



Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería en Electrónica



**Instituto Costarricense de Electricidad
ICE**

**Implementación del sistema de control de paralelismo
de la subestación de Heredia**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el Título de Ingeniero en
Electrónica con el Grado Académico de Licenciatura**

Ana Marcela Bastos Rodríguez

Cartago, Julio de 2003

Resumen

El proyecto fue realizado en la subestación de Heredia, el cual contaba con un sistema antiguo de control de paralelismo de transformadores. Este sistema era muy complejo de manejar, pues se manipulaba sólo por medio de selectores mecánicos; también desplegaba poca información sobre el estado de los transformadores. Asimismo, al ser un sistema de control de tecnología de varias décadas atrás, su lógica de control era completamente alambrada, lo que originaba que una expansión del sistema fuera algo muy difícil de realizar.

Para poder cambiar el sistema de control de paralelismo se debió estudiar a fondo su funcionamiento, y además determinar las señales necesarias. Haciendo del nuevo sistema de control una herramienta simple de manejar, eficiente y sobretodo seguro para el personal que debe trabaja en el patio de la subestación.

Por estas razones se cambió el antiguo sistema de control, por un sistema controlado por medio de un PLC y un panel táctil. Gracias a estos dos elementos, se logró desplegar mayor cantidad de información sobre la operación del sistema de distribución de energía; y realizar más manipulaciones sobre los cambiadores de TAP's, como por ejemplo el paro de emergencia. Además, el manejo del sistema es más sencillo.

Por otra parte el alambrado del sistema, se vuelve más simple y fácil de revisar, en caso de falla. Asimismo, si se desea realizar una expansión al sistema actual esta sería mucho más fácil de hacer.

Palabras clave: subestación, sistema de control de paralelismo, transformadores.

Abstract

The project was realized in the Heredia's substation, this one had an old parallel control system for transformers. It was very difficult for operate, because it worked only with mechanic selectors; it also displayed few information about the state of the transformers. Likewise, it was a control system of technology from decades behind, its logic was wired completely, it that originated that an expansion of the system was something very difficult to do.

A change in the parallel control system required a study about how it worked, and determinate the necessary signals. To make the new control system a simple tool to handle, efficient and overcoat secure for the personal that most work in the substation yard.

In order to avoid previous problems it was replaced to old system controller using a PLC and a touch screen. Thanks to these two elements, it was possible to display more information about the operation of the energy distribution system, and to realize more manipulations on the TAP's changers, for example the emergency stop. Moreover, the handling of the system is easier.

In the other hand, the system wire designed, which is simpler and easier then previous one, will help the technical stuff to handle failure and expansion scenarios.

Keywords: substation, parallel control system, transformers.

Dedicatoria

A todos aquellos que siempre han estado a mi lado;
los ausentes y los presentes.
Porque mis logros no son sólo míos, sino de todos aquellos
que han estado a mi lado.

Agradecimiento

A los ingenieros Armando Muñoz y Rolando Álvarez por haber creído en mí, para la realización de este proyecto. Al Ing. Jeffrey Cordero, por haberme apoyado en la realización del mismo, y además por su gran paciencia para con mi persona.

Un especial agradecimiento a Don Gabino Arias, Nelson Salazar y al resto del personal de Protección y Medición por haberme ayudado tanto a entender el funcionamiento del sistema de control de paralelismo, y muchas otras cosas más sobre el funcionamiento de una subestación de distribución eléctrica.

Muchas gracias a todos por su apoyo y ayuda, pues con él este proyecto fue un éxito.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	10
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	10
1.1.1 <i>Descripción general</i>	10
1.1.2 <i>Descripción del departamento</i>	11
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y SU IMPORTANCIA.....	12
1.3 OBJETIVOS.....	13
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	13
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	14
1.4 MARCO TEÓRICO.....	15
1.4.1 <i>Clasificación de las estaciones de transformación y distribución</i>	15
1.4.2 <i>El transformador ideal</i>	17
1.4.3 <i>Circuito equivalente de un transformador real</i>	20
1.4.4 <i>Regulación de voltaje y eficiencia de un transformador</i>	22
1.4.5 <i>Transformadores trifásicos</i>	23
1.4.6 <i>Características generales de los transformadores de potencia</i>	23
1.4.7 <i>Efectos de la Sobrecarga</i>	26
1.4.8 <i>Vida del Aislamiento de un Transformador</i>	29
CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES	33
2.1 ESTUDIO DEL PROBLEMA A RESOLVER.....	33
2.2 REQUERIMIENTOS DE LA EMPRESA	38
2.3 SOLUCIÓN PROPUESTA.....	38
CAPÍTULO 3: PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS	41
CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE UTILIZADO	43
4.1 TRANSFORMADORES	43
4.2 DISYUNTORES	46
4.3 DERIVACIÓN.....	49
4.4 SECCIONADORA DE ENLACE DE BARRAS	50
4.5 REGULADORES MK20	52
4.6 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)	54
4.7 MÓDULOS DE EXPANSIÓN EM 221 Y EM 222	56
4.8 PANTALLA DE TACTO TP070	57
4.9 RELÉS.....	58
CAPÍTULO 5: DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DEL SISTEMA	59
5.1 STEP 7 DE MICRO WIN.....	59
5.2 TP DESIGNER	71
5.2.1 <i>EVENTOS</i>	72
5.2.2 <i>FUNCIONES</i>	73
CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
6.1 EJEMPLO DE CÁLCULO DE CONVERSIÓN DE CICLOS DE CARGA REALES A EQUIVALENTES	76
6.2 EXPLICACIÓN DEL DISEÑO CON EL PLC S7-200	77
6.2.1 <i>Programa principal</i>	80
6.2.2 <i>Subrutinas</i>	80
6.3 EXPLICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS RELÉS	91
6.3.1 <i>Entradas</i>	93

6.3.2	<i>Salidas</i>	95
6.4	EXPLICACIÓN DEL DISEÑO DEL PANEL TP070	97
6.5	OTRAS CORRECCIONES AL SISTEMA	104
6.6	ALCANCES Y LIMITACIONES	105
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES		110
CAPÍTULO 8: RECOMENDACIONES		111
BIBLIOGRAFÍA		112
GLOSARIO		113
APÉNDICES		115
APÉNDICE A.1: MANUAL DE USUARIO		115
APÉNDICE A.2: MANUAL DE MANTENIMIENTO DE LA PANTALLA		124
A.2.1	<i>Pantalla de Mantenimiento</i>	124
A.2.2	<i>Mantenimiento del PLC</i>	126
A.2.3	<i>Limpieza de la pantalla</i>	128
A.2.4	<i>Corrección de problemas</i>	129
ANEXOS		132
ANEXO B.1: DIAGRAMAS ELÉCTRICOS DEL ANTIGUO SISTEMA DE CONTROL DE PARALELISMO		132
ANEXO B.2: DIAGRAMAS ELÉCTRICOS DEL NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE PARALELISMO		133

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1	DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL DE PARALELISMO	13
FIGURA 1.2	TRANSFORMADORES. (A) TIPO DE NÚCLEO CON APILADO. (B) TIPO CONCHA CON NÚCLEO APILADO (C) TIPO NÚCLEO CON NÚCLEO ENROLLADO (D) TIPO CONCHA CON NÚCLEO ENROLLADO	18
FIGURA 1.3	TRANSFORMADOR IDEAL DE DOS BOBINADOS	19
FIGURA 1.4	CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR REAL	21
FIGURA 1.5	CIRCUITO EQUIVALENTE REFERIDO AL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR REAL	22
FIGURA 1.6	CICLOS DE CARGA PARA CARGA NORMAL Y CARGA PLANIFICADA POR ENCIMA DE LAS ESPECIFICACIONES DE PLACA	30
FIGURA 1.7	EJEMPLO DE UN CICLO DE CARGA REAL Y UN CICLO DE CARGA EQUIVALENTE	31
FIGURA 2.1	FOTOGRAFÍA DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO	35
FIGURA 2.2	FOTOGRAFÍA DEL ALAMBRADO INTERNO DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO	36
FIGURA 2.3	FOTOGRAFÍA DEL ALAMBRADO DE LA PARTE POSTERIOR DEL GABINETE DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO	37
FIGURA 4.1	DIAGRAMA DEL BOBINADO DE LOS TRANSFORMADORES	44
FIGURA 4.2	FOTOGRAFÍA DEL TRANSFORMADOR 2 MARCA FUJI	45
FIGURA 4.3	FOTOGRAFÍA DEL TRANSFORMADOR 3 MARCA ABB	45
FIGURA 4.4	ILUSTRACIÓN DE LA EXTENSIÓN DEL ARCO POR MEDIO DE GAS	48
FIGURA 4.5	FOTOGRAFÍA DEL DISYUNTOR DEL TRANSFORMADOR 1	48
FIGURA 4.6	FOTOGRAFÍA DEL DISYUNTOR DEL TRANSFORMADOR 2	49
FIGURA 4.7	FOTOGRAFÍA DEL DISYUNTOR DEL TRANSFORMADOR 3	49
FIGURA 4.8	FOTOGRAFÍA DE UNA SECCIONADORA DE DERIVACIÓN	50
FIGURA 4.9	FOTOGRAFÍA DE LA SECCIONADORA DE BARRAS	52
FIGURA 4.10	DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR MK20	53
FIGURA 4.11	FOTOGRAFÍA DEL REGULADOR MK20	54
FIGURA 4.11	FOTOGRAFÍA DEL PLC S7-200 DE SIEMENS	55
FIGURA 4.12	FOTOGRAFÍA DE LOS MÓDULOS DE EXPANSIÓN	57
FIGURA 4.13	FOTOGRAFÍA DE LA PANTALLA DE TP 070	58
FIGURA 5.1	PANTALLA DEL AMBIENTE DE PROGRAMACIÓN DEL STEP 7 MICRO WIN	60
FIGURA 5.2	EJEMPLO DEL EDITOR KOP DE STEP 7 DE MICRO WIN	68
FIGURA 5.3	EJEMPLO DEL EDITOR FUP DE STEP 7 DE MICRO WIN	69
FIGURA 5.4	EJEMPLO DEL EDITOR AWL DE STEP 7 DE MICRO WIN	70
FIGURA 5.5	AMBIENTE DE PROGRAMACIÓN DEL TP DESIGNER	71
FIGURA 6.1	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA BCD_I	81
FIGURA 6.2	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA ALAR_AUTO	83
FIGURA 6.3	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA AUTO	84
FIGURA 6.4	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA REG_2	85
FIGURA 6.5	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA REG_1	86
FIGURA 6.6	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA MANUAL	88
FIGURA 6.7	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA C_PANTA	89
FIGURA 6.8	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA PARO_EME	90
FIGURA 6.9	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA CCE	91
FIGURA 6.10	DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA DISTRIBUCIÓN DE RELÉS	92
FIGURA 6.11	PANTALLA DEL PANEL CUANDO EL SISTEMA SE ENCUENTRA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA PARTIDA	98
FIGURA 6.12	PANTALLA DEL PANEL CUANDO EL SISTEMA SE ENCUENTRA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA ÚNICA	98
FIGURA 6.13	PANTALLA DEL PANEL CUANDO SE PRESENTA UNA ALARMA	99
FIGURA 6.14	PANTALLA DE PARO DE EMERGENCIA	100
FIGURA 6.15	PANTALLA DEL PANEL CUANDO EL SISTEMA SE ENCUENTRA EN MODO MANUAL	101

FIGURA 6.16	PANTALLA PARA EL MANTENIMIENTO DEL PANEL	102
FIGURA 6.17	PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES EN LÍNEA	102
FIGURA 6.18	PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES FUERA DE LÍNEA	103
FIGURA 6.19	PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES EN LOCAL	103
FIGURA 6.20	PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES EN REMOTO	104
FIGURA 6.21	FOTOGRAFÍA DEL GABINETE DEL SISTEMA DE CONTROL DE PARALELISMO	108
FIGURA 6.22	FOTOGRAFÍA DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO	109
FIGURA A.1.1	PANTALLA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA PARTIDA	116
FIGURA A.1.2	PANTALLA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA ÚNICA	117
FIGURA A.1.3	PANTALLA EN MODO MANUAL	118
FIGURA A.1.4	PANTALLA DE ALARMA	119
FIGURA A.1.5	PANTALLA DE PARO DE EMERGENCIA	120
FIGURA A.1.6	PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON LOS TRES TRANSFORMADORES EN LÍNEA ...	121
FIGURA A.1.7	PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON NINGÚN TRANSFORMADOR EN LÍNEA.....	122
FIGURA A.1.8	PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON LOS TRES TRANSFORMADORES EN LOCAL..	122
FIGURA A.1.9	PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON LOS TRES TRANSFORMADORES EN REMOTO	123
FIGURA A.2.1	PANTALLA PARA MANTENIMIENTO.....	125

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 4.1 DATOS DE LOS DISYUNTORES DE LOS DIFERENTES TRANSFORMADORES	47
---	----

Capítulo 1: Introducción

1.1 Descripción de la empresa

1.1.1 Descripción general

Por medio del Decreto Ley N° 449, se crea el Instituto Costarricense de Electricidad el 8 de abril de 1949 siendo una institución autónoma, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Está dotado de plena autonomía e independencia administrativa, técnica y financiera. Al ICE le corresponde, por medio de sus empresas, desarrollar, ejecutar, producir y comercializar todo tipo de servicios públicos de electricidad y telecomunicaciones, así como actividades o servicios complementarios a estos.

Como objetivos primarios el ICE debe desarrollar, de manera sostenible, las fuentes productoras de energía existentes en el país y prestar el servicio de electricidad. A su vez, se encarga de desarrollar y prestar los servicios de telecomunicaciones, con el fin de promover el mayor bienestar de los habitantes del país y fortalecer la economía nacional.

Posteriormente en 1963 por la ley N° 3226 se le confirió al ICE un nuevo objetivo: el establecimiento, mejoramiento, extensión y operación de los servicios de comunicaciones telefónicas, radiotelegráficas y radiotelefónicas en el territorio nacional. Luego de tres años instaló las primeras centrales telefónicas automáticas.

El ICE se dedica a brindar servicios de generación eléctrica y telecomunicaciones; desarrollo de proyectos orientados a métodos alternativos de producción de la energía así como otros medios de transmisión de datos. En el campo de la energía se tienen proyectos hidroeléctricos tales como: Garita, Río Macho I y II, Cachí I y II, Arenal; los geotérmicos como Miravalles I y II y el proyecto eólico de Tejona. En telecomunicaciones, acoge los grandes adelantos de la era

moderna como el sistema de transmisión a través de luz o fibra óptica. Además el ICE ha puesto en marcha proyectos como: el cableado submarino denominado Cable Maya, Internet II, ARCOS y otros que están estudiándose como el Global Crossing.

La administración superior del ICE está integrada por un Consejo Directivo compuesto por siete miembros, la Presidencia Ejecutiva, la Gerencia General y subgerencias correspondientes.

1.1.2 Descripción del departamento

El departamento de Protección y Medición en el cuál se llevó a cabo el proyecto se encuentra ubicado en Colima de Tibás, y son quienes se encargan de dar mantenimiento a las subestaciones de la Región Central.

El área de Protección y Medición es una de las cuatro ramas encargadas del mantenimiento de las líneas y subestaciones de transmisión de energía que conforma el proceso de gestión de la red en la Región Central.

Las labores de mantenimiento encomendadas al área de Protección y Medición se refieren a los equipos de control, protección y medición de los sistemas de potencia. El control se ocupa de maniobrar local y remotamente los dispositivos tales como interruptores y seccionadoras. La medición tiene que ver con la cuantificación de la energía que se trasiega por las líneas de transmisión y transformadores reductores. La protección se realiza a las líneas de transmisión, barras de subestaciones y transformadores elevadores y reductores por medio de dispositivos eléctricos (relés). Ellos toman las señales de los transformadores por medio de tableros de control y tableros de protecciones directamente del lado de alta tensión. Evitando que los equipos de potencia y líneas sufran mayores daños al presentarse un caso crítico, aislando en forma inmediata las líneas de transmisión o transformadores expuestos a fallas por descargas atmosféricas u otras averías impredecibles. Con ello se logra la mayor y mejor continuidad en el servicio.

1.2 Definición del problema y su importancia

El problema a resolver fue la optimización del control de paralelismo en los transformadores de distribución de energía eléctrica en la subestación de Heredia.

Estos transformadores se encargan de convertir el voltaje de 138KV a un voltaje de 34.5KV para su distribución por medio de los postes de iluminación; estos a su vez llevan la energía eléctrica hasta los usuarios finales.

Un error de paralelismo entre transformadores presenta efectos negativos en los diferentes elementos utilizados en la distribución de la energía eléctrica, lo cual conlleva a restarles vida útil.

Estos efectos se presentan comúnmente por un desbalance en el voltaje entre transformadores, produciendo corrientes parásitas en sus devanados. Estas corrientes parásitas provocan calentamientos en los transformadores y por ende pérdida de energía. Este problema se resume en gastos para la empresa y el país, por lo que el proyecto se debió realizar en el menor tiempo posible.

La empresa contaba con un sistema para disminuir los efectos de estas variaciones en la energía distribuida; el problema que este sistema presentaba era:

- la obsolescencia en la tecnología utilizada
- problemas propios de un control alambrado
- los repuestos de estos equipos son muy difíciles de encontrar en el mercado
- el alambrado del sistema es sumamente complejo, por lo que su revisión en caso de falla es muy difícil.

A continuación se muestra un diagrama del funcionamiento de este sistema de control.

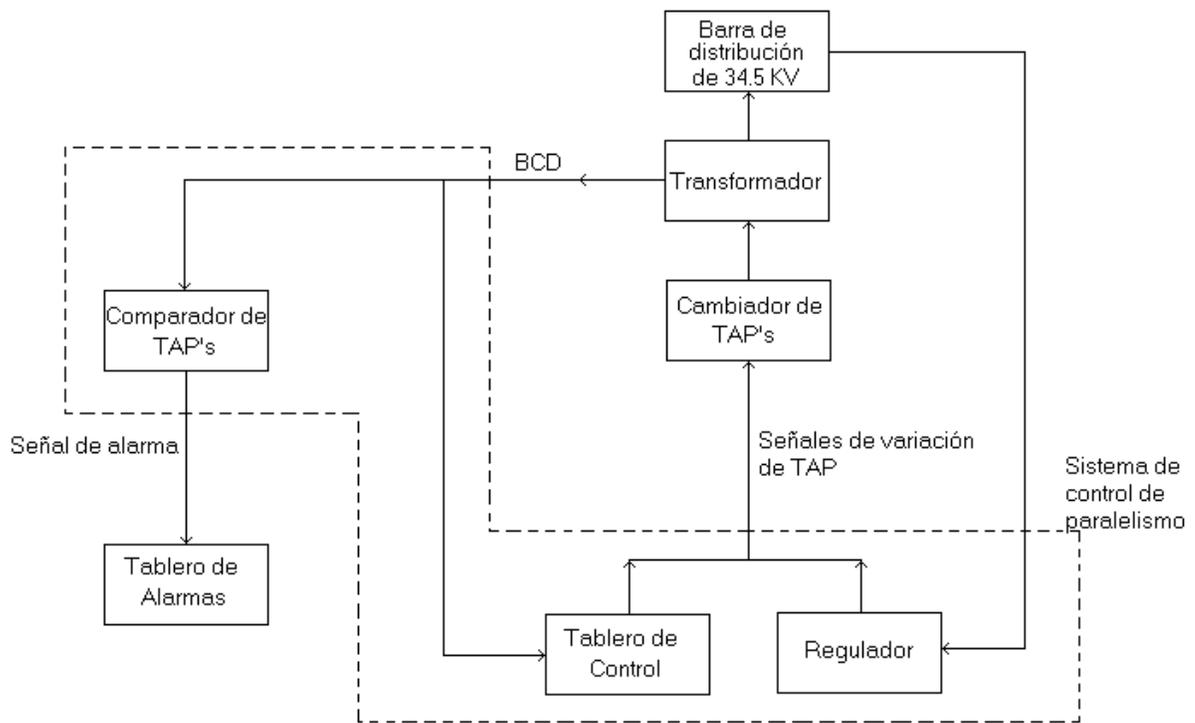


FIGURA 1.1 DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL DE PARALELISMO

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Modernizar el sistema de control de paralelismo de la subestación de Heredia, por medio de un PLC¹ y una pantalla de tacto.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Analizar y comprender el funcionamiento del sistema a controlar.
2. Estudiar que posibilidades de falla presenta el sistema y las posibles soluciones a estas.
3. Analizar la posibilidad de incorporar nuevas señales para optimizar el control del sistema.
4. Estudiar el lenguaje de programación KOP² del PLC S7-200 de Siemens.
5. Programar el PLC S7-200.
6. Realizar pruebas al PLC y corregir los posibles errores existentes.
7. Especificar los componentes necesarios para el acoplamiento de las señales al sistema de control.
8. Buscar información acerca de pantallas compatibles con el PLC S7-200.
9. Definir cual de pantalla se utilizará.
10. Estudiar el lenguaje de programación del panel seleccionado.
11. Programar el HMI³.
12. Realizar pruebas al HMI para verificación de su correcta comunicación con el PLC.
13. Corregir los posibles errores de comunicación que se puedan producir entre el HMI y el PLC.
14. Realizar pruebas de campo del PLC y el HMI.
15. Realizar la puesta en marcha del nuevo sistema de control.
16. Capacitar a las personas que utilizarán el sistema de control.
17. Evaluación del desempeño del proyecto.

1.4 Marco Teórico

Para comprender mejor la importancia del proyecto, se hace necesario realizar un estudio acerca de lo que son los transformadores y cómo funcionan. También los problemas que se pueden presentar al producirse un desbalance en las barras de distribución y cómo afecta esto a los principales equipos de distribución de una subestación eléctrica.

1.4.1 Clasificación de las estaciones de transformación y distribución

Las estaciones distribuidoras son asociadas generalmente con los centros de transformación, ya que en un mismo lugar se pueden realizar ambas misiones. Pues sólo basta con que del secundario del transformador salgan dos o más líneas de alimentación y la estación transformadora será a la vez una estación de distribución.

Por su importancia dentro del mismo sistema eléctrico las podemos clasificar de la siguiente manera:

- a) *Subcentrales*: o conjunto de aparatos de transformación y distribución instalados en un edificio o al aire libre, destinados a transformar la tensión de una o varias centrales eléctricas en la tensión de transporte y distribución la energía correspondiente.
- b) *Estaciones de interconexión*: aseguran la unión entre las diferentes líneas de transporte a muy alta tensión. De manera directa si estas líneas tienen la misma tensión de servicio. Por medio de transformadores de potencia

elevadores o reductores de tensión, si las líneas de transporte tienen distintas tensiones de servicio.

- c) *Subestaciones o estaciones principales*: en las que se realiza la transformación intermedia de la tensión de transporte a la tensión de la red distribuidora, cuya energía transformada se envía al sistema eléctrico correspondiente por medio de varias líneas de alimentación que salen de las barras situadas en el lado secundario de los transformadores de la estación.
- d) *Estaciones de distribución o estaciones de seccionamiento*: en las cuales la energía recibida se distribuye a los puntos de consumo por medio de líneas de alimentación que trabajan a la misma tensión que la alimentadora. La energía transformada corresponde solamente a la necesaria para la alimentación de los servicios auxiliares.
- e) *Casetas transformadoras o cabinas transformadoras*: alimentan las redes distribuidoras de baja tensión de los bobinados.

A su vez las estaciones transformadoras pueden ser:

- 1) *Estaciones elevadoras*: si la tensión de salida es mayor a la tensión de entrada.
- 2) *Estaciones reductoras*: si la tensión de salida es menor a la tensión de entrada.

Por lo general, las subcentrales son estaciones elevadoras, mientras que las subestaciones y las casetas de transformación son estaciones reductoras.

Además por la forma de montaje, las estaciones transformadoras y de distribución pueden ser:

- a) *Estaciones interiores*: reciben este nombre porque los elementos que las constituyen se encuentran instalados en el interior de edificios apropiados.

- b) *Estaciones exteriores o estaciones a la intemperie*: son aquellas en las que los elementos que las constituyen son instalados al aire libre.

Se ha explicado un poco acerca de la clasificación de las subestaciones de transformación y de distribución. Ahora es conveniente realizar una explicación de los dispositivos que hacen posible la transformación de la tensión y su distribución.

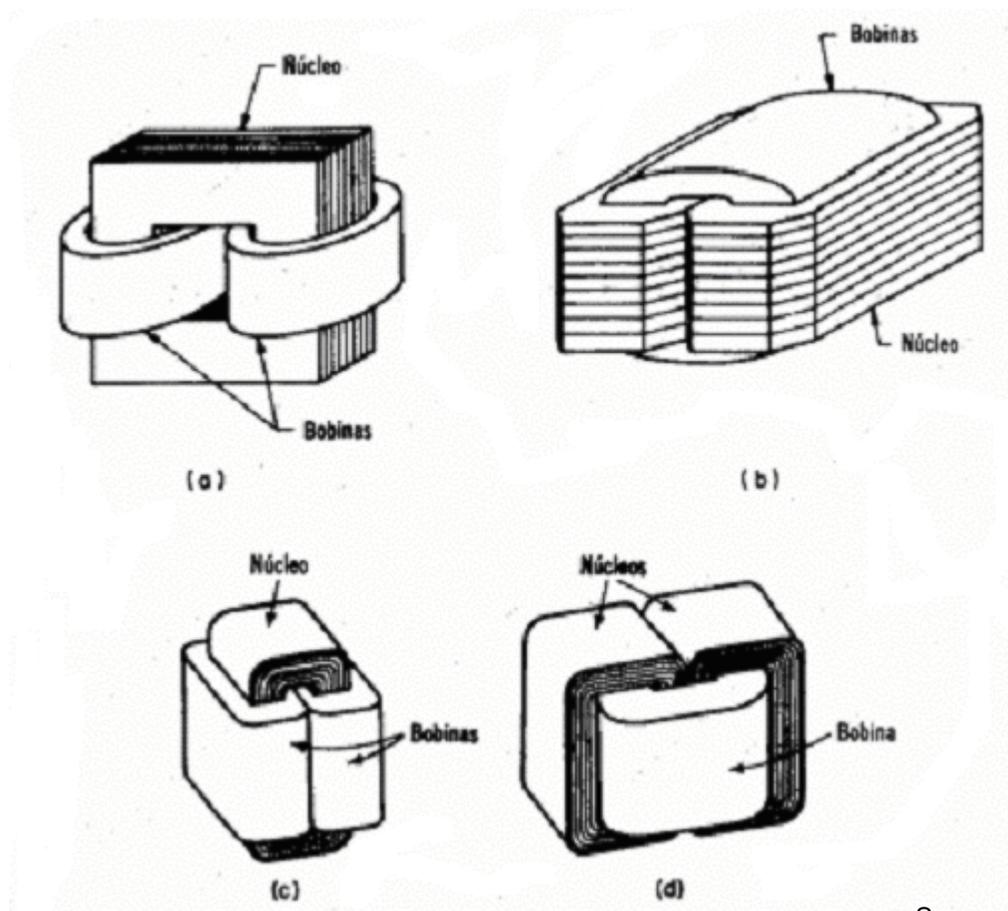
1.4.2 El transformador ideal

De la teoría electromagnética se sabe que cuando se hace circular una corriente alterna por una bobina se produce un flujo magnético el que a su vez induce un voltaje en los terminales de la misma (ecuación 1).

En los transformadores, el campo magnético se hace circular por un núcleo de hierro laminado, el cual es fácilmente magnetizable. Si en ese núcleo se enrolla otra bobina, el campo magnético encerrado por la segunda bobina induce una tensión en los terminales de ésta. Dicha tensión es proporcional al número de vueltas de la bobina.

Por definición, un transformador es un aparato en el cual dos o más circuitos eléctricos estacionarios están acoplados magnéticamente, estando “encadenado” el devanado por un flujo magnético común que varía con el tiempo.

Uno de estos embobinados, conocido como *primario*, recibe potencia a un voltaje dado desde la fuente y el otro devanado, conocido como *secundario*, suministra potencia, usualmente a un voltaje diferente, a la carga.



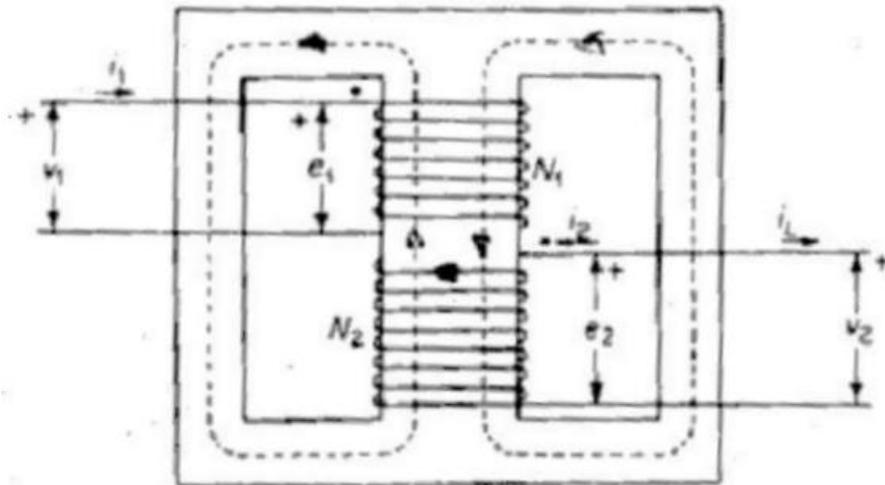
Scanner

FIGURA 1.2 TRANSFORMADORES. (A) TIPO DE NÚCLEO CON APILADO. (B) TIPO CONCHA CON NÚCLEO APILADO (C) TIPO NÚCLEO CON NÚCLEO ENROLLADO (D) TIPO CONCHA CON NÚCLEO ENROLLADO

Un *transformador ideal* es un artefacto sin pérdidas, con un devanado de entrada y un devanado de salida. La relación entre el voltaje de entrada y el voltaje de salida, y entre la corriente de entrada y la corriente de salida, se establece mediante dos ecuaciones sencillas 4 y 5. Un transformador ideal tiene las siguientes características:

1. La permeabilidad μ del núcleo es infinita.
2. Todo el flujo magnético está confinado en el núcleo y por lo tanto enlaza todas las vueltas o espiras de ambos devanados.
3. Las pérdidas del núcleo y la resistencia de los devanados son cero.

Las tensiones inducidas por el flujo magnético variable que pasa por cada uno de los devanados se expresa de la siguiente manera:



Scanner

FIGURA 1.3 TRANSFORMADOR IDEAL DE DOS BOBINADOS

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (1)$$

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2)$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (3)$$

Donde a se denomina *razón de transformación*.

Para encontrar la relación entre las corrientes i_1 e i_2 se debe aplicar la ley de Ampère, la que establece que la fuerza magnetomotriz (fmm) a lo largo de una trayectoria cerrada está dada por la integral de línea de la intensidad de campo magnético H :

$$\oint H \cdot ds = i \quad (4)$$

$$\oint H \cdot ds = N_1 i_1 - N_2 i_2 \quad (5)$$

Cuando la permeabilidad es infinita, la intensidad de campo H alrededor de una trayectoria cerrada es cero y por lo tanto se tiene:

$$0 = N_1 i_1 - N_2 i_2 \quad (6)$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a} \quad (7)$$

La relación de espiras de un transformador ideal afecta las magnitudes de los voltajes y corrientes, pero no sus ángulos.

1.4.3 Circuito equivalente de un transformador real

Los detalles principales que se deben tener en cuenta para la construcción de un modelo equivalente de un transformador son los siguientes:

1. *Pérdidas (I^2R)*. Las pérdidas en el cobre corresponden a la energía que es disipada por las resistencias de las bobinas primaria y secundaria del transformador. Dichas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por dichas bobinas.
2. *Pérdidas por corrientes parásitas*: Las pérdidas por corrientes parásitas son pérdidas producidas por la resistencia del núcleo del transformador. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
3. *Pérdidas por histéresis*: Las pérdidas por histéresis están asociadas con los reacomodamientos de los dominios magnéticos en el núcleo cada medio ciclo. Ellos son una función compleja, no lineal, del voltaje aplicado al transformador.
4. *Flujo de dispersión*: Los flujos que salen del núcleo y pasan por sólo una de las bobinas del transformador se denominan flujos de dispersión.

Es posible construir un circuito equivalente que tenga en cuenta las principales imperfecciones de los transformadores reales.

Considerando las resistencias e inductancias de los devanados primarios y secundarios, además de los efectos que tiene el núcleo sobre los voltajes y corrientes del transformador, se puede establecer el siguiente circuito equivalente:

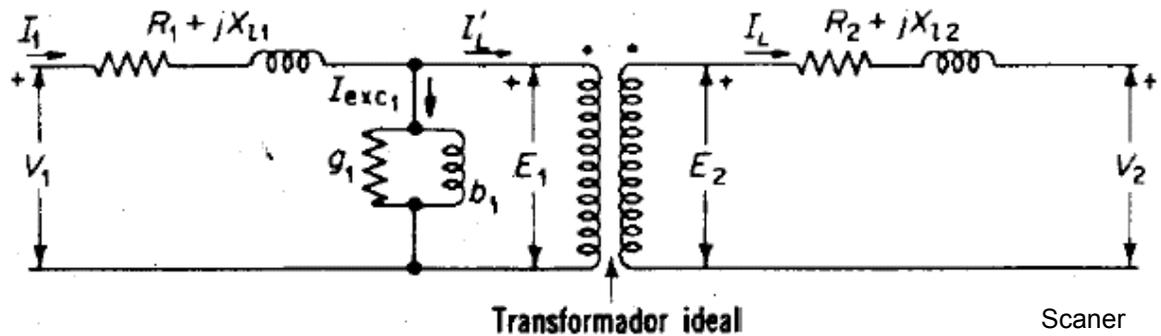
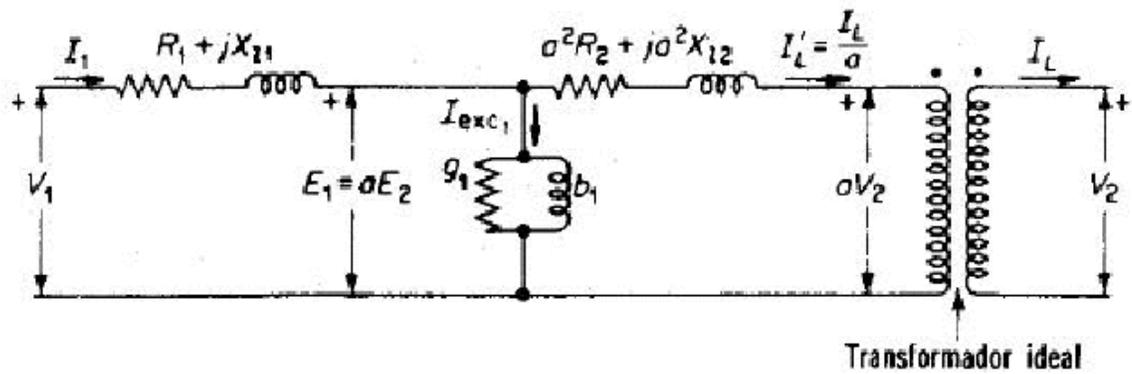


FIGURA 1.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR REAL

Para poder trabajar con el circuito anterior, es necesario referir todos los parámetros (impedancias) del transformador a un mismo nivel de tensión. Esto se puede hacer con respecto al primario o bien con respecto al secundario.

En el circuito siguiente se muestra el circuito equivalente de un transformador real referido al lado primario del mismo. Es necesario observar que la impedancia del secundario fue multiplicada por la razón de transformación al cuadrado.



Scanner

FIGURA 1.5 CIRCUITO EQUIVALENTE REFERIDO AL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR REAL

1.4.4 Regulación de voltaje y eficiencia de un transformador

Debido a que el transformador real tiene impedancias en serie en su interior, su tensión de salida varía con la carga, aún si la tensión de alimentación se mantiene constante. Para comparar cómodamente los transformadores, se acostumbra a definir una cantidad llamada *regulación de voltaje (RV)*. La regulación de voltaje a plena carga es una cantidad que compara el voltaje de salida del transformador en vacío con el voltaje de salida a plena carga. Esto se define por la siguiente ecuación:

$$RV = \frac{V_{s,sc} - V_{s,pc}}{V_{s,pc}} \times 100\% \quad (8)$$

Generalmente se considera conveniente tener una regulación de tensión tan pequeña como sea posible. Para un transformador ideal, $RV = 0\%$.

1.4.5 Transformadores trifásicos

Los transformadores para circuitos trifásicos pueden construirse de dos maneras. Una de ellas es, tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico.

Otra alternativa es haciendo un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un núcleo común. Hoy en día se prefiere la construcción directa de un transformador trifásico ya que es más liviano, más barato y ligeramente más eficiente que los bancos de transformadores monofásicos.

1.4.6 Características generales de los transformadores de potencia

Aislamiento

Dentro del conjunto del núcleo y la bobina, el aislamiento puede dividirse en dos grupos fundamentales:

- aislamiento mayor o principal
- aislamiento menor o secundario

El aislamiento principal separa los devanados de alto y bajo voltaje, así como los devanados del núcleo, mientras que el aislamiento secundario puede usarse entre las partes de las bobinas o devanados individuales, dependiendo de la construcción. Por último se aplica el aislamiento de vueltas a cada conjunto de conductores y/o grupos de conductores que forman una sola vuelta.

Los sistemas de aislamiento de los transformadores de potencia están formados por un fluido (líquido o gas) junto con materiales sólidos. Se han usado aceites derivados del petróleo para aislar estos transformadores desde 1886 y todavía se emplean en prácticamente todos los transformadores medianos y grandes.

Desde 1932 hasta la mitad de la década del 70, se utilizó un aceite mineral llamado Askeral. Por razones de protección ambiental y su alta inflamabilidad, se suspendió su uso en forma definitiva sustituyéndolo por alguno de una gran variedad de fluidos de alto punto de inflamación (**silicones, hidrocarburos, benzenos clorinados o clorofluorocarbonos**). Los fluorogases se emplean para evitar la combustibilidad y limitar los efectos secundarios de fallas internas. Se han construido algunos transformadores con líquidos de bajo punto de ebullición como el freón, que permiten una mejor transferencia de calor mediante un sistema de enfriamiento de dos fases.

Son cuatro las clases de elementos más usados en el aislamiento de transformadores:

1. *Transformadores aislados con aceite:* Su bajo costo, alta resistencia dieléctrica, excelentes características para la transferencia de calor y su capacidad para recuperarse después del sobreesfuerzo dieléctrico hacen del aceite mineral, el aislante para transformadores de utilización más extensa. El aceite se refuerza con aislamiento sólido que por lo general pueden ser barreras de cartón hechas a base de madera. Además sobre los conductores se pone un barniz aislante. De este tipo son los transformadores utilizados en la subestación de Heredia.

2. *Transformadores aislados con askeral:* Estos transformadores son de construcción semejante a la de los transformadores aislados con aceite. La constante dieléctrica relativamente alta del askeral ayuda a transferir el esfuerzo dieléctrico a los elementos sólidos. Los askerales rara vez se usan en voltajes de 34.5 kV, ya que son disolventes potentes. Sus productos de descomposición son tan dañinos que su uso se ha abandonado completamente hoy en día.

3. *Transformadores aislados con flurogás:* Estos elementos tienen mejor resistencia dieléctrica que el nitrógeno o el aire, pero sus características de transferencia de calor son inferiores a las del aceite. Este tipo de aislamiento también es reforzado con materiales sólidos, entre los cuales se encuentran el vidrio, la mica, resinas de alta temperatura, cerámicas, entre otros.

4. *Transformadores aislados con nitrógeno y aire:* Estos transformadores están limitados a tensiones inferiores a 34,5 kV, y son instalados por lo general en lugares limpios y se ventilan por medio del aire. En lugares contaminados se requiere una construcción sellada y se emplea nitrógeno a presión de 1 atmósfera aproximadamente.

Enfriamiento

La eliminación de calor causada por las pérdidas, es necesaria para evitar una temperatura interna excesiva que acortaría la vida útil del aislamiento.

Casi todos los transformadores modernos de potencia tienen sistemas de aislamiento diseñados para operación a 65°C de elevación media en el devanado por encima de la temperatura ambiente y 80°C en la zona más caliente de elevación en el devanado por encima de la temperatura ambiente, en un ambiente promedio de 30°C.

Ventilación forzada: Los transformadores con ventilación forzada es posible trabajarlos a una potencia mayor que el mismo equipo sin sistemas de refrigeración adicionales. Generalmente, en la placa del transformador se especifica la cantidad de potencia adicional que es posible obtener del equipo cuando trabaja con ventilación forzada. Estos transformadores utilizan intercambiadores de calor de aceite-aire que requieren tanto ventiladores de aire como bombas para el aceite para todas las condiciones de operación. Este es el caso de Heredia.

Transformadores enfriados por agua: Estos transformadores tienen, por lo general, extracción de aceite por la parte superior del tanque. El aceite extraído se bombea para que pase por un enfriador externo, y se regresa al fondo del tanque.

1.4.7 Efectos de la Sobrecarga

La aplicación de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa (sobrecarga) involucra cierto grado de riesgo. A continuación se enumeran las áreas de riesgo que hay que tomar en consideración cuando se carga grandes transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa.

a) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento del bobinado y de los conductores terminales (conductores aislados) calentados por la carga y por las corrientes de Foucault⁴ pueden hacer peligrar la integridad dieléctrica

b) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas vinculadas por el flujo electromagnético producido por el devanado o corrientes inducidas, puede también reducir la rigidez dieléctrica

c) La operación a una alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica. Tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son más preocupantes durante los períodos de sobrecorriente transitoria (en falla) cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.

d) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas; puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas.

e) La presión acumulada en los bushings, para corrientes por encima del nivel especificado, pueden dar como resultado el filtrado/goteo de empaquetaduras, pérdida de aceite, y finalmente una falla dieléctrica.

f) Un incremento en la resistencia de contactos en los cambiadores de TAP's, puede dar como resultado el acumulamiento de productos de la descomposición del aceite en una región de alta temperatura localizada en el punto de contacto cuando el cambiador de TAP es sobrecargado. En caso extremo, esto puede dar como

resultado una condición de embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una evolución violenta de gas.

i) El equipo auxiliar interno dentro del transformador como los reactores y transformadores de medida, pueden también estar sujetos a algunos de los riesgos identificados anteriormente.

j) Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C^5 , existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede igualmente crear problemas en el sistema de conservación del aceite o exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

1.4.7.1 Efectos de la temperatura en los cambiadores de TAP

- *Cambiadores de TAP's para una operación en vacío*

La elevación de temperatura dependerá del diseño de los contactos y de la condición de éstos cuando ocurre una carga.

A pesar que tienen una cierta capacidad de sobrecarga cuando son nuevos, ésta capacidad puede ir disminuyendo debido a la formación de una película fina en los contactos que ocurre durante servicio normal.

Una vez que un contacto alcance una temperatura crítica, puede producirse una condición de embalamiento térmico. Los contactos se sobrecalientan y se forma un depósito alrededor de ellos, incrementando su resistencia hasta que finalmente alcanza una temperatura que genera gas. Esto producirá una alarma de gas en el mejor de los casos. Sin embargo, el gas puede ocasionar la interrupción dieléctrica del transformador.

- *Cambiador de TAP en carga*

Las especificaciones actuales para un LTC incluyen lo siguiente:

a) Límite de elevación de temperatura de 20°C para cualquier corriente que lleva contacto con aceite cuando opera a 1.2 veces la corriente nominal máxima del LTC

b) Capacidad de soportar 40 operaciones de ruptura a dos veces la corriente y kVA máximos. Los oscilogramas graficados en cada operación indicarán que en ningún caso el momento de producir arcos es tal que haga peligrar la operación del aparato.

Las normas permiten a los contactos de los cambiadores de TAP funcionar en aceite a 100°C con una elevación de temperatura de 20°C a 1.2 veces las especificaciones nominales. Además la experiencia ha demostrado que comienza a formarse carbono en los contactos en el aceite a temperaturas elevadas (del orden de 120°C). La gravedad de ésta formación de carbono depende de la acción de fricción de los contactos de conmutación, de la frecuencia con que tiene lugar la operación de conmutación, y del tiempo en que persiste esta temperatura.

1.4.8 Vida del Aislamiento de un Transformador

El deterioro del aislamiento está en función del tiempo, de la temperatura, el contenido de humedad, y el contenido de oxígeno.

Con los sistemas modernos de conservación de aceite, se puede minimizar las contribuciones de la humedad y del oxígeno al deterioro del aislamiento, dejando la temperatura del aislamiento como parámetro de control.

En la mayoría de los transformadores, la distribución de la temperatura no es uniforme, de manera tal que la parte que está operando a la mayor temperatura sufrirá normalmente el mayor deterioro. Por eso, es usual en estudios del envejecimiento tomar en consideración los efectos de envejecimiento producidos por la mayor temperatura (en los puntos más calientes). Ya que muchos factores influyen el efecto acumulativo de la temperatura con el tiempo, no es posible predecir con cierto grado precisión cual es la vida útil del aislamiento en un transformador, incluso en condiciones constantes o controladas de cerca, y mucho menos en condiciones de servicio muy variadas.

1.4.8.1 Ciclos de carga

Los transformadores operan generalmente con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. Un ciclo de carga normal típico como el que se muestra en figura 1.5, consiste en fluctuaciones a lo largo del día.

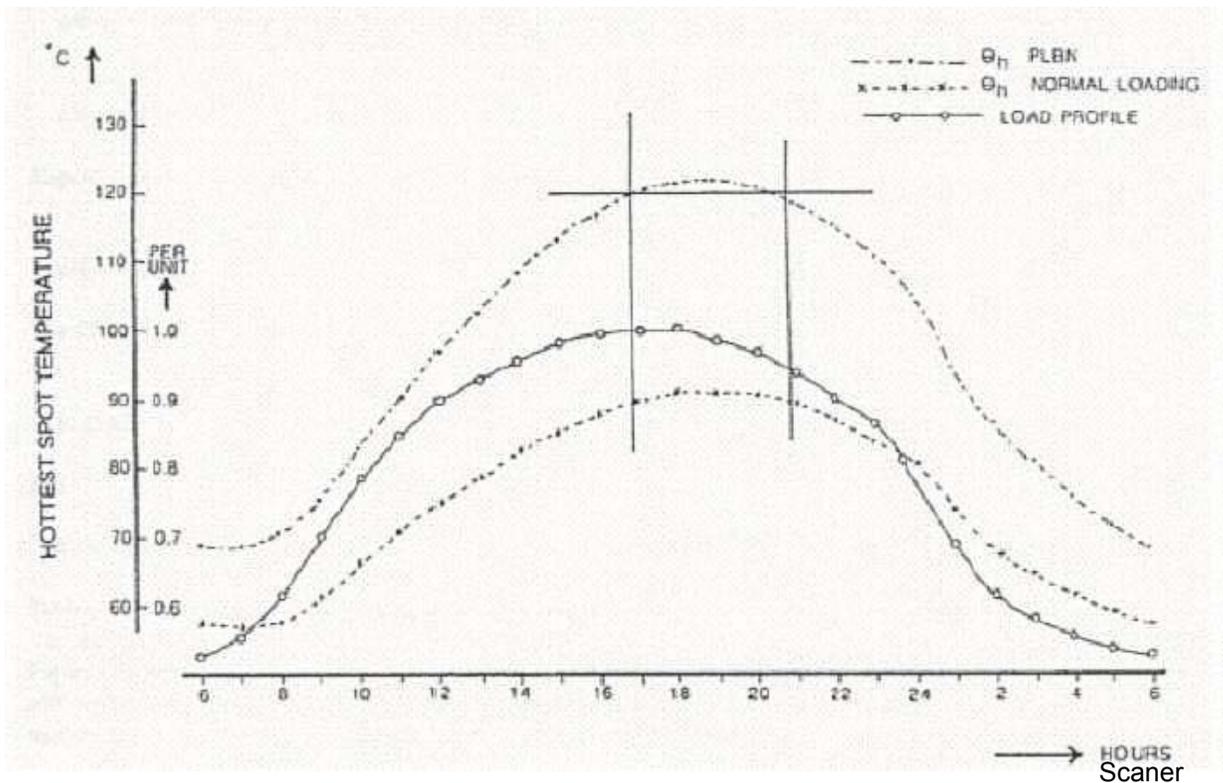


FIGURA 1.6 CICLOS DE CARGA PARA CARGA NORMAL Y CARGA PLANIFICADA POR ENCIMA DE LAS ESPECIFICACIONES DE PLACA

Para una carga normal o una sobrecarga planificada por encima de las especificaciones de placa, se utiliza generalmente un ciclo de carga de múltiples etapas. Se puede describir el perfil de carga para 24h como una serie de cargas constantes de corta duración (usualmente 1/2 hora ó 1 hora). Un ciclo equivalente de dos etapas como muestra la figura 1.6, puede ser utilizado para determinar la capacidad de sobrecarga de emergencia. El ciclo de carga equivalente de dos etapas, consiste en una carga previa (precarga) y una carga pico.

Hay usualmente un período en el ciclo diario de carga cuando la carga aumenta hasta un nivel considerablemente mayor que cualquier otro alcanzado en otro momento. Esto se aprecia en la línea sólida del ciclo de sobrecarga de figura 1.6. Generalmente, el valor máximo del pico de carga no es alcanzado ni pasado repentinamente, sino que aumenta y disminuye gradualmente. Los cálculos que

utilizan el ciclo de carga de múltiples etapas, pueden efectuarse también si se desea en ciclos de sobrecarga de emergencia.

1.4.8.2 Método de conversión de ciclos de carga reales en equivalentes

Un transformador que suministra una carga fluctuante genera una pérdida fluctuante, y su efecto es casi el mismo como el que genera una carga intermedia constante durante el mismo período de tiempo. Esto es debido a las grandes características de almacenamiento de los materiales del transformador.

La carga equivalente para todas las partes de un ciclo diario de carga puede expresarse por medio de ecuación 9.

$$\sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \dots + L_N^2 t_N}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_N}} \quad (9)$$

donde:

L_1, L_2, L_N son las diferentes etapas de carga en %, por unidad, ó en kVA reales o corrientes

N es el número total de cargas consideradas

t_1, t_2, t_N son las duraciones respectivas de estas cargas, en horas

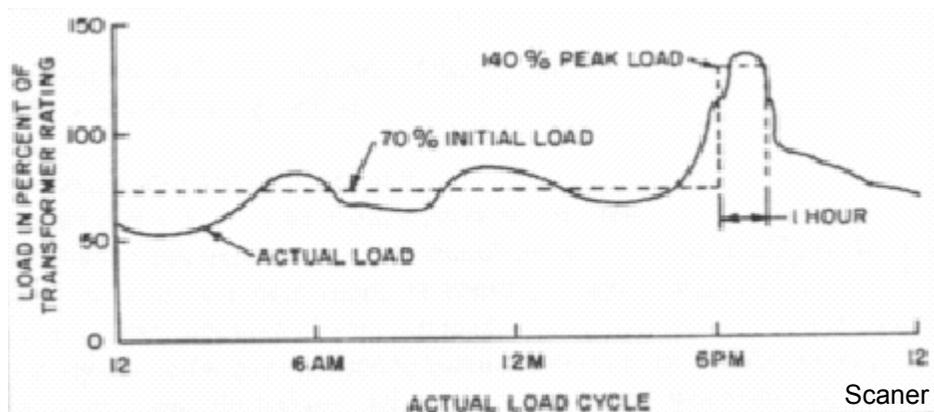


FIGURA 1.7 EJEMPLO DE UN CICLO DE CARGA REAL Y UN CICLO DE CARGA EQUIVALENTE

El pico de carga equivalente de un ciclo usual de carga es la carga rms obtenida por medio de la ecuación 9 para el período limitado en el cual parece ocurrir la mayor parte del pico irregular real. La duración estimada del pico tiene una influencia considerable sobre el valor pico rms. En caso de que la duración sea sobrestimada, el valor rms pico puede estar considerablemente por debajo de la demanda pico máxima. Para evitar sobrecalentamiento debido a grandes y breves sobrecargas durante el pico de sobrecarga, el valor rms para el período pico de carga no debería ser menor que el 90% de la demanda máxima integral por 1/2 h.

1.4.8.3 Equivalente continuo de carga previa (Precarga)

La carga previa continua equivalente es la carga rms obtenida por medio de la ecuación 9 en un período elegido del día. La experiencia nos dice que se obtienen resultados bastante satisfactorios si se toman en cuenta períodos de 12h que preceden o siguen al pico y se selecciona el mayor de los dos valores rms producidos de esta manera. Se sugiere intervalos de tiempo (t) de 1 hora para una mayor simplificación de la ecuación, lo que para un período de 12h se vuelve la ecuación 10.

La línea segmentada de la figura 1.7 muestra el ciclo de carga equivalente construido para el ciclo de carga real.

$$\text{Carga previa equivalente continua de 12 h} = 0.29 \sqrt{\sum_{i=1}^{12} L_i^2} \quad (10)$$

Capítulo 2: Antecedentes

2.1 Estudio del problema a resolver

El sistema a mejorar está conformado por 3 transformadores, 2 reguladores integrales MK20, 3 disyuntores, 3 derivaciones, un sistema de visualización de TAP⁶, un sistema de comparación de TAP's y un panel de control.

De los transformadores, dos de ellos son marca FUJI y uno marca ABB, cada uno con 33 TAP's.

Los reguladores integrales se encargan de realizar la comparación del nivel de voltaje de la barra de distribución con el nivel ajustado, con la intención de que el primero se mantenga lo más cercano al rango del segundo. Esto se realiza por medio de órdenes que envía al cambiador de TAP's, para que cambie la relación de transformación⁸. La precisión del regulador es de poco menos del 1%.

El sistema de comparación de TAP's es quien produce una señal de alerta en caso de que los TAP's de los transformadores no sean los mismos (problemas de discrepancias en el paralelismo).

Estos problemas de paralelismo ocasionan corrientes parásitas en los devanados de los transformadores, causando calentamientos en estos y pérdidas de energía, entre otros⁷.

El sistema puede trabajar de dos maneras:

- La primera con los tres transformadores en paralelo y un único regulador para los tres transformadores, cuyo caso es llamado de barra única.
- La segunda es cuando se tienen dos transformadores en paralelo (sección A) y uno disociado de estos (sección B) y los dos reguladores trabajando, este es llamado de barra partida.

Los TAP's son variados por dos razones, la primera porque el voltaje en los transformadores se encuentra a un nivel inferior del valor establecido como mínimo o, por el contrario, se encuentra a un nivel superior de este valor predeterminado.

El panel de control es un tablero con un conjunto de selectores y botones para el control de los transformadores, y un par de display's de 7 segmentos para la visualización de los TAP's; sin embargo este sistema es un poco complejo de manejar. Este antiguo panel de control se puede observar en la figura 2.1

El sistema de visualización de TAP's es conformado por un par de display's de siete segmentos, los cuales fueron confeccionados en el ICE especialmente para este propósito. Lo anterior implica que, de fallar alguno de estos; no existe repuesto en el mercado y se deben construir nuevamente.

Este sistema de visualización despliega el TAP de un transformador a la vez, con la posibilidad de conmutar gracias a un selector del panel de control; provocando así una deficiencia en el despliegue de información.

Este sistema de comparación se encuentra conformado por una matriz de diodos que crean un código BCD, el cual proviene de cada uno de los transformadores y tres comparadores. El sistema de comparación de TAP's es quien se encarga de producir una señal de alarma en el caso de que los TAP's sean diferentes.

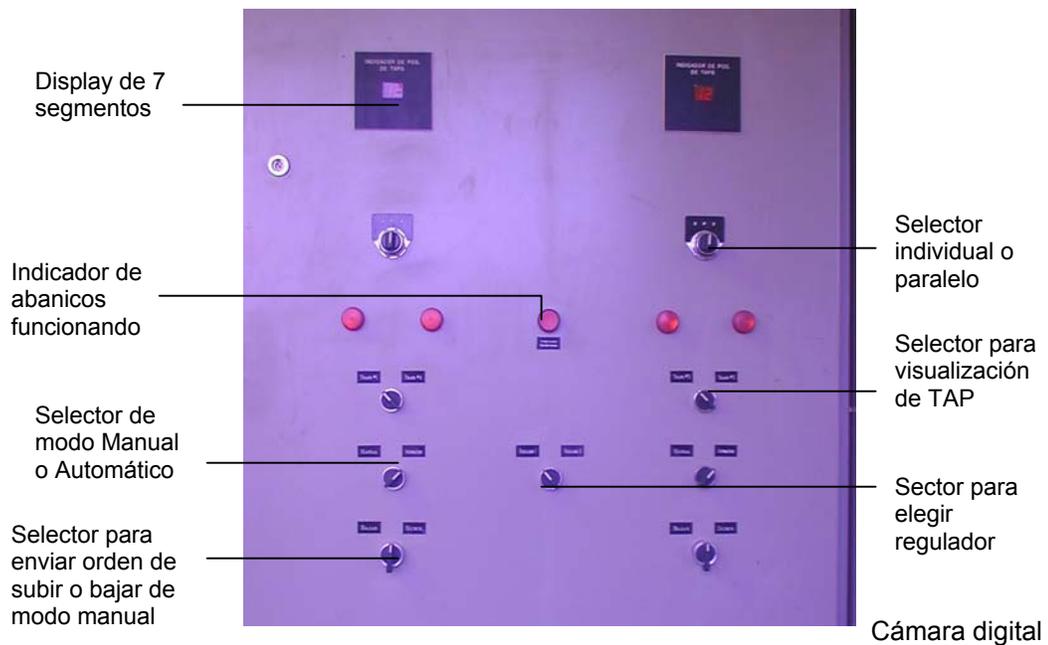


FIGURA 2.1 FOTOGRAFÍA DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO

Los selectores para la visualización del TAP de los transformadores poseen dos posiciones: el transformador 1 y el transformador 2.

Como se puede observar en la figura 2.1, el selector individual/paralelo se utilizaba para definir el funcionamiento del sistema en modo manual, ya que se podía elegir uno de los dos transformadores o ambos, para variar su TAP.

El selector manual/automático, es quien define el modo de operación del sistema. El último de los selectores es para enviar la orden de subir o bajar el TAP del modo manual.

Se tiene además el selector para elegir el regulador que actuará en el caso de que se trabaje de forma automática y barra única.



Cámara digital

FIGURA 2.2 FOTOGRAFÍA DEL ALAMBRADO INTERNO DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO

Es claro que este sistema es muy complejo de manejar, dada la gran cantidad de selectores y realizar una expansión en él es aún más complicado, ya que toda la lógica del sistema era alambrada, como se observa en la figura 2.2.

Además, el detectar una falla en este sistema era aún más complicado, puesto que las señales del panel de control debían ir a la parte posterior del gabinete para activar una serie de relés y de ahí dirigirse a los cambiadores de TAP's. El alambrado de la parte posterior del gabinete se observa en la figura 2.3.



Cámara digital

FIGURA 2.3 FOTOGRAFÍA DEL ALAMBRADO DE LA PARTE POSTERIOR DEL GABINETE DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO

2.2 *Requerimientos de la empresa*

Se solicitó por parte de la empresa que al finalizar el proyecto, este debía cumplir con ciertos objetivos propuestos como lo son:

- Facilidad de operación del sistema.
- Mayor seguridad y confiabilidad.
- Posibilidad de control remoto desde el CENCE⁹, con el consentimiento del Centro de Control.
- Alarma visual en el panel de control de TAP's.
- Mejor visualización del estado de la barra.
- Capacidad de selección del regulador en caso de barra única.
- Posibilidad de expansión futura, en caso de introducirse otro transformador.
- Facilidad en la expansión.

2.3 *Solución propuesta*

El problema se solucionará por medio de un PLC S7-200, CPU 214, el cual interpreta las señales enviadas por el regulador para saber a cual de los transformadores se debe enviar la orden de variar el voltaje.

Además se contará con una pantalla táctil, en la cual se observará la posición en que se encuentran los TAP's de los tres transformadores de manera simultánea, el estado de la seccionadora de barras; el modo de operación y desde este panel controlar el sistema.

En barra única, es necesario que el PLC verifique que todos los transformadores se encuentran en el mismo TAP. De no ser así, se produce una alarma para indicar al operador que se presentó un problema en uno de los transformadores. Al poderse observar los valores de los TAP's de manera simultánea, es más sencillo detectar en cual de los transformadores se produjo el error y corregirlo.

En el caso de que se encuentre el sistema en barra partida, el sistema determina a cual de los dos posibles "grupos" de transformadores debe variar el voltaje. De igual manera detecta la falla de paralelismo sólo en los transformadores que se encuentran en paralelo.

El PLC no intenta corregir problemas de paralelismo directamente puesto que estos pueden presentarse por diferentes razones. Por ejemplo, un disparo de una protección de temperatura o sobrecorriente en el transformador o problemas de calibración en el equipo mecánico. Estos últimos pueden impedir la ejecución correcta de la orden del cambio de TAP en el cambiador de TAP's del transformador.

Además, para indicar un error de paralelismo se debe tomar en cuenta que no en todos los transformadores los cambios de TAP's se dan a la misma velocidad. Por esta razón se debe considerar un tiempo de espera que contemple al cambiador más lento, pero se definió un tiempo de 30 segundos para contemplar los cambios de TAP central que tarde el doble de los demás.

Con el nuevo sistema se despliega en pantalla sólo las opciones necesarias para cada una de los posibles modos de operación del sistema; por lo que es más simple de controlar.

Por otra parte, el nuevo sistema de control de paralelismo puede suministrarle al operador más información que el sistema anterior, no sólo sobre el estado de la barra sino también del estado de los transformadores. Por ejemplo este sistema puede desplegar en pantalla el estado de los transformadores que se encuentran en línea y de los transformadores que se encuentran en modo remoto.

También en caso de que se necesite un paro de emergencia, el operador no debe ir al patio de la subestación para accionarlo sino que lo puede hacer desde la misma sala de control por medio del panel de control de paralelismo.

Capítulo 3: Procedimientos metodológicos

1. Se necesitó comprender el funcionamiento del sistema a controlar, para ello se visitó la subestación y se observó su desempeño. Se consultó con las personas encargadas de la operación del equipo su función, posibles fallos y las limitaciones del mismo. Además se contó con el apoyo y conocimiento del personal técnico en todo momento del día, para la evacuación de dudas.
2. Se estudiaron las fallas del sistema antiguo para corregirlas en el nuevo sistema de control de paralelismo; para ello se contó con la experiencia del personal técnico y de los operadores de la subestación.
3. Se verificaron cuales eran las señales necesarias para que el sistema fuera más seguro y confiable.
4. Se estudió el lenguaje de programación KOP del PLC S7-200 de Siemens, para esto se requirió del manual de programación Siemens y de personas conocedoras del lenguaje.
5. Se programó el PLC, para ello se contó con un computador que tenía instalado el programa Step 7.
6. Se realizaron pruebas al PLC para corregir los errores existentes en la programación del equipo y a su vez se verificó que se tomaran en cuenta todas las posibles necesidades del sistema.
7. Se determinó cual debía ser la posición en que debe quedar el relé en caso de que este sufra algún daño, para que cause los problemas menos perjudiciales en el sistema de control.
8. Se buscó en internet y con los diferentes centros de venta, pantallas que fueran compatibles con el PLC S7-200.
9. Se definió cual de las pantallas encontradas se ajusta a las necesidades del sistema y además cual de ellas es la más barata.

10. Se estudió el lenguaje de programación del HMI TP070 de Siemens, por medio de los manuales de programación y la ayuda que presenta el software.
11. Se programó el HMI TP070 por medio del software de Siemens.
12. Se realizaron las pruebas al HMI para la verificación de su correcta comunicación con el PLC y correcto funcionamiento del mismo.
13. Se corrigieron los errores que se producían entre la programación del HMI TP070 y el PLC.
14. Se realizaron las pruebas de campo del PLC y el HMI y se corrigieron los errores existentes.
15. Se realizó la puesta en marcha del nuevo sistema de control.
16. Se realizó una charla explicativa al personal encargado de tratar con el sistema de control, para que este sea controlado correctamente sin mayores problemas.
17. Se evaluó el desempeño del sistema de control según los requerimientos que solicitó la empresa.

Capítulo 4: Descripción del hardware utilizado

El sistema de control de paralelismo se compone de una serie de elementos que interactúan entre sí para producir un efecto final, el cual sería el de mantener el voltaje de distribución dentro de un rango establecido (34.5KV).

A continuación se explican los diferentes elementos que de alguna u otra forma, intervienen en el control de paralelismo.

4.1 Transformadores

Son los elementos sobre los cuales se realiza la regulación de voltaje. Los transformadores son máquinas que sirven para transformar o variar el voltaje de un sistema, ya sea aumentándolo o disminuyéndolo, según su relación de transformación.

La subestación de Heredia cuenta con 3 transformadores; dos de ellos de marca Fuji y uno marca ABB. Estos transformadores se componen de un bobinado principal o primario, un secundario y un terciario.

El primario de los transformadores se encuentra conectado a un voltaje de 138KV, el secundario reduce el voltaje del primario a 34.5KV y el terciario reduce el voltaje del primario a 13.8 KV. Aunque el transformador presenta este bobinado ya no es utilizado para ninguna aplicación.

Los tres transformadores soportan una potencia de entre 20 y 30 MVA, y sus bobinados se encuentran divididos en 33 derivaciones.

Para los transformadores de marca Fuji, la primera derivación equivale a un voltaje de 144 040V y una corriente de 79.7 A; la derivación 17 o central presenta un

voltaje de 131 100V y una corriente de 88.7 A, y, finalmente, la derivación 33 equivale a 117 300V con una corriente de 98.4 A; todos estos a carga completa.

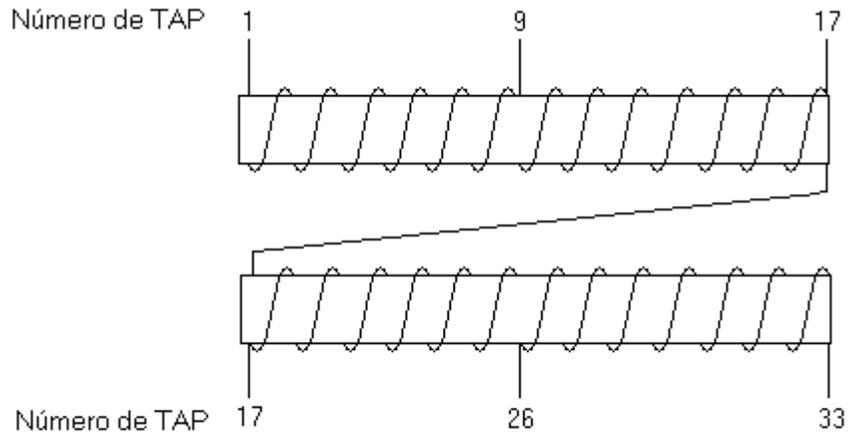


FIGURA 4.1 DIAGRAMA DEL BOBINADO DE LOS TRANSFORMADORES

El transformador 3 presenta, en su primer TAP, un voltaje de 144 900V con una corriente de 79.7 A; en su TAP central un voltaje de 131 100V y una corriente de 88.7 A, y en su último TAP un voltaje de 117 300 V y una corriente de 98.4 A, a carga completa.

El transformador 1, de marca Fuji, posee una impedancia característica de 7.94 Ω ; mientras que la impedancia característica del transformador 2 es de 7.86 Ω ; el cual también es de marca Fuji; y para el transformador 3 de marca ABB, su impedancia característica es de 7.8 Ω .

Además se tiene que todos los transformadores poseen protecciones para sobre temperatura de bobinados y sobre temperatura de aceite, presión (Bucholtz) y diferencial de corriente y sobrecorriente; además de un sistema de enfriamiento por medio de ventiladores.



Cámara digital

FIGURA 4.2 FOTOGRAFÍA DEL TRANSFORMADOR 2 MARCA FUJI



Cámara digital

FIGURA 4.3 FOTOGRAFÍA DEL TRANSFORMADOR 3 MARCA ABB

4.2 Disyuntores

Los disyuntores son mecanismos de conexión por medio de los cuales los transformadores son alimentados o conectados a las barras de distribución y transmisión.

Los disyuntores pueden ser para el lado alta tensión (138KV) o para el lado de baja tensión (34.5KV). En este caso se trabajó con los disyuntores del lado de 34.5KV, dado que es en este en donde se producen las variaciones de energía.

Los disyuntores presentan diferentes medios de extinción de arco eléctrico, algunos de ellos lo hacen por medio de aire o soplado magnético o aceite o por medio de gas SF₆. La mayoría de los disyuntores de la subestación de Heredia presentan este último medio de extinción de arco (SF₆).

El SF₆ es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y además no flamable. Asimismo su coeficiente de transmisión de calor es 1.6 veces mayor que la del aire a presión atmosférica, sin embargo a mayor presión mayor es este coeficiente. Gracias a esta característica se facilita la disipación de calor y se reduce el aumento de la temperatura del equipo.

Otra de las ventajas de este gas es que permanece estable a temperaturas en el que el aceite se oxida y descompone. También su rigidez eléctrica es más del doble de la del aire, lo que lo hace un buen medio de extinción.

Además un arco en hexafluoruro de azufre no produce ningún depósito de carbón como ocurre con el medio de extinción de aceite.

Otras ventajas de los disyuntores de SF₆ son:

- Una constante de tiempo, de la columna del arco, muy pequeña.
- Alta rigidez dieléctrica y una rápida recuperación del poder aislante después de la extinción del arco.

- El circuito es cortado con una velocidad de aumento de la tensión de recuperación excepcionalmente alta.
- Muy alta capacidad de ruptura.

Sin embargo, en la subestación de Heredia existen también disyuntores de aceite, que a pesar de no ser tan eficientes como los de SF₆, son muy buenos.

En la tabla 4.1 se presentan los datos de los diferentes disyuntores de la subestación de Heredia.

TABLA 4.1 DATOS DE LOS DISYUNTORES DE LOS DIFERENTES TRANSFORMADORES

Marca del Disyuntor	Nombre de trafo	Voltaje nominal / KV	Corriente nominal /A	BIL ¹⁰ /KV	Accionamiento	Capacidad simétrica /MVA	Corriente simétrica /KA	Medio de extinción de arco
Mitsubishi	1	34.5	1250	200	neumático	630	25	SF ₆
Westing-house	2	34.5	1200	200	neumático	1500	--	aceite
ABB	3	52	2500	250	mecánico	--	25	SF ₆

En la figura 4.4 se presenta un ejemplo de cómo se produce la extinción de arco eléctrico por medio de aceite. Como se puede observar al abrirse el contacto se produce un arco debido a la alta corriente que pasa a través de las terminales del disyuntor. Para poder extinguir el arco producido, se inyecta aceite a alta presión con la intención de aumentar la rigidez dieléctrica del medio y a su vez se separan los contactos. De esta manera se puede extinguir el arco eléctrico en menor tiempo que si no se inyectara aceite.

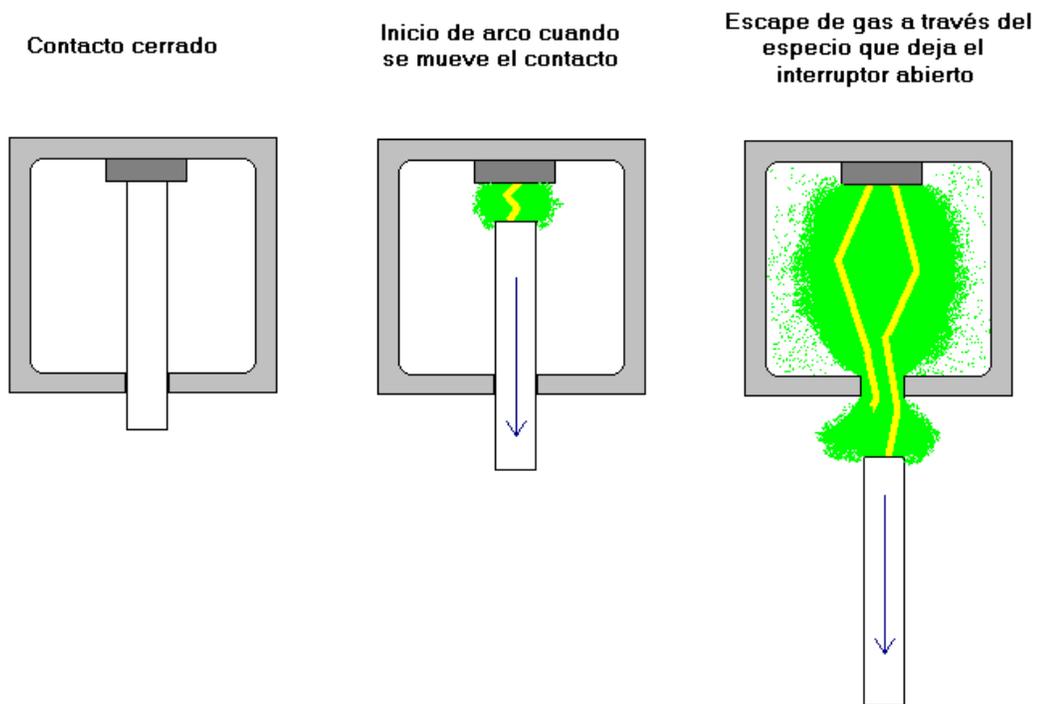


FIGURA 4.4 ILUSTRACIÓN DE LA EXTINCIÓN DEL ARCO POR MEDIO DE GAS



Cámara digital

FIGURA 4.5 FOTOGRAFÍA DEL DISYUNTOR DEL TRANSFORMADOR 1



Cámara digital
FIGURA 4.6 FOTOGRAFÍA DEL DISYUNTOR DEL
TRANSFORMADOR 2



Cámara digital
FIGURA 4.7 FOTOGRAFÍA DEL DISYUNTOR DEL
TRANSFORMADOR 3

4.3 Derivación

Las derivaciones poseen una función similar a la de los disyuntores, con la diferencia de estas últimas pueden operar bajo carga; mientras que las derivaciones no pueden hacerlo. Además, las derivaciones no siempre se encuentran conectadas, sino que entran en servicio cuando se desconectan los disyuntores y se desea dar mantenimiento al transformador.

Las derivaciones de los tres transformadores son de marca CEME, las cuales trabajan a un voltaje nominal de 34.5KV y con una corriente de 600A.

Estos dispositivos pueden soportar una corriente instantánea de hasta 20 KA y un BIL de 200KV. Su mecanismo de accionamiento es manual.



Cámara digital
FIGURA 4.8 FOTOGRAFÍA DE UNA SECCIONADORA DE DERIVACIÓN

4.4 Seccionadora de enlace de barras

Es el dispositivo que permite abrir o cerrar una conexión eléctrica entre dos puntos, cuando no está circulando corriente eléctrica entre ellos. En este caso la conexión se realiza en la barra de distribución partiéndola en dos partes, barra A y barra B.

Para las seccionadoras el conjunto principal de mando es un reductor de tornillo sin fin irreversible, cuyo eje de salida obedece sólo a una rotación de eje efectuada por el motor eléctrico y no a otros momentos de torsión externos. Esto garantiza que la seccionadora no cambie de posición en caso de producirse fuerzas externas como presión del viento, etc.

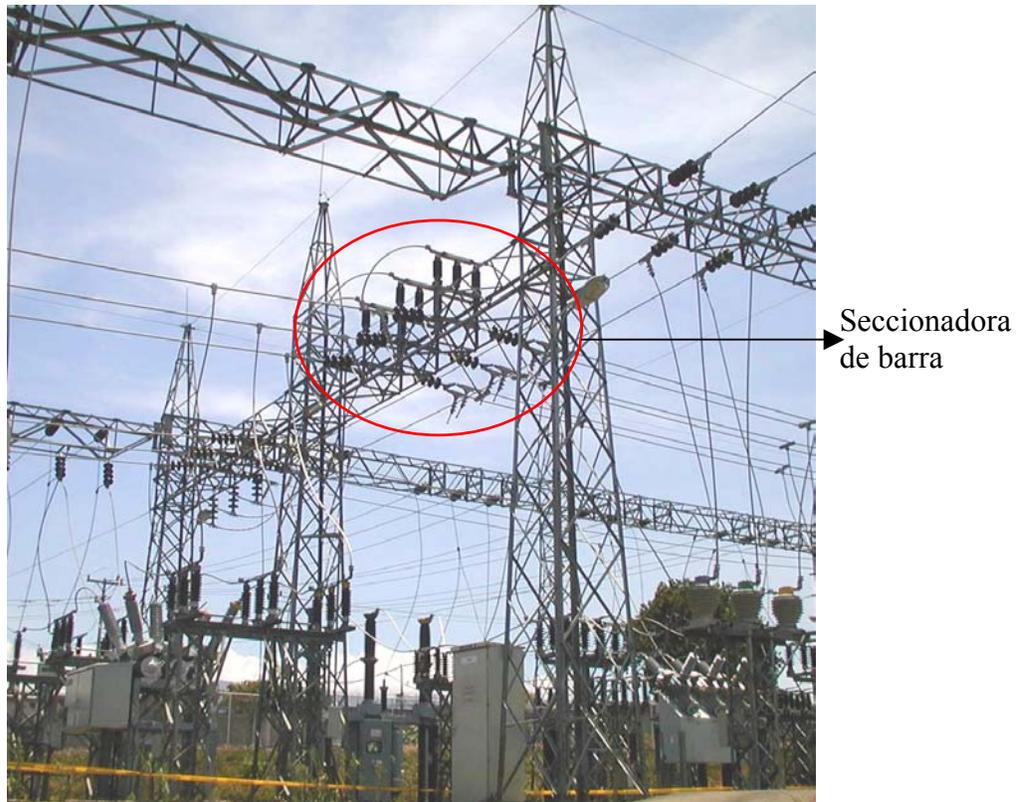
Las seccionadoras de enlace se dividen en dos grupos:

- a) Provisto de un único eje de salida (eléctrico): el eje motorizado puede proporcionar pares máximos de torsión entre 75 y 150 dNm según el tipo de motor. La transmisión entre el motor y el eje se produce mediante un reductor lubricado una sola vez. Comprende una primera reducción de engranes planos, una segunda reducción con un tornillo sin fin y rueda helicoidal que mantiene la posición de la seccionadora a pesar de cualquier momento externo.
- b) Con dos ejes de salida (mando sólo manual): sólo se produce a través de un enclavamiento eléctrico que, cuando se utiliza la manivela de emergencia, desconecta la alimentación del motor. Este enclavamiento es predispuesto para la aplicación de un candado y realizable también para actuar sólo en presencia de una tensión de accionamiento.

Estos dispositivos presentan un mando a tierra, el cual tiene un enclavamiento (bloqueable por candado) en las posiciones abierto y cerrado. También este enclavamiento es realizable para actuar sólo en presencia de accionamiento eléctrico.

Todos los mandos tienen topes mecánicos de posición. En los mandos con 2 ejes de salida, los topes (de tipo disco) sirven como enclavamientos entre la seccionadora y la llave de tierra.

La seccionadora de enlace de barra de la subestación de Heredia es del primer tipo.



Cámara digital

FIGURA 4.9 FOTOGRAFÍA DE LA SECCIONADORA DE BARRAS

4.5 Reguladores MK20

Estos reguladores son del tipo integral, con una sensibilidad de un $\pm 1\%$ del voltaje de referencia, el cual es de 104 V. Este voltaje de referencia se encuentra referido al voltaje de distribución, el cual es sentido por los transformadores de potencia de la subestación.

Ya que el regulador MK20 no puede sensar voltajes mayores a los 125V, se utiliza un transformador reductor como acople, el cual reduce los 208V del transformador de potencia a los 104V de alimentación al sistema del regulador.

Su función es la de determinar si el voltaje de barra es menor o mayor al rango establecido como operación correcta del sistema, y de ser así envía una señal para que se varíe el TAP del transformador o transformadores a los cuales gobierna.

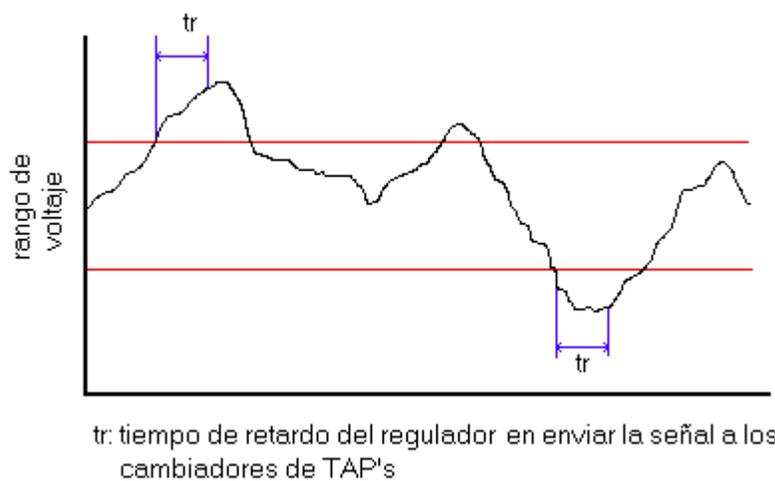


FIGURA 4.10 DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR MK20

Tanto los niveles de referencia como el rango de voltaje son establecidos por medio de selectores, como se puede observar en la figura 4.11



Cámara digital

FIGURA 4.11 FOTOGRAFÍA DEL REGULADOR MK20

4.6 Controlador Lógico Programable (PLC)

El PLC es un dispositivo de control secuencial, el cual es programado para que realice una serie de aplicaciones esenciales.

El dispositivo utilizado es de marca Siemens, modelo S7-200 con un CPU¹¹ 214, el cual será alimentado por medio de una fuente de CD¹² de 24 V. La disipación de este dispositivo de 8 W a 3 A de carga.

El tamaño del programa de usuario puede ser de hasta 2 Kwords con una memoria tipo EEPROM¹³ y una capacidad para los datos de usuario de 2 Kwords en

una memoria tipo RAM¹⁴. Además posee un tiempo de retención típico de 190 horas, con un mínimo de 120 h a 40°C.

Este PLC tiene un total de 14 entradas y 10 salidas en su módulo principal, con una posibilidad de expansión de hasta 7 módulos digitales.

Internamente posee 128 contadores y 128 temporizadores y una velocidad de ejecución de 0.8 μ s / operación booleana.

El rango de encendido para las entradas es de 15 a 30 V CD; y puede soportar un sobrevoltaje de 35 V durante 500 ms. La tensión nominal de encendido típica es de 24 V CD con 7 mA. y un voltaje máximo de apagado de 5 V CD con 1 mA.

Las salidas son de tipo relé, con un margen de tensión entre los 20.4 a 28.8 V CD. Una corriente de carga máxima por salida de 0.75 A a una temperatura de 0 a 40 °C y de 0.5 A a 50 °C. Una corriente de carga máxima por dos salidas adyacentes de 1 A a una temperatura de 0 a 40 °C y de 0.75 A a 50 °C. Y finalmente, por todas las salidas encendidas a una temperatura de 0 a 40 °C de 4 A y de 3 A a una temperatura de 50 °C.

Las salidas presentan además un retardo de conmutación de 25 μ s a estado ON¹⁵ y de 120 μ s a estado OFF¹⁶. Estas salidas pueden soportar una sobre corriente de 4 A durante 100 ms.

El aislamiento galvánico que existe entre las salidas al igual que las entradas puede soportar 500 V AC durante 1 minuto.



FIGURA 4.11 FOTOGRAFÍA DEL PLC S7-200 DE SIEMENS

4.7 Módulos de expansión EM 221 y EM 222

Para este proyecto se utilizarán 3 módulos de expansión de entradas y un módulo de expansión de salidas.

Estos módulos de expansión utilizados son de marca Siemens, interconectados por medio de su bus de datos al PLC; el cual sirve a su vez como fuente de alimentación para estos.

Las dimensiones de estos módulos son de 90 x 80 x 62 mm. Con una disipación de hasta 2 W.

El número total de entradas digitales es de 8; de tipo fuente para el EM 221. El margen de tensión de entrada se encuentra entre los 15 a 30 V CD; soportando un sobrevoltaje de 35 V por un tiempo de 500 ms.

El total de salidas digitales de tipo fuente para el EM 222 es de 8; la tensión de salida es de 24 V CD aproximadamente.

La tensión nominal en ON es de 4 mA mínimo; con un máximo en OFF de 1 mA para ambos módulos.

El tiempo de respuesta de este dispositivo es de 3.5 ms típicamente y un tiempo máximo de respuesta de 4.5 ms, para ambos módulos.

La separación galvánica soporta 500 V AC durante 1 minuto como máximo, para ambos módulos.

Estos tipos de módulos consumen a 24 V CD, 60 mA del PLC o de una fuente de alimentación externa.



FIGURA 4.12 FOTOGRAFÍA DE LOS MÓDULOS DE EXPANSIÓN

4.8 Pantalla de tacto TP070

Este dispositivo es una HMI¹⁷, pues por medio de él es que el operador puede “comunicarse” con el PLC.

Este panel es de marca Siemens, el cual debe ser conectado a una fuente de 24 V DC.

Presenta un procesador tipo RISC¹⁸ de 32 bits y una frecuencia de intervalos de 66 MHz. Con una capacidad de configuración de memoria de 128 Kbytes.

El display de este panel es de tipo LCD¹⁹, con una superficie activa de 116 x 87 mm; con una resolución de 320 x 240 puntos de imagen. Este display es monocromático con 4 niveles o posibles tonos (blanco, gris claro, gris oscuro y negro).

La iluminación de la pantalla posee una vida útil aproximada de 50 000 horas.

El voltaje de alimentación nominal es de 24 V CD, con un margen de 18 a 30 V CD. Este panel puede soportar un pico de voltaje de hasta 35 V durante 500ms con un tiempo de separación entre picos de 50 s como mínimo.

El consumo de corriente típico es de aproximadamente 0.24 A y puede soportar un pico de corriente de corto circuito de aproximadamente de 0.2 A²s.

El panel en funcionamiento sopota una temperatura de 0 a 50°C, sin inclinación y con inclinación de 0 a 40°C.

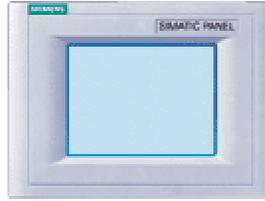


FIGURA 4.13 FOTOGRAFÍA DE LA PANTALLA DE TP 070

4.9 Relés

Estos dispositivos son utilizados como mecanismo de acoplamiento; en este caso entre voltajes de 24V y de 125 V en corriente directa. Las cuales corresponden a señales de salida o entrada del PLC y las señales provenientes de los otros dispositivos.

Se utilizará un total de 25 relés, los cuales serán de 2 tipos N.O.²⁰ y N.C.²¹

Estos serán distribuidos de la siguiente forma: 20 del tipo N.O.; de los cuales 13 son para las entradas y 7 para las salidas. Además 5 N.C.; 3 para las entradas y 2 para las salidas.

Capítulo 5: Descripción del software del sistema

La plataforma de software utilizada en el proyecto fue el Step 7 Micro WIN de SIEMENS, el cual se utiliza para la programación del PLC. Asimismo, este cuenta con una herramienta llamada TPDesigner con la cual se programó la pantalla TP070.

Ambas plataformas de programación son sencillas de utilizar; en especial si se emplea para ello el modo gráfico.

La única complejidad que podría presentar el TPDesigner es que no se puede hacer aparecer o desaparecer un objeto por medio de un evento.

5.1 Step 7 de Micro WIN

El PLC S7-200 puede programarse por medio de dos conjuntos de operaciones el SIMATIC y la IEC²² 1131-3. El software involucrado en la programación fue el STEP 7-Micro WIN 32, versión 3.01, el cual puede elegir entre ambos juegos de operaciones.

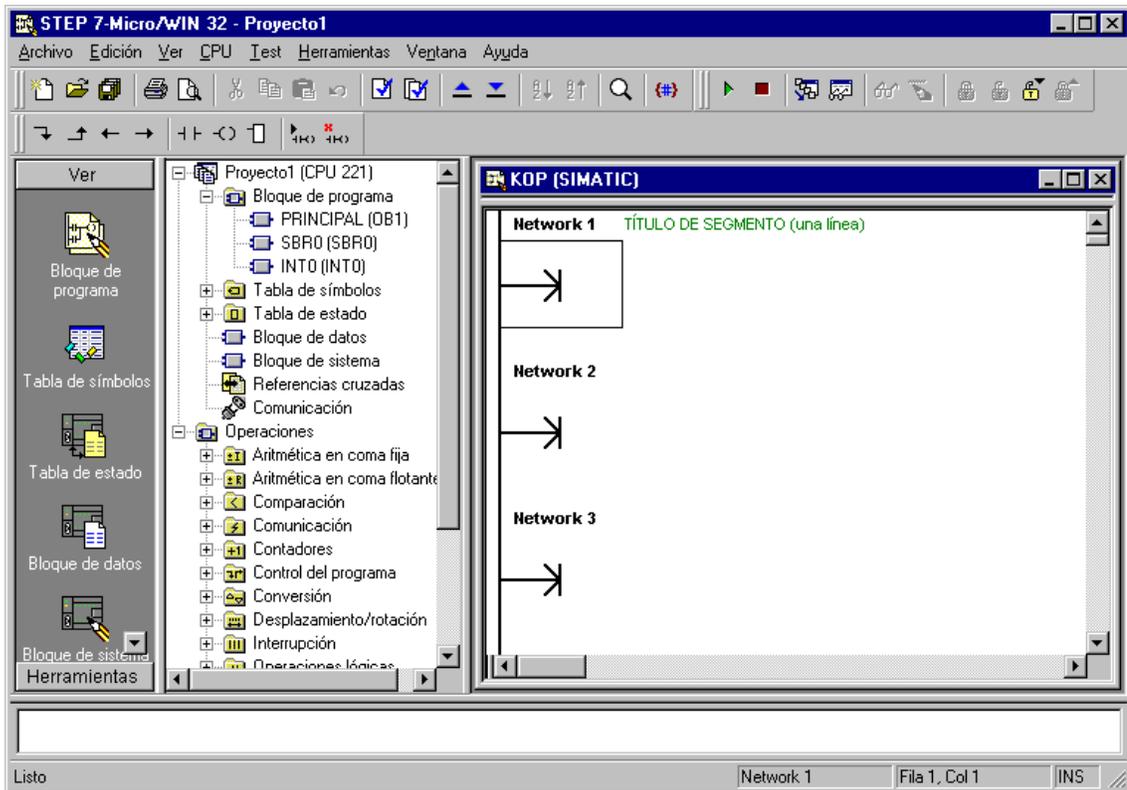


FIGURA 5.1 PANTALLA DEL AMBIENTE DE PROGRAMACIÓN DEL STEP 7 MICRO WIN

El juego de operaciones SIMATIC es el utilizado y proporcionado por Siemens. Si se realiza una comparación con otras operaciones de otras marcas de sistemas se pueden observar diferencias en cuanto a su funcionamiento y aspecto.

Algunas de las instrucciones utilizadas en la programación de programas son:

-Operaciones lógicas con bits

- | | |
|------------------------------|---------------------------------|
| Contacto normalmente abierto | Detectar flanco negativo |
| Contacto normalmente cerrado | Asignar |
| Contacto abierto directo | Asignar directamente |
| Contacto directo cerrado | Poner a 1 (N bits) |
| NOT | Poner a 1 directamente (N bits) |
| Detectar flanco positivo | Poner a 0 (N bits) |

Poner a 0 directamente (N bits)

Operación nula

-Operaciones de reloj

Leer reloj de tiempo real

Ajustar reloj de tiempo real

-Operaciones de comunicación

Transmitir mensaje

Leer de la red

Recibir mensaje

Escribir en la red

-Operaciones de comparación

Comparar byte ==

Comparar entero doble ==

Comparar byte <>

Comparar entero doble <>

Comparar byte >=

Comparar entero doble >=

Comparar byte <=

Comparar entero doble <=

Comparar byte >

Comparar entero doble >

Comparar byte <

Comparar entero doble <

Comparar entero ==

Comparar real ==

Comparar entero <>

Comparar real <>

Comparar entero >=

Comparar real >=

Comparar entero <=

Comparar real <=

Comparar entero >

Comparar real >

Comparar entero <

Comparar real <

-Operaciones de conversión

Convertir de byte a entero

Convertir de entero doble a entero

Convertir de entero a byte

Convertir de entero doble a real

Convertir de entero a entero doble

Convertir de BCD a entero

Convertir de entero a BCD

Redondear

Truncar

Convertir de entero a ASCII

Convertir de entero doble a
ASCII

Convertir de real a ASCII

-Operaciones con contadores

Contar adelante

Contar atrás

Contar adelante/atrás

-Operaciones aritméticas en coma flotante

Sumar reales

Restar reales

Multiplicar reales

-Operaciones aritméticas en coma fija

Sumar enteros de 16 bits

Sumar enteros de 32 bits

Restar enteros de 16 bits

Restar enteros de 32 bits

Multiplicar enteros de 16 bits a
enteros de 32 bits

Multiplicar enteros de 16 bits

Decodificar

Codificar

Convertir de ASCII a
hexadecimal

Convertir de hexadecimal a
ASCII

Segmento

Definir modo para contador
rápido

Activar contador rápido

Salida de impulsos

Dividir reales

Raíz cuadrada

Cálculo PID

Multiplicar enteros de 32 bits

Dividir enteros a cociente/resto

Dividir enteros de 16 bits

Dividir enteros de 32 bits

Incrementar byte

Incrementar palabra

Incrementar palabra doble

Decrementar byte

Decrementar palabra doble

Decrementar palabra

-Operaciones lógicas

Invertir byte

Combinación O con palabras

Invertir palabra

Combinación O con palabras
dobles

Invertir palabra doble

Combinación O-exclusiva con
bytes

Combinación Y con bytes

Combinación Y con palabras

Combinación O-exclusiva con
palabras

Combinación Y con palabras
dobles

Combinación O-exclusiva con
palabras dobles

Combinación O con bytes

-Operaciones de transferencia

Transferir byte

Transferir bytes en bloque

Transferir palabra

Transferir palabras en bloque

Transferir palabra doble

Transferir palabras dobles en
bloque

Transferir real

Invertir bytes de una palabra

-Operaciones de control del programa

FOR

Transición del relé de control
secuencial

NEXT

Saltar a meta

Fin del relé de control
secuencial

Definir meta

Cargar relé de control
secuencial

Retorno condicional desde
rutina de interrupción (SBR)

Finalizar programa principal
(OB1)

STOP

Borrar temporizador de
vigilancia

-Operaciones de desplazamiento/rotación

Desplazar byte a la izquierda

Desplazar palabra a la izquierda

Desplazar palabra doble a la
izquierda

Desplazar byte a la derecha

Desplazar palabra a la derecha

Desplazar palabra doble a la
derecha

Rotar byte a la izquierda

Rotar palabra a la izquierda

Rotar palabra doble a la
izquierda

Rotar byte a la derecha

Rotar palabra a la derecha

Rotar palabra doble a la
derecha

Registro de desplazamiento

-Operaciones de tabla

Borrar último registro de la tabla

Borrar primer registro de la tabla

Registrar valor en tabla

Inicializar memoria

Buscar valor en tabla

-Operaciones con temporizadores

Temporizador de retardo a la
conexión

Temporizador de retardo a la
conexión memorizado

Temporizador de retardo a la
desconexión

Algunas de las consideraciones que se deben hacer cuando se desea utilizar este tipo de operaciones son:

- Por lo general, el tiempo de ejecución de las operaciones SIMATIC es más breve.
- El juego de operaciones SIMATIC se puede utilizar con tres editores (KOP²³, AWL²⁴ y FUP²⁵).

Por otra parte la IEC 1131-3 es una norma que indica cuales son las operaciones generales que debe presentar un PLC, para que estas sean similares tanto en funcionamiento como en forma; sin embargo existen diferencias entre esta norma y el SIMATIC, algunas de ellas son:

- En IEC 1131-3 se dispone de un menor número de operaciones. Algunas operaciones incluidas en el juego SIMATIC no están normalizadas en la norma IEC 1131-3. (Las instrucciones comparables a las operaciones SIMATIC se ofrecen en calidad de extensión no normalizada del juego IEC 1131-1).
- Algunas operaciones de cuadro aceptan en IEC 1131-3 varios formatos de datos. A menudo, esto se denomina sobrecarga. Por ejemplo, en lugar de tener cuadros aritméticos por separado, tales como ADD_I²⁶, ADD_R²⁷ etc., la operación ADD²⁸ definida en la norma IEC 1131-3 examina el formato de los datos a sumar y selecciona automáticamente la operación correcta en la CPU. Así se puede ahorrar tiempo al diseñar los programas.
- Si se utilizan las operaciones IEC 1131-3, se comprueba automáticamente si los parámetros de la operación corresponden al formato de datos correcto. Por ejemplo, si se ha intentado introducir un valor de entero en una operación para la que se deba utilizar un valor binario (on/off), se indica un error. Esta función permite reducir los errores de sintaxis de programación.

Los aspectos a considerar para utilizar la IEC 1131-3:

- El editor de programas IEC direcciona automáticamente los símbolos. El usuario sólo debe especificar el tipo de símbolo.
- Por lo general es más fácil aprender a crear programas para diferentes tipos de autómatas programables utilizando las operaciones estándar IEC 1131-3.
- Aunque se dispone de menos operaciones (conforme a lo especificado en la norma), también se pueden utilizar numerosas operaciones SIMATIC.
- El funcionamiento de algunas operaciones IEC 1131-3 es diferente al de sus equivalentes en SIMATIC (temporizadores, contadores, multiplicación y división).
- Es posible que el tiempo de ejecución de las operaciones IEC 1131-3 sea más largo.
- Las operaciones IEC 1131-3 sólo se pueden utilizar en los editores KOP y FUP.

El ambiente de programación del STEP 7 puede visualizarse de 2 maneras en forma de texto (AWL) o de manera gráfica (KOP, FUP).

La programación utilizando el editor gráfico conocido como KOP, permite crear programas con componentes similares a los elementos de un esquema de contactos y bobinas.

El KOP es, probablemente, el lenguaje preferido de numerosos programadores y encargados del mantenimiento de sistemas de automatización, adecuándose también en gran medida para los programadores principiantes.

Los programas KOP hacen que la CPU emule la circulación de corriente eléctrica desde una fuente de alimentación, a través de una serie de condiciones lógicas de entrada que, a su vez, habilitan condiciones lógicas de salida.

Por lo general, la lógica se divide en unidades pequeñas y de fácil comprensión llamadas "segmentos" o "networks". El programa se ejecuta segmento por segmento,

de izquierda a derecha y luego de arriba a abajo. Tras alcanzar la CPU el final del programa, comienza nuevamente en la primera operación del mismo.

Las operaciones se representan mediante símbolos gráficos que incluyen tres formas básicas.

Contactos: representan condiciones lógicas de “entrada” similares a interruptores, botones, condiciones internas, etc.

Bobinas: representan condiciones lógicas de “salida” similares a lámparas, arrancadores de motor, relés interpuestos, condiciones internas de salida, etc.

Cuadros: representan operaciones adicionales tales como temporizadores, contadores u operaciones aritméticas.

A continuación se indican los aspectos principales a considerar cuando se desee utilizar el editor KOP:

- El lenguaje KOP les facilita el trabajo a los programadores principiantes.
- La representación gráfica es a menudo fácil de comprender.
- El editor KOP se puede utilizar con los juegos de operaciones SIMATIC e IEC 1131-3.
- El programa creado en KOP se puede visualizar utilizando el editor AWL.

Los segmentos que se pueden crear en KOP pueden ser desde muy sencillos hasta muy complejos. Se pueden crear segmentos con salidas intercaladas e incluso se pueden conectar en serie varias operaciones de cuadros. Los cuadros que se pueden conectar en serie se identifican mediante una línea de salida de habilitación (ENO).

Un ejemplo del editor KOP se puede observar en la figura 5.2.

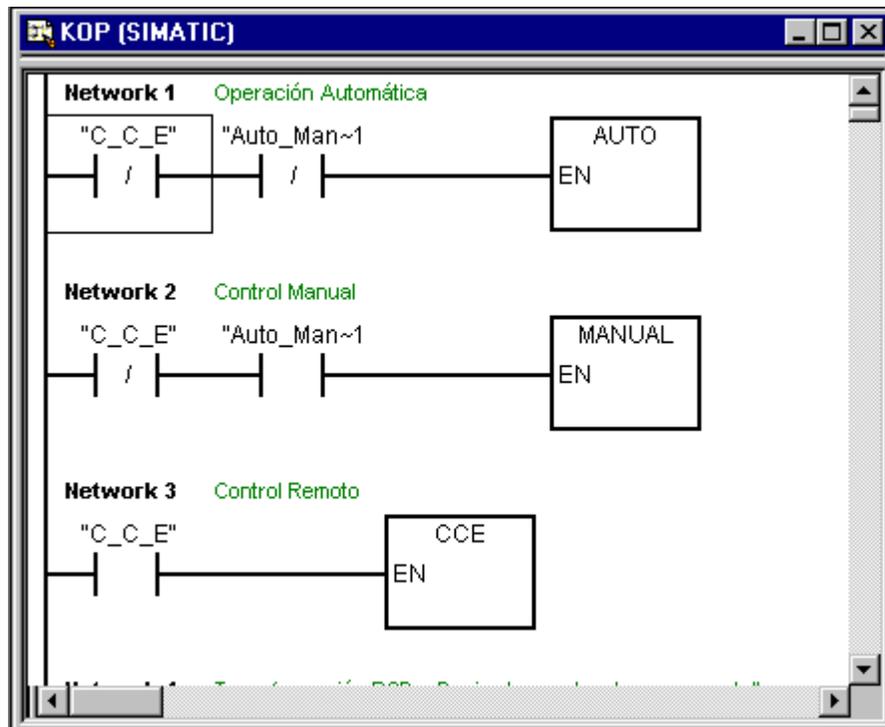


FIGURA 5.2 EJEMPLO DEL EDITOR KOP DE STEP 7 DE MICRO WIN

También se puede trabajar en el ambiente gráfico conocido como FUP, en el cual se visualiza la programación en forma de cuadros lógicos similares a los circuitos de las compuertas lógicas. La lógica del programa se deriva de las conexiones entre dichas operaciones de cuadro. Ello significa que la salida de una operación se puede utilizar para habilitar otra operación con objeto de crear la lógica de control necesaria. Dichas conexiones permiten solucionar fácilmente numerosos problemas lógicos, al igual que con los otros editores.

Los principales aspectos a considerar cuando se desee utilizar el editor FUP:

- El estilo de representación en forma de puertas gráficas se adecuan especialmente para observar el flujo del programa.
- El editor FUP se puede utilizar con los juegos de operaciones SIMATIC e IEC 1131-3.

Un ejemplo del editor FUP observa en la figura 5.3.

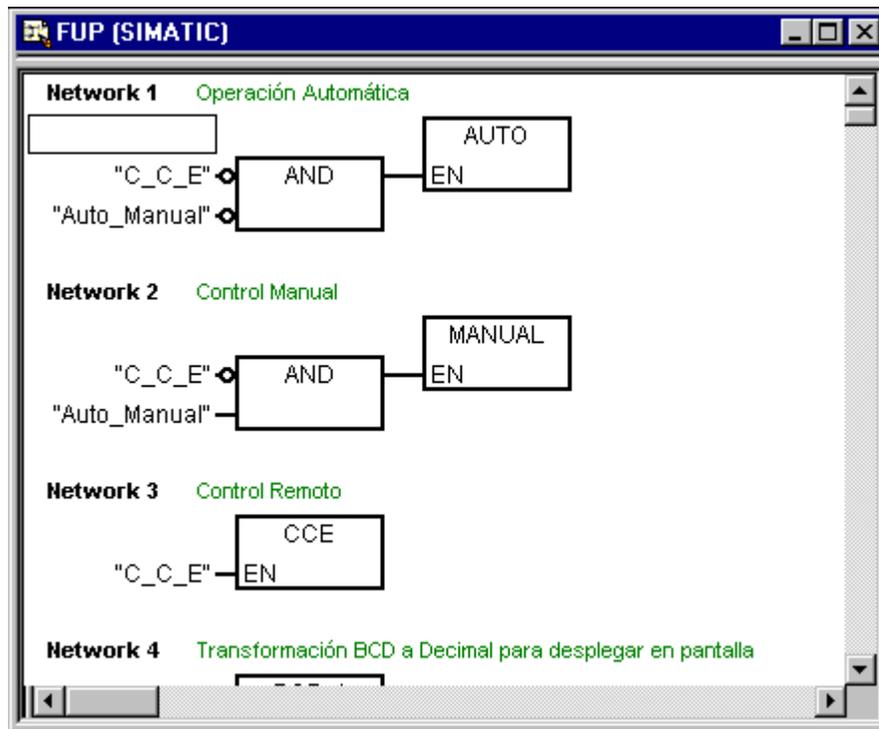


FIGURA 5.3 EJEMPLO DEL EDITOR FUP DE STEP 7 DE MICRO WIN

El último editor del STEP 7 de Micro WIN, es el editor de texto o AWL, es similar al lenguaje de programación en ensamblador, pero con mnemónicos especiales.

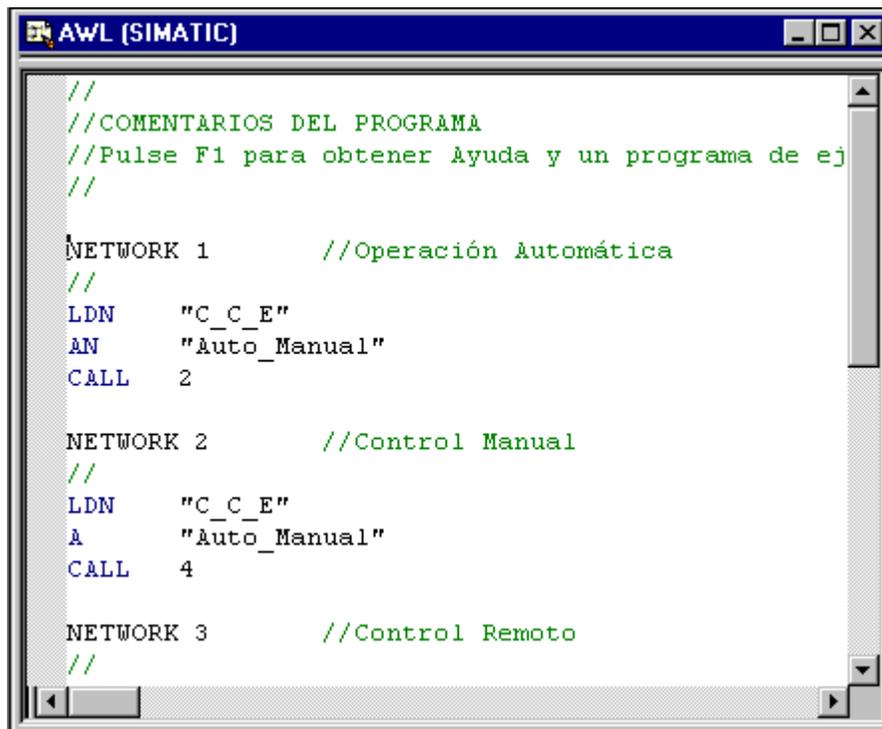
Este editor es para los programadores expertos familiarizados con los sistemas de automatización (PLC's) y lenguaje ensamblador, en él se pueden crear programas que en los otros editores no se pueden crear, ya que presentan restricciones en su programación. Esto se debe a que el AWL es el lenguaje "nativo" del CPU.

Los aspectos principales a considerar cuando se desee utilizar el editor AWL:

- El lenguaje AWL es más apropiado para los programadores expertos.
- En algunos casos, AWL permite solucionar problemas que no se podrían resolver muy fácilmente con los editores KOP o FUP.
- El juego de operaciones SIMATIC sólo se puede utilizar con el editor AWL. Para AWL no se dispone de un juego de operaciones IEC.

- En tanto que el editor AWL se puede utilizar siempre para ver o editar un programa creado con los editores KOP o FUP SIMATIC, lo contrario no es posible en todos los casos. Los editores KOP o FUP SIMATIC no siempre se pueden utilizar para visualizar un programa que se haya creado en AWL.

Un ejemplo de la programación en Step 7, en el editor AWL se observa en la figura 5.4.



```
//
//COMENTARIOS DEL PROGRAMA
//Pulse F1 para obtener Ayuda y un programa de ej
//

NETWORK 1      //Operación Automática
//
LDN   "C_C_E"
AN    "Auto_Manual"
CALL  2

NETWORK 2      //Control Manual
//
LDN   "C_C_E"
A     "Auto_Manual"
CALL  4

NETWORK 3      //Control Remoto
//
```

FIGURA 5.4 EJEMPLO DEL EDITOR AWL DE STEP 7 DE MICRO WIN

5.2 TP Designer

En el caso de la programación del panel TP 070 se utilizó una herramienta complementaria del STEP 7, llamada TP Designer; el cual es específico para programar este tipo de paneles.

Se puede observar en la figura 5.5 un ejemplo del ambiente de programación que presenta esta herramienta.

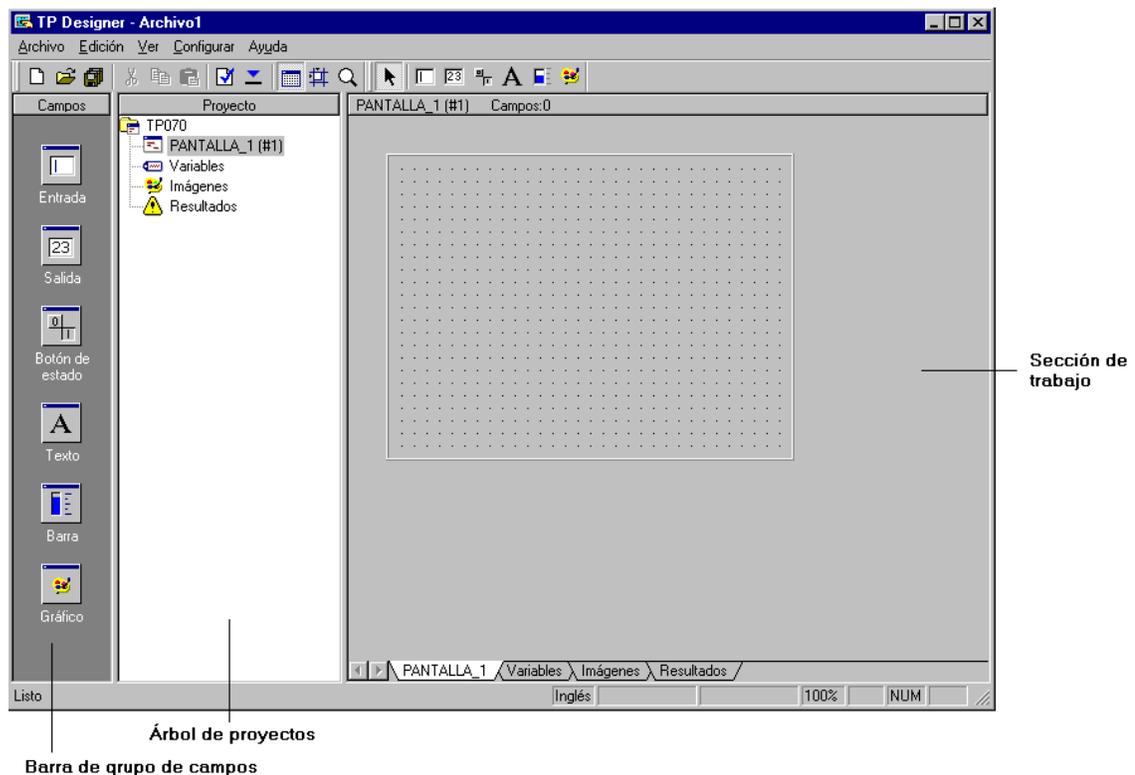


FIGURA 5.5 AMBIENTE DE PROGRAMACIÓN DEL TP DESIGNER

Se puede observar que existen varias secciones:

- La sección de trabajo, en la cual se diseña la pantalla.
- La sección del árbol de proyectos, donde se visualizan las diferentes pantallas.

- Las imágenes a utilizar en el proyecto; los resultados, la cual es para mostrar los resultados de la compilación del programa y las variables utilizadas en el programa del TP 070. Estas últimas pueden ser leídas desde diferentes direcciones de memoria del CPU o como una señal interna del panel.
- La barra de campo, por medio de la cual se pueden introducir objetos para la visualización de señales como las de salida; igualmente se pueden agregar señales de entrada, barras, textos, imágenes y botones de estado.

Por medio de la herramienta TP Designer, es posible configurar estos campos, asignándoles variables y eventos/funciones, los cuales permiten que el panel táctil TP 070 se comuniquen con el programa S7-200. De esta manera se puede alterar el valor de alguna de las variables programadas; a esto se le conoce con el nombre de campos dinámicos.

En el caso de los campos dinámicos de las señales de entrada, cuando estos son seleccionados por el usuario, se despliega en pantalla un teclado. Dicho teclado permite que el operador pueda realizar cualquier cambio a la variable asignada presionando al final de la operación la tecla de entrada para guardar los cambios.

5.2.1 EVENTOS

Los eventos se le pueden asignar a los botones de estado. Por ejemplo, Botón_On_Arriba, con el cual se activa en el momento en que el botón es soltado, en este caso el botón debe ser del tipo palpador; en caso de que el botón sea del tipo interruptor este evento sucede cuando el botón se encontraba pulsado antes de tocarlo.

Si es seleccionado el de Botón_On_Abajo activa el evento en el momento en que es presionado, en el caso de un botón palpador; si es un botón interruptor el evento se activa cada segunda vez que es presionado el botón.

En el caso del evento Modificado, sin importar de qué tipo sea el botón este se activa cada vez que el botón es manipulado.

El evento Seleccionar Campo se activa cada vez que se enfoca el botón de estado; y el evento Cerrar Campo se activa cada vez que se desenfoca el botón de estado.

Es posible configurar un botón con varios eventos a la vez.

5.2.2 FUNCIONES

Las funciones pueden ser configuradas varias a la vez, según el evento que se produzca. Estas le indican al TP 070 que debe hacer cuando se presenta un determinado evento.

Las funciones que pueden ser realizadas por todos los eventos son:

Cambiar_modo: sirve para conmutar el TP 070 a tres diferentes modos de operación:

Online: en este modo el panel se mantiene en comunicación con el S7-200, este es el modo normal de operación.

Offline: este es para desactivar la comunicación con el S7-200.

Carga serie: por medio de este modo se inhibe la comunicación con el S7-200 y el panel espera a que se le cargue un nuevo programa desde el TP Designer.

Invertir_bit: sirve para invertir el valor booleano de una variable.

Activar_bit: coloca un 1 en la variable de tipo booleano seleccionada.

Desactivar_bit: coloca un 0 como valor de la variable booleana seleccionada.

Elegir_pantalla: por medio de ella se elige una pantalla diferente. La pantalla se elige como un valor de la función.

Elegir_pantalla_variable: es para visualizar una pantalla diferente, seleccionada por medio de una variable.

Ajustar_valor: su función es cambiar el valor de una variable; esto se puede hacer de dos maneras, ya sea que el usuario le defina un valor o que se le asigne el valor de otra variable.

Incrementar_valor: incrementa el valor de una variable; por medio de la definición de propiedades de esta función se puede definir en cuanto se incrementará la variable.

Decrementar_valor: sirve para decrementar el valor de una variable; el valor a disminuir es una propiedad que se le puede definir a la función.

Ajustar_contraste: ajustar el valor de contraste del panel y sólo es posible a través de un botón de estado. Por medio de esta función se puede aumentar o disminuir el contraste.

Limpiar_display: desactivar el panel táctil durante un tiempo predeterminado por el programador y sólo se puede activar por medio de un botón de estado exclusivo para esta función.

Calibrar_panel: el panel táctil se puede calibrar de manera que el aspecto de las imágenes se sincronice con los sensores del panel y sólo puede ser accesado por medio de un botón de estado exclusivo para este.

Capítulo 6: Análisis de resultados

Primeramente se debe mencionar que el proyecto se llevó a cabo pensando en las necesidades de la empresa, la seguridad de los trabajadores y la confiabilidad y respaldo de los elementos involucrados en el sistema de control de paralelismo de transformadores.

Es por esto que para aumentar la confiabilidad y seguridad del sistema de control, se agregó una fuente adicional como respaldo para la fuente principal de alimentación de los dispositivos que funcionan a 24V, como lo son el PLC, el panel y la alimentación de los relés. Este respaldo entra en funcionamiento en el momento en que la fuente principal sufre cualquier tipo de daño. De esta manera se garantiza que el sistema de control de paralelismo no deje de funcionar por falta de energía eléctrica.

Además, se agregaron fusibles a las salidas de estas fuentes para proteger a los elementos alimentados por ellas; principalmente de sobrecorrientes que pudieran presentarse y dañar a estos dispositivos.

También se agregaron fusibles para la alimentación de 125V que llega al panel de control de paralelismo, para evitar estos mismos inconvenientes y proteger así a las fuentes de alimentación del sistema, principalmente.

A su vez, es importante aclarar que la alimentación de este sistema se hace por medio del banco de baterías de la subestación, por lo que se hace muy poco probable que este falle.

Por otra parte, en el caso de que el PLC o alguno de sus módulos sufrieran algún daño; existe en bodega un reemplazo para ellos.

Igualmente, el ICE mantendrá una copia del programa del PLC. En caso de que este sufra algún daño el ICE cuenta con personal capacitado y el equipo necesario para realizar la descarga del programa al nuevo PLC.

Así también se dejará una copia del programa de la pantalla táctil, para que de esta forma se pueda programar nuevamente, en caso de ser necesario.

También se dio una charla a los operadores de la subestación y se les entregó un manual de usuario y mantenimiento. Esto con la intención de que aprendieran a utilizar el sistema y conocieran todas sus ventajas, además de proporcionarles una ayuda visual para la utilización del equipo.

6.1 Ejemplo de cálculo de conversión de ciclos de carga reales a equivalentes

Del capítulo 1 tenemos que:

$$\sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \dots + L_N^2 t_N}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_N}}$$

si por ejemplo asumimos que:

$$L_1 = 30\text{KVA}$$

$$L_{11} = 31\text{KVA}$$

$$L_2 = 28\text{KVA}$$

$$L_{12} = 30\text{KVA}$$

$$L_3 = 27\text{KVA}$$

$$L_4 = 28\text{KVA}$$

$$L_5 = 29\text{KVA}$$

$$L_6 = 30\text{KVA}$$

$$L_7 = 31\text{KVA}$$

$$L_8 = 33\text{KVA}$$

$$L_9 = 33\text{KVA}$$

$$L_{10} = 32\text{KVA}$$

y además suponemos que estos valores fueron tomados cada hora, se podría realizar el cálculo de conversión de ciclos de carga reales a equivalentes.

$$\sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + L_4^2 t_4 + L_5^2 t_5 + L_6^2 t_6 + L_7^2 t_7 + L_8^2 t_8 + L_9^2 t_9 + L_{10}^2 t_{10} + L_{11}^2 t_{11} + L_{12}^2 t_{12}}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{10} + t_{11} + t_{12}}}$$

$$\sqrt{\frac{30^2 + 28^2 + 27^2 + 28^2 + 29^2 + 30^2 + 31^2 + 33^2 + 33^2 + 32^2 + 31^2 + 30^2}{12}} \text{ KVA}$$

$$\sqrt{\frac{10962}{12}} \text{ KVA}$$

30.22 KVA

Si por otra parte se quisiera calcular la carga previa equivalente de 12 horas, se realizaría de la siguiente manera:

$$\text{Carga previa equivalente continua de 12 h} = 0.29 \sqrt{\sum_{i=1}^{12} L_i^2}$$

$$= 0.29 \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + L_3^2 + L_4^2 + L_5^2 + L_6^2 + L_7^2 + L_8^2 + L_9^2 + L_{10}^2 + L_{11}^2 + L_{12}^2} \text{ KVA}$$

$$= 0.29 \sqrt{30^2 + 28^2 + 27^2 + 28^2 + 29^2 + 30^2 + 31^2 + 33^2 + 33^2 + 32^2 + 31^2 + 30^2} \text{ KVA}$$

$$= 0.29 \sqrt{10962} \text{ KVA}$$

$$= 30.36 \text{ KVA}$$

6.2 Explicación del diseño con el PLC S7-200

Para la programación se debió tomar en cuenta las señales provenientes del equipo, tales como los disyuntores y derivaciones, reguladores, transformadores y seccionadora de barra; y además, las señales provenientes del panel de control, como lo son la selección Manual/Automático, la selección del regulador en uso, así

como el o los transformadores seleccionados para variar su TAP y las señales de subir o bajar TAP del modo manual y las señales de paro de emergencia.

De estas señales, algunas no se tomaban en cuenta o no era posible la visualización de su estado en el sistema viejo, como por ejemplo las señales de las derivaciones y la seccionadora de barra, entre otras; además de que se incluyeron varias funciones más al sistema. Algunas de estas funciones fueron:

- Visualización del estado de los transformadores, por medio de la pantalla táctil.
- La activación desde la sala de control del disparo térmico de los cambiadores de TAP's o paro de emergencia.

Es importante aclarar que aunque la seccionadora de barra era tomada en cuenta para el funcionamiento del sistema; no era posible ver su estado desde el panel de paralelismo de la sala de control, lo cual era un problema al momento de pasar a modo manual; ya que al no tenerse previamente este detalle se podría correr el riesgo de desbalancear la barra.

El desbalance de la barra se produce cuando uno de los transformadores se encuentra en un valor de TAP diferente al resto de los transformadores con quienes se encuentre trabajando en paralelo; convirtiéndose de esta manera en una carga para el sistema y consumiendo parte de la energía que se debería distribuir al usuario.

De esta forma se obliga a los transformadores que trabajan correctamente, que deban suplir al sistema la energía que los usuarios necesitan y además la energía que el transformador consume.

Además de producir un mayor desgaste en los transformadores, por las razones explicadas en el capítulo 2 de este documento, y por ende, una disminución en su vida útil; se produce un gastos de energía innecesarios para el productor de energía, que en este caso es el ICE.

En el caso de las derivaciones, estas no eran tomadas en cuenta para el control de TAP's anterior; el cual sólo verificaba el estado del disyuntor. Se corrigió esto ya que el transformador puede estar en línea tanto a través del disyuntor como de la derivación. Esto garantiza que las órdenes de subir o bajar provenientes del regulador lleguen al cambiador de TAP's.

Otro de los detalles que se debieron cambiar en el sistema fue la necesidad de tomar en consideración que el transformador se podía encontrar en línea mientras este se hallaba en modo local.

El modo local del transformador es una señal que se selecciona directamente desde el transformador con la cual se supone que las órdenes del regulador no lleguen al trafo. Sin embargo, se debió considerar el problema de que aún estando en modo local, el transformador se encontrase en línea. Si por alguna razón esto sucede y se realiza algún cambio en el valor de los TAP's puede desbalancearse la barra, y el sistema se debe alertar esta anomalía al operador de la subestación, por medio de una alarma visual y sonora.

Es por este motivo que en la programación del PLC, para la parte de alarma se toma en cuenta que el transformador se encuentre en línea sin importar si es operado en local o en remoto. Este último es el modo normal de operación del transformador.

Además se debió considerar, para las alarmas, que existen varias razones por las cuales el variador de TAP's no realice su tarea y son por esas causas que no se puede crear un control completamente automático; ya que si se intentan corregir de manera automática se corre el riesgo de desbalancear aún más la barra.

Por otra parte se debieron confeccionar nuevos planos del sistema que se estaba implementando, ya que estos ayudarán a las personas que posteriormente necesiten revisar el sistema; y también para aquellos que necesiten entenderlo. Estos planos se encuentran en el apéndice B2.

El programa del PLC se encuentra compuesto por un programa principal y nueve subrutinas; las cuales son explicadas a continuación una a una.

6.2.1 Programa principal

Este programa se encarga de llamar a las subrutinas de manual o automático según sea el caso. Además, llama permanentemente a las subrutinas de C_PANTA y BCD_I; también puede accesar la subrutina de PARO_EME en el caso que sea necesario.

6.2.2 Subrutinas

BCD_I: Es la subrutina encargada de convertir el BCD proveniente del transformador a un valor entero.

Los datos provenientes del variador de TAP's son capturados en un registro tipo "Word", el cual es pasado por una AND²⁹ para eliminar los bits 6 y 7 que no pertenecen al BCD. Este nuevo dato se guarda en un registro tipo "Word"; y es convertido a un valor real por medio de la función BCD_I³⁰. Este dato final es el que se despliega en la pantalla del panel de control.

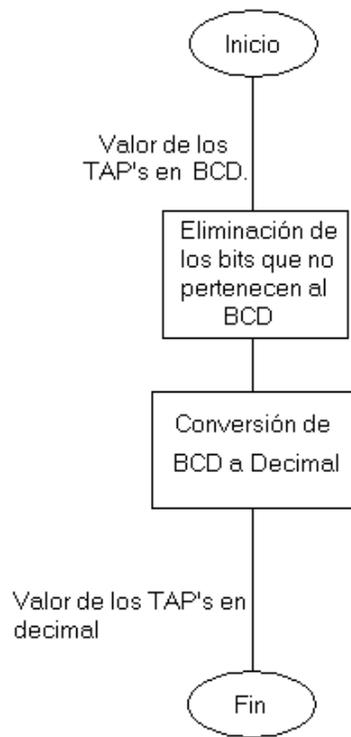


FIGURA 6.1 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA BCD_I

ALAR_AUTO: Subrutina encargada de crear las alarmas del sistema; es llamada por todas las subrutinas del modo automático.

Esta se encarga de utilizar los datos finales obtenidos en la subrutina BCD_I y realizar las comparaciones necesarias del caso.

Si la barra se encuentra abierta se comparan únicamente los TAP's del transformador 1 y 2; pero si la barra está cerrada se deben comparar el valor del TAP del transformador 3 con los valores de TAP de los transformadores 1 y 2.

Si se diera el caso de que los valores de los TAP's no son iguales se procede a activar un contador, con el fin de darle un tiempo de 30 segundos al variador de TAP's para realizar los cambios necesarios.

Se decidió tomar el tiempo de 30 segundos porque se debe tomar en cuenta que el variador más lento dura aproximadamente de 7 a 8 segundos en realizar un

cambio de TAP y además el cambio en la derivación central es doble, lo que significa multiplicar este tiempo por 2. En el caso crítico se tiene que se deben producir dos TAP's y uno de ellos es la central, el tiempo del variador sería de aproximadamente 24 segundos, más el tiempo que le tome al regulador enviar la señal al variar los TAP's y este en reaccionar.

Luego de finalizar el conteo y si se mantiene el error en el paralelismo se produce una señal de alarma, para alertar al operador de turno de la subestación del problema.

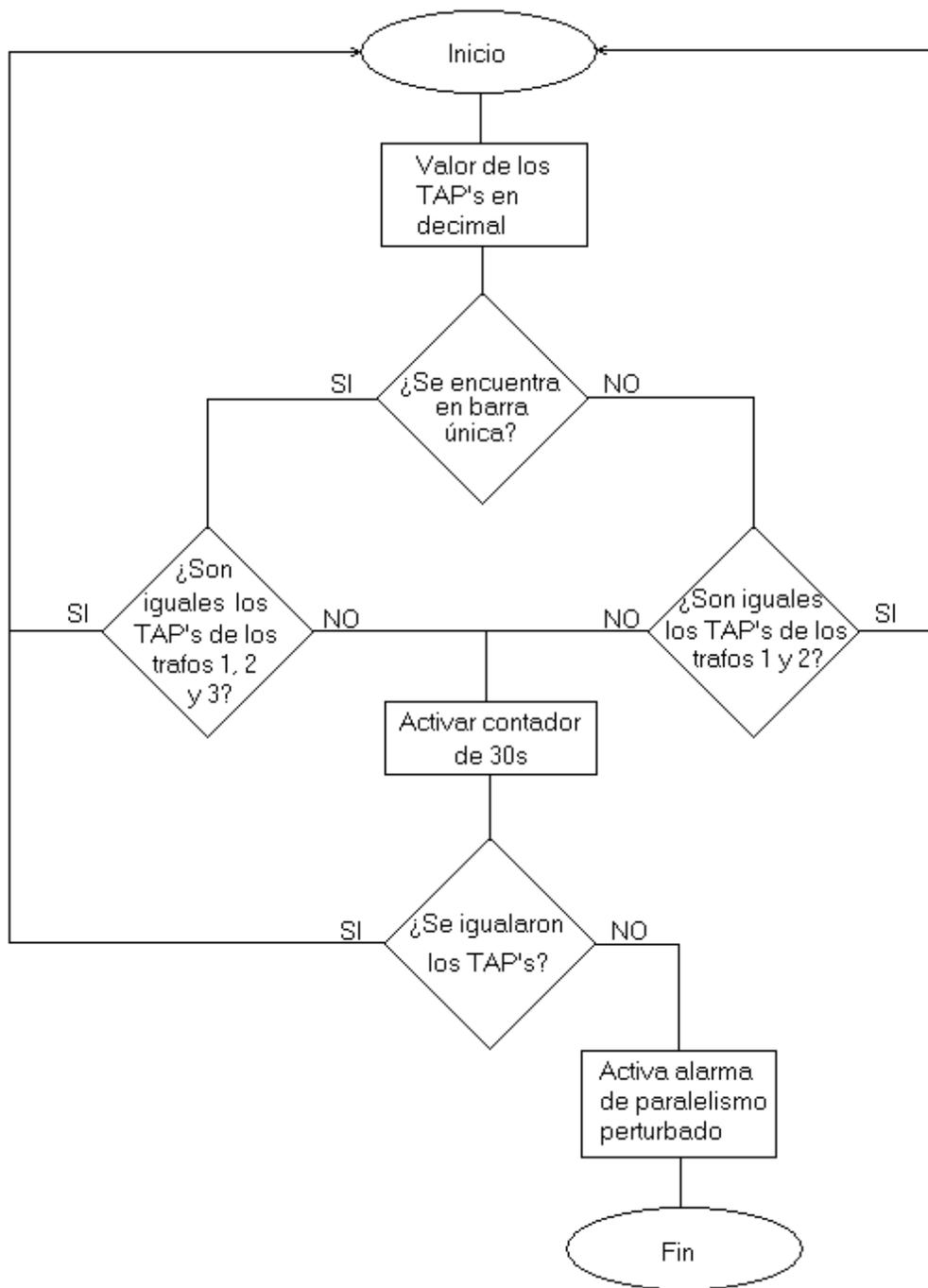


FIGURA 6.2 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBRUTINA ALAR_AUTO

AUTO: Subrutina encargada de trabajar el modo automático del sistema.

Se sabe que el sistema al encontrarse en modo automático puede trabajar de dos maneras, en barra partida o en barra única.

Esta subrutina es la que trabaja propiamente cuando se tiene la barra partida y en caso de presentarse barra única llama a la subrutina correspondiente según el regulador que el operador halla elegido para trabajar.

La subrutina AUTO distribuye las órdenes de los reguladores a los transformadores correspondientes que se encuentren en línea.

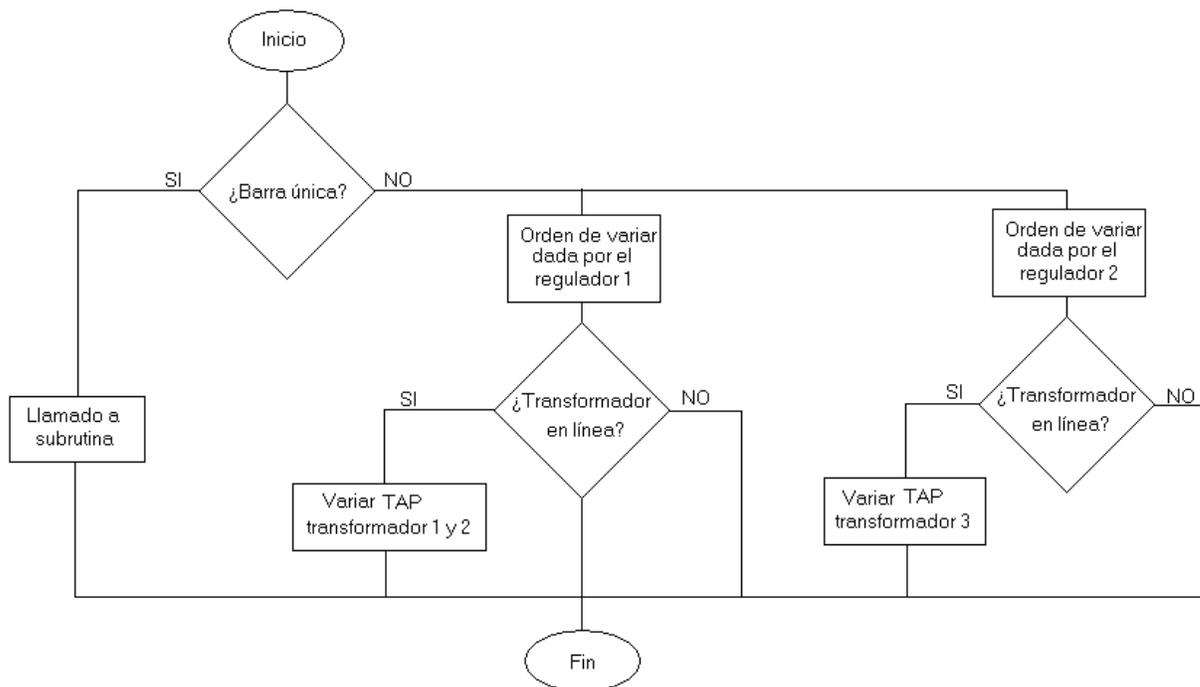


FIGURA 6.3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBRUTINA AUTO

REG_2: Subrutina llamada desde AUTO; se encarga de distribuir las órdenes del regulador 2 a todos los transformadores que se encuentren en línea.

Esta, además, manda una señal de desactivación para el regulador 1.

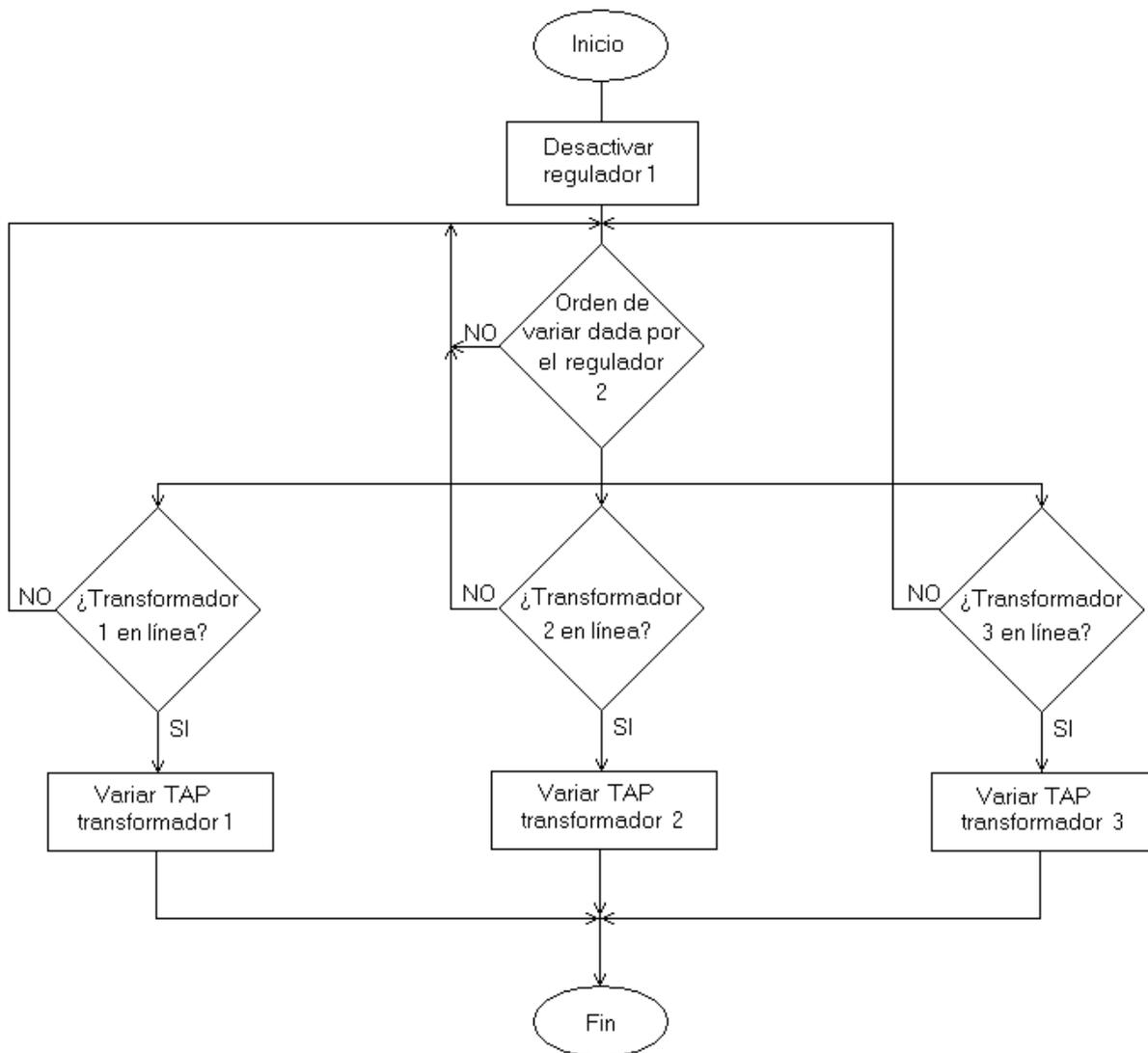


FIGURA 6.4 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA REG_2

REG_1: Es llamada desde AUTO si el operador del sistema ha elegido utilizar el regulador 1.

Esta subrutina envía una señal para desactivar al regulador 2 y distribuye las órdenes dadas por el regulador 1 a los transformadores que se encuentren en línea.

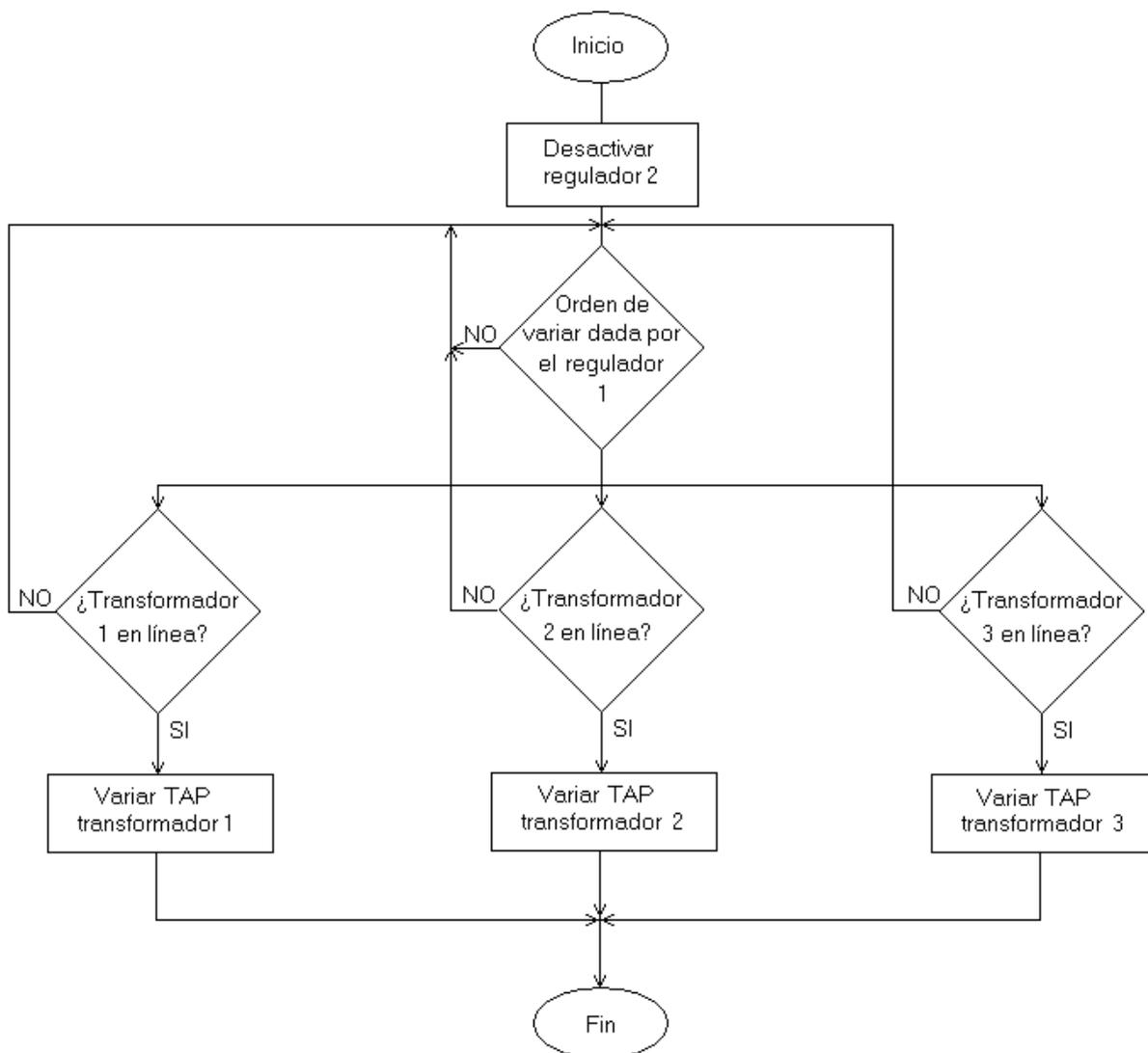


FIGURA 6.5 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBRUTINA REG_1

MANUAL: Subrutina encargada de distribuir las órdenes dadas por el operador de la subestación.

Por medio de las señales enviadas por el panel de control, se determina cual es el o los transformadores a los cuales se deben enviar las señales de subir o bajar TAP, sabiendo que para ello se debe tener al transformador en remoto.

Es importante resaltar en este punto que, sin importar si el transformador se encuentra en línea o no, los valores de los TAP's pueden ser variados; esto porque cuando se debe hacer mantenimiento a un transformador se le deben hacer algunas pruebas y para ello se debe variar su TAP. Además si llegase a llover y los trabajos aún no han finalizado es necesaria una manera de variar el valor del TAP del transformador desde la sala de control para luego ponerlo en línea nuevamente; esto porque es muy peligroso trabajar en el patio de la subestación si está lloviendo.

También manda las órdenes respectivas para que ambos reguladores salgan de funcionamiento, evitando de esta manera que estos intenten enviar señales erróneas a los cambiadores de TAP's.

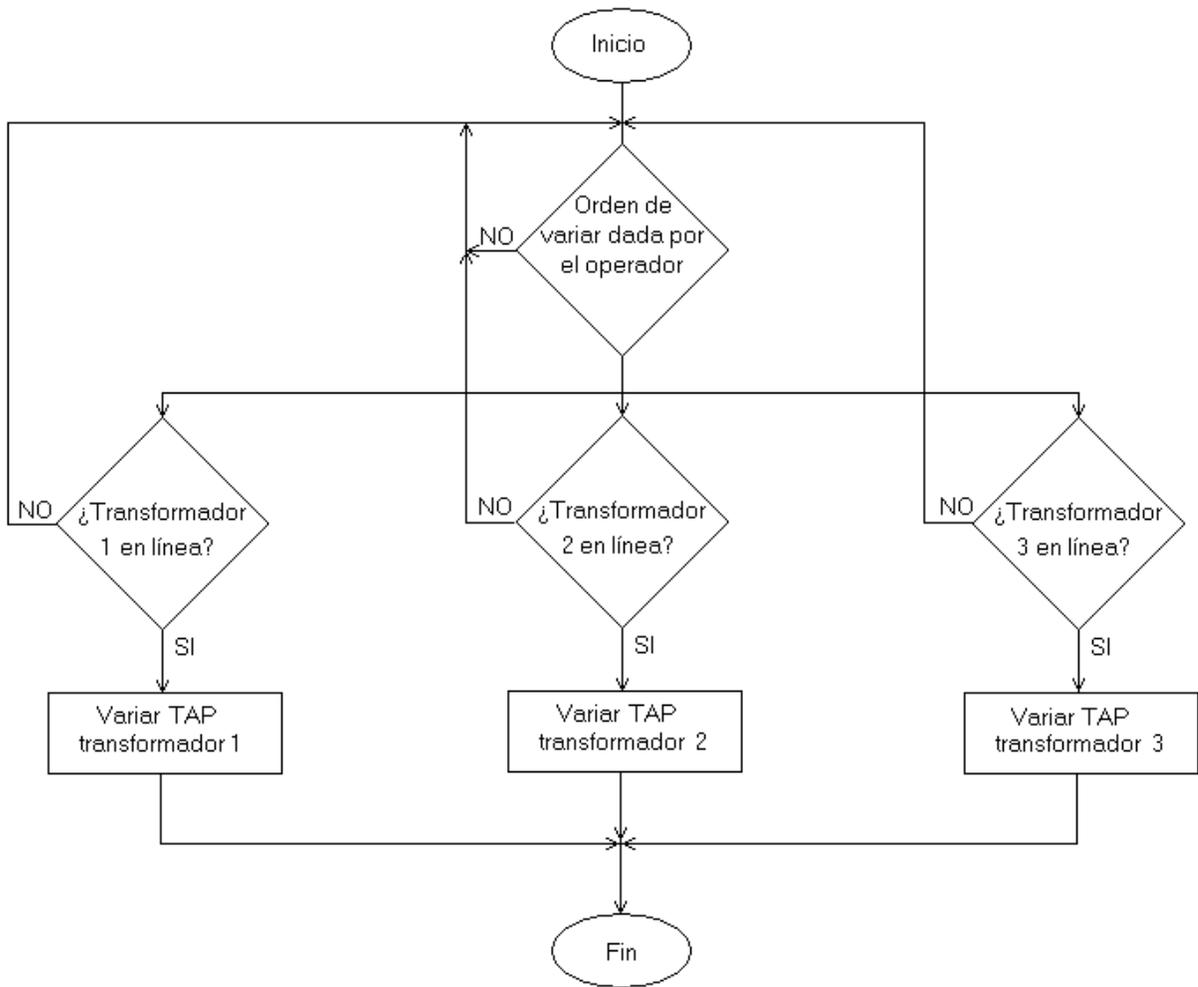


FIGURA 6.6 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA MANUAL

C_PANTA: Encargada de realizar los cambios de pantalla en el panel de control según corresponda.

Al existir pantallas como la de créditos, manual, mantenimiento, entre otras, que pueden ser accedidas desde varios lugares se hizo indispensable crear una forma de retornar a la pantalla desde la cual se fue llamada.

Para ello se utilizó una variable tipo “byte” para realizar los cambios entre las diferentes pantallas.

Para la elección de la pantalla que se despliega en el panel se debió tomar en cuenta el estado de la seccionadora de barra, si el sistema se encuentra en manual o automático y si se produce alguna alarma o no.

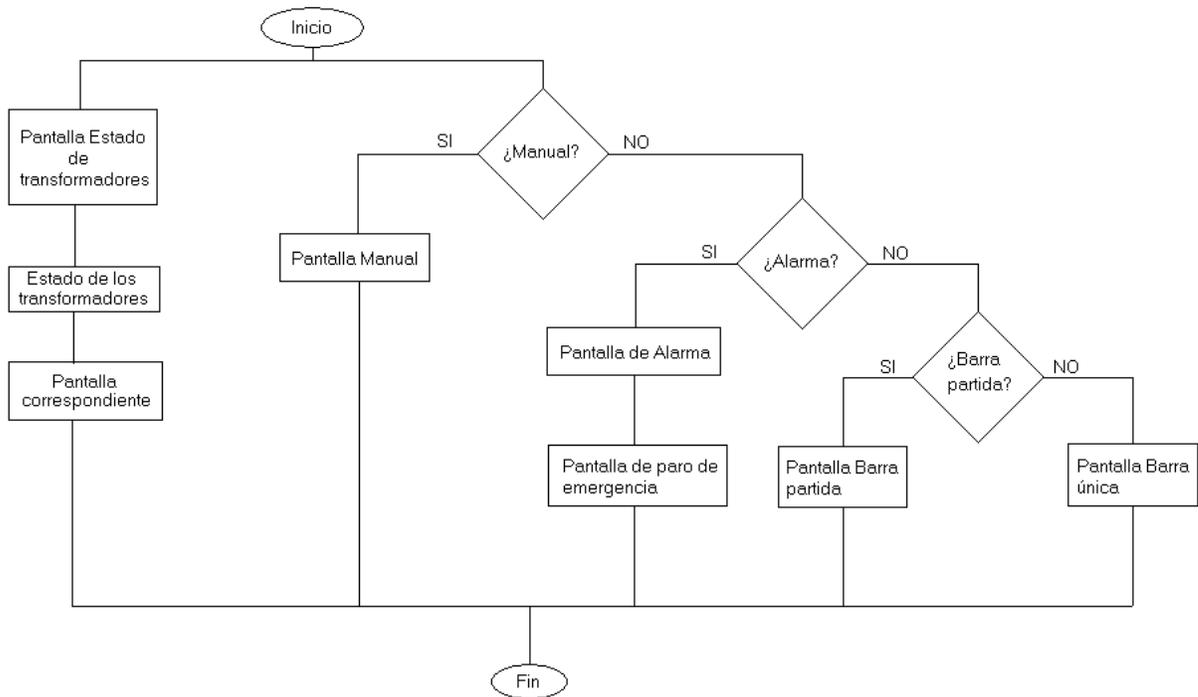


FIGURA 6.7 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA C_PANTA

PARO_EME: esta subrutina fue creada para realizar un paro de emergencia desde la sala de control; ya que antes este paro se debía hacer desde el patio de la subestación, es decir, que se debía ir hasta el cambiador de TAP's para poder realizar el paro de emergencia.

Esta subrutina envía un pulso para que active el relé que va al cambiador de TAP's para detenerle inmediatamente.

Los paros de emergencia se deben efectuar cuando el cambiador de TAP's sube o baja sin control alguno el valor del TAP del transformador. Esta anomalía puede

ser producida porque alguna de las señales, ya sea la de subir o bajar que llega al cambiador, se mantiene activa aún sin que el sistema de regulación lo ordene.

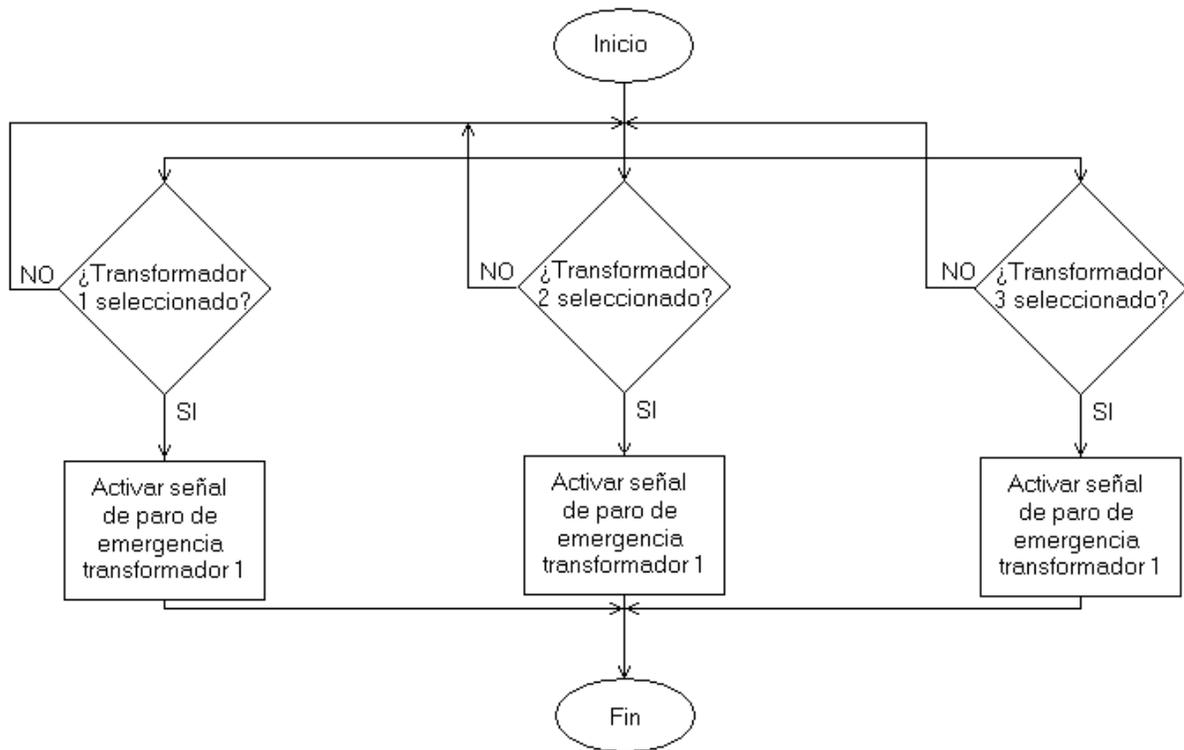


FIGURA 6.8 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBROUTINA PARO_EME

CCE: Es la encargada de distribuir las órdenes que se reciben desde el CENCE para subir o bajar TAP.

Su funcionamiento es muy similar al modo manual, con la única diferencia que quien ejecuta las órdenes es el CENCE. Para ello, el operador deberá presionar un botón en el panel de control que habilita al CENCE para actuar y deshabilita cualquier otra operación desde este panel.

En el diseño también se tomó en cuenta la posibilidad de que en un futuro se puedan realizar cambios a los TAP's desde el CENCE, de aquí la creación de la subrutina CCE.

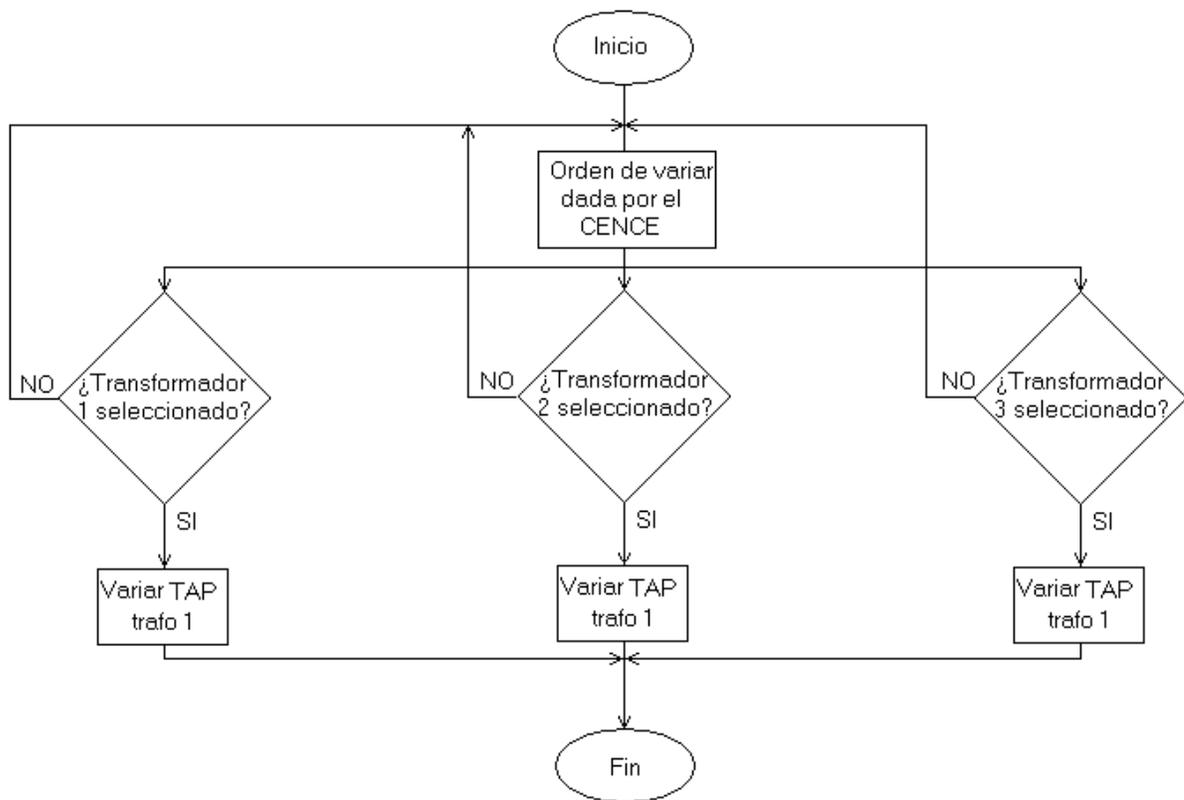


FIGURA 6.9 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SUBRUTINA CCE

6.3 Explicación de la distribución de los relés

El voltaje proveniente del banco de batería es de 125V CD, dado que en el sistema de control de paralelismo existen señales que llegan al panel de control con un voltaje de 125V CD; se debió crear un sistema de acoplamiento de señales por medio de relés para acoplar las entradas del PLC que trabajan a un voltaje de 24 V,. Estos relés se accionan con el voltaje de 125V proveniente de los equipos periféricos y su salida es un voltaje de 24V CD; el cual se dirige a las entradas del PLC.

De igual manera, las salidas del PLC debieron acoplarse para que evitar sobrecargar los relés de salida del PLC y las señales llegaran a sus diferentes

destinos a un voltaje de 125V CD; por lo que se debió utilizar un sistema de relés para su acoplamiento.

Además se debieron analizar las posibles fallas de los relés y de la manera en que iban a perjudicar el sistema, por lo que se escogió en algunos casos relés de tipo N.O y en otro N.C. Luego de un análisis se determinó que si llegase a fallar el relé afectaría en menor medida al sistema.

Este análisis de distribución de los relés se dividió en dos partes, la primera de ellas para las entradas y la segunda para las salidas.

La intención de estos apartados es explicar por qué se eligió el tipo de relé para cada una y los posibles problemas que se presentarían en caso de que el relé fallase. En la figura 6.10 se muestra el respectivo diagrama de distribución de relés.

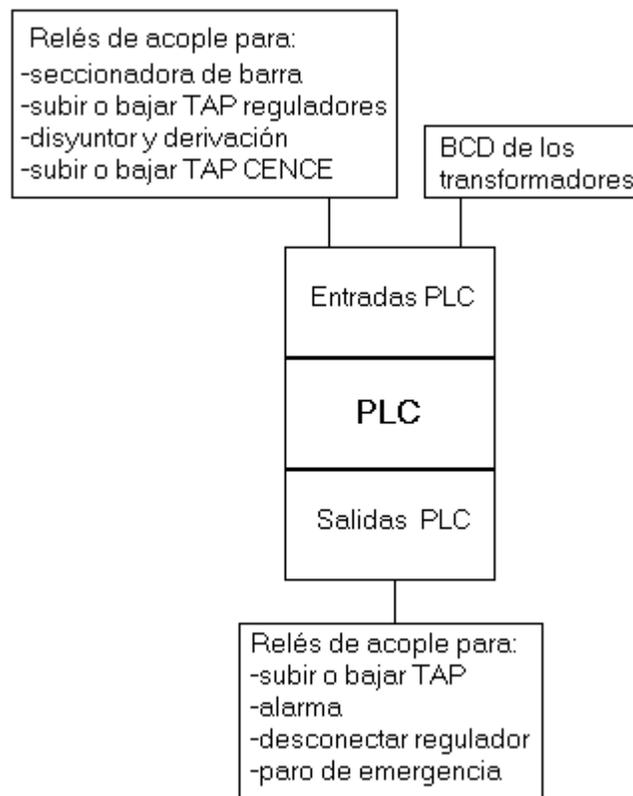


FIGURA 6.10 DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA DISTRIBUCIÓN DE RELÉS

6.3.1 Entradas

Los relés que se utilizan para acoplar la mayoría de las señales de entrada del PLC son del tipo N.O. ya que es más probable que los relés se encuentren inactivos más tiempo del que se activarán. De esta manera nos garantizamos que los relés se encuentren energizados el menor tiempo posible y a su vez procuramos que su tiempo de vida útil sea mayor. Lo anterior implica una disminución en el gasto de la sustitución de componentes y un mayor ahorro de energía.

Sin embargo, existen algunas entradas del PLC que no necesitaron ser acopladas por medio de relés, como es el caso del BCD procedente de cada transformador. Dado que estas señales no interfieren con ningún otro equipo se modificó su voltaje para que trabajen a 24V CD.

En el caso de los disyuntores y derivaciones (pues estos se encuentran en una única señal), las probabilidades de que estos se encuentren en funcionamiento son mayores, por lo tanto, se decidió que los relés que se debían utilizar para estas señales fueran del tipo N.C. Es decir, los dispositivos pasan la mayor parte del tiempo funcionando. De esta manera se ahorra en energía y reemplazo de componentes.

En el caso de que alguno de los relés falle se presenta a continuación una lista de los posibles inconvenientes que se generarían.

Relé de acoplamiento para:

Señales de subir o bajar provenientes de los reguladores o desde el CENCE: este dispositivo quedaría abierto por lo que las órdenes no llegarían al PLC y por ende, este no enviaría las órdenes para variar el TAP. Sin embargo, las consecuencias serían que el sistema produzca una alarma de paralelismo, que puede ser corregida desde la sala de control de la subestación.

El operador a su vez puede detectar un error o un problema en estas señales, pues el voltaje de alimentación de la barra puede cambiar a valores, que por su experiencia pueden definir como no correctos y realizar la corrección necesaria desde el modo manual del sistema.

Se eligieron este tipo de relé (N.O.), ya que las señales de subir o bajar se presentan durante un corto tiempo y generalmente sólo cuando se necesita de alguna corrección, lo que quiere decir que el estado más común de estas señales son las de inactivo, además de que el estado normal de operación del sistema es en modo automático y no manual.

Disyuntores y Derivaciones: se presenta un problema en el estado en que se mantiene el relé de entrada de la señal de los disyuntores y derivaciones, ya que si este llegase a quemarse la señal sería interpretada como si el transformador se encontrara en línea.

Este representaría un problema en el caso de querer dar mantenimiento al transformador y ponerlo fuera de línea, ya que la señal indicaría que el trafo se encuentra en línea y por ende, es susceptible a las órdenes provenientes del regulador y esto podría provocar un accidente.

Sin embargo, si se tomara el relé como N.O. y este se quemara, el transformador quedaría como fuera de línea y de producirse una orden de variar TAP este transformador no variaría y se provocaría un desbalance en la barra sin dar alarma alguna. Además de disminuir la vida útil de estos relés, ya que la mayoría del tiempo permanecerían energizados.

Se decide finalmente colocar un relé N.C., ya que en caso de que se produzca un fallo del mismo, el transformador continuaría siendo regulado y no existiría el problema de desbalancear la barra de distribución.

Por otra parte para el mantenimiento de los transformadores se debe verificar desde el panel de control si la señal que determina si el transformador se encuentra

en línea llega correctamente o no. Esta es una de las razones por las que se creó la pantalla de “Estado de los Transformadores”.

Además, es más probable que el transformador se encuentre en línea que fuera de ella, esta es otra de las razones por las que se eligió este tipo de contactor.

También se puede verificar por medio del manual de mantenimiento cuales son los LED's³¹ del panel de entradas del PLC que deben estar encendidos.

De esta manera se asegura un nivel de información mayor para los trabajadores, y un mayor nivel de seguridad para los empleados que deben trabajar directamente con los transformadores.

Seccionadora: el relé mantendría el estado abierto, por ende el sistema de control de TAP's lo trabajaría como si se encontrara en barra partida. En este caso el estado de barra es visible por medio del panel de control y el operario puede detectar fácilmente el error.

BCD: en el caso del BCD proveniente del transformador no es necesario realizar el acoplamiento por medio de relés, como ya se mencionó anteriormente, ya que estas señales llegan al PLC a 24 V CD.

La única manera de detectar un error en el BCD es verificando el valor de TAP que se muestra directamente en el transformador y compararlo con el del panel de control.

6.3.2 Salidas

Los relés que se utilizarán para **activar y desactivar los reguladores** son del tipo N.C., ya que las probabilidades de que el sistema se encuentre operando en modo automático y barra partida es mayor a cualquier otra de los otros modos de operación.

En el caso de que este relé fallase los reguladores se mantendrían en operación, sin embargo en el momento en que se cambie de modo de operación no existirían riesgos de que las señales provenientes del regulador afecten el sistema, ya que por la estructuración del programa se ignorarían estas órdenes.

De esta manera se asegura el correcto funcionamiento del sistema en modo manual y en modo automático con barra única.

En el caso de las **señales que se dirigen a los diferentes variadores** de TAP's, se utilizaron relés del tipo N.O., pues las probabilidades de que sean activados son menores a las de no serlo.

En caso de que llegase a fallar alguno de los relés; las órdenes de variar TAP no se producirían y el sistema daría la alarma de paralelismo. El operador puede detectar el problema cuando desee variar desde el modo manual el valor del TAP del transformador y este no cambie.

Para el caso de la **señal de alarma**, el tipo de relé utilizado es el N.O.; ya que se supone que una falla en el sistema es menos probable a que el sistema funcione correctamente; y si el relé llegase a fallar aún queda la alarma visual del panel de control para alertar al operador.

Además los operadores deben realizar una inspección de rutina, para anotar los estados de los transformadores y del resto del sistema de distribución de energía, con lo cual nos aseguramos que la pantalla de alarma sea vista.

Paro de emergencia, los relés utilizados son del tipo N.O., ya que las probabilidades de utilizar estas señales son muy remotas, sin embargo son importantes y necesarias tenerlas en consideración para cuando se necesiten utilizar, pues como su nombre lo dice son para emergencias.

Es importante recalcar que no sólo se piensa en la seguridad y confiabilidad del sistema sino también de aquellos que deban trabajar con los transformadores posteriormente.

Además se debe aclarar que los operadores, son quienes velan por el correcto funcionamiento de la subestación; pero que, sin embargo, no son estos quienes dan mantenimiento a los sistemas que utilizan.

En caso de cualquier avería deben alertar a los responsables del caso, y con la ayuda del operador pueden detectar con mayor facilidad la causa de la falla y cómo resolverla, además de su conocimiento previo del sistema.

6.4 Explicación del diseño del panel TP070

Se pretendió crear un ambiente lo más amigable y sencillo posible, para el manejo del sistema de control de TAP's.

Para ello se crearon diferentes pantallas de trabajo, 24 en total; las cuales dependen de diferentes variables del sistema a controlar.

Cuatro de estas pantallas son dependientes del estado de señales, tales como el del selector Manual/Automático, la alarma y el estado de barra. Esta última es una condición que procede de la seccionadora de enlace de barras.

Dieciséis restantes dependen del estado de los disyuntores y derivaciones y del estado de la señal de local proveniente del cambiador de TAP's.

El sistema inicia su funcionamiento en modo automático. Sin embargo, el modo automático presenta dos posibles pantallas; las cuales dependen del estado de la seccionadora de enlace de barras. Esto, porque se presentan diferentes opciones de selección si la barra se encuentra cerrada o si la barra se encuentra abierta.

En el caso de que la seccionadora de barra se encuentre abierta se presentará la opción de cambiar el sistema a modo manual y el botón de paro de emergencia; como se observa en la figura 6.11.

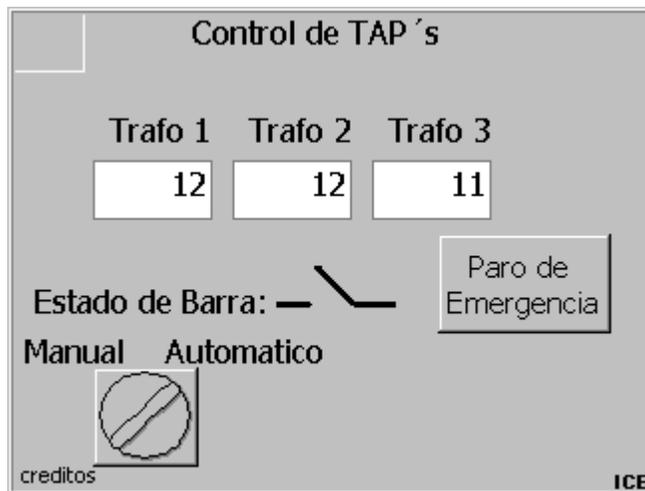


FIGURA 6.11 PANTALLA DEL PANEL CUANDO EL SISTEMA SE ENCUENTRA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA PARTIDA

Pero si la seccionadora de barra se encuentra cerrada aparecerá adicionalmente una opción de selección de regulador; esto con el propósito de poder dar mantenimiento a uno de los reguladores, o en caso de que el otro de ellos falle. La pantalla mencionada se observa en la figura 6.12.

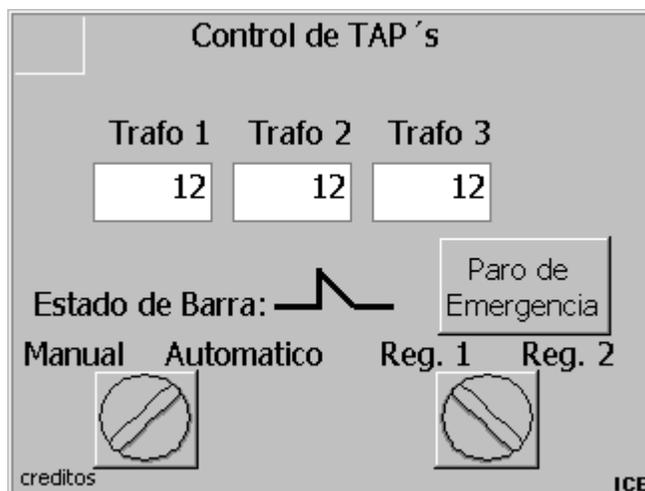


FIGURA 6.12 PANTALLA DEL PANEL CUANDO EL SISTEMA SE ENCUENTRA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA ÚNICA

Cuando se produce una alarma en el sistema, la cual es activada por el PLC (quien sólo se presenta cuando se trabaja en modo automático) se despliega en el panel la pantalla de alarma.

La intención de esta pantalla de alarma es la de alertar de manera visual al operador que existe un error en el paralelismo. Esta pantalla se observa en la figura 6.13.

Para corregir el error presente en el paralelismo se presenta el botón de selección para cambiar de automático a manual y de esta forma realizar el cambio de TAP.

En el caso de que el error de paralelismo sea provocado porque el cambiador de TAP's sube o baja sin control alguno, se presenta un botón para acceder a la pantalla de paro de emergencia.

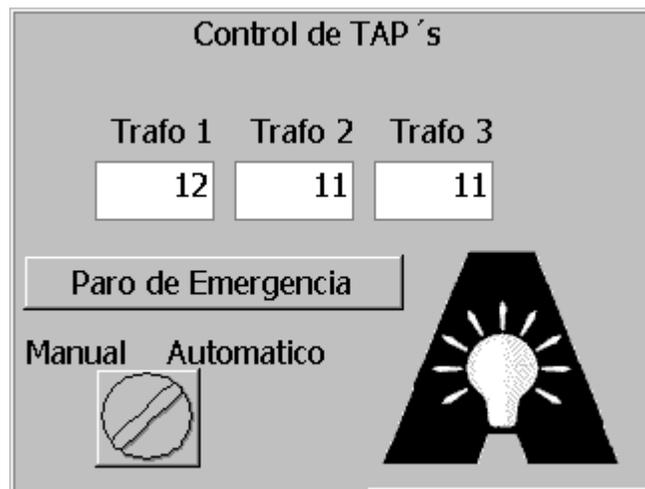


FIGURA 6.13 PANTALLA DEL PANEL CUANDO SE PRESENTA UNA ALARMA

La pantalla de paro de emergencia es accesada desde cualquiera de las pantallas explicadas con anterioridad y desde la pantalla de modo manual.

En la pantalla de paro de emergencia se observan tres botones con el nombre de los transformadores, que al ser presionados envían una señal de disparo al térmico

del motor del cambiador de TAP's correspondiente para que se detenga inmediatamente.

El botón de “volver” accesa la pantalla de modo manual, para que de esta forma no se produzca nuevamente la alarma de error de paralelismo y el sistema pueda ser controlado desde la sala de control. Esta pantalla se observa en la figura 6.14.

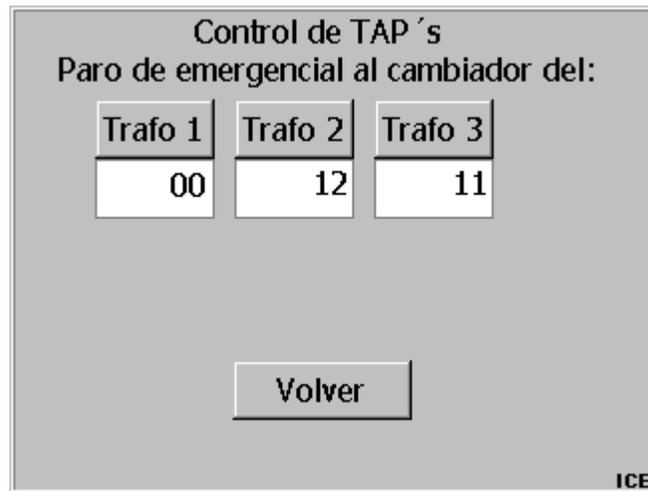


FIGURA 6.14 PANTALLA DE PARO DE EMERGENCIA

La pantalla correspondiente al modo manual es elegida desde cualquiera de las pantallas de modo automático (Ver figuras 6.11 y 6.12) o desde la pantalla de alarma (Figura 6.13) y es accesada directamente desde la pantalla de paro de emergencia.

Desde la pantalla de modo manual se pueden realizar cambios en los TAP's a uno o varios de los transformadores. Esto se realiza presionando el botón que presenta el nombre del transformador correspondiente que se desea variar y luego presionando el botón de subir o bajar que se encuentran a un lado en la pantalla.

Se debe presionar nuevamente el botón correspondiente para desactivar el mando y evitar una operación accidental.

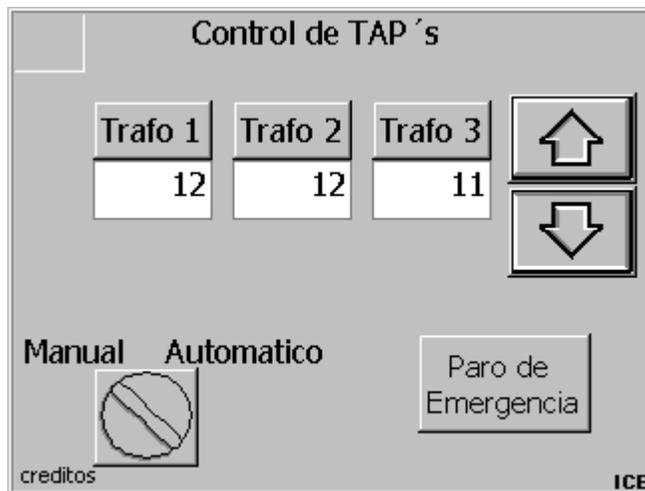


FIGURA 6.15 PANTALLA DEL PANEL CUANDO EL SISTEMA SE ENCUENTRA EN MODO MANUAL

Existe además la pantalla para el mantenimiento del panel, figura 6.16.

Para ingresar a esta pantalla se debe presionar un botón oculto que se encuentra en la esquina superior izquierda de varias pantallas; este botón oculto está en todas las pantallas mencionadas anteriormente con la excepción de la pantalla de alarma y paro de emergencia.

La pantalla de mantenimiento posee varias opciones, como por ejemplo:

- el de disminuir o aumentar el contraste del panel
- desactivar el panel durante 30 segundos con el fin de limpiarla sin que se produzcan señales que puedan afectar el correcto funcionamiento del sistema
- una opción para desactivar la comunicación con el PLC con la intención de verificar las señales provenientes del panel o el PLC
- “Carga en Serie” se puede cargar un nuevo programa al panel o en su defecto reiniciarlo
- opción para verificar cuales transformadores se encuentran en línea
- opción para identificar cuales transformadores se encuentran en modo local.



FIGURA 6.16 PANTALLA PARA EL MANTENIMIENTO DEL PANEL

Al presionar el botón de “Línea”, en la pantalla de mantenimiento, se despliega en pantalla que le dice al operador los transformadores que se encuentran en línea, un ejemplo de esto son las figuras 6.17 y 6.18.

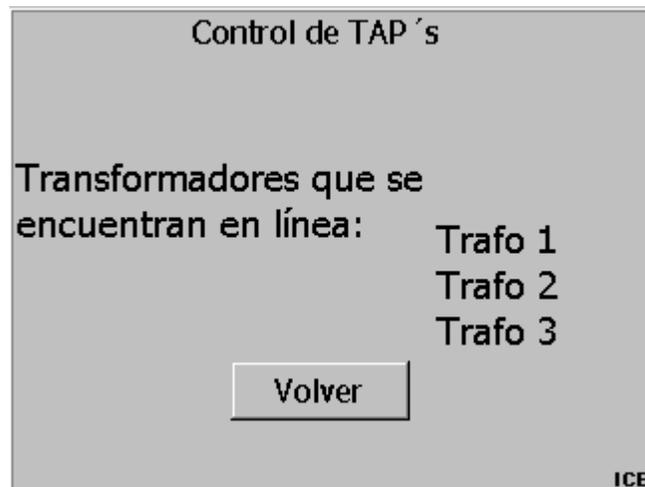


FIGURA 6.17 PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES EN LÍNEA

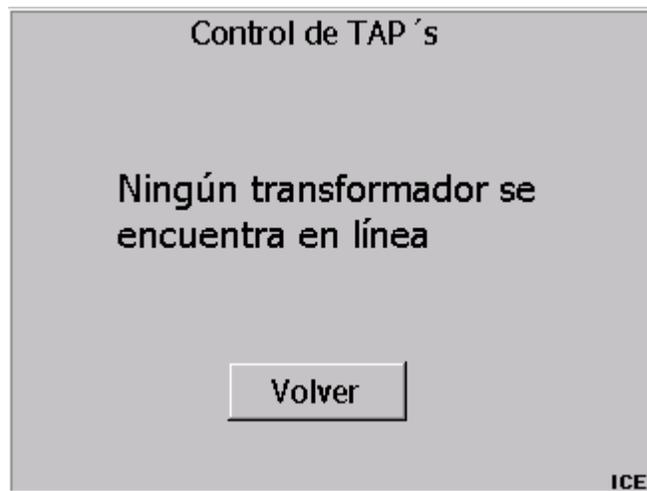


FIGURA 6.18 PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES FUERA DE LÍNEA

Si por el contrario se presiona el botón de “Local” de la figura 6.16, se despliega en pantalla los transformadores que se encuentran en modo local. Un ejemplo de la información que se muestra son las figuras 6.19 y 6.20.

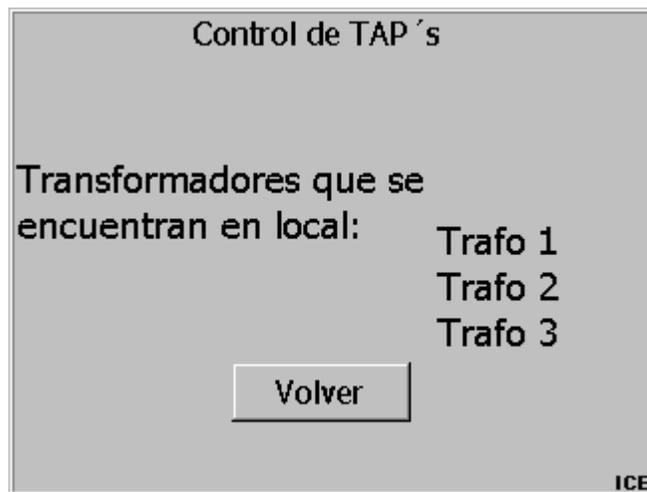


FIGURA 6.19 PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES EN LOCAL



FIGURA 6.20 PANTALLA DE INDICACIÓN DE TODOS LOS TRANSFORMADORES EN REMOTO

Además al presionarse el botón de “Volver” de estas pantallas (figuras 6.17, 6.18, 6.19 y 6.20), se accesa directamente a la pantalla de modo manual.

6.5 Otras correcciones al sistema

Además de los cambios realizados del panel de control de la sala de control, se realizaron otras variaciones en el patio de la subestación, más específicamente en los gabinetes y cambiadores de los transformadores.

Estos cambios se efectuaron con la intención hacer más seguro y confiable el sistema, además de fácil de manejar.

Estas mejoras se resumen básicamente en cambiar los selectores de local/remoto del gabinete al cambiador de TAP's, al igual que los botones de subir y bajar que se encontraban el gabinete. Esto con la intención de que sea más fácil de manejar.

De igual manera, se creó una manera de bloquear las señales de subir y bajar, en el caso de que el sistema no se encuentre trabajando en modo local.

De esta forma evitamos que se presenten señales simultáneas en el cambiador de TAP y que este realice más cambios de los debidos y produzca algún tipo de error.

Todo esto se realizó porque el gabinete se encuentra del lado opuesto al cambiador y es incómodo para quien realice los cambios de TAP el verificar que estos se ejecuten correctamente. Ya que en el cambiador es donde se puede observar el valor del TAP si uno se encuentra en el patio de la subestación.

Además de las facilidades para verificar el valor del TAP y que no se produzcan señales simultáneas; es importante por orden, ya que no es conveniente tener los controles para el cambiador en diferentes gabinetes, pues se puede prestar para confusiones.

6.6 Alcances y limitaciones

Se pretendía determinar de una manera más sencilla si se producía algún problema en las señales que llegan del patio de la subestación. Para ello se utilizarían señales diferentes para los disyuntores y las derivaciones; sin embargo, esto no se logró realizar por falta de materiales.

Por otra parte se tiene que el sistema es más simple y fácil de manejar, ya que gracias al panel de control, cada pantalla despliega las elecciones posibles para cada uno de los modos de operación y además despliega información acerca del estado de la barra de enlace.

Se logró encontrar, además, una solución más segura y confiable con respecto al sistema de control y a la seguridad de los trabajadores encargados de dar mantenimiento a los transformadores; ya que se bloquean las señales de variar TAP provenientes de los reguladores cuando el transformador se encuentra fuera de línea.

En el caso de que los reguladores no sean desconectados, se tiene la ventaja de que cualquier señal proveniente de ellos no es tomada en cuenta por el sistema.

Los TAP's pueden ser variados desde el modo manual aún y cuando estos no se encuentren en línea. Esto debido a que se necesita que el transformador se encuentre en el mismo TAP que los otros transformadores para, posteriormente, ponerlo en línea, ya que de no ser así se produciría un desbalance en la barra.

En el caso de que lloviera y el transformador no hubiera sido "balanceado" con los otros transformadores debe existir una manera de hacerlo sin estar en el patio de la subestación bajo la lluvia, ya que en un lugar como este; una subestación en donde se trabajan con altos voltajes, es un riesgo para los trabajadores realizar cualquier tipo de maniobra en esas condiciones.

Existieron problemas con el panel TP070, ya que acepta únicamente 30 pantallas y además en su software de programación no existe la posibilidad de crear objetos que aparezcan o desaparezcan según un determinado evento, sino que se deben crear pantallas para que visualmente se de la impresión de que el objetivo aparece y desaparece.

Sin embargo, se puede obtener, por medio de la pantalla, información acerca de los transformadores que con el sistema anterior sólo se podía obtener leyéndola directamente del transformador; como por ejemplo si se encuentra en modo local o remoto.

También se puede obtener información desde el panel de control, si el transformador se encuentra en línea o fuera de línea.

Se tiene además una mayor facilidad en la revisión del sistema de control, lo que ayuda a aumentar la seguridad y confiabilidad del sistema.

Así también, posee la facilidad de expansión, ya que de agregarse un transformador más se cambiaría el código del programa del PLC y se agregaría un módulo más de entradas. Y en el caso del panel de control se agregaría en las pantallas la visualización del TAP del transformador 4.

En general, el PLC presenta la ventaja de que es fácilmente programable y por ende, los cambios que se deban hacer para agregar un transformador más al sistema físico, son relativamente pocos.

El sistema es, en general, bastante seguro y confiable; ya que fue creado pensando en los posibles problemas que se podrían presentar y las condiciones más recomendables en las que debe funcionar el sistema en caso de falla.

Se buscó además, que el sistema facilitara al operador la revisión de manera remota el estado en que se encuentra el transformador (modo local o remoto, en línea o fuera de línea).

También se intentó que de manera remota, es decir, desde la sala de control se pueda detener el cambiador de TAP's en caso de que este sufra algún tipo de desperfecto y varíe al transformador sin ningún tipo de regulación.

Además de realizar todas las tareas que el antiguo sistema hacía de manera alambrada; haciendo el sistema actual más simple de revisar.

Por otra parte, se realizaron ciertos ajustes en el transformador marca ABB, para que desde ellos no se variara el TAP hasta que no estuviera en modo local. Esto porque antes existía la posibilidad de que los mandos de subir o bajar TAP no tenían ningún tipo de bloqueo, por lo que cualquiera podía variar el transformador cuando quisiera sin necesidad de ponerlo en local.

Al mismo tiempo, se le hizo un cambio parecido a los transformadores Fuji, ya a que estos se debían cambiar un par de selectores para lograr variar el TAP al transformador y volver al cambiador de TAP's para dar las señales de subir y bajar. Se realizó el cambio para que el selector de local/remoto y los botones de subir y bajar estuvieran en el cambiador en lugar del gabinete del transformador.

Al agregar las señales de paro de emergencia se debieron alambrear al cambiador de TAP's estas, pues antes no se encontraban alambradas.

En las figuras 6.21 y 6.22 se observan fotografías del sistema de control de paralelismo de la subestación de Heredia.



Cámara digital

FIGURA 6.21 FOTOGRAFÍA DEL GABINETE DEL SISTEMA DE CONTROL DE PARALELISMO

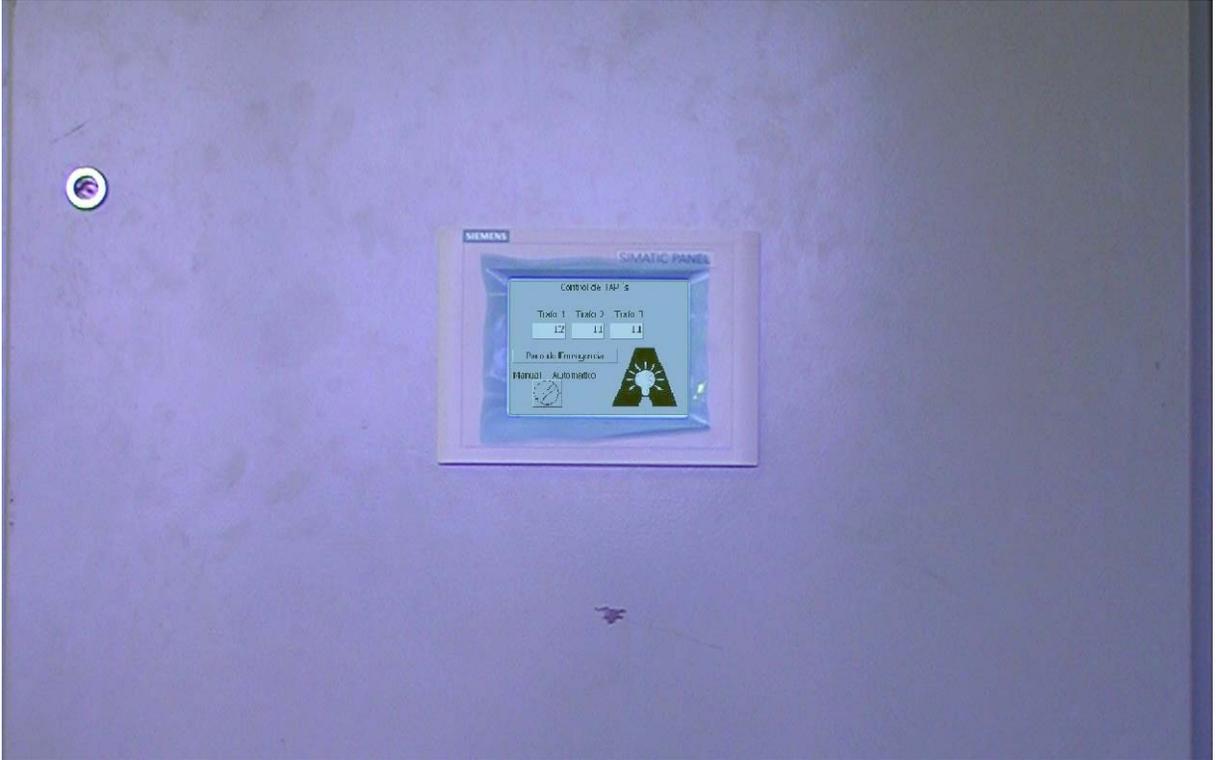


FIGURA 6.22 FOTOGRAFÍA DEL PANEL DE CONTROL DE PARALELISMO

Cámara digital

Capítulo 7: Conclusiones

- El sistema anterior no toma en cuenta las derivaciones para determinar si el transformador se encuentra en línea.
- Los repuestos del sistema anterior eran difíciles de conseguir en el mercado.
- Se adecuó el sistema a una tecnología actual, con un mayor respaldo de repuestos y opción de integración a un sistema de control distribuido.
- El sistema anterior era antiguo, poco eficiente y difícil de manejar, con el nuevo sistema se logró una mayor eficiencia en la distribución de las señales y su manejo es más sencillo.
- El nuevo sistema toma en cuenta tanto los disyuntores como las derivaciones para determinar si el transformador se encuentra en línea.
- El nuevo sistema es más eficiente y seguro.
- El nuevo sistema cuenta con un sistema de acoplamiento por medio de relés para las salidas y algunas entradas.
- El nuevo sistema se encarga de realizar las comparaciones entre los diferentes valores de TAP's por medio del PLC.
- Se creó un sistema con una configuración del cableado más simple de revisar.
- El sistema nuevo posee más posibilidades de expansión.

Capítulo 8: Recomendaciones

- Para el caso de que se desee ampliar el sistema de control a cuatro transformadores se debe reprogramar el PLC y la pantalla, y se debe alambrar las señales necesarias para el control del dispositivo.
- Es necesario que se mantengan en bodega un par de módulos de reserva y otro PLC, en caso de que alguno de ellos sufra daños.
- Puesto que la pantalla táctil posee una vida útil de 50 000 horas (5 años y 7 meses), es importante que se mantenga en bodega, un repuesto cambiarla cuando sea necesario.
- Sería conveniente que en el futuro se separen las señales de los disyuntores y las derivaciones, con el fin de que estas sean más fáciles de revisar en caso de falla.

Bibliografía

Garzón, Rubén D.; ***Voltaje Breaker Applications***. Editorial Marcel Dekker, INC. 1997.

ABB, ***Documentación de productos***. Editorial ABB Switchgear AB. 1998.

Alstom Transmission & Distribution, ***Instrucciones para el montaje y el mantenimiento***. 2da. Edición, 1998.

Ramirez V., D. José; Beltran V., D. Lorenzo y otros, ***Enciclopedia CEAC de electricidad. Estaciones de Transformación y distribución Protección de sistemas eléctricos***. Ediciones CEAC, S.A., España, 1991.

Enlaces de internet

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/le-gro/normiram.htm> Transmisión de energía.

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/cme/vol-05/1capit8/cm-08a.htm>
Potencia nominal y sobrecarga de transformadores.

http://strategis.ic.gc.ca/Ces_Web/_providers_info_.cfm?target=spanish&CES_ES TBLMT_NO=989 El envejecimiento prematuro de los transformadores de muy alto voltaje a "respiración libre.

http://ic.net/~eii/cape/pf_sp.htm Flujo de potencia.

Para la programación se utilizó la ayuda que presenta el software de programación.

Glosario

¹ PLC: control lógico programable (Programmable Logic Control).

² KOP: programación en cascada.

³ HMI: Interface Humano-Máquina (Human Machine Interface).

⁴ Corrientes de Foucault: corrientes que circulan entre y dentro de los conductores aislados

⁵ elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente de acuerdo con IEEE Std.C57.12.00-1993

⁶ TAP: derivación o devanado del transformador.

⁷ Relación de transformación: relación que existe entre las espiras del primario con respecto a las espiras del secundario de un transformador.

⁸ Para mayor información ver la sección 1.4 de este documento.

⁹ CENCE: Centro de Control de Energía

¹⁰ BIL: nivel básico de impulso (Basic Impulse Level).

¹¹ CPU: Unidad de Procesamiento Central

¹² CD: Corriente Directa.

¹³ EEPROM: Memoria de lectura borrrable y programable electrónicamente.

¹⁴ RAM: Memoria de Acceso Aleatorio (Random Access Memory).

¹⁵ ON: encendido.

¹⁶ OFF: apagado.

¹⁷ HMI: interfase humano-máquina

¹⁸ RISC: Reduced Instruction Set Computing

¹⁹ LCD: pantalla de cristal líquido (Liquid Cristal Display)

- ²⁰ N.O.: estado Normalmente Abierto (Normally Open).
- ²¹ N.C.: estado Normalmente Cerrado (Normally Close).
- ²² IEC: Comisión Electrónica Internacional (International Electrotechnical Comisión)
- ²³ KOP: esquema de contactos.
- ²⁴ AWL: lista de instrucciones.
- ²⁵ FUP: diagrama de funciones.
- ²⁶ ADD_I: suma de enteros.
- ²⁷ ADD_R: suma de números reales.
- ²⁸ ADD: suma.
- ²⁹ AND: compuerta tipo Y.
- ³⁰ BCD_I: función que convierte el código BCD a código decimal.
- ³¹ LED: Diodo Emisor de Luz.

Apéndices

Apéndice A.1: Manual de usuario

A.1.1. Utilización de la Pantalla:

Normalmente cuando se enciende el panel se debe esperar hasta que aparezca la pantalla con los valores de los TAP's de los transformadores.

Nota:

El sistema inicia en modo automático.

A.1.2. Modo Automático:

Cuando el sistema se encuentra en modo automático, los reguladores son quienes rigen el sistema. Para que los transformadores sean regulados estos deben encontrarse en línea, es decir, que el disyuntor o la derivación se encuentren operando y el selector Local/Remoto del transformador debe encontrarse en remoto.

Por lo tanto, el operador sólo debe preocuparse porque no se presenten alarmas, y si estas se presentan el operador debe eliminarla. (Ver Alarmas)

En este modo se pueden presentar dos casos, que la seccionadora de barra se encuentre abierta (barra partida) o que se encuentre cerrada (barra única). Estos casos se explican a continuación.

A.1.2.1 Barra partida:

En la pantalla se observará el valor del TAP en que se encuentra cada uno de los transformadores.

Un diagrama indica el estado en que se encuentra la seccionadora de barra, en el caso de la Figura A.1.1 el estado de la seccionadora es abierto y por lo tanto la barra se encuentra partida.

También aparece, al lado del diagrama de estado de barra, un botón para ingresar a la pantalla de paro de emergencia del cambiador de TAP's (Ver Paro de emergencia).

Aparecerá además un botón tipo selector para pasar de modo automático a modo manual al ser presionado.

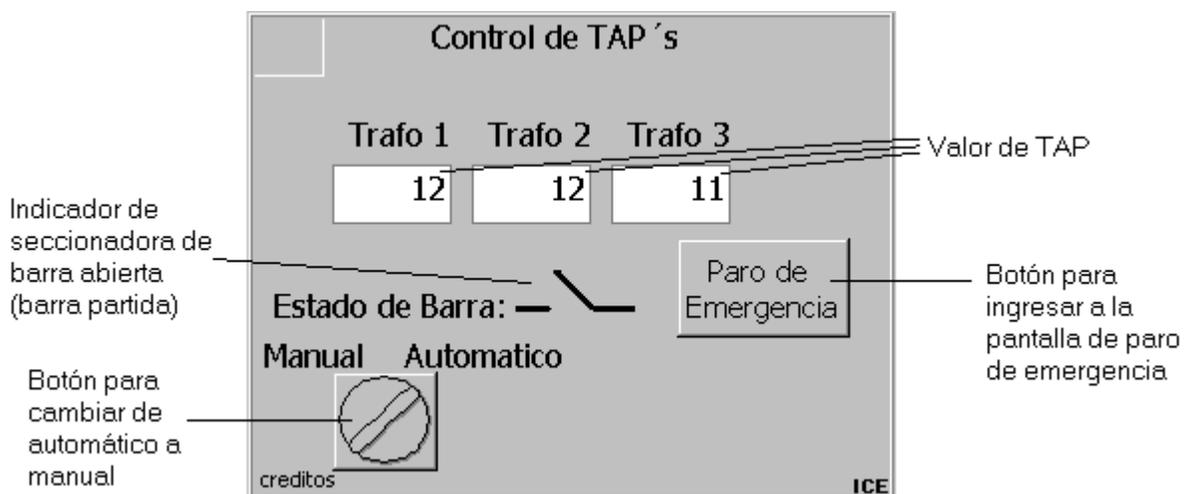


FIGURA A.1.1 PANTALLA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA PARTIDA

A.1.2.2 Barra única:

En caso de que se encuentre el sistema trabajando en modo automático y barra única, como se puede observar en la Figura A.1.2, aparecerá además una opción de selección de regulador.

Presione el selector para cambiar el regulador de 1 a 2 y viceversa. Esto con la intención de que se pueda dar mantenimiento a uno de los reguladores, o en caso de que uno de los reguladores falle.

En caso de que desee cambiar a modo manual presione el selector de Manual/Automático.

Al lado del indicador de estado de barra, se encuentra un botón para ingresar a la pantalla de paro de emergencia en caso de ser necesario.

FIGURA A.1.2 PANTALLA EN MODO AUTOMÁTICO Y BARRA ÚNICA

Nota:

El selector del regulador sólo aparecerá en el caso de barra única y modo automático

117

A.2.2. Modo Manual:

En el caso de que se esté utilizando el modo manual, aparecerán los nombres de los transformadores en botones. Figura A.1.3.

Presione el o los botones de selección del transformador para elegir los transformadores a los cuales se les desea variar el TAP, por medio de los botones de subir y bajar.

Cuando ya no se desee variar más el TAP del transformador se debe presionar nuevamente el botón del trafo correspondiente para desactivar el mando y evitar una operación accidental.

En caso de que desee cambiar a modo automático presione el selector de Manual/Automático.

Además aparecerá un botón de “Paro de emergencia”, con el cual se puede ingresar a la pantalla de paro de emergencia en caso de ser necesario (Ver Paro de emergencia).

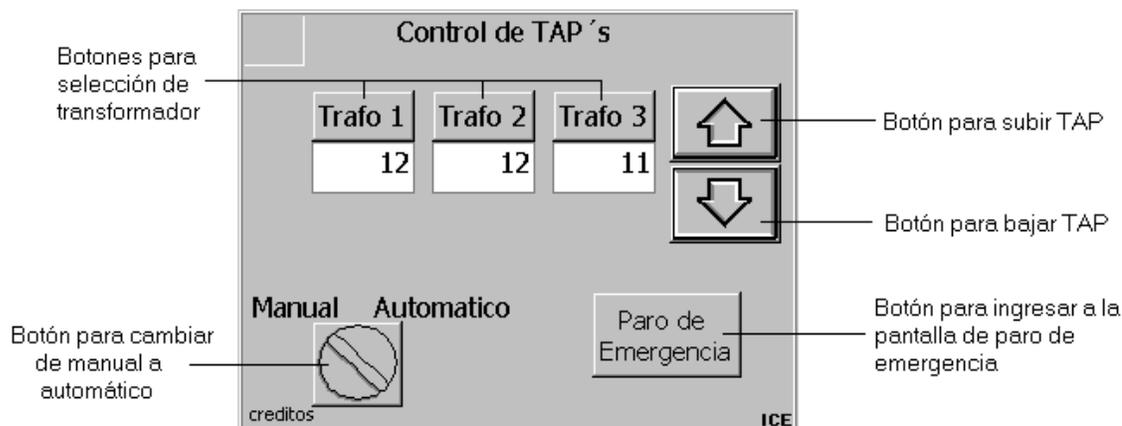


FIGURA A.1.3 PANTALLA EN MODO MANUAL

A.3.2. Alarmas:

En caso de producirse una alarma aparecerá en pantalla una señal de alarma que detiene la operación automática del sistema y además, aparecerá el botón de selección de Manual/Automático. Presione este o la imagen de alarma para cambiar a manual y realizar los cambios necesarios para estabilizar la barra.

En el caso de que el TAP de alguno de los transformadores varíe sin control, es decir, suba o baje sin detenerse se debe presionar el botón de Paro de Emergencia.

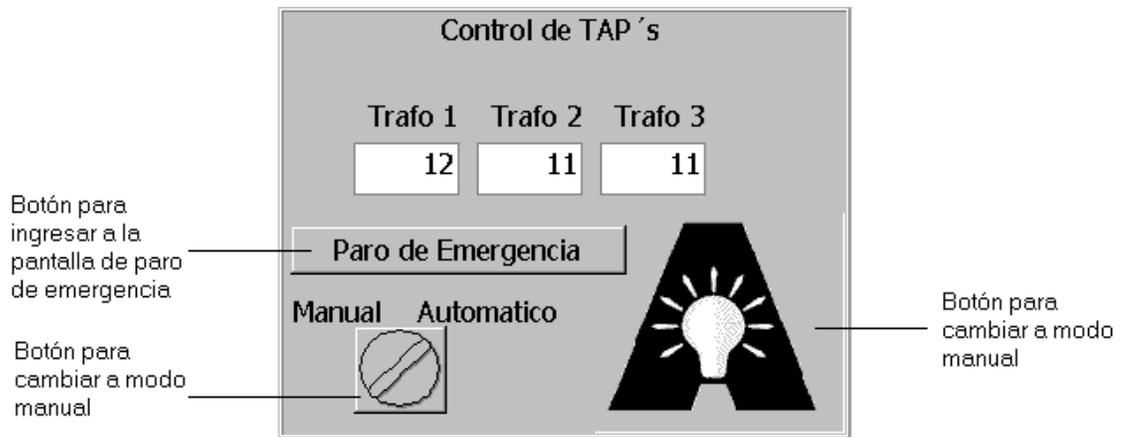


FIGURA A.1.4 PANTALLA DE ALARMA

Nota:

- *Las alarmas sólo se producen en modo automático.*
- *Las alarmas se presentan 30 segundos después de haberse dado un error de paralelismo. Esto con la intención de darle tiempo al variador de TAP's de corregir el error.*
- *En caso de que el sistema se encuentre en modo automático y alguno de los transformadores se encuentre en local, pero no se encuentre fuera de línea se puede producir una alarma si el regulador modifica los TAP's de los transformadores.*

A.4.2. Paro de emergencia:

En el caso de que se deba realizar un paro de emergencia, presione el botón correspondiente al transformador que varía sin control. (Figura A.1.5)

Al ser presionado este botón el cambiador de TAP's correspondiente debe detenerse.

Presione el botón de "Volver" para pasar el sistema a modo manual y controlar los otros transformadores.

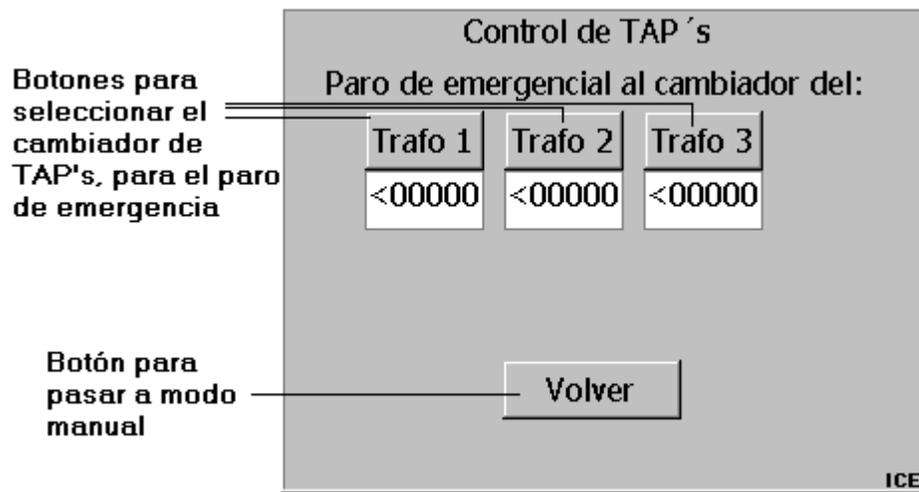


FIGURA A.1.5 PANTALLA DE PARO DE EMERGENCIA

Nota:

- *En caso de que se deba accionar el paro de emergencia, comuníquese inmediatamente con las personas encargadas de dar soporte técnico al sistema.*

A.5.2. Estado de los transformadores:

Esta pantalla es accesada desde la pantalla de mantenimiento.

Como se observa en la figura A.2.1, existen dos botones, uno llamado “Línea”; por medio del cual se despliega información acerca de cuales transformadores se encuentran en ese momento en línea. En las figuras A.1.6 y A.1.7 se observa la forma en que se despliega esta información.

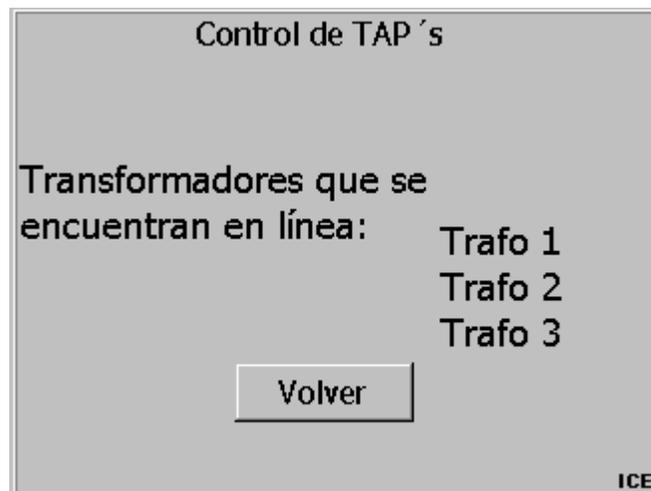


FIGURA A.1.6 PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON LOS TRES TRANSFORMADORES EN LÍNEA

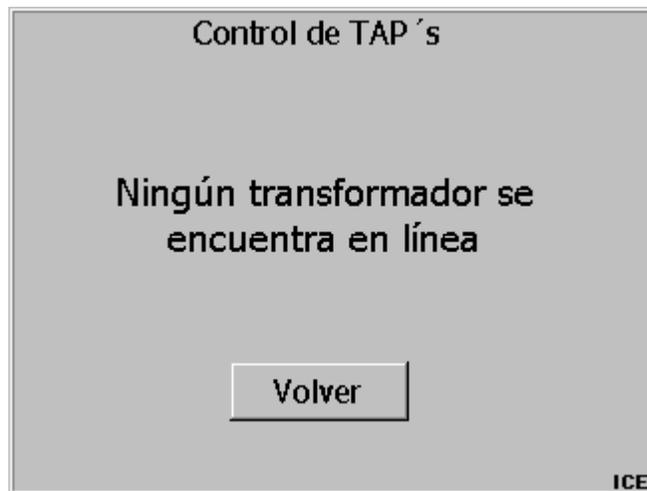


FIGURA A.1.7 PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON NINGÚN TRANSFORMADOR EN LÍNEA

También se observa en la figura A.2.1, un botón llamado “Local”, el cual al ser presionado despliega en pantalla información acerca de los transformadores que se encuentran trabajando en modo local; unos ejemplos de estas pantallas se pueden observar en las figuras A.1.8 y A.1.9.

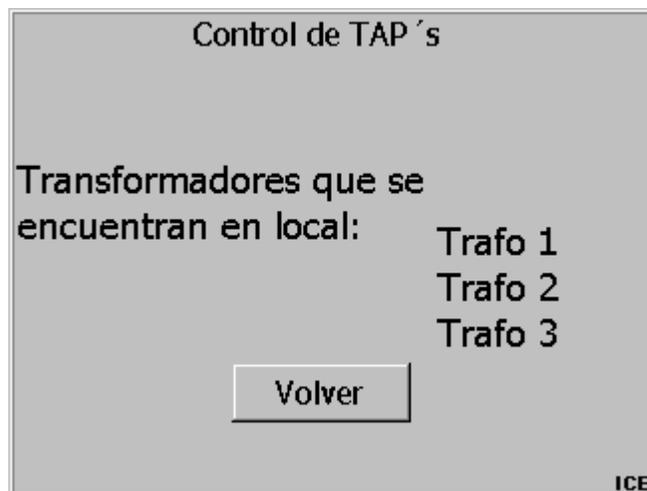


FIGURA A.1.8 PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON LOS TRES TRANSFORMADORES EN LOCAL



FIGURA A.1.9 PANTALLA DE DESPLIEGUE DE INFORMACIÓN CON LOS TRES TRANSFORMADORES EN REMOTO

Como se observa en las figuras de la A.1.6 a la A.1.9, existe un botón con el cual se retorna a la pantalla de mantenimiento al se presionado.

Notas importantes:
Tanto el PLC como el panel trabajan a un voltaje de 24 V DC. No deben conectarse a ningún otro voltaje, pues de ser así pueden sufrir graves daños.

Apéndice A.2: Manual de mantenimiento de la pantalla

En las pantallas de modo automático y manual se puede observar en la esquina superior izquierda un pequeño recuadro blanco, el cual es un botón para entrar a la pantalla de mantenimiento de la TP070; presiónelo para ingresar.

A.2.1 Pantalla de Mantenimiento

En la pantalla de mantenimiento se observan una serie de botones, los cuales se explican a continuación.

Limpieza: su función es la de desactivar las funciones del panel durante 30 segundos para que pueda ser limpiada.

Al ser presionado este botón aparecerá en pantalla una barra que indica el tiempo disponible para la limpieza. (Ver además la sección correspondiente a la limpieza de pantalla.)

En línea: su función es la de inhibir la comunicación con el PLC, al ser presionado parece el texto **Fuera de línea**, indicando que el PLC no se comunica con la pantalla y por consiguiente los cambios que se realicen en el sistema no podrán observarse en pantalla.

Una vez que el panel se encuentre fuera de línea, se puede desconectar del control y reconectarlo a una computadora para verificar el estado del programa; así como para realizar pruebas al programa del panel.

+ Contraste: sirve para aumentar el contraste del panel.

- Contraste: sirve para disminuir el contraste del panel.

Carga Serie: este botón sirve para cargar una nueva configuración al panel.

Línea: es para desplegar en pantalla los transformadores que se encuentran en línea.

Local: despliega en pantalla los transformadores que se encuentran en modo local.

Volver: es para regresar a la pantalla donde se encontraba anteriormente.



FIGURA A.2.1 PANTALLA PARA MANTENIMIENTO

Nota:

Si se desea reinicializar la pantalla se debe presionar el botón de Carga Serie y luego presionar el botón "Cancel" cuando aparezca en la pantalla. A continuación espere a que se despliegue la primera pantalla.

A.2.2 Mantenimiento del PLC

El archivo “Subestación Heredia” cargado en el PLC, se compone de:

1. Una tabla de símbolos en la cual se especifican cada una de las entradas, salidas y marcas utilizadas en el programa.
2. Una tabla de estado en la cual se especifican las variables utilizadas.
3. El programa del PLC se divide en 9 subrutinas y un programa principal. Cada una de ellas es explicada a continuación.

A.2.2.1. Programa Principal

Principal (OB1): es el encargado de llamar a las subrutinas según sea el caso. En su programación existen tres subrutinas que siempre se encuentran activas: BCD_I, C_PANTA y TRAF0_L; las cuales serán explicadas posteriormente.

A.2.2.2. Subrutinas

BCD_I (SBR0): es la subrutina encargado de realizar la conversión de BCD a entero decimal.

Desde el transformador se envía un código BCD para determinar el valor del TAP en que se encuentra. Este código se pasa a través de una función AND para eliminar los bits 6 y 7 que no pertenecen al BCD y convierte esta nueva salida en un valor entero decimal, el cual será desplegado en la pantalla.

ALAR_AUT (SBR1): es la encargada de determinar si existe o no un error de paralelismo y de dar la alarma, ya sea con barra partida o barra única.

AUTO (SBR2): subrutina encargada del modo automático con barra partida. Esta se encarga de direccionar las órdenes recibidas por los reguladores o los determinados transformadores.

En caso de producirse una falla de paralelismo desactiva los reguladores.

En el caso de existir barra única llama a la subrutina correspondiente, según el regulador que el operador haya escogido para que regule el sistema.

REG_2 (SBR3): esta subrutina es utilizada cuando se encuentra el sistema en modo automático, barra única y seleccionado el regulador 2, como regulador regente.

Esta se encarga de desactivar al regulador 1 y enviar las órdenes que reciba del regulador 2 a los tres transformadores.

En caso de producirse una falla de paralelismo ambos reguladores quedan fuera de servicio.

MANUAL (SBR4): es accesada cuando se trabaja en modo manual y se desactivan ambos reguladores.

Las órdenes de subir o bajar TAP's son recibidas desde el panel y se distribuyen a los transformadores que hallan sido elegidos por el operador en la pantalla de control.

En este caso no se llama a la subrutina de alarma, ya que se asume que el operador puede controlar los errores de paralelismo el mismo; puesto que puede observar todos los valores de los TAP's de forma simultánea.

CCE (SBR5): como en modo manual ambos reguladores son desactivados.

Esta subrutina es para uso del Centro de Control de Energía; trabaja de igual manera que el modo manual con la diferencia que las órdenes provienen directamente del Centro de Control.

En esta subrutina tampoco se llama a la subrutina de alarma, pues como en la manual, se asume que el Centro de Control puede verificar directamente los errores de paralelismo y corregirlos.

C_PANTA (SBR6): Esta subrutina controla cual pantalla debe ser desplegada por el panel TP070.

REG_1 (SBR7): funciona de la misma forma que la subrutina REG_2, con la única diferencia que el regulador 2 se encuentra fuera de servicio.

PARO_EME (SBR8): esta subrutina desactiva ambos reguladores y activa la salida para activar el paro de emergencia. El cambiador de TAP's que debe ser detenido es seleccionado desde el panel de control.

A.2.3 Limpieza de la pantalla

1. Para limpiar la pantalla presione primero el botón de mantenimiento y luego el botón "Limpieza".
2. Pase suavemente un paño húmedo.
3. Para humedecer el paño use únicamente agua y detergente o un líquido espumoso para limpiar pantallas.
4. No rociar el líquido de limpieza directamente sobre la pantalla, sino sobre el paño de limpieza.
5. No utilizar disolventes o detergentes agresivos.

Notas importantes:

- 1. No presione la pantalla con objetos punzantes o cortantes.***
- 2. No rociar ningún líquido directamente sobre la pantalla.***
- 3. Para humedecer el paño use únicamente agua y detergente o un líquido espumoso para limpiar pantallas.***

A.2.4 Corrección de problemas

En esta lista se describen una pequeña serie de soluciones para corregir los posibles problemas que se puedan presentar durante el montaje u operación del panel.

4. Si la pantalla no enciende verifique en los planos de conexión (CT-04) que esta se encuentre conectada a los bornes correctos.
5. Si la pantalla funciona y se encuentra en modo manual y luego de 30 segundos aproximadamente de haberse presionado el botón de subir o bajar no se produce un cambio de TAP; presione nuevamente el botón manteniéndolo presionado por un tiempo aproximado de 5 segundos. Si aún así no se produce ningún cambio entonces verifique que el PLC se encuentre funcionando.

Si el PLC está funcionando verifique que el cable de comunicación entre el PLC y la pantalla se encuentre firmemente conectado a ambos lados.

Si se encuentran correctamente conectados verifique que las salidas del PLC funcionen. Esto se puede hacer observando si los LED's se encienden mientras se mantiene presionado el botón y apagan cuando este se suelta. Si aún así persiste el problema es probable que el respectivo relé se encuentre quemado y por ende debe ser sustituido.

6. En caso de que el PLC no funcione, verifique en los planos (CT-04) que este se encuentre correctamente conectado a los bornes de alimentación de CD.
7. Si el PLC no funciona y se encuentra correctamente conectado a los bornes de alimentación, verifique que el PLC se encuentre en modo RUN; esto se puede observar en la carátula del PLC si el LED que se encuentra al lado de la palabra "RUN" se encuentra encendida. De no ser así abra la

pestaña superior del PLC y cambie el switch a “RUN”; el LED verde de la parte externa de la carátula al lado de la palabra “RUN” se encenderá.

Nota importante:

Recuerde que tanto la pantalla como el PLC se alimentan de la fuente de 24 V.

8. En caso de que alguno de los relés de entrada se encuentre dañado, aquí se presenta una pequeña lista de posibles problemas que se podrían generar.

D252T o S289T_1: el transformador 1 se encuentra fuera de línea; por ende no se aumentan o disminuyen los TAP's.

D452T o S489T_1: el transformador 2 se encuentra fuera de línea, en consecuencia no se aumentan o disminuyen los TAP's.

D652T o S689T_1: el transformador 3 se encuentra fuera de línea, no se aumentan o disminuyen los TAP's.

B252E: la seccionadora se encuentra abierta, es decir, la barra siempre está partida.

trafo_1_R_L: el transformador 1 se encuentra en modo remoto.

trafo_2_R_L: el transformador 2 se encuentra en modo remoto.

trafo_3_R_L: el transformador 3 se encuentra en modo remoto.

Nota importante:

Se debe tener mucha precaución con estos tres últimos relés, ya que se puede dar el caso de que alguien se encuentre trabajando sobre un trafo en particular y si la señal no cambia a modo local el sistema puede variar el valor del TAP en cualquier momento y producir un accidente.

9. En caso de que llegue a ser implementada.

Up_CCE: no se presentaría la orden de subir desde el centro de control.

Down_CCE: no se daría la orden de bajar desde el centro de control.

Trafo_1_CCE: no se elegiría al transformador 1 para variar su TAP.

Trafo_2_CCE: no se seleccionaría al transformador 2 para variar su TAP.

Trafo_3_CCE: no se elegiría al transformador 3 para variar su TAP.

10. En caso de que las salidas del PLC estén funcionando pero no se presentan cambios en el sistema, se debe verificar que los relés de las salidas no se encuentren dañados.

11. Un daño en los relés de salida puede provocar que los reguladores no sean desactivados cuando se presente una alarma o cuando se pase a modo manual; o en el caso de barra única no se desactive el regulador deseado.

También puede producir que no se den órdenes al variador de TAP's de aumentar o disminuir TAP.

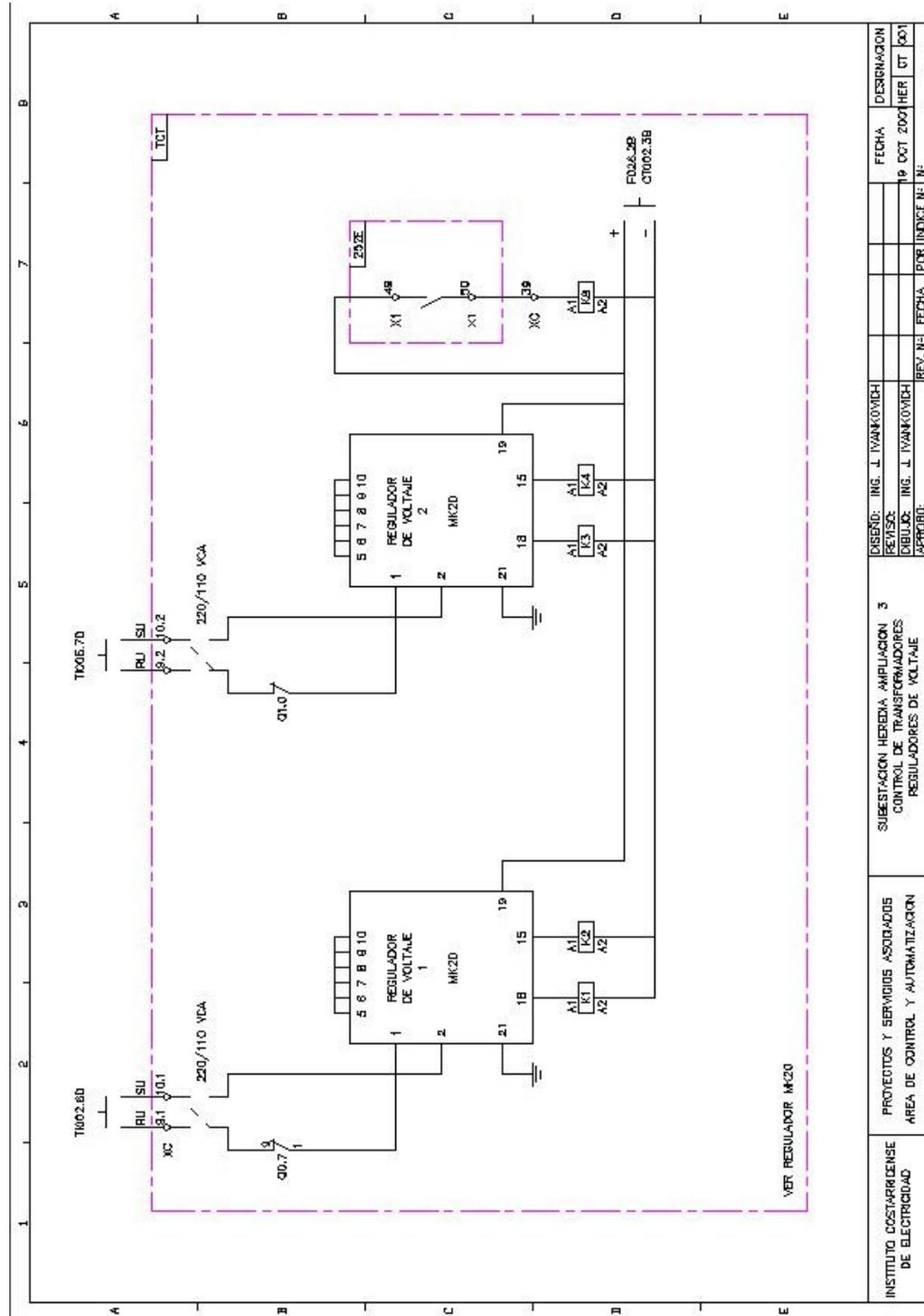
O bien, la alarma sonora y lumínica que se presenta en el panel de alarmas no se activaría.

Anexos

Anexo B.1: Diagramas eléctricos del antiguo sistema de control de paralelismo

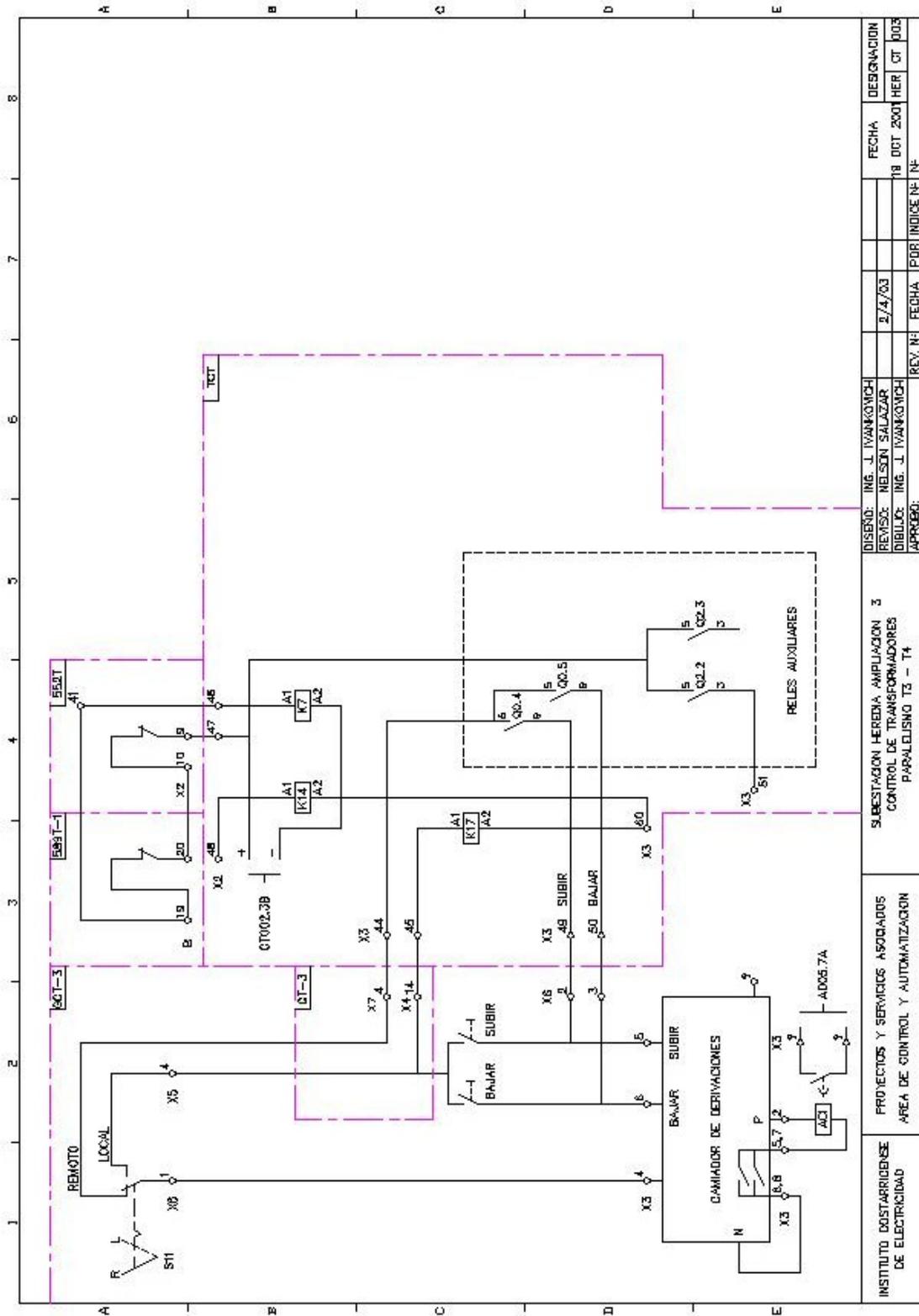
Estos diagramas no se encuentran en modo digital.

Anexo B.2: Diagramas eléctricos del nuevo sistema de control de paralelismo



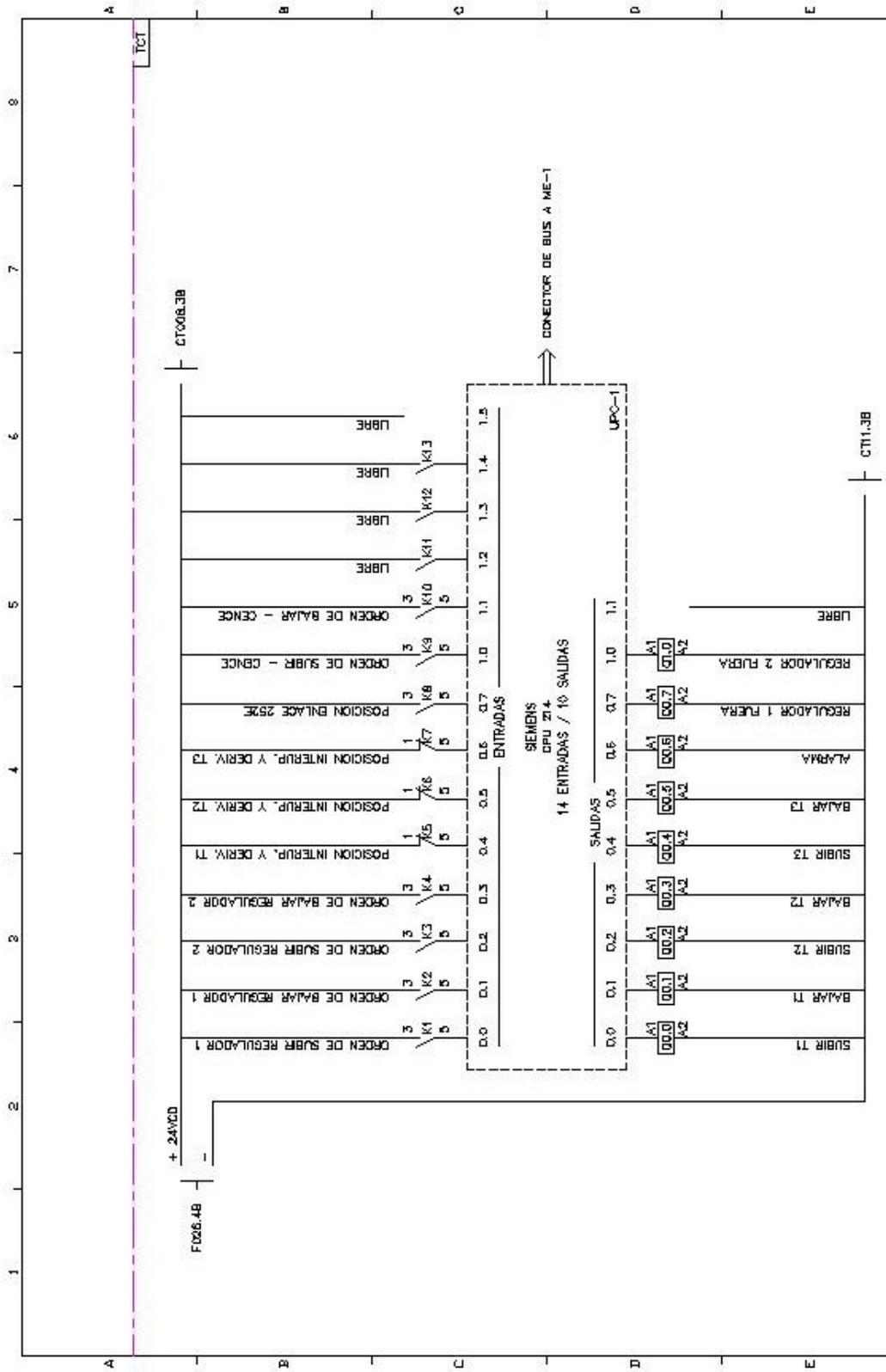
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	PROYECTOS Y SERVICIOS ASOCIADOS AREA DE CONTROL Y AUTOMATIZACION	SUBESTACION HEREDIA AMPLIACION 3 CONTROL DE TRANSFORMADORES REGULADORES DE VOLTAJE	DISEÑO: ING. J. IVANKOVICH REVISOR: ING. J. IVANKOVICH APROBADO:	FECHA: 19 OCT 2007 HER: UT DT: 001
			REV. N°:	FOR INDICE N°:

AutoCAD



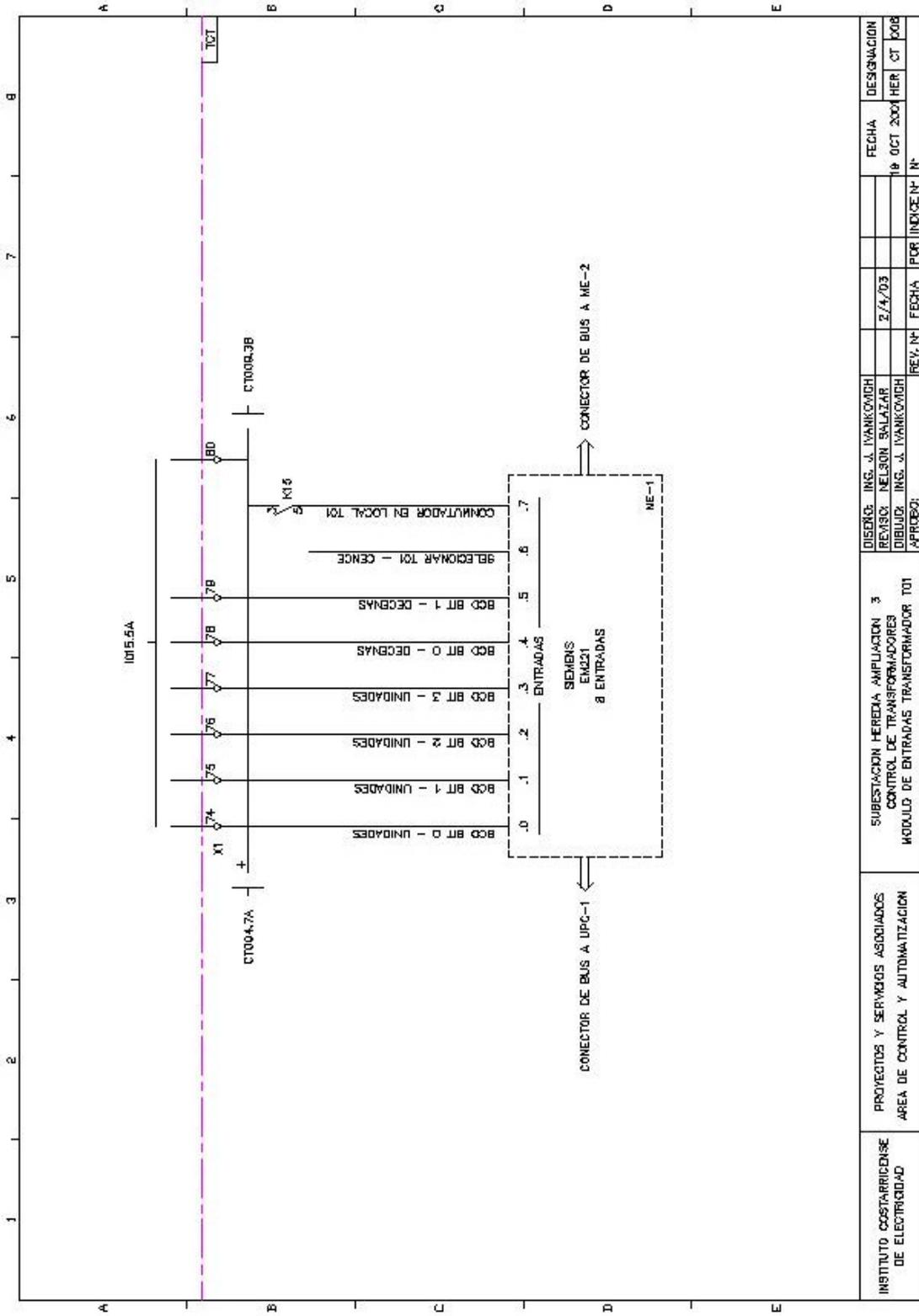
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	PROYECTOS Y SERVICIOS ASOCIADOS AREA DE CONTROL Y AUTOMATIZACION	SUBESTACION HEREDIA AMPLIACION 3 CONTROL DE TRANSFORMADORES PARALELISMO T3 - T4	DISEÑO: ING. J. IVANKOVICH	FECHA	DESIGNACION
			REVISÓ: NELSON SALAZAR	2/4/03	HER CT 003
			DIBUJÓ: ING. J. IVANKOVICH		
			APROBÓ:		
			REV. N°	FECHA	FOR INDICE N°

Auto CAD

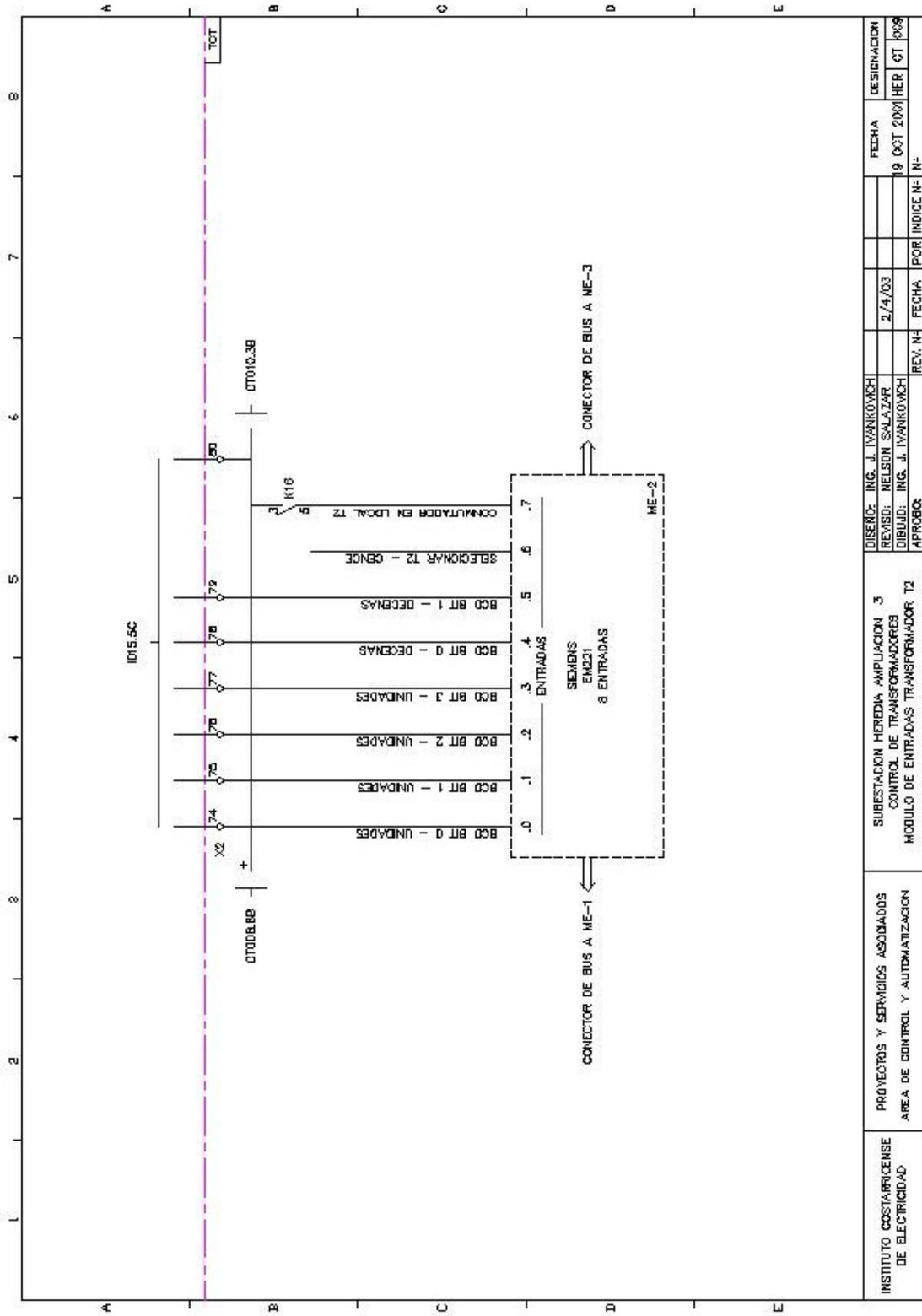


INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	PROYECTOS Y SERVICIOS ASOCIADOS AREA DE CONTROL Y AUTOMATIZACION	SUBESTACION HEREDIA- AMPLIACION 3 CONTROL DE TRANSFORMADORES UNIDAD DE PROCESO CENTRAL ENTRADAS/SALIDAS	DISEÑO: ING. J. IVANKOVICH	FECHA	DESIGNACION
			REVISO: NELSON SALAZAR	2/4/03	
			DIBUJO: ING. J. IVANKOVICH	19 OCT 2001	HER CT 004
			APROBADO:	REV. N°	FECHA

Auto CAD

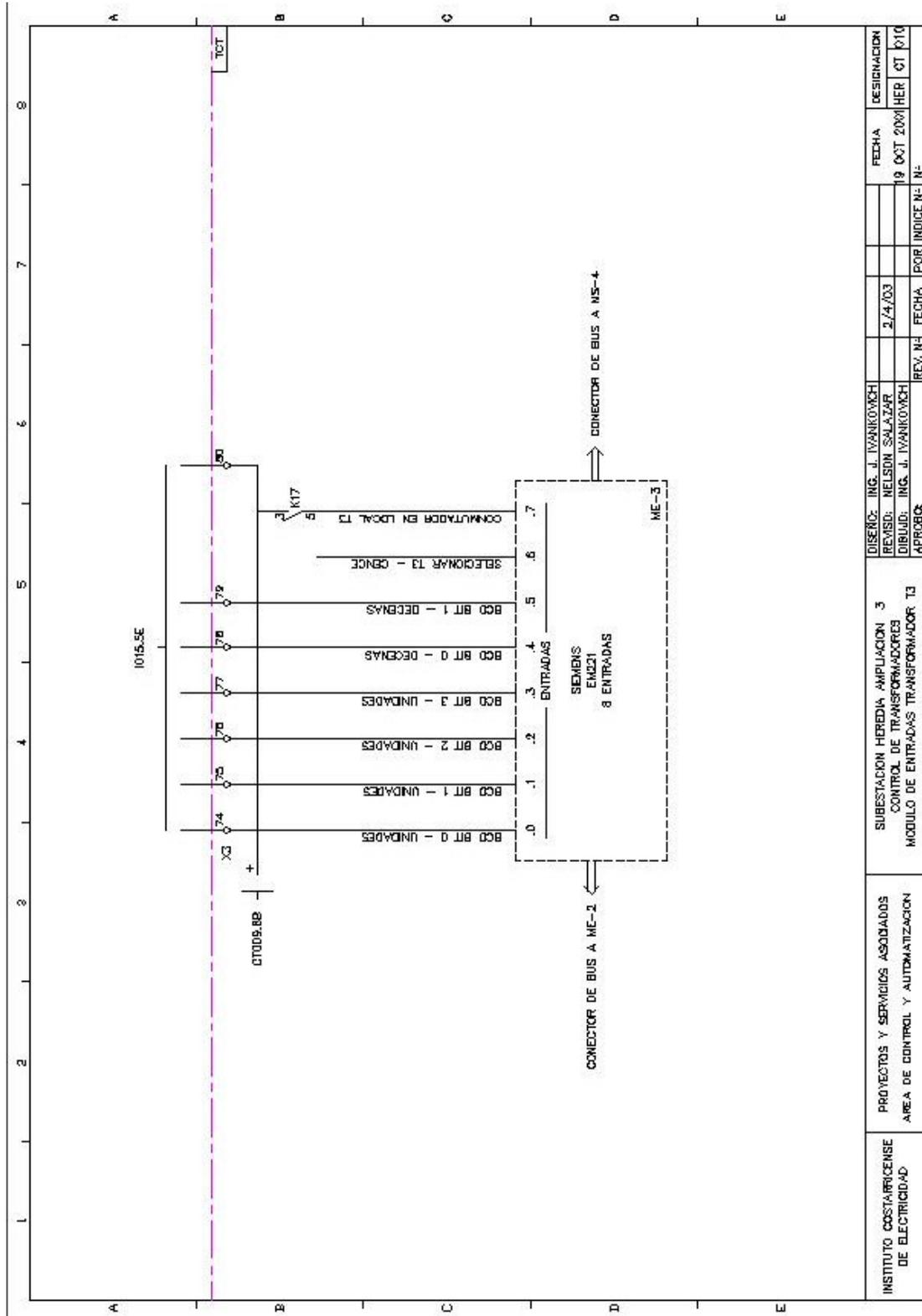


Auto CAD



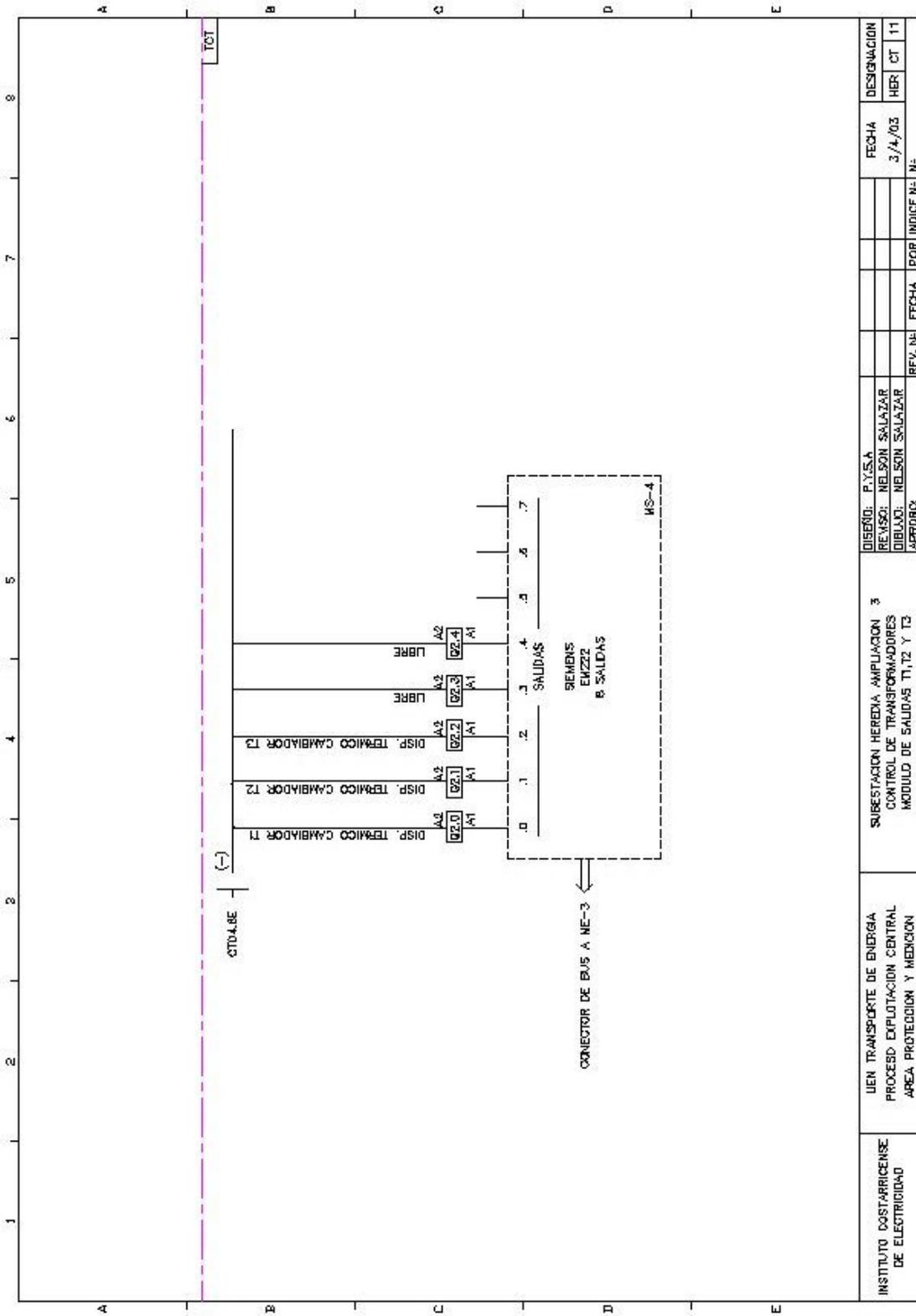
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	PROYECTOS Y SERVICIOS ASOCIADOS AREA DE CONTROL Y AUTOMATIZACION	SUBSTACION HEREDIA AMPLIACION 3 CONTROL DE TRANSFORMADORES MODULO DE ENTRADAS TRANSFORMADOR T2	DISEÑO: ING. J. IVANKOVICH REVISÓ: NELSON SALAZAR DIBUJÓ: ING. J. IVANKOVICH APROBÓ:	FECHA 2/4/03	DESIGNACION HER CT 0008
				REV. N°	FECHA
				FOR	INDICE N°- N°

Auto CAD

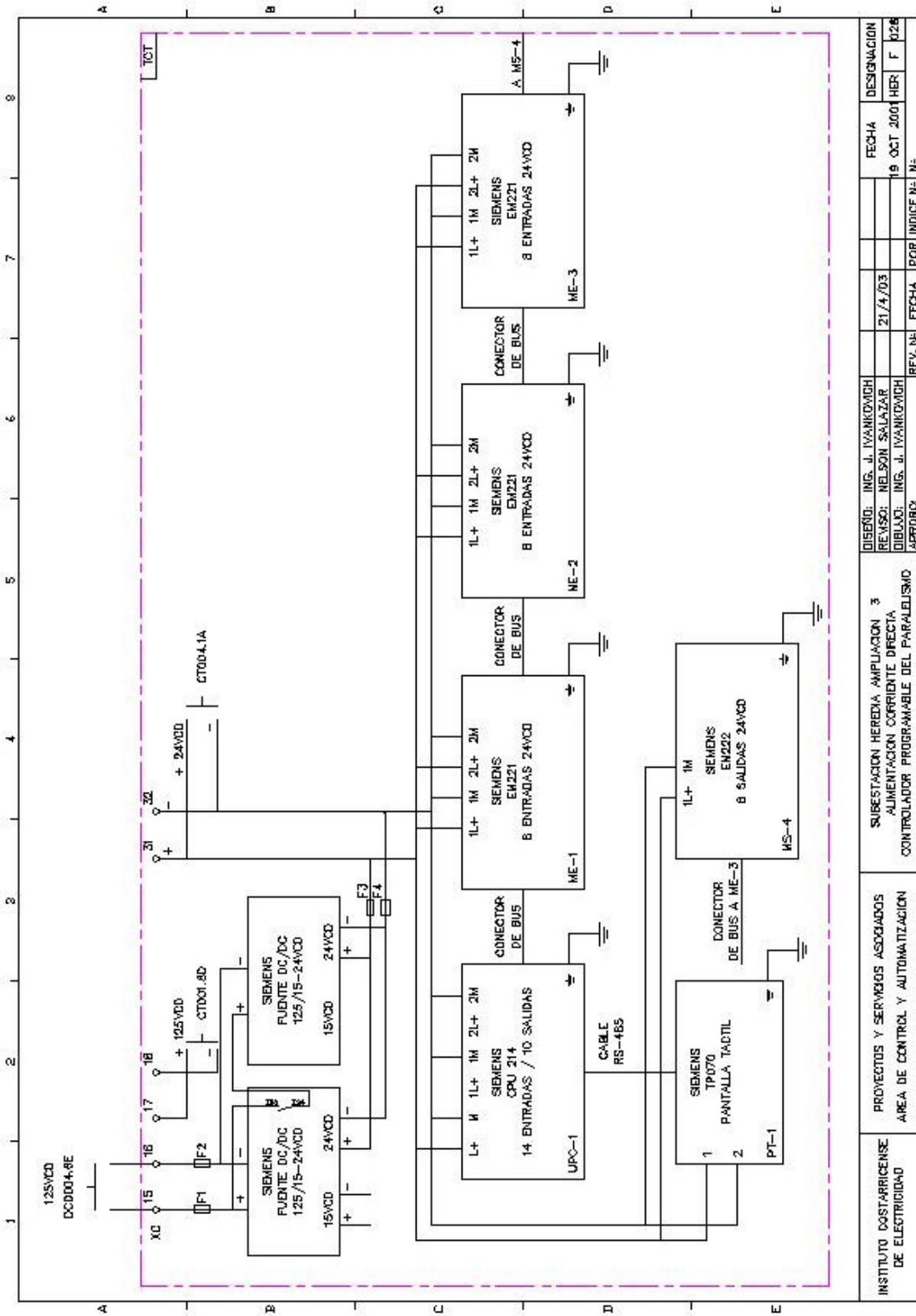


INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	PROYECTOS Y SERVICIOS ASOCIADOS AREA DE CONTROL Y AUTOMATIZACION	SUBSTACION HEREDIA AMPLIACION 3 CONTROL DE TRANSFORMADORES MODULO DE ENTRADAS TRANSFORMADOR T3	DISEÑO: ING. J. IVANKOVICH REVISO: NELSON SALAZAR DIBUJO: ING. J. IVANKOVICH APROBO:	FECHA 2/4/03	DESIGNACION HER 07 010
				REV. N°	FECHA
				REV. N°	FECHA
				REV. N°	FECHA

Auto CAD



Auto CAD



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	PROYECTOS Y SERVICIOS ASOCIADOS AREA DE CONTROL Y AUTOMATIZACION	SUBESTACION HEREDIA AMPLIACION 3 ALIMENTACION CORRIENTE DIRECTA CONTROLADOR PROGRAMABLE DEL PARALELISMO	DISENYO: ING. J. IVANKOVICH REVISO: NELSON SALAZAR DIBUJO: ING. J. IVANKOVICH	FECHA: 21/4/03	DESIGNACION: HER F 026
			APPROBADO	REV. N°: FECHA: POR INDICE N°: N°:	

Auto CAD