación

Como se ha dicho a nivel general de buses de campo, el nivel de aplicación de Modbus no está cubierto por un software estándar, sino que cada fabricante suele suministrar programas para controlar su propia red. No obstante, el nivel de concreción en la definición de las funciones permite al usuario el desarrollo de software propio para gestionar cualquier red, incluso con productos de distintos fabricantes.

1.5.5.3 Protocolo Modbus/JBUS

JBUS es una designación utilizada por la firma APRIL para un bus propio que presenta gran similitud con Modbus, con protocolos prácticamente idénticos.

La designación JBUS, de la misma forma que Modbus, corresponde a un protocolo de enlace más que a una red propiamente dicha. Puede, por tanto, implementarse con cualquiera de las conexiones físicas normalizadas.

Este tipo de protocolo puede ser usado para consultar los datos desde la estación maestra a varias estaciones esclavas, conectadas a través de un enlace multipunto.

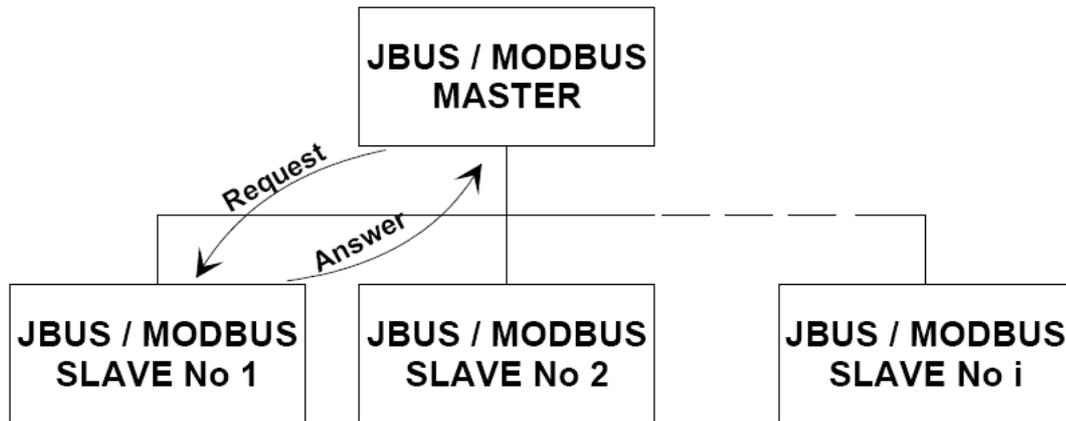


Fig. 1.37 Petición y Respuesta entre Maestro/Esclavo.

Existen dos tipos de comunicación entre la estación maestra y la estación esclava:

- El maestro habla al esclavo y espera que éste responda.
- El maestro habla a todos los esclavos sin esperar una respuesta de éstos.

El maestro dirige la conexión y solamente éste es el que toma la iniciativa de comunicación, repitiendo las peticiones en el caso de una conexión incorrecta y declara a un esclavo como perdido si éste no responde dentro del tiempo de comunicación establecido.

La estación maestra puede direccionar 255 esclavos numerados del 1 al 255.

a) Definición de la trama Modbus/JBUS

La trama Modbus/JBUS se presenta en la figura 1.38.

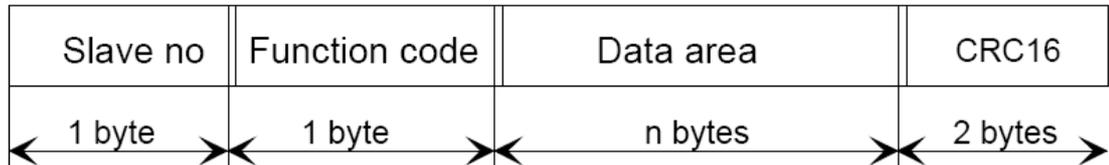


Fig. 1.38 Trama Modbus/JBUS.

a.1) Esclavo nº

Número de direcciones de los esclavos 1 a 255.

a.2) Códigos de función

Indica el tipo de intercambio de datos. Por ejemplo: 3 para leer n palabras, 16 para escribir n palabras.

a.3) Área de datos

Campo de información relacionado a la función: dirección de la palabra, valor de la palabra, número de palabras, etc.

a.4) Control de Redundancia Cíclica CRC16

Palabra usada para detectar errores en la transmisión.

b) Comparación entre JBUS y Modbus

La arquitectura de la red, el formato general de la trama y muchos de los códigos de función de ambos buses coinciden exactamente. Existen, sin embargo, algunos códigos de función cambiados, otros que presentan ligeras diferencias o funciones añadidas.

Como diferencias más relevantes citaremos las siguientes:

- Posee un registro de estado en cada estación que permite un diagnóstico de la estación.

- El número de esclavo para JBUS (1er byte de la trama) permite valores que van del 01_H hasta el FF_H. Permite, por tanto, direccionar 255 esclavos en vez de 63. El número 00_H se reserva igualmente para mensajes difundidos.

- Las funciones disponibles son prácticamente las mismas en ambos protocolos, pero algunos códigos de función (2º byte de la trama) y de las subfunciones no coinciden.

Tabla 1.6 Funciones idénticas Modbus/Jbus.

Función	Código	Tarea
1	01 _H	Lectura de n bits de salida o internos
2	02 _H	Lectura de n bits de entradas
3	03 _H	Lectura de n palabras de salidas o internos
4	04 _H	Lectura de n palabras de entradas
5	05 _H	Escritura de un bit
6	06 _H	Escritura de una palabra
7	07 _H	Lectura rápida de 8 bits
15	0F _H	Escritura de n bits
16	10 _H	Escritura de n palabras

1.6 SISTEMAS SCADA Y HMI

SCADA se trata de una aplicación de software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

En este tipo de sistemas usualmente existe un ordenador, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Estos sistemas son partes integrales de la mayoría de los ambientes industriales complejos o muy geográficamente dispersos, ya que pueden recoger la información de una gran cantidad de fuentes muy rápidamente, y la presentan a un operador en una forma amigable. Los sistemas SCADA mejoran la eficacia del

proceso de monitoreo y control proporcionando la información oportuna para poder tomar decisiones operacionales apropiadas.

Ahora no sólo se puede supervisar el proceso, sino además tener acceso al historial de las alarmas y variables de control con mayor claridad, combinar bases de datos relacionadas, presentar en un simple computador, por ejemplo, una hoja de cálculo, documento de texto, siendo así todo el sistema más amigable.

1.6.1 DEFINICIÓN GENERAL DE SCADA

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) es un sistema industrial de mediciones y control que consiste en una computadora principal o master, generalmente llamada Estación Maestra, Master Terminal Unit o MTU); una o más unidades de control obteniendo datos de campo, generalmente llamadas estaciones o unidades remotas o RTU, y una colección de software estándar y/o a la medida usado para monitorear y controlar remotamente dispositivos de campo. Los sistemas SCADA contemporáneos exhiben predominantemente características de control a lazo abierto y utilizan comunicaciones generalmente interurbanas, aunque algunos elementos de control a lazo cerrado y/o de comunicaciones de corta distancia pueden también estar presentes.

Sistemas similares a un sistema SCADA son vistos rutinariamente en fábricas, plantas de tratamiento, etc. Éstos son llamados a menudo como Sistemas de Control Distribuidos DCS. Tienen funciones similares a los sistemas SCADA, pero las unidades de colección o de control de datos de campo se establecen generalmente dentro de un área confinada. Las comunicaciones pueden ser vía una red de área local (LAN), y serán normalmente confiables y de alta velocidad.

Un sistema SCADA por otra parte, generalmente cubre áreas geográficas más grandes, y normalmente depende de una variedad de sistemas de comunicación menos confiables que una LAN. Un sistema SCADA se utiliza para vigilar y controlar la planta industrial o el equipamiento. El control puede ser automático, o iniciado por comandos de operador. La adquisición de datos es lograda en primer lugar por las RTU que exploran las entradas de información de campo conectadas con ellos.

Esto se hace generalmente a intervalos muy cortos. La MTU entonces explorará las RTU generalmente con una frecuencia menor. Los datos se procesarán para detectar condiciones de alarma, y si una alarma estuviera presente, sería catalogada y visualizada en listas especiales de alarmas. Los datos pueden ser de tres tipos principales:

- Datos analógicos (por ejemplo números reales) que quizás sean presentados en gráficos.
- Datos digitales (on/off) que pueden tener alarmas asociadas a un estado o al otro.
- Datos de pulsos (por ejemplo conteo de revoluciones de un medidor) que serán normalmente contabilizados o acumulados.

La interfaz primaria al operador o HMI es una pantalla que muestra una representación de la planta o del equipamiento en forma gráfica. Los datos vivos se muestran como dibujos o esquemas en primer plano (foreground) sobre un fondo estático (background).

Mientras los datos cambian en campo, el foreground es actualizado (una válvula se puede mostrar como abierta o cerrada, etc.). Los datos analógicos se pueden mostrar como números, o gráficamente (esquema de un tanque con su nivel de

líquido almacenado). El sistema puede tener muchas de tales pantallas, y el operador puede seleccionar los más relevantes en cualquier momento.

1.6.2 NECESIDAD DE UN SISTEMA SCADA

- Que el número de variables del proceso que se necesita monitorear sea alto.
- El proceso debe tener transmisores y actuadores geográficamente distribuidos.

Esta condición no es limitativa, ya que puede instalarse un SCADA para la supervisión y control de un proceso concentrado en una localidad.

- La información del proceso se necesita en el momento en que los cambios se producen en el mismo, o, en otras palabras, la información se requiere en tiempo real.
- Que exista la necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de la planta, así como la toma de decisiones, tanto gerenciales como operativas.
- Que los beneficios obtenidos en el proceso a ser controlado justifiquen la inversión en un sistema SCADA. Estos beneficios pueden reflejarse en aumento de la producción, de la confiabilidad, de los niveles de seguridad, etc.
- La complejidad del proceso requiere que la mayoría de las acciones de control sean iniciadas por un operador. En caso contrario, se podría optar por un Sistema de Control Automático, el cual puede constituir o ser parte de un Sistema de Control Distribuido, que contaría con PLCs, Controladores o una combinación de ellos.

1.6.3 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA SCADA

Los sistemas SCADA, en su función de sistemas de control, dan una nueva característica de automatización que realmente pocos sistemas ofrecen: la de supervisión.

Sistemas de control hay muchos y muy variados y todos, bien aplicados, ofrecen soluciones óptimas en entornos industriales. Lo que hace de los sistemas SCADA una herramienta diferenciativa es la característica de control supervisado. De hecho, la parte de control viene definida y sujeta, por el proceso a controlar, y en última instancia, por el hardware e instrumental de control o los algoritmos lógicos de control aplicados sobre la planta los cuales pueden existir previamente a la implantación del sistema SCADA, el cual se instalará sobre y en función de estos sistemas de control.

En consecuencia, supervisamos el control de la planta y no solamente monitorizamos las variables que en un momento determinado están actuando sobre la planta; esto es, podemos actuar y variar las variables de control en tiempo real, algo que pocos sistemas permiten con la facilidad intuitiva que dan los sistemas SCADA.

Se puede definir la palabra supervisar como ejercer la inspección superior en determinados casos, ver con atención o cuidado y someter una cosa a un nuevo examen para corregirla o repararla permitiendo una acción sobre la unidad supervisada. La labor del supervisor representa una tarea delicada y esencial desde el punto de vista normativo y operativo; de ésta acción depende en gran medida garantizar la calidad y eficiencia del proceso que se desarrolla.

En el supervisor descansa la responsabilidad de orientar o corregir las acciones que se desarrollan. Por lo tanto tenemos una toma de decisiones sobre las

últimas acciones de control por parte del supervisor, que en el caso de los sistemas SCADA, estas recaen sobre el operario.

Esto diferencia notablemente los sistemas SCADA de los sistemas clásicos de automatización donde las variables de control están distribuidas sobre los controladores electrónicos de la planta y dificulta mucho una variación en el proceso de control, ya que estos sistemas una vez implementados no permiten un control a tiempo real óptimo. La función de monitorización de estos sistemas se realiza sobre un PC industrial ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla de ordenador, lo que se denomina un HMI (Human Machine Interface), como en los sistemas SCADA, pero sólo ofrecen una función complementaria de monitorización: Observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías

Es decir, los sistemas de automatización de interfaz gráfica tipo HMI básicos, ofrecen una gestión de alarmas en formato rudimentarias mediante las cuales la única opción que le queda al operario es realizar una parada de emergencia, reparar o compensar la anomalía y realizar un reset. En los sistemas SCADA, se utiliza un HMI interactivo el cual permite detectar alarmas y a través de la pantalla solucionar el problema mediante las acciones adecuadas en tiempo real. Esto otorga una gran flexibilidad a los sistemas SCADA. En definitiva, el modo supervisor del HMI de un sistema SCADA no solamente señala los problemas, sino lo mas importante, orienta en los procedimientos para solucionarlos.

A menudo, las palabras SCADA y HMI inducen cierta confusión en los profanos (frecuentemente alentada por los mismos fabricantes en su afán de diferenciar el producto o exaltar comercialmente el mismo). Ciertamente es que todos los sistemas SCADA ofrecen una interfaz gráfica PC-Operario tipo HMI, pero no todos los sistemas de automatización que tienen HMI son SCADA. La

diferencia radica en la función de supervisión que pueden realizar estos últimos a través del Sistema HMI.

- **Adquisición y almacenado de datos**, para recoger, procesar y almacenar la información recibida, en forma continua y confiable.

- **Representación gráfica** y animada de variables de proceso y monitorización de éstas por medio de alarmas

- **Ejecutar acciones de control**, para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.) bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.

- **Arquitectura abierta y flexible** con capacidad de ampliación y adaptación

- **Conectividad** con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación

- **Supervisión**, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.

- **Transmisión**, de información con dispositivos de campo y otros PC.

- **Base de datos**, gestión de datos con bajos tiempos de acceso.

- **Presentación**, representación gráfica de los datos. Interfaz del Operador o HMI (Human Machine Interface).

- **Explotación** de los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.

- **Alertar** al operador de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.

1.6.4 REPRESENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA

Las redes industriales, limitadas antes a comunicar los diferentes dispositivos de campo (transductores y transmisores con actuadores) han ido evolucionando para poder procesar los datos que una planta moderna debe generar para ser competitiva, segura y confiable. Así mismo, han tenido que desarrollarse para poder satisfacer las necesidades de información que ahora se tiene no solo a nivel de proceso sino también a nivel de gerencia.

Para poder satisfacer estos requerimientos, que implica que en una red industrial moderna deban coexistir equipos de todo tipo, es necesario agruparlos en una forma jerárquica, de tal forma que se optimice su uso, administración y mantenimiento.



Fig. 1.39 Distribución jerárquica de un sistema SCADA.

1.6.4.1 Nivel de Gestión

Se encarga de integrar los niveles inferiores a una estructura organizada y jerárquica. Las máquinas en este nivel sirven de enlace entre el proceso productivo y el área de gestión, en la cual se requiere información sobre ventas, tiempos de producción, repuestos en bodega, etc. Emplean redes tipo LAN y WAN que funcionan bajo protocolos como Ethernet.

1.6.4.2 Nivel de Control

Se encarga de enlazar y controlar los distintos procesos, líneas de producción de una planta industrial. A este nivel se sitúan los PLCs de gran desempeño y poder, así como computadoras destinadas a diseño, control de calidad, programación. Suelen emplear redes tipo LAN que funcionan bajo el protocolo Ethernet.

1.6.4.3 Nivel de Campo y Proceso

Aquí se realiza la integración de la información generada y requerida por los procesos de campo automáticos y controlados que utilizan PLCs y Controladores, multiplexores de Entrada / Salida (I/O), controladores PID, etc., conectados en subredes. Aquí es frecuente encontrar uno o varios autómatas modulares, actuando como maestros. En este nivel se emplean los buses o redes industriales de campo que funcionan bajo protocolos como Fieldbus, Profibus, por mencionar algunos.

1.6.4.4 Nivel de I/O

Es el nivel más próximo a las variables físicas de la planta. Aquí se hallan los sensores (transmisores) y actuadores encargados de medir y controlar los procesos productivos, respectivamente. Basados en la información que se recoge en este nivel, aplicaciones de control toman las decisiones necesarias que

garanticen una correcta automatización y supervisión. En este nivel se emplean protocolos como: Seriplex, Hart, CanBus, etc.

1.6.5 PRESTACIONES DE UN SISTEMA SCADA

Las prestaciones que puede ofrecernos un sistema SCADA son las siguientes:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del ordenador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- Desarrollo de informes, avisos y documentación en general.
- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso el programa total sobre el autómeta.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador, y no sobre la del autómeta, menos especializado, etc.

Con ellas, se pueden desarrollar aplicaciones basadas en el PC, con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco o impresora, control de actuadores, etc.

1.6.6 REQUISITOS DE UN SISTEMA SCADA

Estos son algunos de los requisitos que debe cumplir un sistema SCADA para sacarle el máximo provecho:

- Deben ser sistemas de arquitecturas abiertas, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.

- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente para el usuario con los equipos de la planta y con el resto de la empresa (acceso a redes locales y de gestión).

Los programas deberán ser sencillos de instalar, sin excesivas exigencias, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario (sonido, imágenes, pantallas táctiles, etc.).

1.6.7 HARDWARE DE LOS SISTEMAS SCADA

Un sistema SCADA, como aplicación de software industrial específica, necesita ciertos componentes inherentes de hardware en su sistema, para poder tratar y gestionar la información captada.

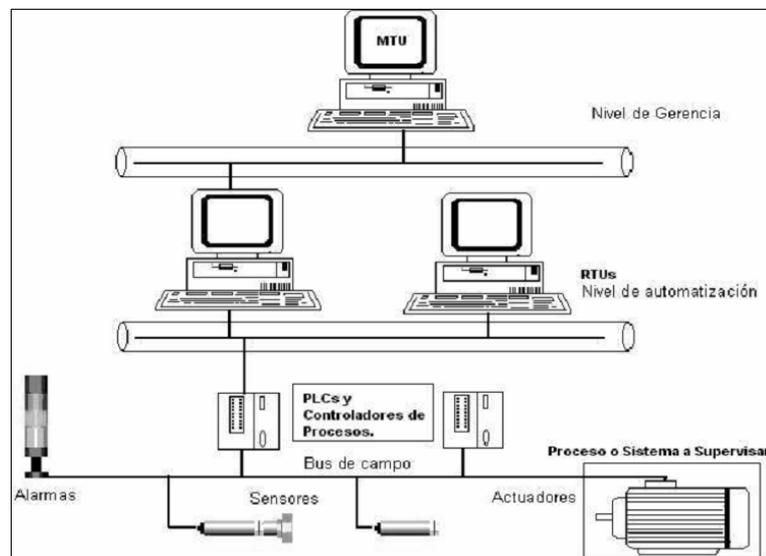


FIGURA 1.40 Hardware de un sistema SCADA.

1.6.7.1 Unidades Maestras MTU

La parte más visible de un sistema SCADA es la estación central o MTU. Éste es el centro neurálgico del sistema, y es el componente del cual el personal de operaciones se valdrá para ver la mayoría de la planta. Una MTU a veces se llama HMI.

Todas las MTU del SCADA deben presentar una serie de características, algunas de estas son las siguientes:

- Adquisición de datos.- Recolección de datos de las unidades remotas de telemetría (RTU)

- Gráficos de tendencia.- Salvar los datos en una base de datos, y ponerlos a disposición de los operadores en forma de gráficos.

- Procesamiento de Alarmas.- Analizar los datos recogidos de las RTU para ver si han ocurrido condiciones anormales, y alertar a personal de operaciones sobre las mismas.

- Control.- Control a Lazo Cerrado, e iniciados por operador.

- Visualizaciones.- Gráficos del equipamiento actualizado para reflejar datos del campo.

- Informes.-La mayoría de los sistemas SCADA tienen un ordenador dedicado a la producción de reportes conectado en red (LAN o similar) con el principal.

- Mantenimiento del Sistema Espejo.- Se debe mantener un sistema idéntico con la capacidad segura de asumir el control inmediatamente sí la principal falla.

- Interfaces con otros sistemas.- Transferencia de datos hacia y desde otros sistemas corporativos para, por ejemplo, el procesamiento de órdenes de trabajo, de compra, la actualización de bases de datos, etc.

- Seguridad.-Control de acceso a los distintos componentes del sistema.

- Administración de la red.- Monitoreo de la red de comunicaciones.

- Administración de la Base de datos.- Agregar nuevas estaciones, puntos, gráficos, puntos de cambio de alarmas, y en general, reconfigurar el sistema.

- Aplicaciones especiales.- Casi todos los sistemas SCADA tendrán cierto software de aplicación especial, asociado generalmente al monitoreo y al control de la planta específica en la cual se está utilizando.

- Sistemas expertos, sistemas de modelado.- Los más avanzados pueden incluir sistemas expertos incorporados, o capacidad de modelado de datos.

1.6.7.2 Controladores Lógicos Programables PLC

El hecho es que las tareas automatizadas de control, visualización y computación pueden ser efectuadas por los PLC (conectados en red mediante los módulos adecuados) mejor que con sistemas exclusivos de control basados en PC. Lo que finalmente es práctico, no obstante, depende de un gran número de factores y la mayoría deben ser considerados individualmente para cada proyecto de automatización.

Así, por ejemplo, los actuales conocimientos y preferencias del usuario pueden jugar un mayor papel que la pura potencia del ordenador. Los factores cruciales, no obstante, son los atributos de capacidad en tiempo real y las propiedades de seguridad que hasta ahora han sido fuertemente asociadas con el PLC, aunque el PC también puede disponer de la característica de capacidad en tiempo real. Un

sistema de control es inconcebible sin capacidad en tiempo real. Es común en sistemas de control por ordenador tener que elegir, según las características del sistema a supervisar, entre el PLC o el PC. Se debe elegir aquel hardware que mejor se adapte a las necesidades del sistema a supervisar.

Los controladores lógicos programables, en la mayoría de los casos, están diseñados específicamente para ser empleados en ambientes industriales exigentes y han sido continuamente desarrollados de forma que sus sistemas operativos en tiempo real representan su mayor virtud. Ellos son y seguirán siendo, no obstante, la primera elección para todo control de tareas críticas o extremas por su rendimiento y simpleza, en los que un PC podría estar simplemente "sobrecargado" debido al trabajo que le pueden suponer otras tareas de ámbito común, como la gestión y visualización de datos, accesos a periféricos, bases de datos, etc..

Si, además del control de tareas, se necesita un procesamiento de datos, trabajo en red o visualización (una aplicación SCADA), un sistema basado en PC debe ser tomado en consideración.

1.6.7.3 Uso del PC como centro neural de la MTU

En casa y en la oficina, el ordenador personal continúa con su progreso. El PC se ha establecido en un gran número de campos. Los componentes hardware y software están siendo cada vez más potentes y más rentables. Es lógico, por tanto, que la industria quiera tomar provecho de este hecho, para reducir costes y/o incrementar la productividad.

Ciertas tareas industriales están actualmente en manos de los ordenadores desde hace tiempo: desde emplear la tecnología Windows cuando se manejan pedidos y/o se ajustan parámetros de maquinaria hasta preparar o visualizar datos prácticamente de cualquier tipo.

No hay que sorprenderse entonces, que los especialistas en automatización y los usuarios estén pensando ahora en qué forma se pueden transferir al PC otras tareas, para poder llegar a un mayor ahorro. Más recientemente un gran número de simuladores de PLC por software ha aparecido en el mercado, que están ayudando a transferir el control de tareas al disco duro y presentan una automatización más efectiva en costes en una simple pieza de hardware (el PC).

Los computadores personales o PC tienen múltiples matices en cuanto a temas, arquitectura y forma de utilizarse, entre ellos tenemos:

- Supervisión de Procesos, en el que se utilizan fundamentalmente los recursos del procesador para mostrar dinámicamente el funcionamiento de un proceso.

- El control, en el que el procesador, a través de interfaces de entradas y salidas específicas permite manipular directamente el proceso.

- El sistema SCADA, Control Supervisado y Adquisición de datos, en el que se realizan las dos funciones anteriores para sistemas relativamente complejos en los que generalmente está involucrada las comunicaciones. Cada una de estas tres categorías puede aplicarse en cualquier actividad sea industrial o manufacturera, tanto en el laboratorio como en la planta.

Las computadoras industriales están preparadas para trabajar en los ambientes duros de la industria.

Los sistemas SCADA están constituidos por el Hardware, que generalmente es una red de controladores y estaciones remotas de adquisición de datos. El corazón de un sistema SCADA está en el Software SCADA, que es el encargado de supervisar y controlar el proceso a través del Hardware de control, generalmente el software SCADA trabaja conjuntamente con un PLC o una red de dispositivos industriales. Este software permite supervisar el proceso desde un computador, así como realizar las acciones de control a través del PLC,

dispositivo o sistema de control. En el mercado existen varios programas que realizan esta función.

Tan importante como el Hardware es el Software especializado para el control y la supervisión de procesos. Los niveles de software podrían ser escalonados en:

- Software de manejo a nivel de registros para las interfaces.

- Programas de usuario en lenguajes de alto nivel, utilizando rutinas suministradas por los fabricantes de hardware.

- Sistemas de desarrollo y generadores de código fuente dedicados a la adquisición y procesamiento de datos así como el control y supervisión de procesos.

- Paquetes de control y supervisión de procesos, que permiten administrar el hardware de control de procesos.

1.6.7.4 Unidades Remotas de Telemetría RTU

Las unidades remotas de telemetría consisten en una pequeña y robusta computadora que almacenaba datos y los transmite a la terminal maestra para que esta controle los instrumentos.

Es una unidad independiente de adquisición y control de datos. Su función es controlar el equipamiento de proceso en el sitio remoto, adquirir datos del mismo, y transferirlos al sistema central SCADA. La gama de RTU ofrece una solución universal para el control de instalaciones técnicas de todo tipo.

Hay dos tipos básicos de RTU: de un solo módulo, compactos, que contienen todas las entradas de datos en una sola tarjeta, y modulares que tienen un módulo CPU separado, y pueden tener otros módulos agregados, normalmente

enchufándolos en una placa común (similar a una PC con una placa madre donde se montan procesador y periféricos).

Una RTU de un solo módulo tiene normalmente entradas y salidas fijas, por ejemplo, 16 entradas de información digital, 8 salidas digitales, 8 entradas de información analógicas, y 4 salidas analógicas. No es normalmente posible ampliar su capacidad.

Un RTU modular se diseña para ser ampliado agregando módulos adicionales. Los módulos típicos pueden ser un módulo de 8 entradas análogas, un módulo de 8 salidas digitales.

En la actualidad gracias a la modularidad funcional y material, las unidades remotas pueden ser utilizadas tanto para satisfacer necesidades de transmisión de alarmas como para la supervisión completa de una compleja instalación de telegestión, en forma autónoma o acoplada a módulos de expansión.

La mayoría de terminales incluyen un software embarcado que integra potentes recursos de comunicación y supervisión, sin necesidad de programación específica claro que se tiene que tomar un cuenta que este software es específico de cada compañía y no son compatibles entre sí.

La mayor parte de las RTU tienen como características principales:

- Comunicaciones a través de la red telefónica fija y móvil, radio enlaces, líneas dedicadas, bus de campo.

- Adquisición y mando (señales digitales y analógicas, conteos).

- Capacidad: entre 280 y 700 variables (según las aplicaciones).

-Procesamientos y automatismos parametrizables. Almacenamiento de datos a largo plazo (alarmas, medidas, conteos, informes).

-Alerta hacia estaciones maestras, buscapersonas y teléfonos móviles.

-Módulos especializados (automatización y gestión de las estaciones de elevación).

-Enlaces entre instalaciones (entre remota y remota, entre remotas y módulos).

-Compatibilidad con otros productos (autómatas programables, analizadores, controladores, medidores, ordenadores de supervisión.)

1.6.7.5 Red de Comunicación

Éste es el nivel que gestiona la información que los instrumentos de campo envían a la red de ordenadores desde el sistema. El tipo de bus utilizado en las comunicaciones puede ser muy variado según las necesidades del sistema y del software escogido para implementar el sistema SCADA, ya que no todos los software pueden trabajar con todos los tipos de bus.

Hoy en día, gracias a la estandarización de las comunicaciones con los dispositivos de campo, podemos implementar un sistema SCADA sobre prácticamente cualquier tipo de bus. Podemos encontrar SCADA sobre formatos estándares como los RS-232, RS-422 y RS-485 a partir de los cuales, y mediante un protocolo TCP/IP, pasando por todo tipo de buses de campo industriales que funcionan bajo protocolos de campo tales como: HART o MODBUS. Protocolos más sofisticados como PROFIBUS, FIELDBUS, constituyen las redes industriales. Las redes administrativas trabajan, por otro lado, en la forma de redes LAN que se adhieren a sus propios protocolos, siendo las redes Ethernet las más populares. Esto significa que en alguna parte deben conectarse ambas redes físicamente y lógicamente y para esto debe haber traductores de

protocolos de comunicación que les posibilite entenderse. Y hasta formas más modernas de comunicación como Bluetooth (Bus de Radio), Micro-Ondas, Satélite, Cable.

A parte del tipo de bus, existen interfaces de comunicación especiales para la comunicación en un sistema SCADA como puede ser módems para estos sistemas que soportan los protocolos de comunicación SCADA y facilitan la implementación de la aplicación

Otra característica de las comunicaciones de un sistema SCADA es que la mayoría se implementan sobre sistemas WAN de comunicaciones, es decir, los distintos terminales RTU pueden estar deslocalizados geográficamente.

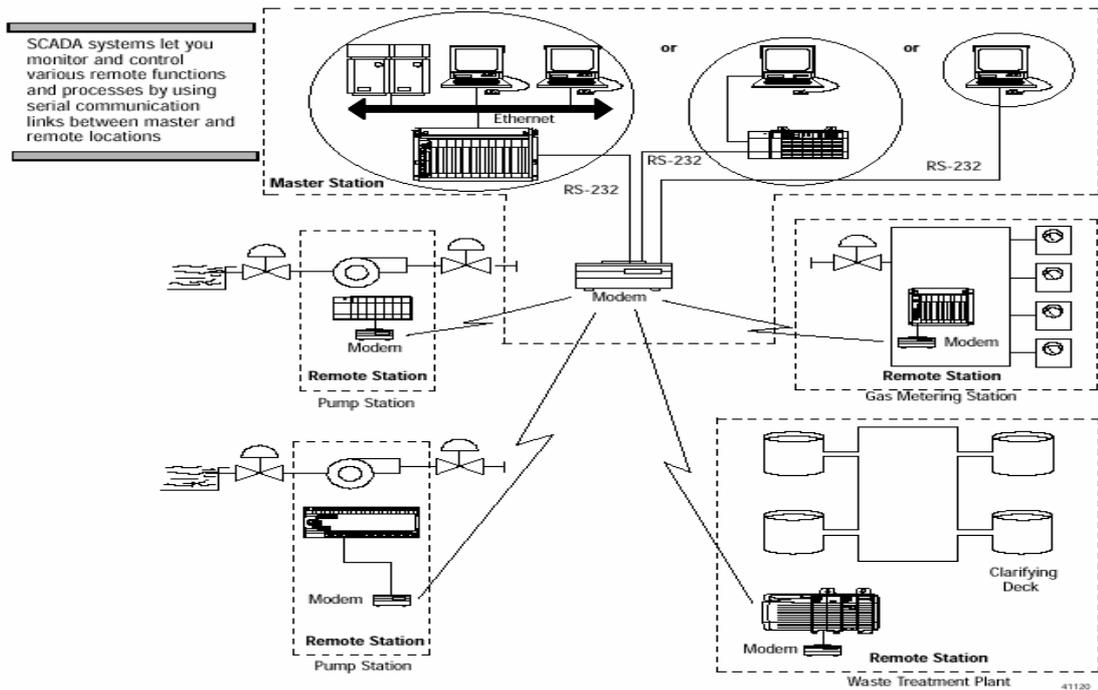


Fig. 1.41 Red de comunicación de un sistema SCADA.

1.6.7.6 Instrumentos de Campo

Son todos aquellos que permiten tanto realizar la automatización o control del sistema (PLCs, controladores de procesos industriales, y actuadores en general) como los que se encargan de la captación de información del sistema (sensores y alarmas).

Una característica de los Sistemas SCADA es que sus componentes son diseñados por distintos proveedores, sin coordinación entre sí. Así, se tienen diferentes proveedores para las RTU, modems, radios, minicomputadores, software de supervisión e interfase con el operador, software de detección de pérdidas, etc.

1.6.7.7 Sistema de Control Distribuido DCS

El término DCS, viene de las siglas Distributed Control System, es un sistema de control distribuido que cumple con sus funciones de control a través de una serie de módulos de control automáticos e independientes, distribuidos en una planta o proceso.

La filosofía de funcionamiento de esta arquitectura es evitar que el control de toda la planta esté centralizado en una sola unidad, que es lo que se busca con el SCADA. De esta forma, si una unidad de control falla, el resto de unidades podría seguir funcionando.

1.6.8 Sistemas HMI/SCADA

1.6.8.1 Entorno de un Sistema HMI/SCADA

Para obtener las características y prestaciones propias de un sistema HMI/SCADA, su software debe presentar las siguientes funciones:

- Manejo del soporte o canal de comunicación.
- Manejo de uno o varios protocolos de comunicación (Drive)
- Manejo y actualización de una Base de Datos
- Administración de alarmas (Eventos)
- Generación de archivos históricos.
- Interfaces con el operador (HMI - Human Machine Inteface)
- Capacidad de programación
- Transferencia dinámica de datos (DDE)
- Conexión a redes
- Capacidad para comunicarse con múltiples redes de instrumentos, aun siendo de distinta procedencia y fabricantes.

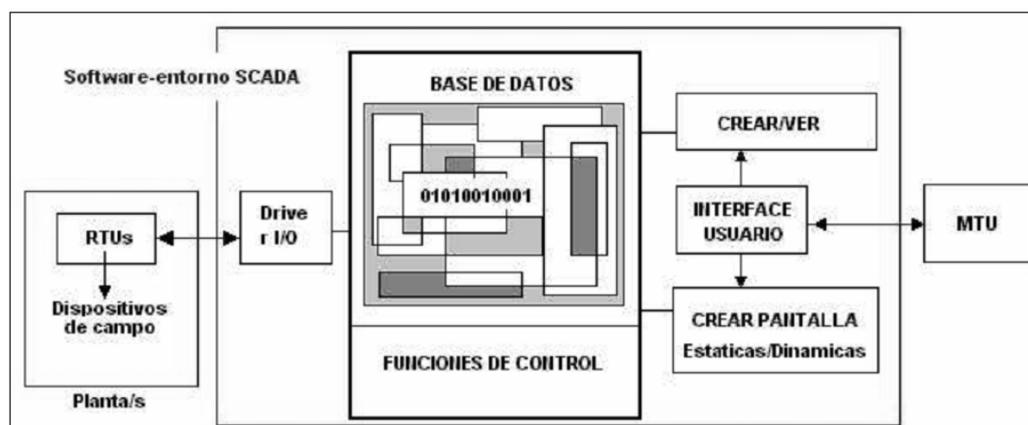


Fig. 1.42 Estructura del Software HMI/SCADA.

1.6.8.2 Componentes de un Sistema HMI/SCADA

Los módulos o bloques software que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control son los siguientes:

a) Configuración

Permite al usuario definir el entorno de trabajo de su aplicación según la disposición de pantallas requerida y los niveles de acceso para los distintos usuarios.

Dentro del módulo de configuración el usuario define las pantallas gráficas o de texto que va a utilizar, importándolas desde otra aplicación o generándolas desde el propio SCADA. Para ello, se incorpora un editor gráfico que permite dibujar a nivel de píxel (punto de pantalla) o utilizar elementos estándar disponibles, líneas, círculos, textos o figuras, con funciones de edición típicas como copiar, mover, borrar, etc.

También durante la configuración se seleccionan los drivers de comunicación que permitirán el enlace con los elementos de campo y la conexión o no en red de estos últimos, se selecciona el puerto de comunicación sobre el ordenador y los parámetros de la misma, etc.

En algunos sistemas es también en la configuración donde se indican las variables que después se van a visualizar, procesar o controlar, en forma de lista o tabla donde pueden definirse a ellas y facilitar la programación posterior.

b) Interfaz gráfica del operador

Proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta.

El proceso a supervisar se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación de uso general durante la configuración del paquete.

Los sinópticos están formados por un fondo fijo y varias zonas activas que cambian dinámicamente a diferentes formas y colores, según los valores leídos en la planta o en respuesta a las acciones del operador.

Se tienen que tener en cuenta algunas consideraciones a la hora de diseñar las pantallas:

- Las pantallas deben tener apariencia consistente, con zonas diferenciadas para mostrar la planta (sinópticos), las botoneras y entradas de mando (control) y las salidas de mensajes del sistema (estados, alarmas).
- La información presentada aparecerá sobre el elemento gráfico que la genera o soporta, y las señales de control estarán agrupadas por funciones.
- La clasificación por colores ayuda a la comprensión rápida de la información.
- Los colores serán usados de forma consistente en toda la aplicación: si rojo significa peligro o alarma, y verde se percibe como indicación de normalidad, éste será el significado dado a estos colores en cualquier parte de la aplicación.

Presintiendo dificultades en la observación del color debe añadirse alguna forma de redundancia, sobre todo en los mensajes de alarma y atención: textos adicionales, símbolos gráficos dinámicos, intermitencias, etc.

c) Módulo de proceso

Ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas.

Sobre cada pantalla se puede programar relaciones entre variables del ordenador o del dispositivo de campo que se ejecutan continuamente mientras la pantalla esté activa. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel.

Es muy frecuente que el sistema SCADA confíe a los dispositivos de campo, principalmente autómatas, el trabajo de control directo de la planta, reservándose para sí las operaciones propias de la supervisión, como el control del proceso, análisis de tendencias, generación de históricos, etc.

Las relaciones entre variables que constituyen el programa de mando que el SCADA ejecuta de forma automática pueden ser de los tipos siguientes:

- Acciones de mando automáticas preprogramadas dependiendo de valores de señales de entrada, salida o combinaciones de éstas.

- Maniobras o secuencias de acciones de mando.

- Animación de figuras y dibujos, asociando su forma, color, tamaño, etc., al valor actual de las variables.

- Gestión de recetas, que modifican los parámetros de producción (consignas de tiempo, de conteo, estados de variables, etc.) de forma preprogramada en el tiempo o dinámicamente según la evolución de planta.

d) Gestión y archivo de datos

Se encarga del almacenamiento y procesado ordenada de los datos, según formatos claros para periféricos hardware (impresoras, registradores) o software (bases de datos, hojas de cálculo) del sistema, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

Pueden seleccionarse datos de planta para ser capturados a intervalos periódicos, y almacenados, como un registro histórico de actividad, o para ser procesados inmediatamente por alguna aplicación software para presentaciones estadísticas, análisis de calidad o mantenimiento.

Esto último se consigue con un intercambio de datos dinámico entre el SCADA y el resto de aplicaciones que corren bajo el mismo sistema operativo.

Por ejemplo, el protocolo DDE de Windows permite intercambio de datos en tiempo real. Para ello, el SCADA actúa como un servidor DDE que carga variables de planta y las deja en memoria para su uso por otras aplicaciones Windows, las lee en memoria para su propio uso después de haber sido escritas por otras aplicaciones.

Una vez procesados, los datos se presentan en forma de gráficas analógicas, histogramas, representación tridimensional, etc., que permiten después analizar la evolución global del proceso.

e) Gráfica de tendencias

El recurso de graficación de tendencias es una función base incluida en cada sistema SCADA. La computadora se puede utilizar para resumir y exhibir los datos que está procesando.

Las tendencias de valores analógicos sobre el tiempo son muy comunes. Recoger los datos y resumirlos en informes para los operadores y gerencia son características normales de un sistema SCADA.

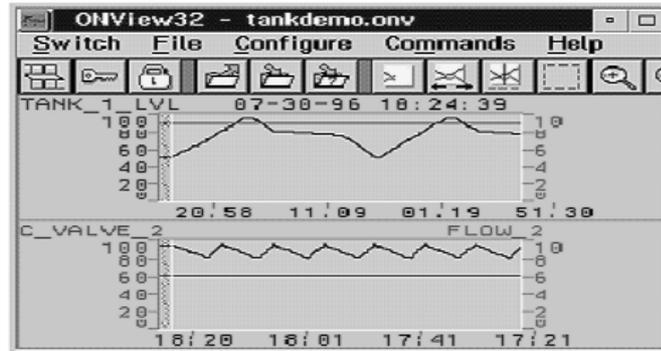


Fig. 1.43 Ejemplo de una pantalla de gráfica de tendencias en tiempo real.

La graficación incluye elementos tales como diagramas X-Y, la capacidad de re-escalar la tendencia mientras es mostrada, la capacidad de visualizar coordenadas para seleccionar una característica en la tendencia y visualizar los valores asociados a ella, histogramas, múltiples valores independientes en una tendencia, y gráficos de información de estado. El sistema de tendencias trabaja normalmente creando un archivo para cada tendencia con casilleros para los valores de datos que se renovarían en una frecuencia especificada.

A medida que se adquieren los datos de campo, se ubican en los archivos de tendencia, quedando disponibles para su posterior análisis. Hay normalmente un límite superior a la cantidad de datos que puedan ser guardados.

Lo siguiente es un indicativo de una especificación típica para grafico de tendencia de datos.

- Se deberán proporcionar la capacidad del grafico de tendencia de variables en tiempo real, históricas, análogas y de estado, en función del tiempo y diagramas de una variable contra otras variables.

- Las bases de tiempo para cada tendencia deberán ser configurables a partir de una muestra por minuto a una muestra por semana o según amerite el proceso (u otros valores que puedan ser deseables especificar).
- Serán proporcionados histogramas, gráficos de barra y X-Y, gráficos de Y-T, etc.
- Por lo menos cuatro puntos independientes serán configurables para cada pantalla de visualización de tendencias para el gráfico de tendencia simultáneo.
- Será posible vía un puntero o una línea seleccionar una muestra individual y hacer que el sistema exhiba el valor para esa muestra.
- También será posible, o en la configuración o durante la visualización, asignar mayor o menor magnitud a la escala vertical para cada punto (por ejemplo en vez de 0-100%, hacer un zoom sobre 20-50%).
- Al ver tendencias, será posible aumentar o disminuir el rango de tiempo de los datos disponibles.
- La configuración de las tendencias, incluyendo la asignación de los puntos del grafico de tendencia y la selección de los períodos que se visualizarán para cada punto, serán opciones de menú.
- Cuando la recuperación de datos de campo se vea demorada por alguna razón, por ejemplo, debido a fallas de comunicación, o debido al uso de las técnicas de Reportes por Excepción, los datos serán salvados retrospectivamente en los archivos de tendencia.

f) Procesamiento de alarmas

La característica del procesamiento de alarmas se ha asociado siempre a las funciones de las áreas de control de la planta. La computadora procesa todos los

datos como vienen del campo, y considera si la variable ha entrado en alarma. Para los valores digitales, uno de los estados (0 o 1) se puede señalar como estado de alarma. Para valores analógicos es normal que se definan límites de alarmas tal que si el valor cae fuera de estos límites, considerarlo como en alarma. Las alarmas se clasifican normalmente en varios niveles de prioridad, con la prioridad más alta siendo a menudo reservada para las alarmas de seguridad. Esto permite que el operador seleccione una lista de las alarmas más importantes. Cuando un punto entra en alarma, debe ser validada por el operador. Un código es asociado a veces por el operador en ese momento para explicar la razón de la alarma.

Esto ayuda en el análisis posterior de los datos. Es común tener cierto anuncio audible de la alarma, alguna señal sonora en la sala de operaciones.

Un problema común para los sistemas SCADA es la "inundación" de alarmas. Cuando ocurre un trastorno importante del proceso, a menudo un evento de alarma causa otro y así sucesivamente. A menudo en el entusiasmo inicial, los límites de alarma se especifican firmemente, y aún en valores que no son realmente importantes. La inundación de alarmas resultante puede abrumar al personal de operaciones, y ocultar la causa inicial del problema.

Los recursos de alarmas incluyen la capacidad de identificar al personal de operaciones por su acceso, y exhibir solamente las alarmas relevantes a su área de responsabilidad, y de suprimir alarmas, por ejemplo, cuando la planta está bajo mantenimiento. Algunos sistemas sofisticados pueden resolver la inundación de alarmas identificando secuencias de causas y efectos.

1.6.9 Interfaces de Comunicación

Es la que permite al PC MTU acceder a los dispositivos de campo, a través de los RTU. Así, la interfaz de comunicación enlazará el MTU con los distintos RTU del sistema a través del bus de campo.

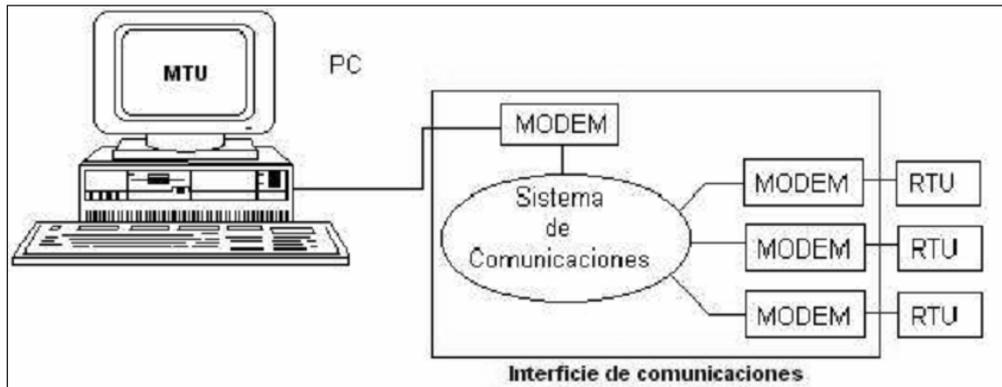


Fig. 1.44 Diagrama de conexionado informático de un sistema SCADA.

La interfaz de comunicación consta de distintos elementos:

- La base del sistema de comunicación es el Bus de Campo que es el que transporta la información y las ordenes de control; éste vendrá definido en función del tamaño del sistema SCADA (número de entradas y salidas del sistema), distancias entre RTU y/o disponibilidad del servicio público de comunicación.
- Los Modems que conectan físicamente los RTU y el MTU al bus.
- El módulo de comunicaciones contiene los drivers de conexión con el resto de elementos digitales conectados, entendiendo el driver como un programa (software) que se encarga de la iniciación del enlace, aplicación de los formatos, ordenación de las transferencias, etc., en definitiva, de la gestión del protocolo de comunicación. Estos protocolos pueden ser abiertos (ModBus, FieldBus, Map, etc.), o propios de fabricante.

Estos drivers, propios del software SCADA, deben comunicarse con otros paquetes de software por medio de DDE (Dynamic Data Exchange) DLL (Dynamic Link Libraries) como canal de comunicación, implementados por el sistema operativo, que permite que diversos paquetes de software envíen y reciban datos comunes. Por ejemplo se puede relacionar una celda de una hoja

de cálculo con una variable del sistema y así variar puntos de consignas del proceso, o bien comunicación directa con los drivers de entrada/salida de los dispositivos de campo.

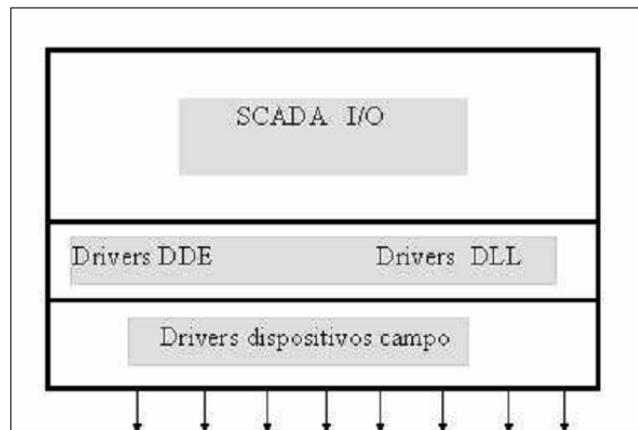


Fig. 1.45 Arquitectura de los drivers en un SCADA.

1.6.9.1 Tecnologías de integración Microsoft y Drivers específicos

a) COM/DCOM

COM (Component Object Model) permite que una aplicación utilice funcionalidades de otra aplicación residente en la misma computadora, ello se hace incorporando a la aplicación principal objetos software propio de la otra aplicación. DCOM (Distributed COM) supone extender el estándar COM a sistemas formados por redes.

b) Visual Basic para Aplicaciones (VBA)

VBA es el lenguaje de programación (basado en scripts) incorporado en las aplicaciones de Microsoft Office y ofrece diversas ventajas. Está muy extendido y es aceptado por diversos fabricantes, por lo que se va convirtiendo en un estándar de facto que presenta una muy buena relación entre potencia y dificultad de aprendizaje y uso. El uso de un lenguaje común también facilita la integración

de objetos suministrados por terceros, en la medida que aplican este mismo estándar. Además, permite interactuar directamente con las aplicaciones de Office (Access, Excel, Word, etc), y de otros productos compatibles.

c) Interfaz OPC

OPC (OLE for Process Control) es el estándar diseñado para comunicar sistemas y dispositivos, figura 1.46. Esto incluye tanto las comunicaciones entre un software HMI/SCADA y los buses de comunicación con los dispositivos industriales, como las comunicaciones entre una aplicación SCADA y otras aplicaciones como puedan ser las de gestión, abriendo a estas últimas el acceso a los datos de planta, como datos históricos, etc.

Es decir, OPC corresponde a un conjunto de especificaciones basadas en los estándares de Microsoft (COM, DCOM, OLE Automation, y ActiveX) que cubren los requerimientos de comunicación industrial entre aplicaciones y dispositivos, especialmente en lo que se refiere a la atención al tiempo real.

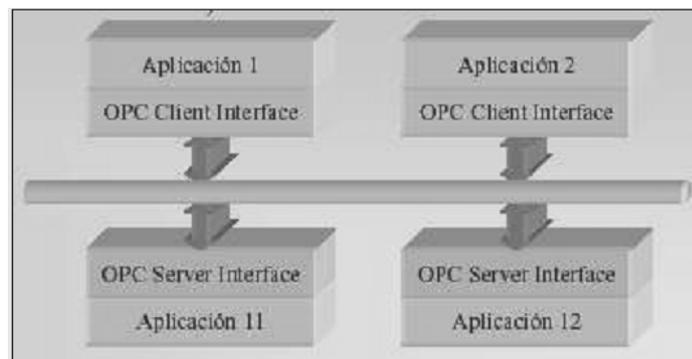


Fig. 1.46 Interfaz OPC Servidor/Cliente.

d) ActiveX

Incorporar un Control ActiveX en una pantalla supone añadir un objeto con código asociado que realiza una determinada función de forma totalmente integrada

dentro de la aplicación que estamos tratando, basta con establecer los enlaces necesarios entre las variables de la aplicación y las del Control ActiveX.

Un Control ActiveX no es un lenguaje de programación, es una pequeña pieza de software, escrita según las especificaciones COM, y tiene propiedades, métodos y eventos. Cuando Usted compra un objeto ActiveX en realidad compra una licencia para usar este objeto en su aplicación. Un objeto ActiveX puede ser el servidor o driver de un PLC. Este driver tiene propiedades para definir los datos a ser leídos desde el PLC, métodos para iniciar la lectura de los valores y eventos para informar que los datos han sido recibidos desde el PLC

Debido a que los objetos ActiveX son basados en COM, ellos pueden ser usados en cualquier aplicación que soporta COM, tal como Visual Basic, Internet Explorer, Borland Delphi, Software SCADA Genesis32 de Iconics, etc.

Existen varios objetos ActiveX que pueden comprarse independientemente para agregarlos a su aplicación SCADA basada en tecnología COM. Tenemos por ejemplo drivers para comunicación con PLC's, DCS, conectividad a bases de datos, reportes, tendencias, símbolos de instrumentos de medición, selectores, barras indicadoras, etc.

e) Conectividad remota WebServer o Conexión a través de Internet

El trabajo en un entorno Intranet es considerado normal para bastantes proveedores que incluyen funcionalidades de cliente y de servidor de Web.

Algunas de las ventajas de la utilización de Internet en los entornos SCADA son el ofrecimiento de una funcionalidad total, ofreciendo su operatividad a través de cualquier navegador estándar. La información en tiempo real de la planta de proceso es inmediatamente accesible para cualquier persona autorizada de la organización, esté donde esté, con el coste más bajo.

Por ejemplo, mediante la herramienta VBScript de Visual Basic usada en el web browser de Microsoft Internet Explorer, se permite que en una aplicación INTRANET dentro de una planta, se pueda construir páginas Web usando controles ActiveX para visualizar datos de planta. Esta aplicación SCADA usa un PLC con servidor ActiveX (OPC) para adquisición de datos, gráficos dinámicos y tendencias basadas en ActiveX. Los usuarios ven la información en una interface amigable y usan un software modular que integra sus diversos componentes gracias a un lenguaje estándar que tiene la posibilidad de reutilizar los scripts.

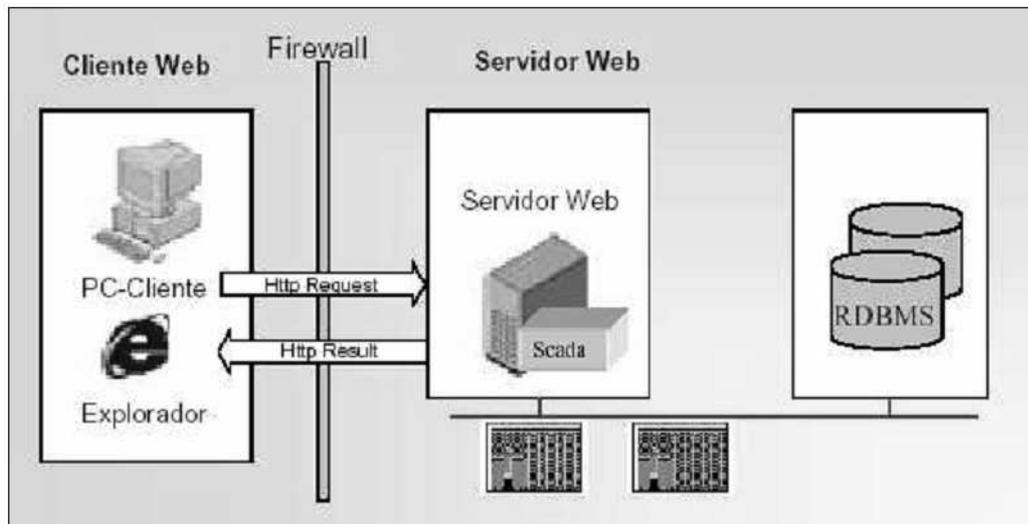


Fig. 1.47 Configuración cliente/servidor para conexión remota.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS Y DISEÑO

2.1 ESPECIFICACIÓN DE REQUISITOS DEL SISTEMA

2.1.1 SITUACIÓN ACTUAL

La medición del consumo de energía eléctrica se la realiza a través de medidores electromecánicos, estos equipos no poseen las herramientas para la implementación de un sistema que integre la medición, monitoreo y reporte automático de los parámetros de consumo eléctrico.

Cabe resaltar que la planta tampoco cuenta con una herramienta que permita monitorear y analizar la calidad de energía que entrega la Empresa Eléctrica hacia la fábrica, así también la forma en que el funcionamiento en conjunto de toda planta afecta a la calidad de energía.

Todos estos factores relacionados al consumo de energía eléctrica no llevan un registro automático de datos que permita mantener un control del consumo en relación al registro que realiza el Centro Nacional de Control de Energía CENACE.

La medición del consumo de combustible, específicamente de diesel no se la tiene incorporada de ninguna forma, únicamente se realiza una medición manual del nivel de los tanques para la contrastación con la compra de dicho combustible.

2.1.2 PARÁMETROS UTILIZADOS

Los parámetros que se describen a continuación, muestran los datos de placa de los transformadores ubicados en cada uno de los procesos, los cuales servirán para el dimensionamiento y configuración de los elementos a utilizar en el sistema, además se muestra el consumo aproximado de combustible en las máquinas papeleras MP5 y MP2.

2.1.2.1 Datos Eléctricos

Transformador Conversión 1

Potencia: 500KVA

Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC

Corriente (PRIMARIO): 20.92A

Voltaje (SECUNDARIO): 440 VAC

Corriente (SECUNDARIO): 656.10A

Transformador Conversión 2

Potencia: 500KVA

Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC

Corriente (PRIMARIO): 20.92A

Voltaje (SECUNDARIO): 220 VAC

Corriente (SECUNDARIO): 1312.16A

Transformador Máquina de Papel 2

Potencia: 1500KVA

Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC

Corriente (PRIMARIO): 62.76A
Voltaje (SECUNDARIO): 440 VAC
Corriente (SECUNDARIO): 1968.23A

Transformador Máquina de Papel 5: Sub-Estación de AC

Potencia: 1500KVA
Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC
Corriente (PRIMARIO): 62.76A
Voltaje (SECUNDARIO): 460 VAC
Corriente (SECUNDARIO): 1882.66A

Transformador Máquina de Papel 5: Sub-estación de DC

Potencia: 1500KVA
Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC
Corriente (PRIMARIO): 62.76A
Voltaje (SECUNDARIO): 460 VAC
Corriente (SECUNDARIO): 1882.66A

Transformador Planta Procesadora de Pasta 2: Sistema 1

Potencia: 500KVA
Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC
Corriente (PRIMARIO): 20.92A
Voltaje (SECUNDARIO): 440 VAC
Corriente (SECUNDARIO): 656.10A

Transformador Planta Procesadora de Pasta 2: Sistema 2

Potencia: 500KVA

Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC

Corriente (PRIMARIO): 20.92A

Voltaje (SECUNDARIO): 440 VAC

Corriente (SECUNDARIO): 656.10A

Transformador Planta Procesadora de Pasta 5 y Planta de Tratamiento de Efluentes

Potencia: 2000KVA

Voltaje (PRIMARIO): 13800VAC

Corriente (PRIMARIO): 83.67A

Voltaje (SECUNDARIO): 460 VAC

Corriente (SECUNDARIO): 2510.22A

Transformador Servicios Energéticos

Potencia: 500KVA

Voltaje (PRIMARIO): 13200VAC

Corriente (PRIMARIO): 21.81A

Voltaje (SECUNDARIO): 440 VAC

Corriente (SECUNDARIO): 656.10A

Transformador Bombas Cutuchi

Potencia: 240KVA

Voltaje (PRIMARIO): 13200VAC

Corriente (PRIMARIO): 10.50A

Voltaje (SECUNDARIO): 220 VAC

Corriente (SECUNDARIO): 629,84A

2.1.2.2 Datos de Combustible

Máquina de Papel 5

Consumo aproximado: 1330 gal/día

Máquina de Papel 2

Consumo aproximado: 570 gal/día

2.1.3 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA

Los siguientes requisitos fueron sugeridos por el personal que conforma el Departamento de Mantenimiento Eléctrico y Servicios Energéticos de la Empresa Productos Familia Sancela del Ecuador S.A.”, con quienes se verificó que para el funcionamiento del sistema son relevantes los siguientes parámetros:

2.1.3.1 Medición de los siguientes parámetros en cada proceso de la planta

- Voltaje entre líneas.

- Corriente en la línea.

- Energías: Activa, Reactiva y Aparente.
- Potencias: Activa, Reactiva y Aparente.
- Factor de Potencia.
- Frecuencia.
- Distorsión Armónica: THD Voltaje y THD Corriente.
- Demanda Máxima de Potencia.
- Consumo Instantáneo y Totalizador de Diesel en las Máquinas Papeleras MP2 y MP5.

2.1.3.2 Base de Datos

- Guardar la información diaria en archivos planos⁸ cada 24 horas.
- Base de Datos generada directamente en WinCC.

2.1.3.3 Monitoreo Remoto

- Visualizar la información de los parámetros energéticos de cada proceso, a través de WinCC, en una computadora en la planta.
- Gráficos de tendencias de los parámetros a supervisar.
- Avisos de alarmas de los parámetros que estén fuera de los límites establecidos.

⁸ Archivos con extensión .txt

2.1.4 VISIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El proyecto consiste en medir, monitorear y registrar el consumo diario de energía eléctrica y otros parámetros eléctricos necesarios para llevar un adecuado control de los procesos, además otra parte fundamental del proyecto consiste en registrar el consumo diario de diesel de las máquinas papeleras MP2 y MP5.

Para ello se implementará y se sustituirá los medidores de energía eléctrica electromecánicos por un medidor electrónico de la marca Merlin Gerin, serie Power Logic PM500, los cuales han sido previamente instalados en ciertas áreas y Power Logic PM710 adquiridos por la discontinuidad de la serie PM500; para la instalación en las áreas restantes, los mismos que disponen de comunicación Modbus, permitiendo ser enlazados mediante una red tipo bus y proporcionar las mediciones de los parámetros solicitados en los Requisitos del Sistema.

Además se diseñará la infraestructura para colocar los flujómetros en las áreas donde son requeridos a fin de obtener un monitoreo del consumo de diesel.

Las señales que llegan desde los flujómetros serán ingresadas en una tarjeta de entradas análogas de un PLC Siemens S7-300, existente en la planta, a fin de realizar todas las operaciones necesarias y centralizar los datos en una computadora.

Tanto el PLC como los medidores Power Logic se comunicarán con una PC donde resida el software SCADA. Para ello es necesario implementar una red de comunicación que integre todas las etapas de la planta para poder obtener los datos requeridos y a tiempo.

Se diseñará una interfase gráfica de usuario HMI que correrá en una PC utilizando la aplicación WinCC V6.0 de la marca Siemens. Mediante esta interfase el usuario podrá monitorear las mediciones requeridas y obtener un registro de las mismas.

2.2 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA

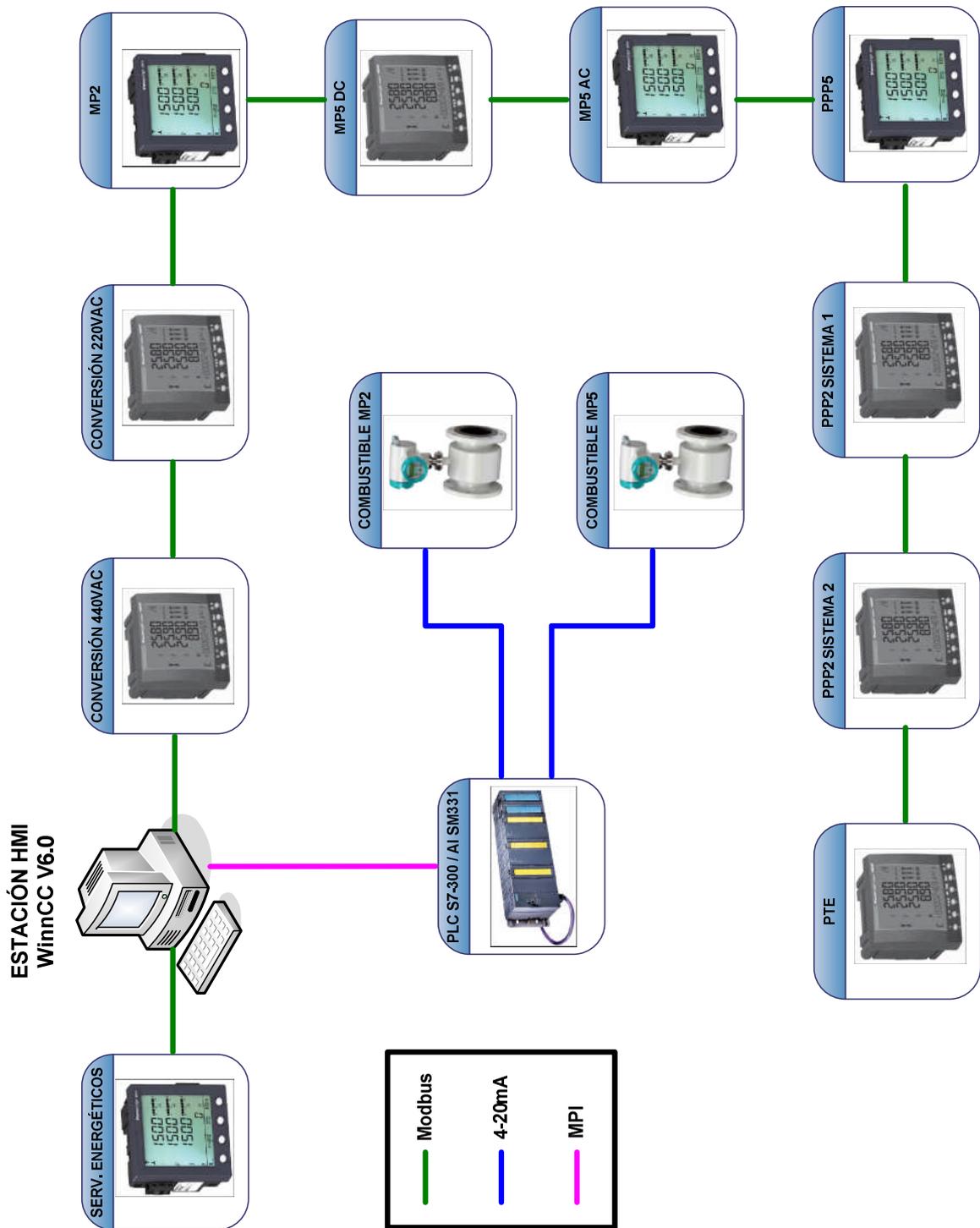


Fig. 2.1 Diagrama de Bloques del Sistema.

2.3 DISEÑO DEL HARDWARE

2.3.1 SELECCIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA

Debido a que cumple con los requerimientos necesarios del sistema se ha seleccionado los medidores de energía eléctrica de la marca Merlin Gerin, serie Power Logic PM500 y PM710.

2.3.2 SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para obtener una medición de la corriente utilizada en los procesos es necesario disponer de transformadores de corriente (CT) a fin de reducir los elevados niveles de la corriente a niveles menores o iguales a 5A que son los que pueden ser ingresados al medidor electrónico.

A continuación se detallan los procesos con sus respectivos niveles de corriente de secundario de los transformadores y los CT elegidos para la utilización y conexión en los medidores Power Logic de cada proceso.

Tabla 2.1 Selección de los Transformadores de Corriente.

PROCESO	CORRIENTE EN EL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR [A]	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LA CT [A]
Conversión 220 V	1312.16	1500/5
Conversión 440 V	656.10	1000/5
MP2	1968.23	2000/5
MP5 AC	1882.66	2000/5
MP5 DC	1882.66	2000/5

PP5 y PTE	2510.22	3000/5
PP2 Sistema 1	656.10	1000/5
PP2 Sistema 2	656.10	1000/5
Servicios Energéticos	656.10	800/5

2.4 DISEÑO DE LA RED DE COMUNICACIONES

Para la comunicación entre los medidores Power Logic, el PLC S7-300, y la computadora donde residirá el programa, para el monitoreo del consumo de energía eléctrica y combustible, se ha elegido un OPC Server Modbus para la comunicación de los medidores de energía, en tanto que para el PLC S7-300 se realizará un enlace directo MPI⁹, ya que el PLC y el software SCADA son de la marca Siemens.

Además para la medición del consumo de combustible se ha implementado una red industrial de bucle de 4 a 20 mA entre el transmisor de flujo y el módulo de entradas analógicas del PLC.

2.4.1 CONEXIÓN DEL POWER LOGIC PM500 / PM710 Y PC MEDIANTE UNA RED MODBUS

El estándar de comunicaciones RS485 permite la conexión entre 32 dispositivos, mediante dos conductores con una longitud máxima de 1200m, a una velocidad de 100 Kbps o más.

Adicionalmente este estándar nos permite configurar el tipo de conexión sea este de 2 o 4 hilos, para nuestro caso utilizaremos la configuración de 2 hilos, sin embargo, es recomendable conectar un tercer conductor a tierra, denominado

⁹ MPI Interfaz Multipunto

apantallamiento del cable de comunicaciones con el fin de proporcionar a la línea una protección adicional a las interferencias.

Es recomendable direccionar los cables de comunicaciones por caminos diferentes a los cables de potencia. Los cables de comunicaciones pueden canalizarse junto a cables de señal si éstos no están expuestos a fuentes de interferencia.

2.4.1.1 Características del medio físico de comunicación

El cable de red RS 485 necesario para interconectar los dispositivos debe tener las siguientes características:

- Par trenzado con blindaje de cable trenzado de cobre estañado, cobertura: > 65%.
- Resistencia por unidad de longitud: < 100 Ω / km.
- Calibre: AWG 24.
- Impedancia característica: 120 Ω .
- Capacidad eléctrica entre conductores: < 60 pF / m.
- Conductor y blindaje: < 100 pF / m.
- La longitud total del cable de red no debe ser superior a 1200 metros

Para la seguridad de las personas y para combatir eficazmente los efectos de las interferencias, el cableado de los sistemas que incluyen enlaces digitales deben cumplir una serie de reglas básicas dirigidas a establecer una red de conexión a tierra, equipotencial y mallada.

Debe prestarse especial atención cuando se realicen conexiones entre edificios con una conexión a tierra que no esté interconectada.

2.4.1.2 Cable de Par Trenzado

El cable de par trenzado es una forma de conexión en la que dos conductores son entrelazados para cancelar las interferencias electromagnéticas de fuentes externas y la diafonía¹⁰ de los cables adyacentes. El entrelazado de los cables disminuye la interferencia debido al área de bucle entre los cables, el cual determina el acoplamiento magnético en la señal.

En la operación de balanceado de pares, los dos cables suelen llevar señales iguales y opuestas (modo diferencial), las cuales son combinadas mediante sustracción en el destino. El ruido de los dos cables se cancela mutuamente en esta sustracción debido a que ambos cables están expuestos a interferencias electromagnéticas similares.

La tasa de trenzado, usualmente definida en vueltas por metro, forma parte de las especificaciones de un tipo concreto de cable. Cuanto mayor es el número de vueltas, mayor es la atenuación de la diafonía. Donde los pares no están trenzados, como en la mayoría de conexiones telefónicas residenciales, un

¹⁰ Se presenta debido a acoplamientos magnéticos entre los elementos que componen los circuitos perturbador y perturbado o por desequilibrios de admitancia entre los hilos de ambos circuitos.

miembro del par puede estar más cercano a la fuente que el otro y, por tanto, expuesto a niveles ligeramente distintos de interferencia electromagnética.

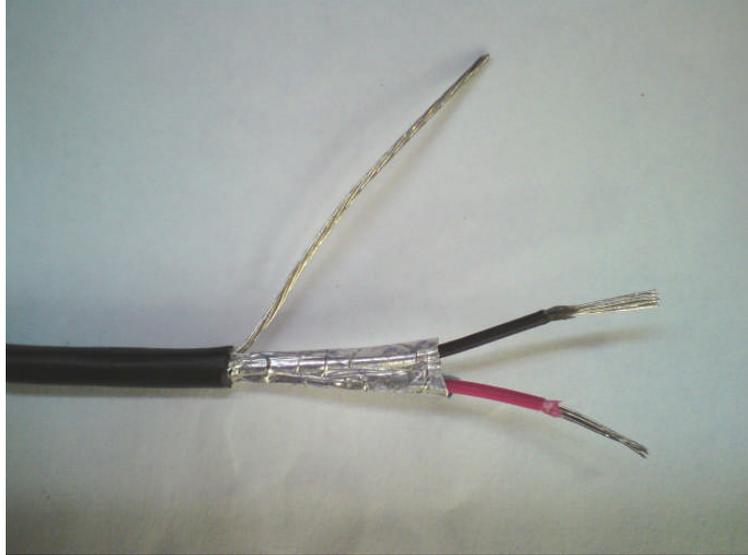


Fig. 2.2 Cable par trenzado apantallado.

2.4.1.3 Estructura del cable

Este tipo de cable, está formado por el conductor interno el cual está aislado por una capa de polietileno coloreado.

Debajo de este aislante existe otra capa de aislante de polietileno la cual evita la corrosión del cable debido a que tiene una sustancia antioxidante.

2.4.2 DISEÑO DE LOS PLANOS ELÉCTRICOS Y DE COMUNICACIÓN DE LOS MEDIDORES POWER LOGIC Y LA ESTACIÓN MAESTRA

La conexión eléctrica de los medidores se implementa en base a la configuración que poseen los transformadores de la planta, es decir, 3 fases y 1 neutro, con

estas especificaciones los medidores serán configurados con la opción Sistema 40, que significa, 4 hilos (3 fases y 1 neutro) y 3 CTs.

La conexión eléctrica de la red de comunicación se implementa en topología tipo bus, figura 2.3, conectando la resistencia terminadora de red en los medidores que se encuentren a los extremos de la red.

La estación maestra posee un conversor RS-232 – RS-485 conectado en el puerto serial COM1 de la PC, y a dicho conversor se halla conectada toda la red como un dispositivo más de ésta.

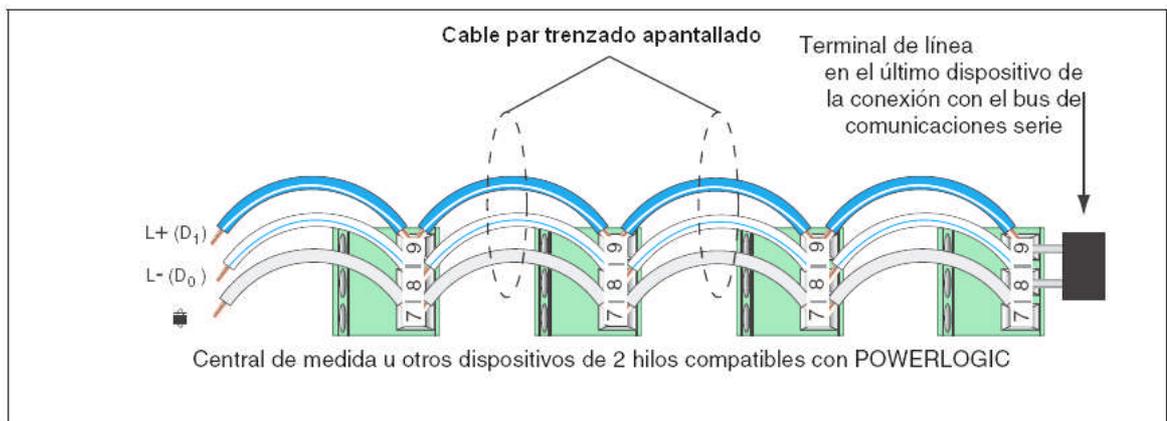


FIG. 2.3 Conexión física de los medidores mediante una red Modbus.

Los diagramas de las conexiones eléctricas y de comunicación se muestran en los planos del Anexo C.

2.5 SELECCIÓN DE COMPONENTES

Después de haberse realizado el análisis del sistema a desarrollar y el dimensionamiento de los equipos requeridos para el efecto, se ha establecido que se emplearán los siguientes materiales:

Tabla 2.2 Selección de Componentes.

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1	6	MEDIDOR DE ENERGÍA MERLIN GERIN PM 500
2	4	MEDIDOR DE ENERGIA MERLIN GERIN PM 710
3	10	MODULO DE COMUNICACIÓN MODBUS RS485
4	1	CONVERSIONOR RS232 - RS485
5	1	PC
6	1	PLC S-7300
7	1	MODULO DE ENTRADAS ANALÒGICAS
8	30	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

CABLE PAR TRENZADO APANTALLADO		
9		
TRAMO 1	50	TALLER MTTO. ELECTRICO - SUBESTACION CONVERSIÓN
TRAMO 2	120	SUBESTACION CONVERSIÓN – TABLERO PRINCIPAL ALIMENTACION PERINI 10
TRAMO 3	120	TABLERO PRINCIPAL ALIMENTACION PERINI10 - SUBESTACION MP2
TRAMO 4	130	SUBESTACION MP2 - SUBESTACION AC MP5
TRAMO 5	70	SUBESTACION AC MP5 - SUBESTACION PPP2
TRAMO 6	180	SUBESTACION PPP2 - SUBESTACION PTE
TRAMO 7	170	TALLER MTTO. ELECTRICO – SERV. ENERGÉTICOS
	TOTAL: 840m	

Los tramos correspondientes se muestran en el plano del Anexo C.

2.6 DISEÑO DEL SOFTWARE DE CONTROL

2.6.1 INTRODUCCIÓN

Para el diseño e implementación del Software de Control y HMI del sistema a desarrollarse se ha optado por el software de la marca Siemens WinnCC V6.0 debido a la estandarización tecnológica que se lleva a cabo en la empresa.

Además se ha utilizado un servidor OPC MOS General Modbus & Jbus Master de la marca Merz para la comunicación con los dispositivos de medición.

2.6.2 SELECCIÓN DEL OPC

Merz OPC MOS General Modbus & Jbus Master es el software que se encarga de regular las comunicaciones entre los diferentes dispositivos PM500 y PM710 de la marca Merlin Gerin. Este funciona bajo OPC (Object Linking and Embedding for Process Control) el cual es basado en la tecnología Microsoft OLE/COM.

OPC Foundation es una organización de importancia alrededor del mundo que involucra monitoreo, visualización y otras aplicaciones especialmente del área de control y monitoreo de procesos tecnológicos.

La necesidad de utilizar este tipo de OPC es debido a que esta comunicación se trata de un protocolo dedicado hasta cierto punto, debido a sus variantes de comunicación Modbus/Jbus. Al utilizar este OPC es necesario determinar el número de nodos a emplearse y el tipo de enlace entre los mismos.

En la tabla siguiente se describen los nodos a emplearse para el sistema de monitoreo del consumo de energía eléctrica de la planta.

Tabla 2.3 Descripción de los nodos requeridos.

DESCRIPCIÓN	DISPOSITIVO	NÚMERO DE NODOS
Conversión	PM500	2
MP2	PM710	1
MP5	PM500/ PM710	2
PP5	PM710	1
PP2	PM500	2
PTE	PM500	1
Servicios Energéticos	PM710	1
	TOTAL:	10

2.6.3 CONFIGURACIÓN DEL OPC MOS General Modbus & Jbus Master

El OPC MOS General Modbus & Jbus Master es un servidor que nos permite habilitar las comunicaciones del Power Logic PM500 y PM710 para enlazarlos con el software WinCC V6.0, donde residirá el HMI del proyecto.

Para configurar el OPC se debe seguir el siguiente procedimiento:

1.- Configurar la dirección del puerto COM del computador con la cual se enlazará físicamente la red con la PC.

2.- Ingresar al OPC MOS General Modbus & Jbus Master

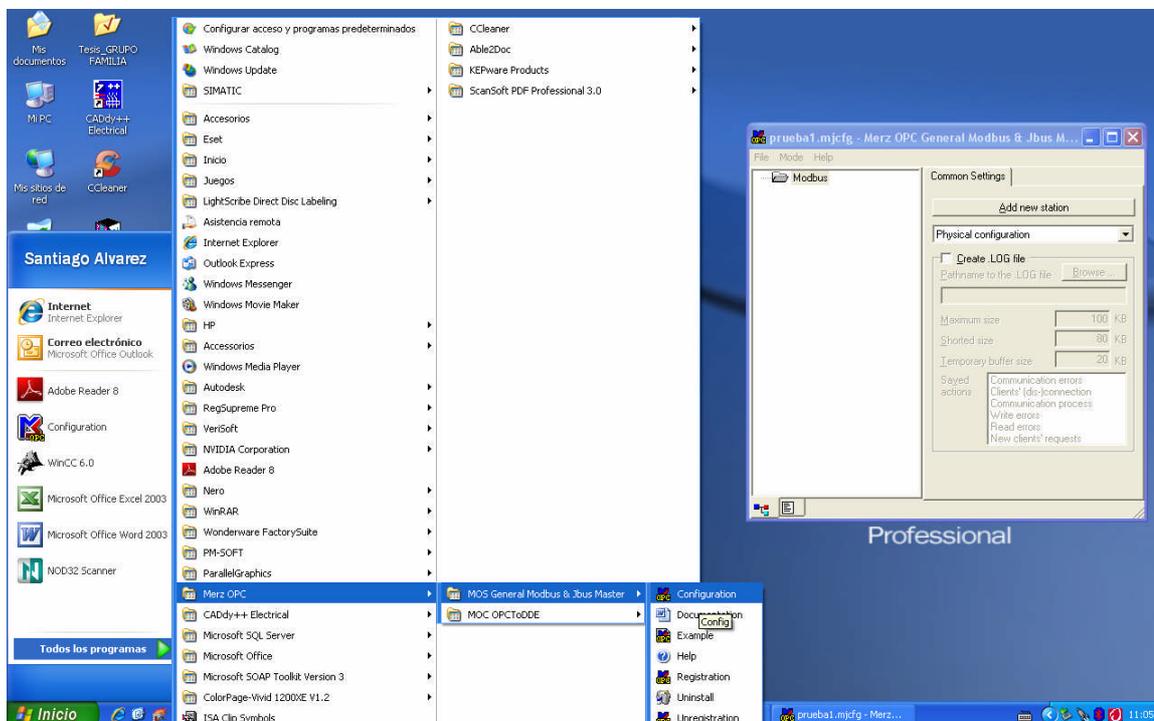


Fig. 2.4 Pantalla principal del OPC.

3.- Ingresar al OPC, donde se configura los dispositivos de la red, aquí se asigna un nombre de referencia para identificar al medidor.

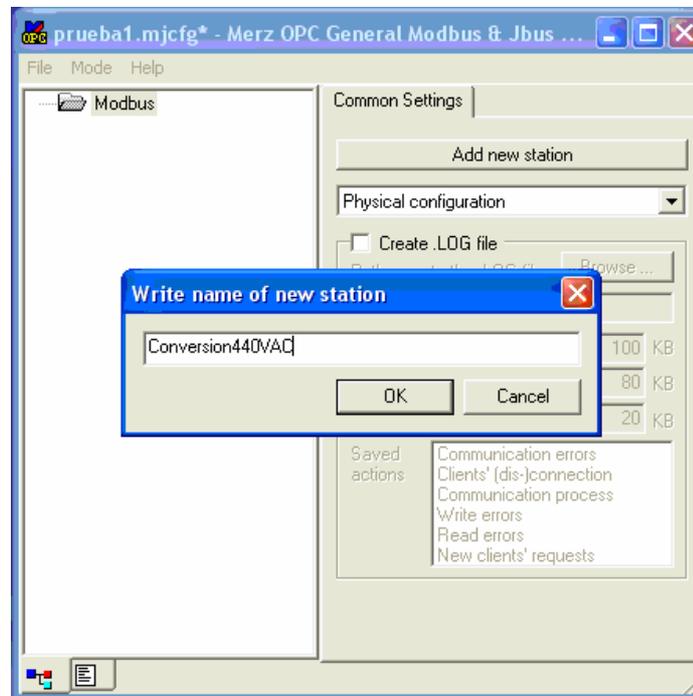


Fig. 2.5 Pantalla principal del OPC.

4.- Como la red que se va a implementar es una red RS-485 con protocolo Modbus/Jbus para los medidores PM500 y protocolo Modbus para los PM710 se activará o desactivará la opción *JBUS addressing* según el caso, además se configuran los parámetros con los cuales funcionara la red, para el ejemplo la dirección 1 corresponde al medidor del área de Conversión correspondiente al transformador de 440VAC, la configuración para los medidores de las demás áreas es similar.

Dentro de las configuraciones debe tomarse en cuenta el parámetro Timeout el cual será fijado a un valor de 250ms por sugerencia de fábrica de los medidores Power Logic.

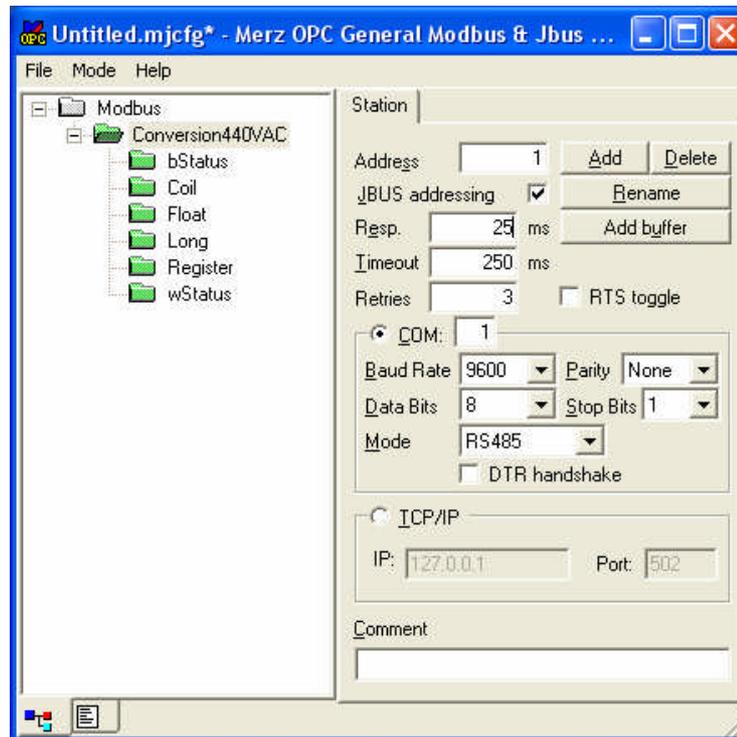


Fig. 2.6 Configuración de los parámetros de cada medidor de la red.

5.- En la siguiente pantalla se asignan las variables que van a ser leídas por el OPC, el cual leerá los respectivos datos de voltaje, corriente, energías, distorsión armónica, frecuencia y factor de potencia con sus respectivas direcciones. Refiérase a la Tabla 2.4.

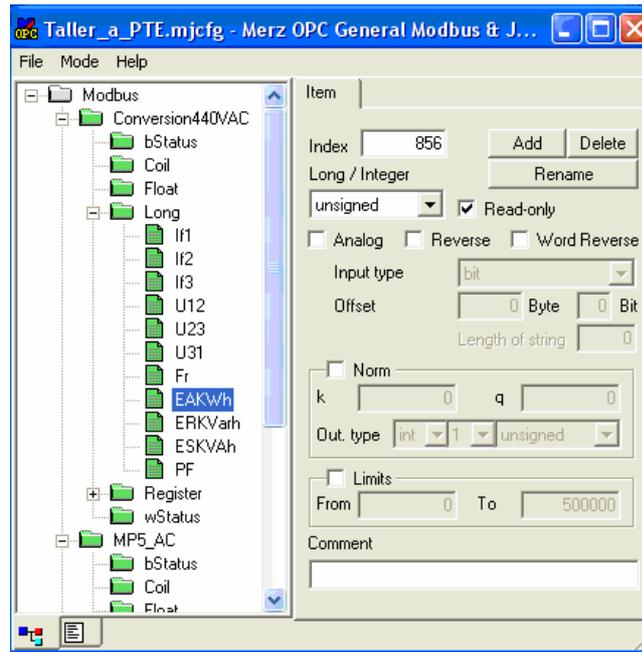


Fig. 2.7 Configuración de las variables a ser medidas.

6.- Una vez realizados los pasos anteriores, guardar los cambios y verificar si el dispositivo está configurado en red y listo para comunicarse.

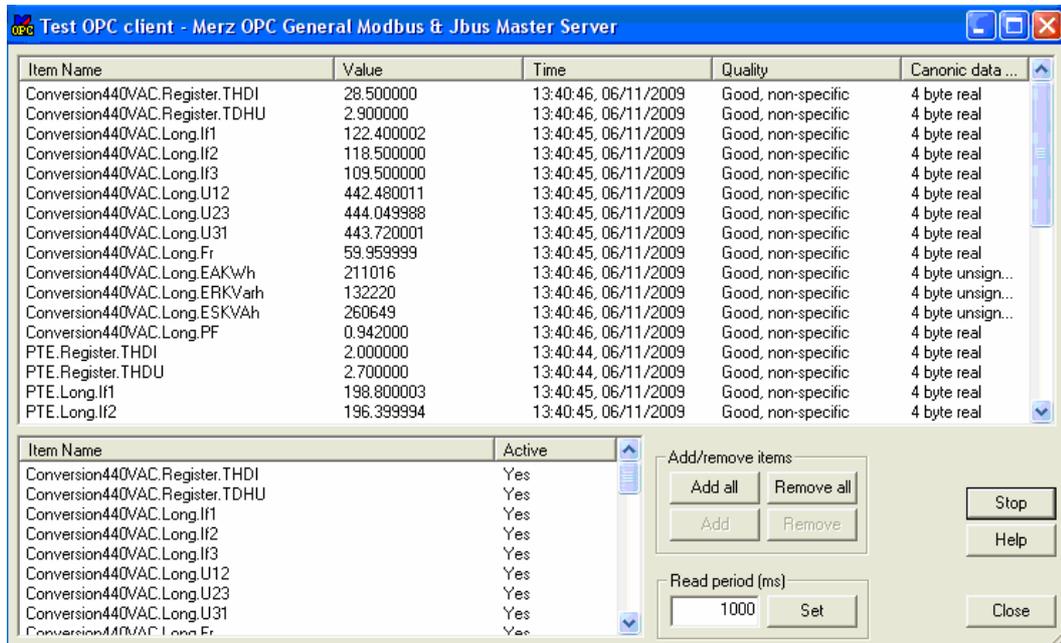


Fig. 2.8 Visualización del estado de las variables.

7.- Posteriormente se configuran los demás dispositivos a comunicarse ingresando sus direcciones correspondientes en la red.

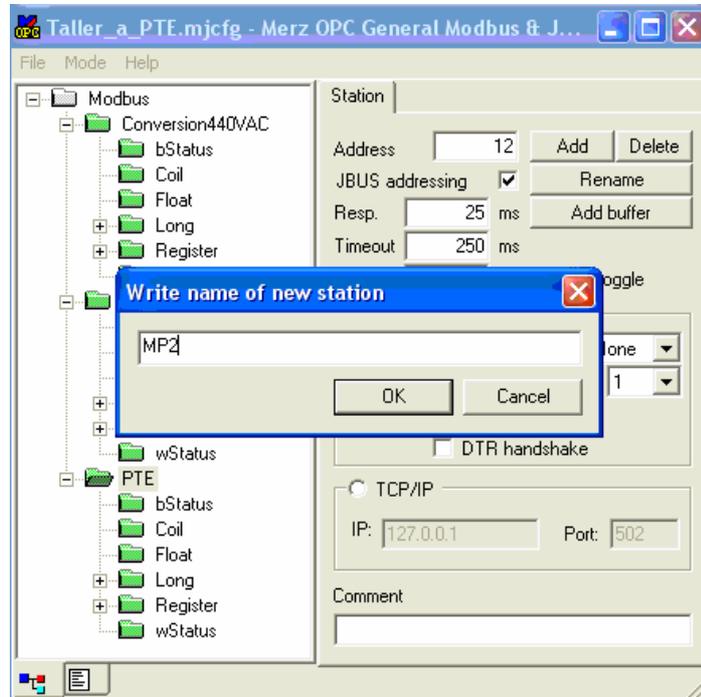


Fig. 2.9 Adición de los dispositivos Power Logic.

En la siguiente tabla se detallan el tipo y las direcciones Modbus de las variables a medir.

Tabla 2.4 Direcciones y tipo de las variables a medir.

DESCRIPCIÓN	PM 500 DIRECCIÓN DECIMAL	TIPO	PM 710 DIRECCIÓN DECIMAL	TIPO
Voltaje Fase1 – Fase 2	776	Long (4bytes)	1054	Float (4bytes)
Voltaje Fase2 – Fase 3	778	Long (4bytes)	1056	Float (4bytes)
Voltaje Fase3 – Fase 1	780	Long (4bytes)	1058	Float (4bytes)
Corriente Fase1	768	Long (4bytes)	1034	Float (4bytes)
Corriente Fase2	770	Long (4bytes)	1036	Float (4bytes)

Corriente Fase3	772	Long (4bytes)	1038	Float (4bytes)
Factor de Potencia	870	Long (4bytes)	1012	Float (4bytes)
Frecuencia	788	Long (4bytes)	1020	Float (4bytes)
THD Voltaje	2311	Register (2byte)	1098	Float (4bytes)
THD Corriente	2304	Register (2byte)	1084	Float (4bytes)
Energía Activa	856	Long (4bytes)	1000	Float (4bytes)
Energía Aparente	860	Long (4bytes)	1002	Float (4bytes)
Energía Reactiva	858	Long (4bytes)	1004	Float (4bytes)
Potencia Activa	790	Long (4bytes)	1006	Float (4bytes)
Potencia Aparente	794	Long (4bytes)	1008	Float (4bytes)
Potencia Reactiva	792	Long (4bytes)	1010	Float (4bytes)
Demanda Máxima de potencia	844	Long (4bytes)	1028	Float (4bytes)

En la siguiente tabla se detallan las direcciones de los medidores de energía localizados en cada una de las áreas.

Tabla 2.5 Dirección de los medidores.

AREA	DIRECCIÓN DEL MEDIDOR
Conversión 440 V	1
Conversión 220 V	2
MP2	4
MP5 DC	5
MP5 AC	6
PP5	7
PP2 Sistema 1	8
PP2 Sistema 2	9
PTE	10
Servicios Energéticos	11

2.6.4 SELECCIÓN DEL NÚMERO DE TAGS A EMPLEARSE EN WinCC V6.0

WinCC es un software de SCADA basado en Windows para la creación y ejecución de aplicaciones de adquisición de datos, monitoreo y aplicaciones de control.

WinCC contiene las herramientas necesarias para la creación de todos los aspectos de una interfase operador-máquina, incluyendo las pantallas de gráficos animados en tiempo real, tendencias, y resúmenes de alarma.

WinCC se integra fácilmente con los productos de Siemens, Microsoft y de otros fabricantes para maximizar la potencia de las tecnologías ActiveX, VBA, OLE, ODBC, OPC y DDE.

El hardware y software a usar con WinCC dependen de la exigencia del proyecto. Cuanto mayor sea la exigencia, más poderoso será el sistema que necesite.

WinCC contiene software tanto de desarrollo como de ejecución. Este incorpora el desarrollo y ejecución de las aplicaciones.

WinCC se comercializa según el número de tags (existen versiones de 512,1024, 2048, 4096, 8192.) por lo que es necesario determinar el número de variables a controlar en el proyecto. A continuación se detallan los tags a emplearse.

Tabla 2.6 Descripción de los tags requeridos para los parámetros eléctricos.

DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico
Corriente Fase1	Analógico
Corriente Fase2	Analógico
Corriente Fase3	Analógico
Factor de Potencia	Analógico
Frecuencia	Analógico
THD Voltaje	Analógico
THD Corriente	Analógico
Potencia Activa	Analógico
Potencia Reactiva	Analógico
Potencia Aparente	Analógico
Demanda Máxima de Potencia	Analógico
Energía Activa	Analógico
Energía Reactiva	Analógico
Energía Aparente	Analógico
TOTAL:	17

Tabla 2.7 Descripción de los tags requeridos para los parámetros de combustible.

DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO
Consumo de Diesel	Analógico
Totalizador de Diesel	Analógico
TOTAL:	2

Tabla 2.8 Descripción total de los tags requeridos.

DESCRIPCIÓN	TOTAL DE TAGS POR ÁREAS
Conversión 220 V	17
Conversión 440 V	17
MP2	17
MP5 AC	17
MP5 DC	17
PP5	17
PP2 Sistema 1	17
PP2 Sistema 2	17
PTE	17
Servicios Energéticos	17
Consumo y Totalizador de Diesel MP2	2
Consumo y Totalizador de Diesel MP5	2
TOTAL:	174

Del resultado obtenido en la tabla 2.8 se puede determinar que el Software WinCC V6.0 existente en la empresa será suficiente para el proyecto, ya que este dispone de 1024 tags.

2.7 DISEÑO DE LAS HMI

Para el diseño e implementación del HMI en WinCC, en las tablas siguientes se detallan los tags empleados, para ello se describe tanto la dirección a la que hacen referencia, el tipo de dato así como el nombre de la variable empleada.

Tabla 2.9 Descripción de los tags de Conversión 220VAC.

Conversión 220VAC		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	Conversion220VAC_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	Conversion220VAC_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	Conversion220VAC_U31
Corriente Fase1	Analógico	Conversion220VAC_If1
Corriente Fase2	Analógico	Conversion220VAC_If2
Corriente Fase3	Analógico	Conversion220VAC_If3
Factor de Potencia	Analógico	Conversion220VAC_PF
Frecuencia	Analógico	Conversion220VAC_Fr
THD Voltaje	Analógico	Conversion220VAC_THDV
THD Corriente	Analógico	Conversion220VAC_THDI
Potencia Activa	Analógico	Conversion220VAC_P
Potencia Reactiva	Analógico	Conversion220VAC_Q
Potencia Aparente	Analógico	Conversion220VAC_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	Conversion220VAC_dPKW
Energía Activa	Analógico	Conversion220VAC_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	Conversion220VAC_ERKVarh
Energía Aparente	Analógico	Conversion220VAC_ESKVAh

Tabla 2.10 Descripción de los tags de Conversión 440VAC.

Conversión 440VAC		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	Conversion440VAC_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	Conversion440VAC_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	Conversion440VAC_U31

Corriente Fase1	Analógico	Conversion440VAC_If1
Corriente Fase2	Analógico	Conversion440VAC_If2
Corriente Fase3	Analógico	Conversion440VAC_If3
Factor de Potencia	Analógico	Conversion440VAC_PF
Frecuencia	Analógico	Conversion440VAC_Fr
THD Voltaje	Analógico	Conversion440VAC_THDV
THD Corriente	Analógico	Conversion440VAC_THDI
Potencia Activa	Analógico	Conversion440VAC_P
Potencia Reactiva	Analógico	Conversion440VAC_Q
Potencia Aparente	Analógico	Conversion440VAC_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	Conversion440VAC_dPKW
Energía Activa	Analógico	Conversion440VAC_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	Conversion440VAC_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	Conversion440VAC_ESKVAh

Tabla 2.11 Descripción de los tags de MP2.

MP2		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	MP2_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	MP2_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	MP2_U31
Corriente Fase1	Analógico	MP2_If1
Corriente Fase2	Analógico	MP2_If2
Corriente Fase3	Analógico	MP2_If3
Factor de Potencia	Analógico	MP2_PF
Frecuencia	Analógico	MP2_Fr
THD Voltaje	Analógico	MP2_THDV
THD Corriente	Analógico	MP2_THDI

Potencia Activa	Analógico	MP2_P
Potencia Reactiva	Analógico	MP2_Q
Potencia Aparente	Analógico	MP2_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	MP2_dPKW
Energía Activa	Analógico	MP2_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	MP2_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	MP2_ESKVAh

Tabla 2.12 Descripción de los tags de MP5_AC.

MP5_AC		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	MP5_AC_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	MP5_AC_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	MP5_AC_U31
Corriente Fase1	Analógico	MP5_AC_If1
Corriente Fase2	Analógico	MP5_AC_If2
Corriente Fase3	Analógico	MP5_AC_If3
Factor de Potencia	Analógico	MP5_AC_PF
Frecuencia	Analógico	MP5_AC_Fr
THD Voltaje	Analógico	MP5_AC_THDV
THD Corriente	Analógico	MP5_AC_THDI
Potencia Activa	Analógico	MP5_AC_P
Potencia Reactiva	Analógico	MP5_AC_Q
Potencia Aparente	Analógico	MP5_AC_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	MP5_AC_dPKW
Energía Activa	Analógico	MP5_AC_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	MP5_AC_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	MP5_AC_ESKVAh

Tabla 2.13 Descripción de los tags de MP5_DC.

MP5_DC		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	MP5_DC_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	MP5_DC_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	MP5_DC_U31
Corriente Fase1	Analógico	MP5_DC_If1
Corriente Fase2	Analógico	MP5_DC_If2
Corriente Fase3	Analógico	MP5_DC_If3
Factor de Potencia	Analógico	MP5_DC_PF
Frecuencia	Analógico	MP5_DC_Fr
THD Voltaje	Analógico	MP5_DC_THDV
THD Corriente	Analógico	MP5_DC_THDI
Potencia Activa	Analógico	MP5_DC_P
Potencia Reactiva	Analógico	MP5_DC_Q
Potencia Aparente	Analógico	MP5_DC_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	MP5_DC_dPKW
Energía Activa	Analógico	MP5_DC_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	MP5_DC_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	MP5_DC_ESKVAh

Tabla 2.14 Descripción de los tags de PP5.

PP5		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	PP5_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	PP5_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	PP5_U31

Corriente Fase1	Analógico	PP5 _If1
Corriente Fase2	Analógico	PP5 _If2
Corriente Fase3	Analógico	PP5 _If3
Factor de Potencia	Analógico	PP5 _PF
Frecuencia	Analógico	PP5 _Fr
THD Voltaje	Analógico	PP5 _THDV
THD Corriente	Analógico	PP5 _THDI
Potencia Activa	Analógico	PP5 _P
Potencia Reactiva	Analógico	PP5 _Q
Potencia Aparente	Analógico	PP5 _S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	PP5 _dPKW
Energía Activa	Analógico	PP5 _EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	PP5 _ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	PP5 _ESKVAh

Tabla 2.15 Descripción de los tags de PP2_Sistema_1.

PP2_Sistema_1		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	PP2_SISTEMA_1_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	PP2_SISTEMA_1_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	PP2_SISTEMA_1_U31
Corriente Fase1	Analógico	PP2_SISTEMA_1_If1
Corriente Fase2	Analógico	PP2_SISTEMA_1_If2
Corriente Fase3	Analógico	PP2_SISTEMA_1_If3
Factor de Potencia	Analógico	PP2_SISTEMA_1_PF
Frecuencia	Analógico	PP2_SISTEMA_1_Fr
THD Voltaje	Analógico	PP2_SISTEMA_1_THDV
THD Corriente	Analógico	PP2_SISTEMA_1_THDI

Potencia Activa	Analógico	PP2_SISTEMA_1_P
Potencia Reactiva	Analógico	PP2_SISTEMA_1_Q
Potencia Aparente	Analógico	PP2_SISTEMA_1_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	PP2_SISTEMA_1_dPKW
Energía Activa	Analógico	PP2_SISTEMA_1_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	PP2_SISTEMA_1_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	PP2_SISTEMA_1_ESKVAh

Tabla 2.16 Descripción de los tags de PP2_Sistema_2.

PP2_Sistema_2		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	PP2_SISTEMA_2_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	PP2_SISTEMA_2_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	PP2_SISTEMA_2_U31
Corriente Fase1	Analógico	PP2_SISTEMA_2_If1
Corriente Fase2	Analógico	PP2_SISTEMA_2_If2
Corriente Fase3	Analógico	PP2_SISTEMA_2_If3
Factor de Potencia	Analógico	PP2_SISTEMA_2_PF
Frecuencia	Analógico	PP2_SISTEMA_2_Fr
THD Voltaje	Analógico	PP2_SISTEMA_2_THDV
THD Corriente	Analógico	PP2_SISTEMA_2_THDI
Potencia Activa	Analógico	PP2_SISTEMA_2_P
Potencia Reactiva	Analógico	PP2_SISTEMA_2_Q
Potencia Aparente	Analógico	PP2_SISTEMA_2_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	PP2_SISTEMA_2_dPKW
Energía Activa	Analógico	PP2_SISTEMA_2_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	PP2_SISTEMA_2_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	PP2_SISTEMA_2_ESKVAh

Tabla 2.17 Descripción de los tags de PTE.

PTE		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	PTE_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	PTE_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	PTE_U31
Corriente Fase1	Analógico	PTE_If1
Corriente Fase2	Analógico	PTE_If2
Corriente Fase3	Analógico	PTE_If3
Factor de Potencia	Analógico	PTE_PF
Frecuencia	Analógico	PTE_Fr
THD Voltaje	Analógico	PTE_THDV
THD Corriente	Analógico	PTE_THDI
Potencia Activa	Analógico	PTE_P
Potencia Reactiva	Analógico	PTE_Q
Potencia Aparente	Analógico	PTE_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	PTE_dPKW
Energía Activa	Analógico	PTE_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	PTE_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	PTE_ESKVAh

Tabla 2.18 Descripción de los tags de Servicios Energéticos.

Servicios Energéticos		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Voltaje Fase1 – Fase 2	Analógico	SERV_ENERG_U12
Voltaje Fase2 – Fase 3	Analógico	SERV_ENERG_U23
Voltaje Fase3 – Fase 1	Analógico	SERV_ENERG_U31

Corriente Fase1	Analógico	SERV_ENERG_If1
Corriente Fase2	Analógico	SERV_ENERG_If2
Corriente Fase3	Analógico	SERV_ENERG_If3
Factor de Potencia	Analógico	SERV_ENERG_PF
Frecuencia	Analógico	SERV_ENERG_Fr
THD Voltaje	Analógico	SERV_ENERG_THDV
THD Corriente	Analógico	SERV_ENERG_THDI
Potencia Activa	Analógico	SERV_ENERG_P
Potencia Reactiva	Analógico	SERV_ENERG_Q
Potencia Aparente	Analógico	SERV_ENERG_S
Demanda Máxima de Potencia	Analógico	SERV_ENERG_dPKW
Energía Activa	Analógico	SERV_ENERG_EAKWh
Energía Reactiva	Analógico	SERV_ENERG_ERKvarh
Energía Aparente	Analógico	SERV_ENERG_ESKVAh

Tabla 2.19 Descripción de los tags de Consumo de Combustible.

Consumo de Combustible		
DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	NOMBRE VARIABLE
Consumo diesel MP2	Analógico	DIESEL_MP2
Consumo diesel MP5	Analógico	DIESEL_MP5
Totalizador MP2	Analógico	Totalizador_MP2
Totalizador MP5	Analógico	Totalizador_MP5

2.7.1 CONFIGURACIÓN DE WinCC V6.0

2.7.1.1 Canal de Comunicación

Para establecer la comunicación entre WinCC V6.0 y el OPC se debe configurar el canal que se va a utilizar en nuestro caso será por medio del OPC Chn, en el Administrador de Variables de WinCC.

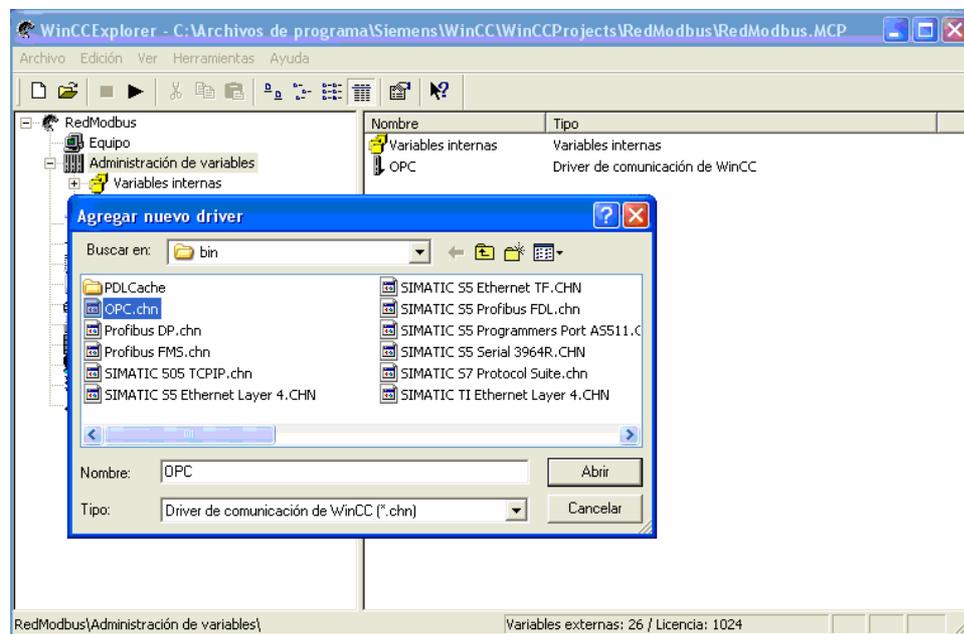


Fig. 2.10 Configuración en WinCC del canal de comunicación a emplearse.

Una vez que el OPC es reconocido por WinCC como un servidor, aparecerán todas las variables que hayan sido configuradas dentro del OPC, sin necesidad de crear nuevas variables dentro de WinCC.

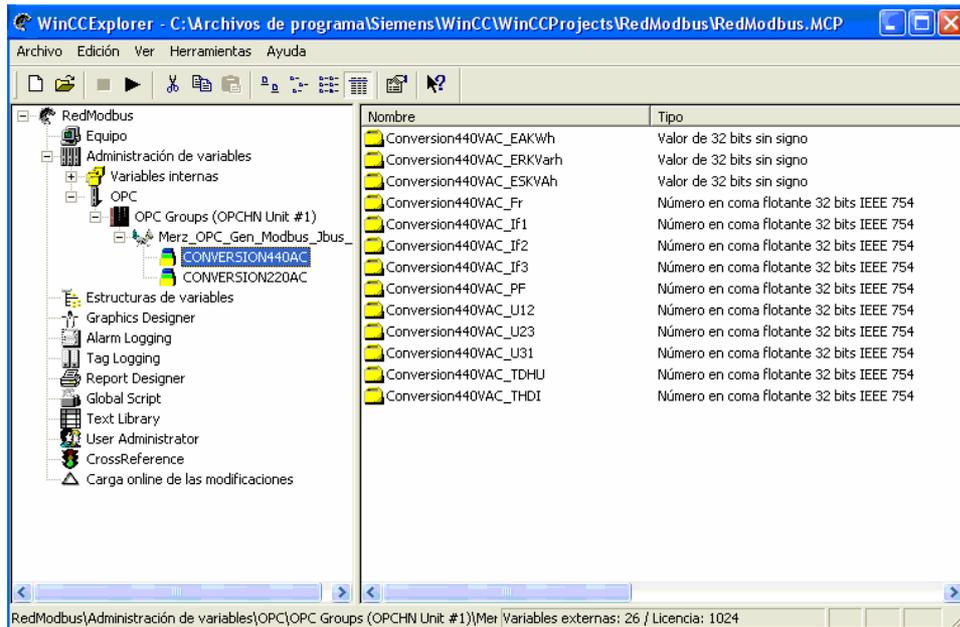


Fig. 2.11 Configuración del OPC en WinCC.

La configuración del enlace MPI entre el PLC S7-300 y WinCC V6.0, se realiza mediante el canal Simatic S7 Protocol Suite.

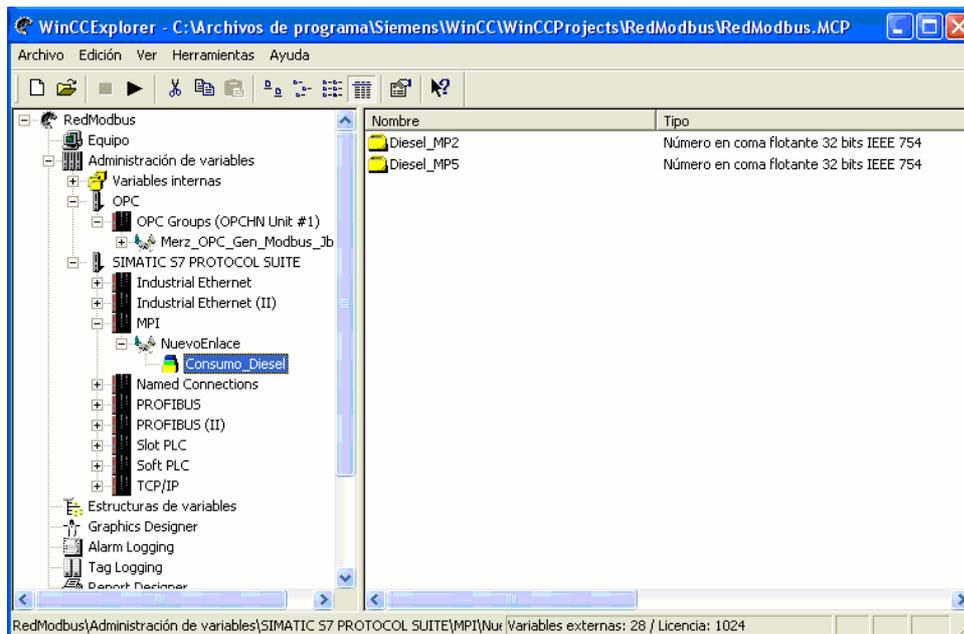


Fig. 2.12 Configuración del canal de comunicación para el PLC.

2.7.1.2 Tag Logging

El Tag Logging o sistema de ficheros se activa en Runtime para el archivamiento de valores de proceso. El sistema de ficheros procesa los valores de proceso guardados temporalmente en la base de datos Runtime, y los escribe en la base de datos de ficheros.

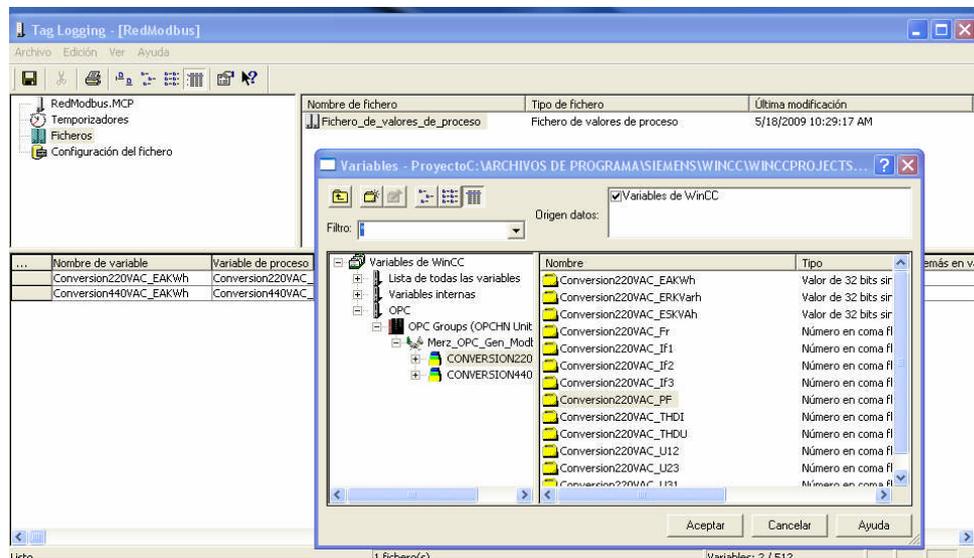


Fig. 2.13 Tag Logging.

2.7.1.3 Alarm Logging

Permite la configuración de avisos de alarma mediante la vigilancia de valores límite mínimos o máximos, o ante eventos irregulares de una variable.

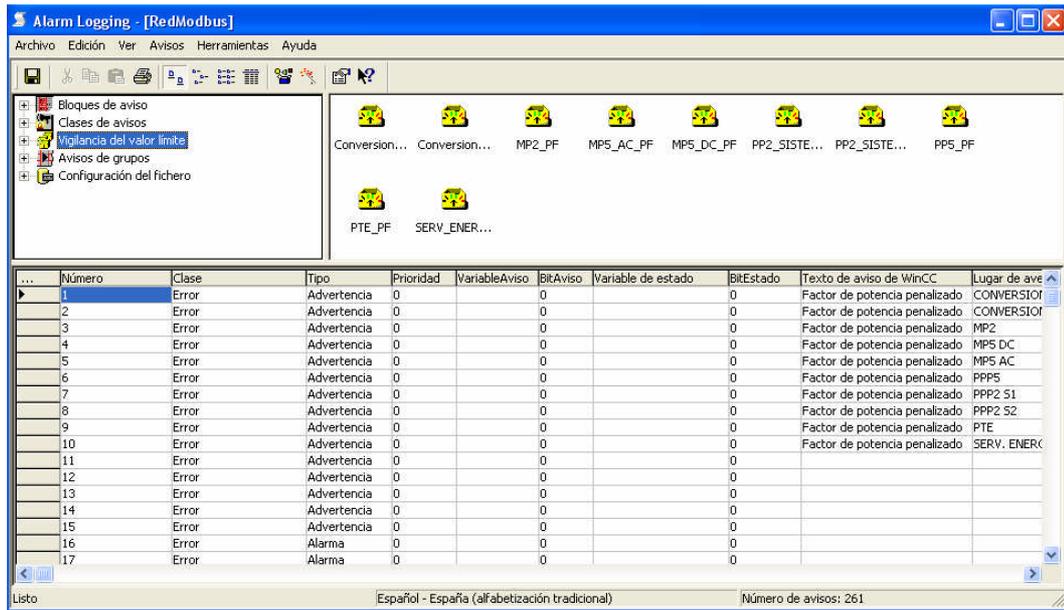


Fig. 2.14 Alarm Logging.

2.7.1.4 Report Designer

Para la edición de los formatos de página de reporte, está disponible la herramienta Report Designer, en este editor se configuran los formatos de informes.

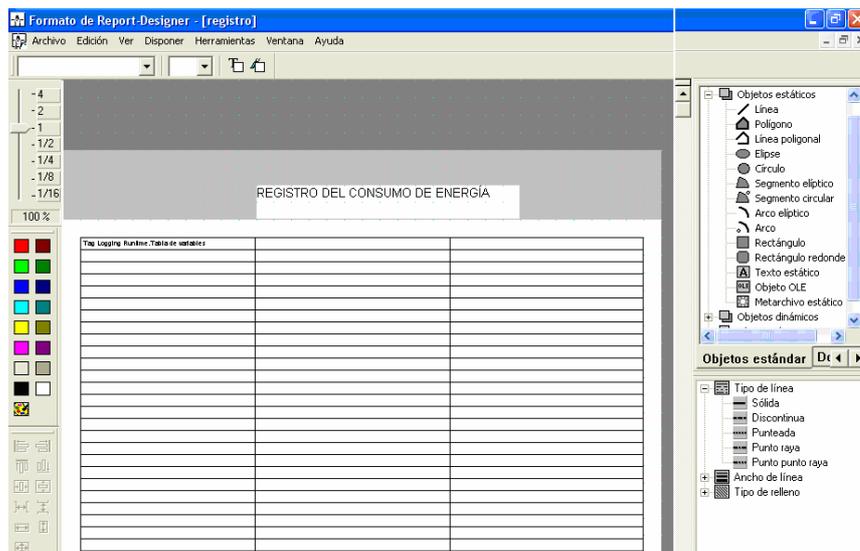


Fig. 2.15 Report Designer.

Para la salida de informes se lo hace mediante trabajos de impresión en donde se determina el control temporal, el medio de salida y el volumen de la salida.

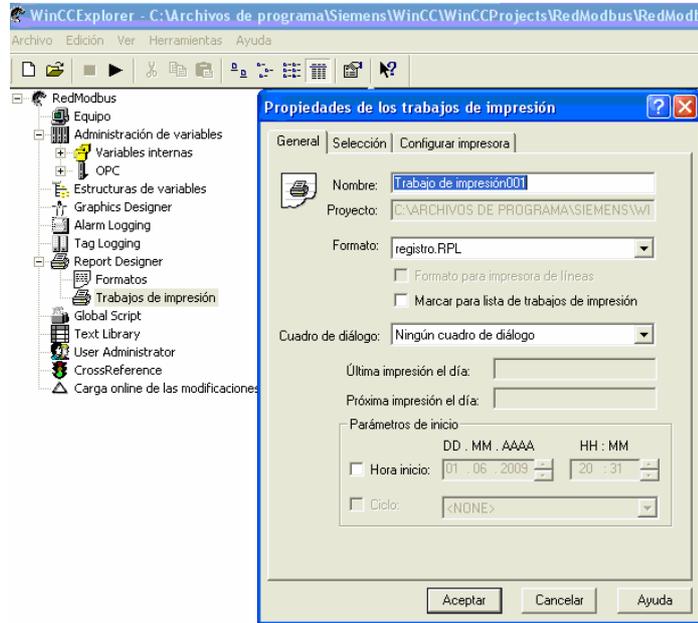


Fig. 2.16 Configuración del formato de impresión.

2.7.1.5 Global Script

Mediante VBS (Visual Basic for Script) podemos ampliar la funcionalidad e interconectar nuestro programa de WinCC V6.0 con programas de Microsoft Office. En nuestro caso se ha utilizado una VBS para generar archivos de tipo CSV¹¹ y enlazarlos con Microsoft Excel.

¹¹ CSV Archivo de valores separados por comas

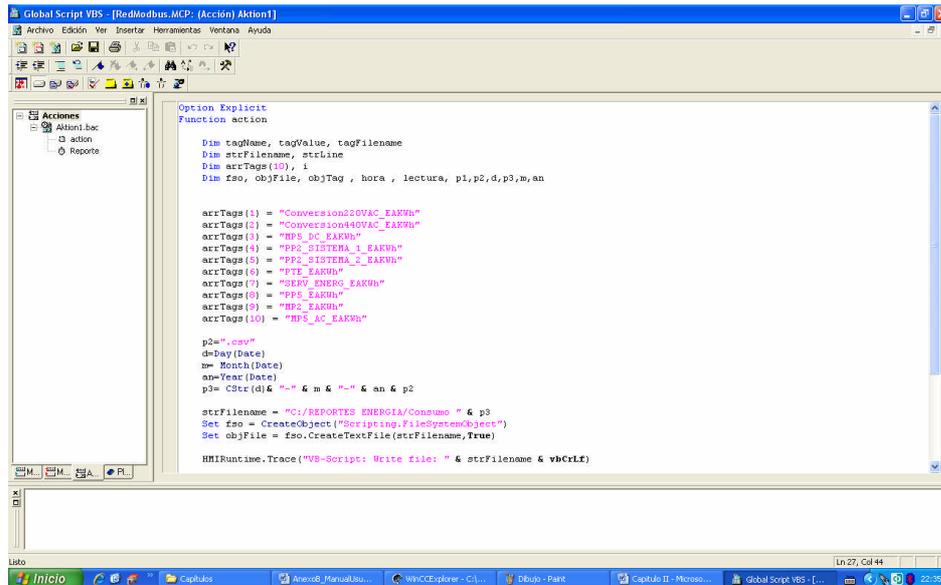


Fig. 2.17 Global Script.

2.7.2 DISEÑO DE LAS PANTALLAS EN WinCC V6.0

La aplicación realizada en WinCC V6.0 permite el monitoreo en tiempo real del consumo de energía eléctrica de cada uno de los procesos de la Empresa Productos Familia Sancela del Ecuador S.A. Además nos brinda información sobre las alarmas que se produzcan y nos permite generar reportes de los valores obtenidos.

A continuación se detallan cada una de las pantallas desarrolladas en WinCC V6.0 mediante la herramienta Graphics Designer, para el Área de Conversión 440VAC, para los otros procesos las pantallas son similares.

a) Inicio

Es la pantalla inicial cuando se ejecuta la aplicación en WinCC, nos permite visualizar las áreas donde se encuentran los medidores, al dar clic sobre cualquiera de estos se ingresará a la ventana del proceso monitoreado.

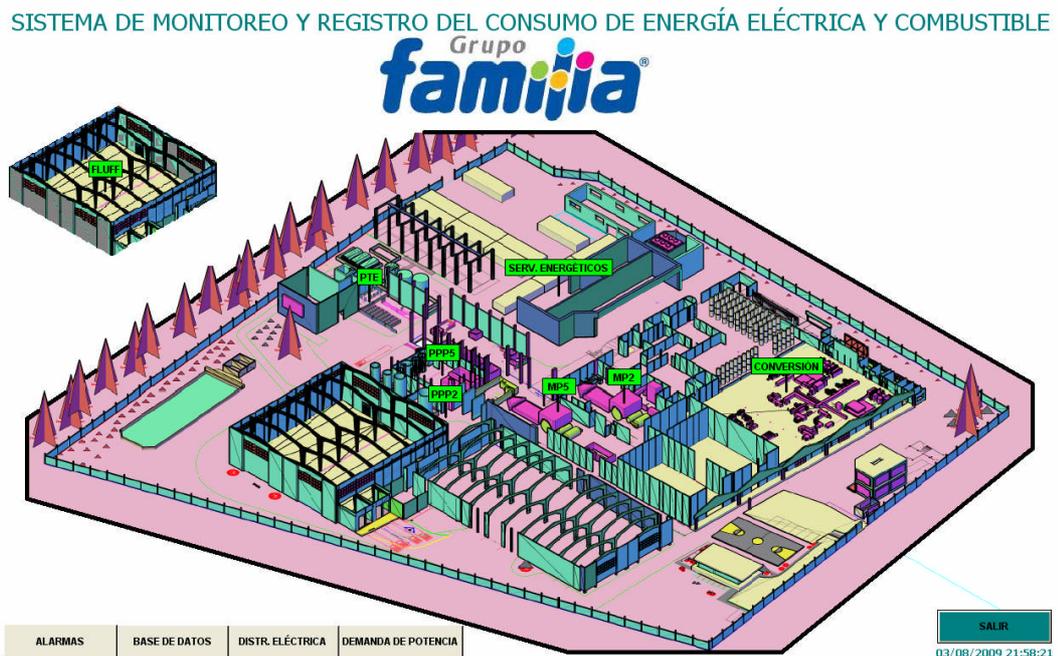


Fig. 2.18 Pantalla de Inicio.

b) Proceso

Esta pantalla se despliega cuando presionamos sobre cualquiera de los procesos que aparecen en la pantalla principal. Aquí encontramos toda la información de los valores instantáneos del proceso, como también su correspondiente diagrama eléctrico unifilar, y acceso a las tendencias del proceso.

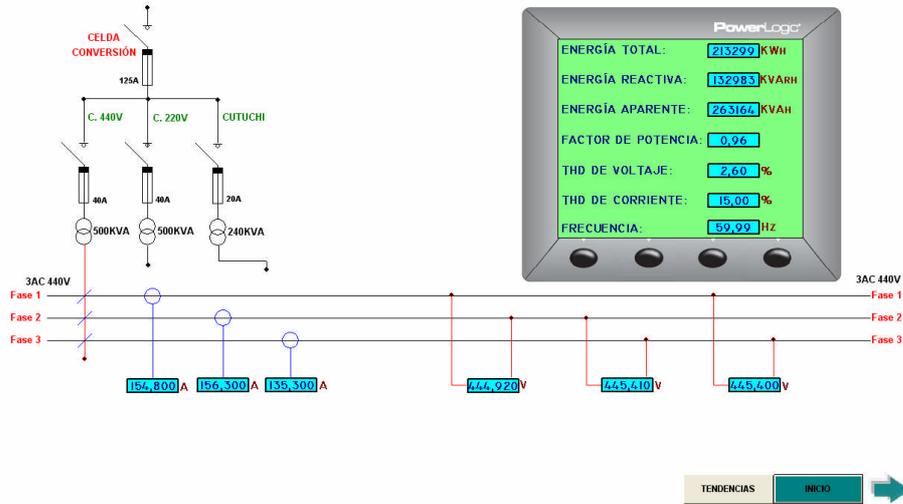


Fig. 2.19 Proceso.

c) Tendencias

En esta pantalla se muestra las gráficas de tendencias de voltajes, corrientes y factor de potencia para información del personal técnico en caso de eventos irregulares de estas variables.

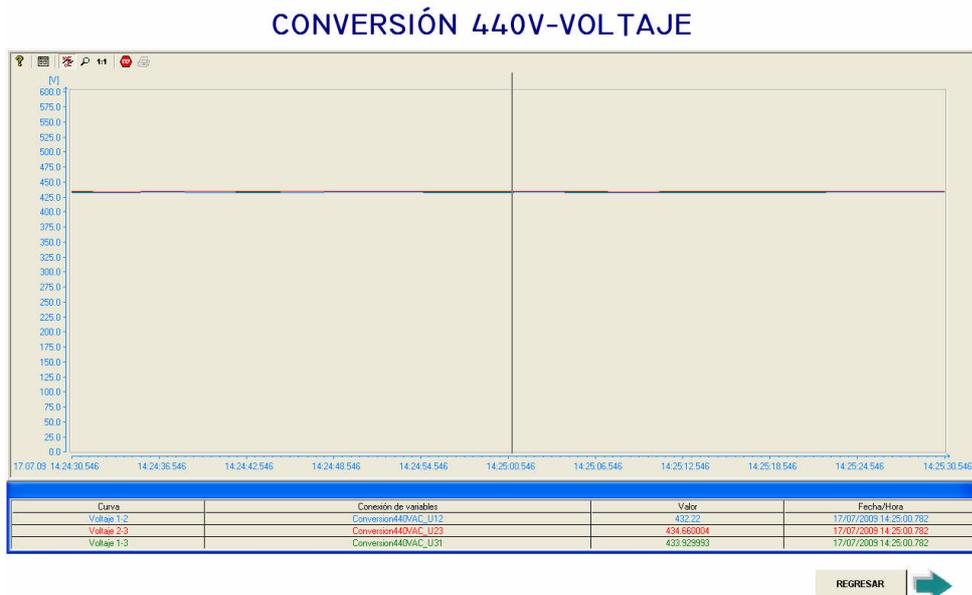


Fig. 2.20 Tendencias.

d) Alarmas

Esta pantalla nos indica las alarmas que se han generado. Dentro de los tags que se configuraron como alarmas son los de factor de potencia, frecuencia y THD, que servirán de información para el personal técnico en la planta.

	Fecha	Hora	Lugar de avería	Texto de aviso de WinCC
1	17/07/09	02:23:44 PM	PPP2 S1	Factor de potencia penalizado
2	17/07/09	02:23:44 PM	PPP2 S2	Factor de potencia penalizado
3	17/07/09	02:23:44 PM	PTE	Factor de potencia penalizado
4	17/07/09	02:23:44 PM	CONVERSION 220VAC	Factor de potencia penalizado
5	17/07/09	02:23:44 PM	CONVERSION 440VAC	Factor de potencia penalizado
6	17/07/09	02:29:00 PM	SERV. ENERGETICOS	Factor de potencia penalizado

Fig. 2.21 Alarmas.

e) Generación de Reportes

Con esta opción obtenemos un reporte de las lecturas de consumo de energía diario de todas las áreas y el consumo de diesel de las áreas MP2 y MP5, el archivo CSV que puede ser revisado en Excel, se generará automáticamente a las cero horas de cada día, el nombre del archivo será la fecha del día y la dirección de ubicación del archivo es C:/REPORTES ENERGIA, para el consumo de energía eléctrica y C:/REPORTES DIESEL para el consumo de diesel.

g) Consumo de diesel

La gráfica siguiente muestra la pantalla con las mediciones del consumo de diesel y su respectivo totalizador. Además incluye una gráfica de tendencias del consumo instantáneo.

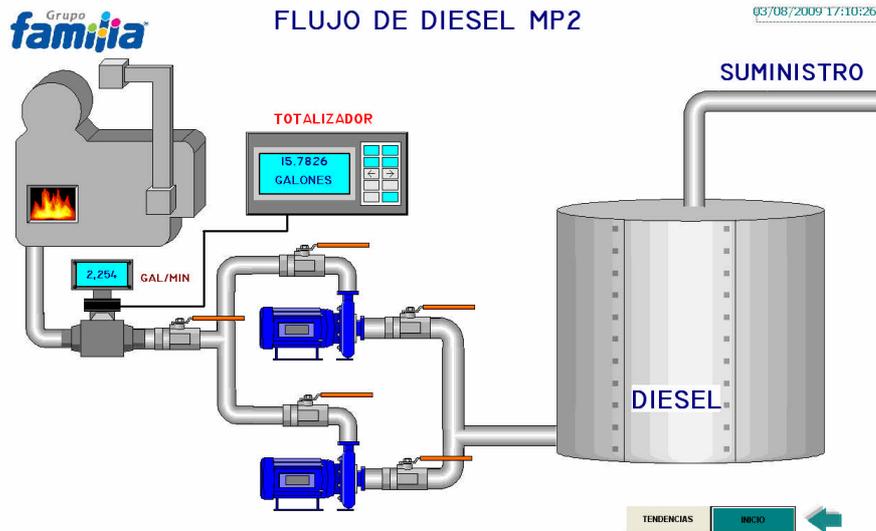


Fig. 2.24. Pantalla de consumo de diesel.

h) Demanda de Potencia Máxima

La gráfica siguiente muestra una pantalla con las lecturas de la demanda máxima de potencia de cada área.

La pantalla muestra un encabezado con el logo 'Grupo familia' y el título 'DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA'. A la derecha se indica la fecha y hora: 03/08/2009 17:24:16. El contenido principal es una tabla con los siguientes datos:

Fecha/Hora	CONVP 440	CONVP 220	MP2	MP6 DC	MP6 AC	PPP6	PPP2 51	PPP2 52	PTE	S. ENERGO
03.08.09 17:23:00.390	209.18	172.55	682.47	690.00	855.07	1288.71	388.67	251.50	194.95	404.96
03.08.09 17:24:00.390	209.18	172.55	682.47	690.00	855.07	1288.71	388.67	251.50	194.95	404.96

Fig. 2.25. Pantalla de valores de la demanda de potencia máxima.

CAPÍTULO III

PRUEBAS EXPERIMENTALES

3.1 DESCRIPCIÓN FÍSICA DEL SISTEMA

Una vez terminada la etapa de análisis se procedió a la implementación de la comunicación de los equipos, en el caso de los medidores de energía Power Logic con la red Modbus mientras que para los transmisores de flujo se estableció una red de 4 a 20mA con el módulo de entradas analógicas del PLC SIMATIC S7-300.

La distancia de toda la red Modbus es de aproximadamente 850m, mientras tanto que la distancia entre los transmisores de flujo y el PLC S7-300 es de 200m.

En la figura 3.1 se encuentra la configuración del sistema.

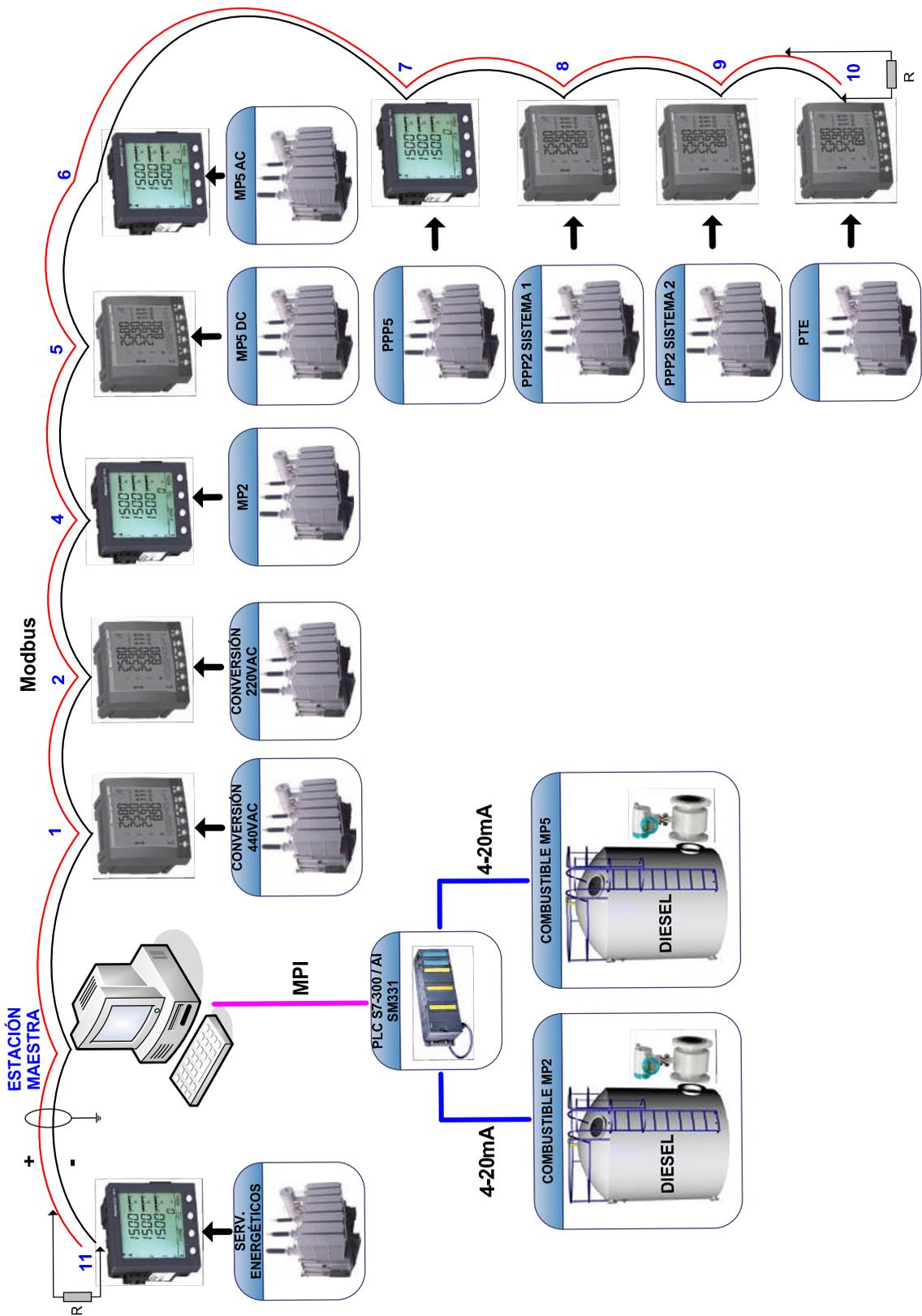


Fig. 3.1 Descripción del Sistema.

Posteriormente se realizó el programa en WinCC V6.0, en el cual constan las pantallas de visualización descritas en el Capítulo II.

3.2 INSTALACIÓN DE TABLEROS

Las gráficas siguientes muestran la instalación de los tableros y el conexionado eléctrico con los medidores Power Logic y el PLC S7-300, además la conexión física de los transformadores de corriente.

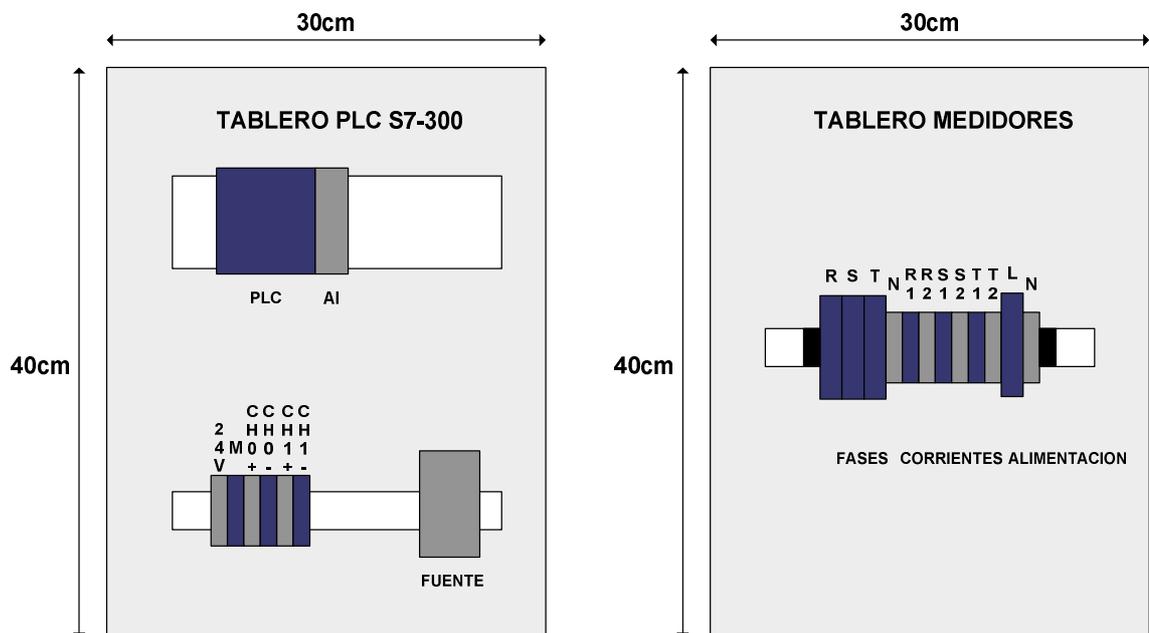


Fig. 3.2 Vista interior de los tableros instalados.



Fig. 3.3 Fotografías del tablero, medidor y CTs instalados.

3.3 PRUEBAS EXPERIMENTALES

3.3.1 MEDICIONES ELÉCTRICAS

Utilizando los valores almacenados en la base de datos creada para este proyecto se obtuvieron treinta valores de voltaje entre líneas y corriente de línea, correspondientes al área de Conversión 440VAC, el día Lunes 13 de Julio del 2009 a partir de las 8:10 AM, con un intervalo de diez minutos, los cuales han sido comparados con los valores medidos con un FLUKE 336 que es un medidor TRUE RMS.

Además, con la ayuda del medidor FLUKE 43B, se tomó veinte mediciones de Potencia Activa, Reactiva y Aparente, para el cálculo del Factor de Potencia, de igual forma estos valores fueron comparados con los adquiridos en el sistema.

Los resultados de las mediciones se muestran en las tablas a continuación:

Tabla 3.1 Comparación de los valores de voltaje entre líneas.

HORA	V_{RS}	V_{ST}	V_{RT}	V_{RS}	V_{ST}	V_{RT}
	HMI WinCC [V]	HMI WinCC [V]	HMI WinCC [V]	FLUKE 336 [V]	FLUKE 336 [V]	FLUKE 336 [V]
08:10 AM	433,8	434,4	435,7	433,5	434,8	435,2
08:20 AM	436,4	437,1	437,9	436,6	436,8	438,1
08:30 AM	434,8	435,4	436,7	435,1	435,2	436,2
08:40 AM	437,4	438,1	438,9	437,6	437,6	439,1
08:50 AM	435,8	436,4	437,7	436,1	436,2	437,6
09:00 AM	438,4	439,1	439,9	438,6	438,5	440,1
09:10 AM	436,8	437,4	438,7	437,1	437,2	438,6

09:20 AM	439,4	440,1	440,2	439,6	439,8	440,1
09:30 AM	437,8	438,4	439,7	438,1	438,2	439,6
09:40 AM	440,4	440,1	440,9	440,6	440,1	440,1
09:50 AM	438,8	439,4	440,7	439,1	439,2	440,6
10:00 AM	441,4	442,1	442,3	441,6	441,1	442,1
10:10 AM	439,8	440,4	441,7	440,1	440,2	441,6
10:20 AM	442,4	443,1	443,9	442,6	442,8	443,1
10:30 AM	440,1	439,7	438,9	439,8	440,2	439,1
10:40 AM	434,8	439,1	439,9	435,3	438,5	440,1
10:50 AM	437,4	437,4	438,7	437,7	437,8	438,6
11:00 AM	438,8	437,1	440,9	436,3	435,5	440,1
11:10 AM	438,4	438,8	439,1	438,7	438,8	439,2
11:20 AM	436,8	439,1	437,7	437,3	438,5	437,9
11:30 AM	439,4	439,4	439,9	439,7	439,8	439,8
12:00 PM	437,8	440,1	438,7	438,5	439,5	438,9
12:10 PM	440,4	439,8	440,9	440,7	440,8	440,8
12:20 PM	438,8	439,1	439,7	439,1	438,5	439,9
12:30 PM	441,4	440,4	441,9	441,7	440,8	441,8
12:40 PM	439,8	439,1	440,7	440,2	439,5	440,9
12:50 PM	440,8	439,4	439,7	441,1	440,2	439,6
1:00 PM	441,8	440,1	440,9	441,3	440,5	441,1
1:10 PM	437,4	438,4	439,7	437,7	437,8	439,6
1:20 PM	435,8	437,1	435,9	436,5	437,5	435,1
1:30 PM	438,4	439,4	440,7	438,7	438,8	440,6

Tabla 3.2 Comparación de los valores de corriente de línea.

HORA	I_R	I_S	I_T	I_R	I_S	I_T
	HMI WinCC [A]	HMI WinCC [A]	HMI WinCC [A]	FLUKE 336 [A]	FLUKE 336 [A]	FLUKE 336 [A]
08:10 AM	154,8	157,3	135,3	154,5	157,5	135,6
08:20 AM	161,2	163,5	141,6	161,4	163,8	142,2
08:30 AM	155,8	154,1	131,2	155,6	153,8	130,9
08:40 AM	162,2	158,3	136,3	162,4	158,6	136,7
08:50 AM	156,8	164,5	142,6	156,6	164,2	142,3
09:00 AM	163,2	155,1	132,2	163,4	155,4	132,6
09:10 AM	157,8	159,3	137,3	157,6	159,5	137,6
09:20 AM	164,2	165,5	143,6	164,4	165,8	144,2
09:30 AM	158,8	156,1	133,2	158,6	155,8	132,9

09:40 AM	165,2	160,3	138,3	165,4	160,6	138,7
09:50 AM	159,8	166,5	144,6	159,6	166,2	144,3
10:00 AM	166,2	157,1	134,2	166,4	157,4	134,6
10:10 AM	160,8	161,3	139,3	160,6	161,5	139
10:20 AM	167,2	167,5	145,6	167,4	167,8	146,4
10:30 AM	161,8	158,1	135,2	161,6	157,8	134,9
10:40 AM	168,2	162,3	140,3	168,4	162,6	140,7
10:50 AM	162,8	168,5	146,6	162,6	168,2	146,3
11:00 AM	169,2	159,1	136,2	169,4	159,4	136,6
11:10 AM	163,8	163,3	141,3	163,6	163	141,4
11:20 AM	170,2	169,5	147,6	170,4	169,8	147,4
11:30 AM	164,8	160,1	137,2	164,6	159,8	136,9
12:00 PM	171,2	164,3	142,3	171,4	164,6	142,7
12:10 PM	177,6	170,5	148,6	177,4	170,2	148,3
12:20 PM	161,8	161,1	138,2	162,1	161,4	138,6
12:30 PM	168,2	165,3	143,3	168,4	165	143
12:40 PM	162,8	171,5	149,6	163,3	171,8	150,4
12:50 PM	169,2	162,1	139,2	169,5	161,8	138,9
1:00 PM	163,8	166,3	144,3	164,2	166,6	144,7
1:10 PM	170,2	172,5	150,6	170,5	172,2	150,3
1:20 PM	164,8	163,1	140,2	165,1	163,4	140,6
1:30 PM	161,2	163,5	141,6	161,5	163,8	141,7

Tabla 3.3 Comparación de los valores de Potencia y Factor de Potencia.

HORA	P	Q	S	FP	P	Q	S	FP
	Power	Power	Power	Power	FLUKE 43B	FLUKE 43B	FLUKE 43B	CALCULADO
	Logic	Logic	Logic	Logic	[KW]	[KVar]	[KVA]	
[KW]	[KVar]	[KVA]						
01:40 PM	134,1	61,6	145,9	0,919	133,8	61,4	147,2	0,908
01:50 PM	136,4	63,9	150,6	0,905	136,5	64,1	150,8	0,905
02:00 PM	138,7	64,5	152,9	0,906	138,4	64,3	152,6	0,906
02:10 PM	135,7	63,6	149,8	0,905	135,8	63,8	150,2	0,905
02:20 PM	136,2	62,9	150,1	0,907	135,9	62,7	149,6	0,908
02:30 PM	134,9	63,8	149,2	0,903	135,1	64,1	149,4	0,903
02:40 PM	134,8	59,8	147,4	0,914	134,5	59,6	147,1	0,914
02:50 PM	133,9	63,8	148,3	0,902	134,2	64,2	148,4	0,902
03:00 PM	135,2	64,3	149,7	0,903	134,9	64,1	149,3	0,903

03:10 PM	136,1	65,8	151,1	0,900	136,2	66,2	151,3	0,899
03:20 PM	134,8	63,8	149,1	0,903	134,5	63,6	148,7	0,904
03:30 PM	132,8	63,6	147,2	0,901	132,9	63,8	147,4	0,901
03:40 PM	133,1	64,5	147,9	0,899	132,8	64,3	147,5	0,900
03:50 PM	131,7	66,7	147,6	0,892	131,8	66,9	147,8	0,891
04:00 PM	136,7	63,8	150,8	0,906	136,4	63,6	150,4	0,906
04:10 PM	135,2	62,9	149,1	0,906	135,3	63,1	149,2	0,906
04:20 PM	132,7	60,7	145,9	0,909	132,4	60,5	145,5	0,909
04:30 PM	133,9	61,2	147,2	0,909	134	61,4	147,3	0,909
04:40 PM	137,1	63,6	151,1	0,907	136,8	63,4	150,7	0,907
04:50 PM	135,8	62,9	149,6	0,907	135,9	63,1	149,8	0,906

De los resultados obtenidos en las tablas se puede comprobar que los valores adquiridos por el medidor de energía Power Logic y transferidos al sistema HMI son similares a los medidos por el FLUKE 336 y FLUKE 43B. La variación que se presenta entre los valores obtenidos y los medidos se debe a la precisión de los equipos y de la diferencia del intervalo de tiempo entre las mediciones de uno y otro equipo.

De esta manera se puede establecer que los medidores Power Logic y el HMI desarrollado en WinnCC V6.0, presentan una alta confiabilidad y precisión brindando gran fiabilidad a los datos obtenidos en este proyecto.

3.3.2 PRUEBAS EXPERIMENTALES DE LA COMUNICACIÓN DEL SISTEMA HMI

Una vez finalizada satisfactoriamente la instalación y configuración de los dispositivos, la validación tanto de software como de hardware de los medidores Power Logic, PLC S7-300 y la comunicación, Modbus y MPI respectivamente con el software SCADA desarrollado en WinCC V6.0, se llevaron a cabo las pruebas de comunicación entre los mencionados equipos.

A continuación se detalla las configuraciones de los equipos para la red implementada.

Tabla 3.4 Direcciones de los medidores de energía.

ÁREA	DIRECCIÓN Modbus
Conversión 440 V	1
Conversión 220 V	2
MP2	4
MP5 DC	5
MP5 AC	6
PP5	7
PP2 Sistema 1	8
PP2 Sistema 2	9
PTE	10
Servicios Energéticos	11

Una vez configuradas las direcciones de red de los equipos se constató la conectividad entre los dispositivos y la PC en la que reside el software SCADA, mediante el servidor OPC Merz General Modbus.

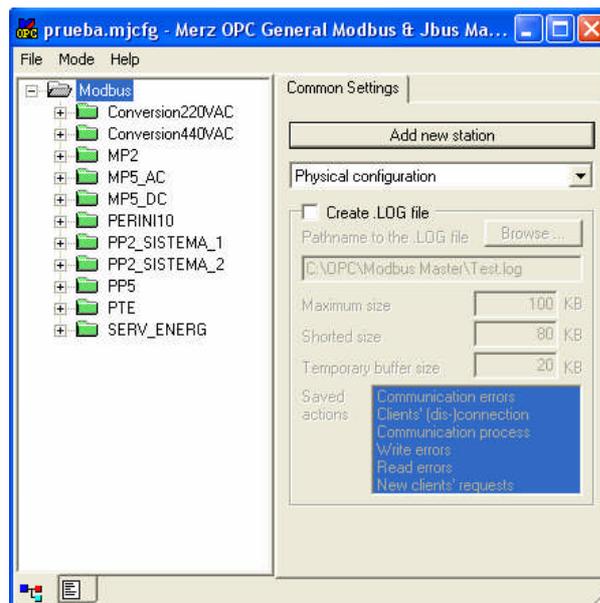


Fig. 3.4 Prueba de conectividad con el OPC Merz General Modbus.

Posteriormente mediante la herramienta *Test OPC client*, propia del Servidor OPC utilizado, se constató el tipo y calidad de conexión. Como se puede apreciar en la figura 3.5 la conexión es óptima y no existe ningún paquete de información perdido

Item Name	Value	Time	Quality	Canonic data...
Conversion440VAC.Register.THDI	28.500000	13:40:46, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Register.TDHU	2.900000	13:40:46, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.If1	122.400002	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.If2	118.500000	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.If3	109.500000	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.U12	442.480011	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.U23	444.049988	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.U31	443.720001	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.Fr	59.959999	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
Conversion440VAC.Long.EAKWh	211016	13:40:46, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte unsign...
Conversion440VAC.Long.ERKVarh	132220	13:40:46, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte unsign...
Conversion440VAC.Long.ESKVAh	260649	13:40:46, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte unsign...
Conversion440VAC.Long.PF	0.942000	13:40:46, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
PTE.Register.THDI	2.000000	13:40:44, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
PTE.Register.TDHU	2.700000	13:40:44, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
PTE.Long.If1	198.800003	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real
PTE.Long.If2	196.399994	13:40:45, 06/11/2009	Good, non-specific	4 byte real

Item Name	Active
Conversion440VAC.Register.THDI	Yes
Conversion440VAC.Register.TDHU	Yes
Conversion440VAC.Long.If1	Yes
Conversion440VAC.Long.If2	Yes
Conversion440VAC.Long.If3	Yes
Conversion440VAC.Long.U12	Yes
Conversion440VAC.Long.U23	Yes
Conversion440VAC.Long.U31	Yes
Conversion440VAC.Long.Fr	Yes

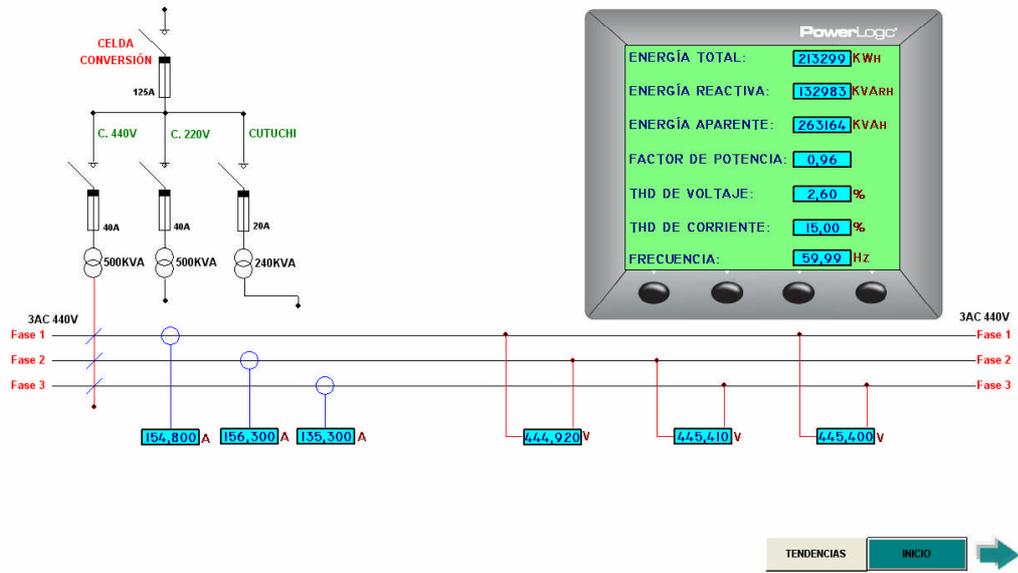
Add/remove items

Read period (ms)

Fig. 3.5 Diagnóstico de la comunicación.

Como se puede apreciar en la figura 3.6 todos los datos de información solicitados llegaron a su destinatario que en este caso es WinCC V6.0.

CONVERSIÓN TRANSFORMADOR 440VAC



FLUJO DE DIESEL MP2

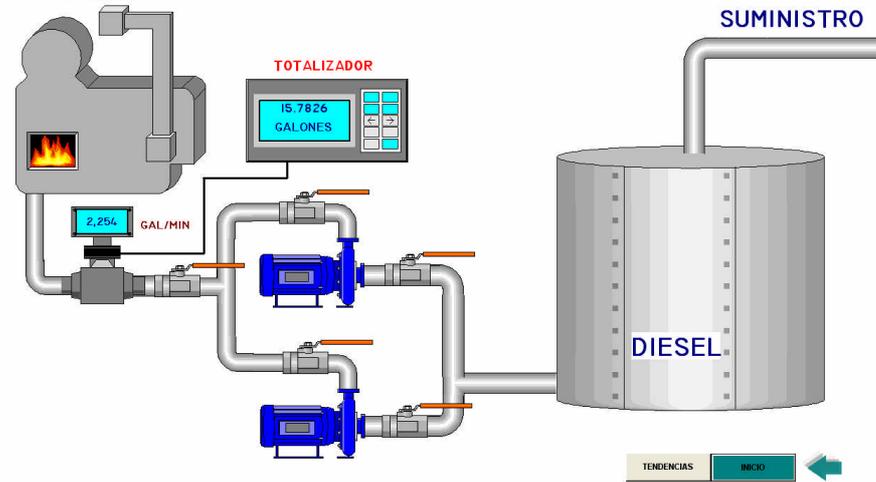


Fig. 3.6 Datos adquiridos de la Red Modbus y PLC S7-300 y visualizados en WinCC V6.0

3.4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

Para la realización del proyecto es necesario cuantificar el costo de los materiales a emplearse tanto en hardware como en software, los mismos que se detallan en la tabla 3.4 y 3.5 respectivamente.

Tabla 3.5 Costo de componentes de hardware.

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	V. UNITARIO	V. TOTAL
1	6	MEDIDOR DE ENERGÍA MERLIN GERIN PM 500	483,68	2902,08
2	4	MEDIDOR DE ENERGIA MERLIN GERIN PM 710	483,68	1934,72
3	10	MODULO DE COMUNICACIÓN MODBUS RS485	130,36	1303,60
4	1	PLC S7-300	500,00	500,00
5	1	MODULO DE ENTRADAS ANALÓGICAS	800,00	800,00
4	1	CONVERSOR RS232 – RS485	22,00	22,00
5	1	PC	500,00	500,00
6	12	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	280,69	3368,28
7	900m	CABLE PAR TRENZADO APANTALLADO	1109,00	1109,00
8	4	GABINETE METÁLICO	56,80	227,20
9	25	TUBO CONDUIT ¾"	14,00	350,00
10	25	CONDULETAS PARA TUBO CONDUIT ¾"	2,44	61,00
11	5m	RIEL DIN 32mm	2,70	13,50
12	1 caja	BORNERAS PARA RIEL DIN	90,00	90,00
13	20	PORTA FUSIBLE 10x38mm	1,52	30,40
14	200m	CABLE FLEXIBLE #14 AWG	0,36	72,00
			TOTAL:	\$13283,78

Tabla 3.6 Costo de componentes de software.

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	V. UNITARIO	V. TOTAL
1	1	WinCC V6.0	8000,00	8000,00
2	1	SIMATIC STEP 7 V5.3	3000,00	3000,00
3	1	MERZ OPC GENERAL MODBUS & JBUS MASTER	655,71	655,71
			TOTAL:	\$11655,71

3.5 ALCANCES Y LIMITACIONES

3.5.1 ALCANCES

El sistema implementado es capaz de supervisar y reportar el consumo de energía eléctrica y otros parámetros de interés como: factor de potencia, voltaje entre líneas, corriente de línea, frecuencia, porcentaje de distorsión armónica de los diferentes procesos de producción en la planta de Productos Familia Sancela del Ecuador S.A. mediante el sistema HMI implementado.

El programa diseñado en WinCC V6.0 permite visualizar todos los parámetros mencionados anteriormente en tiempo real de acuerdo al proceso al cual pertenece. Además presenta tendencias históricas de cada parámetro.

El software desarrollado dispone dos bases de datos que adquiere las lecturas de consumo de energía cada 24 horas, la primera es propia de WinCC, la cual

cuando se requiera visualizar los datos guardados, se lo hace a través de la herramienta Report Designer y las tareas de impresión de WinCC, la segunda genera automáticamente todos los días a las cero horas, archivos de tipo CSV en una carpeta creada en una ruta específica, estos archivos pueden ser abiertos en Microsoft Excel.

El sistema implementado cuenta también con una pantalla de monitoreo correspondiente a la línea de producción PERINI 10, del área de Conversión, ya que por ser una línea nueva, cuenta con un medidor de energía propio, de la marca Siemens, que también posee comunicación Modbus.

En la red de comunicaciones, éste medidor se halla con la dirección 3. Refiérase a la figura 3.7.

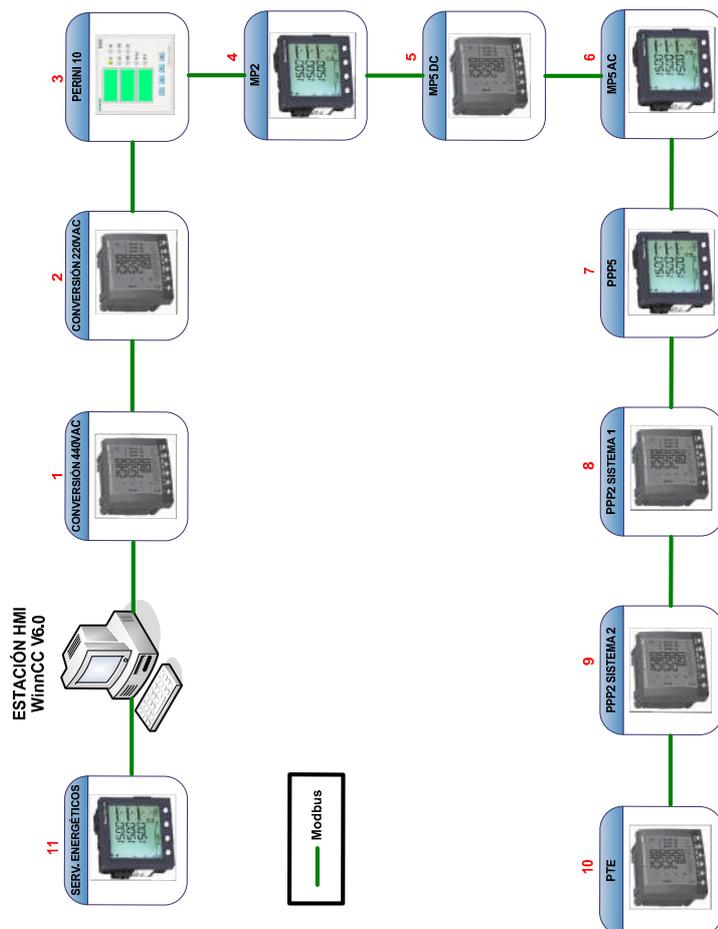


Fig. 3.7 Red Modbus incluido el medidor de la línea de producción PERINI 10

La red implementada tiene la posibilidad de extenderse a la medición de energía de cada máquina, específicamente en el área de Conversión y la nueva línea de producción, Planta FLUFF, siempre y cuando se cumpla las condiciones de la Red Modbus implementada, en lo que se refiere a máxima distancia y número de dispositivos en la red

3.5.2 LIMITACIONES

Debido a la ubicación geográfica de la estación de bombeo de agua, ubicada en el Río Cutuchi, el sistema no incorpora la medición de los parámetros eléctricos de dicha área, siendo la limitante primordial la distancia de ubicación, ya que supera los 1200 metros de longitud máxima de la red de comunicación implementada.

Por tal motivo, se requería la incorporación de equipos de comunicación por radio, los cuales son altamente costosos, y no justificaba su incorporación en el sistema, por lo cual, las mediciones eléctricas de ésta área seguirán siendo tomadas manualmente.

Debido al alto costo de los transmisores de caudal requeridos no se implementó la medición del consumo de diesel en los procesos MP5 y MP2, pero la infraestructura tanto de hardware como de software está implementada a fin de que cuando se adquieran dichos elementos se puedan conectar y funcione normalmente.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al término del desarrollo del presente trabajo realizado en la planta de Productos Familia Sancela del Ecuador S.A. situada en Lasso – Cotopaxi, se ponen a consideración las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el proyecto a fin de aportar a futuros trabajos similares.

4.1 CONCLUSIONES

- Se logró cumplir con el objetivo principal, que es la medición, monitoreo y reporte del consumo de energía eléctrica, a través de los medidores Power Logic, WinCC V6.0 y la generación automática y diaria de archivos en formato CSV, que contienen las lecturas de consumo de energía de cada área, en lo que se refiere al combustible, como se explico en el Capítulo III, en la sección Limitaciones, por el alto costo de los transmisores de flujo no se implemento esta medición, pero la arquitectura del sistema es flexible para cuando se adquiera los transmisores, instalarlos y configurarlos con toda facilidad y formen parte del sistema.
- Se consiguió instalar con éxito los medidores electrónicos de parámetros eléctricos Power Logic PM710 en los procesos: MP2, MP5 MOTORES AC,

PPP5 y SERVICIOS ENERGÉTICOS, y los medidores Power Logic PM500 ya estaban instalados previamente en las áreas restantes.

- Se logró implementar la red de comunicación por toda la planta, enlazando los medidores Power Logic instalados en todos los procesos de producción.

- Se logró adquirir la información correspondiente a: voltaje entre líneas, corriente de línea, frecuencia, energía activa, energía reactiva, energía aparente, factor de potencia, THD de voltaje, THD de corriente, como parámetros eléctricos importantes para un control de energía adecuado.

- El medidor Power Logic bajo la firma Schneider Electric permite medir una gran variedad de parámetros eléctricos, con una excelente precisión, que son de gran importancia en el campo industrial ya que brinda la posibilidad de realizar un completo análisis de la calidad de la energía a través de los datos obtenidos y es muy versátil por la facilidad de configuración para incorporarlo en una red Modbus, requerido para este proyecto.

- El software WinCC V6.0 de Siemens para implementación del sistemas SCADA es una gran herramienta para el desarrollo de este tipo de aplicaciones debido a que permite implementar con facilidad comunicación con otros dispositivos mediante DDE u OPC y comunicación directa con PLCs de la marca Siemens, además incorpora la generación de base de datos, generación de alarmas, reporte de eventos y lo más importante presenta un ambiente amigable para el diseño y programación de HMIs. Una de sus potencialidades es que presenta un Editor de Visual Basic for Script (VBS) el cual permite interactuar con los programas de Microsoft.

- Merz OPC General Modbus & Jbus Server es un servidor de OPC el cual permite enlazar cualquier dispositivo de campo que incluyan comunicación Modbus, con otros programas en los cuales se puede analizar la información obtenida de ellos.

- La incorporación a la red de comunicación de un medidor de energía de la marca Siemens instalado en la línea de producción Perini 10, comprueba la versatilidad de la comunicación Modbus ya que se incluye en la característica de un sistema SCADA, que es la interoperabilidad entre equipos de diferentes marcas.

- El sistema implementado permiten adquirir y presentar información de diferentes procesos lo cual facilita su posterior análisis y la toma de decisiones en cada uno de los niveles jerárquicos de la empresa, con lo cual se responde a la caracterización de un sistema SCADA por ser una arquitectura abierta y flexible con capacidad de ampliación, adaptación, conectividad e interoperabilidad con otras aplicaciones y equipos de distintos fabricantes, locales o distribuidos en redes de comunicación

- El desarrollo de las pantallas para la aplicación HMI deben estar diseñadas de tal manera que desplieguen solo la información necesaria, permitiéndole al usuario una fácil comprensión e interacción con el sistema, no debiendo presentar colores fuertes ya que estos cansan la vista del operario.

- A nivel industrial es de vital importancia tener datos que caractericen la calidad de energía, ya que esto puede ayudar a encontrar y solucionar problemas y a tener una mayor eficiencia en el funcionamiento de las

maquinarias lo cual se verá reflejado en un ahorro económico para la empresa.

4.2 RECOMENDACIONES

- Para la selección de los programas para el desarrollo de sistemas SCADA cuyo limitante está dado por el número de tags como es el caso de WinCC es necesario tomar en cuenta que solo los tags de entrada/salida son los que se contabilizan más no los de memoria.

- Para la selección de los componentes a emplearse en el desarrollo de un proyecto es necesario llevar a cabo un análisis previo de las características de cada una de las variables y factores involucrados en el proceso.

- Cuando se realiza ampliaciones en los sistemas existentes se debe constatar que no se sobrepasen los límites de funcionalidad de los equipos con el aumento de nuevos dispositivos.

- Cuando se instala un transformador de corriente y no se lo emplea inmediatamente se debe cortocircuitar sus salidas ya que si no se lo hace se puede generar un voltaje elevado el cual destruirá los devanados del mismo.

- Capacitar adecuadamente al personal que va a manejar la aplicación a fin de que no tengan ningún problema con el manejo del sistema y sean capaces de corregir cualquier problema que se les presente a futuro.

- Antes de efectuar cualquier operación de supervisión en el proceso es necesario leer detenidamente los manuales adjuntos en esta tesis.

- Se recomienda continuar con la estandarización de equipos implantada en la empresa ya que la utilización de equipos de otros fabricantes puede derivar en la utilización de otros programas adicionales que incrementan el costo del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA Y ENLACES

- SIEMENS, “Comunicación Industrial y Dispositivos de Campo”, Alemania, 2000
- CREUS Antonio, “Instrumentación Industrial”, 2005
- ENRIQUEZ Gilberto, “El ABC de la calidad de la Energía Eléctrica”, 2004
- RODRIGUEZ Aquilino, “Sistemas SCADA”, 2007
- Diseño de Instalaciones Eléctricas en Plantas Industriales No. de documento: NRF-048-PEMEX-2003 Rev.: 0.PEMEX.
- SCHNEIDER ELECTRIC, “Soluciones Power Logic”, Archivos PDF.
- HERRERA Enrique, “Tecnologías y redes de transmisión de datos”, 2003.
- Joan Domingo Peña, Antoni Grau Saldes, Herminio Martinez Garcia, Juan Gámiz Caro, “Comunicaciones en el entorno Industrial”, 2003
- AQUINO RODRIGUEZ Penin, “Comunicaciones Industriales”, Marcombo
- CASTRO GIL Manuel Alfonso, “Comunicaciones Industriales”, 2001
- Pedro Morcillo Ruiz, Julián Cócera Rueda, Comunicaciones industriales- sistemas de regulación, Paraninfo, Editorial S. A., 2001, 303 páginas
- www.siemenssupport.com
- www.automatas.org/redes/scada/.htm
- www.opcfoundation.org
- www.hmiscada.com
- www.opcexperts.com
- www.merz.cz/Merz.html
- www.automatedsolutions.com/products/opcmdbus.asp
- www.automatedsolutions.com/
- <http://modbus.control.com/topic/63>
- www.modbus.org/viewdevice.php?id=46
- www.automatedsolutions.com/products/opcmdbustrtu.asp
- www.infopl.net/Descargas/Descargas_Siemens/Des_SiemensFiles/infoPLC_net_Proyecto_con_WinCC.pdf
- www.gogetpapers.com/Papers/siemens_wincc_scada_book
- www.schneider-electric.com

ANEXO A

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A

Aplicación: Presta servicios al usuario, comprende la interacción directa con los procesos de aplicación, manejando las transferencias de ficheros, base de datos, correo electrónico.

B

Base de Datos: Es un conjunto exhaustivo no redundante de datos, estructurados organizados independientemente de su utilización y su implementación, pertenecientes a un mismo contexto y almacenados sistemáticamente para su posterior uso.

Bus de Dispositivos: Es la interfaz con los dispositivos de campo de bajo nivel (pulsadores, interruptores de fin de carrera), cuyo fin es proporcionar información respecto al estado de los dispositivos (ON/OFF) o al estado de operación (operación correcta/incorrecta). Estas redes generalmente transmiten solo desde unos pocos bits hasta varios bytes de datos en un determinado tiempo.

Bus de Proceso: Estos buses se conectan a dispositivos de campo capaces de generar un alto nivel de información (válvulas de procesos inteligentes, medidores de nivel inteligentes), que típicamente se emplean en aplicaciones de control de procesos en donde se requiere un control más "fino" de sus variables

C

CANBus: Tienen como base el chip CAN que se usó inicialmente en automóviles para controlar sus partes electrónicas, es abierto y puede manejar datos de

longitud variable de hasta 8 bytes; también implementa cinco mecanismos de detección de errores.

Caudal: Es la cantidad de fluido que pasa por determinado elemento en la unidad de tiempo.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

Consumo Eléctrico: Es la cantidad de energía eléctrica consumida en un determinado período de tiempo.

Consumo de Diesel: Es la cantidad de diesel consumida en un determinado período de tiempo.

Comunicación Industrial: Red entre dispositivos de entornos industriales.

Corriente Eléctrica: Es el movimiento de los electrones por el interior de un conductor. La unidad de la intensidad de la corriente eléctrica es el amperio [A].

Conversión: Corresponde físicamente al lugar donde se elabora el producto terminado; papel higiénico y servilletas.

CT: Transformador de corriente reduce los niveles elevados de corriente a niveles menores a 5 A.

D

Dirección: La dirección es un número que identifica a un dispositivo de red.

Distorsión Armónica Total (THD): Es una medida de la similitud entre la forma de onda y su componente fundamental.

E

Ethernet: Ethernet define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de tramas de datos del nivel de enlace de datos del modelo OSI.

F

Factor de Potencia: Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, o bien se define como el coseno del ángulo que forman los fasores de la intensidad y el voltaje.

Frecuencia: Se define como el número de ciclos que se efectúan por segundo. Su unidad es el hertz y se representa por Hz.

H

Hart: Los dispositivos “inteligentes” de campo que usan el protocolo HART (Vía para Transductor Remoto Direccional) mejora la operación de la red análoga porque permite que datos digitales puedan transmitirse junto con la señal de 4-20 mA sin interferir con la misma.

HMI: Interfaz humano-máquina.

I

InterBus: Es una red de sensores y actuadores que conecta estos dispositivos de campo a un PLC o a una computadora (Soft PLC) en una configuración tipo anillo. Tiene incorporadas interfaces I/O en sus 256 nodos posibles, que también incluyen bloques terminales de conexión que posibilitan y facilitan la conexión a más dispositivos I/O.

Internet: Es un conjunto descentralizado de redes de comunicación interconectadas, que utilizan la familia de protocolos TCP/IP, garantizando que las redes físicas heterogéneas que la componen funcionen como una red lógica única, de alcance mundial.

IP: El Internet Protocol (protocolo de Internet) transporta los paquetes de un nodo a otro sin tener en cuenta su contenido. IP envía cada paquete en función de una dirección de destino de cuatro bytes (la dirección IP).

J

Jbus: Es una designación utilizada por la firma APRIL para un bus propio que presenta gran similitud con Modbus, con protocolos prácticamente idénticos.

L

Lan: Una red de área local es un grupo de ordenadores o dispositivos Ethernet que comparte una estructura de comunicaciones. El tamaño de las redes LAN oscila entre un par de dispositivos y varios cientos.

M

Modbus: Es un bus de comunicaciones que se encuentra en el nivel de campo y proceso de un Scada.

MP2: Maquina Papelera 2.

MP5: Maquina Papelera 5.

O

OPC: OLE Process Control. (OLE para control de procesos.) Estándar abierto que permite a los dispositivos comunicarse entre sí de forma totalmente abierta con independencia de quién haya fabricado cada uno de ellos.

P

Papel Tissue: Papel suave y absorbente, para uso domestico y sanitario.

PC: Computador personal.

Periodo: Es el tiempo necesario para que un ciclo de la señal se produzca, su fórmula es $T = 1 / f$, o sea el período es el inverso de la frecuencia.

PLC: Controlador Lógico Programable.

Potencia: La potencia eléctrica se define como la cantidad de trabajo realizado por una corriente eléctrica.

Potencia Activa: Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo.

Potencia Aparente: También llamada potencia compleja, es la suma vectorial de la energía que disipa un circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía.

Potencia Reactiva: Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil.

PPP2: Planta Procesadora de Pasta 2.

PPP5: Planta Procesadora de Pasta 5.

PTE: Planta de Tratamiento de Efluentes.

Profibus: Es un estándar originado en normas alemanas y europeas. Cumple también con el modelo OSI de 7 niveles y las normas ISA/IEC. Utilizado en aplicaciones de alta velocidad de transmisión de datos entre controladores de I/O y complejas comunicaciones entre PLC.

S

Servicios Energéticos: Área que se encarga de suministrar aire comprimido y vapor a alta presión.

SCADA: Comprende todas aquellas soluciones de aplicación para referirse a la captura de información de un proceso o planta industrial

Sistemas Trifásicos: Es el conjunto de tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud (y por consiguiente, valor eficaz) que presentan una cierta diferencia de fase entre ellas, en torno a 120° , y están dadas en un orden determinado.

T

Tensión: Es una magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito cerrado. La tensión entre dos puntos de un campo eléctrico es igual al trabajo que realiza dicha unidad de carga positiva para transportarla desde el punto A al punto B.

TCP: El Transmission Control Protocol o protocolo de control de transmisión se encarga de entregar y verificar los datos transmitidos de un dispositivo a otro. El protocolo detecta los errores o datos perdidos y puede activar una retransmisión hasta que los datos se hayan recibido completos y sin errores.

Transmisor: Convierte la señal del transductor en una señal estándar que se transmite al sistema de control (al ser estándar es compatible con cualquier instrumento de control con independencia de su marca comercial).

V

VBA: Es el lenguaje de programación (basado en scripts) incorporado en las aplicaciones de Microsoft Office y ofrece diversas ventajas.

VRMS: Se define como el valor de corriente alterna que al circular por una determinada resistencia óhmica pura produce los mismos efectos caloríficos que al ser atravesada por una corriente continua.

ANEXO B

**MANUAL DE USUARIO DEL SISTEMA HMI PARA LA
MEDICIÓN, MONITOREO Y REGISTRO DEL CONSUMO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMBUSTIBLE DE LA
EMPRESA FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR S.A.**

SUMARIO

MANUAL DE USUARIO DEL SISTEMA HMI PARA LA MEDICIÓN, MONITOREO Y REGISTRO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMBUSTIBLE DE LA EMPRESA PRODUCTOS FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR S.A.

	Pág.
PRESENTACIÓN	B-2
DESCRIPCIÓN GENERAL	B-2
DIRECTORIO DE APLICACIÓN Y REPORTE	B-3
MANEJO DE LA APLICACIÓN DISEÑADA EN WinCC V6.0	B-4
MANEJO DE REPORTE	B-9

PRESENTACIÓN

Este manual tiene como objetivos primordiales evitar cualquier procedimiento incorrecto provocado por el mal uso del software y facilitar la comprensión de la información presentada en las diferentes pantallas del programa.

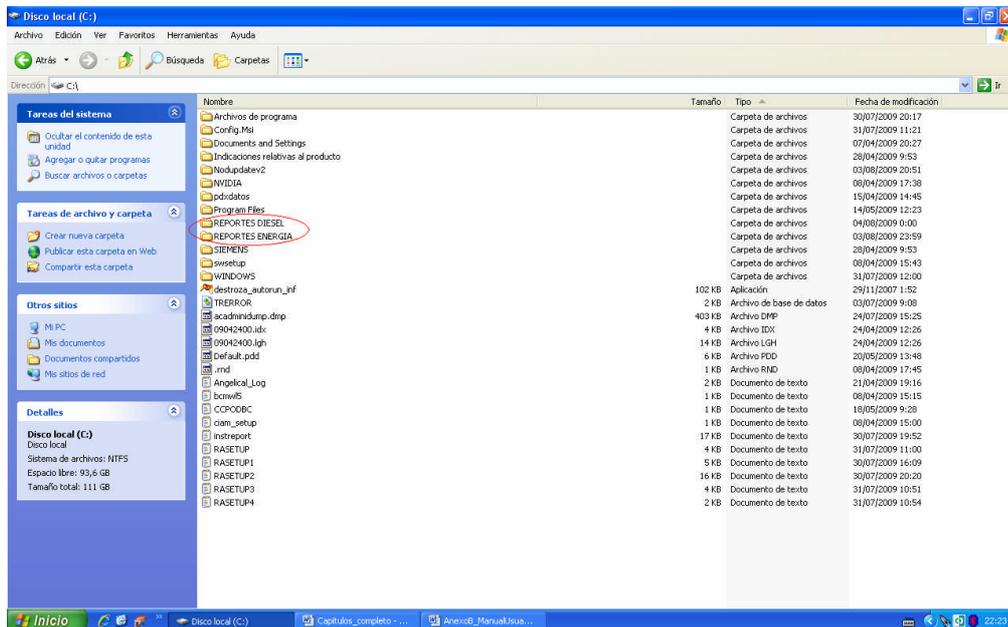
DESCRIPCIÓN GENERAL

El proyecto consiste en monitorear y registrar el consumo diario de energía eléctrica, varios parámetros eléctricos y consumo de combustible, necesarios para llevar un adecuado control de energía de cada uno de los procesos.

La aplicación realizada en WinnCC V6.0 adquiere la información de los medidores de energía eléctrica "Power Logic" de la marca Merlin Gerin instalados en las áreas de Conversión, Máquina Papelera 2, Máquina Papelera 5, Planta de Procesamiento de Pasta 2, Planta de Procesamiento de Pasta 5, Planta de Tratamiento de Efluentes y Servicios Energéticos, además se incorporó a la red de comunicación un medidor de la marca "Siemens", instalado en la línea de producción Perini 10, perteneciente al área de Conversión.

El programa permite visualizar la información adquirida de cada proceso en tiempo real, presenta tendencias históricas de parámetros importantes como voltaje, corriente y factor de potencia, y genera reportes en Excel del consumo diario de energía de cada área.

Con el propósito de tener un respaldo de los datos obtenidos el programa genera dos bases de datos, una que es propia de WinCC V6.0 y puede ser revisada mediante trabajos de impresión, y la otra conformada por archivos csv que pueden ser abiertos en Excel.



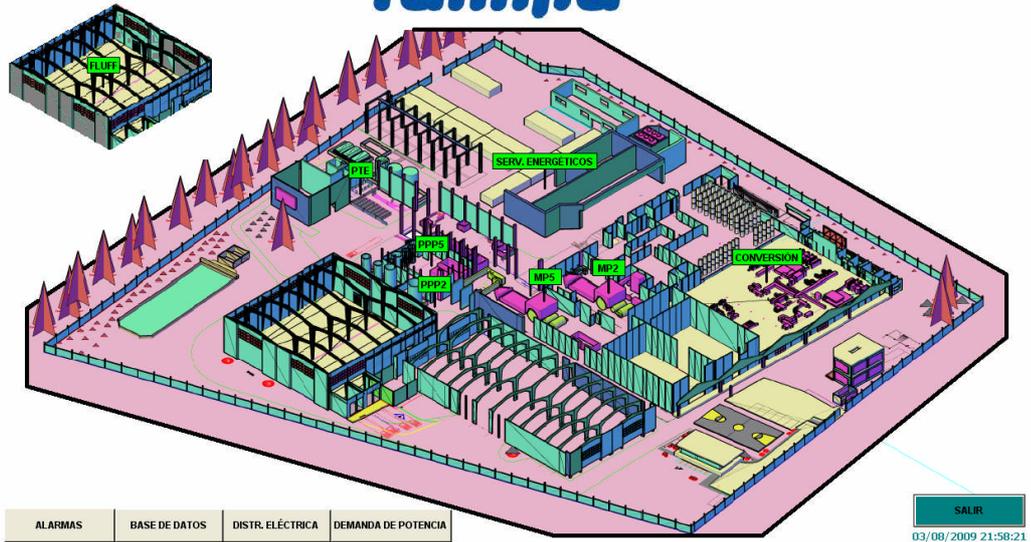
MANEJO DE LA APLICACIÓN DISEÑADA EN WinCC V6.0

Una vez ejecutada la aplicación, en ambiente Runtime, que se encuentra dentro del directorio:

C:\Archivosdeprograma\Siemens\WinCC\WinCCProjects\RedModbus”

Aparecerá la pantalla principal con el menú principal donde se muestran todos los procesos disponibles. Además en esta pantalla tenemos los botones de acceso a las Alarmas de todo el sistema, al Diagrama de Distribución Eléctrica de toda la planta, a la Base de Datos interna de WinCC y la generación automática de archivos de reporte en Excel.

SISTEMA DE MONITOREO Y REGISTRO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMBUSTIBLE

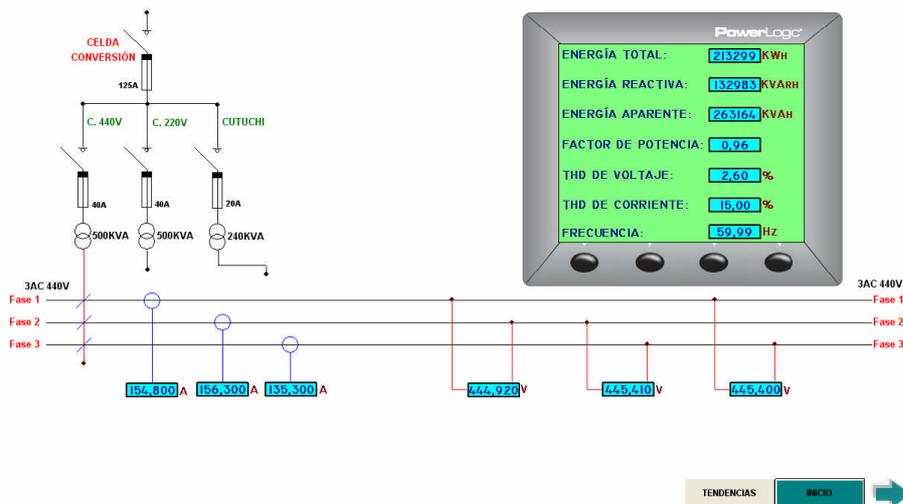


Dando clic sobre cualquiera de las áreas mostradas en el menú principal ingresamos a esta pantalla. Aquí encontramos toda la información de los valores instantáneos del proceso, así como también el acceso para visualizar las tendencias históricas de voltaje, corriente y factor de potencia.



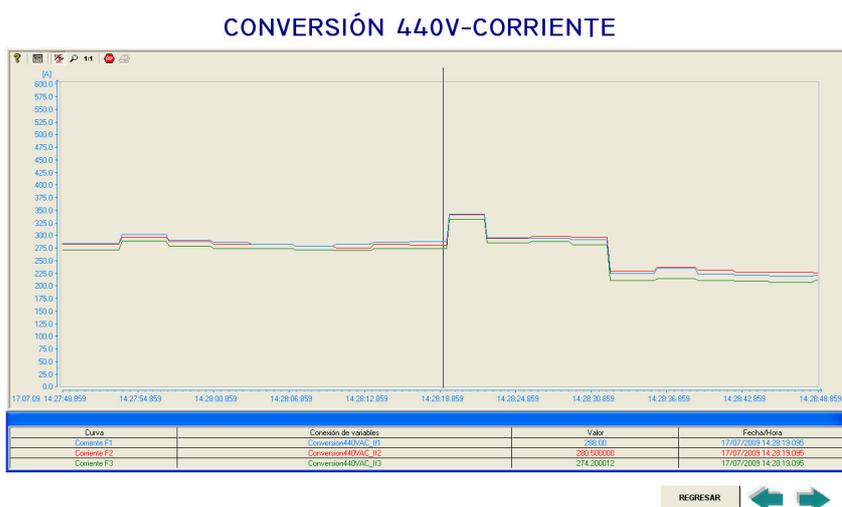
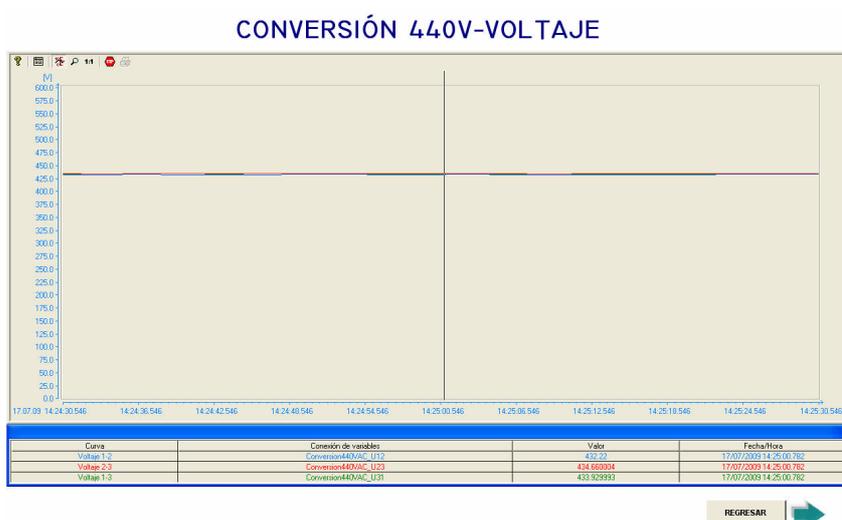
CONVERSIÓN
TRANSFORMADOR 440VAC

12/06/2009 15:35:31



Dando clic sobre la figura de la flecha hacia adelante, se mostrará la siguiente pantalla de las áreas que poseen dos pantallas: Conversión 440VAC y 220VAC, MP5 AC y DC, PP2 Sistema 1 y Sistema 2.

De igual forma al ingresar a las tendencias se encontrará el acceso anteriormente descrito para navegar a través de las gráficas de voltaje, corriente y factor de potencia de cada proceso.



CONVERSIÓN 440V-FACTOR DE POTENCIA



REGRESAR

Las pantallas también poseen los accesos flecha hacia atrás, REGRESAR e INICIO, los mismos que permiten ir hacia la página anterior, regresar a la pantalla principal de cada proceso y al menú principal de todo el sistema, respectivamente.

La pantalla principal del sistema posee cuatro botones principales: al presionar el botón ALARMAS mostrará las alarmas configuradas por ejemplo: para a un factor de potencia penalizado de cada área, cuando éste valor exceda el valor mínimo considerado de 0.95.

Grupo **fami:ia** 17/07/2009 14:42:43

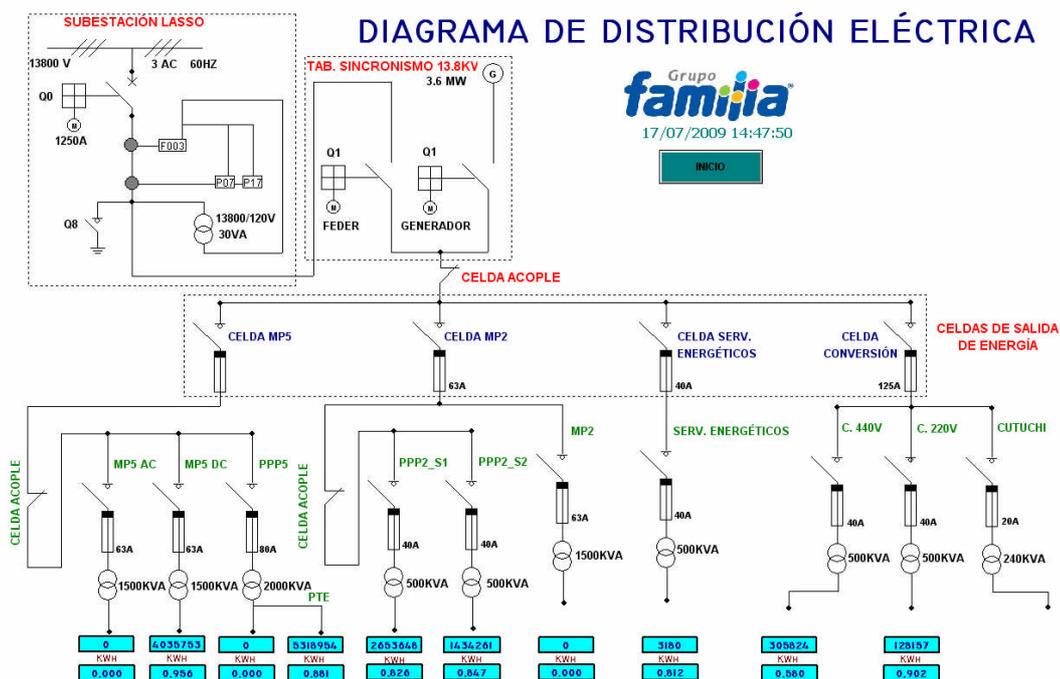
ALARMAS

#	Fecha	Hora	Lugar de ocurrencia	Texto de alert de Minic
1	17/07/09	02:23:44 PM	PPPO C1	Factor de potencia penalizado
2	17/07/09	02:23:44 PM	PTB	Factor de potencia penalizado
3	17/07/09	02:23:44 PM	CONVERSION 440VAC	Factor de potencia penalizado
4	17/07/09	02:30:57 PM	CONVERSION 220VAC	Factor de potencia penalizado
5	17/07/09	02:37:40 PM	PPPO S2	Factor de potencia penalizado
6	17/07/09	02:40:37 PM	SERV. EMERGENCIAS	Factor de potencia penalizado

17/07/2009 14:42:00.001 Jala : 5 Ventana : 5

INICIO

Al presionar el botón DISTR. ELÉCTRICA aparecerá una pantalla con el diagrama unifilar de todo el Sistema de Distribución Eléctrica de toda la Planta, adjunto con lecturas de relevancia de cada proceso, como son el Consumo de Energía y el Factor de Potencia.



Al presionar en DEMANDA DE POTENCIA aparecerá una pantalla con una tabla que muestra los valores de la demanda máxima de potencia diaria de cada área.

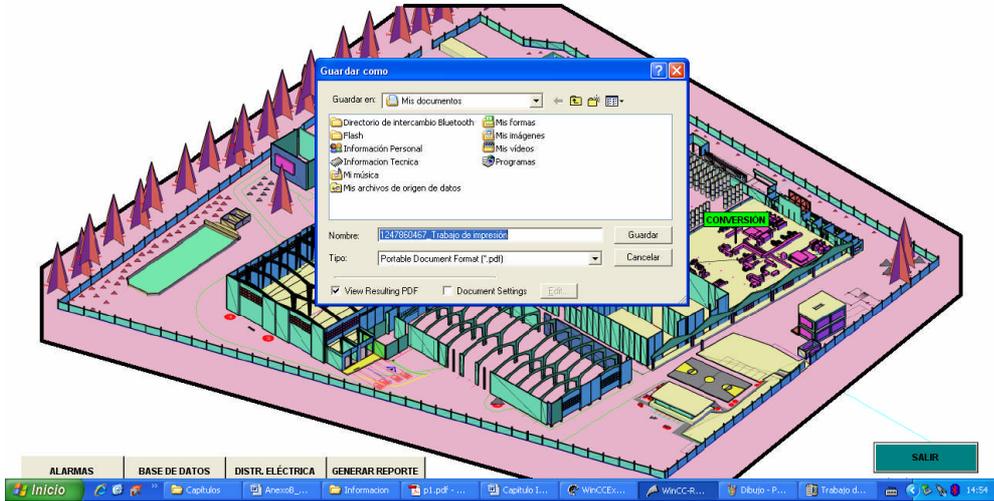
FechaHora	CONV. 440	CONV. 220	MP2	MP6 DC	MP6 AC	PPP6	PPP2 S1	PPP2 S2	PTE	S. ENERG
03.08.09 17:23:00.390	209.18	172.55	682.47	680.00	856.07	1288.71	389.67	251.50	194.95	404.96
03.08.09 17:24:00.390	209.18	172.55	682.47	680.00	856.07	1288.71	389.67	251.50	194.95	404.96

MANEJO DE REPORTES

Para la generación de reportes a partir de las lecturas guardadas en la base de datos, se posee dos opciones.

La primera opción es presionar el botón BASE DE DATOS, se mostrará una ventana que permite poner un nombre para el archivo que se generará en formato PDF, éste archivo contendrá todas las lecturas en las fechas establecidas en la opción Report Designer y en un intervalo de tiempo de adquisición de 24 horas, configurado en el Tag Logging, de WinCC.

SISTEMA DE MONITOREO Y REGISTRO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

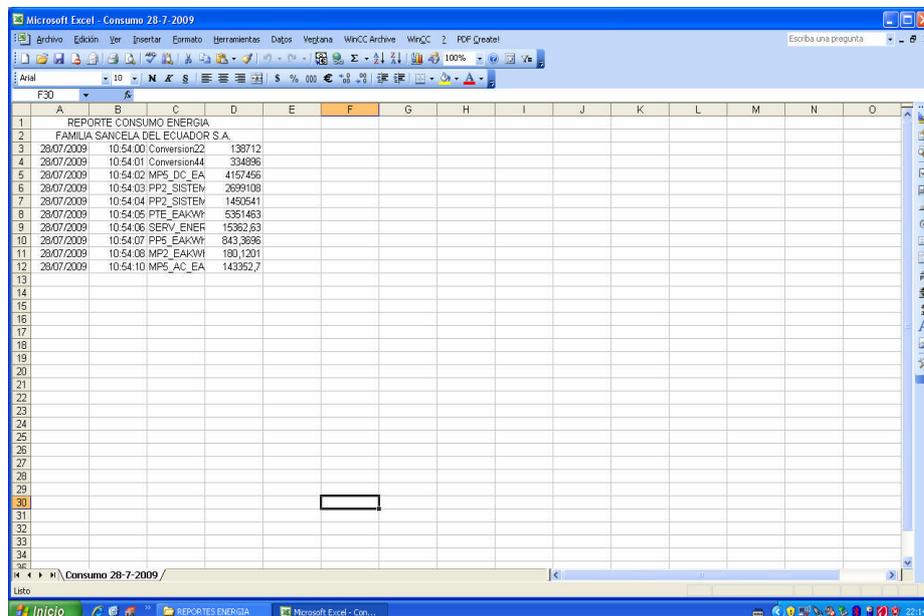


1247860467 Trabajo de Impresión.pdf - Adobe Reader

FECHA/HORA	CONV 440V	CONV 220V	MP2	MPS DC	MPS AC	PP2 S1	PP2 S2	PPS	PTE	SERV ENERG
07/2009: 15:05:1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07/2009: 15:07:1	305866	128168	0	4035878	0	2653718	1434310	0	5318987	3184
07/2009: 15:09:1	305866	128168	0	4035878	0	2653719	1434310	0	5318987	3184
07/2009: 15:09:1	305870	128167	0	4035880	0	2653727	1434315	0	5319002	3184
07/2009: 15:10:1	305872	128168	0	4035897	0	2653731	1434318	0	5319005	3184
07/2009: 15:11:1	305874	128168	0	4035904	0	2653735	1434321	0	5319007	3185

La segunda opción, es la generación automática de archivos con extensión CSV, los cuales se guardarán con nombre la fecha del día y a las cero horas de cada día, en la dirección C:/REPORTES ENERGIA y C:/REPORTES DIESEL

Estos archivos contendrán la lectura de Consumo de Energía de los medidores instalados y el Consumo de Diesel, en cada uno de los procesos, junto con el nombre del área, la fecha y hora de adquisición.

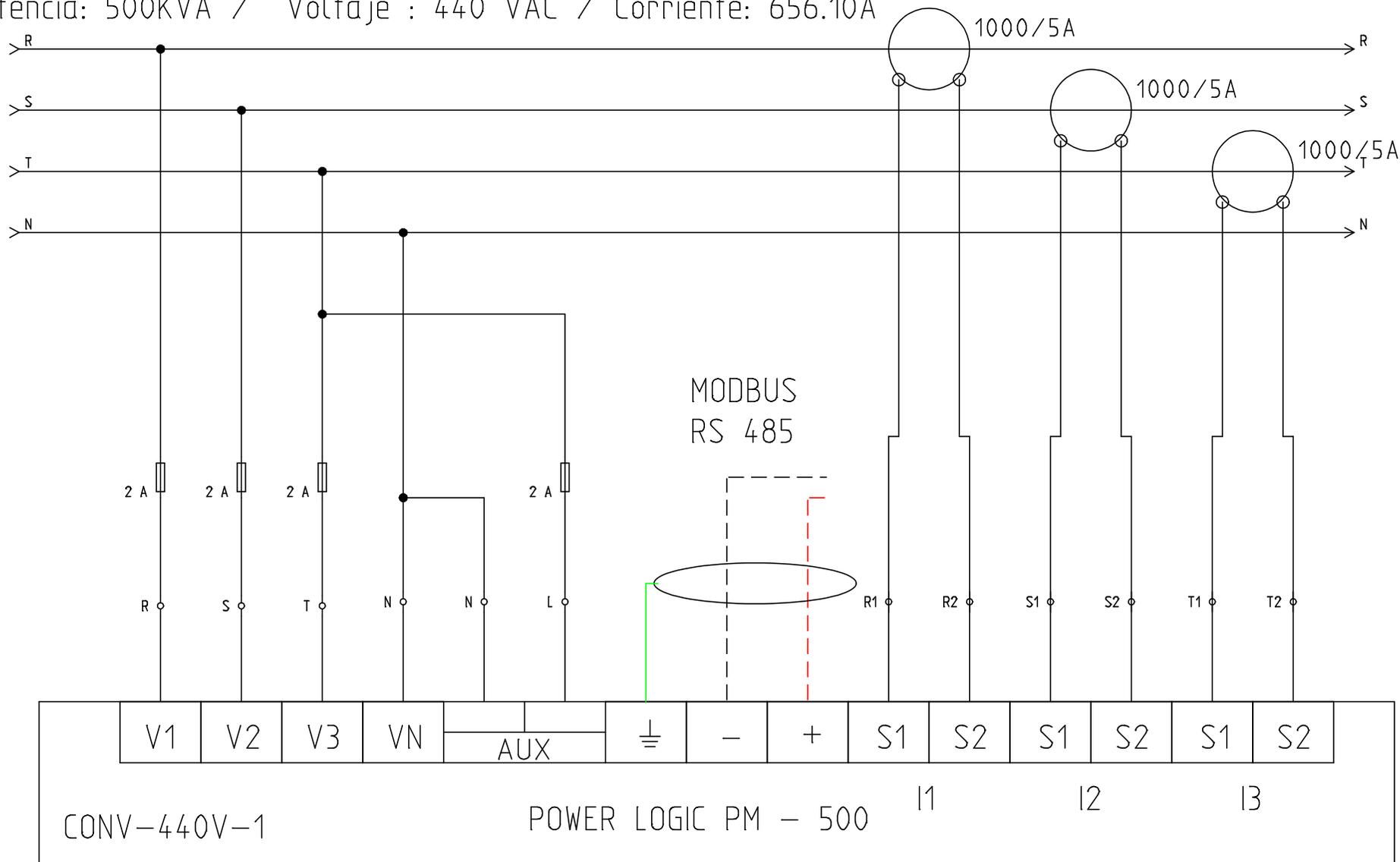


	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1															
2															
3	28/07/2009	10:54:00	Conversion22	138712											
4	28/07/2009	10:54:01	Conversion44	334896											
5	28/07/2009	10:54:02	MP5_DC_EA	4157456											
6	28/07/2009	10:54:03	PP2_SISTEM	2699108											
7	28/07/2009	10:54:04	PP2_SISTEM	1482641											
8	28/07/2009	10:54:05	PTE_EAKWI	5361483											
9	28/07/2009	10:54:06	SERV_ENER	15362,63											
10	28/07/2009	10:54:07	PP5_EAKWI	843,3696											
11	28/07/2009	10:54:08	MP2_EAKWI	180,1201											
12	28/07/2009	10:54:10	MP5_AC_EA	143352,7											
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															

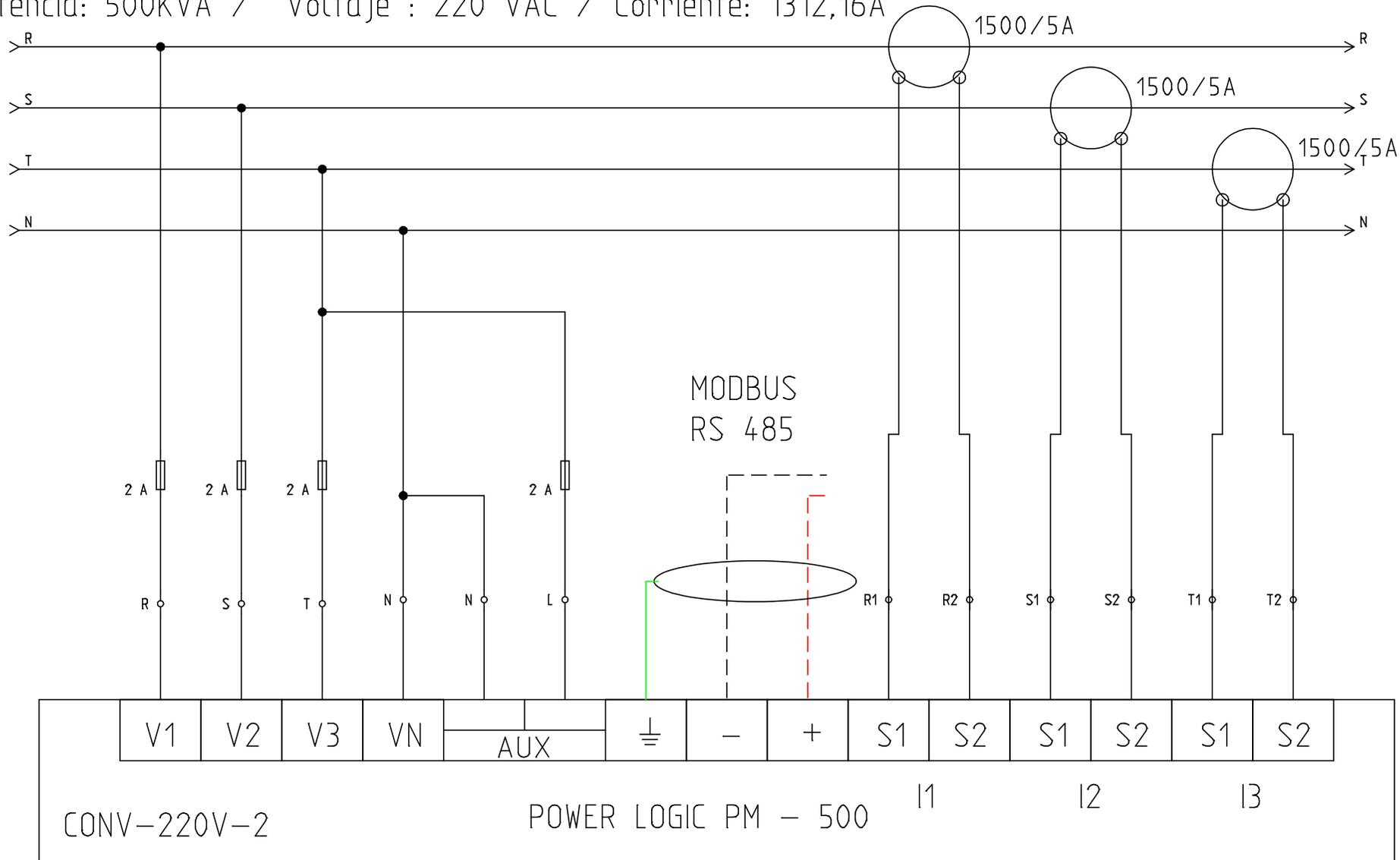
ANEXO C

PLANOS ELÉCTRICOS Y DE COMUNICACIÓN

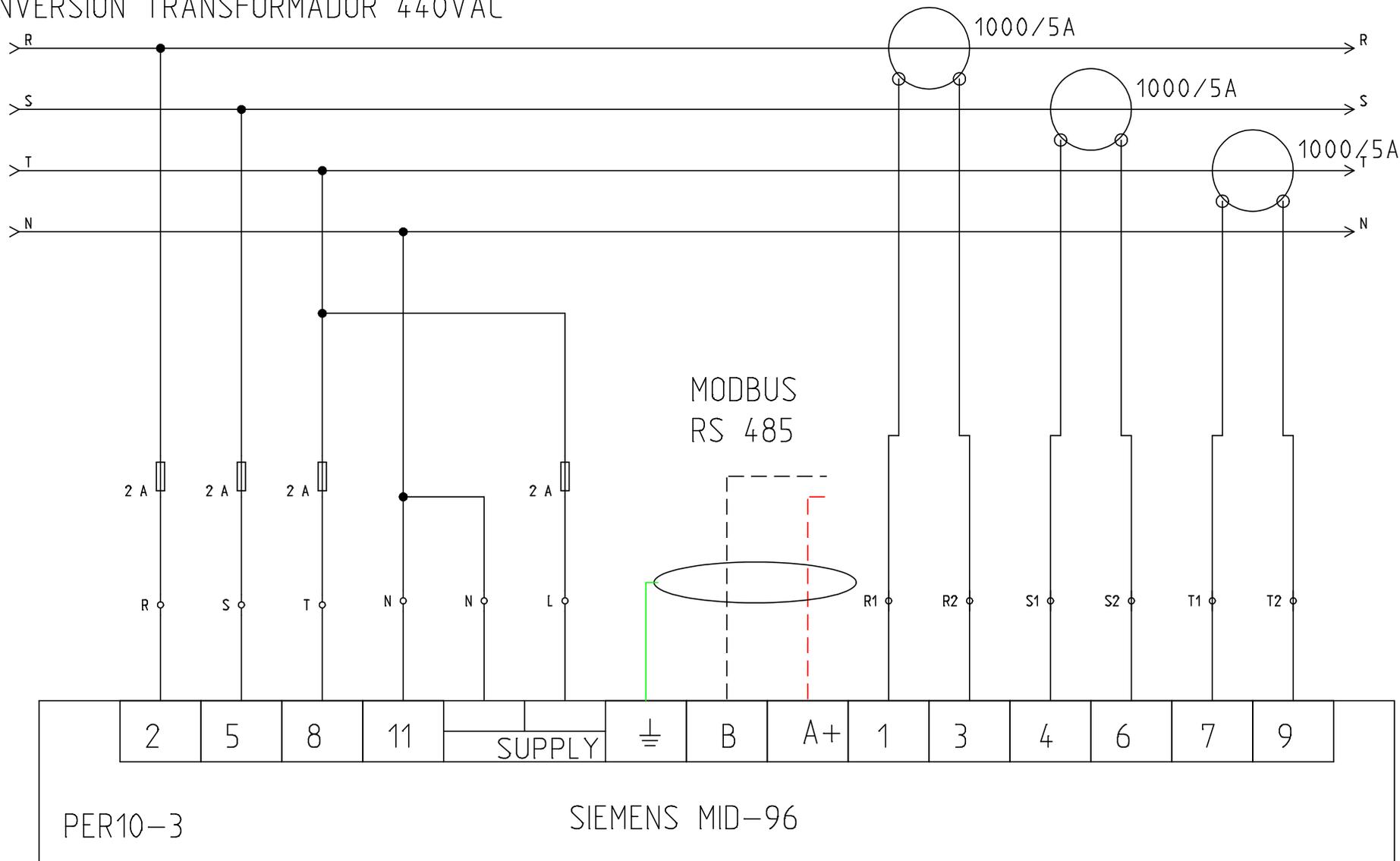
Potencia: 500KVA / Voltaje : 440 VAC / Corriente: 656.10A



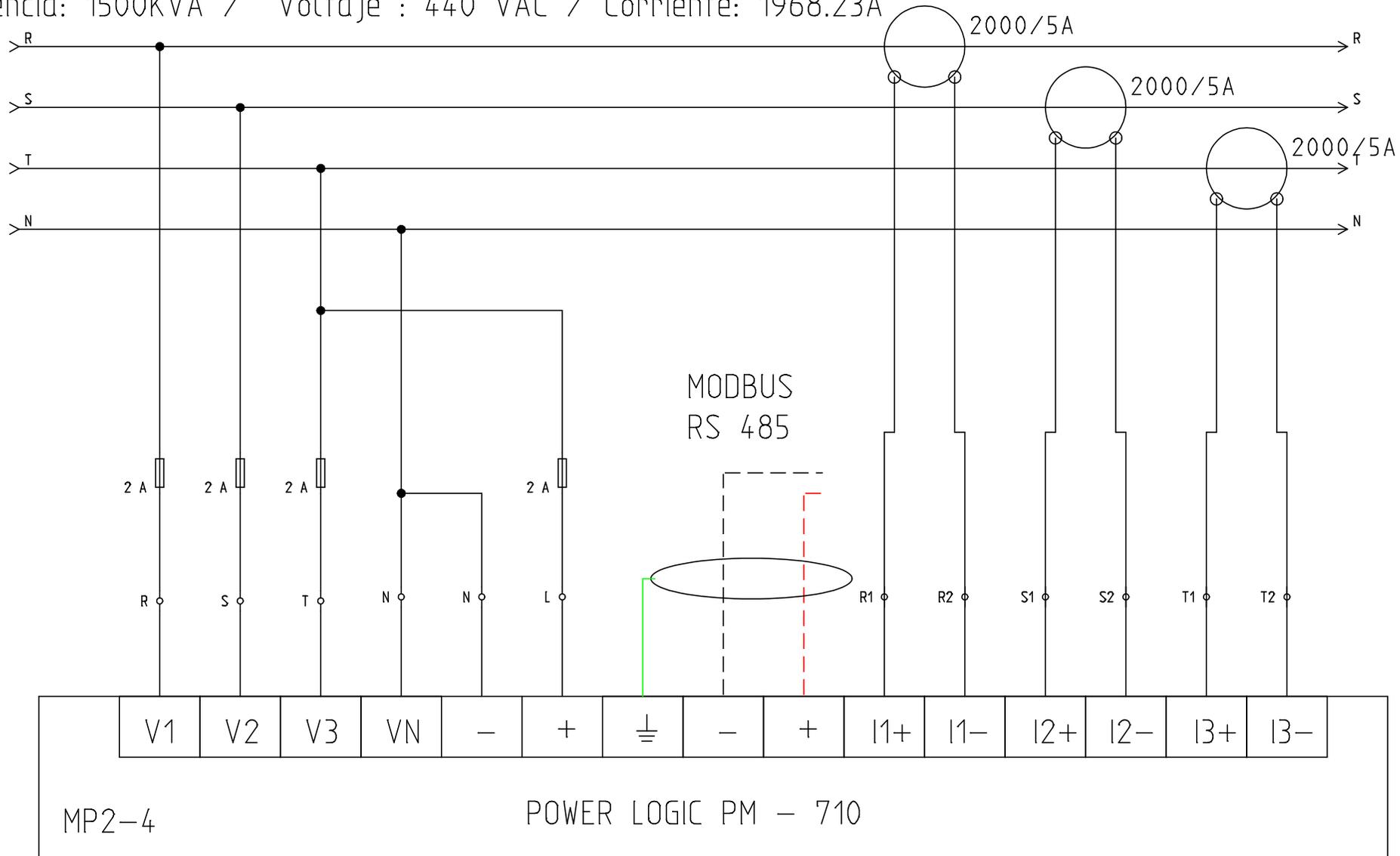
Potencia: 500KVA / Voltaje : 220 VAC / Corriente: 1312,16A



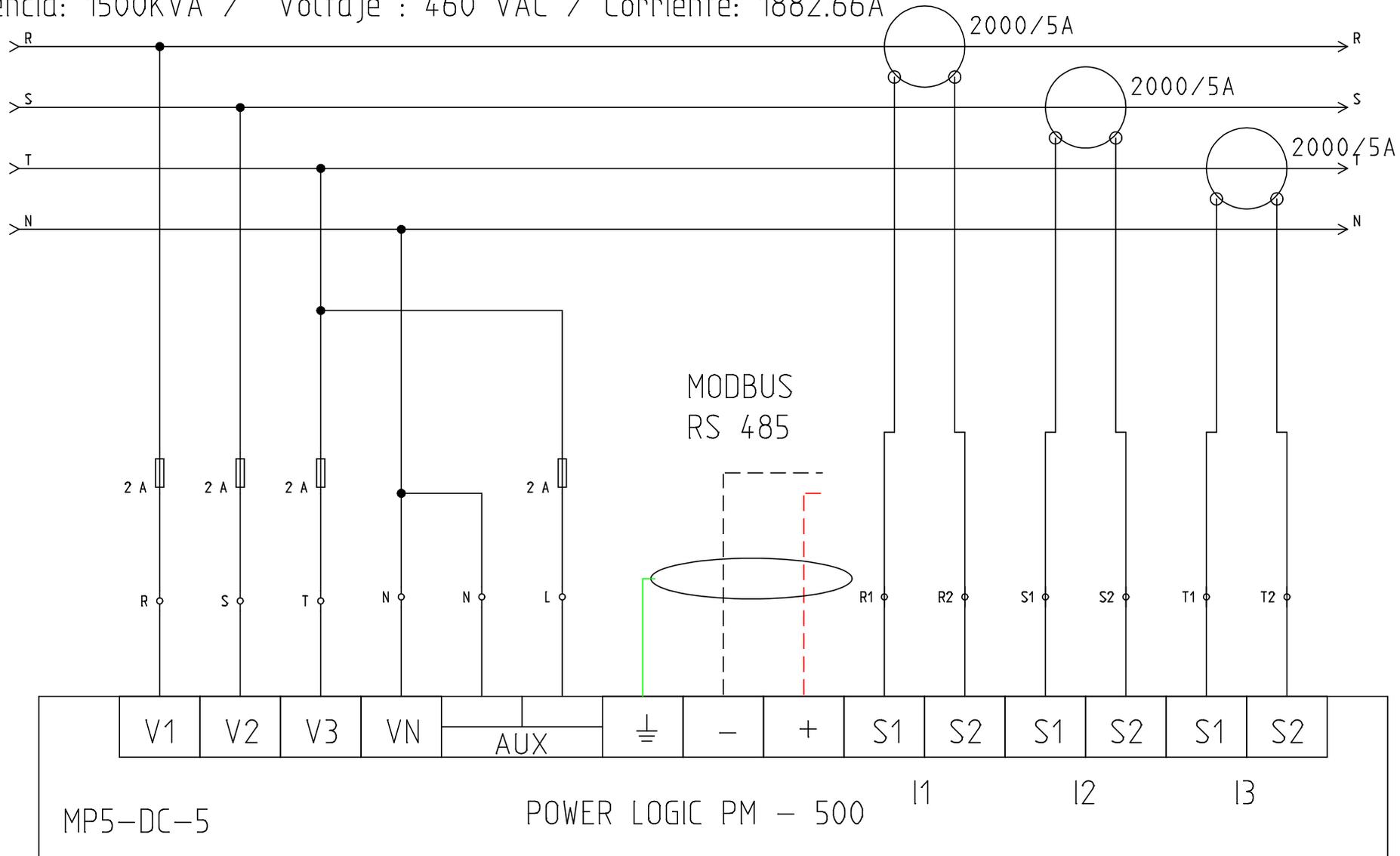
CONVERSION TRANSFORMADOR 440VAC



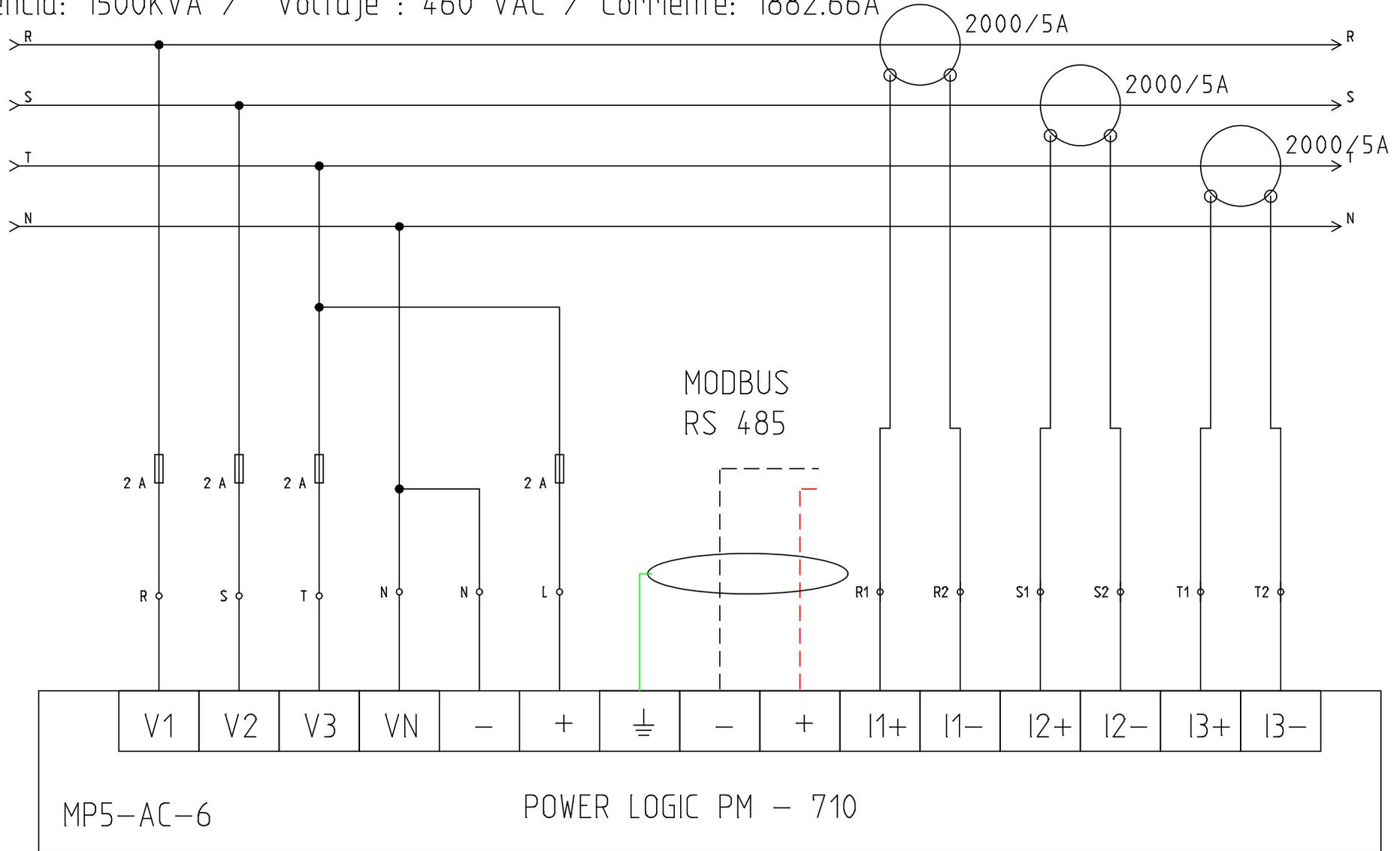
Potencia: 1500KVA / Voltaje : 440 VAC / Corriente: 1968.23A



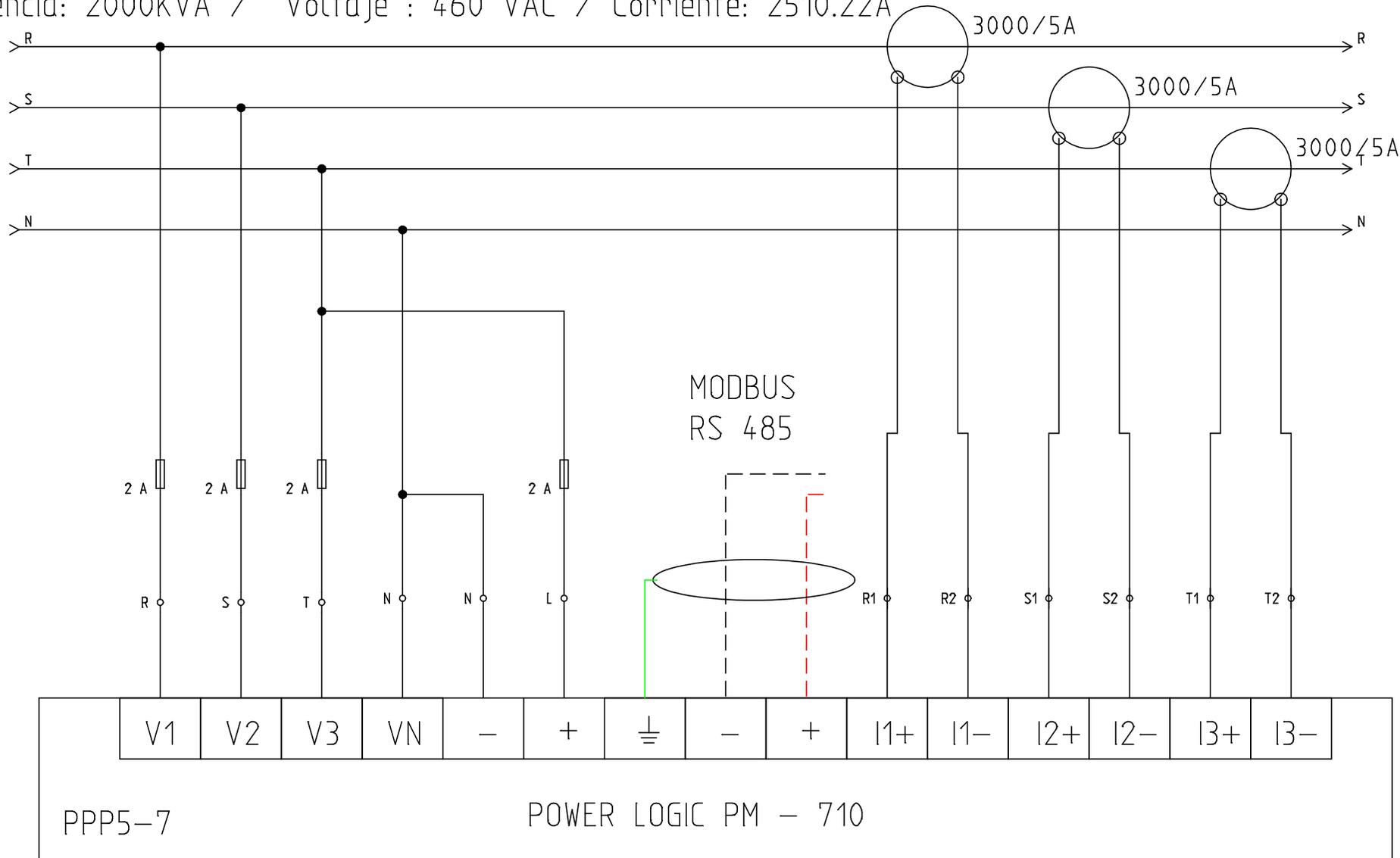
Potencia: 1500KVA / Voltaje : 460 VAC / Corriente: 1882.66A



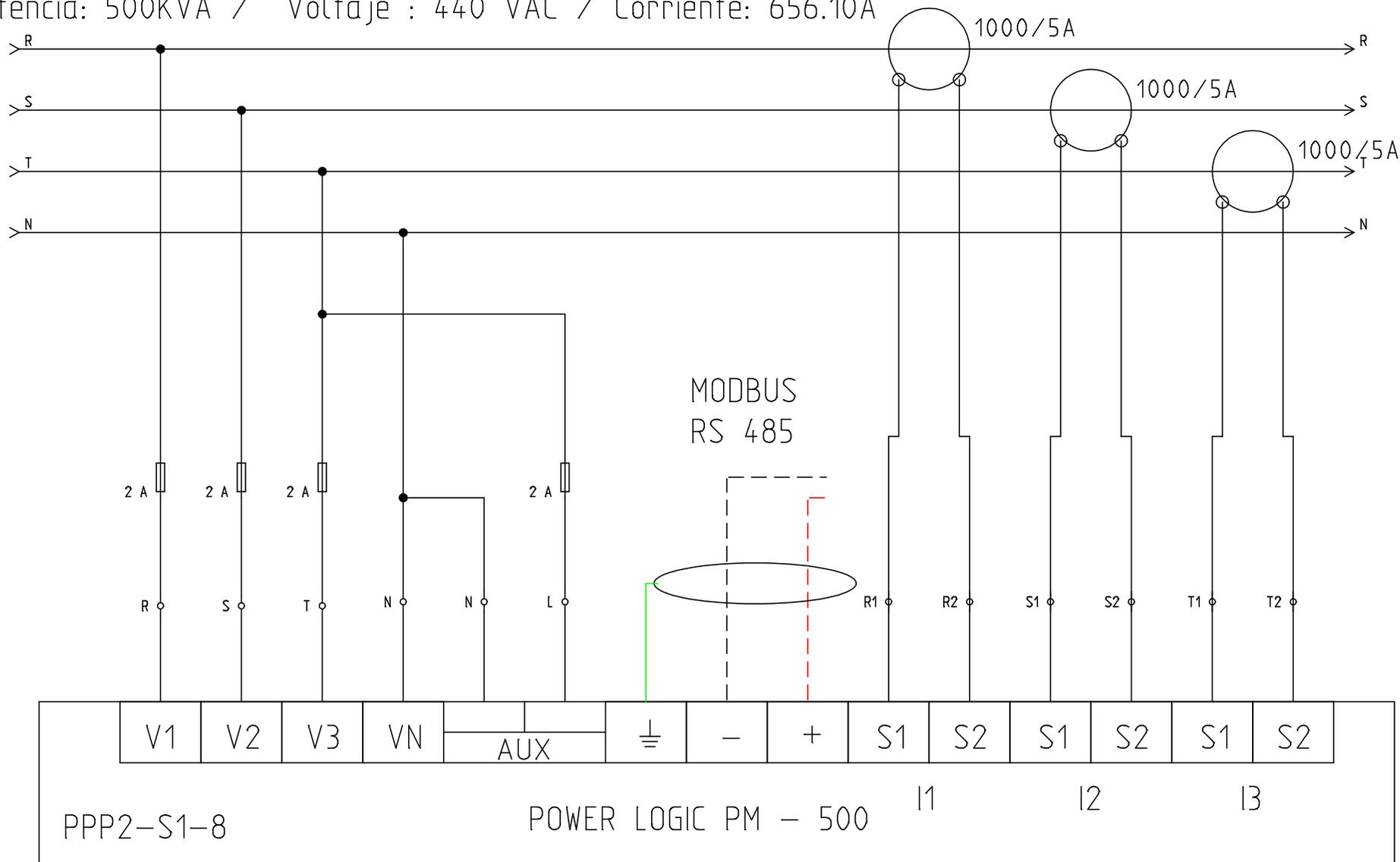
Potencia: 1500KVA / Voltaje : 460 VAC / Corriente: 1882.66A



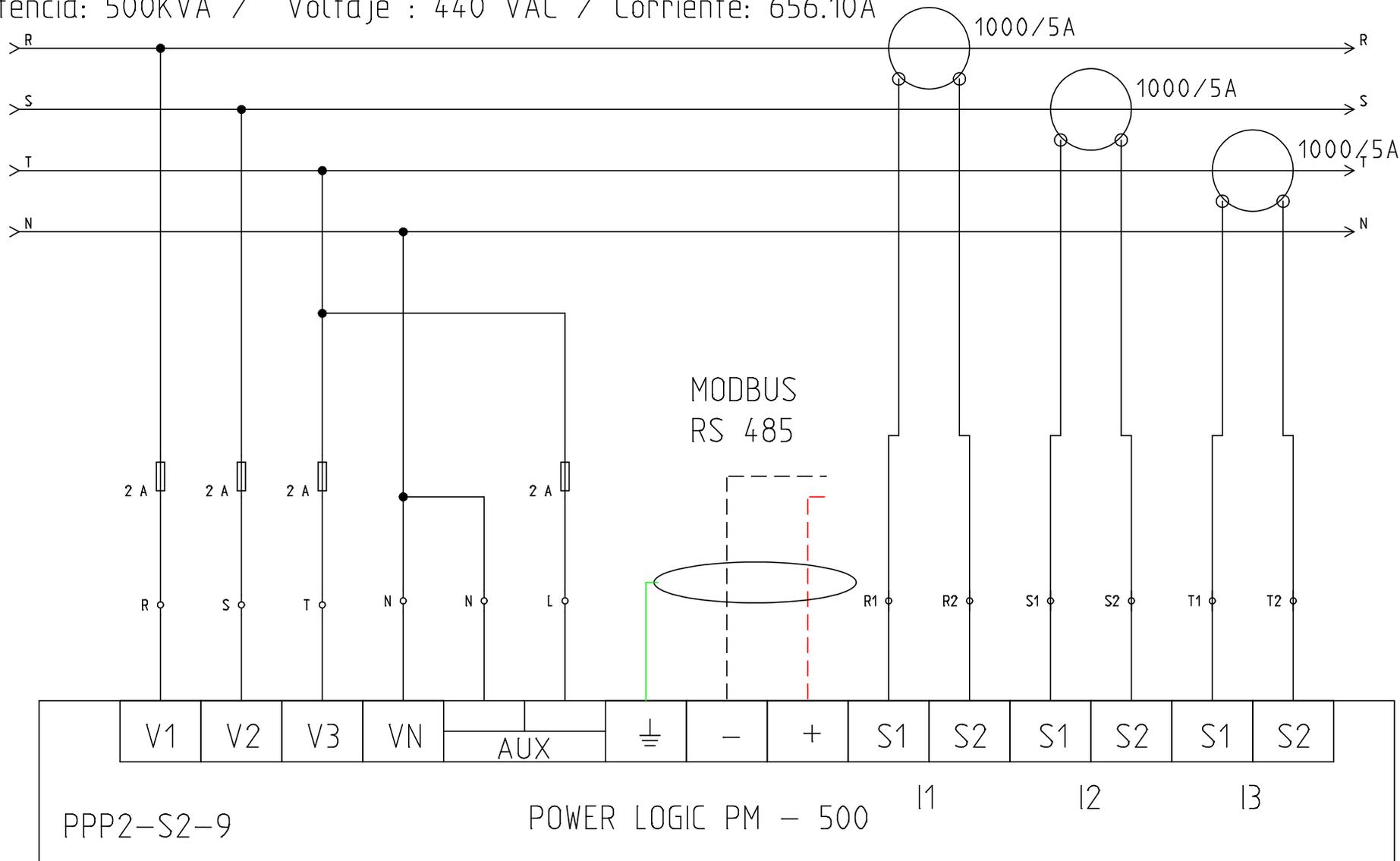
Potencia: 2000KVA / Voltaje : 460 VAC / Corriente: 2510.22A

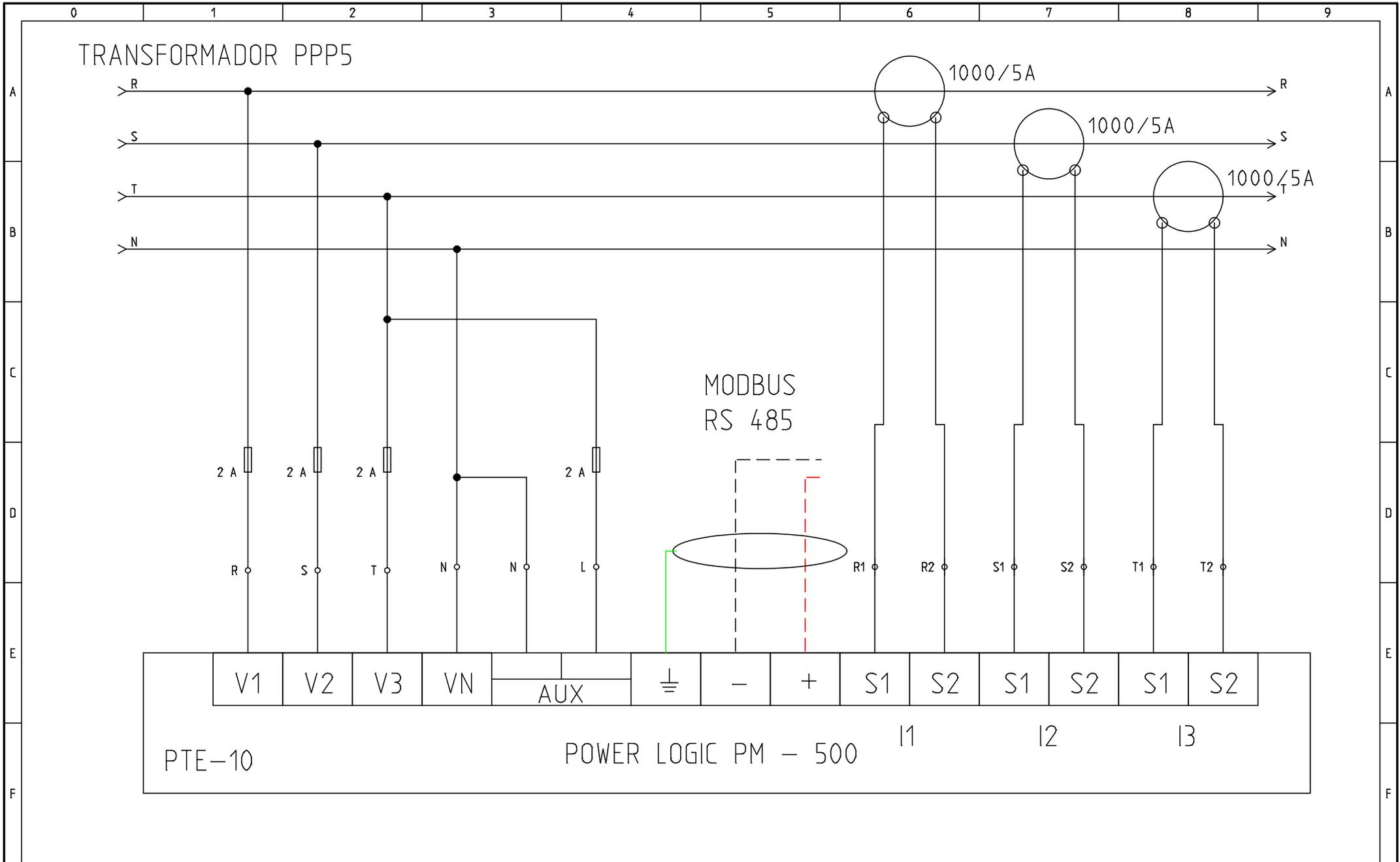


Potencia: 500KVA / Voltaje : 440 VAC / Corriente: 656.10A

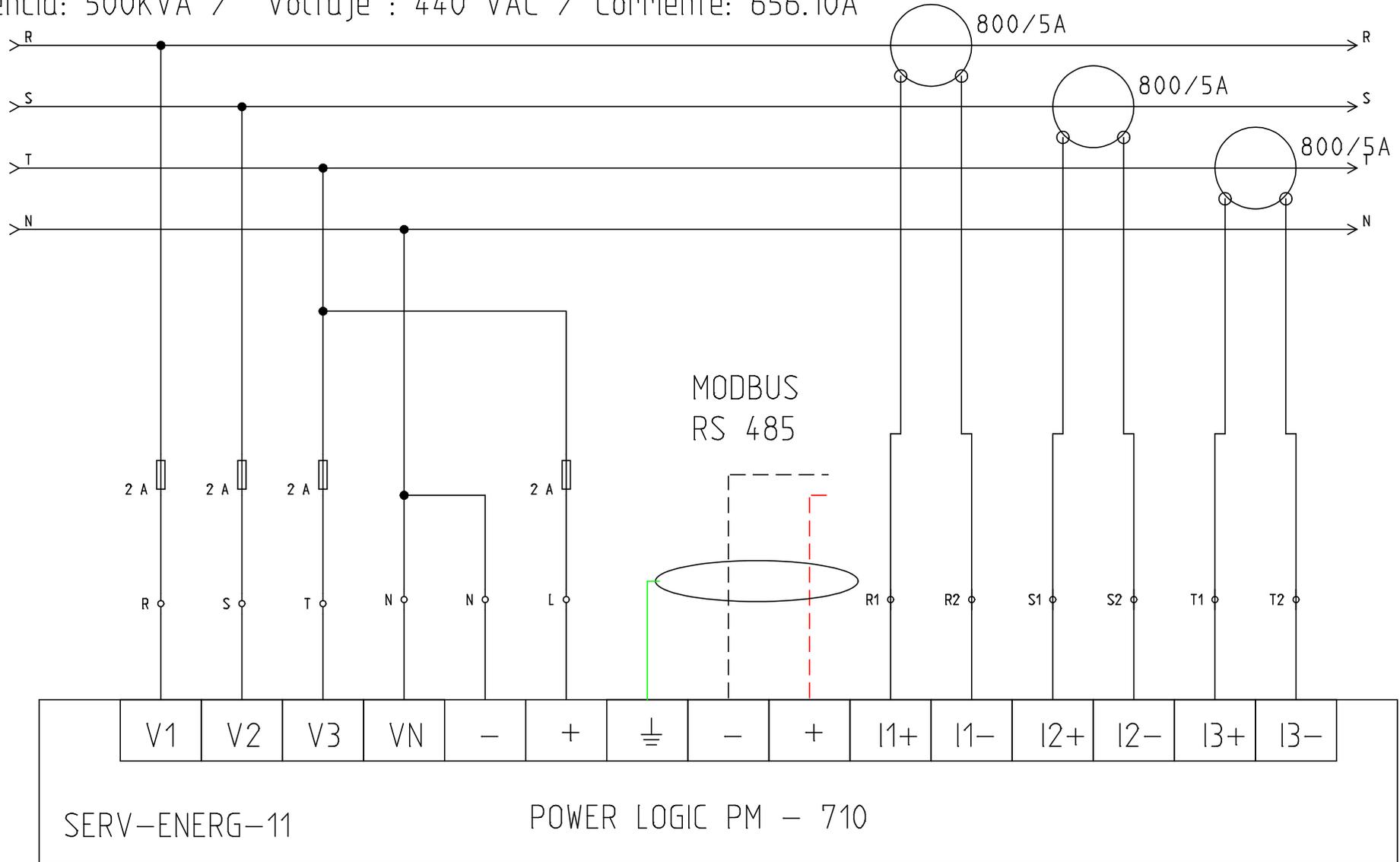


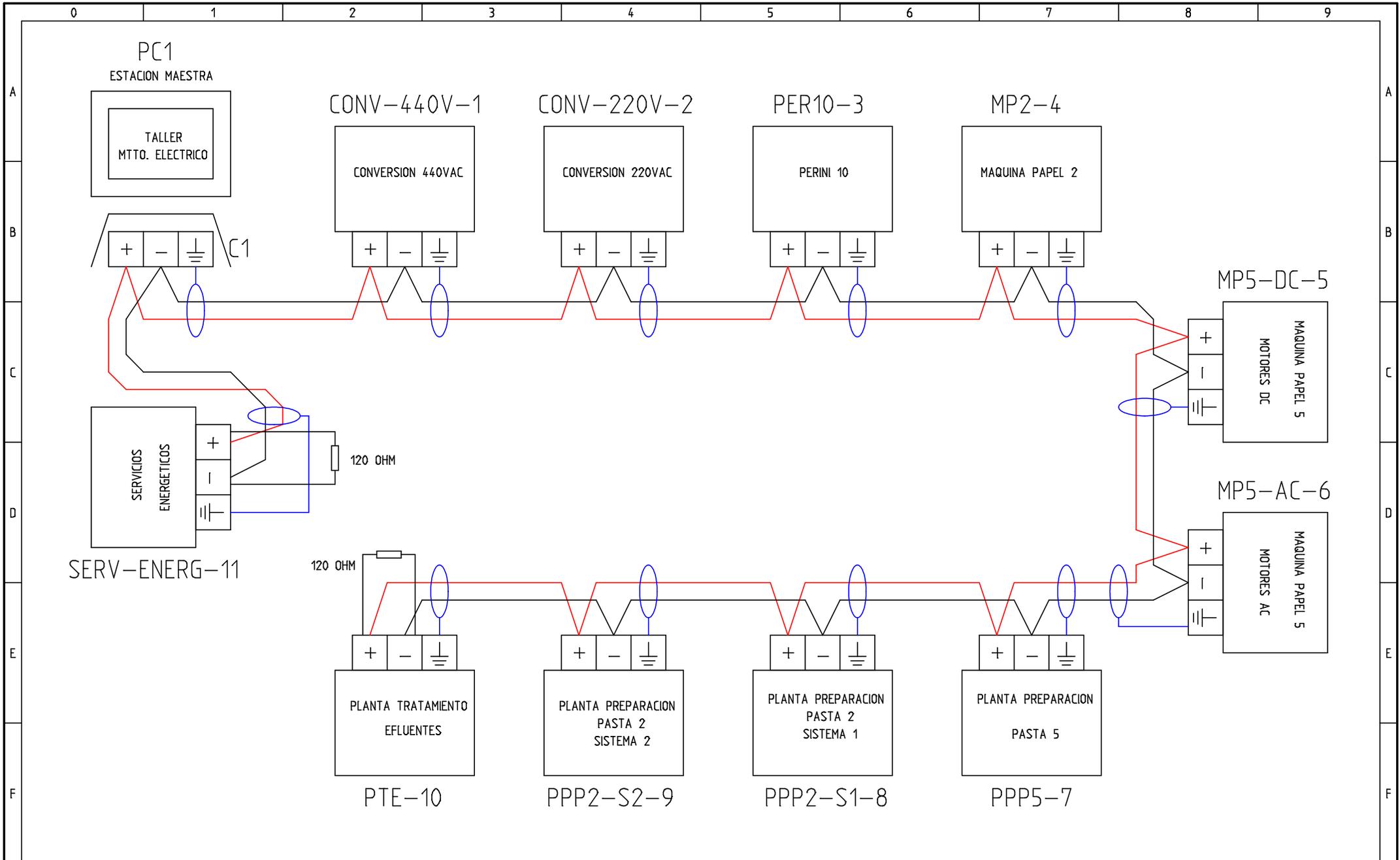
Potencia: 500KVA / Voltaje : 440 VAC / Corriente: 656.10A

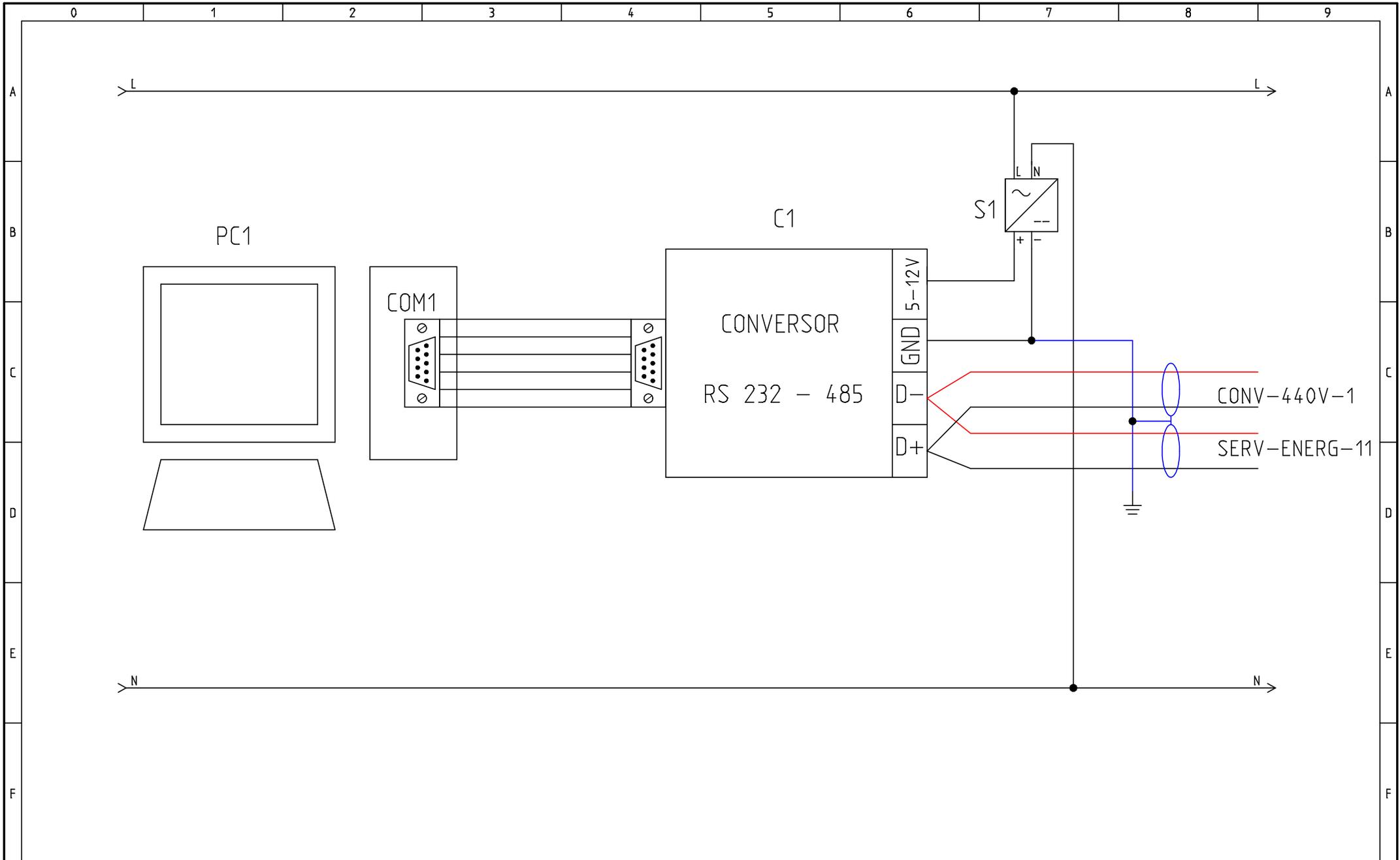


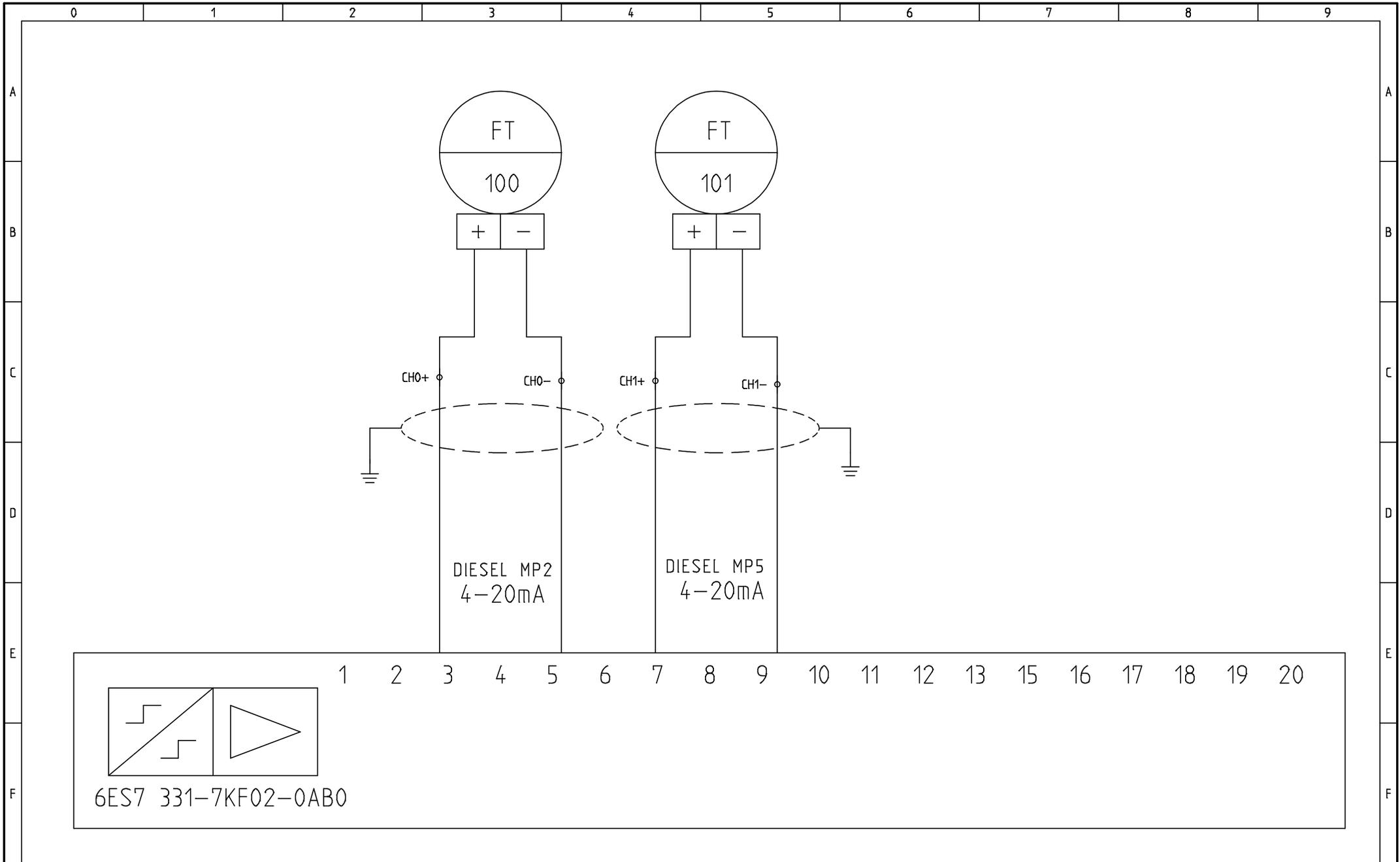


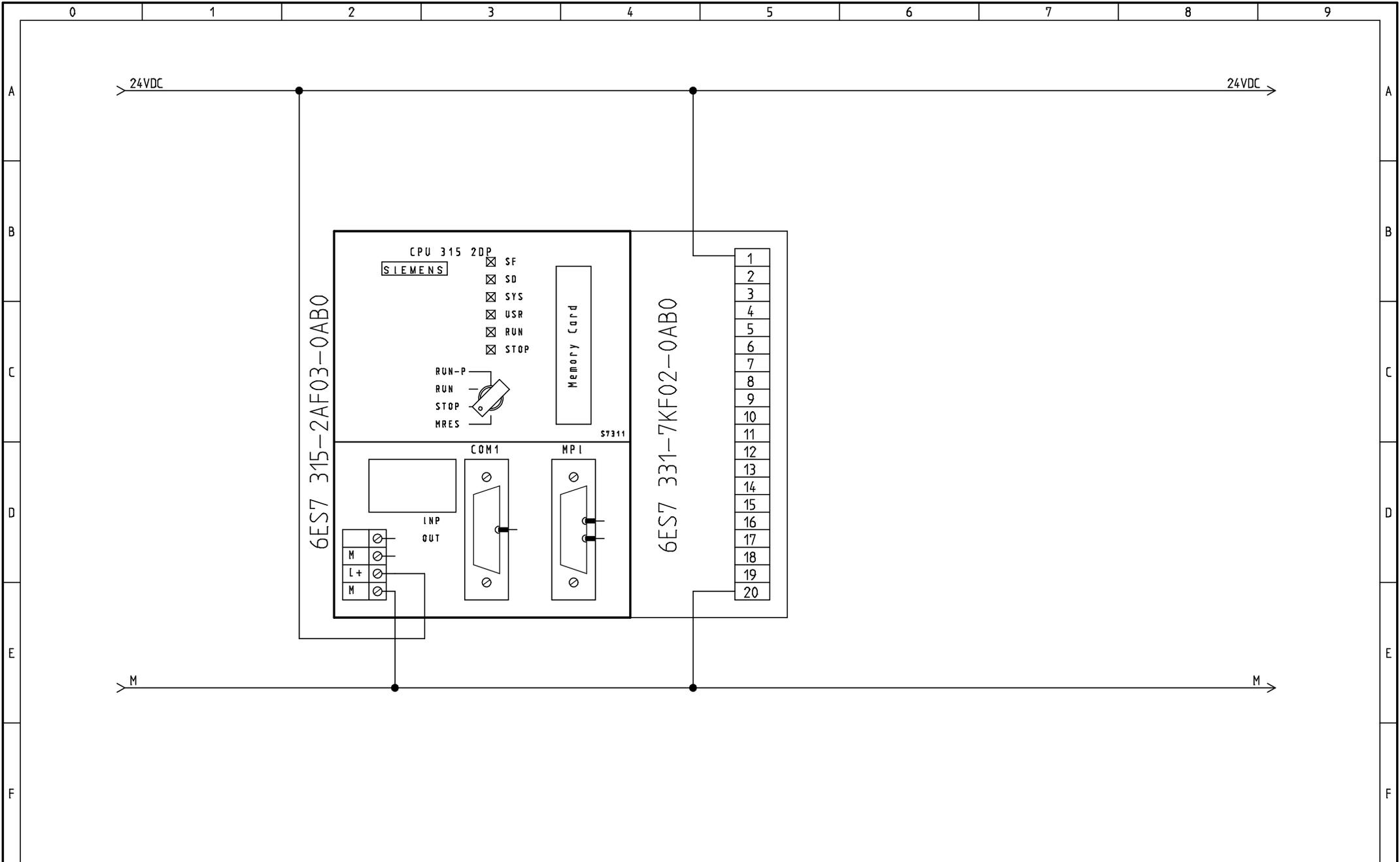
Potencia: 500KVA / Voltaje : 440 VAC / Corriente: 656.10A





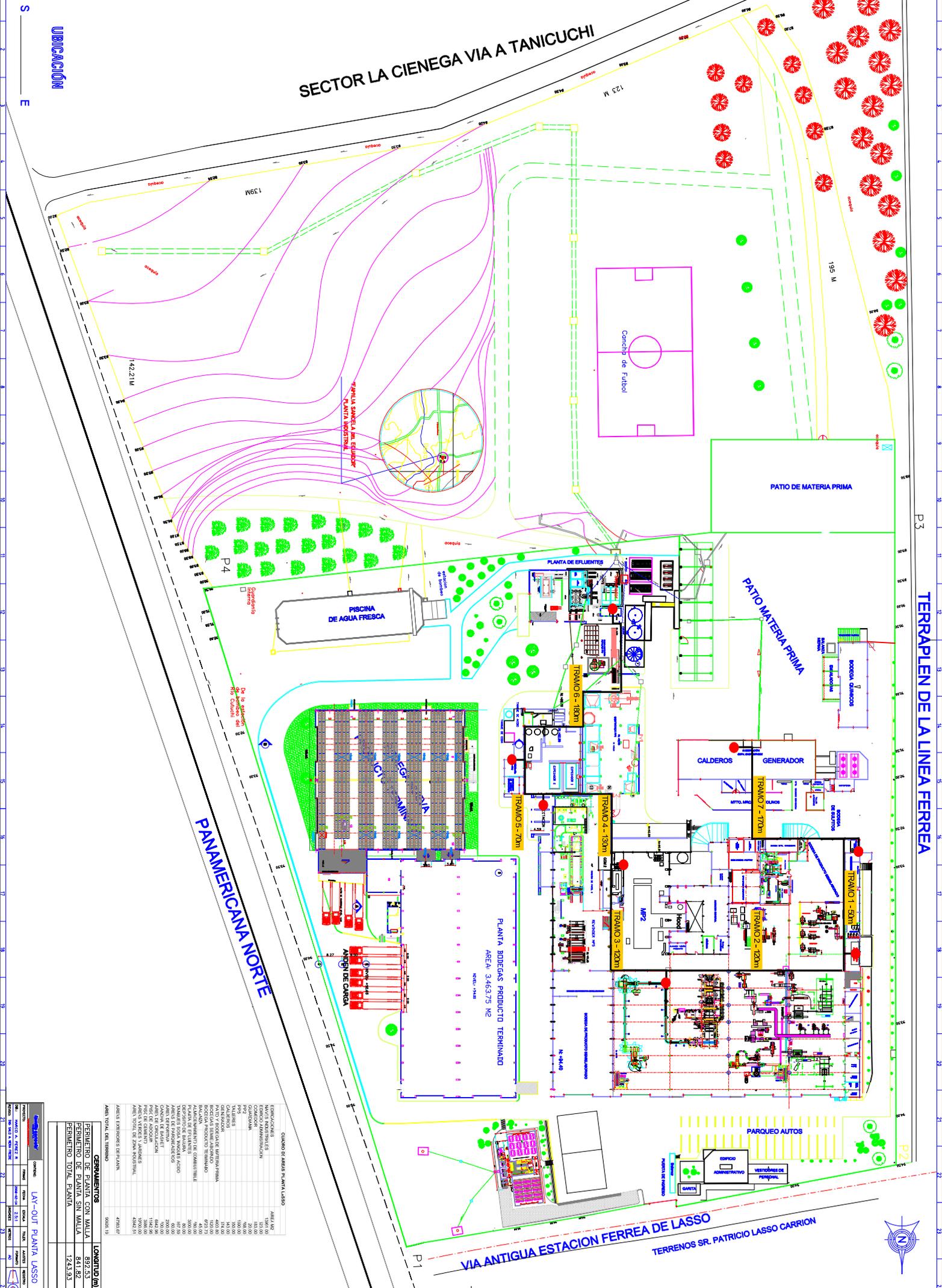






SECTOR LA CIENEGA VIA A TANICUCHI

UBICACIÓN



TERRAPLEN DE LA LINEA FERREA



CUADRO DE AREA PLANTA LABIO

EMPALMADO	AREA (M ²)
NAVE INDUSTRIAL 1	1391.00
NAVE INDUSTRIAL 2	183.00
CONECTOR	183.00
PROTECTOR	468.00
PASEOS	196.00
PLANTAS	196.00
PLANTA Y BODEGA DE MATERIA PRIMA	4003.80
PLANTA Y BODEGA DE PRODUCTO TERMINADO	9273.75
PLANTA DE EMPAQUE	46.00
PLANTA DE EMPAQUE DE PRODUCTO TERMINADO	3000.00
PLANTA DE EMPAQUE DE PRODUCTO TERMINADO	472.80
PLANTA DE EMPAQUE DE PRODUCTO TERMINADO	2000.00
PLANTA DE EMPAQUE DE PRODUCTO TERMINADO	1142.86
PLANTA DE EMPAQUE DE PRODUCTO TERMINADO	3000.00
PLANTA DE EMPAQUE DE PRODUCTO TERMINADO	4262.51
AREA EXTERIORES DE PLANTA	4793.97
AREA TOTAL DEL TERRENO	50805.16

RESUMEN DE COSTOS CON IVA

ITEM	VALOR
PERIENCIO DE PLANTA CON IVA	841.82
PERIENCIO DE PLANTA SIN IVA	1243.93
PERIENCIO TOTAL PLANTA	1243.93

CONTENIDO

ITEM	DESCRIPCION	FECHA
1	PROYECTO	2011
2	PLANTA	2011
3	PLANTA	2011
4	PLANTA	2011
5	PLANTA	2011
6	PLANTA	2011
7	PLANTA	2011
8	PLANTA	2011
9	PLANTA	2011
10	PLANTA	2011
11	PLANTA	2011
12	PLANTA	2011
13	PLANTA	2011
14	PLANTA	2011
15	PLANTA	2011
16	PLANTA	2011
17	PLANTA	2011
18	PLANTA	2011
19	PLANTA	2011
20	PLANTA	2011
21	PLANTA	2011
22	PLANTA	2011
23	PLANTA	2011
24	PLANTA	2011
25	PLANTA	2011
26	PLANTA	2011
27	PLANTA	2011
28	PLANTA	2011
29	PLANTA	2011
30	PLANTA	2011
31	PLANTA	2011
32	PLANTA	2011
33	PLANTA	2011
34	PLANTA	2011
35	PLANTA	2011
36	PLANTA	2011
37	PLANTA	2011
38	PLANTA	2011
39	PLANTA	2011
40	PLANTA	2011
41	PLANTA	2011
42	PLANTA	2011
43	PLANTA	2011
44	PLANTA	2011
45	PLANTA	2011
46	PLANTA	2011
47	PLANTA	2011
48	PLANTA	2011
49	PLANTA	2011
50	PLANTA	2011
51	PLANTA	2011
52	PLANTA	2011
53	PLANTA	2011
54	PLANTA	2011
55	PLANTA	2011
56	PLANTA	2011
57	PLANTA	2011
58	PLANTA	2011
59	PLANTA	2011
60	PLANTA	2011
61	PLANTA	2011
62	PLANTA	2011
63	PLANTA	2011
64	PLANTA	2011
65	PLANTA	2011
66	PLANTA	2011
67	PLANTA	2011
68	PLANTA	2011
69	PLANTA	2011
70	PLANTA	2011
71	PLANTA	2011
72	PLANTA	2011
73	PLANTA	2011
74	PLANTA	2011
75	PLANTA	2011
76	PLANTA	2011
77	PLANTA	2011
78	PLANTA	2011
79	PLANTA	2011
80	PLANTA	2011
81	PLANTA	2011
82	PLANTA	2011
83	PLANTA	2011
84	PLANTA	2011
85	PLANTA	2011
86	PLANTA	2011
87	PLANTA	2011
88	PLANTA	2011
89	PLANTA	2011
90	PLANTA	2011
91	PLANTA	2011
92	PLANTA	2011
93	PLANTA	2011
94	PLANTA	2011
95	PLANTA	2011
96	PLANTA	2011
97	PLANTA	2011
98	PLANTA	2011
99	PLANTA	2011
100	PLANTA	2011

ANEXO D

LISTADO DE PROGRAMA EN VISUAL BASIC FOR SCRIPT

Option Explicit

Function action

```
Dim tagName, tagValue, tagFilename
Dim strFilename, strLine
Dim arrTags(10), i
Dim fso, objFile, objTag
Dim p2,d,p3,m,an
```

```
arrTags(1) = "Conversion220VAC_EAKWh"
arrTags(2) = "Conversion440VAC_EAKWh"
arrTags(3) = "MP5_DC_EAKWh"
arrTags(4) = "PP2_SISTEMA_1_EAKWh"
arrTags(5) = "PP2_SISTEMA_2_EAKWh"
arrTags(6) = "PTE_EAKWh"
arrTags(7) = "SERV_ENERG_EAKWh"
arrTags(8) = "PP5_EAKWh"
arrTags(9) = "MP2_EAKWh"
arrTags(10) = "MP5_AC_EAKWh"
```

```
p2=".csv"
d=Day(Date)
m= Month(Date)
an=Year(Date)
p3= CStr(d)& "-" & m & "-" & an & p2
```

```
strFilename = "C:/REPORTES ENERGIA/Consumo " & p3
Set fso = CreateObject("Scripting.FileSystemObject")
Set objFile = fso.CreateTextFile(strFilename,True)
```

```
HMIRuntime.Trace("VB-Script: Write file: " & strFilename & vbCrLf)
```

```
strLine = "          REPORTE CONSUMO ENERGIA"
objFile.WriteLine strLine
strLine = "          FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR S.A."
objFile.WriteLine strLine
```

```
For i=1 To 10
```

```
    Set objTag = HMIRuntime.Tags(arrTags(i))
    strLine = Date & ";" & Time & ";" & arrTags(i) & ";" & objTag.read
    objFile.WriteLine strLine
```

```
    HMIRuntime.Trace(strLine & vbCrLf)
```

```
Next
```

End Function

ANEXO E

HOJAS DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Central de Medida

PM500

Sistema Prower Logic



Sistema de Supervisión

El sistema integra todos los componentes necesarios para supervisar su instalación eléctrica incluyendo comunicaciones, hardware y software de última generación

OPTIMIZACIÓN DE DISPLAY Y TAMAÑO

PM500 aún siendo un dispositivo 96_96 tiene un display 4 veces mayor a otras centrales de medida.

El display retroiluminado de última generación permite visualizar hasta 8 parámetros eléctricos a la vez. Destacar que en todo momento se visualiza el % de carga por fase.

Precio & Calidad

PM500 es el dispositivo más avanzado tecnológicamente del mercado (modularidad, facilidad de manejo, tamaño, display, multiplicación...), y el que mejor relación calidad/precio ofrece.

MODULARIDAD

PM500 es una central hecha a su medida. Dispone de distintos módulos encliquetables en todo momento:

- **Comunicación:** puerto RS-485, protocolo Modbus RTU
- **Impulsos:** salida configurable de impulsos y entrada de sincronismo
- **IO22, Mín/Máx y Alarmas:** 2 salidas / relé alarma configurables, 2 entradas
- **Espectro de armónicos y memoria:** almacenaje de alarmas y datos
- **Memoria:** almacenaje de alarmas y datos, y completo espectro de armónicos.

MULTI-APLICACIÓN

La central PM500, a diferencia del resto de centrales de medida del mercado, puede ser instalada indistintamente en circuitos monofásicos o trifásicos y en baja o media tensión.

Sistema

PM500 forma parte del sistema de supervisión System Manager Software de . De esta manera podremos complementar la información proporcionada por la central con la procedente de interruptores de potencia, diferenciales, analizadores de redes, plc's...

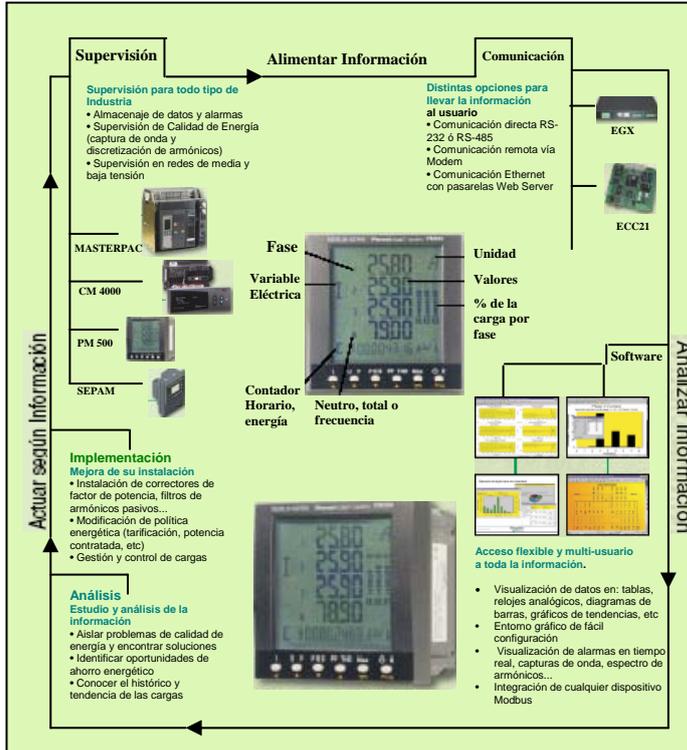
ACCESO DIRECTO

Visualización directa e inmediata de los parámetros eléctricos:

- I:** Intensidades
 - U/F:** Tensiones y frecuencia
 - PQS:** Potencia Activa, Reactiva, y Aparente
 - PF / THD:** Factor de potencia y THD en intensidad y tensión
 - Máx.:** Máximos de los promedios de intensidad y potencia
 - L/E:** Contador horario y Energéticos (KWH, KVARH, KVAH)
- Los valores de parametrización son fácilmente configurables, estando el menú de configuración protegido por password.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

caja	sin módulos	96x96x60
dimensiones	con módulo	96x96x80
conexión	bornas fijas	4 mm ² (intensidad)
	bornas móviles	2,5 mm ² (tensiones)
índice de protección:	cara frontal	IP40 y caja IP20
peso:		400 gr
visualizador		LCD alta luminosidad con retroiluminación
medidas		red trifásica (3 o 4 hilos), bifásica (2 hilos) y monofásica
tensión (TRMS)		medida directa
fase/fase		de 0 a 480 V AC
fase/neutro		de 0 a 277 V AC
medida a partir de TP:		
• primario		hasta 400 kV
• secundario		58, 64, 66, 69, 100, 110, 115 y 120 V AC
visualización y resolución		de 0 a 400,0 kV
sobrecarga permanente		760 V AC
periodo de actualización		1 segundo
intensidad (TRMS)		
a partir de transformador de intensidad con un		
• primario		hasta 10000 A
• secundario		de 1 o 5 A
consumo de las entradas		0,3 VA
visualización		de 0 a 11 kA (1,1 veces el valor del primario)
sobrecarga permanente		6 A
sobrecarga intermitente		10 In durante 1 segundo
periodo de actualización		1 segundo
relación máxima TC X TP		1 000 000
potencias		
por fase		0 a 1660 MW/Mvar/MVA
totales		0 a 8000 MW/Mvar/MVA
periodo de actualización		1 segundo
frecuencia		
de 45,0 a 65,0 Hz		1 segundo
THD		1 segundo
periodo de actualización		1 segundo
precisión de las medidas		
tensiones		0,5 % de 10 a 110 % de In
potencias		0,5 % de 140 a 480 V AC
factor de potencia		1 % de plena escala
frecuencia		1 % para 0,5 L a 0,8 C
recuento de la energía activa		0,1 Hz de 45 a 65 Hz
± 1% de 0,02 a 1,2 In con PF = 0,5 L ó 0,8 C (clase 1 CEI 61036)		
recuento de la energía reactiva		
± 2% de 0,1 a 1,2 In con sin _u = 0,5 L ó C (clase 2 CEI 61268)		
alimentación auxiliar		
110 a 400 VAC		a 50/60 Hz ± 10 %
110 a 380 VDC		± 10 %



LECTURAS BÁSICAS PM500

intensidades instantáneas medias (1)	I1	I2	I3	IN
tensiones F-F	U1-2	U2-3	U3-1	
F-N	U1	U2	U3	
Frecuencia potencia instantáneas	P1	P2	P3	ΣP
	Q1	Q2	Q3	ΣQ
	S1	S2	S3	ΣS
	P	Q	S	
	FP1	FP2	FP3	FP
medias (1) factor de potencia THD				
intensidad	THD I1	THD I2	THD I3	THD IN
tensión F-F	THD U1-2	THD U2-3	THD U3-1	
tensión F-N	THD U1	THD U2	THD U3	
máximos de las medias (2)				
intensidad	I1	I2	I3	IN
potencia	ΣP	ΣQ	ΣS	
energía (4 cuadrantes) contador horario	Eactiva	Ereactiva	Eaparente	
	H			

(1) Intervalo de integración configurable
(2) Disponible en aparato base

MÓDULO IO22 + MÁX/MÍN + ALARMAS

intensidades	máx./mín.	alarmas
tensión	ltrif, ln	I1, I2, I3, In
F-F	(1) U1-F	U1-2, U2-3, U3-1
F-N		U1, U2, U3
potencia		
activa	ΣP	ΣP
reactiva	ΣQ	ΣQ
aparente	ΣS	ΣS
frecuencia	F	F
THD		
intensidad	THDI, THDIn	THDI1, THDI2, THDI3
tensión	(1) THDU-F	THDU1, THDU2, THDU3
		THDU1-2, THDU2-3, THDU3-1
		H

contador horario
(1) Valor máx./mín. entre dos pases cualquiera
Nota: Visualización de Máx./Mín. mediante comunicación. Almacena las 3 últimas alarmas

TABLA DE REFERENCIAS

refs. descripción	
central de medida básica	50980 PM500 alm. Aux. 110-440Vac, 110-380Vdc
módulos opcionales	50982 comunicación modbus RS-485
	50983 IO11, 1 ent. Sincro + 1 sal. Impulso
	50984 IO22, ent. + 2 sal. + Alarmas + Máx. Mins.



Recursos adicionales

Vaya a www.powerlogic.com, seleccione su país > Literature (Documentación) > Power Meters (Centrales de medida) > PM700 > Instructional (Instrucciones) y después haga clic en el manual que desea descargar. Si no dispone de un nombre de usuario y una contraseña, siga las instrucciones del sitio Web.

PRECAUCIONES DE SEGURIDAD

PELIGRO

- RIESGO DE DESCARGA ELÉCTRICA, EXPLOSIÓN O DESTELLO DE ARCO**
- Utilice un equipo de protección personal y siga las prácticas de seguridad de trabajo eléctrico. Consulte la NFPA 70E (sólo en EE. UU.).
 - Únicamente los electricistas cualificados deben instalar este equipo. Antes de iniciar la instalación lea todas las instrucciones detenidamente.
 - NUNCA realice el trabajo solo.
 - Antes de realizar inspecciones visuales, pruebas u operaciones de mantenimiento en este equipo, desconecte todas las fuentes de energía eléctrica. Asuma que todos los circuitos están ALIMENTADOS hasta que los haya desactivado, probado y etiquetado completamente. Fíjese sobre todo en el diseño del sistema de suministro eléctrico. Tenga en cuenta todas las fuentes de energía, sin olvidar la posibilidad de que exista retroalimentación.
 - Antes de iniciar cualquier operación, apague la fuente de alimentación de la central de medida y del equipo en el que está instalado.
 - Utilice siempre un voltímetro de rango adecuado para confirmar que el equipo está totalmente apagado.
 - Antes de cerrar todas las cubiertas y puertas, inspeccione cuidadosamente el área de trabajo para asegurarse de que no se ha dejado ninguna herramienta ni ningún objeto dentro del equipo.
 - Tenga cuidado al desmontar o instalar los paneles para que no toquen el bus activo; evite manejar paneles que puedan provocar lesiones personales.
 - Para que el equipo funcione correctamente el manejo, la instalación y el uso deben ser los adecuados. Si no se tienen en cuenta los requisitos de instalación fundamentales pueden producirse lesiones personales y desperfectos en el equipo eléctrico u otras propiedades.
 - NUNCA conecte una derivación para evitar los fusibles externos.
 - NUNCA cortocircuite el secundario de un TT.
 - NUNCA deje abierto el circuito de un TI. Utilice un bloque de cortocircuito para establecer un cortocircuito en los conductores del TI antes de desmontar las conexiones de la central de medida.
 - Antes de realizar una prueba (de rigidez) dieléctrica o de megóhmetro en cualquier equipo que tenga instalada la central de medida, todos los cables de entrada y salida de la central de medida deberán estar desconectados. Las pruebas de alta tensión pueden dañar los componentes electrónicos de la central de medida.
 - La central de medida debería ser instalada en una caja de protección eléctrica adecuada.

El incumplimiento de estas instrucciones puede provocar la muerte o lesiones graves.

INSTALACIÓN

Contenido de la caja

- Una (1) central de medida
- Dos (2) pinzas de fijación
- Una (1) ficha de instalación
- Un (1) terminal de línea RS-485 (MCT2W)

Piezas de la PM710

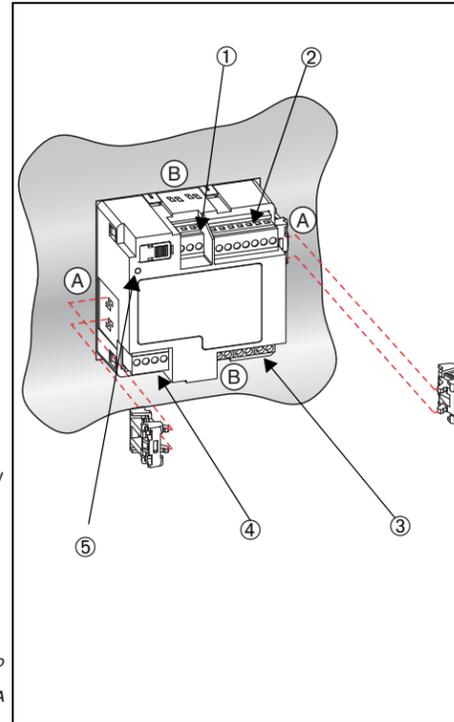
Figura 1: PM710

- 1 Alimentación
 - 2 Entradas de tensión
 - 3 Entradas de intensidad
 - 4 RS-485
 - 5 LED.
- Parpadeo regular = sistema en funcionamiento.
–Parpadeo irregular = indicador de comunicaciones.
–DESCON/CONEC. fijo = la central de medida no está en funcionamiento.

Montaje

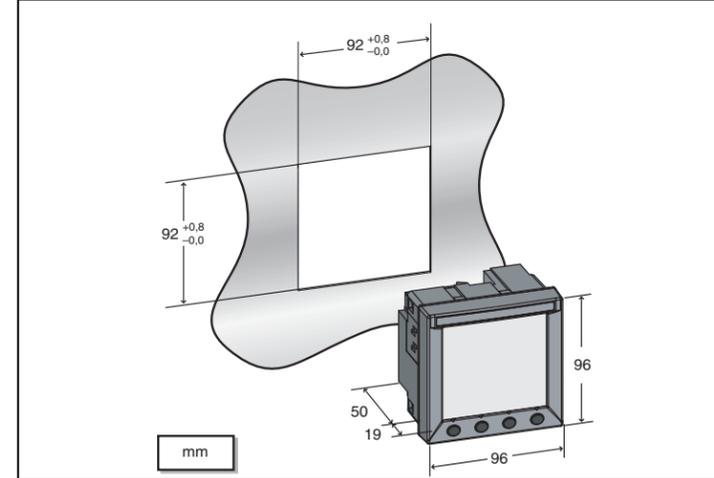
- Inserte la central de medida a través del recorte de 92 mm x 92 mm (consulte la Figura 2).
- Una las dos pinzas de fijación a la central de medida utilizando las ranuras de fijación de la posición A o de la posición B (como se muestra en el dibujo de la derecha). Hay dos juegos de ranuras de fijación a la izquierda, a la derecha, en la parte superior y en la parte inferior de la central de medida. El primer juego es para ubicaciones de instalación de grosor interior a 3 mm. El segundo juego es para ubicaciones de instalación de un grosor comprendido entre 3 y 6 mm.

NOTA: Para su utilización en la superficie plana de un alojamiento de protección (por ejemplo, en EE. UU. utilice un alojamiento NEMA de Tipo 1 o superior).



Dimensiones

Figura 2: Dimensiones de la PM710



CABLEADO

La categoría de medición III es para entradas de tensión y alimentación para redes de distribución de hasta 277 V L-N y 480 V L-L. Asimismo, el cableado del terminal debe tener una temperatura de servicio mínima de 80 °C.

Se deben respetar las marcas de polaridad que se muestran para los TI (S1 = X1, S2 = X2) y los TT (■ = X1). Consulte en las tablas 1 y 4 las especificaciones del conector y los símbolos de cableado.

Tabla 1: Especificaciones del conector para la PM710

	Número de la conexión	Tamaño del cable	Par	Longitud de la banda de aislamiento
Fuente de alimentación	1 y 2	12 a 24 AWG	2,5 a 0,2 mm ²	0,45 N·m
Entradas de tensión (TT)	3, 4, 5, y 6	12 a 24 AWG	2,5 a 0,2 mm ²	0,45 N·m
Comunicaciones RS485*	7, 8, y 9	12 a 24 AWG	2,5 a 0,2 mm ²	0,45 N·m
Entradas de intensidad (TI)	14, 15, 16, 17, 18, y 19	12 a 24 AWG	2,5 a 0,2 mm ²	0,4 a 0,5 N·m

* La conexión número 10 no se utiliza.
NOTA: Las conexiones 11, 12 y 13 no están presentes en la central de medida.

Tipos de sistemas compatibles

Tabla 2: Tensiones inferiores o iguales a 277 VCA L-N/480 VCA L-L, Conexión directa sin TT

Número de cables	TI			Conexiones de tensión			Configuración del medidor		Número de figura
	Ctdad.	ID	Ctdad.	ID	Tipo	Tipo de sistema	Escala del primario del TT		
Cableado monofásico*									
2	1	I1	2	V1, Vn	L-N	10	No TT	3	
	1	I1	2	V1, V2	L-L	11	No TT	4	
3	2	I1, I2	3	V1, V2, Vn	L-L con N	12	No TT	5	
* Los sistemas monofásicos se deben conectar solamente como se indica en los diagramas de cableado. En caso contrario, la central no mostrará los valores.									
Cableado trifásico									
3	2	I1, I3	3	V1, V2, V3	Triángulo	30	No TT	6	
	3	I1, I2, I3	3	V1, V2, V3	Triángulo	31	No TT	7	
	1	I1	3	V1, V2, V3	Triángulo (equilibrado)	32	No TT	19	
4	3	I1, I2, I3	3	V1, V2, V3, Vn	Triángulo de 4 hilos	40	No TT	8	
	3	I1, I2, I3	3	V1, V2, V3, Vn	Estrella	40	No TT	8	
	1	I1	3	V1, V2, V3, Vn	Estrella (equilibrada)	44	No TT	20	

Tabla 3: Tensiones superiores a 277 VCA L-N/480 VCA L-L

Número de cables	TI			Conexiones de tensión			Configuración del medidor		Número de figura
	Ctdad.	ID	Ctdad.	ID	Tipo	Tipo de sistema	Escala del primario del TT		
3	2	I1, I3	2	V1, V3 (V2 a tierra)	Triángulo	30	Basado en la tensión	9	
	3	I1, I2, I3	2	V1, V3 (V2 a tierra)	Triángulo	31	Basado en la tensión	10	
	1	I1	2	V1, V3 (V2 a tierra)	Triángulo (equilibrado)	32	Basado en la tensión	18	
3	3	I1, I2, I3	3	V1, V2, V3, (Vn a tierra)	Estrella (desequilibrada)	40	Basado en la tensión	11	
	2	I1, I3	3	V1, V2, V3, (Vn a tierra)	Estrella (desequilibrada)	40	Basado en la tensión	12	
	1	I1	3	V1, V2, V3, (Vn a tierra)	Estrella (desequilibrada)	44	Basado en la tensión	17	

Tabla 3: Tensiones superiores a 277 VCA L-N/480 VCA L-L

Número de cables	TI			Conexiones de tensión			Configuración del medidor		Número de figura
	Ctdad.	ID	Ctdad.	ID	Tipo	Tipo de sistema	Escala del primario del TT		
4	3	I1, I2, I3	3	V1, V2, V3, (Vn a tierra)	Estrella con conexión a tierra	40	Basado en la tensión	13	
	3	I1, I2, I3	2	V1, V3 (Vn a tierra)	Estrella	42	Basado en la tensión	14	
	2	I1, I2, I3	3	V1, V2, V3 (Vn a tierra)	Estrella con conexión a tierra	40	Basado en la tensión	15	
	1	I1	3	V1, V2, V3 (Vn a tierra)	Estrella con conexión a tierra (equilibrada)	44	Basado en la tensión	16	

En los diagramas se usan los siguientes símbolos:

Tabla 4: Símbolos de los diagramas de cableado

Símbolo	Descripción
	Interruptor de desconexión de tensión
	Fusible
	Toma de tierra
	Transformador de intensidad Marcas de polaridad: S1 = X1, S2 = X2.
	Bloque de cortocircuito
	Transformador de tensión Marcas de polaridad: ■ = X1.
	Protección que contiene un interruptor de desconexión de tensión con un fusible o interruptor automático de desconexión (el dispositivo de protección debe estar dimensionado para la intensidad de cortocircuito en el punto de conexión).
	En los sistemas de 2 TT, estas conexiones son equivalentes. Marcas de polaridad: ■ = X1.

Diagramas de cableado

Figura 3: Sistema monofásico de fase a neutro de 2 hilos con 1 TI

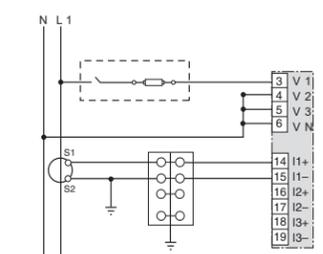


Figura 4: Sistema monofásico de fase a fase de 2 hilos con un TI

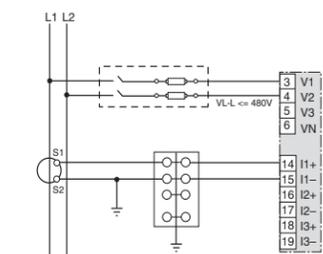


Figura 5: Conexión de tensión directa, monofásica con 2 TI

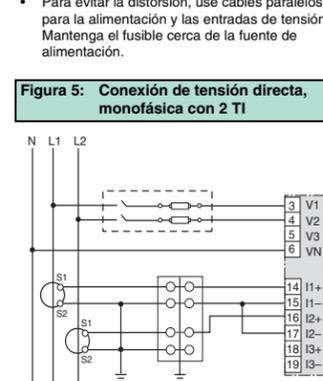
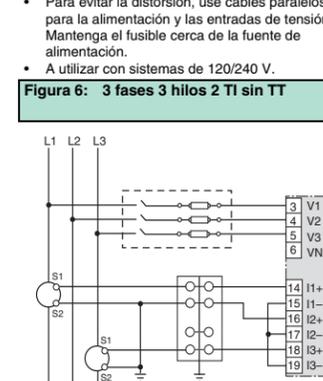


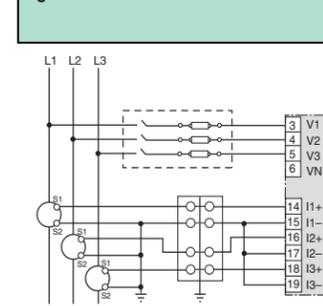
Figura 6: 3 fases 3 hilos 2 TI sin TT



- Utilice el tipo de sistema 12.
- Para evitar la distorsión, use cables paralelos para la alimentación y las entradas de tensión. Mantenga el fusible cerca de la fuente de alimentación.

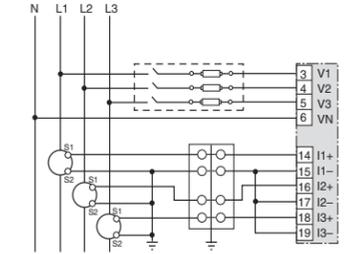
- Utilice el tipo de sistema 30.

Figura 7: 3 fases 3 hilos 3 TI sin TT



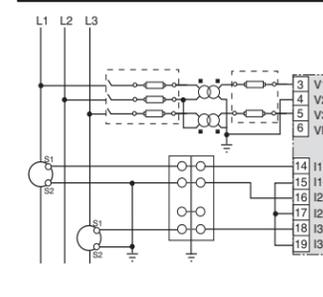
- Utilice el tipo de sistema 31.

Figura 8: Conexión de entrada de tensión directa en estrella, trifásica de 4 hilos con 3 TI



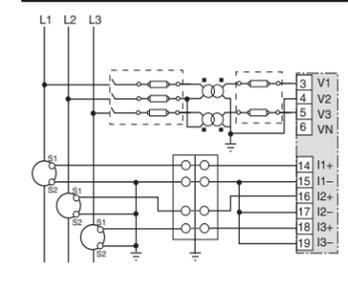
- Utilice el tipo de sistema 40.
- A utilizar con sistemas de 480Y/277 V y 208Y/120 V.

Figura 9: Conexión en triángulo trifásica de 3 hilos con 2 TI y 2 TT



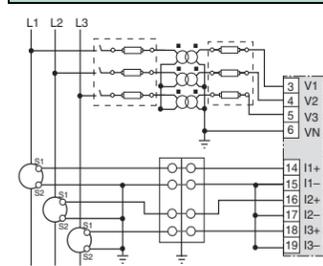
- Para conexión abierta TT en triángulo con secundarios L-L de 120 V, utilice el tipo de sistema 30.

Figura 10: Conexión en triángulo trifásica de 3 hilos con 3 TI y 2 TT



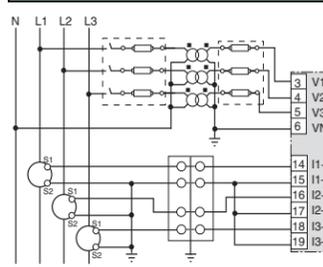
- Utilice el tipo de sistema 31.
- Para conexión abierta TT en triángulo con secundarios L-L de 120 V, utilice el tipo de sistema 31.

Figura 11: Conexión en estrella trifásica de 3 hilos con 3 TI y 3 TT (desequilibrada)



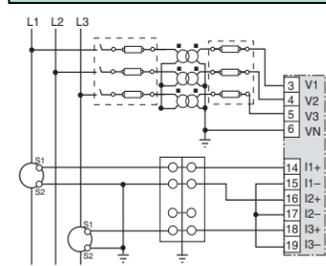
• Utilice el tipo de sistema 40.

Figura 13: Conexión en estrella trifásica de 4 hilos con 3 TI y 3 TT



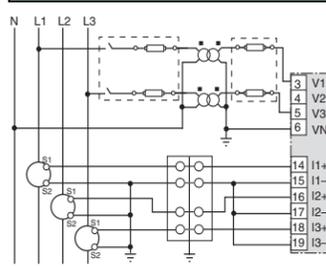
• Utilice el tipo de sistema 40.

Figura 12: Conexión en estrella trifásica de 3 hilos con 2 TI y 3 TT (desequilibrada)



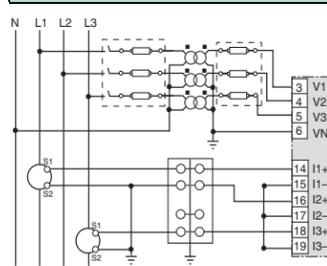
• Utilice el tipo de sistema 40.

Figura 14: Conexión en estrella trifásica de 4 hilos con 3 TI y 2 TT (equilibrada)



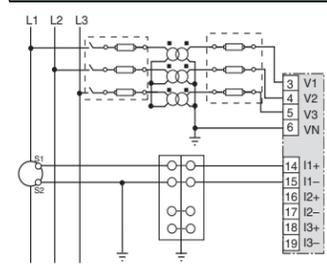
• Utilice el tipo de sistema 42.

Figura 15: Conexión en estrella trifásica de 4 hilos con 2 TI y 3 TT (para cargas equilibradas de 3 hilos)



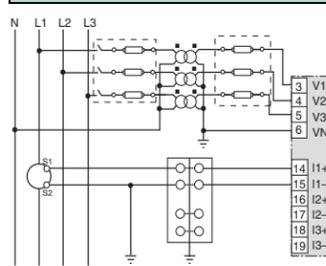
• Utilice el tipo de sistema 40.

Figura 17: Conexión en estrella trifásica de 3 hilos con 1 TI y 3 TT (desequilibrada)



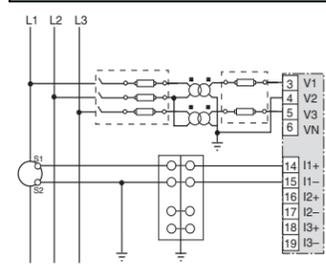
• Utilice el tipo de sistema 44.

Figura 16: Conexión en estrella trifásica de 4 hilos con 1 TI y 3 TT (equilibrada)



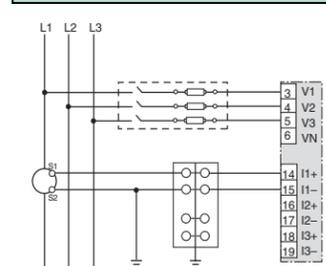
• Utilice el tipo de sistema 44.

Figura 18: Conexión trifásica de 3 hilos con 1 TI y 2 TT (equilibrada)



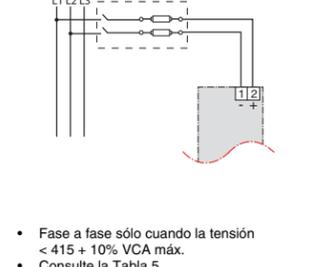
• Utilice el tipo de sistema 32.

Figura 19: Conexión de entrada de tensión directa trifásica de 3 hilos con 1 TI (equilibrada)



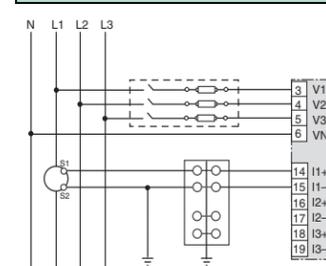
• Utilice el tipo de sistema 32.

Figura 21: Alimentación en conexión directa (fase a fase)



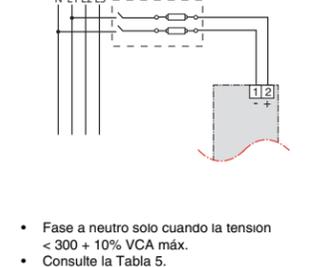
• Fase a fase sólo cuando la tensión <math>V_S < 415 + 10\% \text{ VCA máx.}</math>
• Consulte la Tabla 5.

Figura 20: Conexión de entrada de tensión directa trifásica de 4 hilos con 1 TI (equilibrada)



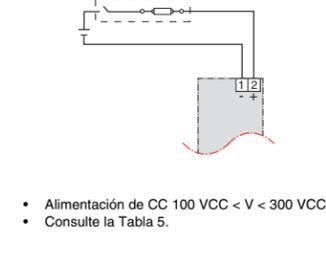
• Utilice el tipo de sistema 44.

Figura 22: Alimentación en conexión directa (fase a neutro)



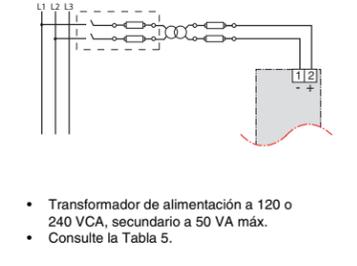
• Fase a neutro solo cuando la tensión <math>V_S < 300 + 10\% \text{ VCA máx.}</math>
• Consulte la Tabla 5.

Figura 23: Alimentación en conexión directa (alimentación CC)



• Alimentación de CC 100 VCC <math>V < 300 \text{ VCC.}</math>
• Consulte la Tabla 5.

Figura 24: Conexión de los transformadores de alimentación (TA)



• Transformador de alimentación a 120 o 240 VCA, secundario a 50 VA máx.
• Consulte la Tabla 5.

Tabla 5: Fusibles recomendados

Fuente de alimentación	Tensión de fuente (V_S)	Fusible	Amperaje del fusible
TA	$V_S \leq 125 \text{ V}$	FNM o MDL	250 mA
TA	$125 < V_S \leq 240 \text{ V}$	FNQ o FNQ-R	250 mA
TA	$240 < V_S \leq 305 \text{ V}$	FNQ o FNQ-R	250 mA
Tensión de fase	$V_S \leq 240 \text{ V}$	FNQ-R	250 mA
Tensión de fase	$V_S > 240 \text{ V}$	FNQ-R	250 mA
CC	$V_S \leq 300 \text{ V}$	LP-CC	500 mA

NOTAS:

- Consulte desde la Figura 21 hasta la Figura 24.
- La protección de sobretensión debería estar ubicada lo más cercana posible al dispositivo.
- Para seleccionar fusibles e interruptores diferentes a los enumerados más arriba, utilice los siguientes criterios:
 - La protección de sobretensión debería tener el valor mencionado arriba.
 - Se debería seleccionar la capacidad de interrupción basándose en la categoría de la instalación y la capacidad de corriente de falta.
 - La protección de sobretensión debería seleccionarse con un retraso temporal.
 - El valor nominal de tensión debería basarse en la tensión de entrada aplicada.
 - Si no hay disponible un fusible de 0,25 A con la capacidad de corriente de falta requerida, utilice un fusible con un valor nominal mínimo de 0,5 A.

RECURSOS DE COMUNICACIONES

Tabla 6: Distancias de comunicación de RS-485

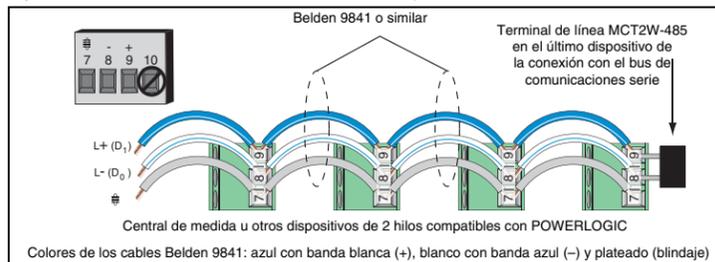
Velocidad en baudios	Distancias máximas de comunicaciones De 1 a 32 dispositivos	
	Pies	Metros
9600	8000	2438
19200	6000	1829

NOTA: Las distancias indicadas se deben usar sólo como orientación y no se pueden garantizar para dispositivos no POWERLOGIC. Para informarse sobre cualquier posible limitación adicional de distancia, consulte la documentación del dispositivo maestro.

Conexión de dispositivos con la central de medida mediante bus de comunicaciones serie

El puerto esclavo RS-485 permite que la central de medida se conecte en un bus de comunicaciones serie con un máximo de 31 dispositivos de 2 hilos. En este manual, el enlace de comunicaciones indica una cadena de dispositivos conectados por un bus de comunicaciones serie.

Figura 25: Conexión con bus de comunicaciones de dispositivos de 2 hilos



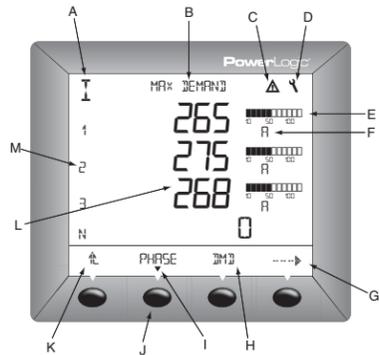
- Si la central de medida es el primer dispositivo del bus de comunicaciones serie, conéctelo al dispositivo maestro utilizando un convertidor RS-232 a RS-422/RS-485.
- Si la central de medida es el último dispositivo del bus de comunicaciones serie, deberá terminarlo con el terminal de línea suministrado.
- Consulte la Tabla 6 en donde se indican las distancias máximas en conexiones con bus de comunicaciones serie para los dispositivos de 2 hilos.
- Los valores nominales de tensión e intensidad del terminal cumplen los requisitos de la norma EIA RS-485.
- La conexión número 10 no se utiliza.

FUNCIONAMIENTO DE LA PANTALLA

La central de medida está equipada con una gran pantalla de cristal líquido (LCD) iluminada por la parte posterior. Puede mostrar hasta cinco líneas de información más una sexta fila de opciones de menú. La Figura 26 muestra las diferentes partes de la pantalla de la central de medida.

Figura 26: Partes de la pantalla de la PM710

- A. Tipo de medida
- B. Título de la pantalla
- C. Icono de alarma
- D. Icono de mantenimiento
- E. Gráfico de barras (%)
- F. Unidades
- G. Mostrar más elementos de menú
- H. Elemento de menú
- I. Indicador de menú seleccionado
- J. Botón
- K. Volver al menú anterior
- L. Valores
- M. Fase



Funcionamiento de los botones

Tabla 7: Símbolos de los botones

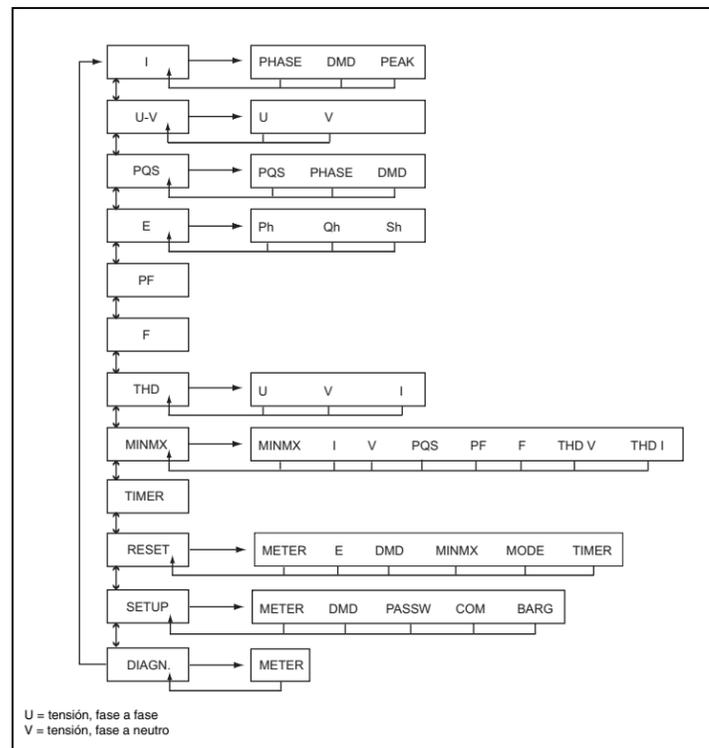
Navegación	
----->	Ver más elementos de menú del nivel actual.
⬅	Regresar al nivel de menú anterior.
▼	Indica que se ha seleccionado el elemento de menú y que no hay más niveles de menú más allá del nivel actual.
Cambiar valores	
↕	Cambiar los valores o desplazarse por las opciones disponibles. Cuando se llega al final de un rango, se vuelve al primer valor o a la primera opción presionando + otra vez.
←←	Seleccionar el siguiente número de una serie.
⏏	Se desplaza al siguiente campo modificable o sale de la pantalla si ya está seleccionado éste.

Configuración de la central de medida

La Figura 27 muestra las relaciones jerárquicas abreviadas de las pantallas de menú de la PM710. Utilizando el Ejemplo de configuración que se muestra a continuación junto con la jerarquía de menú (Figura 27), complete una configuración mínima de la central de medida. La configuración mínima incluye:

- Configuración de los TI
- Configuración de los TT
- Configuración de las comunicaciones

Figura 27: Jerarquía de menú IEC abreviada de la PM710*



U = tensión, fase a fase
V = tensión, fase a neutro

*La central de medida se puede configurar para mostrar tanto la nomenclatura IEC como la IEEE. La Figura 27 muestra la nomenclatura IEC.

Ejemplo de configuración: este ejemplo muestra cómo configurar los TI. Utilice el mismo método para configurar los TT y las comunicaciones.

1. Pulse $----->$ hasta que vea SETUP (configuración).
2. Pulse SETUP.
3. Introduzca su contraseña. La contraseña predeterminada es 00000.
4. Pulse OK.
5. Pulse METER.
6. Pulse CT (TI).
7. Introduzca el número de PRIM CT (TI primario): 1 a 32.762.
8. Pulse OK.
9. Introduzca el número de SEC CT (TI secundario): 1 o 5.
10. Pulse OK.
11. Pulse $⬅$ para volver a la pantalla de SETUP MODE.



Para obtener más información sobre la configuración de la central de medida, consulte la Guía de referencia de la PM710 en línea en www.powerlogic.com.

Asistencia técnica

Consulte el documento *Contactos de asistencia técnica* que se entrega con la central de medida o vaya a www.powerlogic.com, seleccione su país > tech support (asistencia técnica) donde encontrará una lista de números de teléfono de asistencia técnica por países.

Latacunga, Agosto del 2009

ELABORADO POR:

Kléber Santiago Alvarez Armas

Moisés Israel Bustos Rubio

APROBADO POR:

Ing. Armando Álvarez
DIRECTOR DE LA CARRERA DE INGENIERÍA EN
ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

CERTIFICADO POR:

Dr. Eduardo Vásquez
SECRETARIO ACADÉMICO