

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA



**“PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN DE
SUBESTACIONES ELECTRICAS DEL INSTITUTO
PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
SEDE HUARANGAL”**

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

JUAN CARLOS BAYONA BOHORQUEZ

PROMOCION 2002-I

**LIMA • PERÚ
2008**

INDICE

Prologo	1
Capitulo I Introducci3n.	
1.1 Generalidades	2
1.2 Objetivo.	4
1.3 Alcance.	4
Capitulo II Diagnostico del sistema el3ctrico actual.	
2.1 Características.	5
2.2 Subestaciones el3ctricas.	
2.2.1 Subestaci3n el3ctrica principal.	6
2.2.2 Subestaci3n el3ctrica N° 1.	7
2.2.3 Subestaci3n el3ctrica N° 2.	7
2.2.4 Subestaci3n el3ctrica N° 3.	8
2.2.5 Subestaci3n el3ctrica N° 4.	8
2.3 Control del sistema el3ctrico.	9
Capitulo III Automatizaci3n de las subestaciones el3ctricas.	
3.1 Componentes del sistema SCADA.	11
3.1.1 La estaci3n maestra.	11
3.1.2 Las unidades remotas.	11
3.1.3 Red de telemetría.	12
3.1.4 Estaci3n de supervisi3n.	12

III

3.2 Funcionamiento del sistema SCADA.	13
3.2.1 Captura de datos en las estaciones remotas.	13
3.2.2 Transmisión de datos de cada estación remota.	14
3.2.3 Supervisión y control de datos.	15
3.3 Equipamiento y software.	16
3.3.1 PLC.	16
3.3.2 Transductor de Medida Multifunción Trifásico.	20
3.3.3 RADIOMODEM.	23
3.3.4 Software SCADA.	26
3.3.5 Protocolo de comunicación.	30
3.3.6 PC.	31
3.3.7 Accesorios.	32
3.4 Implementación.	33
3.4.1 Subestación Eléctrica N° 1.	33
3.4.2 Subestación eléctrica N° 2.	36
3.4.3 Subestación eléctrica N° 3.	39
3.4.4 Subestación eléctrica N° 4.	42
3.4.5 Subestación eléctrica Principal.	44
3.4.6 Estación de supervisión.	48

Capitulo IV Metrado y presupuesto.

4.1 Costo de mano de obra.	50
4.2 Costo de equipos.	51
4.3 Costo total.	52

CONCLUSIONES	53
BIBLIOGRAFIA	54
ANEXOS	

PROLOGO

El presente informe trata sobre el proyecto de automatización de cinco subestaciones eléctricas pertenecientes al Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) mediante un sistema SCADA con la finalidad de hacer más eficiente y confiable el suministro de energía eléctrica.

Un sistema SCADA (Supervisión Control y Adquisición de Datos) es una herramienta que nos permitirá monitorear, supervisar y controlar todo el suministro de energía eléctrica, este sistema permite disminuir el tiempo de reposición del servicio debido a interrupciones así como saber las causas que originaron esta interrupción mediante un sistema de alarmas y reportes históricos.

Este informe consta de cuatro capítulos. En el primer capítulo se presenta el propósito de este informe y lo que se espera mejorar. En el segundo capítulo se describe el sistema eléctrico actual y sus deficiencias. En el tercer capítulo se detalla la implementación del sistema SCADA. Finalizando el último y cuarto capítulo es la presentación de la inversión requerida para este proyecto.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES.

Nuestra vida cotidiana no podría entenderse sin la automatización, desde factores tan mínimos como programar el televisor, hasta la posibilidad de hacer operaciones bancarias desde Internet. La automatización nos rodea en todos los aspectos de nuestra vida, y si eso ocurre con los usos que le damos como individuos, mucho más importante es su uso en la industria. Sistemas de procesos industriales y de control, así como de administración, han hecho de la automatización una herramienta indispensable para todo tipo de empresas, desde pequeños negocios hasta enormes consorcios.

En la actualidad la industria esta alcanzando altos niveles de automatización, este proceso esta siendo impulsado por una mayor competitividad en el mercado. De no apostar por la automatización, la empresa corre el riesgo de quedar rezagado.

El uso de nuevas tecnologías derivadas de la informática permite ampliar la capacidad para controlar la producción, como son por ejemplo las maquinas de

control computarizado. Estas nuevas tecnologías permiten avanzar hacia mayores y más complejos sistemas, unas de cuyas expresiones son los sistemas SCADA.

El nombre SCADA corresponde a la abreviatura de Supervisory Control and Data Acquisition es decir, control, supervisión y adquisición de datos. Un SCADA es un software de aplicación especialmente diseñado para funcionar sobre ordenadores de producción proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Además provee toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios: control de la calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

En los sistemas SCADA 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 de campo especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de la planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Los programas necesarios y el hardware adicional que se necesite, se denomina en general sistema SCADA.

Debido a las amplias ventajas que ofrecen los sistemas SCADA es motivo de este informe proponer la implementación de este sistema a las instalaciones eléctricas del Instituto Peruano de Energía Nuclear en su sede Huarangal (Centro Nuclear).

El Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) es una institución pública descentralizada del Sector Energía y Minas con la misión fundamental de normar, promover, supervisar y desarrollar las actividades aplicativas de la Energía Nuclear.

1.2 OBJETIVO.

Con la implementación del sistema de telecontrol SCADA se espera supervisar y controlar las subestaciones eléctricas del Instituto Peruano de Energía Nuclear en su sede de Huarangal (Centro Nuclear).

1.3 ALCANCE.

Se espera automatizar cinco subestaciones eléctricas del Instituto Peruano de Energía Nuclear en su sede Huarangal, de esta manera garantizar el suministro continuo de energía eléctrica a este Centro Nuclear, además se tendrá mediciones exactas del consumo de energía eléctrica de cada sector del Centro Nuclear. Si conocemos el comportamiento del consumo de la energía eléctrica, podemos determinar que áreas de la empresa son los que producen un mayor o menor consumo y en que horarios. Teniendo esta información se hace posible la trazabilidad del consumo y por ende se pueden tomar decisiones que devengan en ahorro de energía eléctrica.

CAPITULO II

DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL

2.1 CARACTERISTICAS.

La instalación del Instituto Peruano de Energía Nuclear en su sede Huarangal también es conocido con el nombre de Centro Nuclear (RACSO), se encuentra localizado en el Departamento y Provincia de Lima, Distrito de Carabayllo a 42 Km. de la ciudad de Lima, a una altura de 400 m sobre el nivel del mar y cuenta con un área de 125 hectáreas.

El Centro Nuclear fue inaugurado en 1989 y cuenta con las siguientes instalaciones:

- Reactor RP-10.
- Laboratorio de Física Experimental de Reactores (LabFER).
- Laboratorios de Ciencias.
- Planta de Producción de Radioisótopos (PPRR).
- Laboratorio Secundario de Calibraciones Dosimétricas (LSCD).
- Planta de Gestión de Residuos Radiactivos (PGRR).

El principal objetivo de estas instalaciones es la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías.

El suministro de Energía Eléctrica al Centro Nuclear se realiza a través de una línea de transmisión en 60 KV, que parte de la subestación eléctrica El Zapallal de propiedad de la empresa EDELNOR.

El Centro Nuclear cuenta con una subestación eléctrica denominada Principal que reduce la tensión de 60 KV a 10 KV para su distribución. Esta distribución se realiza a través de una red eléctrica de topología en anillo hacia cuatro subestaciones eléctricas, que finalmente reducen la tensión de 10 KV a 230 V para su utilización en cada sector asignado. La topología en anillo se muestra en la Figura N° 1.

Las subestaciones eléctricas y la línea de transmisión eléctrica son de propiedad del Instituto Peruano de Energía Nuclear.

2.2 SUBESTACIONES ELECTRICAS.

A continuación se describe el equipamiento básico de las subestaciones eléctricas:

2.2.1 SUBESTACION ELECTRICA PRINCIPAL (S.E. PRINCIPAL).

01 Seccionador de potencia 60KV.

01 Interruptor de potencia 60 KV.

01 Transformador combinado para medida, 60/0.2 KV, 150/1 A.

01 Transformador de 7 MVA, 60/10 KV.

04 Celdas de 10 KV.

04 Interruptores en mínimo volumen de aceite de 630 A, 17.5 KV.

03 Relé direccional de sobrecorriente, trifásico, tiempo inverso.

01 Relé de sobrecorriente trifásico tiempo inverso.

04 Relé de bloqueo 110 Vcc.

01 Banco de baterías 115 Vcc.

2.2.2 SUBESTACION ELECTRICA N° 1 (S.E. N°1).

01 Transformador de 640 KVA 10/0.23 KV.

04 Celdas de 10 KV.

04 Interruptores en mínimo volumen de aceite de 630 A, 17.5 KV.

02 Relé direccional de sobrecorriente, trifásico, tiempo inverso.

01 Relé de sobrecorriente, tiempo definido.

01 Relé de sobrecorriente, trifásico, tiempo inverso.

04 Relé de bloqueo 110 Vcc.

01 Transformador de tensión para medida.

01 Transformador de corriente para medida.

03 Paneles de baja tensión.

01 Banco de baterías 115 Vcc.

2.2.3 SUBESTACION ELECTRICA N° 2 (S.E. N°2).

02 Transformador de 1000 KVA 10/0.23 KV.

04 Celdas de 10 KV

04 Interruptores en mínimo volumen de aceite de 630 A, 17.5 KV.

02 Relé direccional de sobrecorriente, trifásico, tiempo inverso.

02 Relé de sobrecorriente trifásico a tiempo definido.

04 Relé de bloqueo 110 Vcc.

02 Transformador de tensión para medida.

02 Transformador de corriente para medida.

03 Paneles de baja tensión.

01 Banco de baterías 115 Vcc.

2.2.4 SUBESTACION ELECTRICA N° 3 (S.E. N°3).

01 Transformador de 400 KVA 10/0.23 KV.

04 Celdas de 10 KV

04 Interruptores en mínimo volumen de aceite de 630 A, 17.5 KV.

02 Relé direccional de sobrecorriente, trifásico, tiempo inverso

01 Relé de sobrecorriente a tiempo definido.

01 Relé de sobrecorriente, trifásico, tiempo inverso.

04 Relé de bloqueo 110 Vcc.

01 Transformador de tensión para medida.

01 Transformador de corriente para medida.

03 Paneles de baja tensión.

01 Banco de baterías 115 Vcc.

2.2.5 SUBESTACION ELECTRICA N° 4 (S.E. N°4).

01 Transformador de 100 KVA 10/0.23 KV.

03 Celdas de 10 KV

03 Interruptores en mínimo volumen de aceite de 630 A, 17.5 KV.

02 Relé direccional de sobrecorriente, trifásico, tiempo inverso

01 Relé de sobrecorriente a tiempo definido.

01 Relé de bloqueo 110 Vcc.

01 Transformador de tensión para medida.

01 Transformador de corriente para medida

03 Paneles de baja tensión.

01 Banco de baterías 115 Vcc.

2.3 CONTROL DEL SISTEMA ELECTRICO.

El control del sistema eléctrico actual esta basado en los reles de protección de cada subestación eléctrica. Es decir ante la ocurrencia de una falla en alta tensión los reles de protección actúan aperturando el interruptor de potencia de 60 KV, si la falla ocurriese en media tensión los reles de protección actúan aperturando los interruptores de potencia de 10 KV, y si la falla ocurriese en baja tensión son los interruptores termomagneticos en 230 V los que se aperturan.

Los sistemas de protección deben seguir funcionando ante la ocurrencia de una falla eléctrica o falta de energía eléctrica para tal efecto se cuenta con un banco de baterías de 115 Vcc en cada subestación eléctrica. También se cuenta con grupos electrógenos para abastecer de energía eléctrica a ciertos sectores de la empresa en caso no hubiese suministro de energía eléctrica por parte de la empresa EDELNOR o por fallas en la línea de transmisión eléctrica en 60 KV.

Una vez ocurrida la falla eléctrica, para reestablecer el suministro de energía eléctrica el personal encargado debe apersonarse en la subestación eléctrica donde ocurrió la falla y así mediante una acción manual poner de nuevo en servicio los interruptores

abiertos. Esta acción de que el personal tenga que apersonarse hacia la subestación eléctrica donde ocurrió la falla para reponer el servicio eléctrico ase que se pierda tiempo valioso.

Actualmente para la medición del consumo de energía eléctrica se están usando medidores del tipo analógico, y por consiguiente para obtener los datos de estas medidas, el personal encargado debe apersonarse hacia cada una de las subestaciones eléctricas.

Hoy en día toda empresa debe ser eficiente en todos los aspectos y más aun si se trata de un Centro Nuclear.

CAPITULO III

AUTOMATIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

3.1 COMPONENTES DEL SISTEMA SCADA.

Los sistemas SCADA constan de una estación maestra, unidades remotas, red de telemetría y una estación de supervisión.

3.1.1 La estación maestra.

Se encarga de recibir los datos de las condiciones de los equipos de campo que es enviada por las estaciones remotas (RTU o PLC), además procesa la información y envía comandos a las estaciones remotas para mantener las variables de los procesos dentro de los parámetros establecidos.

3.1.2 Las unidades remotas (RTU o PLC).

Son unidades encargadas de controlar todas las señales de entradas y salidas de los dispositivos de campo, puede ser un PLC el cual se encarga de hacer un control local y posteriormente se informa a la estación maestra de la acción tomada por el PLC a fin de actualizar sus registros de datos.

3.1.3 Red de telemetría.

Es el sistema que me permitirá establecer el intercambio de información entre las unidades remotas (PLC) y la estación maestra.

Cuando hablamos de telemetría nos referimos básicamente a tres componentes:

Topología.- Es el arreglo geométrico de los nodos de la red, en nuestro caso vamos a utilizar el arreglo punto a multipunto.

Modo de transmisión.- Es la forma de cómo viaja la información entre los distintos nodos de la red, puede ser Full Duplex y Half Duplex. En nuestro caso vamos a utilizar el modo Half Duplex.

Medio utilizado.- Corresponde al tipo de medio utilizado para enviar y recibir la información, en nuestro caso va a ser a través del medio atmosférico.

Para el sistema SCADA propuesto en este informe se utilizaran los RADIOMODEM.

3.1.4 Estación de supervisión.

Es aquí donde se permitirá la visualización grafica del estado del proceso, es decir proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. Para lograr este objetivo es necesario contar con un software de supervisión HMI (interfase hombre maquina), que debe permitir la creación de paneles de alarma, generación de históricos de señal de planta y ejecución de programas.

Para nuestro caso la estación maestra y la estación de supervisión estarán ubicados en el mismo lugar.

3.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA SCADA.

El sistema SCADA propuesto en este informe contara con cinco unidades remotas (PLC), una red de telemetría y una estación de supervisión. En la figura N°2 se muestra el esquema del sistema SCADA propuesto.

3.2.1 Captura de datos en las estaciones remotas.

El modo de capturar los datos en cada estación remota o subestación eléctrica es de la manera siguiente. En cada una de las subestación eléctricas a automatizar (S.E. N°1, S.E. N°2, S.E. N°3, S.E. N°4, S.E. Principal) se instalara un dispositivo controlador PLC (controlador lógico programable) y un transductor de medida multifunción trifásico.

El PLC tomara los datos de estado de los reles de sobrecorriente, reles direccional, reles de bloqueo, de los interruptores en bajo volumen de aceite de 10 KV, estos valores de estado (on/off) serán ingresados a las entradas digitales del PLC. El transductor de medida multifunción trifásico tomara los valores de los transformadores de medida (tensión y corriente), estos valores serán ingresados a las entradas analógicas del PLC. A través de las salidas digitales del PLC se actuara sobre los interruptores en bajo volumen de aceite de 10 KV aperturandolos o cerrándolos, de esta manera se estará cortando o reestableciendo la energía eléctrica a determinado sector de la empresa.

3.2.2 Transmisión de datos de cada estación remota.

Para poder transmitir los datos obtenidos en cada estación remota o subestación eléctrica hacia la estación de supervisión y viceversa, se usara como medio de comunicación el aire, usándose para esto los RADIOMODEM. Para nuestro caso se utilizaran seis RADIOMODEM, es decir cada subestación eléctrica (S.E. N°1, S.E. N°2, S.E. N°3, S.E. N°4, S.E. Principal) contara con un RADIOMODEM mas una antena externa direccional tipo Yagui, y la estación de supervisión contara con un RADIOMODEM mas una antena externa omnidireccional.

Para la seguridad de transmisión de los datos, los RADIOMODEM cuentan con la tecnología de espectro ensanchado por salto de frecuencia.

La frecuencia de transmisión que utilizan estos RADIOMODEM es de 902-928 MHz, esta frecuencia es libre es decir no necesita licencia y la velocidad de transmisión de datos será de 19.2 Kbps.

Los RADIOMODEM instalados en cada una de las cinco subestaciones eléctricas estarán en una topología de punto a multipunto esclavo y en el modo Half Duplex, y el sexto RADIOMODEM estará instalado en la estación de supervisión en una topología de punto multipunto maestro y en un modo Half Duplex, es decir que la estación de supervisión actuara como el maestro y será el único que inicie la transmisión de datos.

3.2.3 Supervisión y control de datos.

En la estación de supervisión se instalara una PC y un RADIOMODEM. El RADIOMODEM recibirá los datos provenientes de las cinco subestaciones eléctricas y a su vez transmitirá las consignas necesarias hacia estas cinco subestaciones eléctricas. En la PC se instalara el software SCADA INTOUCH v10, este software será licenciado para 500 tags. También se instalara un Servidor I/O denominado Allen Bradley DF1 Serial, el cual proporcionara el protocolo de comunicación DF1. Este protocolo de comunicación definirá las reglas para la transmisión y recepción de la información entre los dispositivos del sistema SCADA.

El software SCADA INTOUCH será quien permita ver en una pantalla del ordenador el esquema del circuito eléctrico de las subestaciones eléctricas a automatizar, debido a que estas subestaciones eléctricas serán controladas por PLCs, sobre estas se reflejaran los valores clave y se podrán variar las consignas.

Por lo tanto desde la estación de supervisión a través de una PC el operador podrá hacer ajustes o cambios en los controladores (PLCs) ubicados en cada subestación eléctrica, tal es el caso de abrir o cerrar interruptores a distancia, conocer el estado de los relés de seguridad, monitorear el estado de las alarmas de cada subestación eléctrica y obtener información de las variables del proceso de distribución de energía eléctrica.

La estación de supervisión estará ubicada en la Sala de Seguridad del Centro Nuclear.

3.3 EQUIPAMIENTO Y SOFTWARE.

3.3.1 PLC.

El PLC es la denominación dada al Controlador Lógico Programable y se define como: un equipo electrónico inteligente diseñado en base a microprocesadores, que consta de unidades o módulos que cumplen funciones específicas, tales como, una unidad central de procesamiento que se encarga de casi todo el control del sistema, módulos que permiten recibir información de todos los sensores y comandar todos los actuadores del sistema, además es posible agregar otros módulos inteligentes para funciones de pre-procesamiento y comunicación.

El PLC es utilizado para automatizar sistemas eléctricos, electrónicos, neumáticos e hidráulicos de control discreto y analógico. Las múltiples funciones que puede asumir estos equipos en el control, se debe a la diversidad de operaciones a nivel discreto y análogo con que dispone para realizar los programas lógicos sin la necesidad de contar con equipos adicionales. Además estos PLC cuentan con la capacidad para integrarse con otros equipos a través de redes de comunicación.

Las ventajas que ofrece el PLC son: menor espacio, confiabilidad, versatilidad, poco mantenimiento, fácil instalación, compatibilidad con

dispositivos sensores y actuadores, integración de redes industriales, detección de fallas, fácil programación, bajo consumo de energía.

Para la programación del PLC por el usuario, existen una gran variedad de lenguajes de programación, entre los más conocidos están: el diagrama de contactos, lista de instrucciones y el lenguaje Grafset.

Los PLCs se fabrican en dos modalidades, compacta y modular. El PLC compacto es donde la unidad de CPU, unidad de entradas/salidas digitales, y la unidad de entradas/salidas analógicas están integradas en un solo módulo. El PLC modular como su nombre lo indica son módulos independientes como son: el módulo de CPU, módulo entradas digitales, módulo de salidas digitales, módulo de entradas analógicas, módulo de salidas analógicas, módulo de memoria, módulo de fuente de alimentación y módulos inteligentes. Estos módulos serán requeridos según la complejidad del trabajo que va a realizar el PLC.

A continuación se describen los módulos mas usados del PLC.

- Modulo de unidad de procesamiento central CPU.

La unidad central esta diseñado a base de microprocesadores y memorias, su misión es leer los estados de las señales de las entradas, ejecutar el programa de control y gobernar las salidas, el procesamiento en permanente y a gran velocidad.

Los CPU se clasifican de acuerdo a la capacidad de memoria y las funciones que puede realizar, además de su velocidad de procesamiento.

- Módulo de entradas digitales.

Los módulos de entrada son los que proporcionan un vínculo entre la CPU del PLC y los dispositivos de campo del sistema. A través de ellos se origina el intercambio de información con la finalidad de la adquisición de datos.

Los módulos de entrada, transforman las señales de entrada de procedencia y naturaleza diversa que se transmite hacia el PLC, a niveles permitidos por la CPU. Mediante el uso de un acoplador óptico, los módulos de entrada aíslan eléctricamente la sección lógica, protegiéndola contra tensiones peligrosamente altos, ruidos eléctricos y señales parasitas.

- Módulos de salidas digitales.

Los módulos de salida son los que proporcionan un vínculo entre la CPU del PLC y los dispositivos de campo del sistema. A través de ellos se origina el mando para el control de dispositivos del proceso.

Estos módulos de salida, permiten que la tensión llegue a los dispositivos de salida. Con el uso de acoplador óptico y con un relé de impulso, se asegura el aislamiento de los circuitos electrónicos del PLC, y se transmite las órdenes hacia los captadores de mando.

- Modulo de entrada analógico:

Los módulos de entrada analógica digitalizan las señales analógicas del proceso para que puedan ser procesadas por el CPU. El valor medido ya digitalizado se almacena en una memoria contenida en el modulo. De allí se transfiere a la CPU, donde prosigue su procesamiento.

Cualquier magnitud analógica que se desea procesar tiene que estar representada por una señal de tensión o corriente. Los valores de corriente y tensión mas usados en estos módulos son los siguientes:

0 V a 10 V y 4 mA a 20 mA.

- Modulo de salida analógica:

Estos módulos son usados cuando se desea transmitir hacia los captadores análogos señales de tensión y corriente que varían continuamente, de esta manera los módulos de salida analógica se encargan de transformar en tensión o corrientes los valores digitales procesados por la CPU.

Los valores de corriente y tensión mas usados en estos módulos son los siguientes:

0 V a 10 V y 4 mA a 20 mA.

- Modulo de la fuente de alimentación:

La función de este modulo es suministrar la energía eléctrica a la CPU y demás módulos según la configuración del PLC.

La fuente en una configuración modular transformara la tensión alterna o continua de la red en continua, a niveles compatibles que garanticen el

funcionamiento del hardware del PLC. Estos niveles de tensión requeridos son: 5V y 24 V.

Para el presente informe se usaran PLCs modulares de la marca Allen Bradley, de la familia SLC 500.

Para la programación de estos PLCs se usara el software RSLogix 500.

Estos PLCs cuentan con una interfaz de comunicación RS 232.

Para la comunicación se utilizara el Protocolo DF1.

Los módulos requeridos del PLC son:

Chasis 1746-A7, (7 ranuras, dimensiones 282x171x145 mm)

Procesador SLC 5/03, (8 K palabras).

Fuente 1746-P5, (90-146 Vcc, 85 W).

Entradas digitales 1746-IB16, (16 entradas).

Salidas digitales 1746-OW8, (8 salidas por relé).

Entradas analógicas 1746-NI4, (4 entradas, 16 bits de resolución).

Entradas analógicas 1746-NI8, (8 entradas, 16 bits de resolución), se utilizara en la S.E. N°2.

3.3.2 Transductor de Medida Multifunción Trifásico.

Los transductores de medida son dispositivos que transforman el valor de cualquier magnitud física en una señal de corriente o voltaje normalizada, para nuestro caso estas magnitudes físicas serán del tipo eléctrico ya sea en

AC o DC (corriente, voltaje, frecuencia, potencia, energía, factor de potencia).

Los transductores de medida multifunción programables están diseñados para recibir las señales de voltaje y corriente de una red eléctrica, las miden y las procesan, y luego están disponibles en sus salidas analógicas.

Estos transductores de medida multifunción programable emplean un microprocesador que permite una gran flexibilidad en cuanto a la programación y posibilidades de comunicación. Todos los datos, incluyendo los registros de energía, relación de voltaje y corriente y los datos de calibración del transductor se almacena en una memoria no volátil tipo EEPROM, por cuanto en caso de pérdida de tensión de alimentación, los datos quedan almacenados y no se borran.

Los transductores de medida multifunción programable cuentan con un software de configuración, para lo cual poseen un puerto serial RS 232 o RS 485 para un enlace con una PC o dispositivo central de control. Este software de configuración permite asignar los parámetros (magnitud eléctrica) que se van a medir y direccionarla hacia una determinada salida analógica, también permite la lectura de datos y la parametrización a distancia. Además estos transductores de medida multifunción programable poseen dos, tres o cuatro salidas analógicas, a las que se le puede asignar cualquier parámetro que mide.

Los valores de corriente y voltaje más comunes en las salidas analógicas son de 0V a 10 V y de 4 mA a 20 mA.

Los transductores de medida multifunción programable trifásico permiten el monitoreo de los siguientes parámetros:

Voltaje de fase (V).

Voltaje de línea (V).

Corriente de fase (A).

Corriente a neutro (A).

Frecuencia (Hz).

Potencia activa por fase (W).

Potencia activa del sistema (W).

Potencia reactiva por fase (VAr).

Potencia reactiva del sistema (VAr).

Potencia aparente por fase (VA).

Potencia aparente del sistema (VA).

Energía activa (Wh).

Energía reactiva (VArh).

Energía aparente (VAh).

Factor de potencia por fase.

Factor de potencia del sistema.

Para nuestro caso se medirán el voltaje, energía activa y energía reactiva.

Para el presente informe los Transductores de medida multifunción serán de la marca Siemens, modelo SIMEAS T.

Características:

Salidas analógicas: tres.

Interfaz de comunicación: RS 232.

Voltaje de alimentación: 110 a 230 V ac/dc.

Dimensiones: 90x75x105 mm.

3.3.3 RADIOMODEM.

Los RADIOMODEM son dispositivos electrónicos, compuesto por un RADIO (transmisor/receptor de señal) y un MODEM (modulador/demodulador de señal).

Los RADIOMODEM que se utilizaran en el presente proyecto deberán tener en su construcción la tecnología de espectro ensanchado por salto de frecuencia, de esta manera se asegura una correcta comunicación entre las subestaciones eléctricas y la estación de supervisión.

El espectro ensanchado por salto de frecuencia (Frequency Hopping Spread Spectrum o FHSS) es una técnica de modulación en espectro ensanchado en la que la señal se emite sobre una serie de radiofrecuencias aparentemente aleatorias, saltando de frecuencia en frecuencia sincronamente con el transmisor. Los receptores no autorizados escucharán una señal ininteligible. Si se intentara interceptar la señal, solo se conseguiría para unos pocos bits.

Una transmisión de espectro ensanchado ofrece las siguientes ventajas:

Son altamente resistentes al ruido y a la interferencia.

Son difíciles de interceptar. Una transmisión de este tipo suena como un ruido de corta duración, o como un incremento en el ruido en cualquier receptor, excepto para el que este usando la secuencia que fue usada por el transmisor.

Las transmisiones de espectro ensanchado pueden compartir una banda de frecuencia con muchos tipos de transmisiones convencionales con mínima interferencia.

Los RADIOMODEM para poder comunicarse con otros RADIOMODEM cuentan con su propio software que les permite ser configurados para trabajar en cualquiera de las siguientes modalidades:

Punto a punto maestro.

Punto a punto esclavo.

Punto a multipunto maestro.

Punto a multipunto esclavo.

Punto a punto esclavo/repetidor.

Punto a punto repetidor.

Punto a multipunto repetidor.

Los RADIOMODEM contarán con antenas externas, con la finalidad de obtener una buena comunicación, serán del tipo omnidireccional y también del tipo direccional como las antenas Yagui.

Los RADIOMODEM deberán contar un interfaz serial del tipo RS232, con la finalidad de ser programados a través de una PC.

Los RADIOMODEM utilizados en este proyecto, tendrán una cobertura mínima de 2 KM de distancia.

Los RADIOMODEM utilizaran la frecuencia de operación de 902 MHz a 928 MHz, que pertenece a la banda ICM (industrial, científico y medico), esta banda de frecuencia se caracteriza por no necesitar una licencia de operación.

Para el presente informe los RADIOMODEM serán de la marca DATA-LINC GROUP en su modelo PLR5000.

Características:

Frecuencia de transmisión: 902-928 MHz.

Velocidad de transmisión: 1200 Baud – 38.4 Kbaud.

Cobertura: 6.5 Km.

Potencia de salida de transmisión: 200 mW.

Potencia de consumo: 550 mA en Transmisión, 200 mA en Recepción.

Interfaz de comunicación: RS232.

Protocolo de comunicación: DF1.

Voltaje de alimentación: 10.5 a 18 Vdc.

Dimensiones: 170.18x71.12x45.72 mm.

3.3.4 Software SCADA.

El software SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), permite recolectar, visualizar, almacenar, controlar, analizar y manejar la información del proceso de producción de una planta, ya sea con representaciones dinámicas y graficas o con formatos de reportes, además este software permite acceder la información en tiempo real.

El software SCADA cuenta con una arquitectura Cliente/Servidor que permite la interacción entre las herramientas de diseño, las herramientas de comunicación y suministro de datos. A las herramientas de diseño se les conoce como aplicaciones Cliente y a las herramientas de comunicación y suministro de datos como aplicaciones Servidor.

A continuación se describen algunas de las aplicaciones.

- Aplicación Cliente Grafico.

Contienen herramientas de diseño grafico y de animación. Los gráficos permiten la representación esquemática de la planta o línea de producción, mediante displays gráficos orientados a objeto a los cuales se puede asignar enlaces dinámicos según el comportamiento real del proceso.

- Aplicación Cliente Tendencias.

Contienen herramientas que permiten grabar y examinar variables y condiciones de proceso. Las tendencias permiten representar mediante una

curva el comportamiento de una variable del proceso en un intervalo de tiempo, también permite la comparación gráfica de dos variables del proceso. Una ventaja significativa es que generalmente se permite la evaluación histórica de la variable del proceso, porque estas curvas de comportamiento se almacenan en el disco duro del computador.

- Aplicación Cliente Alarma y Eventos.

Los displays de alarmas son diseñados para informar al operador acerca de problemas en el proceso o equipos de control. También se pueden configurar reportes de alarmas y eventos con fecha y hora de ocurrencia. Además se puede definir diversos niveles de alarma para una variable del proceso.

Aplicación Cliente Windows DDE: DDE (Dynamic Data Exchange), es un método para transferir datos entre aplicaciones Windows.

- Aplicaciones Servidor I/O.

Son archivos de aplicación basados en Windows desarrollado por los fabricantes de SCADA como un método directo de interfase entre las aplicaciones Cliente y una variedad de equipos de automatización.

- Aplicaciones Servidor de Tiempo Real (RTS).

Ejecuta funciones de control y enlace I/O en forma priorizada y multitarea. La adquisición de datos I/O tiene el nivel de mayor importancia y se realiza a alta velocidad. El RTS monitorea las señales I/O, ejecuta la base de datos y

algoritmos de control, chequea alarmas y eventos y envía información a las aplicaciones Cliente del software SCADA.

- Aplicaciones Servidor DDE.

Estas aplicaciones pueden actuar como Clientes o Servidores porque ellos pueden proveer datos (como un Servidor) y solicitar datos (como un Cliente).

- Aplicaciones de Red.

Estas aplicaciones permiten la conexión de diversas estaciones en una red con topología estándar, tales como TCP/IP, etc.

Los software SCADA son de arquitectura abierta, de manera que permita la comunicación simple con diversos equipos de diversos fabricantes. Por ello, los fabricantes del software SCADA desarrollan archivos (drivers) que contienen los protocolos de comunicación para una conexión directa con PLCs, Controladores de Lazo, Sistemas I/O, etc.

Los software SCADA son de característica modular, es decir siempre deben permitir al usuario seleccionar el tamaño correcto para su proyecto (según la cantidad de señales a considerar) y tener la posibilidad de crecer a futuro en forma gradual según sus necesidades.

El software SCADA debe operar en sistemas operativos de uso común como Windows 95, 2000, XP.

Los software SCADA cuentan con un servidor de tiempo real (RTS) encargado del enlace con el equipo de automatización. Para que el procesamiento de información sea rápido el RTS debe contar con una estructura modular, priorizada y multitarea que asegure la integridad de los datos provenientes del proceso.

Es importante que el software SCADA debido al avance de la tecnología se mantenga a la vanguardia adoptando estándares de mayor reconocimiento. Los estándares ahorran tiempo de ingeniería, facilitan el desarrollo y la instalación, y protegen el valor de la inversión en el programa.

Para el presente informe se utilizara el software SCADA INTOUCH v10 de la marca Wonderware, asimismo se utilizara un Servidor I/O (driver) denominado Allen Bradley DF1 Serial, también de la marca Wonderware.

El Servidor I/O Allen Bradley DF1 brinda un protocolo de comunicación denominado DF1, este protocolo de comunicación es soportado por el software SCADA, por el RADIOMODEM y por el PLC.

Usando el software SCADA INTOUCH, se ha desarrollado a modo de ejemplo cuatro ventanas graficas, en las cuales se muestra gráficamente como serán supervisadas las subestaciones eléctricas. Estas ventanas se muestran en las Figuras N° 3, 4, 5, 6.

3.3.5 Protocolo de comunicación.

El protocolo es una serie de reglas que definen el significado de una palabra de bits. Por ejemplo, se ha establecido que un mensaje será enviado desde una estación de supervisión hacia una estación remota a través de una serie de bits digitales. Pero, que puede representar el primer, segundo, tercer bit, y que puede significar el bit veinticuatro. El protocolo se encarga de decirnos que significa cada bit. Por tanto un código se encargara de decirnos cual es el significado de cada bit en una comunicación serial. Este código se codifica al inicio de la transmisión y se decodifica al final de la transmisión.

Los protocolos de comunicaciones definen las reglas para la transmisión y recepción de la información entre dispositivos de una red, de modo que para que los dispositivos se puedan comunicar entre si es necesario que ambos empleen la misma configuración de protocolos.

Al seleccionar un protocolo se tendrá en cuenta la topología de la conexión y el modo de la transmisión.

Si el modo de transmisión es un una dirección es decir que solo una de las estaciones será quien inicie la transmisión, entonces el protocolo a seleccionar será half duplex. Si el modo de transmisión es bidireccional en forma simultanea es decir que cualquiera de las estaciones podrá iniciar la transmisión, entonces el protocolo a seleccionar será full duplex.

Dependiendo del proveedor elegido para las estaciones maestra y esclava, el protocolo será el sugerido por el fabricante de estos equipos.

Para nuestro caso se a trabajado con PLCs de de la marca Allen Bradley, RADIOMODEM de la marca Data Linc y el software INTOUCH de la marca Wonderware, todos estos equipos y software sugieren el protocolo DF1 half duplex.

Características del protocolo DF1:

- Monitoreo remoto de la tabla de datos de la estación remota, así como acceso al programa escalera de esta estación.

- Mensajes entre estaciones.

- Es un protocolo asíncrono.

- El protocolo viene incluido con los equipos.

El software SCADA INTOUCH v10 utilizado en el presente informe, tiene un Servidor I/O (driver) denominado Allen Bradley DF1 Serial, también de la marca Wonderware. Este Servidor I/O Allen Bradley DF1 brinda el protocolo de comunicación denominado DF1.

3.3.6 PC.

Requerimientos para la computadora:

- Procesador Pentium IV, 2.5 GHz.

- Memoria RAM 1 GB.

Disco Duro 120 GB.

Unidad de lectura/escritura de CD.

Sistema Operativo Windows XP.

Tarjeta de Red.

Teclado.

Mouse óptico.

Parlantes.

Monitor de 14”.

3.3.7 Accesorios.

Cable de control.

Cable de control apantallado, con papel Aluminio, 6x18 AWG, línea a tierra, aislamiento de PVC, 300 V, 105°C.

Cable de suministro eléctrico.

Cable THW 12 AWG, aislamiento de PVC, 600 V, 75°C.

Interruptor Termomagnético.

Interruptor Termomagnético 2x1A, 6 KA, 230 V.

Interruptor Termomagnético 2x4A, 6 KA, 230 V.

Interruptor Termomagnético 2x6A, 6 KA, 230 V.

Relé auxiliar.

Relé auxiliar de 125 Vcc.

Gabinete.

Gabinete para adosar de metal, 1 puerta, con plancha de montaje, grado de protección IP55. Dimensiones: 800x600x250 mm.

3.4 IMPLEMENTACIÓN.

3.4.1 Subestación Eléctrica N° 1.

En la sala de celdas de esta subestación eléctrica se instalara un gabinete que albergara los siguientes equipos:

01 PLC.

01 RADIOMODEM.

01 Transductor de medida multifunción trifásico.

08 Reles auxiliares.

04 Interruptores Termomagneticos.

En el gabinete se instalara un circuito de distribución la cual contara con un interruptor termomagnético principal de 6A, que abastecerá a tres interruptores termomagnéticos de 4A, 1A, 1A, los cuales alimentaran al PLC, RADIOMODEM y Transductor de medida respectivamente, todo este circuito será abastecido de 115 V DC provenientes del banco de baterías existente en la subestación eléctrica.

Para el accionamiento a distancia de los interruptores de potencia se realizara por cada celda dos conexiones, es decir un relé para la apertura del interruptor y otro relé para el cierre del interruptor. Estos reles serán gobernados por las salidas digitales del PLC.

Para la medida a distancia de voltaje, energía activa y energía reactiva se utilizara el Transductor de medida multifunción, para lo cual se harán

conexiones hacia el panel de medida de baja tensión, conectándose con el transformador de corriente de 2000/5 A y con las barras que tienen un voltaje de 230 VAC. Para obtener los datos del Transductor de medida se utilizarán sus tres salidas analógicas las cuales serán conectadas a tres entradas analógicas del PLC.

Para el envío de los datos de esta subestación eléctrica hacia la estación de supervisión, se realizará mediante RADIOMODEM la cual transmitirá los datos almacenados en el PLC, la conexión del PLC al RADIOMODEM es mediante el cable RS232, el RADIOMODEM estará configurado como punto a multipunto esclavo, además se utilizará una antena externa direccional tipo Yagui el cual estará ubicado en el techo de esta subestación eléctrica. La distancia que deberá cubrir la transmisión del RADIOMODEM es de 200 metros, que es la distancia entre la subestación eléctrica N° 1 y la estación de supervisión.

Todas las conexiones entre las celdas y el gabinete se realizarán con los cables de control apantallados.

En la sala de celdas se realizarán trabajos tales como la construcción de ductos y canaletas para los cables de control que interconectarán las celdas con el gabinete.

Para acceder a las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia, se conectarán los contactos normalmente abiertos

(NA) que corroboran estos estados con las entradas digitales del PLC. Estas posiciones de estados estarán almacenadas en el PLC y luego serán enviados a la estación de supervisión para su monitoreo.

En la siguiente tabla se muestra las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia.

Tabla N° 3.1 Posiciones de estado S.E. N° 1.

Circuito	Equipo	Posición de estado	Accionamiento a distancia
Salida a S.E. N° 7 C - 1	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Entrada a anillo C - 2	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida de anillo C - 3	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida a Transformador 640 KVA C - 4	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé de sobrecorriente a tiempo definido con unidad instantánea	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	

3.4.2 Subestación eléctrica N° 2.

En la sala de celdas de esta subestación eléctrica se instalara un gabinete que albergara los siguientes equipos:

01 PLC.

01 RADIOMODEM.

02 Transductor de medida multifunción trifásico.

08 Reles auxiliares.

05 Interruptores Termomagneticos.

En el gabinete se instalara un circuito de distribución la cual contara con un interruptor termomagnético principal de 6A, que abastecerá a cuatro interruptores termomagnéticos de 4A, 1A, 1A, 1A, los cuales alimentaran al PLC, RADIOMODEM y a dos Transductores de medida respectivamente, todo este circuito será abastecido de 115 V DC provenientes del banco de baterías existente en la subestación eléctrica.

Para el accionamiento a distancia de los interruptores de potencia se realizara por cada celda dos conexiones, es decir un relé para la apertura del interruptor y otro relé para el cierre del interruptor. Estos reles serán gobernados por las salidas digitales del PLC.

Para la medida a distancia de voltaje, energía activa y energía reactiva se utilizara el Transductor de medida multifunción. Debido a que esta subestación eléctrica cuenta con dos transformadores eléctricos se utilizaran

dos Transductores de medida, para los cuales se harán conexiones hacia los paneles de medida de baja tensión de cada transformador eléctrico, conectándose con el transformador de corriente de 2000/5 A y con las barras que tienen un voltaje de 230 VAC. Para obtener los datos de cada Transductor de medida se utilizaran sus tres salidas analógicas las cuales serán conectadas a tres entradas analógicas del PLC.

Para el envío de los datos de esta subestación eléctrica hacia la estación de supervisión, se realizara mediante RADIEMODEM la cual transmitirá los datos almacenados en el PLC, la conexión del PLC al RADIEMODEM es mediante el cable RS232, el RADIEMODEM estará configurado como punto a multipunto esclavo, además se utilizara una antena externa direccional tipo Yagui el cual estará ubicado en el techo de esta subestación eléctrica. La distancia que deberá cubrir la transmisión del RADIEMODEM es de 300 metros, que es la distancia entre la subestación eléctrica N° 2 y la estación de supervisión.

Todas las conexiones entre las celdas y el gabinete se realizaran con los cables de control apantallados.

En la sala de celdas se realizaran trabajos tales como la construcción de ductos y canaletas para los cables de control que interconectaran las celdas con el gabinete.

Para acceder a las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia, se conectarán los contactos normalmente abiertos (NA) que corroboran estos estados con las entradas digitales del PLC. Estas posiciones de estados estarán almacenadas en el PLC y luego serán enviados a la estación de supervisión para su monitoreo.

En la siguiente tabla se muestra las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia.

Tabla N° 3.2 Posiciones de estado S.E. N°2

Circuito	Equipo	Posición de estado	Accionamiento a distancia
Entrada a anillo C - 1	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida de anillo C - 2	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida a Transformador N° 1 1000 KVA C - 3	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé de sobrecorriente a tiempo definido con unidad instantánea	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida a Transformador N° 2 1000 KVA C - 4	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé de sobrecorriente a tiempo definido con unidad instantánea	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	

3.4.3 Subestación eléctrica N° 3

En la sala de celdas de esta subestación eléctrica se instalara un gabinete que albergara los siguientes equipos:

01 PLC.

01 RADIOMODEM

01 Transductor de medida multifunción trifásico.

08 Reles auxiliares.

04 Interruptores Termomagneticos.

En el gabinete se instalara un circuito de distribución la cual contara con un interruptor termomagnético principal de 6A, que abastecerá a tres interruptores termomagnéticos de 4A,1A,1A, los cuales alimentaran al PLC, RADIOMODEM y Transductor de medida respectivamente, todo este circuito será abastecido de 115 V DC provenientes del banco de baterías existente en la subestación eléctrica.

Para el accionamiento a distancia de los interruptores de potencia se realizara por cada celda dos conexiones, es decir un relé para la apertura del interruptor y otro relé para el cierre del interruptor. Estos reles serán gobernados por las salidas digitales del PLC.

Para la medida a distancia de voltaje, energía activa y energía reactiva se utilizara el Transductor de medida multifunción, para lo cual se harán conexiones hacia el panel de medida de baja tensión, conectándose con el

transformador de corriente de 2000/5 A y con las barras que tienen un voltaje de 230 VAC. Para obtener los datos del Transductor de medida se utilizarán sus tres salidas analógicas las cuales serán conectadas a tres entradas analógicas del PLC.

Para el envío de los datos de esta subestación eléctrica hacia la estación de supervisión, se realizará mediante RADIOMODEM la cual transmitirá los datos almacenados en el PLC, la conexión del PLC al RADIOMODEM es mediante el cable RS232, el RADIOMODEM estará configurado como punto a multipunto esclavo, además se utilizará una antena externa direccional tipo Yagui el cual estará ubicado en el techo de esta subestación eléctrica. La distancia que deberá cubrir la transmisión del RADIOMODEM es de 270 metros, que es la distancia entre la subestación eléctrica N° 3 y la estación de supervisión.

Todas las conexiones entre las celdas y el gabinete se realizarán con los cables de control apantallados.

En la sala de celdas se realizarán trabajos tales como la construcción de ductos y canaletas para los cables de control que interconectarán las celdas con el gabinete.

Para acceder a las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia, se conectarán los contactos normalmente abiertos

(NA) que corroboran estos estados con las entradas digitales del PLC. Estas posiciones de estados estarán almacenadas en el PLC y luego serán enviados a la estación de supervisión para su monitoreo.

En la siguiente tabla se muestra las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia.

Tabla N° 3.3 Posiciones de estado S.E. N°3.

Circuito	Equipo	Posición de estado	Accionamiento a distancia
Salida a S.E. N° 5 C - 1	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Entrada a anillo C - 2	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida de anillo C - 3	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida a Transformador 400 KVA C-4	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé de sobrecorriente a tiempo definido con unidad instantánea	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	

3.4.4 Subestación eléctrica N° 4.

En la sala de celdas de esta subestación eléctrica se instalara un gabinete que albergara los siguientes equipos:

01 PLC.

01 RADIOMODEM.

01 Transductor de medida multifunción trifásico.

06 Reles auxiliares.

04 Interruptores Termomagneticos.

En el gabinete se instalara un circuito de distribución la cual contara con un interruptor termomagnético principal de 6A, que abastecerá a tres interruptores termomagneticos de 4A, 1A, 1A, los cuales alimentaran al PLC, RADIOMODEM y Transductor de medida respectivamente, todo este circuito será abastecido de 115 V DC provenientes del banco de baterías existente en la subestación eléctrica.

Para el accionamiento a distancia de los interruptores de potencia se realizara por cada celda dos conexiones, es decir un relé para la apertura del interruptor y otro relé para el cierre del interruptor. Estos reles serán gobernados por las salidas digitales del PLC.

Para la medida a distancia de voltaje, energía activa y energía reactiva se utilizara el Transductor de medida multifunción, para lo cual se harán conexiones hacia el panel de medida de baja tensión, conectándose con el

transformador de corriente de 2000/5 A y con las barras que tienen un voltaje de 230 VAC. Para obtener los datos del Transductor de medida se utilizarán sus tres salidas analógicas las cuales serán conectadas a tres entradas analógicas del PLC.

Para el envío de los datos de esta subestación eléctrica hacia la estación de supervisión, se realizará mediante RADIOMODEM la cual transmitirá los datos almacenados en el PLC, la conexión del PLC al RADIOMODEM es mediante el cable RS232, el RADIOMODEM estará configurado como punto a multipunto esclavo, además se utilizará una antena externa direccional tipo Yagui el cual estará ubicado en el techo de esta subestación eléctrica. La distancia que deberá cubrir la transmisión del RADIOMODEM es de 290 metros, que es la distancia entre la subestación eléctrica N° 4 y la estación de supervisión.

Todas las conexiones entre las celdas y el gabinete se realizarán con los cables de control apantallados.

En la sala de celdas se realizarán trabajos tales como la construcción de ductos y canaletas para los cables de control que interconectarán las celdas con el gabinete.

Para acceder a las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia, se conectarán los contactos normalmente abiertos

(NA) que corroboran estos estados con las entradas digitales del PLC. Estas posiciones de estados estarán almacenadas en el PLC y luego serán enviados a la estación de supervisión para su monitoreo.

En la siguiente tabla se muestra las posiciones de estado de los relés de protección y de los interruptores de potencia.

Tabla N° 3.4 Posiciones de estado S.E. N° 4.

Circuito	Equipo	Posición de estado	Accionamiento a distancia
Entrada a anillo C - 1	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida de anillo C - 2	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida a Transformador 100 KVA C - 3	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé de sobrecorriente a tiempo definido con unidad instantánea	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	

3.4.5 Subestación eléctrica Principal.

En la sala de control de esta subestación eléctrica se instalara un gabinete que albergara los siguientes equipos:

01 PLC.

01 RADIOMODEM.

01 Transductor de medida multifunción trifásico.

08 Reles auxiliares.

04 Interruptores Termomagneticos.

En el gabinete se instalara un circuito de distribución la cual contara con un interruptor termomagnético principal de 6A, que abastecerá a tres interruptores termomagneticos de 4A, 1A, 1A, los cuales alimentaran al PLC, RADIOMODEM y Transductor de medida respectivamente, todo este circuito será abastecido de 115 V DC provenientes del banco de baterías existente en la subestación eléctrica.

Para el accionamiento a distancia de los interruptores de potencia se realizara por cada celda dos conexiones, es decir un relé para la apertura del interruptor y otro relé para el cierre del interruptor. Estos reles serán gobernados por las salidas digitales del PLC.

Para la medida a distancia de voltaje, energía activa y energía reactiva se utilizara el Transductor de medida multifunción, para lo cual se harán conexiones hacia el panel del transformador de medida combinado (60 / 0.20 KV y 150 / 1 A) que se encuentra en la sala de control, este transformador de medida combinado se encuentra en el patio de llaves. Para obtener los datos

del Transductor de medida se utilizaran sus tres salidas analógicas las cuales serán conectadas a tres entradas analógicas del PLC.

Para el envío de los datos de esta subestación eléctrica hacia la estación de supervisión, se realizara mediante RADIEMODEM la cual transmitirá los datos almacenados en el PLC, la conexión del PLC al RADIEMODEM es mediante el cable RS232, el RADIEMODEM estará configurado como punto a multipunto esclavo, además se utilizara una antena externa direccional tipo Yagui el cual estará ubicado en el techo de esta subestación eléctrica. La distancia que deberá cubrir la transmisión del RADIEMODEM es de 500 metros, que es la distancia entre la subestación eléctrica principal y la estación de supervisión.

Todas las conexiones entre las celdas y el gabinete se realizaran con los cables de control apantallados.

En la sala de control se realizaran trabajos tales como la construcción de ductos y canaletas para los cables de control que interconectaran las celdas con el gabinete.

Para acceder a las posiciones de estado de los reles de protección, de los interruptores de potencia, y del seccionador de línea, se conectaran los contactos normalmente abiertos (NA) que corroboran estos estados con las entradas digitales del PLC. Estas posiciones de estados estarán almacenadas

en el PLC y luego serán enviados a la estación de supervisión para su monitoreo.

En la siguiente tabla se muestra las posiciones de estado de los reles de protección, de los interruptores de potencia y del seccionador de línea.

Tabla N° 3.5 Posiciones de estado S.E. Principal.

Circuito	Equipo	Posición de estado	Accionamiento a distancia
Salida a S.E. N° 1 SP1	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Salida a S.E. N° 4 SP2	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Celda de reserva	Interruptor de Potencia 10 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Relé direccional de sobrecorriente trifásico a tiempo inverso (2)	On / Off	
	Relé de disparo y bloqueo	On / Off	
Patio de llaves	Interruptor de Potencia 60 KV	On / Off	Apertura / Cierre
	Seccionador de Línea 60 KV	On / Off	
	Relé de sobrecorriente trifásico de tiempo inverso.	On / Off	

3.4.6 Estación de supervisión.

En este caso la estación maestra y la estación de supervisión funcionaran como una sola estación, es decir como una estación de supervisión y estará ubicada en la sala de seguridad del Centro Nuclear.

En esta estación de supervisión se instalara los siguientes equipos:

01 RADIOMODEM.

01 PC.

01 Software SCADA.

Además se instalara un rack o gabinete pequeño que albergara al RADIOMODEM. El RADIOMODEM y la PC serán abastecidos de energía eléctrica desde el UPS (220 Vac) existente en la sala de seguridad del Centro Nuclear.

En esta estación de supervisión se transmitirá/recepcionara los datos hacia/desde las subestaciones eléctricas (S.E. N°1, S.E. N°2, S.E. N°3, S.E. N°4, S.E. Principal), para este fin se utilizara el RADIOMODEM configurado en modo punto a multipunto maestro, también se utilizara una antena externa Omni-direccional que estará ubicada en el techo de esta estación de supervisión.

Para la supervisión, control y adquisición de datos de todo el sistema se utilizara el software SCADA, se utilizaran las siguientes aplicaciones:

Aplicación Cliente Grafica, se utilizara esta aplicación para diseñar una representación esquemática del sistema eléctrico a automatizar, por ejemplo un interruptor será representada gráficamente y puede tener color verde cuando se encuentra en operación normal y cambiar a color rojo cuando de produce una falla. También se implementaran controles de encendido y apagado que permitirá el reemplazo de elementos físicos como pulsadores, selectores.

Aplicación Cliente Tendencias, se utilizara esta aplicación para grabar y examinar variables y condiciones del proceso, de esta manera se permite la evaluación histórica de las variables del proceso. También es posible representar el comportamiento de varias señales mediante la asignación de diferentes colores.

Aplicación Cliente Alarmas y Eventos, se utilizara esta aplicación para habilitar los displays de alarmas, además se configurara los reportes de alarmas y eventos con fecha y hora de ocurrencia.

Los software a instalarse en la PC de la estación de supervisión son:

- Sistema Operativo Windows XP.
- Software SCADA: INTOUCH v10.
- Servidor I/O denominado Allen Bradley DF1 Serial.
- RSLogix 500.

CAPITULO IV

METRADO Y PRESUPUESTO

4.1 COSTO DE MANO DE OBRA.

Tabla N° 4.1 Costo de mano de obra.

Personal	S/. Hora	N° Horas	Total (S/.)
Ayudante.	6,25	40	250,00
Ayudante.	6,25	48	300,00
Técnico Electricista.	12,50	48	600,00
Ing. Supervisor.	18,75	48	900,00
Especialista en software SCADA.	54,38	24	1305,00
		Total (S/.)	3355,00
		Total (US \$)	1157,00

4.2 COSTO DE EQUIPOS.

Tabla N° 4.2 Costo de equipos.

Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (US \$)	Total (US \$)
PLC modular. Procesador SLC 5/03, sistema 1746. Software RSLogix 500.	unidad	5	3000,00	15000,00
Transductor de Medida Multifunción Trifásico	unidad	6	895,00	5370,00
RADIOMODEM Antena externa. Cable coaxial 15 metros. Fuente industrial 105-270 Vdc a 12 Vdc.	unidad	6	1720,00	10320,00
Software SCADA INTOUCH v10 Driver I/O Allen Bradley DF1 serial	unidad	1	5000,00	5000,00
PC	unidad	1	1500,00	1500,00
Cable de control apantallado con papel aluminio, 6x18 AWG, línea a tierra, PVC, 300 V, 105 °C.	metro	500	4,14	2070,00
Cable de suministro eléctrico THW 12 AWG, PVC, 600 V, 75°C.	metro	100	0,61	61,00
Interruptor Termomagnetico 2x1A, 6 KA, 230 V.	unidad	11	25,68	282,48
Interruptor Termomagnetico 2x4A, 6 KA, 230 V.	unidad	5	25,68	128,40
Interruptor Termomagnetico 2x6A, 6 KA, 230 V.	unidad	5	22,70	113,50
Rele auxiliar 125 Vcc	unidad	38	10,00	380,00
Gabinete para adosar, de metal, 1 puerta, con plancha de montaje, IP55, 800X600X250 mm.	unidad	5	179,00	895,00
			Total (US \$)	41120,38

4.3 COSTO TOTAL.

Tabla N° 4.3 Costo total.

Descripción.	US \$
Costo de equipos.	41120,38
Costo de mano de obra.	1157,00
Costos no contemplados de: accesorios, herramientas, materiales.	2000,00
Costo total.	44 277,38

El costo total del proyecto de automatización es de US \$ 44 277,38.

Este costo no incluye el IGV.

CONCLUSIONES

- 1.- La automatización de las subestaciones eléctricas mediante un sistema SCADA permitirá aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico existente.
- 2.- Con la implementación de un sistema SCADA se reducirá los tiempos de reposición del servicio debido a interrupciones así como saber las causas que originaron esta interrupción mediante un sistema de alarmas y reportes históricos.
- 3.- Los sistemas SCADA permiten monitorear el consumo de energía eléctrica en cada sector de la empresa en tiempo real, es decir al disponer de esta información se podrá tomar mejores decisiones para un plan de ahorro de energía eléctrica.
- 4.- En los sistemas SCADA dada su configuración modular permite que en un futuro se puedan agregar nuevos dispositivos que controlar, es decir el sistema SCADA crecerá según las necesidades de la empresa.
- 5.- Con una correcta capacitación al personal que trabajara en la estación de supervisión se podrá obtener el máximo beneficio de este sistema SCADA.

BIBLIOGRAFIA

- Manual de Sistemas SCADA

(autor I.S.T. TECSUP, Lima-Perú, 2006).

- Manual de Integración de Sistemas Industriales con PLC.

(autor I.S.T. TECSUP, Lima-Perú, 2006).

- Manual de Sistemas SCADA.

(autor Allen Bradley, publicación AG-6.5.8ES, EEUU, 2006).

- Manual de Programación de PLC Siemens.

(autor I.S.T. TECSUP, Lima-Perú, 2006).

- Manual de Programación de PLC Allen Bradley.

(autor I.S.T. TECSUP, Lima-Perú, 2006).

Paginas Web visitadas:

www.infopl.com

www.wonderware.com

www.rockwell.com

www.ab.com

www.promelsa.com.pe

www.marvitech.com.pe

ANEXOS

Anexo 1

Figura del anillo del sistema eléctrico.

Figura del sistema SCADA propuesto.

Anexo 2

Figuras de ventanas graficas del sistema SCADA.

Anexo 3

Figuras de equipos a utilizar.

Anexo 4

Plano N° 1, esquema unifilar de la S.E. N° 1.

Plano N° 2, esquema unifilar de la S.E. N° 2.

Plano N° 3, esquema unifilar de la S.E. N° 3.

Plano N° 4, esquema unifilar de la S.E. N° 4.

Plano N° 5, esquema unifilar de la S.E. Principal.

Plano N° 6, ubicación de gabinete SCADA en la S.E. N°1.

Plano N° 6, ubicación de gabinete SCADA en la S.E. N°2.

Plano N° 6, ubicación de gabinete SCADA en la S.E. N°3.

Plano N° 6, ubicación de gabinete SCADA en la S.E. N°4.

Plano N° 6, ubicación de gabinete SCADA en la S.E. Principal.

Figura de ubicación las Subestaciones Eléctricas.

Anexo 5

Sistema SCADA en tiempo real.

Control en tiempo real

Intervalo de SCAN.

Calculo de intervalo e SCAN.

Selección del medio de comunicación.

Selección de equipos.

Normatividad.

ANEXO 1

ANILLO DEL SISTEMA ELECTRICO

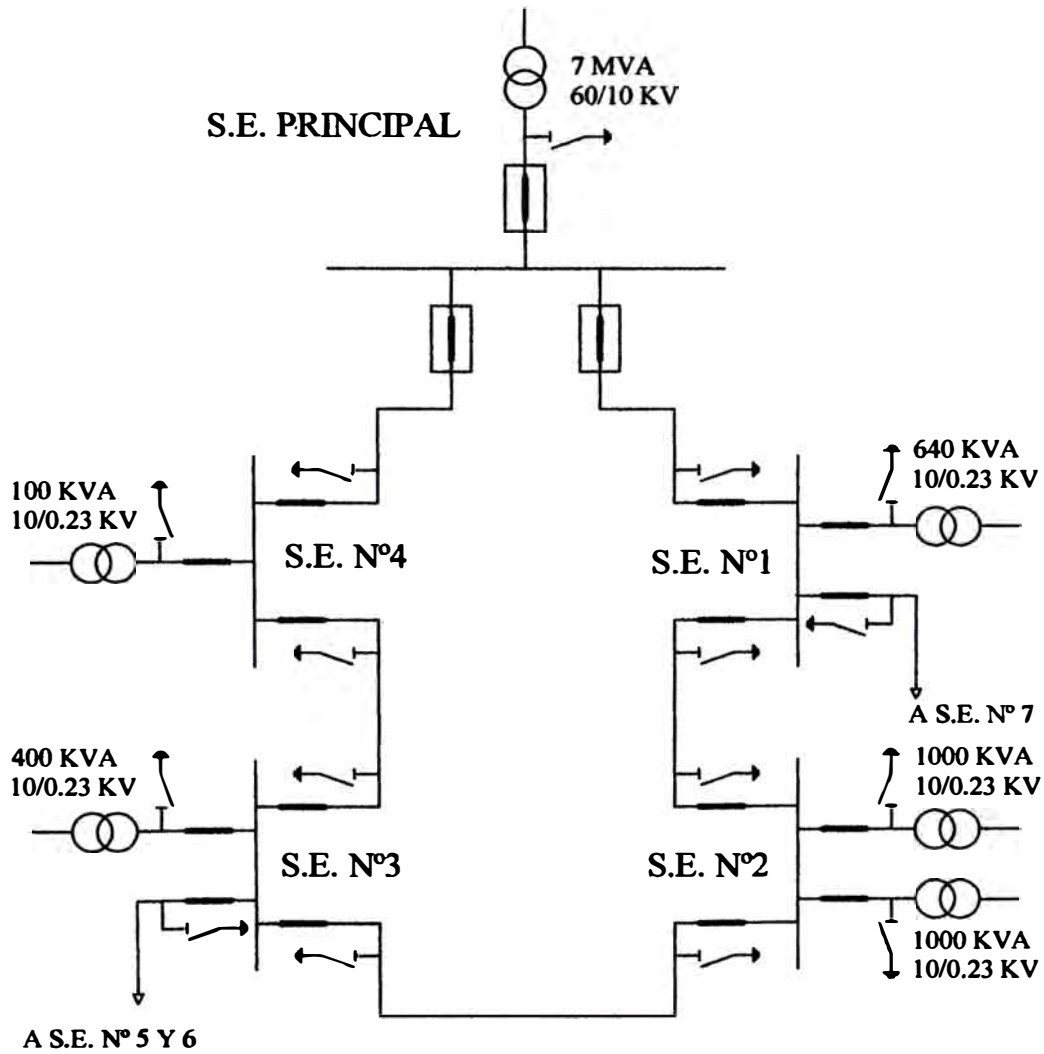


Figura N° 1

DIAGRAMA DEL SISTEMA SCADA



Figura N° 2: Sistema SCADA

ANEXO 2

CIRCUITO ELÉCTRICO

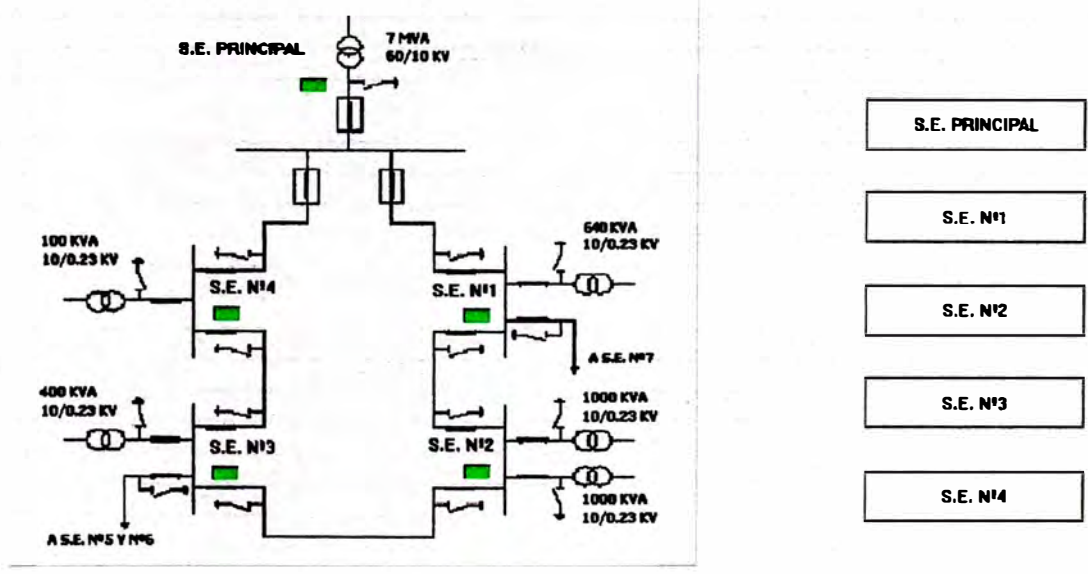


Figura N° 3, vista grafica del circuito eléctrico en anillo.

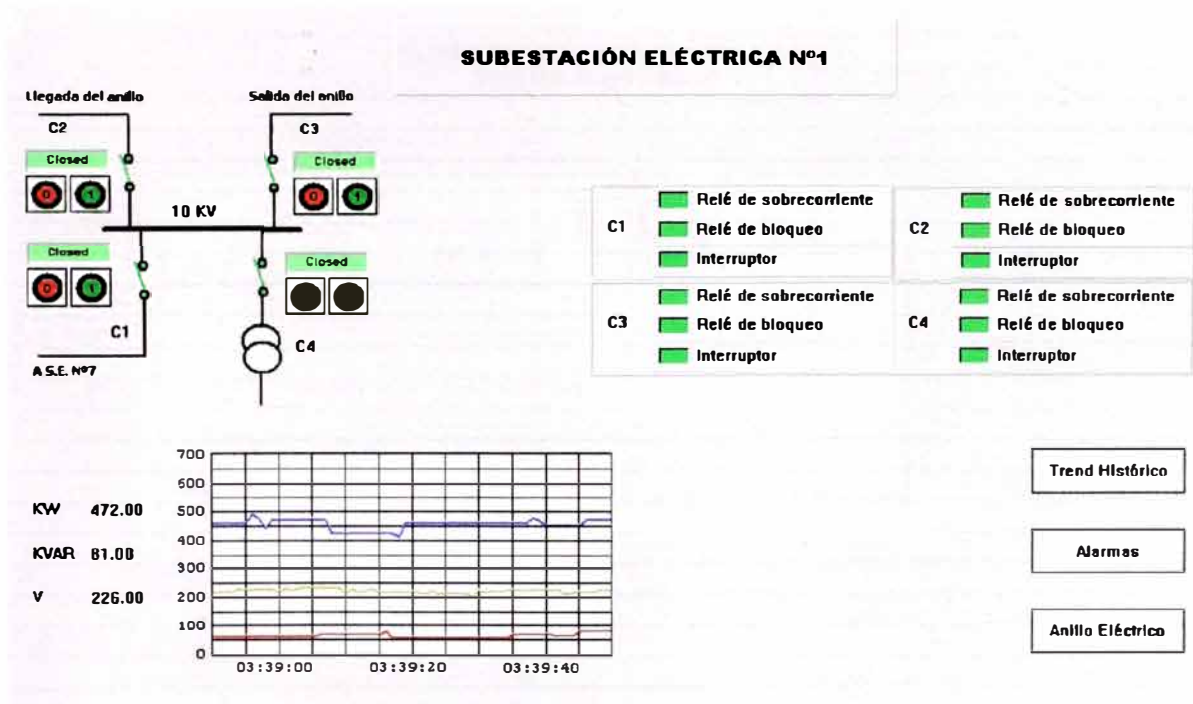


Figura N° 4, vista grafica del circuito eléctrico en la S.E. N° 1, trend en tiempo real de la potencia activa, potencia reactiva y voltaje y también leds indicadores de estado ubicados por celdas.

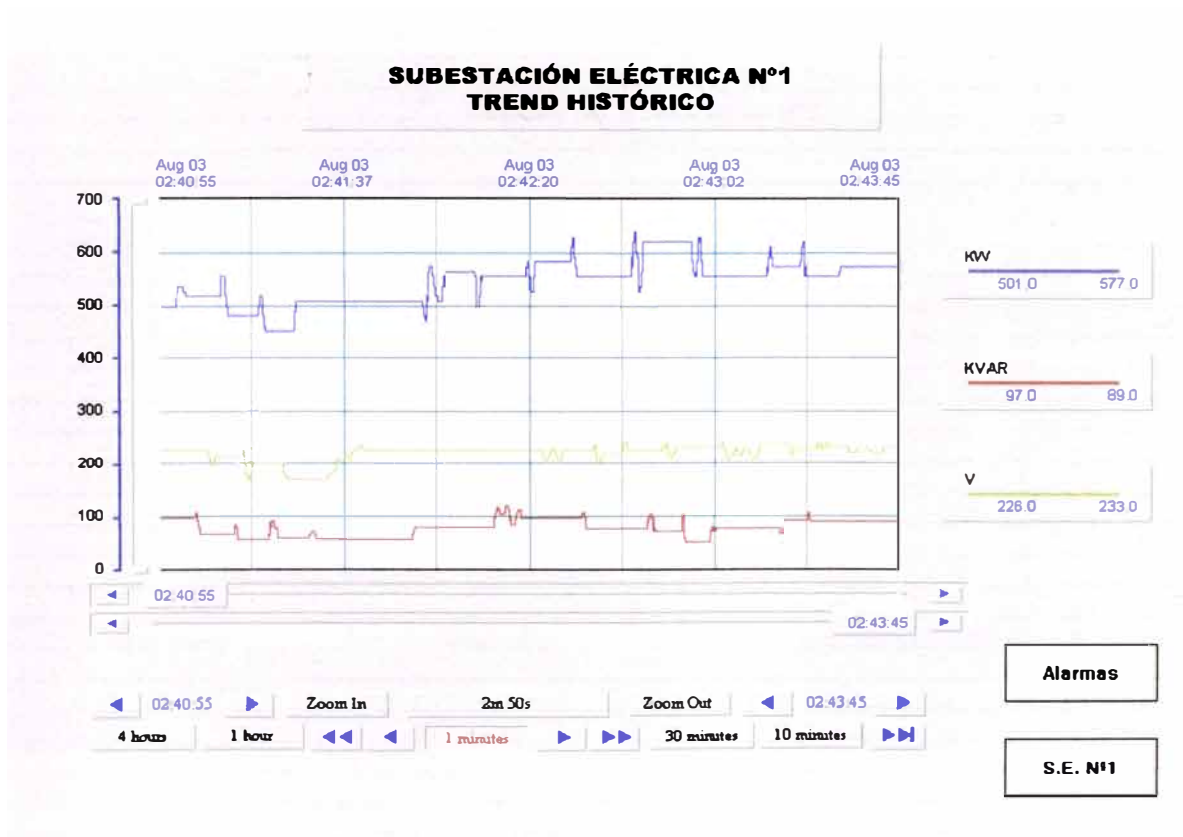


Figura N° 5, vista grafica del trend histórico del consumo de energía activa, energía reactiva y voltaje en la S.E. N° 1.

**SUBESTACIÓN ELÉCTRICA N°1
ALARMAS**

Date	Time	State	Class	Type	Priority	Name	Group	Proveedor	Value	Limit
03 ago 2008	02:25:13	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C3-Interruptor	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:25:14	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C2-ReléSobrecorriente	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:25:15	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C2-ReléBloqueo	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:25:16	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C2-Interruptor	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:26:16	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	OFF	ON
03 ago 2008	02:26:22	UNACK	D6C	D6C	1	C1ReléSobrecorriente	\$System	Untouch	OFF	OFF
03 ago 2008	02:25:22	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:25:23	UNACK	DSC	DSC	1	C1-ReléBloqueo	\$System	Untouch	OFF	OFF
03 ago 2008	02:26:24	UNACK	D6C	DSC	1	C1-Interruptor	\$System	Untouch	OFF	OFF
03 ago 2008	02:25:20	ACK_RTN	D6C	D6C	1	C1ReléSobrecorriente	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:25:20	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C1-ReléBloqueo	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:25:27	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C1-Interruptor	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:26:27	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	OFF	ON
03 ago 2008	02:26:40	UNACK	DSC	DSC	1	C3-ReléSobrecorriente	\$System	Untouch	OFF	OFF
03 ago 2008	02:26:48	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:26:48	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C3-ReléSobrecorriente	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:26:48	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	OFF	ON
03 ago 2008	02:26:07	UNACK	DSC	DSC	1	C3-Interruptor	\$System	Untouch	OFF	OFF
03 ago 2008	02:26:07	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:26:08	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C3-Interruptor	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:26:08	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	OFF	ON
03 ago 2008	02:31:50	UNACK	DSC	DSC	1	C2-ReléSobrecorriente	\$System	Untouch	OFF	OFF
03 ago 2008	02:31:50	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:31:51	ACK_RTN	DSC	DSC	1	C2-ReléSobrecorriente	\$System	Untouch	ON	OFF
03 ago 2008	02:31:51	UNACK_RTN	EVENT	SYSTEM	000	\$NewAlarm	\$System	Untouch	OFF	ON

Update Successful

Default Query

Trend Histórico

S.E. N°1

Figura N° 6, vista grafica de las alarmas en la S.E. N° 1.

ANEXO 3

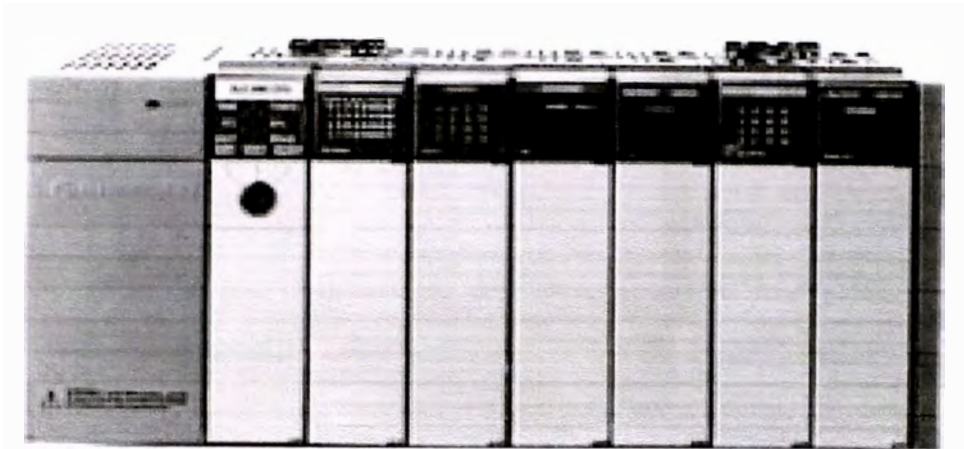


Figura N° 7, PLC SLC 5/03



Figura N° 8, Transductor de medida multifunción trifásico.



Figura N° 9, RADIOMODEM.

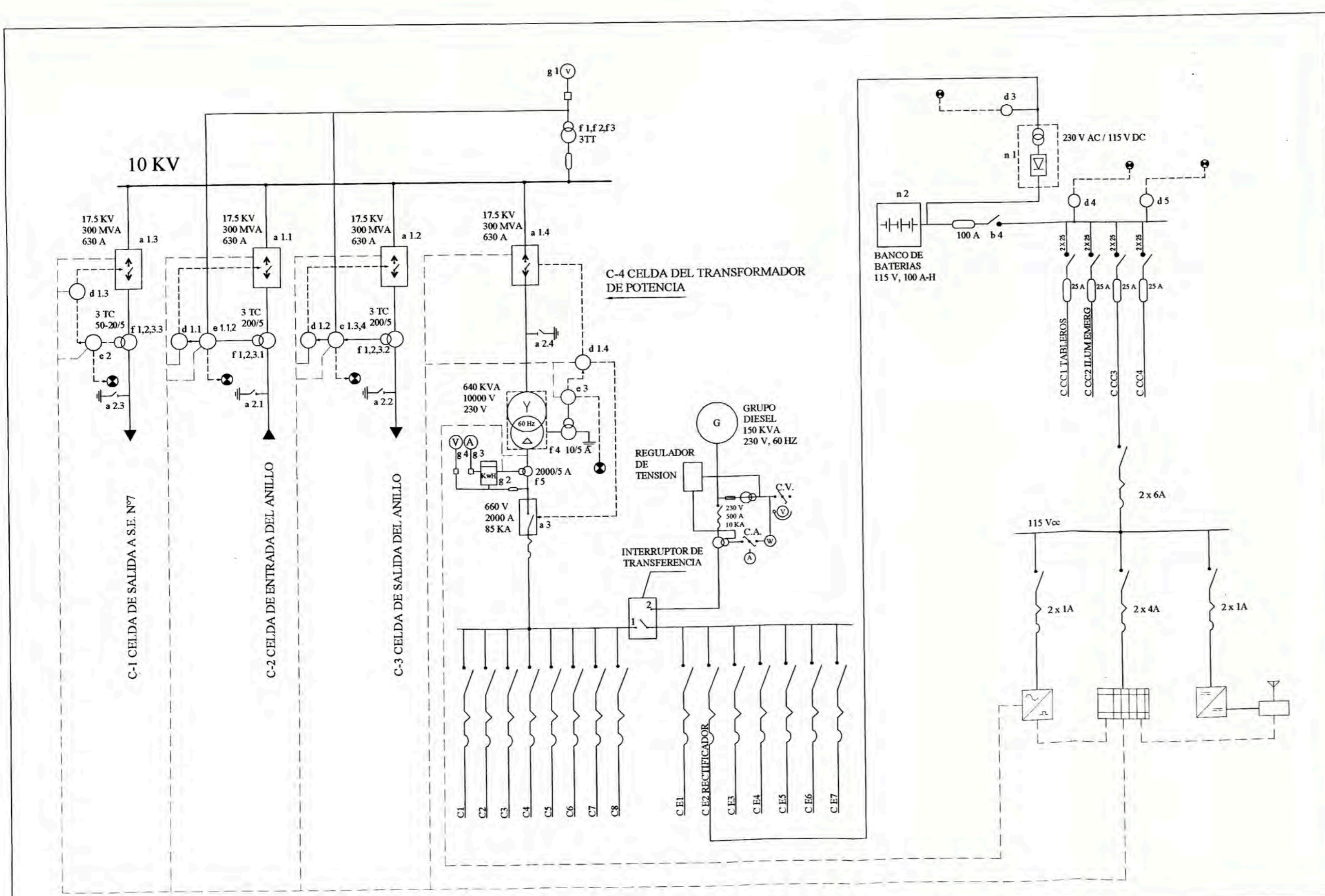


Figura N° 10, antena direccional Yagui.



Figura N° 11, antena omnidireccional.

ANEXO 4



LEYENDA

	Interruptor en mínimo volumen de aceite, 17.5 KV.		Transformador de tensión.
	Interruptor termomagnético.		Transformador de corriente.
	Interruptor.		Fuente de poder y cargador de baterías, 230 Vac /115 Vdc.
	Seccionador de puesta a tierra.		Banco de baterías, 115 Vcc.
	Grupo electrógeno Diesel.		Interruptor de transferencia.
	Vatímetro.		Medidor de energía activa.
	Voltímetro.		Controlador lógico programable, PLC.
	Amperímetro.		Radiomodem
	d 1.1, d 1.2 d 1.3, d 1.4		Transductor universal multifunción trifásico.
	e 1.1,2 e 1.3,4		Convertidor de corriente continua, dc/dc.
	e 2		Detector de falla a tierra, 110 Vcc.
	e 3		Anunciador de alarmas.
	d 3 d 4		Cable de control.

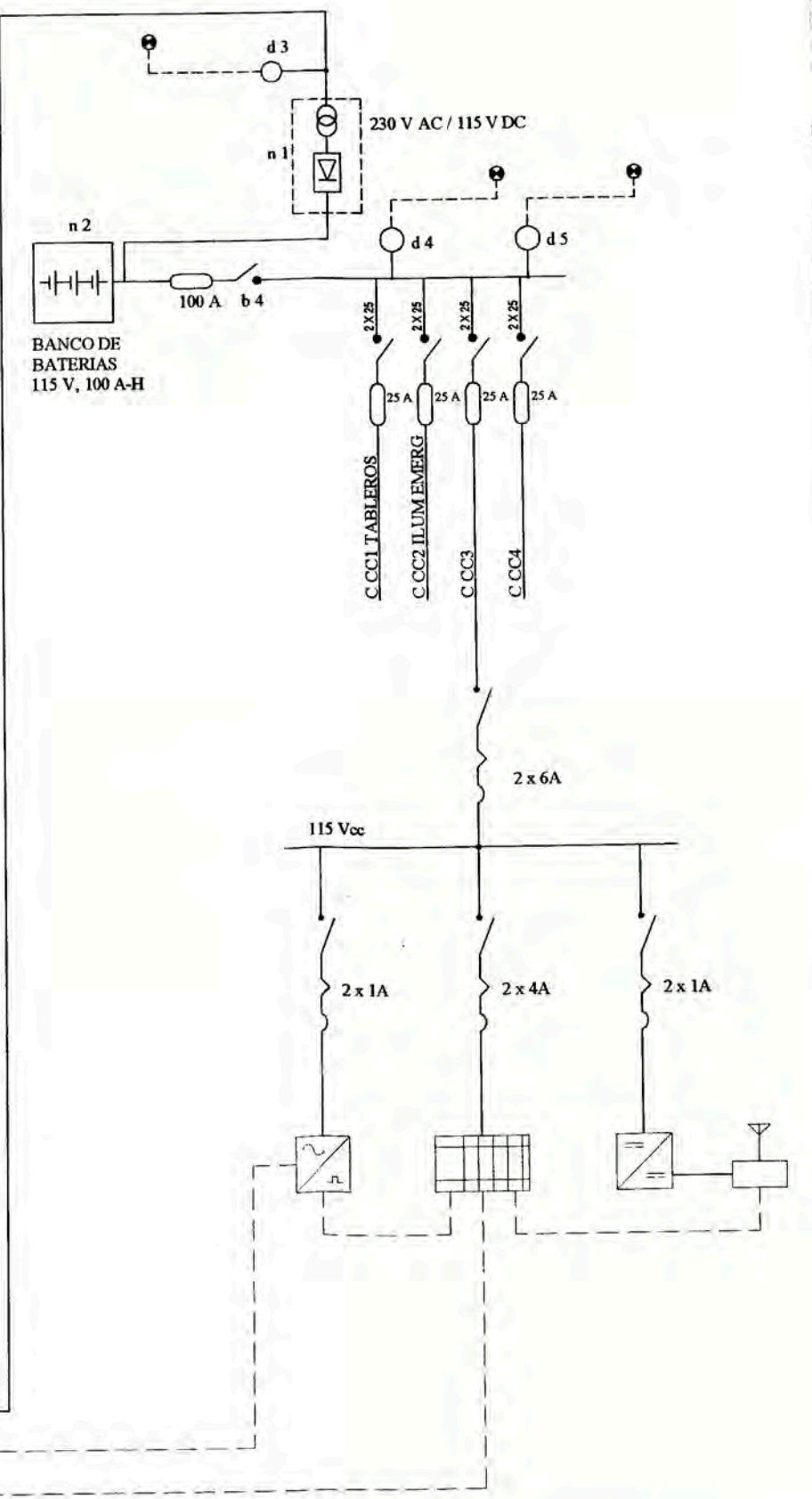
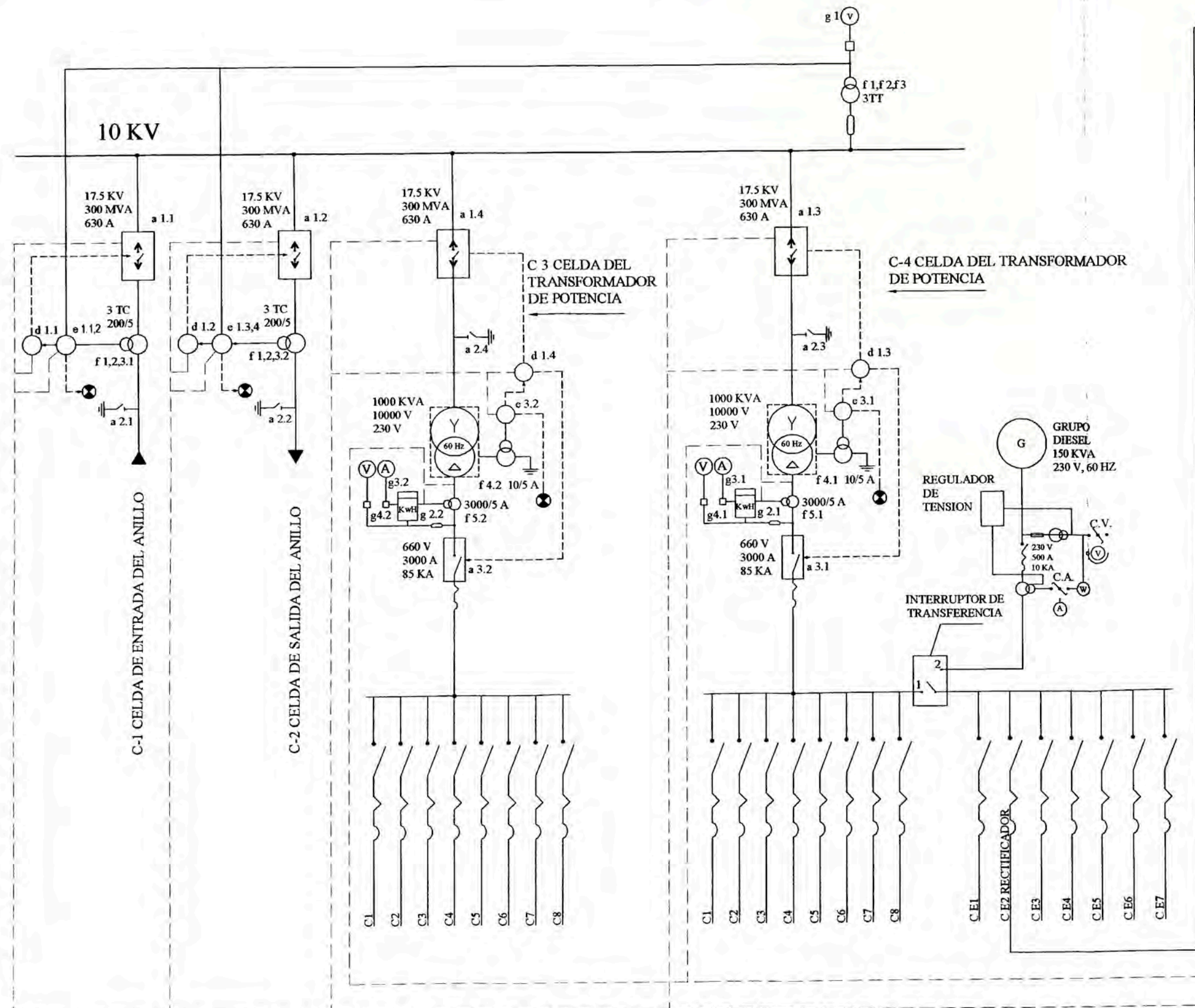


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA N° 1
DIAGRAMA UNIFILAR

Dibujado		
Revisado		
Visto		
Escala	S/E	
P001		

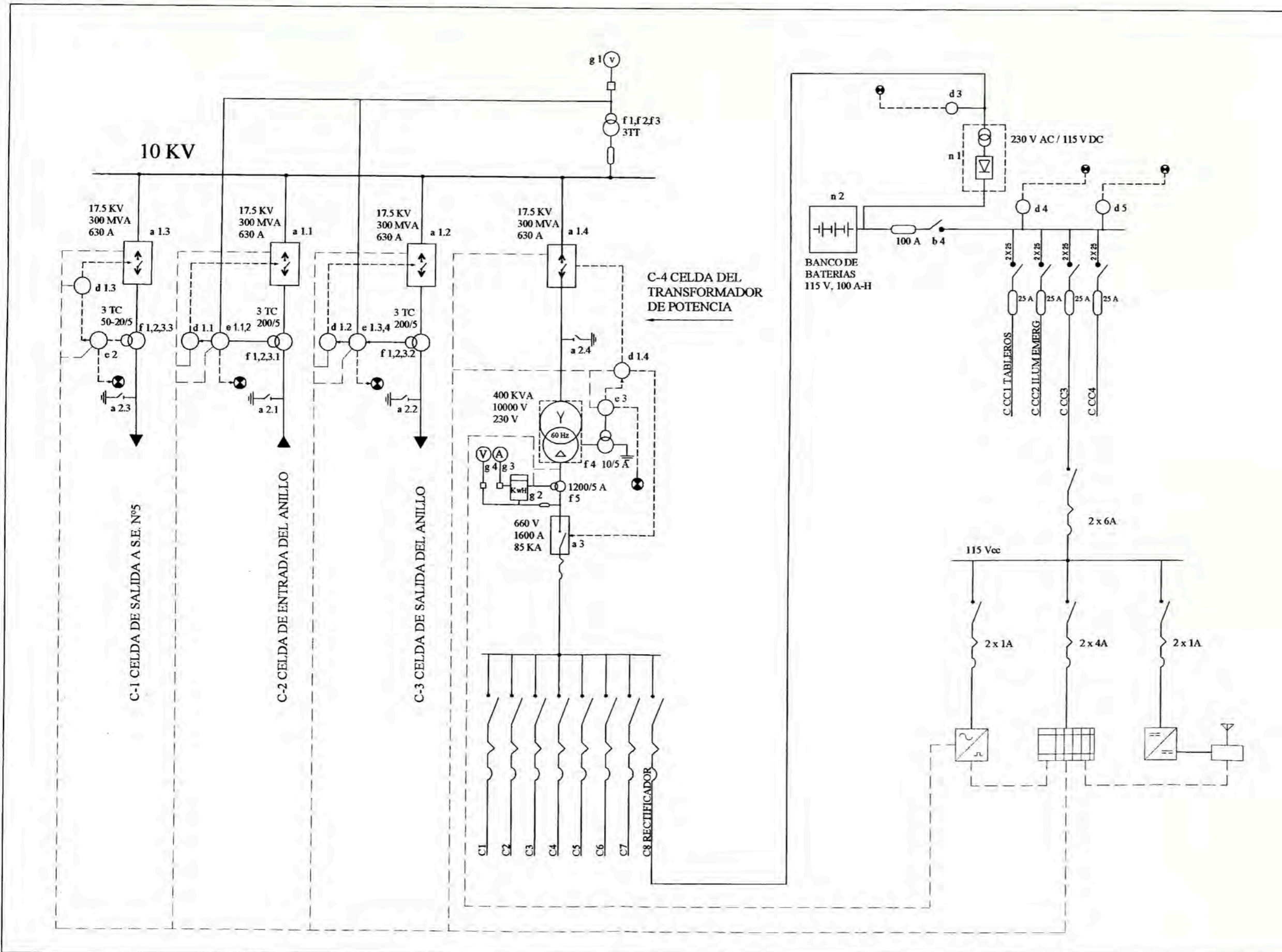


LEYENDA

	Interruptor en mínimo volumen de aceite, 17.5 KV.		Transformador de tensión.
	Interruptor termomagnético.		Transformador de corriente.
	Interruptor.		Fuente de poder y cargador de baterías, 230 Vac /115 Vdc.
	Seccionador de puesta a tierra.		Banco de baterías, 115 Vcc.
	Grupo electrógeno Diesel.		Interruptor de transferencia.
	Vatímetro.		Medidor de energía activa.
	Voltímetro.		Controlador lógico programable, PLC.
	Amperímetro.		Radiomodem
	Relé de bloqueo. d.1.1, d.1.2, d.1.3, d.1.4		Transductor universal multifunción trifásico.
	Relé direccional de sobrecorriente, tiempo inverso. e.1.1,2, e.1.3,4		Convertidor de corriente continua, dc/dc.
	Relé de sobrecorriente, tiempo definido. e.3.1, e.3.2		Anunciador de alarmas.
	Relé de mínima tensión. d.3, d.4		Cable de control.
	Detector de falla a tierra, 110 Vcc. d.5		

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS SUBESTACION ELECTRICA N° 2 DIAGRAMA UNIFILAR	Dibujado	
	Revisado	
	Visto	
	Escala	S/E
P002		



LEYENDA

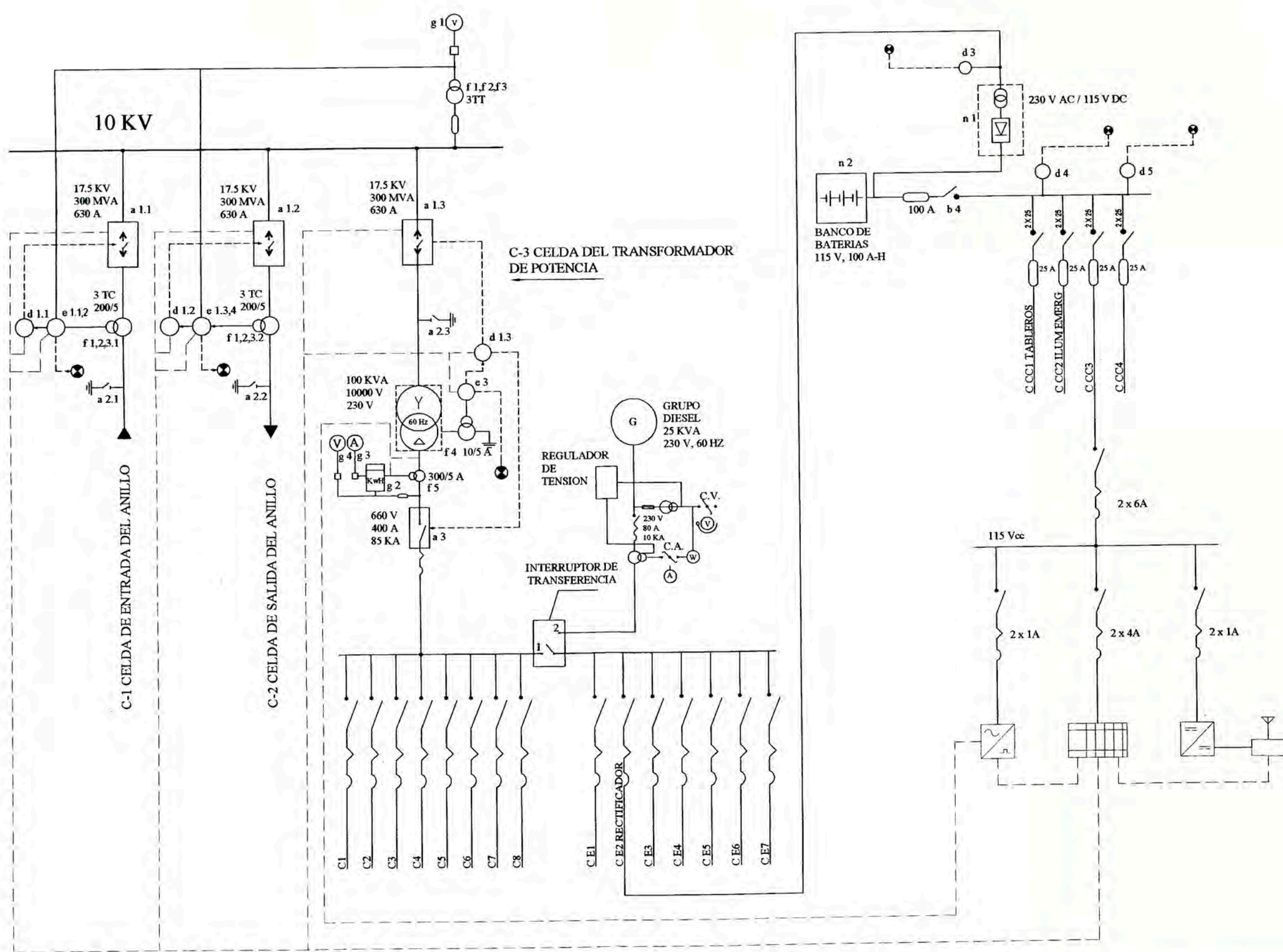
	Interruptor en mínimo volumen de aceite, 17.5 KV.		Transformador de tensión.
	Interruptor termomagnético.		Transformador de corriente.
	Interruptor.		Fuente de poder y cargador de baterías, 230 Vac /115 Vdc.
	Seccionador de puesta a tierra.		Banco de baterías, 115 Vcc.
	Grupo electrógeno Diesel.		Interruptor de transferencia.
	Vatímetro.		Medidor de energía activa.
	Voltímetro.		Controlador lógico programable, PLC.
	Amperímetro.		Radiomodem
	d 1.1, d 1.2 d 1.3, d 1.4		Transductor universal multifunción trifásico.
	e 1.1,2 e 1.3,4		Covertidor de corriente continua, dc/dc.
	e 2		Detector de falla a tierra, 110 Vcc.
	e 3		Anunciador de alarmas.
	d 3 d 4		Cable de control.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
 PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA Nº 3
 DIAGRAMA UNIFILAR

Dibujado	
Revisado	
Visto	
Escala	S / E
P003	

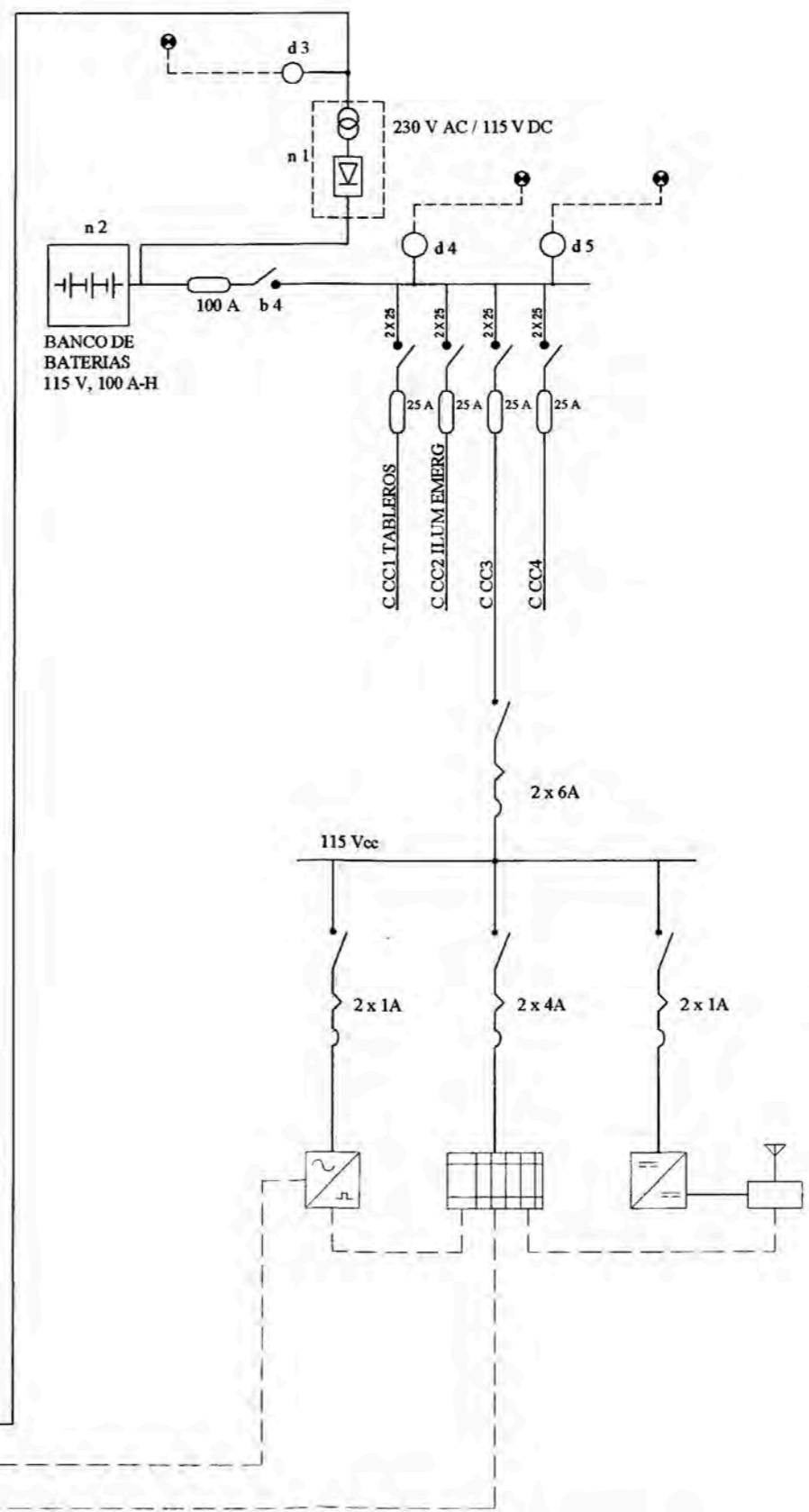
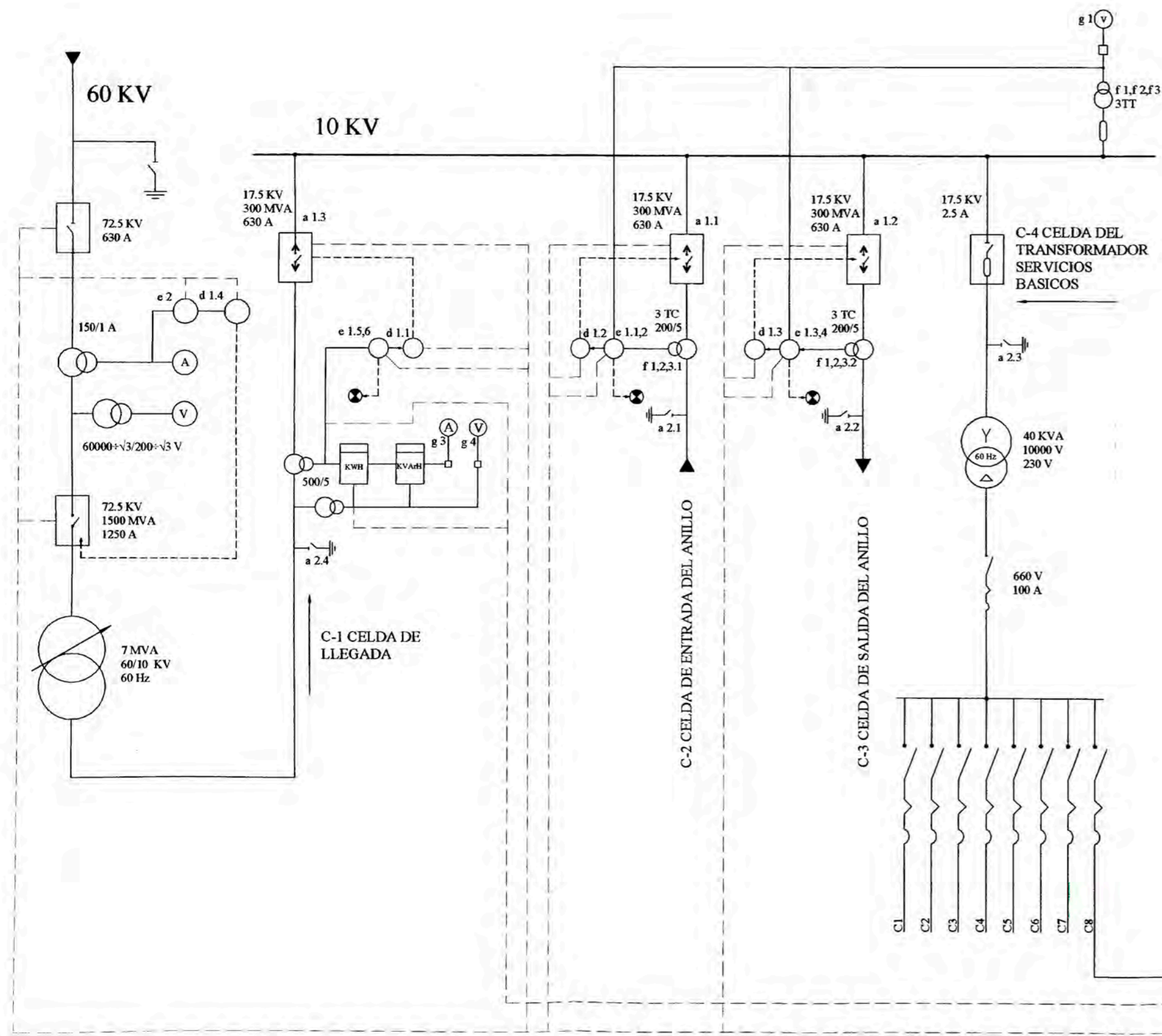


LEYENDA

	Interruptor en minimo volumen de aceite, 17.5 KV.		Transformador de tension.
	Interruptor termomagnetico.		Transformador de corriente.
	Interruptor.		Fuente de poder y cargador de baterias, 230 Vac /115 Vdc.
	Seccionador de puesta a tierra.		Banco de baterias, 115 Vcc.
	Grupo electrógeno Diesel.		Interruptor de transferencia.
	Vatímetro.		Medidor de energia activa.
	Voltímetro.		Controlador lógico programable, PLC.
	Amperímetro.		Radiomodem
	Relé de bloqueo.		Transductor universal multifunción trifásico.
	Relé direccional de sobrecorriente, tiempo inverso.		Covertidor de corriente continua, dc/dc.
	Relé de sobrecorriente, tiempo definido.		Anunciador de alarmas.
	Relé de mínima tensión.		Cable de control.
	Detector de falla a tierra, 110 Vcc.		


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS SUBESTACION ELECTRICA Nº 4 DIAGRAMA UNIFILAR	Dibujado		
	Revisado		
	Visto		
	Escala	S / E	
P004			



LEYENDA

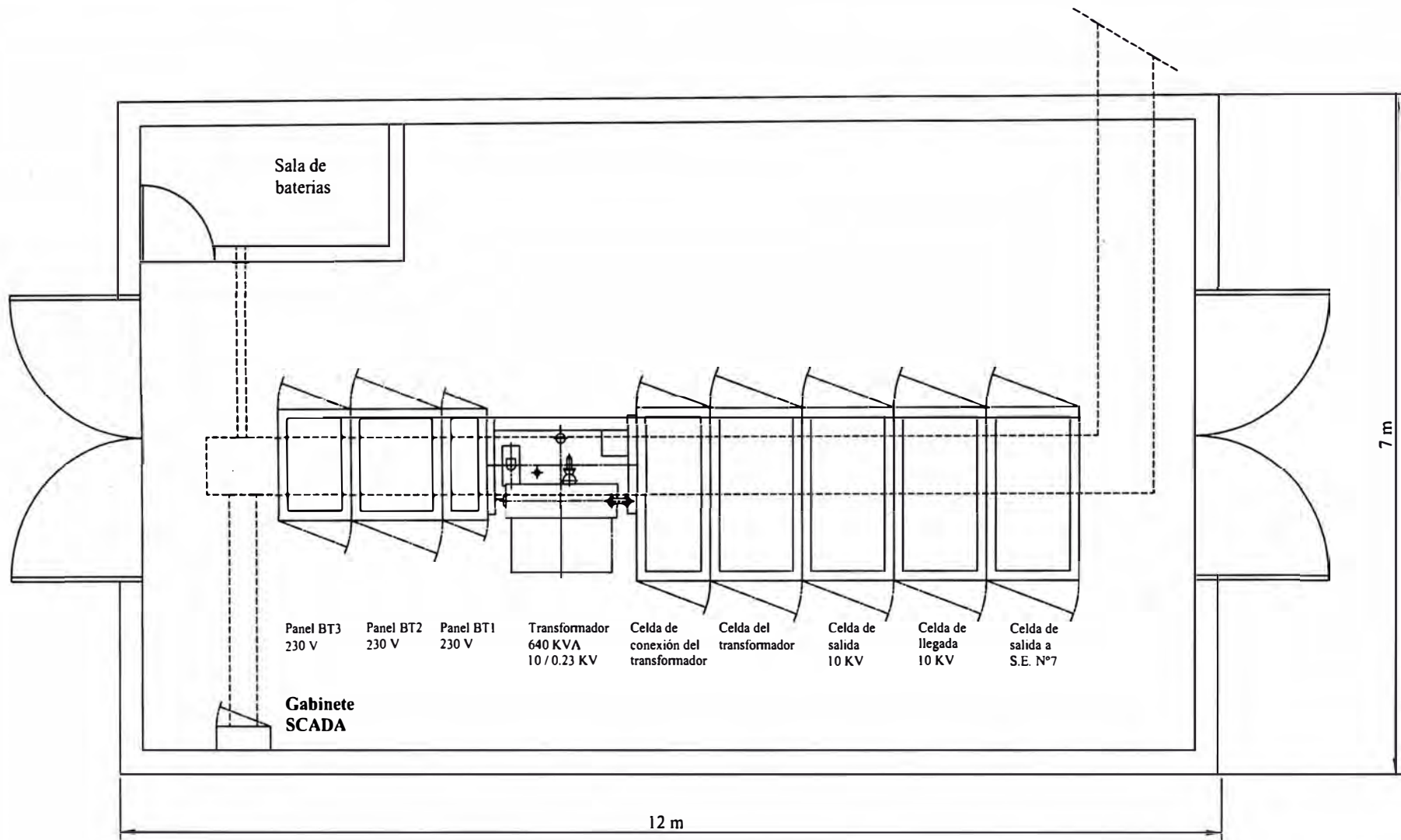
	Interruptor en mínimo volumen de aceite, 17.5 KV.		Transformador de tensión.
	Interruptor termomagnético.		Transformador de corriente.
	Interruptor.		Fuente de poder y cargador de baterías, 230 Vac / 115 Vdc.
	Seccionador de puesta a tierra.		Banco de baterías, 115 Vcc.
	Seccionador de Potencia.		Medidor de energía reactiva.
	Seccionador con fusible.		Medidor de energía activa.
	Voltmetro.		Controlador lógico programable, PLC.
	Amperímetro.		Radiomodem
	d 1.1, d 1.2 d 1.3, d 1.4		Transductor universal multifunción trifásico.
	e 1.1,2 e 1.3,4 e 1.5,6		Convertidor de corriente continua, dc/dc.
	e 2		Detector de falla a tierra, 110 Vcc.
	d 3 d 4		Anunciador de alarmas.
	Cable de control.		

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
 PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA PRINCIPAL
 DIAGRAMA UNIFILAR

Dibujado	
Revisado	
Visto	
Escala	S / E
P005	

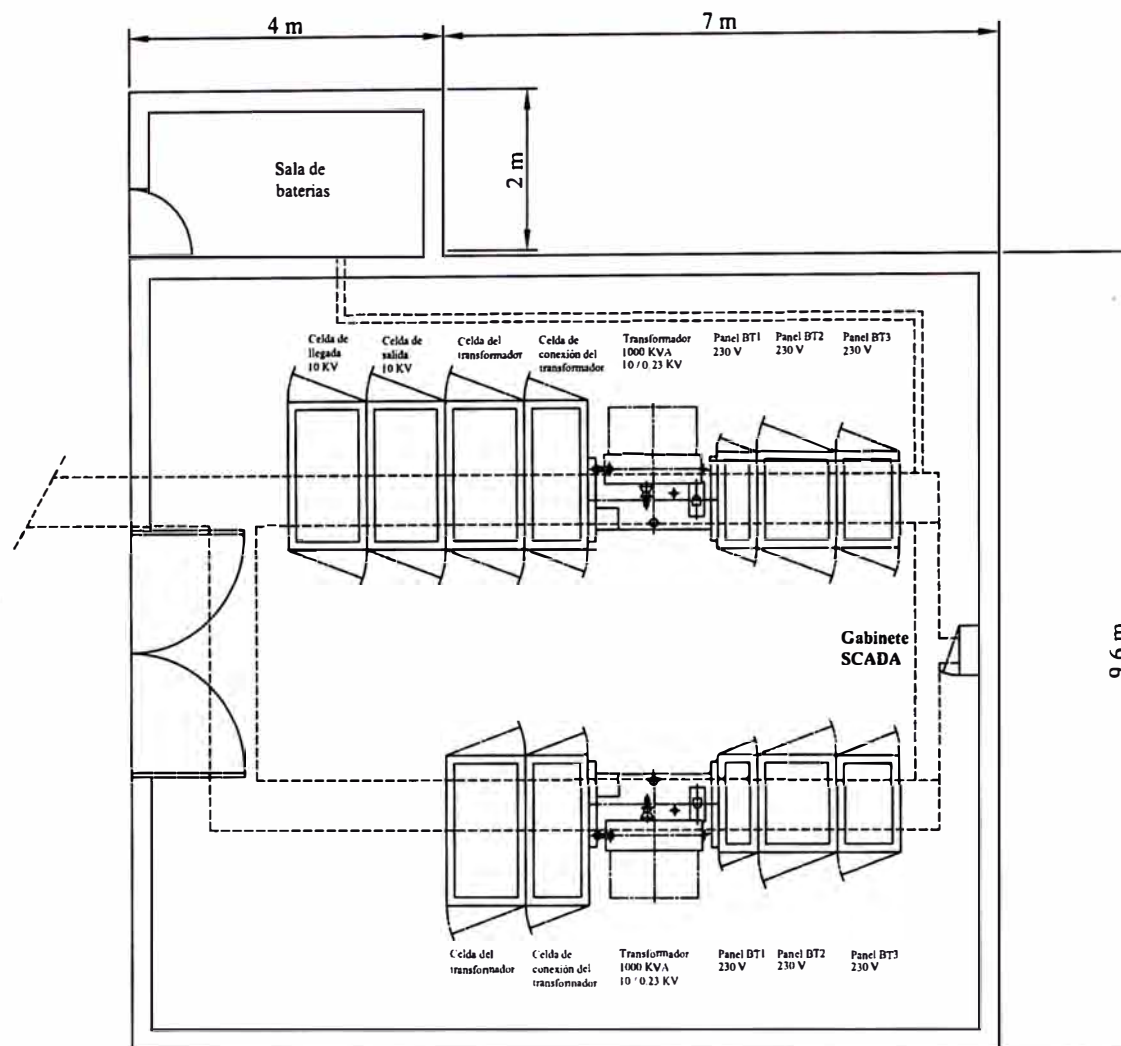


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA N° 1
UBICACIÓN DEL GABINETE PARA SISTEMA SCADA

Dibujado	
Revisado	
Visto	
Escala	S / E
P006	

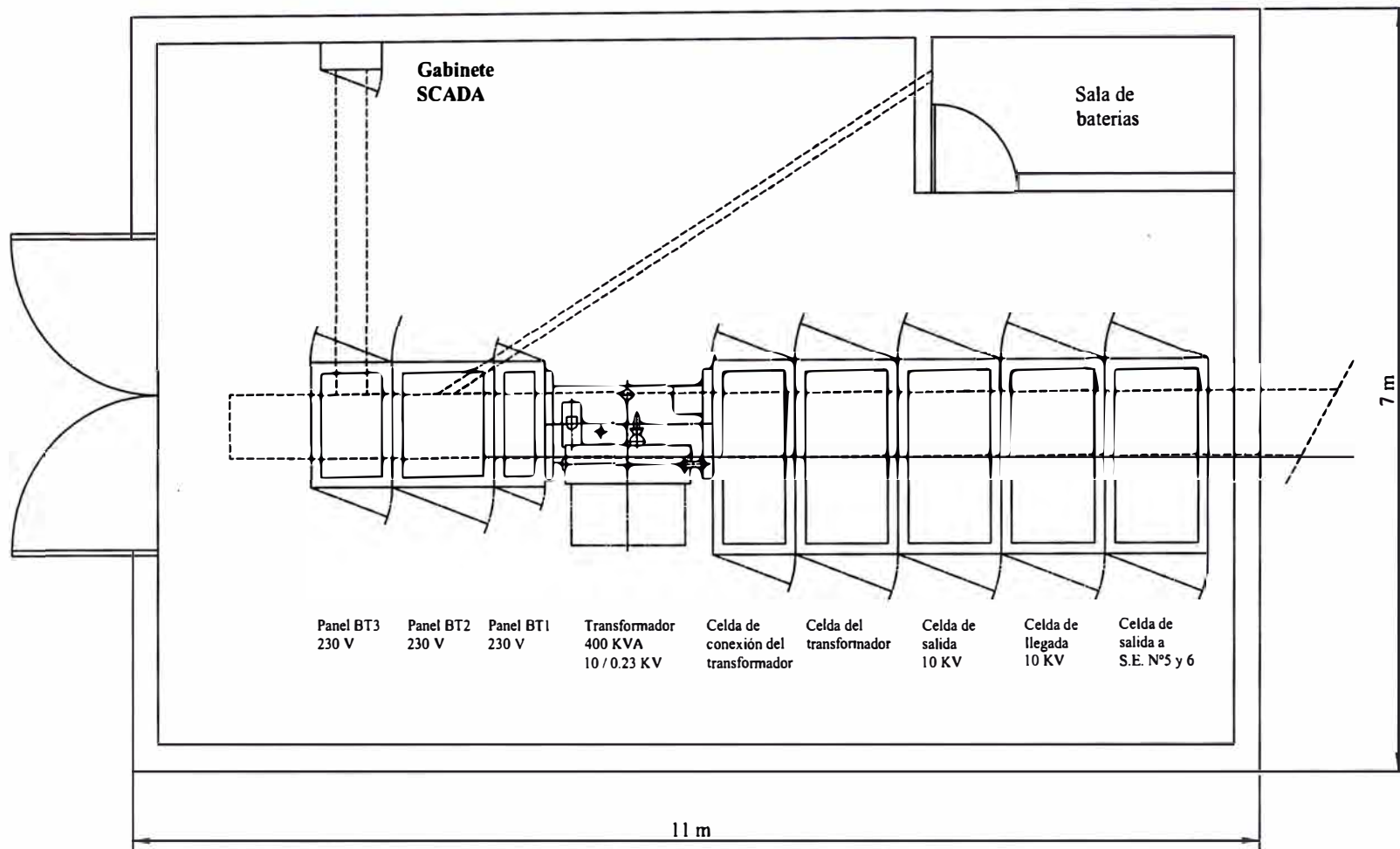


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA N° 2
UBICACIÓN DEL GABINETE PARA SISTEMA SCADA

Dibujado	
Revisado	
Visto	
Escala	S / E
P007	

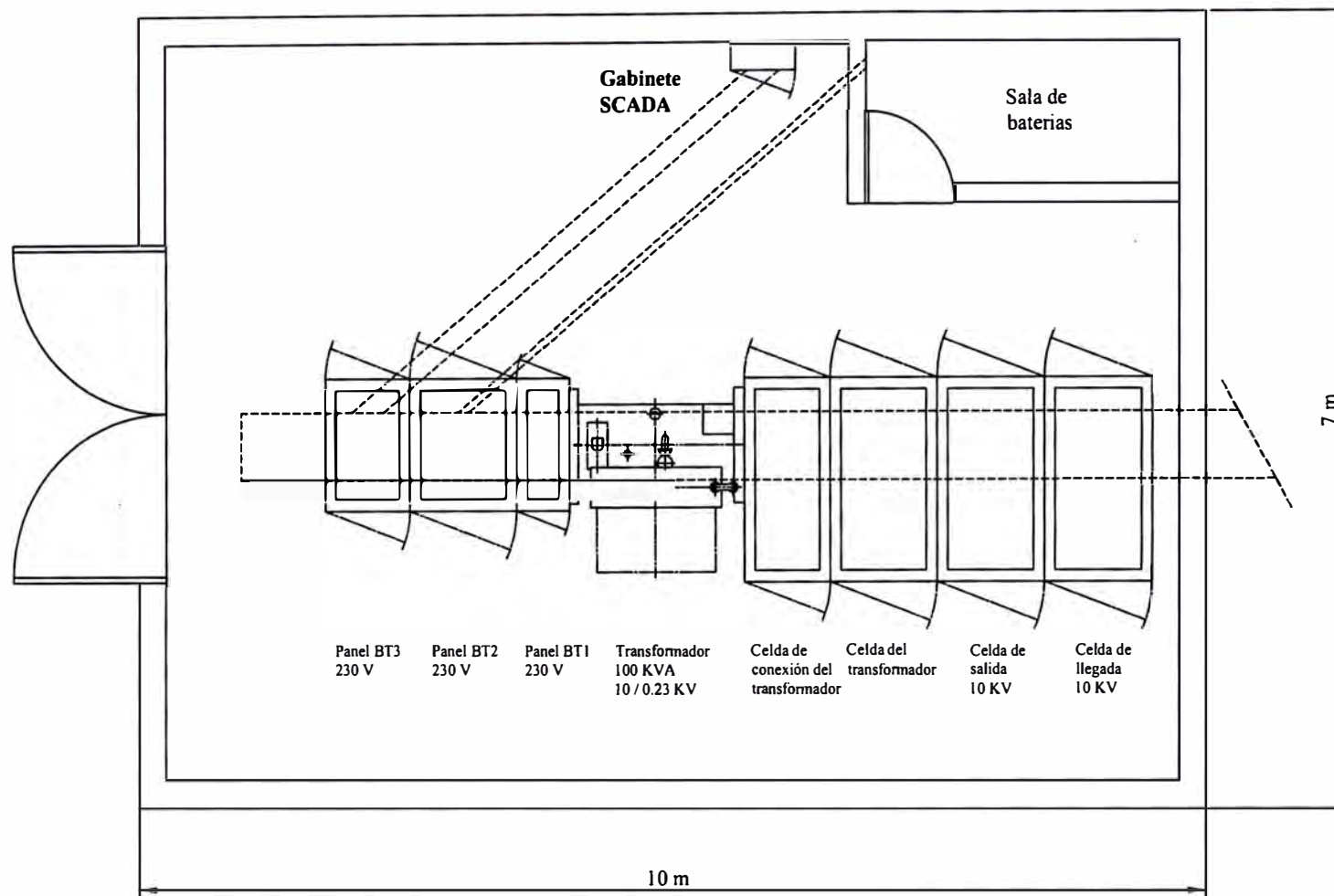


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA N° 3
UBICACIÓN DEL GABINETE PARA SISTEMA SCADA

Dibujado	
Revisado	
Visto	
Escala	S / E
P008	



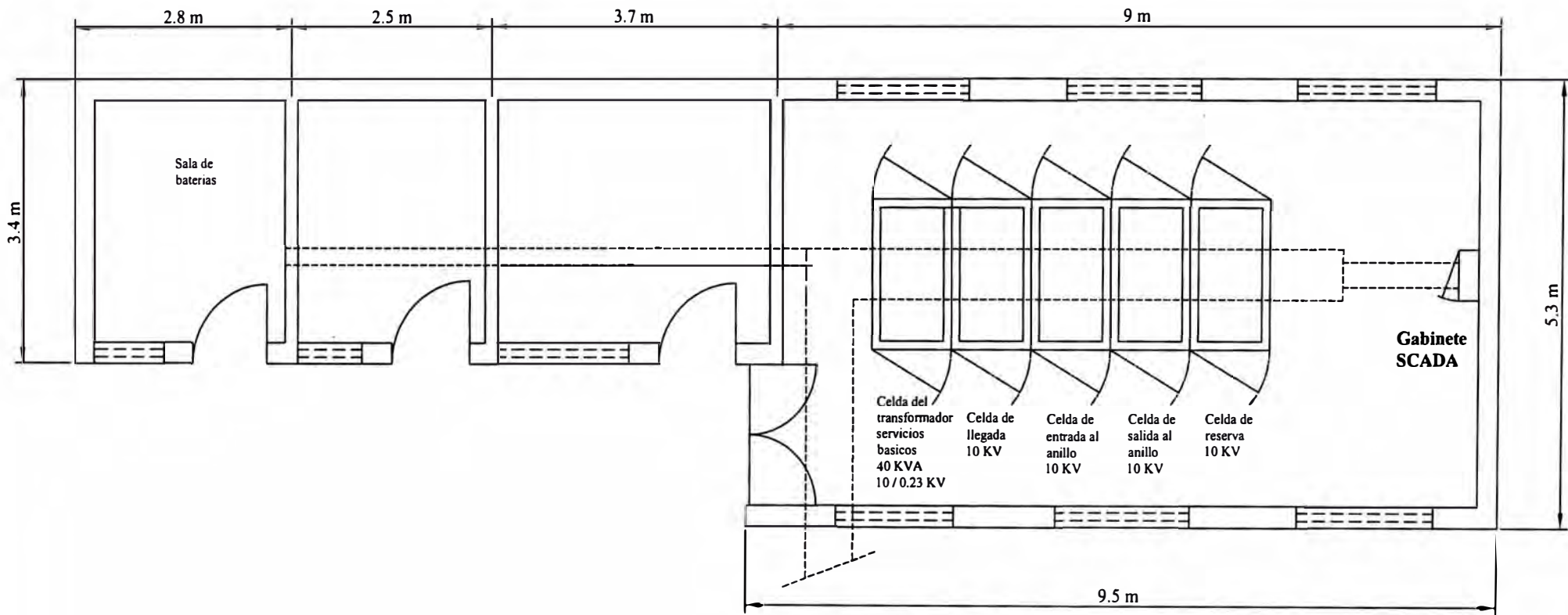
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA N° 4
UBICACIÓN DEL GABINETE PARA SISTEMA SCADA

Dibujado	
Revisado	
Visto	
Escala	S / E

P009



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR
PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACION ELECTRICA PRINCIPAL
UBICACIÓN DEL GABINETE PARA SISTEMA SCADA

Dibujado	
Revisado	
Visto	
Escala	S / E

P010

UBICACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

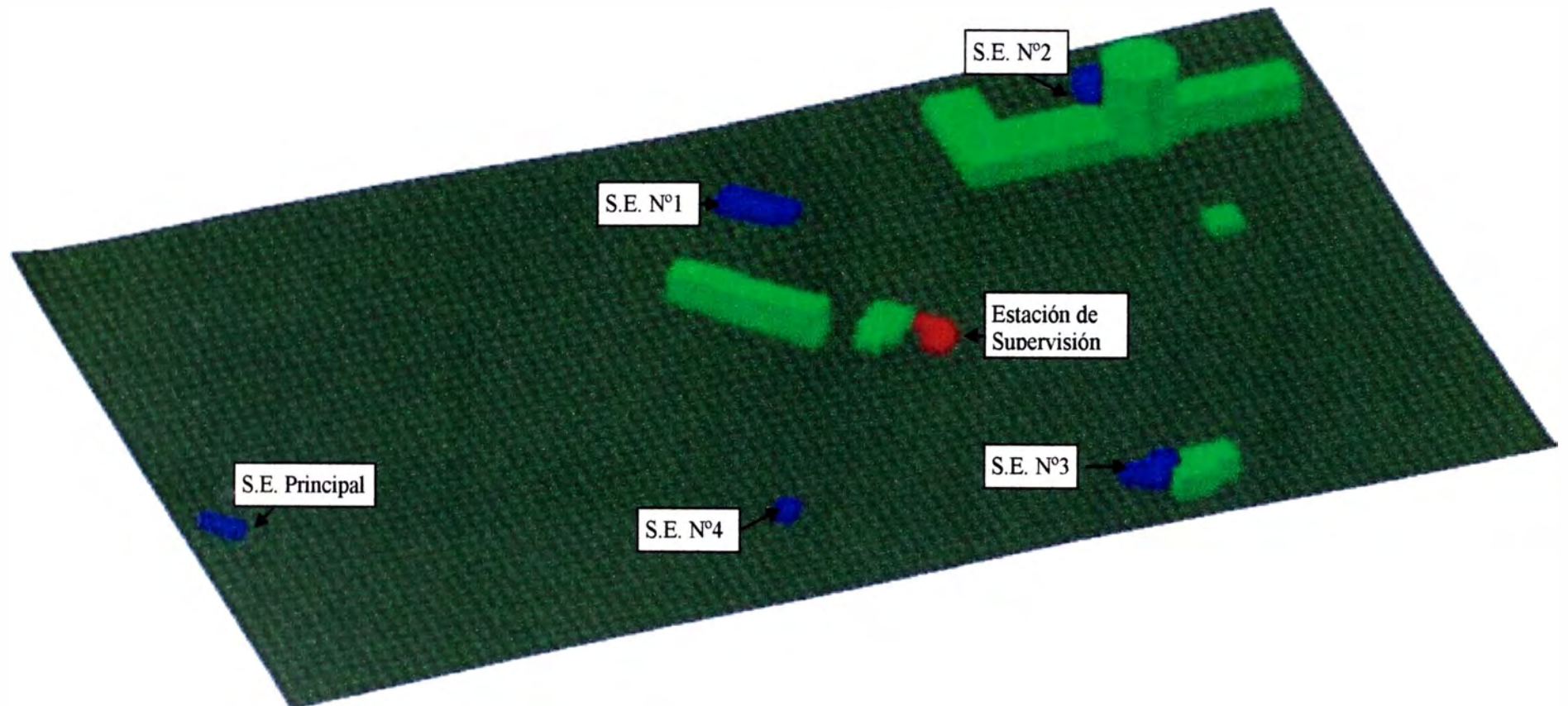


Figura N° 12

ANEXO 5

EL SISTEMA SCADA EN TIEMPO REAL.

El diseño del sistema SCADA depende de las condiciones a controlar en el proceso y se debe ajustar a tener un menor tiempo de respuesta en el proceso para que el sistema SCADA sea reconocido como un sistema en Tiempo Real.

Control en Tiempo Real

El termino Control en tiempo real, es definido como la respuesta del sistema de control a los cambios en el proceso. Rigurosamente, un sistema en tiempo real es el que no introduce retardos o tiempos muertos entre la recepción de la medición de las variables del proceso y la señal de control.

En realidad, todos los sistemas de control introducen pequeños retardos ala proceso. Esto hace que la introducción de pequeñas cantidades de retardos al proceso sin afectar la medición o performance del proceso sea conocida como un sistema de control en tiempo real.

Intervalo de SCAN

El intervalo de SCAN es el tiempo entre una conversación con una estación remota y la próxima conversación con la misma estación remota.

Calculo del intervalo de SCAN

Un primer factor que determina el intervalo de SCAN es la cantidad de estaciones remotas.

Un segundo factor es la cantidad de información que va a ser enviada en cada conversación.

Un tercer factor es la velocidad de comunicación es decir es el numero de bits por segundo que pueden ser transmitidos por medio de una comunicación.

Un cuarto factor es la eficiencia de la comunicación que debe ser tomada como la razón del tiempo perdido moviendo la data de interés entre el total del tiempo perdido en comunicarnos. Cuando se envía un mensaje, parte del mensaje incluye la dirección de la estación remota que no es dato de interés, así también tenemos los errores de chequeo y los algoritmos usados para la corrección. Hay veces que los datos de no interés toman mas tiempo que los datos de interés. Para nuestro caso la eficiencia de un RADIOMODEM es de 40%.

Calculo del intervalo de SCAN para nuestro caso.

Datos a considerar:

- Velocidad de transmisión del RADIOMODEM : 19.2 Kbit/s.
- Eficiencia del RADIOMODEM 40 %.

Calculo de bits totales en nuestro sistema SCADA.

Tabla Cálculo de Bits.

Estaciones	Puntos	Bits	Total
S.E. N°1	12 puntos de estado	1	12
	03 puntos analógicos	16	48
S.E. N°2	12 puntos de estado	1	12
	06 puntos analógicos	16	96
S.E. N°3	12 puntos de estado	1	12
	03 puntos analógicos	16	48
S.E. N°4	12 puntos de estado	1	9
	03 puntos analógicos	16	48
S.E. PRINCIPAL	12 puntos de estado	1	12
	03 puntos analógicos	16	48
ESTACIÓN DE SUPERVISION	19 puntos de accionamiento	1	19
		Total bits	364

Intervalo de SCAN al 100 % de eficiencia:

$$364 \text{ bit} / 19200 \text{ bit/s} = 0.018958 \text{ s.}$$

Intervalo de SCAN al 40 % de eficiencia:

$$0.018958 \text{ s} / 0.4 = 0.0474 \text{ s.}$$

Nuestro sistema SCADA estará diseñado para actualizar cada estación remota en un intervalo de 0.047 segundos.

SELECCIÓN DEL MEDIO DE COMUNICACIÓN.

- **Comunicación vía telefónica (Línea Privada Dedicada).**
 - Tiene una velocidad de transmisión de 56 Kbit/s
 - Es necesario contar con este servicio que da la compañía telefónica.
 - La compañía telefónica carga mensualmente por este servicio.

- **Comunicación vía enlace con fibra óptica.**
 - Tiene una velocidad de transmisión de hasta 1 Gbit/s.
 - Inmune a interferencias electromagnéticas y ruidos.
 - Tiene un costo muy elevado, se considera que si la comunicación con fibra óptica va por medio aéreo el costo es aproximadamente el doble de una comunicación inalámbrica, y si la comunicación con fibra óptica va por un medio subterráneo el costo sería aproximadamente el triple del costo de una comunicación inalámbrica.
 - Tiene un tiempo de ejecución de obra mucho mayor que una comunicación inalámbrica.

- **Comunicación inalámbrica vía RADIOMODEM.**
 - Tiene una velocidad de transmisión de 19.2 Kbit/s.
 - Tiene un costo relativamente económico.
 - El tiempo de ejecución de obra es relativamente corto.

Dada las necesidades de nuestro sistema SCADA, que transmitirá una baja cantidad de datos (364 bits), por el intervalo de SCAN calculado en 0.047 s y por el factor económico, se escogió una comunicación inalámbrica vía RADIOMODEM.

El RADIOMODEM escogido es de la marca Data-Linc en su modelo PLR5000, se escogió esta marca por ser bastante confiables y contar con respaldo técnico en el Perú.

SELECCIÓN DE EQUIPOS

SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SUPERVISIÓN SCADA.

- RSVIEW32.

- Es un software propietario de Rockwell Software.
- Es recomendado para equipos fabricados por Rockwell.

- WINCC.

- Es un software propietario de SIEMENS.
- Es recomendado para equipos fabricados por SIEMENS.

- INTOUCH.

- Es un software de la marca WONDERWARE.
- Es un software que soporta a la mayoría de los equipos del mercado.
- Tiene un entorno amigable para su programación.

Dado el carácter modular del sistema SCADA en la cual se puedan integrar más adelante más equipos de otras marcas, se escogió el software de supervisión SCADA INTOUCH.

SELECCIÓN DEL PLC.

- PLC SIEMENS.

- Configuración modular, S5-100U.
- CPU 103, capacidad de memoria 20 Kb.
- SCAN TIME: 10 ms/Kb.

- PLC ALLEN BRADLEY.

- Configuración modular, serie SLC-500.
- CPU 5/03, capacidad de memoria 24 Kb.
- SCAN TIME 1 ms/Kb.

Se escogió el PLC de Allen Bradley por tener una mayor capacidad de memoria y un menor tiempo de SCAN.

SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE MEDIDA MULTIFUNCIÓN TRIFÁSICO.

- SINEAX M563.

- Fabricado por Camille Bauer.
- Interfase RS232 y cuenta con tres salidas analógicas.
- Máxima corriente de entrada 6 A.

- Máximo voltaje de entrada 693 V.
- SIMEAST.
 - Fabricado por SIEMENS.
 - Interfase RS232 y cuenta con tres salidas analógicas.
 - Máxima corriente de entrada 10 A.
 - Máximo voltaje de entrada 600 V.

Se escogió el transductor de medida multifunción de la marca SIEMENS, por contar con una mayor corriente de entrada y por ser una marca reconocida que cuenta con respaldo técnico en el Perú.

NORMATIVIDAD.

Para el diseño y para la implementación del Sistema SCADA propuesto en este informe se tomaron en consideración las indicaciones de las principales asociaciones encargadas de brindar estándares.

- Para el conexionado eléctrico y montaje electromecánico.
 - Código Nacional de Electricidad del Perú.
- Para el conexionado de la red inalámbrica.
 - Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).
 - Organización Internacional de Estandarización (ISO).
 - Instituto Nacional Americano de Estándares (ANSI).
- Para la programación del PLC.
 - Comisión Internacional Electrotécnica (IEC).