ANALISIS ECONOMICO PARA LA ELECCION DEL ESQUEMA BASICO PARA UNA SUBESTACION

Tesis previa a la obtención del título de

Ingeniero Eléctrico

de la Escuela Politécnica Nacional

PABLO ANIBAL MARTINEZ

Quito, Abril de 1.978

Certifico que el presente trabajo de Tesis ha sido realizado en su totalidad por el señor PABLO ANIBAL MARTINEZ.

Ing. VICTOR OREJUELA L.

Director de Tesis

AGRADECIMIENTO

A la señorita TERESA BOLAÑOS G.
quien colaboró moral y económicamente
para la realización de este trabajo.

I N D I C E

CAPITULO I ELECCION DEL ESQUEMA BASICO PARA UNA SUBESTACION

I.1.- Generalidades..... 1

I.2.- Motivación del tema..... 1

I.3.- Fin que se persigue..... 2

I.4.- Alcance..... 2

I.5.- Definiciones..... 2

I.5.1.- Continuidad y calidad de servicio..... 2

I.5.2.- Sistema eléctrico de potencia..... 3

I.5.3.- Subestación..... 3

I.6.- Clasificación de las subestaciones..... 4

I.7.- Elementos de una subestación..... 4

I.8.- Ubicación de la subestación..... 6

I.9.- Diseño de una subestación..... 6

I.10.- Importancia del esquema básico de una subestación..... 8

I.11.- Conexiones de las subestaciones de transformación y de distribución..... 9

I.11.1.- Esquema con una sola barra..... 10

I.11.2.- Esquema barra simple seccionada..... 11

I.11.3.- Esquema barra simple seccionada con by pass..... 12

I.11.4.- Esquema barra principal y transferencia..... 13

I.11.5.- Esquema con doble barra..... 14

I.11.6.- Esquema interruptor y medio.....15
I.11.7.- Esquema en anillo.....16

CAPITULO II ANALISIS ECONOMICO DE INTERRUPCIONES DEBIDAS A FALLAS Y MANTENIMIENTO

II.8.- Generalidades.....18
II.2.- Causas de interrupciones.....18
II.2.1.- Causas internas.....19
II.2.2.- Causas externas.....20
II.2.3.- Falta de mantenimiento.....21
II.2.4.- Falta de instrucción.....22
II.3.- Análisis económico de interrupciones debidas a fallas en la subestación (componentes de la subestación).....22
II.4.- Elementos suceptibles de sufrir averías.....23
II.5.- Tipos de averías.....23
II.5.1.- Avería en la barra principal.....24
II.5.2.- Avería en la barra de transferencia.....27
II.5.3.- Avería en montantes.....31
II.5.4.- Avería simultanea en montantes.....33
II.5.5.- Avería simultanea en barras.....35
II.6.- Horas anuales de interrupción.....36
II.7.- Costo anual de desperfectos.....36

CAPITULO III METODO DE COMPARACION DE ESQUEMAS BASICOS

III.1.- Generalidades.....37

III.2.- Criterios generales para la realización de esquemas de subestaciones.....37
III.3.- Criterios para la determinación del grado de funcionabilidad de los diferentes esquemas de subestaciones.....38
III.4.- Grado de funcionabilidad.....39
III.5.- Costo anual de desperfectos de los diferentes esquemas considerados.....39
III.5.1.- Esquema con una sola barra.....39
III.5.2.- Esquema barra principal y transferencia.....44
III.5.3.- Esquema con doble barra y doble interruptor.....47
III.5.4.- Esquema doble barra con un solo interruptor.....54
III.5.5.- Esquema interruptor y medio.....56
III.5.6.- Esquema en anillo.....60
III.6.- Comparación de esquemas.....63

CAPITULO IV

IV.1.- Ejemplo de aplicación.....65
IV.1.1.- Esquema una sola barra.....66
IV.1.2.- Esquema barra seccionable.....69
IV.1.3.- Esquema barra principal y transferencia.....72
IV.1.4.- Esquema en anillo.....75
IV.2.- Conclusiones.....78

C A P I T U L O I

ELECCION DEL ESQUEMA BASICO PARA UNA SUBESTACION

I.1.- GENERALIDADES :- En esta era de descubrimientos, en que los avances científicos y tecnológicos se producen en una sucesión tan rápida, debemos advertir que nuestra sociedad, cultura y nivel de vida, dependen de una fase básica de la tecnológia, esto es, disponer de energía en forma util; esta energía deberá ser eléctrica, por cuanto es facil de transportar, controlar, transformar y que se puede hacer uso de la misma en el menor tiempo posible y a la hora que se desee.

El presente trabajo tratará, sobre un tema que tiene gran importancia en el diseño de una subestación eléctrica de potencia; esto es, como elegir el esquema básico de una subestación, reduciendo al máximo el equipo eléctrico, con niveles de calidad y continuidad de servicio compatibles con las exigencias de la era actual.

I.2.- MOTIVACION DEL TEMA :- La razón principal que ha motivado a tratar este tema es, observar la gran cantidad de subestaciones de distribución existentes en el pais, cuyo costo de instalación es elevado, comparado con la funcionalidad requerida en ciertas zonas.

La funcionalidad o confiabilidad de una subestación es el grado de seguridad que ofrece un esquema dado, frente a posibles fallas que pueden ocacionar suspención de servicio. (L_1)

I.3.- FIN QUE SE PERSIGUE :- El fin que se persigue con este trabajo, es dar una guia para el diseño de una subestación, en lo concerniente a la elección del esquema básico, ya sea este con: Una sola barra, Doble barra, barra principal y transferencia, interruptor y medio, anillo, etc.

I.4.- ALCANCE :- El presente trabajo enfocará el procedimiento a seguirse en la elección del esquema de una subestación, para que este resulte económico y funcional.

Se pondrá énfasis en la variación de los costos de inversión y de pérdida de servicio en los diferentes esquemas, teniendo como variable el número de salidas o alimentadores.

El análisis de las protecciones para cada esquema queda fuera del alcance de este trabajo.

I.5.- DEFINICIONES :- Para tener una idea del papel que desempeña una subestación dentro de un sistema eléctrico, empezaremos definiendo lo que son:

- Continuidad y calidad de servicio
- Sistema eléctrico de potencia
- Subestación

I.5.1.- CONTINUIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO :- Como continuidad de servicio, se entenderá entregar energía eléctrica a los abonados sin interrupciones; y como calidad, que dicha energía se entregue con una frecuencia establecida y una buena regulación de tensión; factores estos que determinan el prestigio de una empresa, y a su vez menores

pérdidas económicas por interrupciones indebidas que se las puede reducir cuando se ha hecho una buena elección del esquema básico de la subestación.

I.5.2.- SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA :- Un sistema eléctrico de potencia desde el punto de vista de ingeniería, lo constituyen un conjunto de elementos coordinados de manera tal, que pueden transformar energía de ciertas clases a energía eléctrica, acondicionarla para su transmisión y distribución. (L_2)

I.5.3.- SUBESTACION :- Como subestación entenderemos: el conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten distribuir la energía eléctrica sin cambios o con cambios de: Tensión, corriente y frecuencia. (L_2)

De las definiciones anteriores se vé que un sistema eléctrico de potencia cumple como función especial, transmitir energía y que la subestación es la encargada de distribuir y/o transformar las magnitudes para que este proceso pueda ser factible.

A manera de ejemplo podemos decir, que las tensiones de generación en las centrales eléctricas por razones técnicas y económicas (aislamiento, enfriamiento, etc.) son relativamente bajas en relación a las tensiones de transmisión, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a distancias considerables, las tensiones de generación resultarían antieconómicas, y resultarían antieconómicas también las tensiones de transmisión si utilizamos estas para distribución.

I.6.- CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES :- Es dificil hacer una clasificación precisa de las subestaciones ya que estas tienen características diferentes, pero atendiendo a la potencia que está asociada a cada subestación podemos clasificarlas en dos grupos que son:

- Primarias
- Secundarias

Las subestaciones primarias son aquellas que involucran grandes cantidades de energía, en las cuales una falla puede significar sinó la pérdida total del servicio, la salida de gran parte del sistema.

Las subestaciones secundarias serán aquellas que involucran medianas y pequeñas cantidades de energía y que su funcionamiento dependa de otra subestación mas grande, razón esta para que cuando falle una subestación secundaria sea un número meñor de abonados los que salgan de servicio.

Tanto las subestaciones primarias como secundarias pueden subdividirse, en elevadoras o reductoras de tensión y mixtas, de corriente continua y/o corriente alterna, y por su construcción: tipo intemperie, tipo blindado y tipo interior. A su vez todas estas subestaciones se subdividirán en atendidas y no atendidas, de acuerdo a su grado de automatización. (L_7)

I.7.- ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION :- Como elementos de una subestación, tomaremos en cuenta al equipo eléctrico y de

telecomunicaciones, obras civiles, equipo de mantenimiento, etc. que hagan posible el buen funcionamiento de la subestación. Estos elementos los podemos clasificar en dos grupos que son:

- Activos
- Pasivos

Los elementos activos son aquellos que están asociados diretamente con la potencia, corriente, tensión, sobre tensión, etc. de la subestación, entre los que se pueden citar:

- Transformadores de potencia
- Interruptores
- Transformadores de medición y protección
- Tableros de control y protección
- Seccionadores fusibles
- Seccionadores desconectadores y de prueba
- Malla de tierra
- Pararrayos
- Equipo de comunicaciones

Los elementos pasivos serán aquellos que si bien tienen que ver con la potencia de una subestación, están en relación con el tamaño de la misma; entre los principales elementos pasivos de una subestación podemos citar:

- Estructuras soportes
- Accesorios de cerrajería
- Equipo de operación, mantenimiento y protección.

- Equipo contra incendios
- Obras civiles de la subestación

I.8.- UBICACION DE LA SUBESTACION :- Entre los principales factores que deben ser tomados en cuenta para la buena ubicación de la subestación podemos citar los siguientes:

- Localización de los centros de carga presentes y futuros
- Localización de las líneas de transmisión y redes de distribución
- Seguridad
- Cercanía a caminos transitables en toda época del año
- Fácil acceso a la subestación.

La ubicación óptima de la subestación, respecto a los centros de carga presentes y futuros, traerá consigo un ahorro en cuanto a sección de conductores, peso de estructuras soporte y otros, dando a la vez una mejor distribución de carga y una buena regulación de tensión.

Zonas de tráfico intenso y cercanía a aeropuertos no ofrecen ninguna seguridad para el montaje de una subestación, zonas estas que en lo posible hay que evitarlas.

El fácil acceso a la subestación así como la cercania a caminos transitables en toda época del año hace que llegue fácilmente personal y equipo de mantenimiento o reparación en el menor tiempo posible.

I.9.- DISEÑO DE UNA SUBESTACION :- Al diseñar una subestación

los factores que deberán tomarse son los siguientes:

- Potencia a servirse presente y futura
- Niveles de tensión a elegirse
- Niveles isokeráunicos de la zona
- Circuitos y tipo de carga a servirse presente y futura
- Corrientes de corto circuito y sus efectos dinámicos y térmicos
- Protecciones
- Confiabilidad y costo.

Con la potencia a servirse presente y futura y la tensión adecuada elegida, podemos obtener dimensionamiento de conductores y la capacidad del equipo eléctrico a emplearse.

Los niveles de tensión a elegirse es otro factor importante que interviene en el diseño de una subestación ya que de esto depende la mayor o menor aislación del equipo eléctrico; equipo cuyo precio sube con la aislación.

El conocimiento de los niveles isokeráunicos de la zona, permitirá dar a la subestación el aislamiento adecuado y necesario a cada uno de sus componentes y evitar de esta manera salidas indebidas de servicio producidas por las descargas atmosféricas.

El número de circuitos influencian en el diseño de la subestación por cuanto a mayor número de alimentadores, una falla en uno de ellos significará la salida

de servicio de menor número de abonados.

El tipo de carga influenciará en el diseño, por cuanto cargas industriales y comerciales necesitarán esquemas de subestaciones más sofisticadas y cargas tipo residencial y rural esquemas más simples.

El estudio de los efectos dinámicos y termicos de las corrientes de corto circuito, influenciarán en el diseño de la subestación por cuanto mediante este análisis se eligen los materiales y diámetros de las barras, accesorios soportes de las mismas, equipos de seccionamientos, etc.

De las protecciones elegidas dependerá el correcto funcionamiento de la subestación; pocas protecciones significará mayor cantidad de equipo fuera de servicio o dañado, excesivas protecciones en cambio traerán el consiguiente encarecimiento del sistema y complicaciones innecesarias. (L_2)

I.10.- IMPORTANCIA DEL ESQUEMA BASICO DE UNA SUBESTACION :- La importancia del esquema básico de una subestación, radica en que, una buena elección del esquema, limitará el equipo a lo estrictamente necesario sin atentar contra la buena calidad y continuidad de servicio; condición esta que favorecerá tanto economicamente como en prestigio a las empresas eléctricas.

Además el esquema básico permite visualizar con facilidad, las diferentes alternativas de conexionados que se pueden obtener en los diferentes esquemas para situaciones de mantenimiento y emergencias, evitando sali

das innecesarias de servicio.

I.11.- CONEXIONES DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION Y DE DISTRIBUCION :- No es posible fijar normas definidas para la determinación del número y disposición de las conexiónes de las subestaciones transformadoras y de distribución al sistema del que forman parte, ya que cada caso particular requiere un estudio adecuado para seleccionar las barras, montantes, etc. de forma que se obtenga la flexibilidad en el funcionamiento y la continuidad de servicio más conveniente para la explotación, con gastos mínimos de instalación y de mantenimiento. Sin embargo en este trabajo se analizarán los tipos de conexión más empleados en las subestaciones.

Para esto se ha estimado conveniente dividir los circuitos de una subestación transformadora o de distribución en dos grupos:

- Circuitos Principales
- Circuitos Auxiliares

Circuitos principales.- Son los que se disponen para la distribución y transformación de la energía eléctrica que debe suministrarse a los consumidores es decir, que estos circuitos están en dependencia inmediata con la producción de la energía en las centrales generadoras.

Circuitos auxiliares.- Son los que están dispuestos para la vigilancia y control de la instalación es decir, hacen funcionar los dispositivos de mando, medición y aviso que se precisan en las subestaciones para un correcto funcionamiento.

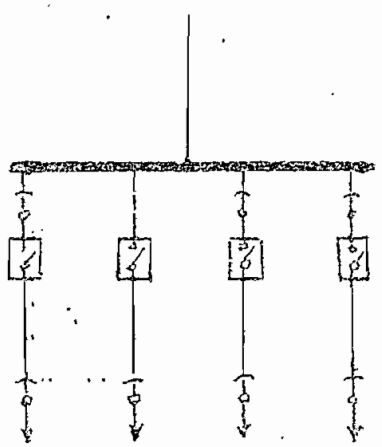
Para seleccionar los circuitos principales y auxiliares, los criterios que deberán ser tomados en cuenta son:

- Costo
- Complejidad
- Continuidad de servicio
- Facilidad de expansión
- Protecciones
- Facilidad de mantenimiento

A continuación se analizará con algún detalle los distintos sistemas de conexionados principales que dán origen a los diferentes esquemas básicos de subestaciones.

I.11.1.- ESQUEMA CON UNA SOLA BARRA :-

Fig. No. 1



Este es el sistema más sencillo, y a la vez el más económico. Este sistema se usa preferentemente en las instalaciones de pequeña potencia y cuando se admiten cortes de energía con alguna frecuencia.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de este sistema:

VENTAJAS :-

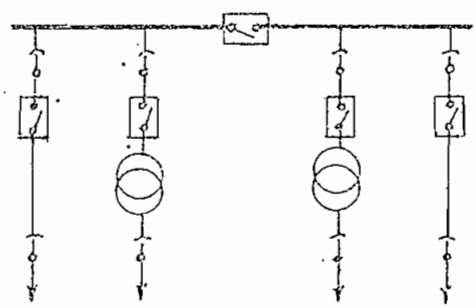
- Instalación simple y de maniobra sencilla
- Complicación mínima en el conexionado
- Costo reducido

DESVENTAJAS :-

- Una avería en la barra interrumpe totalmente el suministro de energía
- La revisión de un disyuntor elimina del servicio la salida correspondiente
- No es posible la alimentación separada de una o varias salidas.
- Resulta imposible la ampliación de la subestación sin ponerla fuera de servicio.

I.11.2.- BARRA SIMPLE SECCIONADA :- Una manera de mejorar la disposición de una sola barra es dividiendola a ésta en dos partes como se vé en la figura No.2 con los correspondientes disyuntores y seccionadores.

Fig. No. 2



En caso de avería en las barras queda limitad

el sector afectado abriendo el disyuntor de seccionamiento, quedando en servicio el resto de la instalación; las restricciones indicadas anteriormente son válidas para cada una de las secciones en que se divide el conjunto.

Esta disposición tiene mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación, como también para los trabajos de mantenimiento e inspección de la misma.

Las ventajas y desventajas son las siguientes:

VENTAJAS

- Se asegura mayor continuidad de servicio
- Se facilita el trabajo de mantenimiento e inspección de la instalación
- El sistema puede funcionar con dos fuentes diferentes de alimentación
- En caso de avería en las barras, solamente quedan fuera de servicio las salidas de la sección averiada

DESVENTAJAS

- No se puede transferir una salida de una a otra sección de barras
- La revisión de un disyuntor deja fuera de servicio la salida correspondiente.
- La avería en una sección puede obligar a una reducción en el suministro de energía
- El esquema de protecciones resulta más complejo que para la barra simple.

I.11.3.- BARRA SIMPLE SECCIONABLE CON BY PASS :- Para evitar el poner fuera de servicio las líneas de salida por trabajos

de mantenimiento y de inspección de los disyuntores, se instalan seccionadores en derivación como se indica en la figura No.3

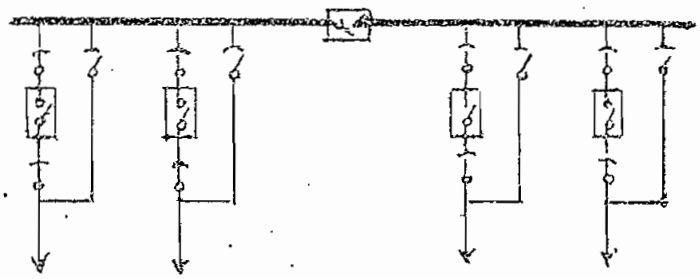
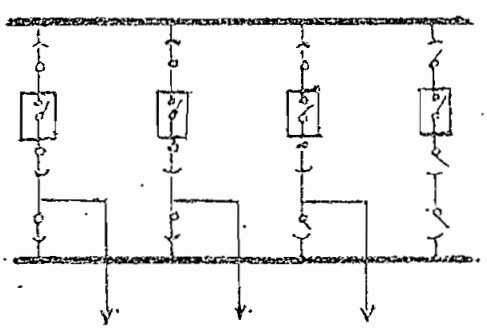


Fig. No. 3

Esta disposición tiene el inconveniente de que si durante el período de tiempo en el que el interruptor está abierto pero está cerrado el seccionador en by pass se produce una avería en la línea, se provocará la desconexión del interruptor o interruptores de alimentación de la subestación .

I.11.4.- ESQUEMA BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA :- Un 40 % más costoso pero más funcionable que el esquema de una sola barra es el esquema de barra principal y transferencia mostrado en la fig. No.4

Fig. No. 4



Este esquema es una disposición intermedia entre los esquemas: Una sola barra y el doble barra que se describe más adelante.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas.

VENTAJAS

- Costo no muy crecido
- El esquema resulta no muy complejo
- La revisión de un interruptor no interrumpe totalmente el suministro de energía
- Facilidad de mantenimiento de los interruptores

DESVENTAJAS

- No es posible la ampliación de la subestación sin ponerla fuera de servicio
- El esquema de protecciones resulta más complejo
- La falla de la barra principal suspende totalmente el servicio

I.11.5.- ESQUEMA CON DOBLE BARRA :- En instalaciones de mayor importancia se utiliza el juego de barras dobles indicado en la fig. No.5

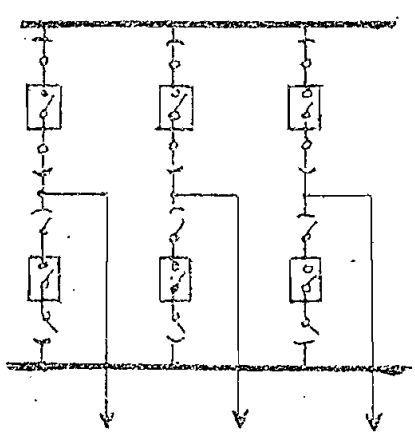


Fig. No 5

Con ésta disposición, cada línea puede alimentarse indistintamente desde cada uno de los juegos de barras y por lo tanto resulta posible dividir las salidas en dos grupos independientes, si así lo exigen las condiciones de funcionamiento de la instalación.

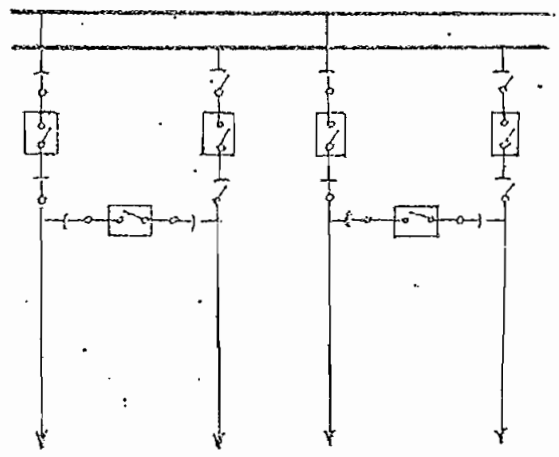
Esta disposición permite conectar todas las líneas de alimentación sobre un juego de barras mientras se realizan trabajos de revisión o de reparación en los seccionadores y aisladores asociados con el otro juego de barras.

Sí se produce una avería en uno de los disyuntores, o en uno de los juegos de barras generales, el sistema de protección provoca automaticamente la conmutación sobre el otro juego de barras.

En ésta disposición los seccionadores deben permanecer siempre cerrados.

I.11.6.- ESQUEMA INTERRUPTOR Y MEDIO :- Más complejo pero menos costoso que el esquema doble barra, es el juego de barras dobles con disyuntores en disposición interruptor y medio como se indica en la Figura no.6 .

Fig. No. 6

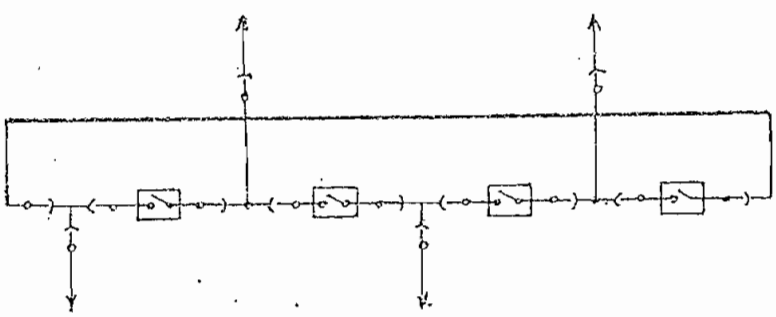


El campo de aplicación de éste sistema se limita, generalmente a las subestaciones de centrales eléctricas de gran potencia o intalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad en el servicio.- El único inconveniente que tiene este esquema es que el sistema de protección resulta más complicado, debido a que la protección debe coordinar correctamente el interruptor central con el disyuntor de la linea de alimentación.- También resulta posible con esta disposición dismunuir el número de transformadores de intensidad instalandolos en la salida de las líneas, pero esta solución tiene el inconveniente de que en caso de avería o de revisión en el transformador de medida, la linea correspondiente, debe dejarse fuera de servicio.

I.11.7.- ESQUEMA EN ANILLO :- Este tipo de subestación es muy utilizado en paises industrializados, donde la continuidad de servicio juega un papel importantisimo.

Este esquema lo representa la figura No.7 cuyas ventajas y desventajas se detallan a continuación:

Fig. No. 7



C A P I T U L O II

ANALISIS ECONOMICO DE INTERRUPCIONES DEBIDAS A FALLAS Y MANTENIMIENTO

II.1.- GENERALIDADES :- Con el fín de hacer un análisis económico de las interrupciones debidas a fallas en los sistemas electricos de potencia, concentraremos nuestra atención a determinar las posibles causas de dichas interrupciones, para determinar la frecuencia probable de las mismas.

Para que este estudio tenga validez y aplicación a la realidad del pais deberían servirnos de base datos estadisticos de varios años atrás, lo cual no ha sido posible encontrarlos.

Para suplir la falta de datos estadísticos del pais en ese aspecto, debemos servirnos de los datos de otros paises, sinó iguales, por lo menos similares al nuestro en algunas regiones como son: Colombia, Perú, Argentina, Brasil y Chile. Estos valores promediados han servido para determinar los coeficientes de las ecuaciones que aparecerán posteriormente.

II.2.- CAUSAS DE INTERRUPCIONES :- Dentro de las posibles causas de interrupciones se pueden citar:

- Causas internas
- Causas externas
- Falta de mantenimiento
- Falta de instrucción

II.2.1.- CAUSAS INTERNAS :- Como causas internas podemos citar:

- Falla de equipos (Pararrayos, Transformadores de potencial y corriente, disyuntores, seccionadores, sistemas de acoplamiento, carrier, etc.)
- Aisladores rotos
- Conductor cortado

Debido a que la tecnología ha avanzado bastante en los últimos años y se han conseguido mejoras notables en los materiales empleados en la industria eléctrica, las fallas en los equipos se han reducido a niveles mínimos. Así tenemos por ejemplo, que en la subestación QUILMIS (13.2 KV.) de Argentina, desde los años de 1966 a 1970 no se reportan fallas en los equipos. (L3)

En los paises del área andina en especial Colombia el mayor porcentaje de fallas se han debido a roturas de aisladores por actos vandálicos y causas desconocidas (L3)

Los cortes de conductor se presentan con mucha más frecuencia en redes secundarias debido a la acumulación de humedad producida por los separadores de las redes o por contactos defectuosos, éstas fallas frecuentes sin embargo no se reflejan sino en mínima cantidad en las redes de distribución primaria.

Las fallas en un alimentador primario debido a rotura de conductor disminuyen por cuanto una conexión en alta tensión se la hace teniendo mayor cuidado y con personal especializado.

finalmente en caso de subestaciones mayores en las que convergen lineas de transmisión practicamente se espera no tener fallas de este tipo, ya que las conexiones y empalmes se hacen con buenos materiales, y las vibraciones que producen roturas se acostumbra tenerlas bajo límites tolerables utilizando amortiguadores de vibración llevando un control prolijo con inscriptores.- Además utilizando dinamómetros confiables se realiza el tensado de los conductores de manera tal que su factor de seguridad sea mayor que (2.5) Así por ejemplo para conductores ACSR el tensado será de 5 Kg./ mm^2.

Con esta técnica se evita otra de las causas de rotura de conductores.

II.2.2.- CAUSAS EXTERNAS :- Como causas externas podemos citar:

- Descargas atmosféricas
- Objetos extraños en las lineas (cometas, ramas,Contaminación, etc.)
- Choques de vehículos

Aún cuando las teorías del origen de las descargas atmosféricas o rayos no estén exactamente comprobadas, sí se conocen los efectos que ellas producen al caer sobre los conductores de una linea eléctrica. De acuerdo a esto, tenemos que las descargas atmosféricas producen ondas de choque capaces de perforar los aislamientos de los equipos, sí estos no están suficientemente protegidos por medio de pararrayos.

La falla de un pararrayo o la mala elección de

este, inside, para que las descargas atmosféricas sean la mayor fuente de fallas de los sistemas eléctricos. (L_2)

Los objetos extraños en las líneas, en especial las cometas, han sido motivo de fallas de un sistema de potencia; así tenemos por ejemplo en la subestación MORON (13.2 KV.) en Argentina los porcentajes de falla debido a cometas para los años: 1966, 1967,...,1970 son de: 16.2%, 29%, 28.3%, 17.4%,15.8% respectivamente.

Esta fuente de falla es fácil de disminuir mediante campañas educadoras, obteniendose buenos resultados. Así tenemos por ejemplo: En la subestación LA PLATA (13.2 KV.) Argentina se registró que el porcentaje de fallas debidas a cometas bajó de: 17.3% en el año de 1966 a 1.81% en el año de 1970 y desde aqui se reportan sin fallas de este tipo, debido a una campaña educadora masiva que se llevó a cabo en esta provincia. (L_3)

Respecto a fallas causadas por ramas y contaminación son facilmente eliminables con un debido mantenimiento de desbroce de via.

Debido a que los alimentadors primarios pasan o deben pasar alejados de: carreteros, centros poblados, aeropuertos, etc. para cumplir normas internacionales de seguridad en lo referente a distancias y conos de aproximación, la probabilidad de choques es mínima.

II.2.3.- FALTA DE MANTENIMIENTO :- Este es uno de los factores determinantes en la producción de fallas. A manera de ejemplo podemos decir que si no se hacen pruebas periódicas

de aceites aislantes a los equipos de un sistema de potencia, lógico será esperar que uno o todos los equipos fallen con la consiguiente perdida de servicio.

A igual de lo que se ha dicho para los aceites aislantes podemos decir de los equipos defectuosos que deberían ser reemplazados antes de que fallen, esto es equipos con fugas de aceite, aisladores rotos, deformados por golpes, etc.

II.2.4.- FALTA DE INSTRUCCION :- Generalmente cuando se suscita cambios de personal ya sea esto causado por: enfermedad, vacaciones, jubilación, muerte, etc. se procede a operar tal o cual equipo con personal que tiene poca instrucción y experiencia, esto se refleja apareciendo más fallas en los sistemas eléctricos. A manera de ejemplo podemos decir que por falta de instrucción, al ser reportada una falla en distribución, un operador novato puede proceder ha abrir un seccionador con carga, haciendo que la falla sea más grave, de esto se pone de manifiesto, que es necesario instruir periodicamente al personal.

II.3.- ANALISIS ECONOMICO DE INTERRUPCIONES DEBIDAS A FALLAS EN LA SUBESTACION :-

COMPONENTES DE LA SUBESTACION :- Como componentes de la subestación se entenderá las barras y los montantes (posiciones de interrupción) compuestos por un interruptor, un seccionador tripolar, una terna de transformadores de tensión, una terna de transformadores de corriente (si los hay), elementos de protección, etc. que operan en conjunto con cada interruptor.

II.4.- ELEMENTOS SUCEPTIBLES DE SUFRIR AVERIAS :- En una subestación se consideran como elementos suceptibles de sufrir averias a lo siguiente:

- Barras de la subestación
- Montante (posiciones de interrupción) definidos anteriormente

II.5.- TIPOS DE AVERIAS :- Para que este estudio tenga validéz, no solamente para esquemas tipo: una sola barra, barra seccionable, doble barra, interruptor y medio, añillo, etc estudiaremos los tipos de averías en los elementos que serían:

- Avería en la barra principal
- Avería en la barra de transferencia
- Avería en posición de interrupción (montante)
- Avería simultanea en posiciones de interrupción (montante)
- Avería simultanea en barras

En los estudios realizados por ITALCONSULT para el proyecto Pisayambo escluye la probabilidad de avería simultanea en dos componentes que estén funcionando en paralelo debido en primer lugar a que la probabilidad de falla simultanea es bastante reducida y supone tener siempre reserva de posiciones de interrupción y barras en la subestación, mientras que en los estudios realizados por Inecel para el proyecto PAUTE, no excluye la probabilidad

de falla simultanea en elementos que están funcionando en paralelo. A este respecto hay que anotar el desacuerdo con el estudio de Italconsult, porque si bien la probabilidad de falla simultanea es mínima, talvez es antieconomico tener montantes y barras (otra subestación) de reserva, que traerá el encarecimiento de tal o cual esquema, que bien se lo pudo cambiar con otro más complejo y con mayor elasticidad.

II.5.1.- AVERIA EN LA BARRA PRINCIPAL (G_1) :- Dentro de cada nivel de tensión, para cada subestación existirá una barra principal, salvo determinados esquemas especiales, en los que se puede omitir esta barra (salidas de una sola línea)

El número de averías de este tipo vemos que será proporcional al número de barras principales (b_p) que cada tipo de esquema prevé para cada nivel de tensión y también proporcional al factor (P_1 / P_t) que relaciona a la potencia P_1 (MW) interrumpida al momento de ocurrir la falla con la potencia total de la subestación P_t (MW).

Es de notar que una subestación que trabaje a sobrecarga, tendrá mayor número de averías/año que una subestación que trabaje con carga nominal.

El factor (P_1 / P_t) nos permitirá referir cualquier avería que afecte parcialmente a una subestación, a una avería equivalente que afecte a toda la subestación.

Lo expuesto anteriormente en forma matemática quedaría expresado de la siguiente manera:

$$G_1 \propto b_p \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (2\text{-}1)$$

que se transforma en ecuación si hallamos el factor de proporcionalidad (p_1) que nos permitirá establecer el número de averías por año que se producen en la barra principal.

Cabe anotar que tanto INECEL como ITALCONSULT en los estudios de los proyectos Paute y Pisayambo, concuerdan en dar a (p_1) el valor de 0.02 averías/año.

Opino que Italconsult sacó este valor de la experiencia con sistemas análogos e Inecel los aceptó como ciertos, que de otra manera, las únicas formas de determinar este valor seria sacando de las estadísticas de falla de barras que toda Empresa eléctrica deberia tener, asunto dificil en nuestro medio ya que la electrificación estuvo y en algunas partes todavia está administrada por Municipios que nunca llevaron controles estadisticos.
La otra forma de determinar el factor de probabilidad de fallas seria por investigaciones en subestaciones de prueba en donde se someten los elementos a probarse a un envejecimiento prematuro mediante oxidaciones aceleradas y funcionamientos continuos en condiciones simuladas de normalidad y anormalidad.

Los coeficientes de probabilidad de falla para los diferentes componentes de una subestación dados por Italconsult e Inecel son los que se exponen en la tabla No. (2-1)

COMPONENTE	PROBABILIDAD ANUAL de falla (averías/año)
MONTANTE	0.02 (avería leve) 0.05 (avería grave)
BARRAS	0.02

Tabla (2-1)

Obtenido el valor del coeficiente de proporcionalidad, la expresión (2-1) se transforma en ecuación la misma que nos dá el número de averias/año debido a fallas en la barra principal y que tomaría la forma de:

$$G_1 = p_1 \times b_p \times \frac{P_1}{P_t} \quad \text{Averias/año} \qquad (2-2)$$

001795

Donde:

p_1 = Probabilidad anual de falla de barras.

b_p = Número de barras principales para cada nivel de tensión

P_1 = Potencia interrumpida (MW)

P_t = Potencia total de la subestación (MW)

Si se conoce la duración de cada avería (t_1) y de la Ec. (2-2) el número de averías/año (G_1), es obio que el tiempo total anual de interrupción (H_1 horas/año) estará dado por:

$$H_1 = G_1 \times t_1 \quad \text{hrs/año} \qquad (2\text{-}3)$$

El tiempo depende del tipo de subestación y según los estudios realizados por INECEL, (t_1) toma los siguientes valores:

Tabla No. (2-2)

TIPO DE SUBESTACION	t_1
Una sola barra	120 horas
Doble barra	0.5 "
Interruptor y medio	0.5 "
Anillo	120 "

Reparar una barra en 120 horas, esto es 7.5 días trabajando 16 horas/día (jornada por demás agotadora), o 15 días trabajando en forma normal o sea 8 horas/día, es un tiempo demasiado largo; esto lo afirmo por cuanto en montar las barras colectoras en 4 postes de hormigón, con 4 crucetas metálicas de 7 y 4 metros de longuitud, con 4 salidas de 22 KV. con sus respectivos seccionadores fusibles, en la subestación provisional Epiclachima, demoré 5 días de 10 horas laborables y con un personal compuesto de un ingeniero, 2 linieros, 2 ayudantes de liniero, 1 gruero y su ayudante; esto daría un total de 50 horas para montaje de barras, pero este no es el caso, sinó so

lamente reparación, lo que significa un tiempo menor. Si suponemos que el nivel de tensión es más elevado, esto es 138 o 220 KV. el tiempo aumentaría por haber estructuras más altas y más pesadas, pero que en ninguna forma van a exceder las 60 horas.

Mi desacuerdo con INECEL radica en que toma como tiempo de reparación de barra 120 horas que talvez los aceptó de los estudios realizados por Italconsult, ya que en el país aún no tenemos experiencia con subestaciones grandes.

II.5.2.- AVERIA EN LA BARRA DE TRANSFERENCIA (G_2) :- Aquí tenemos que analizar dos tipos de averías.

a).- Se está usando la barra de transferencia mientras se efectua mantenimiento en un montante.

El número de averías del tipo (G_2) serán:

$$G_2 = p_2 \times b_t \times m \times M \times \frac{P_1}{P_t} \quad \text{avrs/año} \qquad (2\text{-}4)$$

Donde:

G_2 = Número de averías/año
p_2 = Probabilidad de falla
b_t = Número de barras de transferencia
m = Frecuencia de indisponibilidad = 48/8760
M = Número de montantes
P_1 = Potencia asociada a la barra
P_t = Potencia total de la subestación.

La Ec. (2-4) es similar a la Ec. (2-2) con la diferencia que se aumenta el número de montantes (M) y la frecuencia de indisponibilidad (m) . Esta frecuencia de indisponibilidad es el tiempo que operaría la barra de transferencia mientras se hace mantenimiento a un montante. El tiempo de mantenimiento para cada montante, INECEL en el proyecto Paute, estima en 48 horas/año, lo que daría

una frecuencia de indisponibilidad de cada montante de 48/8760.

El valor de 48 horas es correcto, ya que de la experiencia se comprueba tiempos aproximados que a continuación se detalla:

ITEM	D E S C R I P C I O N	TIEMPO Minutos
1	Desmontaje del interruptor	1080
2	Toma de muestras de aceites	20
3	Pruebas de aceites	180
4	Pruebas de acidés (KOH)	30
5	Pruebas de resistencias de contáctos	30
6	Pruebas de penetración y/o corrección de contáctos de arco	60
7	Inspección de vástagos de aislamiento de los contactos móviles o reemplazo	60
8	Inspección y limpieza de cámara de ruptura y contáctos de arco	30
9	Secado y desoxidación interior	60
10	Pruebas de aislamiento (bushings)	30
11	Pruebas de resistencia de aislamiento de cables de control	60
12	Inspección, limpieza y lubricación de relés	60
13	Verificación de conexiones de los circuitos de potencia	30
14	Armada y montaje de montante	1080
15	Imprevistos por roturas de piezas o pernos oxidados o desgastados	180
16	Limpieza general	60
	T O T A L	3050

Los 3050 minutos son aproximadamente 51 horas (L_4)

Estos valores son tomando en cuenta que se trabaja con una sola cuadrilla, pero haciendo con 2, es posible

reducir 8 horas, lo que daría un tiempo de 43 horas, valores estos que oscilan alrededor de las 48 horas que supone INECEL.

Confirmado lo anterior podemos decir que el tiempo total anual de interrupción debido a una avería en la barra de transferencia (H_2) será:

$$H_2 = G_2 \times t_2 \text{ hrs/año} \qquad (2\text{-}5)$$

Donde: H_2 = Tiempo total anual de interrupción horas/año

G_2 = Número de averías/año debidas a fallas en la barra de transferencia

t_2 = Tiempo de duración de cada avería = 48 hrs.

Se estima la duración de cada avería en 48 horas, que es el tiempo que se necesita para efectuar mantenimiento en un montante; el tiempo de reparación de la barra de transferencia se ha establecido en 60 horas, luego será mejor terminar el mantenimiento del montante y utilizar otra vez la barra principal.

b).- Se usa la barra de transferencia mientras se repara un montante.

Para este caso el número de averías de este tipo por año, estará dado por la Ecuación:

$$G_2' = p_2' \times b_t \times m' \times M \times \frac{P_1}{P_t} \text{ avrs/año} \qquad (2\text{-}6)$$

Donde:

G_2' = Número de averías/año

p_2' = Probabilidad de avería

b_t = Número de barras de transferencia

m' = Frecuencia de indisponibilidad = 150/8760

M = Número de montantes

P_1/P_t = Factor de relación de potencias

Italconsult e Inecel, estiman en 360 horas el

tiempo necesario para reparar un montante, creo que determinar este tiempo para nuestro pais es bastante dificil, ya que pueden depender de tres condiciones que son:

1o.- No existen repuestos en bodega de la empresa o no tienen en stock los distribuidores.

El tiempo necesario para la importación y transporte dejando un pequeño margen de seguridad: 60 días; desmontaje, reemplazo de elementos, armada y montaje del montante 15 días de 8 horas laborables (120 horas); que daría un total de 1560 horas, que distan mucho de la 360 horas asignadas.

2o.- Existen repuestos.

Para este caso el tiempo de salida de servicio sería solamente de 120 horas.

3o.- Existen elementos completos para reemplazo.

Habiendo completos: Interruptores, seccionadodores, transformadores, etc. El tiempo para restaurar un montante sería de 72 horas, que fue el tiempo que demoró la compañia COING. Ltda. en montar: 2 juegos de seccionadores, 1 interruptor, 1 juego de transformadores de tensión y una cabina de mando; ubicados en la subestación Sur de la EEQ. S.A. y que sirven para alimentar por la línea de 46 KV. a la subestación Provisional Epiclachima.

Establecido lo anterior y tomando en cuenta que para niveles de tensión más elevados se demora más tiempo en hacer reparaciones, creo que asignar un tiempo de 150 horas para restaurar el servicio por falla de un montante es un tiempo prudencial ya que si se tratase del primer caso, esperar 1560 horas quiere decir que el criterio de ingeniería ha desaparecido; con esto se quiere decir que en esos casos: se harán salidas provisionales, se reemplazarán elementos sinó iguales pero que sean parecidos, se trabajará sin mediciones ni protecciones, o se adecuarán otras.

Como se estima en 60 horas la duración de la reparación de la barra de transferencia, se toma entonces

este tiempo (t'_2) como duración de cada avería; la razón para tomar este tiempo como duración del fuera de servicio es: que reparar una barra es más facil que reparar un montante. De lo anterior tendríamos:

$$t'_2 = 60 \text{ horas}$$

y el tiempo total anual de interrupción debido a esta avería será:

$$H'_2 = G'_2 \times t'_2 \quad \text{hrs/año} \qquad (2\text{-}7)$$

Agrupando las averías en la barra de transferencia casos a) y b) tendremos:

$$G_{2T} = G_2 + G'_2 \quad \text{avrs/año} \qquad (2\text{-}8)$$

$$H_{2T} = H_2 + H'_2 \quad \text{hrs/año} \qquad (2\text{-}9)$$

II.5.3.- AVERIA EN MONTANTES :- Para este tipo de avería se debe considerar el esquema adoptado para cada subestación, debido a que para diferentes esquemas la gravedad de la avería es distinta.

a).- Esquema con una sola barra. El número de averías para este esquema está dado por:

$$G_3 = G_{31} + G_{32} = \left(p_{31} \times M \times \frac{P_1}{P_t} + p_{32} \times M \times \frac{P_1}{P_t} \right) \qquad (2\text{-}10)$$

En esta ecuación se han considerado dos tipos de averías que son:

Avería grave que dura 150 horas con una probabilidad $p_{31} = 0.02$ averías/año

Avería leve que dura 8 horas, con una probabilidad $p_{32} = 0.05$ averías/año.

P_1 y P_t, serán la potencia asociada con la barra donde se produce la falla del montante y la potencia total de la subestación respectivamente.

El tiempo total anual de interrupción será:

$$H_3 = (G_{31} \times t_{31} + G_{32} \times t_{32}) \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G_3 \qquad (2\text{-}11)$$

Donde:

t_{31} = 150 horas

t_{32} = 8 horas

P_2 = Potencia asociada con el montante averiado

P_1 = Potencia asociada con la barra donde se produce la falla del montante.

El tercer sumando ($0.5\ G_3$) toma en cuenta que al fallar el montante se interrumpe toda la barra durante 0.5 horas mientras se aisla la falla.

b).- Otros esquemas de subestaciones. Para el resto de esquemas de subestaciones, el calculo de las averías (G_3) estará dado por:

$$G_3 = p_3 \times M \times \frac{P_1}{P_t} \quad \text{averías/año} \qquad (2\text{-}12)$$

Donde:

p_3 = Probabilidad de falla = 0.07 averías/año

P_1 = Potencia asociada a la barra

P_t = Potencia total de la subestación

M = Número de montantes

El tiempo total de interrupción debido a esta avería esta dado por:

$$H_3 = G_3 \times t_3 \quad \text{horas/año} \qquad (2\text{-}13)$$

Donde:

$t_3 = 0.5$ horas

0.5 horas es el tiempo que se estima para aislar el montante y restablecer el servicio.

II.5.4.- AVERIAS SIMULTANEAS EN MONTANTES :- Aquí tenemos que analizar dos tipos de averías:

a).- Avería en un montante mientras otro montante de la misma barra se halla en mantenimiento.

El número de averías (G_4) de este tipo estará dado por:

$$G_4 = p_4 \times N \times \frac{P_1}{P_t} \text{ averías/año} \qquad (2\text{-}14)$$

Donde:

p_4 = Probabilidad de falla simultanea de montantes = 0.0004 = 0.07 x 48/8760

N = Arreglos binarios de (M) elementos

M = Número de montantes de la barra

P_1 = Potencia asociada a la barra

P_t = Potencia total de la subestación

El tiempo total de interrupción debido a esta avería estará dado por:

$$H_4 = G_4 \times t_4 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\, G_4 \qquad (2\text{-}15)$$

Donde:

t_4 = 48 horas (tiempo de mantenimiento)

P_2 = Potencia asociada al montante averiado

$0.5\, G_4$ = Tiempo de interrupción de toda la barra mientras se aisla la avería.

b).- Avería en un montante mientras otro montante de la misma barra está en reparación.

El número de averías (G'_4) de este tipo estará dado por:

$$G'_4 = p'_4 \times N \times \frac{P_1}{P_t} \text{ averías/año} \qquad (2\text{-}16)$$

Donde:

p'_4 = Probabilidad de falla = 0.00008 = $= (0.07)^2 \times 150/8760$

N = Arreglos binarios de (M) elementos

M = Número de montantes de la barra

P_1 = Potencia asociada a la barra

P_t = Potencia total de la subestación.

El tiempo total anual de interrupción debido a esta avería estará dado por:

$$H'_4 = \left(G'_4 \times t'_4 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\, G'_4 \right) \text{ Horas/año} \qquad (2\text{-}17)$$

Donde:

t'_4 = tiempo de interrupción/avería = 150 horas

P_2 = Potencia asociada al montante averiado

$0.5G'_4$ = Tiempo de interrupción de toda la barra mientras se aisla la avería.

Resumiendo tendremos que el número de averías simultaneas totales en monatantes (G_{4T}) debidos a los dos casos a) y b) serán:

$$G_{4T} = G_4 + G'_4 \text{ averías/año} \qquad (2\text{-}18)$$

y el tiempo total debido a las (G_{4T}) averías será:

$$H_{4T} = H_4 + H'_4 \quad \text{horas/año} \qquad (2\text{-}19)$$

II.5.5.- AVERIAS SIMULTANEAS EN BARRAS:- Este estudio solamente será aplicable a esquemas que tengan mas de una barra.

Para este caso el número de averías estará dado por:

$$G_5 = p_5 \times b_t \times \frac{P_1}{P_t} \quad \text{averías/año} \qquad (2\text{-}20)$$

Donde:

p_5 = Probabilidad de falla simultanea en barras = 0.00014 = 0.02 x 60/8760

b_t = Número de barras

P_1 = Potencia asociada con la barra

P_t = Potencia total de la subestación

El tiempo total anual de interrupción debido a este tipo de avería estará dado por:

$$H_5 = G_5 \times t_5 \quad \text{horas/año} \qquad (2\text{-}21)$$

Donde:

t_5 = Tiempo de interrupción debido a reparación de barra = 60 horas.

II.6.- HORAS ANUALES DE INTERRUPCION :- Considerando a todos los casos de averías que pueden sufrir las subestaciones y sumándolas, tendríamos que el número total de averías/año (K) será igual a :

$$K = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5 \quad \text{horas/año} \qquad (2\text{-}22)$$

y el número total de horas anuales de interrupción (H)

debidas a las mismas es:

$$H = H_1 + H_{2T} + H_3 + H_{4T} + H_5 \quad \text{hrs/año} \qquad (2\text{-}23)$$

II.7.- COSTO ANUAL DE DESPERFECTOS :- Determinado el número anual de averías y las horas anuales de interrupción/año, estamos en capacidad de calcular el costo anual que representa para cada posible esquema, los posibles desperfectos o averías, durante un período de operación que generalmente es de un año. (L_5)

Si hacemos que (C_{da}) sea el costo por desperfectos en un año tendremos que:

$$C_{da} = K \times C_p \times P_t + H \times C_e \times P_t \quad \text{US. \$ /año} \qquad (2\text{-}24)$$

Donde:

K = Número de averías totales/año

C_p = Costo por unidad de potencia interrumpida (US.$ 200/MW) (L_5)

P_t = Potencia total interrumpida

H = Horas anuales de interrupción

C_e = Costo por unidad de energía no suministrada (US.$ 28/MWh) (L_8)

Tesis de 1978

C A P I T U L O III

METODO DE COMPARACION DE ESQUEMAS BASICOS

III.1.- GENERALIDADES:- El criterio adoptado para comparar esquemas y hacer una elección correcta del mismo, se funda en dos espectos que son:

- a) Grado de funcionabilidad de cada esquema.
- b) Costo de realización de los mismos.

a).- El grado de funcionabilidad se lo determina en base al número anual de horas de fuera de servicio total del sistema, debido a averías en los componentes de la subestación o del sistema.

Es evidente que el grado de funcionabilidad de un cierto esquema, debe ser comparado con el costo de realización del mismo.

Además queda entendido que en la estimación del grado de funcionabilidad y por ende, la elección del esquema básico a ser adoptado, tienen especial importancia las Hipótesis que se afectuaron sobre la probabilidad de averías de cada componente del sistema; como también de los tiempos de fuera de servicio por mantenimiento preventiv programado y averías.

b).- El costo de realización de los esquemas está dado principalmente por el diferente número de elementos activos que cada esquema prevé, entendiendose por elementos activos a: Interruptores, seccionadores, transformadores de tensión y transformadores de corriente.

III.2.- CRITERIOS GENERALES PARA LA REALIZACION DE ESQUEMAS DE SUBESTACIONES:- Si se analiza los esquemas de subestaciones estudiadas en el capitulo I, salta a la vista que el valor de realización de cada esquema es diferente para cada uno, debido al número de elementos activos que cada esquema prevé.

Cabe anotar que los transformadores de potencia no se toman en cuenta por ser un valor constante para cualquier esquema.

La insidencia del costo de los demás elementos pueden considerarse:

- Proporcional al costo de los elementos activos que requiere cada esquema en lo referente a: barras, pórticos, protecciónes, comando y de servicios auxiliares.
- Constante en lo referente a obras civiles esto es: desbanques, vias de acceso, edificios, etc.

Este último rubro, por lo tanto debe ser omitido en el análisis comparativo del costo de los diferentes esquemas.

Para simplificar y generalizar este análisis se ha preferido establecer el costo de cada elemento activo por unidad (P.U.) en base al costo del interruptor.

En este análisis se han asumido los siguientes valores: (L_6).

Tabla No. (3-1)

ITEM	ELEMENTO ACTIVO	VALOR PU.
1	Interruptor	1.00
2	Seccionador tripolar	0.11
3	Juego de transformadores d' tensión	0.33
4	Terna de transformadores d' Cte.	0.12

Estos valores no son fijos ya que los diferentes elementos están sujetos a variaciones de precio con el transcurso del tiempo; además como cada elemento activo está hecho de diferentes materiales, no siempre tendrán la misma relación de precios. También se tomará en cuenta al establecer los costos por unidad, si estos elementos son o no del mismo fabricante, ya que esto implica variación de precios.

III.3.- CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DEL GRADO DE FUNCIONABILIDAD DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS DE SUBESTACIONES :- En la determinación del grado de funcionabilidad de una subestación se deben tener presentes dos aspectos fundamentales

que son:

- Capacidad de la subestación de asegurar el servicio por avería interna a la subestación misma.
- Flexibilidad de oreración de la subestación en relación a las posibilidades de efectuar mantenimiento necesario de cada equipo sin perjudicar la continuidad de servicio.

III.4.- GRADO DE FUNCIONABILIDAD :- Establecido lo anterior se define como grado de funcionabilidad al inverso de número de horas anuales de interrupción completa del servicio, que una avería en un solo componente de la subestación puede provocar; teniendo en cuenta la eventualidad que dicha avería se verifique cuando los demás componentes de la subestación se encuentren en mantenimiento.

Al grado de funcionabilidad se lo considera como la medida de confiabilidad de un sistema. Numericamente es el inverso de las horas anuales de interrupción y se mide en años de operación de la subestación por hora de interrupción, esto es:

$$R = \frac{1}{H} \qquad (3\text{-}1)$$

III.5.- COSTO ANUAL DE DESPERFECTOS DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS CONSIDERADOS :- Aún cuando las ecuaciones deducidas en el capítulo II son válidas para cualquier esquema y número de alimentadores de línea y de carga, solamente se analizarán los esquemas objeto de este temario.

III.5.1.- ESQUEMA CON UNA SOLA BARRA :- Para este esquema tendremos que las averías que se pueden presentar son:

- Avería en la barra principal (G_1)
- Avería en montantes (G_3)
- Avería simultanea en montantes (G_4)

Avería en la barra principal G_1 .- De la Ec.(2-2) tendremos que las averías (G_1) son:

$$G_1 = 0.02 \times 1 \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}2)$$

Para este caso $P_1 = P_t$ ya que la falla de la barra significará la pérdida total del servicio.

De la Ec. (2-3) tendremos que el tiempo total anual de interrupción debido a estas averías (G_1) será:

$$H_1 = G_1 \times 60 \qquad (3-3)$$

Siendo:

60 = Tiempo (horas para reparar la barra)

<u>Avería en montantes</u> G_3 :- Para este tipo de avería tenemos que hacer discriminación entre los montantes de línea y los montantes de carga, ya que cada uno de ellos involucran diferentes potencias que se interrumpen.

La Ec. (2-10) aplicable a estos casos tomará la forma de:

"para montantes de linea"

$$G_{3L} = 0.02 \times M_L \times \frac{P_1}{P_t} + 0.05 \times M_L \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3-4)$$

o también:

$$G_{3L} = G_{31L} + G_{32L} \qquad (3-4a)$$

"para montantes de carga"

$$G_{3C} = 0.02 \times M_C \times \frac{P_1}{P_t} + 0.05 \times M_c \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3-5)$$

o también:

$$G_{3C} = G_{31C} + G_{32C} \qquad (3-5a)$$

En la aplicación de la Ec. (3-4) hay que tomar en cuenta que si los alimentadores de linea para el caso de que sean dos o más son capaces de mantener la carga por falla de uno de ellos, no hay suspensión de servicio; caso contrario si lo hay.

En las Ecs. (3-4) y (3-5) tenemos que:

M_L = número de montantes de linea

M_C = Número de montantes de carga

P_1 = Potencia que se interrumpe debido a la falla del montante que se averió

Para este caso $P_1 = P_t$ donde P_t = Potencia total de la subestación.

Para el cálculo del tiempo de fuera de servicio debidos a estas averías, también hay que hacer discriminación entre los tiempos debidos a montantes de linea y a los debidos a montantes de carga.

La Ec. (2-11) aplicable a estos casos toma la forma de:

"Para montantes de línea"

$$H_{3L} = (G_{31L} \times 150 + G_{32L} \times 8) \frac{P_{2L}}{P_1} + 0.5(G_{31L} + G_{32L}) \quad (3-6)$$

"Para montantes de carga".

$$H_{3C} = (G_{31C} \times 150 + G_{32C} \times 8) \frac{P_{2C}}{P_1} + 0.5(G_{31C} + G_{32C}) \quad (3-7)$$

Siendo:

150 = Tiempo en horas para reparar avería grave de montante

8 = Tiempo en horas para reparar avería leve de montante

P_{2L} = Potencia asociada al montante de linea averiado

P_{2C} = Potencia asociada al montante de carga averiado

P_1 = Potencia asociada a la barra donde se produce la falla del montante.

Para este caso $P_1 = P_t$

Es de notar que para el caso del esquema que estamos analizando, pero con un solo montante de linea, el tiempo de fuera de servicio es mayor por avería de este. Y la Ec. (3-6) tomará la forma de:

$$H_{3L} = (G_{31L} \times t_{31} + G_{32L} \times t_{32}) \frac{P_1}{P_1} + 0.5(G_{31L} + G_{32L}) \quad (3-7)$$

Para sacar el número de averías y tiempos totales debidos a estas fallas, se sumarán las ecuaciones (3-6) y (3-7).

<u>Avería simultanea en montantes</u> G_4:- Para este tipo de avería tenemos que considerar los siguientes casos:

- Avería simultanea entre montantes de linea
- Avería simultanea entre montantes de carga
- Avería simultenea entre montantes de linea y de carga.

Como ya se dijo anteriormente la simultaneidad resulta de la indisponibilidad de un elemento que se encuentra en mantenimiento o en reparación, hay que considerar las tres averías anteriores con sus dos subcasos ya que la probabilidad simultanea de avería para cuando un elemento está en mantenimiento o en reparación es distinta.

La Ec.(2-14) para estos casos toma las siguientes formas:

"Montante de linea en mantenimiento"

$$G_{4L} = 0.0004 \times M_L \, (M_L - 1) \frac{P_1}{P_t} \quad (3-9)$$

Siendo:

P_1 = Potencia asociada a la barra en el momento de producirse la falla.

"Montante de carga en mantenimiento"

$$G_{4C} = 0.0004 \times M_C \, (M_C - 1) \frac{P_1}{P_t} \quad (3-10)$$

" montante de linea y de carga "

$$G_{4LC} = 0.0004 \times B \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}11)$$

Donde:

$$B = A^2_{ML+MC} - (M_L(M_L - 1) + M_C(M_C - 1)) \qquad (3\text{-}12)$$

Siendo:

A^2_{ML+MC} = Arreglos binarios del número de montantes de linea y de carga.

M_L = Montantes de linea

M_C = Montantes de carga

$p_4 = 0.07 \times 48/8760 = 0.00038 \simeq 0.0004$

Para el cálculo de los tiempos debidos a estas averías también consideraremos los tres casos anteriores.

La Ec.(2-15) toma las siguientes formas:

"Montante de linea en mantenimiento"

$$H_{4L} = G_{4L} \times 48 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G_4 \qquad (3\text{-}13)$$

"Montante de carga en mantenimiento"

$$H_{4C} = G_{4C} \times 48 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G_4 \qquad (3\text{-}14)$$

"Montante de linea y de carga en mantenimiento"

$$H_{4LC} = G_{4LC} \times 48 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G_4 \qquad (3\text{-}15)$$

Para el caso de falla simultanea mientras otro montante se encuentra en reparación y tomando en cuenta que lo único que cambia son los tiempos (t_4 = 48 horas); para este caso 150 horas y la probabilidad de falla (p = 0.0004)

que para este caso toma el valor de:

$$p_4 = (0.07)^2 \times 150/8760 = 0.000004$$

Las Ecs. (3-9), (3-10), (3-11), (3-12), (3-13), (3-14) y (3-15) nos darán el número de averías y horas de fuera de servicio debidos a los casos estudiados anteriormente, pero con montantes en reparación.

Como la probabilidad de este tipo de averías es bastante reducida (0.000004) es posible omitirlas de los cálculos sin cometer errores apreciables.

Costo anual de desperfectos para el esquema una sola barra.

Si sumamos todas las posibles averías para este esquema y a esta suma la hacemos que sea igual a (K_1) Ec. (2-22) y de igual modo sumamos todas las posibles horas de interrupción debidas a las (K_1) averías y las hacemos que sean igual a (H_1) Ec.(2-23), tendremos que el costo total anual de desperfectos para este esquema Ec. (2-24) será:

$$C_{dal} = (K_1 \times C_p \times P_t + H_1 \times C_e \times P_t) \qquad (3\text{-}16)$$

III.5.2.- ESQUEMA BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA :- Para este esquema tendremos que las averías que se pueden presentar son las mismas que para el esquema una sola barra , con la única diferencia que aparecen otros tipos de averías que son:

- Avería en la barra de transferencia (G_2)
- Avería simultanea entre barra principal y transferencia. (G_5)

Para la avería en la barra de transferencia tenemos que se presentan dos casos:

- a) se está usando la barra de transfernecia para hacer mantenimiento a un montante
- b) se está usando la barra de transferencia para reparar un montante.

Caso a).- La Ec. (2-4) aplicable a este tipo de avería toma la forma de:

$$G_2 = 0.02 \times b_t \times 0.0055 \times M \times \frac{P_1}{P_t} \quad \text{averías/año} \qquad (3\text{-}17)$$

y el tiempo anual de interrupción estrá dado por:

$$H_2 = G_2 \times 48 \quad \text{horas/año} \qquad (3\text{-}18)$$

Donde:

G_2 = Número de averías por año

b_t = Número de barras de transferencia

P_1 = Potencia asociada a la barra

P_t = Potencia total de la subestación

48 = Tiempo (horas) para mantenimiento

M = Número de montantes

El producto 0.0055 x M nos dará las horas anuales de operación de la barra de transferencia, usada con fines de mantenimiento.

Caso b).- De la misma Ec. (2-4) tendremos que el número de averías para este tipo será:

$$G_2' = p_2' \times b_t \times m' \times M \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}1\ )$$

Donde:

p'_2 = 0.0004 Probabilidad de averías/año (considerada la falla simultanea de un montante y de la barra de transferencia)

m' = 150/8760 = 0.0017

El tiempo anual de interrupción debido a esta avería estará dado por:

$$H'_2 = G'_2 \times t'_2 \quad \text{horas/año} \qquad (3\text{-}20)$$

Donde:

t'_2 = 60 horas

Se estima en 150 horas el tiempo necesario para reparar un montante con avería grave y en 60 horas el tiempo necesario para hacer lo mismo en la barra de transferencia.

La probabilidad de que falle el montante de transferencia se debe analizar como falla simultanea de montantes, Ecs. (3-9), (3-10) y (3-11).

Para la avería simultanea entre barra principal y transferencia, se supondra que falle la barra de transferencia cuando la barra principal o los montantes a ella asociados se hallen en mantenimiento o en reparación.

La Ec. (2-20) aplicable a este caso toma la forma de:

$$G_5 = 0.00014 \times b_t \times \frac{P_1}{P_t} \quad \text{averías/año} \qquad (3\text{-}21)$$

donde:

b_t = Número de barras

P_1 = Potencia asociada con la barra

P_t = Potencia asociada con la subestación

El tiempo total anual de interrupción debido a este tipo de averías será:

$$H_5 = G_5 \times 60 \qquad (3\text{-}22)$$

Donde:

60 = Horas necesarias para reparar la barra.

De la suma de todas las posibles averías (K_2) y horas de servicio (H_2) y siguiendo un proceso análogo al caso de una sola barra, tendremos que el costo total anual de desperfectos para este esquema será:

$$C_{da2} = (K_2 \times C_p \times P_t + H_2 \times C_e \times P_t) \qquad (3\text{-}23)$$

III.5.3.- ESQUEMA CON DOBLE BARRA Y DOBLE INTERRUPTOR :- Para este esquema tendremos que las averías que se pueden presentar son:

- Avería en las barras (G_1)
- Avería en montantes (G_3)
- Averías simultaneas en montantes (G_{4t})
- Averías simultaneas en barras (G_5)

<u>Avería en barras</u> G_1 :- De la Ec. (2-2) tendremos que las averías (G_1) para cuando estan funcionando ambas barras son:

$$G_1 = 0.02 \times 2 \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}24)$$

Para este caso:

$$P_1 = \frac{1}{2} P_t$$

Para cuando toda la potencia está saliendo de una sola barra tendremos:

$$G_1 = 0.02 \times 1 \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}24a)$$

Para este caso:

$$P_1 = P_t$$

Es de notar que el número de averías (G_1) para este esquema es el mismo si suponemos que ambas barras están funcionando a mitad de carga cada una o si una sola barra está con toda la carga.

De la Ec. (2-3) tendremos que el tiempo total anual de interrupción debido a estas averías (G_1) será:

$$H_1 = G_1 \times 0 \qquad (3\text{-}25)$$

Para este caso el tiempo (t_1 = 0 horas) por cuanto el sistema de protecciones provoca la transferencia de la carga de una barra a la otra automaticamente.

<u>Avería en montantes</u> G_3 :- Ya que la avería de un montante se refleja en toda la barra a la que se encuentra asociado y el tiempo de fuera de servicio es s lamente hasta aislar el montante falloso, pero quedando la subestación en el mismo régimen de potencia, no es necesario hacer discriminación entre montantes de linea y montantes de carga

y la Ec. (2-12) toma la forma de:

$$G_{3LC} = 0.07 \times (M_L + M_C) \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}26)$$

Para este caso $P_1 = \frac{1}{2} P_t$ si está funcionando ambas barras; o también $P_1 = P_t$ si está funcionando una sola barra, esto es :

$$G_{3LC} = 0.07 \times \frac{1}{2} (M_L + M_C) \frac{P_t}{P_t} \qquad (3\text{-}26a)$$

Las Ecs. (3-26) y (3-26a) son equivalentes e indican que al sistema se lo puede considerar como que está trabajando con una sola barra a toda carga, o como que trabajan ambas barras a su mitad de carga.

De la Ec. (2-13) tenemos que el tiempo de fuera de servicio debido a estas averías será:

$$H_{3LC} = G_{3LC} \times 0 \qquad (3\text{-}27)$$

El tiempo es igual a cero, por la razón expuesta anteriormente.

<u>Avería simultanea en montantes</u> G_4.- Para este tipo de esquema tenemos que analizar los siguientes casos:

a).- Avería de un montante mientras otro montante asociado a la barra está en mantenimiento.

Para este caso tenemos que los posibles arreglos binarios que se pueden esperar por cada barra son:

$$(M_{L+C})^2$$

Siendo:

M_{L+C} = Número de montantes de línea mas montantes de carga

Como son dos barras tenemos que el total de arreglos binarios del esquema será:

$$2(M_{L+C})^2$$

De estos posibles arreglos, solamente los arreglos de los montantes que trabajan en paralelo son los más gravosos ya que dejan un alimentador de carga o de línea fuera de servicio, cambiando el régimen de potencia de la subestación. Estos posibles arreglos binarios graves serán igual a:

$$2(M_{L+C})$$

Si para simplificar este análisis despreciamos a los arreglos binarios que no involucran cambios de potencia en la subestación, sin cometer errores apreciables tendremos que de la Ec. (2-14) el número de averías simultaneas de montantes mientras otro asociado a la barra está en mantenimiento serán:

$$G_{4L} = 0.00038 \times 2(M_L) \times \frac{P_t}{P_t} \qquad (3\text{-}28)$$

$$G_{4C} = 0.00036 \times 2(M_C) \times \frac{P_t}{P_t} \qquad (3\text{-}29)$$

De la Ec. (2-15) los tiempos debidos a estas averías serán:

$$H_{4L} = G_{4L} \times 48 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G_{4L} \qquad (3\text{-}30)$$

$$H_{4C} = G_{4C} \times 48 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G_{4C} \qquad (3\text{-}31)$$

b).- Avería de un montante mientras otro montante asociado a la barra está en reparación.

Haciendo un análisis similar al anterior y teniendo en cuenta que para éste caso lo único que cambia de las Ecs. (3-28) y (3-29) es la probabilidad (p'_4) tendremos:

$$G'_{4L} = 0.000084 \times 2(M_L) \times \frac{P_t}{P_t} \qquad (3\text{-}32)$$

$$G'_{4C} = 0.000084 \times 2(M_C) \times \frac{P_t}{P_t} \qquad (3\text{-}33)$$

Y para los tiempos debidos a estas averías, tomando en cuenta que lo que cambia es (t_4 = 150 horas) la Ec. (3-30) y (3-31) tomarán la forma:

$$H'_{4L} = G'_{4L} \times 150 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G'_{4L} \qquad (3\text{-}34)$$

$$H'_{4C} = G'_{4C} \times 150 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5\ G'_{4C} \qquad (3\text{-}35)$$

Si dividimos la Ec. (3-28) para la (3-32) tenemos:

$$\frac{G_{4L}}{G'_{4L}} = \frac{P_4}{P'_4} = \frac{0.00038}{0.000084} = 4.5$$

$$G_{4L} = 4.5\ G'_{4L} \qquad (3\text{-}36)$$

Analogamente:

$$G_{4C} = 4.5\ G'_{4C} \qquad (3\text{-}36a)$$

Esto significa que el número de averías simultaneas para el caso de un montante en mantenimiento, es mayor en 4.5 veces que para el caso de un montante en reparación.

Si ahora se dividen las Ecs. (3-30) para la (3-34) tomando en cuenta la Ec.(3-36) tenemos:

$$\frac{H_{4L}}{H'_{4L}} = \frac{48 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5}{33.3 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.11} \qquad (3\text{-}37)$$

Si fuese posible poner mayor número de salidas por barra, la relación:

$$\frac{P_2}{P_1} \ll 1$$

Y tendremos que el límite de la Ec.(3-37) cuendo P_2 / P_1 tiende a cero, será igual a:

$$\frac{H_{4L}}{H'_{4L}} = 4.5$$

Si en la Ec. (3-37) hacemos los reemplazos para:

$$\frac{P_2}{P_1} = 1/2 \ , \ 1/3 \ , \ 1/4 \ , \ \ldots\ldots\ldots\ldots , \ 1/10$$

Obtendremos valores de:

$$\frac{H_{4L}}{H'_{4L}} = 1.46 \ , \ 1.47 \ , \ 1.48 \ , \ \ldots\ldots\ldots , \ 1.54$$

Si sacamos la media aritmética de estos valores podemos concluir que:

$$\frac{H_{4L}}{H'_{4L}} = 1.5 \qquad H_{4L} = 1.5 \ H'_{4L} \qquad (3\text{-}38)$$

analogamente:

$$\frac{H_{4C}}{H'_{4C}} = 1.5 \qquad H_{4C} = 1.5 \ H'_{4C} \qquad (3\text{-}38a)$$

Esto quiere decir, que las horas de fuera de servicio debido a las averías simultaneas, cuando un montante está en mantenimiento, son aproximadamente 50% mayores que las averías simultaneas cuando un montante está en reparación.

<u>Averías simultaneas en barras</u> G_5 :- Para estas averías, la Ec. (2-20) aplicable a este esquema toma la forma de:

$$G_5 = 0.00014 \times 2 \times \frac{P_1}{2P_1} \qquad (3\text{-}39)$$

Y el tiempo de fuera de servicio debid a estas averías Ec. (2-21) tomará la forma de:

$$H_5 = G_5 \times 60 \qquad (3\text{-}40)$$

Siendo: 60 = Tiempo en horas para reparar la barra

Costo anual de desperfectos para el esquema doble barra con doble interruptor C_{da3} .- Si procedemos en forma análoga como en el esquema anterior, esto es sumando las posibles averías y horas de fuera de servicio y hacemos estas sumas a (K_3) y (H_3) respectivamente, tendremos que el costo total anual de desperfectos Ec. (2-24) para este esquema será:

$$C_{da3} = (K_3 \times C_p \times P_t + H_3 \times C_e \times P_t) \qquad (3\text{-}41)$$

III.5.4.- ESQUEMA DOBLE BARRA CON UN SOLO INTERRUPTOR:- Para este esquema tendremos que las averías que se pueden presentar son las mismas que para el esquema doble barra con doble interruptor, de tal manera que tendremos:

Avería en barras G_1.- La Ec. (3-24) deducida anteriormente es válida con todas las observaciones para este esquema.

Para el tiempo de fuera de servicio tendremos que la Ec. (3-25) es la misma para este caso con la única diferencia de que aquí $t \neq 0$ y vale 0.5 horas, que sería el tiempo necesario para transferir la carga de una barra a otra.

Avería en montantes G_3 .- Las Ecs. (3-26) y (3-26a) deducidas para el esquema anterior son válidas para este caso.

Para el tiempo de fuera de servicio la Ec. (3-27) es válida pero con $t \neq 0$ e igual a 0.5 horas, tiempo para aislar el montante falloso y transferir la carga de una barra a otra.

<u>Avería simultánea en montantes</u> G_4 .- Al igual que para el esquema anterior analizaremos los dos casos.

"Avería de un montante mientras otro montante asociado a la barra está en mantenimiento".

Ya que la avería de un montante se refleja en toda la barra a la que está asociado, no es necesario hacer discriminación entre montantes de línea y de carga; y los posibles arreglos binarios que se pueden esperar serán:

$$M_{L+C} \; (M_{L+C} - 1) = N$$

y la Ec. (3-28) aplicable a estos casos tomará la forma de:

$$G_{4LC} = 0.00038 \times N \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}42)$$

En este caso $P_1 = P_t$ cuando toda la potencia este asociada a una sola barra o $P_1 = \frac{1}{2} P_t$ cuando estén funcionando ambas barras.

De la Ec. (3-30) tenemos que el tiempo de fuera de servicio debido a estas averías será:

$$H_{4LC} = G_{4LC} \times 48 \times \frac{P_2}{P_1} + 0.5 \; G_{4LC} \qquad (3\text{-}43)$$

Es importante notar que al aplicar esta Ec. debe tomarse en cuenta el valor de P_2 ya que será diferente para cuando salga un montante de línea o uno de carga.

"Avería de un montante mientras otro montante asociado a la barra está en reparación".

Aplicando la Ec. (3-36) tendremos que el número de averías para este caso será:

$$G'_{4LC} = 0.22\ G_{4LC} \qquad (3\text{-}44)$$

Y los tiempos de fuera de servicio para estas averías de la Ec.(3-38) será:

$$H'_{4L} = 0.66\ H_{4L} \qquad (3\text{-}45)$$

Averías simultaneas en barras G_5.- Para este esquema, las averías y tiempos de fuera de servicio serán las mismas que para el esquema doble barra con doble interruptor; siendo válidas las Ecs. (3-39) y (3-40).

Costo anual de desperfectos para el esquema doble barra con un solo interruptor C_{da4} .- Procediendo en igual forma que para el esquema anterior y haciendo la suma igual a (K_4) y (H_4) número de averías y horas totales de fuera de servicio respectivamente, tendremos que el costo anual de desperfectos Ec. (3-41) será:

$$C_{da4} = (K_4 \times C_p \times P_t + H_4 \times C_e \times P_t) \qquad (3\text{-}46)$$

III.5.5.- ESQUEMA INTERRUPTOR Y MEDIO :- Al igual que para el esquema doble barra, las posibles averías que se pueden presentar son:

- Avería en barras G_1
- Avería en montantes G_3
- Avería simultanea en montantes G_4
- Avería simultanea en barras G_5

Avería en barras (G_1) .- Por ser este esquema con dos barras similarmente dispuestas como el esquema doble barra, las Ecs. (3-24), (3-24a) y (3-25), son válidas para el cálculo del número de averías/año y los tiempos de fuera de servicio h/año respectivamente para este esquema.

Avería en montantes (G_3) .- Los análisis realizados para el esquema doble barra son aplicables también a este esquema y las Ecs. (3-26), (3-26a) y (3-27) aplicable a estos casos nos darán el número de averías/año y el tiempo de fuera de servicio horas/año respectivamente.

Averías simultaneas en montantes (G_4) .- Al igual que en el esquema doble barra tendremos los siguientes casos:

a) "Avería de un montante mientras otro montante asociado a la barra está en mantenimiento".

Para este esquema tenemos que los posibles arreglos binarios (despreciando los que no cambian el régimen de potencia de la subestación) son:

$$\frac{n}{2} \times M\ (M-1)$$

Siendo: n = Número de alimentadores

M = Montantes que interconectan las barras (para este caso = 3)

Y el número de averías serán:

" Para alimentadores de linea "

$$G = 0.00038 \times \frac{n_L}{2} \times 3(3-1) \times \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}47)$$

" Para alimentadores de carga ".

$$G_{4C} = 0.00038 \times \frac{n_c}{2} \times 3(3-1) \frac{P_1}{P_t} \qquad (3\text{-}48)$$

Siendo: n_L = Número de alimentadores de linea

n_c = Número de alimentadores de carga.

Como la avería simultanea de los montantes asociados a las barras involucra la salida de los alimentadores ya sean de carga o de línea; y la falla simultanea de uno de los montantes asociados a las barras y un montante de interconexión involucra la salida de un solo alimentador, tendremos que hacer discriminación para estos dos tiempos de falla y tendremos:

"Para averías simultaneas entre montantes asociados a las barras".

$$H_{4L1} = G_{4L} \times 48 \times \left(\frac{2}{6} \times \frac{2P_{2L}}{P_1} \right) + 0.5\ G_{4L} \qquad (3\text{-}49)$$

$$H_{4C1} = G_{4C} \times 48 \times \left(\frac{2}{6} \times \frac{2P_{2C}}{P_1} \right) + 0.5\ G_{4C} \qquad (3\text{-}50)$$

"Para averías simultaneas entre montantes asociados a las barras y montantes de interconexión".

$$H_{4L2} = G_{4L} \times 48 \times \left(\frac{4}{6} \times \frac{P_{2L}}{P_1} \right) + 0.5\ G_{4L} \qquad (3\text{-}51)$$

$$H_{4C2} = G_{4C} \times 48 \times \left(\frac{4}{6} \times \frac{P_{2C}}{P_1} \right) + 0.5\ G_{4C} \qquad (3\text{-}52)$$

Como se puede notar, la Ec.(3-49) es igual a la (3-51), y la (3-50) igual a la (3-52) que sumándolas respectivamente entre ellas tendremos el número total de horas de fuera de servicio debidas a las averías simultaneas en montantes, cuando uno de ellos se encuentra en mantenimiento.

$$H_{4L} = H_{4L1} + H_{4L2} = 2(G_{4L} \times 48 \times \frac{4}{6} \frac{P_{2L}}{P_1} + 0.5\ G_{4L}) \quad (3\text{-}53)$$

$$H_{4C} = H_{4C1} + H_{4C2} = 2(G_{4C} \times 48 \times \frac{4}{6} \frac{P_{2C}}{P_1} + 0.5\ G_{4C}) \quad (3\text{-}54)$$

b) "Avería de un montante mientras otro montante asociado a la barra está en reparación".

Para este caso si despejamos (G'_{4L}) y (G'_{4C}) de las Ecs. (3-36) y (3-36a) tendremos:

$$G'_{4L} = \frac{1}{4.5}\ G_{4L} \quad (3\text{-}55)$$

$$G'_{4C} = \frac{1}{4.5}\ G_{4C} \quad (3\text{-}55a)$$

De igual manera los tiempos de fuera de servicio de las Ecs.(3-38) y (3-38a) tendremos:

$$H'_{4L} = \frac{1}{1.5}\ H_{4L} \quad (3\text{-}56)$$

$$H'_{4C} = \frac{1}{1.5}\ H_{4C} \quad (3\text{-}56a)$$

<u>Averías simultaneas en barras</u> (G_5) .- Ya que este esquema

tiene doble barra, las Ecs. (3-39) y (3-40) para el cálculo del número de averías y el número de horas de fuera de servicio válidas para el esquema doble barra, sirven también para el interruptor y medio.

Costo anual de desperfectos para el esquema interruptor y medio C_{da5} .- Análogamente al anterior, haciendo que la suma de todas las posibles averías sea igual a (K_5) y las horas totales de fuera de servico sean igual a (H_5) tendremos que el costo total anual de desperfectos Ec.(2-24) para este esquema será:

$$C_{da5} = (K_5 \times C_p \times P_t + H_5 \times C_e \times P_t) \qquad (3\text{-}57)$$

III.5.6.- ESQUEMA EN ANILLO :- Para este caso tenemos que las posibles averías que se pueden presentar son:

- Avería en montantes (G_3)
- Avería simultanea en montantes (G_4)

Avería en montantes G_3 .- En este esquema tenemos que al fallar un montante, los interruptores adyacentes al montante averiado se abrirán aislándolo.

Esta salida de tres interruptores involucran diferentes potencias que se interrumpen dependiendo del sitio donde se encuentre el montante averiado; por lo tanto habrá que hacerse (n) arreglos ternarios de acuerdo a los (n) montantes que tenga el esquema.

La Ec. (2-12) aplicable a estos casos tendrá la forma de:

$$G_3 = 0.07 \times n \times \frac{P_m}{P_t} \qquad (3\text{-}58)$$

Donde:

n = Número de montantes del anillo

P_m = Potencia media que se interrumpe por la apertura de los interruptores adyacentes a cada uno de los montantes que fallen.

La potencia media de interrupción (P_m) para este esquema se calcula haciendo la suposición de que primero falla el montante Nº 1 (tomado arbitrariamente) y tomando nota de la potencia que involucra la apertura de los interruptores adyacentes, haciendose lo mismo para los montantes Nos. 2, 3, etc. hasta llegar al montante (n).

De las potencias obtenidas por este procedimiento se saca la media aritmética, que resultará ser la (P_m).

El tiempo de interrpción debido a estas averías será :

$$H_3 = G_3 \times 0.5 \qquad (3\text{-}59)$$

<u>Avería simultanea en montantes</u> (G_4) .- Al igual que en los esquemas anteriores habrán dos casos.

a) "Avería de un montante mientras otro montante está en mantenimiento".

Para este esquema tenemos que los posibles arreglos binarios de los montantes son:

$$A^2_{L+C} = M_{L+C} \; (M_{L+C} - 1)$$

luego el número de averías simultaneas /año estará dado por la Ec. (2-14) que aplicándola a este caso toma la forma de:

$$G_4 = 0.00038\ A^2_{L+C} \times \frac{P_{ms}}{P_t} \qquad (3\text{-}60)$$

Donde:

A^2_{L+C} = Arreglos binarios de los montantes de linea y de carga.

P_{ms} = Potencia media simultanea que se interrumpe al fallar un montante mientras otro montante está en mantenimiento.

La potencia media simultanea (P_{ms}) de interrupción se calcula en forma análoga a (P_m) como se aclarará en el ejemplo de aplicación.

El tiempo de interrupción debido a estas averías Ec. (2-15) será:

$$H_4 = G_4 \times 48 \times \frac{P_{ms}}{P_1} + 0.5\ G_4 \qquad (3\text{-}61)$$

Siendo:

P_{ms} = Potencia asociada al montante averiado que queda fuera de servicio

P_1 = Potencia total de la subestación.

b) "Avería de un montante mientras otro montante está en reparación".

Para este caso son aplicables las ecuaciones (3-55) y (3-56) deducidas anteriormente.

Costo anual de desperfectos para el esquema en anillo (C_{da6})

Sumando todas las posibles averías y haciendo la suma igual a (K_6) · las horas de fuera de servicio totales igual a (H_6) tendremos que el costo total anual de desperfectos Ec. (2-24) para este esquema será:

$$C_{da6} = (K_6 \times C_p \times P_t + H_6 \times C_e \times P_t) \qquad (3\text{-}62)$$

III.5.7.- ESQUEMA BARRA SECCIONABLE:- Para este tipo de esquemas son válidas las Ecs. deducidas para el esquema una sola barra, con la única diferencia que hay que hacer un análisis separado para la avería del montante de acoplamiento de barras que al fallar involucra la pérdida total del servicio.

III.6.- COMPARACION DE ESQUEMAS :- Obtenidos los costos de realización de cada esquema por unidad (P.U.) y en base al costo real del interruptor, sacados los valores totales en U.S. $ de cada uno, esto junto con los costos anuales por desperfectos de cada esquema, tenemos que proceder a estimar la insidencia del costo de desperfectos frente a una inverción mayor por realización de uno u otro esquema.

Para lograr esto es necesario referir los costos anuales por desperfectos a un tiempo mas o menos largo como por ejemplo (30 años).

La actualización de los costos por desperfectos a 30 años será igual a:

$$C_{da30} = C_{da} \left(\frac{(1+i)^{30} - 1}{i} \right) \div (1+i)^{30} \qquad (3\text{-}63)$$

Para la aplicación de la Ec. (3-63) en los diferentes esquemas asumiremos que la rentabilidad del capital será: (i = 12 %) que es el costo de oportunidad de capital.

La comparación entre los diferentes esquemas se efectuará analizando esquema por esquema el costo total de cada uno de ellos, esto es:

$$C_t = C + C_{d30} \qquad (3\text{-}64)$$

Siendo:

C_t = Costo total

C = Costo de realización del esquema considerado

C_{d30} = Costo de desperfectos actualizados a 30 años de cada esquema.

C A P I T U L O IV

IV.1.- EJEMPLO DE APLICACION :- El presente ejemplo pondrá de manifiesto la variación de los costos de los diferentes esquemas análizados cuando a estos se les aumentan los alimentadores de línea y de carga.

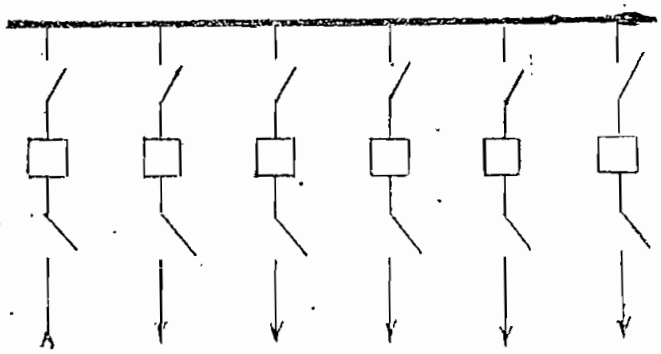
Por ser elevados los costos de los esquemas: doble barra con simple y doble interruptor e interruptor y medio, los omitiremos para este tipo de subestaciones de distribución y se analizarán unicamente los esquemas:

- Una sola barra
- Barra seccionable
- Barra principal y transferencia
- Anillo.

Para cada uno de los esquemas que se estudiarán supondremos primero: que cada subestación tiene un solo alimentador de línea y que los alimentadores de carga varían de 5 a 10. Luego supondremos que cada subestación tiene 2 alimentadores de línea " Con la misma variación de alimentadores de carga". Para este caso supondremos que cada uno de los alimentadores de línea, en caso de falla de cualquiera de ellos, serán capaces de mantener la carga por separado. Cuando este no sea el caso hay que tomar en cuenta que los tiempos de fuera de servicio aumentarán por cuanto para poder entrar en servicio después de una avería, tendran que hacerse seccionamientos a las cargas.

IV.1.1.- ESQUEMA UNA SOLA BARRA

Caso (1-5) 1 alimentador de línea y 5 de carga.



De las Ecs. (3-2) y (3-3) tendremos:

$G_1 = 0.02 \times 1 \times \frac{5}{5} = 0.02$ Avs/año $\quad H_1 = 0.02 \times 60 = 1.2$ hrs/año

De las Ecs. (3-4) y (3-5) tenemos:

$$G_{3L} = 0.02 \times 1 \times \frac{5}{5} + 0.05 \times 1 \times \frac{5}{5} = 0.07 \text{ avs/año}$$

$$G_{3C} = 0.02 \times 5 \times \frac{5}{5} + 0.05 \times 5 \times \frac{5}{5} = 0.35 \text{ avs/año}$$

De las Ecs. (3-6) y (3-7) tenemos:

$$H_{3L} = (0.02 \times 150 + 0.05 \times 8)\frac{5}{5} + 0.5 \times 0.07 = 3.435 \text{ hrs/año}$$

$$H_{3C} = (0.1 \times 150 + 0.25 \times 8)\frac{1}{5} + 0.5 \times 0.35 = 3.575 \text{ hrs/año}$$

$$H_3 = H_{3L} + H_{3C} = 3.435 + 3.575 = 7.15 \text{ hrs/año}$$

Las fallas simultaneas para este tipo de esquema por ser reducidas y además por cuanto las potencias que se interrumpen en caso de fallas son pequeñas, se las desprecia.

Para potencias mayores ya tienen significación y habrá que emplearse las Ecs. (3-9), (3-10), (3-11), (3-13)

(3-14) y (3-15).

Sumando todas las posibles averías y horas de fuera de servicio tendremos:

$K_{15} = 0.44$ avrs/año $\qquad H_{15} = 8.07$ hrs/año

De la Ec. (3-16) tendremos que los costos debidos a interrupciones son:

$$C_{da1} = 0.44 \times 200 \times 5 + 8.07 \times 28 \times 5 = \text{US. \$ } 1569,8$$

Para actualizar estos costos con una rentabilidad del 12 % en 30 años tendremos de las Ecs. (3-63) y (3-64).

$$C_{da30} = C_{da} \times 8.05 \quad \text{esto es:}$$

$$C_{da30} = 1569.8 \times 8.05 = \text{US. \$ } 12636,oo$$

Obtenido el costo debido a desperfectos procedemos a obtener el costo de realización del esquema con los valores dados en la Tabla No. (3-1)

Cantidad	Descripción Elementos activos	Costo PU.
6	Interruptores	6.00
12	Seccionadores tripolares	1.32
6	Juego de trasnf. de tensión	1.98
6	Terna de transf. de corriente	0.72
		10.02 PU.

Al valor de 10.02 PU. hay que agregarle un 50 % que corresponde al costo de los elementos auxiliares y estructuras de conexión, que se las considera proporciona-

les al número de elementos activos de cada esquema.

Luego:

Costo P.U. total = 10.02 x 1.5 = 15.03 PU.

El valor real del interruptor (precio de catálogo más el transporte) es de US. $ 10000,oo; con este valor podemos sacar el costo real de cada esquema y tendremos:

$$C_{15} = 15.03 \times 10000,oo = \text{US. \$ } 150300,oo$$

De la Ec. (3-64) tenemos:

$$C_{tI5} = 12636 + 150300 = \text{US. \$ } 162936,oo$$

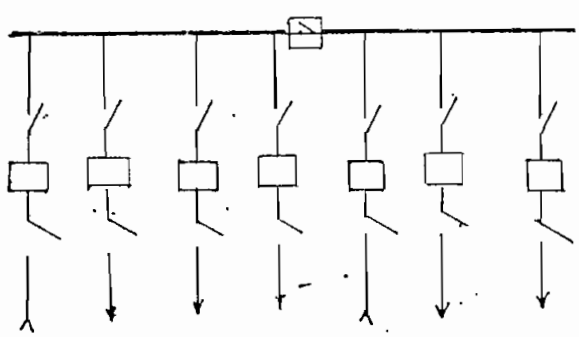
Procediendo en igual forma que la anterior y tomando en cuenta que lo que aumenta son los montantes y varían las potencias de los alimentadores manteniendose constante la potencia total de la subestación, tendremos para los demás casos los resultados expuestos en la tabla No. (4-1) que se detalla a continuación.

L-C	Avrs/año	Hrs/año	Cda30 US.$	Costo US.$	Costo total US.$
1-5	0.44	8.07	12636	150300	162936
1-6	0.51	8.23	13380	175350	188730
1-7	0.58	8.25	13967	200400	214367
1-8	0.65	8.28	14564	225450	240010
1-9	0.72	8.31	15161	250500	265661
1-10	0.79	8.38	15804	275550	291354
2-5	0.51	4.84	9565	175350	184915
2-6	0.58	4.86	10146	200400	210546
2-7	0.65	4.89	10743	225450	236193
2-8	0.72	4.92	11340	250500	261840
2-9	0.79	4.95	11938	275550	287488
2-10	0.86	5.02	12580	300600	313180

Tabla No. (4-1)

IV.1.2.- ESQUEMA BARRA SECCIONABLE :- Para este esquema se analizará el caso de doble alimentación unicamente, por cuanto no se justifica tener barra seccionable si no hay doble alimentación.

Caso (2-5) 2 alimentadores de línea y 5 de carga.



De las Ecs. (3-2) y (3-3) tenemos:

$G_1 = 0.02 \times 1 \times \frac{2.5}{5} = 0.01$ Avrs/año $\quad H_1 = 0.01 \times 60 = 0.6$ h/año

De las Ecs. (3-4) y (3-5) tenemos:

$G_{3L} = 0.02 \times 2 \times \frac{2.5}{5} + 0.05 \times 2 \times \frac{2.5}{5} = 0.07$ avrs/año

$G_{3C} = 0.02 \times 5 \times \frac{2.5}{5} + 0.05 \times 5 \times \frac{2.5}{5} = 0.05+0.125=0.175$ av/año

De las Ecs. (3-6) y (3-7) tenemos:

$H_{3L} = (0.02 \times 150 + 0.05 \times 8) \frac{0}{5} + 0.5 \times 0.07 = 0.035$ hrs/año

$H_{3C} = (0.05 \times 150 + 0.125 \times 8) \frac{1}{5} + 0.5 \times 0.175 = 1.79$ hrs/año

Para el montante de acoplamiento de barras tendremos:

$G_{3a} = 0.02 \times 1 \times \frac{5}{5} + 0.05 \times 1 \times \frac{5}{5} = 0.07$ avrs/año

$H_{3a} = (0.02 \times 150 + 0.05 \times 8) \frac{0}{5} + 0.5 \times 0.07 = 0.035$ hrs/año

Sumando todas las posibles averías y horas de fuera de servicio tendremos:

$K_{25} = 0.325$ avrs/año $\qquad H_{25} = 2.46$ hrs/año

De la Ec. (3-16) tendremos que los costos debidos a interrupciones para este esquema serán:

$C'_{dal} = (0.325 \times 200 \times 5 + 2.46 \times 28 \times 5) =$ US.$ 669.4

Actualizando estos costos para 30 años y con la misma rentabilidad (12 %) tendremos:

$$C_{da30} = 669.4 \times 8.05 = \text{US. \$ } 5389,00$$

<u>Costo de realización del esquema</u> C_{25} .- Este esquema prevé lo siguiente:

Cantidad	D e s c r i p c i ó n Elementos activos	Costo PU.
8	Interruptores	8.00
16	Seccionadores tripolares	1.76
7	Juegos Transf. tensión	2.31
7	Ternas Transf. corriente	0.84
		12.91 PU.

Este valor incrementado en 50 % será:

$$12.91 \times 1.5 = 19.365 \text{ PU.}$$

De donde el valor real del esquema será:

$$C_{25} = \text{US. \$ } 193650,00$$

De la Ec. (3-64) tendremos que el costo real total del esquema será:

$$C_{t25} = 5389 + 193650 = \text{US. \$ } 199039,00$$

En forma análoga llegamos a los resultados de la tabla (4-2).

L-C	Avrs/año	Hrs/año	Cda30 US.$	Costo US.$	Costo total US.$
2-5	0.325	2.46	5389	193650	199039
2-6	0.360	2.52	5738	218700	224438
2-7	0.395	2.48	5975	243750	249725
2-8	0.430	2.51	6290	268800	275090
2-9	0.465	2.52	6583	293850	300433
2-10	0.500	2.54	6893	318900	325793

Tabla No. (4-2)

IV.1.3.- ESQUEMA BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA :-

Caso (1-5) 1 alimentador de línea y 5 de carga.

De las Ecs. (3-2) y (3-3) tendremos:

$G_1 = 0.02 \times 1 \times \frac{5}{5} = 0.02$ avrs/año $\quad H_1 = 0.02 \times 60 = 1.2$ h/año

Para cuando se usa la barra de transferencia, se presentan dos casos:

a).- Se está usando la barra de transferencia mientras se hace mantenimiento a un montante.

De la Ec. (3-17) y (3-18) tenemos:

$$G_{2L} = 0.02 \times 1 \times 0.0055 \times 2 \times \frac{5}{5} = 0.00022 \text{ avrs/año}$$

$$H_{2L} = 0.00022 \times 48 = 0.01 \text{ hrs/año}$$

$$G_{2C} = 0.02 \times 1 \times 0.0055 \times 5 \times \frac{5}{5} = 0.00055 \text{ avrs/año}$$

$$H_{2C} = 0.00055 \times 48 = 0.0264 \text{ hrs/año}$$

b).- Se está usando la barra de transferencia mientras se hace reparaciones a un montante.

De las Ecs. (3-19) y (3-20) tenemos:

$$G'_{2L} = 0.02 \times 1 \times 0.017 \times 2 \times \frac{5}{5} = 0.00068 \text{ avrs/año}$$

$H'_{2L} = 0.00068 \times 60 = 0.041$ h/año

$G'_{2C} = 0.02 \times 1 \times 0.017 \times 5 \times \frac{5}{5} = 0.0017$ Avrs/año

$H'_{2C} = 0.0017 \times 60 = 0.102$ h/año

Para falla de montantes tendremos que asociar a los montantes de linea el montante de acoplamiento de las dos barras ya que por ser más continuo el mantenimiento de estos montantes de línea, el montante de acoplamiento tendrá más tiempo de funcionamiento.

De la Ec. (2-12) tenemos:

$G_{3L} = 0.07 \times 2 \times \frac{5}{5} = 0.14$ avrs/año

Y el tiempo de interrupción será solamente hasta aislar el montante averiado o sea; 0.5 horas, luego:

$H_{3L} = 0.14 \times 0.5 = 0.07$ h/año

De igual manera para los montantes de carga tendremos:

$G_{3C} = 0.07 \times 5 \times \frac{5}{5} = 0.35$ avrs/año $\qquad H_{3C} = 0.175$ h/año

Para las averías simultaneas en montantes caso de mantenimiento, aplicando la Ec.(3-9) y tomando en cuenta que la subestación es pequeña, podemos asumir que los alimentadores son iguales evitando la discriminación de montantes de línea y de carga, esto es:

$G_4 = 0.0004 \times 6(6-1) \times \frac{5}{5} = 0.012$ avrs/año

Para el cálculo de las horas de fuera de servicio Ec.(2-15) y tomando en cuenta que cuando sale un alimentador por avería de un montante, la potencia que se interrumpe es la promedia, tendremos:

$$H_4 = 0.012 \times 48 \times \frac{1.7}{5} + 0.5 \times 0.012 = 0.2 \text{ h/año}$$

De las Ecs.(3-36) y (3-38) tendremos:

$$G'_4 = 0.0027 \text{ avrs/año} \qquad H'_4 = 0.133 \text{ h/año}$$

Sumando todas las posibles averías y horas de fuera de servicio tendremos:

$$K_{15} = 0.528 \text{ avrs/año} \qquad H_{15} = 1.96 \text{ h/año}$$

Y los costos actaualizados a 30 años y 12% de rentabilidad serán:

$$C_{da30} = \text{US.\$ } 6459{,}00$$

<u>Costo del esquema</u> C_{15}.- Este esquema prevé:

Cantidad	Descripción	Costo PU.
	Elementos activos	
7	Interruptores	7.00 "
14	Seccionadores tripolares	2.2 "
6	Juegos de transfor. de tensión	1.98 "
6	Ternas de transfor. de corriente	0.72 "
		11.90 PU.

Este valor incrementado en 50% para los elementos auxiliares será:

$$11.9 \times 1.5 = 17.85 \text{ PU.}$$

de donde el costo real del esquema será:

$$C_{15} = \text{US. \$ } 178500,oo$$

y el costo total será:

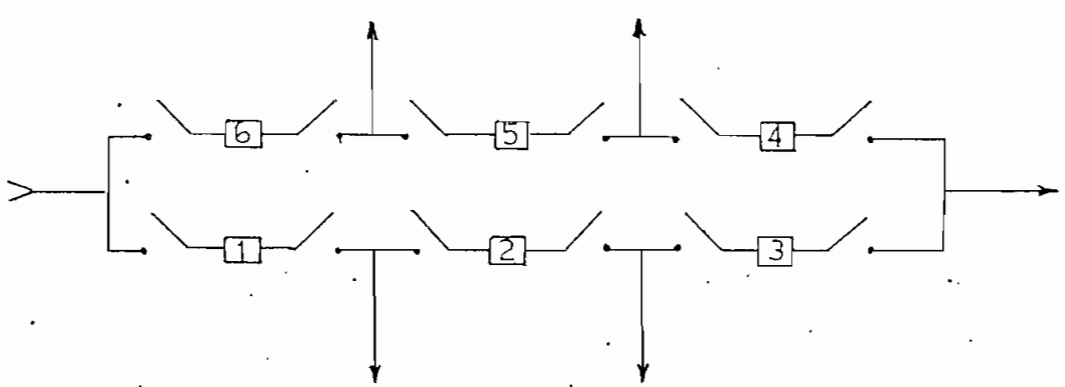
$$C_{t15} = 6459,oo + 178500,oo = \text{US. \$ } 184959,oo$$

Procediendo en forma análoga llegamos a los siguientes resultados:

L-C	Avrs/año	Hrs/año	Cda30 US.$	Costo US.$	Costo total US.$
1-5	0.528	1.96	6459	178500	184959
1-6	0.604	2.08	7208	205200	212408
1-7	0.680	2.21	7964	231900	239864
1-8	0.759	2.34	8751	258600	267351
1-9	0.839	2.47	9540	285300	294840
1-10	0.919	2.60	10328	312000	322328
2-5	0.600	2.26	7382	205200	212582
2-6	0.680	2.44	8220	231900	240120
2-7	0.760	2.60	9043	258600	267643
2-8	0.839	2.76	9864	285300	295164
2-9	0.920	2.92	10697	312000	322697
2-10	1.000	3.09	11530	338700	350230

Tabla No. (4-3)

IV.1.4.- ESQUEMA EN ANILLO :-



Caso (1-5) 1 alimentador de línea y 5 de carga.

Para este y los demás casos, primero calculamos la potencia promedia. (P_m)

Para falla del	montante	N°.	1	salen	5 MW.
"	"	"	2	"	2 "
"	"	"	3	"	2 "
"	"	"	4	"	2 "
"	"	"	5	"	2 "
"	"	"	6	"	5 "
			TOTAL.....		18 MW.

De aqui tenemos que:

$$P_m = \frac{18}{3} = 3 \text{ MW.}$$

Para el cálculo de la potencia media simultanea (P_{ms}) tendremos:

Montante	N°	1	en	mantenimiento	N° 2	en	falla	salen	2 MW
"	"	1	"	"	N° 3	"	"	"	3 "
"	"	1	"	"	N° 4	"	"	"	4 "
"	"	1	"	"	N° 5	"	"	"	5 "
"	"	1	"	"	N° 6	"	"	"	5 "
						TOTAL.....			19 MW.

De aqui tenemos que:

$$P_{ms} = \frac{19}{5} = 3.8 \text{ Mw.}$$

De las Ecs. (3-58) y (3-59) tendremos:

$$G_3 = 0.07 \times 6 \times \frac{3}{5} = 0.252 \text{ avrs/año}$$

$$H_3 = 0.5 \times 0.252 = 0.126 \text{ h/año}$$

De las Ecs. (3-60) y (3-61) tendremos:

$$G_4 = 0.00038 \times 6(6-1) \times \frac{3.8}{5} = 0.00866 \text{ avrs/año}$$

$$H_4 = 0.00866 \times 48 \times \frac{3.8}{5} + 0.5 \times 0.00866 = 0.32 \text{ h/año}$$

De las Ecs (3-36)y(3-38) tendremos:

$G'_4 = 0.0019$ avrs/año $\qquad H'_4 = 0.213$ h/año

Sumando todas las posibles averías y horas de fuera de servicio tendremos:

$K_{15} = 0.26$ avrs/año $\qquad H_{15} = 0.659$ h/año

Y los costos actualizados a 30 años y 12% de rentabilidad serán:

$$C_{da30} = \text{US.\$ } 2835,00$$

<u>Costo del esquema</u> C_{15} .- Este esquema prevé:

Cantidad	Descripción Elementos activos.	Costo PU.
6	Interruptores	6.00 "
12	Seccionadores tripolares	1.32 "
6	Juegos de transf. de potencial	1.98 "
6	Ternas de transf. de corriente	0.72 "
	TOTAL...	10.02 PU.

Este valor incrementado en 50% será:

$$10.02 \times 1.5 = 15.03 \text{ PU.}$$

De donde el costo real del esquema será:

$$C_{t15} = 2835,oo + 150300,oo = 153135,oo \text{ US. \$}$$

Procediendo en forma análoga llegamos a los siguientes resultados:

L-C	Avrs/año	Hrs/año	Cda30 US.$	Costo US.$	Costo total US.$
1-5	0.260	0.659	2835	150300	153135
1-6	0.270	0.800	3075	175350	178425
1-7	0.278	0.955	3314	200400	203714
1-8	0.284	1.128	3557	225450	229007
1-9	0.290	1.320	3822	250500	254322
1-10	0.298	1.520	4121	275550	279671
2-5	0.216	0.245	2015	175350	177365
2-6	0.217	0.249	2028	200400	202428
2-7	0.218	0.245	2031	225450	227481
2-8	0.220	0.246	2048	250500	252548
2-9	0.220	0.220	2021	275550	277561
2-10	0.220	0.223	2022	300600	302622

Tabla No.(4-4)

IV.2.- CONCLUSIONES :- Si comparamos los resultados de las tablas (4-1),(4-2),(4-3) y (4-4) vemos que el esquema más económico para este tipo de subestaciones resulta ser el anillo.

De las Figs. (3-1) y (3-1a) se observa que los costos de realización de los esquemas es sumamente crecido en comparación con los costos por desperfectos actualizados a 30 años (C_{da30}), luego quiere decir que para subestaciones de pequeña potencia, el factor más importante a tomarse en cuenta es el costo de instalación.

Del exámen de las Figs. (3-2) y (3-2a) notamos que las rectas tienen diferentes pendientes, siendo el esquema tipo barra seccionable el de menor pendiente; esto significa que a mayor número de alimentadores, este esquema tiende a rebajar los costos más rapidamente que los otros.

Los costos de instalación Figs. (3-1) y (3-1a) son rectas, esto se debe a que los valores de los esquemas son proporcionales al número de elementos activos que prevé cada uno, de aquí que el esquema una sola barra con el esquema anillo coincidan sus gráficos.

En los gráficos (3-3) y (3-3a), vemos que los costos por desperfectos (C_{da30}) son practicamente constantes para cuándo tienen uno o dos alimentadores de línea, no así para el esquema en anillo en donde se puede apreciar que para doble alimentación de línea los costos (C_{da30}) casi permanecen constantes, cuando se aumentan los alimentadores de carga.

Si de la Ec. (3-1) sacamos el grado de funcionabilidad para cada esquema tendremos:

L-C	Una Barra	Barra Secble.	Barra Prinpl. y Transf.	Anillo
1-5	0.12	--	0.50	1.50
1-6	0.12	--	0.48	1.25
1-7	0.12	--	0.45	1.05
1-8	0.12	--	0.43	0.88
1-9	0.12	--	0.40	0.76
1-10	0.12	--	0.38	0.65

Tabla Nº (4-5)

L-C	Una Barra	Barra Secble.	Barra Prinpl. y transf.	Anillo
2-5	0.2	0.4	0.44	4.08
2-6	0.2	0.4	0.41	4.01
2-7	0.2	0.4	0.38	4.08
2-8	0.2	0.4	0.36	4.06
2-9	0.2	0.4	0.34	4.50
2-10	0.2	0.4	0.32	4.48

Tabla N°. (4-5)

Según puede verse en la tabla (4-5) el esquema de mayor grado de funcionabilidad resulta ser el ANILLO con doble alimentación, además tenemos que advertir que el grado de funcionabilidad del esquema una sola barra y barra seccionable tienen grados de funcionabilidad constantes. El grado de funcionabilidad del esquema barra principal y transferencia resulta ser el más irregular, no así el anillo que al aumentar los alimentadores de línea tiende a mejorar y estabilizarse en un solo valor.

De todo lo expuesto tenemos que concluir, que para subestaciones tipo distribución de potencias del orden de (5MW) el esquema más económico y funcionable resulta ser el ANILLO.

Si aumentamos la potencia de la subestación los costos totales varían linealmente como se puede ver en la Fig. No.(3-4); no así los costos por alimentador Fig. (3-5) donde tanto el esquema : 1 barra, barra seccionable y barra

principal tienden a decrecer, pero que ninguno de ellos va a bajar al costo del alimentador del anillo.

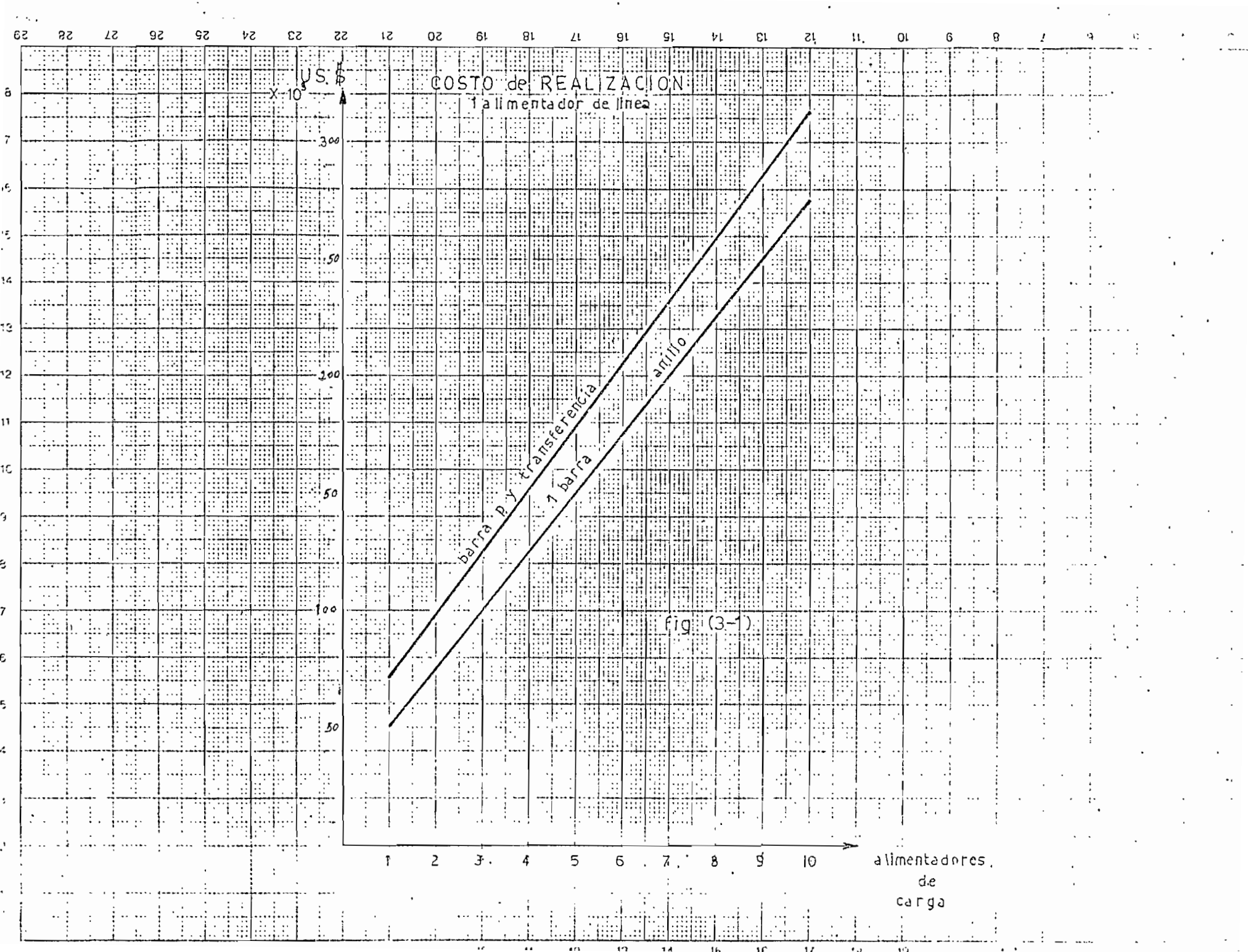

US $
X 10³
COSTO de REALIZACION
1 alimentador de línea
300
50
200
50
100
50
barra p y transferencia
1 barra
anillo
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
alimentadores de carga

fig. (3-1)

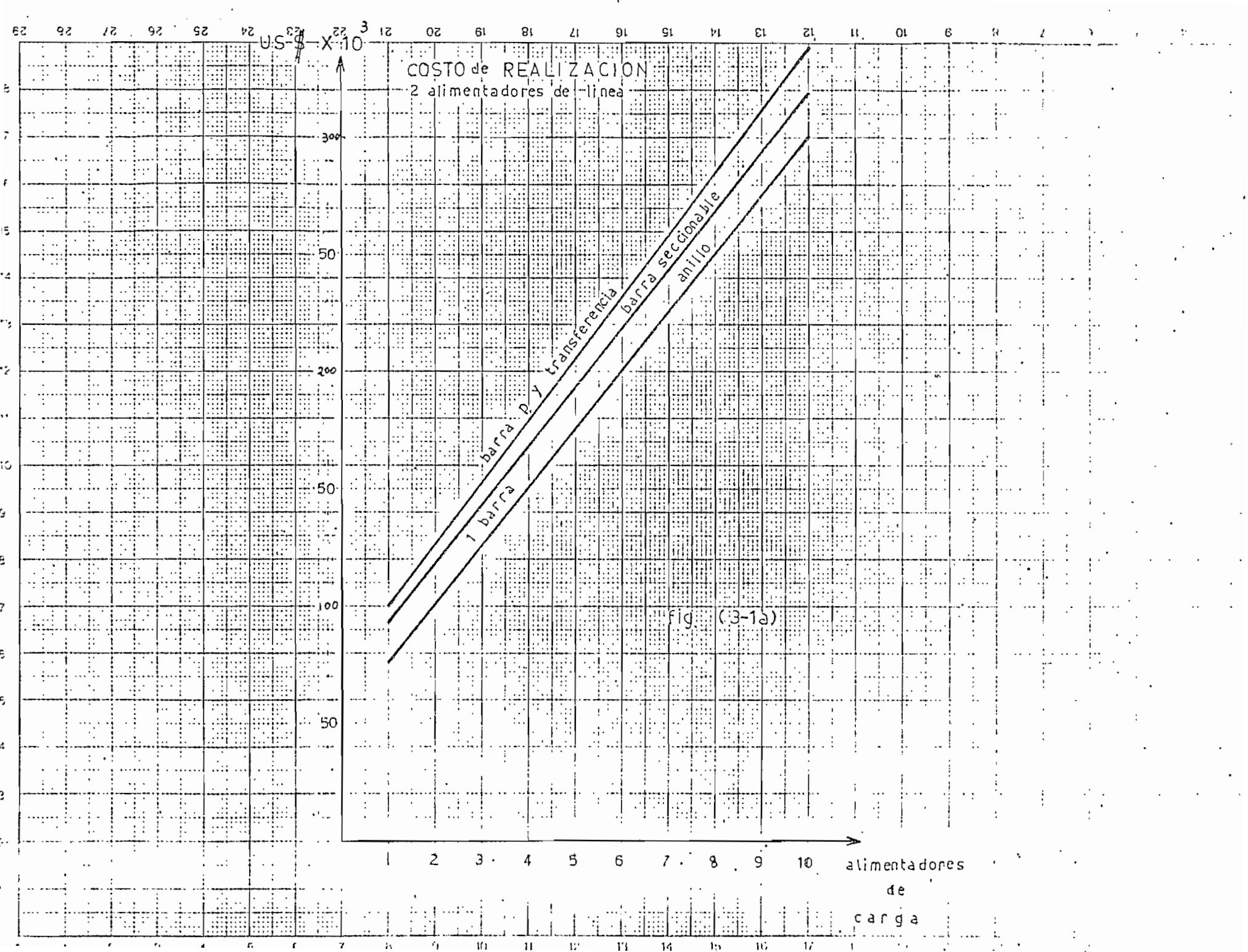

US-$ X 10^3
COSTO de REALIZACION
2 alimentadores de linea
300
50
200
50
100
50
barra p. y transferencia
barra seccionable
anillo
1 barra
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
alimentadores de carga

fig. (3-1a)

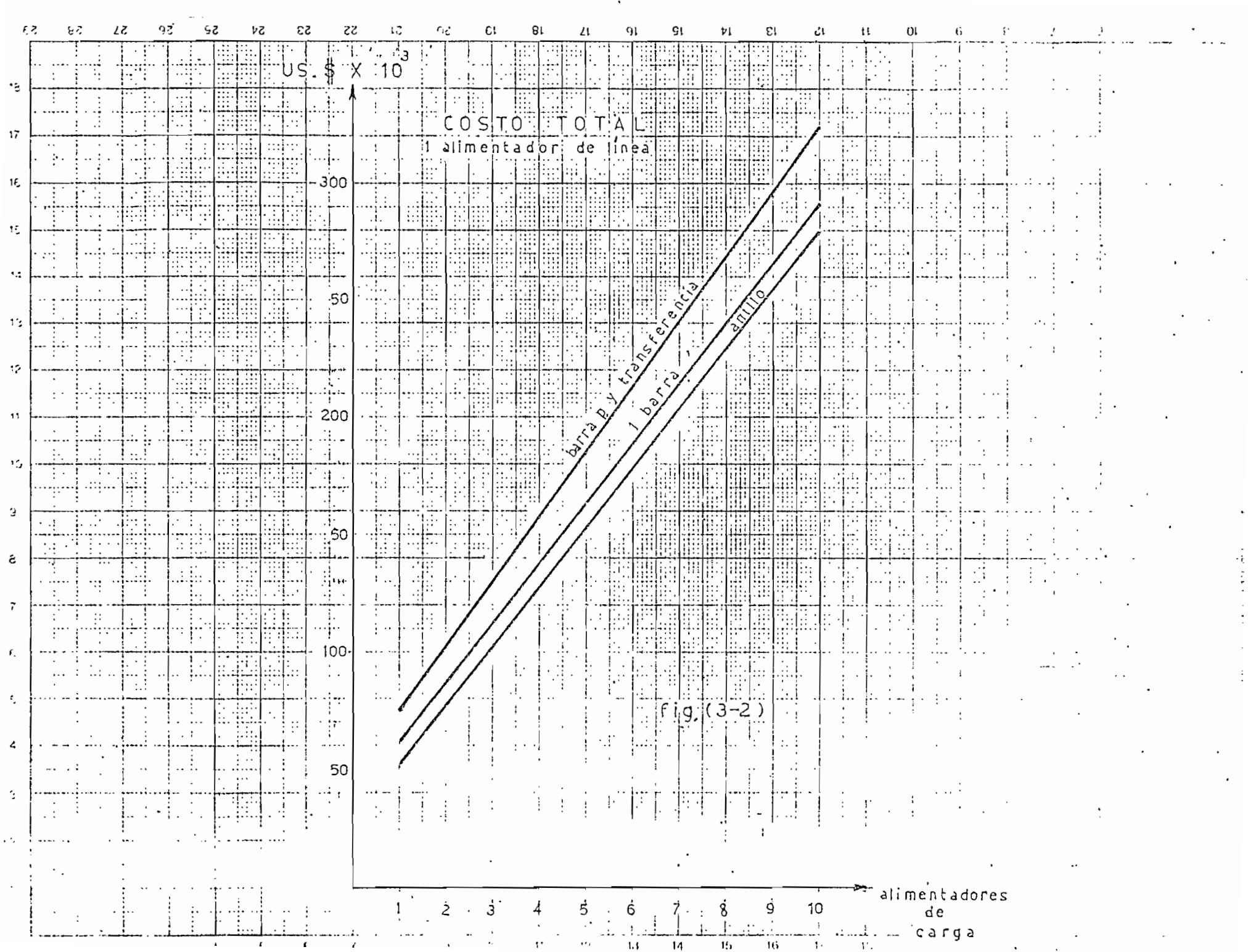

US. $ X 10^3
COSTO TOTAL
1 alimentador de línea
300
50
200
50
100
50
barra p. y transferencia
1 barra
anillo
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
alimentadores de carga

fig. (3-2)

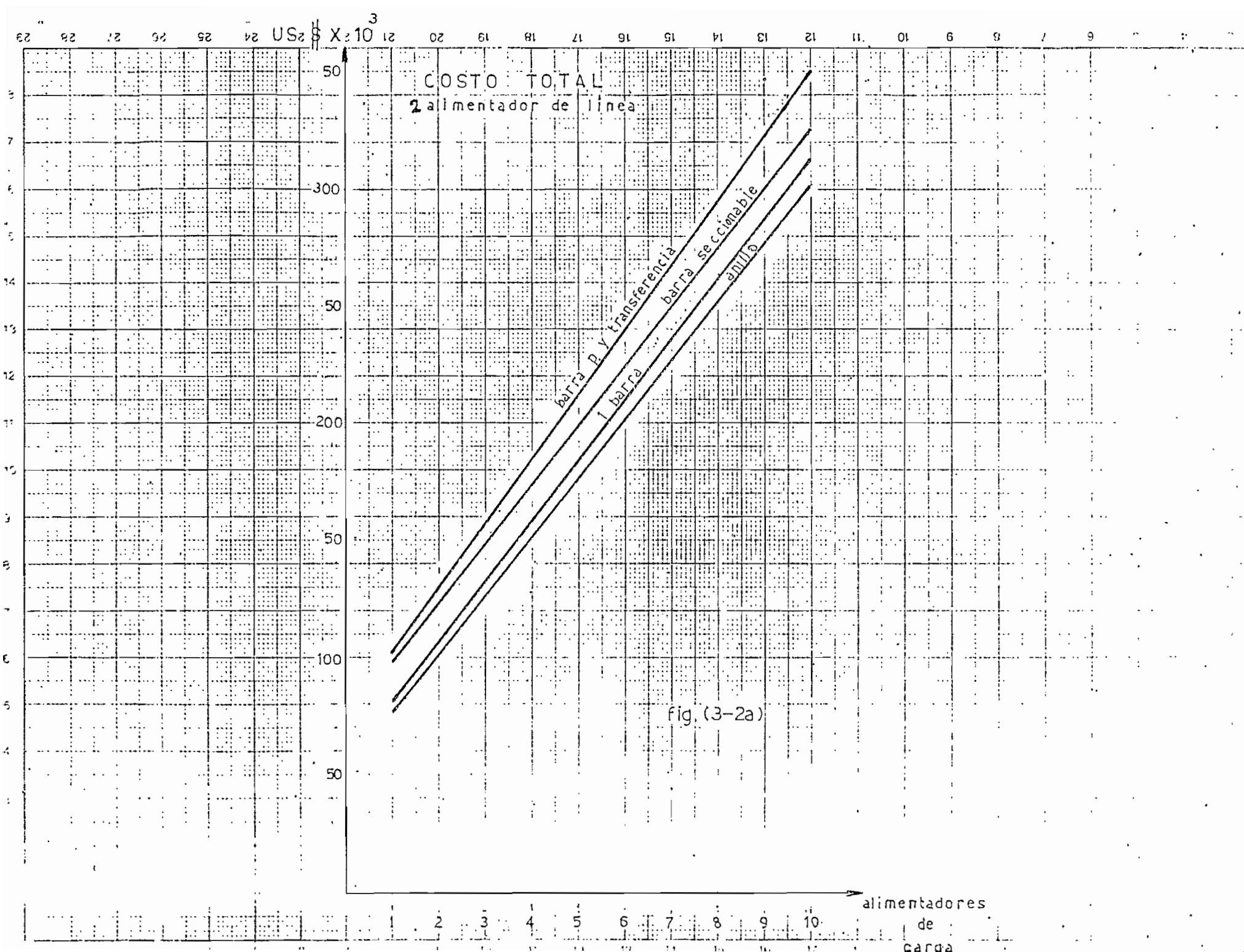

US$ X 10^3
COSTO TOTAL
2 alimentador de linea
barra P. y transferencia
barra seccionable
1 barra
anillo
50
300
50
200
50
100
50
alimentadores de carga
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

fig. (3-2a)

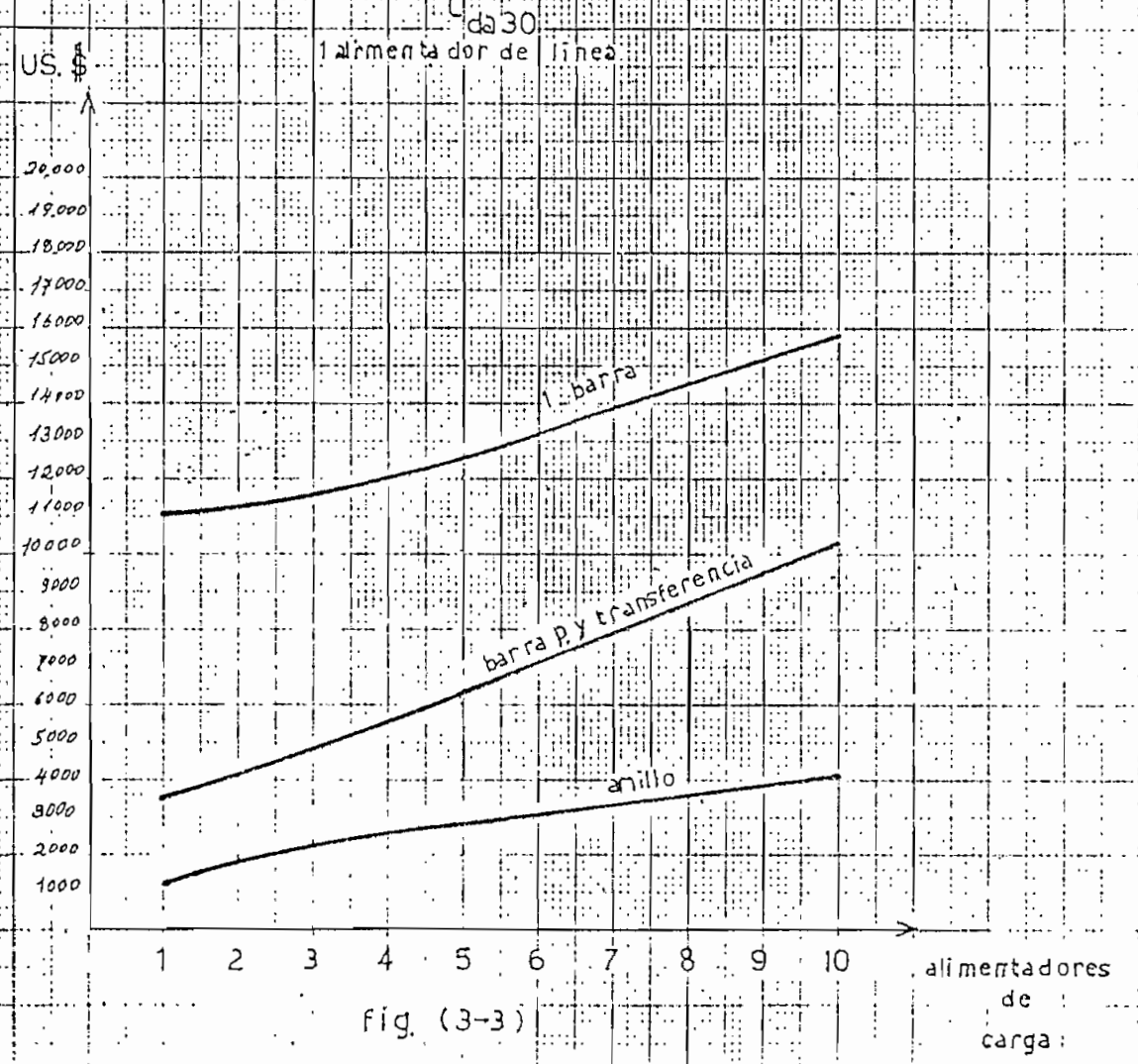

C da 30
1 alimentador de línea
US. $
20,000
19,000
18,000
17,000
16000
15000
14000
13000
12,000
11000
10000
9000
8000
7000
6000
5000
4000
3000
2000
1000
1 barra
barra p. y transferencia
anillo
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
alimentadores de carga

fig. (3-3)

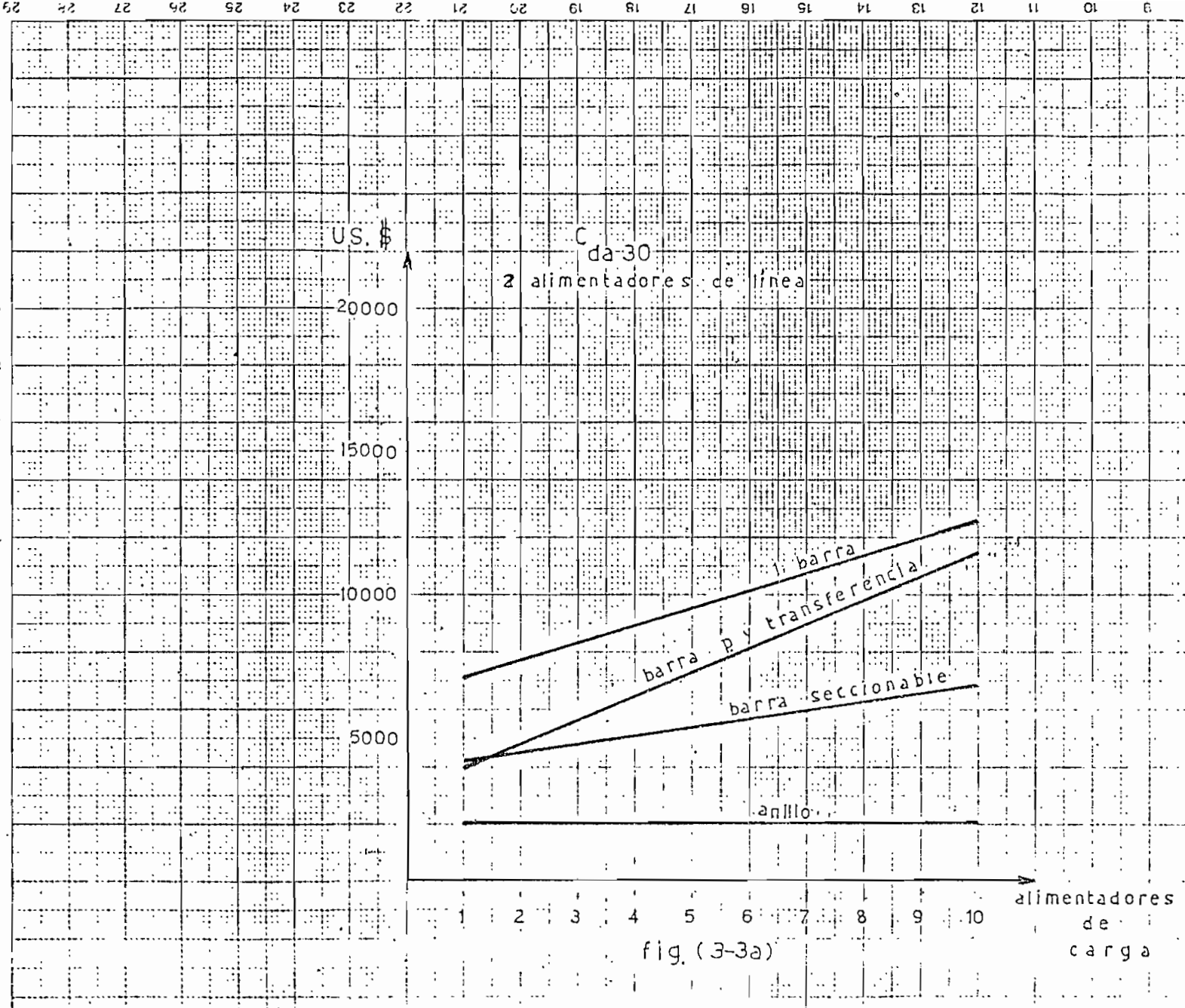
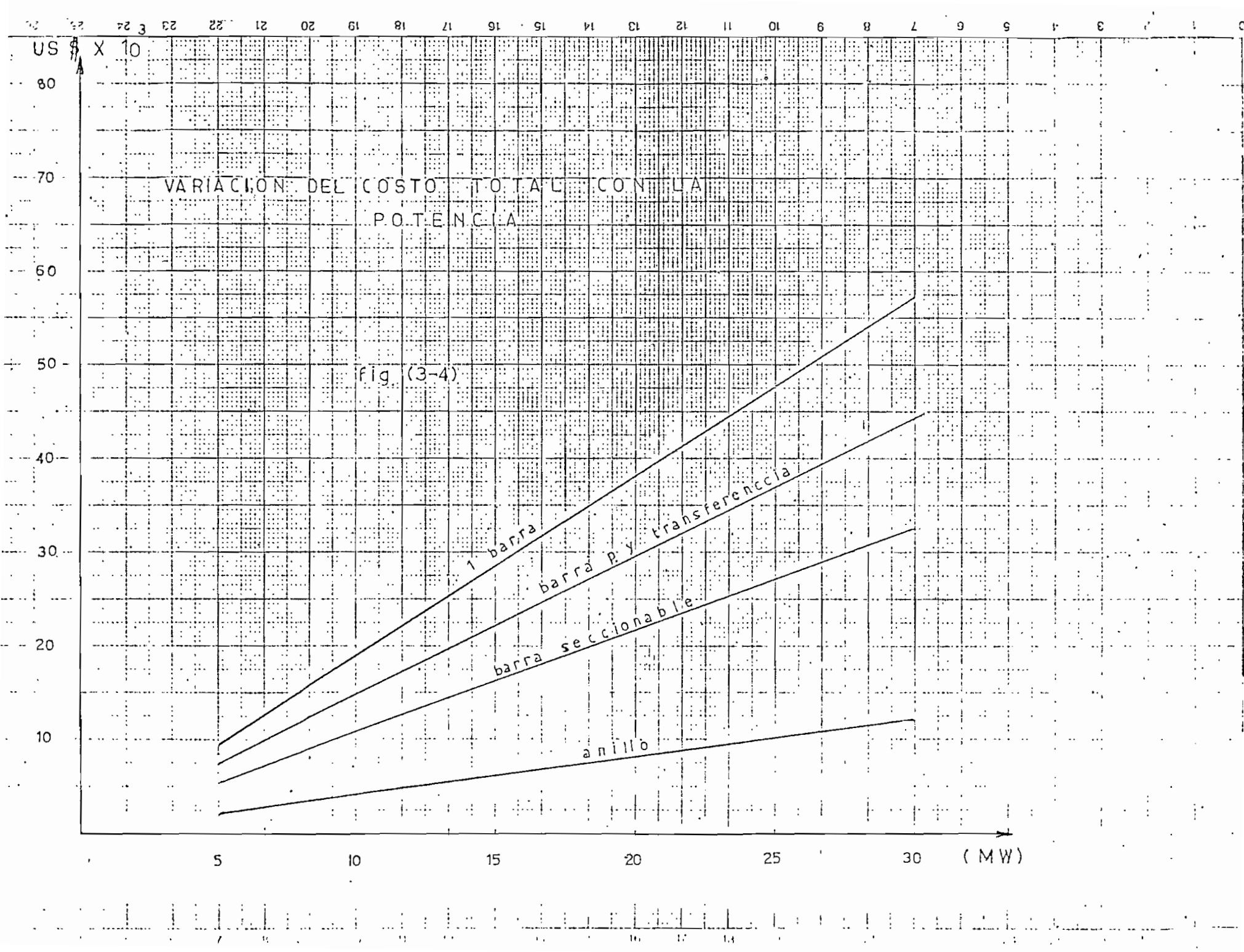

US. $
C da 30
2 alimentadores de línea
20000
15000
10000
5000
1 barra
barra p y transferencia
barra seccionable
anillo
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
alimentadores de carga

fig. (3-3a)


US $ X 10
80
70
60
50
40
30
20
10
VARIACION DEL COSTO TOTAL CON LA POTENCIA
fig (3-4)
1 barra
barra p. y transferencia
barra seccionable
anillo
5
10
15
20
25
30
(MW)

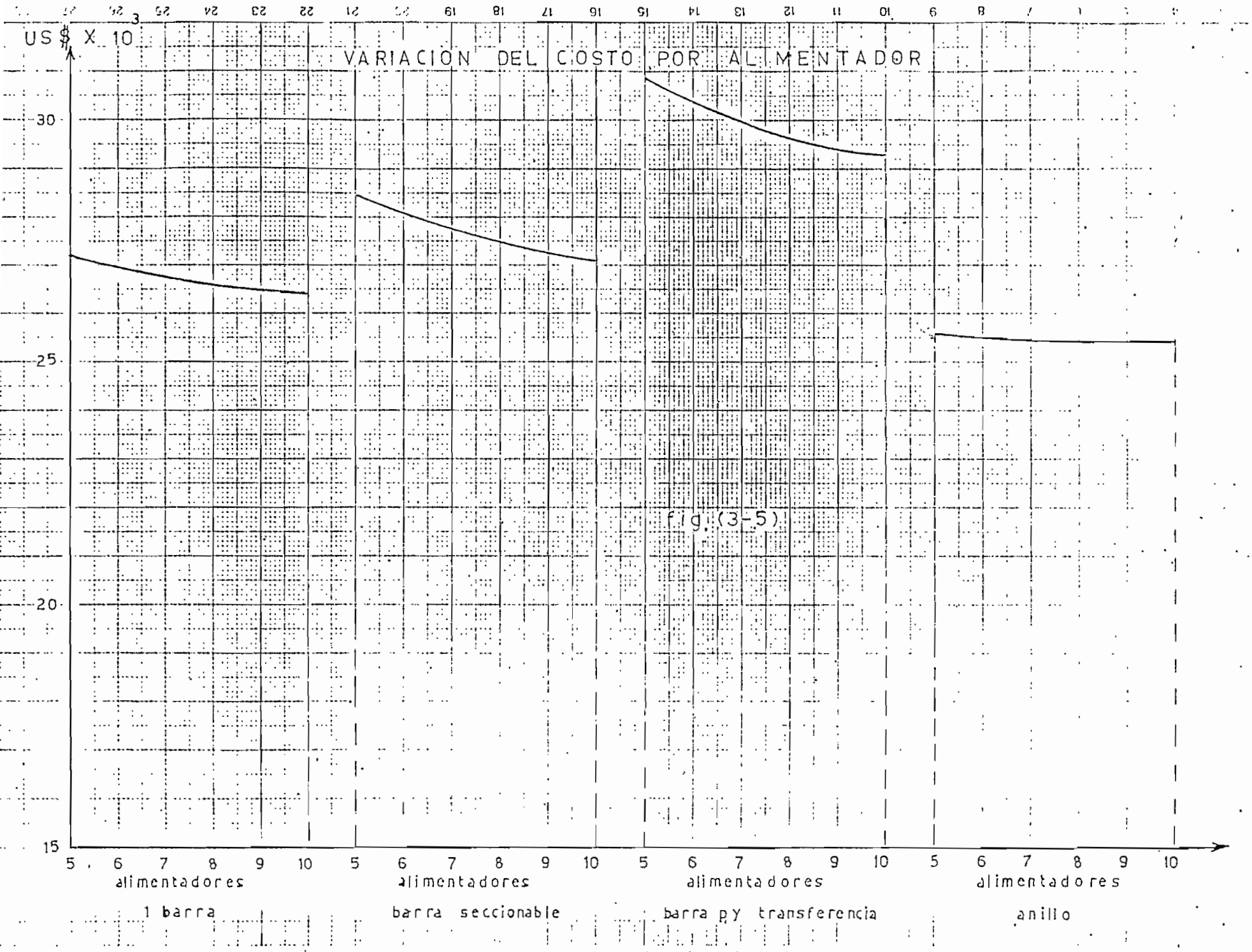

US $ X 10^3
VARIACION DEL COSTO POR ALIMENTADOR
30
25
20
15
5 6 7 8 9 10
alimentadores
1 barra
5 6 7 8 9 10
alimentadores
barra seccionable
5 6 7 8 9 10
alimentadores
barra p y transferencia
5 6 7 8 9 10
alimentadores
anillo

fig. (3-5)

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

L_1 Proyecto Pisayambo.- Estudio general del sistema eléctrico. Informe general por los consultores internacionales INCONEC. Mayo/71

L_2 Julio Jurado. Protecciones eléctricas. Apuntes de clase año lectivo 1973-1974

L_3 Comisión de integración eléctrica regional. Subcomité de distribución de energía eléctrica. Tomo V año 1972

L_4 Endesa.- Instrucciones de conservación preventiva. División de subestaciones. Enero/69

L_5 Comisión de integración eléctrica regional. Subcomité de ingeniería de sistemas eléctricos. Mayo/76

L_6 General Electric Apparatus. Catalog 1976

L_7 Estaciones de transformación y distribución
Enciclopedia CEAC. de electricidad.
Segunda edición Mayo/74

L_8 Instalaciones de baja tensión - Cálculo de líneas eléctricas.
Primera edición Dbre/74