

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

"COMANDO DE SUBESTACIONES NO ATENDIDAS"

GONZALO EDMUNDO ROSERO ORTIZ

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTRICO
MARZO DE 1991**

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO
HA SIDO REALIZADO EN SU TOTALIDAD
POR EL Sr. GONZALO ROSERO ORTIZ.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Patricio Guerrero M.", written over a horizontal line.

ING. PATRICIO GUERRERO M.

P R O L O G O

El objetivo fundamental de ésta tesis de grado es dar los criterios para el diseño del control y telecontrol de subestaciones a ser comandadas desde el Centro Nacional de Despacho de Carga. Con este fin se han elaborado los circuitos lógicos, utilizados para el diseño por su fácil comprensión y representación en los circuitos de control.

En el presente trabajo se ha tratado de optimizar los diagramas de control que se utilizan en las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriana a la vez que es un avance para la futura implementación del Centro de Control de Energía.

Agradezco a todas las personas que de una u otra manera han colaborado con el presente trabajo y de manera especial al Ing. Patricio Guerrero Melo por su acertada dirección.

GONZALO ROSERO O.

C A P I T U L O P R I M E R O

1.	INTRODUCCION	1
1.1.	GENERALIDADES	1
1.2	OBJETIVOS	3
1.3.	ALCANCE	6

C A P I T U L O S E G U N D O

2.	CRITERIOS DE DISEÑO	8
2.1.	COMANDO DE UNA SUBESTACION	8
2.1.1.	CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION	
2.1.2.	MODOS DE EXPLOTACION	
2.1.3.	DISPOSICION TIPICA DE SITIOS DE CONTROL	
2.1.4.	NORMALIZACION	
2.1.5.	TELECOMANDO DE SECCIONADORES	
2.1.6.	TELECOMANDO DE INTERRUPTORES	
2.2.	SINCRONIZACION	25
2.3.	RECIERRE	32
2.4.	SEÑALIZACION	38
2.5.	ALARMAS	41
2.6.	MEDICION	46

C A P I T U L O T E R C E R O

3.	SISTEMA DE CONTROL	52
3.0.1.	ENCLAVAMIENTOS	
3.1.	CONTROL DE SECCIONADORES	58
3.1.1.	CONTROL DE SECCIONADORES DE LINEA	
3.1.2.	CONTROL DE SECCIONADORES BY-PASS	
3.1.3.	CONTROL DE SECCIONADORES DE BARRA	
3.2.	CONTROL DE INTERRUPTORES	70
3.2.1.	TRANSFERENCIA	
3.2.2.	CIRCUITO LOGICO DE CONTROL DE INTERRUPTOR	
3.3.	CONTROL DE LA SINCRONIZACION	79
3.4.	CONTROL DE RECIERRE	84
3.5.	CONTROL DEL L.T.C.	89
3.5.1.	FORMAS DE REGULACION DE LA TENSION	
3.5.2.	RELE DE REGULACION AUTOMATICA DE TENSION (R.A.T.)	
3.5.3.	COMPENSACION POR CAIDA EN LINEA	
3.5.4.	MODOS DE OPERACION EN LA REGULACION DE TENSION	
3.5.5.	TRANSFORMADORES CON DESIGUALES VARIA- CIONES DE TENSION POR TOMA	
3.5.6.	TRANSFORMADORES CON IGUALES VARIACIONES DE TENSION POR TOMAS	
3.6.	CONTROL DE SERVICIOS AUXILIARES	102
3.6.1.	FUENTES DE ALIMENTACION DE CORRIENTE AL- TERNA	

- 3.6.2. CONSIDERACIONES PARA EL CONTROL
- 3.6.3. LOGICA OPERACIONAL
- 3.6.4. LOGICA OPERACIONAL DE S.S.A.A. DE CO-
RRIENTE CONTINUA

C A P I T U L O C U A R T O

4.	EJEMPLO DE APLICACION	123
4.1.	SISTEMA DE BARRA SIMPLE	126
4.1.1.	CIRCUITO LOGICO DE LOS SECCIONADORES	
4.1.2.	CIRCUITO LOGICO DE LOS INTERRUPTORES	
4.1.3.	DISEÑO DEL CONTROL Y DEL TELECONTROL	
4.1.3.1.	DISEÑO DE CONTROL DE LOS SECCIONADORES	
4.1.3.2.	DISEÑO DE CONTROL DE LOS INTERRUPTORES	
4.1.3.3.	DISEÑO DEL CONTROL PARA LA SINCRONIZACION	
4.1.3.4.	DISEÑO DEL CONTROL DEL RECIERRE	
4.1.3.5.	DISEÑO DEL CONTROL DE ALRMAS	
4.2.	SISTEMA DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA	151
4.2.1.	CIRCUITO LOGICO DE LOS SECCIONADORES	
4.2.2.	PROCESO DE TRANSFERENCIA	
4.2.3.	CIRCUITO LOGICO DE LOS INTERRUPTORES	
4.2.4.	DISEÑO DEL CONTROL Y DEL TELECONTROL	
4.2.4.1.	DISEÑO DE CONTROL DE LOS SECCIONADORES	
4.2.4.2.	DISEÑO DE CONTROL DE LOS INTERRUPTORES	
4.2.4.3.	DISEÑO DE CONTROL DE ALRMAS	

C A P I T U L O Q U I N T O

5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	188
5.1.	CONCLUSIONES	188
5.2.	RECOMENDACIONES	191

I N D I C E D E F I G U R A S

	DESCRIPCION	PAG.
2.1.	DISPOSICION TIPICA DE LOS SITIOS DE CONTROL DE INSTALACIONES ELECTRICAS	13
2.2.	COMANDO GENERAL DE UNA SUBESTACION	15
2.3.	COMANDO DEL SECCIONADOR, PRIMERA ALTERNATIVA: a) TELECOMANDO, b) CONTROL	19
2.4.	COMANDO DEL SECCIONADOR, SEGUNDA ALTERNATIVA: a) TELECOMANDO, b) CONTROL	20
2.5.	COMANDO DEL INTERRUPTOR, PRIMERA ALTERNATIVA : a) TELECOMANDO, b) CONTROL	23
2.6.	COMANDO DEL INTERRUPTOR, SEGUNDA ALTERNATIVA	24
2.7.	CIRCUITO DE SINCRONIZACION: a) CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNAS; b) TELECOMANDO; Y c) CONTROL	31
2.8.	ESQUEMA DE OPERACION DEL AUTORECIERRE MONOFASICO PARA UNA FALLA TRANSITORIA Y PERMANENTE	33
2.9.	RECIERRE: a) TELECONTROL Y b) CONTROL ...	36
2.10.	SEÑALIZACION a) CONTROL Y b) RELECONTROL	37
2.11.	ALARMAS: a) CONTROL; b) TELECONTROL	40
2.12.	CIRCUITO DE MEDICION Y TELECONTROL	51
3.1.	DIAGRAMA GENERAL EN BLOQUES DE CONTROL DE UN EQUIPO ELECTRICO	53
3.2.	NIVELES JERARQUICOS A LOS CUALES SE APLICA CONTROL	53
3.3.	CARRERA DE LOS CONTACTOS DE UN SECCIONADOR	61
3.4.	DIAGRAMA UNIFILAR DE POSICION DE LINEA	62

	DESCRIPCION	PAG.
3.5.	CIRCUITO LOGICO DE LOS SECCIONADORES: a) 89-A3 Y b) 89-A4	63
3.6.	DIAGRAMA UNIFILAR DE LINEA CON SECCIONADOR BY-PASS	64
3.7.	CIRCUITO LOGICO DEL SECCIONADOR 89-A5	65
3.8.	DIAGRAMA UNIFILAR DE BARRAS: a) SIN SECCIONAMIENTO Y b) SECCIONADA	66
3.9.	CIRCUITO LOGICO DEL SECCIONADOR 89-A1	67
3.10.	CIRCUITO LOGICO DEL SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA: a) 89-B6 Y b) 89-B8	68
3.11.	CIRCUITO LOGICO DEL SECCIONADOR 89-B7	69
3.12.	CIRCUITO DE DISCREPANCIA DE POLOS	73
3.13.	ARREGLO TIPICO DE SECCIONADORES E INTERRUPTOR: a) SIN SECCIONADOR BY-PASS	74
3.14.	CIRCUITO DE TRANSFERENCIA	75
3.15.	UBICACION DE LOS TC'S: a) A LOS LADOS DEL INTERRUPTOR Y b) A LA ENTRADA DE LA POSICION	76
3.16.	CIRCUITO LOGICO BASICO DEL INTERRUPTOR: a) DE APERTURA Y b) DE CIERRE	78
3.17.	CIRCUITO LOGICO DE LA SINCRONIZACION	81
3.18.	CIRCUITO LOGICO DEL RECIERRE	88
3.19.	CONSTITUCION BASICA DEL L.T.C.	91
3.20.	COMANDO PARA LA MARCHA EN PARALELO DE DOS TRANSFORMADORES CON COMPENSACION DE CORRIENTE REACTIVA: a) CIRCUITO DE POTENCIA; b) CIRCUITO DE COMANDO	99
3.21.	MODOS DE FUNCIONAMIENTO DEL CIRCUITO DE MARCHA EN PARALELO DE DOS TRANSFORMADORES CON COMPESACION POR CORRIENTE REACTIVA: a) PARALELO; b) PARALELO PREPARADO Y NO	

	DESCRIPCION	PAG.
	EFFECTUADO; c) INDEPENDIENTE	100
3.22.	CONTROL DE L.T.C. : a) SEÑALES DE ENTRADA; b) ESQUEMA DE CONTROL	103
3.23.	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES	107
3.24.	CIRCUITO LOGICO DEL SECCIONADOR 89-TRI: a) CIERRE; b) APERTURA	109
3.25.	LOGICA DE TRANSFERENCIA PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR 52-D	111
3.26.	LOGICA DE TRANSFERENCIA PARA EL CIERRE DE LOS SECCIONADORES: 52-T1; 52-T2; Y 52-B	112
3.27.	LOGICA DE TRANSFERENCIA PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR 52-T1	114
3.28.	LOGICA DEL ACOPLADOR DE BARRAS, INTERRUPTOR 52-A	114
3.29.	LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-D ...	115
3.30.	LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-B ...	116
3.31.	LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-T1 ..	117
3.32.	LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-T2 ..	118
3.33.	LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-C ...	119
3.34.	DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS S.S.A.A. DE CO- RRIENTE CONTINUA (PARA 125-Vcc Y 48 Vcc) ...	120
3.35.	LOGICA DE OPERACION DE LOS INTERRUPTORES 72-1A Y 72-1B : a) CONDICION AUXILIAR, b) CONDICION NORMAL	121
3.36.	LOGICA DE OPERACION DE LA APERTURA MANUAL DE LOS INTERRUPTORES a) 72-1A, b) 72-1B	122
4.1.	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION.- ESQUEMA DE BARRA SIMPLE	127
4.2.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIO-	

	DESCRIPCION	PAG.
	NADOR 83-*1	129
4.3.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-*3	129
4.4.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-*4	131
4.5.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-*6	131
4.6.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-*T5	134
4.7.	CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DE INTERRUPTOR DE LINEA	135
4.8.	CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DE INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR	137
4.9.	CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE LINEA	139
4.10.	CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR	139
4.11.	CIRCUITO ELEMENTAL DE LOS SECCIONADORES DE UNA POSICION DE LINEA	141
4.12.	CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DE INTERRUPTOR DE UNA POSICION DE LINEA	152
4.13.	CIRCUITO ELEMENTAL DE TELECONTROL PARA LAS POSICIONES DE LINEA	153
4.14.	CIRCUITO BASICO DE ALARMAS PARA LAS POSICIONES DE LINEA	154
4.15.	CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DE LOS SECCIONADORES DE UNA POSICION DE TRANSFORMADOR ...	155
4.16.	CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DEL INTERRUPTOR DE LAS POSICIONES DE TRANSFORMADOR	156
4.17.	CIRCUITO ELEMENTAL DE TELECONTROL PARA LAS POSICIONES DE TRANSFORMADOR	157

	DESCRIPCION	PAG.
4.18.	CIRCUITO BASICO DE ALARMAS PARA LAS POSICIONES DE TRANSFORMADOR	158
4.19.	CIRCUITO BASICO DE CONTROL DEL L.T.C.	159
4.20.	CIRCUITO BASICO DE C.A. PARA LA SINCRONIZACION	160
4.21.	CIRCUITO BASICO DE CONTROL DE LA SINCRONIZACION	161
4.22.	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION.- ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA ...	162
4.23.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-*16	164
4.24.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-*18	164
4.25.	CONDICIONES PARA LA ENERGIZACION DEL RELE TX*5	164
4.26.	CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-*5: a) APERTURA; b) CIERRE	165
4.27.	PROCEDIMIENTO PARA PASAR DE CONDICIONES NORMALES A TRANSFERENCIA Y VICEVERSA	166
4.28.	CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DEL INTERRUPTOR DE LINEA	167
4.29.	CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	168
4.30.	CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE LINEA	169
4.31.	CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	171
4.32.	CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DEL SECCIONADOR 89-*5	172
4.33.	CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DEL INTERRUPTOR DE LA POSICION DE LINEA	173

	DESCRIPCION	PAG.
4.34.	CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DE LOS SECCIONADORES DE LA POSICION DE TRANSFERENCIA	173
4.35.	CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DEL INTERRUPTOR DE LA POSICION DE TRANSFERENCIA ..	174
4.36.	CIRCUITO ELEMENTAL DE TELECONTROL PARA LA POSICION DE TRANSFERENCIA	180
4.37.	CIRCUITO BASICO DE ALARMAS PARA LA POSICION DE TRANSFERENCIA	181

pueden tener transformadores reductores o elevadores, en caso de interconexión a distintos niveles de tensión. Se suele aprovechar estas subestaciones de maniobra como reductoras, para posibilitar el desarrollo de las zonas aledañas. Luego en los centros de carga, se reduce el nivel de tensión a los adecuados para su distribución, en las subestaciones "reductoras".

Para las diferentes subestaciones existentes en un sistema eléctrico de potencia, se debe especificar el esquema de barras, de acuerdo con los siguientes factores:

- Importancia de la instalación (tensión y potencia instalada).
- Costos de inversión.
- Continuidad de servicio (seguridad de alimentación - seguridad de transmisión).
- Facilidades para el mantenimiento.
- Posibilidades de ampliación.
- Confiabilidad.

Entre los esquemas de barras se puede mencionar:

- Barra simple.
- Barra simple con seccionador by-pass (en derivación).
- Barra simple seccionada.

C A P I T U L O I

1. INTRODUCCION

El desarrollo tecnológico ha posibilitado que las subestaciones y las centrales de generación se proyecten de manera que su explotación se pueda realizar en forma desatendida y su comando se realice a distancia desde el Centro de Despacho. Sin embargo, el sistema de control local en dichas estaciones eléctricas se debe mantener, pues, en este sistema, se establece la filosofía de operación.

1.1. GENERALIDADES

Las estaciones de alta tensión surgen como necesidad para transportar grandes cantidades de energía desde los centros de generación a los centros de consumo.

Para realizar la transmisión se debe primero elevar la tensión en los centros de generación para transportar grandes bloques de energía en condiciones técnico-económicas idóneas, esto se realiza en las subestaciones (S/E) "elevadoras". Con la finalidad de posibilitar una operación confiable y segura de la transmisión, se debe instalar en ciertos puntos de la línea de transmisión (L/T), subestaciones de "maniobra", generalmente con equipos para compensación de reactivos y que

- Barra principal y transferencia
- Sistema con doble barra principal (con y sin transferencia).
- Sistema con barra principal y transferencia.
- Sistema de tres barras (con y sin transferencia).
- Sistema de dos interruptores por salida.
- Sistema de interruptor y medio.
- Sistema poligonal o en anillo.

Cada esquema de barras tiene su propio sistema de control que se constituye en el centro nervioso y del cual depende en gran parte la flexibilidad, seguridad y continuidad de servicio de la subestación.

1.2. OBJETIVOS

El sistema de control, objeto del presente trabajo, es el conjunto de esquemas, equipos y dispositivos que tienen como principales funciones: medir, señalar, supervisar, proteger, regular o maniobrar en forma directa, semidirecta o a distancia, manual o automáticamente, las instalaciones eléctricas y mecánicas pertenecientes a un sistema eléctrico de potencia.

Un sistema de control que cumpla cabalmente con sus funciones, debe permitir la operación de las instalaciones,

tanto en condiciones normales como en condiciones anormales de funcionamiento, con el nivel técnico de seguridad y confiabilidad establecido.

Dada la complejidad y variedad de equipos y elementos que componen un sistema eléctrico, se hace cada vez más difícil tener una concepción completa, acabada y detallada de la forma en que éstas deben ser controladas. Por lo tanto, es necesario dar ciertas pautas relativas a la elaboración de los proyectos de control que faciliten la tarea en una primera etapa, que corresponde a la concepción del proyecto, fase en la cual no es necesario aún preocuparse de los elementos que conforman el esquema de control ni de su tecnología, sino más bien, de la filosofía y del papel que desempeñan dichos elementos para que cumplan con lo inicialmente expuesto.

Tomando en cuenta lo anterior, este trabajo pretende ser un aporte inicial, tanto en el telecontrol o telecomando (control a distancia) como en la normalización de los enclavamientos mínimos que deben tener los diferentes equipos que componen una subestación, para que cumplan con la filosofía de control automático establecido en las funciones de información y de comando. Las funciones de información son aquellas que permiten al operador, conocer el estado de las instalaciones y equipos (medición, señalización, alarmas,

supervisión, etc.) y las funciones de comando son aquellas que tienen relación con acciones que se toman sobre los equipos o en instalaciones y que pueden ser de "mando" cuando se refieren sólo al cambio de estado o posición (abrir, cerrar interruptores, etc.) o puede ser de "regulación" cuando se trata de mantener una magnitud dentro de una banda pre-establecida (regulación de velocidad, de voltaje, etc.).

Para elaborar, en una primera etapa, los proyectos de control, se utilizarán los circuitos "lógicos". Estos esquemas utilizan un reducido número de símbolos para su representación y, con un adecuado uso, se convertirán en una herramienta indispensable, tanto para la elaboración como para la comprensión de los esquemas de control utilizados, por muy complejos que estos sean.

Los conceptos expuestos se complementarán con un ejemplo práctico que consiste en el diseño de los circuitos de control de dos subestaciones: el primero de esquema de barra simple con y sin seccionador by-pass y el segundo, de esquema de barra principal y transferencia. En los dos casos se tratarán de subestaciones reductoras constituidas de: dos posiciones de línea de alimentación, una posición de transformador, dos posiciones de líneas de distribución y una posición de transferencia.

1.3. ALCANCE

Los sistemas de control están constituidos por circuitos de corriente alterna y por circuitos de corriente continua.

Los circuitos de corriente alterna, constituidos por el sistema de protección, medición y regulación, toman las señales de los transformadores de corriente y de los transformadores de potencial o divisores capacitivos de potencial ubicados en las respectivas posiciones.

Los circuitos de corriente continua involucran a los circuitos de protección y a los circuitos de control propiamente dichos. Se alimentan desde un banco de baterías a 125 V c.c. Además, se debe considerar el sistema de comunicaciones y de telecontrol que se alimentan de un banco de baterías a 48 V c.c. Se escogen estos niveles de voltaje porque son niveles normalizados en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, en sus diseños.

En el presente trabajo se llegará a diseñar el diagrama unifilar y el diagrama elemental de control de una subestación. No se justificará o considerará:

- La selección del esquema de protección.

- La selección y especificación del sistema de transmisión y recepción de la información para efectuar el telecontrol o el telecomando.
- Los programas digitales para el telecontrol de cada subestación ni del Centro Nacional de Despacho de Carga, en adelante llamado Despacho.
- La determinación de las características eléctricas fundamentales de los transformadores de corriente ni de potencial.
- La optimización de la utilización de los cables de control y fuerza.

Cabe indicar que, tanto los diagramas unifilares, los diagramas de control y los circuitos lógicos, se elaborarán bajo las normas: ANSI C37-2, para la identificación de equipos y su función e IEC 117 para la simbología gráfica.

CAPITULO II

2. CRITERIOS DE DISEÑO

2.1. COMANDO DE UNA SUBESTACION

Para proyectar el sistema de control que deberá tener una subestación, es necesario establecer antecedentes que tienen origen en el estudio de:

- a) TIPO DE SUBESTACIONES: De acuerdo a la función que van a desempeñar, se tienen subestaciones de: generación, de transmisión, de maniobra, transformadoras y de distribución.

- b) ESQUEMAS DE BARRAS: El esquema de barras de una subestación, es proyectado tomando en cuenta ciertas exigencias que se refieren a la seguridad del Sistema y a las repercusiones de las operaciones sobre esta seguridad.

En el Anexo 1, se presentan algunos esquemas de barras con sus características y se adjunta un resumen de las facilidades de mantenimiento que ofrecen.

- c) **CARACTERISTICAS DEL SISTEMA:** Las características del Sistema, junto con la ubicación de la subestación dentro del mismo, determinarán el grado de seguridad y de confiabilidad que se deberá proveer a la subestación como conjunto y a cada equipo en particular.

2.1.1. CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION

En general, una subestación queda definida por las siguientes características:

- 1.- Según la función que cumple en el sistema.
- 2.- Según sea el nivel o los niveles de tensión en que se opere.
- 3.- Según sea el nivel de potencia de transformación o de paso.
- 4.- Según sea la ubicación asignada a los equipos primarios.
- 5.- Según otras características como: nivel de cortocircuito, número y capacidad de los alimentadores, etc.
- 6.- Según sea el modo de explotación utilizada.

2.1.2. MODOS DE EXPLOTACION

En subestaciones, generalmente se presentan los siguientes modos de explotación:

- a) **SUBESTACION ATENDIDA:** Se entiende aquella en que se dispone de personal de operación las 24 horas del día.
- b) **SUBESTACION SEMIATENDIDA:** Es aquella en la que se dispone de personal de operación, sea local o a distancia, en forma normalmente restringida.
- c) **SUBESTACION NO ATENDIDA:** Es aquella en la que normalmente no se dispone de ningún tipo de personal y únicamente se tiene el equipamiento para la transmisión de información al Centro de Despacho de Carga.

2.1.3. DISPOSICION TIPICA DE SITIOS DE CONTROL

Los sitios de control responden a la jerarquía que tienen en el sistema de transmisión y recepción de las órdenes e información emanadas. De menor a mayor jerarquía de los sitios de control se tiene:

- a) **LOCAL INDIVIDUAL:** Se encuentra localizado muy cercano al equipo a controlar o el mismo equipo. Permite tener vigilancia y mando exclusivamente sobre dicho equipo.
- b) **LOCAL CENTRALIZADO:** En este caso, el puesto de control se ubica localmente dentro del recinto de equipos primarios

y este puesto de control permite vigilancia y mando de todos los equipos primarios del recinto.

- c) PUESTO DE CONTROL A DISTANCIA: Se ubica fuera del recinto de los equipos primarios, ya sea en una sala de control especial o en alguna instalación cercana de donde se telecontrolan los equipos.

En la figura 2.1 se muestra un esquema que representa la ubicación de los distintos puestos de control. Estos pueden proyectarse en forma exclusiva, es decir, ubicación del puesto de control en una de las disposiciones anteriormente descritas, o pueden proyectarse para disponer de puestos de control en las dos o tres disposiciones descritas. La definición de la forma de control se realiza por:

- 1.- El modo de explotación proyectada.
- 2.- Confiabilidad asignada a los puestos de control.
- 3.- Desarrollo en el tiempo de un proyecto de control determinado. Por ejemplo, una subestación que es proyectada para ser telecontrolada, puede, en primera instancia, ser controlada en forma local y voluntaria.
- 4.- La necesidad de dar respaldo a la vigilancia y mando de un puesto determinado.
- 5.- La complejidad de los esquemas de control.
- 6.- La distancia entre los equipos primarios y los posibles puestos de control, de acuerdo a la configuración física.

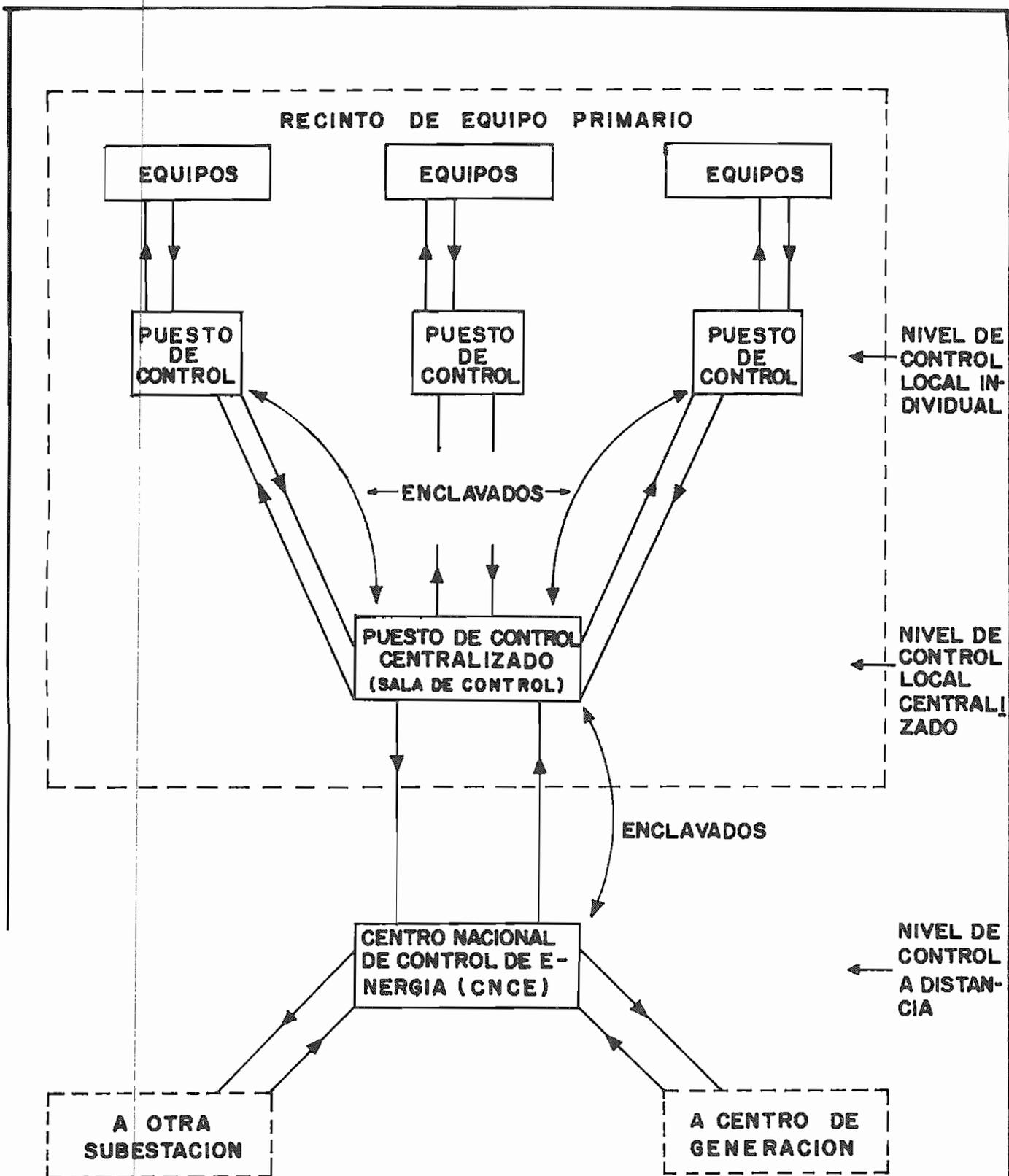
7.- La existencia de instalaciones, previo al proyecto de control.

Las ordenes de mando para cualquiera de las disposiciones del puesto de control, pueden ser de los siguientes tipos:

- a) ORDEN VOLUNTARIA: Las cuales son órdenes que se dan a voluntad del operador. Normalmente hay participación directa del hombre para operar algún mecanismo determinado (algunos autores las denominan "ordenes manuales").
- b) ORDEN AUTOMATICA: En este caso, no hay participación alguna del hombre, sino que estas ordenes provienen de mecanismos automáticos y en respuesta a ciertos estímulos captados por órganos de detección. Estos estímulos pueden ser, por ejemplo, niveles de tensión u otros valores preestablecidos, falla en determinado equipo, etc.

Normalmente cuando se dispone de mecanismos de control automático, deben proveerse mecanismos de control voluntario (manual), con el propósito de dar respaldo al control automático.

Además, deben disponerse enclavamientos entre ambos tipos de operación.



NOTA: LOS MANDOS DE CONTROL PUEDEN SER VOLUNTARIOS O AUTOMATICOS.

FIG. 2.1: DISPOSICION TIPICA DE LOS SITIOS DE CONTROL DE INSTALACIONES ELECTRICAS.

En la figura 2.2 se indica, en forma general, el comando de una subestación. Aquí se consideran tensiones de: 48 V c.c. para los equipos de telecontrol y relés de interfase; y de 125 V c.c. para el control de los equipos de alta tensión y circuitos de protección. Los relés repetidores acoplan estas dos tensiones; la bobina de operación se conecta a la tensión de 48 V c.c. y sus contactos auxiliares se conectan a la tensión de 125 V c.c.

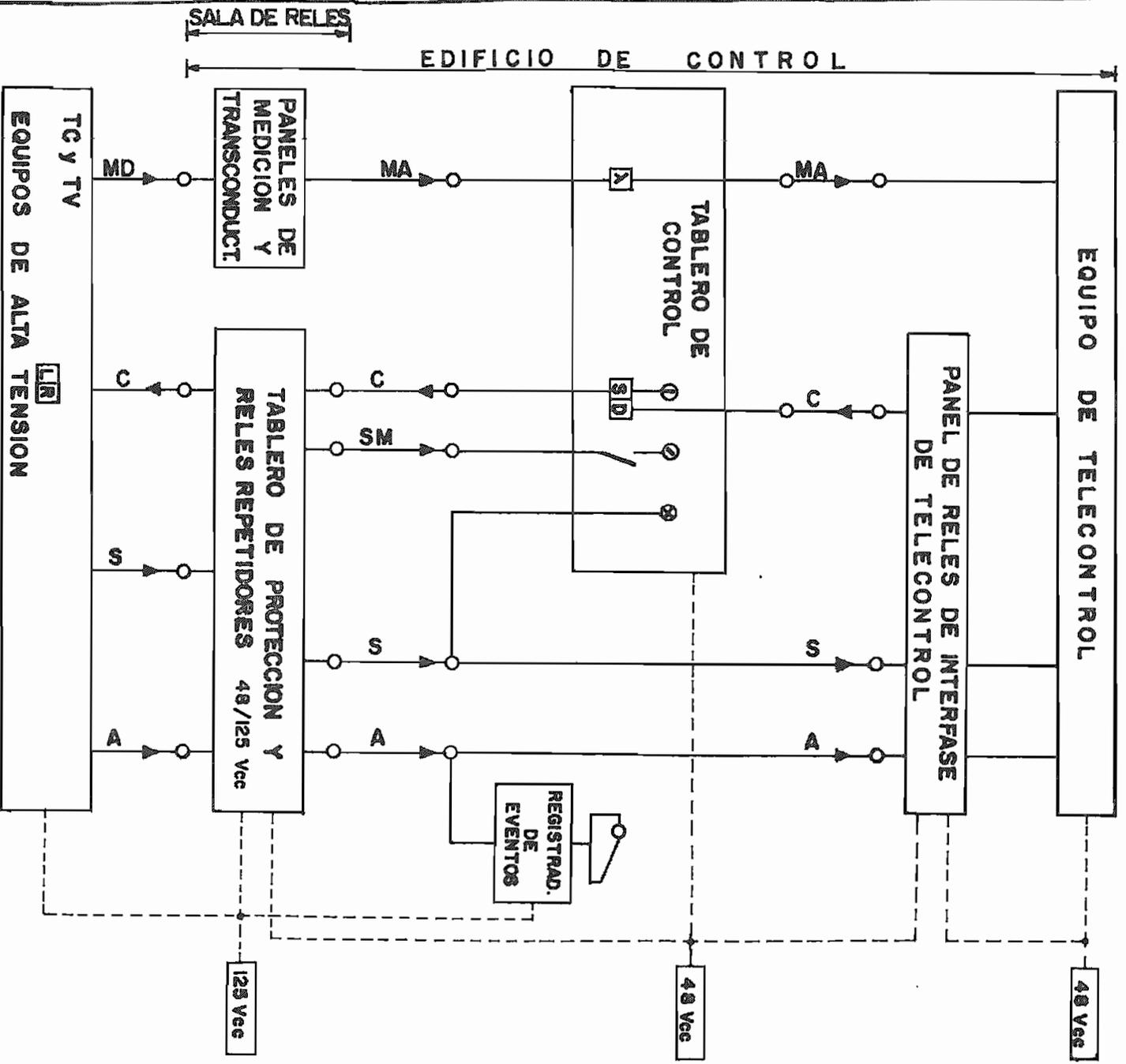
Se observa en esta figura, tres tipos de comandos:

- 1.- COMANDO LOCAL: Mando eléctrico ejecutado al pie del equipo. Posición L del conmutador 43L-R (local-remoto).
- 2.- COMANDO DESDE SALA DE CONTROL: Mando eléctrico ejecutado desde el tablero de control de la subestación. Posición R del conmutador 43L-R y posición S del conmutador 43S-D (sala-despacho).

Cuando el conmutador 43S-D se encuentre en posición S, el telecomando queda excluido. El mando es impartido desde el tablero de control mediante una llave o pulsador y ejecutados en circuitos a 125 V c.c.

- 3.- COMANDO POR TELECONTROL O TELECOMANDO: Mando eléctrico ejecutado desde el Centro Nacional de Despacho de Carga

A DESPACHO



LEYENDA

- | | | | |
|----------------------------------|--------------|-----------------------|------------------------------------|
| [S/D] CONMUTADOR SALA - DESPACHO | MD | MEDICIONES DIRECTAS | |
| [LR] CONMUTADOR LOCAL - REMOTO | MA | MEDICIONES ANALOGICAS | |
| C | COMANDOS | SM | SEÑALIZACION MANIPULADORES (ESTADO |
| S | SEÑALIZACION | TC | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE |
| A | ALARMAS | TV | TRANSFORMADORES DE TENSION |
| X | INTERADOR | | |

FIG. 2.2.- COMANDO GENERAL DE UNA SUBESTACION

vía telecontrol. Posición R del conmutador 43L-R y posición D del conmutador 43S-D.

Si el conmutador 43S-D se encuentra en posición D, el comando desde la sala de control queda excluido. El mando impartido desde el Centro Nacional de Despacho de Carga sale en el equipo de telecontrol de la subestación a través de un relé auxiliar con contactos libres de potencial ubicados en el panel de relés de interfase de telecontrol. Estos contactos, en circuitos de 48 V c.c., accionan a los relés repetidores instalados en la sala de relés, cuyos contactos accionan a sus respectivos equipos en 125 V c.c.

2.1.4. NORMALIZACION

Es de suma importancia en el diseño de proyectos eléctricos, que estos se encuentren elaborados dentro de normas internacionales. Bajo este criterio, el presente trabajo está enmarcado dentro de las normas ANSI C.37.2 E IEC 117-15.

2.1.5. TELECOMANDOS DE SECCIONADORES

Los seccionadores y los disyuntores son los equipos que abren o cierran determinados circuitos de una subestación. Los disyuntores son diseñados y construidos para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito, no así los seccionadores.

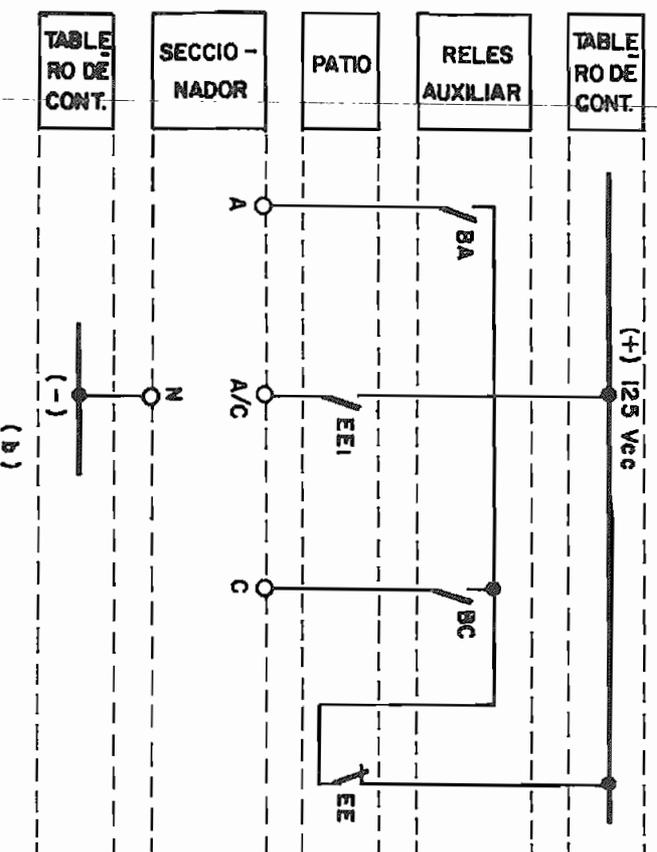
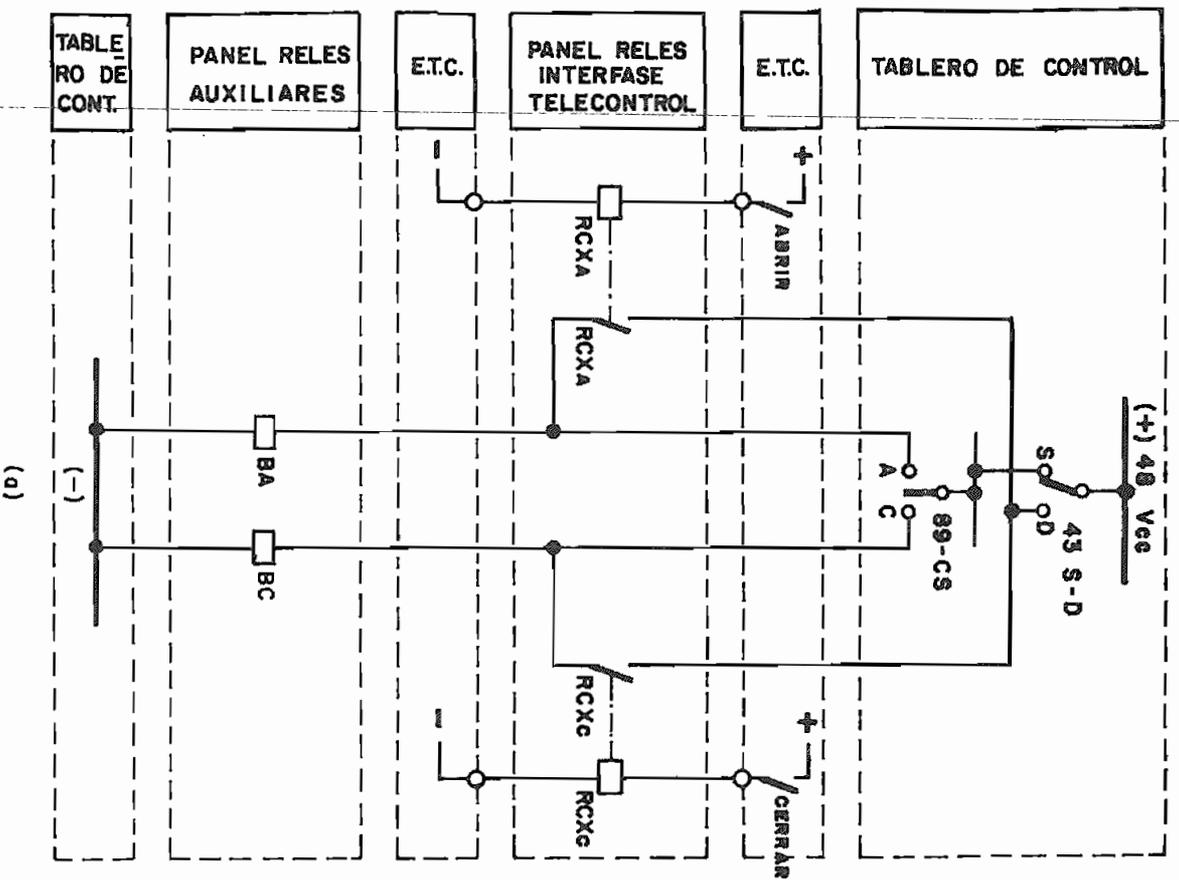
que son'construidos para abrir o cerrar sus cuchillas con su corriente nominal especificada. Los seccionadores con cuchillas de puesta a tierra se les utiliza para descargar corrientes capacitivas de esa parte de la red en vacío y así brindar seguridad al personal de mantenimiento. Por esta razón, los seccionadores y el disyuntor deben estar enclavados eléctricamente, enclavamientos que dependen del esquema de barras.

Para efectuar el telecontrol se debe considerar lo siguiente:

- a) El seccionador, tanto el de cuchillas de fase como el de cuchillas de puesta a tierra, deben ser motorizados. El funcionamiento del motor responde a su propio control.
- b) El funcionamiento del seccionador es tripolar.
- c) Los sistemas que inhabilitarían el telecontrol deben estar repuestos. Por ejemplo, la puerta del tablero del control local debe estar cerrado.
- d) El conmutador 43L-R, ubicado en el gabinete de control del equipo debe estar en posición R (remoto).
- e) El conmutador 43S-D, ubicado en el tablero de control, debe estar en posición D (distancia).

Todos los enclavamientos eléctricos se han efectuado siempre y cuando, el telecomando se pueda realizar considerando dos alternativas. La primera, que se ejemplifica en la figura 2.3, se inicia con la recepción de la señal de abrir (cerrar) enviada desde Despacho y codificada en el equipo de telecontrol, que energiza la bobina del relé de interfase RCXA (RCXC) cerrando su respectivo contacto auxiliar normalmente abierto (NA) el que energiza el relé auxiliar BA (BC). Este cierra su contacto NA accionando el comando de control del seccionador ordenando su apertura (cierre) a través de los bornes A-N (C-N) y del contacto EE que representa los enclavamientos realizados. Además se ha indicado la apertura y el cierre local a través de los bornes A/C-N si el contacto EE1 está cerrado, el mismo que representa los enclavamientos para efectuar la operación local por medio de los respectivos pulsantes localizados en el tablero de control local.

El telecomando de la segunda alternativa (ver figura 2.4) tiene el mismo funcionamiento que la primera. La diferencia radica en la posición de la manija de control (control-switch) del seccionador. En la primera se encuentra en el sistema de 48 V c.c. y la segunda en el de 125 V c.c. Las dos pueden ser consideradas en la etapa de diseño; la segunda alternativa puede ser implementada en subestaciones



NOTA: VER SIMBOLOGIA EN LA FIGURA 2.4

FIG. 2.3.- COMANDO DEL SECCIONADOR, 1ª ALTERNATIVA: d) TELECOMANDO
b) CONTROL

SIMBOLOGIA

- RCXA : RELE DE APERTURA SECCIONADOR POR TELECONTROL
- RCXe : RELE DE CIERRE SECCIONADOR POR TELECONTROL
- BA : RELE AUXILIAR PARA APERTURA DE SECCIONADOR
- BC : RELE AUXILIAR PARA CIERRE DE SECCIONADOR
- EEl: CONTACTO DE ENCLAVAMIENTO PARA APERTURA-CIERRE LOCAL
- EE : CONTACTO DE ENCLAVAMIENTOS CON EQUIPOS DE PATIO
- E.T.C. : EQUIPO DE TELECONTROL

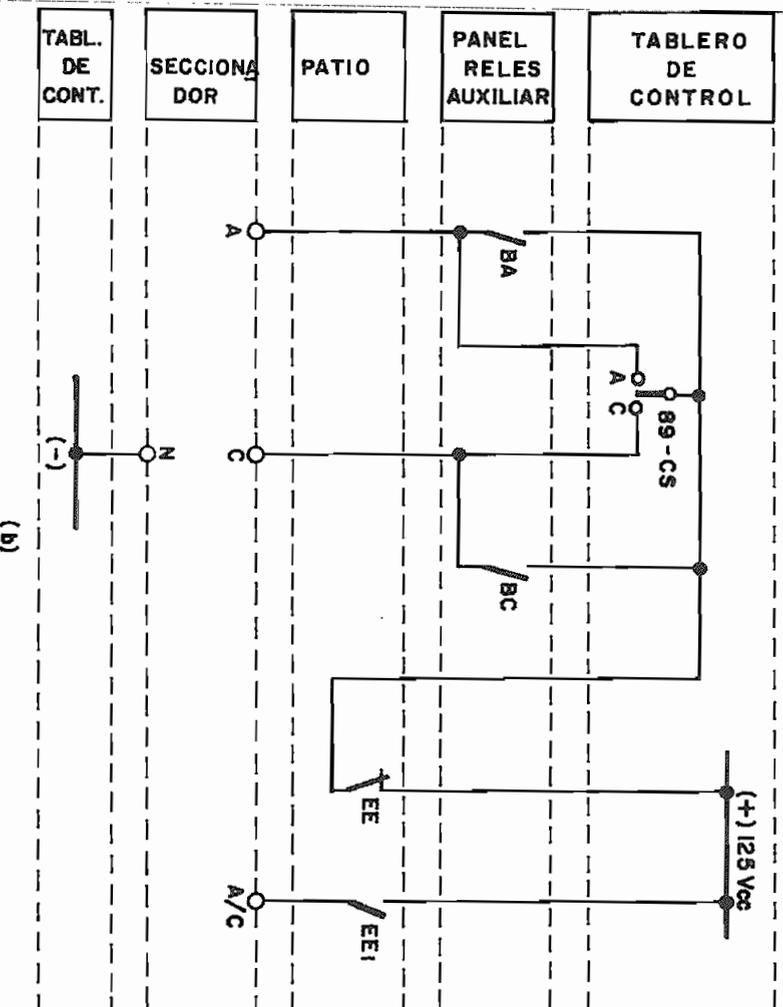
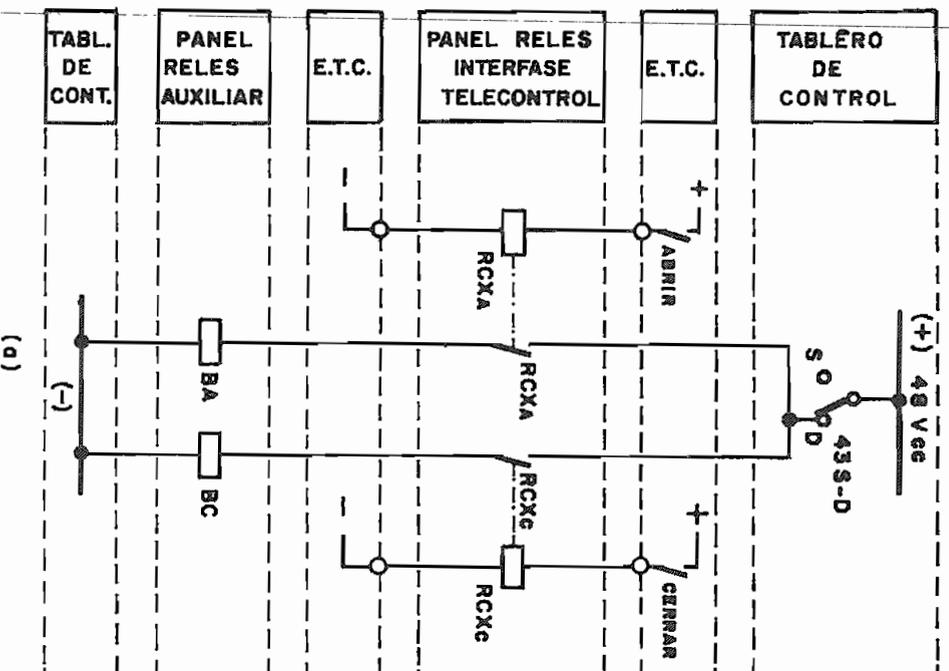


FIG. 2.4.- COMANDO DEL SECCIONADOR, 2ª ALTERNATIVA: a) TELECOMANDO, b) CONTROL

construidas y en las cuales no se habría considerado el telecomando.

2.1.6. TELECOMANDO DE INTERRUPTORES

Para el telecomando de los interruptores se debe considerar:

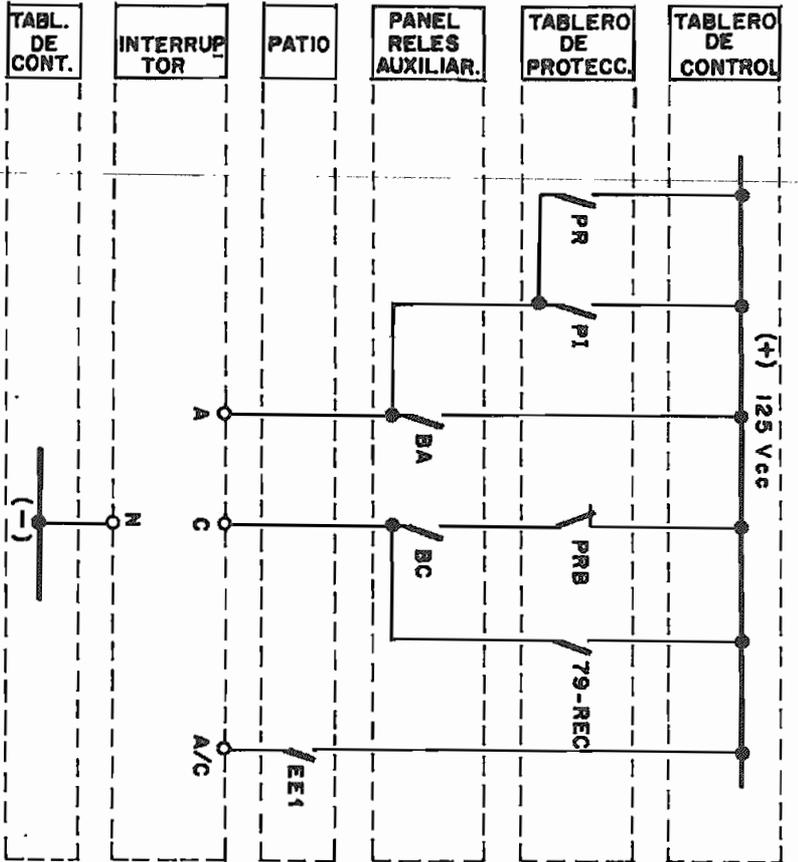
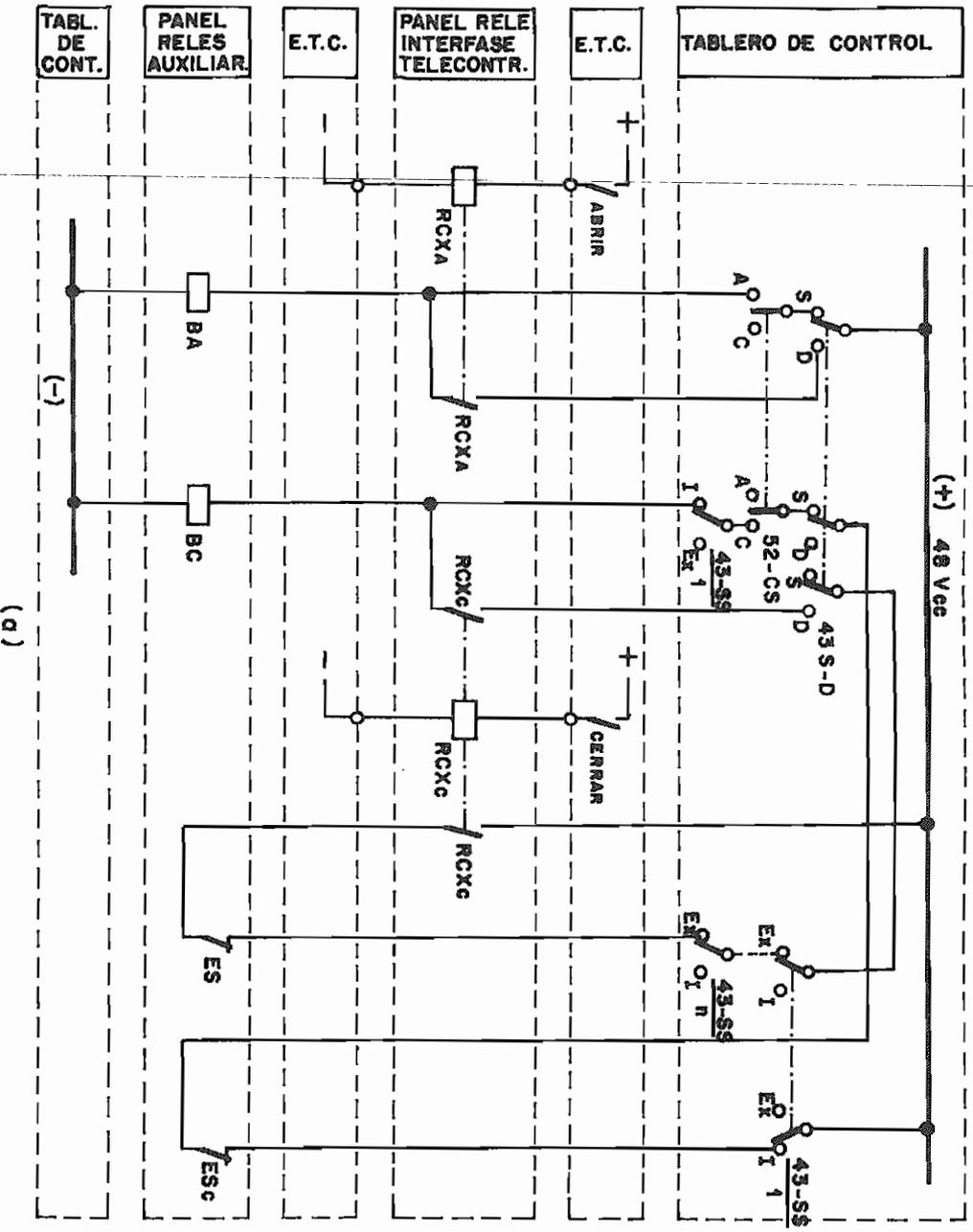
- a) Todas las solicitudes del equipo se han cumplido. Estas pueden ser: presión nominal de aire; presión nominal del gas SF₆; voltaje correcto para el mecanismo de operación; etc.
- b) El funcionamiento del equipo responde a su propio control.
- c) El mecanismo de operación puede ser tripolar o monopolar.
- d) No están operadas las protecciones de la posición.
- e) En caso de que exista sincronización en la subestación, ninguna otra posición está en proceso de energizarse (ningún conmutador de sincronización 43-SS está en posición insertada).
- f) Tanto la sincronización como el recierre (79-REC) están activados, este último sólo en el caso de que se considere necesario.

g) El conmutador 43L-R está en posición R (remoto).

h) El conmutador 43S-D está en posición D (distancia).

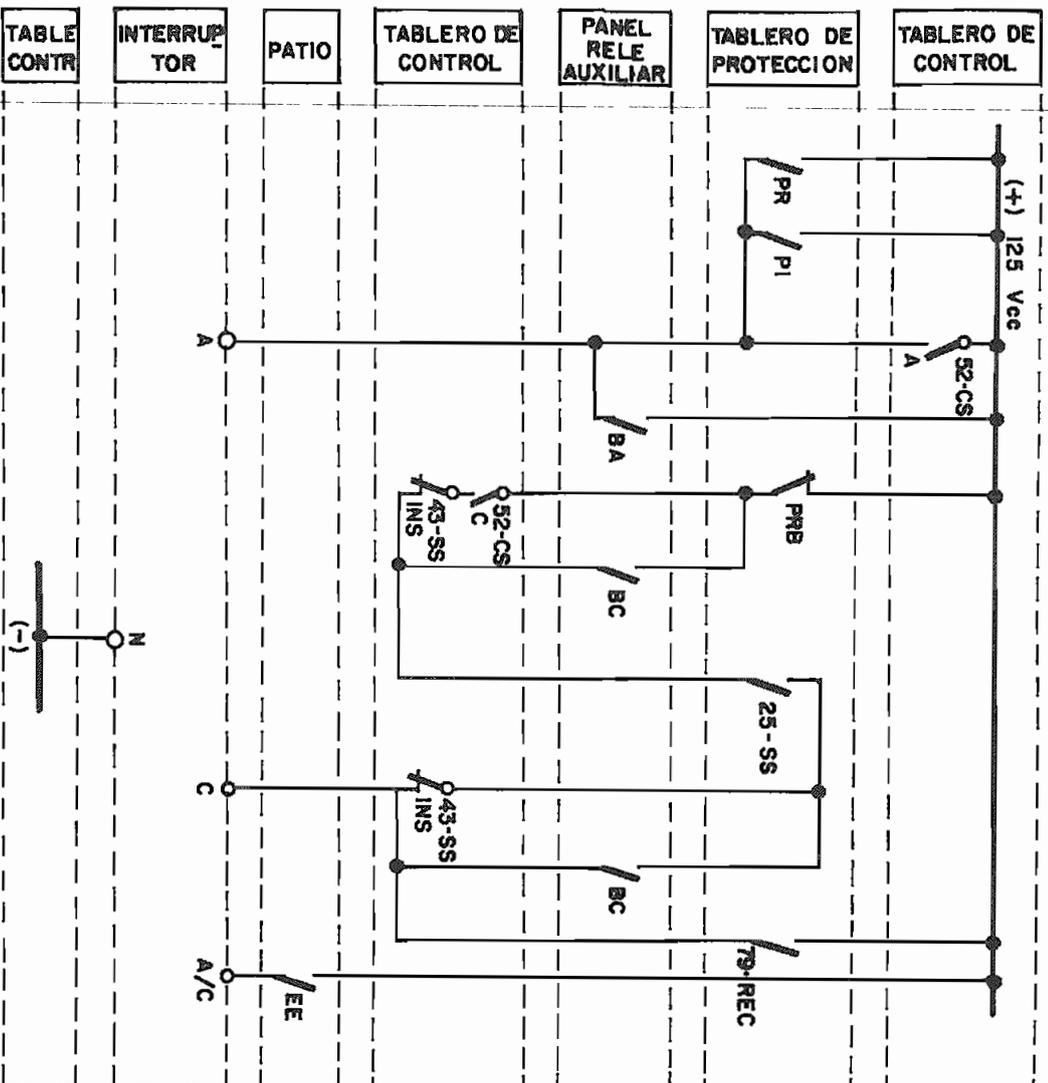
Aquí también se consideran dos alternativas por las razones expuestas para los seccionadores. Se debe aclarar que el comando del interruptor en la segunda alternativa (figura 2.6) obedece al telecomando indicado en la figura 2.5.a).

El procedimiento del telecomando para la apertura del interruptor es similar a lo expuesto en el punto 2.1.5. para las dos alternativas (figuras 2.5 y 2.6). Se añade en el circuito de apertura los contactos N.A. de los relés PR y PI que cerrarán en caso de fallas en el circuito de la posición o en caso de anomalías del interruptor, respectivamente. El cierre para la primera alternativa se realiza verificando que ninguna llave de sincronización de las n posiciones esté insertada (43-SS/2 a 43-SS/n, excepto la de la posición a sincronizarse), es decir, es la única posición a ser sincronizada y, las condiciones de sincronización (que se tratará en el punto 2.2) está representada por el contacto NA del relé auxiliar Es, previamente energizado vía telecontrol. Cumplidas estas condiciones se ordena el cierre del interruptor vía telecontrol que energizará el relé de interfase RCXc cuyos contactos cierran energizando el relé auxiliar BC cuyo



NOTA: VER SIMBOLOGIA EN LA FIGURA 2.6

FIG. 2.5.- COMANDO DEL INTERRUPTOR, 1ª ALTERNATIVA: a) TELECOMANDO, b) CONTROL



S I M B O L O G I A

RCXA : RELE DE APERTURA INTERRUPTOR POR TELECONTROL P1 : CONTACTO DE LA PROTECCION DEL INTERRUPTOR

RCXC : RELE DE CIERRE INTERRUPTOR POR TELECONTROL PRB: CONTACTO DEL RELE DE BLOQUEO

BC : RELE AUXILIAR PARA CIERRE DE INTERRUPTOR LOCAL EE: CONTACTO DE ENCLAVAMIENTO PARA APERTURA-CIERRE LOCAL

E.T.C.: EQUIPO DE TELECONTROL

BA : RELE AUXILIAR PARA APERTURA DE INTERRUPTOR ES: ENCLAVAMIENTO DEL CIRCUITO DE SINCRONIZACION

PR : CONTACTO DE LA PROTECCION PRINCIPAL

FIG.2.6.- COMANDO DEL INTERRUPTOR, 2ª ALTERNATIVA

contacto ordena el cierre del interruptor siempre y cuando las protecciones de la posición (PRB) no hayan actuado. El cierre para la segunda alternativa se efectúa a través del relé de verificación de sincronismo automático (25-SS) ubicado en el panel de protecciones de la subestación. Cabe indicar que el relé de verificación de sincronismo se puede energizar por medio de la llave de sincronización (43-SS) en posición insertada o vía telecontrol.

2.2. SINCRONIZACION

En subestaciones de un sistema eléctrico de potencia que no sean de carga, se efectuarán interconexiones entre líneas de transmisión "verificando las condiciones de sincronización" como requisito previo para el cierre de interruptores ya que, como regla general y salvo casos excepcionales, no será posible variar (por intervención directa) los parámetros eléctricos a comparar.

La verificación tiene como objetivo fundamental evitar el acoplamiento de redes cuyas condiciones de sincronización sean inaceptables;

Los esquemas de sincronización deberán cumplir con las condiciones que se enumeran a continuación:

- 1.- El cierre con tensión de los interruptores incluidos en el esquema de sincronización será exclusivamente remoto. Este comando remoto podrá ser realizado desde "sala" (S) o desde "despacho" (D), según la posición de la llave (43S-D) de selección de modo de mando ubicada en el tablero de control.
- 2.- Cualquiera que sea el modo de mando "S" o "D", la iniciación de una maniobra de cierre impide, hasta que la misma haya sido completada, cualquier otra orden de cierre "S" o "D" de todos los demás interruptores.
- 3.- El comando "S" deberá ser "automático" o "manual". En el primero, la orden impartida por el operador desde el tablero de control se cumple automáticamente cuando las condiciones de sincronización son correctas para el equipo sincronizador automático. La maniobra es independiente de la responsabilidad del operador, quien sólo deberá retener la orden de cierre hasta que la misma se cumpla. En el segundo, el sincronizador automático es excluido y la maniobra queda totalmente supeditada a la responsabilidad del operador y su correcta interpretación de las lecturas del brazo de sincronización dispuesto a este efecto en la sala de control.

Tanto el mando automático como el manual, requieren la selección del interruptor a operar mediante una llave de sincronización (43-SS). Esta llave sólo se puede extraer en la posición "excluida", y es única para toda la subestación.

- 4.- El comando "D" será sólo automático y contará con los dispositivos de retención que sean necesarios para que la maniobra queda ser iniciada mediante una única señal impulsiva impartida desde Despacho. La anulación de un mando no cumplido (por ejemplo, por condiciones de sincronización inadecuadas) podrá efectuarse por temporización o mediante el envío vía telecontrol de la señal de "abrir" (este último es el caso mostrado en la figura 2.7).
- 5.- Cuando exista más de un nivel de tensión a sincronizar, se instalará un sincronizador automático para cada nivel de tensión, a efecto de independizar entre sí los cableados de los distintos niveles.
- 6.- Cuando la ménsula de sincronización para mando manual es única para toda la subestación, en los caso en que haya más de un nivel de tensión a sincronizarse instalará la llave selectora (43-LST), caso contrario se debe instalar una ménsula de sincronización para cada nivel de voltaje.

La secuencia de maniobras para sincronizar es la siguiente (ver figura 2.7.a,b y c):

A.- Sincronización automática desde la sala de control

- 1.- Seleccionamos el modo de mando de la posición elegida (en este caso, de la 1) posicionando el selector "sala-despacho" correspondiente en "S" (sala). Esta posición evita toda posibilidad de recepción en dicho campo de maniobras impartidas desde Despacho.
- 2.- Seleccionando el interruptor a cerrar, insertamos la llave de sincronización 43-SS1 y la giramos hacia la posición "insertada", en esta posición, un contacto del 43-SS1 energiza el relé auxiliar SSX1 completando los circuitos del interruptor y seleccionando las tensiones para el sincronizador.

Estas funciones se cumplen siempre y cuando no esté en proceso, en otra salida de la misma tensión nominal, una orden de cierre impartida desde Despacho, en cuyo caso el relé de bloqueo E1 inhibe la acción del 43-SS1 hasta que la primera maniobra sea completada.

Para el caso de salidas en otra tensión nominal, el relé de bloqueo E2 cumple igual función.

Recíprocamente, la llave 43-SS1 al ser insertada, inhibe la energización del relé E1, hasta que la misma no sea abierta, no habrá posibilidad de cierre por telecontrol de ningún interruptor, incluyendo a aquel en el que se está trabajando.

3.- El cierre del interruptor se produce al energizarse el relé repetidor CCSX1 cuyo contacto NA se cierra, esperando que el contacto A del sincronizador automático complete la maniobra.

B.- Sincronización manual desde sala de control

La secuencia de maniobra es idéntica a la anterior, con excepción que previo a la ejecución de la maniobra 3, el operador deberá presionar el pulsador PM de sincronización manual y verificar las condiciones de sincronismo mediante el brazo de sincronización. El pulsador PM excita al relé M, el que se autoretiene y puentea los contactos del sincronizador automático autorizando el paso de la orden de cierre dado por el 52-CS1 al interruptor. El relé M se desexcita al extraer la llave de sincronización 43-SS1 (figura 2.7.b) y c)).

C.- Sincronización automática desde Despacho

En la subestación, la llave 43S-D del interruptor a comandar

deberá estar en posición "D". No deberá haber ninguna llave de sincronización insertada. La selección del interruptor es efectuada en Despacho, llegando a la subestación la señal correspondiente RCXc1. En este caso se excita el relé HQ, el relé CCSX1 se autoretiene a través de su propio contacto (ver figura 2.7.b)) a la vez que excita el relé H1 y el relé E1, el que una vez energizado, hace al sistema independiente de la posición del relé M y de la eventual interferencia de cualquier llave de sincronización.

Para el caso en que la línea y la barra a la que se conecta, estén desenergizadas (línea muerta-barra muerta), para completar la maniobra deberá enviarse una orden ulterior de confirmación desde Despacho (representado por el contacto TP, en la figura 2.7.b)), que energiza al relé P.

En caso de que la maniobra no se cumpla, el sistema puede ser desenergizado desde Despacho enviando al interruptor la orden de abrir, a través del relé RCXA1, que excita al relé auxiliar ACSX1 que con uno de sus contactos ejecuta esta función.

D.- Sincronización en estaciones con más de un nivel de tensión

En las subestaciones donde se ha previsto la sincronización

en más de un nivel de tensión, por ejemplo, en alta tensión y en baja tensión, toda maniobra de sincronización iniciada en una de ellas, bloqueará la posibilidad de sincronización en la otra hasta que la misma sea concluida. Los relés E1 y E2 cumplen esta función (ver figura 2.7. b)).

Los cableados de sincronización correspondientes a un nivel de tensión, serán totalmente independientes de los otros y poseerán como único elemento común, la ménsula de sincronización para maniobra manual. Tanto la ménsula de sincronización como la llave selectora de nivel de tensión a sincronizar (43-LST, figura 2.7. a)) serán instalados en el tablero de control de la subestación. Como alternativa también se puede considerar la instalación de dos ménsulas de sincronización para los dos niveles de tensión.

Si se requiere de sincronización automática en dos o más niveles de tensión, se deberá instalar un sincronizador automático para cada uno de ellos.

2.3. RECIERRE

La mayoría de las fallas que se producen en las líneas de transmisión son transitorias, las mismas que pueden ser despejadas desenergizando momentáneamente la línea, por lo

tanto, es factible proveer un servicio continuo por recierre automático del interruptor después de haberse producido la orden de disparo por la operación del relé principal que detecta la falla.

Los requerimientos básicos ha ser considerados para la utilización y control del relé de recierre serán expuestos en el capítulo 3.

Normalmente, el relé de recierre se encuentra habilitado para su operación, pero debido a que el interruptor puede ser abierto desde la sala de control o desde Despacho ya sea por: condiciones de Despacho; por mantenimiento en la línea de transmisión o en el equipo, se debe proveer la manera de deshabilitar su operación. Algunos bloqueos son necesarios para prevenir la iniciación del recierre a menos que, ciertas condiciones sean satisfechas las mismas que serán conectadas en serie con la bobina de arranque del relé. Es aquí donde se debe insertar el circuito de telecontrol para habilitar o deshabilitar al relé de recierre.

Las condiciones que se deben hacer para el telecontrol son las siguientes:

- Recierre monopolar o tripolar. Si es monopolar el telecontrol se debe efectuar para cada una de las fases; si es tripolar el telecontrol es único para las tres fases. Para los dos casos, el circuito de la figura 2.9 es el mismo, salvo que en el recierre monopolar se lo repite para cada fase.
- Tipo de falla: el estudio de estabilidad determinará si el recierre se efectúa luego de fallas trifásicas o sólo con fallas fase-tierra. Cualesquiera que sea el tipo de fallas; al relé que detecta ésta anomalía se lo ha representado como RP en la figura 2.9.
- El ciclo de operación, como el tiempo de recuperación (reclaim time) y el tiempo muerto (dead time), tienen que ser determinandos también por estudios de estabilidad y que deben cumplir tanto el interruptor como el relé de recierre automático (79) respectivamente.

El tiempo muerto para el relé (dead time) es el tiempo medido entre la energización del relé de recierre y la energización acción del circuito de cierre del interruptor.

Esta definición es aplicable para todos los tipos de relés de recierre.

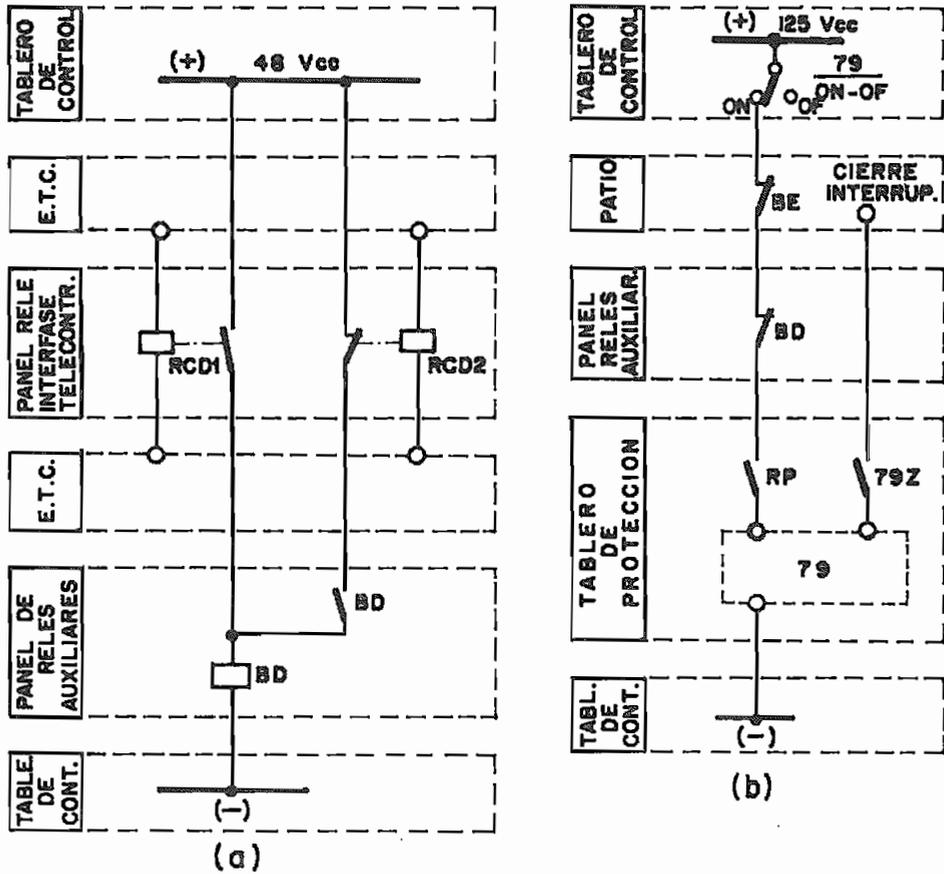
El tiempo muerto para el interruptor es el tiempo medido entre la extinción del arco producido por la apertura del interruptor y el cierre de sus contactos.

El tiempo de recuperación (reclaim time) es el tiempo subsiguiente a la operación de un recierre exitoso, medido desde el instante de cierre del contacto del relé de recierre, que podrá transcurrir antes que el relé de recierre iniciara una secuencia de recierre en el evento de una mayor incidencia de fallas.

Los tiempos indicados en la figura 2.8, deben ser considerados para la calibración del relé de recierre y los tiempos indicados para el interruptor deben ser especificados por el comprador del equipo y cumplidos por el fabricante.

- Bloqueo o habilitación del recierre: el selector 79 ON-OFF, ubicado en el tablero de control de la subestación, debe dejarse en la posición ON para que el recierre funcione.

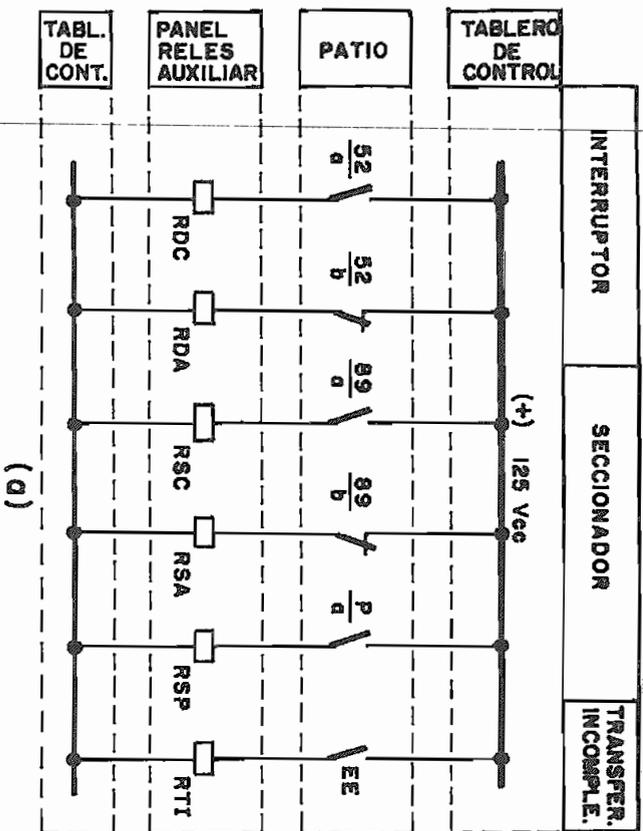
Cuando se cumplan las condiciones que habilitan el recierre automático, para realizar la desconexión se imparte la orden desde Despacho (ver figura 2.9) que llega al equipo de telecontrol el cual energiza al relé de interfase RCD1 cuyo



SIMBOLOGIA

- RCD1 : RELE PARA DESHABILITAR EL RELE DE RECIERRE POR TELECONTROL.
 RCD2 : RELE PARA HABILITAR EL RELE DE RECIERRE POR TELECONTROL.
 BD : RELE AUXILIAR DE 48 Vcc.
 BE : CONTACTO DE ENCLAVAMIENTO.
 RP : CONTACTO DE RELE DE PROTECCION.

FIG. 2.9.- RECIERRE: a) TELECONTROL Y b) CONTROL.



- SIMBOLOGIA**
- PSM : POSITIVO SEÑALIZACION MIMICO.
 - NSM : NEGATIVO SEÑALIZACION MIMICO.
 - PS : POSITIVO SEÑALIZACION.
 - NS : NEGATIVO SEÑALIZACION.
 - PETC : POSITIVO EQUIPO TELECON.
 - NETC : NEGATIVO EQUIPO TELECON.
 - P : CONTACTO PERMISIVO DE SEÑALIZACION.

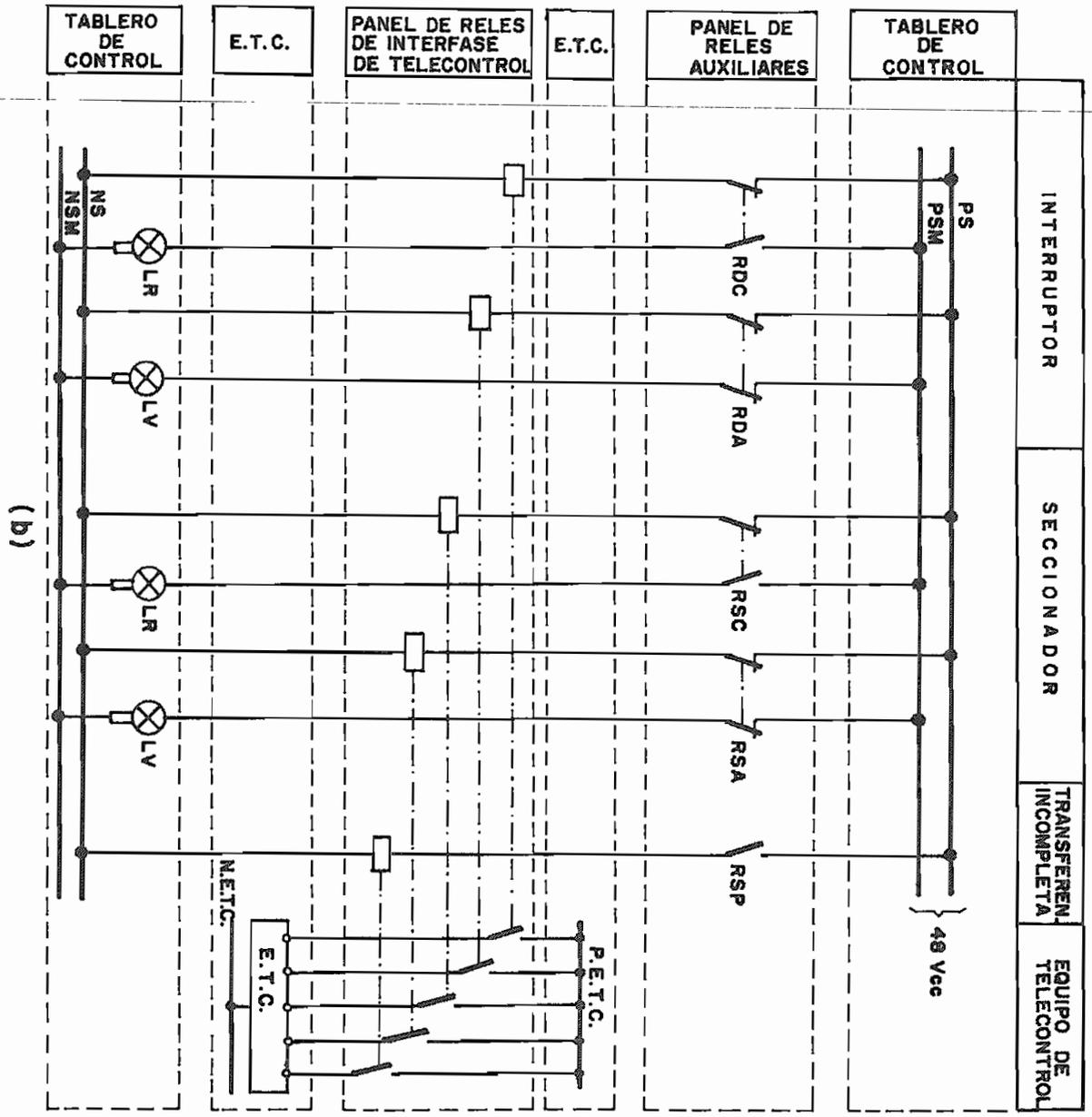


FIG. 2.10.- SEÑALIZACION: d) CONTROL Y b) TELECONTROL.

contacto N.A. energiza al relé BD, que se autoenclava a través de su contacto N.A. y del contacto RCD2 que es N.C.; a la vez que se abre su contacto NC (figura 2.9. b)) en el circuito de 125 V c.c., desconectando al relé de recierre.

Para habilitar el recierre, la orden es receptada por el relé de interfase RCD2 cuyo contacto NC se abre desenergizando al relé auxiliar BD cuyos contactos vuelven a su posición normal.

También podemos desconectarlo desde el panel de control de la subestación, el mismo que se realiza con el selector 79 ON-OFF poniéndole en la posición OFF. En esta posición del selector, las órdenes de Despacho no tienen valor.

Considerando que: el selector 79 ON-OFF se encuentra en la posición ON; los enclavamientos del patio realizados representado por el contacto BE); el contacto del relé BD NC; entonces el relé de recierre automático está en condiciones de operar al momento de producirse una falla en la línea de transmisión o en la barra, la que se produce al cerrar el contacto NA del relé principal RP que detecta la falla.

2.4. SEÑALIZACION

La señalización es un conjunto de indicaciones iniciadas en contactos auxiliares que identifican un estado o confirman un

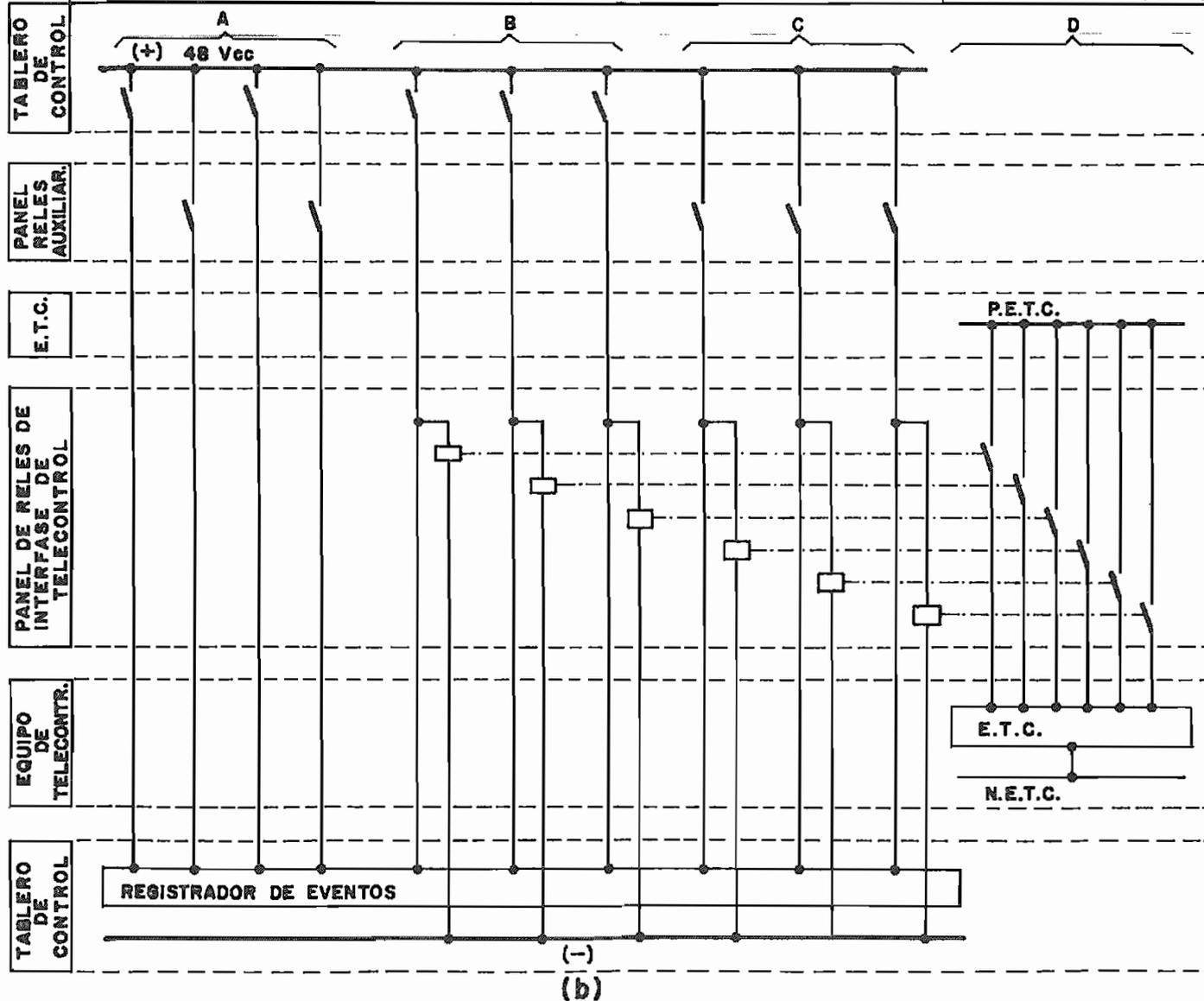
cambio de posición o de maniobra. Pueden ser momentáneos pero en general serán del tipo permanente.

Las señales luminosas se encuentran normalizadas en INECEL así: la señal luminosa verde indica que un equipo se encuentra abierto; la señal luminosa roja que se encuentra cerrado; la señal luminosa amarilla indica que el seleccionador se encuentra en condiciones de abrir o cerrar sus cuchillas (permisivo) y, si esta luz se encuentra apagada, indicará que no se puede maniobrar porque no se han realizados todos los enclavamientos; la señal luminosa azul indica que las cuchillas del seleccionador de puesta a tierra están cerradas; la luz amarilla intermitente indica maniobra de transferencia incompleta en los casos de tener esquemas de barras principal y transferencia con seccionador by-pass o doble barra con interruptor de acoplamiento y seccionador by-pass, etc. Se puede incrementar un mayor número de señales luminosas, que dependerá de la importancia del evento a fin de proporcionar al operador de la subestación o al Centro de Despacho la información necesaria. Todas estas señales deben ingresar en el registrador de eventos para su protocolización.

Las señalizaciones (ver figura 2.10) originadas en contactos auxiliares de equipos en 125 V c.c., son convertidos en señales de 48 V c.c. por medio de los contactos de los relés

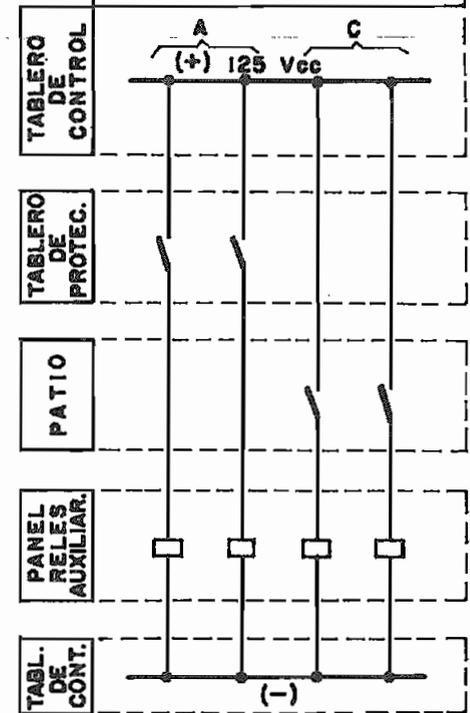
ALARMAS DE UNA POSICION

AGRUPAMIENTO DE ALARMAS PARA EL EQUIPO DE TELECONTR.



(b)

ALARMAS DE UNA POSICION



(a)

SIMBOLOGIA

- A : GRUPO DE ALARMAS QUE NO SALEN DE LA SUBESTACION.
- B : GRUPO DE ALARMAS GENERADAS EN 48 Vcc QUE VAN AL E.T.C.
- C : GRUPO DE ALARMAS GENERADAS EN 125 Vcc QUE VAN AL E.T.C.
- D : CONJUNTO DE ALARMAS QUE VAN AL E.T.C.

FIG. 2.II.- ALARMAS: a) CONTROL, b) TELECONTROL.

repetidores R... que se encuentran en el tablero de relés auxiliares. Las señales de 48 V c.c. así obtenidas ingresan en paralelo al equipo de telecontrol a través de los relés de interfase. Estas señales deben ser de carácter permanente, porque así lo requiere Despacho.

Las señalizaciones que además deben salir en el mímico del tablero de control, indicadas como LR (luz roja) o como LV (luz verde) en la figura 2.10.b), lo hace también en 48 V c.c. pero a partir de contactos separados de los mismos relés repetidores.

Cuando la estación no es atendida, la señalización luminosa en el tablero de control es iliminada mediante una llave o selector dispuesto a este efecto en el mismo.

El ingreso de las señalizaciones al equipo de telecontrol y al registrador de eventos es independiente de la posición del conmutador 43S-D.

2.5. ALARMAS

Es una señal auditiva producida en la sala de control y/o Despacho, iniciadas en contactos propios de los equipos o relés auxiliares que identifican la aparición de una falla o una perturbación. Pueden ser de tipo momentáneo o permanente.

Las alarmas a ser consideradas se escogen de acuerdo con el equipo y con la función que desempeña cada posición.

Las alarmas similares que se deberán considerar para todas las posiciones son las siguientes:

- Sobrepresión de aceite en el disyuntor, si su medio aislante es el aceite.
- Baja presión de aire, si el mecanismo de operación del disyuntor es neumático.
- Baja presión del gas SF₆, si la cámara de extinción del arco es por medio de este gas en el disyuntor.
- Falla alimentación al motor del interruptor, en caso de que el mecanismo sea a resorte.
- Discordancia de polos, si el mecanismo de operación del disyuntor es monopolar.
- Disyuntor enclavado, producido por una falla interna o externa permanente.
- Falla de disyuntor, producido cuando a una orden de apertura dado por la operación del relé principal el disyuntor no ha abierto sus contactos; esta falla produce la apertura de todos los disyuntores acoplados a la barra.
- Transferencia incompleta, que ocurre cuando no se han cumplido todas las condiciones para transferir las señales que llegan al disyuntor de línea o de

transformador al disyuntor de transferencia o de acoplamiento.

- Falla alimentación de 125 V c.c. de control y/o protección.
- Falla alimentación de 48 V c.c. de telecontrol. Las dos últimas producidas por fallas en la alimentación de los servicios auxiliares.

Las alarmas que se deberán considerar para una posición de línea son las siguientes:

- Falla equipo de voz y falla equipo de protección.
- Relé principal operado y relé de disparo operado.
- Relé de recierre operado y relé de recierre bloqueado.
- Falta tensión c.a. a circuitos de protección, que actúa cuando no hay señal de tensión proveniente del transformador de potencial.

Las alarmas que se deben considerar para la posición de transformador son las siguientes:

- Operación del relé diferencial del transformador.
- Sobrecorriente en el lado de alta, baja y neutro del transformador.
- Sobretemperatura de los enrollamientos sea de alta, baja o neutro del transformador.

- Relé Buchholz operado, lo que indica una sobrepresión de gases en el interior del transformador, causado por una falla interna.
- Sobretemperatura y nivel de aceite.
- Falla sistema de enfriamiento si el transformador tiene etapas de ventilación.

Las alarmas que se deben considerar para la posición de transferencia o de acoplamiento de barra son las siguientes:

- Relé diferencial de barras operado.
- Falla barra 1 y/o falla barra 2.
- Máxima tensión de barras.
- Mínima tensión de barras.

También se debe considerar que no todas las alarmas son enviadas vía telecontrol a Despacho. Generalmente las señales de alarmas que son enviadas a Despacho son las producidas por los relés principales y la de los equipos que tienen un primer escalón como son: baja presión de aire, de gas SF₆, de temperatura, de presión de aceite, etc., a fin de acelerar el traslado a la subestación del personal de mantenimiento. Es práctica común poner varias alarmas en paralelo para limitar el número de alarmas a transmitirse a Despacho, así por ejemplo, bastaría una alarma de transformador primer escalón para indicar que hay problemas en el transformador.

Todo lo expuesto se resume en la figura 2.11. Las señales que se originan en contactos de iniciación que operan en 48 V c.c. ingresan en paralelo al equipo de telecontrol a través de los relés de interfase y en forma directa al registrador de eventos para su protocolización.

En los casos en que los contactos de iniciación deben operar en 125 V c.c., las señales son convertidas a 48 V c.c. por medio de los relés repetidores del tablero de relés auxiliares.

Para la protocolización en el registrador de eventos, todas las alarmas serán individuales. El eventual agrupamiento para su transmisión a Despacho, será realizado en el cableado de los contactos de los relés de interfase de telecontrol. En caso de utilizarse cuadro de alarmas en la subestación, sus criterios de agrupamiento difieren de los anteriores y los determina el sector de explotación de la subestación.

El ingreso de las alarmas al equipo de telecontrol y al registrador de eventos es independiente de la posición del conmutador 43S-D.

2.6. MEDICION

Un medidor eléctrico, es un dispositivo que mide o registra

ciertas cantidades eléctricas. Estas son calibradas o programadas para indicar o registrar esas magnitudes basadas en una magnitud patrón.

Un medidor indicador describe el valor presente de una cantidad medida por la posición de una aguja sobre un fondo escala predeterminado o por medio de un display digital. Es usado para dar al operador, información de las magnitudes eléctricas presentes en la subestación, como son: corriente, tensión, potencia activa, reactiva, etc.

Un medidor registrador o grafizador es aquel que registra o gráfica el valor de una cantidad eléctrica que es función del tiempo. Este tipo de instrumentos son usados cuando se precisa de un registro permanente de la medida de esa cantidad que varía con el tiempo, como son: energía activa, reactiva, medidores de demanda de voltaje, etc. Son usados en subestaciones que entregan o venden energía a empresas regionales o del sector, para su respectiva tarifación.

Todos estos medidores eléctricos se encuentran normalmente en la parte frontal del panel de control de la subestación. Para enviar las señales de las medidas eléctricas al Centro de Despacho es necesario utilizar transductores o convertidores, que son dispositivos que convierten magnitudes eléctricas AC a señales DC mucho más bajas, es decir, un

transdutor típicamente cambia: amperios, voltios, vatios, vares, etc., a señales de miliamperios o milivoltios. La señal de salida de los transductores puede también ser usados para operar los medidores locales de la subestación. Estos equipos pueden ser localizados en el mismo tablero de control o en los respectivos tableros de interconexión de cada posición ubicados en los patios de maniobras. Si se ubican en el patio de maniobras se recomienda usar cables con apantallamiento metálico y conectado sólidamente a tierra en uno de sus extremos para evitar inducciones provenientes de los cables de fuerza o de control que se encuentran en la misma canaleta, para que no altere las señales de pequeña magnitud que conducen a sus medidores.

Las señales de corriente y las señales de tensión provenientes de los transformadores de corrientes (TC'S) y de los transformadores de potencial (TP'S) respectivamente, llegan a borneras de pruebas antes de ingresar a los transductores y/o medidores eléctricos. Estas borneras de pruebas pueden ser:

- Borneras de contraste (BPC), la misma que permite calibrar al medidor de energía sin interrumpir el funcionamiento del resto de aparatos (ver figura 2.12).

- Borneras cortocircuitables y seccionables (BPI) que al extraer la tapa que los cubre, los bornes de corriente se cortocircuitan (cortocircuitan los TC'S) y los bornes de potencial se abren (circuito abierto de los TP'S), las mismas que se utilizan para contrastar los medidores sin tomar las señales de los transformadores de medida sino de una fuente de poder autoregulable.

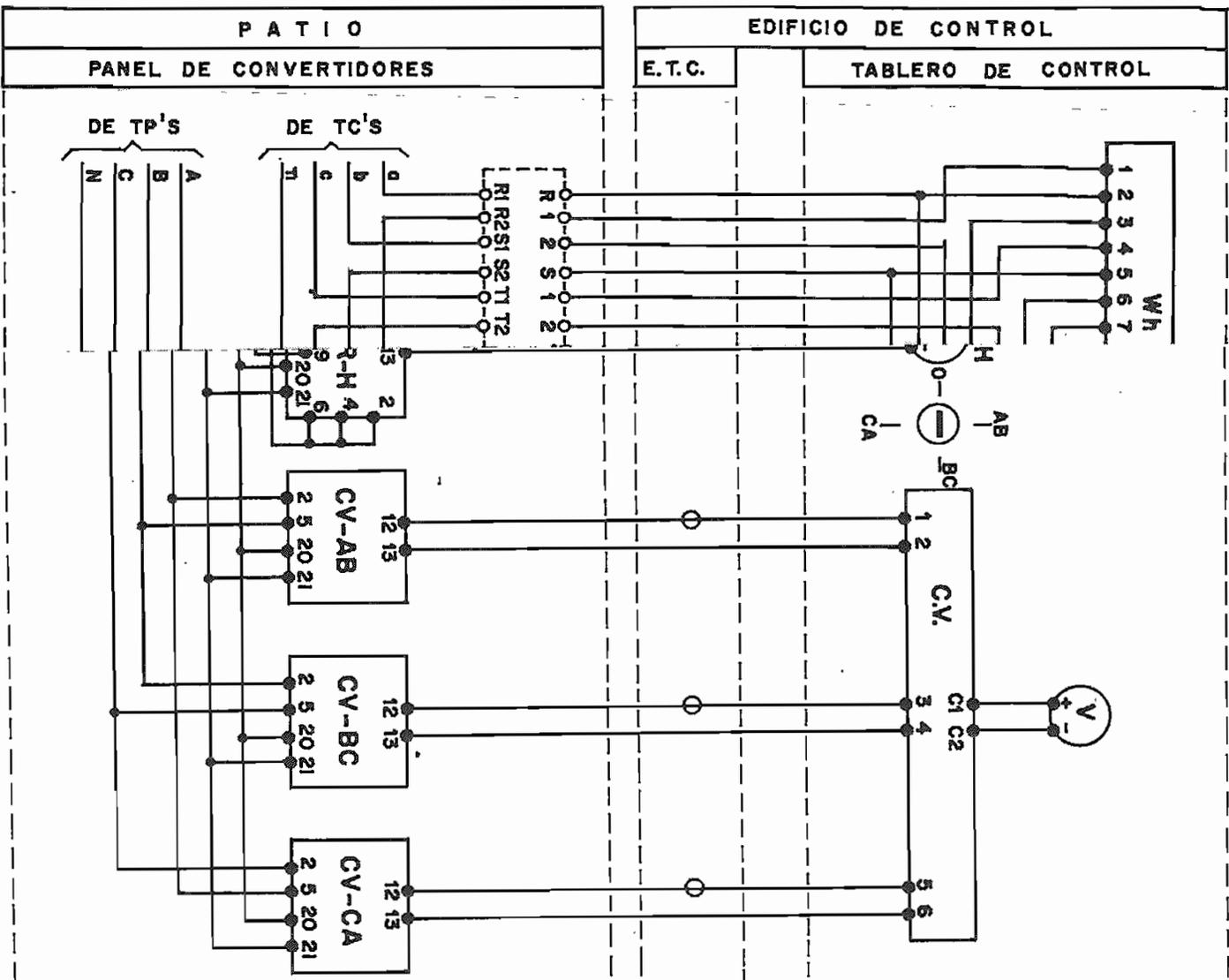
El tipo de mediciones que se han considerado en la figura 2.12 son:

- Mediciones directas: mediciones realizadas mediante aparatos conectados en forma directa a los secundarios de transformadores de medida. Serán limitadas a los medidores de energía y eventuales instrumentos que se consideren como lo es el tablero de sincronización, los mismos que se instalarán en el tablero de control.
- Mediciones analógicas: mediciones de magnitudes de corriente, tensión potencia, frecuencia o ángulo que pueden ser obtenidas por medio de convertidores de medida. Son recogidas en los tableros de interconexión de las respectivas posiciones a partir de los convertidores de medida y transmitidas como señales de corriente continua independiente de la carga, mediante cables apantallados, a los instrumentos de medición ubicados en

el tablero de control y de allí, en serie, a los módulos de ingreso del equipo de telecontrol.

- Mediciones por "acumulación" de señales: se trata de mediciones periódicas de ciertas magnitudes eléctricas como la medida de energía activa o reactiva, que se obtiene por medio de señales impulsivas que se acumulan durante cierto tiempo o integran un resultado a intervalos prefijados. Las señales impulsivas emitidas por el cierre y apertura periódica de contactos de los aparatos, serán en general usados para el envío de la respectiva información a Despacho vía telecontrol.

El ingreso de las señales al equipo de telecontrol es independiente de la posición del conmutador 43S-D.



BPC :
 BPI :
 C :
 R :

FIG. 2.12.- CIRCU

C A P I T U L O I I I

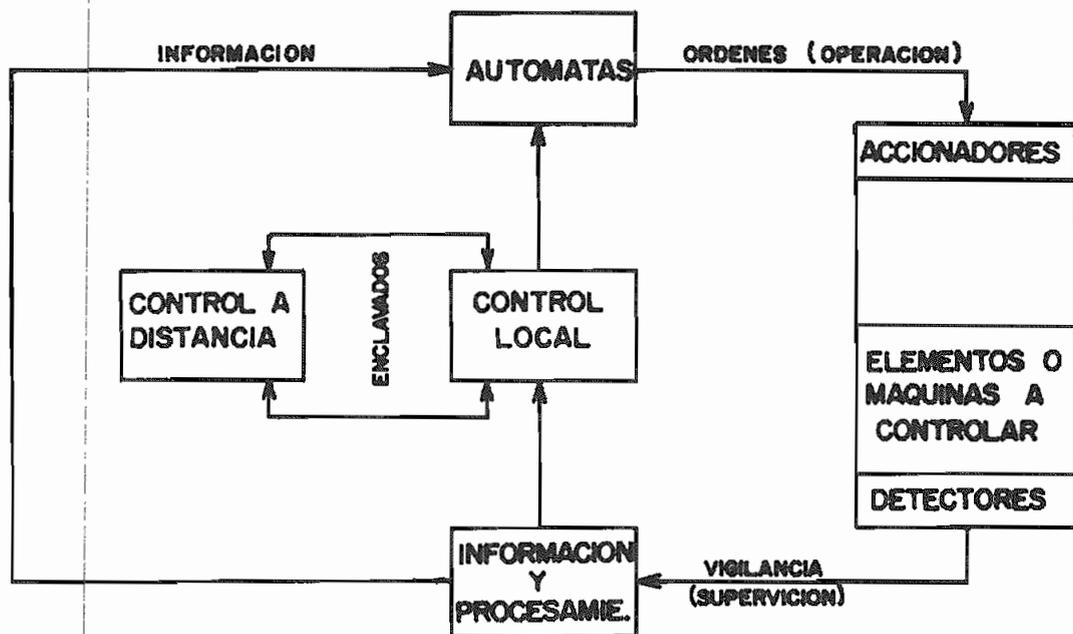
3. SISTEMA DE CONTROL

Se entiende por Sistema un conjunto de equipos, instalaciones y accesorios que cumplen una función determinada; y se entiende por control la acción (comando) y efecto de vigilar (supervisión) y dar órdenes en respuesta a dicha vigilancia (operación).

Cuando se piensa específicamente en Sistemas eléctricos, se encuentran varios niveles a los cuales debe proveerse de un adecuado control. La figura 3.1 muestra un diagrama de bloques del control de un equipo o un sistema y la figura 3.2 muestra los niveles a los cuales debe proveerse control. Estos niveles son los siguientes:

- a) El Sistema eléctrico como conjunto, el cual es vigilado en gran medida por las protecciones automáticas.

- b) Los elementos componentes del Sistema tales como: Centrales eléctricas, subestaciones, líneas de transmisión, etc., a los cuales debe controlarse en forma individual y coordinada con el resto de éste. Cada uno de éstos componentes se constituyen en un subsistema.



NOTA: LOS MANDOS PUEDEN SER VOLUNTARIOS O AUTOMATICOS.

FIG. 3.1.- DIAGRAMAS GENERAL EN BLOQUES DEL CONTROL DE UN EQUIPO ELECTRICO.

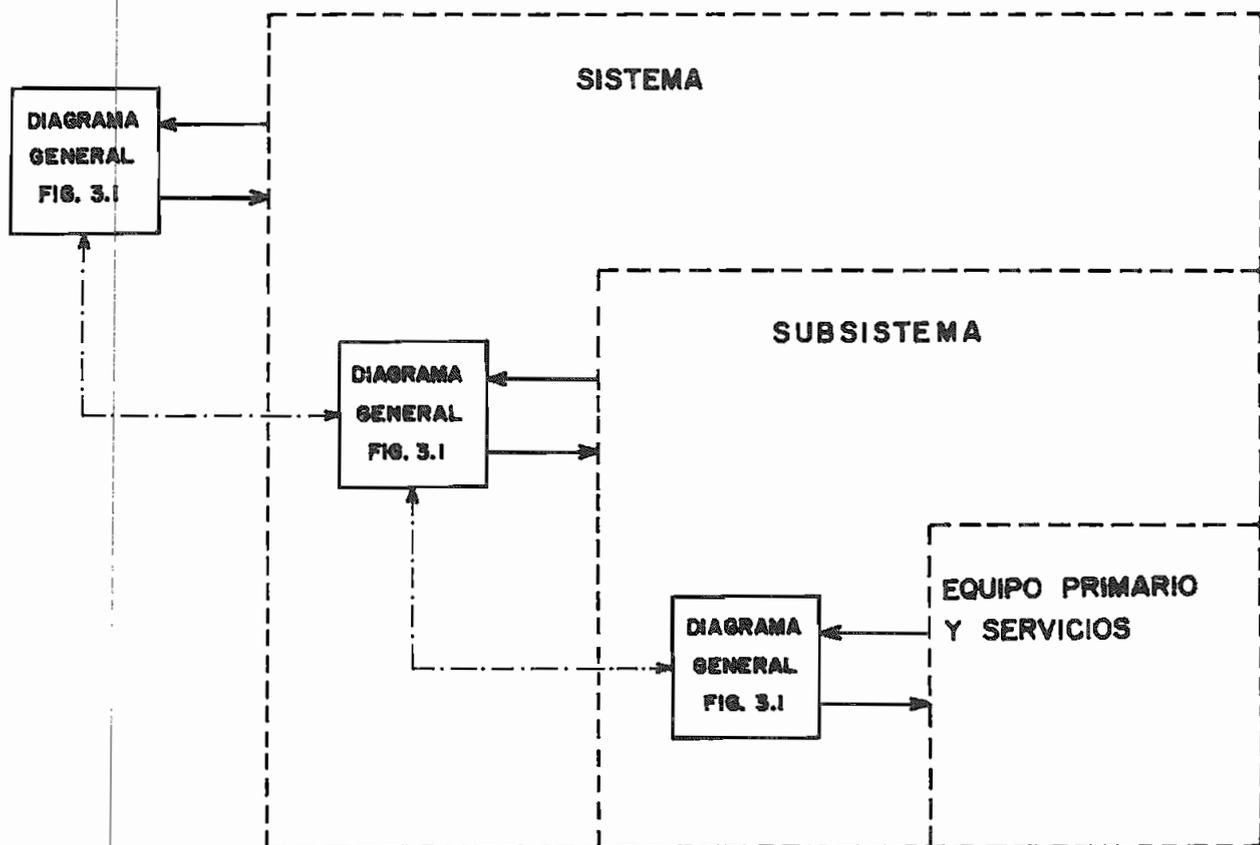


FIG. 3.2.- NIVELES JERARQUICOS A LOS CUALES SE APLICA CONTROL.

c) Los equipos que conforman las Centrales, las subestaciones, las líneas y otros. Entre los equipos se encuentran por ejemplo: turbinas, generadores, transformadores, seccionadores, disyuntores, juego de barras, etc., los cuales deben controlarse en forma independiente, pero enclavados con otros equipos. Este control está centrado en el equipo mismo y en los servicios auxiliares y accesorios necesarios para el correcto funcionamiento de los equipos.

Dada la complejidad y variedad de equipos y elementos que componen un Sistema eléctrico, se hace cada vez más difícil tener una concepción completa, acabada y detallada de la forma en que éstas deben ser controladas; por lo tanto, es necesario dar ciertas pautas relativas a la elaboración de los proyectos de control que faciliten la tarea en una primera etapa, que corresponde a la concepción del proyecto. En esta fase no es necesario aún preocuparse de las características eléctricas del equipo a ser controlado ni de los elementos que conforman el esquema de control ni de su tecnología, sino más bien de la filosofía y del papel que desempeñan dichos elementos en su elaboración.

Para elaborar estos circuitos de control y para facilitar el trabajo de proyectar, se utilizará en los posible, los circuitos lógicos.

3.0.1. ENCLAVAMIENTOS

Por enclavamiento entre dos sistemas, equipos u otros, se entiende una interdependencia en la operación. Es decir, dos sistemas o equipos estarán enclavados entre sí, cuando para la operación de uno de ellos se requiere alguna condición de parte del otro, ya sea ésta una secuencia de operación o la posible existencia de un estado determinando. No es restrictivo solamente a dos, sino que puede aplicarse a un conjunto de sistemas.

De acuerdo a la definición anterior, un esquema de enclavamientos, se puede considerar como un mecanismo de control, tendiente a dar seguridad y protección a personas y equipos y en la operación del sistema, en lo que se refiere a maniobras tales como: transferencia de circuitos de alimentación, transferencia de equipos, etc. y como también en procesos industriales, cualesquiera sean estos, en los que se deben cumplir ciertas operaciones en un orden determinando.

En una subestación, se hacen necesarios los enclavamientos para dar máxima seguridad y confiabilidad, tanto a la operación como al mantenimiento de los equipos.

Se deben considerar los siguientes tipos de enclavamientos:

a) Según su concepción: En un proyecto, de acuerdo a los criterios que surgen del estudio previo se tienen los siguientes tipos de enclavamientos:

1.- Dados por las protecciones: los ajustes o calibraciones de las protecciones determinan ciertos enclavamientos que tienen relación con la coordinación de los mismos y de su acción sobre interruptores.

2.- Dados por la confiabilidad asignada a ciertos equipos y esquemas que requieren protección frente a algunas emergencias.

3.- Enclavamientos tendientes a facilitar la labor de los operadores y evitar errores en maniobras que normalmente requieren una secuencia.

4.- Enclavamientos que resultan de criterios tendientes a dar seguridad al personal de mantenimiento.

5.- Enclavamientos determinados por el modo de control de una subestación (manual-automático, local-distancia, etc.).

b) Según sus características constructivas y de diseño:

Dependen del fabricante proveedor de los diferentes equipos

y de acuerdo a especificaciones técnicas dado por el comprador de los mismos.

- 1.- Enclavamientos mecánicos: consisten en arreglos de palancas de accionamiento, candados, barras, etc. Permiten la operación al pie del equipo y debido a esto, tienen por lo general un uso limitado.
- 2.- Enclavamientos eléctricos: Consisten fundamentalmente en arreglos electromecánicos, que permiten abrir o cerrar circuitos, que energizan o desenergizan a otros y que tienen a su vez determinada secuencia de operación. Son bastante apropiados en operaciones en las cuales la velocidad de ejecución es importante.
- 3.- Inserción de llave: consiste en un dispositivo que permite el inicio de una secuencia de operación cuando es insertada la llave. La operación de insertar o extraer la llave del dispositivo permite enclavar o desenclavar circuitos de control. Es aplicable a cualesquier tipo de condiciones deseadas que garantizan totalmente la seguridad de los operadores y equipos.

3.1. CONTROL DE SECCIONADORES

Los seccionadores tienen como funciones las de seccionar líneas, aislar equipos, servir como "by-pass" de circuitos en los que se requiere el mantenimiento de interruptores, poner a tierra equipos, barras o líneas ya sea para seguridad del personal de mantenimiento o de operación.

El accionamiento de las cuchillas de los seccionadores se pueden realizar manual y/o automáticamente, en forma local o remota. La operación manual local se realiza al pie del equipo, ya sea con una palanca de accionamiento, con pértigas aislantes, etc. Esta operación puede o no tener enclavamiento mecánico o electromecánico; el enclavamiento mecánico puede ser un pasador, un candado, etc.; en ambos casos la correcta operación es responsabilidad del operador. Aquellos que no tienen ningún tipo de enclavamiento, se pueden operar libremente, este es el caso de los seccionadores fusibles utilizados en subestaciones de distribución.

La operación automática se efectúa a través de un motor eléctrico que se encuentra acoplado al eje de mecanismo de accionamiento de las cuchillas del seccionador. El comando se lo puede realizar desde el cubículo de control instalado al pie del equipo (operación local); desde la sala de control (operación remota) o desde el Centro de Despacho (operación

a distancia). Estos seccionadores también disponen de accionamiento manual.

Para definir cual de los dos tipos de operación se requiere, se debe considerar:

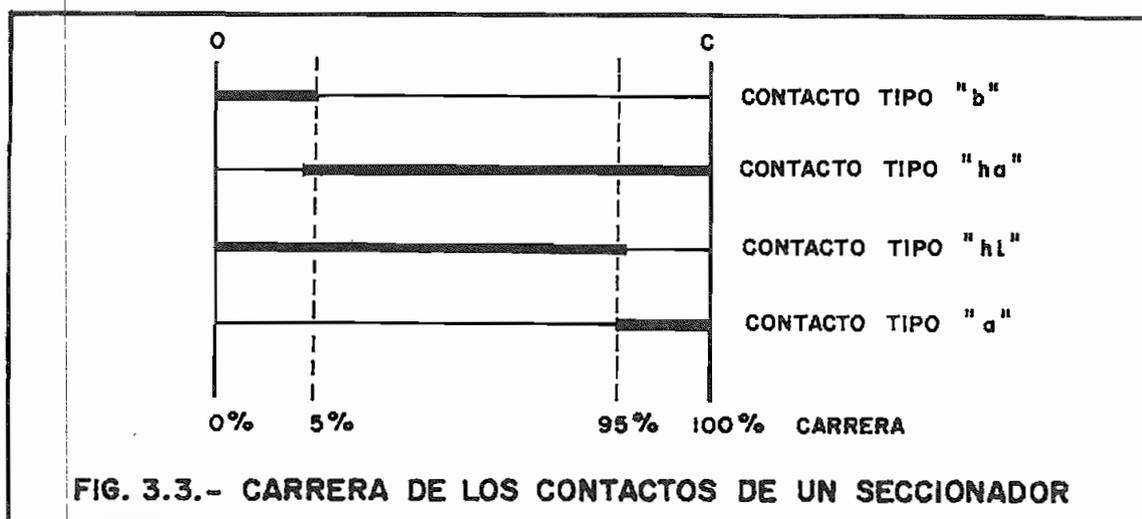
- a) Seguridad industrial, seguridad que se debe brindar al personal de mantenimiento y de operación.
- b) Flexibilidad de operación, dependiendo del esquema de barras adoptado para la subestación.
- c) Confiabilidad del sistema.

En INECEL se utilizan seccionadores motorizados en niveles de tensión de 230 KV y 138 KV, que son subestaciones de enlace y que en el futuro serán comandados desde el Centro Nacional de Despacho (CNCE). Para niveles de tensión menores o iguales a 69 KV, que forman parte de los sistemas regionales, los mecanismos son para operación manual.

Entre los requerimientos, en relación a los mecanismos de accionamiento y control de los seccionadores, se deben mencionar:

- a) Cada seccionador y cada seccionador de puesta a tierra tendrán un mecanismo manual el mismo que operará simultáneamente las tres fases. Este mecanismo será provisto aún cuando tenga mecanismo eléctrico para control remoto.
- b) Cuando se solicite mecanismo para control remoto, del tipo accionado a motor, el mecanismo responderá a órdenes eléctricas remotas y además provistas con medios para control local. Además serán diseñados de modo que su operación responda aún cuando las órdenes correspondientes sean del tipo impulsivo o momentáneo. Este mecanismo será provisto de enclavamiento entre el mecanismo de operación manual y el de operación local eléctrico a fin de que no puedan operarse simultáneamente.
- c) Si el seccionador principal y el seccionador de puesta a tierra están montados en el mismo aislador, entre los dos estará provisto de un enclavamiento de modo que sólo uno de ellos pueda estar cerrado.
- d) Los seccionadores y los seccionadores de puesta a tierra tienen acoplados al eje de conducción de movimiento un juego de contactos, que se los puede utilizar en los circuitos de control o para indicación de posición, etc.; los contactos cortos (a y b) se utilizarán en señales que

se requieran un cambio de estado rápido, caso contrario, se utilizarán los contactos largos (hL y ha) (ver figura 3.3).



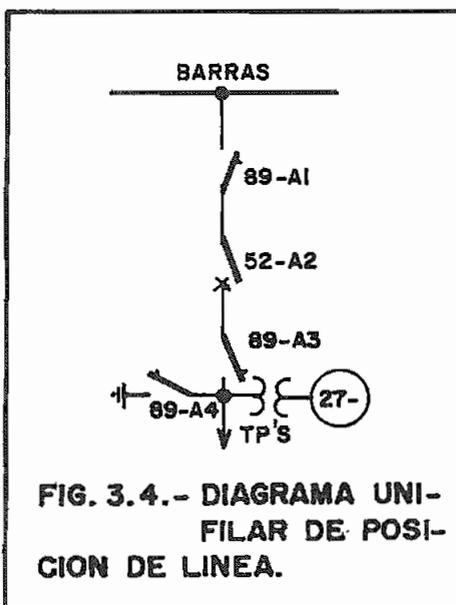
Para desarrollar el control de seccionadores, se han realizado las siguientes consideraciones:

- El control de una posición de línea es similar al de una posición de transformador, excepto por el seccionador de puesta a tierra de la línea.
- Los mismos enclavamientos deben existir en el control de los seccionadores tanto para control local como para el remoto.

- El selector local-remoto (43L-R) y los pulsantes de apertura y cierre se encuentran en el cubículo de control del equipo respectivo.
- El manipulador o control-switch (CS) se halla en el tablero de control de la respectiva posición.

3.1.1. CONTROL DE SECCIONADORES DE LINEA

El diagrama unifilar considerado se muestra en la figura 3.4 y su circuito lógico en la figura 3.5. a) y b). El control del seccionador 89-A1 se ha desarrollado en el punto 3.1.3.

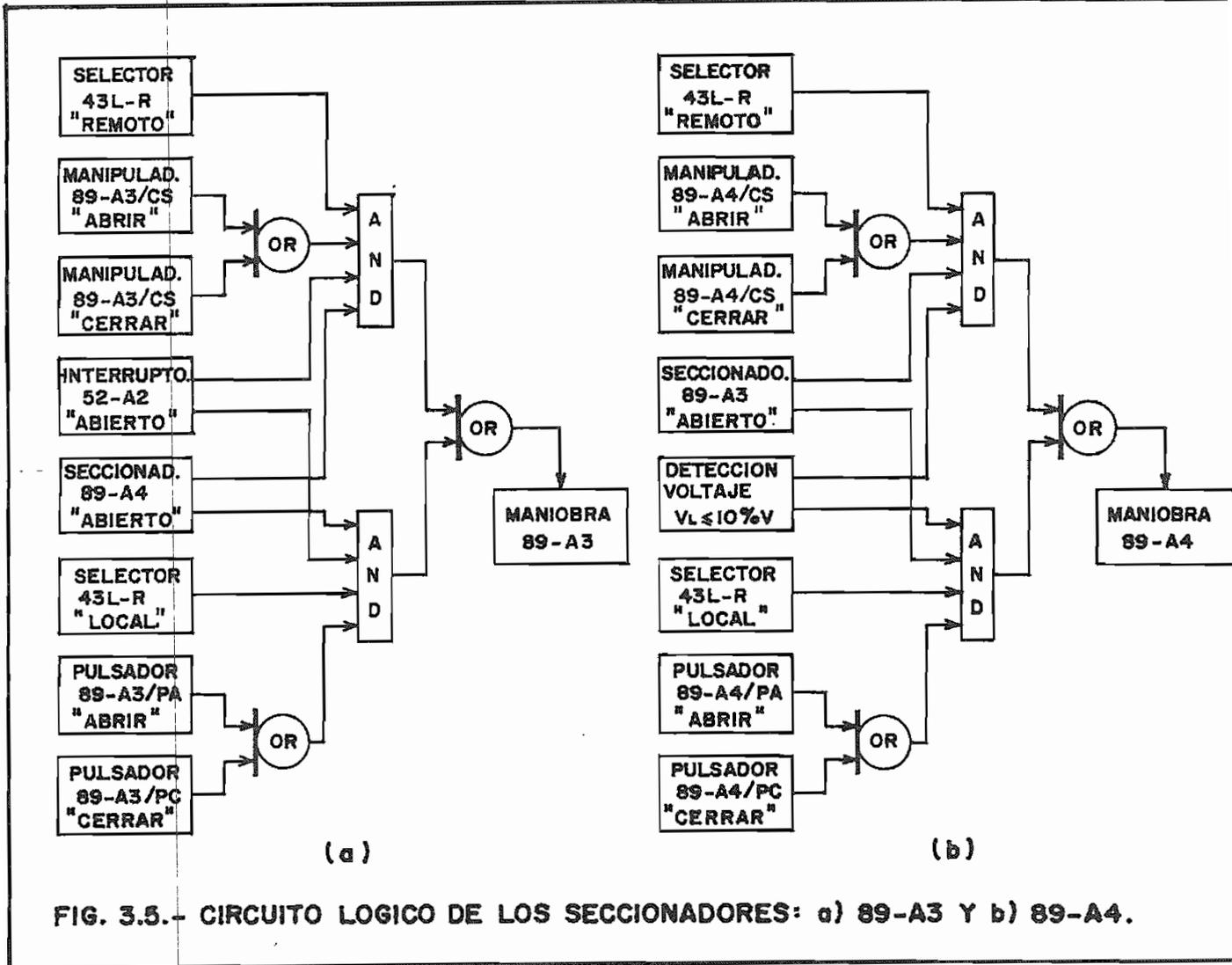


En la figura 3.5. a), para efectuar la maniobra de cierre o apertura en forma local o remota del seccionador 89-A3, debe cumplir con las condiciones: seccionador 89-A4 e interruptor 52-A2 abierto.

En la figura 3.5. b), para efectuar la maniobra de cierre o apertura en forma local o remota del seccionador 89-A4,

debe cumplir con las condiciones: el seccionador 89-A3 abierto y el relé de bajo voltaje (27) esté operado cuando el

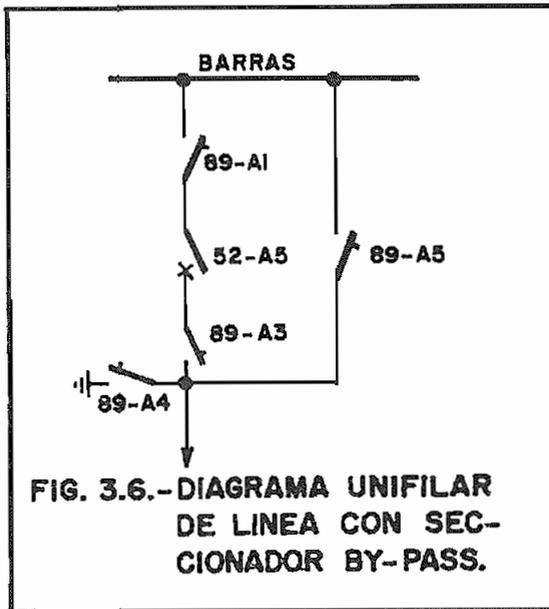
voltaje de línea sea menor o igual al 10% del voltaje nominal de la línea.



Si el seccionador de puesta a tierra 89-A4 no va a ser controlado por el Centro de Despacho, no se requiere que el

mecanismo del accionamiento sea motorizado sino manual. Las únicas condiciones a ser consideradas serán, en este caso: seccionador 89-A3 abierto y que el detector de voltaje de línea (relé 27) esté alimentado por un voltaje menor o igual que el 10% del voltaje nominal de la línea. Estas señales serán suficientes para desenclavar el accionamiento mecánico para su operación manual.

3.1.2. CONTROL SECCIONADORES DE LINEA CON BY-PASS

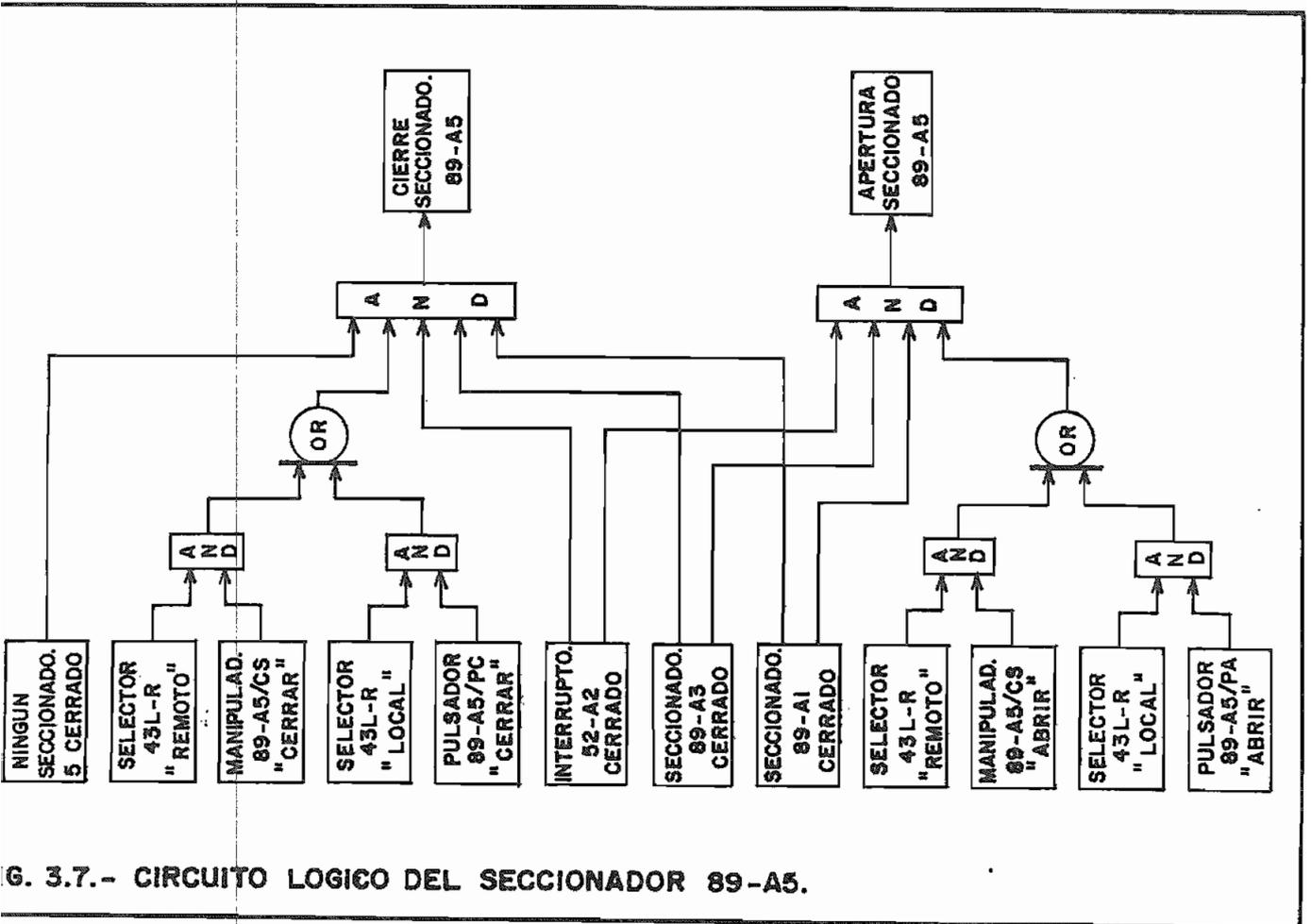


El diagrama unifilar considerado se muestra en la figura 3.6. Los circuitos lógicos para los seccionadores 89-A3 y 89-A4 son iguales a los indicados en el punto anterior. En la figura 3.7 se muestra el circuito lógico del seccionador 89-A5. Las condiciones tanto para la apertura como para el cierre son: seccionadores 89-A1 y 89-A3 y el interruptor 52-A2 deben

estar cerrados salvo que, para la condición de cierre se añade que ningún seccionador S esté cerrado.

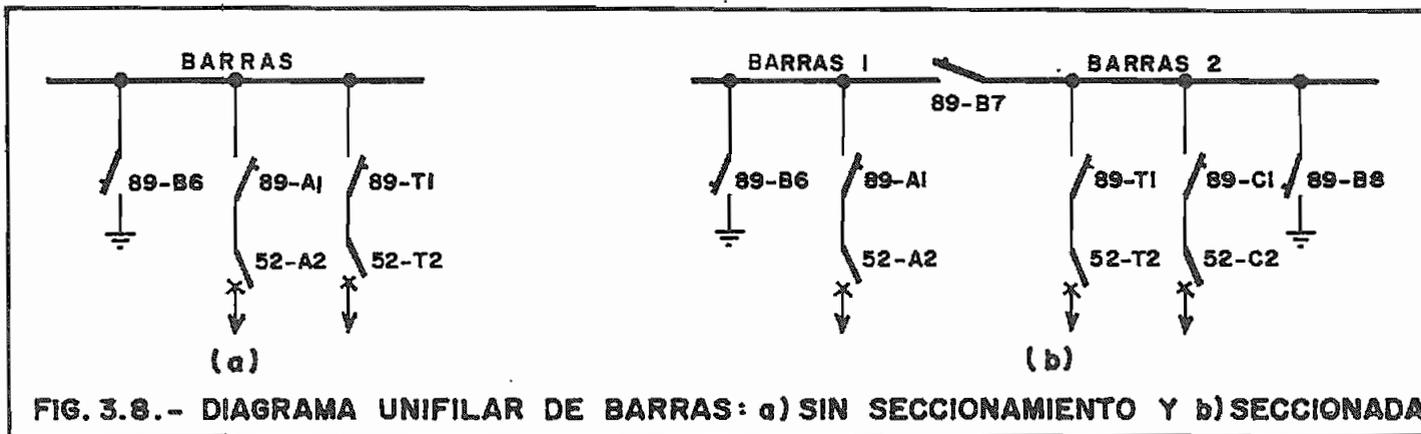
3.1.3. CONTROL DE SECCIONADORES DE BARRA

Para el control de los seccionadores de barra se consideran dos casos: barra sin seccionamiento (figura 3.8. a)) y barra seccionada (figura 3.8. b)). El (los) seccionador(es) de puesta a tierra de las barras deben tener el mecanismo de operación manual debido a que, si se pone a tierra la barra,



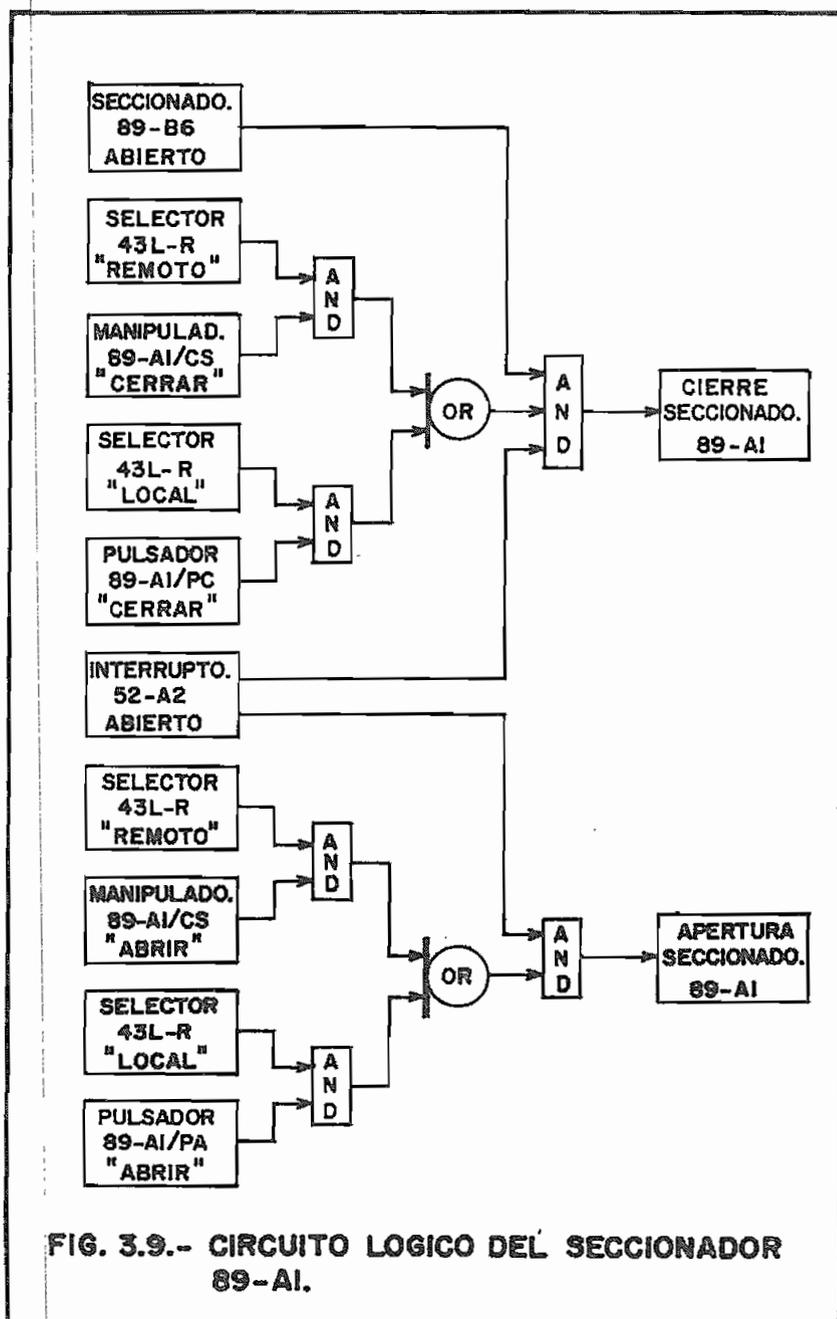
significa que la subestación o parte de ella sale de servicio por mantenimiento programado, por lo que es necesario comandarlos desde Despacho.

El circuito lógico del seccionador 89-A1, desarrollado en la figura 3.9, establece que la condición que se debe cumplir para el cierre o la apertura es que el interruptor 52-A2 esté abierto, añadiéndose para el cierre que el seccionador de puesta a tierra 89-B6 esté abierto. Este circuito es aplicable para los dos casos mostrados en la figura 3.8, cambiando la condición para los seccionadores conectados a la barra 2 en la que se debe considerar al seccionador 89-B8 abierto para el cierre de cualesquiera de ellos, sin importar que el seccionador 89-B7 esté abierto o cerrado.

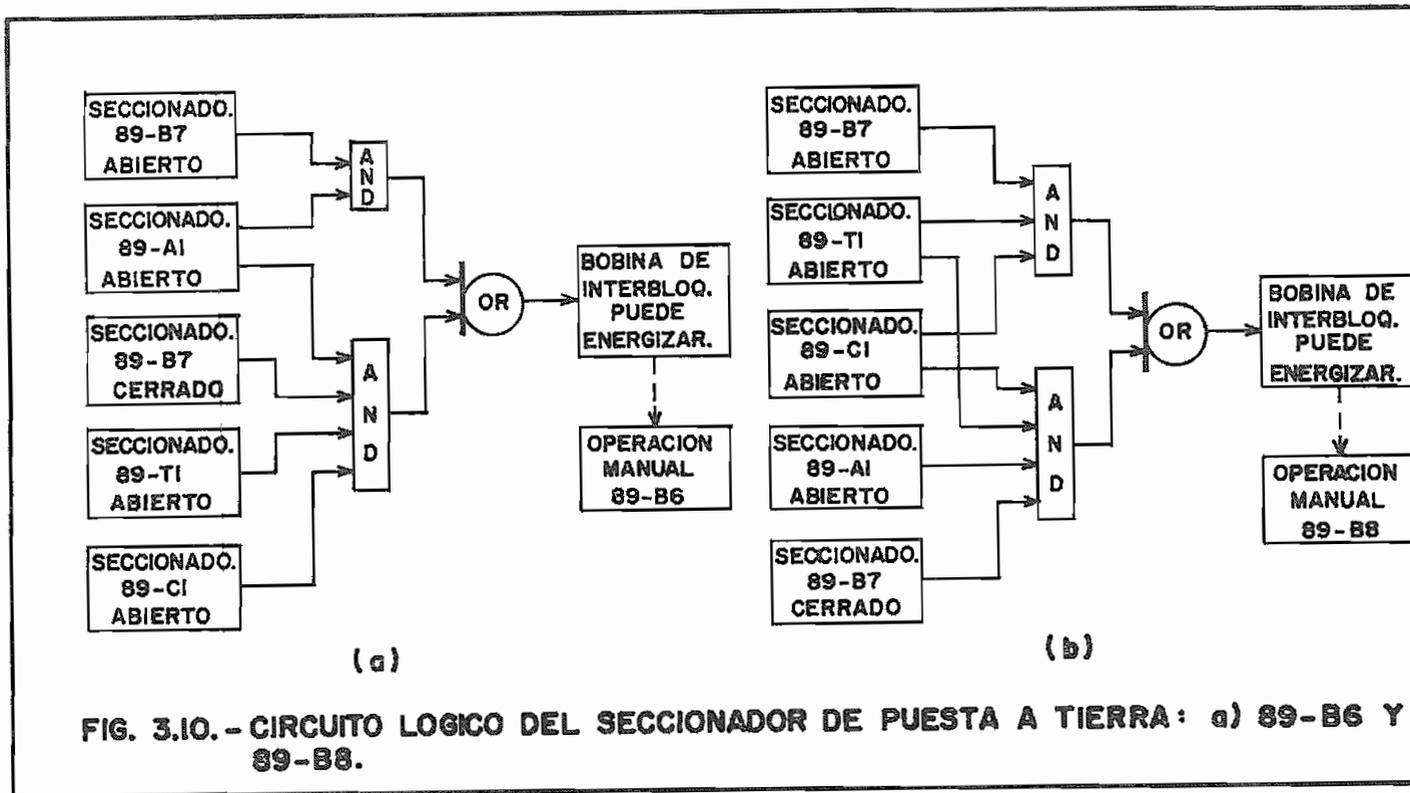


Los circuitos lógicos mostrados en la figura 3.10. a) y b) que corresponden a los seccionadores de puesta a tierra 89-B6

y 89-B8 respectivamente, para la barra seccionada indicada en la figura 3.8. b), señala que ningún seccionador de barra deben estar conectados a la barra 1 y/o 2 para operarlos. Esta misma filosofía se aplica para el caso de la barra sin seccionamiento.



El circuito lógico del seccionador 89-B7 está desarrollado en la figura 3.11. Aquí se establecen dos condiciones para su operación: 1) la barra 1 se encuentre desenergizada (seccionadores 89-B7 y 89-B6 abiertos) y la barra 2 puede o no estar energizada; y, 2) la barra 2 se encuentre desenergizada (seccionadores 89-T1, 89-C1 y 89-B8 abiertos)



y la barra 1 puede o no estar energizada. En ningún caso las dos barras pueden estar energizadas para operar el seccionador 89-B7.

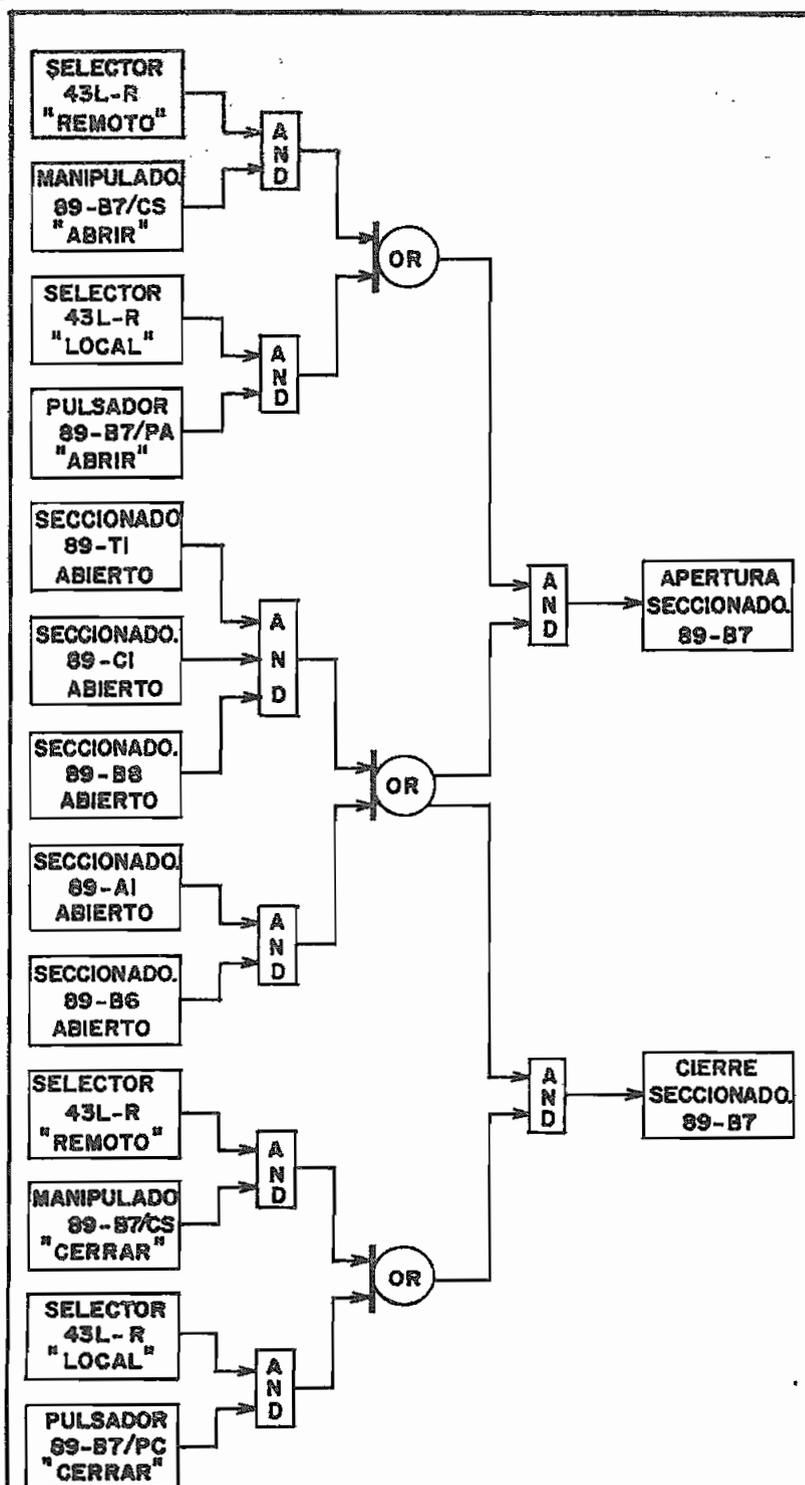


FIG. 3.II.- CIRCUITO LOGICO DEL SECCIONADOR 89-B7.

3.2. CONTROL DE INTERRUPTORES

Un interruptor es un dispositivo mecánico de desconexión, capaz de iniciar, conducir e interrumpir corrientes eléctricas en condiciones normales o anormales de un circuito eléctrico. Un interruptor es concebido como un elemento de protección que tiene como función poner en servicio, o fuera de servicio un área de un Sistema eléctrico.

Esta puesta en servicio o fuera de servicio, puede deberse a una orden voluntaria o automática proveniente de los relés del sistema.

Los interruptores son clasificados por su construcción como: "dead tank" (tanque muerto) y "live tank" (tanque vivo). El interruptor de tanque muerto es aquel, en que todos sus accesorios y la cámara de extinción son mantenidos dentro del tanque; el tanque está al mismo potencial de tierra y la conexión externa se realiza a través de "bushings" convencionales. El interruptor de tanque vivo es aquel cuya cámara de extinción y mecanismo de accionamiento están instalados en una columna de porcelana aislante y sus terminales están al mismo potencial de la fuente. Los interruptores también se clasifican en términos del medio de interrupción como: aceite, aire, SF₆ y vacío.

Los interruptores usualmente utilizados hoy en día en alta tensión y ultra alta tensión son los interruptores en SF₆ preferentemente por su confiabilidad y bajo requerimiento de mantenimiento.

Desde el punto de vista del control, interesan fundamentalmente ciertos requerimientos específicos, tales como:

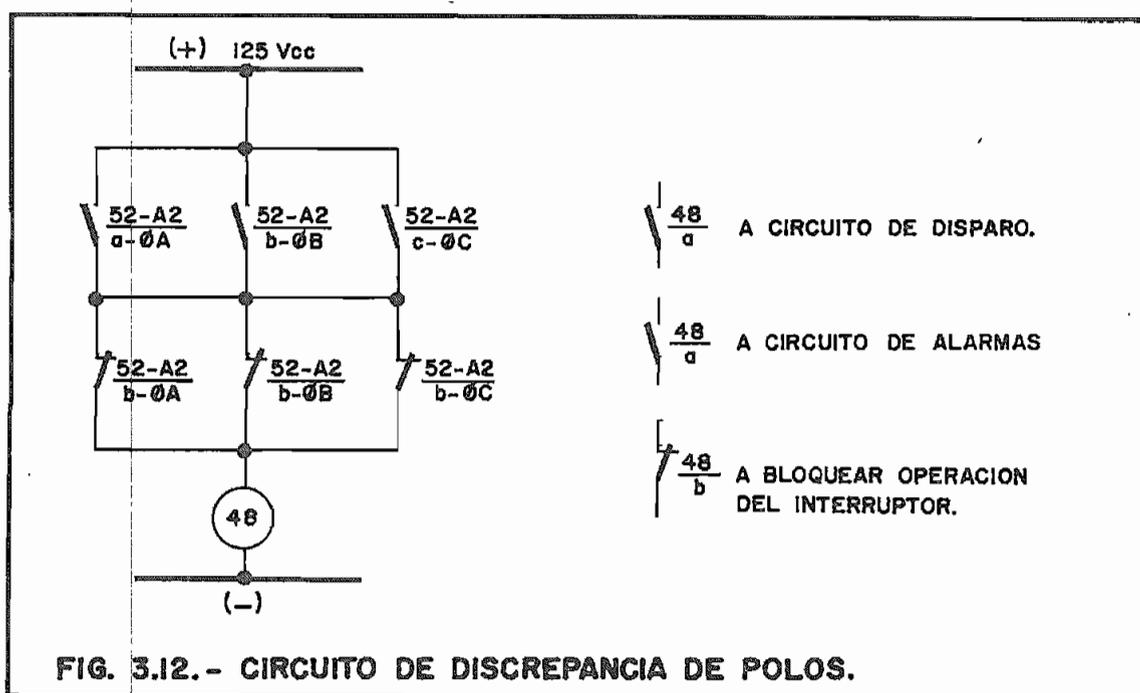
- Debe ser posible una operación manual directa, especialmente para su apertura.
- Si el mecanismo de operación se realiza por medio de muelle o resorte y estos son cargados neumáticamente, se debe exigir el control de los niveles de aire comprimido que comprenda: presión nominal, presión de alarma, presión de disparo y presión de enclavamiento en n posición abierto.
- Si la cámara de extinción del arco es por medio del gas SF₆, se debe exigir el control de los niveles del gas SF₆ que comprendan los mismos niveles que el caso anterior.
- El fabricante del interruptor debe especificar si sus mecanismos de operación requieren de una señal continua o un pulso para su operación.

- Se debe considerar si el mecanismo de operación es monopolar o tripolar. En INECEL, el cierre, disparo y recierre es tripolar; en caso de tener interruptores con mecanismo independiente de operación, éstos deben acoplarse mecánica y eléctricamente para obtener una operación simultánea. Si esta operación no es simultánea, se debe implementar el circuito de discrepancia de polos, como el de la figura 3.12, en la cual, al no tener una operación simultánea de cualesquiera de las tres fases, es, se activa el relé de discrepancia de polos (48) que ordena el disparo a los tres polos, a la vez que da la alarma y bloquea el interruptor en abierto.

- También se debe considerar el número de circuitos de apertura ya que existen interruptores con uno o dos circuitos de disparo. Para su control se debe considerar el tiempo entre el primero y el segundo circuito de disparo, a los que irán acoplados los circuitos de protección. Normalmente se asocia la protección principal al primer circuito de disparo, siendo el segundo para disparo manual o por protección de respaldo.

- Es importante considerar el ciclo de operación de un interruptor, entendiéndose como tal, a una secuencia predeterminada de operaciones de cierre y apertura. Estos ciclos de trabajo deben de estar de acuerdo con los

principios y procedimientos dados en la norma ANSI C.37.04 Y C.37.07. El ciclo de operación especificado por INECEL es 0-0.3-CO, el mismo que significa que el interruptor es disparado por la protección principal al producirse una falla, permanece 0.3 segundos abierto (tiempo muerto) para luego recerrar y si la falla persiste se abre definitivamente. Este ciclo de operación es comandado por el relé de recierre (79) que es de alta velocidad, activado por la protección principal.



Por la gran variedad de fabricantes, tipos y aplicaciones de interruptores, se recomienda, para propósitos de especificaciones técnicas, construcción detallada y construcciones especiales, la norma ANSI C.37.12 e IEC 56.

3.2.1. TRANSFERENCIA

Considerando el mantenimiento de interruptores y la continuidad de servicio, se utilizan varios esquemas de barras que dependen de la importancia de la subestación en el sistema. Para el esquema de barras simples es común realizar arreglos como se indica en la figura 3.13. a) y b). En el primer caso, para realizar el mantenimiento de este equipo necesariamente se tendrá que interrumpir el servicio. En el segundo caso, no habrá interrupción de servicio, pues está cerrado el seccionador "by-pass" 89-A5; se pueden abrir los seccionadores adyacentes y darle mantenimiento al interruptor.

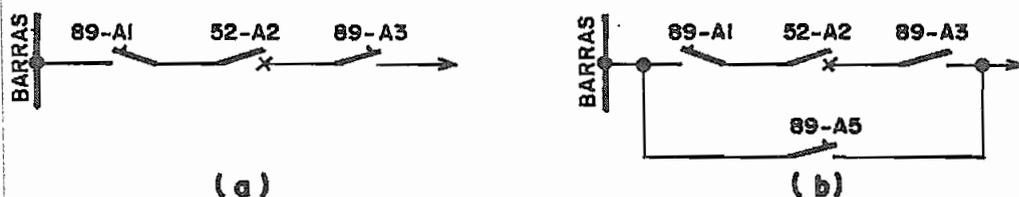
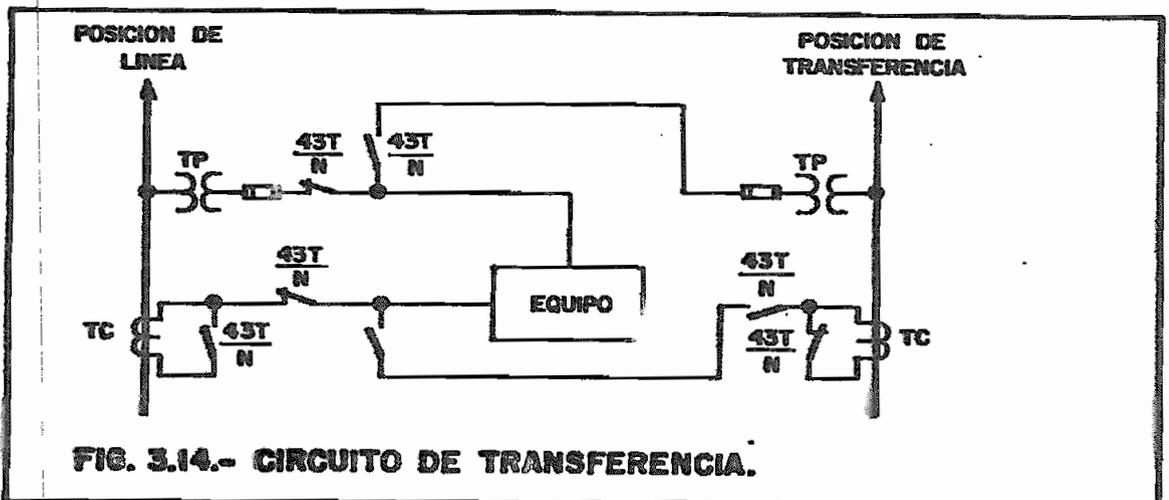


FIG.3.13.- ARREGLO TÍPICO DE SECCIONADORES E INTERRUPTOR: a) SIN SECCIONADOR BY-PASS Y b) CON SECCIONADOR BY-PASS.

Para el esquema de barra principal y transferencia, el seccionador 89-A5 se debe conectar a la barra de transferencia por un lado, y por el otro a la línea. Por lo tanto, existirá transferencia cuando se utilice el seccionador by-pass de tal manera que las señales de

corriente y de potencial tomadas desde los transformadores de corriente y de potencial respectivamente, de una posición, pueden ser tomadas estas mismas señales de otra posición, separados eléctricamente por medio del selector de transferencia 43T, como se indica en la figura 3.14.

Las señales de corriente a ser transferidas, dependerán de la ubicación de los TC'S. Si los TC'S se encuentran ubicados como se indica en la figura 3.15 a), las señales de medición como de protección serán transferidas a la posición de transferencia o de acoplamiento. Si los TC'S se encuen-



tran ubicados como se indica en la figura 3.15. b), lo que se transferirá serán las señales de cierre y disparo de la posición de línea a la posición de transferencia o de acoplamiento.

La ventaja del primer caso, radica en la selectividad de la protección y la desventaja es que se complican los circuitos de control al utilizar un mayor número de contactos de un mismo equipo, en este caso del selector y disminuir la confiabilidad del sistema de control al aumentar un mayor número de puntos de posibles fallas. La ventaja del segundo caso es que se facilita el control al utilizar un menor número de contactos del selector.

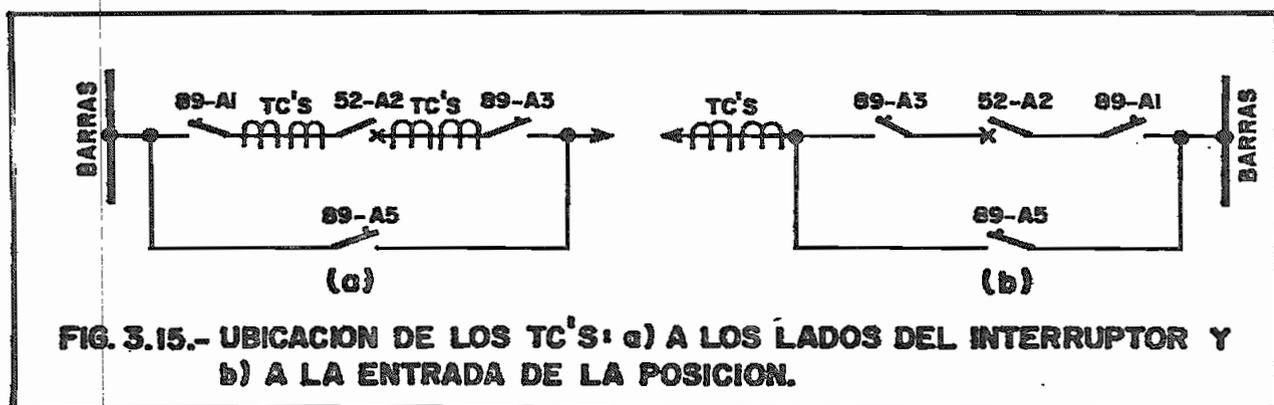


FIG. 3.15.- UBICACION DE LOS TC'S: a) A LOS LADOS DEL INTERRUPTOR Y b) A LA ENTRADA DE LA POSICION.

Inicialmente, las subestaciones diseñadas por INECEL se diseñaron al primer criterio, pero al tener muy bajos Indices de fallas en barras, se ha pasado a diseñar con el segundo criterio.

3.2.2. CIRCUITO LOGICO DE CONTROL DEL INTERRUPTOR

En este punto no se está haciendo referencia al circuito interno del interruptor, por la gran variedad existente, sino a las condiciones que se deben cumplir tanto para el cierre

como para la apertura, ya sea en forma local como remota, sin considerar un esquema de barra específico, el control básico de un interruptor de una posición cualquiera de una subestación.

En la figura 3.16. a) y b) se ha desarrollado el circuito lógico para el cierre y la apertura del interruptor de una posición de línea, la misma que al considerar las condiciones básicas que debe cumplir, puede hacerse extensivo a cualquier interruptor de cualquier posición de la subestación, cambiando únicamente la simbología alfa-numérica, la cual se basa en el diagrama unifilar de la figura 3.4.

Las condiciones para el cierre (ver figura 3.16. b)) se ha considerado en tres circuitos básicos: el indicado como (1), el cierre se realiza verificando las condiciones de sincronización (ver punto 3.3) y llevando el control switch a la posición de cierre; el indicado como (2), se realiza cumpliendo las condiciones de recierre (ver punto 3.4). Estos dos circuitos cumplen sí y sólo sí el selector 43L-R está en posición remoto.

Las condiciones para la apertura (ver figura 3.16. a)) también se ha considerado tres circuitos básicos: el indicado como (1) en la que se tiene la condición descrita como anomalía interruptor, que comprende las siguientes fallas

propias del interruptor: baja presión de aire si el mecanismo de operación es del tipo neumático; baja presión del gas SF₆ si la cámara de extinción es en gas SF₆; discrepancia de polos; etc. También comprende el disparo por la operación del relé principal o por la operación de los relés de respaldo.

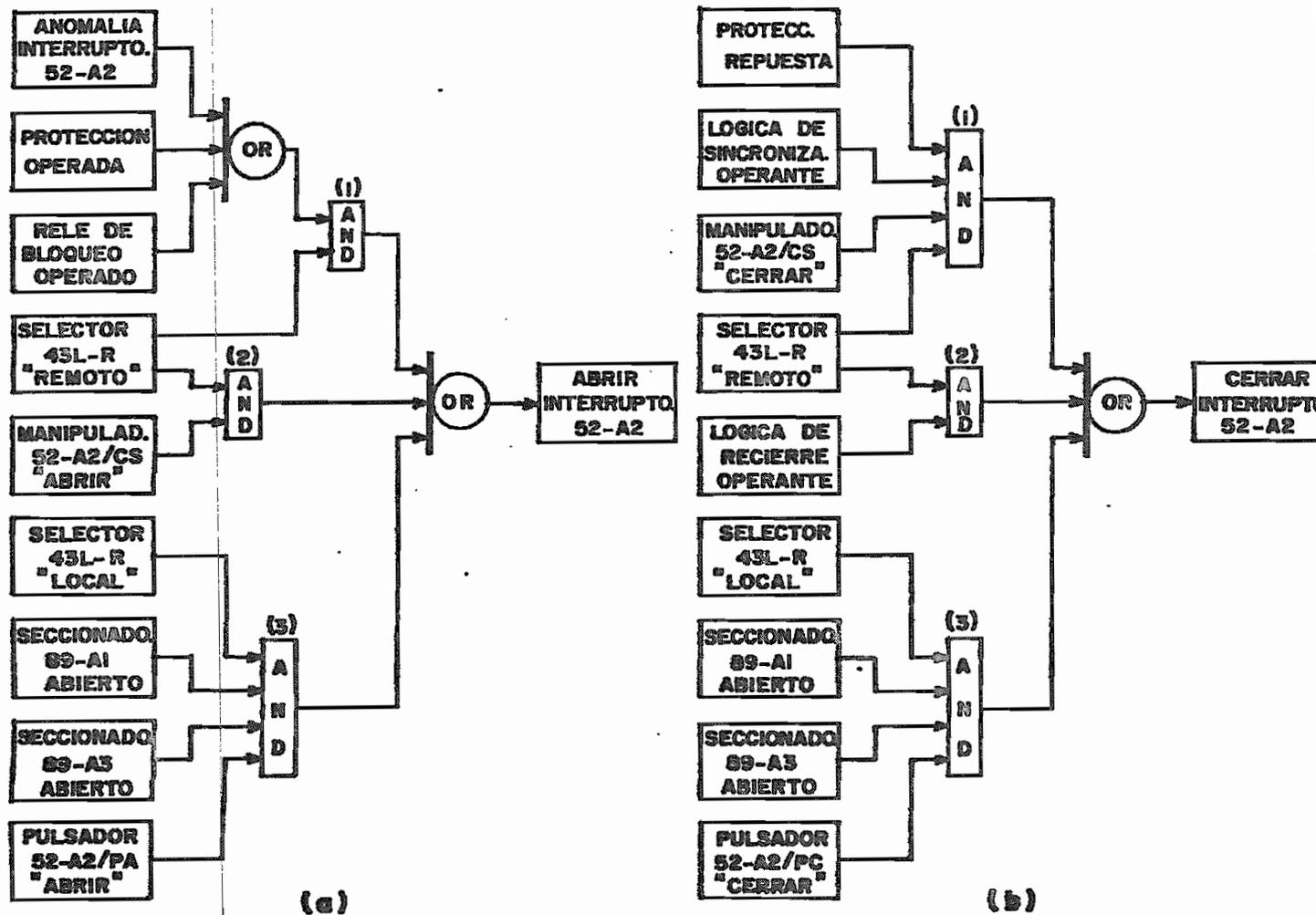


FIG. 3.16.- CIRCUITO LOGICO BASICO DEL INTERRUPTOR: a) DE APERTURA Y b) DE CIERRE.

El indicado como (2), se realiza llevando el control-switch a la posición de disparo. Estas dos condiciones se cumplen si y sólo si el selector 43L-R está en posición remoto.

Para la operación local, indicada como (3) en la parte a) y b), las condiciones son: los seccionadores adyacentes B9-A1 y B9-A3 estén abiertas, para abrir o cerrar libremente el interruptor, esta opción es para pruebas del interruptor antes de entrar en operación o después de su mantenimiento.

3.3. CONTROL DE LA SINCRONIZACION

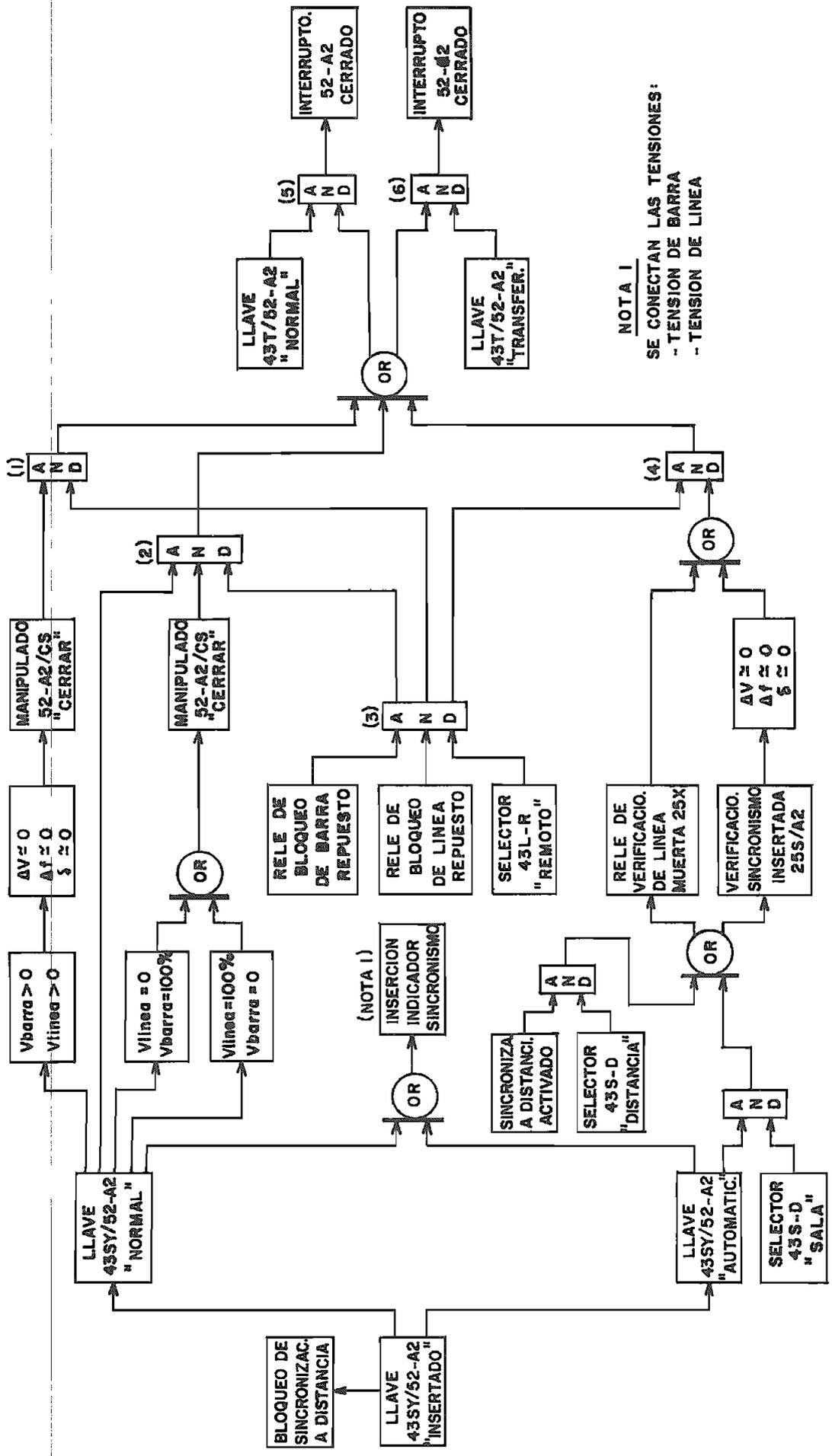
La sincronización consiste en el control de tres parámetros eléctricos que son: magnitudes de voltaje, ángulo de desfaseamiento y frecuencia de dos redes eléctricas que van a ser acopladas en una subestación o en una central de generación. Por lo tanto, el objetivo fundamental, es evitar el acoplamiento de redes cuyas condiciones de sincronización son inaceptables.

Se llevará a cabo la sincronización cuando en una subestación se interconectan dos sistemas de generación diferentes o dos sistemas de potencia diferentes o una misma central de generación con dos o más generadores. No se considerará la sincronización cuando se trate de subestaciones terminales con un solo circuito de alimentación o en sistemas con una

sola central de generación. Cuando se trate de sistemas con varias centrales de generación, el estudio de flujo de carga, determinará las subestaciones en las que se llevará a cabo la sincronización.

El circuito lógico básico de la figura 3.17, indica las condiciones que debe cumplir un esquema de sincronización, las mismas que son:

- 1.- El cierre de los interruptores serán exclusivamente remoto. Por lo tanto, el selector 43L-R, ubicado en el cubículo de control del interruptor, debe estar en posición remoto. Este comando podrá ser realizado desde la sala de control o desde Despacho.
- 2.- La sincronización se inicia "insertando" la llave de sincronización 43SY/52-A2.
- 3.- Insertada la llave se le lleva a la posición manual o automática, dependiendo del modo a ser ejecutado.
- 4.- Si el modo de operar es manual (indicado en los operadores como 1.) y 2.), queda bloqueada la operación automática, siendo responsabilidad del operador el éxito del cierre del interruptor elegido, la misma que se efectúa por medio del sincronoscopio.



NOTA I
 SE CONECTAN LAS TENSIONES:
 - TENSION DE BARRA
 - TENSION DE LINEA

FIG. 3.17.- CIRCUITO LOGICO DE LA SINCRONIZACION.

El sincronoscopio nos brinda la opción de operar con: barra viva-línea viva (BV/LV); barra viva-línea muerta (BV/LM); barra muerta-línea viva (BM/LV) y barra muerta-línea muerta (BM/LM).

- 5.- Al insetar la llave 43SY y el selector 43S-D está en la posición "sala", la sincronización desde Despacho queda bloqueada. Si el selector 43S-D está en la posición "distancia", queda bloqueada la operación desde sala. Desde la sala de control o Despacho, el modo de operar es automático (indicado en el operador como 4), quedando bloqueada la operación manual. Es el relé de sincronización automática (25) el que da la orden de cierre del interruptor. Este relé verificará: la diferencia de ángulo de fase; la diferencia de voltaje y la diferencia de frecuencia existentes en los extremos de los contactos del interruptor. El relé nos brinda las mismas opciones planteadas en el punto anterior.

- 6.- El punto 4.) y 5.) se cumple sí y sólo sí los relés de bloqueo de barra y de línea o de transformador no están operados (indicados como 3 en el operador).

- 7.- Si la llave de transferencia se encuentra en la posición normal (43T/52-A2), se está ejecutando la

orden de cierre verificando las condiciones de sincronización en el interruptor de línea 52-A2 (indicado como 5) y si esta llave se encuentra en la posición de transferencia, se está cerrando el interruptor de transferencia 52- ϕ 2 (indicado como 6).

- 8.- Las señales de tensión A.C. (fase tierra) provenientes de los transformadores de potencial se conectan a la llave de sincronización y de aquí se conectarán al relé de sincronización; se activará el circuito de control propio del relé al poner la llave 43S-D en la posición "sala". Los contactos D.C. del relé se conectarán en serie con las condiciones de control de cierre del interruptor.
- 9.- La sincronización se ejecutará posición por posición. No se podrá sincronizar dos posiciones o más a la vez.
- 10.- Cuando exista más de un nivel de tensión a sincronizar, se instalará un sincronizador automático para cada nivel de tensión, a efectos de independizar entre sí los cableados de los distintos niveles.
- 11.- El sincronoscopio para mando manual, en lo posible, será único para toda la subestación. En los casos en

que haya más de un nivel de tensión a sincronizar, se instalará la llave selectora correspondiente.

3.4. CONTROL DEL RECIERRE

Considerando que la mayoría de fallas en un sistema de alto voltaje son de carácter transitorio y que pueden ser despejados desenergizando momentáneamente la línea y con la finalidad de proveer un servicio continuo del sistema se ha considerado la utilización del relé de recierre.

Los atributos deseados de un esquema de recierre varían con los requerimientos de su uso. Por esta razón, es importante definir los requerimientos que debe cumplir un esquema de recierre automático, entre los que se deben considerar:

- Relé de recierre con una o múltiples operaciones.
- Si el recierre es de alta velocidad sin verificación de sincronismo.
- Si el recierre se realiza con verificación de sincronismo.
- El control de recierre bajo las condiciones de línea viva-barra muerta (LV-BM) o línea muerta-barra viva (LM-BV).
- Si el recierre tiene compatibilidad con el control supervisorio del interruptor.
- Recierre con condiciones de falla.
- Requerimientos adicionales son resumidos en la figura 2.8.

Los factores que gobiernan la aplicación del recierre se resumen en:

- a) Para recierre instantáneo, los contactos del relé de protección pueden abrir en menos tiempo que el recierre del interruptor. Esto no presenta problema con un relé de alta velocidad, pero en algunos relés de velocidad más lenta, necesariamente se deberá reducir el tiempo de sus contactos.
- b) Los contactos del dispositivo de control de presión de aire y/o gas SF₆ del interruptor deberán ser usados para evitar (bloquear) el funcionamiento del relé de recierre si alguna de ellas se encuentra bajo un valor preestablecido.
- c) Cuando se emplean interruptores accionados con resortes cargados con motor devanado, un conmutador auxiliar en el mecanismo del enrollamiento se usa para prevenir la iniciación del recierre, a menos que el resorte esté plenamente cargado.
- d) Interbloqueo del voltaje de línea, para chequear que la misma ha sido activada antes de iniciar el recierre.

e) Para el recierre instantáneo, se deberá considerar el tiempo de desionización de arco.

También se debe considerar el control para la iniciación del recierre, para lo cual existen dos métodos:

- 1.- Con el conmutador selector del interruptor, y
- 2.- Con un contacto del relé de protección.

En el primer método, un conmutador auxiliar hace que abra el interruptor, energizando el esquema de autorecierre, vía conmutador selector manual automático. Esta técnica es aceptable, pero si el interruptor fuese disparado manualmente con el conmutador selector dejado inadvertidamente en la posición automático, sin necesidad ocurriría el recierre. Esto puede ser potencialmente peligroso para el personal si el interruptor fuese disparado con propósitos de mantenimiento, con el ajuste del relé de recierre para un largo tiempo muerto, en el transcurso del mismo se comience a realizar el mantenimiento produciéndose el recierre.

El segundo método, iniciado por el contacto del relé de protección, es generalmente preferido, puesto que, recierres accidentales no ocurran.

Muchos esquemas de autorecierre incorporan un elemento al arranque del relé, el cual es energizado por los contactos de protección y retenido por su contacto de sello. Algunos interbloques son necesarios para prevenir la iniciación, al menos que ciertas condiciones sean satisfechas.

Estas condiciones han sido consideradas para desarrollar el circuito lógico de la figura 3.18. El recierre está habilitado si se cumple que el selector 43/79-A2 (llave de recierre) está prendido y si los seccionadores están cerrados. Arranca el recierre automático, con el cierre de los contactos de la protección principal, operado por una falla en el sistema. Durante el tiempo muerto del relé de recierre se han abierto los contactos del interruptor 52-A2 (ó 52- ϕ 2); terminado este tiempo recierra el interruptor. Si el recierre ha sido exitoso, el relé es desenergizado por la apertura de los contactos del relé principal (reposición automática) lo que indicaría que la falla ha sido transitoria. Si la falla es permanente, el interruptor sería nuevamente disparado por la operación de la protección principal. Si el relé de recierre es de un solo disparo, después del recierre bloquearía su operación, caso contrario, éste se reiniciaría volviendo a las condiciones iniciales.

En este circuito se ha considerado la existencia del interruptor de transferencia o de acoplamiento 52- ϕ 2, que

cumple la misma lógica de recierre. En caso de no existir este interruptor, las condiciones: del selector 43T/A2; seccionador 89-A5 e interruptor 52- ϕ 2 no se deberán considerar.

El ciclo de operación especificado por INECEL es 0-0.3-CO, comandado por el relé de recierre (79) que es de alta velocidad. Este relé es activado por la protección principal y sólo en caso de fallas fase-tierra. El recierre se utiliza únicamente en el interruptor de la posición de líneas de transmisión y esta señal puede ser transferida al interruptor de transferencia o al de acoplamiento por medio del selector de transferencia (43T). En algunas subestaciones del Sistema Nacional Interconectado (SNI), el relé de recierre va conectado al relé de sincronización (25) en cuyo caso se tiene el recierre con verificación de sincronismo o el mismo relé 79 tiene verificación de sincronismo. La necesidad de verificar o no sincronismo al efectuar recierre lo establece el estudio de estabilidad.

3.5. CONTROL DEL L.T.C.

Los circuitos de regulación de tensión deben mantener los valores de los mismos en las barras de la subestación dentro de los márgenes requeridos. Estos márgenes varían según la configuración del sistema, las condiciones de carga y/o los

contratos de suministro de energía. Para asegurar estos márgenes se utilizan transformadores y autotransformadores provistos con cambiadores (conmutadores) bajo carga (on load tap changers L.T.C.).

Estos dispositivos permiten la conmutación de una toma a otra con carga. Para ello un L.T.C. está constituido básicamente (ver figura 3.19) por:

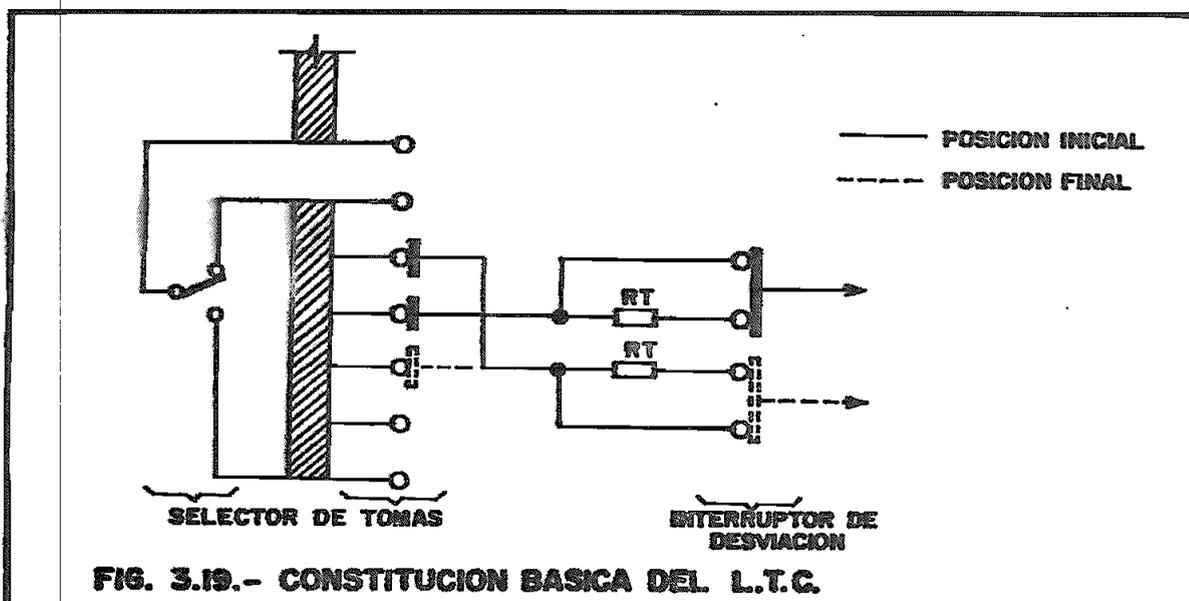
- 1.- El selector de toma que permite pasar de una posición a otra correspondiente a la tensión inmediatamente superior o inferior, según se desee elevar o bajar la tensión.
- 2.- El interruptor de desviación que efectúa el cortocircuito del tramo de bobinado comprendido entre ambas tomas concretando la conexión del transformador sobre la nueva toma requerida, durante este proceso se insertan las resistencias de transición R.T.
- 3.- El mecanismo de accionamiento a motor que permite el desarrollo organizado de la secuencia de conmutación.

Las características más importantes a ser consideradas en los conmutadores bajo carga son: a) corriente nominal; b) tensión de un escalón; c) número de pasos de regulación; d) tiempo de recorrido del contacto principal; e) tiempo promedio del

apagado del arco; f) tiempo de conmutación desde la iniciación de la señal hasta el término de la operación y g) vida útil.

El mando de los conmutadores bajo carga (o sea las órdenes para subir o bajar la tensión) pueden ser:

- LOCAL: El que se realiza desde el armario del L.T.C., al pie del transformador. El mando local a su vez puede ser:
 - Eléctrico: efectuado por medio de los pulsadores de subir o bajar tensión y cuya orden acciona el motor del L.T.C.
 - Manual: ejecutado por medio de una manija en caso de falla de la tensión auxiliar y que, inhibe cualquier tipo de mando eléctrico ya sea local o remoto.



- **REMOTO:** En este caso el mando será eléctrico y a distancia. El mando a distancia se efectúa desde:
 - Sala:** desde el tablero de control ubicado en el edificio de control.
 - Despacho:** por telecontrol, desde el Centro de Despacho.

La selección del mando local o remoto se efectúa con la llave 43L-R ubicado en el armario del L.T.C. La posición en "local" de éste selector bloquea las órdenes desde la sala o Despacho; esta posición es excepcional y sólo para tareas de mantenimiento. La posición en "remoto" del selector inhabilita el mando local y solo permite el mando a distancia.

La selección del mando sala-despacho ejecutado con el selector 43S-D, ubicado en la sala de control en la subestación. La posición "sala" de éste selector inhibe el mando desde Despacho y se ejecuta desde la sala de control. La posición "despacho" habilita el mando desde Despacho vía telecontrol e inhabilitando el comando desde la sala de control.

3.5.1. FORMAS DE REGULACION DE LA TENSION

La regulación de la tensión se puede realizar en forma:

- Manual: o sea por medio del operador.
- Automática: mediante el relé de regulación automática de tensión (R.A.T.).

La selección de la forma de regulación puede efectuarse desde la sala o desde Despacho, mientras el mando local sólo admite regulación manual.

La regulación automática de tensión nace como necesidad para mejorar las falencias de la regulación manual de tensión, o sea, el seguimiento poco fiel de las fluctuaciones de tensión, con lo cual se consigue las siguientes ventajas:

- Se puede prescindir del personal que debe atender permanentemente las fluctuaciones de tensión y el tiempo de ejecución para su conexión;
- Se mejora la calidad de la regulación de tensión sujetándola a leyes preestablecidas (grado de sensibilidad y frecuencia de operación);
- Se facilita la compensación de tensión por caída en las líneas, prescindiendo de la vinculación voluntaria o no con el centro de consumo;
- Se disminuye la probabilidad de error.

3.5.2. RELE DE REGULACION AUTOMATICA DE TENSION (R.A.T)

El principio de funcionamiento del R.A.T. se basa en desarrollar una señal "ascendente" cuando la tensión a sensar desciende por debajo del valor de referencia y una señal "descendente" cuando la tensión a sensar asciende por encima del valor de referencia. Estas señales, ascendentes o descendentes, se utilizan para comandar el L.T.C.

Las características que debe cumplir el relé de regulación automática son:

- 1.- **Sensibilidad:** Esta característica indica los márgenes de tensión superior o inferior al valor de la tensión de referencia entre los cuales el relé no opera. El ajuste de la sensibilidad permitirá establecer el grado de regulación requerido y su valor tiene que ser compatible con la variación de tensión por toma del L.T.C. que se utilice.
- 2.- **Retardo de Tiempo:** Esta característica permite cambiar el tiempo de operación del relé en función de la magnitud de la variación de tensión, respecto del valor de la tensión de referencia. El ajuste del retardo de tiempo se determina en base a la curva de variación de tensión en el tiempo según las condiciones de carga y a la

frecuencia de operación del L.T.C. requerirá, tratando de evitar la operación innecesaria del L.T.C.

3.- Selección de la Tensión de Referencia: Esta característica permite variar la tensión de referencia respecto de la cual regulará el R.A.T.

3.5.3. COMPENSACION POR CAIDA EN LINEA

Cuando interesa regular la tensión en una carga, alimentada desde la subestación por intermedio de una línea, se deberá tener en cuenta la caída de tensión que se produce en dicha línea. Si este tipo de regulación se efectúa en forma manual, el operador deberá conocer dicho valor. En cambio, se podrá prescindir de este último efectuando la regulación en forma automática, para lo cual se deberá adicionar al uso del R.A.T., el de un dispositivo llamado "compensador por caída de línea" (C.C.L.). Este dispositivo, modifica el valor de tensión que sensa el R.A.T. en un valor de tensión proporcional a la caída del mismo en la línea. Esta realimentación en el circuito de tensión del R.A.T. se efectúa en un sentido tal que al variar el consumo de la carga, el R.A.T. emitirá la señal de subir o bajar la tensión al L.T.C., según sea el caso, de modo que la tensión en la carga se mantiene dentro del rango establecido.

En general estos dispositivos poseen un ajuste grueso y uno fino de resistencia e inductancia que le permiten adecuarse a los distintos valores de impedancias de las líneas.

3.5.4. MODOS DE OPERACION EN LA REGULACION DE TENSION

En la conexión de dos o más transformadores a una misma barra, los circuitos de regulación de tensión deben poder funcionar adecuadamente en cualquier modo de operación de la subestación. Estos modos, en lo que respecta a la regulación de tensión son:

- **Modo Independiente:** Es aquel en que cada transformador alimenta una determinada carga, independientemente de los otros transformadores de la subestación.
- **Modo Conjunto:** Resulta del funcionamiento en paralelo de los transformadores.

La utilización de compensación por caída en línea para el caso en que se opere en el modo conjunto crea la necesidad de introducir una hipótesis de operación que es la siguiente: "Si un grupo de transformadores iguales o distintos funcionan en paralelo alimentando un conjunto de cargas, cuando operen en forma independiente, cada uno de ellos deberá alimentar un grupo de carga tal que su consumo sea similar al aporte con que dicho transformador contribuía en paralelo".

Esto se debe a que el valor de corriente utilizado para efectuar la compensación de cada R.A.T. es el que circula por cada transformador, el cual debe permanecer invariante en ambos modos de operación, ya que ni la impedancia equivalente del C.C.L. correspondiente, ni la caída de tensión en las líneas se modifica al cambiar de un modo de operación a otro.

Los circuitos de regulación de tensión a usar en subestaciones con posibilidad de operar en el modo conjunto, depende de las características de los transformadores conectados en paralelo.

3.5.5. TRANSFORMADORES CON DESIGUALES VARIACIONES DE TENSION POR TOMAS

En este caso se utilizan los circuitos de minimización de corriente reactiva, que pretenden posicionar los conmutadores bajo carga de cada uno de los transformadores conectados en paralelo, en las tomas que produzcan la mínima circulación de corriente reactiva entre ellos.

Para este caso resulta especialmente útil la forma de regulación automática, por cuanto la regulación en forma manual requeriría la implementación de un sistema indicador de la corriente reactiva para cada transformador y por otro

lado el proceso de minimización de la corriente reactiva resultaría sumamente lento y engorroso.

El circuito que permite la regulación en forma automática, requiere utilizar para cada caso uno de los transformadores que pueden operar en paralelo un relé de regulación automática de tensión (R.A.T.) asociado a un dispositivo llamado compensador por corriente reactiva (C.C.R.). Este dispositivo modifica el valor de tensión que sensa el R.A.T. adicionándole o restándole una tensión, proporcional a la corriente reactiva que circula por el transformador.

Esta realimentación en el circuito de tensión del R.A.T. se efectúa con un sentido tal que el mismo, emitirá la señal de subir o bajar tensión al L.T.C. respectivo, de modo que minimiza las corrientes reactivas que circulan por los transformadores.

Los circuitos de regulación que se utilizan para este caso también se puede complementar con el uso de compensadores de caída en línea (C.C.L.) recordando la hipótesis de operación ya mencionada. Dicha hipótesis puede ser dejada de lado si se utilizan circuitos más complejos que permitan lograr una adecuada compensación para aquellos casos de operación en que el paralelo de los transformadores está preparado pero no efectuado. Esta situación de operación producida por la

salida de servicio de uno de los transformadores que funcionaban en paralelo es bastante común y puede producirse por: a) para efectuar mantenimiento; b) salida intempestiva debido a una falla; etc.

En las figuras 3.20 y 3.21 se detalla en forma esquemática la implementación circuital y la forma de funcionamiento durante los distintos modos de operación.

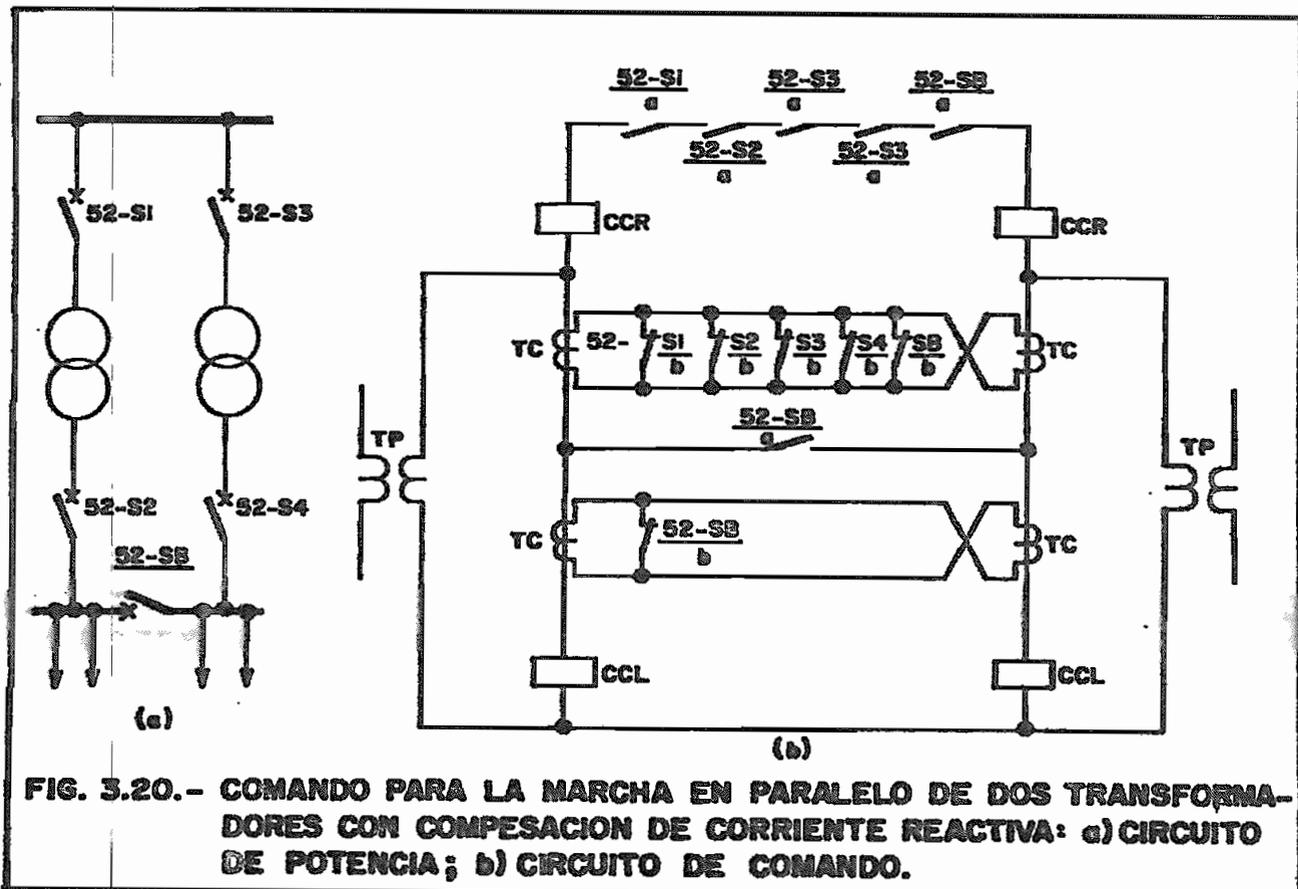
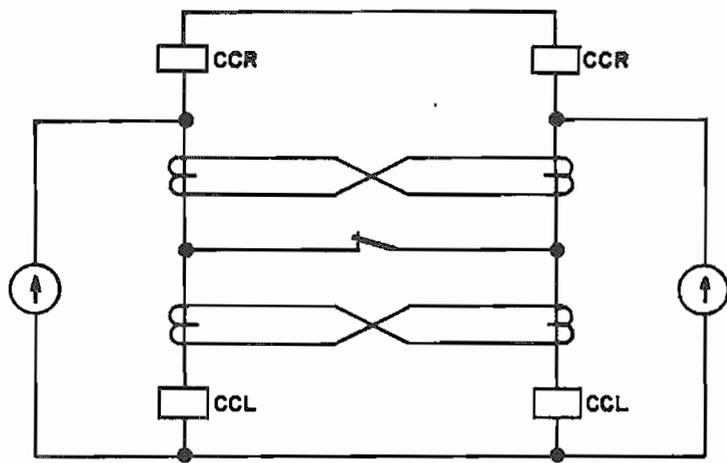
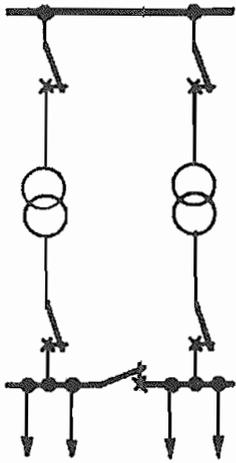
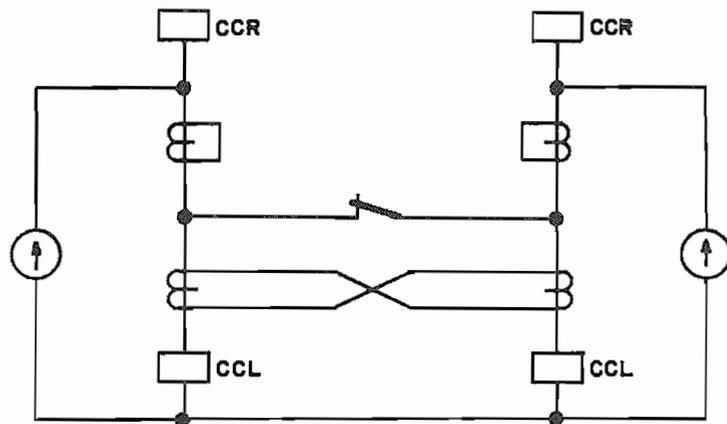
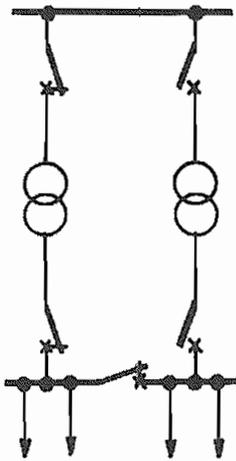


FIG. 3.20.- COMANDO PARA LA MARCHA EN PARALELO DE DOS TRANSFORMADORES CON COMPESACION DE CORRIENTE REACTIVA: a) CIRCUITO DE POTENCIA; b) CIRCUITO DE COMANDO.

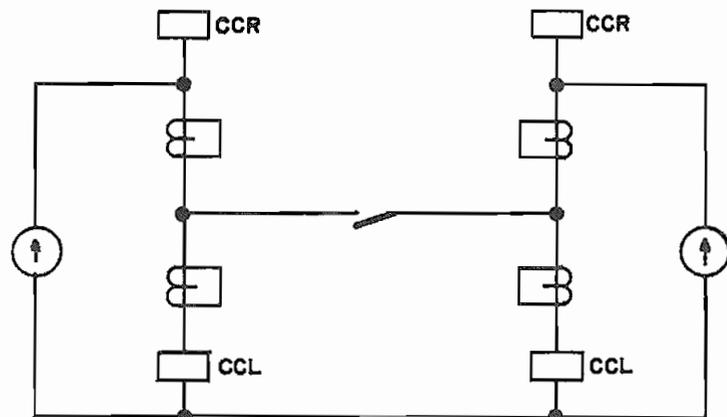
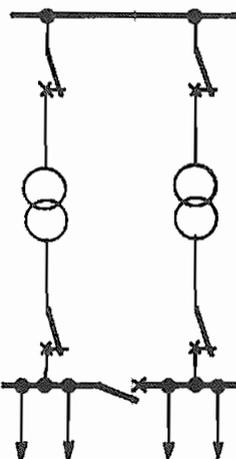
Circuitos similares al anterior aunque más complejos permiten la regulación automática de tensión para el caso de más de



(a)



(b)



(c)

FIG. 3.21.- MODOS DE FUNCIONAMIENTO DEL CIRCUITO DE MARCHA EN PARALELO DE DOS TRANSFORMADORES CON COMPENSACION POR CORRIENTE REACTIVA: a) PARALELO; b) PARALELO PREPARADO Y NO EFECTUADO; c) INDEPENDIENTE.

dos transformadores que pueden operar en paralelo, en dichos casos se deberá implementar la lógica pertinente que permita discriminar los distintos modos de operación en forma automática.

3.5.6. TRANSFORMADORES CON IGUALES VARIACIONES DE TENSION POR TOMA

Este tema puede ser tratado como un caso particular de lo anterior, pero tiene la característica de admitir otras soluciones.

Los circuitos de regulación de tensión para este caso buscan mantener la coincidencia de la toma en que se conectan los distintos L.T.C. de los transformadores que trabajan en paralelo. Esto se puede lograr considerando:

- **Circuitos Seguidores:** En ellos la regulación y conmutación se efectúa primero, en uno de los transformadores que operan en paralelo llamado "maestro" y luego el resto de los transformadores llamados "seguidores" que siguen o repiten la operación efectuada por el "maestro". En estos circuitos el operador debe determinar a priori y sin confusión cual será el maestro para cada configuración de paralelo.

- Circuitos de Posibilidades Múltiples: En estos circuitos se establece un orden de prioridad para el comando de la regulación interna y propio del circuito entre los distintos transformadores y R.A.T. asociados que pueden trabajar en paralelo. De esta manera el transformador de mayor prioridad imparte las señal de subir o bajar la tensión ya sea en forma automática o manual, tanto para el L.T.C. como para los demás L.T.C. de los transformadores que funcionan en paralelo con él.

Dada la inteligencia con que opera este circuito que se hace especialmente útil para estaciones telecomandadas (ver figura 3.22) ya que pueden discernir por sí solo en qué modo de operación se encuentra la subestación sin necesidad de informaciones suplementarias dadas por operador alguno.

3.6. CONTROL DE SERVICIOS AUXILIARES

En general, el esquema de barras de los servicios auxiliares (simple, doble o triple barra), como sus automatismos (conmutación automática o manual) dependerá de la importancia de la subestación dentro de un Sistema de Potencia y si la misma es telecomandada o con personal permanente para su atención y vigilancia.

ALOR DE REFERENCIA PARA
 MODO DE REGULACION TOMATICA DE TENSION
 MANUAL - AUTOMATICO

SEÑALIZACION

SALA	DESPACHO	REG. EVENT.	DESPA.	TAB. CO.
------	----------	-------------	--------	----------

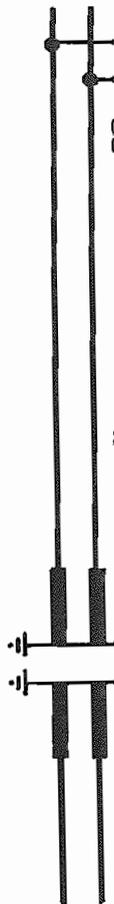
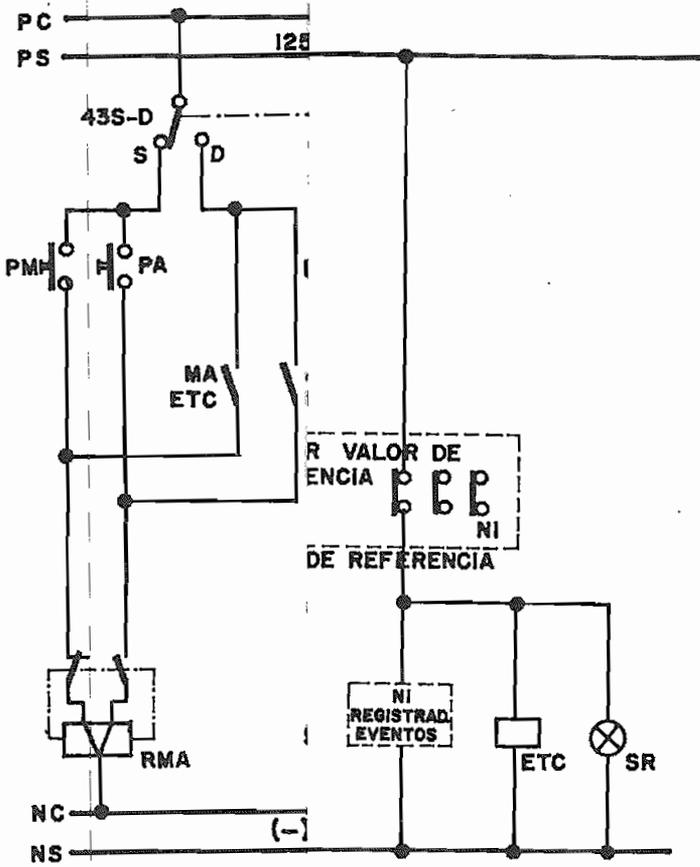


FIG. 3

Como regla general, se puede decir que para subestaciones desatendidas, el sistema se debe reponer automáticamente, con la indicación de la falla, quedando a la espera de su reparación en condiciones de emergencia. Una segunda falla, en esas condiciones, puede llevar a la pérdida del mismo.

La necesidad de continuidad de servicio obliga a que el sistema de servicios auxiliares tengan diferentes fuentes de alimentación que se seleccionan automáticamente. Su complejidad y el costo de la instalación, depende de la confiabilidad que se brinde a dicho sistema.

3.6.1. FUENTES DE ALIMENTACION DE CORRIENTE ALTERNA

De acuerdo a la importancia de la subestación, de su configuración y de la factibilidad de obtener las diferentes fuentes de alimentación, a éstas se las puede clasificar en (ver figura 3.23):

- 1.- **Principales:** Para subestaciones que poseen dos grupos de transformadores de poder con sus respectivos terciarios (por ejemplo, 13.8 KV) se han previsto dos fuentes principales que provienen de cada terciario y que trabajarán con un enclavamiento para impedir la operación simultánea de las dos alimentaciones.

Para subestaciones radiales con un banco o con un sólo transformador trifásico de potencia, existe una sola fuente principal que viene de su terciario.

2.- **Alternativas:** Si el sistema regional donde se encuentra la subestación puede entregar energía ocasionalmente a la subestación, se puede prever una alimentación de la red pública para los servicios auxiliares.

3.- **Emergencia:** Proviene de un grupo generador de diesel y que alimenta a las denominadas cargas esenciales exclusivamente.

3.6.2. CONSIDERACIONES PARA EL CONTROL

Previo al desarrollo del sistema de control es necesario hacer las siguientes consideraciones (ver figura 3.23):

- El enrollamiento terciario de transformadores o autotransformadores de potencia es la fuente normal de alimentación, en consecuencia no debe emplearse el terciario de un único transformador para abastecer al transformador de servicios auxiliares T1.
- La alimentación de emergencia, proveniente de un grupo diesel tiene que ser de arranque automático y cuya

- potencia no debe ser más de la necesaria para el servicio de los consumidores que se definen como cargas esenciales.
- Otra fuente de alimentación. si existe, es la que proviene de la red pública, la misma que puede ser empleada para realizar una de las dos funciones específicas: como fuente alternativa de alimentación de las cargas esenciales y no esenciales y la otra, para la alimentación del equipo de tratamiento de aceite, con la finalidad de disminuir la capacidad de los transformadores T1 y T2 debido al alto consumo del equipo de tratamiento de aceite y de utilización esporádica.
 - Los interruptores: 52-T1, 52-T2 y 52-D de las alimentaciones de baja tensión y los de barras: 52-A y 52-B son equipados con: comando eléctrico de cierre y apertura motorizados, del tipo extraíble e incorporados con relés de sobrecorriente secundarios 50/51.
 - Las alimentaciones de baja tensión y de barras son equipadas con relés de bajo voltaje (27).
 - El control de los servicios auxiliares se realizará en el tablero de mando respectivo, excepto del grupo diesel cuyo comando se puede realizar desde dicho tablero o desde el cubículo de comando del generador a través de los respectivos conmutadores local-remoto y de arranque y parada del grupo diesel.

Complementariamente debe destacarse lo siguiente:

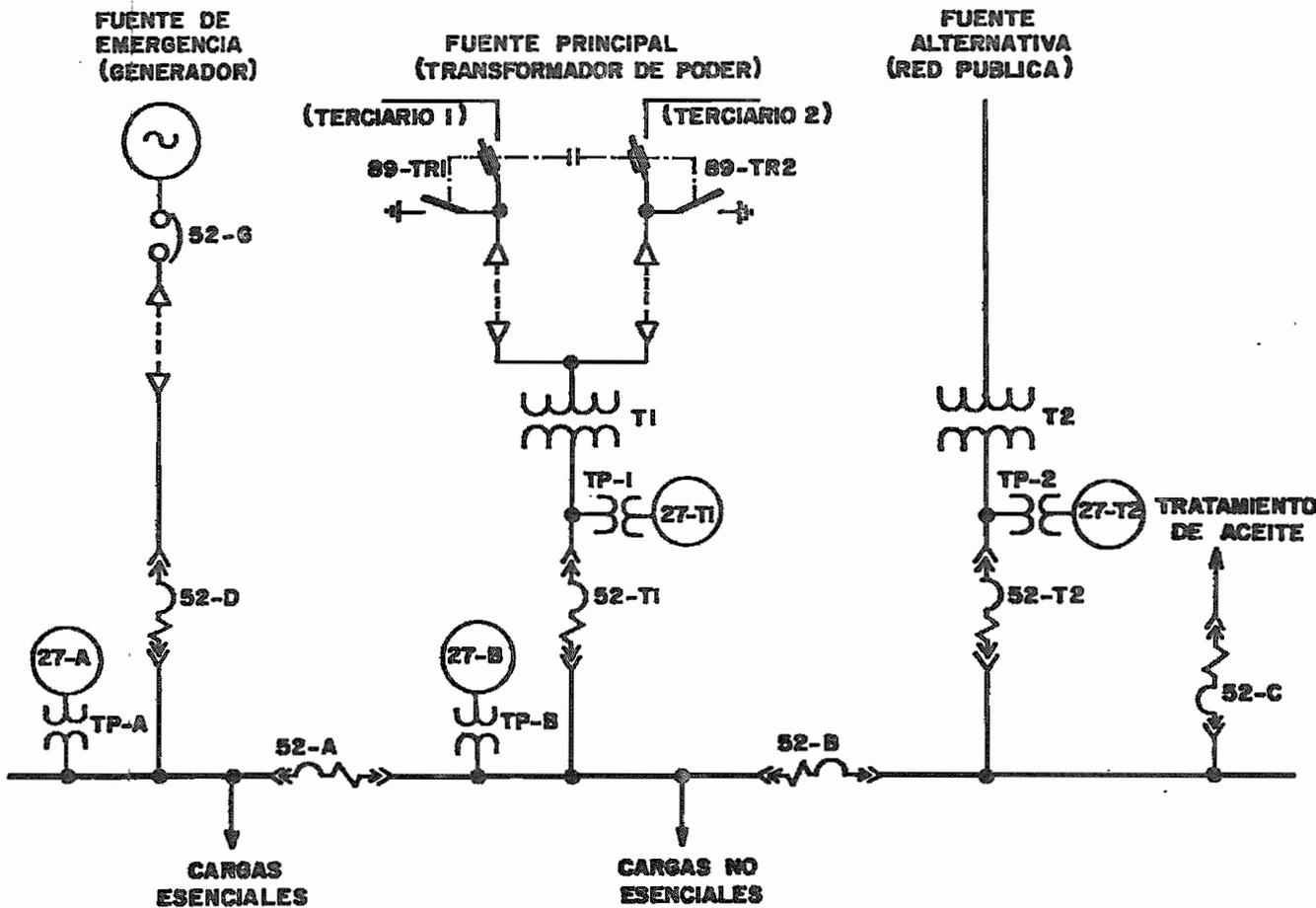


FIG. 3.23.- DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

- Para limitar las corrientes de cortocircuito no se permite que las fuentes de alimentación puedan funcionar en paralelo, aún sea este de corta duración.
- Si el conmutador manual-automático se posiciona en manual, todo el sistema pasa a manual. Si se posiciona alguna de ellas en manual, pasan a manual solamente los interruptores correspondientes.

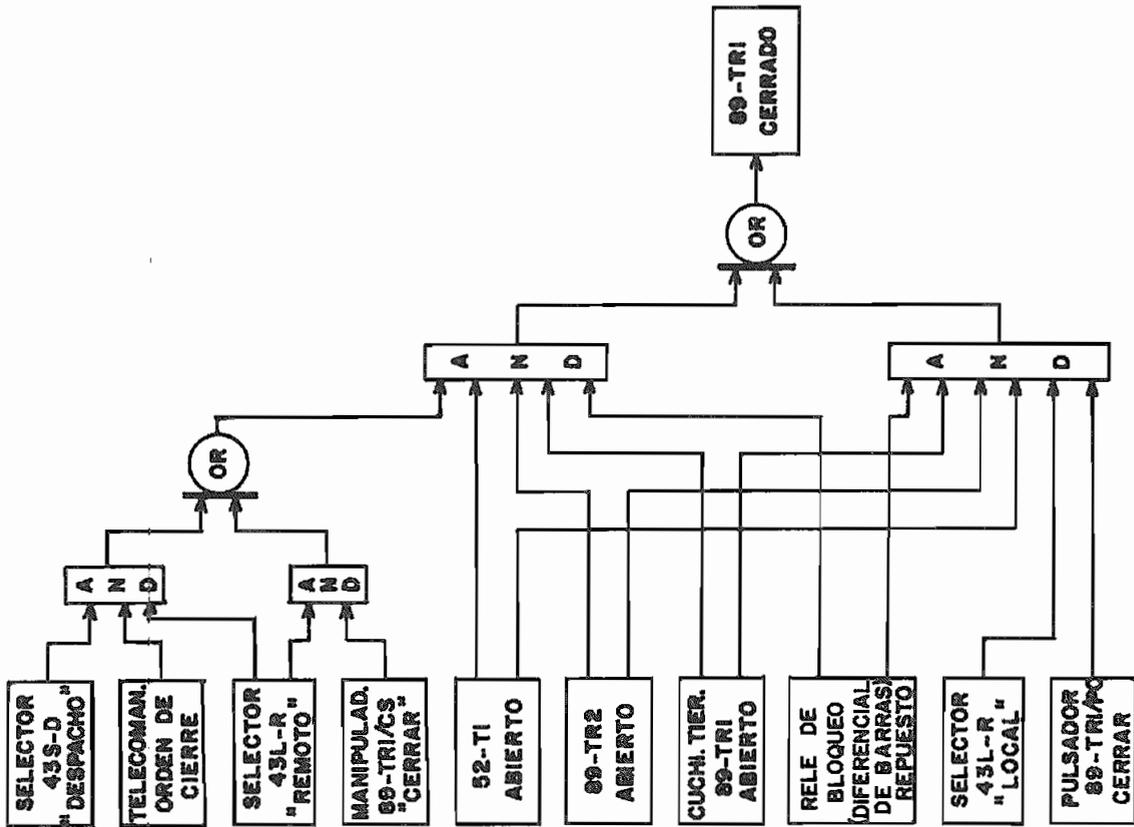
- El interruptor 52-C que va a ser utilizada para la toma de aceite es de operación manual, incorporado el relé de sobrecorriente 50/5i.

3.6.3. LOGICA OPERACIONAL

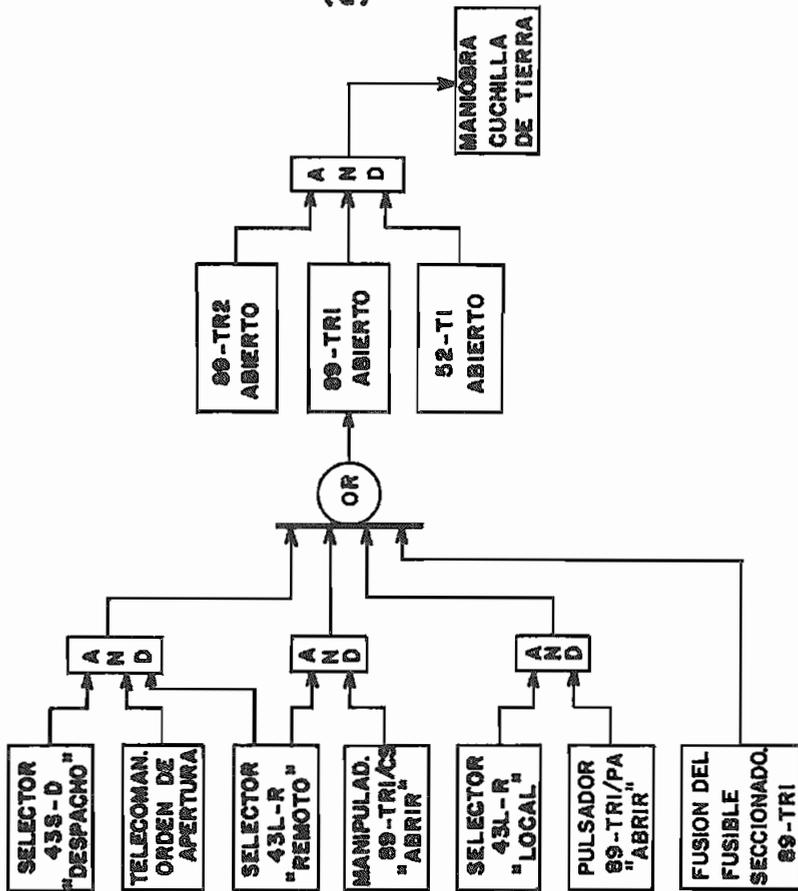
Para desarrollar los circuitos lógicos se ha considerado el diagrama unifilar de la figura 3.23, en el mismo que se pueden realizar simplificaciones de acuerdo a las necesidades del proyecto de servicios auxiliares de una subestación.

Simplificaciones como: la alimentación de los servicios auxiliares a través del terciario de un transformador de poder lo que implicaría no considerar la instalación de los seccionadores 89-TR1 u 89-TR2; la imposibilidad de instalar la red local, no se consideraría el control de ese circuito incluyendo la toma para el equipo de tratamiento de aceite; etc.

En el supuesto caso que estén operando los dos transformadores de potencia, se seleccionará una de las dos alimentaciones por medio del cierre del seccionador de ese alimentador (89-TR1 u 89-TR2) de acuerdo a la lógica indicada en la figura 3.24, en la misma que se ha desarrollado para el seccionador 89-TR1, siendo similar en su desarrollo para el seccionador 89-TR2.



(a)



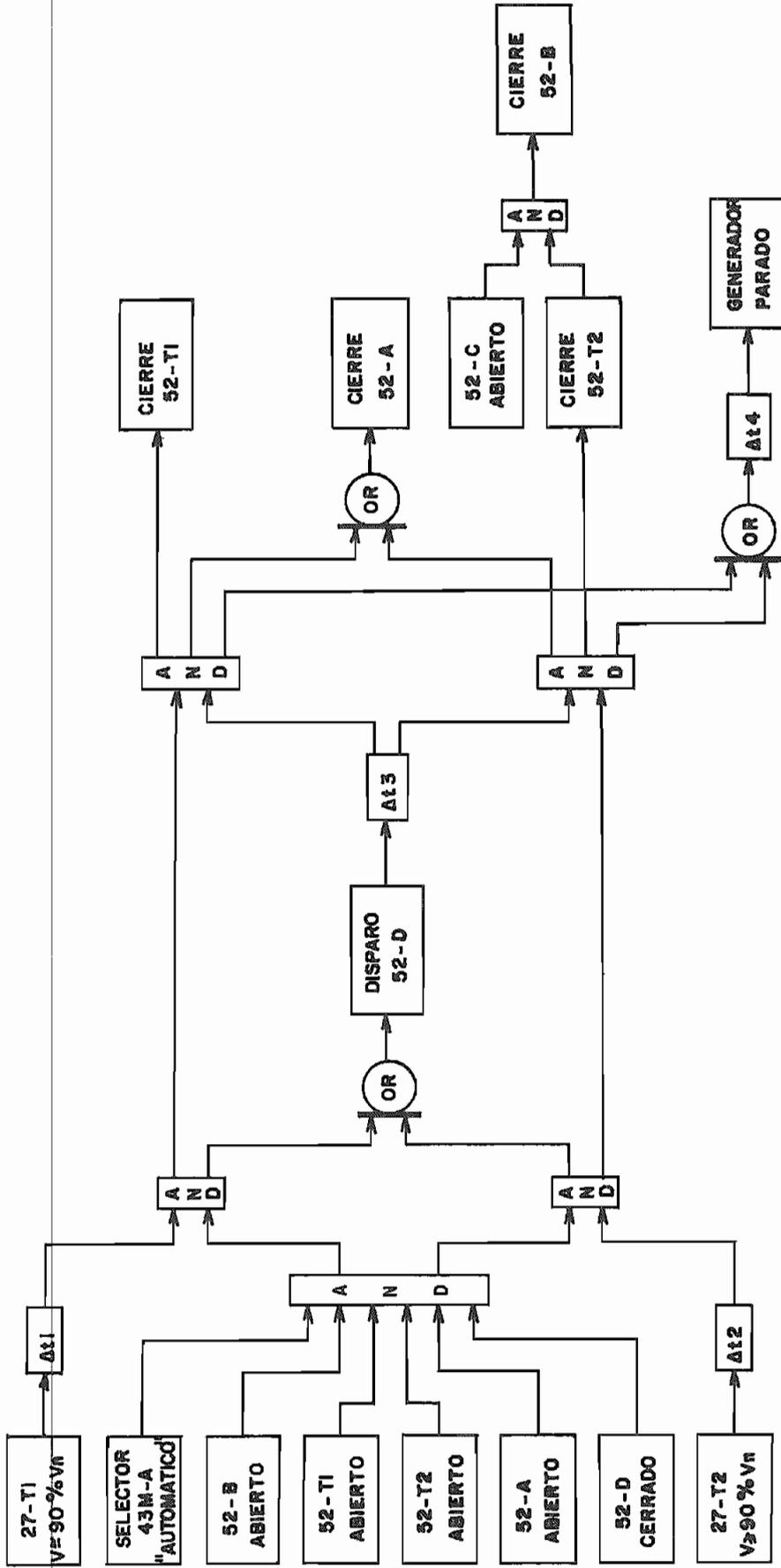
(b)

FIG. 3.24. - CIRCUITO LOGICO DEL SECCIONADOR 89-TRI: a) CIERRE, b) APERTURA.

Seleccionando el terciario del cual se van a alimentar, se establece la forma normal de funcionamiento que se obtiene con el cierre de los interruptores 52-T1, 52-T2 y 52-A y abiertos los interruptores 52-B, 52-C y 52-D, condiciones con las cuales se está alimentando tanto a las cargas esenciales como a las no esenciales.

En estas circunstancias (ver figura 3.25), si los relés 27-A y 27-B de barras, detectan un voltaje menor que el calibrado ($V < 70\% V_N$), se producirá el disparo del interruptor 52-T1 instantáneamente y después de un tiempo establecido (que va desde 0.2 segundos a un máximo de 180 segundos) cerrará el interruptor 52-B reponiéndose los relés de bajo voltaje y alimentándose estas cargas a través de la red local, lo que constituye la segunda alternativa de operación. Si dichos relés no se reponen, después de un cierto tiempo preestablecido, dispararía los interruptores 52-A, 52-B y 52-T2, lo que produciría el arranque del generador de emergencia y en el momento que reúna las condiciones para tomar carga, cerrará el interruptor 52-D, tomando de esta manera sólo la carga esencial. Esta secuencia de operación se realiza automáticamente.

En el momento en que el relé 27-T1 ó 27-T2 detectan que el voltaje es mayor que el calibrado, dispararía el interruptor 52-D que ordenará la parada del generador y el cierre del



NOTA: EL TIEMPO DEL TEMPORIZADOR 27-T1 DEBE MENOR QUE EL 27-T2.

FIG. 3.26.- LOGICA DE TRANSFERENCIA PARA EL CIERRE DE LOS INTERRUPTORES: 52-T1, 52-T2, 52-A Y 52-B.

interruptor 52-T1 o 52-T2 y del interruptor 52-A o 52-B (ver figura 3.26).

Cuando los servicios auxiliares se alimentan de la red local (ver figura 3.27) es el relé 27-T1 que al energizarse, comandará el retorno a condiciones normales de funcionamiento automáticamente.

De la figura 3.28 a la 3.32 se indican las condiciones para la operación manual de los interruptores. Se debe aclarar que el interruptor 52-C se operará sólo manualmente, pues su funcionamiento es esporádico y realizado por el personal de mantenimiento (ver figura 3.33).

3.6.4. LOGICA OPERACIONAL DE S.S.A.A. DE CORRIENTE CONTINUA

Los servicios auxiliares de corriente continua está constituida por dos cargadores de baterías y un banco de baterías para cada uno de los sistemas de 48 V c.c. (tensiones para el control y el equipo de comunicaciones) y de 125 V c.c. (tensión para el sistema de control) con doble alimentación como se indica en la figura 3.34.

Los cargadores de baterías, para poder efectuar el control automático, deberá tener incorporado en la entrada de corriente alterna: los relés de bajo voltaje (27) y de

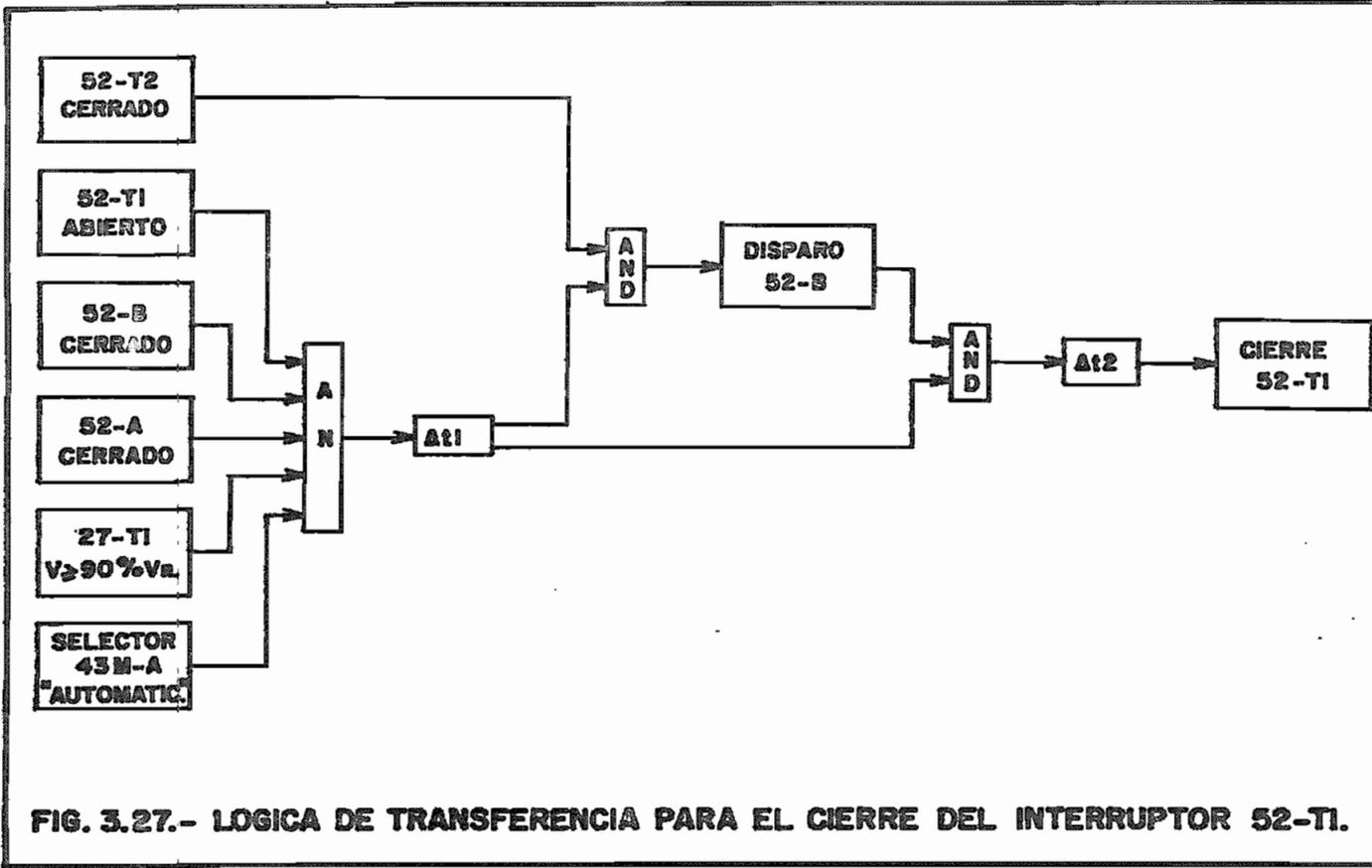


FIG. 3.27.- LOGICA DE TRANSFERENCIA PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR 52-T1.

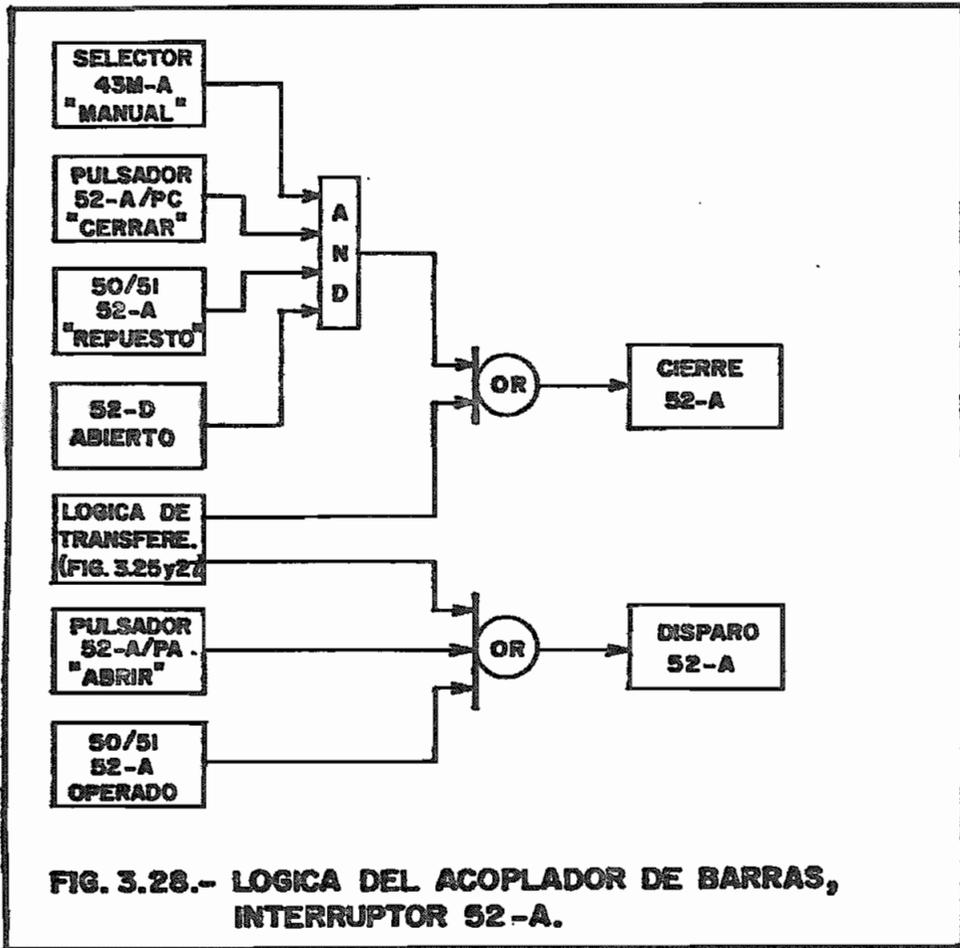


FIG. 3.28.- LOGICA DEL ACOPLADOR DE BARRAS, INTERRUPTOR 52-A.

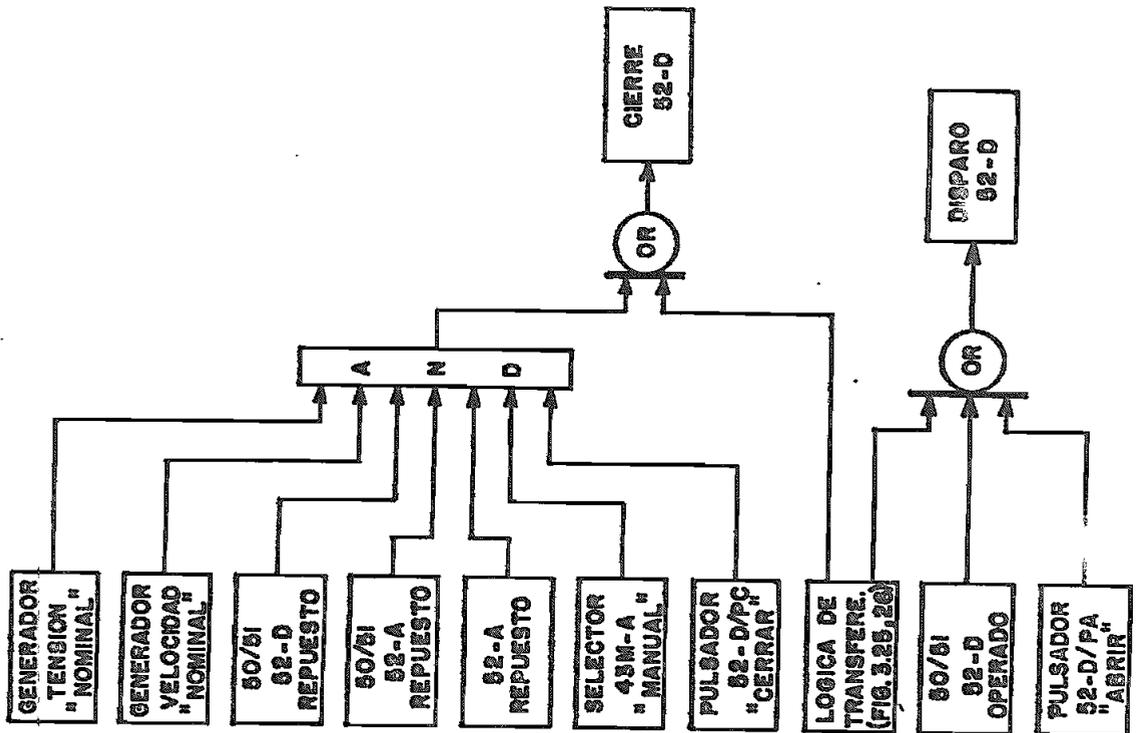
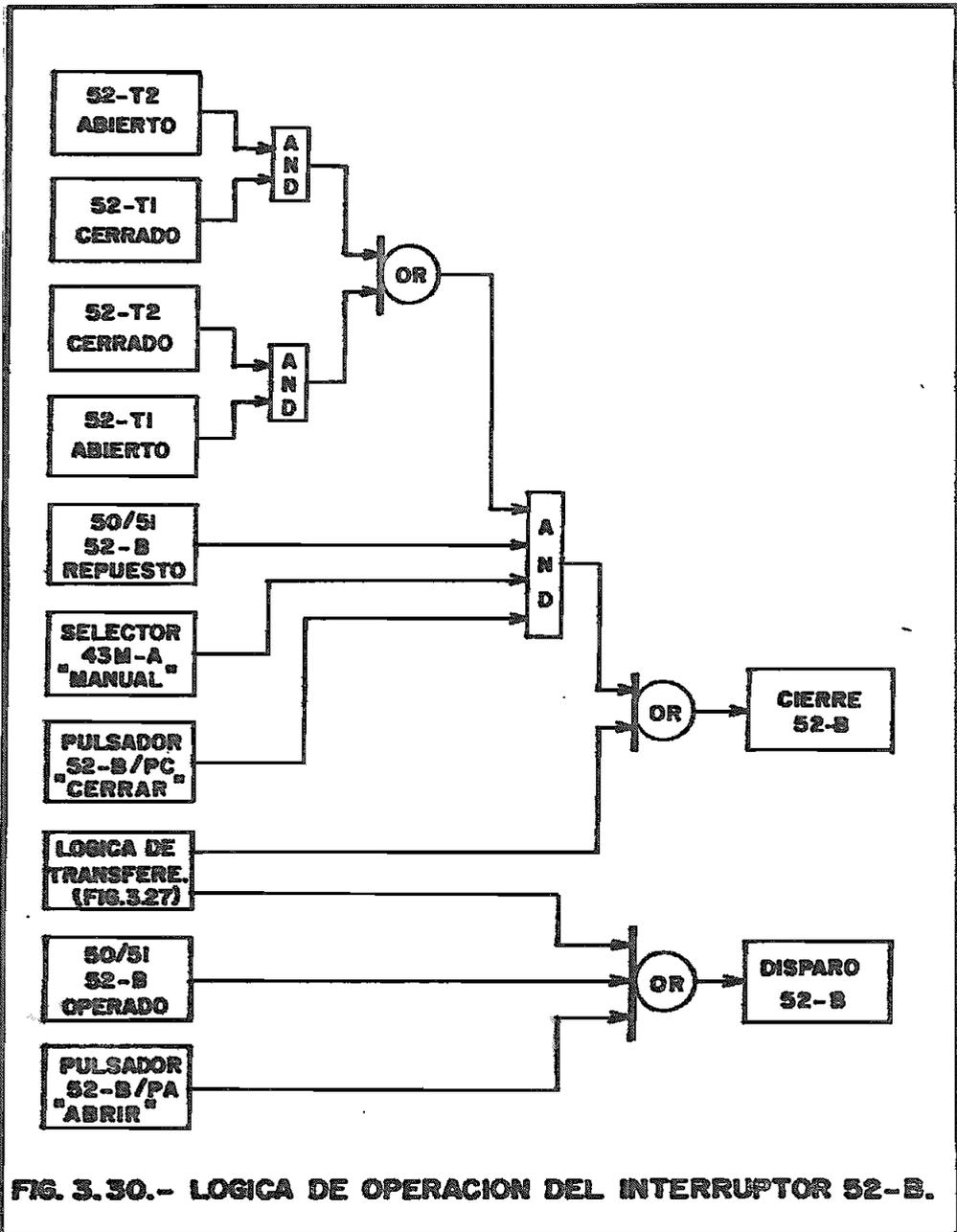


FIG. 3.29.- LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-D.

sobrevoltaje (59), relé de detección de fusibles fundidos para las tres fases (FR, FS y FT) y a la salida el relé de detección del fusible fundido (FC).

La condición de funcionamiento consiste en que uno de los dos cargadores debe estar operando, tomándose al cargador C1A como el de funcionamiento normal, quedando en el cargador C1B como respaldo o auxiliar del primero. También se debe considerar que cuando se da carga al banco de baterías, quedará sin tensión la barra de distribución de corriente



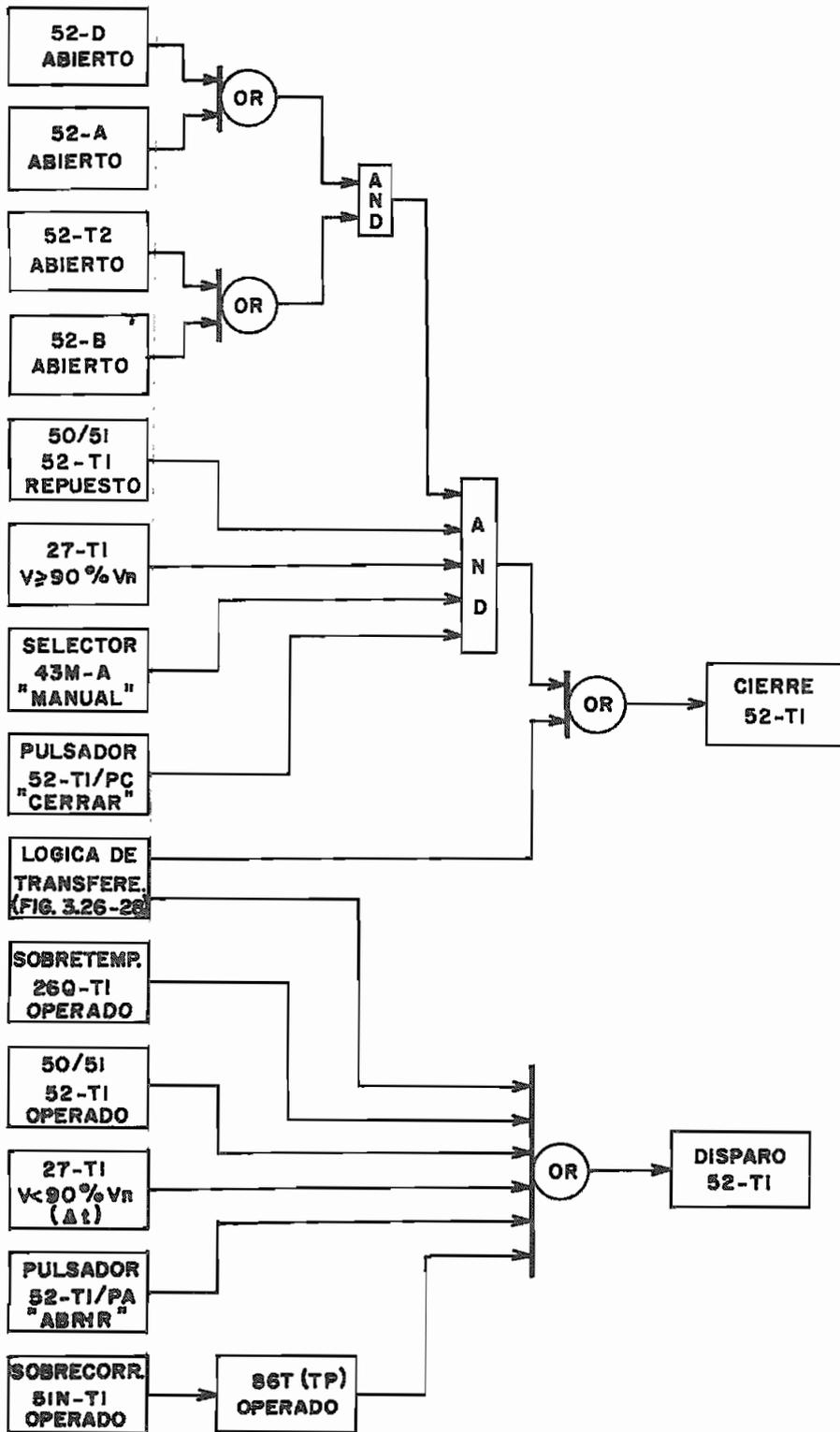


FIG. 3.31.- LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-T1.

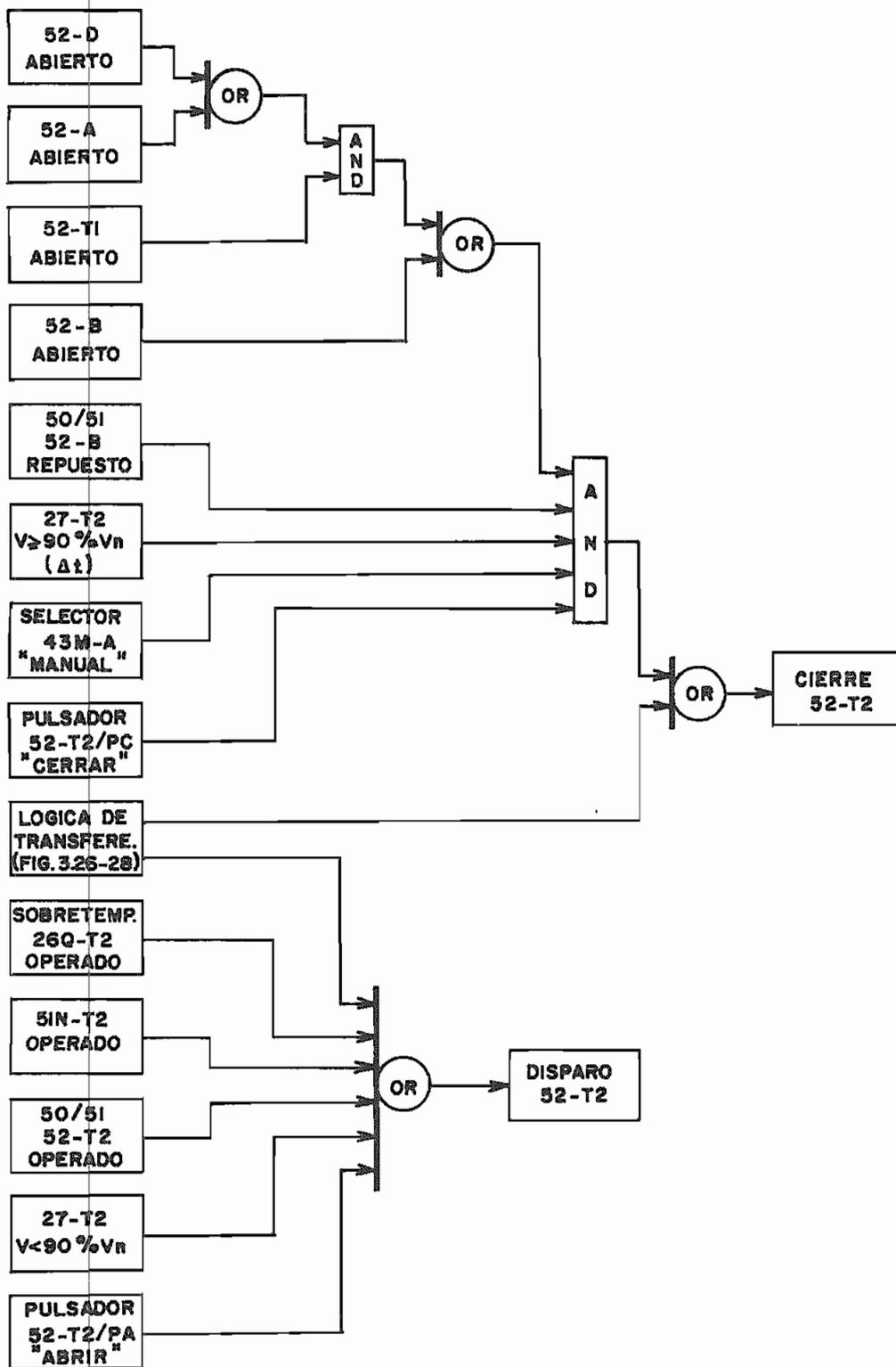
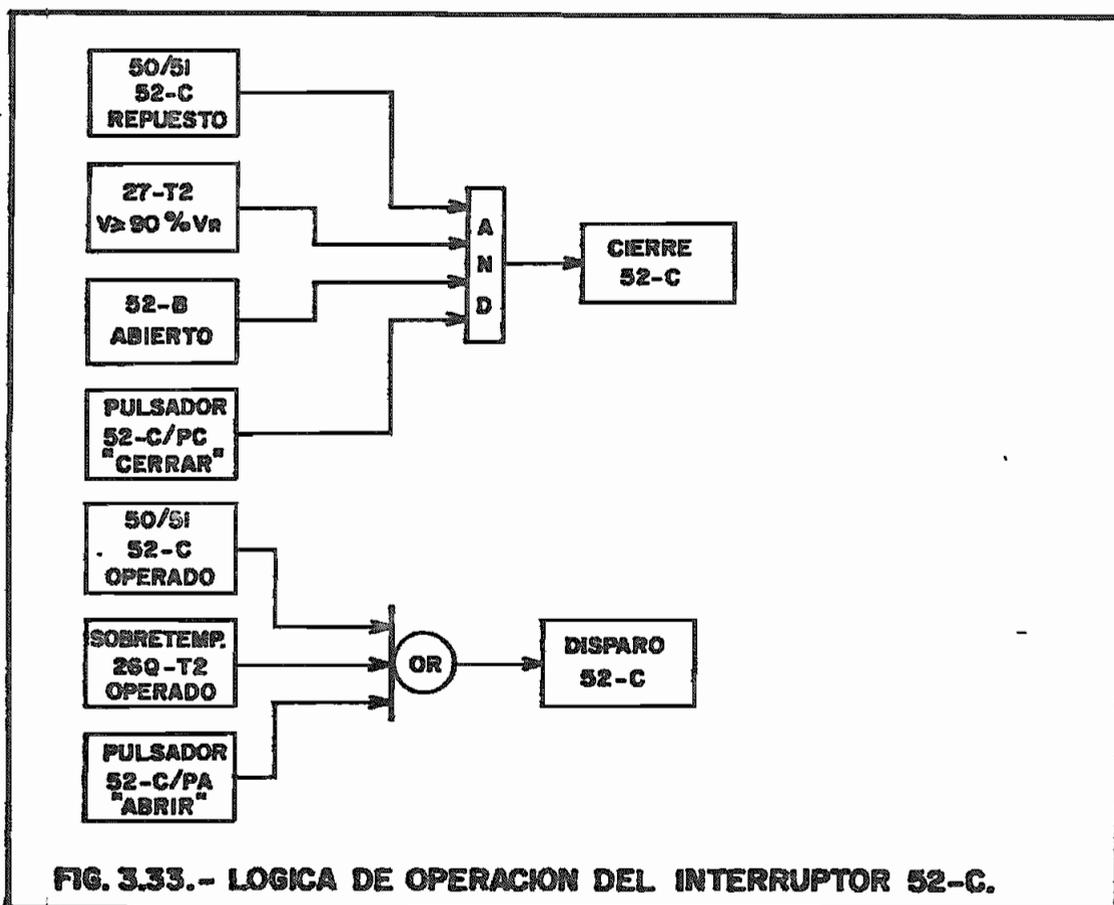
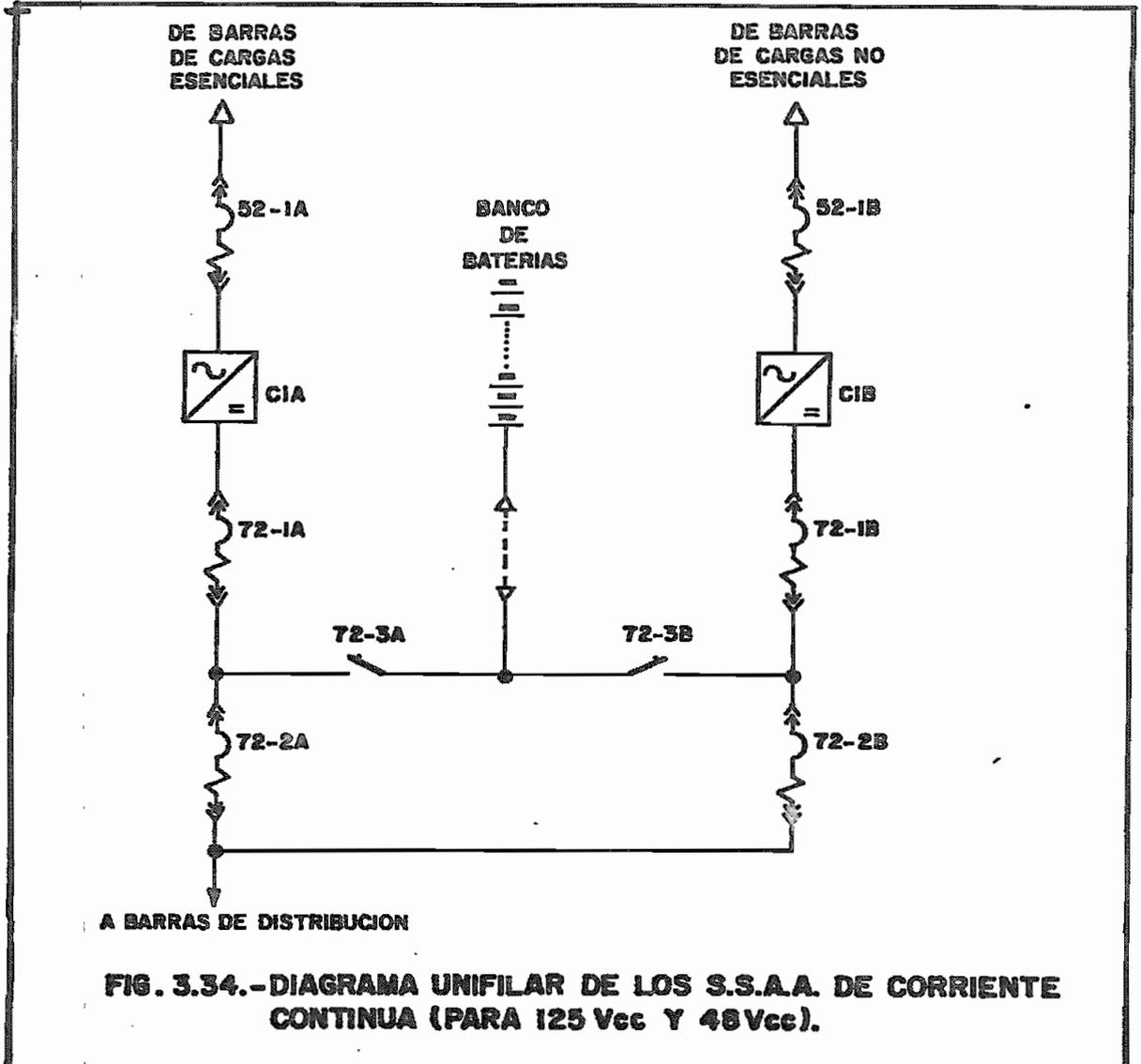


FIG. 3.32.- LOGICA DE OPERACION DEL INTERRUPTOR 52-T2.



continúa por la apertura manual del interruptor 72-2A o 72-2B.

El estado normal de funcionamiento de los interruptores 52-1A, 52-1B, 72-2A y 72-3B es que deben estar siempre cerrados y los interruptores 72-3A y 72-2B deben estar abiertos. Su operación es responsabilidad del personal autorizado o del operador, es decir, no se ejerce control de estos interruptores.



En base a lo expuesto, se ha desarrollado el control automático y manual de los interruptores 72-1A y 72-1B. La condición normal de operación es: cerrado el interruptor 72-1A y abierto el interruptor 72-1B. En caso de falla (ver figura 3.35) automáticamente disparará el interruptor 72-1A y después de un cierto tiempo cerrará el 72-1B. La reposición de los relés del cargador C1A y la operación de los relés del cargador C1B permitirán volver automáticamente a la condición normal de funcionamiento.

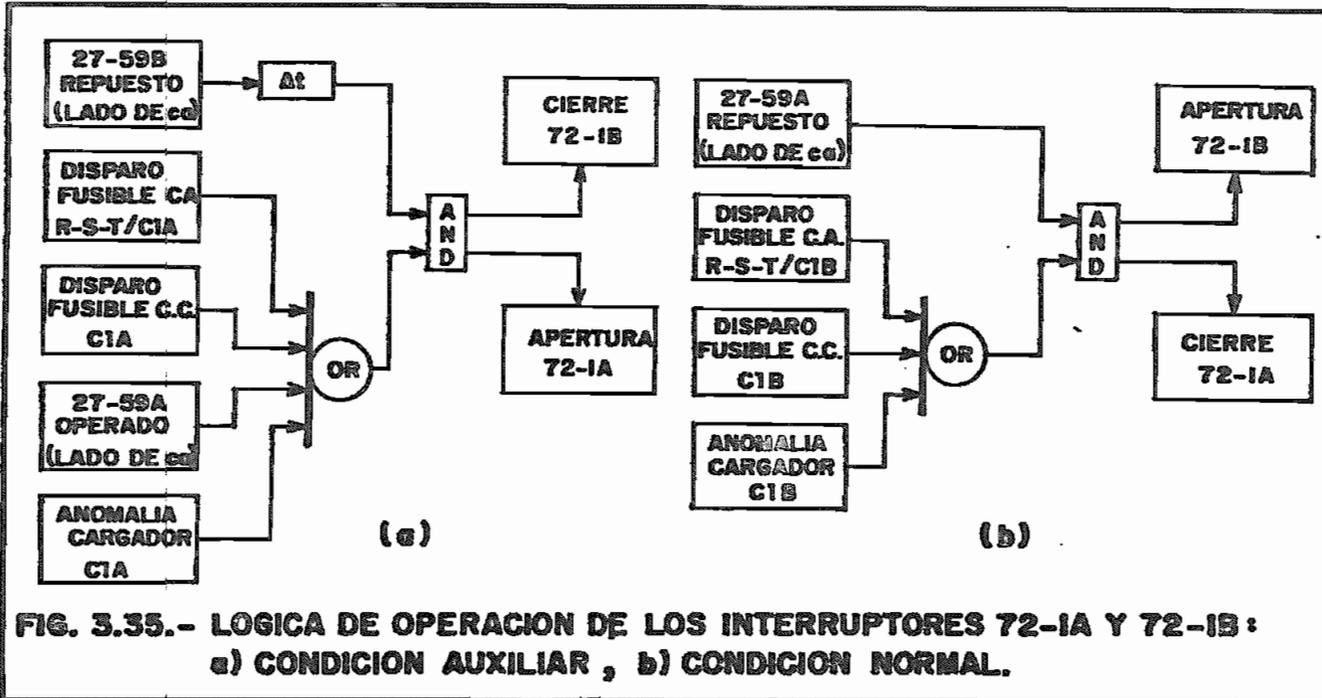


FIG. 3.35.- LÓGICA DE OPERACION DE LOS INTERRUPTORES 72-1A Y 72-1B: a) CONDICION AUXILIAR, b) CONDICION NORMAL.

la apertura manual de cualquiera de los dos interruptores (ver figura 3.36), se realizará llevando al selector manual-automático a la posición manual y provocando su sobrevoltaje por el cierre del interruptor 72-3A o 72-3B. Como se indicó, el restablecimiento a la condición normal de operación lo llevará a efecto el personal de mantenimiento o el operador.

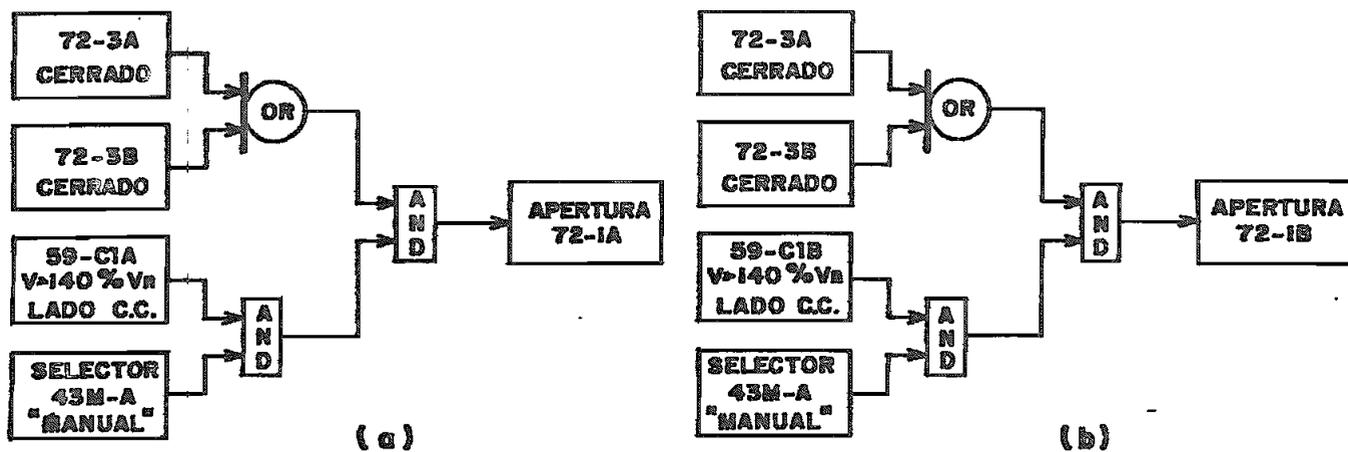


FIG. 3.36.- LOGICA DE OPERACION DE LA APERTURA MANUAL DE LOS INTERRUPTORES:
a) 72-1A, b) 72-1B.

C A P I T U L O I V

4. EJEMPLO DE APLICACION

Para diseñar el sistema de telecontrol y el sistema de control de una subestación se va a proceder de la siguiente manera:

- 1.- Se diseña el circuitos unifilar de la subestación, que es la base fundamental para el desarrollo del proyecto.
- 2.- Se diseñan los circuitos lógicos en los cuales, va intrínsecamente involucrado la filosofía de control de cada uno de los equipos. Desarrollaremos un circuito lógico para cada conjunto de equipos que tengan la misma filosofía de control.
- 3.- Se desarrollarán los circuitos elementales de control y los circuitos de telecontrol.

Estos puntos se llevarán a cabo, considerando los siguientes criterios de diseño:

- En el cubículo de control de los interruptores y de los seccionadores se encuentra incorporado el selector local-remoto (43L-R).

- En el tablero de telecontrol se considera un selector sala-despacho (43S-D) de múltiples contactos, para cada una de las posiciones de la subestación.
- Otros selectores utilizados y que se encuentran en el tablero de control de cada posición; son las siguientes:
 - Selector de recierre prendido-apagado (43-79/OFF).
 - Selector de sincronización insertado-excluido (43-SS).
 - Selector normal-transferencia (43T).
 - Selector manual-automático (43M-A).
 - Selector subir-bajar (43S-B).
- Por razones de seguridad se emplearán contactos propios de seccionadores e interruptores hasta donde sea posible. Se usarán relés auxiliares para no exponer innecesariamente los circuitos de disparo a operar a través de cables de control largos. Todos los circuitos de transferencia de disparo quedan así en el mismo tablero.
- Todos los seccionadores excepto los seccionadores de puesta a tierra de las barras que son exclusivamente para generación manual.
- El empleo de una sola alimentación de 48 V c.c. para el circuito de telecontrol de una misma posición.
- El empleo de una sola alimentación de 125 V c.c. para el control de todos los seccionadores de una misma posición.
- El empleo de una sola alimentación de 125 V c.c. para el control del interruptor de una misma posición.

Los diagramas elementales de control van a tener las siguientes simplificaciones:

- No se consideran los circuitos de control interno de los seccionadores e interruptores.
- Las conexiones mostradas corresponden para las tres fases. Las interconexiones entre fases deben hacerse de acuerdo a los planes del fabricante.
- Si el fabricante de seccionadores e interruptores exige contactos dobles en los conmutadores de control, éstos deben proveerse.
- Los transformadores de corriente se encuentran a la salida de cada posición.

Para la elaboración de los circuitos de control, se debe tomar en cuenta que:

-  es la bornera del tablero de control (casa de control).
-  es la bornera del tablero de servicios auxiliares de 125 V c.c.
-  es la bornera del tablero de servicios auxiliares de 48 V c.c.
-  es la bornera del tablero de telecontrol (casa de control).
-  es la bornera del tablero de control del equipo (patio).

Se diseñará un circuito típico de control y de telecontrol que será aplicable para cada una de las posiciones de: línea; transformador y transferencia.

Además se considera que todos los interruptores son del tipo hexafluoruro de azufre (SF₆) con mando de aire comprimido.

4.1. SISTEMA DE BARRA SIMPLE

El diagrama unifilar a ser considerado se muestra en la figura 4.1. En caso de falla de una línea o en caso de mantenimiento del interruptor, saldrá fuera de servicio la posición de línea afectada. Lo mismo sucede con la posición de transformador excepto que cuando se va a hacer mantenimiento al interruptor, se utiliza el seccionador by-pass, manteniéndose el servicio. En esta circunstancia, al producirse una falla en el transformador, saldrá fuera de servicio toda la subestación.

4.1.1. CIRCUITO LOGICO DE LOS SECCIONADORES

Todos los seccionadores, excepto el seccionador de puesta a tierra de la barra, tiene tres modos de operar: local, remoto y a distancia, y el modo de operar dependerá de la posiciones que tengan los respectivos selectores. El seccionador de

El seccionador de puesta a tierra de la barra sólo operará en forma local y manualmente.

Los seccionadores: 89-A11; 89-A21; 89-AT1; 89-B11; 89-B21 y 89-BT1, representados como 89-*1 cumplen con la lógica operacional indicada en la figura 4.2. Las condiciones básicas para su maniobra son: el interruptor de la misma posición debe estar abierto y el seccionador de puesta a tierra de la barra (89-A16 u 89-B06) ma la que está conectada debe estar abierto.

Los seccionadores: 89-A13; 89-A23; 89-B13 Y 89-B23, representados como 89-*3, tienen igual circuito lógico indicado en la figura 4.3. Las condiciones que deben cumplir para su maniobra son: el interruptor y el seccionador de puesta a tierra de su respectiva posición deben estar abiertos. Los seccionadores: 89-AT3 y 89-BT3, tienen similar circuito lógico que el anterior, excepto que, al no tener seccionador de puesta a tierra, no cumple con esta condición.

Los seccionadores de puesta a tierra de cada una de las líneas, representados como 89-*4 tienen igual circuito lógico mostrado en la figura 4.4. Las condiciones que cumple para su maniobra son: el seccionador 89-*3 de la respectiva posición debe estar abierto y el relé de bajo voltaje (27-**) de la

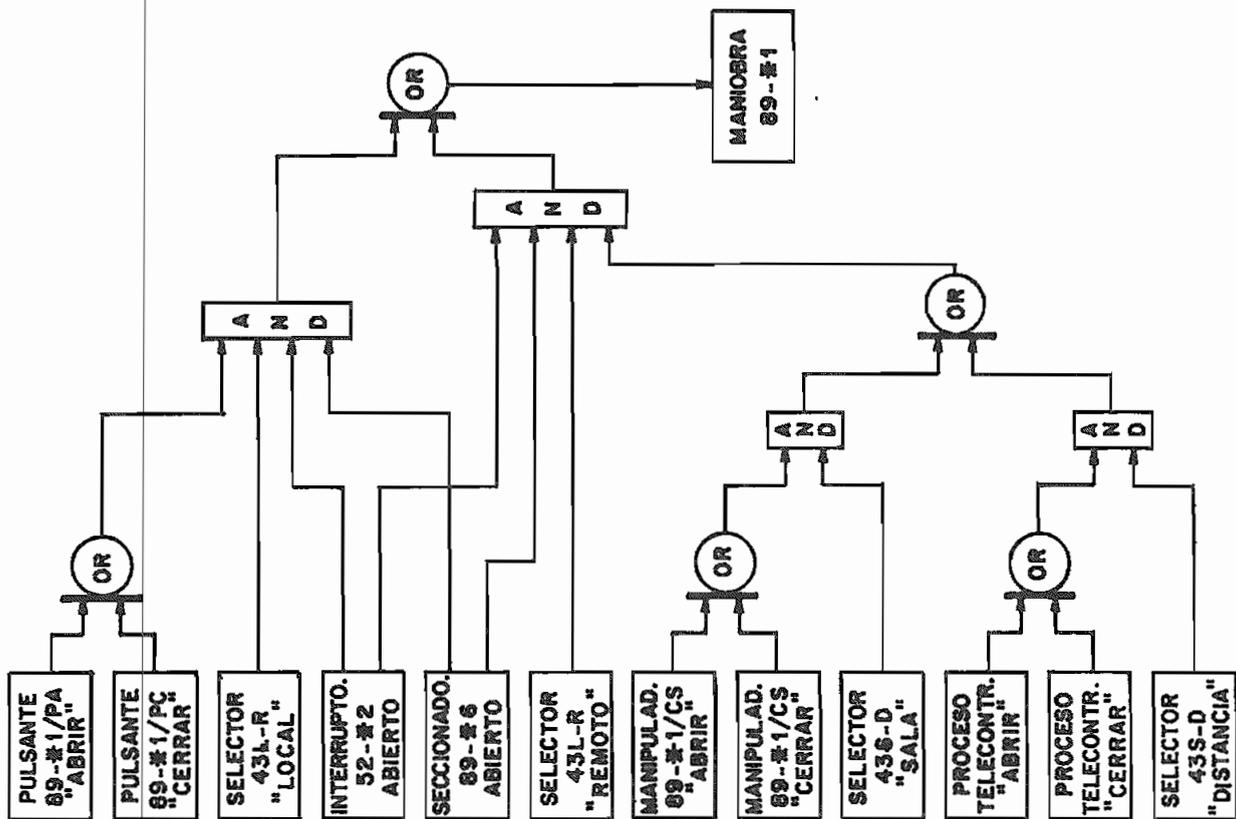


FIG. 4.2.- CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-#1.

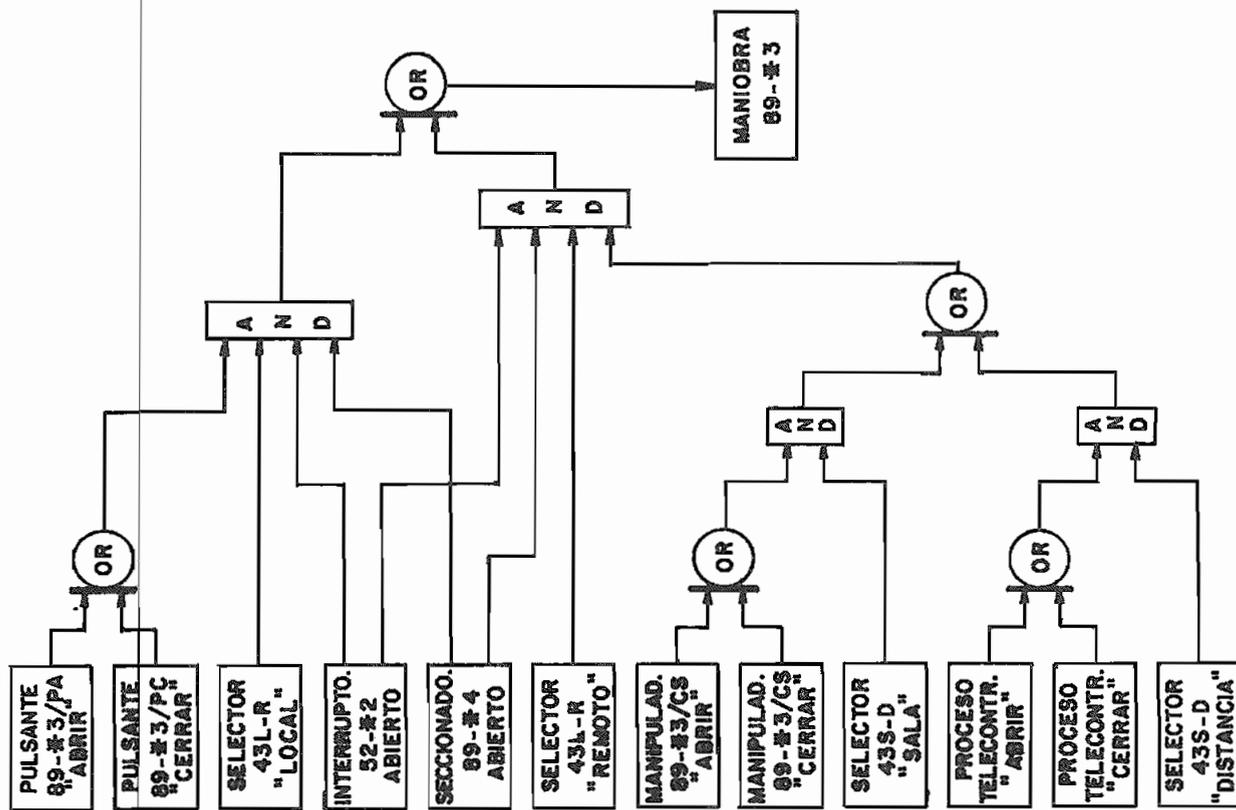


FIG. 4.3.- CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-#3.

línea considerada cerrará su contacto N.A. al detectar un voltaje menor o igual al 10% del voltaje nominal de la línea.

Para conectar a tierra la barra A y/o la barra B, la condición básica es que todos los seccionadores conectados a la barra deben estar abiertos (ver fig. 4.5), excepto el seccionador 89-*T5.

Los seccionadores 89-AT5 y 89-BT5, representados como 89-*T5, cumplen el circuito lógico indicado en la figura 4.6. Las condiciones que se debe cumplir para su maniobra son: el interruptor y los seccionadores de la respectiva posición de transformador deben estar cerrados.

4.1.2. CIRCUITO LOGICO DE LOS INTERRUPTORES

Los interruptores también tienen los tres modos de operar, tal como se indicó en el punto 4.1.1.

A los interruptores de línea y a los interruptores de transformador se los ha representado como: 52-*12; 52-*22; y, 52-*T2, respectivamente. La lógica de apertura y de cierre local para los dos grupos de interruptores son similares (ver figuras: 4.7; 4.8; 4.9 y 4.10). Las condiciones para su maniobra local son: los seccionadores de la respectiva

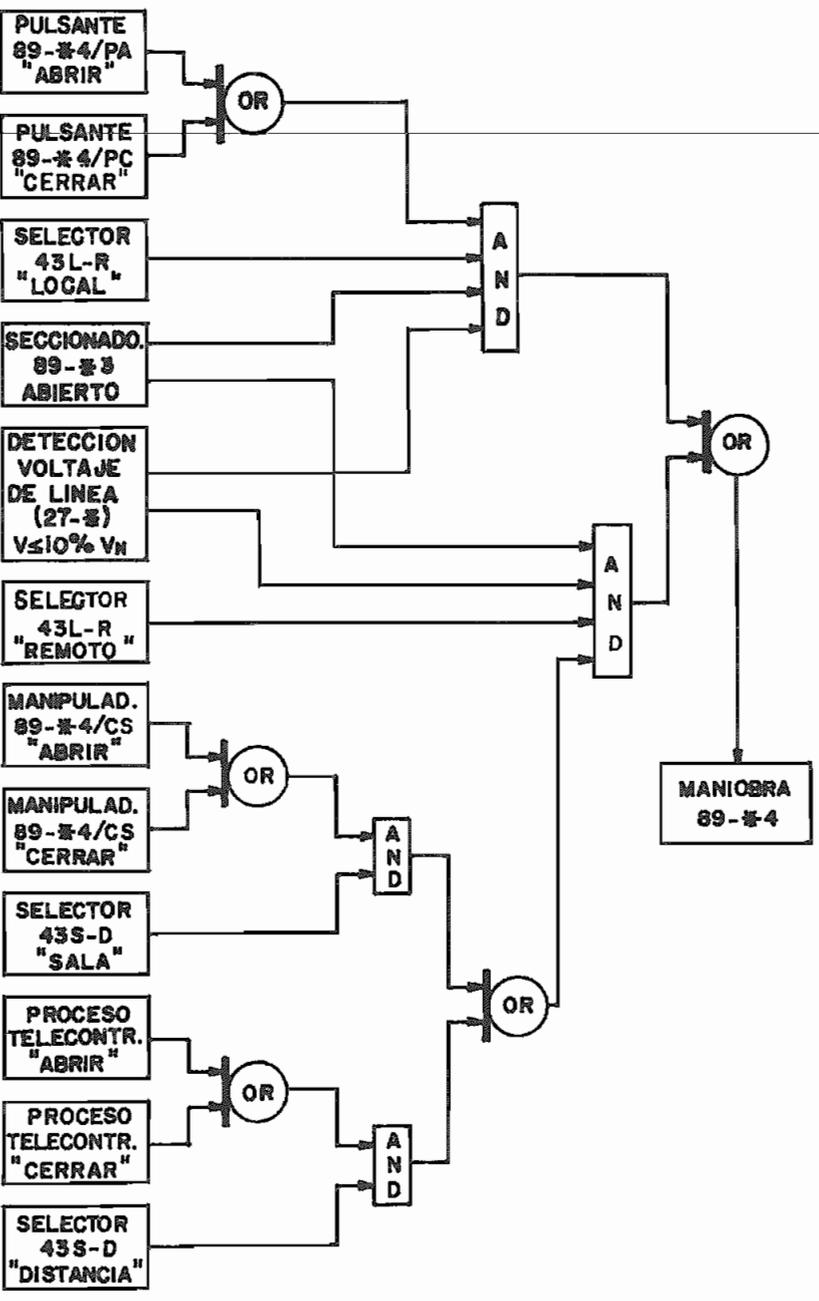


FIG. 4.4.- CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-#4.

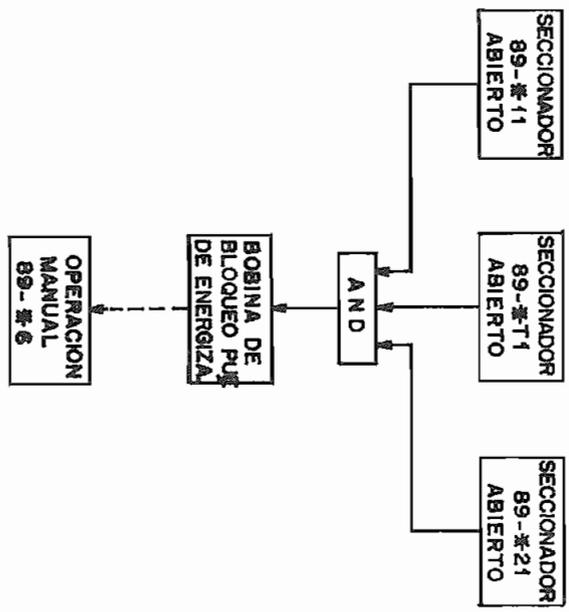


FIG. 4.5.- CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-#6.

posición deben estar abiertos y el selector debe estar en la posición "local".

El disparo de los interruptores se puede producir por (ver figura 4.7 y 4.8):

- La llamada "anomalía interruptor", condición causada por: baja presión de aire o de gas SF₆; discordancia de polos; etc., que producirá el disparo instantáneo del interruptor afectado o por falla del interruptor, lo que provocará el disparo de todos los interruptores conectados a la barra involucrada.
- Por la operación de la protección principal al producirse una falla dentro de su zona de protección.
- Al tener cerrado el seccionador by-pass 89-*T5 y abierto el interruptor respectivo; en estas circunstancias, al producirse una falla en el transformador, operará su protección, la cual enviará la orden de apertura a todos los interruptores de línea conectados a la barra correspondiente.
- Igual que en el caso anterior, pero al operar el relé diferencial de barras, se producirá el disparo del otro interruptor de transformador.
- La operación del relé diferencial de barras ordenará el disparo de todos los interruptores conectados a la barra fallosa.

El cierre automático de los interruptores de línea o de transformador se ejecuta verificando las condiciones de sincronización (ver figuras 4.9 y 4.10), como se explicó en el punto 3.3. El recierre se considera sólo para las posiciones de línea y en las circunstancias descritas en el punto 3.4.

4.1.3. DISEÑO DEL CONTROL Y DEL TELECONTROL

En base a las condiciones impuestas en los circuitos lógicos desarrollados en el punto anterior, se procede al diseño de los circuitos de control y de telecontrol de: accionadores; interruptores; recierre; conmutador bajo carga de transformador (L.T.C.) y sincronización, con sus respectivas señalizaciones y alarmas.

Desde la figura 4.11 a 4.14, y desde la figura 4.15 a 4.21, se han realizado los diseños típicos de control y de telecontrol para las posiciones de línea y de transformador, respectivamente. Son considerados como típicos, pues se pueden utilizar para todos los equipos de cada posición, y lo único que se debe cambiar es el signo * por el respectivo número del equipo de dicha posición, las mismas que se indican en el diagrama unifilar de la figura 4.1.

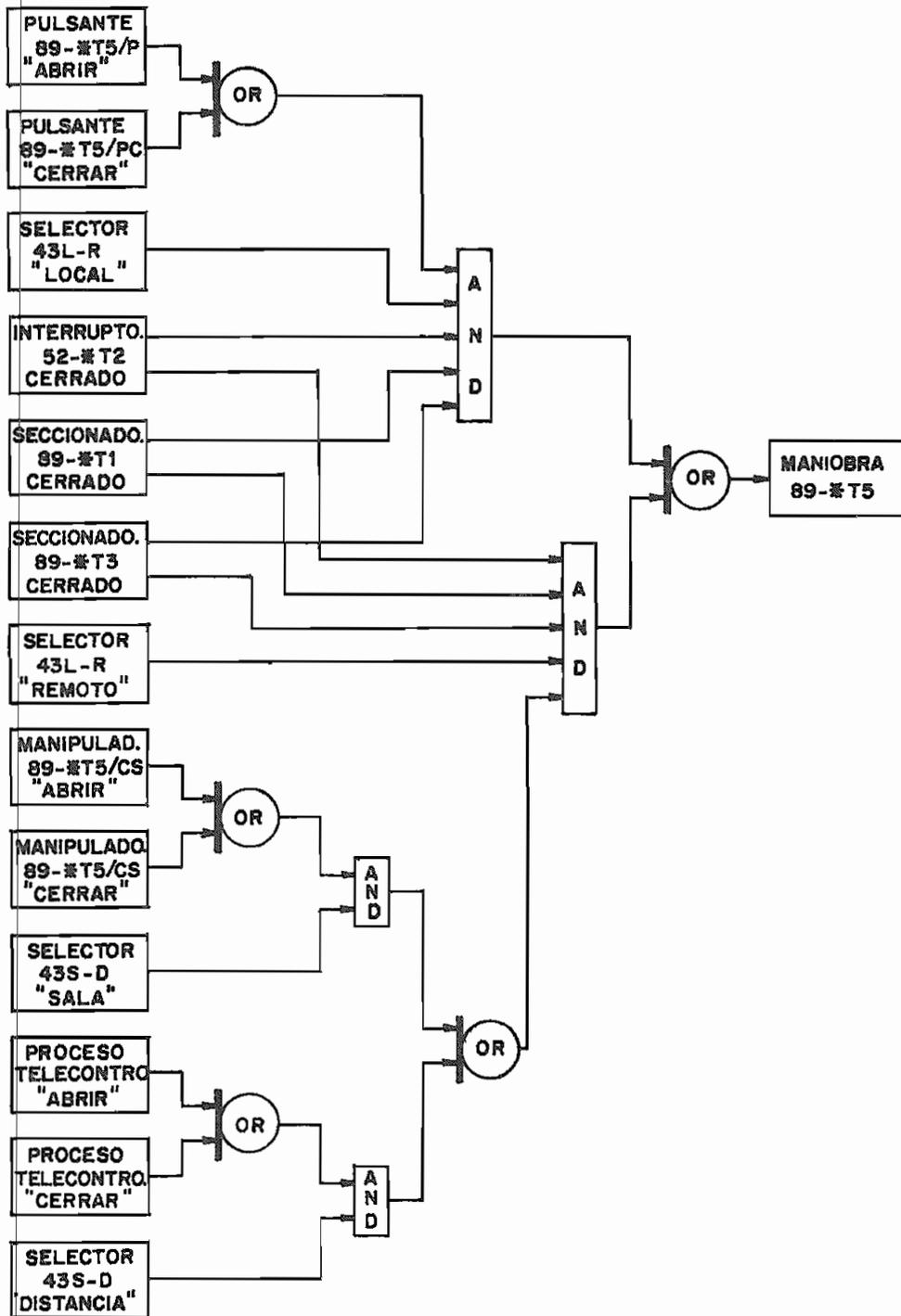


FIG. 4. 6.- CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-#T5.

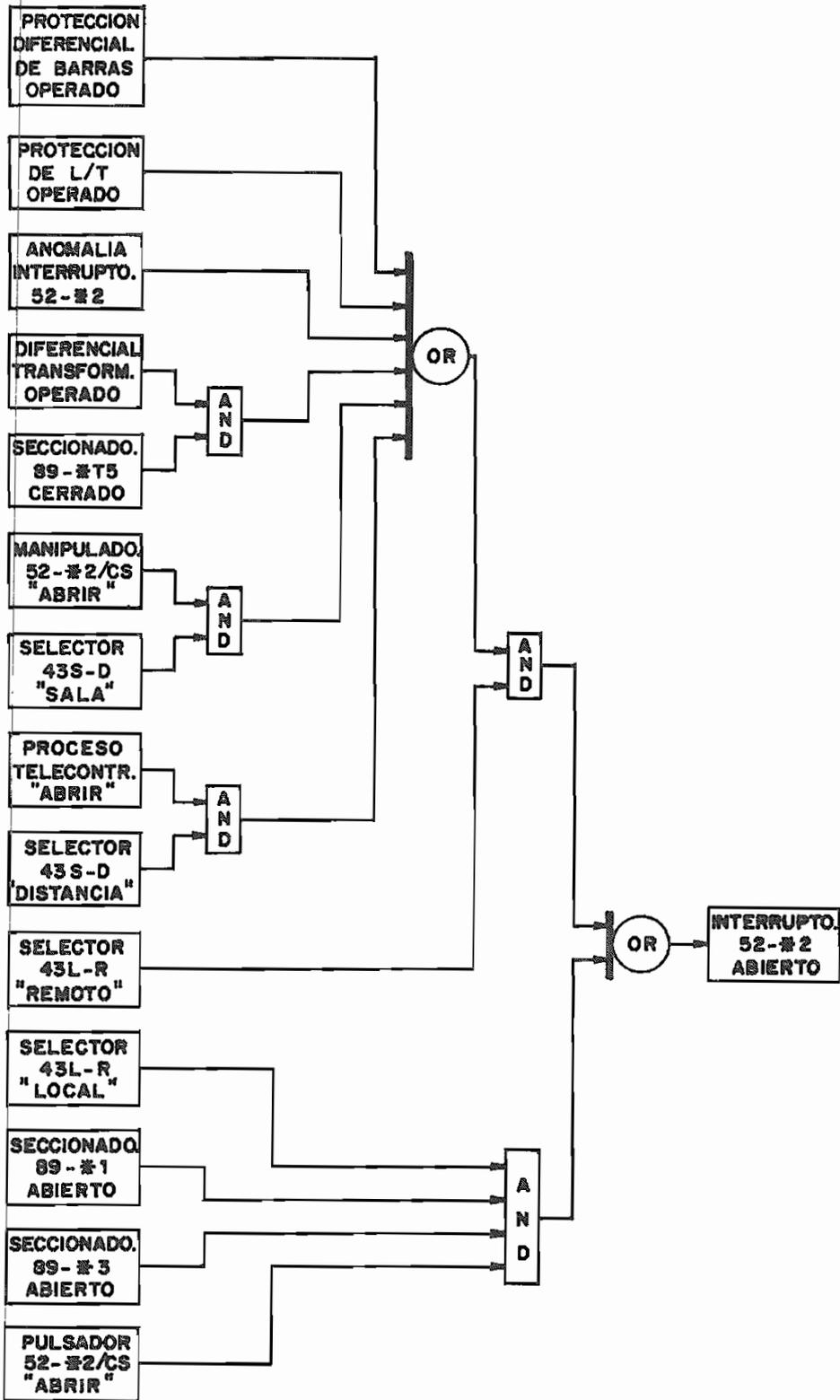


FIG. 4.7.- CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DEL INTERRUPTOR DE LINEA.

4.1.3.1. DISEÑO DE CONTROL DE LOS SECCIONADORES

Cumplidas las respectivas condiciones de enclavamiento entre seccionadores u/o interruptores, descritos en el punto 4.1.1., los seccionadores de la subestación están dispuestos para operar (ver figuras 4.11 y 4.15).

- **LOCALMENTE:** El selector 43L-R del seccionador a maniobrar debe estar en posición local; el selector 43S-D en posición sala y con los respectivos pulsadores 89-*/PC u 89-*/PA se ordena el cierre o la apertura, respectivamente.
- **REMOTAMENTE:** Los selectores se deben posicionar: 43L-R en remoto; 43S-D en sala y 43-*/OFF en ON para habilitar la señalización en el tablero de control de cada posición. Con esta última maniobra debe prenderse la lámpara de control amarillo (permisivo) el mismo que indica que el seccionador está dispuesto para su maniobra. La orden de apertura o cierre le da el manipulador 89-*/CS llevándose a la posición de abrir o cerrar. Cuando el seccionador está abierto se encuentra prendida la lámpara de color verde a través de su contacto propio tipo "b", y si está cerrado, se prende la lámpara de color rojo a través de su contacto propio tipo "a". Se añade el circuito de prueba

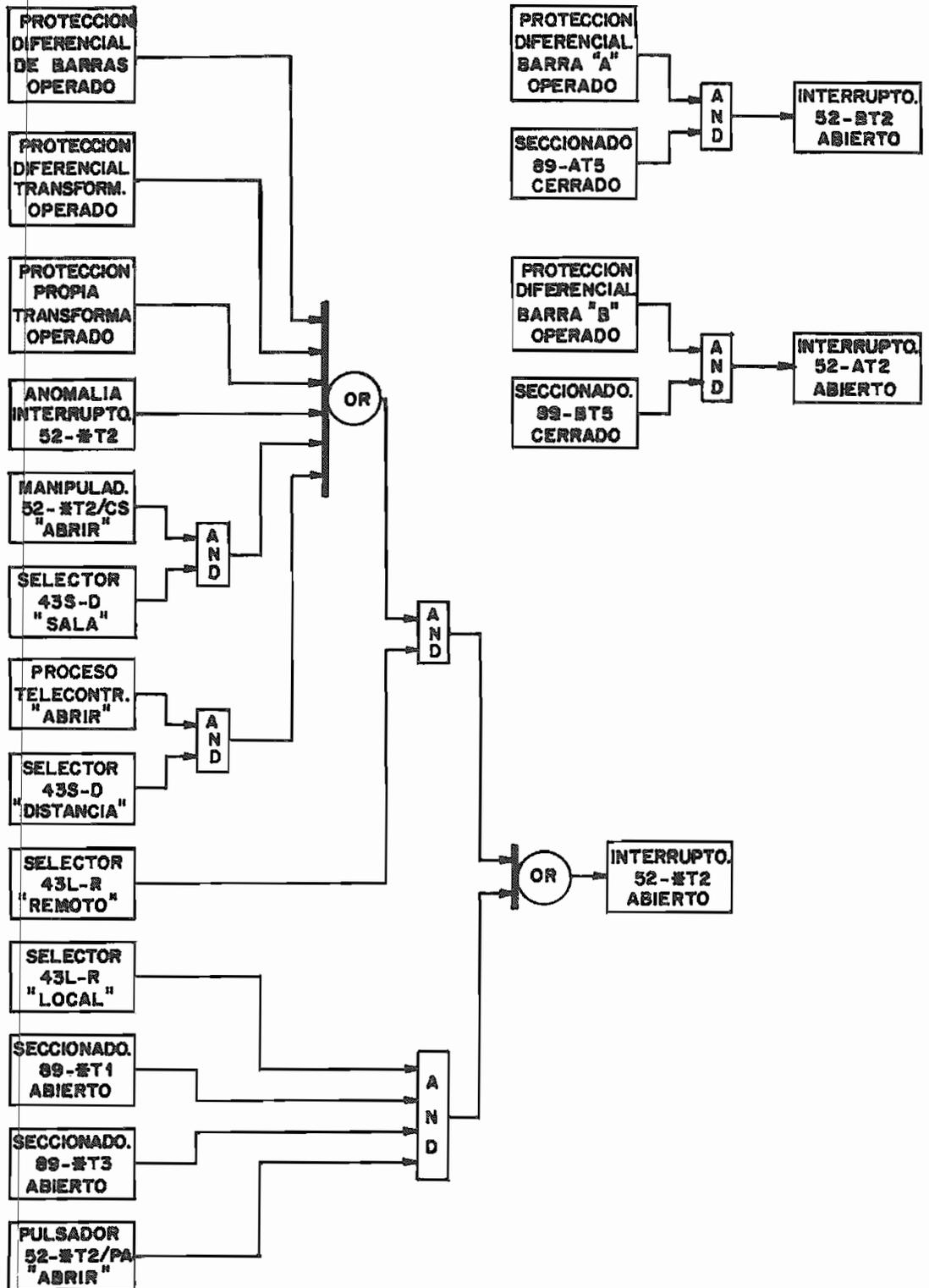


FIG. 4.8.- CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DEL INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR.

de lámparas para cada posición, la misma permite comprobar el estado de las lámparas de señalización pulsando PL/*.

- **A DISTANCIA:** Los selectores se deben posicionar: 43S-R en remoto; 43S-D en despacho y 43-*/OFF en posición OFF, pues se comprende que la subestación queda desatendida y la maniobra de los equipos se deben realizar desde Despacho. La señal de cierre o apertura (ver figuras 4.13 y 4.17) enviada desde Despacho es procesado en el equipo de telecontrol que es la que transmite la orden dada, energizando el relé CBX* (para el cierre) o ABX* (para la apertura) cerrando su contacto N.A. el mismo que energiza al relé de interfase CB* o AB* y por medio del cierre de sus contactos N.A. se produce el cierre o la apertura del seccionador, respectivamente.

Las señales de: permisivo, abierto o cerrado del circuito de señalización son enviadas a Despacho vía telecontrol por medio de los relés SA*, SV* ó SR* que energizan a los relés de interfase SAX*, SVX* ó SR*, respectivamente. Es necesario enviar a Despacho las señales de: permisivo y abierto ó permisivo y cerrado, pero no simultáneamente las tres (ver figuras 4.11 y 4.15).

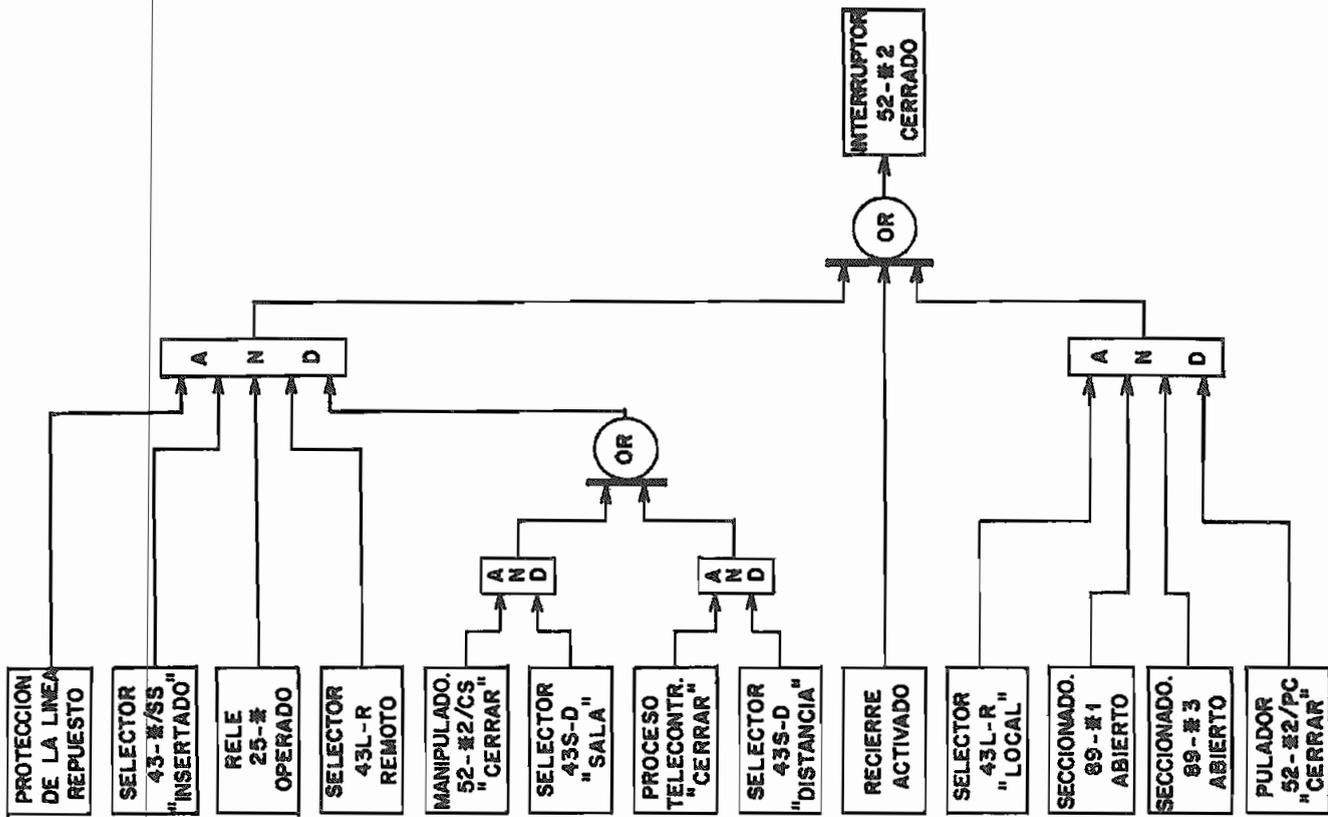


FIG. 4.9.- CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE LINEA.

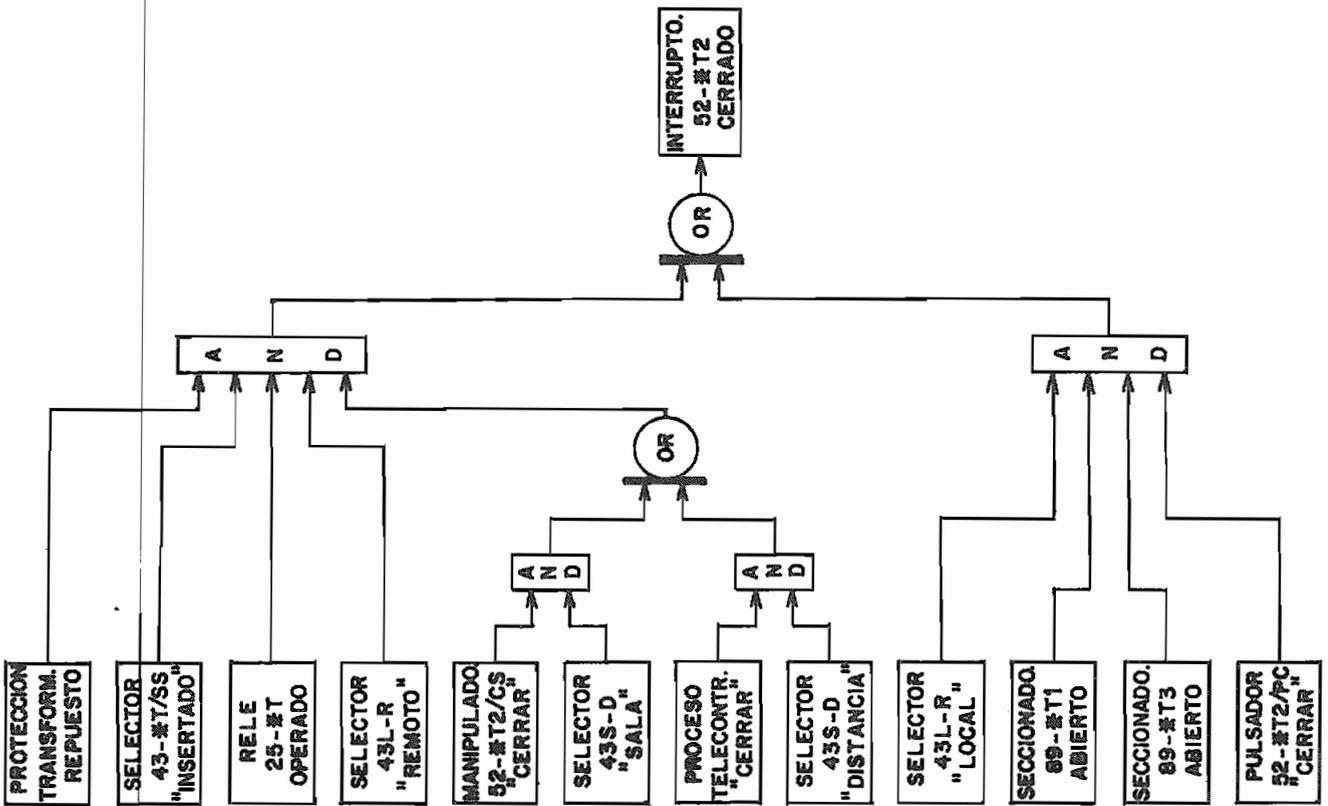


FIG. 4.10.- CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR

4.1.3.2. DISEÑO DE CONTROL DE LOS INTERRUPTORES

Las condiciones que se deben cumplir para la maniobra del interruptor de línea o de transformador se indica en el punto 4.1.2 y el diseño de su control se muestra en la figura 4.12 y 4.16, respectivamente.

- **LOCALMENTE:** Los selectores se deben posicionar: el 43L-R en local y el 43S-D en sala y teniendo a los seccionadores adyacentes al interruptor abiertos; se puede abrir o cerrar por medio de los pulsantes 52-*/PC ó 52-*/PA, respectivamente. Esta manera de maniobrar es aplicable tanto para los interruptores de las posiciones de línea como a los interruptores de las posiciones de transformador.
- **REMOTAMENTE:** Los selectores se deben posicionar: el 43L-R en remoto; el 43S-D en sala; el 43-*/SS incertado y el 43-*/OFF en ON. El cierre del interruptor se realiza llevando al manipulador 52-*/CS a la posición de cierre y éste se efectúa verificando las condiciones de sincronización (ver punto 4.1.3.3.). Esta manera de maniobrar es aplicable para todos los interruptores de la subestación.

El cierre también se produce por la operación automática del recierre que se describe en el punto 4.1.3.4.

- **A DISTANCIA:** A los selectores se deben posicionar: el 43L-R en remoto; el 43S-D en distancia; el 43-*2/SS en excluido y el 43-*/OFF en OFF.

La maniobra de apertura o cierre y su señalización se efectúa en forma similar a la descrita en el punto anterior, pero por medio de sus respectivos relés, indicados en las figuras 4.13 y 4.17 para el telecontrol. Además, el cierre por telecontrol también se realiza verificando las condiciones de sincronización (ver punto 4.1.3.3).

4.1.3.3. DISEÑO DEL CONTROL PARA LA SICRONIZACION

El control de la sincronización contempla: un circuito de corriente alterna (ver figura 4.20) cuya señales de control a comparar (fase B y neutro) provienen de los TP'S de línea y de los TP'S de barra; el circuito de control a 125 V c.c. (ver figura 4.21) y el circuito de telecontrol a 48 V c.c. (ver figura 4.13).

El relé MAVS de fabricación inglesa G.E.C. utilizado para el diseño, contempla las condiciones para la sincronización automática de: "línea muerta/barra viva" o "línea viva/barra muerta" y estas mismas condiciones entre las barras de alta tensión y las barras de baja tensión para el cierre del

interruptor de la posición de transformador de baja tensión. Además, está designado para controlar la diferencia de fase y la frecuencia de deslizamiento dentro de ciertos valores predeterminados y un control de bajo voltaje para prevenir interconexiones si su voltaje de entrada es menor que el calibrado. El contacto de este relé va conectado en serie con el circuito de cierre de los interruptores.

También se prevee la sincronización manual a efectuarse por medio del sincronoscopio, equipo que está constituido por un doble frecuenciómetro, doble voltímetro, que mide los parámetros de frecuencia y voltaje de entrada y el sincronoscopio.

El control de la sincronización se puede realizar de dos formas:

- **REMOTA:** Al preveer una sola llave de sincronización para toda la subestacion, esta limitación constituye una forma de control para realizar la sincronización ya que ésta se efectua posición por posición. Esta se inicia poniendo al selector 43S-D en posición sala e insertando la llave en el selector 43-SS/* de la posición a sincronizar. Esta maniobra excluye cualquier orden enviada desde Despacho a la vez que se energiza el relé XC-* (ver figura 4.21) que

cierra sus contactos N.A. en el circuito de alterna (ver figura 4.25) iniciándose la sincronización. El cierre del interruptor se efectuará llevando al manipulador 52-*/CS a la posición de cierre y manteniéndole en esta posición hasta que opere el relé 25-A, y por medio de su contacto dar la orden de cierre del interruptor automáticamente. La otra manera es manualmente, en cuyo caso, la orden de cierre la dará el operador cuando se cumplan las condiciones de sincronización, mirando en el sincronoscopio.

- **A DISTANCIA:** Ningún selector 43-SS/* debe tener insertada la llave de sincronización (posición excluida), el selector 43S-D en posición despacho y el selector 43M-A en posición automática. La secuencia de operación (ver figura 4.13) se inicia al energizarse el relé SS* por medio del equipo de telecontrol por orden enviada desde Despacho. Sus contactos de cerrar energizan el relé XS* verificando que el interruptor esté abierto y enclavándose a través de su contacto propio N.A. La energización del relé XS* causa la acción de: deshabilitar los circuitos de sincronización por la apertura de su contacto N.C. (ver figura 4.21) a la vez que inicia la sincronización al energizarse el relé XC-* y cerrando sus contactos en el circuito de altura (ver figura 4.20). La maniobra de sincronización se

complementa con el envío de la señal de cierre del interruptor desde Despacho, energizando al relé CBX* cuyo contacto N.A. energiza a su vez al relé de interfase CB*, enclavándose por medio de su contacto propio y un contacto del interruptor N.C. Al producirse el cierre del interruptor se desenclavan los relés XS* y CB* por la apertura de los contactos N.C. del interruptor.

4.1.3.4. DISEÑO DEL CONTROL DEL RECIERRE

Para el diseño del control del recierre se ha tomado el relé tipo MVTR 02 de la figura G.E.C. de fabricación inglesa. Este relé emplea dos timer en estado sólido: una para controlar el tiempo de operación del recierre (reclose-timing) y el otro para controlar el tiempo de recuperación o de espera (reclaim-timing).

El auto-recierre se inicia cuando opera el relé principal (RP.) o el relé de respaldo (R.R.) al producirse una falla fase-tierra y controlando que el gas SF₆ esté a presión nominal (ver figura 4.12, terminales 15 y 17). Esta operación activa los timers de: tiempo de retardo y el tiempo de recuperación o espera calibrados en 0.3 segundos, después de este tiempo, el relé ordena el cierre del interruptor pero verificando las condiciones de sincronismo a través de un

contacto N.A. del relé 25-A (terminales 25 y 27). Si el recierre es exitoso, la reposición del relé se produce por la apertura de un contacto del interruptor (52-*/b) conectado al terminal 16. Si el recierre no es exitoso, se produce el bloqueo mediante los contactos del relé principal RP o de respaldo R.R. que están conectados al terminal 18.

El relé prevee contactos auxiliares para alarmas: el primero para indicar que el relé está operando (contactos 26 y 28) y el segundo que el relé está bloqueado (contacto 22 y 24).

Al relé de recierre se puede habilitar o deshabilitar en forma remota o distancia. En forma remota se lo realiza llevando al selector 43-79/* a la posición OFF si se desea deshabilitar o a la posición ON si se desea habilitar. A distancia se debe dejar a dicho selector en posición ON, y al selector 43S-D en posición distancia. La orden enviada desde Despacho y recibida por el equipo de telecontrol hace que energice el relé RDX* cuyo contacto energiza a su vez al relé RC* que se enclava a través de su contacto N.A. y del contacto RHX* (ver figura 4.13), al mismo tiempo que abre su contacto N.C. deshabilitando el recierre (ver figura 4.12). Para habilitarlo se debe enviar la respectiva señal para energizar al relé RHX* que desenclava al relé RC*

desenergizándolo y volviendo sus contactos a su posición original.

4.1.3.6. DISEÑO DEL CONTROL DE ALARMAS

Para el diseño de las alarmas se ha considerado el cuadro de alarmas marca DOSSENA/ISASTATIC de fabricación italiana tipo ISA-2C de 12 cuadros, que se alimenta de un voltaje de 125 V c.c. y que tiene un voltaje de salida de 24 V c.c., transformación que se realiza en el módulo C del equipo (ver figura 4.14 y 4.18). Contiene además, tres botoneras que se utiliza para: reconocer (PR), que al pulsarlo corta la señal intermitente dejándola fija la luz de la lámpar incorporada en el cuadro de alarmas respectivo; acallar (PA) que al pulsarlo interrumpe la alarma sonora incorporada en el panel de control y la prueba de lámparas (PL) que al pulsarlo se deben prender todas las lámparas de los cuadros de alarmas.

Las alarmas consideradas en el diseño son básicas, pudiéndose ampliar el cuadro de alarmas, al considerar el tipo y características del sistema de protección y de los equipos utilizados.

Los contactos respectivos de los relés de protección del interruptor son conectados en serie con la bobina de los

relés de interfase en 48 V c.c., como se muestran en las figuras 4.13 y 4.17. Al producirse una falla, cerrará el contacto correspondiente energizando el relé de interfase que cerrará su contacto N.A., que enviará la señal de alarma a Despacho y otro contacto del equipo que detectó la falla al circuito de alarmas, si está prendido. Las señales de alarmas enviadas a Despacho, tienen prioridad sobre cualquier otra señal recibida, para que el despachador inmediatamente se informe sobre la anomalía producida y proceda de acuerdo a instrucciones preestablecidas.

4.1.3.6. DISEÑO DEL CONTROL DEL L.T.C.

Para el diseño del control se ha considerado un transformador de poder trifásico que tiene incorporado un L.T.C. el mismo que puede ser controlado manual o automáticamente para subir o bajar la tensión en forma local, desde el panel de control L.T.C. o a distancia. Cabe indicar que no se considera el control interno del L.T.C. ni el relé de regulación de voltaje, porque dependerá del fabricante y lo que se realiza en su control básico externo.

El control automático se efectúa cuando al selector 43M-A se coloca la manija en la posición automático, instante en que se habilita al relé de regulación de voltaje que comandará el

control del L.T.C. Cuando el voltaje a controlar pasa de ciertos límites prefijados (ancho de banda) se activa el timer de retardo de tiempo calibrado previamente y si sigue manteniéndose esta señal, activa a uno de los dos relés externos al regulador de voltaje, cuyos contactos al cerrar ordeanan el funcionamiento del control propio del L.T.C. que hará girar un motor eléctrico en uno u otro sentido, dependiendo si es de subir o bajar el voltaje, efectuándose un paso de regulación (ver figura 4.19).

El control manual se ejecuta posicionando al selector 43M-A en manual y con el selector 43S-B se sube o baja el nivel de voltaje de acuerdo a lo que se desee. Esta señales entran en el control propio del L.T.C. energizando el relé respectivo cuyos contactos hacen girar el motor produciéndose un paso de conmutación.

En los dos casos discutidos, este paso de conmutación se puede observar en sus respectivos indicadores.

Si el comando se realiza desde Despacho (ver figura 4.17), a los selectores se deben posicionar: 43S-D en distancia y los 43M-A y 43S-B en su posición central, de esta manera se predispone para seleccionar el modo a operar desde Despacho. Si se procedk a realizarlo automáticamente, la señal enviada

desde Despacho y procesada por el equipo de telecontrol que energiza al relé MAX y este a su vez energiza al relé MA a través de su contacto N.A. El relé MA al energizarse se enclava a través del cierre de su contacto propio N.A. y del contacto N.C. del relé MM, a la vez que abre su contacto propio N.C. en el circuito de operación manual, bloqueando la operación del relé MM y cerrando su contacto en el circuito de control (figura 4.19), habilitando de esta manera al relé de regulación de voltaje, siguiendo como se indicó en el proceso automático. Si se procede a realizarlo manualmente, la orden impartida desde Despacho energizará al relé MMX que al cerrar su contacto N.A. energiza al relé MM que abre su contacto N.A. en circuito automático deshabilitando (relé MA) a la vez que se enclava a través del contacto MA. De esta manera queda predispuesto el circuito para subir o bajar las tapas de regulación. Si se desea subir, el pulso enviado desde Despacho energiza al relé MSX que por medio de un contacto N.A. energiza al relé MS, cuyo contacto N.A. energizará al circuito de subir, propio del L.T.C. quedándose éste auto-alimentado y procediéndose como en el caso descrito para la operación manual. Este mismo proceso se repite para bajar pero por intermedio de los relés MBX y MB.

También se considera la señalización en el respectivo tablero de control y que comprende: local, apagado y remoto (ver figura 4.19).

4.2. SISTEMA DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA

El diagrama unifilar correspondiente se muestra en la figura 4.22. En caso de falla en una línea o en el transformador de poder, saldrá fuera de servicio la posición afectada. Si se presenta una falla en barras, saldrán de servicio todas las posiciones conectadas a la barra fallosa.

Si se va a realizar el mantenimiento de un interruptor, se deben transferir las señales de las protecciones tanto de cierre como de disparo al interruptor de transferencia para que éste asuma las funciones del primero.

Este esquema de barras es mucho más confiable que el esquema anteriormente visto por la flexibilidad y continuidad de servicio que presenta.

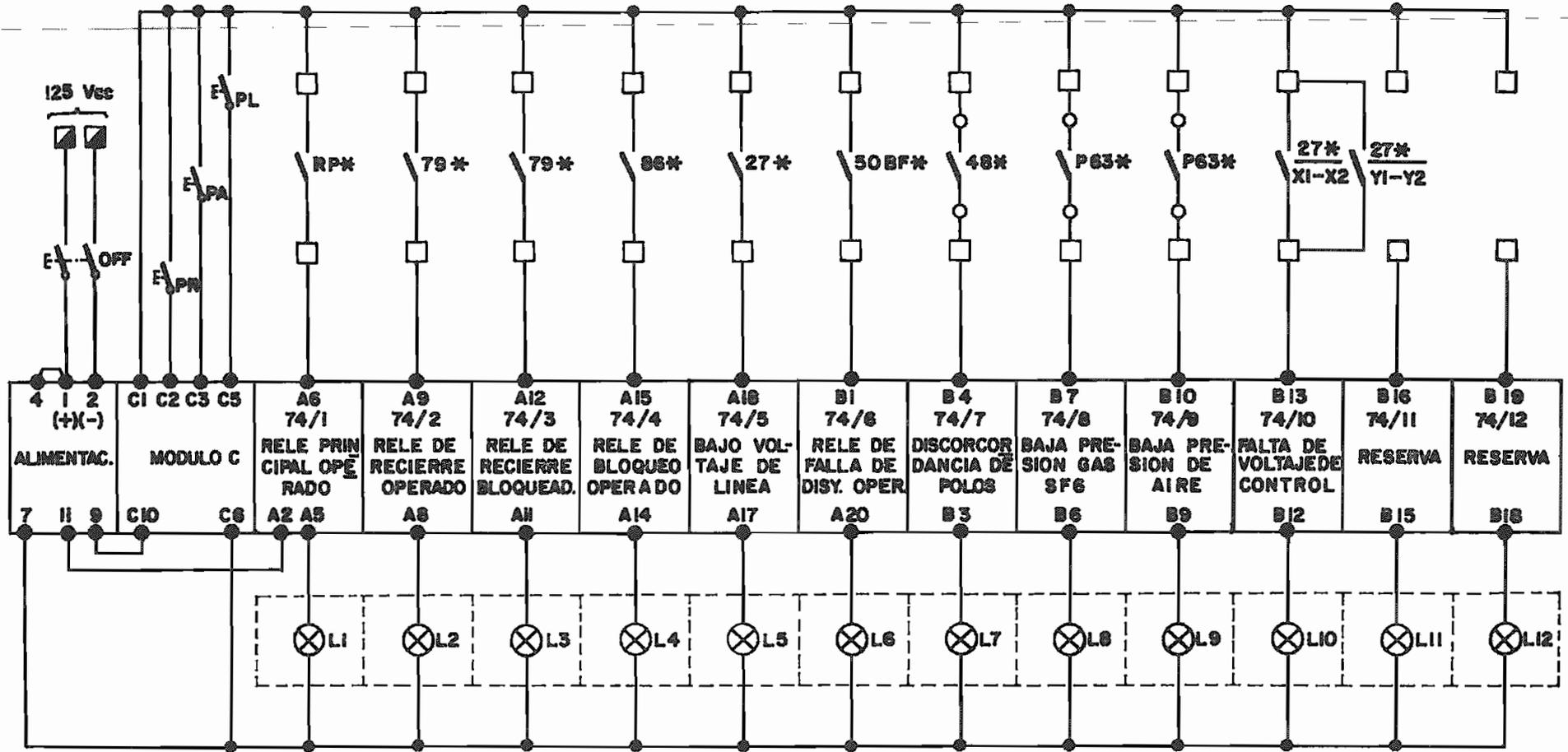


FIG. 4.14- CIRCUITO BASICO DE ALARMAS PARA LAS POSICIONES DE LINEA

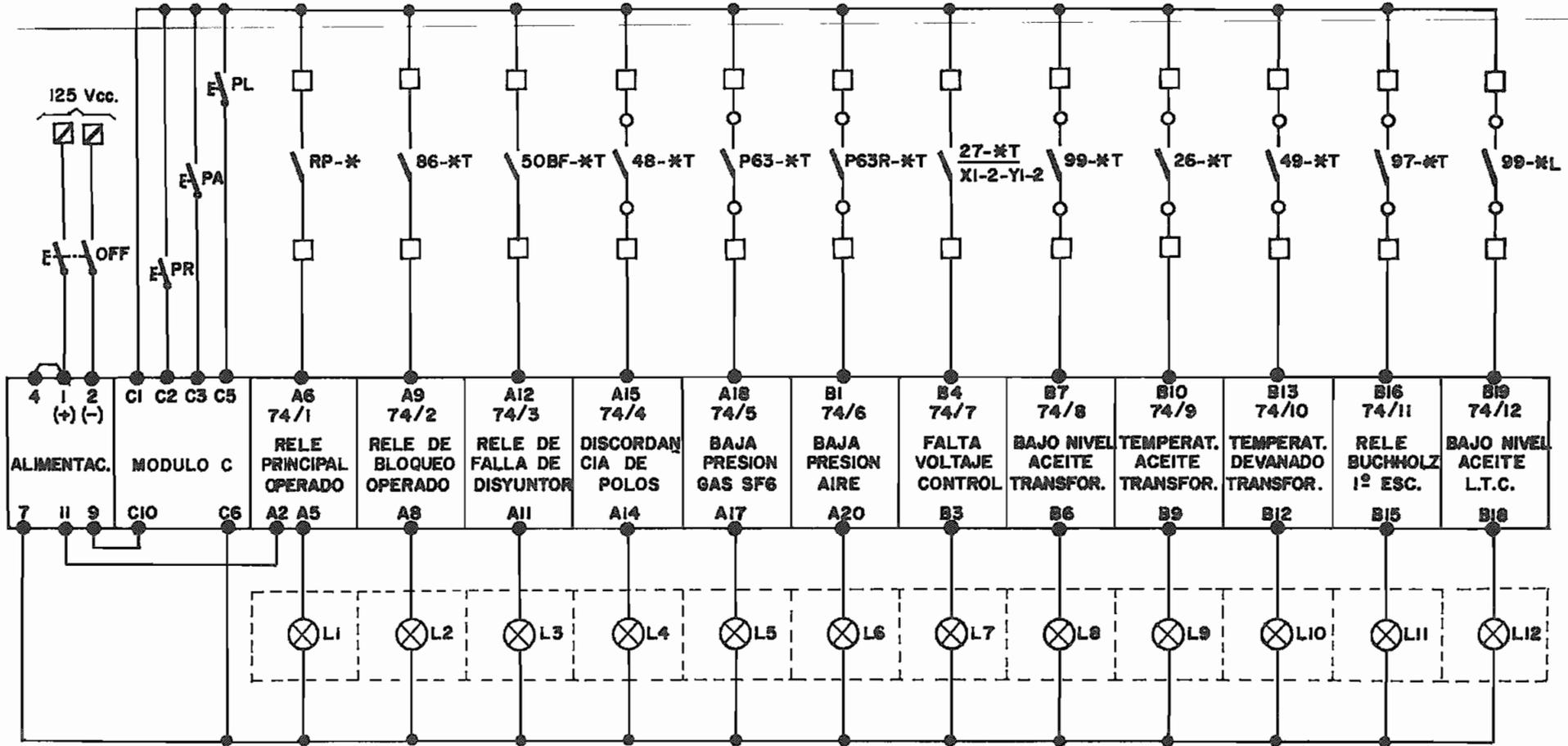


FIG. 4.18.- CIRCUITO BASICO DE ALARMAS PARA LAS POSICIONES DE TRANSFORMADOR.

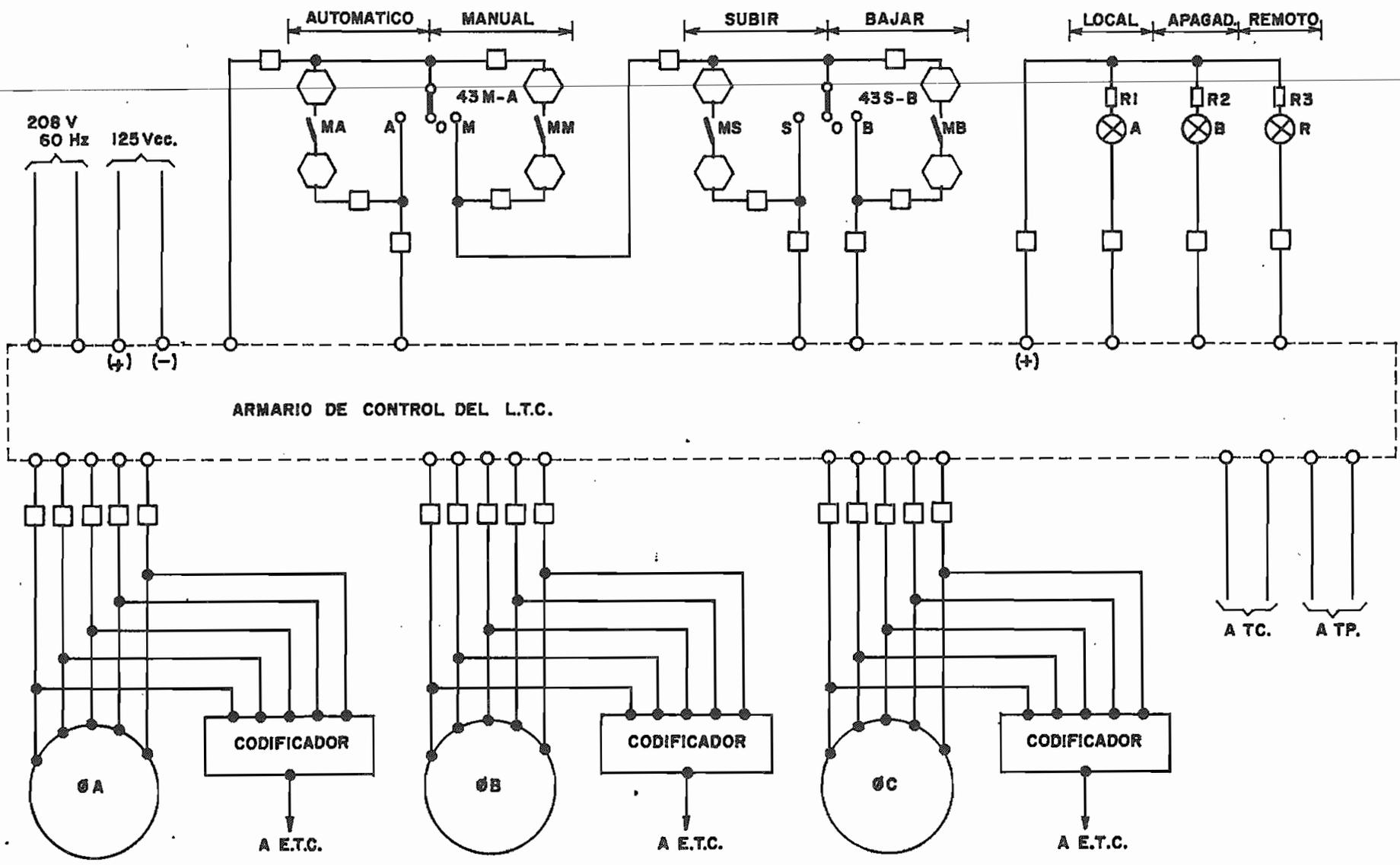


FIG. 4.19.- CIRCUITO BASICO DE CONTROL DEL L.T.C.

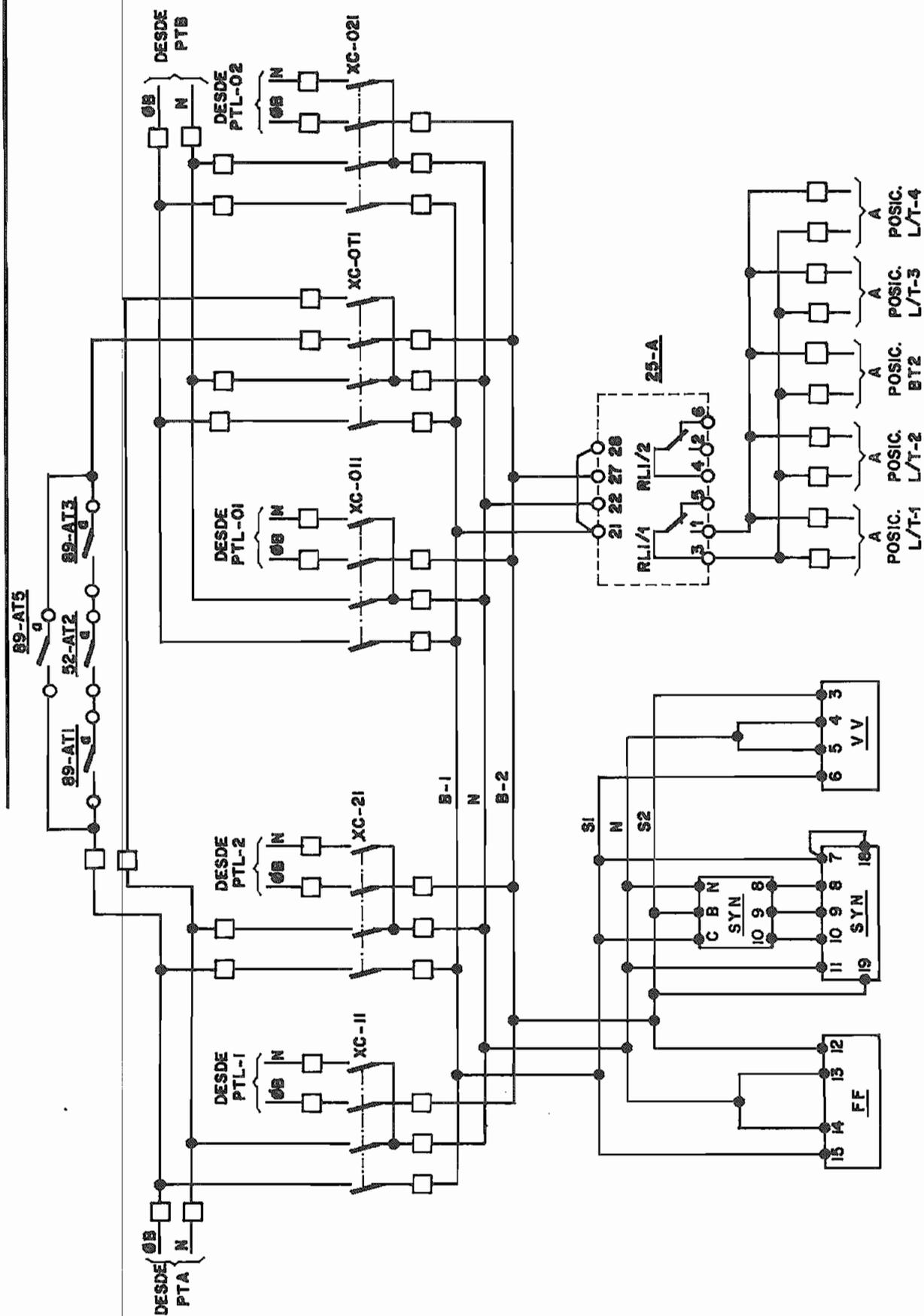


FIG. 4.20.- CIRCUITO BASICO DE C.A. PARA LA SINCRONIZACION.

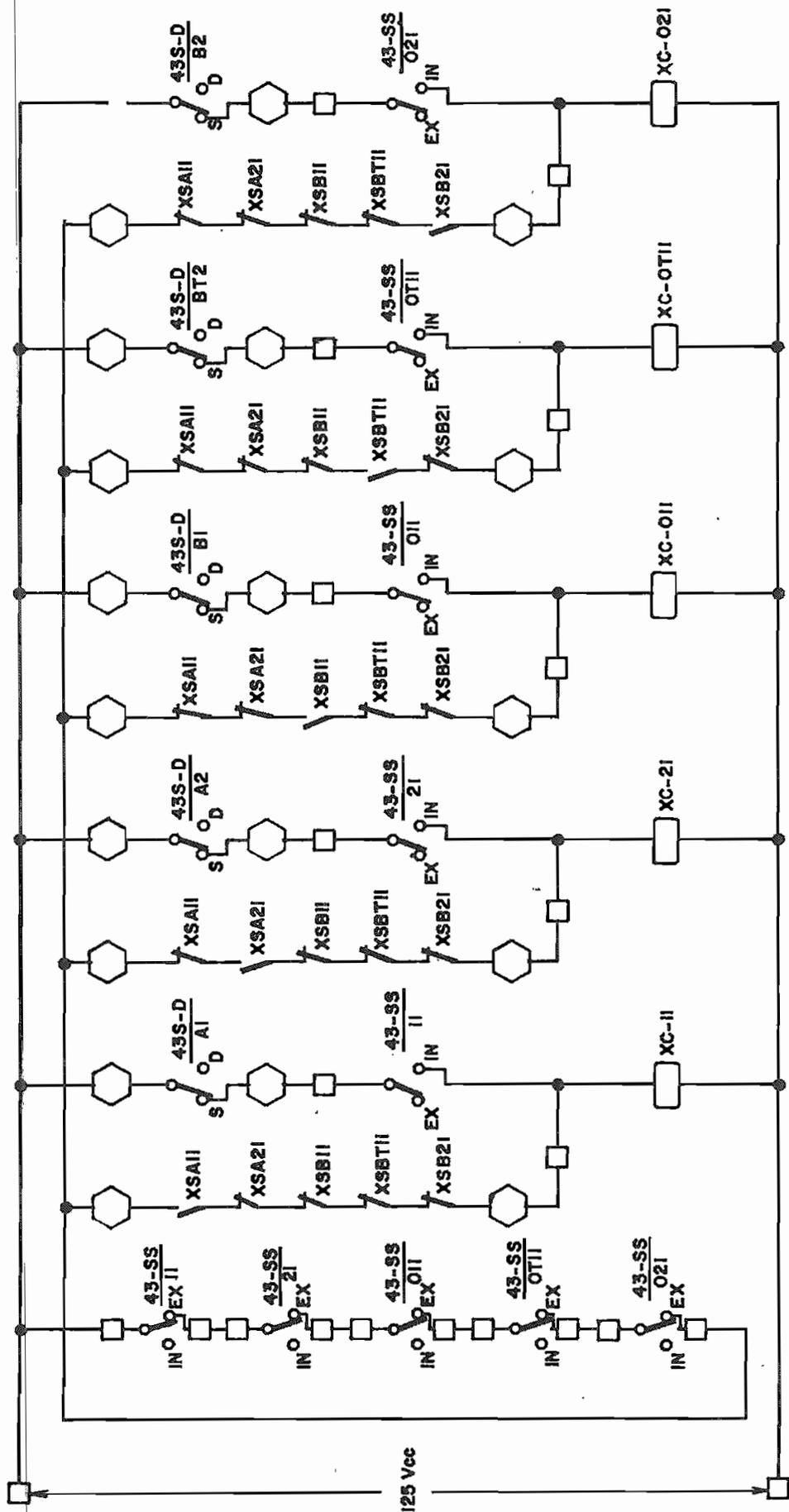


FIG. 4.21.- CIRCUITO BASICO DE CONTROL DE LA SINCRONIZACION.

En este punto no se van a desarrollar los circuitos lógicos y los circuitos elementales de control y de telecontrol de los equipos que cumplan las mismas o similares condiciones establecidas en el punto anterior, haciendo referencia únicamente los cambios que se deben realizar. Si existen varios cambios en su diseño, se volverá a realizar sólo la parte pertinente, pero lo que si desarrollaremos completamente es la posición de transferencia.

4.2.1. CIRCUITO LOGICO DE LOS SECCIONADORES

Los seccionadores representados como: 89-*1; 89-*3 y 89-*4 cumplen con la misma lógica operacional indicadas en las figuras: 4.2; 4.3 y 4.4, respectivamente.

El seccionador de puesta a tierra de la barra principal 89-*16, para poder maniobrase debe cumplir que todos los seccionadores 89-*1: de las posiciones de línea y de transferencia deben estar abiertos (ver figura 4.23). El seccionador de puesta a tierra de la barra de transferencia 89-*18, para poder maniobrar deben estar abiertos todos los seccionadores 89-*5 (ver figura 4.24).

Para el cierre de un seccionador 89-*5, las condiciones que deben cumplirse son: ningún seccionador 89-*5 esté cerrado,

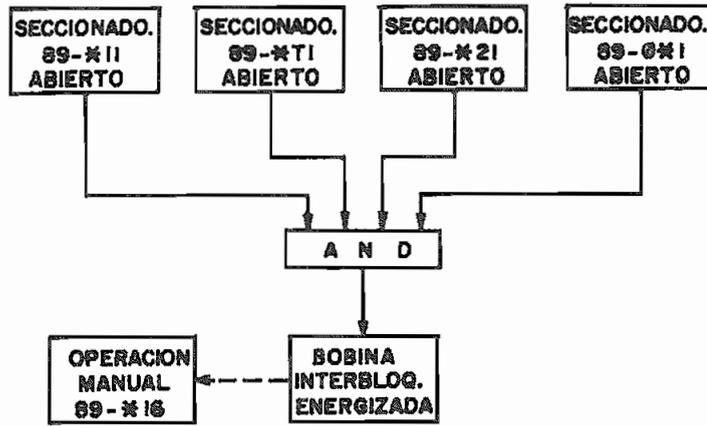


FIG. 4.23.- CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-16.

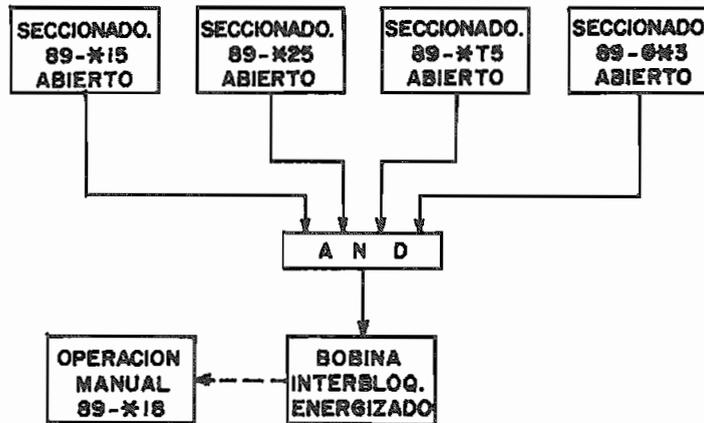


FIG. 4.24.- CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-18.

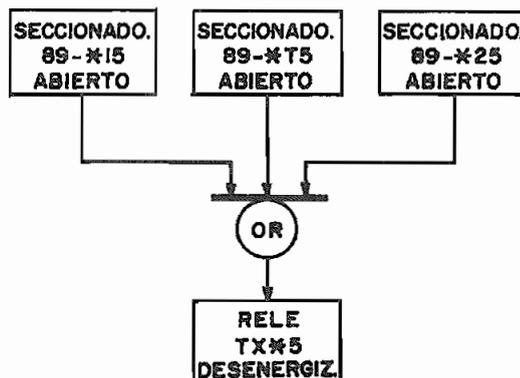


FIG. 4.25.- CONDICIONES PARA LA ENERGIZACION DEL RELE TX-5.

condición que es supervisado por el relé auxiliar TX*5 (ver figura 4.25); el interruptor 52- Φ *2 y el seccionador 88- Φ *8 estén abiertos y el seccionador 89-*4 de la posición involucrada, esté abierto (ver figura 4.26. b)). Para su apertura debe cumplir que los equipos de la posición considerada deben estar cerrados (ver figura 4.26. a)).

4.2.2. PROCESO DE TRANSFERENCIA

Este proceso se inicia en el momento en que se cierra el seccionador 89-*5 de la posición elegida. El cierre de este seccionador produce la energización del relé auxiliar TX*5, abriendo sus contactos N.C. ubicados en los circuitos de cierre de todos los seccionadores 89-*5 impidiéndose de esta manera el cierre de otro seccionador 5. A continuación se procede a cerrar en este orden: los seccionadores 89- Φ *1 y 89- Φ *3 y luego el interruptor de transferencia 52- Φ *2, y llevando al selector 43T-* a la posición de transferencia de la respectiva posición. Con esta maniobra se transfiere los bloqueos y el disparo del interruptor 52-*2 al interruptor 52- Φ *2. A continuación se procede a abrir en este orden: el interruptor 52-*2 y los seccionadores 89-*1 y 89-*3 de dicha posición, cumpliéndose de esta manera la transferencia (ver figura 4.27).

Para el retorno a las condiciones normales se procede a cerrar los seccionadores 89-*1 y 89-*3 y el interruptor 52-*2 de dicha posición, luego se dispara el interruptor 52- Φ *2, la llave 43T-* se lleva a la posición normal concluyéndose con la apertura de los seccionadores 89- Φ *1 y 89- Φ *3.

Este proceso se puede efectuar desde la subestación o desde despacho, dependiendo del modo de operar; selección dada con las llaves 43L-R en "remoto" o 43S-D en la posición "despacho".

4.2.3. CIRCUITO LOGICO DE LOS INTERRUPTORES

La apertura y cierre local, remoto o a distancia de los interruptores, es similar al descrito en el punto 4.1.2., produciéndose la variación en la apertura del equipo de línea y de transformador (ver figura 4.28). Esta consiste en que el disparo por la operación de su protección se realiza a través de los contactos propios del seccionador respectivo 89-*1, pues es éste seccionador el último que se ordena su apertura en el proceso de transferencia. En cambio, la apertura del interruptor de transferencia 52- Φ *2 (ver figura 4.29) se produce al operar la protección principal de la posición de transferencia a través de los contactos propios N.A. de su seccionador 89-*5.

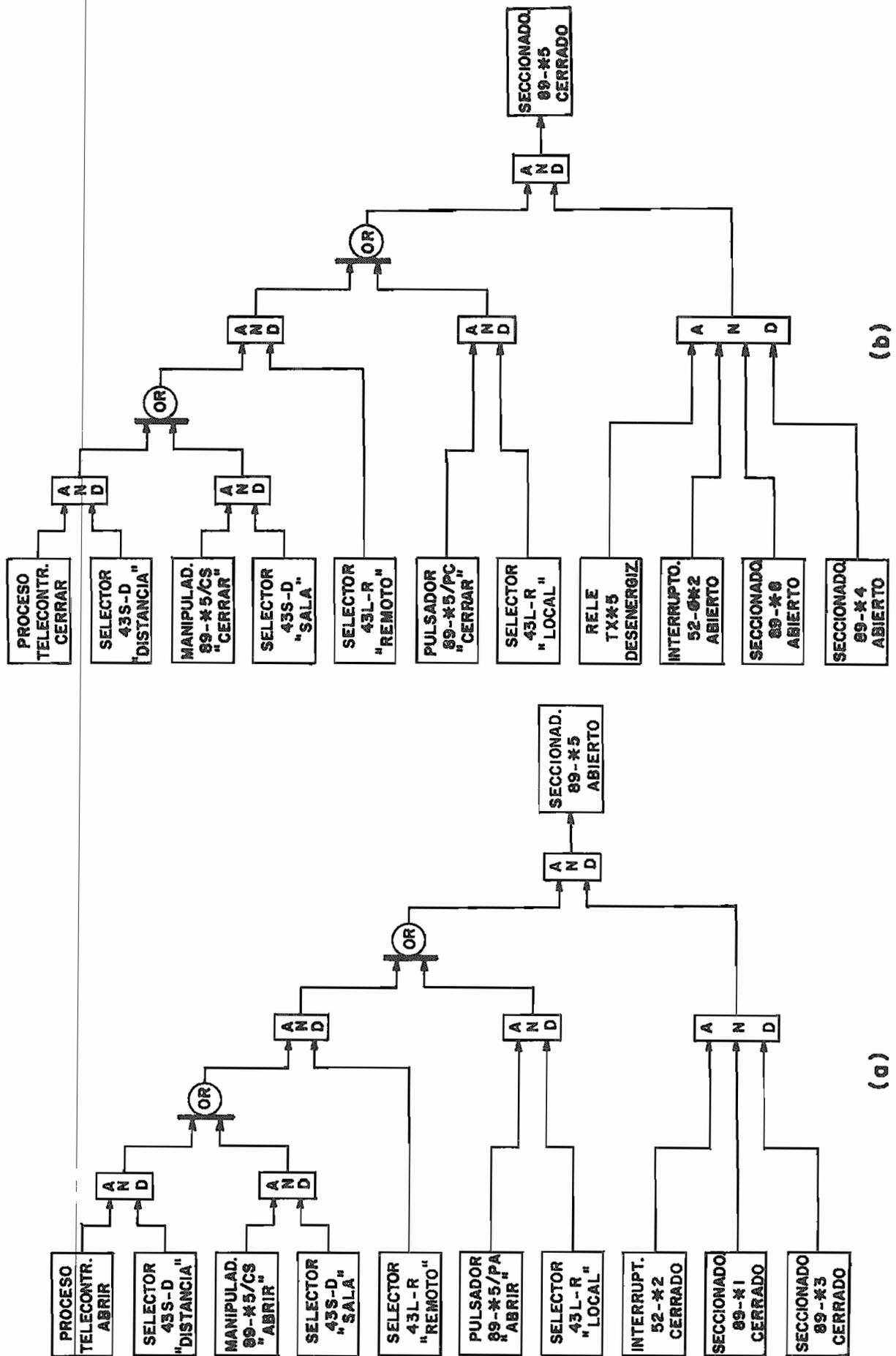


FIG. 4.26. - CIRCUITO LOGICO PARA LA MANIOBRA DEL SECCIONADOR 89-#5 : a) APERTURA, b) CIERRE.

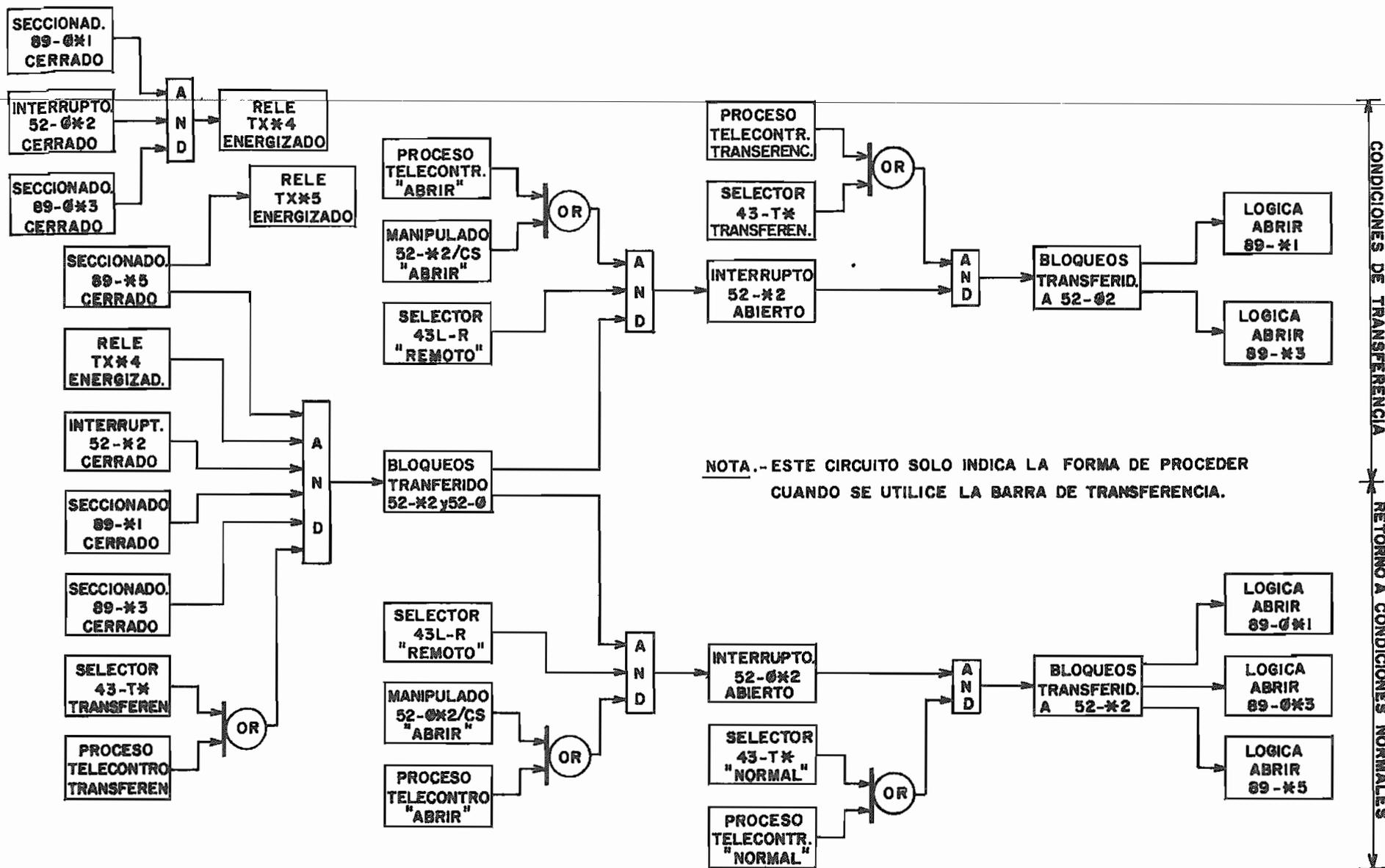


FIG. 4.27.- PROCEDIMIENTO PARA PASAR DE CONDICIONES NORMALES A TRANSFERENCIA Y VICEVERSA.

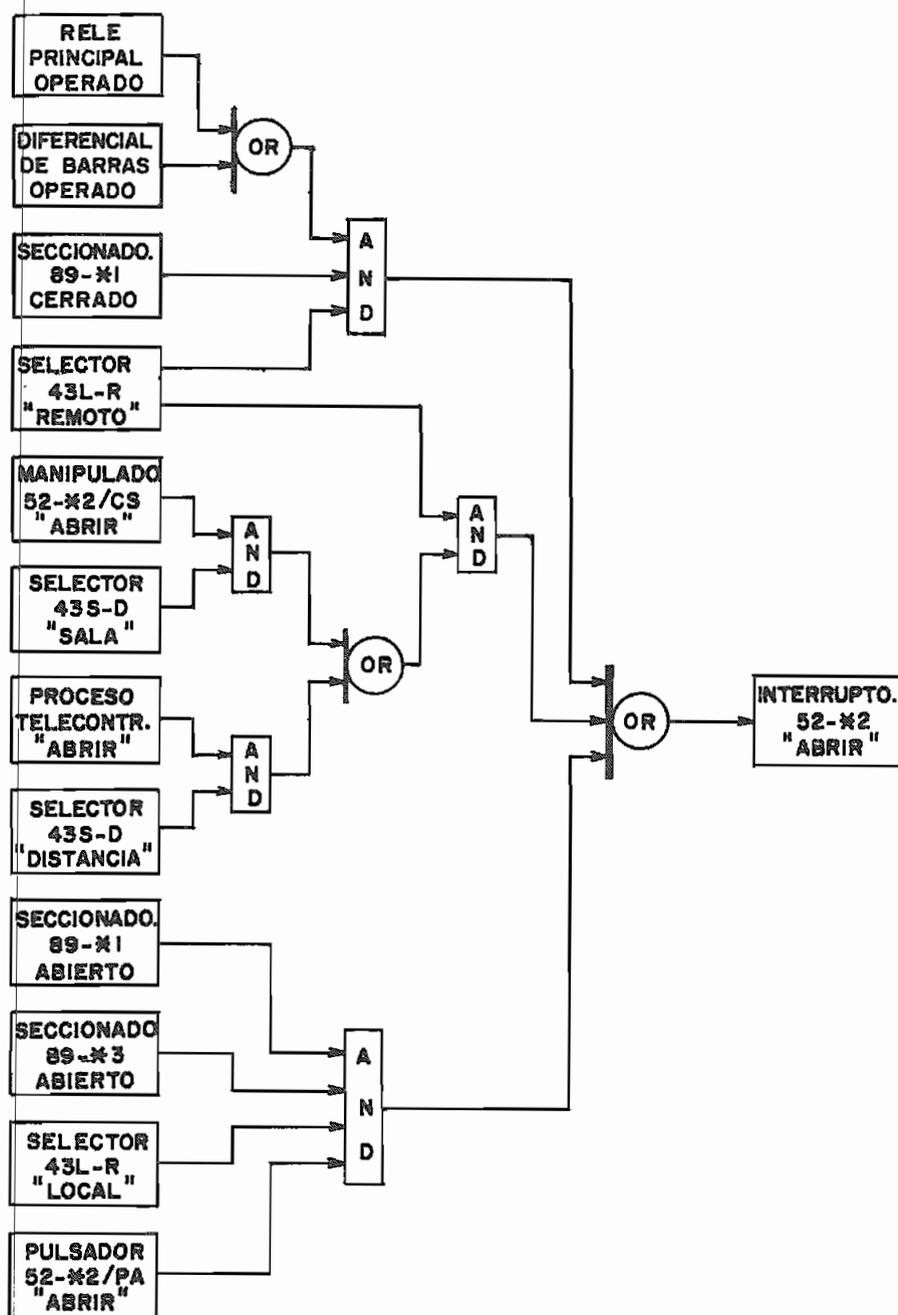


FIG. 4.28.- CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DEL INTERRUPTOR DE LINEA.

4.2.4. DISEÑO DEL CONTROL Y DEL TELECONTROL

En la figura 4.32 se ha diseñado el control elemental típico del accionador 89-*5; en la figura 4.33 se han efectuado los cambios que se requieren para transferir las señales de cierre; en la figura 4.34 se ha desarrollado el circuito elemental de los seccionadores de la posición de transferencia; en la figura 4.35 se han diseñado las condiciones para transferir las señales de cierre, apertura y recierre desde el interruptor 52-*2 al interruptor 52- Φ *2 de la posición de transferencia y, en la figura 4.36, se ha diseñado el telecontrol típico para cualquier posición de transferencia y lo único que se debe cambiar es el signo * por el respectivo número que corresponde al equipo de la posición considerada, y que se indica en el diagrama unifilar de la figura 4.22.

4.2.4.1. DISEÑO DE CONTROL DE LOS SECCIONADORES

En este punto se han desarrollado los circuitos elementales de los seccionadores 89-*5 y de los seccionadores de la posición de transferencia (89- Φ *1 y 89- Φ *3), indicados en las figuras 4.32 y 4.34. Los demás seccionadores de la subestación tienen igual circuito elemental, desarrollado en el punto 4.1.3.1.

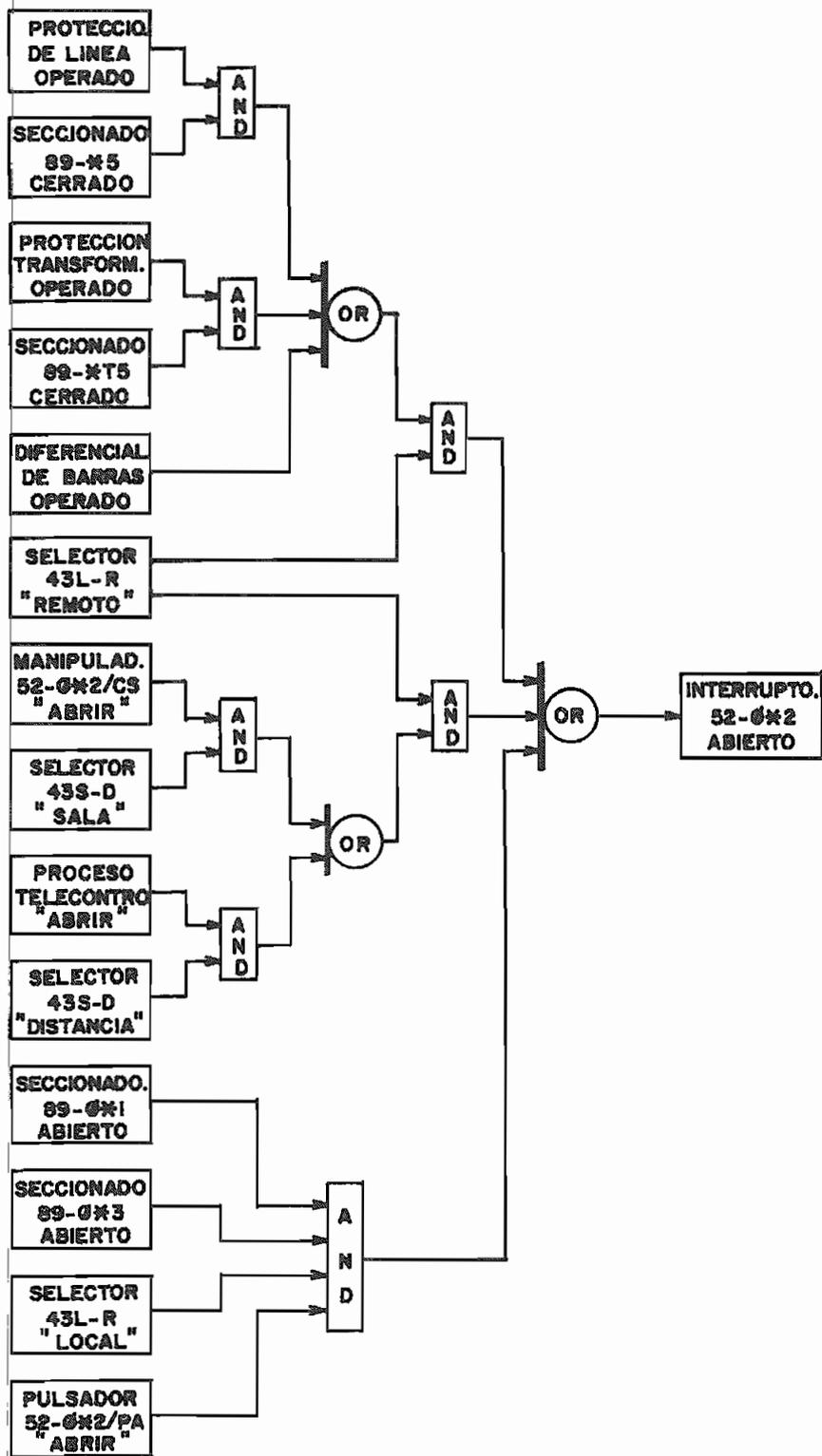


FIG. 4.29.- CIRCUITO LOGICO PARA LA APERTURA DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA.

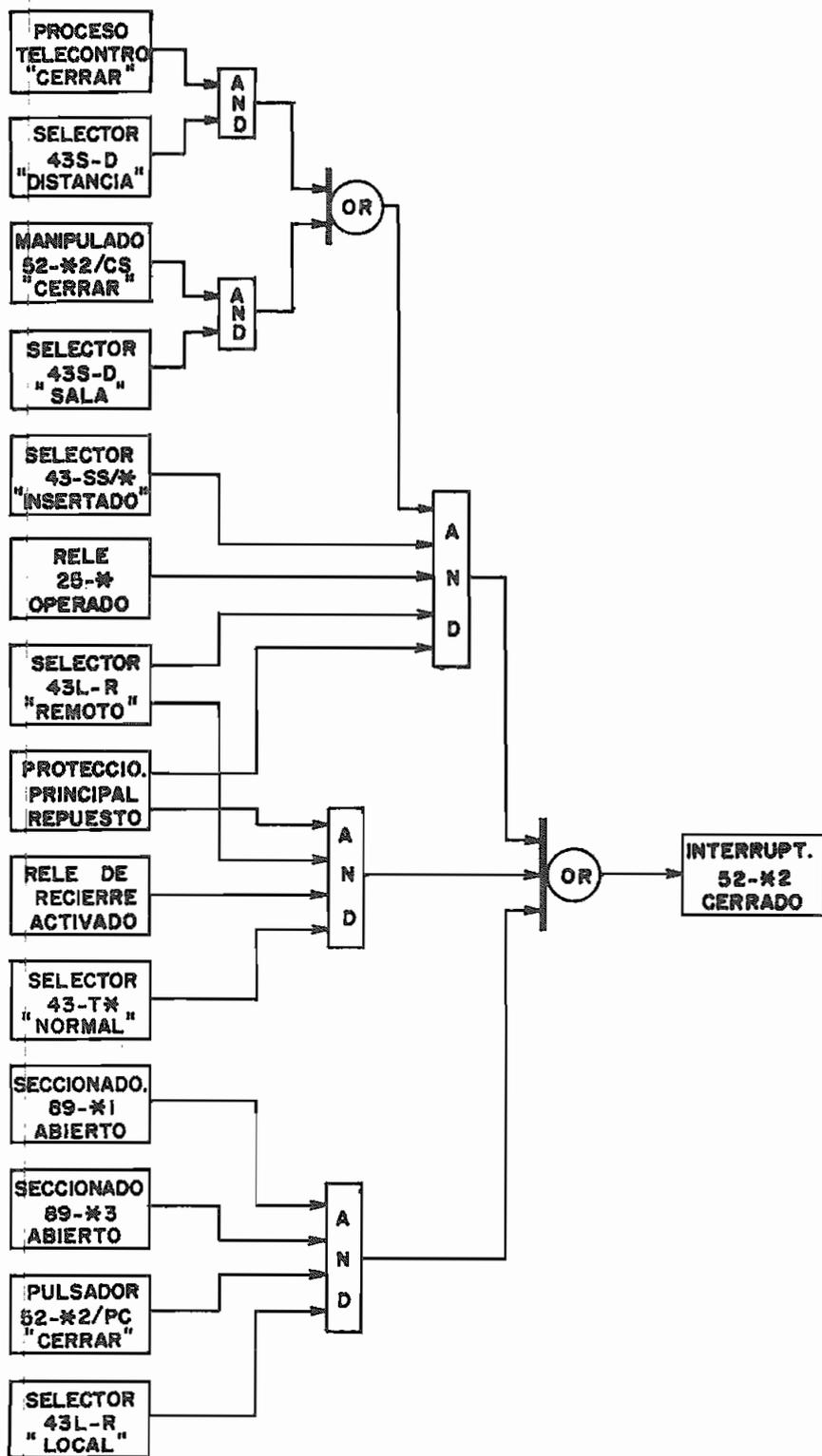


FIG. 4.30.- CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE LINEA.

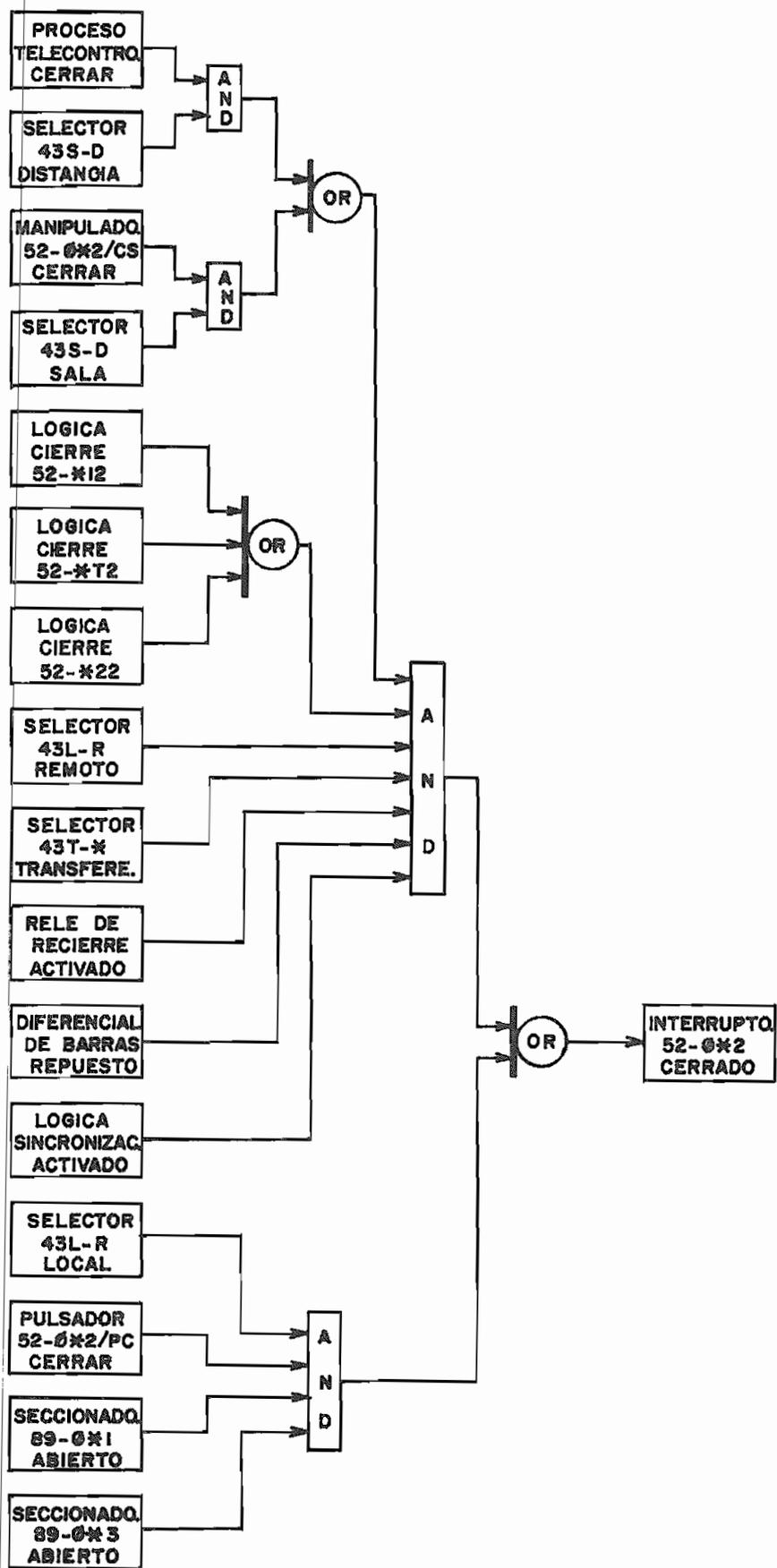


FIG. 4.31.- CIRCUITO LOGICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA.

A PLANO DE SECCIONADORES

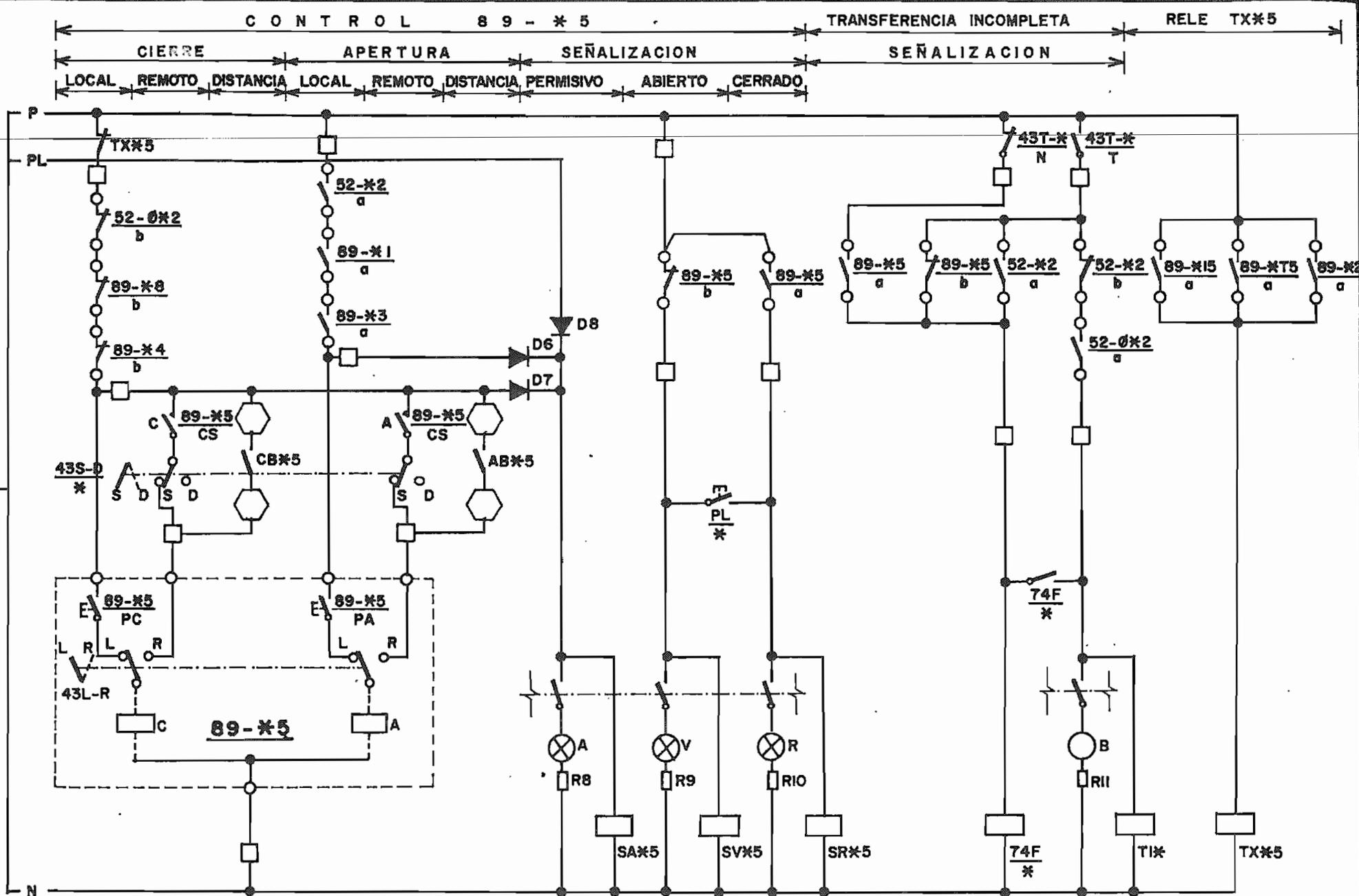


FIG. 4.32.- CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DEL SECCIONADOR 89-5

- **Localmente:** El selector 43L-R del seccionador a maniobrar debe encontrarse en la posición de local; el selector 43S-D en posición sala y con los respectivos pulsadores 89-*/PC y 89-*/PA se ordena el cierre o la apertura , respectivamente.

Los seccionadores de puesta a tierra de las barras: 89-~~5~~*6 y 89-~~5~~*8 tienen únicamente operación manual. Si se han cumplido todas las condiciones, se procede a maniobrar pulsando el elemento 89-~~5~~*/6PB o el elemento 89-~~5~~*/PB que desenclava el mecanismo de seguridad, y por medio de la palanca de maniobras se realiza la apertura o el cierre del seccionador respectivo. Cuando se cierra la cuchilla de puesta a tierra se prende una lámpara azul en el respectivo panel de control, y si está abierta la lámpara se encuentra apagada.

- **Remotamente:** Los selectores se deben posicionar: el 43L-R en remoto; el 43S-D en sala y el 43-*/OFF en ON para habilitar la señalización en el tablero de control. Con esta última maniobra debe prenderse la lámpara de color amarillo (permisivo). La orden de apertura o cierre se da por medio del manipulador 89-*/CS llevándolo a la posición de abrir o cerrar. El estado de abierto o cerrado se refleja en el panel de control al prenderse la lámpara de

señalización verde o roja, respectivamente. Se considera también el circuito de prueba de lámparas para cada posición con su respectivo pulsante PL/*.

En el circuito elemental de control del seccionador 89-*5 se añade el circuito de transferencia incompleta (ver figura 4.32) el mismo que entrará en funcionamiento si: a) el selector 43T-* está en posición normal y el seccionador 89-*5 está cerrado, o b) el selector 43T-* se encuentra en la posición de transferencia y el seccionador 89-*5 está abierto o el interruptor 52-*2 está cerrado. Estas dos condiciones energizarán al relé 74F/*, relé de alarma que cierra y abre periódicamente su contacto N.A. que hace que titile una lámpara blanca ubicada en el panel de control y que indica que la transferencia es incompleta. Cuando el selector 43T-* está en la posición de transferencia, el interruptor 52-*2 está abierto y el interruptor 52-~~Φ~~*2 está cerrado, la lámpara blanca queda permanentemente prendida, lo que indica que dicha posición se ha pasado a transferencia.

- **A distancia:** Los selectores se deben posicionar: el 43L-R en remoto; el 43S-D en despacho y el 43-*/OFF en OFF.

La señal de cierre o apertura (ver figura 4.36) enviado desde Despacho es procesado en el equipo de telecontrol, el mismo que energiza al relé CBX Φ * o ABX Φ * cerrando su contacto N.A. y éste a su vez energiza al relé de interfase CB Φ * o AB Φ * que cierra su contacto N.A., por medio del cual se produce le cierre o la apertura del seccionador.

Las señales de: permisivo; abierto o cerrado del circuito de señalización son enviadas a Despacho vía telecontrol por medio de los relés SA Φ *, SV Φ * o SR Φ * que al cerrar sus contactos N.A. energizan a los relés de interfase SAX Φ *, SVX Φ * o SRX Φ *, respectivamente.

En los circuitos de señalización para telecontrol de cada posición de línea y de transformador debe añadirse la señal de que la posición está en transferencia o no se ha realizado la transferencia completamente. Esta se realiza a través del relé TI* y del relé de interfase TIX* que al energizarse cierran sus contactos N.A. y de esta manera se envía dicha señal a Despacho.

4.2.4.2. DISEÑO DE CONTROL DE LOS INTERRUPTORES

Las condiciones que deben cumplirse para su maniobra se indican en el punto 4.2.3., y el diseño de su control se

muestra en las figuras 4.33 y 4.35.

- **LOCALMENTE:** Los selectores se deben posicionar: el 43L-R en local y el 43S-D en sala y teniendo a los seccionadores adyacentes al interruptor abiertos, se puede cerrar o abrir por medio de los pulsantes 52-*2/PC o 52-*2/PA, respectivamente. Esta forma de maniobrar es aplicable para todos los interruptores de la subestación.

- **REMOTAMENTE:** A los selectores se deben posicionar: el 43L-R en remoto; el 43S-D en sala; el 43-*/OFF en ON y el 43-*/SS en insertado. El cierre del interruptor se realiza llevando al manipulador 52-*/CS en posición de cierre y éste se efectúa verificando las condiciones de sincronización.

El disparo de los interruptores de la subestación se pueden realizar a través del manipulador 52-*/CS, llevándole a la posición de apertura. Los interruptores de las posiciones de línea y de transformador también se ejecuta el disparo automáticamente por la operación de los relés de protección al producirse una falla dentro de su zona de operación. Esta señal de disparo se ejecuta si el seccionador 89-*1 de la respectiva posición está cerrada (ver figura 4.39).

- Para el disparo del interruptor de transferencia, éste se ejecuta al producirse la operación del relé de la posición a la que está sustituyendo y si el seccionador by-pass (89-*5) de esa posición está cerrada (ver figura 4.35).
- **A DISTANCIA:** A los selectores se deben posicionar: el 43L-R en remoto; el 43S-D en distancia; el 43-*2/SS en excluido y el 43-*/OFF en OFF.

La maniobra de apertura o cierre y su señalización se efectúa en forma similar a la descrita en el punto anterior, pero por medio de sus respectivos relés auxiliares indicados en la figura 4.36. Cabe señalar que el cierre por telecontrol también se realiza verificando las condiciones de sincronización.

Se debe indicar que en este punto no se realiza el diseño del control y del telecontrol para: la sincronización por ser similar al descrito en el punto 4.3.3.4. En el caso del recierre se debe considerar que esta señal debe ser transferida de uno de los interruptores de línea al interruptor de transferencia por medio del selector 43T-* en posición de transferencia o por telecontrol por medio del relé T-* al recibir la señal del relé de interfase TX-* (ver figura 4.33).

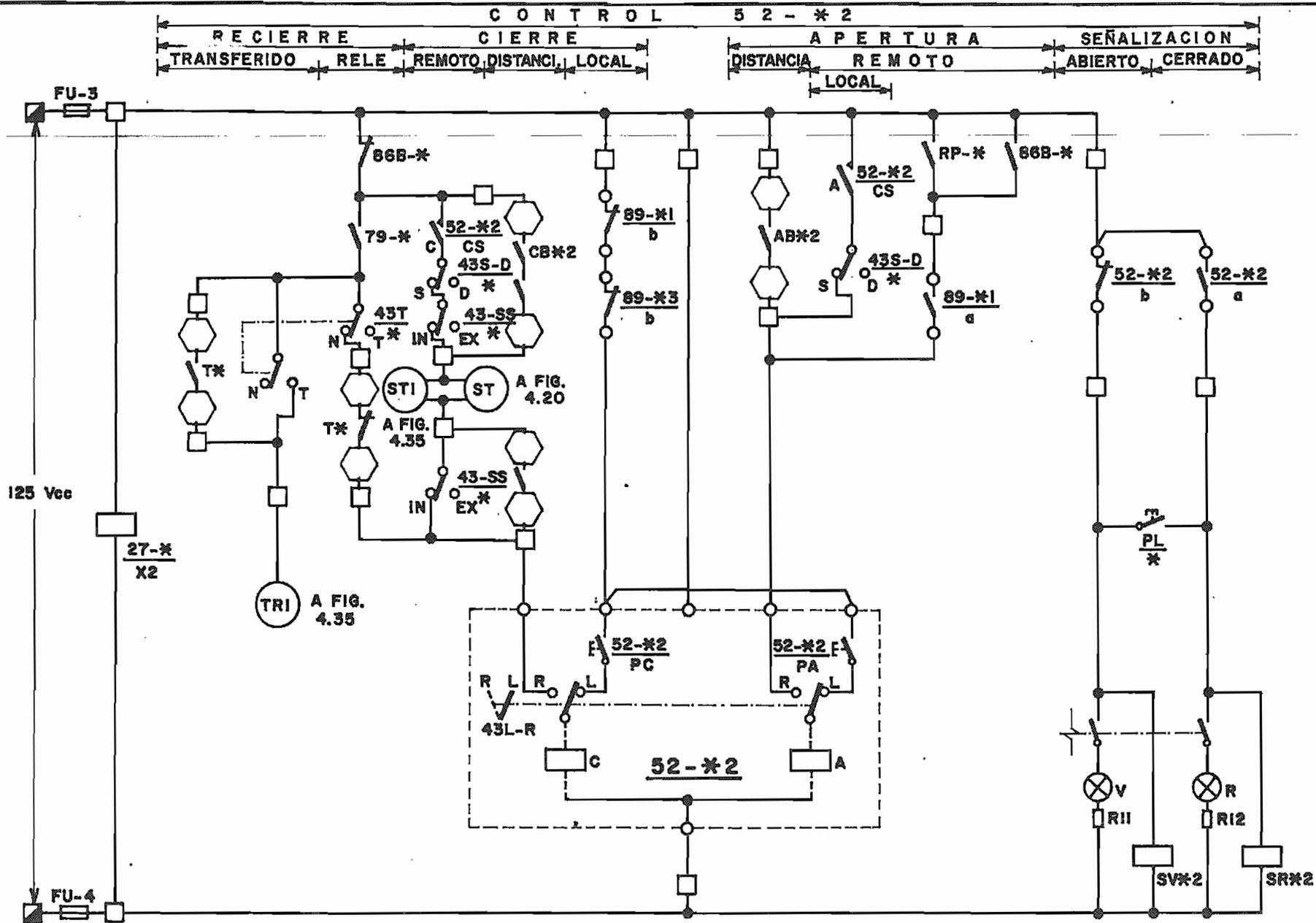


FIG. 4.33.- CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DEL INTERRUPTOR DE LA POSICION DE LINEA.

4.2.4.3. DISEÑO DEL CONTROL DE ALARMAS

El diseño del control del circuito de alarmas para las posiciones de línea y de transformador son iguales a los realizados en las figuras 4.14 y 4.18 y su descripción se indica en el punto 4.1.3.5.

En el presente punto se ha efectuado el diseño para la posición de transferencia (ver figura 4.37). Las alarmas consideradas son básicas, pudiéndose ampliar el cuadro de alarmas al considerar otras que involucren las características del sistema de protección y de los equipos utilizados.

Los contactos respectivos de los relés de protección y del interruptor son conectados en serie con las bobinas de los relés de interfase en 48 V c.c. Al producirse una falla o al cumplirse una condición preestablecida, cerrará el contacto correspondiente, energizando al relé de interfase AL- Φ *, cuyos contactos N.A. al cerrar activarán: uno al cuadro de alarmas, si el selector 43S-D está en posición sala, en cuyo caso aparecerá en su respectivo cuadro una luz intermitente que será permanente al momento que se pulse la botonera indicada como "reconocer"; y el otro contacto activará al equipo de telecontrol y de aquí es enviada a Despacho, si el selector 43S-D se encuentra en la posición despacho. Estas

señales de alarma recibidas por Despacho tienen prioridad sobre cualquier otra señal recibida, para que el despachador sepa inmediatamente sobre la anomalía producida y proceda de acuerdo a instrucciones preestablecidas.

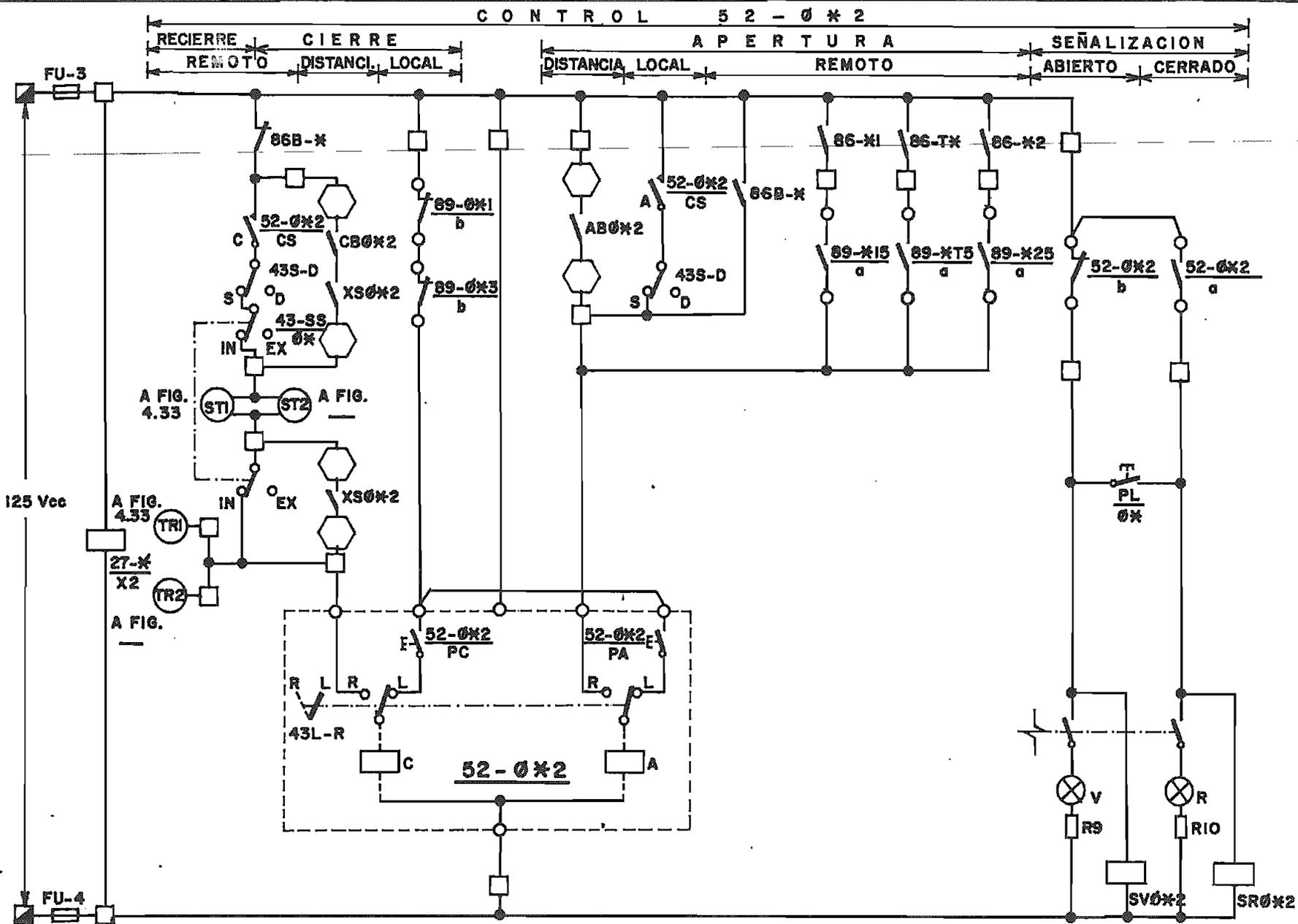


FIG. 4.35.- CIRCUITO ELEMENTAL DE CONTROL DEL INTERRUPTOR DE LA POSICION DE TRANSFERENCIA.

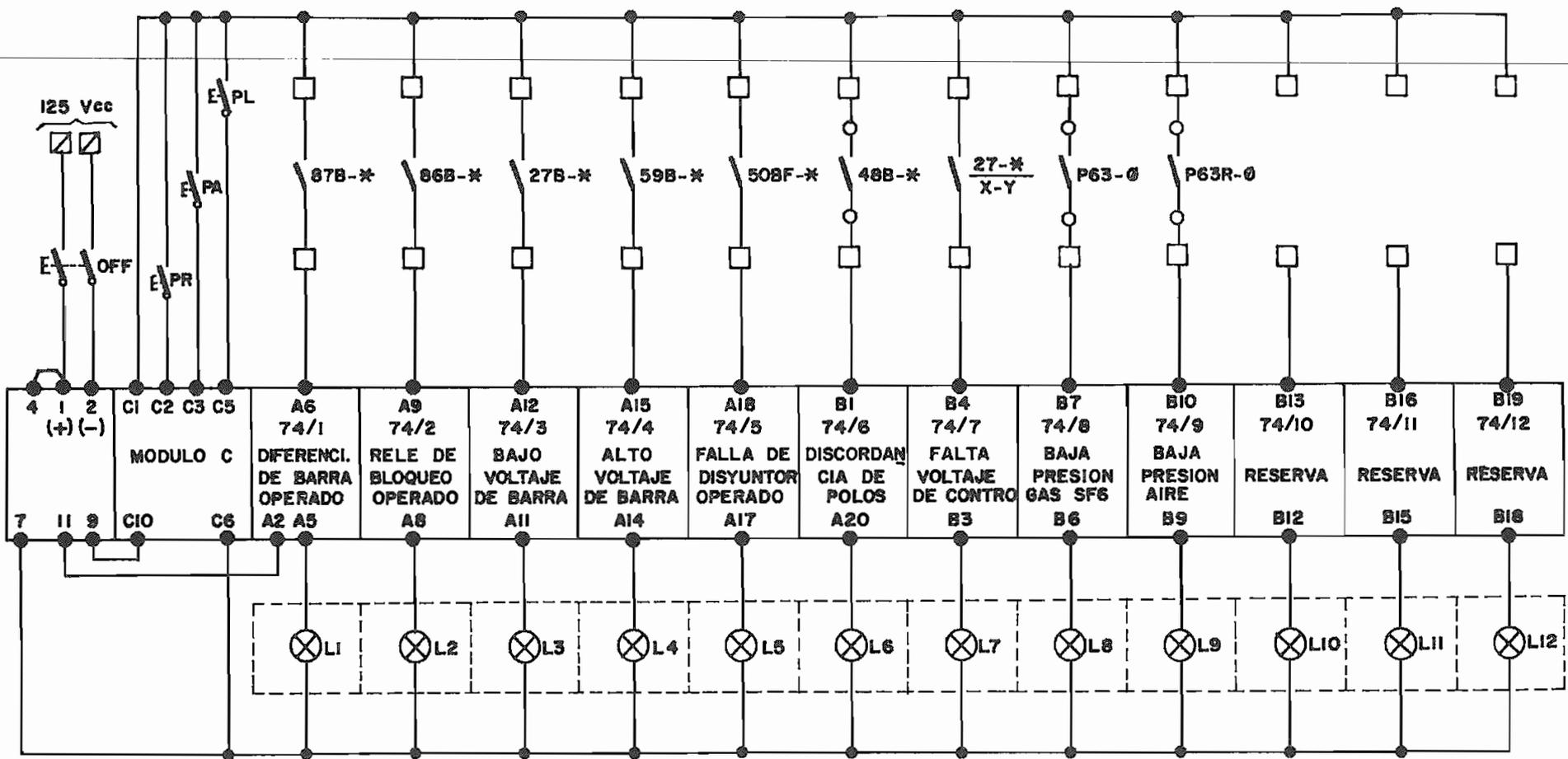


FIG. 4.37.- CIRCUITO BASICO DE ALARMAS PARA LAS POSICIONES DE TRANSFERENCIA.

C A P I T U L O V5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES5.1. CONCLUSIONES

- En el presente trabajo se han dado los criterios básicos para la elaboración de los circuitos de control y de telecontrol de subestaciones que adopten cualquier tipo de esquemas de barras. En particular, se han desarrollado los circuitos elementales de control y de telecontrol para una subestación con esquema de barra simple y para un esquema de barra principal y de transferencia. Estos mismos circuitos pueden servir de base para diseñar otros circuitos de control para diferentes esquemas de barras añadiendo las condiciones necesarias y suficientes que se requieran.

- Al considerar el control y las protecciones como una filosofía, estos se pueden realizar de diversas formas y maneras, pero todas tienen que llegar a una misma finalidad que conjuguen: confiabilidad operativa, flexibilidad del sistema y continuidad de servicio.

Previa a la energización de la subestación, se deben realizar las pruebas funcionales, en las cuales se pueden detectar posibles fallas en los equipos, defectuosa operación de los mismos, fallas en su conexión o en el conexión externo, etc., ejecutándose los correctivos y ajustes necesarios durante estas pruebas. Dichas pruebas dan un mayor grado de confiabilidad en la operación. En operación comercial, el operador (si la subestación es atendida) o el despachador (si es desatendida) tienen que maniobrar los equipos de acuerdo a los instructivos preparados previamente por el ingeniero de diseño. Una mala operación, en lo posible, no debe ser causa para que la subestación salga fuera de servicio.

- En el diseño de una subestación se debe considerar futuras ampliaciones. Durante su ejecución y pruebas, éstas se realizará con la mínima suspensión de servicio, condición dada por la flexibilidad que debe ser considerada en el diseño de la subestación.
- El telecontrol también se puede ejecutar en subestaciones atendidas, en cuyo caso, estas serán ejecutadas sobre determinados equipos de la subestación y por lo cual van a disminuir las señales a ser enviadas o recibidas desde Despacho. La apertura y cierre de los seccionadores no

necesitan ser telecontroladas, pero si es necesario enviar a Despacho señales de su estado (abierto o cerrado). El telecomando del recierre puede ser omitido y el de sincronización puede ser opcional. Los interruptores, el L.T.C. y la medición se lo telecomandará íntegramente. Las alarmas deben ser agrupadas por equipos y por la secuencia de operación que puedan aparecer. El despachador al recibir estas señales, procederá de acuerdo a instructivos previamente preparados.

- Cuando se tengan muchas señales a ser enviadas o recibidas desde Despacho a subestaciones que tengan varios niveles de voltaje, diferentes esquemas de barras y algunas posiciones por barras, estas señales pueden ser reducidas con la utilización de una computadora previamente programada para este fin e instalada en la subestación. Con la utilización de la computadora se logra minimizar los errores por parte del despachador al necesitar dar sólo una orden predeterminada, para procesos que requieran varias órdenes, sean estas ejecutadas, como es el caso de: puesta en servicio en una posición; la realización o descocción de reactores, etc.

- Cuando se trate de normalizar esquemas de control que sean fieles a la experiencia de una empresa eléctrica y que

reflejen en una forma clara la filosofía aplicada en la concepción de proyecto de control, se hace sumamente útil los circuitos lógicos, circuitos mediante los cuales se puede representar en forma de paquetes la información sobre el control a efectuarse sobre un equipo.

- Se pueden elaborar los circuitos lógicos que representan al sistema de control, independientemente de la tecnología de los equipos a ser implementados en la subestación.

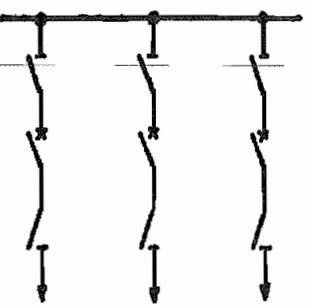
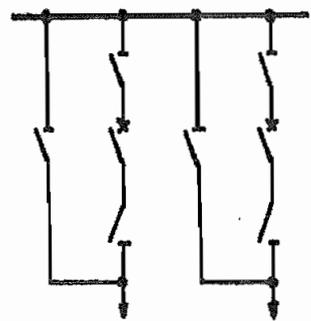
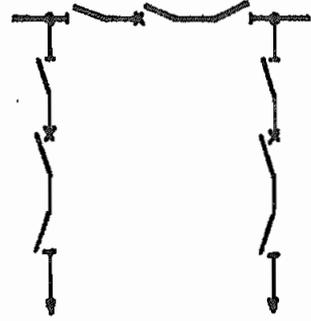
5.2. RECOMENDACIONES

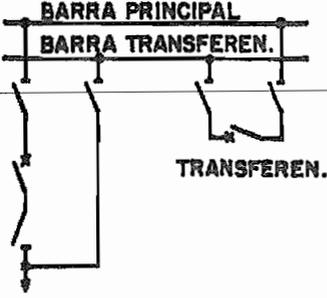
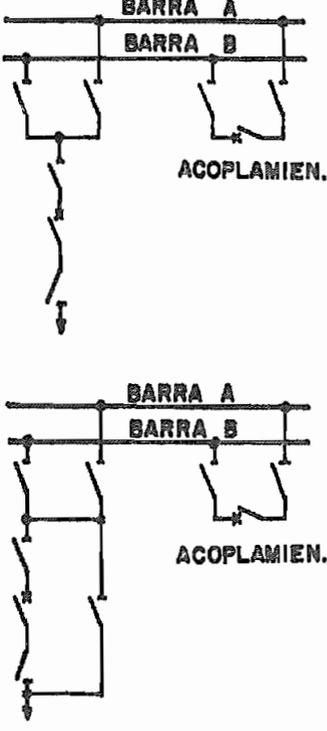
- La elaboración de los planos definitivos del control y del telecontrol se lo realizará cuando se tenga un conocimiento cabal de los equipos a ser instalados. Este conocimiento comprende: control propio del equipo; solicitudes de tensiones alterna y continúa que requieren; circulación de corriente en las bobinas de cierre y apertura , especialmente en los interruptores; etc.
- Elaboración de planos de detalles que comprenden: desarrollo de contactos de los seccionadores, interruptores, relés principales; relés auxiliares, llaves selectoras, etc., en los que se indicará el contacto utilizado, su función en el circuito de control, el número del plano en

que se encuentra y los contactos de reserva; planos de conexionado de los equipos y tableros de control con su respectiva identificación (marquilla); recorrido de cables por los ductos y canaletas; etc.

- Las borneras de prueba como los bornes de conexión deben ser cortocircuitables para las señales de corriente provenientes de los transformadores de corriente y seccionables para las señales de tensión provenientes de los transformadores de potencial. Este requerimiento es esencial pues brinda seguridad al personal de mantenimiento.
- Los cables de control y fuerza de baja tensión, deben ser de múltiples conductores. Los cables llevarán una identificación de acuerdo a un código preestablecido por la empresa. Estos cables saldrán de un equipo a otro o al panel de control que corresponda a la misma posición. En cada cable se debe dejar conductores de reserva para futuras conexiones.
- Se recomienda la utilización de los circuitos lógicos para el entrenamiento del personal de operación, considerando la claridad con que estos muestran la operación de la subestación.

- Los diagramas lógicos presentados pueden servir de base para ser llevados a un lenguaje de programación, pero considerando los tiempos de operación de los diferentes equipos y dispositivos eléctricos considerados en el control de una posición y de este modo simular su operación. Pero esto puede ser tratado como otro tema de tesis paara que se complemente con el presente trabajo.

ESQUEMA	DIAGRAMA UNIFILAR	VENTAJAS	DESVENTAJAS	UTILIZACION
(1) BARRA SIMPLE		<ul style="list-style-type: none"> - INSTALACION SIMPLE - OPERACION SENCILLA - COSTO REDUCIDO - CONEXION A LOS EQUIPOS SENCILLA - PROYECTO ELECTRICO SIMPLE - COORDINACION DE PROTECCION SENCILLA 	<ul style="list-style-type: none"> - NO DAN SEGURIDAD Y CONTINUIDAD DE OPERACION - FALLA EN BARRAS, INTERRUMPE EL EL SUMINISTRO - MANTENIMIENTO DE EQUIPO ELIMINA LA SALIDA - NO SE PUEDE ALIMENTAR LAS SALIDAS INDEPENDIENTEMENTE - NO SE PUEDE AMPLIAR LA SUBESTACION SIN PONERLA FUERA DE SERVICIO 	<ul style="list-style-type: none"> - SERVICIOS AUXILIARES GENERALES EN SUBESTACIONES - SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EN MEDIANA TENSION - SUBESTACION ENCAPSULADA EN SFS DE ALTA TENSION DE IMPORTANCIA
(2) BARRA SIMPLE CON SECCIONADOR -PASS		<ul style="list-style-type: none"> - SIMILAR A LA DE BARRA SIMPLE - POSIBILITA EL SERVICIO DE UNA SALIDA DURANTE EL MANTENIMIENTO DEL INTERRUPTOR 	<ul style="list-style-type: none"> - SIMILAR A LA DE BARRA SIMPLE A EXCEPCION DEL MANTENIMIENTO DE LOS INTERRUPTORES - ESTANDO UNA SALIDA EN MANTENIMIENTO, UNA FALLA EN LA MISMA, PROVOCA LA APERTURA DE TODOS LOS INTERRUPTORES DE LA SUBESTACION 	<ul style="list-style-type: none"> - SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EN MEDIANA TENSION - SUBESTACIONES DE ALTA TENSION DE Poca IMPORTANCIA - SUBESTACIONES ENCAPSULADA EN SFS DE ALTA TENSION DE MENOR IMPORTANCIA
(3) BARRA SIMPLE CON BARRA SECCIONADA		<ul style="list-style-type: none"> - MAYOR CONTINUIDAD QUE EL ESQUEMA (1). - FALLA EN BARRAS SALE DE SERVICIO LA SUB-BARRA FALLADA - SE PUEDE AMPLIAR LA SUBESTACION SACANDO FUERA DE SERVICIO UNA PARTE DE LA MISMA - SE PUEDE TENER UNA RESERVA DE ALIMENTACION DEL 100% 	<ul style="list-style-type: none"> - EL MANTENIMIENTO DE UNA POSI-DEJA FUERA DE SERVICIO LA SUB-BARRA CORRESPONDIENTE - FALLA EN BARRAS, ELIMINA LA SALIDA DE LA MISMA - EL ESQUEMA DE PROTECCION ES MAS COMPLICADA 	<ul style="list-style-type: none"> - SERVICIOS AUXILIARES DE UNA SUBESTACION DE MEDIANA IMPORTANCIA - SUBESTACIONES DE ALTA TENSION DE Poca IMPORTANCIA - SUBESTACION ENCAPSULADA EN SFS DE RELATIVA IMPORTANCIA

ESQUEMA	DIAGRAMA UNIFILAR	VENTAJAS	DESVENTAJAS	UTILIZACION
<p>(4)</p> <p>BARRA PRINCIPAL E TRANSFEREN</p>	 <p>BARRA PRINCIPAL BARRA TRANSFEREN. TRANSFEREN.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - SIMILAR AL ESQUEMA (2) - MAYOR CONTINUIDAD DE SERVICIO QUE LOS ESQUEMAS PREVIOS 	<ul style="list-style-type: none"> - SIMILAR AL ESQUEMA (1) A EXCEPCION DEL MANTENIMIENTO DEL INTERRUPTOR - COSTO SUPERIOR A LOS ESQUEMAS PREVIOS AL AÑADIR UNA BARRA ADICIONAL Y EL EQUIPAMIENTO DE LA POSICION DE TRANSFERENCIA 	<ul style="list-style-type: none"> - SALIDA EN ALTA TENSION EN S/E DE MEDIANA IMPORTANCIA
<p>(5)</p> <p>ESQUEMA CON DUAL JUEGO DE BARRAS</p>	 <p>BARRA A BARRA B ACOPLAMIENT.</p> <p>BARRA A BARRA B ACOPLAMIENT.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - MANTENIMIENTO DE UNA BARRA NO SALE FUERA DE SERVICIO NINGUNA POSICION - FUNCIONAMIENTO CON LAS DOS BARRAS ACOPLADAS Y LAS SALIDAS REPARTIDAS.- LA PERDIDA DE UNA BARRA REDUCE EL SERVICIO PERO NO LO ILIMINA - CON BY-PASS SE PUEDE REALIZAR EL MANTENIMIENTO DE UN INTERRUPTOR SIN SALIR DE SERVICIO 	<ul style="list-style-type: none"> - MAYOR COSTO - ESQUEMA DE PROTECCION ES MAS COMPLICADO - AUMENTAN EL NUMERO DE ENCLAVAMIENTOS COMPLICANDO SU CONTROL 	<ul style="list-style-type: none"> - S/E DE ALTA TENSION DE MEDIANA Y ALTA IMPORTANCIA - S/E DE ULTRA ALTA TENSION DE MENOR IMPORTANCIA

ESQUEMA	DIAGRAMA UNIFILAR	VENTAJAS	DESVENTAJAS	UTILIZACION
<p align="center">(6)</p> <p>DOBLE JUEGO DE BARRAS Y TRANSFERENCIA</p>		<p>- SIMILAR AL ESQUEMA (5) CON MAYOR FLEXIBILIDAD DE OPERACION</p>	<p>- MAYOR COSTO Y MAYOR COMPLICACION DEL PROYECTO QUE EL ESQUEMA (5)</p>	<p>- S/E DE ALTA TENSION DE IMPORTANCIA - S/E DE ULTRA ALTA TENSION DE MENOR Y MEDIANA IMPORTANCIA</p>
<p align="center">(7)</p> <p>SISTEMA DE TRES BARRAS</p>		<p>- FLEXIBILIDAD Y CONTINUIDAD DE OPERACION AL POSIBILITAR LA UTILIZACION DE MAS BARRAS</p>	<p>- MAYOR COSTO EN LA INSTALACION - MAYOR COMPLICACION EN EL PROYECTO - AUMENTAN LOS ENCLAVAMIENTOS, EN EL ESQUEMA DE BY-PASS ESPECIALMENTE</p>	<p>- S/E DE ALTA TENSION DE MAYOR IMPORTANCIA - S/E DE ULTRA ALTA TENSION DE MEDIANA IMPORTANCIA</p>

ESQUEMA	DIAGRAMA UNIFILAR	VENTAJAS	DESVENTAJAS	UTILIZACION
(8) SISTEMA DE DOS INTERRUPTORES POR SALIDA		<ul style="list-style-type: none"> - MAYOR CONTINUIDAD DE SERVICIO - RESERVA "CALIENTE" PARA FALLAS EN BARRAS Y/O EQUIPOS ASOCIADOS - NO NECESITA ACOPLADOR DE BARRAS, CADA SALIDA CUMPLE ESA FUNCION - SE PUEDE AMPLIAR LA S/E SIN SACARLA DE SERVICIO 	<ul style="list-style-type: none"> - NECESIDAD DE DUPLICAR LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACION LO QUE IMPLICA UN ALTO COSTO DE INSTALACION (EL ESQUEMA MAS COSTOSO) 	<ul style="list-style-type: none"> - S/E DE ALTA Y ULTRA ALTA TENSION DE MUCHA IMPORTANCIA
(9) SISTEMA DE INTERRUPTOR MEDIO		<ul style="list-style-type: none"> - SIMILAR AL ESQUEMA (8) A UN COSTO SENSIBLEMENTE MENOR 	<ul style="list-style-type: none"> - MAYOR COMPLICACION DEL PROYECTO, EN PARTICULAR EN EL ESQUEMA DE PROTECCION 	<ul style="list-style-type: none"> - S/E DE ALTA Y ULTRA ALTA TENSION DE MUCHA IMPORTANCIA
(10) SISTEMA EN ANILLO		<ul style="list-style-type: none"> - LA FALLA DE UN EQUIPO NO REDUCE EL SERVICIO - COSTO SENSIBLEMENTE MENOR AL ESQUEMA (8) Y (9) - NO TIENE PROTECCION DE BARRAS 	<ul style="list-style-type: none"> - DIFICULTAD DE OPERACION PARA TENER LA CONTINUIDAD DE SERVICIO - COMPLEJIDAD EN LOS SISTEMAS DE PROTECCION Y MEDICION - PARA AMPLIAR LA S/E DEBE SALIR DE SERVICIO 	<ul style="list-style-type: none"> - SIMILAR AL ESQUEMA (8)

ANEXO N° 2

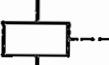
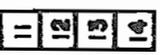
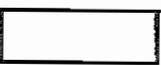
NORMA IEC 117 .- SIMBOLOS GRAFICOS

Nº	SIMBOLO		DESCRIPCION
	FORMA I	FORMA II	
74			RESISTENCIA
75			
76			RESISTENCIA NO REACTIVA
77			
81			ENROLLAMIENTO
82			
83			
84			CONDENSADOR, CAPACITOR
85			
86			CONEXION A TIERRA
204	204.1	204.2	SIMBOLO GENERAL DE CONTACTO ABIERTO
	204.3	204.4	
	204.5	204.6	
205	205.1	205.2	SIMBOLO GENERAL DE CONTACTO CERRADO.
	205.3		
	205.5	205.6	

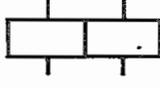
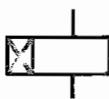
ANEXO Nº 2

Nº	SIMBOLO		DESCRIPCION	
	FORMA I	FORMA II		
206	206.1 	206.3 	CONTACTO DE CONMUTACION BIDIRECCIONAL	
207	207.1 		CONTACTO DE CONMUTACION BIDIRECCIONAL CON POSICION DE NEUTRO	
211	211.1 	211.2 	SECCIONADOR, SIMBOLO GENERAL	
213	213.1 	213.2 	CONTACTOR, NORMALMENTE ABIERTO	
214			CONTACTOR CON DISPOSITIVO DE PROTECCION	
215	215.1 	215.2 	CONTACTOR, NORMALMENTE CERRADO	
216	216.1 	216.2 	216.3 	INTERRUPTOR
216 A			INTERRUPTOR	
217 A			SECCIONADOR	
221 F1			CONTACTO ABIERTO DE SENSOR DE TEMPERATURA	
221 F2			CONTACTO CERRADO DE SENSOR DE TEMPERATURA	

ANEXO N° 2

N°	SIMBOLO		DESCRIPCION
	FORMA I	FORMA II	
221 F 3			CONTACTO CERRADO DEL TERMICO AUTOMATICO
222			FUSIBLE
224	224.1 	224.2 	FUSIBLE CON CONTACTO DE ALARMA
226 A1			SWITCH DE OPERACION MANUAL
226 A2			PUSH - BUTTON SWITCH
226 A3			PULL - BUTTON SWITCH
255	255.1  255.11 	255.2  255.12 	BOBINA DE OPERACION ELECTROMAGNETICA
228			PARARRAYO
233			LAMPARA DE SEÑALIZACION
235			BOCINA
240	240.1 	240.2 	BLOQUE DE TERMINALES
242			CAJA, CUBICULO, PANEL DE DISTRIBUCION

ANEXO Nº 2

Nº	SIMBOLO		DESCRIPCION
	FORMA I	FORMA II	
275	275.1 	275.2 	BOBINA DEL RELE. - SIMBOLO GENERAL
276			BOBINA DE RELE CON UN ENROLLAMIENTO
277	277.1 	277.2 	BOBINA DEL RELE CON DOS ENROLLAMIENTOS
279			BOBINA DEL RELE DE DISPARO LENTO
281			BOBINA DEL RELE DE OPERACION LENTA
301			VOLTIMETRO
302			AMPERIMETRO
303			VATIMETRO
304			VARIMETRO
307	307.1 	307.2 	FRECUENCIMETRO
310	310.1 	310.2 	SINCRONOSCOPIO
319			INSTRUMENTO REGISTRADOR.- SIMBOLO GENERAL
320			REGISTRADOR VATIMETRICO

ANEXO Nº 2

Nº	SIMBOLO		DESCRIPCION
	FORMA I	FORMA II	
3 2 3			MEDIDOR INTEGRADOR.- SIMBOLO GENERAL
3 2 7			MEDIDOR DE AMPEROS-HORA
3 2 8			MEDIDOR DE VATIOS-HORA
3 3 0			MEDIDOR DE VARES-HORA
3 3 7			TRANSDUCTOR DE SEÑAL.- SIMBOLO GENERAL
3 3 8			TRANSMISION DE TELEMEDICION
3 3 9			RECEPCION DE TELEMEDICION
3 4 2	342.1 	342.2 	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
3 4 6	346.1 	346.2 ω m	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
3 4 8	348.1 	348.2 	DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL

ANEXO Nº 3
NORMA ANSI C37.2

**Electrical Power System Device
Numbers and Functions**

The devices in switching equipment are referred to by numbers, with appropriate suffix letters when necessary, according to the functions they perform.

These numbers are based on a system adopted as standard for automatic switchgear by IEEE, and incorporated in American Standard C37.2-1970. This system is used in connection diagrams, in instruction books, and in specifications.

Device Number	Definition and Function
------------------	----------------------------

- | | |
|---|--|
| 1 | Master Element is the initiating device, such as a control switch, voltage relay, float switch, etc., which serves either directly, or through such permissive devices as protective and time-delay relays to place an equipment in or out of operation. |
| 2 | Time-delay starting, or closing relay is a device which functions to give a desired amount of time delay before or after any point of operation in a switching sequence or protective relay system, except as specifically provided by device functions 48, 62, and 79 described later. |
| 3 | Checking or interlocking relay is a device which operates in response to the position of a number of other devices, (or to a number of predetermined conditions), in an equipment, to allow an operating sequence to proceed, to stop, or to provide a check of the position of these devices or of these conditions for any purpose. |
| 4 | Master contactor is a device, generally controlled by device No. 1 or equivalent, and the required permissive and protective devices, that serves to make and break the necessary control circuits to place an equipment into operation under the desired conditions and to take it out of operation under other or abnormal conditions. |
| 5 | Stopping device is a control device used primarily to shut down an equipment and hold it out of operation. [This device may be manually or electrically actuated, but excludes the function of electrical lockout (see device function 86) on abnormal conditions.] |

Device Number	Definition and Function
------------------	----------------------------

- | | |
|--|--|
| 6 | Starting circuit breaker is a device whose principal function is to connect a machine to its source of starting voltage. |
| 7 | Anode circuit breaker is one used in the anode circuits of a power rectifier for the primary purpose of interrupting the rectifier circuit if an arc back should occur. |
| 8 | Control power disconnecting device is a disconnective device — such as a knife switch, circuit breaker or pullout fuse block, used for the purpose of connecting and disconnecting the source of control power to and from the control bus or equipment. |
| <p>Note: Control power is considered to include auxiliary power which supplies such apparatus as small motors and heaters.</p> | |
| 9 | Reversing device is used for the purpose of reversing a machine field or for performing any other reversing functions. |
| 10 | Unit sequence switch is used to change the sequence in which units may be placed in and out of service in multiple-unit equipments. |
| 11 | Reserved for future application. |
| 12 | Over-speed device is usually a direct-connected speed switch which functions on machine over-speed. |
| 13 | Synchronous-speed device, such as a centrifugal-speed switch, a slip-frequency relay, a voltage relay, an undercurrent relay or any type of device, operates at approximately synchronous speed of a machine. |
| 14 | Under-speed device functions when the speed of a machine falls below a predetermined value. |
| 15 | Speed or frequency, matching device functions to match and hold the speed or the frequency of a machine or of a system equal to, or approximately equal to, that of another machine, source or system. |
| 16 | Reserved for future application. |
| 17 | Shunting or discharge switch serves to open or to close a shunting circuit around any piece of apparatus (except a resistor), such as a machine field, a machine armature, a capacitor or a reactance. |

ANEXO N° 3

Device Number	Definition and Function
	Note: This excludes devices which perform such shunting operations as may be necessary in the process of starting a machine by devices 6 or 42, or their equivalent, and also excludes device 73 function which serves for the switching of resistors.
18	Accelerating or decelerating device is used to close or to cause the closing of circuits which are used to increase or to decrease the speed of a machine.
19	Starting-to-running transition contactor is a device which operates to initiate or cause the automatic transfer of a machine from the starting to the running power connection.
20	Electrically operated valve is an electrically operated, controlled or monitored valve in a fluid line. Note: The function of the valve may be indicated by the use of the suffixes.
21	Distance relay is a device which functions when the circuit admittance, impedance or reactance increases or decreases beyond predetermined limits.
22	Equalizer circuit breaker is a breaker which serves to control or to make and break the equalizer or the current-balancing connections for a machine field, or for regulating equipment, in a multiple-unit installation.
23	Temperature control device functions to raise or lower the temperature of a machine or other apparatus, or of any medium, when its temperature falls below, or rises above, a predetermined value. Note: An example is a thermostat which switches on a space heater in a switchgear assembly when the temperature falls to a desired value as distinguished from a device which is used to provide automatic temperature regulation between close limits and would be designated as 90T.
24	Reserved for future application.
25	Synchronizing or synchronism-check device operates when two ac circuits are within the desired limits of frequency, phase angle or voltage, to permit or to cause the paralleling of these two circuits.

Device Number	Definition and Function
26	Apparatus thermal device functions when the temperature of the shunt field or the armortisseur winding of a machine, or that of a load limiting or load shifting resistor or of a liquid or other medium exceeds a predetermined value; or if the temperature of the protected apparatus, such as a power rectifier, or of any medium decreases below a predetermined value.
27	Undervoltage relay is a device which functions on a given value of undervoltage.
28	Flame detector is a device that monitors the presence of the pilot or main flame in such apparatus as a gas turbine or a steam boiler.
29	Isolating contactor is used expressly for disconnecting one circuit from another for the purposes of emergency operation, maintenance, or test.
30	Annunciator relay is a nonautomatically reset device that gives a number of separate visual indications upon the functioning of protective devices, and which may also be arranged to perform a lockout function.
31	Separate excitation device connects a circuit such as the shunt field of a synchronous converter, to a source of separate excitation during the starting sequence; or one which energizes the excitation and ignition circuits of a power rectifier.
32	Directional power relay is one which functions on a desired value of power flow in a given direction or upon reverse power resulting from arc back in the anode or cathode circuits of a power rectifier.
33	Position switch makes or breaks contact when the main device or piece of apparatus, which has no device function number, reaches a given position.
34	Master sequence device is a device such as a motor-operated multi-contact switch, or the equivalent or a programming device, such as a computer, that establishes or determines the operating sequence of the major devices in an equipment during starting and stopping or during other sequencing operations.
35	Brush-operating, or slip-ring-short-circuiting, device is used for raising, lowering, or shifting the brushes of a machine, or for short-circuiting its slip rings, or for engaging or disengaging the contacts of a mechanical rectifier.

ANEXO Nº 3

Device Number	Definition and Function
36	Polarity or polarizing voltage device operates or permits the operation of another device on a predetermined polarity only or verifies the presence of a polarizing voltage in an equipment.
37	Undercurrent or underpower relay functions when the current or power flow decreases below a predetermined value.
38	Bearing protective device functions on excessive bearing temperature, or on other abnormal mechanical conditions, such as undue wear, which may eventually result in excessive bearing temperature.
39	Mechanical condition monitor is a device that functions upon the occurrence of an abnormal mechanical condition (except that associated with bearings as covered under device function 38), such as excessive vibration, eccentricity, expansion, shock, tilting, or seal failure.
40	Field relay functions on a given or abnormally low value or failure of machine field current, or on an excessive value of the reactive component of armature current in an ac machine indicating abnormally low field excitation.
41	Field circuit breaker is a device which functions to apply, or to remove, the field excitation of a machine.
42	Running circuit breaker is a device whose principal function is to connect a machine to its source of running or operating voltage. This function may also be used for a device, such as a contactor, that is used in series with a circuit breaker or other fault protecting means, primarily for frequent opening and closing of the circuit.
43	Manual transfer or selector device transfers the control circuits so as to modify the plan of operation of the switching equipment or of some of the devices.
44	Unit sequence starting relay is a device which functions to start the next available unit in a multiple-unit equipment on the failure or on the non-availability of the normally preceding unit.
45	Atmospheric condition monitor is a device that functions upon the occurrence of an abnormal atmospheric condition, such as damaging fumes, explosive mixtures, smoke, or fire.

Device Number	Definition and Function
46	Reverse-phase, or phase-balance, current relay is a relay which functions when the polyphase currents are of reverse-phase sequence, or when the polyphase currents are unbalanced or contain negative phase-sequence components above a given amount.
47	Phase-sequence voltage relay functions upon a predetermined value of polyphase voltage in the desired phase sequence.
48	Incomplete sequence relay is a relay that generally returns the equipment to the normal, or off, position and locks it out if the normal starting, operating or stopping sequence is not properly completed within a predetermined time. If the device is used for alarm purposes only, it should preferably be designated as 48A (alarm).
49	Machine, or transformer, thermal relay is a relay that functions when the temperature of a machine armature, or other load carrying winding or element of a machine, or the temperature of a power rectifier or power transformer (including a power rectifier transformer) exceeds a predetermined value.
50	Instantaneous overcurrent, or rate-of-rise relay is a relay that functions instantaneously on an excessive value of current, or on an excessive rate of current rise, thus indicating a fault in the apparatus or circuit being protected.
51	Ac time overcurrent relay is a relay with either a definite or inverse time characteristic that functions when the current in an ac circuit exceeds a predetermined value.
52	Ac circuit breaker is a device that is used to close and interrupt an ac power circuit under normal conditions or to interrupt this circuit under fault or emergency conditions.
53	Exciter or dc generator relay is a relay that forces the dc machine field excitation to build up during starting or which functions when the machine voltage has built up to a given value.
54	Reserved for future application.
55	Power factor relay is a relay that operates when the power factor in an ac circuit rises above or below a predetermined value.
56	Field application relay is a relay that automatically controls the application of the field excitation to

ANEXO Nº 3

Device Number	Definition and Function	Device Number	Definition and Function
	an ac motor at some predetermined point in the slip cycle.		device, or equipment, or a specified number of successive operations within a given time of each other. It also functions to energize a circuit periodically or for fractions of specified time intervals, or that is used to permit intermittent acceleration or jogging of a machine at low speeds for mechanical positioning.
57	Short-circuiting or grounding device is a primary circuit switching device that functions to short-circuit or to ground a circuit in response to automatic or manual means.	67	Ac directional overcurrent relay is a relay that functions on a desired value of ac overcurrent flowing in a predetermined direction.
58	Rectification failure relay is a device that functions if one or more anodes of a power rectifier fail to fire, or to detect an arc-back or on failure of a diode to conduct or block properly.	68	Blocking relay is a relay that initiates a pilot signal for blocking of tripping on external faults in a transmission line or in other apparatus under predetermined conditions, or cooperates with other devices to block tripping or to block reclosing on an out-of-step condition or on power swings.
59	Overvoltage relay is a relay that functions on a given value of overvoltage.	69	Permissive control device is generally a two-position, manually operated switch that in one position permits the closing of a circuit breaker, or the placing of an equipment into operation, and in the other position prevents the circuit breaker or the equipment from being operated.
60	Voltage or Current balance relay is a relay that operates on a given difference in voltage, or current input or output of two circuits.	70	Rheostat is a variable resistance device used in an electric circuit, which is electrically operated or has other electrical accessories, such as auxiliary, position, or limit switches.
61	Reserved for future application.	71	Level switch is a switch which operates on given values, or on a given rate of change, of level.
62	Time-delay stopping or opening relay is a time-delay relay that serves in conjunction with the device that initiates the shutdown, stopping, or opening operation in an automatic sequence.	72	Dc circuit breaker is used to close and interrupt a dc power circuit under normal conditions or to interrupt this circuit under fault or emergency conditions.
63	Pressure switch is a switch which operates on given values or on a given rate of change of pressure.	73	Load-resistor contactor is used to shunt or insert a step of load limiting, shifting, or indicating resistance in a power circuit, or to switch a space heater in circuit, or to switch a light, or regenerative load resistor of a power rectifier or other machine in and out of circuit.
64	Ground protective relay is a relay that functions on failure of the insulation of a machine, transformer or of other apparatus to ground, or on flashover of a dc machine to ground. Note: This function is assigned only to a relay which detects the flow of current from the frame of a machine or enclosing case or structure of a piece of apparatus to ground, or detects a ground on a normally ungrounded winding or circuit. It is not applied to a device connected in the secondary circuit or secondary neutral of a current transformer, or in the secondary neutral of current transformer, connected in the power circuit of a normally grounded system.	74	Alarm relay is a device other than an annunciator as covered under device No. 30, which is used to operate, or to operate in connection with, a visual or audible alarm.
65	Governor is the assembly of fluid, electrical, or mechanical control equipment used for regulating the flow of water, steam, or other medium to the prime mover for such purposes as starting, holding speed or load, or stopping.	75	Position changing mechanism is a mechanism that is used for moving a main device from one
66	Notching or jogging device functions to allow only a specified number of operations of a given		

ANEXO Nº 3

Device Number	Definition and Function
	position to another in an equipment; as for example, shifting a removable circuit breaker unit to and from the connected, disconnected, and test positions.
76	Dc overcurrent relay is a relay that functions when the current in a dc circuit exceeds a given value.
77	Pulse transmitter is used to generate and transmit pulses over a telemetering or pilot-wire circuit to the remote indicating or receiving device.
78	Phase angle measuring, or out-of-step protective relay is a relay that functions at a predetermined phase angle between two voltages or between two currents or between voltage and current.
79	Ac reclosing relay is a relay that controls the automatic reclosing and locking out of an ac circuit interrupter.
80	Flow Switch is a switch which operates on given values, or on a given rate of change, of flow.
81	Frequency relay is a relay that functions on a predetermined value of frequency — either under or over or on normal system frequency — or rate of change of frequency.
82	Dc reclosing relay is a relay that controls the automatic closing and reclosing of a dc circuit interrupter, generally in response to load circuit conditions.
83	Automatic selective control or transfer relay is a relay that operates to select automatically between certain sources or conditions in an equipment, or performs a transfer operation automatically.
84	Operating mechanism is the complete electrical mechanism or servo-mechanism, including the operating motor, solenoids, position switches, etc., for a tap changer, induction regulator or any similar piece of apparatus which has no device function number.
85	Carrier or pilot-wire receiver relay is a relay that is operated or restrained by a signal used in connection with carrier-current or dc pilot-wire fault directional relaying.

Device Number	Definition and Function
86	Locking-out relay is an electrically operated, hand or electrically reset, relay that functions to shut down and hold an equipment out of service on the occurrence of abnormal conditions.
87	Differential protective relay is a protective relay that functions on a percentage or phase angle or other quantitative difference of two currents or of some other electrical quantities.
88	Auxiliary motor or motor generator is one used for operating auxiliary equipment such as pumps, blowers, exciters, rotating magnetic amplifiers, etc.
89	Line switch is used as a disconnecting load-interrupter, or isolating switch in an ac or dc power circuit, when this device is electrically operated or has electrical accessories, such as an auxiliary switch, magnetic lock, etc.
90	Regulating device functions to regulate a quantity or quantities, such as voltage, current, power, speed, frequency, temperature, and load, at a certain value or between certain (generally close) limits for machines, tie lines or other apparatus.
91	Voltage directional relay is a relay that operates when the voltage across an open circuit breaker or contactor exceeds a given value in a given direction.
92	Voltage and power directional relay is a relay that permits or causes the connection of two circuits when the voltage difference between them exceeds a given value in a predetermined direction and causes these two circuits to be disconnected from each other when the power flowing between them exceeds a given value in the opposite direction.
93	Field changing contactor functions to increase or decrease in one step the value of field excitation on a machine.
94	Tripping or trip-free relay functions to trip a circuit breaker, contactor, or equipment, or to permit immediate tripping by other devices; or to prevent immediate reclosure of a circuit interrupter, in case it should open automatically even though its closing circuit is maintained closed.
95	Used only for specific applications on individual
96	installations where none of the assigned num-
97	bered functions from 1 to 94 is suitable.

B I B L I O G R A F I A

1. ASEA BROWN BOVERI, Switchgear Manual, Francia, octava edición, 1988.
2. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Applied Protective Relaying, Newark, New Jersey, U.S.A., sexta edición, 1967.
3. PUJOL ARTERO, Automatismo Eléctrico y Electrónico, BARCELONA, ESPAÑA, 1981
4. GEC, MEASUREMENTES, Protective relays applications guide., tercera edición, Stadford, England.

A N E X O S

ANEXO Nº 1

ESQUEMAS DE BARRAS

ANEXO Nº 2

NORMAS IEC 117.- SIMBOLOS GRAFICOS

ANEXO Nº 3

NORMAS ANSI C.37.2