

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

SELECCION Y PROTECCION DE ESQUEMAS
DE BARRAS EN SUBESTACIONES DE 230/138 KV.
APLICACION A LA SUBESTACION MILAGRO

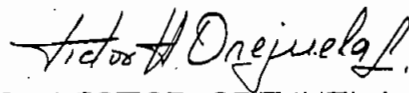
Tesis previa a la obtención del Título
de Ingeniero Eléctrico, en la Especialización de Potencia.

EDMUNDO RAMIRO TERAN GOMEZ

Quito, a Abril de 1978

CERTIFICADO:

Certifico que la presente Tesis: "Selección y Protección de Esquemas de Barras en Subestaciones de 230/138 Kv.- Aplicación a la Subestación Milagro" ha sido realizada en su totalidad por el señor Edmundo R. Terán G.



ING. VICTOR OREJUELA L.,
Director de Tesis

Mis sinceros agradecimientos para todas las personas que colaboraron para la consecución de este trabajo. De manera especial a los Ingenieros Víctor Orejuela, Carlos Azalde y Luis Vintimilla.

INDICE

Pág.

INTRODUCCION

CAPITULO I .- SELECCION DE ESQUEMAS DE BARRAS

1.	CONSIDERACIONES GENERALES.	1
1.1	Características de un esquema.	1
1.2	Criterios de comparación entre alternativas.	3
1.3	Elementos de un esquema.	4
2.	FRECUENCIA DE FALLAS, REPARACION Y MANTENIMIENTO DE BARRAS.	4
3.	FRECUENCIA DE FALLAS, REPARACION Y MANTENIMIENTO DE ELEMENTOS ASOCIADOS A LAS BARRAS.	6
3.1	Disyuntores.	7
3.2	Seccionadores.	7
3.3	Posición de interrupción.	8
4.	ASPECTOS DETERMINANTES EN LA SELECCION DE UN ESQUEMA DE BARRAS.	9
4.1	Continuidad y calidad de suministro de potencia y energía.	10
4.2	Costo anual por interrupciones de servicio.	10
4.3	Costo anual de recuperación de capital.	11
4.4	Costo anual total de un esquema.	13
5.	CONFIGURACIONES DE BARRAS, MODIFICACIONES EMPLEADAS Y EVALUACION.	13

5.1	Barra simple.	14
5.2	Barra simple seccionada.	15
5.3	Barra principal y transferencia.	17
5.4	Doble barra con un solo disyuntor.	19
5.5	Doble barra con un solo disyuntor y by pass.	20
5.6	Doble barra con doble disyuntor.	22
5.7	1 1/2 disyuntores.	23

CAPITULO II .- PROTECCION DE BARRAS

1.	CONSIDERACIONES GENERALES	27
2.	ELEMENTOS EMPLEADOS EN LA PROTECCION DE BARRAS.	27
2.1	Transformadores de protección.	28
2.1.1	Transformadores de corriente.	29
2.1.2	Transformadores de potencial.	33
2.1.3	Divisores capacitivos de potencial.	35
2.2	Relés.	40
2.2.1	Relé direccional.	41
2.2.2	Relé direccional de sobrecorriente.	44
2.2.3	Relés auxiliares.	45
2.3	Elementos de apertura.	45
2.3.1	Seccionadores.	45
2.3.2	Disyuntores.	46
2.4	Circuitos de control.	47
3.	ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION PARA LAS CONFIGURACIONES USUALES DE BARRAS.	47

3.1	Requerimientos de un sistema de protección de barras.	47
3.2	Principios de funcionamiento de un sistema de protección de barras.	51
3.3	Protección diferencial.	52
3.4	Circuito diferencial de alta impedancia.	54
3.5	Esquema de protección para barra simple.	58
3.6	Esquema de protección para barra principal y transferencia.	61
3.7	Esquema de protección para doble barra con un solo disyuntor y by-pass.	63
4.	EVALUACION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION.	70

CAPITULO III .- APLICACION A LA SUBESTACION MI-
LAGRO

1.	CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION	72
1.1	Programa de instalación de equipo.	72
1.2	Corrientes máximas en posiciones de interrupción	74
1.3	Corrientes de cortocircuito.	77
2.	SELECCION DE LOS ESQUEMAS DE BARRAS	79
2.1	Generalidades.	79
2.2	Selección del esquema de barras para el sector de 230 Kv.	81
2.2.1	Evaluación de la continuidad y calidad de suministro de potencia y energía.	81

2.2.2	Evaluación del costo anual por interrupciones de servicio.	86
2.2.3	Evaluación del costo anual de recuperación de capital.	86
2.2.4	Costo anual total.	91
2.3	Selección del esquema de barras para el sector de 138 Kv.	92
2.3.1	Evaluación de la continuidad y calidad de suministro de potencia y energía.	92
2.3.2	Evaluación del costo anual por interrupciones de servicio.	97
2.3.3	Evaluación del costo anual de recuperación de capital.	97
2.3.4	Costo anual total.	100
3.	PROTECCION DE LOS ESQUEMAS DE BARRAS	101
4.	ESPECIFICACION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	105
5.	ESPECIFICACION DE RELES Y EQUIPOS DE PROTECCION DE BARRAS.	105
5.1	Especificación de relés.	105
5.1.1	Relés diferenciales.	105
5.1.2	Relés de bloqueo.	107
5.2	Cálculo de ajustes para los relés diferenciales.	107
5.2.1	Ajustes para los relés diferenciales para el sector de 230 Kv.	108
5.2.2	Ajustes para los relés diferenciales para el sector de 138 Kv.	111

5.3	Especificación de disyuntores.	113
5.3.1	Disyuntores para el sector de 230 Kv.	113
5.3.2	Disyuntores para el sector de 138 Kv.	114
6.	SECUENCIA DE ACCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCION .	114

CAPITULO IV .- CONCLUSIONES 116

ANEXO A:	SIMBOLOS Y NOMENCLATURA DE DISPOSI TIVOS EMPLEADOS.	A-1.
ANEXO B:	CALCULO DE AJUSTES PARA EL RELE DI FRENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA WESTING HOUSE TIPO KAB.	A-3

INTRODUCCION

Este trabajo tiene el propósito de presentar en forma general, el método usual de selección del esquema de barras más conveniente para una determinada subestación de un sistema eléctrico. Adicionalmente se presenta la descripción del empleo de algunos relés de protección en los esquemas de barras que usualmente se tienen a voltajes elevados, como son 138 y 230 Kv.

Para cumplir con los objetivos propuestos, se describe los esquemas usuales de barras y algunas de sus variantes, junto con los arreglos de elementos de sistemas de protección que operarían en el caso de ocurrir una avería o falla dentro del esquema de barras.

Finalmente se presenta una aplicación de los métodos descritos, en el diseño de tales sistemas para la Subestación Milagro, eslabón importante del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

CAPITULO I

SELECCION DE ESQUEMAS DE BARRAS

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Al diseñar una subestación, se tiene que decidir convenientemente el empleo de uno de los varios esquemas de barras que se pueden presentar como alternativas, exigiendo este proceso el buen conocimiento de algunos aspectos importantes de cada uno de ellos.

1.1 CARACTERISTICAS DE UN ESQUEMA

Las características que se consideran para evaluaciones de este tipo son:

- Continuidad y calidad de suministro de potencia y energía.
- Operación.
- Protección.
- Facilidades de ampliación.
- Costo.

a. Continuidad y Calidad de Suministro de Potencia y Energía

Que se puede medir con el conocimiento del número de

veces que un esquema deja de suministrar potencia y energía y el tiempo que estas interrupciones duran, puesto que tal situación eleva el costo de la subestación por ingresos no percibidos al no vender servicio eléctrico a los usuarios.

b. Operación

La puesta en servicio de un esquema de barras y su funcionamiento en estado normal, desconectando líneas o transformadores o conectándolos según lo solicite el sistema, requiere el manejo de sus elementos, en el orden necesario, anotándose también que la mayoría de esquemas de barras involucran transferencia de funcionamiento de una sección a otra, ya sea para efectuar mantenimiento o por falla de ellas. La operación de un esquema se refiere entonces a la mayor o menor cantidad y complejidad de maniobras requeridas para las situaciones nombradas anteriormente.

c. Protección

La conservación del equipo y la continuidad de servicio en una subestación, en caso de fallas, requiere configuraciones de elementos de protección, que varían de acuerdo al esquema de barras empleado y que pueden ser simples o complicadas, considerando el número de salidas y la ubicación misma de tales elementos en el esquema.

d. Facilidades de Ampliación

En la mayoría de casos, las subestaciones son susceptibles de tener ampliaciones, por esto, se tiene que considerar las facilidades que el esquema de barras prestará al realizar las extensiones requeridas sin interrupciones de servicio.

e. Costo

Aspecto de singular importancia que es deseable sea lo más bajo posible, pero a la vez consistente, sobretodo con la continuidad de servicio y con los demás aspectos ya señalados.

1.2

CRITERIOS DE COMPARACION ENTRE ALTERNATIVAS

La selección de uno de los esquemas de barras en estudio se realiza dando mayor importancia a la medida de continuidad y calidad de suministro de potencia y energía o seguridad de funcionamiento, que el esquema provee y al costo del mismo.

Se obtiene con esto un criterio técnico-económico que involucra el mayor tiempo de funcionamiento de una subestación, al menor costo posible.

El estudio de la seguridad de funcionamiento de un esquema

se designa con el nombre de confiabilidad.

1.3 ELEMENTOS DE UN ESQUEMA

Por lo general, se divide a los elementos constitutivos de un esquema en dos grupos:

- a. Barras
- b. Elementos Asociados a las Barras

Disyuntores, seccionadores asociados a él y a todo el equipo auxiliar como son los transformadores de potencial y de corriente, elementos de protección, etc. que operan con cada disyuntor. El conjunto se denomina posición de interrupción.

Es en estos dos tipos de elementos constitutivos de un esquema, en los que pueden ocurrir fallas o averías, cuya frecuencia dará la mayor o menor confiabilidad del esquema en estudio.

2. FRECUENCIA DE FALLAS, REPARACION Y MANTENIMIENTO DE BARRAS.

La mayoría de artículos técnicos especializados consideran que la frecuencia de fallas en barras es un valor muy pequeño, fijo e independiente del número de elementos asocia

dos a ellas, sin embargo, es conveniente anotar que un mayor número de estas fallas se debe principalmente a la contaminación de los aisladores, lo que lleva a pensar que mientras más puntos de aislamiento tenga un esquema de barras, mayor será la probabilidad de falla en barras.

Se define:

p = Frecuencia de fallas en barras (fallas/año x barra)

Este valor describe sobre todo al número de fallas monofásicas a tierra que son las más frecuentes.

TABLA N° 1
TIEMPO DE SUSPENSIÓN DE SERVICIO DEBIDO A
FALLAS EN BARRAS

Esquema	t_1
Barra simple	120 horas (rep. de la barra)
Doble barra un disyuntor	0.5 horas (transf. func.)
Barra principal y transferencia	120 horas (rep. de la barra)
Doble barra doble disyuntor	0.5 horas (transf. func.)
1 1/2 disyuntores	0.5 horas (transf. func.)

Cuando ha ocurrido una falla en una barra, se estima que el tiempo de suspensión de servicio debido a ésta (t_1), depende del tipo de esquema, ya que en unos casos se pierde

continuidad de servicio por el tiempo necesario para reparación de barras y en otros, por el tiempo requerido para transferencia de funcionamiento de una sección a otra, este tiempo se indica en la Tabla N° 1. (Ref: A1)

Puesto que, para efectuar mantenimiento de posiciones de interrupción o en caso de fallas, para reparación de éstas, algunos esquemas emplean una o más de sus barras en forma ocasional, durante el tiempo de operación permanente de la subestación, se debe introducir en el estudio de probabilidad de fallas, un factor (m) que involucre el tiempo de operación de tales barras. Se define:

$$m = \frac{T}{8760 \text{ (horas)}} \quad (F-1)$$

En donde:

T = Horas empleadas para reparación o mantenimiento de posiciones de interrupción o de barras.

Se efectúa mantenimiento en una barra siempre y cuando la disposición del esquema lo permita y se acepta el tiempo de 12 horas como el necesario para efectuar tal operación.

3. FRECUENCIA DE FALLAS, REPARACION Y MANTENIMIENTO DE ELEMENTOS ASOCIADOS A LAS BARRAS

En estudios de confiabilidad, se considera la probabilidad de falla de los siguientes elementos:

3.1 DISYUNTORES

Cuyas fallas o averías, son de dos clases:

- a. Falla en el cierre, durante una reconexión automática, al ocurrir una falla transitoria de línea.
- b. Apertura falsa, estando el disyuntor en operación normal o un no cierre al recibir una orden de cierre manual.

Las fallas de disyuntores que signifiquen un arco externo o interno de la aislación generalmente se incluyen en las fallas en barras.

3.2 SECCIONADORES

Cuyas fallas se deben por lo general al operar desconectando o conectando pequeñas corrientes:

- a. De excitación de transformadores.
- b. Residuales en las barras, fallas que tienen un valor de probabilidad de ocurrencia bastante pequeño y que dependiendo de su ubicación respecto a los demás elementos, usualmente se incluye ya sea en las fallas de tipo b, de disyuntores o en las fallas en barras.

3.3 POSICION DE INTERRUPCION

En estudios de confiabilidad, se emplea la probabilidad de fallas de posiciones de interrupción, porque engloba las probabilidades de fallas de los principales elementos asociados a las barras. Se define entonces:

$$p_3 = \text{Frecuencia de fallas en posiciones de interrupción} \\ (\text{fallas/año} \times \text{posición})$$

El tiempo de suspensión de servicio como consecuencia de fallas en posiciones de interrupción es diferente según el esquema de barras que se emplee, así:

a. Esquema de Barra Simple

Para el que se consideran dos tipos de fallas o averías cuyos tiempos de duración son:

- $t_{31} = 360$ horas (avería grave)
- $t_{32} = 24$ horas (avería leve)

Al ocurrir cualquiera de estos dos tipos de averías, se interrumpe totalmente la potencia suministrada por la subestación, durante el tiempo necesario para aislar la falla, tiempo estimado en media hora. Después de despejada la falla, deja de suministrarse únicamente la potencia que la posición fallosa tenía en condiciones normales de operación y por el tiempo antes mencionado.

b. Otros Esquemas de Barras

El tiempo de suspensión de servicio es el necesario para aislar la posición averiada:

$$t_3 = 0.5 \text{ horas.}$$

El tiempo necesario para reparación de una posición de interrupción se estima en 360 horas, empleándose para mantenimiento de la misma el tiempo de 48 horas.

De igual manera que en el caso de barras, hay posiciones que se emplean durante una parte del tiempo de operación normal de la subestación, razón por la cual debe incluirse en cualquier estudio de la probabilidad anual de falla para esos esquemas el factor m , ya definido en el punto 2., factor que considera el tiempo de empleo de ellas con relación al tiempo total anual de utilización del sistema.

4. ASPECTOS DETERMINANTES EN LA SELECCION DE UN ESQUEMA DE BARRAS

La evaluación que se realiza de los diferentes esquemas es esencialmente económica, realizada sobre una base técnica que constituye la medida de la continuidad de servicio que cada uno de ellos presta. El proceso descrito se realiza de la manera que a continuación se indica:

4.1 CONTINUIDAD Y CALIDAD DE SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGIA

Que se determina investigando el número de fallas posibles (K_T) y el tiempo de interrupción de servicio que ellas producen (H_T), en los diferentes esquemas. El proceso se presenta en las Tablas Nos. 2 y 3 (ver al final del capítulo)

Cabe indicar que la forma de evaluación para esquemas con una sola barra, que son los menos complicados, se indica separadamente en la Tabla N^o 2, por cuanto en este tipo de esquema no se presentan los diferentes tipos de averías indicados en la Tabla N^o 3 para los demás esquemas.

Entre los esquemas con varias barras y que son de uso común, se pueden citar:

- Barra principal y transferencia.
- Doble barra con un solo disyuntor.
- Doble barra con doble disyuntor.
- 1 1/2 disyuntores.

4.2 COSTO ANUAL POR INTERRUPCIONES DE SERVICIO.

El número de fallas y el tiempo de salidas de servicio obtenidos en el punto anterior sirven para evaluar un costo anual de pérdidas por suspensión de servicio. Se asume un valor de penalización por unidad de energía no servida y o

tro valor que considera el costo por unidad de potencia que debería invertirse para instalar una fuente alternativa de generación.

El costo anual descrito, está representado por la siguiente tarifa binomia:

$$C_{ai} = K_T \times C_p \times P_t + H_T \times C_e \times P_t \quad (F-2)$$

En donde:

C_{ai} = Costo anual por interrupción de servicio.

K_T = Número total de interrupciones al año.

H_T = Tiempo total anual de interrupción.

C_p = Costo por potencia interrumpida.

C_e = Costo por energía interrumpida.

P_t = Potencia total de la subestación.

4.3 COSTO ANUAL DE RECUPERACION DE CAPITAL

Se lo obtiene considerando en primer lugar el costo de cada equipo, para luego encontrar el costo total de instala - ción del esquema (C_i). Si un esquema de barras va a ser equipado en forma progresiva, se debe introducir un factor de escalamiento de precios que modifique los considerados en el año de evaluación. Para este caso hay necesidad de obtener el valor presente del equipamiento futuro, para el año de evaluación.

Se emplea el "Factor de Valor Presente" (PWF) (Present Worth Factor) que es igual a: (Ref. L3).

$$PWF = \frac{1}{(1 + i)^n} \quad (F-3)$$

En donde:

i = Interés.

n = Número de años.

Con el costo total de instalación se puede obtener el costo anual de recuperación de capital por amortización de equipos, empleando el "Factor de Recuperación de Capital" (CRF) (Capital Recovery Factor) que es igual a: (Ref: L3)

$$CRF = \frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (F-4)$$

En donde:

i = Interés considerado.

n = Número de años de vida útil del esquema.

Entonces se tiene que:

$$C_{rc} = C_i \times CRF \quad (F-5)$$

En donde:

C_{rc} = Costo anual de recuperación de capital.

C_i = Costo total de instalación de un esquema.

4.4 COSTO ANUAL TOTAL DE UN ESQUEMA

El valor que se obtiene de cada esquema y que sirve como base de comparación entre ellos es el costo anual total obtenido de la siguiente manera:

$$\text{CAT} = C_{di} + C_{rc} \quad (\text{F-6})$$

En donde:

CAT = Costo anual total.

C_{di} = Costo anual por interrupciones de servicio.

C_{rc} = Costo anual de recuperación de capital.

Se elige como alternativa conveniente, la que tenga el menor valor de costo anual total.

5. CONFIGURACIONES DE BARRAS, MODIFICACIONES EM - PLEADAS Y EVALUACION

Los esquemas que se pueden considerar como básicos, son:

- Barra simple.
- Barra principal y transferencia.
- Doble barra con un solo disyuntor.
- 1 1/2 disyuntores.

Cada uno de ellos presenta características definidas de funcionamiento.

A continuación se presentan algunos aspectos típicos de cada uno de ellos y también de algunas variantes o modificaciones, en base a las características ya señaladas en 1.1 y que son:

- a. Continuidad y calidad de suministro de potencia y energía.
- b. Operación.
- c. Protección.
- d. Facilidades de ampliación.
- e. Costo.

5.1 BARRA SIMPLE

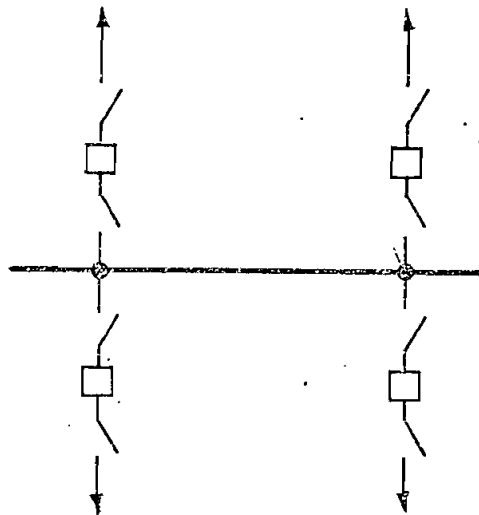


Fig. 1

BARRA SIMPLE

Esquema que agrupa un número dado de posiciones de interrupción sobre una barra única. Es el que menor número de equipos de protección tiene.

- a. La continuidad de servicio se pierde totalmente al fallar la barra. Lo mismo sucede al fallar una posición de interrupción, hasta que la misma pueda ser aislada.
- b. Su operación es relativamente simple en estado normal de funcionamiento. Para efectuar mantenimiento de disyuntores se requiere que el alimentador respectivo salga de servicio y las maniobras requeridas son simples. No se puede efectuar mantenimiento de la barra a menos que se saque fuera de servicio, en forma total, el esquema de barras.
- c. La protección es simple.
- d. Las ampliaciones se pueden realizar sólo con la pérdida total de la potencia que maneja el esquema.
- e. Este esquema es el de más bajo costo.

5.2 BARRA SIMPLE SECCIONADA

Modificación ventajosa del esquema anterior, que incluye disyuntores normalmente cerrados que separan una barra única en secciones que pueden operar independientemente.

Se requiere alimentaciones separadas para cada sección.

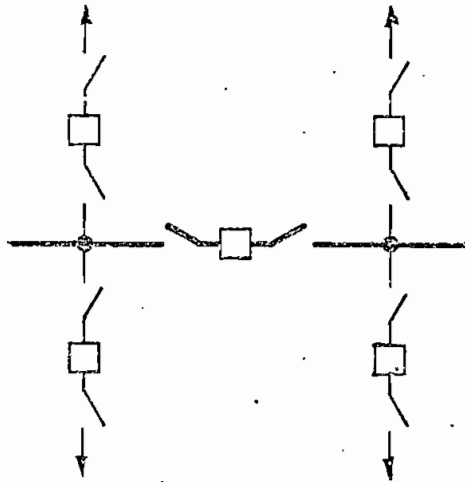


Fig. 2

BARRA SIMPLE SECCIONADA

- a. El seccionamiento de la barra evita la pérdida total de potencia por fallas en alguna de sus secciones o en posiciones de interrupción, quedando aislada la sección de barra que corresponde al elemento falloso.
- b. Su puesta en servicio no es complicada. El mantenimiento de disyuntores y secciones de barra puede efectuarse sin la interrupción total del sistema y no requiere maniobras complicadas.
- c. La protección se complica algo por la necesidad de dis

criminar la sección de barra fallada y los alimentadores conectados a ella.

- d. Las ampliaciones necesarias se pueden realizar sin la pérdida total de suministro de potencia y energía.
- e. Su costo es bajo.

5.3 BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

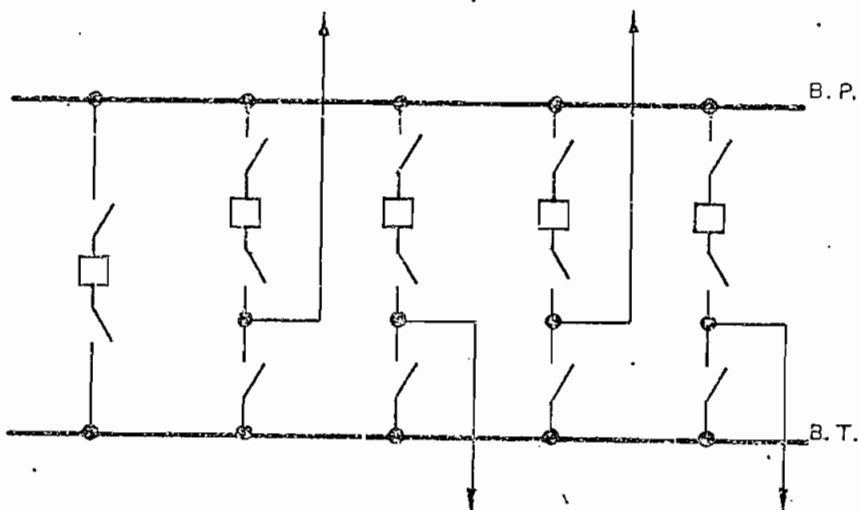


Fig. 3

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

Esquema que introduce una barra que se emplea para efectuar mantenimiento de posiciones de interrupción.

- a. El funcionamiento del esquema depende totalmente de la integridad de la barra principal pues en caso de falla de ésta, el servicio se interrumpe totalmente. Una avería en una posición de interrupción obliga a la salida total del esquema, por el tiempo necesario para aislar la falla, perdiéndose después solo la potencia de la posición fallosa.
- b. La operación del arreglo de barras se complica algo en caso de efectuarse mantenimiento de posiciones de interrupción por cuanto se deben maniobrar disyuntores y seccionadores en estricto orden de ejecución para transferir un circuito de la barra principal a la de transfe - rència. No se puede realizar mantenimiento de la ba - rra principal sin dejar de interrumpir el servicio en forma total.
- c. La protección no presenta mayores complicaciones aún en el caso de efectuarse mantenimiento de una posición de interrupción.
- d. Cualquier ampliación necesita de la salida total de servicio del esquema.
- e. Su costo es algo mayor que el de los esquemas anteriores por el empleo de un seccionador más por cada posición de interrupción y un disyuntor de transferencia.

5.4 DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR

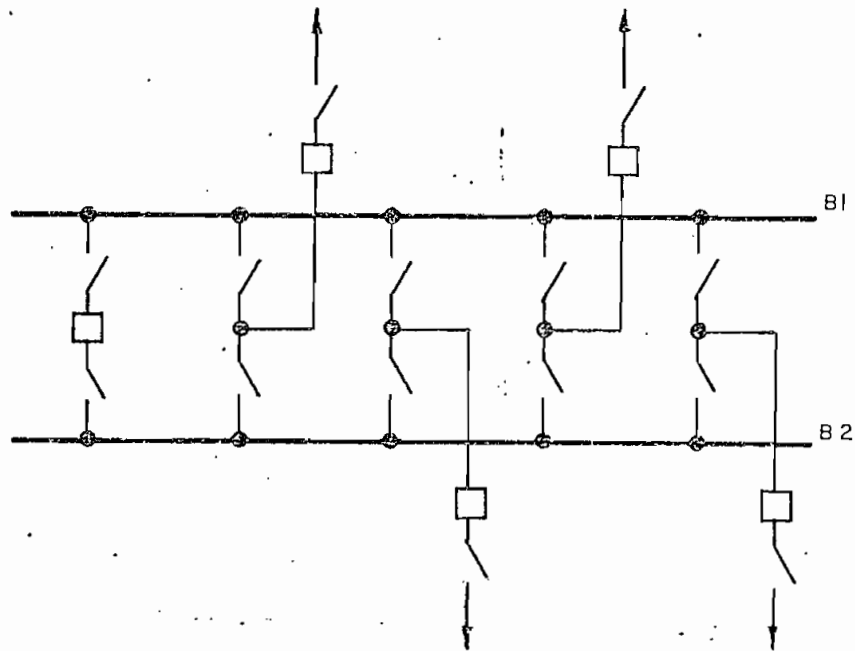


Fig. 4

DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR

Esquema que duplica las facilidades presentadas por los esquemas anteriores.

- a. En caso de falla de una barra, la otra puede entregar toda la potencia que necesita el sistema. Si un disyuntor falla, se pierde toda la potencia asociada a la barra a la que llega el alimentador con el disyuntor fallado. Una vez aislada la posición averiada, se pierde solamente la potencia que esta maneja en estado normal.

- b. Este esquema no requiere maniobras complicadas para efectuar mantenimiento de posiciones de interrupción y barras, pero, es necesario cuidar de darle los interbloques convenientes para disyuntores y seccionadores. El mantenimiento de barras se puede efectuar transfiriendo sus alimentadores a la otra barra, la cual puede suplir toda la potencia requerida. Al efectuarse mantenimiento de una posición de interrupción, se requiere la salida del alimentador respectivo.
- c. La protección es relativamente simple.
- d. Las ampliaciones necesarias se pueden realizar sin interrupción de servicio.
- e. Su costo es comparable con el esquema de barra principal y transferencia.

5.5 DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y "BY-PASS"

Esquema que presenta características similares al anterior, con la ventaja de que para efectuar mantenimiento de una posición de interrupción no se necesita la salida de servicio de su correspondiente alimentador. Sin embargo, es necesario tener más cuidado con la operación de disyuntores y seccionadores y su protección se complica.

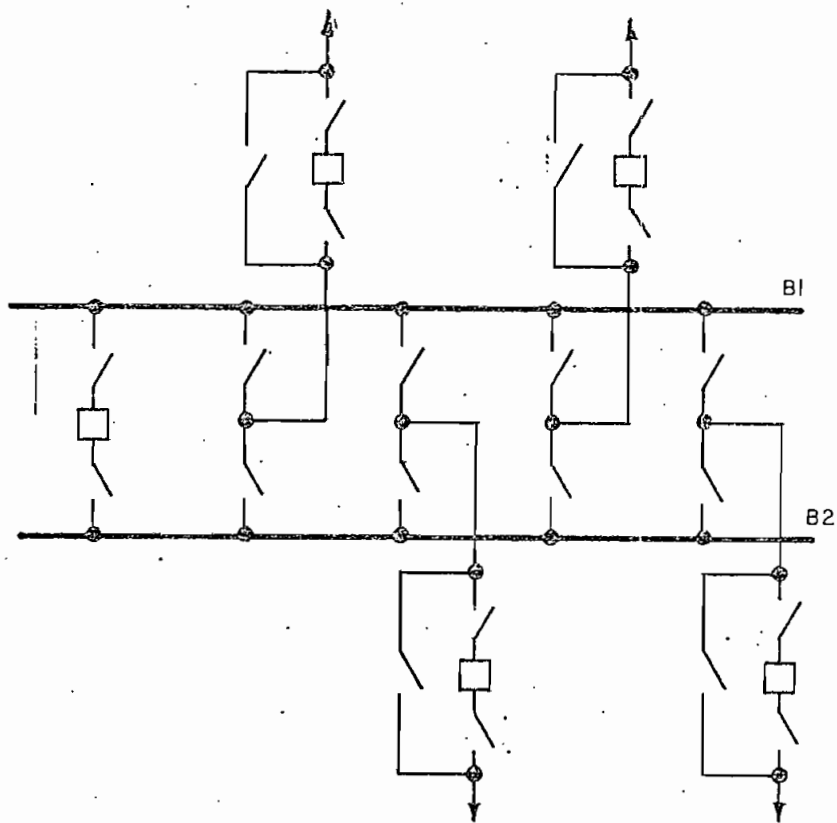


Fig. 5

DOBLE BARRA
CON UN SOLO DISYUNTOR Y "BY PASS"

Su costo es mayor que el del anterior, por la utilización del seccionador "By Pass" en cada alimentador.

5.6 DOBLE BARRA CON DOBLE DISYUNTOR

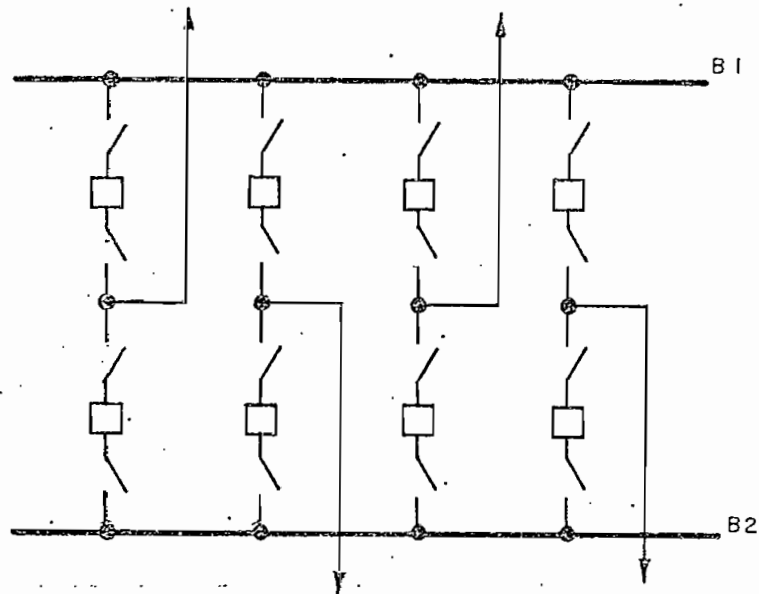


Fig. 6

DOBLE BARRA CON DOBLE DISYUNTOR

- a. Este esquema da la máxima seguridad de funcionamiento, y al igual que algunos esquemas, permite la conexión de un alimentador a cualquiera de las barras.
- b. Para el estado normal de funcionamiento, su operación es simple, en el caso de mantenimiento de posiciones de interrupción y barras, las maniobras requeridas se simplifican, puesto que se realizan solo con operación de disyuntores.
- c. La protección es simple.

- d. Cualquier ampliación puede ser realizada sin pérdida de continuidad de servicio.
- e. El costo de este tipo de esquema es muy alto y solo se justifica para subestaciones a voltajes muy elevados o para aquellas que sirven cargas muy importantes.

5.7 1 1/2 DISYUNTORES

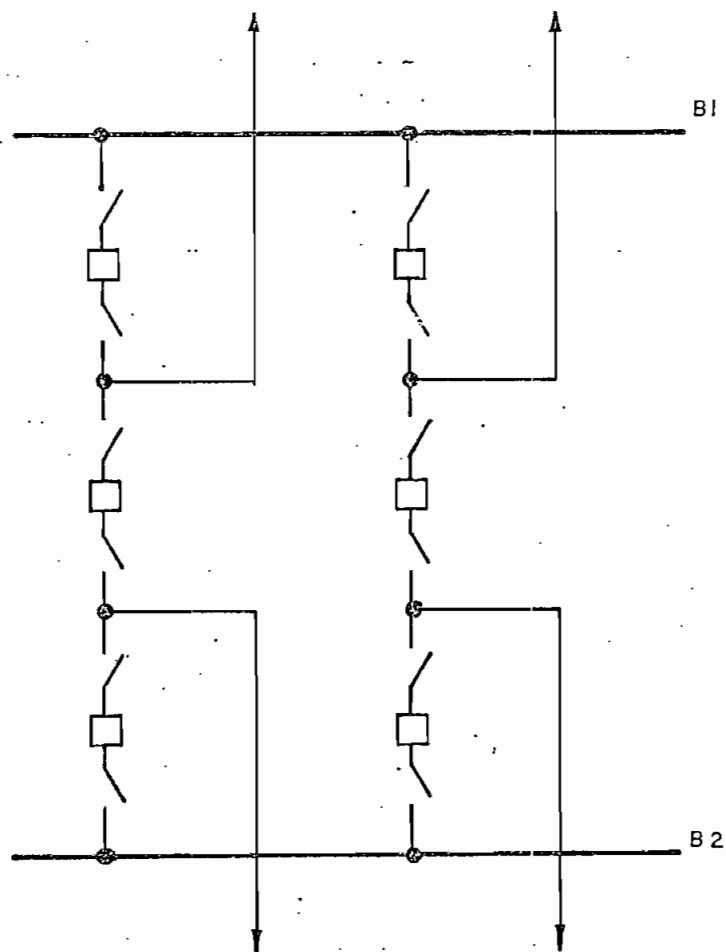


Fig. 7

1 1/2 DISYUNTORES

Arreglo que dá similares facilidades que el esquema anterior con la ventaja de un menor costo por el empleo de un disyuntor menos por cada dos salidas.

TABLA N° 2

TIPOS DE AVERIAS EN ESQUEMAS CON UNA SOLA BARRA

TIPO DE AVERIA		PROBAB. OCURRENCIA AVERIA		NUMERO ANUAL DE AVERIAS		DURACION CADA AVERIA		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
		DENOMINAC.	$\left[\frac{AV.}{AÑO} \right]$	DENOMINAC.	VALOR	DENOMINAC.	VALOR [HORAS]	DENOMINAC.	VALOR [HORAS]
EN LA BARRA		P_1	0.02	G_1	$P_1 \times b \times \frac{P_1}{P_T}$	t_1	120	H_1	$G_1 \times t_1$
EN POSICIONES DE INTERRUPCION	GRAVE	P_{31}	0.02	G_{31}	$P_{31} \times M \times \frac{P_1}{P_T}$	t_{31}	360	H_{31}	$G_{31} \times t_{31} \times \frac{P_2}{P_1}$
	LEVE	P_{32}	0.05	G_{32}	$P_{32} \times M \times \frac{P_1}{P_T}$	t_{32}	24	H_{32}	$G_{32} \times t_{32} \times \frac{P_2}{P_1}$
	TOTAL			G_3	$G_{31} + G_{32}$			H_3	$H_{31} + H_{32} + 0.5 G_3$
SIMULTANEA EN BARRAS		P_5	0.0003	G_5	$P_5 \times b \times \frac{P_1}{P_T}$	t_5	120	H_5	$G_5 \times t_5$
TOTAL				K_T	$G_1 + G_3 + G_5$			H_T	$H_1 + H_3 + H_5$

b = NUMERO DE BARRAS

M = NUMERO DE POSICIONES DE INTERRUPCION

P_1 = POTENCIA ASOCIADA A LA BARRA

P_2 = POTENCIA ASOCIADA A LA POSICION DE INTERRUPCION

P_T = POTENCIA TOTAL DE LA SUBESTACION

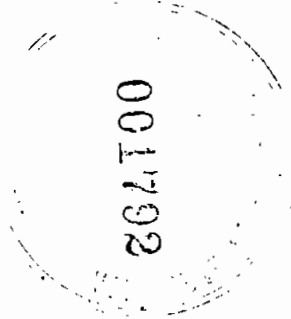


TABLA N° 3

TIPOS DE AVERIAS EN ESQUEMAS CON VARIAS BARRAS

TIPO DE AVERIA	PROB. OCURRENCIA AVERIA		NUMERO ANUAL AVERIAS		DURACION Q AVERIA		TIEMPO TOTAL INTERRUPCION	
	DENOMINAC.	VALOR (AVERIA/AÑO)	DENOM.	VALOR	DENOM.	VALOR (HORAS)	DENOM.	VALOR (HORAS)
EN BARRA PRINCIPAL	p 1	0.02	G 1	$p1 \times bp \times \frac{P1}{PT}$	t 1	VALORES TABLA #1.	H 1	$G1 \times t1$
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	* p 2	0.02	G 2	$p2 \times bt \times m \times M \times \frac{P1}{PT}$	t 2	48	H 2	$G2 \times t2$
	** p' 2	0.0004	G' 2	$p'2 \times bt \times m' \times M \times \frac{P1}{PT}$	t' 2	120	H' 2	$G'2 \times t'2$
	TOTAL		G 2 T	$G2 + G'2$			H 2 T	$H2 + H'2$
EN UNA POSICION DE INTERRUPCION	p 3	0.07	G 3	$p3 \times M \times \frac{P1}{PT}$	t 3	0.5	H 3	$G3 \times t3$
SIMULTANEA EN POSICIONES DE INTERRUPCION	* p 4	0.0004	G 4	$p4 \times N \times \frac{P1}{PT}$	t 4	48	H 4	$G4 \times t4 \times \frac{P2}{P1} + 0.5 G4$
	** p' 4	0.0002	G' 4	$p'4 \times N' \times \frac{P1}{PT}$	t' 4	360	H' 4	$G'4 \times t'4 \times \frac{P2}{P1} + 0.5 G4$
	TOTAL		G 4 T	$G4 + G'4$			H 4 T	$H4 + H'4$
SIMULTANEAS EN BARRAS	p 5	0.0003	G 5	$p5 \times bt \times \frac{P1}{PT}$	t 5	120	H 5	$G5 \times t5$
TOTAL			K T	$G1 + G2T + G3 + G4T + G5$			H T	$H1 + H2T + H3 + H4T + H5$

bt = Nº DE BARRAS DE TRANSFERENCIA

bp = Nº DE BARRAS PRINCIPALES

$$m = \frac{48}{8760} = 0.0055$$

M = # DE POS. DE INTERRUPCION

$$m' = \frac{360}{8760} = 0.041$$

P1 = POT. ASOCIADA A LA BARRA

P2 = POT. ASOCIADA A UNA POSICION

PT = POTENCIA TOTAL S/E

$$N = M(M-1)$$

$$N' = M-1$$

* MANTENIMIENTO POSICION DE INTERRUPCION

** REPARACION POSICION DE INTERRUPCION

CAPITULO II

PROTECCION DE BARRAS

1. CONSIDERACIONES GENERALES

El crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica ha traído como consecuencia el incremento de las corrientes de cortocircuito, las mismas que requieren cada vez más pequeños tiempos de operación de disyuntores para la desconexión del elemento de fallado. Esto se aplica particularmente a los puntos de un sistema de potencia, en donde aparecen las más grandes concentraciones de carga como son las barras de una subestación.

Afortunadamente, las estadísticas prueban que las fallas en barras son muy raras, sin embargo, se las debe tomar muy en cuenta y por tanto requieren el diseño de un adecuado sistema de protección que las detecte.

2. ELEMENTOS EMPLEADOS EN LA PROTECCION DE BARRAS

Básicamente son las siguientes:

- Transformadores de protección.
- Relés.
- Elementos de apertura.
- Circuitos de control.

A continuación se detallan brevemente las características principales y clases empleadas.

2.1 TRANSFORMADORES DE PROTECCION

Son los transformadores diseñados para reproducir en su circuito secundario la corriente o voltaje de su circuito primario dentro de una proporción conocida, definida y apropiada para su utilización en dispositivos de protección, conservando sustancialmente la relación de fase entre las magnitudes primarias y secundarias.

Dentro de este grupo se incluyen los divisores capacitivos de potencial que operan transformando voltajes.

Los transformadores de protección son empleados por varias razones, siendo las más importantes las siguientes:

- Aislar del circuito de alta tensión el equipo de control y por lo tanto el personal que lo opera.
- Obtener de sus secundarios voltajes y corrientes dentro de rangos normalizados, lo que permite emplear niveles razonables de aislamiento y uniformidad de los relés y demás equipos auxiliares.

Para estos transformadores de protección es necesario tomar muy en cuenta las características del circuito conecta

do a sus bornes de salida, circuito cuya capacidad se la conoce con el nombre generalizado de "burden" y que determina la potencia activa y reactiva en los terminales secundarios. Se expresa ya sea en términos de impedancia de la carga con sus componentes de reactancia y resistencia o bien como los volt-amperios y factor de potencia al valor especificado de corriente o voltaje y frecuencia.

2.1.1 Transformadores de Corriente

Transformadores cuyo circuito primario se conecta en serie con el circuito de potencia cuya corriente debe ser medida o controlada.

Para protección de barras, es de uso generalizado el transformador de corriente tipo "bushing" por tener sus bobinados distribuidos, lo que permite que la resistencia de su secundario se mantenga baja, en caso de saturación, característica deseable para el objetivo indicado, como se verá posteriormente.

Entre las características particulares de los transformadores de corriente se tienen:

a. Cargas Secundarias Normalizadas

Determinadas por las normas ANSI (Ref: N1) y que se presentan en la tabla N^o 4.

TABLA N° 4

BURDEN STANDARD PARA TRANSFORMADORES DE
CORRIENTE

DESIGNACION DEL BURDEN STANDARD	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS PARA 60 Hz Y 5A DE I SEC.		
	RESIST. Ω	INDUCTANCIA mH	IMPEDANC. Ω	VOLT-AMPER.	FACTOR DE POTENCIA
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.235	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

b. Precisión

Que es la medida de la habilidad de los transformadores de corriente para reproducir en su secundario, en magnitudes más pequeñas, dentro de rangos normalizados, la corriente primaria, sin grandes errores.

Para uso en protecciones se señala esta característica por medio de dos símbolos, así:

1. ©, que significa que la relación de corriente del

transformador puede ser calculada mediante métodos corrientes; o, T que significa que esta relación debe ser obtenida mediante prueba.

En el grupo de transformadores de corriente tipo C están todos los que tienen sus bobinados uniformemente distribuidos y aquellos en los cuales el flujo magnético producido en su núcleo causa un efecto despreciable en la relación de corrientes de primario a secundario dentro de los límites normales.

La clasificación T agrupa a todos aquellos transformadores de corriente en los cuales el flujo magnético presente en el núcleo tiene un efecto bastante apreciable en la relación de corrientes indicada.

2. El valor de voltaje terminal secundario que el transformador provee a un burden normalizado a 20 veces la corriente normal secundaria sin exceder al 10 % de error. Además el error debe limitarse a este 10 % a cualquier corriente de una a 20 veces la relación normal de corriente, a cualquier burden menor del normalizado.

c. Polaridad

Que sirve para mostrar las direcciones del flujo de co.

riente en relación a otra corriente o a un voltaje, con el objeto de poder realizar las conexiones apropiadas de varios transformadores que, como en el caso de esquemas diferenciales, hacen uso de la suma o diferen-
cia de corriente para producir resultados deseables como el tórque necesario en un relé.

Las polaridades relativas de los terminales primarios y secundarios son identificadas por ciertas marcas o por el uso de los símbolos H1 y H2 para los termina-
les primarios y X1 y X2 para los secundarios se ha convenido en que cuando la corriente primaria entra por H1, la corriente secundaria sale por X1, igual cosa con H2 y X2. Las marcas de polaridad se muestran en la
Figura 8.

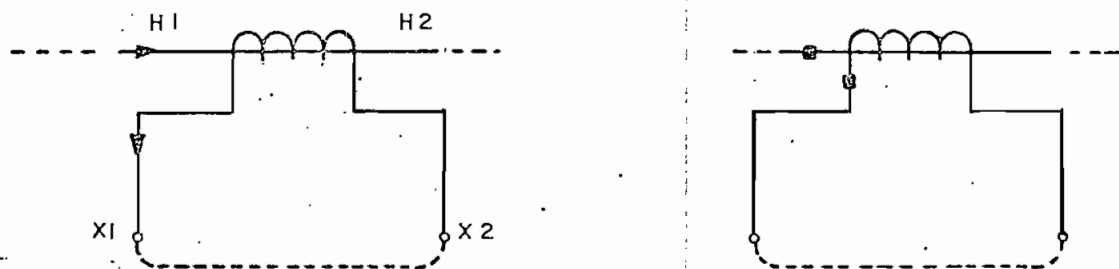


Fig. 8

MARCAS DE POLARIDAD EN T.C.

2.1.2 Transformadores de Potencial

Son dispositivos diseñados para que su enrollado primario sea conectado en paralelo con un circuito de potencia cuyo voltaje debe ser medido o controlado.

Algunas características de estos transformadores se indican a continuación:

a. Cargas Secundarias Normalizadas

Según las normas ANSI (Ref: N1) son las que se indican en la Tabla N° 5

TABLA N° 5

CARGAS SECUNDARIAS NORMALIZADAS

Burden Standard	Volt-amperios	Factor de Potencia
W	12.5	0.1
X	25	0.7
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

b. Precisión

Las normas ANSI clasifican a los transformadores de potencial en tres clases designadas con las cifras 0.3, 0.6 y 1.2, las cuales indican el porcentaje de error máximo que puede tener la razón del transformador al conectarse un burden normalizado para cualquier voltaje comprendido entre el 90 % y el 110 % del voltaje nominal.

Conviene indicar en este caso que los errores de relación de transformación y ángulo de fase se consideran pequeños y pueden ser despreciados para propósitos de protección, si los volt-amperios consumidos por el burden no exceden el límite de temperatura especificado del transformador.

c. Polaridad

Los terminales de los transformadores de potencial están marcados para indicar las polaridades relativas de los bobinados primario y secundario. Usualmente los correspondientes terminales de alta y baja tensión están marcados "H1" y "X1" respectivamente. La relación entre los voltajes de alta y baja tensión es tal que X1 tiene la misma polaridad instantánea de H1, como se muestra en la Figura N^o 9.

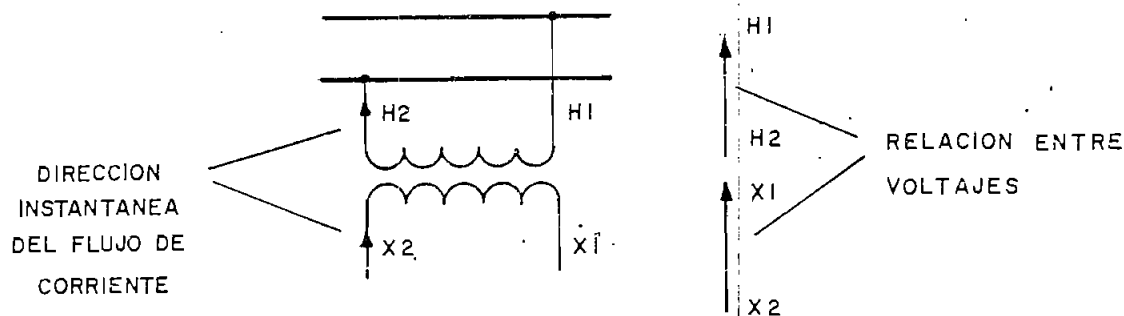


Fig. 9

SIGNIFICADO DE LAS MARCAS DE POLARIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

2.1.3 Dispositivos capacitivos de potencial

Elementos que miden el voltaje de un sistema de alta tensión mediante un divisor capacitivo de tensión que se conecta entre una fase y el neutro.

Estos dispositivos pueden ser de dos clases, diferenciados por los elementos de ajuste. Los dispositivos clase "A" son llamados "En Fase" ó "Resonantes" y son los que se emplean para propósito de protecciones; el otro tipo, clase "C" o "Fuera de Fase" ó "No Resonantes" no se emplean para este propósito.

Los divisores capacitivos de potencial se presentan bajo dos formas de construcción:

- Con condensador de acoplamiento (Fig. 10.a)

- Tipo "bushing" (Fig. 10.b).

El principio de funcionamiento en ambos casos es idéntico.

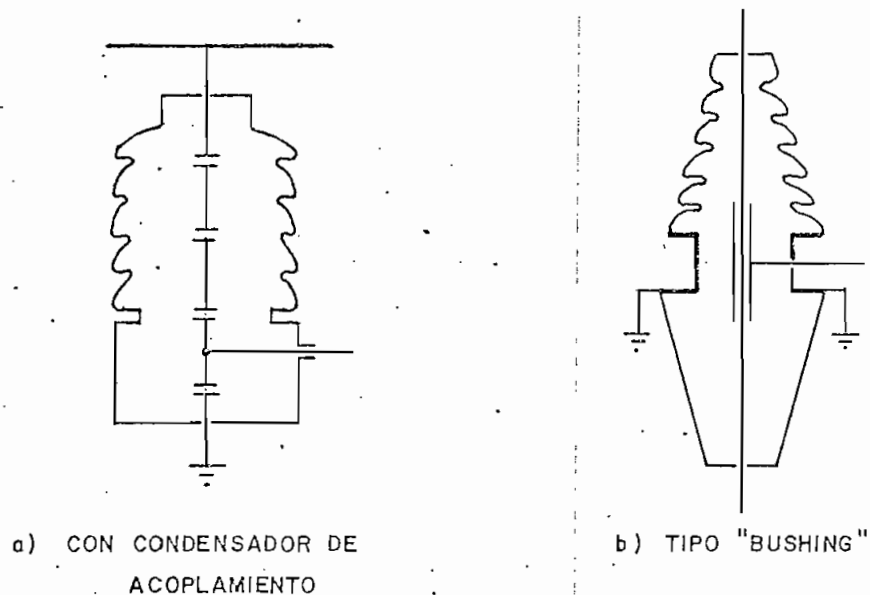


Fig. 10

CLASES DE DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

Los dispositivos clase A, tienen dos bobinados secundarios, ambos al voltaje nominal de 115 V. y también un tap a 66.4 voltios. La Figura 11. muestra un diagrama esquemático de este elemento y su circuito equivalente aparece en la Figura 12. La reactancia equivalente X_L es ajustable para poner en fase el voltaje V_R con el voltaje fase tierra del sistema V_S . El burden se muestra como una resistencia porque es práctica común corregir su factor de potencia aproximadamente hasta la unidad por el uso de una carga ca

pacitiva-resistiva auxiliar. Cuando el dispositivo esta correctamente ajustado se tiene que:

$$X_L = \frac{X_{c1} X_{c2}}{X_{c1} + X_{c2}} \quad (F-7)$$

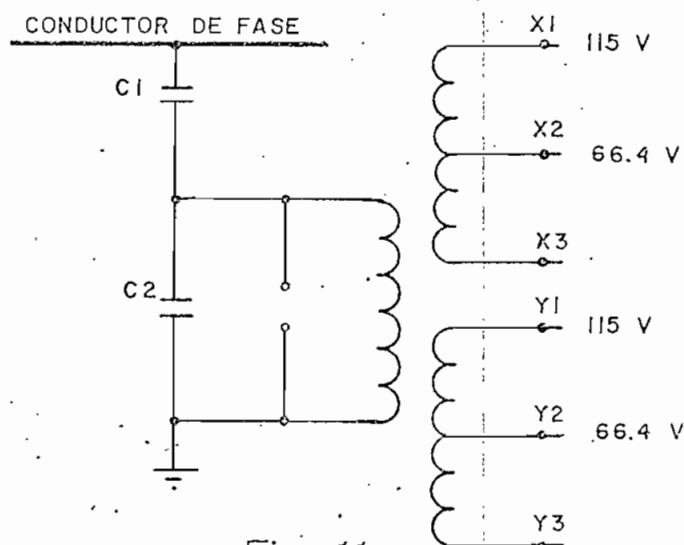
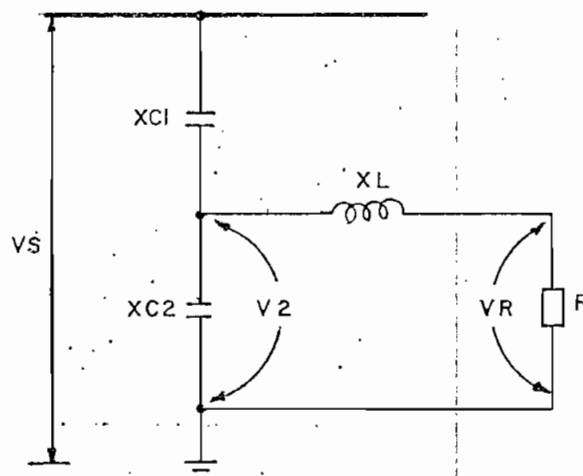


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN D.C.P. "CLASE A"



CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN D.C.P. "CLASE A"

a. Cargas Secundarias Normalizadas

El burden normalizado de un bobinado secundario de un dispositivo capacitivo de potencial se especifica en watts al voltaje nominal secundario, cuando se aplica el voltaje nominal fase a tierra. El burden nominal del dispositivo es la suma de los watts nominales de ambos bobinados secundarios.

Los burden nominales de los dispositivos de potencial tipo "bushing" se indican en la Tabla N^o 6 (Ref: L4)

TABLA N^o 6
CARGAS SECUNDARIAS NORMALIZADAS PARA
DISPOSITIVOS CAPACITIVOS DE POTENCIAL
TIPO "BUSHING"

Voltaje Nominal (Kv.)		Burden Nominal (watts)
Fase-fase	Fase-tierra	
115	66.4	25
138	79.7	35
161	93.0	45
230	133	80
287	166	100

El burden nominal de un dispositivo de potencial con condensador de acoplamiento es 150 watts para cualquier voltaje nominal incluyendo los de la Tabla N^o 6.

b. Exactitud

Para los divisores capacitivos de potencial "Clase A" se especifican los siguientes valores de máxima desviación normalizada en relación de voltajes y ángulos de fase para burden nominal y para varios valores de voltaje primario con el dispositivo ajustado para la exactitud especificada al voltaje primario nominal.

TABLA N^o 7
ERRORES DE RELACION Y ANGULO DE FASE
CONTRA EL PORCENTAJE DE VOLTAJE

Porcentaje del voltaje nominal primario	Máxima Desviación	
	Relación (%)	Angulo de fase (grados)
100	± 1.0	± 1.0
25	± 3.0	± 3.0
5	± 5.0	± 5.0

La Tabla N^o 8 indica los valores de máxima desviación normal en relación de voltaje y ángulo de fase para voltaje nominal y para varios valores de burden con el dispositivo ajustado para la precisión especificada al burden nominal.

TABLA N° 8
 MÁXIMA DESVIACION NORMAL PARA DIFERENTES
 VALORES DE BURDEN

Porcentaje del burden nominal	Máxima Desviación:	
	Relación (%)	Angulo de fase (°)
100	± 1	± 1
50	± 6	± 4
0	± 12	± 8

2.2. RELES

Son los dispositivos que reciben la información de los transformadores de protección y pueden discriminar entre las condiciones normales y anormales de un sistema eléctrico.

La ocurrencia de anomalías en un sistema puede ser detectada por varios métodos de los cuales el aumento de corriente sobre su valor normal, es el más sencillo y de mayor aplicación en el diseño de esquemas de protección. Para la protección de barras se hace uso de comparación de corrientes en esquemas denominados diferenciales que em plean relés del mismo nombre (87) y en cierto tipo de esquema de barras, como el de doble barra con un solo disyuntor y "by pass", se incluyen también relés direccionales que operan permitiendo la apertura de disyuntores solo para una

cierta dirección del flujo de corriente y otros relés que de terminan si es un cortocircuito el que origina que fluya la corriente y si el cortocircuito está lo suficientemente cerca para que haya disparo del disyuntor correspondiente.

A continuación se indican las características principales de los relés mencionados y su comportamiento frente a las fa llas que pueden causar su operación. El funcionamiento del relé diferencial empleado en protección de barras se indica rá posteriormente.

2.2.1 Relé Direccional

Es un dispositivo que recibe la señal de dos magnitudes ac tuantes, producidas en diferentes fuentes. Este relé puede reconocer ciertas diferencias en ángulo de fase entre estas magnitudes. Una de las magnitudes actuantes que recibe este relé se denomina magnitud polarizante y se caracteri za por permanecer constante en cualquier estado del sistema eléctrico. Esta es la referencia con la que se compara el ángulo de fase de la otra magnitud.

En general se puede decir que los relés direccionales cum plen con la función de detectar el sentido de flujo de una potencia eléctrica. El problema principal que presenta la potencia en su aplicación como magnitud de medida para un cortocircuito es que la tensión en el lugar de la falla es nula y en consecuencia la potencia no puede medirse, razón

por la cual hay necesidad de conseguir para este relé un factor de potencia igual a la unidad eligiendo voltajes y corrientes tales que con su desfase en condiciones normales compensen el ángulo de atraso que con respecto al voltaje tienen las corrientes de cortocircuito.

Para obtener una correcta discriminación direccional para cortocircuitos desbalanceados (falta fase-fase, fase-tierra o dos fases a tierra) se pueden emplear varias combinaciones de corrientes y voltajes. En la Figura N° 13 se indican las combinaciones más empleadas para relés de fase.

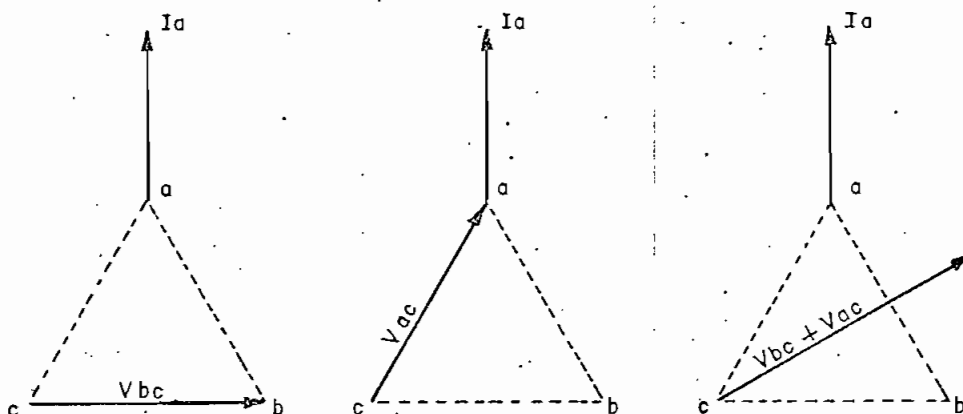


Fig. 13

CORRIENTES Y VOLTAJES PARA RELES DIRECCIONALES DE FASE

Las condiciones mostradas son para uno de tres relés monofásicos o para uno de tres elementos de un relé polifásico. Los otros dos relés o elementos usarán las otras dos combinaciones voltaje-corriente correspondientes.

En la Figura N^o 14 se presenta una conexión de las bobinas de corriente de relés direccionales que detecta fallas entre fases y fallas a tierra, con la corriente de falla fluendo en una sola dirección.

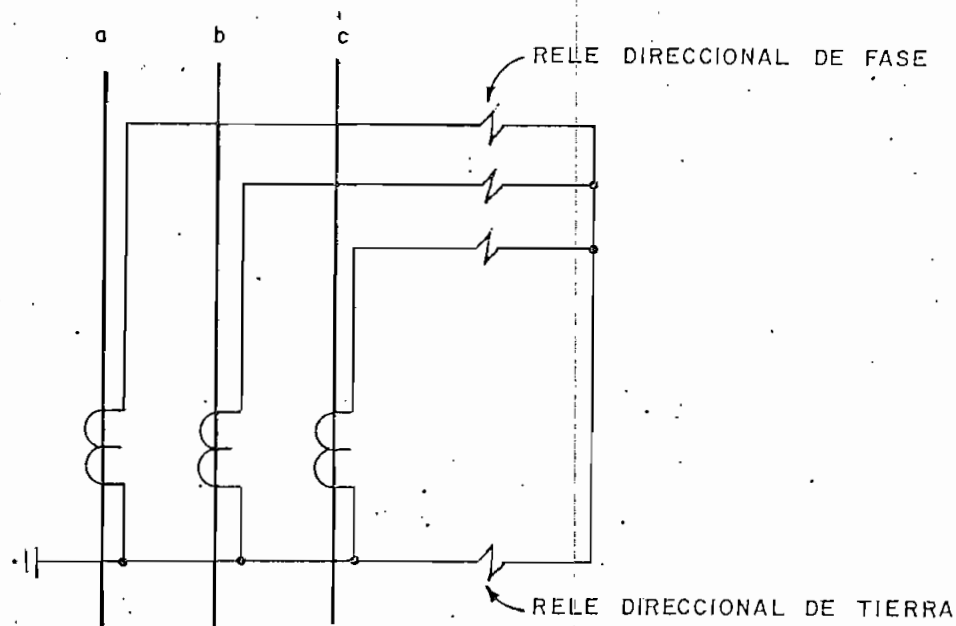


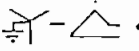
Fig. 14

CONEXION DE ELEMENTOS DE CORRIENTE PARA RELES DIRECCIONALES DE FASE Y TIERRA

Las magnitudes de polarización para relés direccionales de fase y de tierra, son diferentes. Para relés de fase se emplea el voltaje del sistema como se ha indicado anteriormente.

Para relés de tierra pueden emplearse algunas magnitudes tales como:

- Voltaje residual.
- Corriente residual.

El primer método de polarización se obtiene conectando el relé a los bornes de la delta abierta de un transformador de potencial conectado en . La razón de esta conexión está en que los relés direccionales de tierra operan con corrientes y voltajes de secuencia cero y por la teoría de las componentes simétricas, de un transformador conectado en la forma indicada, se obtiene un valor de voltaje de secuencia cero.

La polarización por corriente residual se la obtiene desde el transformador de potencia de la subestación siempre que la conexión sea conveniente, mediante un transformador de corriente en la conexión a tierra del transformador de potencia.

2.2.2 Relé Direccional de Sobre corriente

Que es una combinación de unidades direccional y de sobre corriente, en un solo relé; operando la última en el caso de detectar una corriente superior a la normal. Estos relés pueden tener dos tipos de relación de las unidades descritas:

- Supervisión direccional.
- Control direccional.

En el caso de supervisión direccional, se conectan los contactos de los elementos de sobrecorriente y direccional en serie con el circuito de apertura del disyuntor, de manera que mientras no se cierren los dos contactos no se completa dicho circuito.

El control direccional se obtiene combinando los elementos direccional y de sobrecorriente de tal manera que mientras no opere el direccional no pueda operar el de sobrecorriente.

2.2.3 Relés Auxiliares

Relés convencionales que se ponen en operación cuando han cerrado los contactos detectores de fallas y sirven para disparar o bloquear la operación de disyuntores.

2.3 ELEMENTOS DE APERTURA

Son aparatos diseñados para separar en secciones a un sistema eléctrico. Se distinguen dos clases:

2.3.1 Seccionadores

Que operan abriendo o cerrando un circuito eléctrico. No interrumpen corriente de carga ni corrientes de cortocircuito. Interrumpen solamente I de magnetización. Estos dispositivos tienen acoplado a su mecanismo de cierre o apertura, juegos de contactos auxiliares que funcionan siguiendo

la posición de estos. Los contactos auxiliares se emplean en los circuitos de control.

2.3.2 Disyuntores

Elementos que operan comandados por los relés o manualmente por los operadores y que sirven para abrir o cerrar un circuito eléctrico con corriente; son capaces de conectar o desconectar la corriente normal así como las corrientes de fallas.

Cuando los disyuntores operan para cortar corrientes, abren sus contactos en un tiempo que varía entre 0.033 segundos a 0.2 segundos y para la calibración se debe incluir un tiempo extra que se demoran en extinguir el arco.

Acoplado al mecanismo de apertura o cierre del disyuntor se tiene un juego de contactos auxiliares: los contactos "a" que operan siguiendo la posición del mismo y los contactos "b" que siguen la posición contraria a la del disyuntor. Existen también juegos de contactos que operan algo adelantados a la posición que ocupa el disyuntor al accionar, son los contactos "aa" y "bb".

Estos contactos auxiliares cumplen diversas funciones como son: desconectar las corrientes de cierre o apertura al completar el disyuntor su operación; comandar las señalizaciones visuales o auditivas de operación del disyuntor o comandar reconexiones del mismo.

2.4 CIRCUITOS DE CONTROL

Son los elementos y dispositivos que interconectan transformadores de protección, elementos de apertura y relés: alambrados, switches, relés auxiliares, lámparas indicadoras, etc.

Como una aplicación de circuitos de control se indica en la Figura 15., un circuito típico de disparo y cierre de un disyuntor; anotándose que para los diferentes dispositivos y relés se ha adoptado una nomenclatura basada en la que aparece en la Ref: L1, la misma que se indica en el anexo A.

3. ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION PARA LAS CONFIGURACIONES USUALES DE BARRAS

3.1 REQUERIMIENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION DE BARRAS

Entre las características convenientes que un sistema de protección de barras debe tener se indican las siguientes:

- Desconexión rápida.
- Confiabilidad.
- Selectividad.
- Flexibilidad en operación.
- Facilidades de modificación y extensiones.
- Facilidades para pruebas.

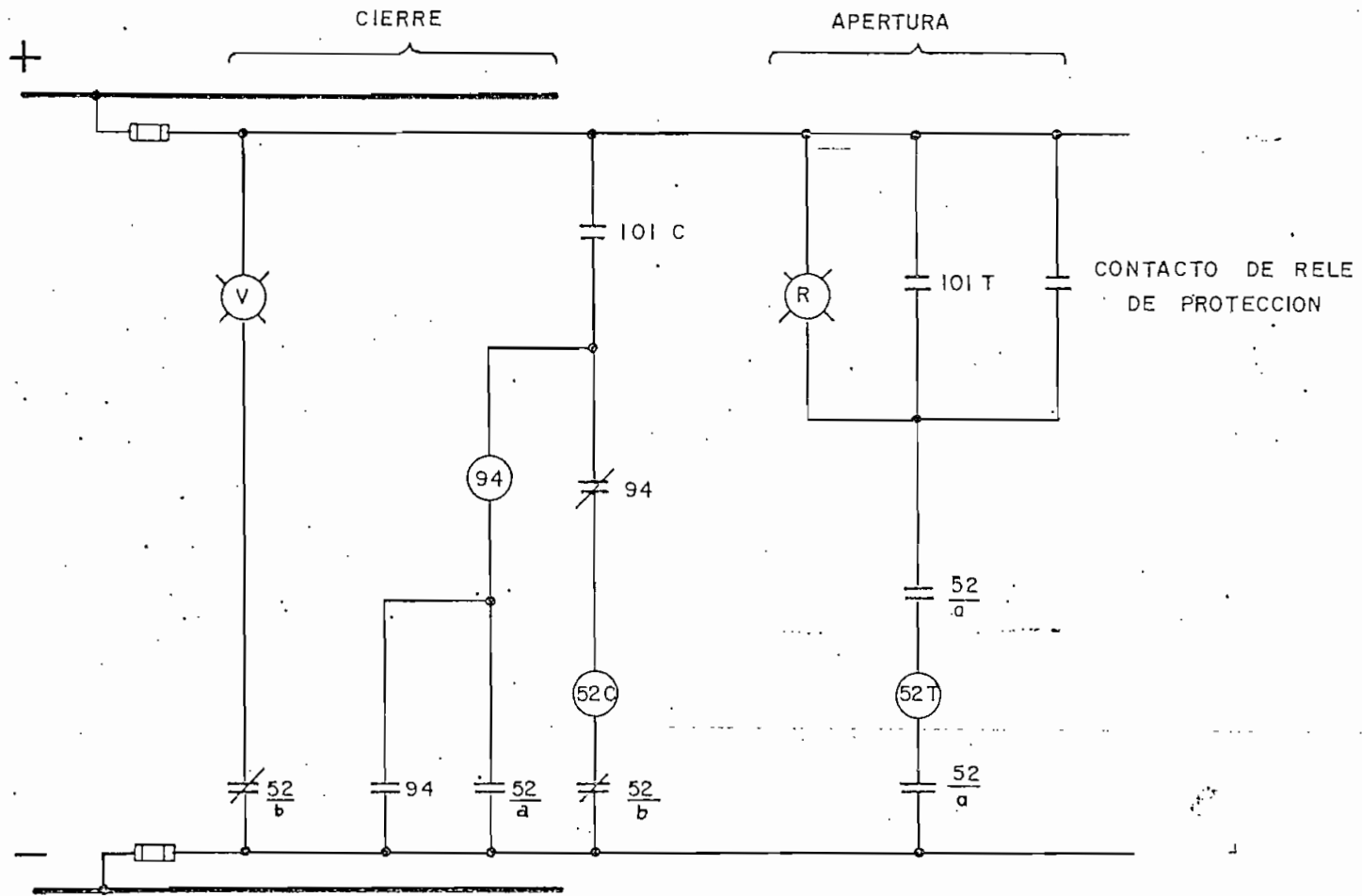


Fig. 15

CIRCUITO TIPICO DE CIERRE Y APERTURA DE DISYUNTORES

a. Desconexión Rápida

La mayoría de fallas en barras están acompañadas de arcos que pueden causar daños considerables a una instalación, por lo que se estipula que para minimizar este daño y la consecuente suspensión de servicio, el sistema de protección debe ser capaz de ordenar apertura de disyuntores en el menor tiempo posible (máximo un ciclo); en esta forma con el tiempo de operación de un disyuntor (dos, tres ciclos), se tendría un tiempo de flujo de la corriente de falla menor que 100 milisegundos, límite que se considera que una vez sobrepasado requiere el reemplazo de una considerable cantidad de equipamiento por daños ocasionados por la falla en el caso de subestaciones de sistemas interconectados.

b. Confiabilidad

Cualidad que permite garantizar la operación de los relés y en definitiva del o de los disyuntores que comanda el esquema de protecciones, en caso de ocurrir la falla para la cual ha sido diseñado. Es deseable tener la certeza de un funcionamiento correcto, sin desconexiones erróneas de secciones de barra que pueden producir la interrupción de servicio a grandes áreas y la consiguiente pérdida económica por energía no servida.

c. Selectividad

Las protecciones de barra deben responder solo en el caso de falla dentro de la zona que ellas protegen, desconectando solo aquellas barras o secciones que son afectadas directamente por la averfa. La regla general que debe seguirse es la de evitar de la mejor manera desconexiones innecesarias.

d. Flexibilidad en Operación

Bajo ninguna circunstancia, el sistema de protección debe representar un obstáculo para la operación de la subestación. En funcionamiento normal, mantenimiento o reparación de elementos del esquema de barras debe emplearse por lo general, algunas secciones en reemplazo de otras, lo cual debe efectuarse sin tener que prestar ninguna atención al sistema de protecciones puesto que éste debe diseñarse de tal manera que su transferencia sea realizada sin intervención de operadores. La protección de barras debe entonces seguir automáticamente la operación o maniobra y proveer constantemente una imagen verdadera del estado momentáneo del sistema de barras.

e. Facilidades de Modificación y Extensiones

Las configuraciones de barras generalmente son modifica

cadav y extendidas varias veces en el curso de los años, por esto, el diseño del sistema de protecciones debe ser flexible de tal manera que se adapte a cualquier situación nueva que pueda presentarse.

f. Facilidades para Pruebas

Puesto que la operación de las protecciones de barras es relativamente rara, es deseable que su diseño provea facilidades para probarlo con el fin de asegurar al máximo posible su correcta operación.

En consideración a los requerimientos indicados, se han diseñado varios métodos de protección de barras que cumplen en mayor o menor grado los objetivos anotados, siendo los principios de funcionamiento los que se indican a continuación:

3.2 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE PROTECCION DE BARRAS

Al ocurrir una avería, el sistema de protección de barras debe funcionar efectuando las operaciones siguientes:

- a. Decidir si la falla o avería está localizada dentro o fuera del sistema de barras.
- b. Seleccionar la barra afectada por la falla.

- c. Interrumpir los alimentadores conectados a la barra a verificada.

Todas estas decisiones deben ser tomadas simultáneamente, si el esquema de barras lo permite.

El método de protección más empleado y que mejores características presenta dentro del marco establecido por las normas de funcionamiento ya indicadas es el de la protección diferencial que a continuación se indica.

3.3 PROTECCION DIFERENCIAL

Se basa en la comparación de las corrientes que entran y salen de un grupo o sistema eléctrico. El principio de funcionamiento se indica en la Figura 16.

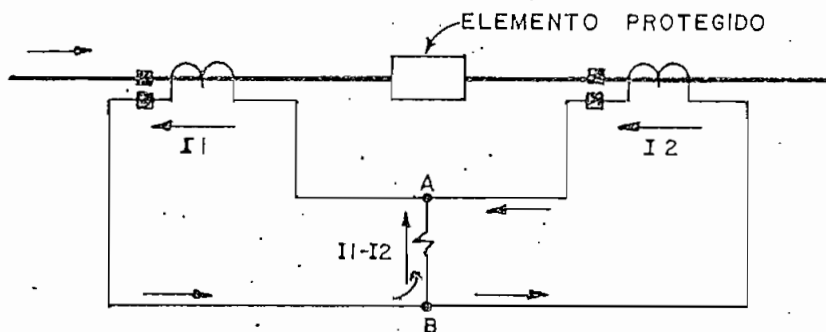


Fig. 16

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCION
DIFERENCIAL

Si I_1 e I_2 son iguales, por la rama AB no circulará corriente. Si son diferentes, por AB circulará su diferencia que podrá energizar la bobina de operación de cualquier relé, ordenando el accionamiento de disyuntores que separen al elemento falloso del sistema.

El empleo de los transformadores de corriente en los esquemas diferenciales de protección es una de las aplicaciones más críticas; por el gran número de circuitos involucrados y los diferentes niveles de energización encontrados en los varios circuitos.

En estos esquemas, el comportamiento del relé empleado es función de la exactitud de reproducción no solamente de la corriente de carga sino también de toda corriente de falla.

Cabe indicar que la saturación de los transformadores de corriente en presencia de corriente continua, es una condición muy severa puesto que puede ocurrir que una pequeña magnitud de corriente (de una falla asimétrica) sature el núcleo del transformador reduciendo apreciablemente la precisión en la transformación del valor de corriente al secundario, lo que determinaría la aparición de corrientes diferenciales grandes que pueden provocar una falsa operación del relé del esquema diferencial.

Este problema puede ser solucionado por varios métodos, así:

- a. Eliminando el hierro en los núcleos de los transformadores de corriente. Se emplea los llamados acopladores lineales.
- b. Uno del relé diferencial de porcentaje variable, diseñado para ser insensible a la saturación a corriente directa.
- c. Uso del relé diferencial de alta impedancia.

Una evaluación del método de protección diferencial más adecuado está fuera del alcance de este trabajo. Para cumplir con los objetivos del mismo, se ha seleccionado el uso del relé diferencial de alta impedancia, porque este permite describir la aplicación de equipo auxiliar convencional:

3.4 CIRCUITO DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

Emplea un relé diferencial de alta impedancia que discrimina entre fallas externas e internas a la zona protegida en base al voltaje que mide.

Para este circuito, es necesario que la resistencia de los secundarios de los transformadores de corriente se mantenga baja para el caso de ocurrencia de una falla, lo cual limita las aplicaciones solamente a los transformadores tipo bushing o de devanado distribuido.

A continuación se describe los casos en los que puede operar un circuito diferencial de alta impedancia. Se supone que se está protegiendo por este método una barra a la que llegan cuatro líneas: dos de alimentación y dos de carga.

a. Operación Normal

Aquí, la diferencia entre las corrientes primarias fluyendo para y de la barra es cero. Teóricamente, no hay una corriente diferencial fluyendo a través del relé, sin embargo, puede aparecer una de un valor pequeño, debido a la transmisión de errores de los transformadores de corriente, lo que permitirá el apareamiento de un potencial sobre el relé, que es bastante bajo respecto del nivel de respuesta de éste.

b. Falla Externa

Para cualquier condición de operación de un sistema de barras, los secundarios de los transformadores de corriente de las diferentes salidas y el relé de alta impedancia resultan conectados en paralelo y en falla externa, pueden darse dos casos: que los transformadores de corriente de la línea fallada resulten saturados o no saturados.

En el caso de que los transformadores no resulten saturados, la diferencia entre las corrientes que salen

y entran a las barras es cero y de igual manera que en operación normal, la corriente diferencial que puede aparecer será mínima. (Fig. 17)

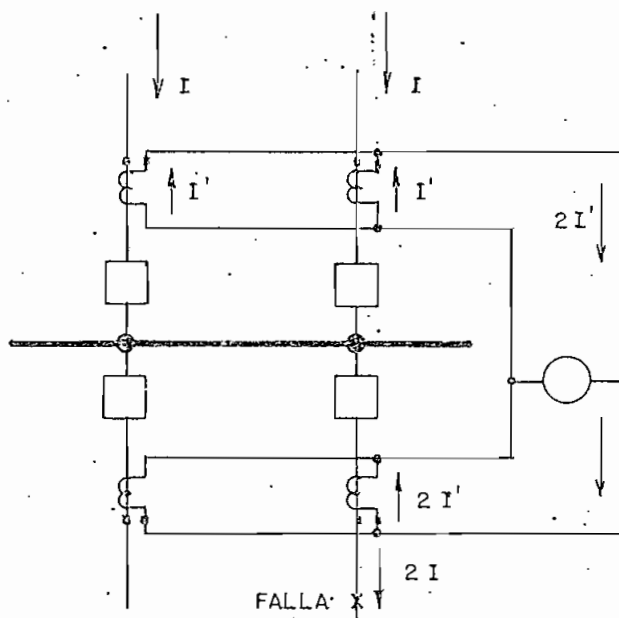


Fig. 17

FALLA EXTERNA

Si los transformadores conectados a la línea fallada resultan totalmente saturados, presentan como impedancia solamente la resistencia del cobre de sus bobinados secundarios, por donde circula la corriente secundaria de los transformadores de los circuitos de alimentación, lo cual produce una caída de potencial que es menor que el nivel de respuesta del relé.

c. Falla Interna

Cuando ocurra un cortocircuito en la barra (Fig. 18), la corriente secundaria de los transformadores de los circuitos de alimentación queda limitada por la impedancia de los transformadores de los circuitos de carga y la del relé de sobrevoltaje. Como estas impedancias son altas, los transformadores de los circuitos de alimentación operan prácticamente como si estuvieran en circuito abierto y el voltaje que aparece en bornes del relé es mucho mayor que para el caso de falla externa. La caída de potencial a la mínima corriente de cortocircuito debe estar sobre el nivel de respuesta y causará la operación del relé.

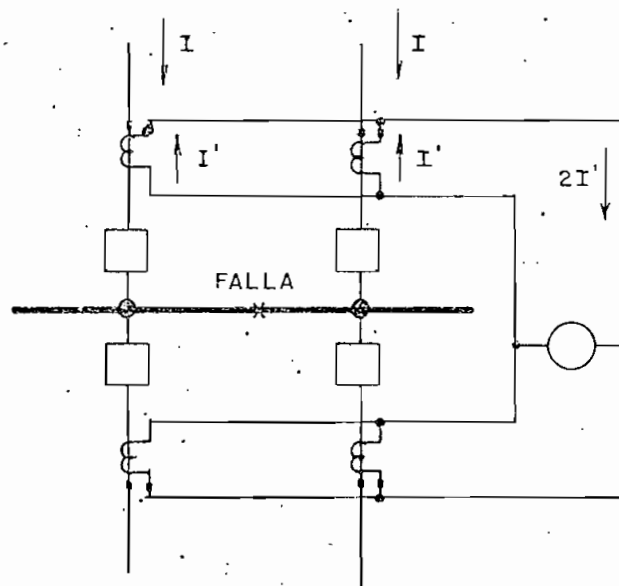


Fig. 18

FALLA INTERNA

Por lo general, el relé de alta impedancia tiene conectado en paralelo un elemento resistivo no lineal con el objeto de protegerlo en caso de corrientes altas de falla.

El funcionamiento de un circuito diferencial de alta impedancia puede utilizarse para varios tipos de esquemas de barras, formando parte de un sistema de protección que debe cumplir en lo posible y de acuerdo al esquema de barras tratado, con los principios de funcionamiento que ya han sido enunciados.

A continuación se desarrolla someramente los sistemas de protección para algunos esquemas de barras, basados en el empleo del relé de alta impedancia, suponiéndose que al esquema en estudio están llegando dos líneas de alimentación y que salen dos líneas de carga.

3.5 ESQUEMA DE PROTECCION PARA BARRA SIMPLE

En este caso, el sistema de protección decide si la falla está dentro o fuera de la barra. Si la avería es interna, operan los disyuntores de todos los alimentadores.

Los transformadores de corriente empleados son los de tipo bushing por la razón indicada anteriormente y su ubicación se muestra en la Figura 19.

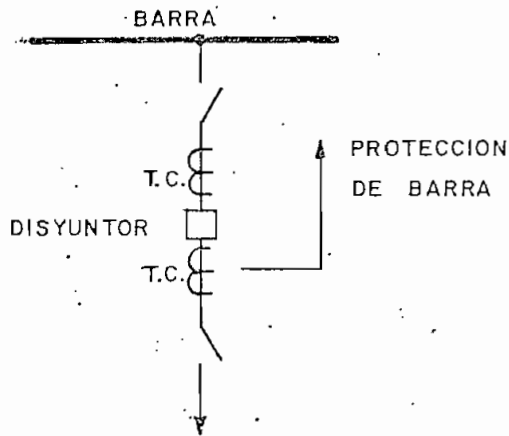


Fig. 19

UBICACION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En este esquema se requiere, a más del relé de alta impedancia, de un relé de bloqueo cuya función es la de comandar el disparo de los disyuntores y cortocircuitar los bornes del relé de alta impedancia.

Las conexiones al circuito de potencia y al circuito de corriente continua se indican en forma esquemática en las Figuras 20 y 21.

Cabe indicar que para el caso de funcionamiento del sistema de protección, por avería interna, se debe prever un circuito de control que bloquee cualquier reconexión que los circuitos de apertura y cierre de disyuntores puedan ser capaces de realizar.

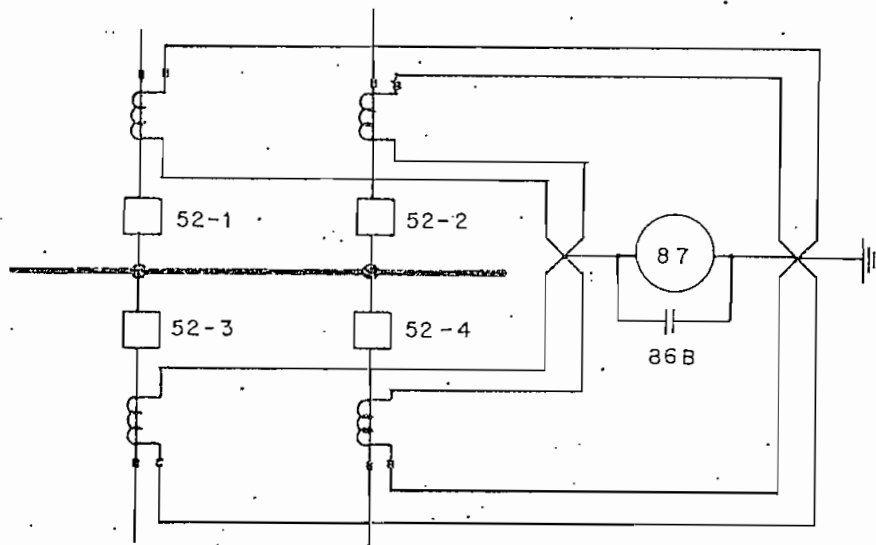


Fig. 20

DIAGRAMA ESQUEMATICO UNIFILAR DE CONEXIONES AL SISTEMA DE POTENCIA, ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

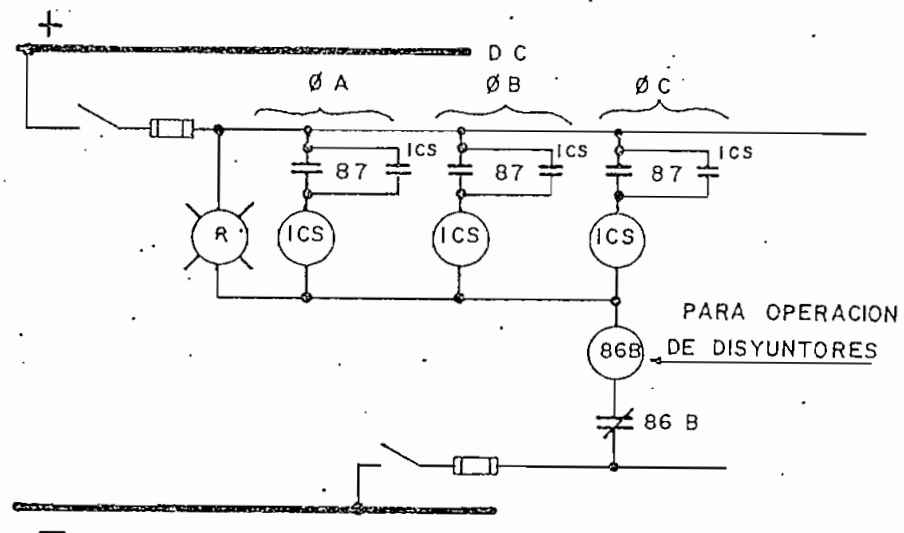


Fig. 21

DIAGRAMA ELEMENTAL DE CORRIENTE CONTINUA PARA PROTECCION DEL ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

3.6 ESQUEMA DE PROTECCION PARA BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

Si una avería ha ocurrido, el sistema de protección operará en dos posibles estados del esquema de barras.

- Estado normal.
- Mantenimiento de una posición de interrupción.

En estado normal de funcionamiento, al igual que en el caso de barra simple, al ocurrir una avería, el sistema de protección decide si esta es externa o interna y en este último caso operan los disyuntores de todos los alimentadores.

Si una posición de interrupción está en mantenimiento, la posición de transferencia la reemplaza, y si ocurre una avería interna el sistema de protección actúa como en el caso del estado normal, operando los disyuntores de todos los alimentadores.

Las conexiones al sistema de potencia se indican en forma esquemática en la Figura 22, anotándose que para este esquema de barras, las conexiones al circuito de corriente continua son similares a las del esquema de barra simple mostradas en la Figura 21.

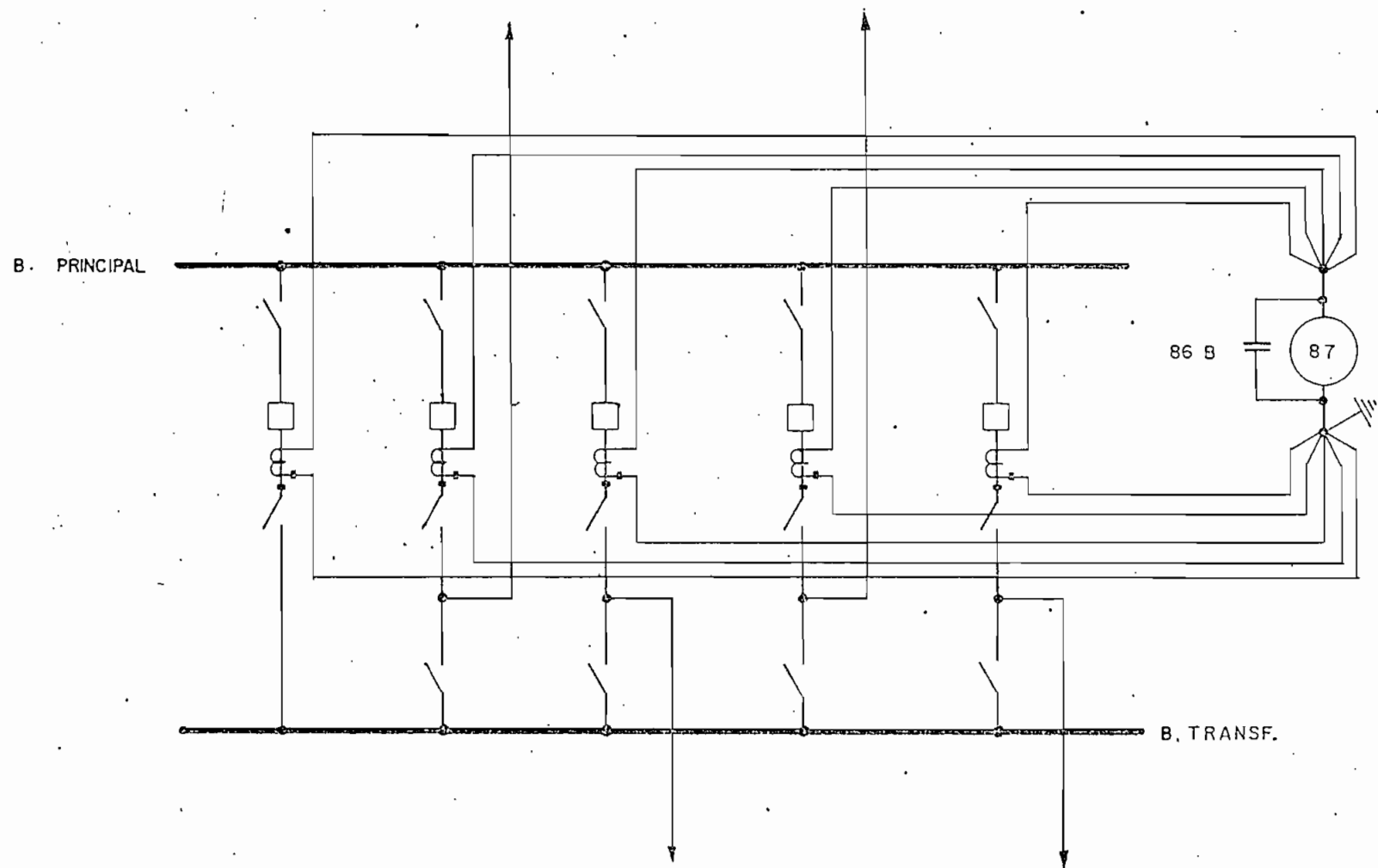


Fig. 22

DIAGRAMA ESQUEMATICO UNIFILAR DE CONEXIONES AL SISTEMA DE POTENCIA DEL ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

También en este caso se debè prever para el circuito de disparo de disyuntores, un circuito que bloquee el recierre de estos al operar el sistema de protección de barras.

3.7 ESQUEMA DE PROTECCION PARA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y "BY PASS"

Este esquema puede encontrarse en tres estados de funcionamiento:

- Estado normal.
- Mantenimiento de una posición de interrupción.
- Mantenimiento de una barra.

El método de protección que para este esquema puede emplearse considera los estados de funcionamiento descritos y cumple en grado aceptable con los principios de funcionamiento indicados en el numeral 3.2, de la siguiente manera:

a. Estado Normal

En este caso, el sistema de protección decide si la falla es interna o externa, mediante el relé diferencial de alta impedancia. Los relés direccionales de fase y de tierra empleados a uno y otro lado del disyuntor de acople (Figura 23) discriminan si la falla es en una u otra barra y ordenan la operación de todos los disyuntores.

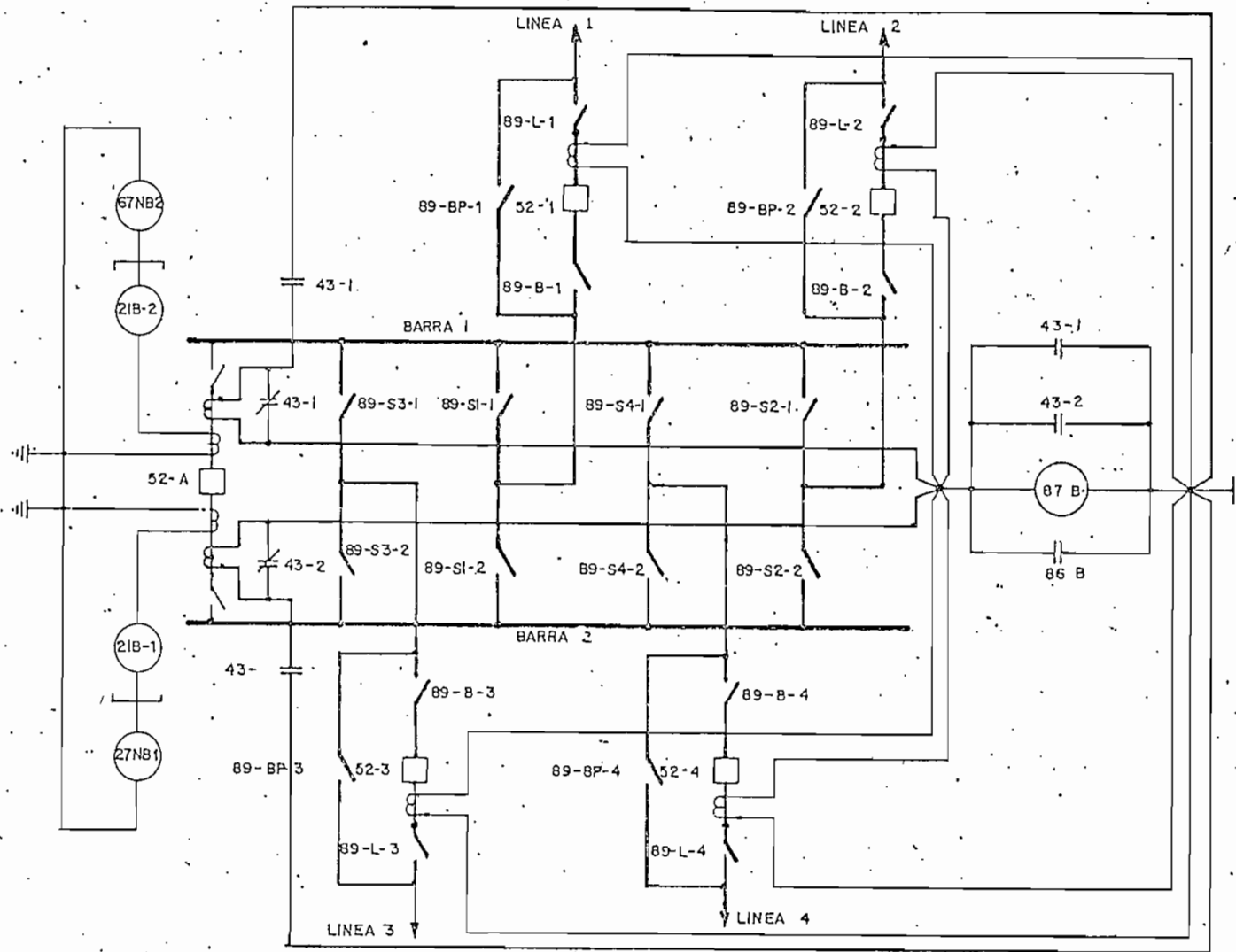


Fig. 23

DIAGRAMA ESQUEMATICO UNIFILAR DE CONEXIONES AL SISTEMA DE PROTECCION DEL ESQUEMA DE DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y BY PASS

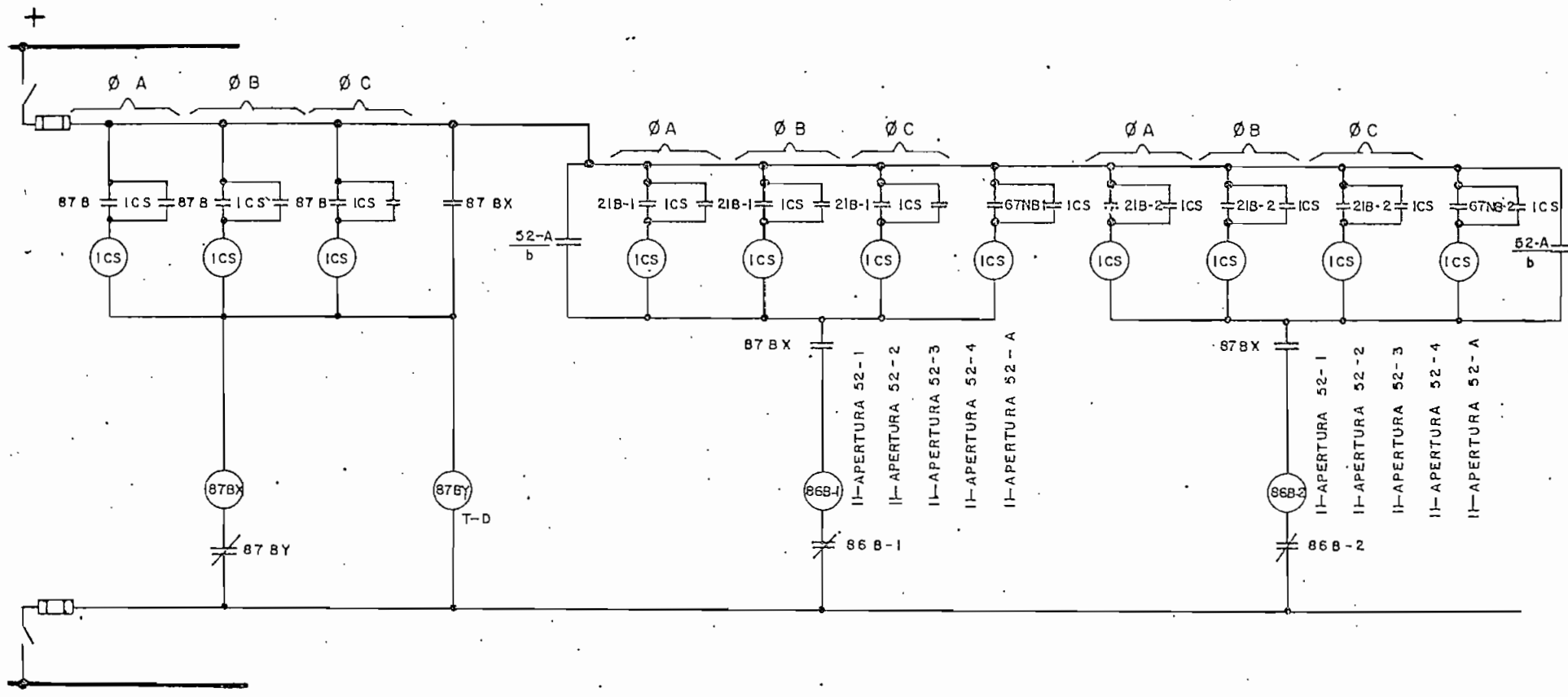
La selección de los disyuntores conectados a la barra fallada se realiza empleando contactos auxiliares de los seccionadores selectores de barra en serie con la bobina de disparo de cada disyuntor (Figuras 24 y 25).

b. Mantenimiento de una Posición de Interrupción

La ubicación de los transformadores de corriente dentro o fuera del "by pass" tiene gran importancia para el caso de efectuar mantenimiento de una posición de interrupción. Si los transformadores se ubican fuera, el esquema de protección no varía y opera en idéntica forma que en el caso de estado normal del esquema de barras.

Si los transformadores de corriente se ubican dentro del "by pass", al efectuar mantenimiento de una posición de interrupción, los respectivos transformadores de corriente saldrían del circuito diferencial de alta impedancia, ocasionando el funcionamiento del relé diferencial por la presencia de una corriente diferencial falsa. En este caso, se presenta como solución, el empleo de llaves manuales (43) y de un adecuado modo de operación del esquema de barras, por la necesidad de reemplazar el disyuntor en mantenimiento por el de acople de barras.

En el caso descrito, es necesario que antes de sacar



CONEXION DE RELES DIFERENCIALES Y AUXILIARES

CONEXION DE RELES DISCRIMINADORES DE BARRA FALLADA Y RELES DE BLOQUEO

Fig. 24

DIAGRAMA ELEMENTAL DE CORRIENTE CONTINUA DEL SISTEMA DE PROTECCION PARA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y "BY PASS"

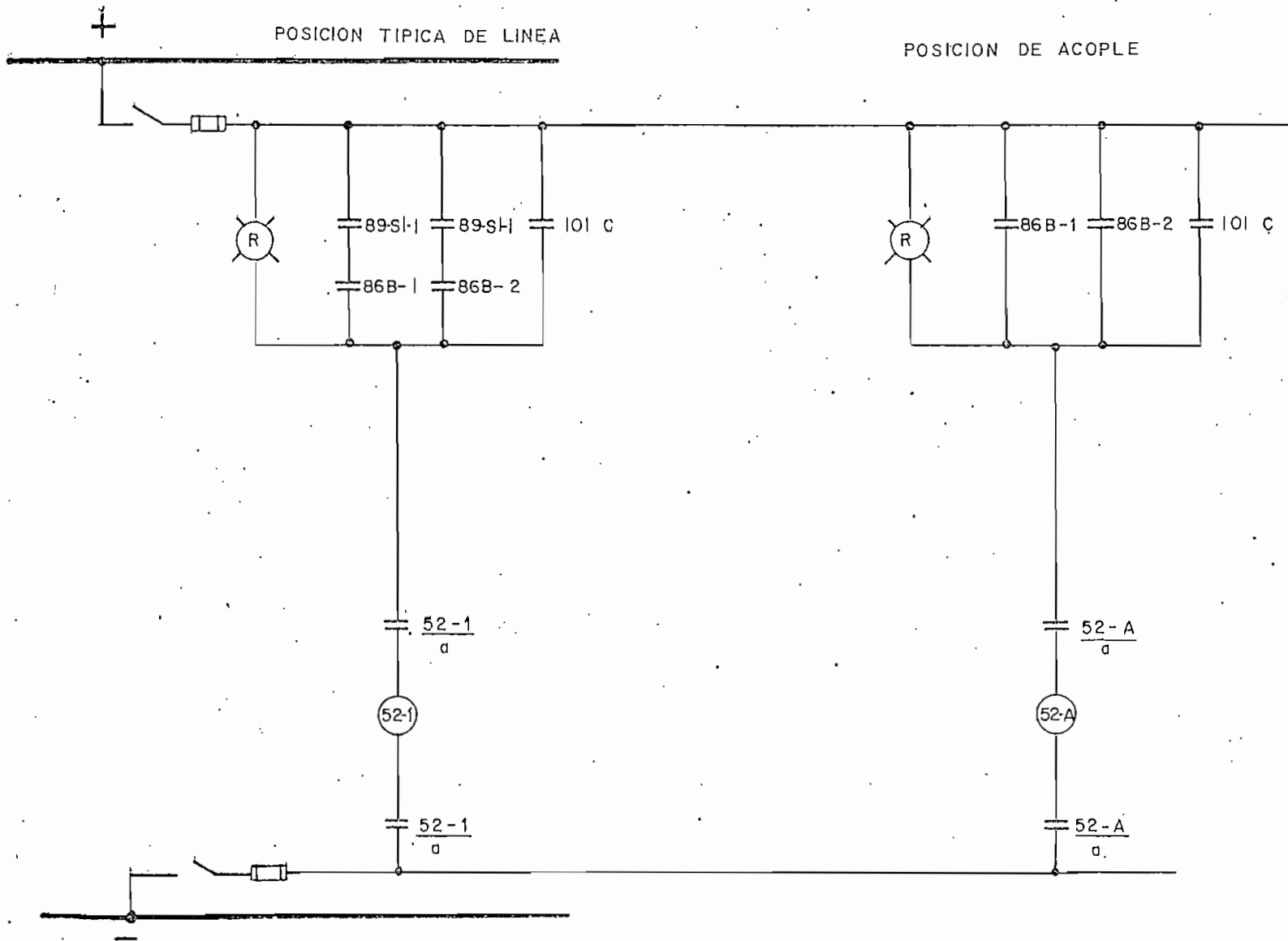


Fig. 25

CONEXION DE BOBINAS PARA OPERACION DE DISYUNTORES

la posición elegida para efectuar mantenimiento, todas las demás posiciones de interrupción sean conectadas a una sola barra, quedando la otra, a funcionar como barra de transferencia con la posición a mantenerse conectada a ella. Con esto se logra reemplazar la posición en mantenimiento, por la posición de interrupción de acoplamiento de barras.

Una vez realizada la operación anterior se debe manipular la llave manual (43) correspondiente, según la barra que se utilice como de transferencia, suspendiéndose en este momento la operación del relé diferencial hasta sacar completamente la posición que va a mantenerse, una vez realizada esta operación se vuelve a introducir la protección incluyendo los transformadores de corriente correspondientes, ubicados a un lado y otro de la posición de acoplamiento, completando la operación de la llave manual (43).

La secuencia de accionamiento para este esquema de barras y su protección en este caso puede resumirse así:

- Conectar todos los alimentadores, a excepción del que va a mantenerse, a una sola barra.
- Operar la llave 43 hasta su posición intermedia.
- Separar la posición de interrupción completa.
- Completar la operación de la llave manual (43).

Los contactos de las llaves 43 se indican en la Figura 26.

CON- TACTO	POSICION					
	NORMAL	DESCON.	INTERMED	TRANSF.		
1	X	X			∅ A } ∅ B } ∅ C }	CORTOCIRCUITO DE T. C. UBICA- DOS EN LA POSICION DE INTE- RRUPCION DE ACOPLAMIENTO
2	X	X				
3	X	X				
4			X	X	∅ A } ∅ B } ∅ C }	INTRODUCCION DE T. C. DE LA POSICION DE ACOPLAMIENTO EN EL CIRCUITO DIFERENCIAL
5			X	X		
6			X	X		
7			X		∅ A } ∅ B } ∅ C }	CORTOCIRCUITO DEL RELE DIFERENCIAL
8			X			
9			X			
10						
11						
12						

X CONTACTO CERRADO

Fig. 26

CONTACTOS DE LA LLAVE MANUAL 43

c. Mantenimiento de una Barra

Para esta situación conviene emplear contactos auxiliares tipo "b" del disyuntor de acople que sacan del circuito de corriente continua los contactos de los relés discriminadores de barra fallada (21B-1, 21B-2, 67NB-1, 67NB-2) y permiten la operación de todos los disyuntores conectados a la barra en funcionamiento, al ser detectada una falla interna por el relé diferencial de alta impedancia. La conexión de los contactos auxiliares del disyuntor se indica en la Figura 24 y la secuencia de accionamiento u operación para este caso es la siguiente:

- Conectar todas las posiciones de interrupción de los alimentadores a la barra que va a quedar en operación.
- Abrir posición de interrupción de acoplamiento.

4. EVALUACION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION

La complejidad de los esquemas de protección aumenta conforme se complican los esquemas de barras. Sin embargo, puede decirse que conociendo un medio de protección para un esquema simple puede, mediante algunos refinamientos, aplicarse a un esquema más complejo.

Del estudio de la aplicación de relés diferenciales de alta

impedancia puede verse que aquella realizada en el esquema de doble barra con un solo disyuntor y "by pass" es la que mayores refinamientos y complicaciones para operación requiere, ganándose sin embargo todas las características convenientes que presenta este esquema de barras.

El costo de un esquema de protección en cuanto a relés y paneles que para ellos se necesita, es insignificante frente al costo de equipamiento de una subestación, razón por la cual, no se debe escatimar ningún componente que mejore el sistema de protección.

Conviene también, tomar en cuenta que se debe tratar de evitar el diseño de una protección muy sofisticada que si bien puede efectivizar su operación, puede complicar el funcionamiento del esquema de barras.

CAPITULO III

APLICACION A LA SUBESTACION MILAGRO

1. CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION

La Subestación Milagro será un importante eslabón en el Sistema Nacional Interconectado y recibirá energía de la Subestación Paute mediante un doble circuito a 230 Kv. Su función será la de reducir la tensión a los niveles de 138 y 69 Kv. para servir a las Provincias de Guayas, Los Ríos y El Oro. Milagro actuará también como subestación seccionadora entre las Subestaciones Paute y Pascuales y su ubicación se indica en la Figura 27.

1.1 PROGRAMA DE INSTALACION DE EQUIPO

Milagro funcionará a su potencia nominal alrededor del año 1990 (180 MVA) y se tiene previsto un programa de instalación de equipo que toma como referencia los años 1982 y 1988 (Ref: E1) así:

1982 - Instalación

- 4 líneas a 230 Kv.
- 2 líneas a 138 Kv.
- 2 líneas a 69 Kv.
- 1 banco de 3 autotransformadores monofásicos más uno

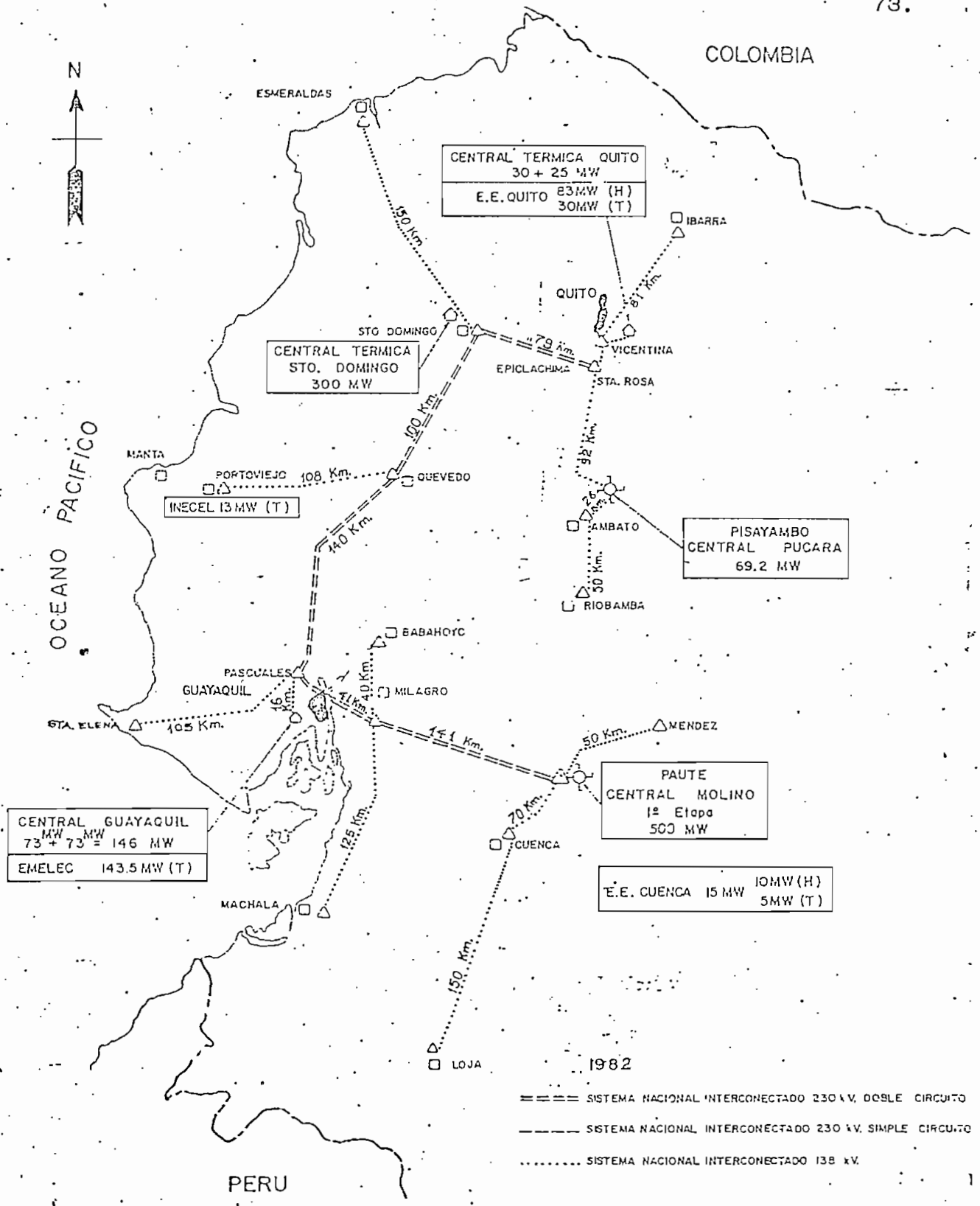


Fig. 27
 UBICACION DE LA SUBESTACION
 MILAGRO

de reserva de relación 230-138-13.8 Kv. ; 30/40/50 MVA (OA/FA/FOA).

- 1 transformador trifásico de relación 138-69 Kv. 40/53.3/66.7 MVA (OA/FA/FOA)

1988 - Instalación de:

- 1 línea a 138 Kv.
- 2 líneas a 69 Kv.
- 1 banco de 3 autotransformadores monofásicos de relación 230-138-13.8 Kv.; 30/40/50 MVA (OA/FA/FOA).
- 1 autotransformador trifásico de relación 138-69 Kv.; 40/53.3/66.7 MVA (OA/FA/FOA).

La Figura 28 muestra el equipamiento en forma cronológica.

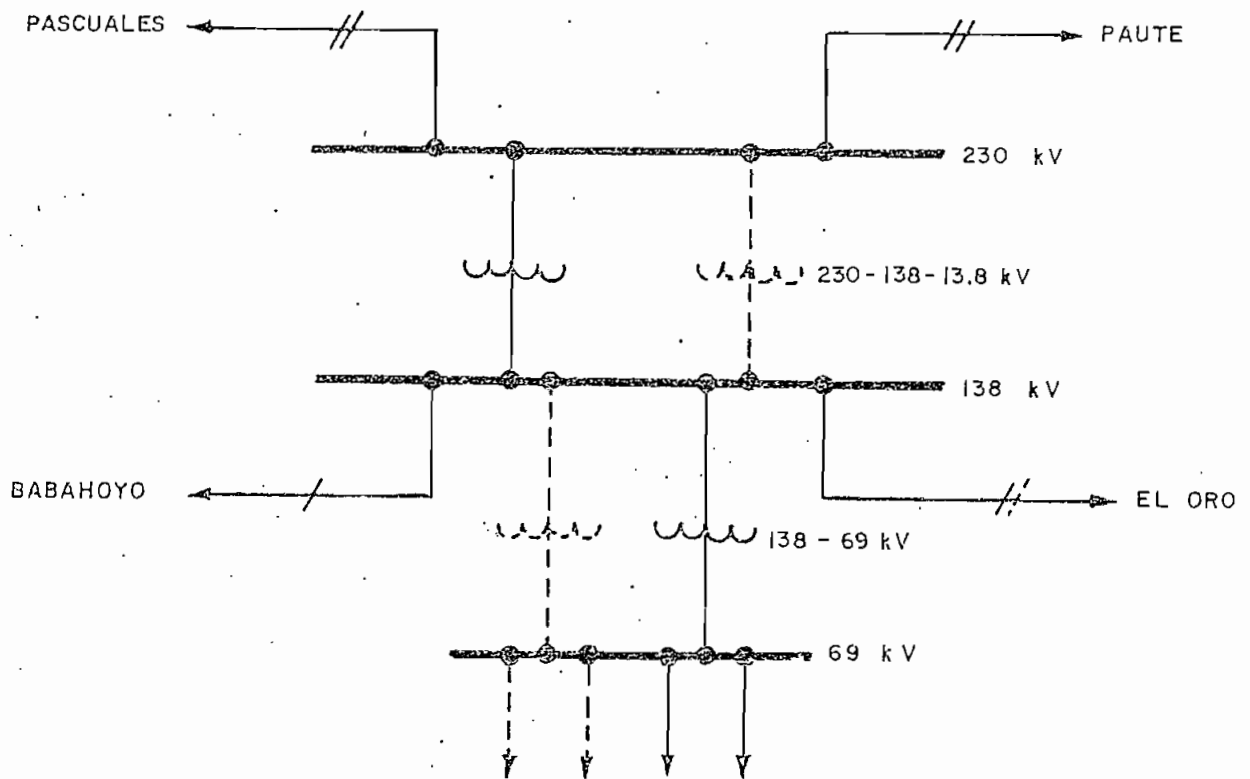
1.2 CORRIENTES MAXIMAS EN POSICIONES DE INTERRUPTOR - CION

En base a los estudios de flujo de carga máxima entre los años 1982 y 1990 (Ref: E2), y con las siguientes consideraciones para las diferentes posiciones de interrupción:

a. Posición de Interrupción de Línea a Doble Circuito

Operando en dos situaciones:

- Condición normal: cada circuito porta su respectiva corriente.



- EQUIPAMIENTO 1982
- - - EQUIPAMIENTO 1988
- / LINEA DE UN CIRCUITO
- // LINEA DE DOBLE CIRCUITO

Fig. 28

EQUIPAMIENTO DE LA S/E MILAGRO

- Emergencia: un circuito ha salido del sistema y su corriente es conducida por el circuito restante.

b. Posición de Interrupción de Línea de un Solo Circuito

Que operará solo para estado normal; y,

c. Posición de Interrupción para Autotransformador

Para la cual se tomará como corriente normal la del régimen FA y como corriente de emergencia la del régimen FOA, se obtuvieron los valores de corrientes mostrados en las Tablas Nos. 9 y 10 indicándose también el año en que tales corrientes tendrán sus máximos valores.

TABLA No. 9
CORRIENTES MAXIMAS PARA POSICIONES DE
INTERRUPCION DEL SECTOR DE 230 KV.

Posición	Año	Corriente normal (A)	Corriente Emergencia (A)
L/T Paute-Milagro.	1983	564	1.128
L/T Milagro-Pas - cuales.	1983	468	936
Autotransformador 230-138 Kv.	---	301	377

TABLA N^o 10
CORRIENTES MAXIMAS PARA POSICIONES DE
INTERRUPCION DEL SECTOR DE 138 KV.

Posición	Año	Corriente normal (A)	Corriente Emergencia (A)
L/T Milagro-El Oro	1990	161	322
L/T Milagro-Babaho yo.	1990	150	---
Autotransformador 230-138 Kv.	---	502	630
Autotransformador 138-69 Kv.	---	223	279

1.3 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Los valores de corriente encontrados en base a los estudios de cortocircuitos realizados para el Sistema Nacional Interconectado para fallas trifásicas y monofásicas a tierra se presentan en las Tablas Nos. 11 y 12 y para los años 1983 y 1990.

Los valores de corrientes de cortocircuito para el año 1983 se emplearán para el cálculo de ajustes de relés diferenciales, mientras que los indicados para 1990 servirán como base para la selección del aislamiento del equipo necesario.

TABLA N° 11
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO AÑO 1983

Naturaleza de la corriente	Valor (A)	
	Sector 230 Kv.	Sector 138 Kv.
Cortocircuito trifásico interno (valor mínimo)	1,425	1,990
Cortocircuito monofásico a tierra interno (valor mínimo)	2,045	2,710
Cortocircuito trifásico externo (máximo)	2,854	4,740
Cortocircuito monofásico a tierra externo (máximo)	5,787	4,584

TABLA N° 12
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO AÑO 1990

Naturaleza de la corriente	Valor (A)	
	Sector 230 Kv.	Sector 138 Kv.
Cortocircuito trifásico interno (valor máximo)	7,766	9,843
Cortocircuito monofásico a tierra interno (valor máximo)	9,551	12,797

2. SELECCION DE LOS ESQUEMAS DE BARRAS

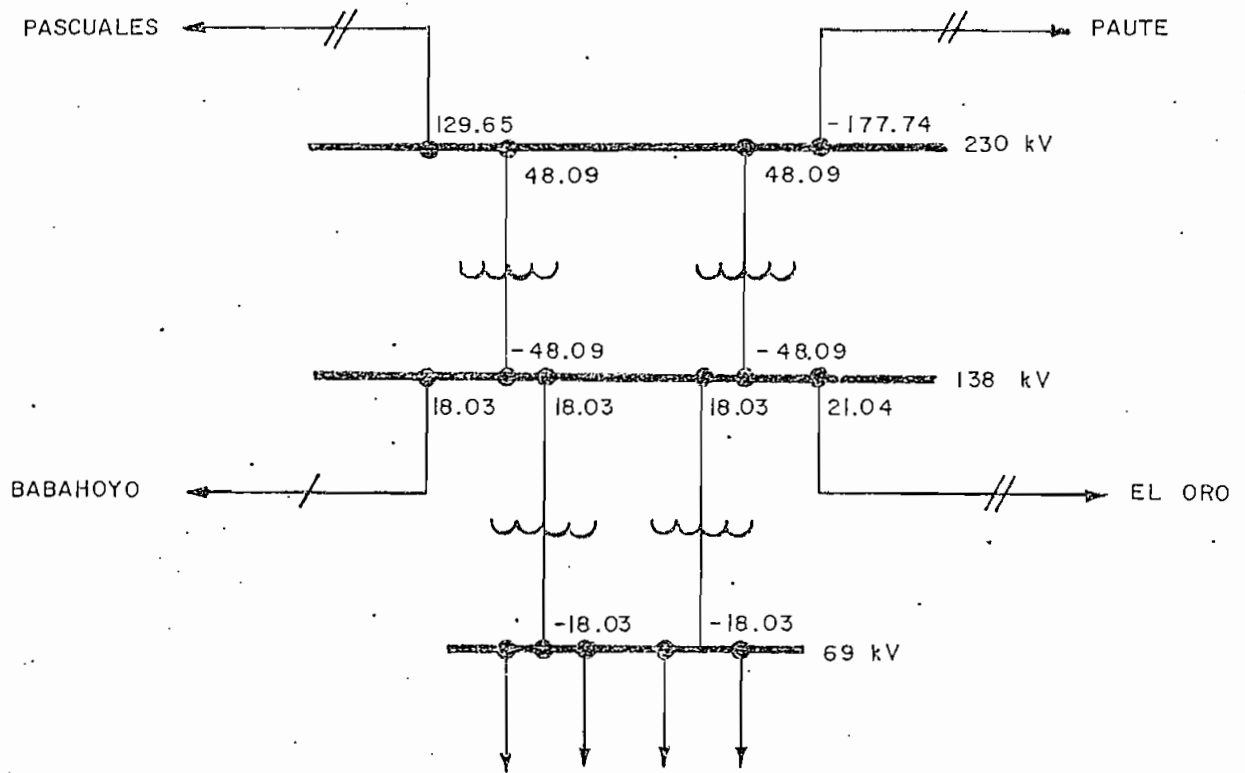
2.1 GENERALIDADES

La selección de los esquemas de barras se realizará independientemente para los sectores de 230 Kv. y de 138 Kv., para luego vincular los esquemas más económicos en cada caso y elegir de esta manera la alternativa más conveniente.

La evaluación económica del equipo considerado para esta subestación se realizará tomando en cuenta el programa de equipamiento y llevando a valor presente al año base 1982.

La evaluación de pérdidas por interrupciones de servicio se rá realizada para el año 1990 asumiéndose que dicho cargo anual es el que se tendrá para cualquier año dentro de la vida útil de la subestación.

Para la evaluación de la continuidad y calidad de suministro de potencia y energía de los sectores de 230 y 138 Kv., se requieren como datos las potencias que manejan las diferentes posiciones de interrupción, las que se muestran en la Figura 29 (Ref. E2). De la misma figura cabe destacar que por término medio, todo el sector de 230 Kv. tendrá una potencia de 355 Mw., valor que se considerará como la potencia total de la subestación, mientras que el sector de 138 Kv. tendrá una potencia de 96 Mw.



1.. LOS NUMEROS SIN UNIDAD INDICAN POTENCIAS [MW] POR CIRCUITO.

2.. LAS POTENCIAS CON SIGNO + SON LAS QUE SALEN DE LA BARRA Y LAS QUE TIENEN SIGNO- SON LAS QUE ENTRAN A LA MISMA.

Fig. 29

POTENCIAS EN POSICIONES DE INTERRUPCION

2.2 SELECCION DEL ESQUEMA DE BARRAS PARA EL SECTOR DE 230 KV.

Se han considerado las siguientes alternativas:

- Alternativa A2: Barra simple.
- Alternativa B2: Barra principal y transferencia.
- Alternativa C2: Doble barra con un solo disyuntor y "by pass".

2.2.1 Evaluación de la Continuidad y Calidad de Suministro de Potencia y Energía

Con los datos señalados y por el uso de las Tablas Nos. 2 y 3 (Capítulo I), y para las alternativas anotadas, se obtienen los valores indicados en las Tablas Nos. 13, 14 y 15.

TABLA No. 13
ALTERNATIVA A2: BARRA SIMPLE
(Ref: Fig. 30)

TIPO DE AVERIA		NUMERO ANUAL DE AVERIAS		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
		DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{AVERIAS}}{\text{AÑO}}\right)$	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{HORAS INT.}}{\text{AÑO}}\right)$
EN LA BARRA		G1	0.02	H1	2.4
EN POSICION DE INTERRUPCION	GRAVE	G31	0.12	H31	13.751
	LEVE	G32	0.30	H32	2.29
	TOTAL	G3T	0.42	H3T	16.25
TOTAL		KT	0.44	HT	18.651

TABLA No. 14

ALTERNATIVA B2:
BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA
(Ref: Fig. 31)

TIPO DE AVERIA	NUMERO ANUAL DE AVERIAS		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{AVERIAS}}{\text{AÑO}}\right)$	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{HORAS INT.}}{\text{AÑO}}\right)$
EN LA BARRA PRINC.	G1	0.02	H1	2.4
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	G2	0.00066	H2	0.0317
	G'2	0.0001	H'2	0.0118
	G2T	0.0008	H2T	0.0435
EN POSICION DE INTERRUPCION	G3	0.42	H3	0.21
SIMULTANEA EN POSICIONES DE INTERRUPCION	G4	0.0120	H4	0.1893
	G'4	0.001	H'4	0.1151
	G4T	0.013	H4T	0.3044
SIMULTANEA EN BARRAS	G5	0	H5	0
TOTAL	KT	0.4538	HT	2.9579

TABLA No. 15

ALTERNATIVA C2:

DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y "BY PASS"

(Ref: Fig. 32).

TIPO DE AVERIA	NUMERO ANUAL DE AVERIAS		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{AVERIAS}}{\text{AÑO.}}\right)$	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{HORAS INT.}}{\text{AÑO}}\right)$
EN LA BARRA PRINC.	G1	0.02	H1	0.01
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	G2	0.00066	H2	0.0317
	G'2	0.0001	H'2	0.0118
	G2T	0.00076	H2T	0.0435
EN POSICION DE INTERRUPCION	G3	0.42	H3	0.21
SIMULTANEA EN POSICIONES DE INTERRUPCION	G4	0.0120	H4	0.1893
	G'4	0.001	H'4	0.1151
	G4T	0.0130	H4T	0.3044
SIMULTANEA EN BARRAS	G5	0.0006	H5	0.072
TOTAL	KT	0.4544	HT	0.6399

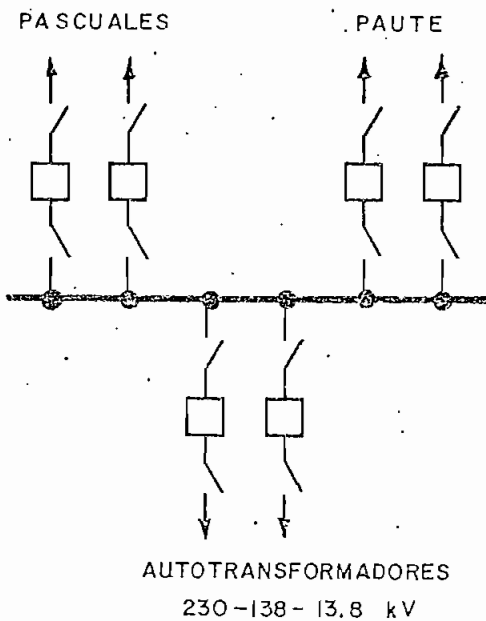


Fig. 30

ALTERNATIVA A2: BARRA SIMPLE

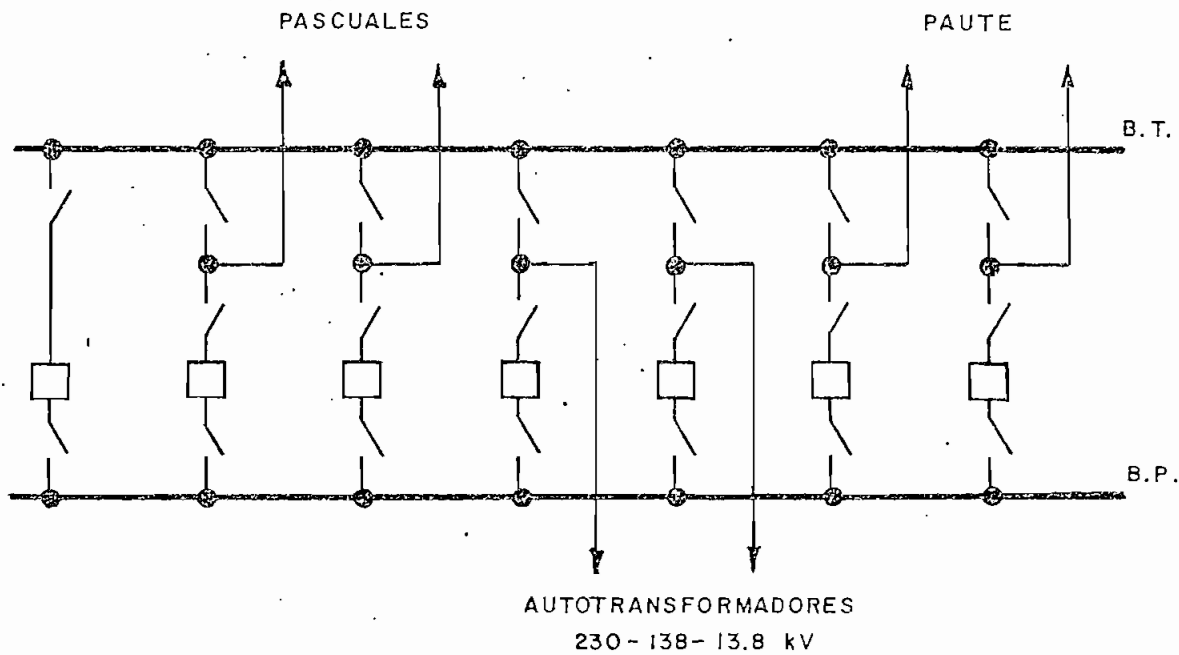
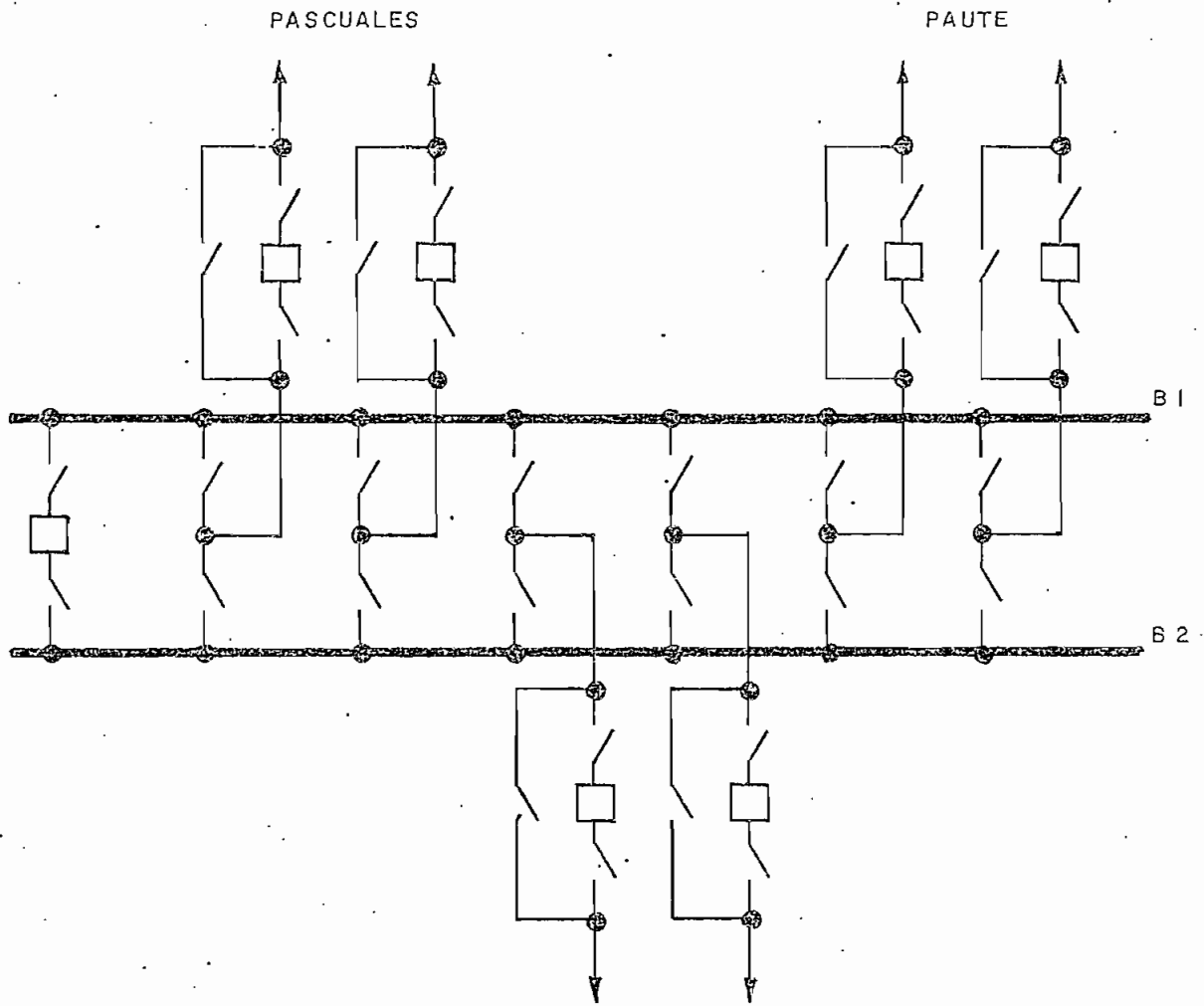


Fig. 31

ALTERNATIVA B2: BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA



AUTOTRANSFORMADORES
230 - 138 - 13.8 kV

Fig. 32

ALTERNATIVA C2: DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y
"BY PASS"

2.2.2 Evaluación del Costo Anual por Interrupciones de Servicio

Con los siguientes costos por potencia y energía interrumpidas (Ref: A1):

$$C_p = \text{US\$ } 200/\text{Kw.}$$

$$C_e = \text{US\$ } 100/\text{Kwh.}$$

Los valores obtenidos en 2.2.1 y en base a la tarifa binomial (F-2).

$$C_{ai} = K \times C \times P + H \times C \times P$$

se obtienen los siguientes resultados:

TABLA No. 16
COSTO ANUAL POR INTERRUPCIONES DE SERVICIO

Alternativa	Cai (US\$)
A2	693,350
B2	137,225
C2	54,978

2.2.3 Evaluación del Costo Anual de Recuperación de Capital

Se toma en cuenta los precios de los siguientes equipos, a notándose que se ha considerado un escalamiento anual del

orden del 5 %, así:

Equipo	Precio US\$ 1982	Precio US\$ 1988
Disyuntor	135,000	180,000
Seccionador	60,000	80,000
Pararrayos	13,000	18,000
Divisor capacitivo de potencial	30,000	40,000

Para cada posición de interrupción, a excepción de la de transferencia (en el caso de que el esquema lo requiera), se ha considerado la utilización de tres pararrayos (uno por fase) y también el empleo de tres divisores capacitivos de potencial para cada posición de interrupción de línea y tres para medición y control de cada barra.

En cuanto al costo de estructuras; se ha tomado como base, el precio global de las empleadas en el esquema de doble barra con un solo disyuntor (Ref: C8), estimándose que para los demás esquemas, pueden considerarse acertados, a proximadamente los siguientes porcentajes:

- Barra simple 30 %
- Barra principal y transferencia 100 %

Para el rubro por instalación del esquema y para efectos de

este estudio se ha considerado el 25 % del costo de estructuras.

Los resultados globales se presentan en las Tablas Nos. 17 y 18.

Todas las inversiones programadas para el año 1988 han sido llevadas a un valor presente en 1982 considerando un interés del 12 % mediante el factor:

$$PWF = 0.5066$$

El costo total de cada alternativa en el año 1982 se presenta en la Tabla N° 19.

TABLA N° 19
COSTO TOTAL DE CADA ALTERNATIVA

Alternativa	Inversión 1982	Valor presente 1982 de inversión 1988	Total
A2	1'947,000	202,550	2'149,550
B2	2'564,100	249,900	2'814,000
C2	3'254,100	331,000	3'585,100

El costo anual de recuperación de capitales ha sido calculado considerando que el equipo tiene una vida útil de 30 años, y empleando un interés del 12 % mediante el factor:

TABLA N° 17
SUBESTACION MILAGRO
EQUIPAMIENTO 1982

Descripción del equipo	Precio Unitario	Alternativa A2		Alternativa B2		Alternativa C2	
		Cantidad	Costo	Cantidad	Costo	Cantidad	Costo
Disyuntor	135,000	5	675,000	6	810,000	6	810,000
Seccionador	60,000	10	600,000	17	1'020,000	27	1'620,000
Pararrayos	13,000	15	195,000	15	195,000	15	195,000
Divisor capacitivo de potencial	30,000	15	450,000	15	450,000	18	540,000
Barras y misceláneos	---	--	22,000	--	72,600	--	72,600
Instalación	---	--	5,000	--	16,500	--	16,500
TOTAL:			1'947,000		2'564,100		3'254,100

TABLA N° 18
SUBESTACION MILAGRO
EQUIPAMIENTO 1988

Descripción del equipo	Precio Unitario	Alternativa A2		Alternativa B2		Alternativa C2	
		Cantidad	Costo	Cantidad	Costo	Cantidad	Costo
Disyuntor	180,000	1	180,000	1	180,000	1	180,000
Seccionador	80,000	2	160,000	3	240,000	5	400,000
Pararrayos	18,000	3	54,000	3	54,000	3	54,000
Divisor capacitivo de potencial	40,000	---	---	---	---	---	---
Barras y misceláneos	---	---	4,600	---	15,400	---	15,400
Instalación	---	---	1,200	---	3,900	---	3,900
TOTAL:			399,800		493,300		653,300

$$\text{CRF} = 0.12414$$

De la siguiente manera:

TABLA N° 20

Alternativa	Costo anual de recuperación de capital (US\$)
A2	266,845
B2	349,330
C2	445,055

2.2.4 Costo Anual Total

Se presenta a continuación:

TABLA N° 21
COSTO ANUAL TOTAL

Alternativa	Costo anual por interrupción.	Costo anual recuperación de capital	Total anual
A2	693,350	266,845	960,195
B2	137,225	349,330	486,555
C2	54,978	445,050	500,028

De la Tabla anterior puede elegirse como alternativa más económica la del esquema de barra principal y transferencia (Alternativa B2).

2.3 SELECCION DEL ESQUEMA DE BARRAS PARA EL SECTOR DE 138 KV.

Se consideran las siguientes alternativas:

- Alternativa A1: Barra simple.
- Alternativa B1: Barra principal y transferencia.
- Alternativa C1: Doble barra con un solo disyuntor y "by pass".

2.3.1 Evaluación de la Continuidad y Calidad de Suministro de Potencia y Energía

En forma similar al caso del sector de 230 Kv., se obtienen los resultados:

TABLA N° 22
ALTERNATIVA A1: BARRA SIMPLE
(Ref: Fig. 33)

TIPO DE AVERIA		NUMERO ANUAL DE AVERIAS		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
		DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{AVERIAS}}{\text{AÑO}}\right)$	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{HORAS INT.}}{\text{AÑO}}\right)$
EN LA BARRA		G1	0.0054	H1	0.649
EN POSICION DE INTERRUPCION	GRAVE	G31	0.0379	H31	4.6901
	LEVE	G32	0.0946	H32	0.7805
	TOTAL	G3	0.1325	H3	5.5369
TOTAL		KT	0.1379	HT	6.1859

TABLA N° 23

ALTERNATIVA .B1

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

(Ref: Fig. 34)

TIPO DE AVERIA	NUMERO ANUAL DE AVERIAS		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{AVERIAS}}{\text{AÑO}}\right)$	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{HORAS INT.}}{\text{AÑO}}\right)$
EN LA BARRA PRINC.	G1	0.0054	H1	0.6490
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	G2	0.0002	H2	0.0096
	G'2	0.00003	H'2	0.0036
	G2T	0.00023	H2T	0.0132
EN POSICION DE INTERRUPCION	G3	0.1325	H3	0.0663
SIMULTANEA EN POSICIONES DE INTERRUPCION	G4	0.0045	H4	0.0772
	G'4	0.0003	H'4	0.0402
	G4T	0.0048	H4T	0.1174
SIMULTANEA EN BARRAS	G5	0	H5	0
TOTAL	KT	0.1429	HT	0.8459

TABLA N° 24

ALTERNATIVA C1

DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y "BY PASS"

(Ref: Fig. 35)

TIPO DE AVERIA	NUMERO ANUAL DE AVERIAS		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{AVERIAS}}{\text{AÑO}}\right)$	DENOMINAC.	VALOR $\left(\frac{\text{HORAS INT.}}{\text{AÑO}}\right)$
EN LA BARRA PRINC.	G1	0.02	H1	0.01
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	G2	0.0002	H2	0.0096
	G'2	0.00003	H'2	0.0036
	G2T	0.00023	H2T	0.0132
EN POSICION DE INTERRUPCION	G3	0.1325	H3	0.0663
SIMULTANEA EN POSICIONES DE INTERRUPCION	G4	0.0045	H4	0.0772
	G'4	0.0003	H'4	0.0402
	G4T	0.0048	H4T	0.1174
SIMULTANEA EN BARRAS	G5	0.00016	H5	0.01947
TOTAL	KT	0.1577	HT	0.2264

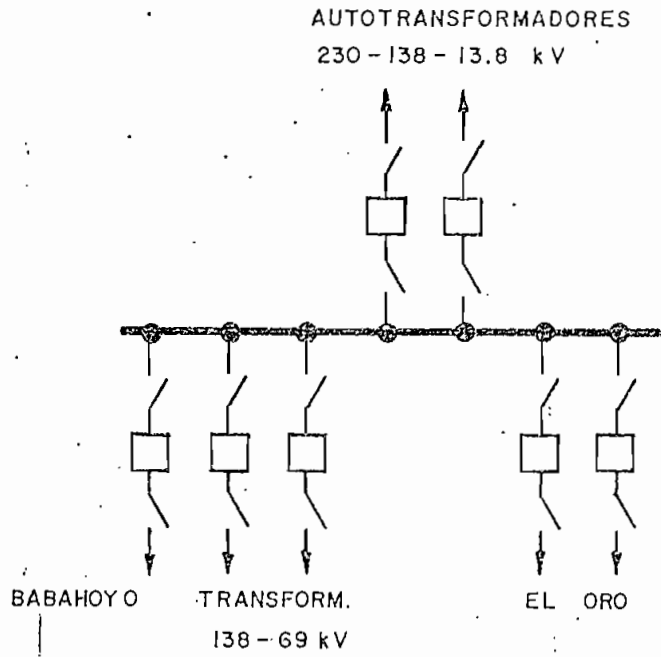


Fig. 33

ALTERNATIVA A1: BARRA SIMPLE

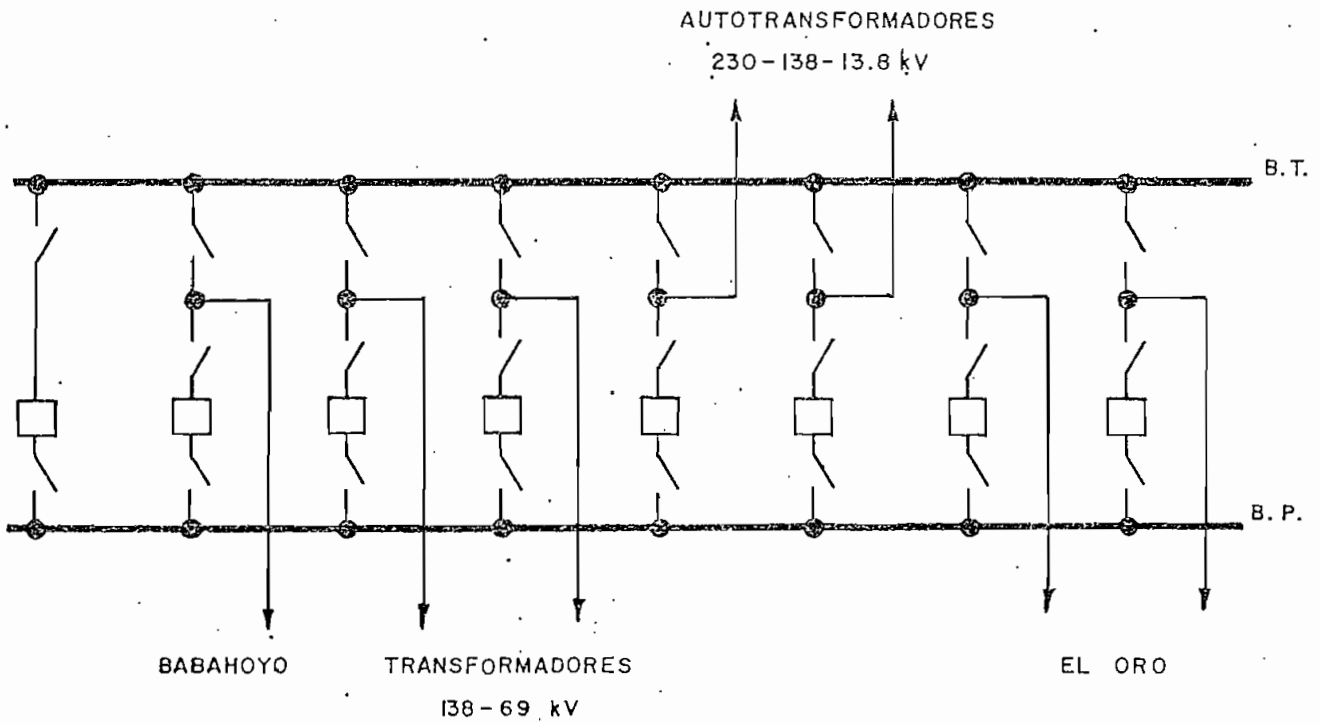


Fig. 34

ALTERNATIVA B1: BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

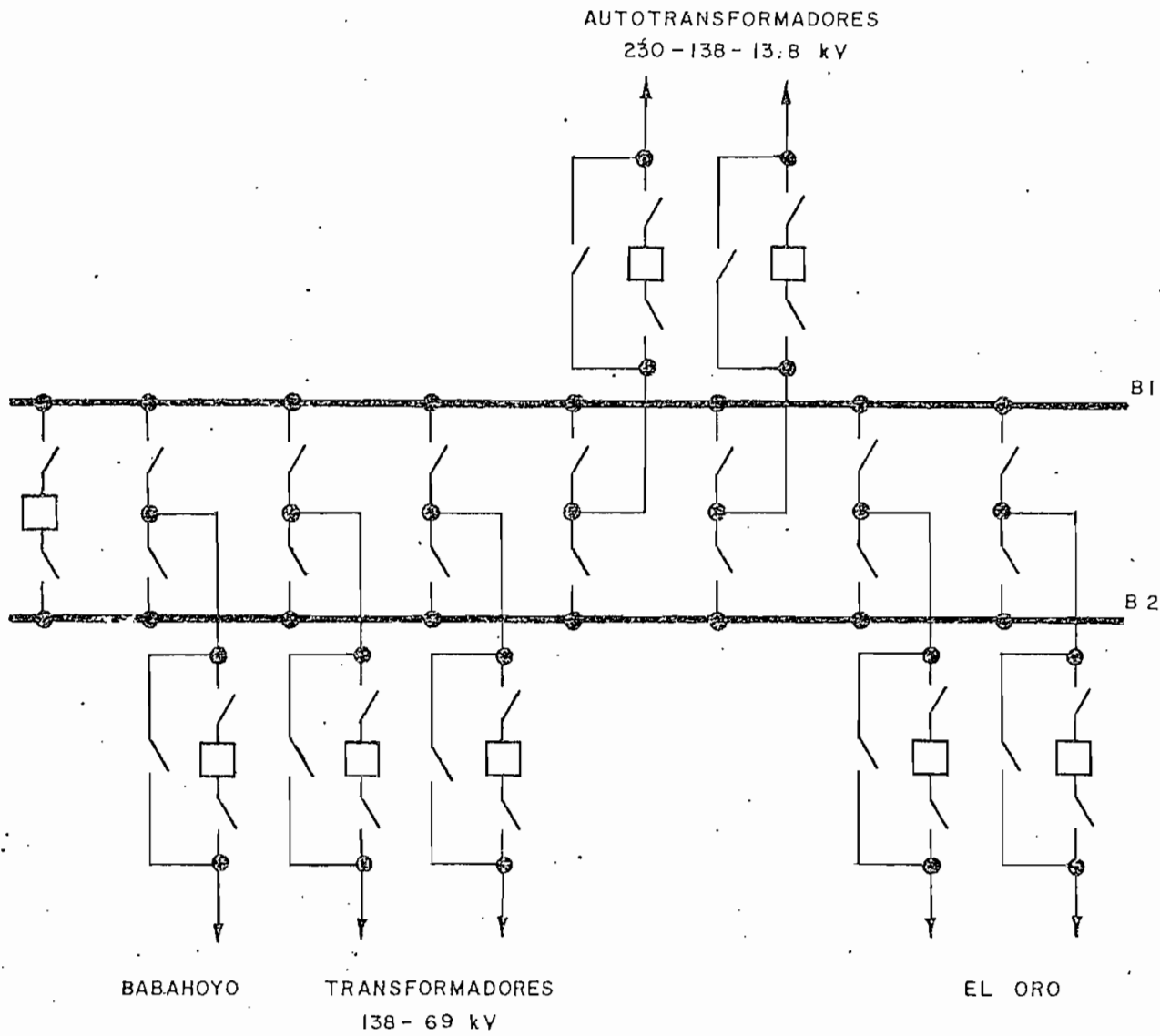


Fig. 35

ALTERNATIVA C1: DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y "BY PASS"

2.3.2 Evaluación del Costo Anual por Interrupciones de Servicio

Los resultados obtenidos son:

TABLA N° 25
COSTO ANUAL POR INTERRUPCIONES DE SERVICIO

Alternativa	Cai (US\$)
A1	229,390
B1	40,175
C1	19,233

2.3.3 Evaluación del Costo Anual de Recuperación de Capital

Los precios de equipo considerados son:

Equipo	Precio US\$ 1982	Precio US\$ 1988
Disyuntor	80,000	110,000
Seccionador	19,000	25,000
Pararrayos	5,000	7,000
Transformador de potencial	7,200	9,600

Con similares criterios a los adoptados en el caso del sector de 230 Kv., se obtienen los resultados mostrados en las Tablas N° 26 y 27.

TABLA N° 26
SUBESTACION MILAGRO
EQUIPAMIENTO 1982

Descripción del equipo	Precio Unitario	Alternativa A1		Alternativa B1		Alternativa C1	
		Cantidad	Costo	Cantidad	Costo	Cantidad	Costo
Disyuntor	80,000	4	320,000	5	400,000	5	400,000
Seccionador	19,000	8	152,000	14	266,000	22	418,000
Pararrayos	5,000	12	60,000	12	60,000	12	60,000
Transformador de potencial	7,200	9	64,800	9	64,800	12	86,400
Barras y misceláneos	---	--	11,550	---	38,500	---	38,500
Instalación	---	--	2,625	--	8,750	--	8,750
TOTAL			610,975		538,050		1'011,650

TABLA N° 27
SUBESTACION MILAGRO
EQUIPAMIENTO 1988

Descripción del equipo	Precio Unitario	Alternativa A2		Alternativa B2		Alternativa C2	
		Cantidad	Costo	Cantidad	Costo	Cantidad	Costo
Disyuntor	110,000	3	330,000	3	330,000	3	330,000
Seccionador	25,000	6	150,000	19	225,000	15	375,000
Pararrayos	7,000	9	63,000	9	63,000	9	63,000
Transformador de potencial	9,600	3	28,800	3	28,800	3	28,800
Barras y misceláneos	--	--	8,910	--	29,700	--	29,700
Instalación	--	--	2,025		6,750		6,750
TOTAL:			582,735		683,250		833,250

El costo total de cada alternativa en el año 1982 se presenta en la Tabla N° 28.

TABLA N° 28
COSTO TOTAL DE CADA ALTERNATIVA

Alternativa	Inversión 1982	Valor presente 1982 de inversión 1988	Total
A1	610,975	295,220	906,195
B1	538,050	346,140	884,190
C1	1'011,650	422,130	1'433,780

Con este costo total para cada alternativa, se obtiene los siguientes valores de costo anual de recuperación de capital:

TABLA N° 29

Alternativa	Costo anual de recuperación de capital (US\$)
A1	112,495
B1	109,763
C1	177,989

2.3.4 Costo Anual Total

Se presenta en la Tabla N° 30

TABLA N° 30
COSTO ANUAL TOTAL

Alternativa	Costo anual por interrupción	Costo anual recuperación de capital	Total anual
A1	229,390	112,495	341,885
B1	40,175	109,763	149,938
C1	19,233	177,989	197,222

De la Tabla precedente puede elegirse como alternativa conveniente la del esquema de barra principal y transferencia (Alternativa B1) que es la que menor costo total anual tiene.

3. PROTECCION DE LOS ESQUEMAS DE BARRAS

Puesto que de la selección de esquemas de barras resultó el más adecuado el de barra principal y transferencia para los dos sectores de voltaje, la protección de los mismos, se realizará de igual manera, variando solamente los ajustes necesarios para relés y las características de transformación de corriente.

En las Figuras Nos. 36, 37 y 38 se indican los esquemas de conexiones al sistema de potencia y al sistema de corriente continúa.

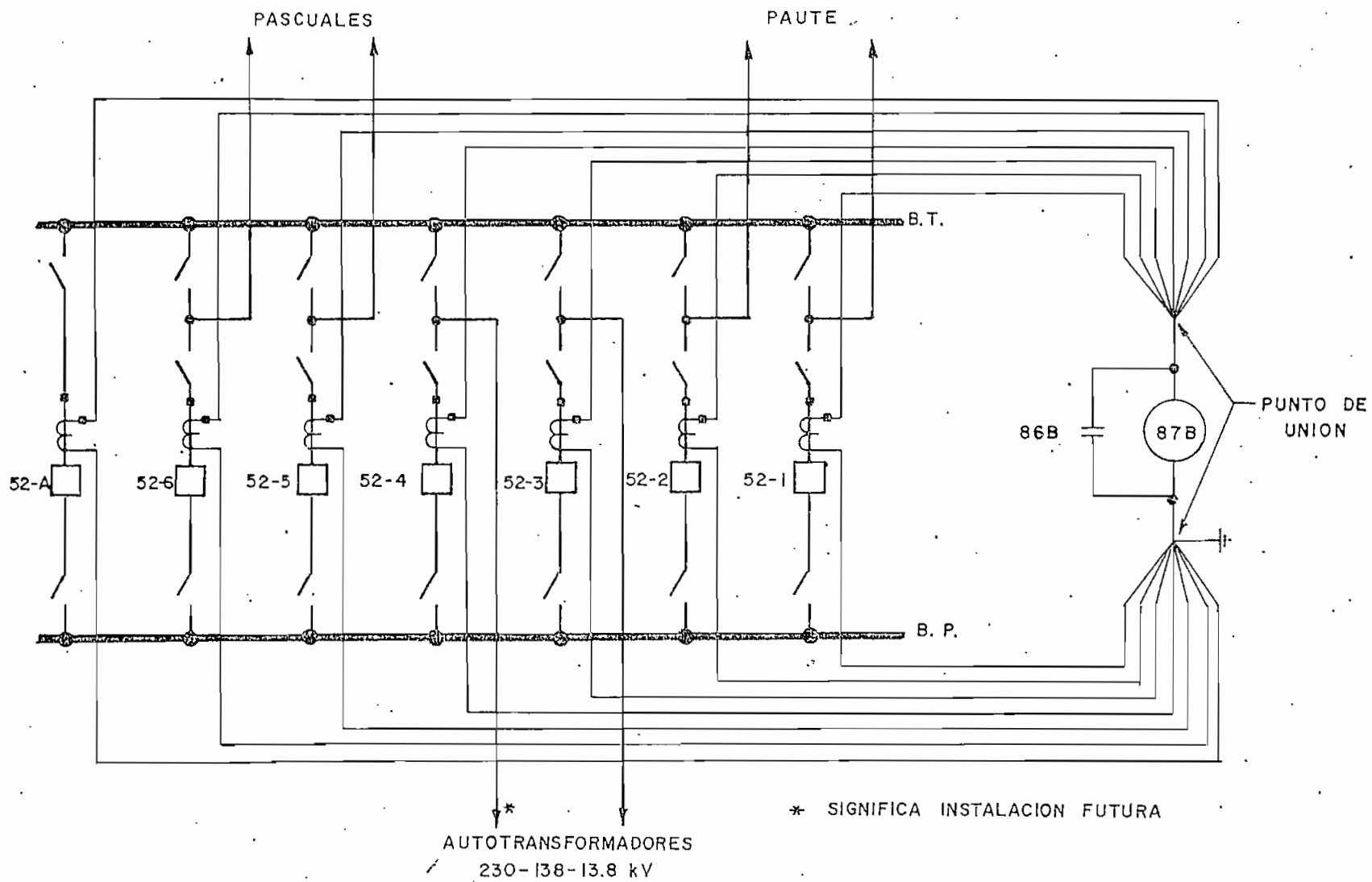


Fig. 36

SISTEMA DE PROTECCION DEL ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA
 SECTOR 230 KV. - SUBESTACION MILAGRO

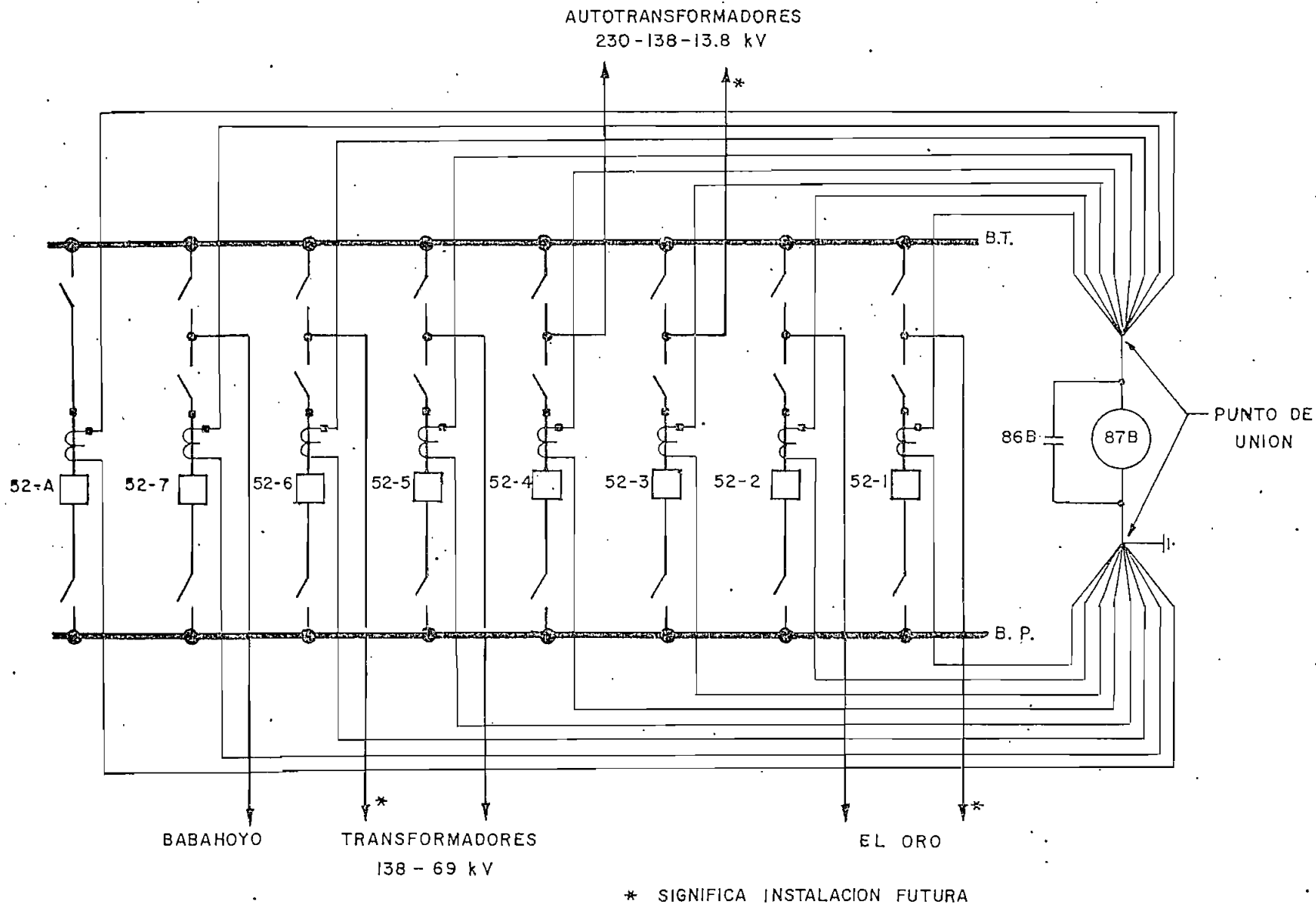
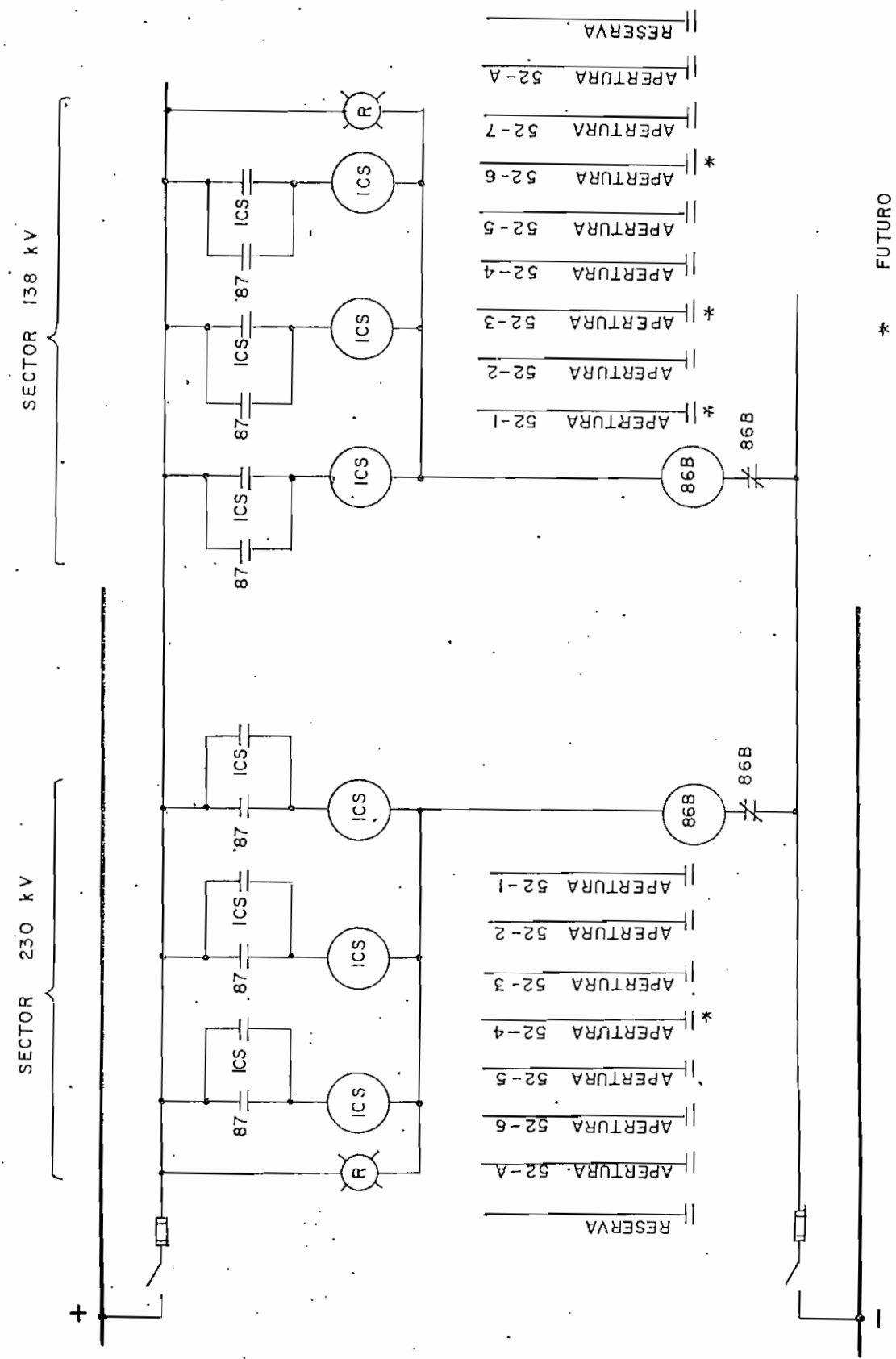


Fig. 37

SISTEMA DE PROTECCION DEL ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA
SECTOR 138 KV. - SUBESTACION MILAGRO



* FUTURO

Fig. 38

DIAGRAMA ELEMENTAL DE CORRIENTE CONTINUA PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCION DE LOS SECTORES DE 230 Y 138 KV.

4. ESPECIFICACION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En base a los valores de probables corrientes para las diferentes posiciones de interrupción indicados en las Tablas Nos. 9 y 10 se ha considerado necesarios transformadores de corriente tipo bushing y de las características siguientes para los sectores de 230 y 138 Kv.

	Sector 230 Kv.	Sector 138 Kv.
Clase de aislamiento	230 Kv.	138 Kv.
BIL	1050 Kv.	650 Kv.
Voltaje nominal	230 Kv.	138 Kv.
Frecuencia	60 Hz.	60 Hz.
Relación de transformación	1200:5	600:5
Clase de precisión	C 400	C 400
Factor para corriente térmica con tínua	1.33	1.33

5. ESPECIFICACION DE RELES Y EQUIPOS DE PROTECCION DE BARRAS

5.1 ESPECIFICACION DE RELES

5.1.1 Relés Diferenciales

Para cumplir con los objetivos del presente trabajo se han elegido relés diferenciales de alta impedancia de marca Westinghouse tipo KAB que presentan como característica conveniente la de incluir a más de la unidad de sobrevoltaje, una unidad instantánea de sobrecorriente, la que permite tener una orden de operación de disyuntores de las dos unidades. Sin embargo, esta elección no suprime la posibilidad de empleo de relés de similares características, de otras casas de fabricación.

Se deberá tener relés similares para los sectores de 230 y 138 Kv. cuyas características individuales son (Ref: C3):

- Burden 2,600 Ω
- Monofásico 60 ó 50 Hz.
- Unidad de sobrevoltaje
 - Rango 75-300 V.
 - Velocidad ajustable de operación 1.5 ciclos
- Unidad instantánea de sobrecorriente
 - Rango 3-48 Amp.
 - Velocidad de operación 1.0 ciclos
- Bobina de indicación de funcionamiento (ICS) 0.2/2.0 Amp.

Se empleará 6 relés para los dos sectores de voltaje.

Se debe efectuar un cálculo separado para calibración de las unidades respectivas de cada relé. En el Anexo B, se indica el método de calibración recomendado por los fabricantes

de relés y las características de excitación de los transformadores de corriente.

5.1.2 Relés de Bloqueo

Con las mismas consideraciones que para relés diferenciales se escoge el empleo de relés de bloqueo de Mitsubishi Electric Corporation (Ref: C8), para el disparo múltiple de los disyuntores.

El tipo MKR presenta las siguientes características:

- Voltaje (C.D.)	125 V.
- Tiempo total energizado	29.2 ms.
- Tiempo para el cierre de contactos	16.3 ms.
- Tiempo para la apertura de contactos	12.6 ms.
- Número de terminales	12

Se necesita un relé de bloqueo para el sector de 230 Kv. y uno para el de 138 Kv.

5.2 CALCULO DE AJUSTES PARA LOS RELES DIFERENCIALES

Esta evaluación ha sido realizada considerando los valores de corrientes de cortocircuito para el año 1983.

Se asume que la conexión del relé al punto de unión se rea

liza con cable N° 10 AWG, cuyas características son:

- Conductor	No. 10 AWG
- Material	cobre
- Resistencia $\Omega/1,000$ pies	1.06

Se asume que la distancia del transformador de corriente más alejado hasta el punto de juntura es de 100 m. por lo que la resistencia de un conductor será:

$$R_L = 0.35 \Omega$$

5.2.1 Ajustes para los Relés Diferenciales para el Sector de 230 Kv.

a. Unidad de Voltaje

- Para máxima falla trifásica externa

$$R_s = 1.62 \Omega$$

$$R_L = 0.35 \Omega$$

$$I_f = 5787 \text{ A.}$$

$$V_k = 375 \text{ v.}$$

$$N = 240$$

$$\frac{(R_s + R_L) \frac{I_f}{N}}{V_k} = \frac{(1.62 + 0.35) \frac{5787}{240}}{375} = 0.1265$$

De la Figura B1 (Anexo B):

$$k = 1.3$$

El voltaje de ajuste requerido será:

$$\begin{aligned} V_r &= k(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = 1.3(1.62 + 0.35) \frac{5787}{240} = \\ &= 61.68 \text{ v.} \end{aligned}$$

- Para máxima falla monofásica a tierra, externa

$$I_f = 2854 \text{ A.}$$

$$\begin{aligned} \frac{(R_s + R_L) \frac{I_f}{N}}{V_k} &= \frac{(1.62 + 2 \times 0.35) \frac{2854}{240}}{375} = \\ &= 0.073 \end{aligned}$$

De la Figura B1 (Anexo B):

$$k = 1.5$$

El voltaje de ajuste requerido será:

$$\begin{aligned} V_r &= k(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = 1.5(1.62 + 2 \times 0.35) \frac{2854}{240} = \\ &= 41.3 \text{ v.} \end{aligned}$$

El voltaje elegido como ajuste de los relés podría ser 61.68 v. Como los relés tienen un rango de ajuste de 75 a 300 voltios, se elige el valor de 75 v.

$$V_k = 75 \text{ v.}$$

b. Unidad de Corriente

- Para máxima falla trifásica externa

$$(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = (1.62 + 0.35) \frac{5787}{240} = 47.4$$

- Para falla monofásica a tierra

$$(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = 27.54$$

Comentario

Los dos valores de la expresión $(R_s + R_L) \frac{I_f}{N}$ encontrados dan una corriente máxima menor que el mínimo valor de ajuste de los relés (ver Fig. B2 del Anexo B), por lo que no se puede utilizar esta unidad para este año.

Esta unidad podrá emplearse cuando la magnitud de corriente de cortocircuito sea más elevada que la que puede presentarse en el año considerado.

En estas condiciones, la corriente mínima de falla interna para operar el relé será, según la ecuación F-B4 (Anexo B) y asumiendo una corriente en el varistor:

$$I_v = 0.02 \text{ A.}$$

$$I_{mín} = (5 \times 0.030 + 0.028 + 0.160) 240$$

$$I_{mín} = 81.12 \text{ A.}$$

5.2.2 Ajustes para los Relés Diferenciales para el Sector de 138 Kv.

Se han considerado las mismas apreciaciones que para el sector de 230 Kv.

a. Unidad de Voltaje

- Para máxima falla trifásica externa

$$I_f = 4740 \text{ A.}$$

$$N = 120.$$

$$\frac{(R_s + R_L) \frac{I_f}{N}}{V_k} = 0.163$$

El valor de k:

$$k = 1.25$$

$$V_r = k(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = 76.42 \text{ V}$$

- Para máxima falla monofásica a tierra, externa

$$I_f = 4548 \text{ A.}$$

$$\frac{(R_s + R_L) \frac{I_f}{N}}{V_k} = 0.19$$

El valor de k:

$$k = 1.20$$

$$V_r = k(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = 86.9 \text{ V}$$

$$V_r = 87 \text{ v}$$

El voltaje elegido como ajuste será:

$$V_r = 87 \text{ v.}$$

b. Unidad de Corriente

- Para máxima falla trifásica externa

$$(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = 61.14$$

- Para máxima falla monofásica a tierra, externa:

$$(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} = 72.41$$

Comentario

Al igual que en el sector de 230 Kv., no se debe emplear las unidades de sobrecorriente por la razón expuesta anteriormente.

La corriente mínima de falla interna que causará operación del relé será:

$$I_{mín} = (4 \times 0.050 + 0.033 + 0.16) 120$$

$$I_{mín} = 47.16 \text{ A.}$$

5.3 ESPECIFICACION DE DISYUNTORES

Con los valores de corrientes normales (Tablas Nos. 9 y 10) los máximos valores de corrientes de cortocircuito (Tabla N^o 12) y los requerimientos preferidos para disyuntores para uso exterior según las normas ANSI (Ref: N2), se consideran necesarios disyuntores de las siguientes características:

5.3.1 Disyuntores para el Sector de 230 Kv.

Número de polos	tres
Frecuencia	60 Hz.
Voltaje nominal	230 Kv.rms.
Máximo voltaje de operación	242 Kv. rms.
Corriente nominal	1600 A,rms.

Tiempo para interrupción de corrientes de cortocircuito	dos ciclos
Máxima corriente simétrica de cortocircuito para máximo voltaje de operación.	31.5 kA,rms
Capacidad de conducción de corriente de cortocircuito por 3 seg.	31.5 kA,rms
Nivel de aislamiento	900 Kv,rms.

5.3.2 Disyuntores para el Sector de 138 Kv.

Número de polos	tres
Frecuencia	60 Hz.
Voltaje nominal	138 Kv,rms.
Máximo voltaje de operación	145 Kv,rms..
Corriente nominal	1200 A,rms.
Tiempo para interrupción de corrientes de cortocircuito	tres ciclos
Máxima corriente simétrica de cortocircuito para máximo voltaje de operación.	20 kA,rms..
Capacidad de conducción de corriente de cortocircuito por 3 seg.	20 kA,rms.
Nivel de aislamiento	650 Kv,rms.

6. SECUENCIA DE ACCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCION

Los esquemas de protección para los dos sectores de voltaje operarán de la siguiente manera:

a. Estado Normal del Esquema de Barras

Al ocurrir una avería, ésta es detectada por el relé diferencial que se demorará un ciclo en cerrar sus contactos. Al ser impartida la orden de apertura de disyuntores, opera el relé de bloqueo, el tiempo que se demora en cerrar sus contactos es aproximadamente un ciclo; y, con el tiempo que un disyuntor tarda en despejar una corriente de falla 2 a 3 ciclos, se tiene un tiempo total de 4 ó 5 ciclos (66.6 a 83.3 mseg.), tiempo que es menor que 100 ms. que había sido especificado como límite de tiempo máximo para el flujo de una corriente de falla sin deterioro de equipos.

b. Mantenimiento de una Posición de Interrupción

El esquema de protección opera como para el caso a.

CAPITULO. IV

CONCLUSIONES



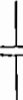



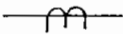

- El empleo del método de selección de esquema de barras mencionado en este trabajo es recomendable para subestaciones de sistemas interconectados.
- La magnitud de la corriente de cortocircuito determina el empleo o la no utilización de la unidad de corriente de un relé diferencial de alta impedancia tipo KAB de Westinghouse.
- La utilización del relé diferencial de alta impedancia para protección de barras, es recomendable por requerir equipo auxiliar convencional. De igual manera, una adopción de este sistema puede ser realizada fácilmente en subestaciones con otro sistema de protección y con el equipo auxiliar indicado.
- Es recomendable el empleo de la unidad direccional de un relé de distancia (21) para el sistema de detección de la barra fallada en los esquemas que necesiten este requerimiento, por ser una unidad mucho más rápida que la de un relé direccional de sobrecorriente (67), que si bien puede emplearse, se corre el riesgo de no obtener la velocidad requerida para protección de barras de subestaciones importantes.

- La confiabilidad de un esquema de barras mejora con la duplicación de equipos (empleo de varias barras; un disyuntor que puede reemplazar a otro, etc.).

ANEXO A

SIMBOLOS Y NOMENCLATURA DE DISPOSITIVOS EMPLEADOS

SIMBOLOS

	Disyuntor
	Seccionador
	Contacto de un dispositivo
	Bobina de operación
	Lámpara indicadora
	Fusible
	Transformador de corriente
	Conexión de tres elementos

NOMENCLATURA

101	Llave de control manual
52	Disyuntor
87	Relé diferencial

86	Relé de bloqueo
ICS	Bobina para dispositivo indicador de operación de relé
R	Lámpara indicadora color rojo
V	Lámpara indicadora color verde
89	Seccionador
21	Relé de distancia
43	Dispositivo selector manual de varias posiciones
67N	Relé direccional de sobrecorriente a tierra

SUFIJOS EMPLEADOS

X	}	Relés auxiliares
Y		
Z		
T	Trip - (disparo)	
C	Close (cierre)	
B	Barra	
L	Línea	
a	Contacto de disyuntor	
b	Contacto de disyuntor	

ANEXO · B

CALCULO DE AJUSTE PARA EL RELE DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA WESTINGHOUSE TIPO KAB

1. AJUSTE DE LA UNIDAD DE VOLTAJE

Puede ser expresado de la siguiente manera:

$$V_r = k (R_s + R_L) \frac{I_f}{N} \quad (\text{F-B1})$$

En donde:

V_r = Valor mínimo de inicio de operación (volts-rms)

R_s = Resistencia del bobinado secundario del TC, incluyendo cableado interior hasta los terminales del bushing.

R_L = Resistencia del cable desde los puntos de unión al TC más distante (cable de ida para falla de fase, ida y retorno para falla fase a tierra).

I_f = Máxima corriente de falla externa (Amp.-rms)

N = Relación de vueltas del TC.

k = Factor de margen que varía en forma inversa con el factor de saturación del TC y que se lo obtiene de la abscisa de la curva de la Figura B1, resolviendo antes la expresión:

$$\frac{(R_s + R_L) I_f}{NV_k} \quad (\text{F-B2})$$

Siendo V_k el voltaje máximo obtenido del TC menos apto. Los valores de la expresión se encuentran en el eje de las ordenadas para la curva indicada.

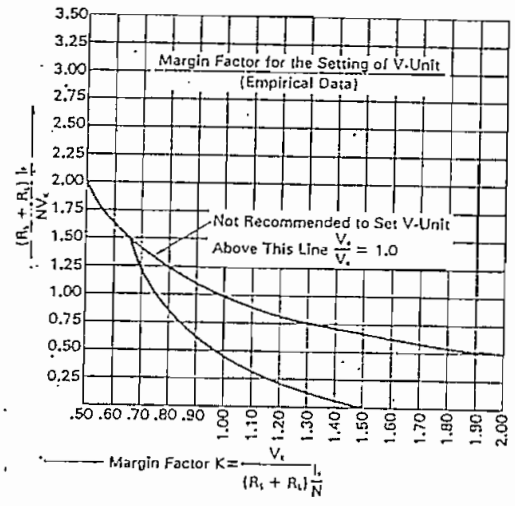


Fig. B1

FACTOR DE MARGEN PARA EL AJUSTE DE LA UNIDAD DE VOLTAJE

Cabe indicar que se deberá elegir como valor de ajuste de la unidad de voltaje del relé, el mayor encontrado al considerar los tipos de fallas que pueden ocurrir en el sistema.

2. AJUSTE DE LA UNIDAD DE CORRIENTE

Se emplea la siguiente expresión:

$$(R_s + R_L) \frac{I_f}{N} \tag{F-B3}$$

Sus valores se encuentran en el eje de las ordenadas de la curva de la Figura B2, cuyo valor respectivo en el eje de las abscisas da directamente el valor del ajuste de la unidad mencionada.

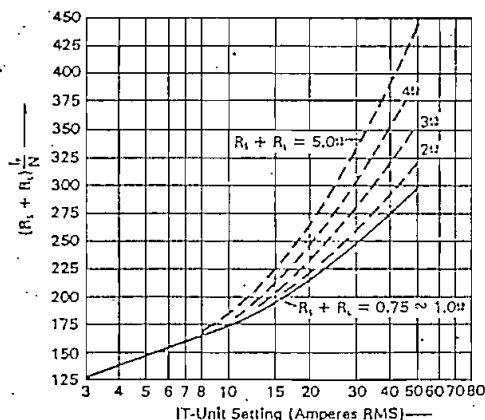


Fig. B2 .

AJUSTE PARA LA UNIDAD DE CORRIENTE

Conociendo las características de los transformadores de corriente se puede alcanzar la mínima corriente de falla requerida para operar el relé al valor determinado de ajuste, mediante:

$$I_{mín} = (\sum I_e + I_r + I_v) N \quad (F-B4)$$

En donde:

I_e = Corriente de excitación secundaria a un voltaje igual al del ajuste de la unidad de voltaje.

I_r = Corriente en la unidad de voltaje al valor de ajuste V_r

$$I_r = \frac{V_r'}{2600} \quad (F-B5)$$

I_v = Corriente en el varistor del circuito a un voltaje igual al de ajuste de la respectiva unidad.

N = Relación de vueltas del transformador.

X = Número de circuitos conectados a la barra.

1200:5

C-400

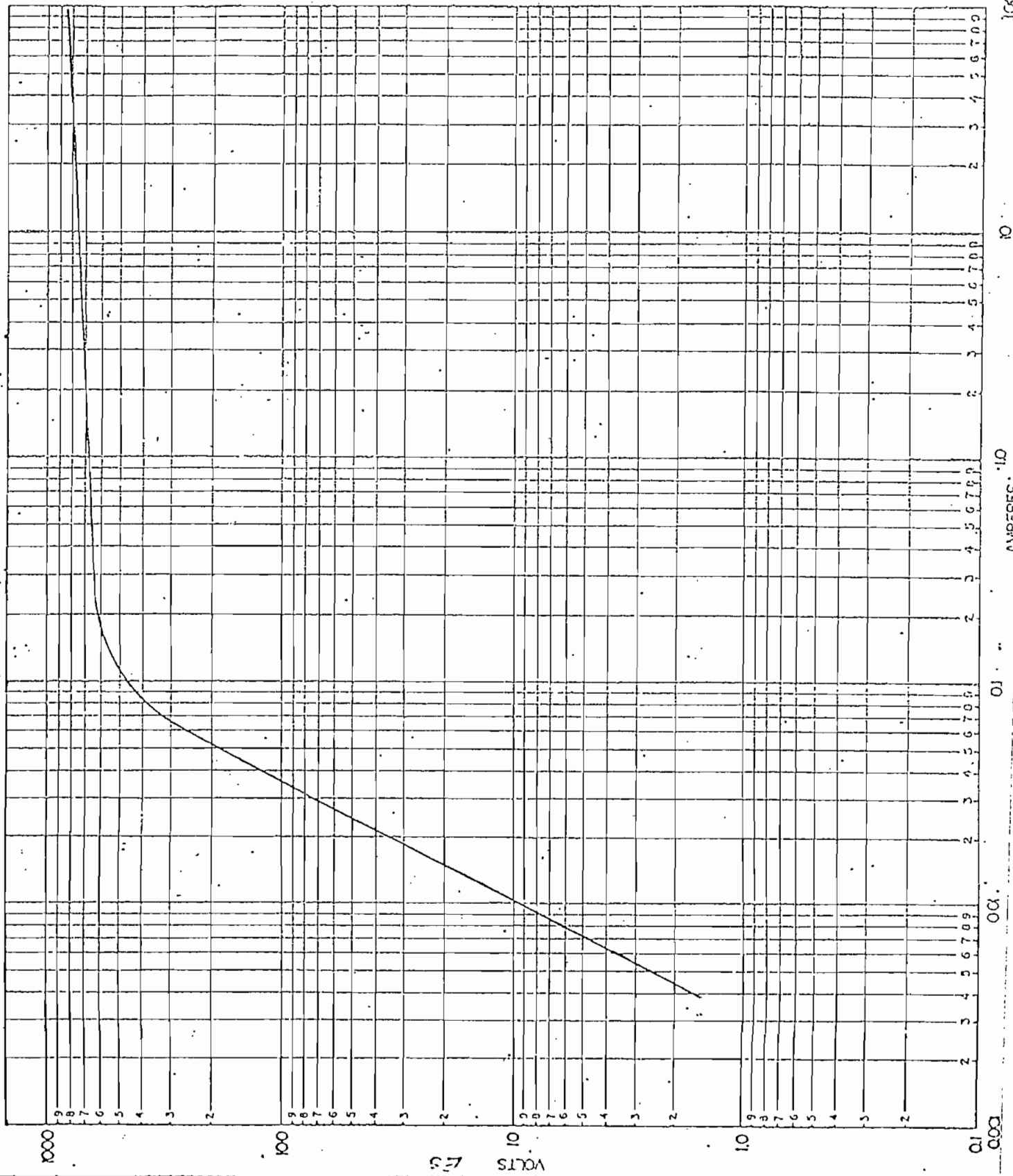
- SECONDARY EXCITATION CHARACTERISTICS

A-7

Bushing Current Transformer, Type.....

For Power Circuit Breaker.....

Frequency.....60..... Internal Resistance 1.6Ω..... Secondary Turns.....400.....



600 : 5

SECONDARY EXCITATION CHARACTERISTICS

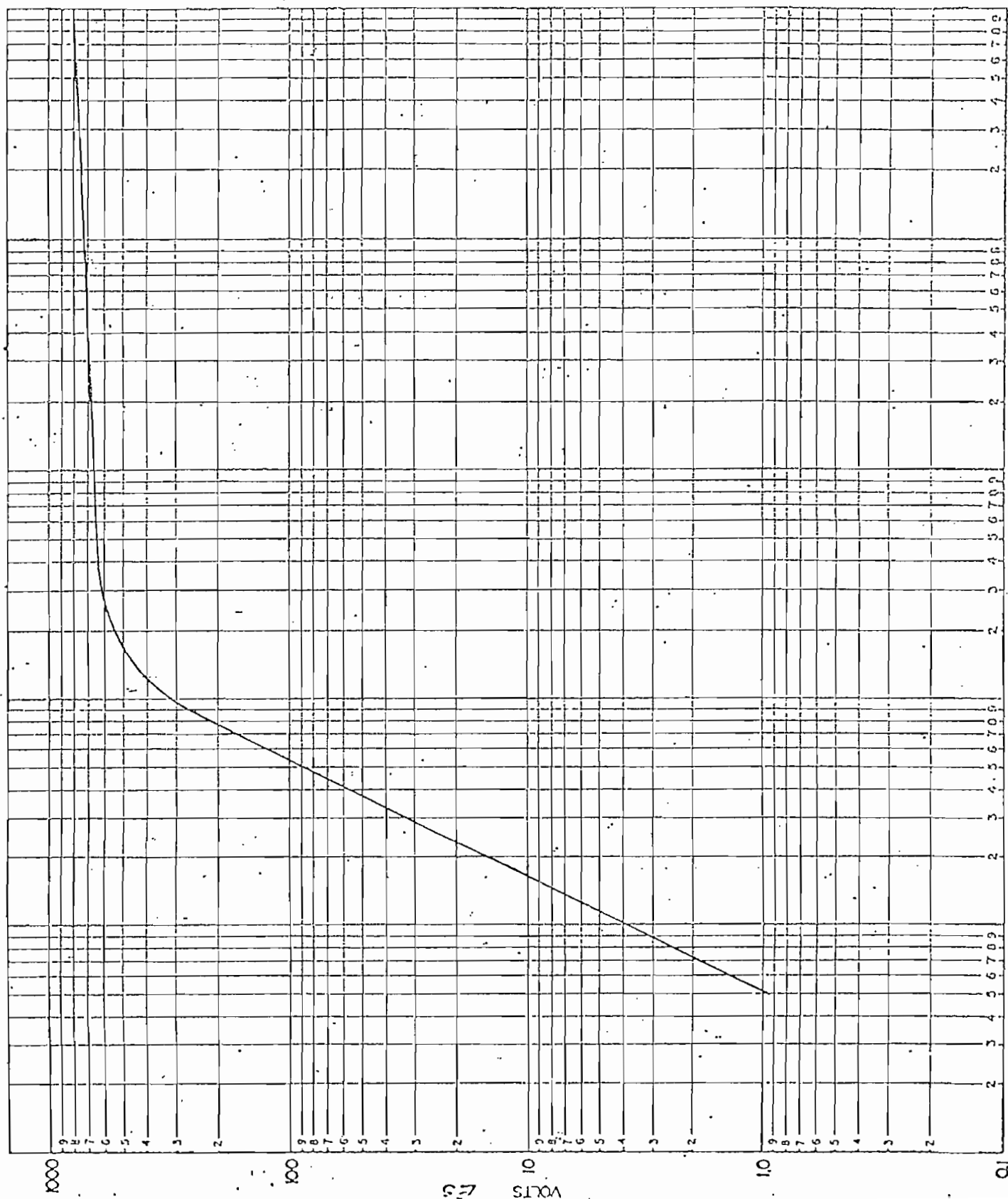
C-400

Bushing Current Transformer, Type.....

A-8

For Power Circuit Breaker.....

Frequency 60 Internal Resistance 1.2 Ω Secondary Turns 240



BIBLIOGRAFIA

LIBROS

- L.1 WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
"Applied Protective Relaying"
Relay Instrument Division.
Newark, New Jersey, U.S.A.
- L.2 C. RUSSELL MASON
The Art and Science of Protective Relaying
John Wiley & Sons
Inc. New York, 1956
- L.3 CANFIELD AND BOWMAN
Business Legal and Ethical Phases of Engineering
McGraw Hill.
- L.4 GENERAL ELECTRIC COMPANY
Protective Relays and Instrument Transformers
May, 1954
- L.5 COLEGIO DE TÉCNICOS DE CHILE
Protecciones de Sistemas Eléctricos
Santiago de Chile, Octubre, 1960

ARTICULOS

- A.1 ENRIQUEZ VACA PATRICIO
Estudios de Confiabilidad para las Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión.

CIER - Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos.
Quito, 1976

- A.2 WILLIAMS, W.P.
Design of H.V. Substations, Part I.
Electrical Connections of Switching Stations.
'The English Electric Company Limited'
Stafford, 1962.
- A.3 DAVENPORT, F.W.; MAGIDSON, E.M.; YAKUB, YU.A.
Substation Bus Switching Arrangements.
Their Essential Requirements and Reliability
Electra.
- A.4 GROVER, M.S.; BILLINTON, R.
A Computerized Approach to Substation and Switching
Station Reliability Evaluation
Power Systems Research Group.
University of Saskatchewan, Canada.
- A.5 HEISING, C.R.; RINGLE, R.J.; SIMMONS, H.O.
A Look at Substation Reliability.
- A.6 ORTUONDO, P.
Confiabilidad de Subestaciones Seccionadoras.
Empresa Nacional de Electricidad S.A.
ENDESA, Santiago de Chile, 1974.

- A.7 AIEE COMMITTEE REPORT
Substation One Line Diagrams Transaction
Agosto, 1953
- A.8 REID, I.A.
Busbar Protection
GEC Measurements.
Electrical Review,
Junio 1957.
- A.9 SANDOR MENTLER
A Half Cycle Static Bus Protection Relay Using Instantaneous
Voltage Measurement
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
Vol. PAS-94, N^o 3
May/June 1975.

CATALOGOS

- C.1 ASEA
High Impedance Generator Differential Protection Type
RYDHA.
Description of Relay Protection
June, 1966.
- C.2 WESTINGHOUSE
Type KAB High Impedance Bus Differential Relay Device
Descriptive Bulletin, 41-340

- C.3 WESTINGHOUSE
Type KAB, Single Phase Instantaneous, High Speed.
Bus Differential Relays.
- C.4 REYROLLE PROTECTION LIMITED
Type B3 High Impedance Differential Relay
Enero, 1977
- C.5 ASEA
Busbar Differential Protection Type RYDSS
Pamphlet RK 60-204 E. Edition 1.
Abril, 1970.
- C.6 MITSUBISHI ELECTRIC
Differential Voltage, W/BPX-10A2 and 20A2 Auxiliary Boxes
Type LABS-1 and Type MKR Lock-out Relay
Bus Protection Relay Systems.
- C.7 BBC - BROWN BOVERI & COMPANY LTD.
Static Protection Equipment for Busbars
Relays and Protection Schemes CH-ES 36-11E
Electronic Busbar Protection (based on Directional Comparison)
Relay and Protection Schemes CH-ES 36-10E.
- C.8 MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
Oferta Equipamiento ST/3
Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

ESTUDIOS

- E.1 Sistema Nacional Interconectado
Memoria Descriptiva
1976.
- E.2 Sistema Nacional Interconectado
Estudio de Flujo de Carga
1983 a 1990.
- E.3 Sistema Nacional Interconectado
Estudio de Cortocircuitos
1983 a 1990.

NORMAS

- N.1 ANSI, C57.13
Requirements for Instrument Transformers.
- N.2 ANSI, C37.06
Schedules of Preferred Ratings and Related Required Capabilities for A-C High Voltage Circuit Breakers Rated on Symmetrical Current.
- N.3 ANSI, C37.010
Application Guide for A-C High Voltage Circuit Breakers Rated on Symmetrical Current Basis.