

T
621.3126
M 779



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"DISEÑO DE UNA SUB ESTACION DE REDUCCION

138/69 Kv. PARA LINEAS RADIALES"

TESIS DE GRADO

PREVIA LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION POTENCIA

PRESENTADA POR:

WILSON JUAN MONTES MONTOYA

GUAYAQUIL — ECUADOR

1986

ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"DISEÑO DE UNA SUB ESTACION DE REDUCCION
138/69 Kv. PARA LINEAS RADIALES"

Tesis de Grado
previa la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACION POTENCIA

Presentada por:

WILSON JUAN MONTES MONTOYA

GUAYAQUIL – ECUADOR

1986

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y de manera especial a todos quienes conforman el Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Al Ing. Juan Saavedra, Director de Tesis; por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo.

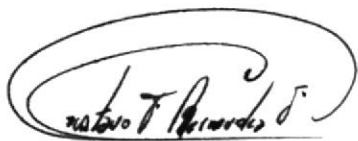
DEDICATORIA

A MIS PADRES: *Quienes con su apoyo incondicional me han guiado para alcanzar esta meta.*

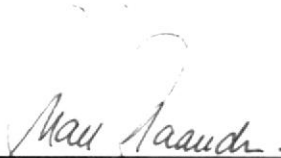
A MI ESPOSA: *Que me brindó su apoyo para culminar mi carrera profesional.*

A MIS HIJOS: *ROSA, EDUARDO, y MARIA, quienes constituyen el estímulo para mi superación en el campo profesional.*

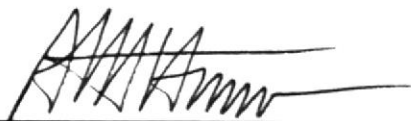
A MIS HERMANOS: *Quienes me brindaron la ayuda necesaria para continuar adelante en la ruta emprendida.*



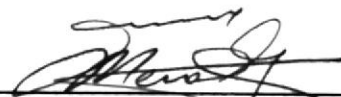
ING. GUSTAVO BERMUDEZ
Subdecano de la FIE



ING. JUAN SAAVEDRA
Director de Tesis



ING. ALBERTO HANZE
Miembro Principal



ING. CRISTOBAL MERA
Miembro Principal



DECLARACION EXPRESA

“ La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL ”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

.....
WILSON JUAN MONTES MONTOYA

RESUMEN

En este trabajo se efectúa un estudio comparativo (técnico-económico) sobre las posibles alternativas para la construcción de S/E de reducción de 138/69 Kv..

En el estudio técnico se describen los esquemas de S/E más populares; puntualizando sus ventajas y las principales aplicaciones en donde se utilizan. Igualmente se hace una evaluación de los principales criterios de diseño que se utilizan (Tipos de Barras, interruptores; distancias eléctricas mínimas, etc.).

Se establecen los criterios de diseño que se van a utilizar para someter al análisis económico los 4 esquemas más populares utilizados en la actualidad.

Cada esquema se somete al análisis tanto de los costos de inversión y mantenimiento como a los de energía interrumpida por fallas o mantenimiento de la S/E (análisis de confiabilidad).

Los métodos de análisis son: 1) anualidades y 2) costo actualizado. Calculados las horas anuales de interrupción se calcula el grado de confiabilidad y por ende el costo anual de interrupción de cada esquema; valor que sumado al costo de inversión nos dará el costo total anual.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	VIII
INDICE DE TABLAS	IX
INTRODUCCION	11
I ESQUEMAS DE BARRAS	13
1.1.— Análisis de los esquemas de conexiones para barras utilizados en S/E	13
1.2.— Criterios de diseño	35
1.3.— Diseños Básicos	46
II COMPARACION ECONOMICA	65
2.1.— Costo relativo de los diferentes esquemas	71
2.2.— Análisis de confiabilidad	80
2.3.— Selección del esquema más conveniente	115

	Pág.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFIA	126

INDICE DE FIGURAS

No.		Pág.
1	Esquema de Barra Simple	15
2	Esquema de Barra Simple con seccionador comunicador de salidas	16
3	Esquema de Barra Principal y Transferencia	15
4	Esquema de Barra Principal con un disyuntor automático por circuito y un disyuntor automático para Transferencia	22
5	Esquema con Disyuntor y medio	25
6	Esquema en Anillo	27
7	Esquema en Anillo modificado	29
8	Esquema en anillo (modificación para más de 6 salidas sin hacer 2 anillo independientes)	30
9a	Esquema con disyuntor en derivación	31
9b	Esquema con disyuntor en derivación modificado	32
10	Cálculo de distancias adicionales para conexiones flexibles	51
11	Distancias mínimas para seguridad del personal	53A
12	Costos de los diferentes esquemas de Barras	55A
13	Costos de los diferentes tipos de S/E cuando se usan interruptores de 2 o 3 aisladores	56A
14	Equipamiento de una S/E con esquema de Barra Simple	67
15	Equipamiento de una S/E con esquema de Barra Principal y de Transferencia	68
16	Equipamiento de una S/E con esquema de disyuntor y medio	69
17	Equipamiento de una S/E con esquema de Anillo	70
18	Costos de los diferentes esquemas de Barras	124A

INDICE DE TABLAS

No.	Pág.
1.— Porcentaje de utilización del material para Barras	41
2.— Distancia mínima Fase-Tierra para conexiones rígidas y hasta 1.000 msm.	48
3.— Distancia mínima Fase-Fase para conexiones rígidas y hasta 1.000 msm.	48
4.— Coeficiente de reducción debido a la altura	49
5.— Distancia Fase-Tierra a nivel del mar y conexión flexible	52
6.— Distancia Fase-Tierra a 2.500 msm. para conexión rígida	52
7.— Distancia Fase-Tierra a 2.500 msm. para conexión rígida	52
8.— Distancia Fase-Tierra a 2.500 msm. para conexión flexible	52
9.— Distancia Fase-Fase a 2.500 msm. para conexión rígida	53
10.— Distancia FaseFase a 2.500 msm. para conexión flexible	53
11.— Espacios libres mínimos para seguridad del personal en las S/E	54
12.— Material usado para estructuras de S/E a la intemperie	60
13.— Costo anual de recuperación de capital por amortización de equipos	79
14.— Averías por año — Horas de interrupción por año — Confiabilidad de esquemas analizados	103 - 104- 105
15.— Costo anual de interrupciones de los diversos esquemas (Cai)	107 - 108- 109 - 110
16.— Valor presente de los costos de interrupción de los esquemas analizados (Vpci)	111 - 112- 113 - 114
17.— Costo anual de recuperación de Capital (Ca)	116 - 117- 118 - 119
18.— Costos anuales totales (C _T)	120 - 121- 122- 123

CAPITULO I



ESQUEMAS DE BARRAS

1.1 ANALISIS DE LOS ESQUEMAS DE CONEXIONES PARA BARRAS UTILIZADOS EN SUBESTACIONES

La manera más simple de juntar un número cualquiera de circuitos, es derivarlos todos desde un solo juego de conductores, a los que generalmente se les llama barras. Para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio; se han derivado una serie de esquemas que a continuación enumeramos:

1. *Barra simple*
2. *Barra principal y transferencia*
3. *Doble barra principal con un disyuntor automático por circuito y un disyuntor automático para transferencia de barras*
4. *Similar al anterior pero con dos disyuntores automáticos por circuito*
5. *Disyuntor y medio con doble barra principal*
6. *Barras en anillo*

En el análisis de estos esquemas consideramos los varios factores que determinan la elección de uno u otro esquema para una S/E, y el grado que en ellos son encontrados en dichos arreglos.

Estos factores son:

- a) *Continuidad de servicio*
- b) *Facilidad de mantenimiento*

rencias las conclusiones y recomendaciones del grupo de trabajo de la IEEE.

En el diseño de las S/E que hemos considerado en este trabajo se han seguido las disposiciones básicas siguientes:

- 1.— Las construcciones son modulares.*
- 2.— El análisis de confiabilidad solo se hizo en el lado 138 Kv. En el lado de 69 Kv. se asumió el mismo número de alimentadora.*
- 3.— Solo se analizaron los 4 esquemas de barras más utilizados.*
- 4.— Todas las estructuras son metálicas.*

Como cada S/E se diseña de acuerdo a la importancia que ella conlleva; esto afecta a su costo (puesto que la confiabilidad aumenta los costos). Por lo tanto hay que llevar un punto de equilibrio entre los costos de la S/E y su grado de confiabilidad. El punto de equilibrio mínimo que se encuentra de entre los diversos esquemas estudiados nos dará el más conveniente para el sistema que se estudie.

INTRODUCCION

Las S/E por lo general siempre han sido diseñadas para cubrir una necesidad particular o resolver un problema específico; los diseñadores del presente deben por lo tanto introducir cambios sustanciales en esquemas antiguos para tratar de normalizar a las técnicas modernas. Conceptos como confiabilidad, simplicidad y economía deben ser factores importantes en el diseño.

De tal suerte que se ha producido una explosión de esquemas y medidas.

A medida que los niveles de voltaje de maniobras (345. . . 765. . .Kv) de las S/E; las necesidades de espacios eléctricos mínimos y las dimensiones físicas de los aparatos para los nuevos niveles de voltaje han agrandado los espacios físicos necesarios para las S/E.

Así para un BAY de una S/E a 345 Kv se necesitan 295 gt de longitud para uno de 765 Kv se necesitan 1.000 gt de diseño comparable al mismo sistema.

Cuando capacidades de líneas (1.500 MW) y de transformadores (1.500 MW) la confiabilidad llega a convertirse en tema importantísimo en el diseño. Las S/E por tanto han llegado a ser centros de sistemas de mucha sensibilidad y que por lo tanto al producirse en ellos cualquier problema deben ser estos rápidamente salvados.

Si bien en nuestro país los planes de desarrollo energético no han alcanzado los niveles de voltaje antes mencionados no debemos dejar de mencionarlos y puntualizarlos para que su consideración tenga la importancia que la técnica moderna le ha dado.

En este trabajo no se ha analizado pormenorizadamente tópicos tan importantes como distancias mínimas, coordinación de protecciones, tomando solo como refe-

- c) *Facilidad de operación*
- d) *Simplicidad de diseño*
- e) *Simplicidad de protección*
- f) *Facilidad para extensiones*
- g) *Costos*

Posibles variaciones de los esquemas citados, son nombrados pero no analizados. Por ejemplo: un disyuntor seccionador de barras, solo lo indicamos ya que este puede ser aplicado con todos los esquemas y su función es la de mejorar la confiabilidad del servicio.

1.1.1 Esquema de barras simples

- a. *La continuidad de servicio de la S/E total depende de una sola barra. Así cualquier falla en la barra, o en un aislador o disyuntor de barras ocasiona la salida de servicio total de la S/E. Para evitar esto se puede agregar uno o más disyuntores seccionadores de barras.*
- b. *A un disyuntor le puede ser dado mantenimiento, solamente si el circuito al cual controla es puesto fuera de servicio.*

Si se desea dar mantenimiento a las barras o cualquier aislador de barras, involucra la pérdida durante el período de mantenimiento de todos los circuitos conectados a las barras. Seccionando las barras se disminuye el número de circuitos perdidos.

Facilidades para mantenimiento de un disyuntor automático, se pueden agregar, instalando seccionadores de paralelo. Esto pone fuera de servicio a la protección del circuito durante el tiempo de mantenimiento; y una falla del mismo ocasionaría (Ver fig. No. 1) la salida de la S/E.

Otra manera de paralelear un disyuntor es instalando un seccionador entre 2 circuitos adyacentes como se ve en la Fig. No. 2, de manera que los circuitos puedan ser operados solo con un disyuntor durante el man-

FIGURA No. 1

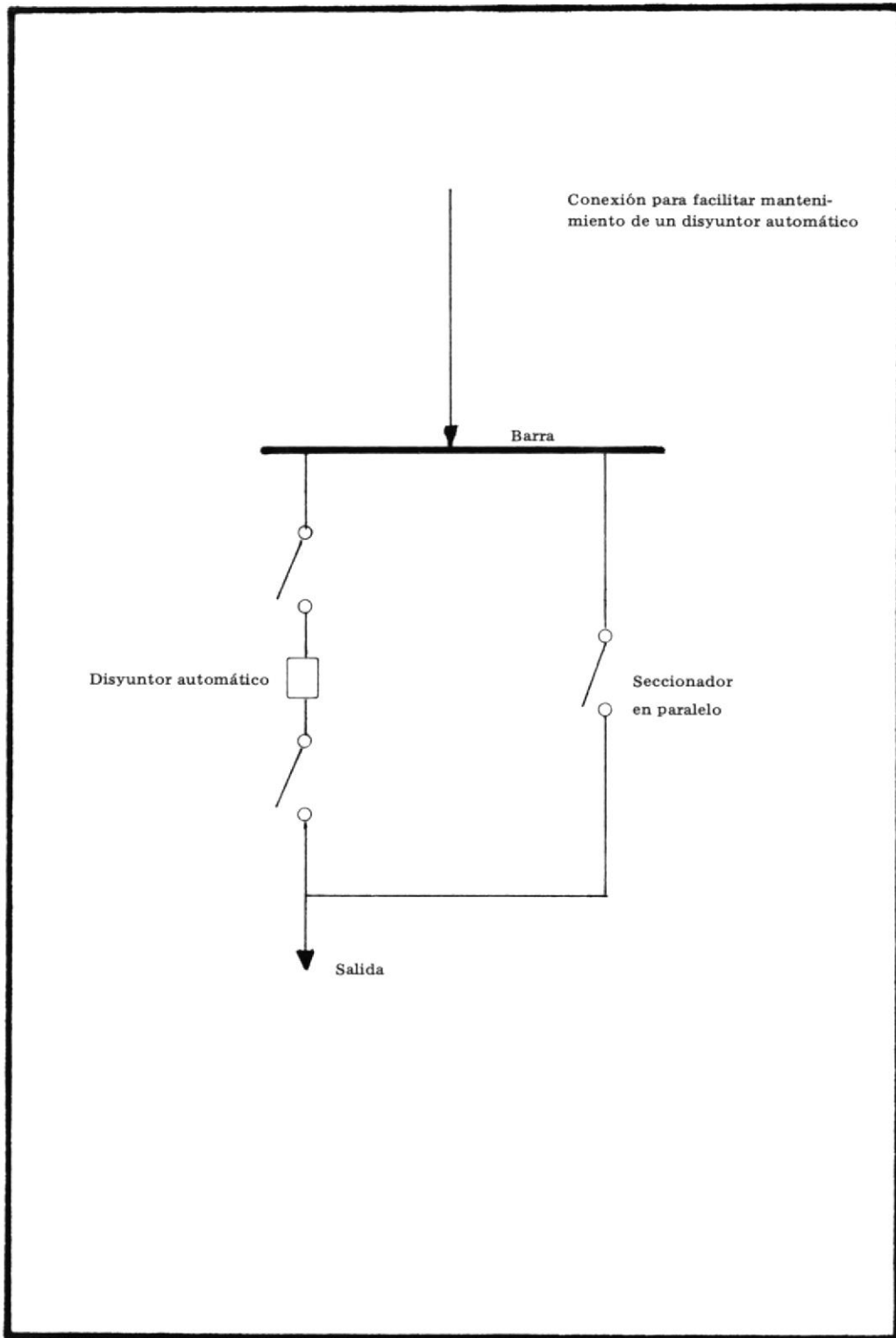
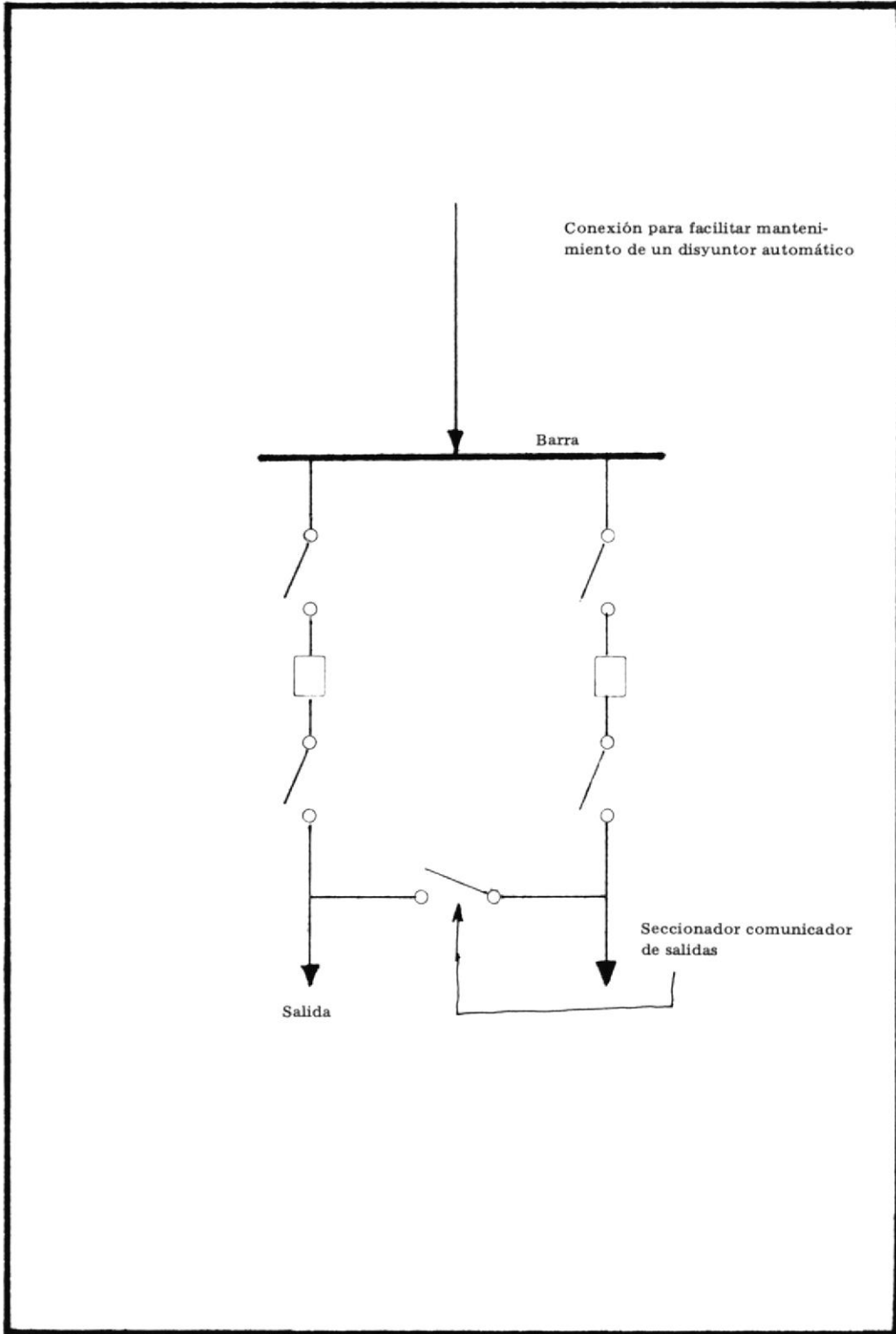


FIGURA No. 2



tenimiento del otro. La protección de los circuitos se mantiene pero no hay discriminación de fallas, así una falla en un circuito involucra la pérdida del otro.

- c. No ofrece facilidades para controlar independientemente ciertas cargas especiales con características indeseables: como son los hornos de arco, por ejemplo.
- d. Si tiene una operación fácil debido al diseño, que es muy simple.
- e. Igual cosa se puede decir de la protección.
- f. Para extensiones de la S/E, es necesario sacarla fuera de servicio completamente, originando con ello grandes pérdidas.
- g. Es el esquema de menor costo.

Este tipo de barras solo se utilizan cuando la continuidad de servicio es relativamente sin importancia, o cuando las cargas pueden ser suplidas desde otra fuente de energía.

Cuando se tiene sistemas de alimentación radial y de poca capacidad se aconseja esta clase de barras.

1.1.2 Sistemas de barras principal y de transferencia

Este es un sistema de barras simples al que le han sido aumentado las facilidades para transferencia de cualquier disyuntor sin carga, con retención de protección en el circuito en mención.

Esto requiere el aumento de un interruptor de transferencia en cada circuito, de una segunda barra y de un acoplador de barras con sus respectivos interruptores seccionadores.

- a) *La seguridad y continuidad de servicio de la estación depende de la barra principal. Un disyuntor puede ser reemplazado por el disyuntor de transferencia.*

- b) *Cualquier disyuntor puede ser dado mantenimiento, sacándole fuera de servicio, siendo reemplazado por disyuntor de transferencia a través de barra de transferencia. Un disyuntor es paraleleado, cerrando el seccionador de bypass; luego cerramos el disyuntor acoplador de barras con sus seccionadores, entonces abrimos el disyuntor normal con sus seccionadores.*

La protección se arregla para disparar el disyuntor acoplador de barras, de manera que este toma el lugar del disyuntor normal.

El procedimiento es similar al que se usa en el esquema de doble barra.

- c) *No brinda facilidades para control.*

- d) *El diseño es simple, pero hay que tener cuidado en la operación de un seccionador o cuando se usa interbloqueo.*

- e) *La protección de este tipo de barras es complicado, por la necesidad de transferir la protección al disyuntor de transferencia como vimos, en el acápite b).*

En realidad hay 3 métodos para proveer protección durante el paralelo de un disyuntor.

1. *Confiar en la protección de sobrecarga del disyuntor acoplador de barras.*

2. *Duplicar los transformadores de corriente del circuito de protección en el disyuntor acoplador de barras.*

3. *Conservar los transformadores de corriente (TC) del circuito de protección en circuito, durante el paraleleada del disyuntor, y entonces transferir la conexión de disparo desde el disyuntor alimentador al disyuntor acoplador de barras. Si se utiliza esta forma, es necesario localizar los TC en el lado de la alimentadora y paralelear los interruptores aisladores.*

- f) *Hay que dejar fuera de servicio la S/E completa cuando se desea hacer extensiones en la misma.*

- g) *A excepción de la de barra simple y barra en anillo, es la de menor costo.*

Este esquema es muy utilizado en Estados Unidos especialmente; en menos escala en Europa y Asia. En Inglaterra no se usa. Ver Fig. No. 3.

Este tipo de barras es el más recomendado para un sistema de potencia interconectado de gran volumen, en el que las facilidades de agrupar circuitos en una variedad de combinaciones es de gran importancia. Esto es posible por que cualquier circuito es posible conectarlo a cualquier barra por medio de sus disyuntores o seccionadores selectores de barras.

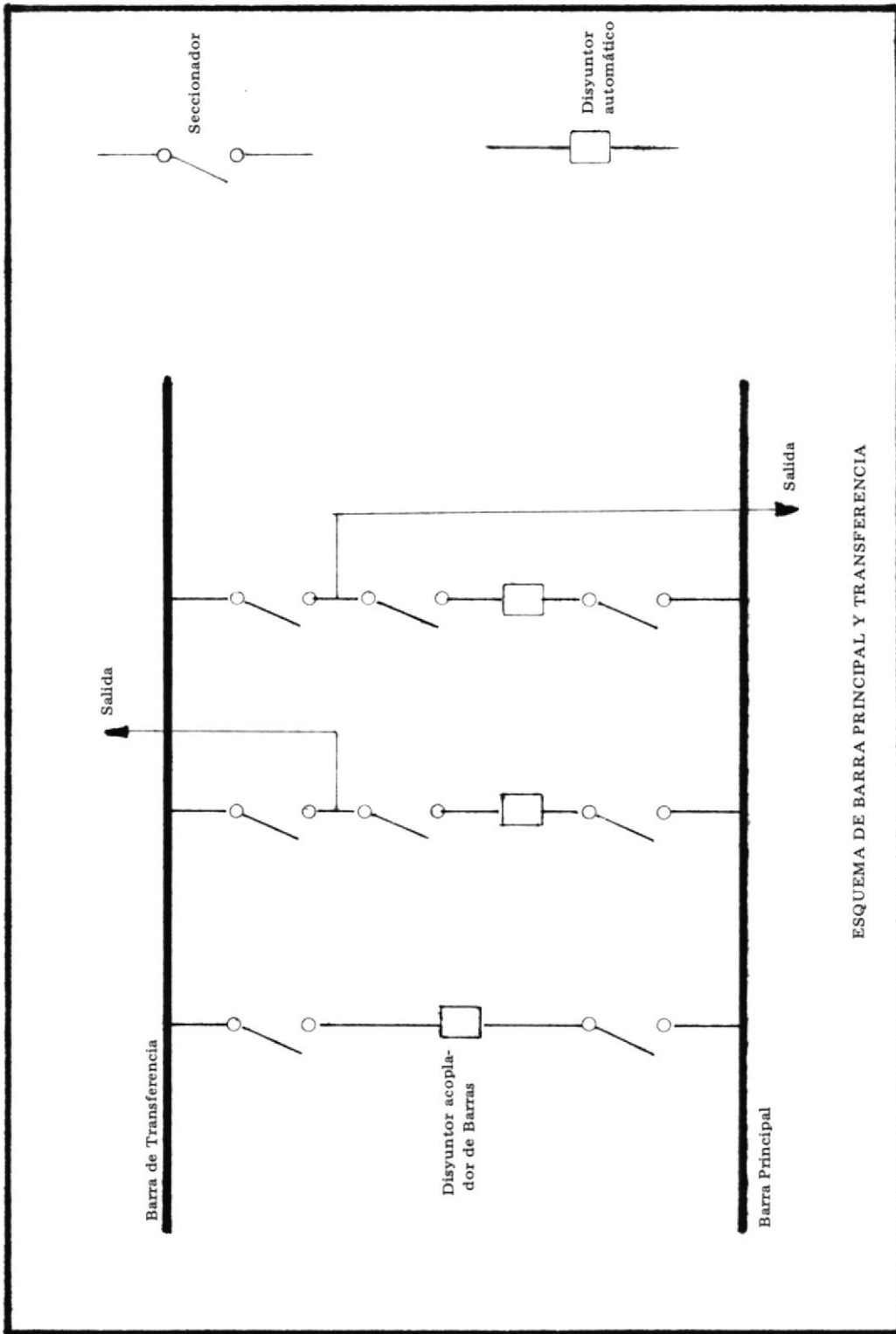
1.1.3 Doble barra principal con un disyuntor automático por circuito y un disyuntor automático para transferencia de barras

Es uno de los más comunes en el mundo. Su principal utilización es en sistemas de potencia altamente interconectados, en los que la flexibilidad de maniobras es de suma importancia, pues se necesitan múltiples rutas de alimentación. Veamos sus características:

- a) *Es el esquema que dá la máxima continuidad de servicio, si se instala protección de barras por zonas, y además sus barras son rígidas.*

- b) *Cualquier disyuntor puede ser puesto fuera de servicio para manteni-*

FIGURA No. 3



ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA



miento sin pérdida del alimentador.

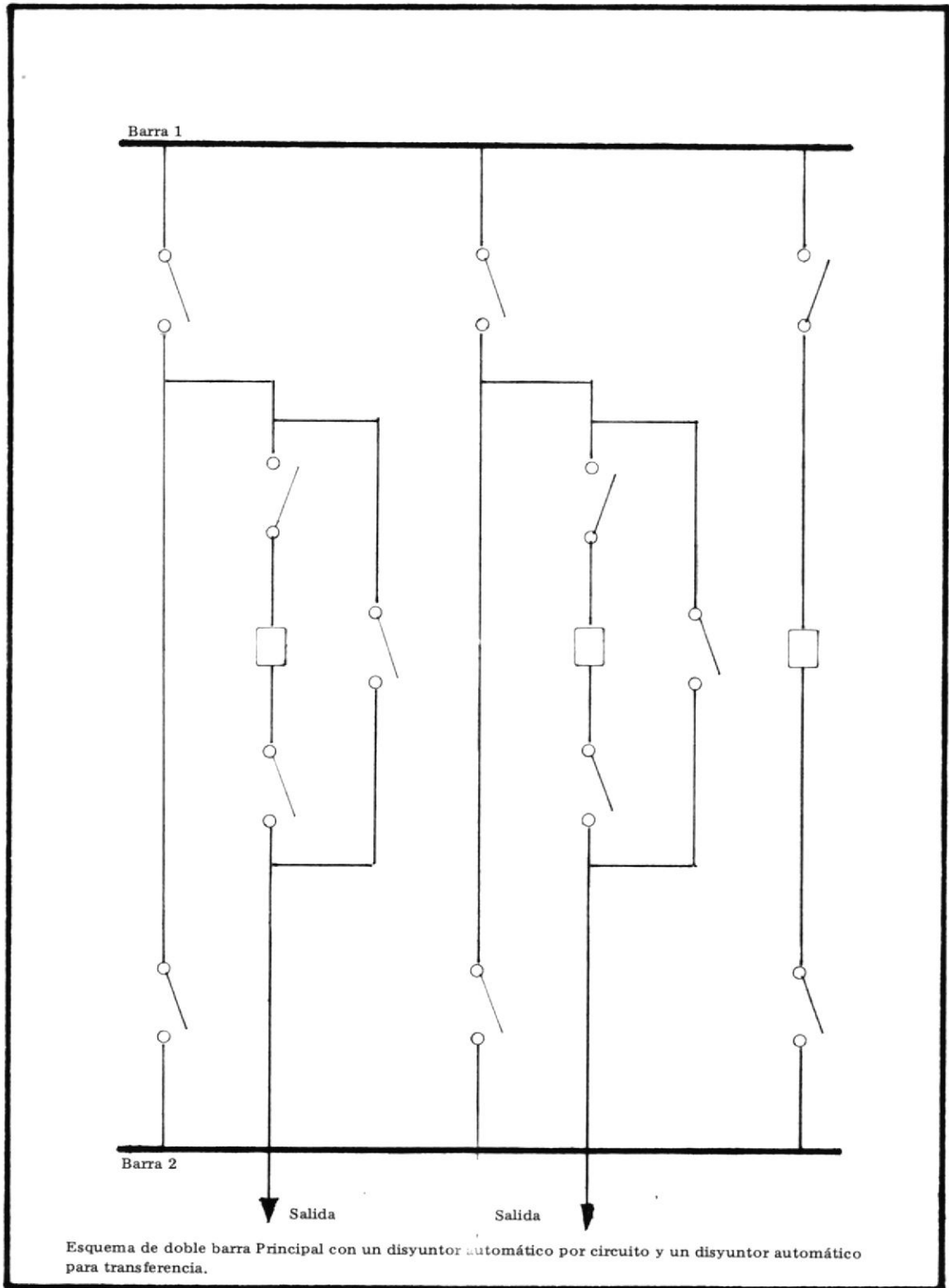
Esto es posible por el hecho de que cada circuito tiene la capacidad de ser conectado a cualquier barra por medio de sus disyuntor selectores de barras. Si se provee un disyuntor acoplador de barras, la selección puede ser hecha en vacío, paraleleando las barras, con el disyuntor acoplador de barras y sus seccionadores.

- c) *Si las barras son corridas separadamente, las cargas pueden ser fácilmente repartidas pero se reduce la continuidad de servicio.*
- d) *El diseño es bastante complicado. Todas las maniobras son hechas mediante disyuntor automáticos.*
- e) *Con excepción de la zona de barras, la protección de este sistema es simple. Si se corren las barras en forma rígida, la protección de la misma, puede ser simplificada, omitiendo el rasgo de restricción, ya que el disparo de una barra no causa la salida completa de la S/E.*
- f) *Las extensiones de estas estaciones pueden ser hechas sin interrupción del servicio.*
- g) *El costo es muy alto, y son solo justificadas para S/E de Extra Alto Voltaje (EHV), o para aquellas que sirven cargas poco usuales y muy importantes.*
- h) *El doble disyuntor puede ser usado en ciertos circuitos solamente, dependiendo de su importancia o exposición, los restantes pueden tener solamente un disyuntor con seccionadores selectores de barras. Ver Fig. N. 4.*

1.1.4 Disyuntor y medio con doble barra principal

Este esquema provee mejores facilidades que el de doble barra con una re-

FIGURA No. 4



ducción en costos. Pero las facilidades de operación, de separación de circuitos no son tan completas, y aunque las maniobras todavía son hechas por disyuntores, estas son mas complicadas que en el sistema con doble barra.

Este sistema combina la seguridad de las barras y las facilidades de paralelear los disyuntores del sistema de malla, con algo de la flexibilidad del sistema de doble barra.

Asi mismo utiliza la mitad de un disyuntor mas por circuito que el sistema de doble barra, pero esto es parcialmente compensado por el ahorro en el disyuntor acoplador de barras.

Se puede decir que el sistema de disyuntor y medio es un arreglo multiseccionado en que cada par de circuitos es una sección de barras separadas, a la que puede operarse con cualquier par o grupo de pares, separados de los circuitos restantes. Sin embargo para cubrir todas las contingencias de maniobras, los disyuntores y demás equipo, tienen que ser capaces de conducir la corriente de carga combinada de 2 circuitos. Esto lógicamente incrementa el costo de los equipos.

Debido a su alta seguridad contra pérdida de la carga, este esquema es particularmente utilizado para S/E asociadas con plantas generadoras y aquellas en que grandes bloques de potencia son manejados en circuitos individuales.

Este sistema es muy utilizado en Estados Unidos, Europa y Asia; en Escocia e Irlanda del Norte, existen pocas de estas.

Se puede hacer una variante llamada Disyuntor y un Tercio en el que 4 disyuntores son conectados en serie.

La protección está mas involucrada con el disyuntor central y debe ser disparado para fallas en cualquier alimentador, los transformadores de corriente estan asociados con los disyuntores y no con los alimentadores. Las transfor-

madores de corriente son requeridos en ambos lados del disyuntor central.

En la Fig. No. 5 se ha representado esquemáticamente este arreglo.

1.1.5 Barras en anillo

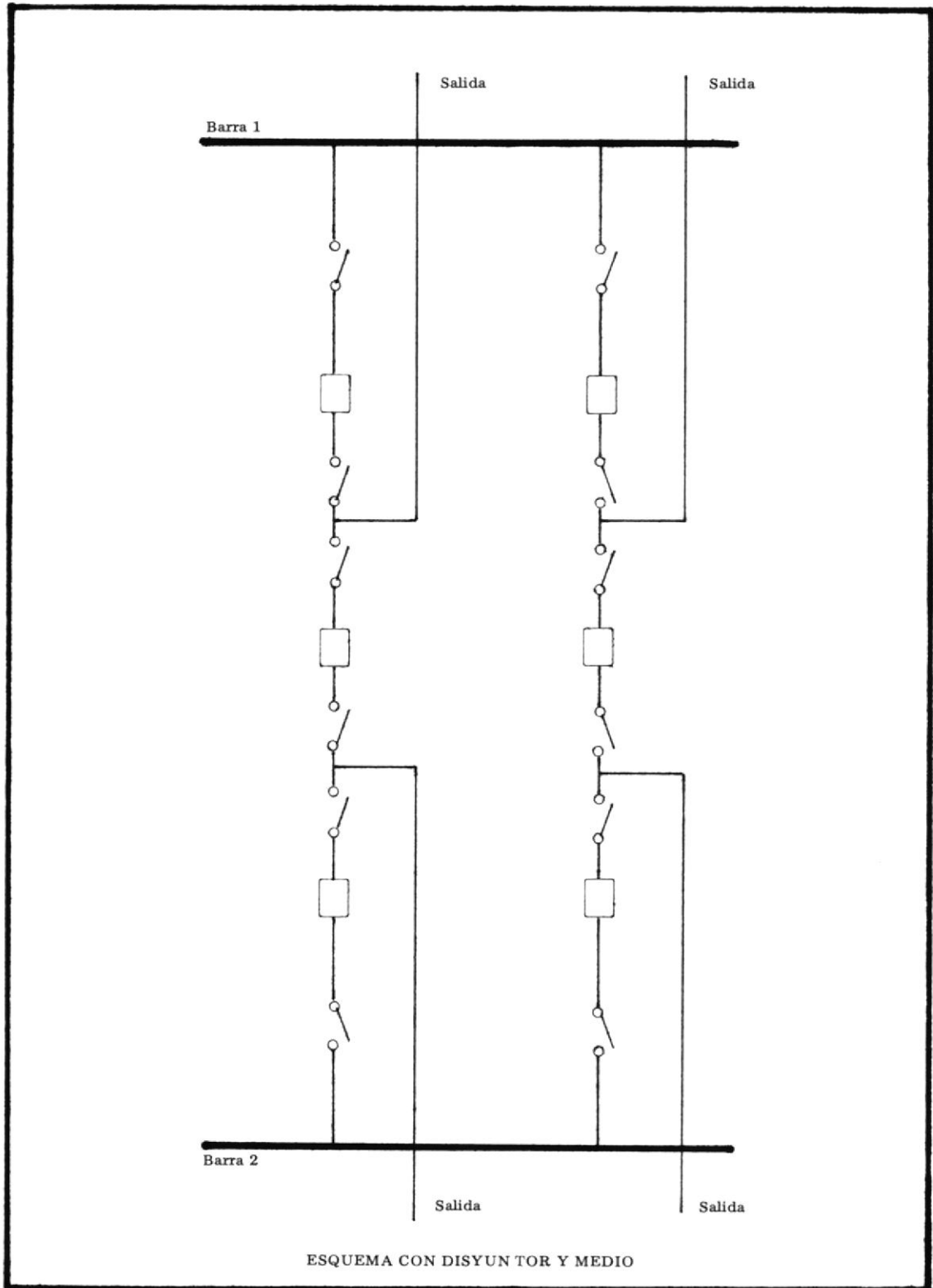
Este sistema da mayor seguridad que el de barras simple, porque es posible tener varias rutas de salidas para las alimentadoras alrededor de las barras. Sin embargo una falla en las barras tiene el mismo efecto que en el de barras simples, o sea la pérdida de todos los circuitos. La diferencia estriba en que la falla puede ser aislada, abriendo los seccionadores de barras permitiendo restablecer la mayoría de los circuitos.

Veamos sus características:

- a) Cuando el anillo está cerrado, con todos los disyuntores en servicio, la seguridad es excelente ya que cada circuito tiene dos fuentes de alimentación si por un acaso una falla ocurre mientras un disyuntor está abierto, una sección de la estación puede ser sacada fuera de servicio.*
- b) Cualquier disyuntor puede ser puesto fuera de servicio sin perder la alimentación; pero la seguridad se reduce.*
- c) Facilidades de operación muy reducidas.*
- d) Las maniobras simples.*
- e) Cada disyuntor está asociado con 2 alimentadoras las conexiones de los transformadores de corriente son más complicadas; y pueden surgir problemas de protección cuando la relación del rating de corriente de barra a corriente de alimentadora es alta.*

Se requieren transformadores de corriente en ambos lados del disyuntor, ningún esquema para protección de la zona de barras es requerido,

FIGURA No. 5



ya que el anillo queda dentro de la zona de los alimentadores individuales.

f) Para extender esta S/E es muy difícil de lograrlo.

g) El costo es bajo considerando la seguridad total.

Con este esquema no se debe incluir más de 6 circuitos en el anillo. Si se necesitan mas salidas que seis se pueden interconectar dos anillos por medio de disyuntores automáticos.

Este esquema requiere mas espacio que un sistema de barra simple similar, particularmente si los disyuntores seccionadores de barras se duplican. Por la operación conveniente de los seccionadores de barras el sistema puede dar una flexibilidad limitada, que permite reparar grupos de circuitos con el fin de controlar la carga o el nivel de falla de la S/E.

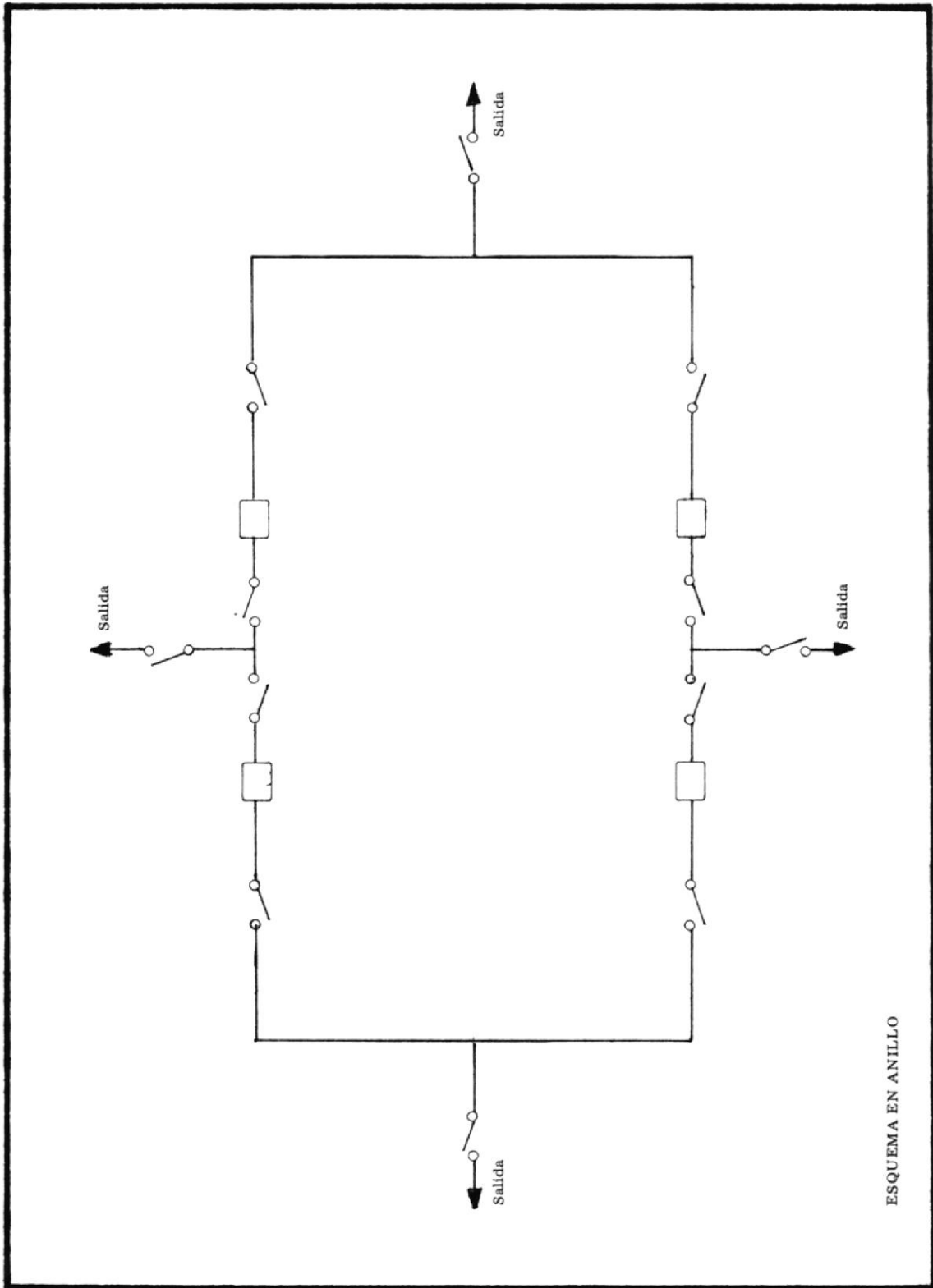
Mientras se opere de esta manera las ventajas de la conexión en anillo son sacrificadas.

Ver Fig. No. 6 en donde se ha representado este arreglo esquemáticamente. Si los disyuntores en vez de estar en las alimentadoras se sitúan en la barra, el arreglo se llama ahora polígono o malla. Por lo tanto para conectar o desconectar un circuito se necesita la operación de dos disyuntores.

El sistema en malla tiene 3 ventajas sobre los sistemas simple, anillo y doble barra.

1. Permite el mantenimiento de cualquier disyuntor sin perder alimentación, ni protección y sin agregar ninguna facilidad de paraleleo.
2. La falla en cualquier punto de la barra origina la pérdida de solamente un circuito.

FIGURA No. 6



ESQUEMA EN ANILLO

3. *Una falla en un disyuntor causa la pérdida de solo dos circuitos independiente del número total de salidas.*

En el arreglo de mallas se obtiene la mayor seguridad teniendo iguales circuitos de salida como de entrada arreglados alternadamente, como máximo es preferible no tener más de dos veces tantos circuitos de salida como circuitos de entrada.

1.1.6 Otros esquemas

Para ilustrar como los esquemas básicos pueden ser variados y aplicados para propósitos particulares, un número de esquemas algunos comunes, otros poco usuales y los describimos abajo:

El esquema de la Fig. No. 7 es económico cuando se puede acoplar solidamente los alimentadores y transformadores.

Tiene el inconveniente que para falla de transformadores se debe proveer de intertripping.

Es difícil hacer extensiones.

El esquema de la Fig. No. 8 nos muestra como se puede incrementar las 5 ó 6 salidas recomendadas sin hacer 2 anillos independientes.

Disyuntor en derivación (Shunt Circuit Breaker)

Este esquema usa un principio completamente diferente a los descritos anteriormente.

Un disyuntor está conectado directamente entre línea y tierra, estando normalmente en posición abierta (Ver Fig. No. 9 a). Las líneas son controladas por aisladores de alta velocidad operados automáticamente.

FIGURA No. 7

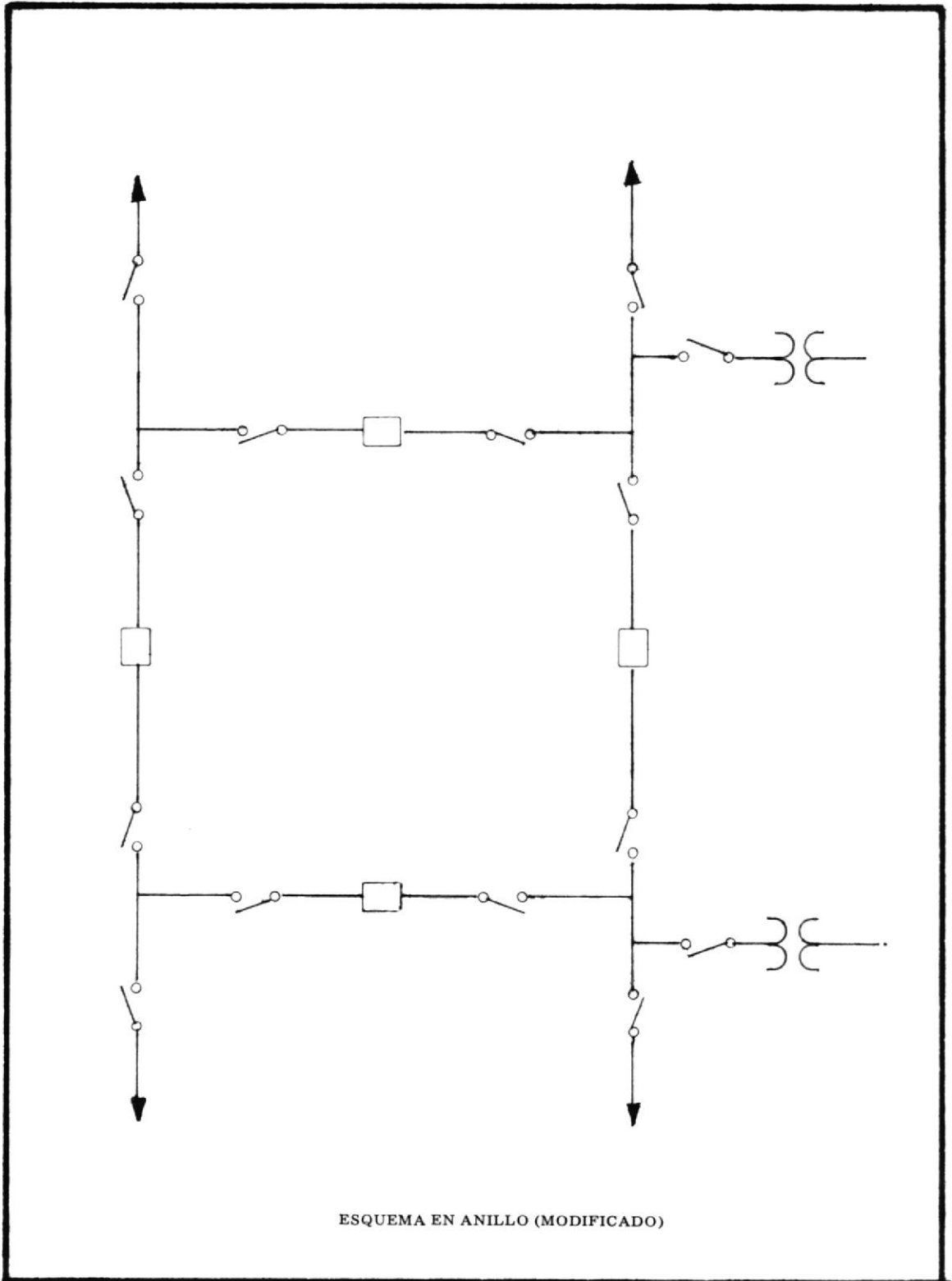


FIGURA No. 8

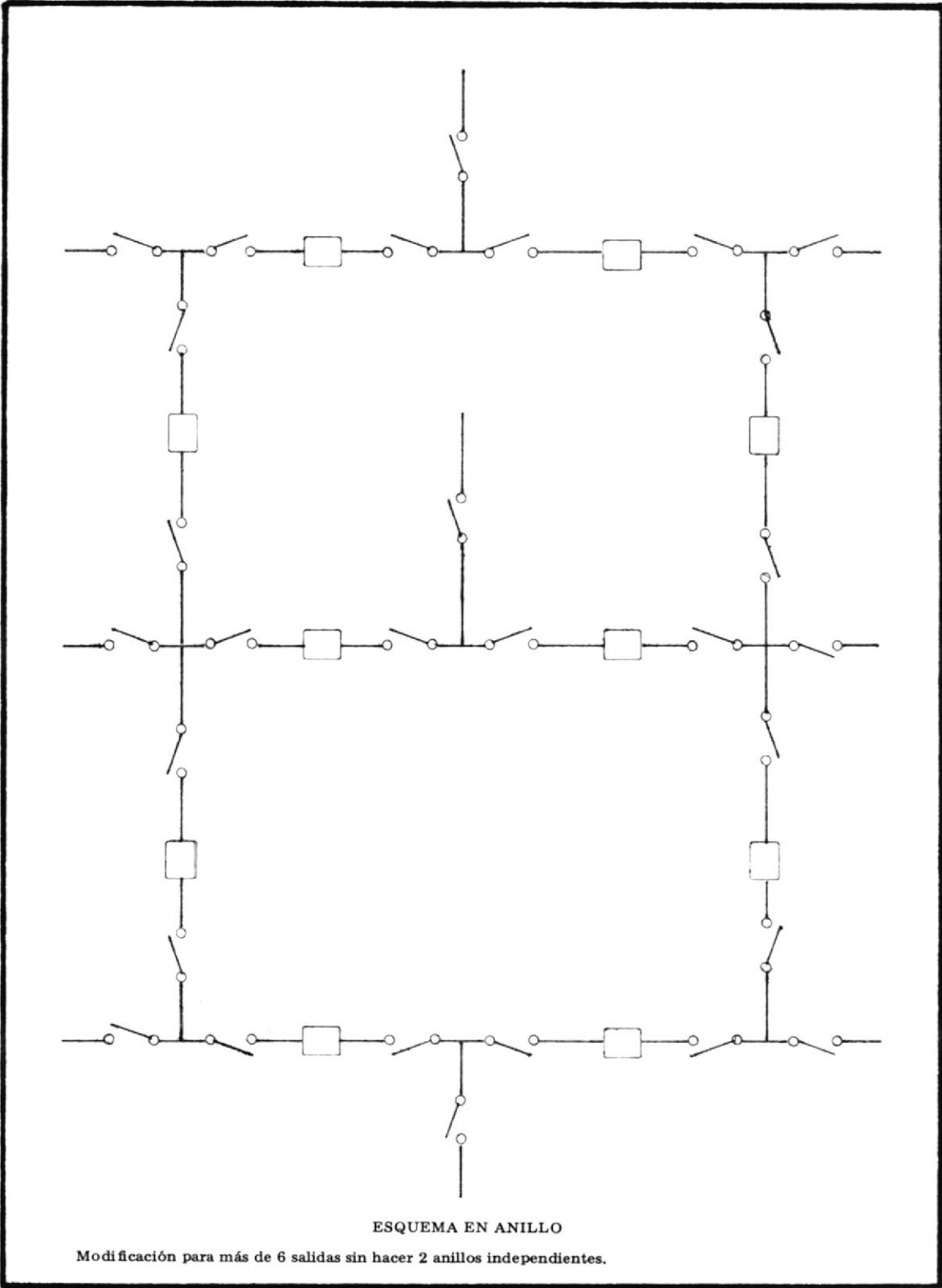
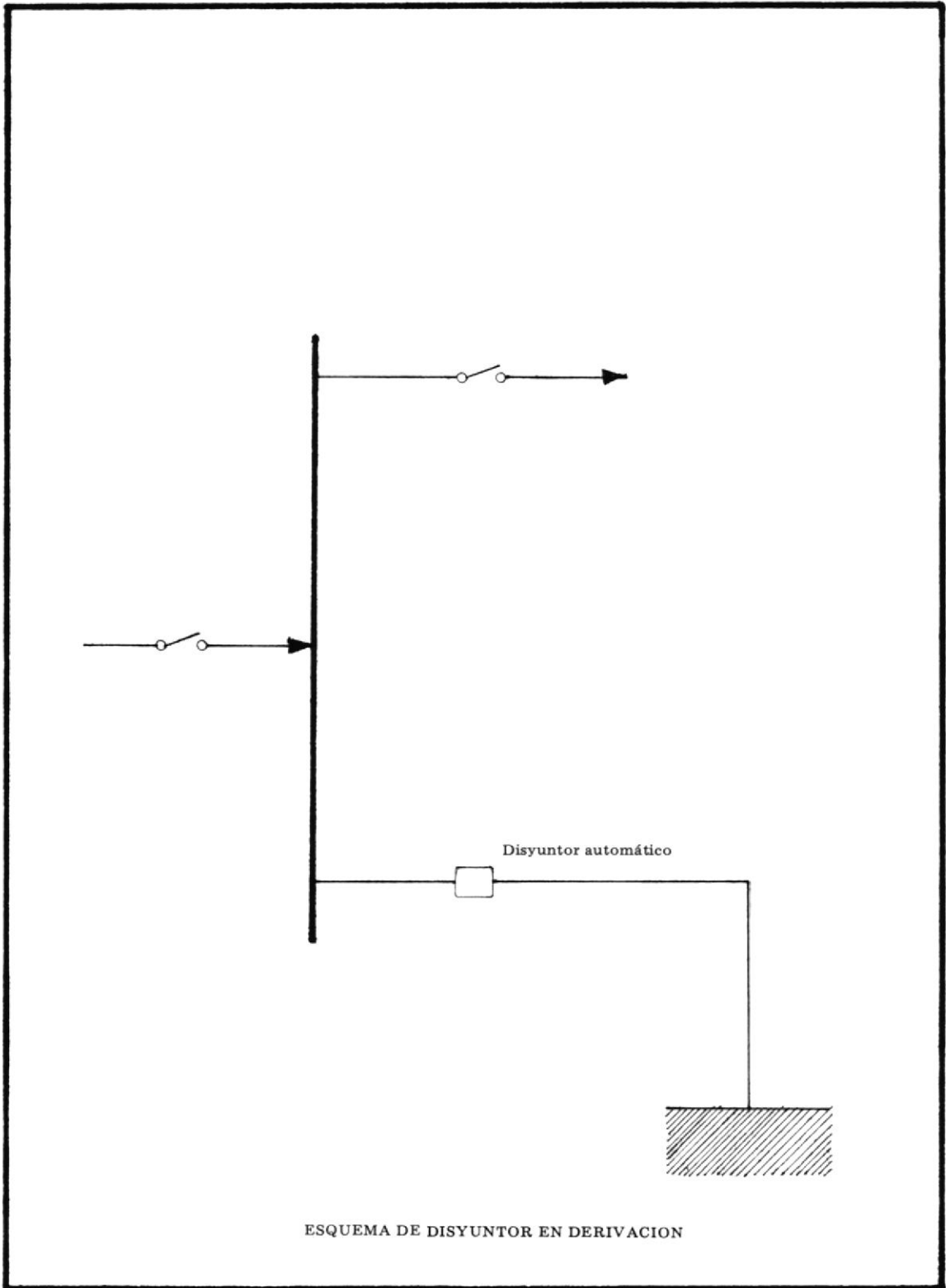
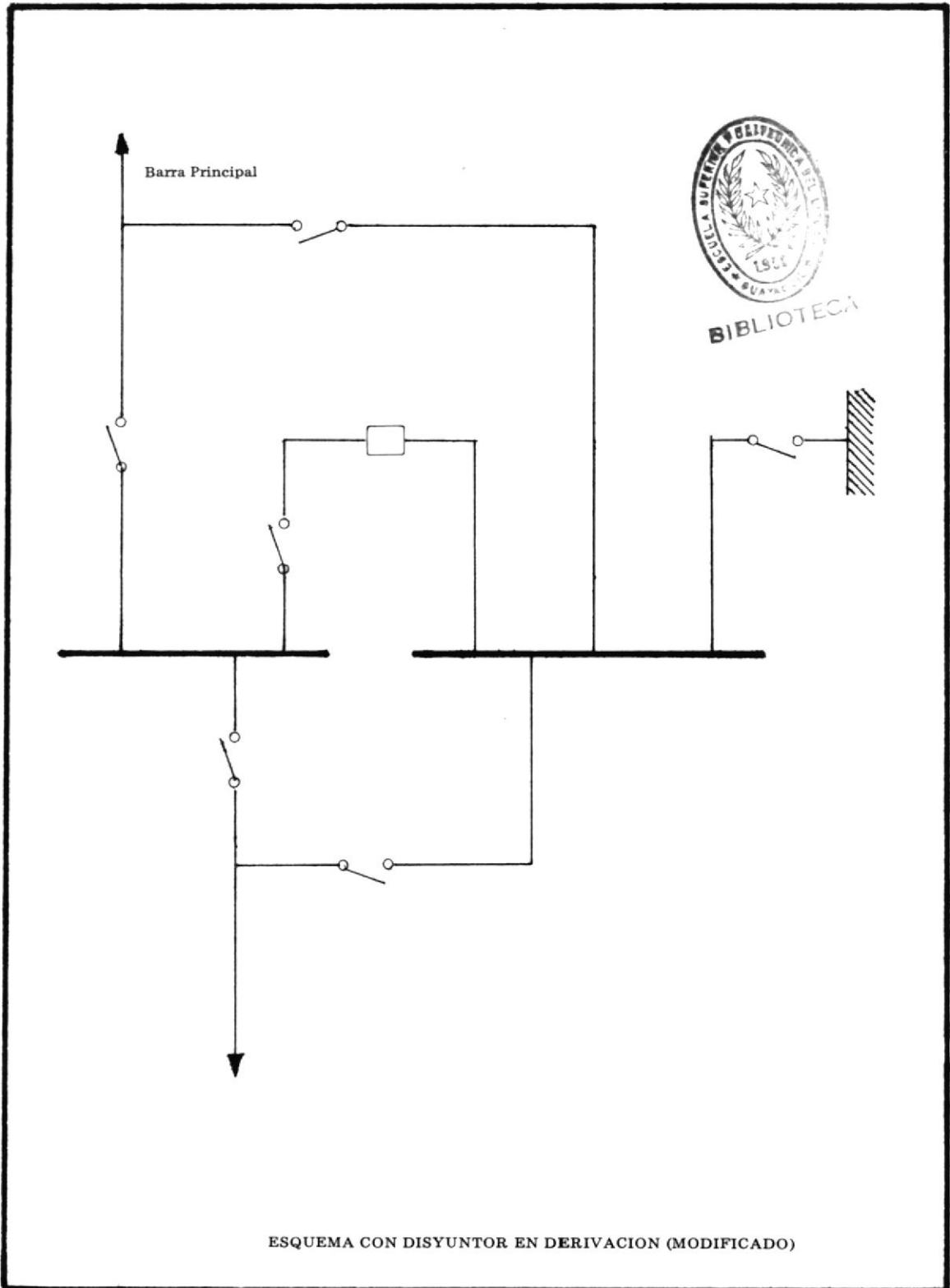


FIGURA No. 9a



ESQUEMA DE DISYUNTOR EN DERIVACION

FIGURA No. 9b



ESQUEMA CON DISYUNTOR EN DERIVACION (MODIFICADO)

Cuando ocurre una falla de línea primeramente cierra el disyuntor Shunt, luego el aislador de la línea es abierto, para finalmente abrir el disyuntor Shunt, con el fin de interrumpir la corriente de falla.

Este esquema puede ser usado para operar circuitos con o sin carga (Ver Fig. No. 9 b). Si el disyuntor Shunt y el aislador son monofásicos, este esquema puede aclarar fallas monofásicas. Veamos algunas de sus principales características:

1. *TECNICAS.--*

- a) *Reducido mantenimiento del disyuntor.*
- b) *Reducción de las fallas transientes en una manera más simple que con recierre automático, dando un período más corto de salida de línea y sin ninguna limitación de longitud de línea para operación 1 ϕ .*
- c) *La protección se simplifica.*
- d) *El breaker generalmente está abierto.*

2. *ECONOMICAS.--*

- a) *Para más de dos circuitos de salida hay una reducción considerable de costos.*
- b) *Los costos de mantenimiento son bajos.*
- c) *La capacidad de falla de la S/E puede ser aumentada por encima del nivel del disyuntor, aplicando un disyuntor Shunt.*

Pero asimismo se ha criticado este esquema, particularmente por que el disyuntor shunt introducirá un corto circuito más severo que en el sistema de la falla original. Asimismo la falla permanecerá en el sistema por

un período mayor ya que el tiempo de apertura de Breaker Shunt tiene que ser agregado al tiempo normal de despeje de falla. Su aplicación es limitada como puede ser visto si sus características son analizadas bajo los tópicos previamente discutidos.

- a) La continuidad de servicio dependerá del tipo de esquema básico a ser aplicado; ya que se puede usar como simple o doble barra y con modificaciones .

Cualquier falla, aún en el punto más alejado de una alimentadora de salida, ocasionará un severo parpadeo de voltaje en la barra, y ya que la duración de la falla es mayor que la normal, esto puede afectar la estabilidad del sistema.

- b) Si un disyuntor es puesto fuera de servicio para su mantenimiento, una falla en cualquier alimentadora causará una salida completa de la subestación. Aunque el número reducido de CB podría reducir el tiempo de mantenimiento, el disyuntor Shunt será solicitado con mayor frecuencia que lo normal, para despejar fallas de operación. Esto no es problema para disyuntores de gran volumen de aceite, pero si sería indeseable para los de bajo volumen de aceite.
- c) Las facilidades de operación dependen del tipo de esquema básico.
- d) Cualquier maniobra operacional es complicada y podría requerir enclavamiento de seguridad.
- e) Del numeral anterior se deduce que la protección se complica bastante.
- f) Hay mucho ahorro en una subestación con un gran número de circuitos de alimentación.
- g) Con las limitaciones descritas arriba, este es un esquema muy ingenioso para obtener economías, pero que solamente puede ser aplicado a sis-

temas con niveles de fallas bastante bajos, para evitar la inestabilidad del sistema.

1.2 CRITERIO DE DISEÑO

1.2.1 Evaluación de los factores de diseño

La selección del esquema a ser usado dependerá de la importancia relativa, asignada a elementos tales como: seguridad, confiabilidad, simplificación de relevamiento de fallas, flexibilidad de operación, costo inicial, facilidad de mantenimiento, área disponible, localización de conexiones de línea, previsión para expansión, apariencia, etc..

Para seguridad y confiabilidad de una S/E, es esencial que espacios libres adecuados sean previstos para las partes vivas. La ubicación de los circuitos y conexiones eléctricas deben ser tan simples como las circunstancias lo permitan, ya que ello reducirá la posibilidad de las operaciones falsas, que ocasionalmente ocurren en las estaciones más complicadas. Las barras deben ser en un solo nivel y no una sobre otra.

La coordinación de aislamiento debe ser chequeada para niveles de voltaje uniforme. Los pararrayos deben ser instalados donde se requieran.

Las distancias mínimas deben cumplir con las recomendaciones mínimas más un factor de seguridad.

El personal debe ser protegido tanto como sea posible de cualquier gradiente de potencial a tierra, que resultan de grandes corrientes de falla a tierra. Los equipos deben ser localizados tanto como para proveer aislamiento y separación como para prevenir la propagación del fuego y minimizar los daños que ocasionen las fallas dentro de la S/E.

Se entiende por flexibilidad la habilidad para sacar una barra, un disyuntor fuera de servicio para limpieza de aisladores o reparación de los mismos sin

interrupción de servicio.

A continuación analizaremos cada uno de los elementos anteriormente enumerados.

- 1) *Continuidad del servicio.— La habilidad para entregar una alimentación continua y confiable es de gran importancia, pero este grado de confiabilidad debe estar relacionado con los requerimientos de carga. Esta puede variar desde plantas industriales (textiles, papeleras) donde una fuerte caída de voltaje podría ocasionar grandes pérdidas financieras o una planta de Acero en donde la falta de energía por 20 minutos puede apagar un horno de fundición completo, hasta cargas rurales y domésticas pueden tolerar una falta considerable de alimentación.*

Cuando evaluamos el grado de seguridad de una S/E es razonable considerar las siguientes probabilidades:

- a) *Efecto de aislar un disyuntor por mantenimiento.*
- b) *Efecto de aislar un aislador por mantenimiento.*
- c) *Efecto de aislar una barra por mantenimiento.*
- d) *Efecto de una falla mientras un disyuntor está fuera de servicio por mantenimiento.*

Un estimativo de las frecuencias de fallas para los principales items de los equipos de una S/E ha sido dado por una Compañía Americana de potencia así:

Falla de barras 1 - 6

Falla de disyuntores 1 - 20

Falla de transformadores 1 - 20

- 2) **Facilidades de Mantenimiento.**— *Se debe prevenir el aislamiento del equipo para reparación, reemplazo o mantenimiento de rutina sin perjudicar los requerimientos de continuidad de servicio o causar la operación de los relevadores. Asimismo amplios espacios libres eléctricos, se deben proveer para movimiento de equipos dentro de la S/E.*

Cuando un equipo es sacado fuera de servicio, es esencial que los espacios libres eléctricos sean provistos entre el equipo fuera de servicio y el energizado.

El área útil de terreno depende de la localización de la S/E; algunos diseños básicos serán requeridos para estar de acuerdo con el área disponible para la S/E. La ubicación también será el principal factor determinante para saber si la S/E podría ser arreglado para recibir alimentadoras en una o en varias direcciones. Esto determinará si la S/E tendrá 2 circuitos por pórtico o solamente 1.

- 3) **Facilidades de Operación.**— *Puede ser necesario tener en cuenta el control independiente de alimentación a través de diferentes secciones de una S/E ya sea para aislar ciertas cargas que tienen características indeseables (por ejemplo: laminadoras, hornos de arco, etc.) o para mantener el nivel de falla del sistema, dentro de los rating existentes en los mecanismos de control. Asimismo la S/E debe cumplir ciertas características de como poner disyuntores, barras, etc. fuera de servicio para reparación o limpieza de los mismos, sin interrumpir el servicio o sacrificar la protección. Usualmente esto requiere la instalación de más de una barra, mas interruptores de desconexión en derivación para el disyuntor de aceite.*

El incrementar la facilidad de operación significa aumentar el costo, así como también relevamiento y operación más complicados. Muchas veces se enfatiza mucho esta flexibilidad y por lo tanto interruptores de desconexión, barras, y aún disyuntores extras se instalan más por conveniencia de operación que por necesidad. En los diseños hay una ten-

dencia a asumir condiciones de emergencia extrema, lo que origina que equipo extra se requiera y resulte una instalación muy cara cuyo costo es mucho mayor de lo que podría resultar si se hubiese hecho un análisis económico previo.

Para este análisis es necesario desarrollar algunos medios de evaluación de costos de salida. Solo así se podrá determinar si el costo adicional por flexibilidad es justificado.

- 4) **Simplicidad de diseño.**— Las conexiones eléctricas deben ser simples, utilizando en cuanto sea posible un patrón repetitivo y simétrico. Esto reducirá la posibilidad de operaciones falsas a un mínimo, haciendo simples los requerimientos de enclavamiento.

Las barras principales deben ser preferiblemente de un solo nivel y no una sobre otra.

- 5) **Simplicidad de protección.**— El diseño de relevamiento debe dar protección adecuada usando esquemas simples. Maniobras de circuitos secundarios de transformadores de corriente y circuitos de disparo deben ser evitado en cuanto sea posible.
- 6) **Previsión para extensión.**— La necesidad de aumentar circuitos adicionales para una S/E de maniobras, no es previsto siempre; pero si es requerido generalmente. El diseño debe permitir futuras extensiones y modificaciones a un costo mínimo y con poca interrupción de servicio.

Bajo ciertas circunstancias ninguna interrupción puede ser tolerable y será necesario prevenir esto en el estado inicial (instalando un circuito con aisladores de barra al final de una existente). El tener en cuenta futuras extensiones puede aumentar el costo inicial de la S/E para una facilidad dada, pero debe haber razones fuertes para no hacer esto.

Diseños tipos para torres, armaduras, bastidores, y soportes de barra

simplifica el trabajo de extensión futuro y hace posible máxima eficiencia en la fabricación y erección de los componentes estructurales.

- 7) *Costos.— Los costos deben ser los más bajos requeridos consistente con la continuidad y facilidades requeridas. Para conservar los costos iniciales bajos es posible algunas veces diseñar inicialmente con el mínimo de facilidades, pero permitiendo el aumento de posteriores facilidades, cuando la importancia de la S/E lo justifiquen. Esto puede ser útil pero también puede resultar un costo total más elevado para el esquema completo.*

1.2.2 Criterios de Diseños

El proyectista de una S/E debe tomar una serie de decisiones sobre el diseño antes de que el pueda proceder al dibujo del esquema.

Algunas de estas decisiones incluyen:

Tipo de Barras, material para barras, interruptores de desconexión con 2 ó 3 aisladores tipo pila; uso de interruptores de aterramiento, interruptores de desconexión horizontal o vertical, etc.. Analizaremos cada uno de estos puntos sujetos de decisiones.

BARRA RIGIDA O BARRA DE TENSION.—

Las S/E de barras rígidas usan aisladores soportes tipo pedestal y las de tensión cadena de aisladores y cable ACSR o Cobre como conductores.

Veamos algunas ventajas del diseño con barra rígida.

1. *Emplea estructuras simples como mínimo de hierro y de bajo nivel.*
2. *Los conductores no están a tensión, evitando la posibilidad de rotura de los conductores.*

3. *Los soportes de barras tipo pedestal son más accesible para la limpieza. Este puede ser un factor importante para zonas de alta contaminación.*

Sin embargo en la limpieza de los aisladores de pedestal la combinación de agua y suciedad provee una línea de descarga desde línea a tierra.

4. *Las estructuras más bajas usadas en el diseño de barras rígidas son menos peligrosas para trabajarlas. Asimismo la división de barras en mucho mejor.*

Algunas desventajas son:

- a. *El arreglo de barras rígidas cuesta más, debido, al costo de la tubería y accesorios así como la restricción de longitud de los vanos que aumenta el número de soportes requeridos.*
- b. *Los soportes de barra adicional, aumenta el número de aisladores a limpiar.*
- c. *Es más difícil la separación de conductores de emergencia así como también la consecución de repuestos como conectores.*
- d. *Las barras se expanden y las estructuras pueden torcerse; por lo tanto el proyectista debe especificar cuidadosamente los lugares donde deben colocarse los accesorios de expansión, soportes de barras fijos y del tipo deslizante.*
- e. *Este tipo de barras requiere más espacio de terreno.*

BARRA DE COBRE O BARRA DE ALUMINIO.—

Para barras rígidas, la medida de la tubería se determina por la longitud del vano y no por la capacidad de conducción de corriente. El esfuerzo de corto circuito puede ser también un factor determinante.

El uso de tubería de aluminio para instalaciones con barras rígidas es aún mucho más barato que en cobre. Sin embargo se presentan problemas cuando hay que soldarlas, pues esto hace que se recoza el conductor reduciendo su resistencia; siendo este un punto de falla para los esfuerzos que originan las corrientes de corto circuito.

La siguiente tabla nos indica las tendencias en el uso de materiales para las barras en los diferentes voltajes.

TABLA No. 1

Porcentaje de utilización del material para barras.

Voltaje KV	33	50	110	220	380	todos los voltajes
	76	70	138	230	400	
<hr/>						
Material						
Aluminio	37	33	56	75	100	58
Cobre	75	78	48	33	—	63

De esta tabla vemos que sobre los 90 KV. predominan las barras de aluminio; no así para voltajes inferiores a este en que predominan las barras de cobre. Para voltajes muy superiores a los 330 KV. se usa exclusivamente Aluminio. Hay tres razones especiales para esto:

1. La tradición jugó papel importante en perpetuar el uso del cobre. Con el nacimiento del EHV se trató de buscar nuevos caminos.
2. Las grandes distancias que se deben recorrer en EHV, y la introducción de mezclas de aluminio de gran calidad, y la perfección de la técnica de suelda del Aluminio han hecho que el uso de este material se popularice.



3. *El interés de economía y reducción de peso, las mezclas de Aluminio han tendido a reemplazar a otros materiales.*

Alambre de Apantallamiento.—

Es un problema controvertido pues, unos consideran que hay mayor riesgo que los propios rayos, pues si se rompen las barras causan probablemente un mayor tiempo de falla; otros dicen que es preferible el uso de pararrayos que presentan menos riesgo que el hilo de guardia. Se está llegando a un compromiso instalando bayonetas de acero en el tope de las principales torres de la S/E. Localizando adecuadamente éstas se formará un cono de protección sobre la mayoría del equipo, dando así un alto grado de protección sin el peligro que representa el hilo de guardia.

Uso de interruptores de tierra.—

De la experiencia que se tiene, lo más aconsejable es eliminar este tipo de interruptor puesto que se ha dado el caso de que el operador ha tratado de abrir el interruptor de desconexión de la línea, pero en vez de ello cerró el interruptor de puesta a tierra con resultados más o menos desastrosos. Para el personal de mantenimiento de líneas de transmisión, los interruptores de puesta a tierra en la subestación tienen poco valor.

Una de las reglas más útiles es instalar una tierra temporal lo más cerca posible del lugar en que están trabajando. Esto tiene la ventaja que ellos pueden ver la conexión por lo tanto ser removida solamente por ellos mismos, cuando así lo crean conveniente.

Interruptores de desconexión invertidos, horizontales, verticales.—

El interruptor montado verticalmente tiene el inconveniente de que la longitud del brazo en volado del aislador chimenea hace difícil ali-

near el interruptor y mantenerlo así de manera que el interruptor abra y cierre sin dificultad.

Es por esta razón que los interruptores montados verticalmente para voltajes mayores de 161 KV no son recomendables.

Los interruptores de aislamiento para los disyuntores no se utilizan para interrumpir arcos. Si se desea solo interrupción el montaje horizontal es el más adecuado.

Aisladores de tipo poste o aisladores tipo campana para soporte de barra.—

Para voltajes mayores de 115 KV. los soportes de barra del tipo aislador de campana es usado predominantemente para servicio de la S/E.

Si los esfuerzos de corto circuito son muy altos, una unidad de aislador de campana para trabajo fuerte puede ser instalado como la unidad básica para aumentar la resistencia del montaje en volado. Esto permite vanos mayores y reduce el número de soportes de barras requeridos.

Uno o dos circuitos por módulo.—

La decisión de si una S/E tenga una o dos salidas por módulo, dependerá del área de terreno útil, y de la localización de los circuitos de llegada.

Para S/E localizadas en estaciones generadoras, es práctico tener 2 circuitos por módulo, ya que las conexiones del generador deben ser generalmente en el lado opuesto del patio de maniobras de la L/T. Se puede tener una salida por módulo en las estaciones generadoras, pero si hay algunas L/T para cada unidad; la S/E crecerá mucho más rápido que la estación generadora y la conexión desde el transformador a la S/E será más complicada.

Interruptores de desconexión con 2 y 3 aisladores tipo pila.—

Los interruptores de desconexión que aíslan a un disyuntor automático son del tipo operados en grupos; y no son requeridos para interrumpir grandes cantidades de corriente, ya que ellos tienen muy poca solicitud de operación, podemos decir que el costo de estos interruptores es alto comparado con el servicio que ellos prestan.

Un modo de reducir su costo es el de usar un interruptor que tenga 2 aisladores tipo pila en vez de tres. Esto reduce el costo de los interruptores en aproximadamente un 30 o/o para estaciones de 138 KV.

Tiene la desventaja que el aislador de pila gira en el terminal con goznes pero el terminal debe ser estacionario, por lo que esto ocasiona un momento de torsión sobre los bushings del Disyuntor.

Normalmente tiene un terminal en el extremo goznado, que generalmente esta flojo y no gira con la pila. Sin embargo este terminal podría ceñirse o helarse al eje, una torsión podría ser impuesta a la conexión de entrada. Si esta conexión es con cable, la torsión de que hablamos podría suponer un momento de torsión, que un cable flexible fácilmente podría tolerar. Pero si es con tubo rígido, la torsión impuesta al tubo podría ser transferida a los bushings del disyuntor automático y podría ser perjudicial. Por esta razón las conexiones al extremo gosando del interruptor con dos aisladores de pila, debería ser preferiblemente con cable flexible.

Asimismo cuando hay nieve es más difícil operar el interruptor con dos aisladores de pila, por cuanto se pegan los contactos.

El interruptor de desconexión de 2 aisladores es del tipo lado abierto generalmente; cuando los corto circuitos son muy grandes y las distancias entre fases muy pequeñas, se establece una fuerza que tiende a abrir los interruptores. Esta misma fuerza existe para el de 3 aisladores,

pero como las hojas se abren verticalmente la posibilidad de que ellas se cortocircuiten es muy remota.

Los interruptores con 3 aisladores de pila se los encuentra tanto para doble apertura vertical como para doble apertura horizontal; con la hoja giratoria en el aislador central. Este último (doble apertura horizontal), requiere mucho espacio y no se utiliza en montaje vertical. Puede ser equipado con contactos de alta presión, para contrarrestar el hecho de que el espacio entre aislador central de la hoja no soportada es más corto. Esto hace que estos interruptores sean muy usados para voltajes de 230 y 345 Kv..

En general podemos resumir que para bajos voltajes (69-138 KV.) se puede usar interruptores de pila, pero para voltajes mayores de 230 Kv. debe ser usado el interruptor de 3 aisladores de pila, ya sea de rotura vertical o doble rotura horizontal; ya que estos presentan mejores rendimientos para cuando se trabaja con corrientes momentáneas muy altas.

En Europa ha aparecido un interruptor más barato llamado: pantógrafo que es un interruptor de apertura vertical, con dos aisladores, uno de soporte y otro para operación.

Disyuntores.—

- a) de aire simple operados por un resorte son empleados como órganos de control en ciertas líneas de 10 Kv. o más, para cortar corrientes a plena carga o más. Su costo así como su capacidad de ruptura son bajos. Esta última no pasa de 10 MVA. También hay los operados con aire comprimido a cerca de 15 Kg/m² para tensiones de 345 - 400 Kv. y capacidades de ruptura de 3.500 a 5.000 MVA..

El tipo operado con aceite se emplea para tensiones que van desde los 2.5 hasta los 500 Kv. con aditamentos para aumentar su capacidad de ruptura para tensiones mayores de 15 Kv.

Estos aditamentos son: Utilización de 6 a 14 arcos por polo en aceite; dispuestos en serie; sumergidos en aire o aceite.

Se emplea también resisrores auxiliares en serie o en paralelo con los arcos, que aumentan la capacidad de ruptura del interruptor, lo que se consigue reduciendo la corriente de falla a la mitad de su valor mas o menos.

Cámaras de expulsión que se basan en el hecho de que en espacios cerrados y de poco volumen que rodean a cada uno de los arcos, al producirse la abertura el arco produce una gran cantidad de gases a 10 atmósferas mas o menos, que ayudan a expulsar el electrodomóvil y a extinguir el arco.

Por lo general se utiliza control neumático para interruptores de aire comprimido. El novimiento de cierre o apertura se obtiene por medio de válvulas pilotos actuadas eléctricamente.

El tanque común que es menos voluminoso que los tres se utiliza mucho en tensiones bajas o medianas.

El tipo de tanque individual en celdas es el tipo disponible con poco espacio interior se lo utiliza. Para exteriores se lo utiliza desde 25 hasta 380 Kv. y capacidad de 500 a 25.000 MVA..

Hay los tipo blindados que es usado en minas, túneles, plantas generadoras de vapor. Se distingue porque todas las partes vivas están encerradas en compartimientos de acero rellenos de compound aislante especial.

1.3 DISEÑOS BASICOS

1.3.1 Esquemas a analizarse.—

Para nuestro estudio consideremos los siguientes esquemas:

- a.— Barra simple
- b.— Barra principal y transferencia
- c.— Barra de anillo
- d.— Doble barra con disyuntor y medio

Solo tomamos en cuenta estos 4 esquemas en base a análisis económicos previos, tomados como referencia.

1.3.2 Distancias mínimas

En el informe del 18 de Febrero de 1.972, presentado por el grupo de trabajo de la IEEE No. 59.1 del comité de S/E de la misma entidad titulado "MINIMUM LINE TO GROUND ELECTRICAL CLEARANCES FOR EHV SUBSTATION BASED ON SWITCHING SURGE REQUIREMENT"; como una de sus principales conclusiones dice: "para determinar las distancias eléctricas mínimas para S/E con voltajes nominales mayores de 345 Kv. se debe incluir consideraciones de sobrevoltajes máximo debido a maniobras. Para voltajes menores de 230 Kv. las distancias mínimas pueden ser seleccionadas en base del BIL; ya que tales distancias proveen aislamiento adecuado para soportar los máximos sobrevoltajes debido a maniobras".

En base a esto tomamos como referencia otro trabajo de la misma AIEE titulado "A GUIDE FOR MINIMUM ELECTRICAL CLEARANCE FOR STANDARD BASIC INSULATION LEVELS". De este trabajo adoptamos los espaciamientos mínimos tanto entre fases como para fase-tierra.

Los valores allí dados son válidos solo para construcciones hasta 1.000 msnm y que sean hechas con partes rígidas.

Se deben introducir los factores de conexión adecuados, si es que se desee construir con partes flexibles y/o sobre los 1.000 msnm.

En las tablas No. 2 y 3 daremos las distancias mínimas tanto entre fases como fase-tierra para S/E a la intemperie.

Tabla No. 2.— Distancia mínima fase-tierra para conexiones rígidas y hasta 1.000 msnm.

Voltaje (Kv.)	Distancia (plg.)
69	29
138	52,5

Tabla No. 3.— Distancia mínima fase-fase para conexiones rígidas y hasta 1.000 msnm.

Voltaje nominal	(Kv.)	69	138
<hr/>			
<i>Distancias mínimas para</i>			
— soportes de barras.	(plg)	60	96
— fusibles de potencia (no de expulsión).	(plg)	60	96
— Interruptores de desconexión para abertura vertical	(plg)	60	96
— Interruptores de desconexión para abertura horizontal.	(plg)	72	132
— Fusibles de potencia (de expulsión).	(plg)	84	144

1.3.2.1 Factores de corrección

- a) *ALTITUD.*— En el Ecuador para seleccionar el aislamiento se debe pensar en la gran variación de altitudes que existen en el país.

En otras palabras, el aislamiento suficiente al nivel del mar para una tensión de 20 Kv., será insuficiente a 3.000 m.s.n.m.. En la tabla No. 4 se

indican los coeficientes de corrección para tener en cuenta este hecho.

Tabla No. 4.— Coeficiente de reducción debido a la altura

ALTITUD (mts)	COEFICIENTE
1.000	1,00
1.500	0,95
2.000	0,90
2.500	0,85
3.000	0,80

Así por ejemplo para que una línea operada a 138 Kv. y que está construida a 3.000 m.s.n.m., debe ser aislada para $\frac{138}{0,8} = 172,5$ Kv.

- b) **OSCILACION DE CONDUCTORES FLEXIBLES.**— Para la corrección debido a este hecho debemos de antemano conocer factores como: calibre de conductor, flecha máxima del mismo, longitud de los vanos entre torres; etc..

El calibre del conductor a ser usado en la S/E tanto para el lado de 69 Kv. como el de 138 Kv. es del 477 MCM - ACSR, conductor que ha sido normalizado por INECEL para sus construcciones a 69 Kv.

Cálculo de la flecha de la estación

1.— Cálculo de flecha del conductor

$$f = \frac{s^2 \times P}{8 \times K}$$

f = flecha

s = distancia entre estructuras
 p = peso del conductor unitario
 K = tracción

$$f = \frac{25^2 \times 0,98}{8 \times 1.500} = 0,05 \text{ mts.}$$

2.- Cálculo de flecha del aislador

$$f = \frac{a \times Q}{K}$$

a = longitud de la cadena de aisladores
 Q = peso de la cadena de aisladores
 K = tensión

$$f = \frac{1,61 \times 81}{1.500} = 0,08 \text{ mts.}$$

$Q = 1/2$ aislador = 26 Kg.
 $1/2$ vano = 25 Kg.
Carga suplemento. = $\frac{30 \text{ Kg.}}{81 \text{ Kg.}}$

3.- Cálculo de la flecha de las conexiones

$$f = \frac{a \times Q}{K}$$

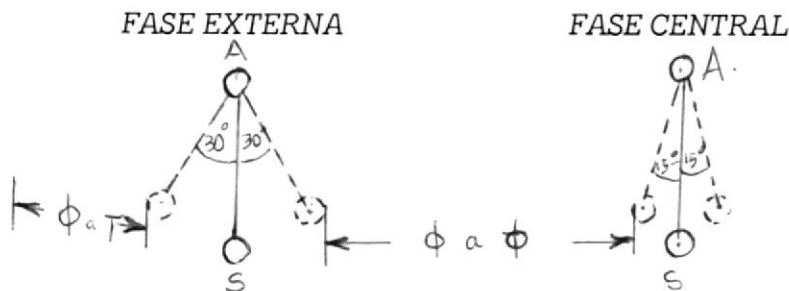
$$Q = \frac{25 \times 20}{30} = 17$$

$$f = \frac{26 \times 17}{4 \times 1.500} = 0,07 \text{ mts.}$$

$$FLECHA\ TOTAL = 0.05 + 0,08 + 0.07 = 0.20\ mts.$$

- c) *OSCILACION FASE-FASE.*— La distancia adicional entre fases para las barras en suspensión, se determina permitiendo a las fases laterales oscilar hacia la fase central en un ángulo de 30° . A la fase central se le permite oscilar hacia las fases laterales en un ángulo de 15° .
- d) *OSCILACION FASE-TIERRA.*— La distancia adicional entre fase y tierra en barras de suspensión se determina permitiendo a las fases exteriores oscilar 30° hacia el exterior.

En la figura No. 10 observamos gráficamente lo antes dicho:



Punto "A" nivel de conductor sin flecha

Punto "S" nivel del conductor con flecha máxima

X = oscilación de la fase externa

Y = oscilación de la fase central

$$X = 20 \operatorname{sen} 30^{\circ} = 10\ \text{cm} = 4''$$

$$Y = 20 \operatorname{sen} 15^{\circ} = 5.2\ \text{cm} = 2''$$

1.3.2.2 Distancias Corregidas

En las siguientes tablas sintetizamos las distancias mínimas para S/E a la intemperie.

Tabla No. 5.— Distancia Fase-Tierra a nivel del mar y conexión flexible.

VOLTAJE (Kv.)	DISTANCIA (plg.)
69	33
138	56,5

Tabla No. 6.— Distancia Fase-Tierra a 2.500 msnm para conexiones rígidas.

VOLTAJE (Kv.)	DISTANCIA (plg.)
69	34,2
138	61,8

Tabla No. 7.— Distancia Fase-Tierra a 2.500 msnm para conexiones rígidas.

VOLTAJE (Kv.)	DISTANCIA (plg.)
69	34,2
138	61,8

Tabla No. 8.— Distancia Fase-Tierra a 2.500 msnm para conexiones flexibles

VOLTAJE (Kv.)	DISTANCIA (plg.)
69	38,2
138	65,8

Tabla No. 9.— Distancia Fase-Fase a 2.500 msnm para conexiones rígidas.

VOLTAJE NOMINAL	(Kv.)	69	138
<hr/>			
Distancias mínimas para:			
<hr/>			

- soportes para barras y conductores rígidos (plg) 70.6 113
- Fusibles de potencia (no de expul-

sión)	(plg)	70.6	113
– Interruptores de desconexión	(plg)	70.6	113
– Interruptores de desconexión para abertura horizontal	(plg)	84.7	155,3
– Fusibles de potencia del tipo de expulsión	(plg)	98.8	169,4

Tabla No. 10.— Distancia Fase-Fase a 2.500 msnm para conexiones flexibles

<u>VOLTAJE NOMINAL</u>	<u>(Kv.)</u>	<u>69</u>	<u>138</u>
<u>Distancias mínimas para:</u>			
– soportes de barras y conductores rígidos	(plg)	76.6	119
– Fusibles de potencia (no de expulsión)	(plg)	76.6	119
– Interruptor de desconexión para abertura vertical	(plg)	76.6	119
– Interruptor de desconexión para abertura horizontal	(plg)	90.7	161,3
– Fusibles de potencia (de expulsión)	(plg)	104.8	175,4

1.3.3 Distancias mínimas para seguridad del personal

Con el objeto de proporcionar las seguridades necesarias para el trabajo del personal de operación en la S/E se han adoptado una serie de distancias mínimas que son mostradas gráficamente en la figura No. 11.

En la Tabla No. 11 se dan los valores para dichas distancias y para los diferentes voltajes de trabajo.

FIGURA No. 11

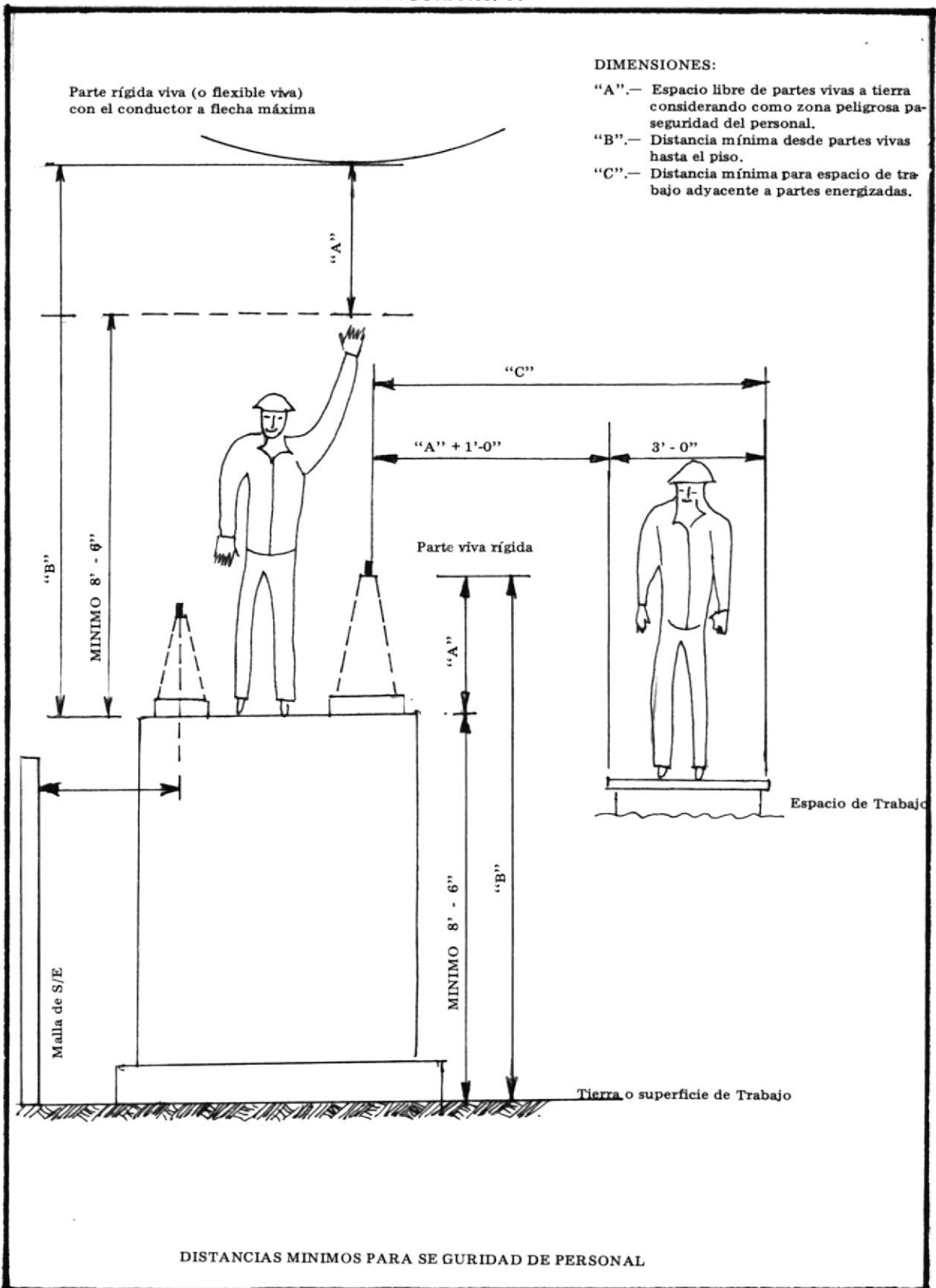


Tabla No. 11. -

Espacios libres mínimos para seguridad del personal en las S/E

Voltaje entre fases	Distancia mínima entre partes vivas y tierra	Distancia mínima para trabajos en zonas adyacentes a partes vivas (C)	Distancia mínima entre partes rígidas energizadas (A)	Distancia mínima entre alambres y caminos dentro la S/E
KV.	pies	pies	pies	pies
34,5	10	5	1,5	22
69	10,5	6	2,5	23
138	13	8	5,5	25
230	15	10	7,5	28

1.3.4 Criterios de diseños utilizados

1. *BARRAS.*— *Se adoptó las barras en suspensión en vez de las rígidas por varias razones:*

- a) *Menor costo que la barra rígida*
- b) *En caso de falla se tiene mayor facilidad y rapidez de operación*
- c) *Para limpieza de aisladores hay menos riesgo de falla*
- d) *Requiere menos espacio de terreno*
- e) *Es la de menor costo*

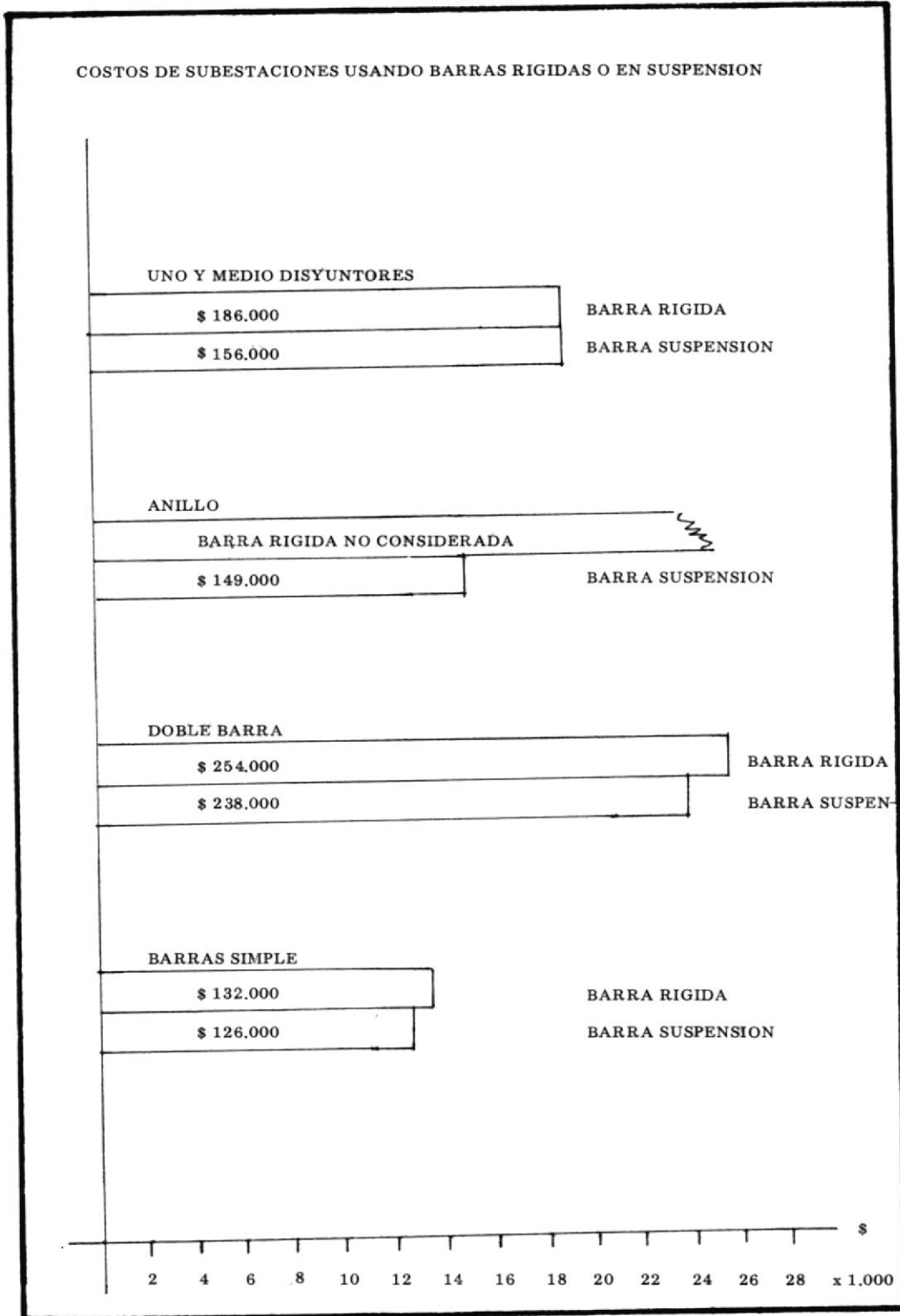
Los accesorios y calibre del conductor serán los normalizados por INECEL. En fig. No. 12 se ha hecho un estudio comparativo para los costos de barra de cada diseño.

2. *DISYUNTORES.*— *Serán del tipo llamado de gran volumen de aceite. Este disyuntor comprende: el disyuntor mismo, estructura metálica, transformadores de corriente tipo bushings de relación múltiple. Serán del tipo intemperie, montados sobre patines, con el fin de facilitar maniobras de mantenimiento. Consistirán en 3 tanques separados uno por fase y montados sobre una base común y dotado de mecanismo de operación en grupo.*

Las especificaciones técnicas son:

- a. *138 Kv.*
- | | |
|---|--------------------|
| <i>Polos</i> | <i>3</i> |
| <i>Frecuencia</i> | <i>60 Hz.</i> |
| <i>Voltaje nominal</i> | <i>138 Kv.</i> |
| <i>Voltaje máximo de operación</i> | <i>145 Kv.</i> |
| <i>Capacidad de interrupción máxima a voltaje nominal</i> | <i>800A-1.200A</i> |
| <i>Corriente nominal máxima</i> | <i>20 KA.</i> |
| <i>Nivel de aislamiento a frecuencia nominal</i> | <i>310 Kv.</i> |

FIGURA No. 12



BIL	650 Kv.
Tiempo de interrupción	3 ciclos
b. 69 Kv.	
Fases	3
Frecuencia	60 ciclos
Voltaje nominal	69 Kv.
Voltaje máximo de operación	73 Kv.
Capacidad trifásica de interrupción mínima a voltaje nominal	800 A.
Corriente momentanea	19 KA.
Nivel de aislamiento a frecuencia nominal	175 Kv.
BIL	350 Kv.
Tiempo de interrupción	3 ciclos



3.— *INTERRUPTORES.*-- Serán para trabajo a la intemperie. Hay varios tipos de estos:

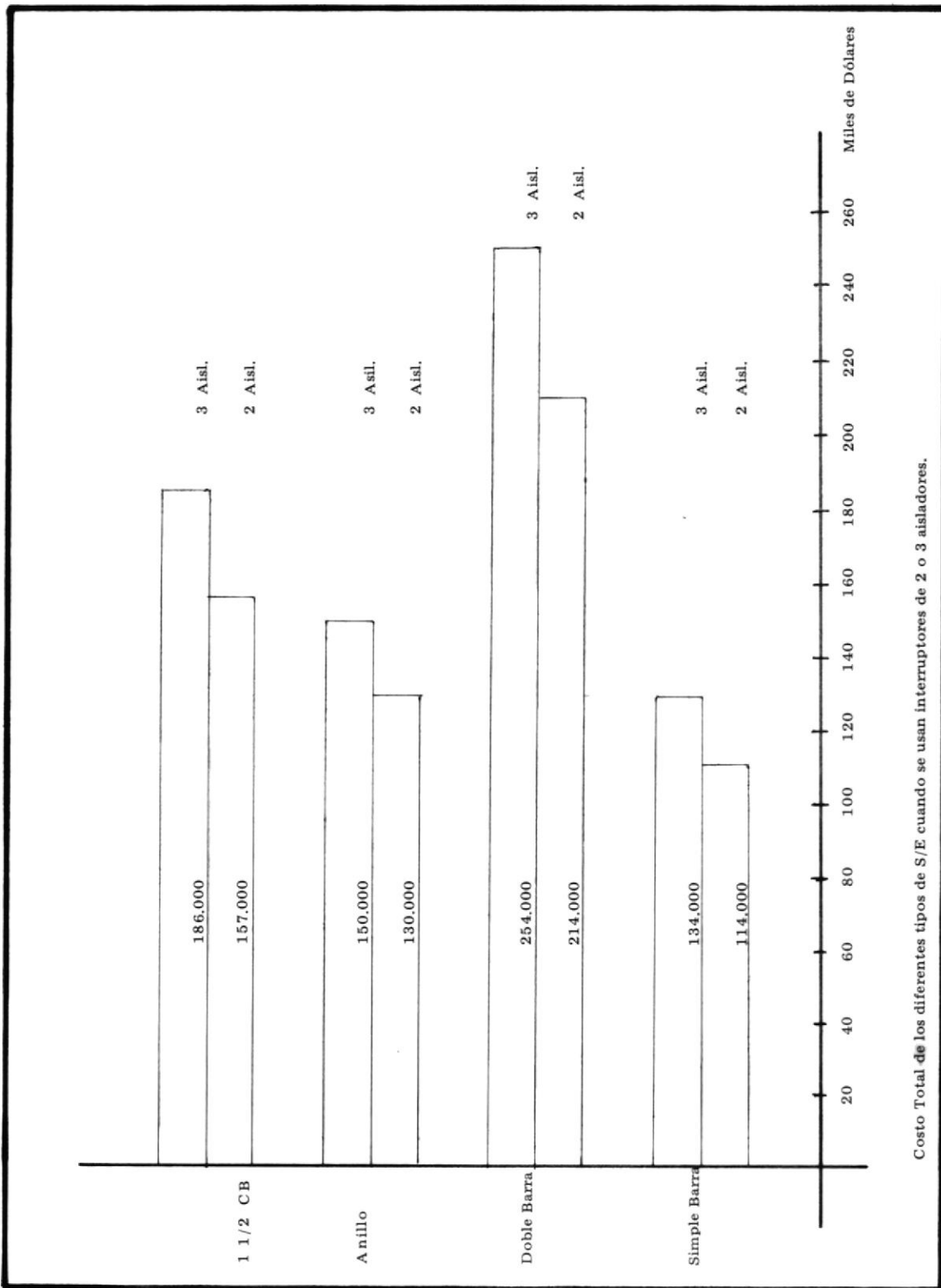
- a. De desconexión
- b. De aislamiento sin puesta a tierra
- c. De aislamiento con puesta a tierra
- d. De selector de barras
- e. De By-pass (o de paralelo)

Todos estos interruptores serán trifásicos operados en grupo por motor y abertura vertical principalmente.

Para el motor se supone que ellos traerán su equipo de protección incorporado. Sería preferible que los interruptores tengan mecanismo de operación normal independiente.

En la fig. No. 13 se ha graficado el efecto del costo total de la S/E, cuando se usan interruptores de 2 ó 3 aisladores.

FIGURA No. 13



También puede haber ahorro con otro tipo llamado pantógrafo. El ahorro que en todo caso está en proporción directa al número de interruptores utilizados; es de \$ 2.500 por interruptor.

Los interruptores se asentarán sobre aisladores del tipo pila.

El aislamiento externo será determinado de acuerdo al tipo de contaminación.

Las características principales de estos interruptores de aire son:

a. 138 Kv.

Número de polos	3
Frecuencia	60 ciclos
Voltaje nominal	138 Kv.
Voltaje máximo de operación	145 Kv.
Nivel de aislamiento a frecuencia nominal	650 Kv.
BIL	365 Kv.
Corriente nominal continua	600 A.
Corriente nominal momentánea	20 KA.

b. 69 Kv.

Número de polos	3
Frecuencia	60 ciclos
Voltaje nominal	69 Kv.
Voltaje máximo de operación	73 Kv.
Nivel de aislamiento frecuencia nominal durante un minuto	175 Kv.
BIL	350 Kv.
Corriente nominal continua	600 A
Corriente nominal momentánea	20 KA.

4. *PARARRAYOS.*— *Se usarán del tipo válvula para estación, auto-soportado. Estos serán instalados en los terminales de cada línea de transmisión (entre fase y tierra) y en los lados de alta y baja de los transformadores de potencia.*

Son de montaje vertical.

Sus principales características son:

- a. *138 Kv.*

<i>Conexión</i>	<i>Fase-Tierra</i>
<i>Voltaje nominal</i>	<i>138 Kv.</i>
<i>Voltaje máximo de operación</i>	<i>145 Kv.</i>
<i>Voltaje máximo de operación del pararrayo (línea-tierra)</i>	<i>120 Kv.</i>
<i>Voltaje máximo de descarga a 20 KA. con onda de 8 x 20 microsegundos</i>	<i>309 Kv.</i>

- b. *69 Kv.*

<i>Conexión</i>	<i>FaseTierra</i>
<i>Voltaje nominal del sistema</i>	<i>69 Kv.</i>
<i>Voltaje máximo del sistema</i>	<i>73 Kv.</i>
<i>Voltaje máximo de operación del pararrayo (línea-tierra)</i>	<i>60 Kv.</i>
<i>Voltaje máximo de descarga a 20 KA con onda de 8 x 20 microsegundos</i>	<i>154 Kv.</i>

En las zonas cuyo nivel isocerámico sea muy elevado se puede además instalar bayonetas de acero en el tope de las principales torres de la S/E. Deben ser convenientemente colocadas de manera que ellas formen lo que se llama el cono de protección.

5. *ESTRUCTURAS.*— *Se debe dar énfasis a 4 puntos esenciales para las estructuras de S/E a la intemperie.*
 - a. *Exactitud y permanencia.*— *Las estructuras serán fabricadas exactamente para facilitar la erección. Se debe dar consideraciones especiales para prevenir el daño del galvanizado.*
 - b. *Rigidez.*— *Se debe prever la rigidez suficiente de manera que los aparatos (interruptores de aire, OCB, etc.) operen adecuadamente, de manera que la deflexión de los miembros no sea excesiva o exceda los límites especificados por los fabricantes de los equipos.*
 - c. *Erección.*— *Debe ser hecha por personas más o menos experimentada para evitar errores que puedan ocasionar serios problemas.*
 - d. *Diseño.*— *Muchas veces es necesario desviarse de las prácticas convencionales en diseño estructural para poder cumplir con las distancias eléctricas y mecánicas mínimas; o para prevenir interferencias con los mecanismos de operación de los interruptores.*
6. *MATERIAL.*— *El material a usarse será capaz de soportar los esfuerzos requeridos. Esas condiciones de servicio originarán el escoger el material del que deben ser construídas las estructuras. El material debe ser de calidad uniforme y sin defectos para que puedan resistir los esfuerzos de los equipos de la S/E.*

En la tabla No. 12 se dan las preferencias de materiales usados en la construcción de Subestaciones eléctricas.

Tabla No. 12.— Material usado para estructuras de S/E a la intemperie

Voltaje	Kv.	33-46	50-90	110-138	150-400
Material					
			o/o		
Aluminio	20	—	—	—	—
Cemento	80	—	16	5	5
Hierro	—	100	84	95	95

Ya que la mayoría de las estructuras son de hierro o aluminio los siguientes requerimientos se aplicarán cuando tales materiales son usados.

1. Para hierro las propiedades físicas serán similares a las especificadas en las normas ASTM A 203 y A 306.
2. Para aluminio las propiedades físicas serán similares a las especificadas en las normas de la Aluminun Asociation 6061-T6.
7. CARGAS.— La estructura debe ser capaz de soportar las cargas debido a los aparatos, viento, hielo, nieve, y otras cargas; además de ciertas condiciones de servicio poco usual.
 - a. Cargas de los Aparatos.—

Esta carga (que incluye a los conductores) consisten de los siguientes componentes:

 1. Carga estática
 - a. Peso de los aparatos
 - b. Peso del conductor
 2. Carga dinámica y de operación:

- a. *Fuerzas de fricción, momentos y torques debido a la operación mecánica de los aparatos como: interruptores de aire, interruptores de tierra, etc..*
- b. *Fuerzas dinámicas , torques y momentos debido a la aceleración de carga de aparatos interruptores de circuitos.*
- c. *Fuerza magnética debido a corrientes de cortocircuito.*

b. *Cargas de Peso Muerto.—*

Consiste del peso de la estructura y tensión a que se somete a los conductores. Si se usan barras de suspensión, el cliente deberá proporcionar la carga por conductor.

En caso de no hacerlo, se supone que esta carga será de 1.000 lbs. por conductor, aplicada a 15° desde la normal a la cara de la estructura.

c. *Carga de Viento.—*

La carga del viento sobre las estructuras y aparatos montados sobre ella, será de 25 lbs/pie² sobre la proyección vertical de los miembros de la estructura de la primera inclinación; para la segunda inclinación se asume 12.5 lbs/pie². Las armaduras restantes no se toman en consideración.

Para torres de celosía, columnas de cajas de celosía y tirantes; el área expuesta será asumida como 1 1/2 veces del área expuesta de una cara.

Una armadura consiste de uno o más miembros horizontales soportados por 2 o más columnas todas en el plano vertical.

Esto incluye cualquier tirante entre esos miembros.

Cuando la carga del viento se especifica como velocidad; se puede calcular la carga equivalente sobre las superficies planas de la siguiente manera:

$$P = 0,004 V^2$$

P = Presión del viento en lbs/pie²

V = Velocidad del viento en millas/hora

Cuando el área es cilíndrica se calcula así:

$$P = 0,0025 V^2$$

d. *Carga de hielo.*—

Las estructuras serán diseñadas para soportar la carga del hielo sobre los aparatos y la estructura misma.

El grado de carga debido al hielo será considerada como ligera, mediana y pesada. El peso del hielo es de 57 lbs/pie cúbico.

Las cargas tomadas como referencia son: 0 de hielo para cargas ligeras, 1/4" de hielo para cargas medianas, 1/2" de hielo para carga pesada.

e. *Otras Cargas Específicas.*—

Otras cargas se deben a vibraciones, expansiones y contracciones de los conductores.

f. *Condiciones de servicio poco usual.*—

Cargas debido a huracanes, tormentas y terremotos; que serán considerados solo cuando dichas situaciones ocurren frecuentemente en el sitio en donde se instalará la S/E.

8. *DEFLEXIONES.*— Cuando son consideradas las cargas del viento (no incluyendo la carga del hielo) y de los conductores tensados, las dimensiones de los miembros puede ser determinada por los límites de deflexión en vez de los límites de esfuerzo.

Esto se hace para que no ocurra ninguna deflexión que pueda ser peligrosa para la operación de aparatos eléctricos; que causen esfuerzos indeseables y vibraciones en las barras.

La deflexión vertical máxima debido al peso de los equipos y al peso de las estructuras misma (peso muerto) es de 1/300 de la longitud del vano. La máxima deflexión horizontal será 1/200 de la longitud del vano. Todos los límites de deflexión pueden requerir reducción, para preveer una operación adecuada de equipos eléctricos bajo condiciones de helada. La estructura soportante horizontal será diseñada, de modo que para condiciones de máxima carga, no deflexionarán más que 1/200 de la altura desde el tope de la fundación hasta el punto de conexión de los miembros soportados más alto.

9. *ESFUERZOS.*— Los esfuerzos permitidos para miembros estructurales serán basados en un factor de seguridad de al menos 1.65 con esfuerzo mínimo; tanto para el hierro como para el aluminio.

Este esfuerzo será calculado de acuerdo con las normas establecidas por organismos oficiales. Para otros materiales (que no sean hierro o aluminio) los factores de seguridad recomendados, y el cálculo de los esfuerzos deberán estar de acuerdo con los standardts de las propias industrias.

Aluminio y Materiales diferentes.—

Cuando el aluminio esta en contacto con otros materiales se recomienda lo siguiente:

- a. *Hierro.*—

La superficie que va a tomar contacto con el hierro se le debe dar una capa de cromato de zinc o una capa de pasta anticorrosiva que sea capaz de conservar la superficie libre de óxido por largos períodos de servicio. La superficie de hierro a tomar contacto con el aluminio debera ser cubierta con pintura anticorrosiva de buena calidad o con croomato de zinc, seguido por una capa de pintura que consiste de 2 lbs. de pasta de pigmento de aluminio por cada galón de barniz.

- b. *Madera.*—

La superficie de aluminio que debe ser colocada en contacto con madera se la debe rociar con una capa de pintura bituminosa con resistencia alcalina.

CAPITULO II

COMPARACION ECONOMICA

Luego de haberse determinado los criterios y el diseño básico de las S/E; el siguiente paso será el seleccionar de entre esos esquemas el mas adecuado para nuestras necesidades. Para esto debemos analizar los siguientes factores:

- Técnicos y funcionales*
- Económicos*
- Continuidad de servicio*
- Espacio disponible*

Los factores técnicos y funcionales que deben ser analizados en los esquemas a estudiarse son: mayor o menor grado de complejidad en su funcionamiento; enclavamientos, disposición de equipos, etc., que afectarán el funcionamiento de la S/E y las eventuales operaciones de mantenimiento de la misma.

El costo de cada esquema es un factor limitante, pues como se comprenderá a mayor complejidad del funcionamiento del esquema mayor costo del mismo.

Todos los factores enunciados anteriormente, redundan en la continuidad de servicio; y esto a su vez en los ingresos que no percibirá la empresa, al no poder vender la energía durante un período de tiempo o por los perjuicios que puede causar a los usuarios.

El análisis de estos tres factores en conjunto, nos dá un criterio de comparación económica para los diferentes esquemas, pues se analizan costos de inversión y mantenimiento y costos de energía interrumpida por fallas o mantenimiento de la S/E,

que serán diferentes para cada esquema.

Para efectuar esa comparación (energía interrumpida) debemos llegar a determinar el grado de seguridad o confiabilidad de cada esquema.

Los esquemas a ser analizados son:

- Barra simple
- Barra principal y transferencia
- Disyuntor y medio
- Barra en anillo



En los gráficos 14, 15, 16 y 17 se presentan los diagramas unifilares para cada uno de estos esquemas.

Planteadas diversas alternativas, la elección entre los diferentes tipos de S/E requiere un análisis adicional que contemple los aspectos de costos y duraciones para de esta manera llegar a la decisión mas conveniente desde un punto de vista técnico y económico.

Como a menudo los datos se basan en ciertas hipótesis que pueden variar y por los elementos de incertidumbre que pueden influir en los cálculos, se considera que el aspecto económico no dicta o impone una decisión pero si representa un elemento de juicio adicional que es imprescindible conocer a efectos de tomar una desición.

Básicamente todo proyecto debe ser evaluado lo que significa calificarlo y compararlo con otros proyectos alternativos de acuerdo a un criterio dado.

Los computos de evaluación deben considerar fundamentalmente el factor tiempo o el uso de capitales; así com el flujo de ingresos y gastos los que implica la adopción de una tasa de interés.

Los criterios de evaluación pueden ser:

FIGURA No. 14

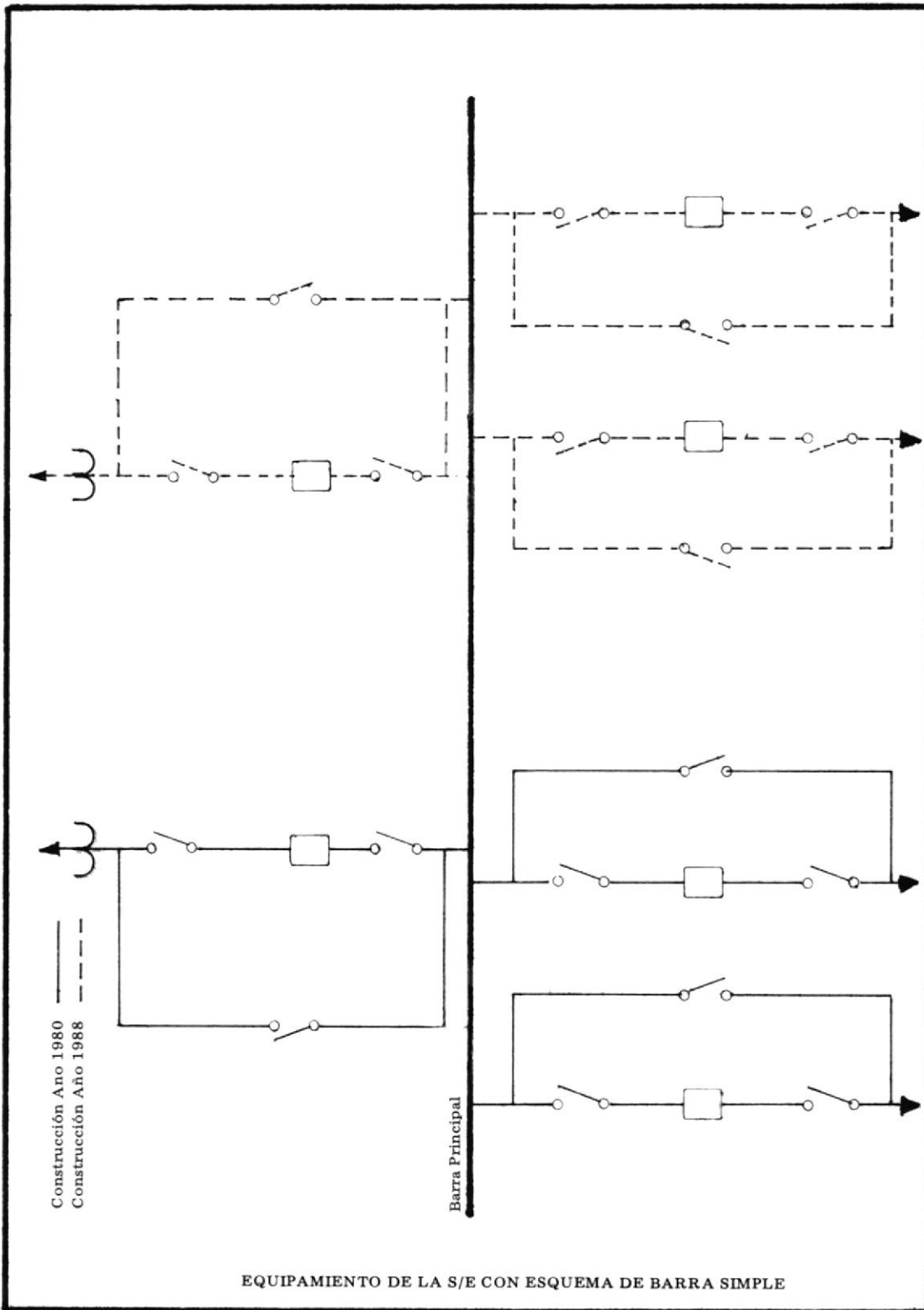


FIGURA No. 15

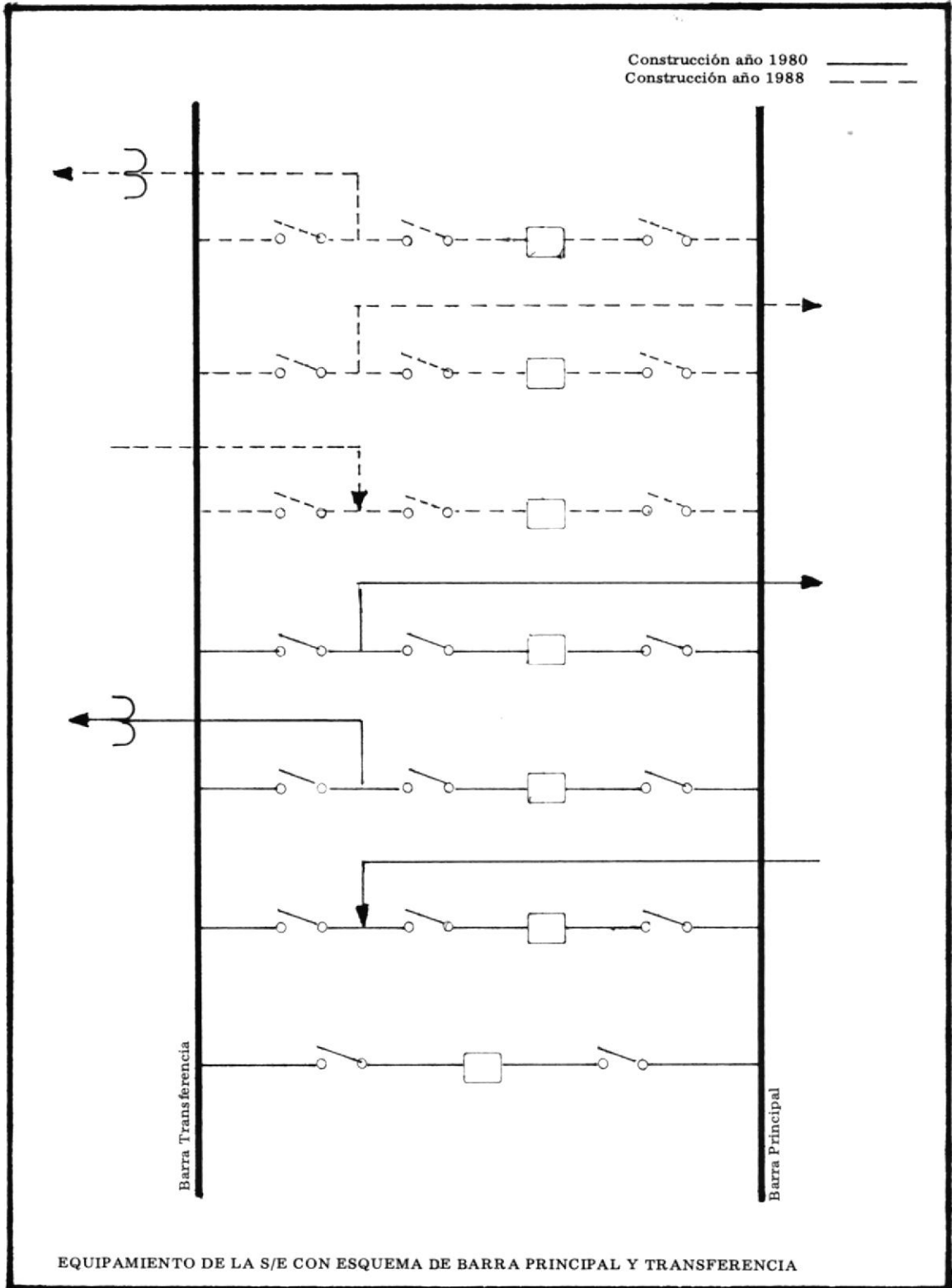


FIGURA No. 16

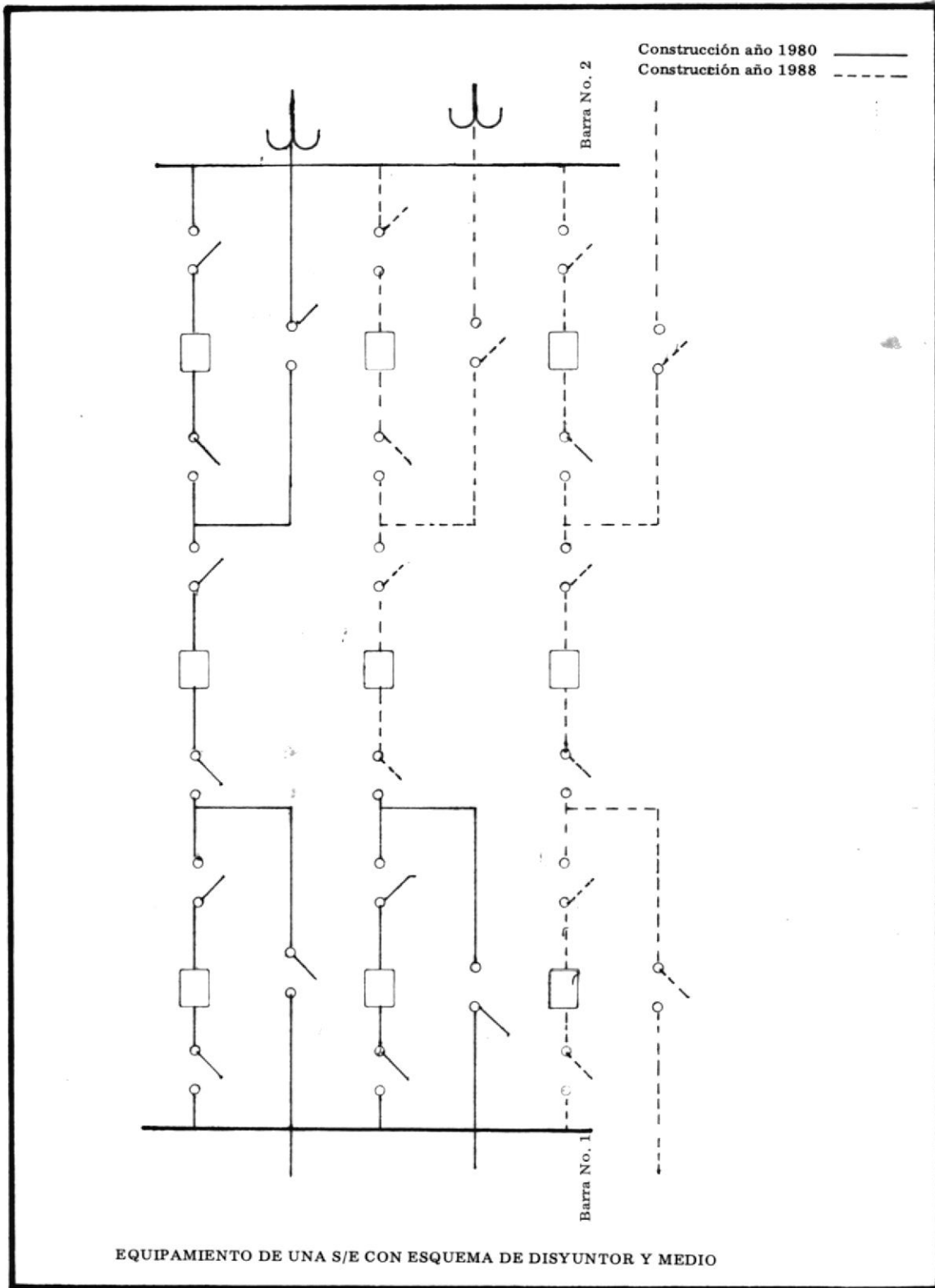
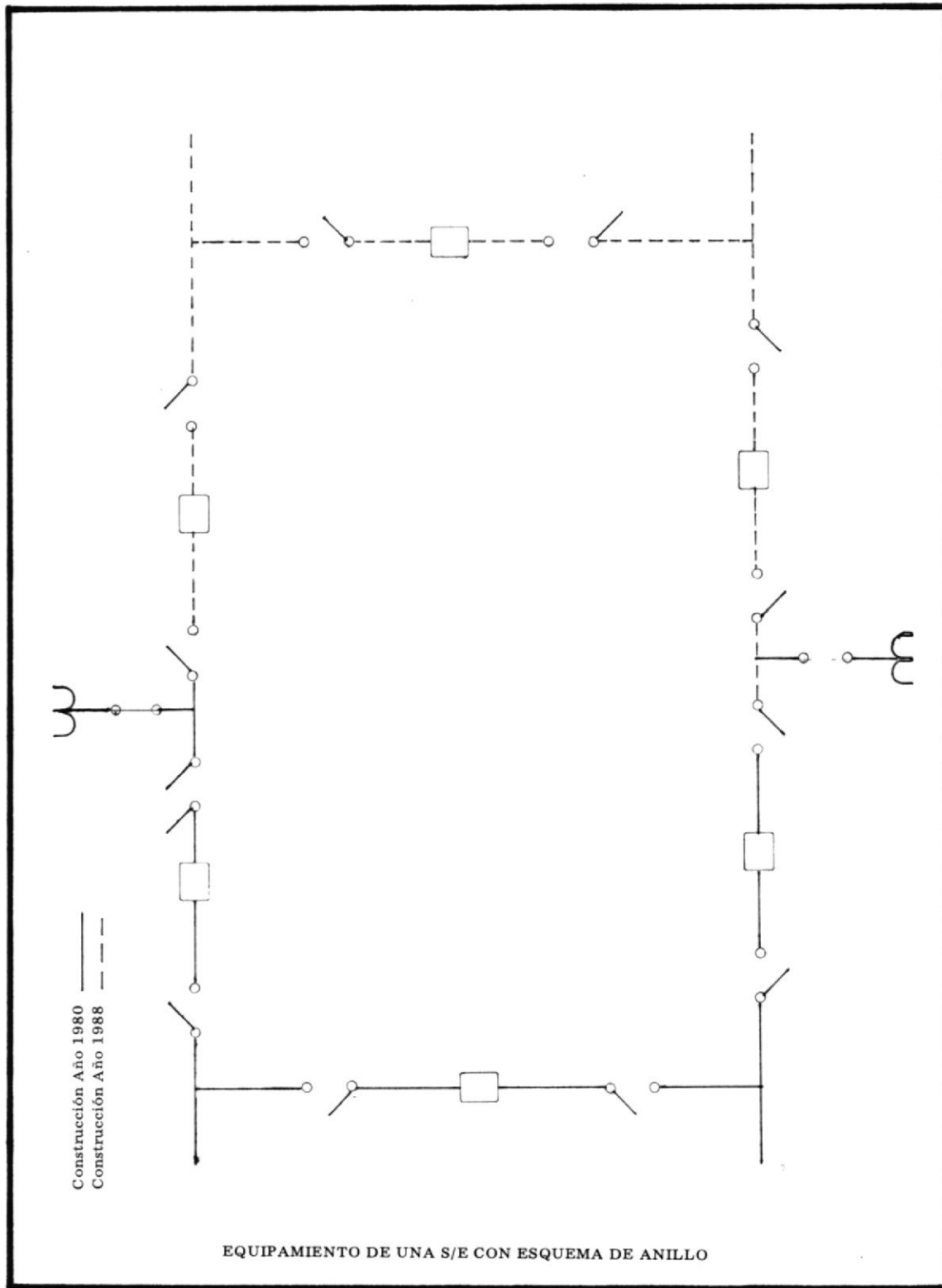


FIGURA No. 17



a. *Métodos de la cuota anual uniforme o anualidades.—*

Este método permite convertir el desembolso inicial de un proyecto, en una serie equivalente de valores anuales iguales.

La alternativa de menor costo anual será la mas conveniente desde el punto de vista económico.

b. *Método de los costos actualizados.—*

Este método consiste en reducir todos los pagos anuales al equivalente de un solo pago que se efectúa simultáneamente con la inversión.

En nuestro análisis haremos uso de ambos métodos de acuerdo a las conveniencias de estudio.

2.1 COSTO RELATIVO DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS

2.1.1 Costo anual de recuperación de capital por amortización de equipos

Para los costos de los esquemas, asumiremos que los mismos tienen el siguiente equipamiento:

Año 1980: Un transformador de 20 MVA de 138/69 Kv. y dos salidas de 69 Kv.

Año 1988: Un transformador de 20 MVA 138/69 Kv. más 2 salidas de 69 Kv.

Estos esquemas requieren para cada posición de interrupción un mayor o menor número de equipo, en especial seccionadores, siendo necesario fijar costos de comparación para cada configuración.

Se ha tomado como año base para costos los del año 1975; y en base a estos se estiman los costos para el año de evaluación (1980); tomando para ello un factor de escalamiento de precios del 5 o/o anual. Los costos calculados bajo estas bases son:

EQUIPO COSTO AÑO 1980 (DOLARES)

- Transformador 138/69 Kv. 20 MVA (Instalado)	304.000 (4'860.000)	
- Posición típica de 69 Kv:		
Un disyuntor trifásico 3.500 MVA	44.800	
Tres seccionadores	21.300	
Estructura y Materiales	6.400	
Instalación	25.600	
Paneles de control	19.200	117.300

Con estos datos calculamos los costos de recuperación de capital por amortización de equipos; para cada uno de los esquemas en consideración.

a. BARRA SIMPLE.—

AÑOS	DESCRIPCION	UNITARIO	TOTAL
1980	1 Transformador 20 MVA-138/69 Kv.	304.000	304.000
	2 Posiciones típicas de 69 Kv. mas	117.300	234.600
	1 Seccionador	7.100	7.100
			545.700
1988	1 Transformador 20 MVA-138/69 Kv.	304.000	304.000
	3 Posiciones típicas de 69 Kv.	117.300	351.900
	1 Posición típica de 69 Kv. menos		
	1 Seccionador	110.200	110.200
	COSTO DE INSTALACION		766.100

COSTO DE RECUPERACION DE CAPITAL= $C_{eq} = C_i \times FVP \times FRC$

C_i = Costo de instalación

$$FVP = \text{Factor para valor presente} = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

$$FRC = \text{Factor para recuperación de capital} = \frac{i (1 + i)^n}{[(1 + i)^n - 1]}$$

Vamos a asumir para nuestro estudio 3 alternativas de interés: 8 o/o, 10.5 o/o y 13 o/o anual.

$i = 8 \text{ o/o}$

$$1980 \quad C_{eq} = C_i \times [FVP]_8^0 \quad [FRC]_8^{40}$$

$$C_{eq} = 545.700 \times 1 \times 0.08386 = 45762$$

$$1988 \quad C_{eq} = C_i \times [FVP]_8^8 \quad [FRC]_8^{40}$$

$$C_{eq} = 545.700 \times 0,540269 \times 0.08386 = \frac{34710}{80472}$$

$i = 10.5 \text{ o/o}$

$$1980 \quad C_{eq} = C_i \times [FVP]_{10.5}^0 \quad [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$C_{eq} = 545.700 \times 1.00 \times 0,10697 = 58.373,00$$

$$1988 \quad C_{eq} = C_i \times [FVP]_{10.5}^8 \quad [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$C_{eq} = 766.100 \times 0,44988 \times 0,10697 = \frac{36.867,00}{95.240,00}$$

$i = 13 \text{ o/o}$

$$1980 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_{13}^0 [FRC]_{13}^{40}$$

$$Ceq. = 545.700 \times 1,00 \times 0,13098 = 71.476,00$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_{13}^8 [FRC]_{13}^{40}$$

$$Ceq. = 766.100 \times 0.37615 \times 0.13098 = \frac{37.744,00}{109.220,00}$$

b. BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

AÑOS	DESCRIPCION	UNITARIO	TOTAL
1980	1 Transformador 20 MVA-138/69 Kv.	304.000 =	304.000
	3 Posiciones típicas 69 Kv.	117.300 =	351.900
	1 Posición típica de 69 Kv. sin		
	1 seccionador	110.200 =	110.200
	COSTO DE INSTALACION:Ci	=	766.100

AÑOS	DESCRIPCION	UNITARIO	TOTAL
1988	1 Transformador 20 MVA 138/69 KV.	304.000	304.000
	3 Posiciones típicas 69 Kv.	117.300	351.900
	COSTO DE INSTALACION:Ci	=	655.900

Los costos de recuperación de capital para los diferentes intereses son:

$$i = 8 \text{ o/o}$$

$$1980 \quad Ceq. = Ci [FVP]_8^0 [FRC]_8^{40}$$

$$Ceq. = 766.100 \times 1 \times 0.08386 = 64.245$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci [FVP]_8^8 [FRC]_8^{40}$$

$$Ceq. = 655.900 \times 0.54026 \times 0.08386 = \frac{29.716}{93.961}$$

$$i = 10.5 \text{ o/o}$$

$$1980 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{10.5}^0 [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$Ceq. = 766.100 \times 1 \times 0.10697 = 81.950$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{10.5}^8 [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$Ceq. = 655.900 \times 0.44988 \times 0.10697 = \frac{31.564}{113.514}$$

$$i = 13 \text{ o/o}$$

$$1980 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{13}^0 [FRC]_{13}^{40}$$

$$Ceq. = 766.100 \times 1.00 \times 0.13098 = 100.343,00$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{13}^8 [FRC]_{13}^{40}$$

$$Ceq. = 655.900 \times 0.37615 \times 0,13098 = \frac{32.315,00}{132.658,00}$$

- c. **ESQUEMA EN DISYUNTOR Y MEDIO.**— El equipamiento para este esquema es el siguiente:

AÑOS	DESCRIPCION	UNITARIO	TOTAL
1980	1 Transformador de 20 MVA 138/69 Kv.	304.000	304.000
	3 Posiciones típicas de 69 Kv.	117.300	351.900

3 Posiciones típicas de 69 Kv.
menos 3 seccionadores 110.200 330.600

COSTO DE INSTALACION. Ci = 986.500

1988 1 Transformador de 20 MVA
138/69 Kv. 304.000 304.000

3 Posiciones típicas de 69 Kv. 117.300 351.900

COSTO DE INSTALACION. Ci = 655.900

Los costos de recuperación de Capital para los diferentes intereses asumidos son:

$i = 8 \text{ o/o}$

$$1980 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{8}^0 [FRC]_{8}^{40}$$

$$Ceq. = 986.500 \times 1 \times 0.08386 = 82.727,89$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{8}^8 [FRC]_{8}^{40}$$

$$Ceq. = 655.900 \times 0.54026 \times 0.08386 = \frac{29.716,34}{112.444,23}$$

$i = 10.5 \text{ o/o}$

$$1980 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{10.5}^0 [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$Ceq. = 986.500 \times 1 \times 0.10697 = 105.525,91$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci [FVP]_{10.5}^8 [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$Ceq. = 655.900 \times 0.44988 \times 0.10697 = \frac{31.564,31}{137.090,22}$$



BIBLIOTECA

$i = 13 \text{ o/o}$

$$1980 \quad C_{eq.} = C_i [FVP]_{13}^0 \quad [FRC]_{13}^{40}$$

$$C_{eq.} = 986.500 \times 1 \times 0.13098 = 129.211,77$$

$$1988 \quad C_{eq.} = C_i [FVP]_{13}^8 \quad [FRC]_{13}^{40}$$

$$C_{eq.} = 655.900 \times 0.37615 \times 0.13098 = \frac{32.314,96}{161.526,73}$$

d. **ESQUEMA EN ANILLO.**— El equipamiento para este esquema es el siguiente:

AÑOS	DESCRIPCION	UNITARIO	TOTAL
1980	1 Transformador de 20 MVA 138/69 Kv.	304.000	304.000
	3 Posiciones típicas de 69 Kv. menos 1 seccionador	117.300	344.800
			<hr/>
			648.800
1988	1 Transformador de 20 MVA 138/69 Kv.	304.000	304.000
	3 Posiciones típicas de 69 Kv. más un seccionador	117.300 7.100	359.000
			<hr/>
			663.000

Los costos de recuperación de Capital para los diferentes intereses asumidos son:

$i = 8 \text{ o/o}$

$$1980 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_8^0 \times [FRC]_8^{40}$$

$$Ceq. = 538.600 \times 1 \times 0.08386 = 45.167,00$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_8^2 \times [FRC]_8^{40}$$

$$Ceq. = 773.200 \times 0.54026 \times 0.08386 = \frac{35.031,00}{80.198,00}$$

$$i = 10.5 \text{ o/o}$$

$$1980 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_{10.5}^0 \times [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$Ceq. = 538.600 \times 1 \times 0.10697 = 57.614,00$$

$$i = 10.5 \text{ o/o}$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_{10.5}^8 \times [FRC]_{10.5}^{40}$$

$$Ceq. = 773.200 \times 0.44988 \times 0.10697 = \frac{37.209,00}{94.823,00}$$

$$i = 13 \text{ o/o}$$

$$1980 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_{13}^0 \times [FRC]_{13}^{40}$$

$$Ceq. = 538.600 \times 1 \times 0.13098 = 70546$$

$$1988 \quad Ceq. = Ci \times [FVP]_{13}^8 \times [FRC]_{13}^{40}$$

$$Ceq. = 773.200 \times 1 \times 0.10398 = \frac{38.094}{108.640}$$

En la tabla No. 13 se han resumido los valores calculados para los diferentes esquemas.

TABLA No. 13
COSTO ANUAL DE CAPITAL POR AMORTIZACION DE EQUIPOS
 (Ceq.)

Esquema Interés	BARRA SIMPLE			BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA		
	1980-1987	1988-1993	TOTAL	1980-1987	1988-1993	TOTAL
8 o/o	45.762	34.710	80.472	64.245	29.716	93.961
10.5 o/o	58.373	36.867	95.240	81.950	31.564	113.514
13 o/o	71.476	37.744	109.220	100.343	32.315	132.658

Esquema Interés	DISYUNTOR Y MEDIO			BARRA EN ANILLO		
	1980-1987	1988-1993	TOTAL	1980-1987	1988-1993	TOTAL
8 o/o	82.728	29.716	112.444	45.167	35.031	80.198
10.5 o/o	105.526	31.564	137.090	57.614	37.209	94.823
13 o/o	129.212	32.315	161.527	70.546	38.094	108.640

2.2 ANALISIS DE CONFIABILIDAD

El grado de confiabilidad que ofrecerán los diferentes esquemas de S/E que están siendo considerados; se lo obtiene a través del análisis de las posibles fallas o averías que se puedan presentar en sus componentes tales como: barras, interruptores, seccionadores, equipos de protección, etc..

Como dijimos este análisis nos permitirá escoger el esquema más económico y suficientemente confiable para cada subestación. De un muestreo llevado a cabo por la VDE, sacamos las siguientes conclusiones:

- a. *Aproximadamente el 25 o/o de las fallas que ocurren en los sistemas de potencia de 33 KV. y mayores voltajes, ocurren en las S/E.*

Esta cantidad es constante hasta los 161 KV.

Para voltajes mayores a este; se produce un incremento del porcentaje de fallas.

- b. *Las S/E a la intemperie hay un incremento de fallas a medida que el voltaje aumenta. El 68 o/o de las fallas ocurren en las S/E para sistemas de 60 KV.; y el 96 o/o en los sistemas para los 220Kv..*
- c. *El 20 o/o de las fallas en las S/E ocurren en las barras para los voltajes menores este porcentaje se eleva al 40 o/o mas o menos.*

Hay algunos medios para mejorar la seguridad en las zonas de barras; veremos algunas:

1. *Evitar en lo posible colocar una barra sobre otra.*
2. *Las conexiones de los circuitos no deben cruzar sobre las barras.*
3. *Se debe usar el mínimo número de aisladores*
4. *Hay que usar el número mínimo de uniones*
5. *Deben haber procedimientos claros para mantenimiento.*

6. *Se necesita tener las mejores facilidades para la inspección de los equipos dentro de la S/E.*
 7. *Se debe excluir de la zona de barras; tan lejos como sea posible; equipos tales como: Transformadores de voltaje, interruptores de puesta a tierra.*
- d. *El alto porcentaje de fallas en las S/E, debido a la rotura del aislamiento, (27 o/o en total, y tan alto como el 50 o/o en algunos voltajes) sugiere que la seguridad del aislamiento en la zona de barras es de particular importancia.*

Las fallas se dividen igualmente entre rotura del aislamiento y falla del equipo primario o secundario. Para voltajes mayores las fallas por roturas del aislamiento disminuyen; pero aumentan las fallas causadas por averías en equipo primario y secundario, esto se debe posiblemente a equipos menos confiables, posiblemente causado por su gran complejidad.

El alto porcentaje de fallas en equipos secundarios, que en unos voltajes alcanza el 74 o/o y en otros el 45 o/o se debe en gran parte a la complejidad de los sistemas de protección y número de componentes secundarios usados.

Hay evidencia de que aumentan el número de fallas en el equipo primario, esto es compatible con la realidad por cuanto mientras mas viejos los equipos, aumentan las ratas de falla de los equipos.

Las fallas del equipo secundario, son mas altas en los dos primeros años y son del orden del 75 al 80 o/o.

2.2.1 Evaluación de averías

AVERIA: Se considera como tal, toda falla que produzca una interrupción parcial o total del suministro de potencia y energía de una subestación.

Los elementos susceptibles de sufrir averías son:

- a. Barras de subestaciones
- b. Posiciones de interrupción: formada por un seccionador, 3 interruptores y todo el equipo auxiliar como transformadores de potencial y corriente,, elemento de protección, etc., que opera en conjunto con cada interruptor.

2.2.2 Tipos de averías

Se han analizado los siguientes tipos de averías:

- A. AVERIA EN LA BARRA PRINCIPAL.— Se consideran las fallas que se producirían en la barra a la que llega o de la que sale la potencia de una subestación. Dentro de cada nivel de voltaje, para cada subestación existirá una barra principal, salvo se puede omitir esta barra (salidas de una sola línea por ejemplo).

El número de averías que pueden producirse por año vienen dada por:

$$G_1 = p_1 \times b_p \times \frac{P_1}{P_t}$$

en que:

G_1 = número de averías por año

p_1 = probabilidad de falla (0.02 avería por año)

b_p = número de barras principales para cada nivel de voltaje

P_1 = potencia interrumpida (MW)

P_t = potencia total de la subestación (MW)

El factor P_1/P_t nos permite referir cualquier avería que afecte parcial o totalmente a una subestación.

El tiempo de interrupción es:

$$H_1 = G_1 \times t_1$$

en que:

H_1 = Tiempo total de interrupción (horas/año).

G_1 = número de averías por año

t_1 = duración de cada avería (horas)

El tiempo t_1 depende del tipo de subestación analizada y toma los siguientes valores:

TIPO DE SUBESTACION	t_1
Barra simple	120 horas
Barra principal y transferencia	120 "
Disyuntor y medio	0,5 "
Anillo	120 "

Se estima en 120 horas el tiempo necesario para reparar una barra y 0.5 horas para transferir la potencia de una a otra barra.

B. **AVERIA EN BARRA DE TRANSFERENCIA:** En este caso se ha supuesto dos posibilidades:

b.1 Se produce la avería cuando se está usando la barra de transferencia ya que se le está usando para dar mantenimiento a una posición de interrupción.

El número de averías por año viene dado por:

$$G_2 = P_2 \times bt \times m \times M \times \frac{P_1}{P_t}$$

en que:

- G_2 = número de averías por año
- P_2 = probabilidad de falla = 0.0196 averías/año
- bt = número de barras de transferencia
- m = frecuencia de indisponibilidad 48/8760
- M = número de posiciones de interrupción
- P_1 = potencia interrumpida
- P_t = potencia total de la subestación

La frecuencia de indisponibilidad (m), considera el tiempo que operaría la barra de transferencia, para efectuar el mantenimiento de una posición de interrupción. Se estima en 48 horas/año el tiempo que es necesario para efectuar posibles mantenimientos.

Por lo tanto se define a m como:

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

por lo tanto el producto de $M \times m$ nos dará las horas anuales de operación de la barra de transferencia, usada para fines de mantenimiento de los equipos.

El tiempo anual de interrupción viene dado por:

$$H_2 = G_2 \times t_2$$

donde $t_2 = 48$ horas. En caso de que se produzca una falla grave en la barra de transferencia, el tiempo de reparación sería 120 horas y entonces se toma como tiempo de duración de una falla, el tiempo necesario para mantener la posición de interrupción, para que pueda operar nuevamente.

b.2. Se utiliza la barra de transferencia para poder reparar una posición de interrupción. El número de averías por año viene dado por:

$$G'_2 = P'_2 \times bt \times m'_2 \times M \times \frac{P_1}{Pt}$$

donde:

G'_2 = número de averías por año

P'_2 = probabilidad de falla = 0.0004 avería por año (considera la falla simultánea de una posición de interrupción y de la barra de transferencia).

bt = número de barras de transferencia

m'_2 = frecuencia de indisponibilidad = $360/8760 = 0.041$

M = número de posiciones de interrupción

P_1 = Potencia interrumpida

Pt = Potencia de la S/E

Se estima en 360 horas el tiempo necesario para reparar una falla grave en una posición de interrupción, y en 120 horas el tiempo necesario para ejecutar las misma operación en la barra de transferencia.

El tiempo anual de interrupción viene dado por:

$$H'_2 = G'_2 \times t'_2$$

en donde $t'_2 = 120$ horas

Por lo tanto el número de averías por año así como el tiempo anual de interrupción para fallas en la barra de transferencia vendrá dado respectivamente por:

$$G_{2t} = G_2 + G'_2$$

$$H_{2t} = H_2 + H'_2$$

C. *AVERIA EN UNA POSICION DE INTERRUPCION.*— Por ser el caso de la barra simple un caso particular haremos un estudio para ser aplicado solo a este esquema: y otro para los restantes.

c.1 *Esquema de barra simple.*— Se consideran dos tipos de averías:

- a. *Graves:* que tienen una probabilidad de falla de 0.02 averías/año
- b. *Leves:* con una probabilidad de falla de 0.05 averías/año

$$G_3 = G_{3a} + G_{3b} = P_{3a} \times M \times \frac{P'}{Pt} + P_{3b} \times M \times \frac{P'}{Pt}$$

G_{3a} = número de averías graves por año

G_{3b} = número de averías leves por año

P_{3a} = probabilidad de fallas graves por año

P_{3b} = probabilidad de fallas leves por año

M = número de posiciones de interrupción

P_1 = potencia de la barra en donde se produce la falla

Pt = potencia total de la S/E

El tiempo de interrupción es:

$$H_3 = H_{3a} + H_{3b} + 0.5G_3 \text{ (horas)}$$

$$H_3 = (G_{3a} \times T_{3a} + G_{3b} \times T_{3b}) \frac{P_2}{P_1} + 0.5 G_3$$

T_{3a} = 360 horas (tiempo para reparar averías graves).

T_{3b} = 24 horas (tiempo para reparar averías leves).

P_2 = potencia asociada con la posición

El sumando $0.5G_3$ considera el hecho de que al fallar una posición de

interrupción se produce una suspensión del servicio, para toda la barra donde está conectada ésta posición; y que el proceso de aislar la falla toma un tiempo de 0.5 horas. Se considera como potencia interrumpida, toda la potencia de la barra (P_1); porque al fallar una posición se desconecta toda la barra.

Para las horas de interrupción una vez que se aísla la falla (lo que considera el término $0.5 G_3$) se considera que la potencia interrumpida es la de la posición averiada (P_2).

c.2 Esquemas restantes.— El número de averías por año viene dado por:

$$G_3 = P_3 \times M \times \frac{P_1}{P_t}$$

G_3 = averías por año

P_3 = probabilidad de avería por año = 0.07 (averías/años).

M = número de posiciones de interrupción

P_1 = potencia asociada a la posición de interrupción

P_t = potencia total de la subestación

El tiempo de interrupción es:

$$H_3 = G_3 \times t_3$$

t_3 = 0.5 horas, que es el tiempo necesario para aislar la posición averiada, reemplazarla y restablecer el servicio.

D. AVERIAS SIMULTANEAS EN POSICIONES DE INTERRUPCION.—

Consideramos dos casos:

d.1 Avería en una posición mientras otra de la misma barra se halla en mantenimiento.

$$G_4 = P_4 \times N \times \frac{P_1}{P_t}$$

- G'_4 = número de averías por año
 P'_4 = probabilidad de falla por año = $0.07 \times \frac{48}{8760} = 0.0004$
 N = número de montantes de la barra
 P_1 = potencia asociada a la barra
 P_t = potencia total de la subestación

La probabilidad P_4 considera la probabilidad de falla de una posición (0.07) durante el período de 48 horas año, destinadas para el mantenimiento de cada posición.

El factor N toma en cuenta las posibles combinaciones entre las M posiciones de interrupción, de una subestación tomadas de dos en dos.

El tiempo de interrupción viene dado por:

$$H_4 = G_4 \times t_4 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5 \times G_4$$

- H_4 = tiempo de interrupción (horas)
 G_4 = número de averías por año
 t_4 = tiempo de mantenimiento = 48 horas
 P_2 = potencia asociada al montante averiado
 P_1 = potencia total de la S/E
 $0.5G_4$ = tiempo de interrupción de toda la barra mientras se aísla la vería

d.2 Avería en una posición mientras otra de la misma barra se halla en reparación.

El número de avería por año viene dado por:

$$G'_4 = P'_4 \times N' \times \frac{P_1}{P_t}$$

en donde:

G'_4 = número de averías/año

P'_4 = probabilidad de falla por año = $0.07^2 \times \frac{360}{8760} = 0.0002$

N' = combinaciones de M' . elementos tomados de 2 en 2 = $M(M-1)$

P_1 = potencia asociada a la barra

P_T = potencia total de la subestación

La probabilidad P'_4 considera que la probabilidad de falla de una posición ($P_4 = 0.07$) es simultánea y que tiene lugar dentro de 360 horas destinadas a la reparación de una posición averiada, y el factor N' considera que al estar averiada una posición de las M posiciones totales, están en posibilidad de fallas $M-1$ posiciones.

El tiempo de interrupción viene dado por:

$$H'_4 = G'_4 \times t_4 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5 G_4$$

en donde:

H'_4 = tiempo de interrupción (horas)

G'_4 = número de averías/año

t'_4 = tiempo de mantenimiento (horas) = 360

P_2 = potencia asociada a la posición afectada

P_1 = potencia total de la S/E

$0.5 G_4$ = tiempo de interrupción de toda la barra mientras se aísla la falla

Por tanto para el caso de fallas simultáneas en posiciones de interrupción se tiene:

$$G_{4T} = G_4 + G'_4$$

$$H_{4T} = H_4 + H'_4$$

E AVERIAS SIMULTANEA EN BARRAS.— Este tipo de avería solo es aplicable a las configuraciones con: Barras de reserva, barras seccionadas, doble barra o anillo.

El número de averías por año viene dado por:

$$G_5 = P_5 \times bt \times \frac{P_1}{P_T}$$

en donde:

G_5 = número de averías/año

$$P_5 = \text{probabilidad de falla/año} = 0.02 \times \frac{120}{8760} = 0.00027$$

bt = número de barras

P_1 = potencia asociada con la barra

P_T = potencia total de la S/E

La probabilidad P_5 considera la probabilidad de falla de una barra ($P_1 = 0.02$) en el caso de que la falla se produzca durante el período de 120 horas en que se repara la otra barra que ha fallado simultáneamente.

El tiempo de interrupción viene dado por:

$$H_5 = G_5 \times t_5$$

en donde:

H_5 = tiempo de interrupción

G_5 = número de averías/año

t_5 = tiempo de duración de la avería = 120 horas



2.2.3 Análisis de averías

Una vez definido el tipo de averías que se pueden presentar, procedemos al cálculo de las horas de interrupción para cada tipo de configuración.

2.2.3.1 Avería en barra principal

$$G_I = P_I \times bp \times \frac{P_I}{P_T}$$

$$H_I = G_I \times t$$

$$P_I = 0.02$$

$$t = 120 \text{ (simple, princ, transferencia, anillo)}$$

$$t = 0.5 \text{ (1 1/2 CB, 2 barra)}$$

a.- BARRA SIMPLE:

$$1980-87 \quad G_I = 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02$$

$$H_I = 0.02 \times 120 = 2.40$$

$$1988-93 \quad G_I = 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02$$

$$H_I = 0.02 \times 120 = 2.40$$

b.- BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA:

$$1980-87 \quad G_I = 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02$$

$$H_I = 0.02 \times 120 = 2.40$$

$$1988-93 \quad G_I = 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02$$

$$H_I = 0.02 \times 120 = 2.40$$

c.- DISYUNTOR Y MEDIO:

$$1980-87 \quad G_I = 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02$$

$$H_I = 0.02 \times 0.5 = 0.01$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_1 &= 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02 \\ H_1 &= 0.02 \times 0.5 = 0.01 \end{aligned}$$

d.- ANILLO:

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_1 &= 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02 \\ H_1 &= 0.02 \times 120 = 2.40 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_1 &= 0.02 \times 1 \times 1/1 = 0.02 \\ H_1 &= 0.02 \times 120 = 2.40 \end{aligned}$$

.2.3.2 Avería en barra de transferencia

Se analizarán los dos casos principales:

1. Se está usando barra de transferencia mientras se efectúa el mantenimiento de un montante (posición de interrupción) cuando se produce la falla.

a.- BARRA SIMPLE:

$$\begin{aligned} G_2 &= 0 \\ H_2 &= 0 \end{aligned}$$

b.- BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_2 &= 0.02 \times 1 \times \frac{48}{8760} (1 \times 1/1 + 2 \times 1/2) = 0.0002190 \\ H_2 &= 0.0002190 \times 48 = 0.010521 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_2 &= 0.02 \times 1 \times \frac{48}{8760} (2 \times 1/2 + 4 \times 1/4) = 0.0002190 \\ H_2 &= 0.0002190 \times 48 = 0.010521 \end{aligned}$$

c.- DISYUNTOR Y MEDIO:

$$G_2 = 0$$

$$H_2 = 0$$

d.- ANILLO:

$$G_2 = 0$$

$$H_2 = 0$$

2. Se está usando la barra de transferencia para la reparación de un montaje cuando se produce una falla.

a.- BARRA SIMPLE:

$$G'_2 = 0$$

$$H'_2 = 0$$

b.- BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA:

$$1980-87 \quad G'_2 = 0.0004 \times 1 \times \frac{360}{8760} \times (1 \times 1/1 + 2 \times 1/2) = 0.00003288$$

$$H'_2 = 0.00003288 \times 120 = 0.00394521$$

$$1988-93 \quad G'_2 = 0.0004 \times 1 \times \frac{360}{8760} (1 \times 1/1 + 2 \times 1/2) = 0.00003288$$

$$H'_2 = 0.00003288 \times 120 = 0.00394521$$

c.- DISYUNTOR Y MEDIO:

$$G'_2 = 0$$

$$H'_2 = 0$$

d.- ANILLO:

$$G'_2 = 0$$

$$H'_2 = 0$$

Por tanto el número total de averías por año, así como también el tiempo anual de interrupción por fallas en las barras de transferencia será respectivamente:

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_{2T} &= 0.00003288 + 0.0002148 \\ &= 0.00024768 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} H_{2T} &= 0.003945 + 0.010521 \\ &= 0.014466 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_{2T} &= 0.00003288 + 0.0002148 \\ &= 0.00024768 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} H_{2T} &= 0.003945 + 0.010521 \\ &= 0.014466 \end{aligned}$$

2.2.3.3 Avería en posición de interrupción (montante)

a.- BARRA SIMPLE:

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_3 &= G_{31} + G_{32} \\ &= p_{31} \times M \times \frac{P_1}{P_T} + p_{32} \times M \times \frac{P_1}{P_T} \\ &= 0.02 \times 1 \times 1/1 + 0.05 \times 2 \times 1/1 \\ &= 0.21 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} H_3 &= H_{31} + H_{32} \\ &= (H_{31L} + H_{32L}) \frac{P_2}{P_1} + (H_{31T} + H_{32T}) \frac{P_2}{P_1} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= [(G_{31L} \times t_{31}) + (G_{32L} \times t_{32})] \frac{P_2}{P_1} + \\ & [(G_{32T} \times t_{31}) + (G_{32T} \times t_{32})] \frac{P_2}{P_1} \\ & (0.02 \times 360 + 0.05 \times 24) \frac{1}{1} + \\ & (0.02 \times 2 \times 360 + 0.05 \times 2 \times 24) \frac{1}{2} \\ & + 0.105 = 16.905 \end{aligned}$$

1988-93 $G_3 = G_{31} + G_{32} = (G_{31L} + G_{32L}) + (G_{31T} + G_{32T}) =$
 $(0.02 \times 4 + 0.05 \times 4) + (0.02 \times 2 + 0.05 \times 2) = 0.42$

$$\begin{aligned} H_3 &= H_{31} + H_{32} = (G_{31L}t_{31} + G_{32L}t_{32}) \frac{P_2}{P_1} + \\ & (0.08 \times 360 + 0.2 \times 24) \frac{1}{4} + (0.04 \times 360 + 0.1 \times 24) \frac{1}{2} + \\ & 0.105 = 17.01 \end{aligned}$$

b.- BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA:

$$G_3 = P_3 \times M \times \frac{P_I}{P_T}$$

$$H_3 = G_3 \times t_3$$

1980-87 $G_3 = 0.07 (M_T \times \frac{P_{1T}}{P_{TL}} + M_L \times \frac{P_{1L}}{P_{TL}}) = 0.07$

$$G_3 = (2 \times 1/1 + 1 \times 1/1) = 0.21$$

$$H_3 = 0.14 \times 0.5 + 0.07 \times 0.5 = 0.105$$

1988-93 $G_3 = 0.07 \times 6 \times 1 = 0.42$

$$H_3 = 0.42 \times 0.5 = 0.21$$

c.- ANILLO:

1980-87 $G_3 = G_{31} + G_{32} = (0.02 + 0.05) (2 \times 1/1) = 0.14$

$$H_3 = H_{31} + H_{32} = (0.02 \times 360 + 0.05 \times 24) \frac{1}{2}$$

$$+ 0.70 = 4.900$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_3 &= 0.07 \times 6 \times 1 && = 0.42 \\ H_3 &= 0.42 \times 0.5 && = 0.21 \end{aligned}$$

d.- BARRA CON DISYUNTOR Y MEDIO:

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_3 &= 0.07 \times 6 \times 1 && = 0.42 \\ H_3 &= 0.42 \times 0.5 && = 0.21 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_3 &= 0.07 \times 9 \times 1 && = 0.63 \\ H_3 &= 0.63 \times 0.5 && = 0.315 \end{aligned}$$

2.2.3.4 Avería simultánea en montante

1. Avería en una posición de interrupción mientras otra posición de la misma barra se halla en mantenimiento.

a.- BARRA SIMPLE:

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_4 &= 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 3 \times 2 \times 1/1 && = 0.0023 \\ H_4 &= (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 1 \times 0 \times 1/1) + \\ &\quad (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1 \times 1/1) \times \\ &\quad 48 \times 1/2 + 0.5G_4 && = 0.01956 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_4 &= 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 6 \times 5 \times 1/1 && = 0.011507 \\ H_4 &= (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1 \times 1/1) \\ &\quad \times 48 \times 1/2 + (0.07 \times \frac{48}{8760} \times \\ &\quad 4 \times 3 \times 1/1) \times 48 \times 1/4 + 0.5G_4 && = 0.0794 \end{aligned}$$

b.- BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA:

$$1980-87 \quad G_4 = 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 3 \times 2 \times 1/1 = 0.0023$$

$$H_4 = (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 0) + (0.07 + \frac{48}{8760} \times 2 \times 1) \\ \times 48 \times 1/2 + 0.5G_4 = 0.01956$$

$$1988-93 \quad G_4 = 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 6 \times 5 \times 1/1 = 0.011507$$

$$H_4 = (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1 \times 1/1) \times \\ 48 \times 1/2 + (0.07 \times \frac{48}{8760} \times \\ 4 \times 3 \times 1/1) \times 48 \times 1/4 + 0.5G_4 = 0.0794$$

c.- DISYUNTOR Y MEDIO:

$$1980-87 \quad G_4 = 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 6 \times 5 \times 1/1 = 0.011507$$

$$H_4 = (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 1 \times 0 \times 1/1) \times \\ 48 \times 1/1 + (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1 \times 1/1) \\ \times 48 \times 1/2 + 0.5G_4 = 0.024164$$

$$1988-93 \quad G_4 = 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 9 \times 8 \times 1/1 = 0.027616$$

$$H_4 = (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1 \times 1/1) \times \\ 48 \times 1/2 + (0.07 \times \frac{48}{8760} \times 4 \times 3 \times \\ 1/1) \times 48 \times 1/4 + 0.5G_4 = 0.087452$$

d.- ANILLO:

$$1980-87 \quad G_4 = 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1 \times 1/1 = 0.000767$$

$$H_4 = \left(0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1/1\right) \times 48 \times 1/2 + 0.5G_4 = 0.018795$$

$$1988-93 \quad G_4 = 0.07 \times \frac{48}{8760} \times 6 \times 5 \times 1/1 = 0.011507$$

$$H_4 = \left(0.07 \times \frac{48}{8760} \times 4 \times 3 \times 1/1\right) \times 48 \times 1/4 + \left(0.07 \times \frac{48}{8760} \times 2 \times 1 \times 1/1\right) \times 48 \times 1/2 + 0.5G_4 = 0.079397$$

2. *Avería en una posición de interrupción, mientras otra posición de la misma barra se halla en reparación.*

a.- *BARRA SIMPLE:*

$$1980-87 \quad G'_4 = 0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 2 \times 1/1 = 0.000403$$

$$H'_4 = \left(0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 0 \times 1/1\right) \times 360 \times 1/1 + \left(0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 3 \times 1/1\right) \times 360 \times 1/4 + 0.5G'_4 = 0.091121$$

b.- *BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA:*

$$1980-87 \quad G'_4 = 0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 2 \times 1/1 = 0.000403$$

$$H'_4 = \left(0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 0 \times 1/1\right) \times 360 \times 1/1 + \left(0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 3 \times 1/1\right) \times 360 \times 1/4 + 0.5G'_4$$

$$1 \times 1/1 \times 360 \times 1/2 + 0.5G'_4 = 0.036448$$

$$1988-93 \quad G'_4 = 0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 5 \times 1/1 = 0.001007$$

$$H' = (0.07^2 \times 360 \times 1 \times 1/1) \times \\ 360 \times 1/2 + (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times \\ 3 \times 1/1 \times 360 \times 1/4 + 0.5G'_4 = 0.091121$$

c.- DISYUNTOR Y MEDIO:

$$1980-87 \quad G'_4 = 0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 5 \times 1/1 = 0.001007$$

$$H'_4 = (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 0.5 \times 1/1) \times \\ 360 \times 1/1 + (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times \\ 3 \cdot 5 \times 1/1 \times 360 \times 1/2 + 0.5G'_4 = 0.163613$$

$$1988-93 \quad G'_4 = 0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 8 \times 1/1 = 0.001611$$

$$H'_4 = (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 2 \times 1/1) \times \\ 360 \times 1/2 + (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times \\ 5 \times 1/1 \times 1/4 + 0.5G'_4 = 0.163914$$

d.- ANILLO:

$$1980-87 \quad G'_4 = 0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 1 \times 1/1 = 0.000201$$

$$H'_4 = (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 360 \times \\ 1/2 + 0.5G'_4 = 0.036347$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G'_4 &= 0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 5 \times 1/1 && = 0.001007 \\ H'_4 &= (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 1 \times 360 \times \\ &\quad 1/2 + (0.07^2 \times \frac{360}{8760} \times 3) \times \\ &\quad 360 \times 1/4 + 0.5G'_4 && = 0.091120 \end{aligned}$$

2.2.3.5 Avería simultánea en barras

a.- BARRA SIMPLE:

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_5 &= 0 \\ H_5 &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_5 &= 0 \\ H_5 &= 0 \end{aligned}$$

b.- BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

$$\begin{aligned} 1980-87 \quad G_5 &= 0 \\ H_5 &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1988-93 \quad G_5 &= 0 \\ H_5 &= 0 \end{aligned}$$

c.- DISYUNTOR Y MEDIO:

$$1980-87 \quad G_5 = 0.02 \times \frac{120}{8760} \times 1 \times 1 \quad = 0.000274$$

$$H_5 = 0.000274 \times 120 \quad = 0.032877$$

$$1988-93 \quad G_5 = 0.02 \times \frac{120}{8760} \times 1 \times 1 \quad = 0.000274$$

$$H_5 = 0.000274 \times 120 = 0.032877$$

d.- ANILLO:

$$1980-87 \quad G_5 = 0.02 \times \frac{120}{8760} \times 1 \times 1 = 0.000274$$

$$H_5 = 0.000274 \times 120 = 0.032877$$

$$1988-93 \quad G_5 = 0.02 \times \frac{120}{8760} \times 1 \times 1 = 0.000274$$

$$H_5 = 0.000274 \times 120 = 0.032877$$

En la tabla No. 14 se han resumido los valores de averías para los diferentes esquemas analizados.

2.2.4 Horas anuales de interrupción

Hecho el análisis de averías para los diferentes esquemas propuestos podemos ya calcular la probabilidad anual de falla de o/esquema de la siguiente forma:

$$K = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5 \quad (\text{Averías/Año})$$

y las horas anuales de interrupción, asimismo vendrán dadas por:

$$M = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + H_5 \quad (\text{horas/año})$$

2.2.5 Grado de confiabilidad

Es una cifra que nos permite apreciar el grado de disponibilidad de un esquema durante un tiempo determinado. Numéricamente es igual al inverso de las horas anuales de interrupción y nos indica los años de operación de un



esquema por cada hora de interrupción.

$$R = \frac{1}{H} \text{ (años de servicio/horas interrupción)}$$

En la tabla No. 14 se hallan sintetizados estos valores para cada uno de los esquemas propuestos.

2.2.6 Costo anual de las interrupciones

Una vez establecido el posible número de averías anuales y las horas anuales de interrupción; es necesario efectuar un análisis económico de estos valores, considerando que para cada falla o avería que ocasione suspensiones de servicio, teóricamente se debe tener una fuente alternativa de potencia para suplir aquella que se deja de entregar.

Igualmente debe existir una fuente de energía suplementaria que sea capaz de entregar la energía necesaria durante el período de interrupción. Para el costo de potencia se ha asumido un valor de S/. 200,00/MW y para la energía un valor de S/. 100,00/MWH. Esta cifra considera el costo mismo de energía no entregada; que es de S/. 20,00/MWH y un recargo por penalidades que toma en cuenta los perjuicios económicos y molestias al usuario, debido a la suspensión del servicio.

El costo anual de las interrupciones se avalúa de la siguiente forma:

$$C_{ai} = K \times C_p \times P_T + H \times C_e \times P_T$$

En donde:

- C_{ai} = costo anual de los desperfectos o averías (\$)
- K = probabilidad anual de falla (averías/año)
- C_p = costo de potencia interrumpida S/. 200/MW
- H = horas de interrupción por año

TABLA No. 14

AVERIAS POR AÑO – HORAS DE INTERRUPCION POR AÑO – CONFIABILIDAD DE ESQUEMAS ANALIZADOS

TIPOS DE AVERIAS		TIPOS DE BARRAS	TIPOS DE AVERIAS		BARRA PRINCIPAL	BARRA TRANSFERENCIA		EN POSICION DE INTERRUPCION	
TIPOS DE BARRAS	AÑO			AÑO					
BARRA SIMPLE	1980-87	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.0$	$H_2 = 0.0$	$G_3 = 0.21$	$H_3 = 16.905$		
	1988-93	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.0$	$H_2 = 0.0$	$G_3 = 0.42$	$H_3 = 17.01$		
PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	1980-87	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.000248$	$H_2 = 0.014466$	$G_3 = 0.21$	$H_3 = 0.105$		
	1988-93	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.000248$	$H_2 = 0.014466$	$G_3 = 0.42$	$H_3 = 0.21$		
BARRA DE 1 1/2 C B	1980-87	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.0$	$H_2 = 0.0$	$G_3 = 0.42$	$H_3 = 0.21$		
	1988-93	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.0$	$H_2 = 0.0$	$G_3 = 0.63$	$H_3 = 0.315$		
BARRA ANILLO	1980-87	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.0$	$H_2 = 0.0$	$G_3 = 0.14$	$H_3 = 4.90$		
	1988-93	$G_1 = 0.02$	$H_1 = 2.40$	$G_2 = 0.0$	$H_2 = 0.0$	$G_3 = 0.42$	$H_3 = 0.21$		

TABLA No. 14
(Continuación)

TIPOS DE AVERIAS		SIMULTANEA EN POSICION DE INTERRUPCION	SIMULTANEA EN BARRAS
TIPOS DE BARRAS	AÑO		
BARRA SIMPLE	1980-87	$G_4 = 0.002703$	$G_5 = 0$
	1988-93	$G_4 = 0.012514$	$G_5 = 0$
PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	1980-87	$H_4 = 0.056008$	$H_5 = 0$
	1988-93	$H_4 = 0.170521$	$H_5 = 0$
BARRA DE 1 1/2 C B	1980-87	$H_4 = 0.187777$	$H_5 = 0.032877$
	1988-93	$H_4 = 0.251366$	$H_5 = 0.032877$
BARRA ANILLO	1980-87	$G_4 = 0.000968$	$G_5 = 0.000274$
	1988-93	$G_4 = 0.012514$	$G_5 = 0.000274$

TABLA No. 14
(Continuación)

TIPOS DE BARRAS	AÑO	AVERIAS POR AÑO	HORAS DE INTERRUPCION POR AÑO	CONFIABILIDAD
BARRA SIMPLE	1980-87	$K_T = 0.232703$	$H_T = 19.361008$	$R = 0.051650$
	1988-93	$K_T = 0.452514$	$H_T = 19.580521$	$R = 0.051071$
PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	1980-87	$K_T = 0.232951$	$H_T = 2.575474$	$R = 0.388278;$
	1988-93	$K_T = 0.452762$	$H_T = 2.794987$	$R = 0.357783$
BARRA DE 1 1/2 C B	1980-87	$K_T = 0.452788$	$H_T = 2.803654$	$R = 0.353275$
	1988-93	$K_T = 0.679501$	$H_T = 2.999243$	$R = 0.333417$
BARRA ANILLO	1980-87	$K_T = 0.161242$	$H_T = 7.388019$	$R = 0.135354$
	1988-93	$K_T = 0.452788$	$H_T = 2.813394$	$R = 0.355443$

C_e = costo de energía interrumpida \$ 75/MW

P_T = potencia total de la S/E

20MW para período de 1980-1987

40MW para período de 1988-1993

En la tabla No. 15 se hallan sintetizados los valores para cada esquema analizado.

2.2.7 Valor presente de los costos de interrupción

Para llevar a valor presente los costos de interrupción de los esquemas analizados utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{pci} = \sum_{i=1}^{N=40} C_{ai} (SCAF)_i (PWF)^x i$$

en donde:

V_{pci} = valor presente de costos de interrupción

C_{ai} = costo anual de averías

$$SCAF = \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$$

PWF = factor para llevar una cifra a valor presente

(Present worth factor) =

$$\frac{1}{(1 + i)^n}$$

En la tabla No. 16 se hallan sintetizados estos valores para cada uno de los esquemas indicados.

2.2.8 Costo anual de recuperación de capital debido a interrupciones

Este valor se calcula así:

TABLA No. 15

COSTO ANUAL DE INTERRUPCIONES (Cai)

	Cp = 200 Ce = 14		Cp = 200 Ce = 20		Cp = 200 Ce = 50		AÑO
BARRA SIMPLE	6.351.89		8.675.22		20.291.82		80
	14.585.20	8.233.31	19.284.53	10.609.31	42.781.15	22.489.33	88

	Cp = 200 Ce = 75		Cp = 200 Ce = 100		Cp = 200 Ce = 200		AÑO
BARRA SIMPLE	29.972.32		39.652.83		78.374.84		80
	62.361.68	32.389.36	81.942.20	42.289.37	160.264.28	81.889.44	88

TABLA No. 15

(Continuación)

Cai

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 14		Cp = 200 Ce = 20		Cp = 200 Ce = 50		AÑO
	PRINCIPAL	1.652.94		1.961.99		3.507.28	
Y TRANSFERENCIA	5.187.29	3.534.35	5.858.09	3.986.10	9.212.07	5.704.79	88

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 75		Cp = 200 Ce = 100		Cp = 200 Ce = 200		AÑO
	PRINCIPAL	4.795.02		6.082.75		11.233.70	
Y TRANSFERENCIA	12.007.06	7.212.04	14.802.04	8.719.29	25.981.99	14.748.29	88

TABLA No. 15
(Continuación)
Cai

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 14	Cp = 200 Ce = 20	Cp = 200 Ce = 50	AÑO
DISYUNTOR	2.603.74	2.943.41	4.641.81	80
Y MEDIO	7.115.58 4.511.84	7.835.40 4.891.99	11.434.49 6.792.68	88

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 75	Cp = 200 Ce = 100	Cp = 200 Ce = 200	AÑO
DISYUNTOR	6.057.13	7.472.46	13.133.77	80
Y MEDIO	14.433.74 8.376.61	17.432.98 9.960.52	29.429.95 16.296.18	88

TABLA No. 15

(Continuación)

Cai

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 14		Cp = 200 Ce = 20		Cp = 200 Ce = 50		AÑO
	BARRA ANILLO	2.713.61		3.600.18		8.032.99	
	5.197.80	2.484.19	5.873.02	2.272.84	9.249.09	1.216.10	88

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 75		Cp = 200 Ce = 100		Cp = 200 Ce = 200		AÑO
	BARRA ANILLO	11.727.00		15.421.01		30.197.04	
	12.062.49	49.335.49	14.875.88	545.13	26.129.46	4.067.58	88

TABLA No. 16

VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS DE INTERRUPCION (Vpci)

PARAMETROS ESQUEMA		Cp = 200 Ce = 14			Cp = 200 Ce = 20			
BARRA SIMPLE	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS	
	75.743.83	59.379.32	48.492.71	103.448.64	81.098.49	66.229.89	80	
	53.043.08	34.626.49	23.643.97	68.350.45	44.619.14	30.467.24	88	
	128.786.91	94.005.81	72.136.68	171.799.09	125.717.63	96.697.13	TOTAL	

PARAMETROS ESQUEMA		Cp = 200 Ce = 50			Cp = 200 Ce = 75			
BARRA SIMPLE	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS	
	241.972.11	189.693.87	154.915.38	357.408.33	280.190.01	228.819.95	80	
	144.887.45	94.582.45	64.583.64	208.668.37	136.218.61	93.014.00	88	
	386.859.56	284.276.32	219.499.02	566.076.70	416.408.62	321.833.95	TOTAL	

PARAMETROS ESQUEMA		Cp = 200 Ce = 100			Cp = 200 Ce = 200			
BARRA SIMPLE	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS	
	472.844.67	370.686.25	302.724.60	934.589.66	732.670.92	598.342.97	80	
	272.449.16	177.854.67	121.444.32	527.572.52	344.399.06	235.165.65	88	
	745.293.73	548.540.92	424.168.92	1'462.162.18	1.077.069.98	833.508.62	TOTAL	



TABLA No. 16
(Continuación)
Vpci

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 14			Cp = 200 Ce = 20			AÑOS
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	
BARRA PRINCIPAL TRANSFERENCIA	19.710.67	15.452.17	12.619.16	23.395.97	18.341.26	14.978.57	80
	22.770.04	14.864.27	10.149.75	25.100.61	16.385.67	11.188.61	88
	42.480.71	30.316.44	22.768.91	48.496.58	34.726.93	26.167.18	TOTAL

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 50			Cp = 200; Ce = 75			AÑOS
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	
BARRA PRINCIPAL TRANSFERENCIA	41.822.96	32.787.08	26.775.89	57.178.76	44.825.25	36.606.98	80
	36.753.10	23.992.40	16.382.71	46.463.55	30.331.38	20.711.14	88
	78.576.06	56.779.48	43.158.60	103.642.31	75.156.63	57.318.12	TOTAL

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 100			Cp = 200 Ce = 200			AÑOS
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	
BARRA PRINCIPAL TRANSFERENCIA	72.534.44	56.863.33	46.438.00	133.957.53	105.015.91	85.762.29	80
	56.174.00	36.670.36	25.039.58	95.015.82	62.026.28	42.353.34	88
	128.708.44	93.533.69	71.477.58	228.973.35	167.042.19	128.115.63	TOTAL

TABLA No. 16
(Continuación)
V_pci

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 14			C _p = 200 C _e = 20			
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS
BARRA DISYUNTOR Y MEDIO	31.048.59	24.340.52	19.877.93	35.099.03	27.515.86	22.471.10	80
	29.067.52	18.975.26	12.956.86	31.516.63	20.574.04	14.048.55	88
	60.116.11	43.315.78	32.834.79	66.615.66	48.089.90	36.519.65	TOTAL

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75			
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS
BARRA DISYUNTOR Y MEDIO	55.351.79	43.393.00	35.437.32	72.228.93	56.623.82	46.242.41	80
	43.761.82	28.567.70	19.506.85	53.966.29	35.229.17	24.055.49	88
	99.113.61	71.960.70	54.944.17	126.195.22	91.852.99	70.297.90	TOTAL

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 100			C _p = 200 C _e = 200			
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS
BARRA DISYUNTOR Y MEDIO	89.106.20	69.854.74	57.047.57	156.615.13	122.778.32	100.268.13	80
	64.170.63	41.890.55	28.604.08	104.988.10	68.536.18	46.798.48	88
	153.276.83	111.744.29	85.651.65	261.603.23	191.314.50	147.066.61	TOTAL

TABLA No. 16
(Continuación)
V_{pci}

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 14			C _p = 200 C _e = 20			
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS
BARRA ANILLO	32.258.75	25.367.62	20.716.72	42.930.75	33.655.54	27.485.13	80
	16.004.39	10.447.66	7.133.96	14.642.77	9.558.79	6.527.02	88
	48.363.14	35.815.28	27.850.68	57.573.52	43.214.33	34.012.15	TOTAL

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75			
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS
BARRA ANILLO	95.790.30	75.094.74	61.326.86	139.839.94	109.627.42	89.528.32	80
	7.834.72	5.114.50	3.492.33	2.161.39	1.410.96	963.44	88
	103.625.02	80.209.24	64.819.19	142.001.33	111.038.38	90.491.76	TOTAL

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 100			C _p = 200 C _e = 200			
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	AÑOS
BARRA ANILLO	183.889.58	144.160.11	117.729.78	360.088.03	282.290.76	230.535.55	80
	3.512.00	2.292.63	1.565.47	26.205.37	17.106.85	11.681.06	88
	180.377.58	141.867.48	116.164.31	333.882.66	265.183.91	218.854.49	TOTAL

$$Ca = Vpci (CRF)^{40} i$$

en que:

Ca = costo anual de recuperación de capital

$Vpci$ = valor presente de los costos de interrupción

CRF = factor de recuperación de capital

$$\frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

En la tabla No. 17 se hallan sintetizados estos valores para cada uno de los esquemas analizados.

2.2.9 Costos anuales totales

C_T = costo de amortización de equipos mas costos por averías

En la tabla No. 18 se hallan sintetizados estos valores para cada uno de los esquemas analizados.

2.3 Selección del esquema más conveniente

Como se indicó al principio de este capítulo el esquema a seleccionarse desde el punto de vista económico será aquel cuyos costos totales (inversión + energía interrumpida) escalonados en el tiempo de vida útil de los equipos sean los menores.

De la Tabla No. 18 asumimos los costos totales de los 4 esquemas estudiados considerando que: el costo de la potencia interrumpida $C_p = \$200/MW$ y el costo de la energía interrumpida es variable de: $C_e = \$14-200/MW-h$.

El interés del préstamo será 13 o/o.

TABLA No. 17

COSTO ANUAL DE RECUPERACION DE CAPITAL (Ca)

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 14			Cp = 200 Ce = 20		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA SIMPLE	10.800.09	10.055.93	9.448.93	14.407.10	13.448.19	12.666.02
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 50			Cp = 200 Ce = 75		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA SIMPLE	32.442.11	30.409.44	28.751.40	47.471.28	44.543.82	42.155.90
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	Cp = 200 Ce = 100			Cp = 200 Ce = 200		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA SIMPLE	62.500.45	58.678.19	55.560.39	122.617.16	115.215.69	109.178.36
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TABLA No. 17
(Continuación)
Ca

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 14			C _p = 200 C _e = 20		
	PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o
3.562.44		3.242.99	2.982.42	4.066.93	3.714.79	3.427.55
-----		-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75		
	PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o
6.589.40		6.073.78	5.653.19	8.691.46	8.039.61	7.507.90
-----		-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 100			C _p = 200 C _e = 200		
	PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o
10.793.51		10.005.43	9.362.60	19.201.74	17.868.74	16.781.42
-----		-----	-----	-----	-----	-----

TABLA No. 17
(Continuación)
Ca

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 14			C _p = 200 C _e = 20		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
DISYUNTOR Y MEDIO	5.041.35	4.633.55	4.300.91	5.586.40	5.144.24	4.783.58
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
DISYUNTOR Y MEDIO	8.311.68	7.697.74	7.196.94	10.582.75	9.825.64	9.208.07
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
DISYUNTOR Y MEDIO	12.853.82	11.953.44	11.219.21	21.938.09	20.465.18	19.263.74
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TABLA No. 17
(Continuación)
Ca

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 15			C _p = 200 C _e = 20		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA ANILLO	4.055.74	3.831.21	3.648.06	4.828.12	4.622.70	4.455.13
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA ANILLO	8.690.01	8.580.10	8.490.44	11.908.25	11.877.93	11.853.20
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 100			C _p = 200 C _e = 100		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA ANILLO	15.126.49	15.175.76	15.125.95	27.999.45	28.367.10	28.666.98
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

TABLA No.18

COSTOS ANUALES TOTALES (C_T)

PARAMETROS ESQUEMA	$C_p = 200$ $C_e = 15$			$C_p = 200$ $C_e = 20$		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA SIMPLE	80.742.00	95.240.00	109.220.00	80.742.00	95.240.00	109.220.00
	91.542.00	105.296.00	118.669.00	95.149.00	108.688.00	121.886.00

PARAMETROS ESQUEMA	$C_p = 200$ $C_e = 50$			$C_p = 200$ $C_e = 75$		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA SIMPLE	80.742.00	95.240.00	109.220.00	80.742.00	95.240.00	109.220.00
	113.184.00	125.649.00	137.971.00	128.213.00	139.784.00	151.376.00

PARAMETROS ESQUEMA	$C_p = 200$ $C_e = 100$			$C_p = 200$ $C_e = 200$		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA SIMPLE	80.742.00	95.240.00	109.220.00	80.742.00	95.240.00	109.220.00
	143.242.00	153.918.00	164.780.00	203.359.00	210.456.00	218.398.00

TABLA No. 18
(Continuación)

C_T

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 14			C _p = 200 C _e = 20		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	93.961.00	113.514.00	132.658.00	93.961.00	113.514.00	132.658.00
	97.523.00	116.757.00	135.640.00	98.028.00	117.229.00	136.086.00

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	93.961.00	113.514.00	132.658.00	93.961.00	113.514.00	132.658.00
	100.550.00	119.588.00	138.311.00	102.652.00	121.554.00	140.266.00

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 100			C _p = 200 C _e = 200		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	93.961.00	113.514.00	132.658.00	93.961.00	113.514.00	132.658.00
	104.755.00	123.519.00	142.021.00	113.163.00	131.383.00	149.439.00

TABLA No. 18
(Continuación)
 C_T

PARAMETROS ESQUEMA	$C_p = 200$ $C_e = 15$			$C_p = 200$ $C_e = 20$		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
DISYUNTOR Y MEDIO	112.444.00	137.090.00	161.527.00	112.444.00	137.090.00	161.527.00
	117.485.00	141.724.00	165.828.00	118.030.00	142.234.00	166.311.00

PARAMETROS ESQUEMA	$C_p = 200$ $C_e = 50$			$C_p = 200$ $C_e = 75$		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
DISYUNTOR Y MEDIO	112.444.00	137.090.00	161.527.00	112.444.00	137.090.00	161.527.00
	120.756.00	144.788.00	168.724.00	123.027.00	146.916.00	170.735.00

PARAMETROS ESQUEMA	$C_p = 200$ $C_e = 50$			$C_p = 200$ $C_e = 75$		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
DISYUNTOR Y MEDIO	112.444.00	137.090.00	161.527.00	112.444.00	137.090.00	161.527.00
	125.298.00	149.043.00	172.746.00	134.382.00	157.555.00	180.791.00

TABLA No. 18
(Continuación)
C_T

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 14			C _p = 200 C _e = 20		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA ANILLO	80.198.00	94.823.00	108.640.00	80.198.00	94.823.00	108.640.00
	84.254.00	98.654.00	112.288.00	85.026.00	99.446.00	113.095.00

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 50			C _p = 200 C _e = 75		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA ANILLO	80.198.00	94.823.00	108.640.00	80.198.00	94.823.00	108.640.00
	88.888.00	103.403.00	117.130.00	92.106.00	106.701.00	120.493.00

PARAMETROS ESQUEMA	C _p = 200 C _e = 100			C _p = 200 C _e = 200		
	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o	8 o/o	10.5 o/o	13 o/o
BARRA ANILLO	80.198.00	94.823.00	108.640.00	80.198.00	94.823.00	108.640.00
	95.324.00	109.999.00	123.956.00	108.197.00	123.190.00	137.307.00



BIBLIOTECA

1.- Para $C_p = \$200/MW$

$i = 13\%$

Costo Energ.	Simple	Princip.-Transf.	1 1/2 Disyuntor	Anillo
14	118.669	135.640	165.828	112.288
20	121.881	136.086	166.311	113.095
50	137.971	138.311	168.724	117.130
75	151.376	140.166	170.735	120.493
100	164.780	142.021	170.746	123.856
200	218.398	149.439	180.971	137.307

De acuerdo con esta tabla llegamos a la conclusión que la ALTERNATIVA DE BARRAS EN ANILLO OFRECE LOS MEJORES RESULTADOS ECONOMICOS DE TODOS LOS CASOS.;

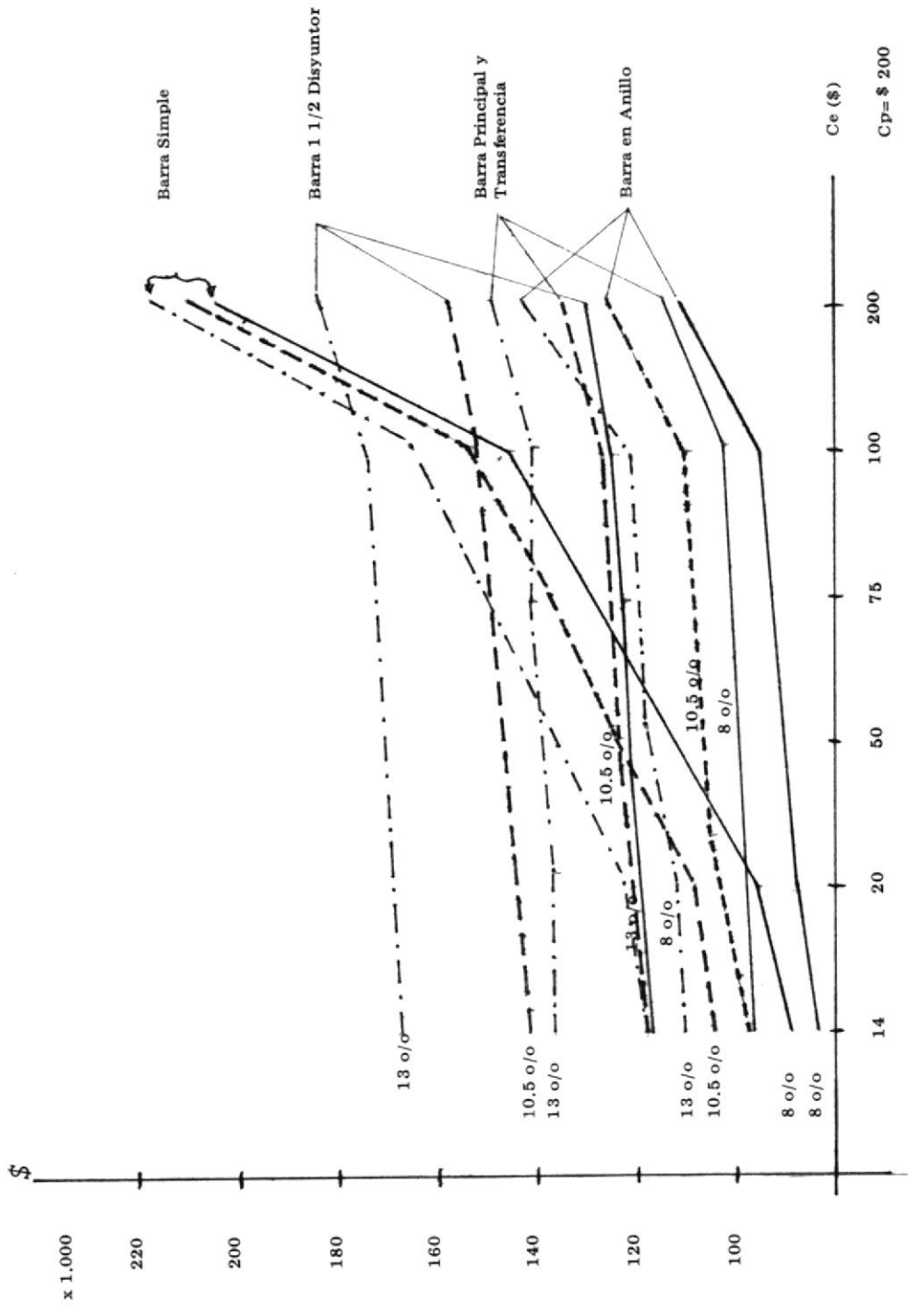
Anotaremos que esta selección se basa en criterios netamente económicos.

Desde el punto de vista de la operación y confiabilidad de servicio la Barra en Anillo ofrece las mismas seguridades que las Principal-transferencia y 1 1/2 Disyuntores.

De la tabla podemos concluir que el esquema de Barra Principal-transferencia ofrece casi las mismas garantías y costos que la de anillo por lo que esta pudiera ser otra alternativa dependiendo de las flexibilidades y facilidades que se tengan en cada caso.

Ver fig. No. 18. Costos totales de los diferentes esquemas.

FIGURA No. 18



COSTO TOTAL DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS DE BARRAS

Ce (\$)

Cp= \$ 200

CONCLUSIONES

- 1.— *En este estudio el esquema de barras en anillo ofrece los mejores resultados económicos.*
- 2.— *La selección se la ha hecho considerando los costos de inversión y los costos por interrupción de servicio (en base de la confiabilidad de cada esquema estudiado).*
- 3.— *Los índices de probabilidad de fallas y duración de las mismas, son asumidas en base a la experiencia tomada de otras fases que ya tienen en funcionamiento los esquemas estudiados.*
- 4.— *El esquema de Barra principal y transferencia ofrece casi las mismas garantías y costos que la de anillo por lo que pudiera ser también una buena alternativa.*

RECOMENDACIONES

El método descrito es un arma muy útil para determinar el esquema más adecuado desde el punto de vista técnico económico; pero no obstante para la selección final del esquema más conveniente deberá meditar en otros factores tales como complejidad de operación, experiencia del personal en operación de S/E, tipo de esquema ya en uso en la empresa, áreas disponibles, etc.. Todos estos factores analizados en conjunto darán una decisión final que será la más conveniente para los intereses de cada Empresa Eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- **E. G. NORELL**, "Basic designs for large high voltage substations"
IEEE transactions on power apparatus and systems. Diciembre 1956 pp. 1157 - 1169
- 2.- **W. P. WILLIAMS**, "Design of H.V. substation electrical connections of switching stations"
The english electric company limited. Reporte No. S/AE V 2 - 17/4/1962 pp. 1-12
- 3.- **G.E. HERTIG**, "High and extra-high-voltage substation design and economic comparisons"
IEEE transactions on power apparatus and system. Febrero/63 pp. 832-840
- 4.- **WOLLASTON, CALLANDER, CLAY**, "Criteria for substation desing on the british columbia electric system"
IEEE transactions on power apparatus and system. Julio/58 pp. 901-1.003
- 5.- **F. A. DENBROCK - A. C. KELSALL**, "The challenges of modern EHV substations engineering" proceeding of the american power conference - Volumen 30 - Año 1968
pp. 1240 - 1251
- 6.- **SOUTHERN CALIFORNIA EDISON COMPANY**, "Minimun electrical clearance - Sag criteria - Suspension spans clearance for personnel - Hook stick operation. 4/Enero/73
pp. 32-30-01 32-40-01/02 32-21-01 32-55-00 32-50-11 32-50-12
- 7.- **AIEE COMITEE REPORT**, "A guide for minimum electrical clearances for bil"
AIEE transactions on power apparatus and system. Junio/1954 pp. 636-641
- 8.- **NEMA STANDARDTS**, "Manufacturing standards Pub. No. SG 6 Junio 1968
- 9.- **PAUL ALBRECHT**, "Reliability evaluacion of substation bus arrangements"
Presented at canadian electric association engineering and operating division 1974 spring meeting.
- 10.- **W. H. DICKINSON**, Evaluation of alternative power distribution systems
IEEE transactions on power apparatus and systems. Abril/1960 pp. 110-122
- 11.- **A. J. MILLER**, "Details of outage probability calculations"
IEEE transactions on power apparatus and systems Agosto/1958 pp. 551-557
- 12.- **A. D. PATTON**, "Determination and analysis of data for reliability studies"
IEEE transactions on power apparatus and systems Enero/1968
- 13.- **C. R. HEISING - R. J. RINGLEE - H. O. SIMMONS**, "A look at substation reliability"
Proceedings of the american power conference Volumen 30 - 1968
- 14.- **C. R. HEISING**, "Reliability of power circuit breakers above 63 Kv. in USA, Japan, Norway, Italy, United Kingdom and Finland"
Comite 13-06 de Cigre Octubre/71 y Marzo/73