

Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



PROYECTO DE LA SUBESTACION DE TRANSMISION "PANDO"

60 10 KV

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico-Electricista

Jorge Luis Sanchez Ayala

Promoción 1979 - II

LIMA - PERU - 1988

C O N T E N I D O

Pág.

PROLOGO

CAPITULO I : INTRODUCCION

- 1.1 Consideraciones iniciales 02
- 1.2 Ubicación de la nueva Subestación de Transmisión "Pando" 60/10 kV y Condiciones Físicas 03

CAPITULO II : SELECCION DEL TIPO DE SUBESTACION DE TRANSMISION Y DEL SISTEMA DE BARRAS

- 2.1 Selección del tipo de Subestación de Transmisión 60/10 kV 06
 - 2.1.1 Introducción 06
- 2.2 Elección del Sistema de barras 60 kV 07
 - 2.2.1 Introducción 07
 - 2.2.2 Características generales de las instalaciones - de distribución 08
 - 2.2.2.1 Características de Operación 08
 - 2.2.2.2 Características Constructivas 09
 - 2.2.2.3 Características Económicas 10
 - 2.2.3 Sistemas de barras empleados en Subestaciones 11
 - 2.2.3.1 Sistemas con simple juego de barras 11
 - 2.2.3.2 Sistemas con doble juego de barras 14
 - 2.2.4 Procedimiento de Selección de un Sistema de barras 19
 - 2.2.4.1 Información previa 19

	<u>Pág.</u>	
2.2.4.2	Alternativas de solución	20
2.2.4.3	Características de la instalación en proyecto y su importancia relativa	21
2.2.4.4	Comparación de las alternativas de solución	22
2.2.5	Elección del Sistema de barras 60 kV de la S.E. de T. Pando	22
2.2.5.1	Información previa	22
2.2.5.2	Alternativas de solución	24
2.2.5.3	Características del Sistema de barras de la S.E. de T. Pando y su importancia relativa	25
2.2.5.4	Comparación de las alternativas de solución	27
CAPITULO III: DISEÑO DE LA SUBESTACION DE TRANSMISION		
3.1	Introducción	35
3.2	Consideraciones preliminares	36
3.3	Niveles de aislamiento y distancias mínimas entre elementos de una instalación	27
3.3.1	Dimensionado del aislamiento	37
3.3.2	Distancias mínimas	38
3.4	Cálculo de los interruptores de A.T.	39
3.4.1	Cálculo por corriente nominal	39
3.4.2	Cálculo por potencia de ruptura	40
3.4.3	Cálculo por corriente límite térmica	40
3.4.4	Cálculo por corriente límite dinámica	40

	<u>Pág.</u>	
3.4.5	Cálculo de los interruptores 60 kV	41
3.4.6	Cálculo de los interruptores 10 kV	42
3.5	Cálculo de los seccionadores 60 kV	43
3.6	Determinación del tipo y sección de las barras colectoras	43
3.6.1	Introducción	43
3.6.2	Corriente nominal	44
3.6.3	Esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito	45
3.6.3.1	Cálculo del esfuerzo electrodinámico	45
3.6.3.2	Dimensionamiento de aisladores	46
3.6.3.3	Dimensionamiento mecánico de las barras colectoras	47
3.6.4	Efectos Térmicos	48
3.6.4.1	Efectos térmicos producidos por la corriente nominal	48
3.6.4.2	Efectos térmicos producidos por la corriente de cortocircuito	48
3.6.5	Resonancia	50
3.6.6	Cálculo de las barras colectoras 60 kV	51
3.6.6.1	Cálculo por corriente nominal	51
3.6.6.2	Cálculos en base a la corriente de cortocircuito	54
3.6.6.3	Cálculo en base a los efectos térmicos	55
3.6.6.4	Cálculo por resonancia	56

	<u>Pág.</u>	
3.6.7	Cálculo de las barras colectoras 10 kV	57
3.6.7.1	Cálculo por corriente nominal	57
3.6.7.2	Cálculos mecánicos	59
3.6.7.3	Cálculo por resonancia	61
3.6.7.4	Cálculo por sobreelevación de temperatura	61
3.7	Transformadores de potencia 60/10 kV	62
3.8	Transformadores de medida de A.T.	62
3.8.1	Consumo de equipos, aparatos y conexiones alimentados por transformadores de medida	63
3.8.2	Selección de los transformadores de medida	65
3.8.2.1	Transformadores de medida 60 kV	65
3.8.2.2	Transformadores de medida 10 kV	67
3.9	Diseño de la malla de puesta a tierra	67
3.9.1	Introducción	67
3.9.2	Objetivos del sistema de puesta a tierra	68
3.9.3	Definiciones	69
3.9.4	Proceso para el diseño del sistema de puesta a tierra para subestaciones de transmisión	72
3.9.5	Parámetros que determinan la malla de puesta a tierra	73
3.9.6	Variables que afectan el diseño de la malla de puesta a tierra	73
3.9.6.1	Determinación de las tensiones de toque y de paso límites tolerables	73

	<u>Pág.</u>	
3.9.6.2	Determinación de la resistividad del terreno	77
3.9.6.3	Determinación de la máxima corriente de falla a tierra	84
3.9.7	Consideraciones para el diseño de la malla de puesta a tierra	89
3.9.8	Diseño de la malla de puesta a tierra de la S.E. de T. Pando 60/10 kV	98
3.10	Transformador 10/0.22 kV para los Servicios Auxiliares	103
3.11	Cálculo de las baterías 120 V c.d.	104
3.12	Protección	105
3.12.1	Introducción	105
3.12.2	Criterios para la elección del sistema de - protección	106
3.12.3	Estudio de la Protección de la Subestación de Transmisión Pando 60/10 kV	108
3.12.3.1	Protección de la Zona 60 kV	109
3.12.3.2	Protección del Transformador de Potencia 60/10 kV	110
3.12.3.3	Protección de la Zona 10 kV	114
3.13	Medición	114
3.14	Telemedición	114
 CAPITULO IV : ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES		
4.1	Zona de 60 kV	115

	<u>Pág.</u>	
4.2	Zona de Transformadores de Potencia	118
4.3	Zona de 10 kV	119
4.4	Equipos importantes de B.T.	122
4.5	Diversos equipos de medida	123
4.6	Estructuras metálicas	124
CAPITULO V : METRADO Y PRESUPUESTO		
5.1	Introducción	125
5.2	Metrado y presupuesto de los equipos A.T. y B.T.	125
5.3	Metrado y presupuesto de la obra electromecánica	126
5.3.1	Materiales, equipos y jornales	126
5.3.2	Sub-Partidas	127
5.3.3	Partidas	127
5.3.4	Totales por índice CREPCO	128
5.3.5	Monto final del presupuesto	128
5.4	Presupuesto integral de la S.E. de T. Pando 60/10 kV	128
	CONCLUSIONES	147
	BIBLIOGRAFIA	148
	PLANOS	149
	APENDICE	150

P R O L O G O

La presente Tesis de Grado trata sobre el Proyecto de la Subestación de Transmisión "Pando" 60/10 kV de propiedad de Electrolima, en base a los datos obtenidos en la etapa de planeamiento.

El proyecto integral de una subestación de transmisión involucra una serie de áreas, tanto de la ingeniería electromecánica como de otras áreas fuera de ella. Es por ello que el presente proyecto requirió de coordinaciones con todas las especialidades involucradas, con la finalidad de obtener un proyecto factible tanto técnico como económicamente posible.

He tratado de desarrollar el presente trabajo de una manera secuencial y académica, pensando siempre en los estudiantes de la especialidad, para los cuales espero les sea de utilidad para los trabajos similares que puedan presentársele durante su ejercicio profesional.

Deseo expresar mi profundo agradecimiento a Electrolima, por las facilidades brindadas para el desarrollo del presente tema; asimismo, agradezco al Ing. Ubaldo Rosado A., quien permanentemente estuvo asesorándome en la ejecución de esta Tesis.

Jorge Luis Sánchez Ayala

1.

INTRODUCCION

1.1 Consideraciones iniciales

Dentro de las responsabilidades inherentes a las Empresas Regionales de Electricidad está el de suministrar adecuadamente la cantidad de energía que les sean requeridas por los usuarios y ello a través de una adecuada planificación, que le permita satisfacer en forma oportuna las necesidades eléctricas a corto, mediano y largo plazo.

De los estudios llevados a cabo por el Sector de Planeamiento de la Empresa Regional Electrolima, se hace necesario construir una nueva subestación de transmisión a ubicarse - en la Urbanización Chacra Ríos Sur de la provincia de Lima, definiéndose en la etapa de planificación determinados parámetros que serán la base para iniciar el diseño de esta nueva subestación.

Actualmente la zona de influencia de la nueva S.E. de T. Pando se encuentra atendida a la tensión 10 kV por las subestaciones de transmisión Mirones, Maranga, Pershing, Barsi y Gálvez. La entrada en servicio de la S.E. de T. Pando permitirá descargar los alimentadores 10 kV en dichas SS. EE. de T.

Asimismo, el sector de Planeamiento determinó la convenien-

cia del ingreso en servicio de la S.E. de T. Pando debido a su menor costo comparado con los refuerzos necesarios en caso de postergarse y de la utilización razonable que deben tener estos refuerzos después del ingreso de la subestación.

1.2 Ubicación de la nueva Subestación de Transmisión "Pando" 60/10 KV y Condiciones Físicas

La nueva Subestación de Transmisión "Pando" 60/10 kV se ubicará en la cuadra 14 de la Av. Belisario Sosa Peláez frente a la Avenida Eduardo del Castillo, tal como se indica en el plano No. MC-01.

El área total del terreno, propiedad de Electrolima es de 1,200 m²; por ubicarse el terreno en caso urbano y por experiencias similares la subestación de transmisión Pando 60/10 kV será de tipo interior en edificio.

La Subestación de Transmisión "Pando" estará ubicada cerca de la costa, zona en la cual durante las 3/4 partes del año la atmósfera está cargada de neblina y sal, y la humedad relativa fluctúa entre el 70% y 99%.

Durante el año la temperatura ambiente varía 10⁰C y 30⁰C . El Perú y específicamente toda la costa del Pacífico se sitúa en una región telúrica. Los más fuertes terremotos durante los últimos años llegaron hasta el grado de VIII de la Escala de Mercalli modificada. Por ello, todas las

construcciones así como los equipos electromecánicos deben ser diseñados para poder soportar esfuerzos causados por movimientos sísmicos hasta:

0.5 g para aceleración horizontal
0.2 g : para aceleración vertical
0 - 10 c/s : frecuencia de los movimientos

La nueva Subestación de Transmisión 60/10 kV será alimentada a través de dos líneas de alimentación en 60 kV que llegarán desde la Subestación de Transmisión "Barsi" quedando la S.E. de T. Pando en cola. Se considerará además cuatro (4) celdas 60 kV de reservas, para su utilización de acuerdo al comportamiento de la red de Electrolima.

Deberá considerarse también tres (3) celdas de transformadores de potencia 60/10 kV para satisfacer la demanda en 10 kV de la zona, utilizando para ello celdas de salida en 10 kV para los respectivos alimentadores. En una primera etapa sólo se equiparán dos celdas de transformadores en correspondencia a la demanda actual.

En la zona 10 kV se equiparán en esta etapa 14 celdas de salida, dos celdas de acoplamiento, dos celdas 10 kV para la recepción de los transformadores de potencia, dos celdas para los transformadores de tensión y una celda para ubicar el transformador 10/0.22 kV para los servicios auxiliares.

La demanda actual en 10 kV de la zona en que se construirá

Subestación de Transmisión "Pando", es de 32 MVA.

Para el diseño de la Subestación materia del presente trabajo se considerará la máxima demanda total que tomará en la etapa final prevista, la cual se estima en 70 MVA en 10 kV y de 86 en 60 kV.

La potencia de corto circuito trifásico actual en 60 kV es de 680 MVA, de igual manera la potencia de corto circuito trifásico actual en 10 kV es de 200 MVA.

2.

SELECCION DEL TIPO DE SUBESTACION DE TRANSMISION Y DEL SISTEMA DE BARRAS

2.1 Selección del tipo de Subestación de Transmisión 60/10 kV

2.1.1 Introducción

La principal consideración que se tiene que tomar en cuenta para el proyecto de una S.E. de T. es el de seleccionar el tipo de instalación, ya sea interior o exterior, y según ello optar la disposición constructiva más apropiada para la futura instalación.

Para ello la elección dependerá en especial de las condiciones particulares de cada caso; entre las que se pueden citar, la superficie de terreno disponible, la configuración de la misma, la importancia de servicio que deberá prestar y alguna otra condición que se pueda considerar significativa.

En función de una serie de factores técnicos, económicos y estéticos, se decide si la subestación que se diseñará será proyectada como una instalación al interior o al exterior. En este sentido, en el caso particular de la S.E. de T. Pando, tiene gran influencia el terreno disponible.

Por el área disponible y por la característica de la proyec

tada subestación que contará con celdas de 60 y 10 kV y paneles de mando y control, así como sala de baterías, se tiene que optar necesariamente por el tipo de instalación interior, que por otro lado son las soluciones empleadas por Electrolima para sus SS.EE. de T. 60/10 kV que tienen el limitante de la disponibilidad de terreno y el de ubicarse en zonas urbanas.

2.2 Elección del Sistema de barras 60 kV

2.2.1 Introducción

La envergadura de una instalación está fijada por el número de derivaciones de alimentación y de consumo de energía. El grado de seguridad de abastecimiento de esta energía es un factor preponderante en la elección del sistema de barras.

En subestaciones importantes es necesario un estudio detenido, que tome en cuenta las diferentes consideraciones tanto técnicas como económicas, ya que si se analiza únicamente en base a la seguridad de servicio, la elección puede resultar muy costosa y rígida; si por el contrario, se elige un sistema de barras económico, muchos de los requerimientos técnicos pueden no ser cumplidos.

Desde este punto de vista, el sistema de barras a determinarse debe considerar un balance técnico-económico entre las diferentes alternativas y la solución no será la misma

en todos los casos, pues no puede determinarse un sistema de barras general que cumpla con los requerimientos de cualquier tipo de instalación y que, paralelamente sea económico.

En el presente acápite, se definirán las características más importantes de los sistemas de barras más usuales utilizadas en las instalaciones 60/10 kV y seguidamente se mostrará un método calificativo, que permitirá realizar una evaluación ordenada de las diferentes alternativas de solución.

2.2.2 Características generales de las instalaciones de distribución

Se describen a continuación las características más importantes de las subestaciones, en función de los equipos de maniobra y de protección, asociados al sistema de barras.

2.2.2.1 Características de Operación

a. Seguridad de Servicio

Se refiere a las garantías que ofrece un sistema de barras para mantener la continuidad de servicio en mayor o menor grado, respecto a las diferentes fallas.

Si la subestación en estudio es de suma importancia, debido a las cargas que abastece, es indudable que es

te criterio primará sobre los demás. Sin embargo, deberán considerarse también otros factores que posibilitarán la ejecución de la instalación, así como su correcto funcionamiento.

b. Facilidad de Mantenimiento

Relacionado con la capacidad del sistema de barras de permitir los trabajos de mantenimiento en la subestación sin pérdida, en el caso ideal, de algún circuito o del menor número de circuitos en general.

El mantenimiento se refiere a la reparación y limpieza de los elementos constitutivos de la Subestación.

c. Flexibilidad de Operación

Son las facilidades que otorga un sistema de barras para combinar las cargas, según los requerimientos de operación y bajo un determinado esquema de flujo de carga.

La importancia de esta característica está relacionada con la complejidad del sistema de potencia, del cual la subestación forma parte.

2.2.2.2 Características Constructivas

a. Facilidad de Ampliaciones

Es la facilidad que otorga cada sistema de barras para poder realizar ampliaciones, sin recurrir a la suspensión parcial o total del servicio.

Este factor es de suma importancia, ya que es normal que las subestaciones se proyecten para equiparles por etapas, o que en ellas realicen ampliaciones imprevistas.

b. Simplicidad de Disposición y Conexión de Equipos

Característica que permite tener una rápida visualización del sistema y facilita la operación y ejecución de maniobras. Con una buena disposición se reduce al área de ocupación y se simplifican las futuras ampliaciones.

2.2.2.3 Características Económicas

a. Area del Terreno

Se refiere a la disponibilidad y condiciones del terreno donde se montará la subestación. Este factor es limitativo para algunos sistemas de barras y, en el límite, puede darse el caso que el sistema de barras óptimo quede descartado ante la imposibilidad de construcción.

Se refiere a los gastos directos que deberá efectuarse, para que la subestación quede terminada y lista para su operación comercial. Estos gastos incluyen adquisición del terreno, costo del equipo, obras civiles, transporte del equipo, montaje y pruebas.

2.2.3 Sistemas de barras empleados en Subestaciones

A continuación se indican diversos sistemas de barras utilizados en las subestaciones de transmisión, algunos de los cuales son empleados en las instalaciones 60/10 kV de Electrolima.

Para la descripción de los sistemas de barras, se consideraran las tres principales características que las definen cualitativamente y que son:

Seguridad de Servicio

Facilidades de Mantenimiento

Facilidades de Ampliaciones

2.2.3.1 Sistemas con simple juego de barras

a. Sistema de barras simples (Figura 1)

Es el sistema más sencillo y a la vez el más económico de todas las soluciones factibles en los proyectos de Subestaciones de Transmisión, se le utiliza preferentemente en las instalaciones de pequeña importancia y en

aquellos casos en que se admiten cortes de corriente - con alguna frecuencia.

Entre las ventajas se pueden citar que su instalación es simple y de maniobra sencilla; el conexionado de los equipos no reviste ninguna complicación y es además de reducido costo.

Entre los inconvenientes de esta solución está en que una falla en barras o el mantenimiento de cualquier seccionador de barras interrumpe totalmente el suministro de energía. También el mantenimiento de cualquier interruptor de potencia elimina del servicio la salida respectiva, por ello en ocasiones se utilizan seccionadores de unión (u) para poder alimentar temporalmente el circuito correspondiente al interruptor en mantenimiento. El mantenimiento de los seccionadores de línea se efectuará conjuntamente con la línea.

De otro lado, resulta imposible la ampliación de la subestación de transmisión sin ponerla fuera de servicio.

- b. Sistema de barras con interruptor de acoplamiento (Figuras 2 y 3)

Si las barras del punto anterior se dividieran en secciones mediante los correspondientes interruptores

seccionadores se consigue que en caso de falla en las barras, ésta se limite al sector afectado abriendo el interruptor de acoplamiento, es decir el que secciona las barras, quedando en servicio el resto de la instalación; por otro lado, esta solución es favorable cuando se tiene doble circuito de alimentación a la subestación de transmisión.

Entre las ventajas está el de asegurar una mayor continuidad del servicio, facilitando además los trabajos de mantenimiento; entre los inconvenientes están que el mantenimiento de un interruptor deja fuera de servicio la salida correspondiente y que la avería en una sección de barras puede obligar a una reducción en el suministro de energía eléctrica.

c. Sistema con dos seccionadores longitudinales en barras
(Figura 4)

Esta solución permite separar las barras principales - entre sectores bien definidos, cuando las necesidades de operación, mantenimiento y ampliaciones así lo requieran. En servicio normal con todas las salidas indicadas y alimentadas por las barras centrales, los dos seccionadores longitudinales de barras deberán permanecer cerrados y la única posibilidad de operación de los mismos, es cuando los extremos correspondientes a cada seccionador están liberados de carga.

d. Sistema con seccionadores en derivación (Figura 5)

Para evitar los inconvenientes que resultan de poner fuera de servicio las líneas de salidas, por trabajos de mantenimiento de los interruptores, muchas veces se instalan seccionadores en derivación con los interruptores, de forma que, abriendo los seccionadores del interruptor y cerrando al seccionador en derivación la línea de salida puede permanecer en servicio mientras duren los trabajos de mantenimiento o reparación del interruptor.

Esta disposición tiene el inconveniente de que si durante el período en que está el interruptor abierto se produce una falla en la línea, se provocará la desconexión simultánea de los interruptores de las líneas restantes.

2.2.3.2 Sistemas con doble juego de barras

a. Sistema con doble barra y un interruptor de acoplamiento (Figura 6)

Este sistema es uno de los más utilizados en las subestaciones de transmisión, por ofrecer la ventaja de que cada línea de salida puede ser alimentada desde cualquiera de los dos sistemas de barras y por lo tanto es posible dividir las salidas en dos grupos separados de alimentación si se exige por razones de operación.

Este sistema también ofrece la ventaja de conectar a los dos alimentadores a un solo sistema de barras, mientras se hace el servicio de mantenimiento del otro.

El acoplamiento de barras sirve para transferir de uno a otro juego de barras las cargas sin necesidad de suspender el servicio.

Para efectuar el mantenimiento de los interruptores se necesita sacar de servicio la línea correspondiente.

Si se requiere ampliar el sistema de barras, para agregar más circuitos, no es necesario sacar fuera de servicio la subestación de transmisión.

b. Sistema de doble juego de barras con duplicación de interruptores (Figura 7)

Sistema que es el más costoso de todos, su campo de aplicación está circunscrito generalmente a subestaciones de centrales eléctricas de gran capacidad o de aquellas instalaciones que son de gran importancia, donde el criterio fundamental es la continuidad del servicio.

El sistema opera con dos interruptores conectados a cada línea de salida.

En caso de producirse una avería en uno de los interruptores de línea o sobre una de las barras colectoras la protección del sistema efectúa la conmutación automática sobre el otro interruptor sin que se produzca - interrupción del servicio. Los seccionadores de barras deben estar permanentemente cerrados.

No es necesario el acoplamiento de barras con esta disposición.

Obviamente, con este sistema se están duplicando los equipos básicos, como interruptores, seccionadores, etc., con respecto a la disposición convencional de doble juego de barras.

c. Sistema de doble juego de barras con interruptor y medio (Figura 8)

Es un sistema semejante al de dos interruptores descrito anteriormente.

En caso de falla de uno de los dos juegos de barras, el sistema de protección aísla la barra fallada, manteniéndose la continuidad del servicio mediante la otra barra.

En el caso de la falla de una línea operarán los interruptores asociados a ella.

Para el mantenimiento de las barras no se requiere interrumpir el servicio en ningún modo, ya que para ello se abren los interruptores asociados a la barra en cuestión.

El mantenimiento de interruptores se efectúa sin corte del servicio.

El mantenimiento de los seccionadores de barras se efectúa conjuntamente con la barra correspondiente; a los seccionadores de línea se les efectúa mantenimiento con la línea respectiva.

No es necesario interrumpir el servicio para efectuar ampliaciones en los sistemas de barras.

d. Sistema de una barra principal y una de transferencia
(Figura 9)

Solución que permite varias posibilidades de acuerdo al número de seccionadores que se utilicen.

Cuando se produce una falla en barras, la subestación sale de servicio.

El mantenimiento de barras obliga a sacar de servicio a la subestación.

El mantenimiento de interruptores no afecta el funcionamiento de los circuitos, ya que se tiene la barra de transferencia a la cual se conecta el circuito correspondiente. En este caso el interruptor de acoplamiento protege a la línea cuyo interruptor se encuentre en mantenimiento

El mantenimiento de los seccionadores de barras se hace al mismo tiempo que la barra correspondiente. A los seccionadores de línea se les hace mantenimiento - junto con éste.

Para aumentar el número de circuitos que llegan a las barras hay que poner fuera de servicio a la subestación.

- e. Sistemas de doble barra con seccionadores en paralelo con los interruptores (Figura 10)

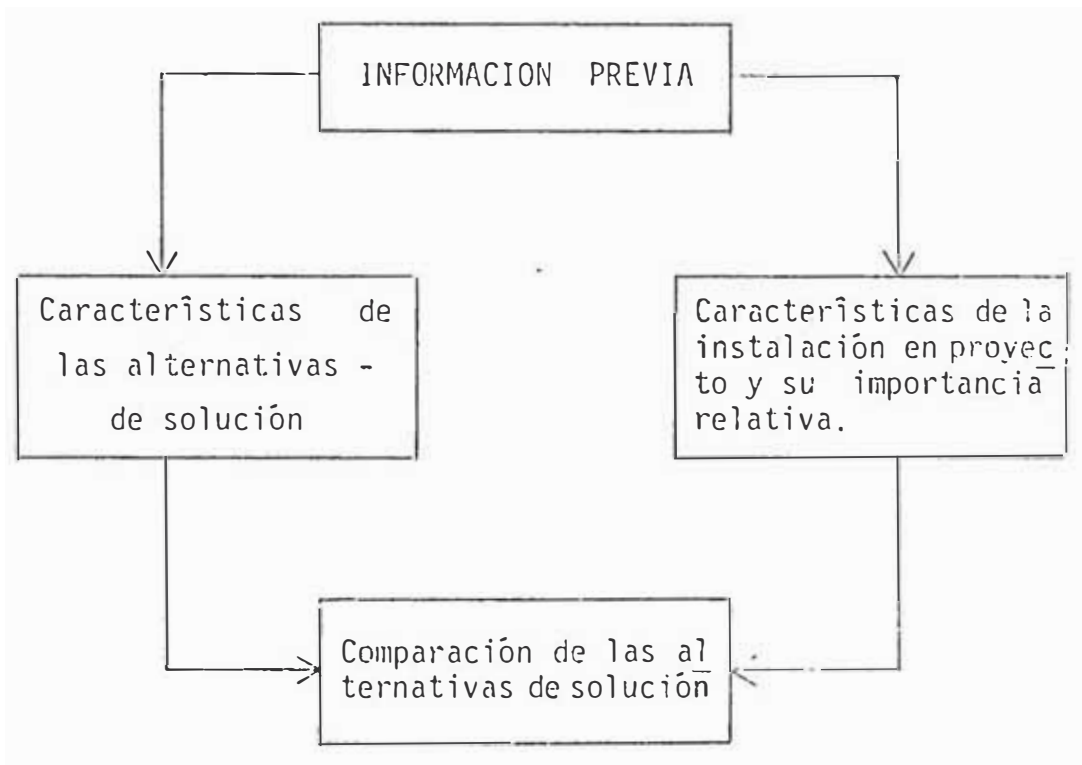
Con la finalidad de no sacar de servicio las líneas cuando se hace mantenimiento al interruptor correspondiente, se utiliza seccionadores en paralelo. De esta manera una de las barras principales sirve de barra de transferencia.

Durante el mantenimiento del interruptor el acoplamiento protege la línea.

2.2.4 Procedimiento de Selección de un Sistema de barras

El problema se limita a determinar el sistema de barras más apropiado de acuerdo a los requerimientos de la instalación proyectada.

Para ello es conveniente seguir un ordenamiento que puede - esquematzarse de la manera siguiente:



2.2.4.1 Información previa

Se debe determinar la importancia de la instalación, las futuras ampliaciones a efectuarse y todos los demás datos necesarios para analizar las diferentes alternativas y definir las características de la instalación.

2.2.4.2 Alternativas de solución

Se debe determinar el comportamiento de los diferentes sistemas temas de barras, frente a cada una de las características generales de las instalaciones de distribución.

Para lograrlo se elabora un cuadro comparativo que permita determinar coeficientes de performance. El procedimiento a seguir es el siguiente:

- 1o. Se evalúa el comportamiento de dos alternativas frente a una característica.
- 2o. Se califica como uno (1) a la alternativa que otorga el mayor grado de performance y cero (0) a la otra alternativa.
- 3o. Se repite este procedimiento comparando todas las alternativas de dos en dos.
- 4o. Se determina el número de decisiones positivas adjudicadas a cada alternativa y luego se divide este número por el total de decisiones positivas adjudicadas.

De esta manera, se obtienen los índices que cuantifican la performance de los sistemas de barras en cada una de las características generales de las instalaciones de distribución

2.2.4.3 Características de la instalación en proyecto y su importancia relativa.

Se debe considerar que las características generales de las instalaciones, inciden en diferente medida en la elección del sistema de barras de una instalación determinada. La información reunida, acerca de la situación general y fines de la nueva instalación, servirá para determinar la importancia que tiene una característica en relación con las restantes.

Para permitir una evaluación ordenada es conveniente elaborar un nuevo cuadro, similar al anterior, de la siguiente manera:

- 1o. Se comparan dos características analizando su importancia en la instalación.
- 2o. Se califica con uno (1) a la que es más importante y con cero (0) a la otra.
- 3o. Se realizan todas las operaciones de comparación posibles de características simples de dos en dos.
- 4o. Se obtienen así, para cada característica, un número de decisiones positivas. Se calcula el coeficiente de importancia relativa dividiendo este número entre el número total de decisiones positivas.

2.2.4.4 Comparación de las alternativas de solución

En los párrafos anteriores se han determinado dos tipos de coeficientes:

Coeficiente de performance de cada alternativa con relación a las características generales.

Coeficiente de importancia relativa de cada característica de la instalación en proyecto.

El producto de estos coeficientes permitirá obtener un índice que valore la performance de cada alternativa de la instalación, siempre referida a una característica.

Se deben obtener estos productos para todas las características restantes y de esta manera cada alternativa tiene varios coeficientes de performance, es decir uno por cada característica.

La suma de estos coeficientes, permitirá obtener un índice de mérito que sirve para determinar el sistema de barras más apropiado.

2.2.5 Elección del Sistema de barras 60 kV de la S.E. de T. Pando

2.2.5.1 Información previa

La nueva Subestación de Transmisión "Pando" 60/10 kV tiene

como finalidad principal el cubrir el crecimiento de la demanda en su zona de influencia; permitiéndose de esta manera la descarga de las subestaciones de transmisión vecinas en los que existen actualmente problemas de caída de tensión, sobrecarga, protección, operación y mantenimiento, ocasionados por la aparición de nuevos usuarios de energía eléctrica. Actualmente la máxima demanda estimada en la zona de influencia de la subestación en proyecto es de 32 MVA. En su etapa final la máxima demanda alcanzará 70 MVA.

La nueva instalación se ubicará en la Urbanización Chacra Ríos Sur, en la cuadra 14 de la Avda. Belisario Sosa Peláez, frente a la Avda. Eduardo del Castillo, provincia de Lima y servirá para satisfacer las necesidades de la zona en 10 kV y a futuros clientes en 60 kV.

La alimentación a la subestación de transmisión se ha previsto en forma radial a través de dos líneas 60 kV procedentes de la Subestación de Transmisión Barsi.

Se deberá considerar que para la puesta en servicio en una primera etapa, se deberá contar con dos celdas de línea 60 kV y dos transformadores de potencia 60/10 kV. Posteriormente y de acuerdo al comportamiento de la red o a la solicitud de algún cliente en 60 kV se equiparán las celdas 60 kV de reserva. También se considera como reserva un transformador de potencia 60/10 kV.

2.2.5.2 Alternativas de solución

Sólo se consideran las alternativas en las cuales las fallas de los equipos constituyentes de los circuitos, den lugar a la pérdida de un bajo porcentaje de la carga alimentada. Por lo tanto se considerarán únicamente para el análisis, aquellos sistemas en que se puedan seccionar las barras en caso de fallas en los equipos, tal como se está en las instalaciones 60/10 kV de la Compañía.

Asimismo, tampoco se considerarán aquellos sistemas demasiado sofisticados dado que introducen mayor cantidad de equipos, encareciendo la instalación y complicando además su operación y mantenimiento.

Por las consideraciones anotadas y de acuerdo a lo normalizado en la Compañía, se considerarán las siguientes alternativas para la determinación de los coeficientes de performance:

ALTERNATIVA I : Sistema de barras simples con interruptor de acoplamiento.

ALTERNATIVA II : Sistema de barras simples con dos seccionadores longitudinales.

ALTERNATIVA III: Sistema de barras dobles con interruptor de acoplamiento.

En el Cuadro No. 1 se detalla la obtención de los coeficien

tes de performance. La calificación se ha realizado considerando las definiciones indicadas en el punto 2.2.3.

2.2.5.3 Características del Sistema de barras de la S.E. de T. Pando y su importancia relativa

a. Seguridad de Servicio

Dado que en su primera etapa la S.E. Pando alimentará a clientes en 10 kV, no previéndose al corto plazo usuarios en 60 kV, se exigirá la necesaria continuidad de servicio.

b. Facilidad de Mantenimiento

Las facilidades de mantenimiento necesarios no serán exigentes, debido a que la S.E. de T. Pando será del tipo interior.

c. Flexibilidad de Operación

Se requiere tener cierto grado de flexibilidad para combinar las cargas, de acuerdo al flujo de carga; como la alimentación a la instalación será a través de dos circuitos se requerirá cierto grado de flexibilidad en el sistema de barras.

d. Facilidad de Ampliaciones

Teniendo en cuenta que el equipamiento de la instalación será por etapas, es necesario que el sistema ele

gido posea todas las facilidades necesarias para efectuar tales ampliaciones sin provocar la interrupción del servicio.

e. Simplicidad de disposición y conexión de equipos

Se considera que es característica de un buen diseño el buscar tal simplicidad. Para las alternativas, conforme se obtiene más confiabilidad la instalación se va complicando, característica especial de cada sistema de barras. Para la instalación en proyecto es necesario obtener una simplicidad adecuada de disposición y conexión de los equipos.

f. Area del terreno

Dado que el área disponible es limitada, deberá por ello obtenerse un diseño con la menor área posible.

g. Costos de instalación

Los interruptores de potencia son los aparatos de mayor costo dentro del grupo de maniobra. Por lo tanto, la comparación de costos queda determinada por la cantidad de interruptores de potencia incluidos en el diseño de cada alternativa.

En el Cuadro No. 2 se muestra el análisis comparativo de las características enumeradas.

2.2.5.4 Comparación de las alternativas de solución

El Cuadro No. 3 contiene las calificaciones de cada una de las alternativas. Los índices finales que resultan son los siguientes:

ALTERNATIVA I : 0.2698

ALTERNATIVA II : 0.5556

ALTERNATIVA III : 0.1746

Corresponde a la Alternativa II: Sistema de barras simples con dos seccionadores longitudinales, el mayor índice total; por lo tanto ésta es la solución recomendada para la Subestación de Transmisión "Pando" 60/10 kV.

El esquema unifilar que resulta de esta disposición adoptada se muestra en el plano No. MC-02.

C U A D R O N o 1

CUADRO DE COEFICIENTE DE PERFORMANCE DE LAS ALTERNATIVAS

CARACTERISTICA	1	2	3	DECISIONES POSITIVAS	COEFICIENTE PERFORMANCE C.P.
Seguridad de servicio					
Alternativa I	0	0		0	0.0000
Alternativa II	1		0	1	0.3333
Alternativa III		1	1	2	0.6667
Flexibilidad de operación					
Alternativa I	1	1		2	0.6667
Alternativa II	0		0	0	0.0000
Alternativa III		0	1	1	0.3333
Facilidad de mantenimiento					
Alternativa I	0	1		1	0.3333
Alternativa II	1		1	2	0.6667
Alternativa III		0	0	0	0.0000
Simplicidad disposición y conexión equipos					
Alternativa I	0	1		1	0.3333
Alternativa II	1		1	2	0.6667
Alternativa III		0	0	0	0.0000
Facilidad de ampliaciones					
Alternativa I	0	0		0	0.0000
Alternativa II	1		0	1	0.3333
Alternativa III		1	1	2	0.6667
Área de ocupación					
Alternativa I	0	1		1	0.3333
Alternativa II	1		1	2	0.6667
Alternativa III		0	0	0	0.0000
Costos de instalación					
Alternativa I	0	1		1	0.3333
Alternativa II	1		1	2	0.6667
Alternativa III		0	0	0	0.0000

ALTERNATIVA I : Barras simples con interruptor de acoplamiento
 ALTERNATIVA II : Barras simples con dos seccionadores longitudinales
 ALTERNATIVA III : Doble barra simples con interruptor de acoplamiento

C U A D R O No. 2

CUADRO DE IMPORTANCIA RELATIVA DE LOS CRITERIOS DE SELECCION

CARACTERISTICA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	DECIS. POSIT.	COEF. IMPORT. RELAT.
Seguridad de servicio	1	1	0	1	0	0																3	0.1429
Flexibilidad de operación	0						1	0	0	0	0											1	0.0476
Facilidad de mantenimiento		0					0			0	0	0	0									0	0.0000
Simplicidad de disposición y conexión de equipos			1				1			1				1	0	0						4	0.1905
Facilidad ampliaciones			0				1			1			0		0	0						2	0.0952
Área de terreno					1				1			1		1	1	1	1	1				6	0.2857
Costos instalación						1				1			1		1	1	1	0				5	0.2381

C U A D R O N o . 3
F O R M U L A R I O D E D E C I S I O N E S

CARACTERISTICA DE LA INSTALACION	ALTERNATIVA I			ALTERNATIVA II		ALTERNATIVA III	
	C.I.R.	C.P.	I.T.	C.P.	I.T.	C.P.	I.T.
Seguridad servicio	0.1429	0.0000	0.0000	0.3333	0.0476	0.6667	0.0953
Flexibilidad operación	0.0476	0.6667	0.0317	0.0000	0.0000	0.3333	0.0159
Facilidad mantenimiento	0.0000	0.3333	0.0000	0.6667	0.0000	0.0000	0.0000
Simplicidad de disposición y conexión equipos	0.1905	0.3333	0.0635	0.6667	0.1270	0.0000	0.0000
Facilidad aplicación	0.0952	0.0000	0.0000	0.3333	0.0317	0.6667	0.0635
Área del terreno	0.2857	0.3333	0.0952	0.6667	0.1905	0.0000	0.0000
Costos de instalación	0.2381	0.3333	0.0794	0.6667	0.1587	0.0000	0.0000
INDICE GENERAL			0.2698		0.5556		0.1746

C.P. : Coeficiente de performance (Cuadro No. 1)
C.I.R. : Coeficiente de importancia relativa (Cuadro No. 2)
I.T. : Índice total C.I.R. x C.P.

3.

DISEÑO DE LA SUBESTACION DE TRANSMISION

3.1 Introducción

El diseño de subestaciones eléctricas de alta tensión es una ciencia y un arte. Es una ciencia debido a que se aplican para su diseño, fórmulas, tablas y en general todos los elementos que la ciencia y la técnica ponen en manos del proyectista.

También se le considera un arte porque en el diseño mismo de la subestación tiene un papel importante la creatividad del diseñador. Tan es así, que partiendo de las mismas premisas, dos diseñadores pueden llegar a dos soluciones completamente distintas e igualmente viables y aceptables.

En el presente Capítulo se calcularán las condiciones electromecánicas mínimas que deberán reunir los equipos previstos para la Subestación de Transmisión Pando.

Sin embargo, dichos valores mínimos calculados para los equipos no necesariamente deberán ser estrictamente respetados; pudiendo ser de valores mayores, pero no menores y ello debido a los criterios de normalización de equipos en Electrolima, por existencia en Stock o en el mercado, o por el resultado de licitaciones en donde los equipos ofertados no son iguales a los solicitados, pero que reúnen las características mínimas calculadas, siendo aceptables técnica y

económicamente.

En el esquema unifilar No. MC-02 se han anotado finalmente los equipos previstos para la S.E. de T. Pando.

3.2 Consideraciones preliminares

Para los cálculos que se desarrollarán posteriormente, se enunciarán algunas premisas a partir de las cuales se iniciará el diseño de la subestación:

a. Niveles de tensión

Dado que cualquier subestación tiene como una de sus funciones recibir potencia a un nivel de tensión y transformarlo a otro, los niveles de tensión primario y secundario deberán estar perfectamente definidos. En el caso que nos ocupa, dichas tensiones están normalizadas en la Compañía y son 60 y 10 kV.

b. Flujo de potencia

Será necesario prever los valores de potencia activa y reactiva que irán a fluir hacia y desde la Subestación

El flujo de potencia permitirá dimensionar los equipos y barras en lo referente a su corriente nominal.

c. Regulación de tensión

Prever en lo posible las variaciones de tensión, a fin

de poder determinar la compatibilidad del uso de un regulador de tomas bajo carga.

d. Niveles de cortocircuito

Deberán determinarse los valores de potencia de corto circuito, de tal manera de definir el poder de ruptura de los interruptores de potencia a instalarse así como diseñar el sistema de barras colectoras.

3.3. Niveles de aislamiento y distancias mínimas entre elementos de una instalación

3.3.1 Dimensionado del aislamiento

Se entiende por aislamiento a la suma de las medidas para separar galvánicamente partes eléctricamente conductoras que en su servicio presenten tensión entre sí o contra tierra.

La capacidad de aislamiento de una tensión o de un equipo eléctrico es la aptitud para resistir tensiones de una forma dada hasta la correspondiente tensión soportable.

El dimensionado depende de los esfuerzos previstos considerando éstos de acuerdo con la experiencia, del esfuerzo permanente debido a la tensión alterna simétrica de servicio y del esfuerzo por sobretensiones generalmente breves. La mayor tensión del equipo es la magnitud básica para determinar el tipo y dimensión del aislamiento.

Se considera cumplido el requisito de aislamiento indicado por normas (VDE 0111, publicación IEC 71), referente a los esfuerzos por tensiones de servicio, si el aislamiento de las diversas partes de la instalación resiste la tensión alterna soportable nominal.

Por otro lado, las tensiones alternas de ensayo de 1 minuto indicadas en las normas son bastante más elevadas que las tensiones correspondientes esperadas en la práctica, compensando así los esfuerzos que se presentan por las sobretensiones de maniobras de la red.

3.3.2 Distancias mínimas

Las distancias de partes activas entre sí y contra partes puestas a tierra para una instalación interior, deberán corresponder como mínimo a lo indicado en el siguiente cuadro, en donde se anotan los correspondientes niveles de aislamiento según normas.

CUADRO No. 4
DISTANCIAS A MASA Y ENTRE FASES

Tensión Nominal kV	Tensión Máxima kV	Nivel de Impulso kV	Distancias Mínimas fase - fase fase - masa mm
10	12	75	115
30	36	170	325
60	72.5	325	700
220	245	1,050	2,200

Los valores dados son válidos para una altitud menor de los 1,000 mts. sobre el nivel del mar; para alturas superiores deberán ser corregidas mediante factores apropiados según normas.

Por otro lado, la determinación de las distancias de seguridad para las personas que deban ejecutar trabajos de mantenimiento o de operación variarán según las prescripciones de cada país o del grado de seguridad que quieran dar las Compañías de electricidad.

3.4. Cálculos de los Interruptores de A.T.

El cálculo de los interruptores se hace en base de los siguientes factores:

- a. Corriente nominal
- b. Potencia de ruptura
- c. Corriente límite térmica
- d. Corriente límite dinámica

3.4.1 Cálculo por corriente nominal

Es el valor eficaz permanente para el cual se dimensiona el aparato teniendo en cuenta el calentamiento admitido por las Normas.

La corriente nominal de los equipos de maniobra se determina en este caso en función de las potencias finales que

tomarán las respectivas celdas de A.T. y que son fijados por los estudios de máxima demanda.

3.4.2 Cálculo por potencia de ruptura

Es la sollicitación máxima admisible de un interruptor, debe ser igual o mayor que la potencia de corto circuito en lugar de utilización. Dicho valor de potencia será obtenido de los estudios de cortocircuito para cada zona en particular.

3.4.3 Cálculo por corriente límite térmica

Es el valor eficaz de una corriente constante que el aparato puede soportar durante un determinado tiempo, sin presentar calentamiento excesivo ni deterioración. El tiempo es tá determinado por el tiempo de funcionamiento de los relés más el tiempo de accionamiento de los interruptores.

$$I_{cc} = \frac{N_{cc}}{\sqrt{3} V}$$

N_{cc} : Potencia de cortocircuito

V : Tensión Nominal

3.4.4 Cálculo por corriente límite dinámica

Es el valor de pico máximo de la corriente de cortocircuito que un aparato puede soportar sin presentar deformaciones - de carácter mecánico.

$$I_{ch} = 2.55 I_{cc}$$

3.4.5 Cálculo de los interruptores 60 kV

Por corriente nominal

Para el caso de las celdas de llegada Barsi I y Barsi II se tomará:

$$I > 720 \text{ amp.}$$

Debido a que la capacidad de sobrecorriente las líneas de alimentación están limitados por la capacidad de los transformadores de corriente; asimismo, para el caso de los interruptores de los transformadores de 25 MVA se tendrá:

$$I > 289 \text{ amp.}$$

Por potencia de ruptura

De los estudios de la red de 60 kV de Electrolima, de terminan una potencia de cortocircuito del orden de 770 MVA para el año 1995.

Tomando valores enteros se asume $N_{cc} = 800 \text{ MVA}$

Por lo que la potencia de cortocircuito del interruptor deberá ser igual o mayor al valor indicado.

Por corriente límite térmica

Según 3.4.3 :

$$I_{cc} = \frac{800}{\sqrt{3} \times 60}$$

$$I_{cc} = 7.70 \text{ kA}$$

Por corriente límite dinámica

Según 3.4.4 :

$$I_{ch} = 2.55 \times 7.70$$

$$I_{ch} = 19.63 \text{ kA}$$

3.4.6 Cálculo de los interruptores 10 kV

Por corriente nominal

Para las celdas transformador de potencia, se tiene:

$$I = \frac{25000}{10 \times \sqrt{3}} = 1,443 \text{ amp}$$

Para las celdas de salida deberán considerarse aquellas que se alimentan con cables de 70, 120, 240 mm² de sección, para los que se puede tener 190, 260 y 360 amp. respectivamente

Por potencia de ruptura

Los estudios de la red 10 kV, determinan para el año 1995 la potencia de cc. de 250 MVA redondeando se asume $N_{cc} = 300 \text{ MVA}$.

Por tanto la potencia de cortocircuito de los interruptores 10 kV, deberá ser igual o mayor al valor indicado.

Por corriente límite térmica

Según 3.4.3 :

$$I_{cc} = \frac{300}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_{cc} = 17.30 \text{ kA}$$

- Por corriente límite dinámica

Según 3.4.4 :

$$I_{ch} = 2.55 \times 17.30$$

$$I_{ch} = 44.12 \text{ kA}$$

3.5 Cálculo de los seccionadores 60 kV

El cálculo de los seccionadores se efectúa en base a los siguientes factores:

- a. Corriente nominal
- b. Corriente límite térmica
- c. Corriente límite dinámica

Que se definen en forma similar a 3.4.5.

3.6 Determinación del tipo y sección de las barras colectoras

3.6.1 Introducción

Los esfuerzos electrodinámicos generados por las corrientes de cortocircuito ejercen fuerzas potencialmente peligrosas por su carácter destructivo sobre conductores, barras, aisladores y soportes estructurales. Por ello es de importancia al diseñar una subestación efectuar los cálculos necesarios, a fin de apreciar estos esfuerzos en el diseño integral de la subestación de transmisión.

El diseño de barras colectoras rígidas para las zonas 60 y

10 kV de la S.E. de T. Pando se efectuará en base a los siguientes factores:

- a. Corriente nominal
- b. Esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito.
- c. Efectos térmicos producidos por las corrientes nominales y de cortocircuito.
- d. Resonancia.

3.6.2 Corriente nominal

Las barras colectoras deben ser capaces de transportar la corriente nominal requerida en sus diversos estados de operación, en forma continua con una determinada sobreelevación de temperatura ambiente dada (35°C según Normas DIN).

Los fabricantes proporcionan tablas de corrientes nominales para distintas configuraciones de barras colectoras, tanto para corriente alterna (40 - 60 Hz) como para corriente continua. Igualmente se pueden leer en estas tablas los valores de corriente que transportan cuando están provistas de una película de pintura y cuando no lo están.

Algunos proyectistas calculan la corriente nominal que soportarán las barras en base a la potencia final requerida de la subestación de transmisión, utilizando la siguiente fórmula:

$$I = \frac{N}{V \sqrt{3}}$$

- N : potencia final de la S.E.
V : tensión en barras
I : corriente en barras

Este cálculo a priori de la corriente presupone que dicha corriente fluirá en las barras en alguna oportunidad de su vida útil; para un cálculo más exacto, es conveniente calcularla en base a los diversos estados de operación del sistema de barras, normal y en emergencia, además de la respectiva distribución de circuitos. También se deberán identificar qué circuitos alimentan o se alimentan de las barras, se tendrá en cuenta además los límites máximos de corriente de los diversos circuitos en estado de operación de emergencia.

Una vez halladas las corrientes en barras en los estados de operación y de emergencia, se tomará aquella de mayor valor y en base a ella y de acuerdo a tablas se seleccionará algún tipo de barra, dándose inicio a los cálculos posteriores para verificar el cumplimiento de los otros factores a tener en cuenta.

3.6.3 Esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito

3.6.3.1 Cálculo del esfuerzo electrodinámico

En la práctica, para el cálculo de los esfuerzos electrodi-

námicos, normalmente sólo se cuenta con el nivel de cortocircuito trifásico en MVA. Por otro lado, teniendo en cuenta que los cálculos mecánicos se hacen con factores de seguridad de 2 a 2.5, no se justifica efectuar un análisis muy riguroso de las diferentes corrientes de cortocircuito que puedan presentarse (c.c. trifásicos, bifásicos y bifásicos a tierra).

Lo que normalmente se hace es utilizar la fórmula deducida para un c.c. bifásico, empleando como I_{cc} la corriente obtenida a partir del nivel de cortocircuito trifásico dado.

De esta manera se está considerando la situación más desfavorable. Para el cálculo respectivo se utilizará la fórmula:

$$F_{max} = 13.265 \frac{L}{d} I_{cc}^2 \times 10^{-2} \text{ kgf}$$

L : distancia entre apoyos en cm

d : distancia entre conductores en cm

I_{cc} : corriente de circuito trifásico en kA

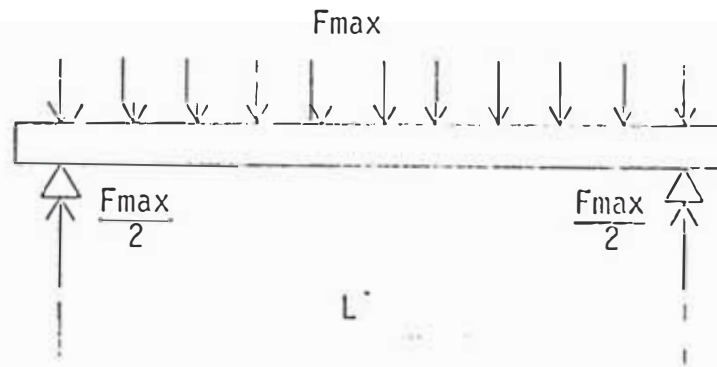
3.6.3.2 Dimensionamiento de aisladores

Una vez conocida la máxima fuerza entre apoyos, el esfuerzo de ruptura en la punta del aislador estará dado por dicha fuerza dividida por un coeficiente de seguridad adecuado, generalmente se toma 0.5.

$$P = \frac{F_{max}}{0.5} \text{ kgf}$$

3.6.3.3 Dimensionamiento mecánico de las barras colectoras

Desde el punto de vista mecánico la barra puede considerarse como una viga simplemente apoyada o como una viga empotrada en sus extremos. Realmente se trata de un caso intermedio, sin embargo las fórmulas que se dan a continuación se basan como si el caso fuera de una viga simplemente apoyada, que por otro lado es la situación más desfavorable.



El momento actuante estará dado por:

$$M = \frac{F_{\text{máx.}} \cdot L}{12} \quad \text{kg - cm}$$

F_{máx} : fuerza total distribuida entre apoyos en kgf

L : longitud entre apoyos en cm.

El esfuerzo de flexión máximo de la fibra extrema, estará dado por:

$$K = \frac{M}{J/C}$$

J : momento de inercia en cm⁴

C : distancia a la fibra neutra en cm

W : J/C valor generalmente dado en tablas

Este esfuerzo deberá estar por debajo del máximo esfuerzo - admisible dado por el material K_m , es decir:

$$K < K_m$$

3.6.4 Efectos Térmicos

3.6.4.1 Efectos térmicos producidos por la corriente nominal

La corriente permanente que circula en las barras producirá una sobreelevación de temperatura a consecuencia de la cual las barras se dilatarán. Se efectuará el cálculo de la dilatación lineal de las barras con el objeto de analizar su magnitud y determinar si es necesario la inclusión de juntas flexibles, también llamadas juntas de dilatación.

La dilatación lineal de una barra está dada por la siguiente fórmula:

$$D = \alpha L \Delta \Theta \quad \text{cm}$$

: coeficiente de dilatación lineal en $1/^\circ\text{C}$

$$\text{Cobre} = 17 \times 10^{-6}$$

$$\text{Aluminio} = 24 \times 10^{-6}$$

L : longitud de la barra en cm.

El máximo incremento de temperatura permisible es de 30°C a partir de una temperatura ambiente de 35°C según normas DIN.

3.6.4.2 Efectos térmicos producidos por la corriente de cortocircuito

El calentamiento producido en las barras debido a la corriente de cortocircuito es un proceso de corta duración, por lo

que se puede despreciar la cesión de calor de la atmósfera.

El cálculo de la sobreelevación de temperatura en una barra debido a una corriente de cortocircuito permanente I_{ccp} , durante un tiempo t , se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta \phi = \frac{K_c}{A^2} I_{ccp}^2 (t + \Delta t) \times 100 \text{ } ^\circ\text{C}$$

I_{ccp} : corriente de cortocircuito permanente en kA

t : tiempo del relé más el tiempo de apertura del interruptor en segundos

K_c : constante del material

Cobre = 0.0058

Aluminio = 0.0149

A : área de la barra en cm^2

La inclusión de t es con el objeto de tener en cuenta el mayor valor de la corriente de cortocircuito inicial

$$\Delta t = \left(\frac{I_{cc}}{I_{ccp}} \right)^2 T$$

T vale : 0.30 - 0.15 para cortocircuito trifásico

0.60 - 0.25 para cortocircuito bifásico

Para efectos del cálculo se puede asumir un valor medio de Δt , considerando que $I_{cc} = I_{ccp}$ y que T tiene el valor más alto.

Entonces:

$$\Delta t = 0.6 \text{ seg.}$$

Considerando una temperatura ambiente de 35 °C y sustituyendo los valores numéricos, la temperatura máxima que alcanzará la barra será:

$$\theta = 35 + \frac{Kc}{A^2} I_{cc}^2 (t + 0.6) \times 10^2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Según VDE las máximas temperaturas admisibles en cortocircuito, son las siguientes:

Cobre	:	220 ⁰ C
Aluminio	:	180 ⁰ C

Temperaturas que deben ser superiores a las obtenidas de la fórmula anterior.

3.6.5 Resonancia

Cuando la frecuencia natural (fn) con la que vibran las barras se encuentran muy cerca ($\pm 10\%$) a la frecuencia eléctrica (fe) o a su doble, se puede producir el fenómeno de resonancia.

Por ello, se hace necesario calcular la frecuencia natural y verificar que se cumpla:

$$\begin{aligned} fn > 1.1 fe \quad \text{ó} \quad fn < 0.9 fe \\ fn > 1.1 (2fe) \quad \text{ó} \quad fn < 0.9 (2fe) \end{aligned}$$

La frecuencia natural se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$fn = \frac{112}{L^2} \sqrt{\frac{E \times J}{G}} \quad \text{c/seg.}$$

E : módulo de elasticidad en Kg/cm^2

Cu : 1.25×10^6

Al : 0.72×10^6

J : momento de inercia en cm^4

G : peso de la barra en kg/cm

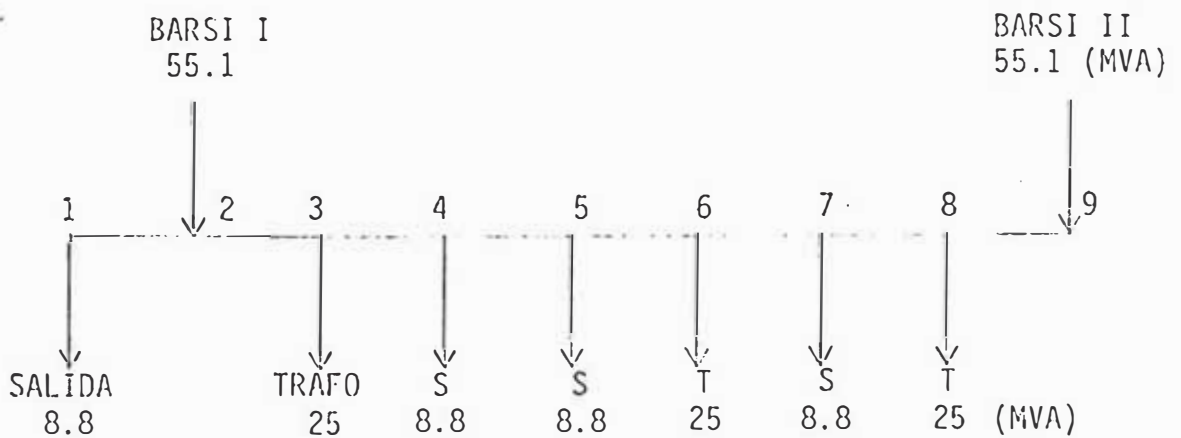
L : Longitud de la barra en cm

3.6.6 Cálculo de las barras colectoras 60 kV

3.6.6.1 Cálculo por corriente nominal

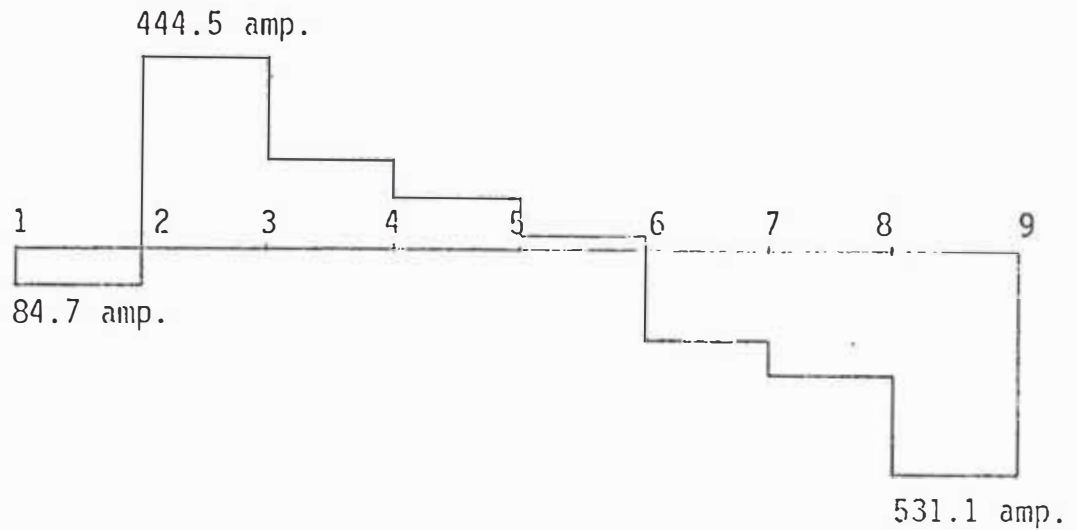
Se efectuará el cálculo en base al esquema final que se prevé presentará la subestación de transmisión. Dicho esquema final permitirá calcular la corriente que circulará en las barras en las diferentes alternativas de operación que puedan presentarse, ya sea en operación normal o en operación en emergencia.

En estado normal se tendrá la siguiente configuración:



La distribución de corrientes que resulta para los diferentes estados de operación son:

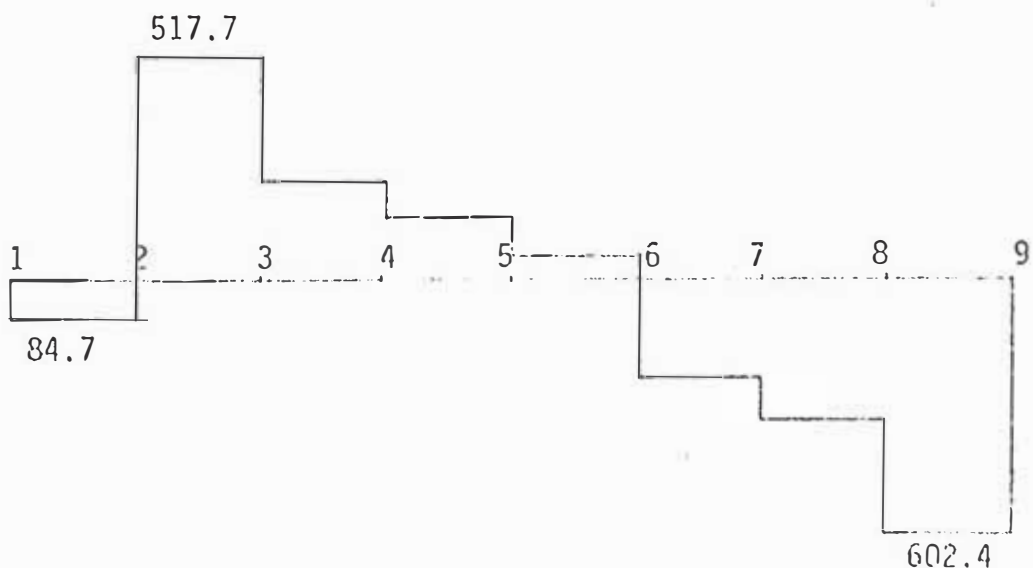
a. Situación normal



NOTA: La convención a utilizarse será que cuando las corrientes circulan en las barras hacia la derecha se consideran positivas y negativas cuando circulan en sentido inverso.

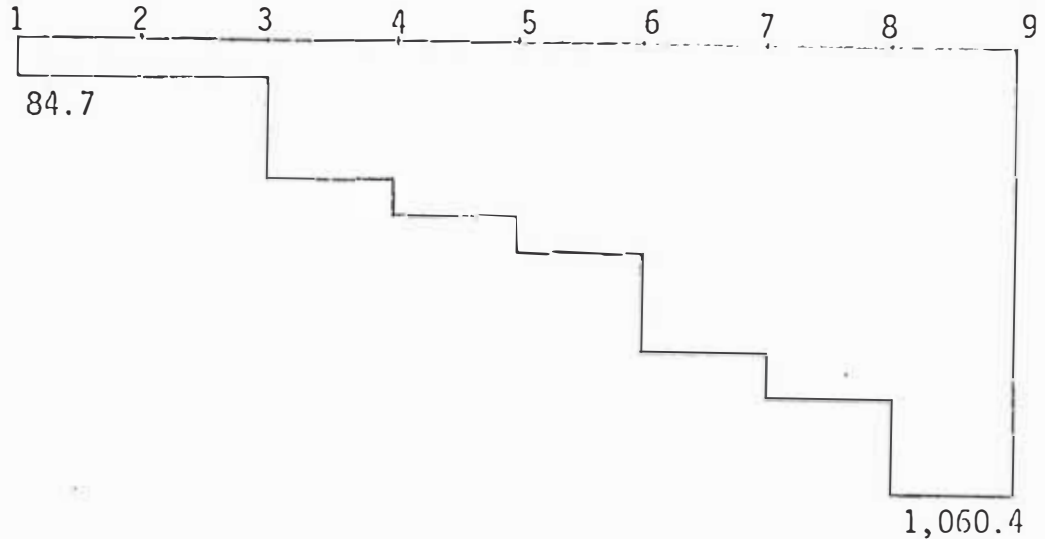
b. Situación en emergencia

Transformadores con 20% de sobrecarga.



c. Situación en emergencia

Línea Barsi I fuera de servicio.



Esta alternativa no podrá considerarse, debido a que - la carga de la línea Barsi I está por encima del 20%.

Se tomará la corriente de 602.4 amp. correspondiente a la mayor corriente de la alternativa b; escogiendo de tablas - unas barras de cobre de sección circular hueca normalizada en la Compañía.

Ø mm	Area mm ²	E kg/mm	Intensidad(A)		J cm ⁴	W cm ³
			Sin pintar	Pintada		
30/26	176	1.57	500	570	1.73	1.16
30/24	254	2.26	600	690	2.35	1.56
30/22	327	2.91	680	780	2.83	1.88

La barra de 30/24 pintada es la que se adecúa por corriente nominal.

3.6.6.2 Cálculos en base a la corriente de cortocircuito

- Cálculo del esfuerzo electrodinámico

La corriente de cortocircuito trifásico es hallada de la potencia de cortocircuito y según los estudios efectuados en la Compañía ésta será del orden de los 770 MVA.

De acuerdo a ello y aplicando la fórmula:

$$F_{\text{máx.}} = 13.265 \frac{L}{d} \times I_{\text{cc}}^2 \times 10^{-2} \text{ kgf}$$

L = distancia entre apoyos = 250 cm

d = distancia entre barras = 90 cm

I_{cc} = corriente de cortocircuito = 7.43 kA

Reemplazando valores:

$$F_{\text{máx.}} = 20.34 \text{ Kgf}$$

- Dimensionamiento de aisladores

Esfuerzo de ruptura en la punta del aislador:

$$P = \frac{F_{\text{máx.}}}{0.5}$$

$$P = 40.68 \text{ kgf}$$

- Dimensionamiento mecánico de las barras

Cálculo del momento actuante M:

$$M = \frac{F_{\text{máx.}} \times L}{12}$$

reemplazando valores:

$$M = 423.75 \text{ kg} \cdot \text{cm}$$

El esfuerzo de flexión máximo de la fibra extrema, se rá:

$$K = \frac{M}{W}$$

reemplazando valores:

$$K = \frac{423.75}{1.56}$$

$$K = 271.63 \text{ kg/cm}^2$$

Los valores calculados de $F_{\text{máx.}}$ y K son menores respectivamente a:

$$F = 400 \text{ kg}$$

$$K_m = 1,200 \text{ kg/cm}^2$$

que son los valores que se toman como límites para el cálculo con barras de cobre cilíndricas.

3.6.6.3 Cálculo en base a los efectos térmicos

- Efectos térmicos debidos a la corriente nominal

Cálculo de la dilatación lineal de la barra en toda su longitud prevista:

$$D = \alpha \cdot L \cdot \Delta \theta \text{ cm}$$

tomando $L = 2,730 \text{ cm}$ y a lo anotado en 3.6.4.1, se tiene:

$$D = 17 \times 10^{-6} \times 2,730 \times 30$$

$$D = 1.39 \text{ cm}$$

El valor es despreciable, sin embargo se colocarán jun
tas elásticas en ambos extremos de las barras colecto
ras por razones prácticas del montaje.

- Efectos térmicos debidos a la corriente de cortocircuito

Aplicando la fórmula anotada en 3.6.4.2:

$$\theta = 35 + \frac{K_C}{A^2} \times I_{cc}^2 (t + 0.6) \times 10^2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

donde:

$$A = 2.54 \text{ cm}^2$$

$$I_{cc} = 7.43 \text{ kA}$$

$$t = 3.0 \text{ seg.}$$

$$K_C = 0.0058 \text{ (cobre)}$$

reemplazando valores:

$$\theta = 52.87 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Valor que está por debajo a lo anotado por las Normas.

3.6.6.4 Cálculo por resonancia

La frecuencia natural se calcula con la fórmula:

$$f_n = \frac{112}{L^2} \sqrt{\frac{E \times J}{G}} \text{ c / seg.}$$

donde:

$$E = 1.25 \times 10^6 \text{ kg/cm}^2$$

$$J = 2.35 \text{ cm}^4$$

$$G = 2.267 \text{ kg/m}$$

$$L = 250 \text{ cm}$$

$$f_n = \frac{112}{(250)^2} \sqrt{\frac{125 \times 235 \times 100}{0.02267}}$$

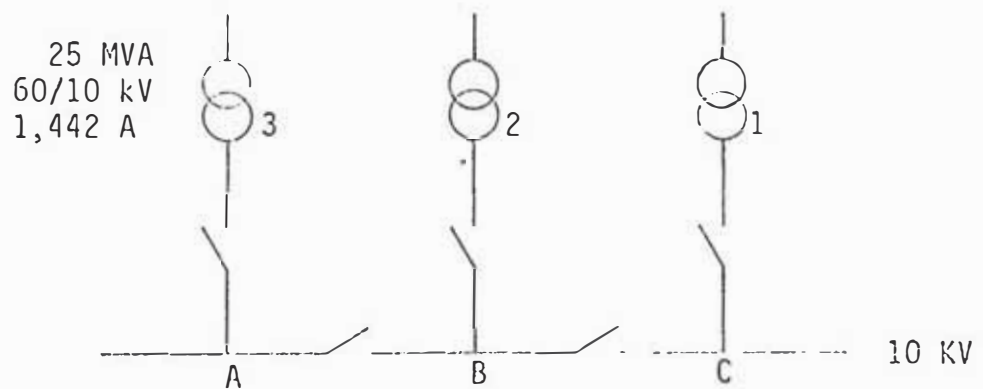
$$f_n = 20.40$$

Siendo: $54 < f < 66$ los valores no admisibles para este rango de la frecuencia natural.

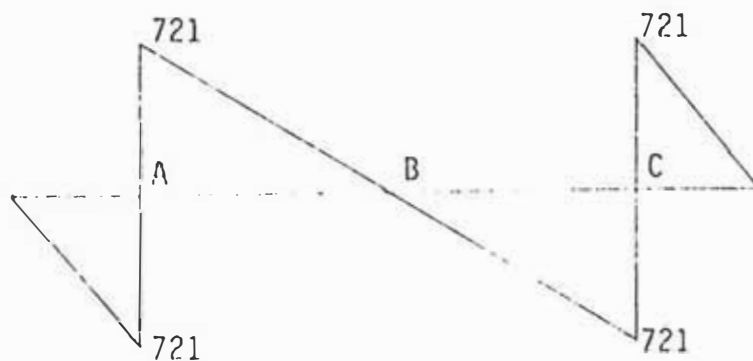
3.6.7 Cálculo de las barras colectoras 10 kV

3.6.7.1 Cálculo por corriente nominal

El sistema de barras ha sido normalizado para la instalación de tres transformadores de 25 MVA, tal como se muestra:



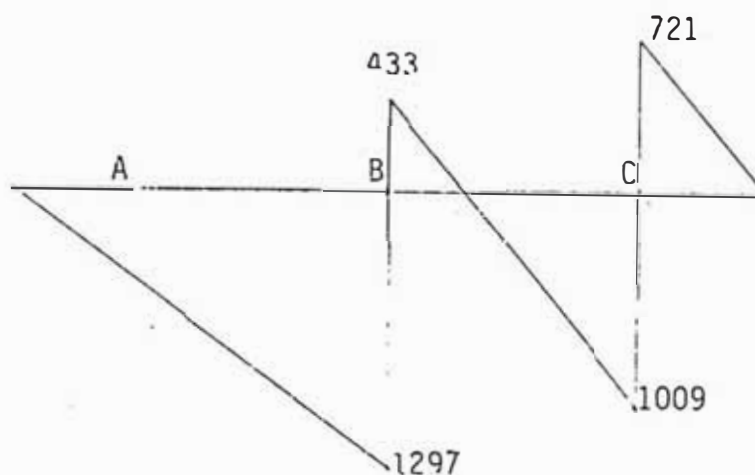
a. En operación normal se tiene la siguiente distribución de corrientes:



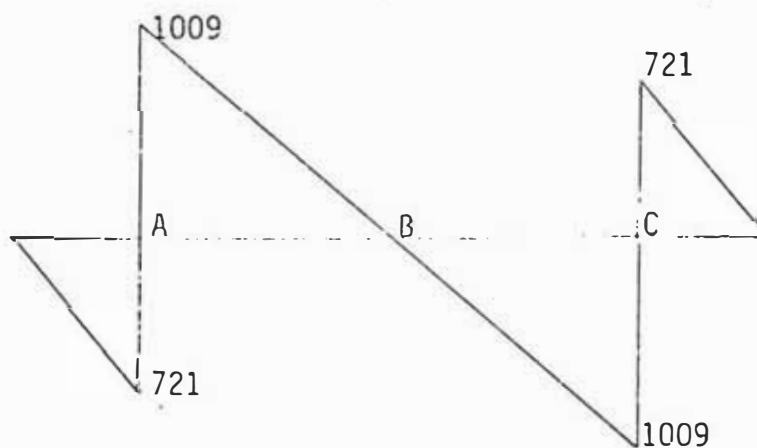
- b. En emergencia con el transformador 3 fuera de servicio y los otros transformadores con 20% de sobrecarga.

$$I_n = 1,442 \text{ A}$$

$$I_{\text{sobrecarga}} = 1,730 \text{ A}$$



- c. En emergencia con el transformador 2 fuera de servicio y los otros transformadores con 20% de sobrecarga.



Por lo tanto, la corriente que circulará en las barras es de 1,297 A.

Para esta corriente la sección normalizada es doble barra de cobre de 60 x 10 mm pintadas.

Corriente nominal : 1,960 A.

Temperatura en barras: 65 °C

3.6.7.2 Cálculos mecánicos

Igualmente, para el cálculo de los esfuerzos debidos a las corrientes de c.c., se tiene normalizado la Pccde 500 MVA.

- Esfuerzos electrodinámicos debido a la corriente entre conductores principales.

$$F_h = 13.265 \times \frac{L}{d} \times I_{cc}^2 \times 10^{-2} \text{ kgf}$$

F_h = fuerza entre las barras

I_{cc} = corriente de cortocircuito

L = distancia entre aisladores

d = distancia entre barras

Considerando:

$P_{cc} = 500 \text{ MVA}$

$L = 90 \text{ cm}$

$d = 25 \text{ cm}$

Se obtiene:

$$F_h = 398 \text{ kgf}$$

$$K_h = \frac{F_h \times L}{12 \times W}$$

$$K_h = 249 \text{ Kgf/cm}^2$$

- Esfuerzos electrodinámicos debido a la corriente entre conductores parciales:

$$F_t = 13,265 \times \frac{LT}{a} \times \left(\frac{I_{cc}}{t}\right)^2 \times 10^{-2} \text{ kgf}$$

Ft = fuerza entre barras parciales

t = número de barras por fase

LT = distancia entre separadores

a = distancia entre barras de la misma fase

Considerando:

LT = 30 cm

t = 2

a = 2 cm

Se obtiene:

Ft = 415 kgf

Kt = 1,036 kgf/cm²

- Solicitación en las barras

$$K = K_h + K_t$$

$$K = 1,285 \text{ kgf/cm}^2$$

El valor límite de las barras es de 2,160 kgf, por lo que se cumple:

$$K < K \text{ admisible}$$

- Solicitación en la punta del aislador

$$F_d = F_h \times \frac{K_{adm}}{K}$$

$$F_d = 669 \text{ kgf}$$

El tiro admisible por el aislador que se utilizará es de 750 kgf, por lo que se cumple:

$$F_d < F_{\text{aislador}}$$

3.6.7.3 Cálculo por resonancia

$$f = \frac{112}{L^2} \sqrt{\frac{E \times J}{G}}$$

f = frecuencia de resonancia

E = módulo de elasticidad

J = momento de inercia

G = peso de la barra

$$f = 402 \text{ c/seg}$$

Siendo:

$$108 < f < 132$$

$$54 < f < 66 \quad \text{los valores no admisibles}$$

3.6.7.4 Cálculo por sobre elevación de temperatura

$$\Delta \theta = \frac{K_c}{A^2} \times I_{cc}^2 (t + 0.6)$$

I_{cc} = corriente de cortocircuito

A = área transversal de las barras

t = tiempo de duración de la falla

K_c = constante

$$\Delta \theta = 19.93 \text{ } ^\circ\text{C}$$

valor que es menor al valor admisible

$$\Delta \theta = 135 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3.7 Transformadores de potencia 60/10 kV

De acuerdo a los estudios de demanda en 10 kV para la Subestación de Transmisión, se ha determinado una potencia final de 70 MVA, debido a lo cual en el diseño se consideran tres celdas de transformadores de 25 MVA cada unidad, de acuerdo a la normalización de potencia de transformadores en la Compañía.

La demanda actual en 10 kV de la zona es de 32 MVA, por ello en la primera etapa de equipamiento se considerará la instalación de dos transformadores de 25 MVA cada uno.

Las características principales que reunirán los transformadores, son las siguientes:

Relación de transformación: 60/10 kV

Potencia : 25 MA

Grupo de conexión : Dyn 5

3.8 Transformadores de medida de A.T.

Los transformadores de medida sirven para transformar tensiones altas o intensidades fuertes en valores normalizados o medibles sin ningún peligro, con poco consumo propio.

En los transformadores de intensidad, el arrollamiento primario conduce la corriente de servicio, y en los transformadores de tensión está conectado a la tensión de servicio.

La intensidad o tensión del secundario es idéntica al valor del primario en cuanto a fase y relación, excepto en los errores del transformador.

3.8.1 Consumo de equipos, aparatos y conexiones alimentados por transformadores de medida

Con el fin de seleccionar la potencia nominal (VA) de los transformadores de medida a utilizar, será necesario conocer la carga efectiva que se les puede conectar.

La carga efectiva se compone del consumo de los equipos o aparatos y de los respectivos conductores de conexión.

A continuación se indican los consumos aproximados de los más importantes instrumentos o equipos, y de los conductores de conexión de acuerdo a su sección transversal.

Consumo de equipos para conectar a transformadores de intensidad.

<u>Aparato</u>	Consumo VA
Amperímetros	
indicadores	0.2 - 2
registradores	1.5 - 9
Contadores	0.5 - 3
Vatímetros	
indicadores	1 - 3
registradores	1.5 - 8

<u>Aparato</u>	<u>Consumo VA</u>	
Fasímetros		
indicadores	2	6
registradores	6	- 12
Convertidores de intensidad	0.5	3
Convertidores de potencia	0.5	- 1
Relés		
sobreintensidad inv	5	8
sobreintensidad temp.	1	5
sobreintensidad inst.	1	- 10
diferenciales	3	- 12
de distancia	6	20
Reguladores	10	- 30

Consumo de algunos aparatos alimentados por transformadores de tensión.

<u>Aparato</u>	<u>Consumo VA</u>	
Voltímetros		
indicadores	2	6
registradores	10	- 25
Vatímetros		
indicadores	1	4
registradores	3	- 15
Fasímetros		
indicadores	4	- 5
registradores	15	- 20
Contadores	3	3
Convertidor de tensión	1	- 3
Convertidor de potencia	1	1.5

<u>Aparato</u>	<u>Consumo VA</u>	
Relés		
máxima tensión	10	15
direccionales	25	40
mínima tensión	5	15
de distancia	10	30
Reguladores de tensión	30	50

Conexiones por metro doble (ida y vuelta) para 5 A.

<u>Sección</u>	<u>VA/m</u>
1.5 mm ²	0.60
2.5 mm ²	0.36
4 mm ²	0.23
6 mm ²	0.15
10 mm ²	0.09

3.8.2 Selección de los transformadores de medida

Para efectos de seleccionar adecuadamente los transformadores de medida, se utilizará el esquema unifilar No. MC-02 - para identificar las cargas que alimentan y escoger además la relación de transformación.

3.8.2.1 Transformadores de medida 60 kV

- Zona trafos de potencia

EQUIPO CONSIDERADO	CONSUMO VA	SELECCION POR NORMALIZACION
Transformador de corriente (Núcleo de protección)		600-300/5-5 A Clase 5P20 30 VA
. Relés (2) máx. int.	2 - 10	
. Relé diferencial	3 - 12	
. 25 m. cond. 4 mm ²	6 - 6	
	<u>11 - 28</u>	

Zona líneas de llegada

EQUIPO CONSIDERADO	CONSUMO VA	SELECCION POR NORMALIZACION
Transformador de corriente (Núcleo de protección)		600-300/5-5 A Clase 5P20 30 VA
. Relé distancia	6 - 20	
. 25 m. cond. 4 mm ²	<u>6 - 6</u>	
	12 - 26	
Transformador de corriente (Núcleo medida)		600-300/5-5 A Clase 0.5 30 VA
. Amperímetro	0.2 - 2	
. Convertidor intensidad	0.5 - 3	
. Convertidor potencia activa y reactiva	1 - 2	
. 40 m. cond. 4 mm ²	<u>10 - 10</u>	
	12 - 17	
Transformador de tensión		
. Voltímetro	2 - 6	
. Relé distancia	10 - 30	<u>60 / 1.73</u> kV
. Convertidor tensión	1 - 3	0.10/ 1.73
. Convertidor potencia activa y reactiva	2 - 3	Clase 0.5
. 40 m. cond. 2.5 mm ²	<u>15 - 15</u>	200 VA
	30 - 57	

3.8.2.2 Transformadores de medida 10 kV

En forma similar al punto anterior se seleccionan los respectivos transformadores de medida para esta zona. Dichos trafos se indican en el plano No. MC-02.

3.9 Diseño de la malla de puesta a tierra

3.9.1 Introducción

Los requisitos de seguridad de las subestaciones exigen la puesta a tierra de todas las partes metálicas no vivas de la instalación, de manera que una persona que se encuentre en contacto con estas partes metálicas o esté cerca de las mismas, no pueda recibir una descarga peligrosa en caso de ocurrir una corriente de falla que haga contacto con una de dichas partes metálicas. Por ello es necesario disponer de un sistema de puesta a tierra a fin de conectar en él, el íntegro de estructuras metálicas, bases metálicas de los equipos A.T., carcazas de los diferentes transformadores y demás partes metálicas no vivas de la instalación.

Asimismo, para que la instalación opere correctamente con la continuidad de servicio exigida por los diversos equipos que requieren de una conexión a tierra, será necesario disponer de la misma.

Por estas razones en el proyecto de una subestación de transmisión es de suma importancia el dimensionado correcto de la puesta a tierra, debido a las ventajas técnicas y eco

nómicas que se obtiene de dicho dimensionamiento.

Casi toda la bibliografía existente se basa en las recomendaciones de la Guía de Seguridad de puesta a tierra en subestaciones de corriente alterna, publicada por la Asociación Americana de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, debido a ello el diseño del sistema de puesta a tierra de la S.E. Pando 60/10 kV se basará mayormente en las recomendaciones de dicha publicación.

3.9.2 Objetivos del sistema de puesta a tierra

Los objetivos fundamentales de un sistema de puesta a tierra, son los siguientes:

- a. Evitar voltajes peligrosos entre estructuras, equipos (en general elementos "expuestos") y el terreno durante fallas o en condiciones normales de operación.
- b. Proporcionar una vía de baja impedancia de falla, a un sistema lo más económicamente posible, para lograr la operación rápida de los elementos de protección (relés, fusibles, etc.).
- c. Conducir a tierra las corrientes provenientes de descargas atmosféricas, limitando los voltajes producidos en instalaciones eléctricas (líneas de transmisión de potencia, de comunicaciones, subestaciones, etc.); evitando la producción de efectos secundarios, tales como

arcos que conduzcan a la desconexión de circuitos. En este sentido, el problema de la puesta a tierra es un problema de protección contra las sobretensiones.

- d. Servir como conductor de retorno a ciertas instalaciones, equipos o consumos, como por ejemplo:
 - . Puesta a tierra del neutro de instalaciones de distribución
 - . Transmisión de potencia en corriente continua
 - . Instalaciones de tracción eléctrica
 - . Circuitos de telefonía por onda portadora
 - . Protección catódica

3.9.3 Definiciones

La bibliografía existente, en algunos casos, no concuerda con algunas definiciones pero para una mejor comprensión del tema en mención, se dan las siguientes definiciones:

- Puesta a tierra

Puesta a tierra es una unión intencional o casual, mediante la cual un circuito eléctrico, equipo o estructura metálica se pone en contacto con la tierra o a un cuerpo conductor de dimensiones relativamente grandes que haga las veces de tierra. El objetivo podrá ser el establecer y mantener el potencial de tierra (o del cuerpo conductor) a aproximadamente ese potencial en

Los conductores conectados a ella y conducir la corriente de tierra a la tierra (o cuerpo conductor).

Corriente a tierra

Es la que fluye en la tierra o en una conexión a tierra

Electrodo a tierra

Es un elemento conductor embebido en la tierra, usado para establecer el potencial en los conductores conectados a él y para disipar a la tierra remota la corriente conducida a él.

Malla de tierra

Es un sistema de electrodos de tierra formado por conductores desnudos, interconectados y enterrados, de modo de proporcionar una puesta a tierra común a los equipos y estructuras metálicas de una instalación. Puede estar conectada a electrodos de tierra auxiliares para disminuir su resistencia a tierra.

- Sistema de puesta a tierra

Es la interconexión de todas las puestas a tierra en un área especificada.

Resistencia a tierra

Es la resistencia existente entre un electrodo o malla de tierra y un punto denominado tierra remota. Está

definido como el cociente entre el potencial eléctrico y la corriente de tierra.

Tierra de referencia o remota

Es un punto o área de la tierra distante, tal que la resistencia mutua con el electrodo, malla o sistema en consideración sea cero.

A la tierra remota se asigna el potencial cero.

Resistencia mutua

La resistencia mutua entre un electrodo (o punto del electrodo) y un punto del terreno (o un punto sobre otro electrodo) es igual al cambio de voltaje producido en el segundo debido a la circulación de una corriente de 1 amperio en el primero. La resistencia mutua se expresa en ohmios.

Gradiente de potencial

Es la pendiente del gráfico de perfil de potencial, cuya trayectoria interseca en ángulo recto las líneas equipotenciales.

Voltaje de contacto o tensión de toque

Es la diferencia de potencial máxima entre una estructura u objeto metálico puesto a tierra y un punto sobre la superficie del terreno a una distancia horizontal de un metro.

Voltaje entre pies o tensión de paso

Es la diferencia de potencial máxima entre dos puntos sobre el terreno, separados entre sí a una distancia - de un paso, la cual se supone de un metro, en la dirección de la máxima gradiente de potencial.

Tensión de transferencia

Es un caso especial de la tensión de toque y se presenta cuando existe elementos metálicos puestos a tierra en un punto remoto solamente.

Resistividad

La resistiivdad de un material es numéricamente igual a la resistencia en corriente continua entre las cargas opuestas paralelas de una porción de material de longitud y sección uniforme unitaria.

3.9.4 Proceso para el diseño del sistema de puesta a tierra para subestaciones de transmisión

El proceso para el diseño del sistema de puesta a tierra , debe plantearse tres objetivos básicos:

- a. Disponer de caminos de despeje adecuados para la máxima corriente de falla (cortocircuito), de tal forma que no haya elevaciones peligrosas de potencial en los neutros.

- b. Evitar que haya elevados gradientes de potencial en partes de estructuras metálicas o partes de equipos que trabajan bajo tensión, limitando los potenciales de toque o de paso.
- c. Disponer de caminos a tierra para los equipos que deban trabajar conectados a ella, tales como pararrayos, transformadores de medida, equipos de protección, etc.

3.9.5 Parámetros que determinan la malla de puesta a tierra

- a. Tipo de malla y dimensiones físicas.
- b. Sección del conductor enterrado.
- c. Longitud del conductor enterrado.

3.9.6 Variables que afectan el diseño de la malla de puesta a tierra

- a. Límites tolerables de tensiones.
- b. Resistividad del terreno.
- c. Magnitud de la corriente de falla.
- d. Tiempo de eliminación de la falla.
- e. Sección del conductor enterrado.
- f. Eventuales tensiones de transferencia.

3.9.6.1 Determinación de las tensiones de toque y de paso límites tolerables

- a. Tolerancia del organismo humano a las corrientes

Conforme se ha manifestado anteriormente, una de las finalidades de un sistema de puesta a tierra es el mantener los valores de potencial dentro de límites que proporcionen seguridad al personal, que por cualquier circunstancia estén tocando estructuras metálicas o que estén próximos a ellas, que hayan sido energizadas accidentalmente.

Los valores permisibles encontrados en la bibliografía existente varían poco de un autor a otro; sin embargo todos se basan en la experiencia y en estudios fisiológicos llevados a cabo para tal fin.

De manera general la corriente permisible por el cuerpo humano y las sensaciones que causa, se pueden resumir en el siguiente cuadro:

CUADRO No. 5
CORRIENTE PERMISIBLE POR EL CUERPO HUMANO

EFECTO FISIOLÓGICO	CORRIENTE (mA)	
	HOMBRE	MUJER
. Ausencia de sensación en la mano.	1.2	0.6
. Nivel mínimo de percepción	5.2	3.5
. Fuerte sensación pero sin dolor, se mantiene el control muscular.	9.0	6.0
. Choque doloroso, el 99.5% de las personas pierden el control muscular	62.0	41.0

Valores por encima de 62 ó 41 mA para hombres y mujeres respectivamente, serían fatales por la pérdida del control muscular.

Por otro lado, se ha determinado que el 99.5% de los adultos normalmente pueden soportar una combinación de corriente y exposición dada por la fórmula empírica de DALZIEL.

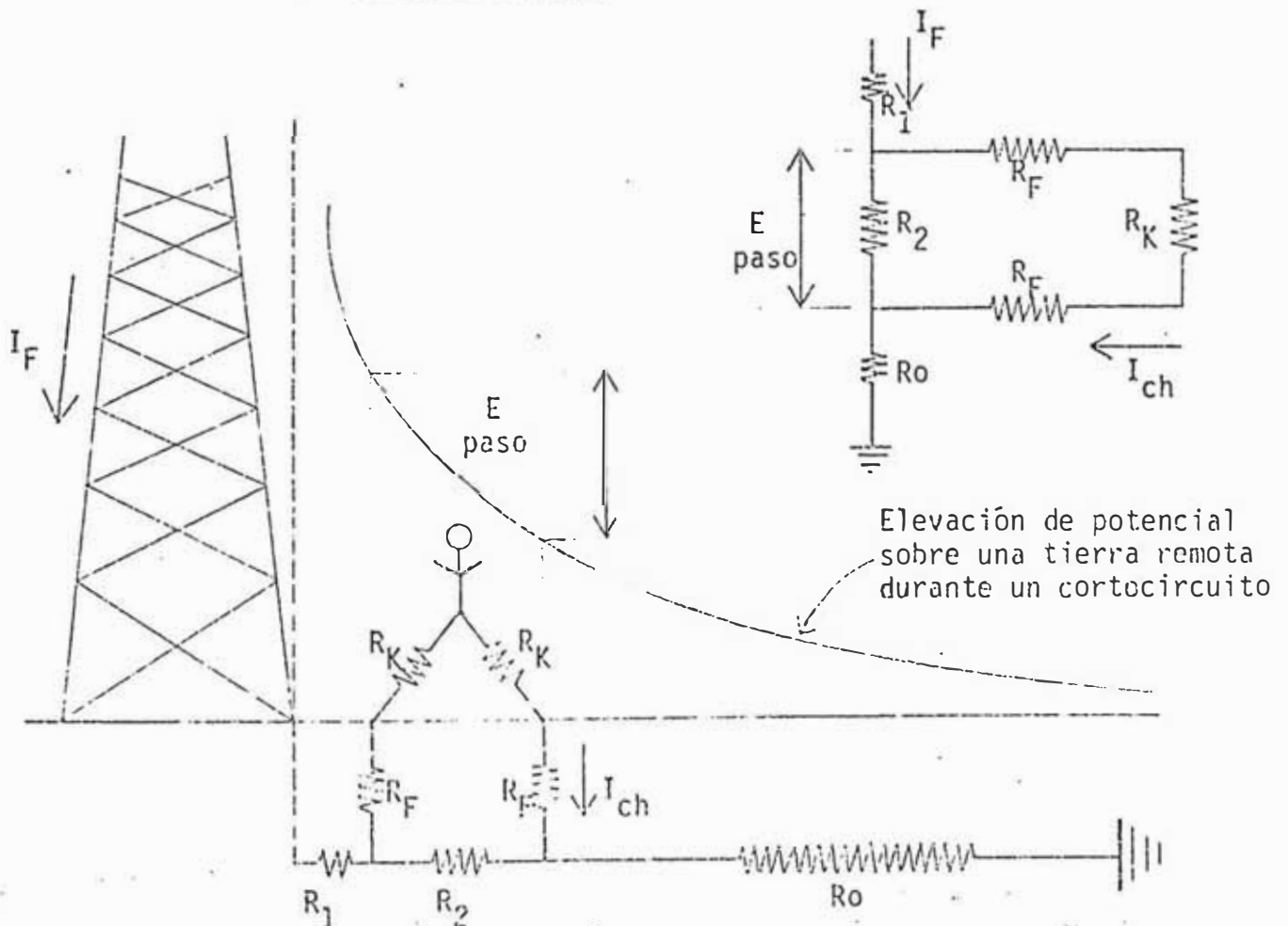
$$I_{ch}^2 \cdot T = 0.027$$

$$I_{ch} = \frac{0.165}{\sqrt{T}}$$

I_{ch} : Valor eficaz de la corriente en amperios que pasa a través del cuerpo sin que se produzcan daños mortales

T : Tiempo de exposición a la corriente en segundos.

b. Tensión de paso



Se cumple:

$$E \text{ paso} = (R_k + 2 \times R_f) I_{ch}$$

R_k : Resistencia del cuerpo humano (valor razonable 1,000 ohmios)

R_f : Resistencia de contacto de 1 pie con zapatos al suelo (valor razonable 3 RS)

RS : Resistividad superficial del terreno

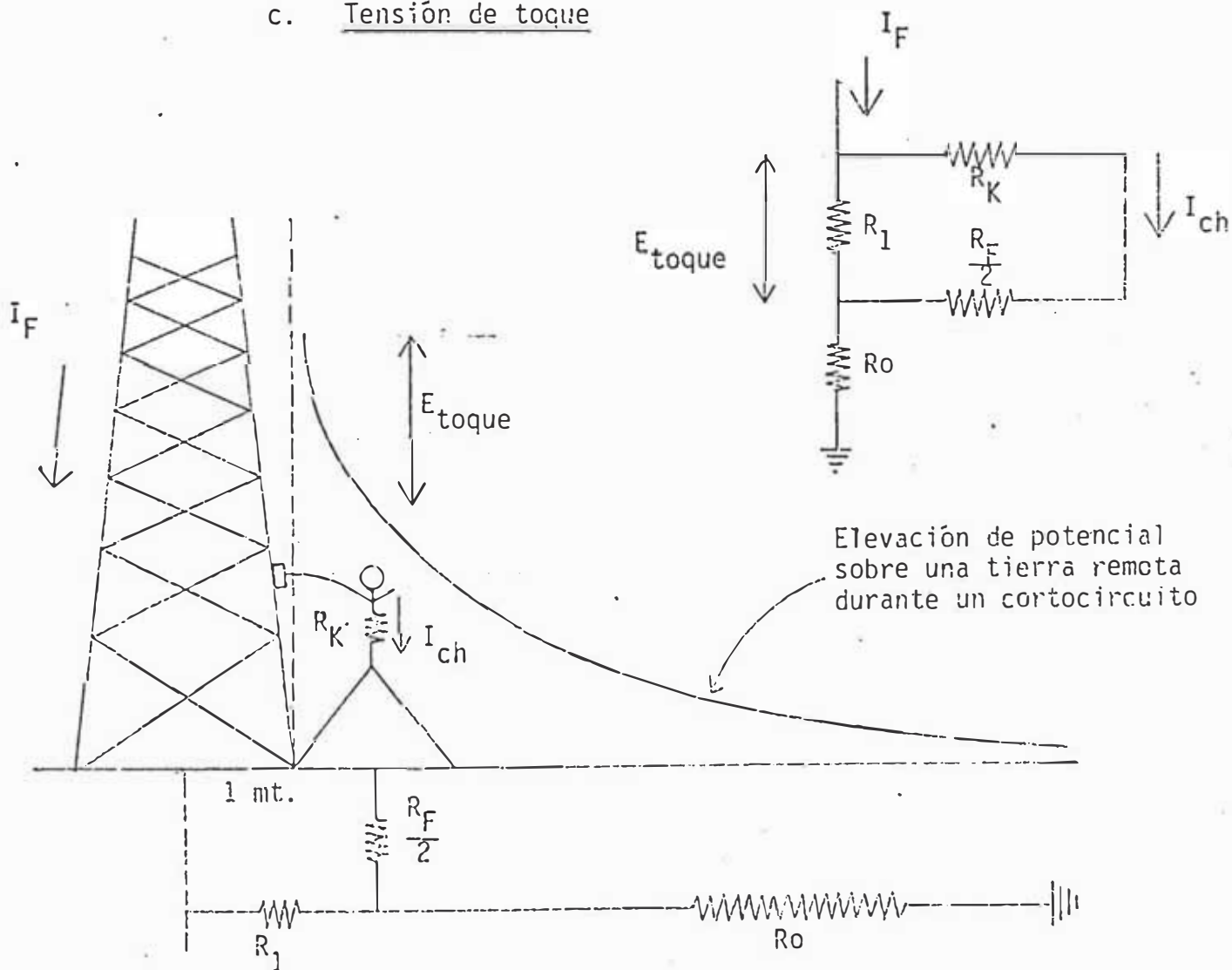
$$I_{ch} = \frac{0.165}{\sqrt{T}}$$

reemplazando valores:

$$E \text{ paso} = (1,000 + 2 \times 3 \text{ RS}) \times \frac{0.165}{\sqrt{T}}$$

$$E \text{ paso} = \frac{165 + \text{RS}}{\sqrt{T}}$$

c. Tensión de toque



Se cumple:

$$E \text{ toque} = (R_k + \frac{R_f}{2}) I_{ch}$$

$$E \text{ toque} = (1000 + 1.5 RS) \frac{0.165}{\sqrt{T}}$$

$$E \text{ toque} = \frac{165 + 0.25 RS}{\sqrt{T}}$$

Algunos proyectistas establecen de antemano un voltaje arbitrario límite para ambas tensiones de paso y de toque, de por ejemplo: 150 voltios.

Este valor sería adecuado si se despreciara la resistencia de contacto de los pies y tierra y para una duración de 1.2 seg.; sin embargo, determinar este valor bajo como voltaje límite tolerable puede ser muy difícil de conseguir bajo ciertas condiciones, por lo que es más razonable que se considere la elevación de la resistencia de contacto de los pies y tierra, y además se disminuya al menor valor el tiempo de eliminación de la corriente de falla.

3.9.6.2 Determinación de la resistividad del terreno

Es de suma importancia para el cálculo de la malla de tierra el conocimiento, lo más exactamente posible, de las características eléctricas del terreno en donde se efectuará la instalación de la subestación de transmisión.

La resistencia de la malla depende directamente de la resistividad del terreno y de la profundidad de enterramiento. Dicha resistividad puede variar ampliamente, debido a diferen-

cias en el porcentaje de humedad, de la composición del terreno, temperatura, edad de formación geológica, etc.

Los suelos en su mayoría no son homogéneos, están formados de diversas capas de diferentes resistividades. Estas capas son normalmente horizontales y paralelas a la superficie del suelo. Existen casos en que dichas capas se presentan inclinadas y hasta verticales debido a alguna falla geológica. En el caso de la S.E. de T. Pando las capas del terreno de igual resistividad son horizontales. Los otros casos rara vez ocurren.

Algunos proyectistas de sistemas de puesta a tierra pretenden obtener un conocimiento de la resistividad de un terreno por la simple inspección ocular de la zona. Aún suponiendo una vasta experiencia en cuanto a la resistividad de un terreno de acuerdo a sus características generales, esta inspección ocular conduciría a conclusiones válidas únicamente para la parte del terreno superior visible. La resistividad de las capas inferiores, que son en la mayoría de los casos fundamentales para la determinación de la resistividad equivalente, no serán posibles determinarlas por inspección visual, a menos que se efectúen los sondeos respectivos.

En otros casos se pretende inferir resistividades en base a conclusiones obtenidas de mediciones efectuadas en zonas cercanas o estimadas similares a la zona en cuestión. La experiencia muestra que generalmente estas deducciones de

valores de resistividades distan mucho de la realidad.

Todo proyecto llevado a cabo con valores errados de resistividad puede devenir en subdimensionado y por lo tanto deficiente, desde el punto de vista de la seguridad y el servicio; o sobredimensionado, lo que significaría gastos innecesarios.

A continuación se da un cuadro referencial de resistividad -- promedio para diferentes tipos de terrenos:

CUADRO No. 6
RESISTIVIDADES PROMEDIO SEGUN TIPO DE SUELO

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHM-M
Terreno orgánico húmedo	10 - 50
Arcillas, limo	20 - 60
Arenas arcillosas	80 - 200
Terreno húmedo	100
Fangos, turbas	150 - 300
Arenas	250 - 500
Suelos pedregosos	300 - 400
Terreno seco	1,000
Lecho de rocas	10,000
Tierra pura	10'000,000
Arenisca	100'000,000

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, es importante no - tomar en cuenta los valores promedios mencionados en el cuadro anterior, sino que se deben realizar pruebas en el

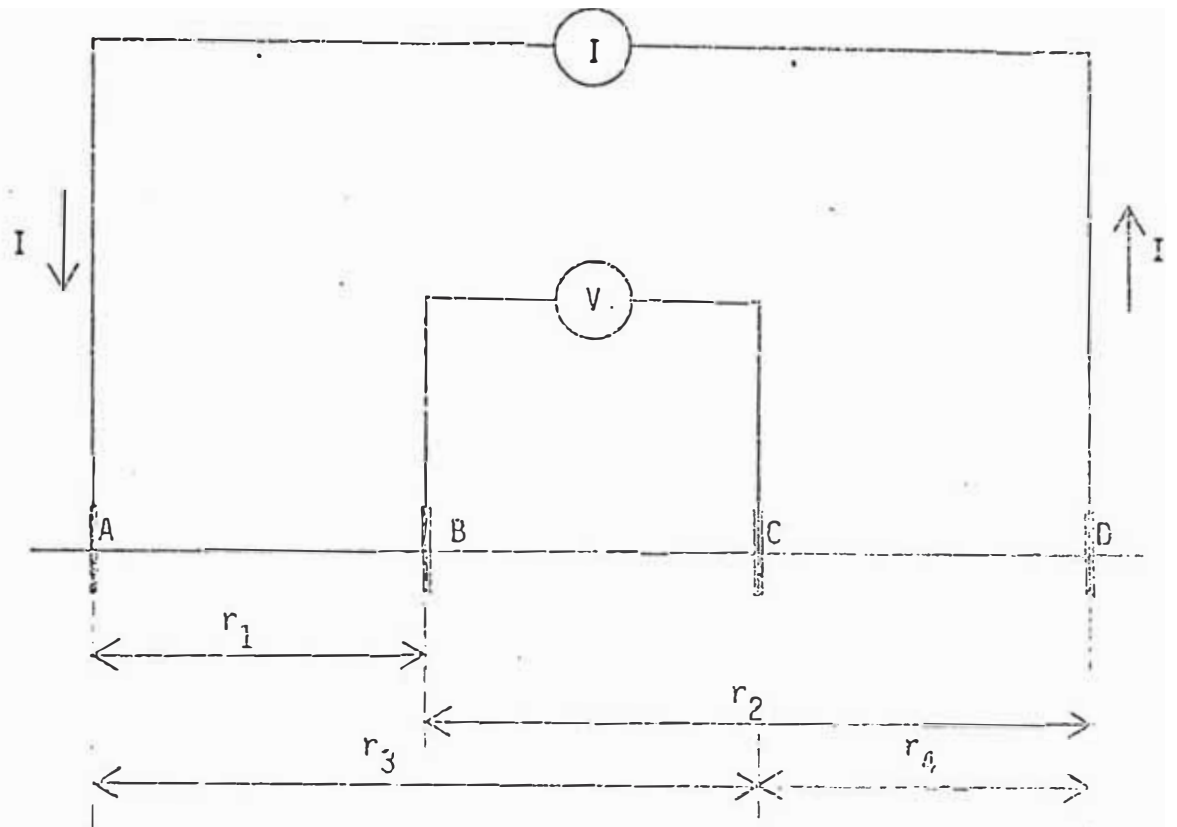
terreno con la finalidad de hallar la resistividad real del mismo, efectuando pruebas en diferentes lugares en donde se instalará la subestación de transmisión.

Por ello es de suma importancia efectuar mediciones de campo utilizando métodos de prospección geoelectrónicos, entre los cuales el más conocido y utilizado por su facilidad operacional y exactitud es el de Wenner, también conocido como el de cuatro electrodos cuya base teórica se mencionará a continuación.

El método de medición de resistividad llamado Wenner consiste en inyectar al terreno una corriente determinada utilizando un par de electrodos y medir la diferencia de potencial entre los otros dos electrodos restantes.

El análisis supone que no existe un campo de potencial perturbador como podría ser, por ejemplo, el de una puesta a tierra cercana al lugar de medición que estuviese conduciendo a tierra corriente residuales permanentes, debido a desequilibrio entre transformadores. Si el campo de potencial es aproximadamente constante en la zona de medición su influencia es despreciable.

El esquema de medición mediante cuatro electrodos, se muestra a continuación:



Entre los electrodos A y D se inyecta una corriente i y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos B y C. Es conveniente que el equipo para efectuar mediciones contenga filtros para la eliminación de interferencias. Las corrientes que se inyectan son de frecuencia diferente a las de 60 Hz para la obtención de mejores resultados.

A partir de los electrodos de corriente se definen las distancias a los electrodos de potencial. Los cuatro electrodos están colocados en línea recta.

Si la profundidad de enterramiento de los electrodos es pequeña comparada con la distancia entre los mismos, se puede suponer una distribución radial de la corriente y aproximar estos electrodos a semiesferas o electrodos puntuales.

Para un electrodo puntual, el potencial producido a una distancia "x" en un medio homogéneo, vale:

$$P_x = \frac{\rho I}{2\pi x}$$

Aplicando esta expresión al esquema de medición anterior, se tiene que la corriente que entra al terreno en A produce en B el potencial

$$P_{B(A)} = \frac{\rho I}{2\pi r_1}$$

La corriente que sale del terreno por D, produce en B el potencial

$$P_{B(D)} = \frac{-\rho I}{2\pi r_2}$$

El potencial total de B vale:

$$P_B = P_{B(A)} + P_{B(D)} = \frac{\rho I}{2} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)$$

Se han sumado algebraicamente por tratarse de magnitudes escalares; similarmente se deduce que el potencial en C vale:

$$P_C = P_{C(A)} + P_{C(D)} = \frac{\rho I}{2} \left(\frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_4} \right)$$

La diferencia de potencial medida por el voltímetro vale:

$$V = P_B - P_C = \frac{\rho I}{2} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) - \left(\frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_4} \right)$$

Despejando la resistividad ρ , se tiene:

$$\rho = \frac{2\pi V}{I} \cdot \frac{1}{\left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) - \left(\frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_4} \right)}$$

Haciendo que la disposición física cumpla con que $r_1 = a$; $r_2 = 2a$; $r_3 = 2a$ y $r_4 = a$, se obtiene finalmente:

$$\rho = \frac{2\pi V}{I} \cdot a$$

El valor V/I puede ser obtenido directamente, de tal manera la fórmula se reduce a:

$$\rho = 2\pi Ra$$

ρ : resistividad del terreno en ohm - m

R : resistencia en ohmios

a : separación entre electrodos en metros

En la deducción de la ecuación fundamental anterior de medición de resistividad mediante el método Wenner, se ha considerado un terreno de resistividad homogénea. Si la medición se efectúa en un terreno con esta propiedad, entonces el valor de resistividad medido corresponderá al valor único de resistividad presente en el terreno.

Si el medio no es homogéneo el valor de ρ obtenido al aplicar la ecuación fundamental tendrá un valor ficticio que no corresponde en general a ninguna de las resistividades presentes en el terreno, sino a una cierta combinación de ellas. A este valor ficticio de resistividad se le llama "resistividad aparente".

La forma en que varía esta resistividad aparente al variar la separación entre electrodos, dará la pauta para interpretar y determinar la constitución del terreno investigado. Obviamente, en un terreno homogéneo la resistividad leída o calculada, corresponderá a la resistividad real del terreno y su valor será independiente de la separación entre electrodos.

Para el caso en donde se ubica la subestación de transmisión Pando se trata de un terreno bastante homogéneo, el cual fue dedicado anteriormente a la agricultura, Electrolima obtuvo mediante pruebas un valor de resistividad promedio de 100 ohmios - metro.

En dichas pruebas los valores de resistividades variaron desde aproximadamente 90 hasta 130 ohm-m, ubicándose gran parte de las medidas por alrededor de los 100 ohm-m, que es definitiva el valor tomado como resistividad del terreno.

3.9.6.3 Determinación de la máxima corriente de falla a tierra

En este caso se deberá considerar los tipos posibles de falla a tierra y determinar la que producirá una mayor corriente de falla, y por tanto la de mayor elevación de potencial y de las mayores gradientes en el área de la subestación.

Los dos tipos de fallas más comunes, las cuales son asimétricas son las fallas bifásicas con contacto a tierra y puesta a tierra de una fase. Las corrientes respectivas están dadas por:

Falla bifásica con contacto a tierra

$$I_F = \frac{3 \bar{Z}_2 \bar{E}_1}{\bar{Z}_1 \bar{Z}_2 + \bar{Z}_1 \bar{Z}_0 + \bar{Z}_2 \bar{Z}_0}$$

- Puesta a tierra de una fase:

$$I_F = \frac{3 \bar{E}_1}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0}$$

La notación corresponde a lo empleado en la teoría de las componentes simétricas. Siendo el subíndice 1 el correspondiente a la secuencia positiva, el subíndice 2 a la secuencia negativa y el subíndice 0 a la secuencia cero.

Para los cálculos que se efectuarán se tomará el valor de la corriente de falla de puesta a tierra de una fase la cual es la más probable y según los cálculos efectuados por Electrolima en la zona de la S.E. de T. Pando su valor es de 7.43 kA.

a. Efecto de la corriente continua y corriente alterna

Factor de decremento

Se deberá aplicar un factor de corrección a la corriente de falla, para tomar en cuenta el efecto de la corriente continua y la corriente alterna del cortocircuito.

La corriente de cortocircuito puede considerarse como puesta de dos componentes, una será de corriente

alterna asimétrica y la otra será la corriente continua cuya trayectoria permanece a un lado del eje de las corrientes.

Sumando los valores instantáneos correspondientes a los componentes de corriente alterna y continua se obtiene el recorrido real de la corriente de cortocircuito, este recorrido real empieza en el valor cero y alcanza su valor máximo al cabo de un semiperíodo (8.33 m/seg. para 60 Hz).

Como los cortocircuitos pueden ocurrir en cualquier punto de la onda de tensión, por ello se considerará el caso más desfavorable que es cuando el máximo alcanza el 100%.

Por otro lado, se tiene que los datos experimentales sobre los fenómenos de fibrilación ventricular del corazón se basan en ondas sinusoidales simétricas de amplitud constante, por lo que es necesario determinar el valor eficaz de la onda simple de corriente que equivale a la más compleja onda de corriente de falla asimétrica, dicho valor se determina de la siguiente manera:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_F^2 dt} = DI_F$$
$$D = \frac{1}{I_F} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_F^2 dt}$$

I : corriente eficaz de falla de tierra reajustado, en amperios, para uso en los cálculos.

T : tiempo de duración de la falla en segundos

t : tiempo en segundos contado a partir del inicio de la falla

i_F : corriente eficaz de la corriente en el instante t después de iniciada la falla, en amperios.

I_F : valor máximo de la corriente eficaz de falla a tierra, en amperios, en el instante de iniciación de la falla

D : factor llamado "Factor de decremento" que tiene en cuenta el efecto de la corriente directa y la atenuación de la corriente de cortocircuito transitorio

El valor de la integral depende de la relación de atenuación de ambas componentes de corriente, alterna y continua, y una solución rigurosa de dicha integral es demasiado compleja.

Este problema ha sido estudiado por la American Standard Bureau y por la IEEE que han establecido métodos para hallar el valor eficaz de la corriente para varios tiempos después de iniciada la falla.

Los valores del método simplificado se muestran en el siguiente Cuadro:

CUADRO No. 7

METODO SIMPLIFICADO PARA EL FACTOR DE DECREMENTO

DURACION DE LA FALLA		FACTOR DE DECREMENTO D
T (seg)	ciclos 60 Hz	
0.08	1/2	1.65
0.10	6	1.25
0.25	15	1.10
0.50 ó más	30 ó más	1.00

Los valores intermedios podrán ser obtenidos por interpolación.

Para el caso de la S.E. de T. Pando, se diseñará el sistema de protección a tierra, considerando que las fallas se eliminan en un tiempo máximo de 30 ciclos , es decir 0.5 seg. para este tiempo de apertura y según la tabla el valor del factor de decremento es $D = 1.00$

Iguualmente para el diseño del calibre del conductor del sistema de tierra se considerará conservadoramente un tiempo de 3 seg., en el cual habrá operado la última etapa de respaldo del sistema de protección, para este tiempo el valor del Factor de decremento es 1.00.

Normalmente los sistemas se expanden a lo largo del

tiempo, consiguientemente aumentarán las corrientes de falla.

Para tener en cuenta los futuros incrementos de corrientes de fallas debido a la expansión del sistema, será necesario aplicar un apropiado factor de corrección que tenga en cuenta estos cambios futuros, ya que el obviarlos podría originar en el futuro gastos onerosos para mejorar la malla de puesta a tierra.

Para el caso de la S.E. de T. Pando los estudios del Sector de Planeamiento de Electrolima, muestran que el factor de corrección a considerar es 1.10 (10% mayor)

3.9.7 Consideraciones para el diseño de la malla de la puesta a tierra

- a. Determinación del área cubierta por la malla de tierra y el tipo de malla

La malla prevista para la S.E. de T. Pando 60/10 kV **cubrirá el área total prevista para la instalación.**

$$A = 1,200 \text{ m}^2$$

Se ha previsto malla formada por cables de cobre desnudo, tal como se tiene normalizado en Electrolima.

- b. Determinación de la sección del conductor a enterrar

Las condiciones que deben reunir los elementos de la

mallas de tierra deben ser:

1. Las conexiones eléctricas deberán resistir deterioraciones y no fundirse bajo las más adversas condiciones de la corriente de falla y en la duración de su ocurrencia.
2. Deberán ser mecánicamente fuertes en alto grado, especialmente en locales expuestos a daños físicos.
3. Deberán tener un valor de conductibilidad que no contribuya sustancialmente en la producción de diferencias de potencial peligroso.

El método a seguir para que se reúnan tales condiciones se mencionan a continuación:

Se utiliza la fórmula de Onderdonk para hallar la sección del conductor, cuya expresión referida a los conductores de cobre es:

$$I = A \sqrt{\frac{\log \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 T}}$$

I : corriente de falla en amperios

A : Sección del conductor de cobre en circular mils (CM)
1 circular mil = 0.0005065 mm²
1 mm² = 2,000 CM

T : tiempo en segundos durante el cual la corriente I es aplicada

T_m : temperatura máxima permitida en °C.

T_a : temperatura ambiente en $^{\circ}\text{C}$.

Para la aplicación de la fórmula de Onderdonk se pueden asumir las siguientes consideraciones:

- Todo el calor es retenido por el conductor debido al cortocircuito

$$T_a = 40^{\circ}\text{C}$$

Punto de fusión del cobre = $1,083^{\circ}\text{C}$.

Temperatura permisible en uniones:

Unión soldada 450°C

Unión empernada 250°C

Un parámetro importante es la duración de la corriente de falla; anteriormente se asumía como tiempo de duración 30 segundos, que actualmente es considerado demasiado conservador por varios proyectistas, ya que argumentan que en la actualidad los sistemas de protección están muy avanzados.

Una de las tendencias es el de considerar el tiempo de operación de la última etapa de respaldo del sistema de protección, que en el caso presente será razonable asumir aproximadamente el tiempo de 3 seg., que será el tiempo necesario para que actúe un interruptor perteneciente a la última etapa de respaldo.

Una forma más práctica para escoger la sección mínima del conductor que se utilizará en la malla de tierra

es utilizando el siguiente cuadro que se basa en la ecuación desarrollada por Onderdonk, pero cabe mencionar que las secciones indicadas son generalmente mucho menores que las utilizadas en la práctica.

CUADRO No. 8

SECCION MINIMA DEL CONDUCTOR DE CABLE PARA EVITAR QUE SE FUNDA

TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA (Segundos)	CIRCULAR MIL / AMPERIOS		
	UNION DEL CABLE		
	Cable solo	Uniones Soldadas	Uniones Empernadas
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

Para una aproximación de la sección del conductor empleando el Cuadro, se asumirá que el tiempo de duración es de 4 seg. con lo que se podrá efectuar el cálculo siguiente:

$$\text{Sección conductor} = 20 \text{ CM} \times \frac{\text{corriente de falla}}{\text{factor de crecimiento}} \times \frac{\text{factor de corrección}}{\text{factor de corrección}}$$

$$A = 20 \frac{\text{CM}}{\text{amp}} \times 7,430 \text{ amp.} \times 1.00 \times 1.10$$

$$A = 163,460 \text{ CM}$$

$$A = 81.73 \text{ mm}^2$$

En Electrolima se tiene normalizado el calibre de 180 mm² para mallas de tierra y que será el que se utilizará en la S.E. de T. Pando.

c. Cálculo de la longitud mínima del cable enterrado

Para la determinación de la longitud mínima del cable a enterrarse, se definirá una nueva tensión aparte de las anteriormente definidas, y que se le llama tensión de malla, la que se define como la máxima tensión que se puede presentar entre el centro del rectángulo formado por los conductores de la malla de tierra y la malla misma.

El definir esta nueva tensión permite cubrir la eventualidad de que un operador se encuentre en algún lugar de la subestación de transmisión y pueda hacer contacto con alguna de las estructuras metálicas al momento de producirse alguna falla.

Los estudios de P.G. Laurent han establecido que para los rangos usuales de tamaño de conductores, profundidad de enterramiento y espaciamientos, podrá utilizarse la siguiente ecuación para el cálculo de la tensión de malla:

$$E_{\text{malla}} = \frac{I}{L} K_m K_i R T$$

K_m : coeficiente que considera el número de conduc-

tores n , su espaciamento e , diámetro del conductor d y la profundidad h de la malla en el suelo.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{e^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{6}\right) \dots \left(\frac{2n-3}{2n-2}\right) \right]$$

El número de factores del segundo sumando es igual a $n-2$, donde n es el número de conductores en la dirección considerada, excluyendo los conductores transversales que puedan haber.

K_i : coeficiente de corrección para los flujos irregulares de corriente hacia el terreno

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

I : corriente de falla que fluye a tierra en amperios

L : longitud del conductor enterrado en metros

e : espaciamento entre conductores en metros

h : profundidad de enterramiento en metros

d : diámetro del conductor en metros

RT : resistividad del terreno en ohmios - metros

La tensión de malla E_m deberá ser igual a la tensión máxima de toque tolerable que se definió en 3.9.6.1 - punto c.

$$K_m K_i RT \frac{I_f}{L} = \frac{165 + 0.25 RS}{\sqrt{T}}$$

despejando L , mínima longitud de cable enterrado:

$$L = \frac{K_m K_i RT I_f \sqrt{T}}{165 + 0.25 RS}$$

El valor T es 0.5 seg. según lo indicado en 3.9.6.3 - punto a.

Para la resistividad superficial RS podrá estimarse - un valor entre 3,000 a 5,000 ohm-metro que son los a apropiados para la piedra chancada, que es lo que se - utilizará en la S.E. Pando. Para los cálculos se to mará como valor RS = 3,000.

d. Determinación de la resistencia de puesta a tierra

Se utilizará la fórmula de Laurent y Niemann:

$$R = \frac{RT}{4r} + \frac{RT}{L} \text{ ohmios}$$

donde:

RT : resistividad del terreno que se supone uniforme según 3.9.6.2 RT = 100 Ohm-mt

r : radio del círculo cuya área es igual al área cu bierta por la malla en mt. Como A = 1,200 m² - entonces r = 19.54 mt.

L : longitud total del conductor enterrado en metros

e. Cálculo de la elevación máxima del potencial en la ma
lla de puesta a tierra

Al ocurrir una falla, la corriente que fluye al terre no produce una elevación de potencial de la malla de bido a la resistencia de la misma. La expresión para hallar esa elevación máxima de potencial es:

$$EM = I_F \times R$$

I_F : corriente de falla que fluye al terreno (amperios)

R : resistencia de la puesta a tierra (ohmios)

Em : elevación del potencial (voltios)

f. Cálculo de las tensiones de paso en la periferia

En el interior de la malla las tensiones de paso y de toque pueden ser reducidos, mediante la reducción de las distancias entre conductores hasta el límite teórico de cero, que resultaría en una plancha o placa metálica de grandes dimensiones.

En las regiones externas próximas a la periferia dichas tensiones no podrán reducirse en tal forma, por ello merece un especial análisis el cálculo de la tensión de paso en las zonas periféricas de la malla de tierra.

Análíticamente para hallar la tensión de paso en la periferia se aplica la siguiente fórmula:

$$E \text{ paso} = K_s K_i R T \frac{I_F}{L}$$

donde K_s es un coeficiente que toma en cuenta la influencia del número de conductores de la malla en la dirección considerada, el espaciamiento entre conductores y la profundidad h de enterramiento de la malla

Matemáticamente se deduce de la siguiente expresión:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{e+h} + \frac{1}{2e} + \frac{1}{3e} + \dots + \frac{1}{(n-1)e} \right]$$

El número total de términos entre paréntesis es igual al número de conductores paralelos en la dirección considerada, se excluyen los amarres transversales. Los demás términos ya fueron definidos anteriormente:

Cuando las condiciones del terreno son buenas y bastante uniformes dentro y fuera del área considerada puede afirmarse que no existirán problemas. En otros casos posiblemente se deban tomar otras clases de medidas para evitar riesgos.

g. Cálculo de las tensiones de paso y de toque internos

Si la longitud total del conductor enterrado (llamado también longitud real) es igual o mayor al valor teórico calculado en c, entonces las tensiones de toque dentro de la malla se mantendrán dentro de los límites tolerables y por ende las tensiones de paso.

h. Tensiones de transferencia

Para el caso específico de la S.E. de T. Pando no existirá posibilidad de tensiones de transferencia, debido a que la malla de tierra en proyecto cubrirá toda el área de la instalación.

3.9.8 Diseño de la malla de puesta a tierra de la S.E. de T.
Pando 60/10 kV

a. Introducción

El cálculo de las mallas de puesta a tierra es un proceso iterativo, con el fin de obtener una solución viable técnica como económica.

En el Cuadro No. 9 se indican varias alternativas que se tomaron en cuenta para al Subestación Pando, se es cogió aquella en que la profundidad de enterramiento fuera la mínima posible para tener un menor movimiento de tierra y que a la vez no presentara problemas con las estructuras del edificio de la subestación.

A continuación se detallan los cálculos pertinentes para la alternativa escogida, además en el Plano No. MC-03 se muestra la configuración de la malla de puesta a tierra de la S.E. de T. Pando 60/10 kV.

b. Datos para el cálculo

. Tiempo de aclaramiento de la falla

$$T = 0.5 \text{ seg.}$$

. Tiempo máximo de despeje de la falla

$$T_{\max} = 3.0 \text{ seg.}$$

. Resistividad superficial

$$RS = 3,000 \text{ ohm-m}$$

- . Resistividad del terreno
 $R_T = 100 \text{ ohm-m}$
- . Corriente de falla
 $I_f = 7,430 \text{ amp.}$
- . Factor por alteraciones futuras
 $F = 1.10$
- . Longitud del terreno
 $l = 40 \text{ m.}$
- . Ancho del terreno
 $a = 30 \text{ m.}$
- . Tipo de unión soldado
- . Sección conductor de cobre
 $S = 180 \text{ mm}^2$

c. Cálculos

- Determinación del factor de decremento D

como : $T \geq 0.5 \text{ seg}$

entonces : $D = 1.00$

- Corriente de falla recalculado I_F

$$I_F = I_f \times D \times F$$

$$I_F = 7,430 \times 1.00 \times 1.10$$

$$I_F = 8,173 \text{ amp.}$$

- Determinación de la sección mínima de conductor - necesario

Aplicando la fórmula de Ondordonk, considerando 3

seg. como tiempo máximo de despeje de falla y que las uniones entre conductores serán soldadas:

$$I_F = A \sqrt{\frac{\log \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 T_{\text{máx}}}}$$

resolviendo:

$$A = 64.51 \text{ mm}^2$$

- Determinación de los factores K

Conductores paralelos $n = 6$

Conductores transversales $n_t = 8$

Distancia e entre conductores paralelos

$$e = 30 / (6 - 1)$$

$$e = 6.0 \text{ m.}$$

Factor K_m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \text{Ln} \frac{e^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \text{Ln} \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \dots \frac{2n-3}{2n-2} \right]$$

donde:

$$e = 6 \text{ m.}$$

$$d = 0.0151 \text{ m.}$$

$$h = 3 \text{ m.}$$

$$n = 6$$

$$K_m = 0.3959$$

Factor K_i

$$K_i = 0.65 + 0.172 \times n$$

$$K_i = 1.682$$

Factor K_s

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{e+h} + \frac{1}{2e} + \frac{1}{3e} + \dots + \frac{1}{(n-1)e} \right]$$

$$K_s = 0.1565$$

- Longitud mínima de conductor a enterrar

$$L_m = \frac{K_m \cdot K_i \cdot R_T \cdot I_F \cdot \sqrt{T}}{165 + 0.25 R_S}$$

$$L_m = 420.59 \text{ m.}$$

- Longitud real de conductor a enterrar

$$L = \text{ancho} \times n_t + \text{largo} \times n$$

$$L = 480 \text{ m.}$$

$$\text{Chequeo : } L > L_m$$

- Cálculo de las tensiones de paso

Tensión de paso permitido por el hombre

$$E_{ph} = \frac{165 + R_S}{\sqrt{T}}$$

$$E_{ph} = 4,476 \text{ V.}$$

Tensión de paso calculado

$$E_{pc} = K_s \cdot K_i \cdot R_T \cdot I_F / L$$

$$E_{pc} = 448 \text{ V.}$$

$$\text{Chequeo : } E_{pc} < E_{ph}$$

- Resistencia de la puesta a tierra

$$R = \frac{R_T}{4r} + \frac{R_T}{L}$$

$$R = 1.49 \text{ ohmios}$$

- Cálculo de la elevación máxima del potencial

$$E_m = I_F \times R$$

$$E_m = 12,178 \text{ V.}$$

3.10 Transformador 10/0.22 kV para los Servicios Auxiliares

El transformador deberá alimentar todos los circuitos de protección, medición, alumbrado, motores, alarmas, etc. de la Subestación de Transmisión 60/10 kV

CUADRO No. 10

POTENCIA APROXIMADA DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

USOS	POTENCIA INSTALADA (W)	FACTOR DE DEMANDA	POTENCIA MAXIMA (W)
- Alumbrado exterior			
- Normal	1,500	1	1,500
- Reflectores	2,500	1	2,500
- Alumbrado interior			
- Celdas 60 kV	3,720	1	3,720
- Celdas transform.	1,800	1	1,800
- Celdas 10 kV	2,000	1	2,000
- Servicios Auxiliares	2,400	1	2,400
- Emergencia	1,200	1	1,200
- Ventiladores (1.2 HP c/u)	10,740	1	10,740
- Extractores (1 kW c/u)	6,000	1	6,000
- Gradines	10,000	1	10,000
- Fuerza	25,000	0.5	25,000
- Rectificador	1,600	1	1,600
- Reserva	20,000	0.5	20,000
- Micafil (400 A) (purificador de aceite de transformador)	153,000	1	153,000
		T O T A L	241,460

TOTAL REDONDEADO 242,000

=====

Asumiendo un factor de simultaneidad f_s de aproximadamente 0.7 entre las 18 - 20 horas.

$$f_s = \frac{\text{Pot. simultánea}}{\text{Pot. máxima}}$$

$$\text{Pot. simultánea} = 0.7 \times 242,000$$

$$\text{Pot. simultánea} = 169,400 \text{ w}$$

Considerando un factor de potencia $\text{Cos } \phi = 0.8$

$$\text{KVA} = \frac{169,400}{0.8}$$

$$\text{KVA} = 211.75$$

El transformador normalizado 10/0.22 kV más cercano es de 250 KVA.

3.11 Cálculo de las baterías 120 V c.d.

Se efectúa teniendo en consideración las maniobras por fallas, operaciones o mantenimiento normal

CUADRO No. 11
CAPACIDAD APROXIMADA DE LAS BATERIAS

USOS	POTENCIA W	NUMERO DE UNIDADES	POTENCIA MÁXIMA W	NUMERO DE HORAS	CONSUMO Wh
- Interruptores 60 kV					
Mando	300	9(3)	900	1/50	18
Motores	300	9(3)	900	1/50	18
- Seccionadores 60 kV					
Mando	200	8(3)	600	1/50	12
Motores	200	8(3)	600	1/50	12
- Interruptores 10 kV					
Mando	300	20(5)	1,500	1/50	30
Motores	330	20(5)	1,650	1/10	165
- Señalización general	10	300(100)	1,000	3	3,000
- Alumbrado emergencia	40	35(35)	1,400	3	4,200
- Reserva	200	2(1)	200	3	600

TOTAL 8,055

Las cantidades entre paréntesis indican las unidades que pueden actuar a la vez.

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{8,055 \text{ Wh}}{120} = 67 \text{ A-h}$$

Dentro de las diferentes clases de baterías normalizadas que dispone la Compañía, la que más se adecúa es la siguiente:

78 A - h en 10 horas, la cual descarga:

- 78 A-h en 10 horas
- 65 A-h en 5 horas
- 55 A-h en 3 horas
- 36 A-h en 1 hora

3.12 Protección

3.12.1 Introducción

El campo de la protección eléctrica es una especialidad dentro de la ingeniería eléctrica, el mismo que ha sido también descrito como un arte y ciencia a la vez. Es por ello que se observa la diversidad de esquemas de protección que adoptan los distintos países en función de las características que les son propias, ya sea en la generación, transmisión, configuración de la red, etc. Las diferencias que se aprecian en el esquema de protección que se escoja, sería en definitiva debido específicamente al circuito en estudio.

En ese sentido, en Electrolima debido al proceso de normalización necesario, se debe tener una visión clara de los cuidados especiales que deberá tenerse en la elección y coordinación de las protecciones, para que el sistema en general funcione en forma eficiente.

La célula fundamental de los sistemas de protección es el relé, dispositivo que se encuentra midiendo constantemente las magnitudes eléctricas del circuito protegido, para que en función de ellas dé las respectivas alarmas o cause la pronta salida del servicio de cualquier elemento del sistema cuando ocurra un cortocircuito o cuando empiece a operar en alguna forma anormal que pueda causar daños o que interfiera con la efectiva operación del resto del sistema.

3.12.2 Criterios para la elección del sistema de protección

Para definir el tipo de protección y esperar que cumpla con las funciones que les serán asignadas de una manera eficiente, se deberá tener presente los siguientes criterios:

a. Confiabilidad

Criterio fundamental relacionado con la correcta actuación de la protección, aún para las más desfavorables condiciones de operación.

Se puede decir que la protección deberá estar constan

temente alerta a operar y comportarse de acuerdo a lo previsto.

b. Selectividad

La protección elegida deberá ser de tal forma, que aún para las condiciones más desfavorables, salga de servicio únicamente la parte de la red o equipo que esté afectada por la falla. Por ello, no se deberá comprometer al resto del sistema o red por dicha falla

Para conseguir la selectividad, por lo general la protección se concibe en forma zonificada.

c. Estabilidad

Este criterio se refiere a la propiedad del sistema de protección para mostrarse insensible a las condiciones normales de carga y a las condiciones de fallas externas a las zonas previamente definidas, para las cuales no se le ha previsto.

d. Velocidad

En general los defectos se caracterizan por la aparición de un arco eléctrico cuya acción destructiva es proporcional a su duración, debido a lo cual para los efectos de una eficiente protección la parte afectada deberá salir de servicio lo más rápidamente posible.

e. Costo de Inversión

Se refiere en general a que la calidad de la protección está en razón directa al costo de la unidad a protegerse. En el caso de Electrolima se tiene normalizado un cierto tipo de protección para los transformadores de potencia, así como para la red de 60 y 10 kV.

f. Configuración de la red

Criterio que se refiere, en este caso, al tipo de la red en el sentido del flujo de corriente que podrá ser en anillo o radial; la red en 60 kV de Electrolima es en general del tipo radial.

3.12.3 Estudio de la Protección de la Subestación de Transmisión
Pando 60/10 kV

Para los efectos del estudio en mención y teniendo en cuenta el criterio de la selectividad, la protección se dividirá en tres zonas; asimismo, estas zonas se vincularán por el criterio de respaldo de la protección, es decir:

- a. Protección de la Zona 60 kV
- b. Protección de los Transformadores de potencia
- c. Protección de la Zona 10 kV

Siendo "a" reserva de "b" y "c", y a la vez "b" reserva de "c".

3.12.3.1 Protección de la Zona 60 kV

Para la red 60 kV se empleará la protección a distancia tal como se tiene normado en Electrolima. Básicamente la protección consiste en la coordinación de los relés ubicados en la misma Subestación de Transmisión y los ubicados en las subestaciones opuestas.

Se utilizarán en este caso relés LI41 marca Brown Boveri , dado que estos relés están provistos para la protección de redes de media y alta tensión, en donde la reactancia sea mucho mayor que la resistencia. Utiliza la técnica de medida con valores rectificadas y elementos de bobina giratoria.

Son aplicables para reconexión monofásica o trifásica con acoplamiento por alta frecuencia y se caracterizan por el corto tiempo de reconexión, reducida carga para los reductores de tensión y corriente, y alta precisión de medida.

El relé de distancia LI41 posee tres etapas direccionales y una cuarta etapa no direccional. Para el ajuste respectivo de la protección, se siguen las recomendaciones universalmente aceptadas de 85% de la línea básica para el primer escalón, 120% de la línea básica para el segundo escalón, el tercer escalón cubriendo por lo menos dos secciones de línea básica y el cuarto escalón que es no direccional es la reserva del relé.

Cuando la línea adyacente a la básica es mucho más grande, se prolonga el alcance del segundo escalón de hasta 60 a 80% del tramo total de ésta.

Para el ajuste de tiempo del escalón de reserva, no direccional, se considera que el tiempo máximo de la protección de máxima corriente de los transformadores 60/10 kV es de 2.5 segundos.

3.12.3.2 Protección del Transformador de Potencia 60/10 kV

El transformador de potencia es la unidad más protegida debido a su significativa importancia dentro de la subestación. Las protecciones que usualmente tiene son:

Protección diferencial

Protección Buchholz

Protección de máxima corriente

Protección de sobrecarga

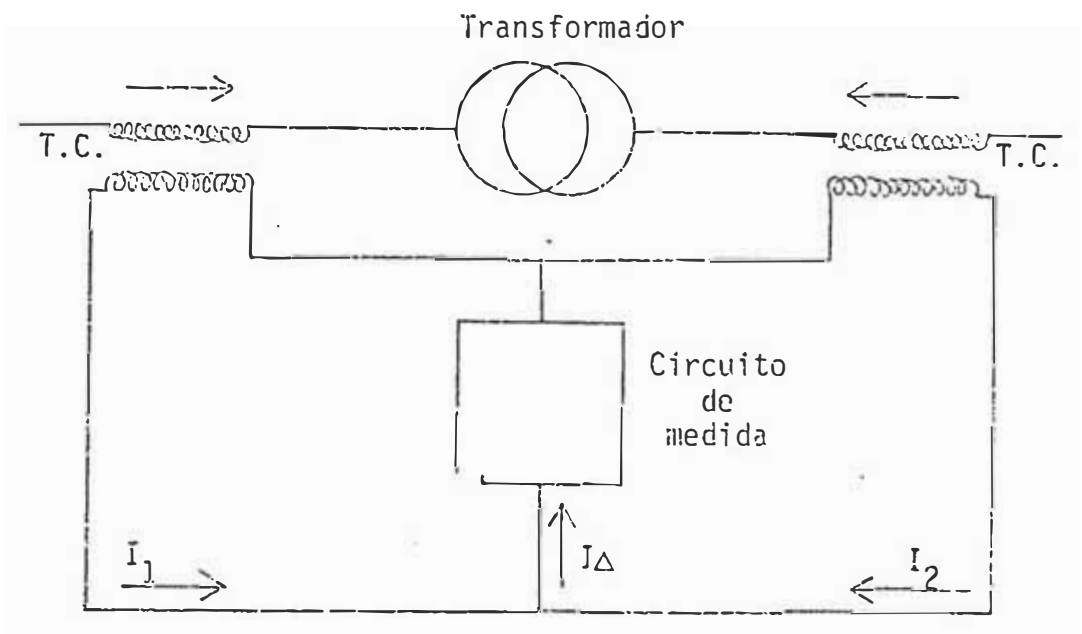
Protección de sobretensión

a. Protección diferencial

Se ha previsto la protección diferencial trifásica mediante relés Brown Boveri, en las cuales el elemento de medida es de bobina móvil, y que son adecuadas para la protección selectiva de generadores y transformadores en redes de corriente alterna.

El principio básico del relé diferencial se indica en

la siguiente figura:



El relé diferencial se conecta a los transformadores de corriente, ubicados a ambos lados del transformador de potencia, comparando en un circuito de medida las corrientes de estos transformadores de corriente. Cuando la corriente diferencial excede de un valor pre-establecido, existe una falla en la zona protegida entonces el relé deberá actuar los circuitos de disparo de los respectivos interruptores de potencia.

De acuerdo a la figura mostrada, en servicio normal - las corrientes I_1 e I_2 serán casi iguales en amplitud y ángulo de fase, dado que la diferencia aludida de corrientes es $I_{\Delta} = I_1 - I_2$ y que deberá ser aproximadamente cero.

En realidad siempre existirá una pequeña corriente diferencial, la cual es debido a la corriente de magnetización del transformador de potencia y a los erro--

res inherentes de medición de los transformadores de corriente.

Para la calibración respectiva se deberán tener en cuenta las corrientes diferenciales mencionadas en el párrafo anterior, y aquellas ocasionadas por las diferentes posiciones del regulador de tensión.

b. Protección Buchholz

Esta protección está orientada exclusivamente contra las averías internas del transformador y del regulador. Es conectado en forma tal, que su funcionamiento provoca la salida inmediata del servicio del transformador

Se le emplea en los transformadores que utilizan tanque conservador; su principio de operación se basa en que toda falla interna del transformador va acompañada de una producción de gases.

El relé Buchholz se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador, de manera que los gases producidos en aquél hacen que el aceite del tubo suba de nivel; al variar el nivel se mueven unos flotadores que tienen en su interior este dispositivo que al moverse accionan un circuito de alarma, y en caso de tratarse de una falla accionan los disparos de los respectivos interruptores de potencia.

c. Protección de máxima corriente

Los relés se ubican en el lado de alta tensión del transformador y actúan como respaldo del relé diferencial. El ajuste de la corriente de arranque y de la temporización dependen del ajuste de las salidas 10kV

Se prevé un relé tipo PSC secundario de máxima corriente marca General Electric, cuya característica de tiempo es independiente de la carga, fijándose previamente el tiempo; además se acoplan a los secundarios de los transformadores de corriente.

Son relés de alta velocidad de actuación, no direccionales de intensidad en donde la temporización se efectúa electrónicamente, en el rango de 0 a 5 segundos.

d. Protección de sobrecarga

Se utilizarán relés térmicos tipo ST, Brown Boveri, los cuales contienen un elemento térmico para protección contra sobrecarga.

El elemento térmico comprende: el sistema de medida, consistente de una fila de láminas bimetálicas; un elemento almacenador de calor, platos metálicos en donde el número y grosor de ellos determina la constante del relé, y un elemento calentador, el cual debido a la corriente, calienta el elemento bimetálico y el elemento almacenador.

3.12.3.3 Protección de la Zona 10 kV

La protección de los circuitos alimentadores que salen de las subestaciones de transmisión se encuentra normalizado en la Compañía, mediante el empleo de relés de distancia.

Para el caso de la S.E. de T. Pando, se ha previsto para las catorce celdas de salida 10 kV, la utilización de relés de distancia LI41 BBC ya mencionados.

La calibración de los relés LI41 se efectuará en la etapa de puesta en servicio por los Sectores responsables de la producción, debido a que dichos ajustes deberán armonizar con los otros relés de protección.

3.13 Medición

En cuanto a la medición se refiere se prevé para la zona 60 kV la medida de la corriente y tensión; para el transformador de potencia las necesidades de medición serán corriente, tensión y potencia activa; y para la zona de 10 kV las mediciones serán de la corriente y tensión según sea el caso.

3.14 Telemedición

En lo que a la telemedición se relaciona, aquella se proveerá para la telemedición de la tensión, corriente, protección activa y reactiva de acuerdo a la respectiva zona, según está indicado en el esquema unifilar correspondiente.

Dichas magnitudes son requeridas por el Centro de Control de la Compañía.

4.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES

En el Punto III se han definido las características de los principales equipos, por ello se procederá a efectuar las especificaciones técnicas de dichos equipos A.T., equipos importantes de B.T. y de los materiales que se utilizarán en la Subestación.

4.1 Zona de 60 kV

Cuatro (4) interruptores trifásicos de potencia

. Montaje	Interior
. Tensión nominal del sistema	60 kV
. Frecuencia nominal	60 Hz
. Tensión máxima de operación	72.5 kV
. Corriente nominal	1,250 A.
. Potencia de ruptura	2,100 MVA
. Tensión auxiliar en corriente continua para propósitos de control y mando	120 V.
. Tensión auxiliar en corriente alterna para propósitos de control y otros	220 V.
. Tensión de ensayo o frecuencia industrial 1 minuto	140 kV r.m.s.
. Tensión nominal de la onda de impulso (1/50 s)	325 kV p.v.
. Peso del interruptor tripolar - completo	900 Kg.

- Dos (2) seccionadores trifásicos de línea
 - . Tipo Con puesta a tierra
 - . Montaje Interior
 - . Tensión nominal del sistema 60 kV
 - . Frecuencia nominal 60 Hz
 - . Tensión máxima de operación 72.5 kV
 - . Corriente nominal 1,250 A
 - . Accionamiento por mando eléctrico tanto para las cuchillas principales como para las de puesta a tierra y accionamiento manual de emergencia para ambas cuchillas con enclavamiento de forma que no se pueda realizar maniobra eléctrica mientras se efectúa maniobra manual.
 - . Tensión auxiliar con corriente continua para operación 120 V.
 - . Tensión de ensayo a frecuencia industrial 1 minuto 140 kV r.m.s.

- Dos (2) seccionadores trifásicos
 - . Tipo De barras
 - . Montaje Interior
 - . Tensión nominal del sistema 60 kV
 - . Frecuencia nominal 60 Hz
 - . Tensión máxima de operación 72.5 kV
 - . Corriente nominal 1,250 A
 - . Accionamiento de cuchillas Eléctrico
 - . Tensión auxiliar nominal para operación 120 V d.c.

- . Tensión de ensayo a la frecuencia industrial 1 minuto 140 kV r.m.s.

- Seis (6) transformadores de tensión
 - . Montaje Interior
 - . Tensión nominal del sistema 60 kV
 - . Tensión máxima de operación 72.5 kV
 - . Frecuencia nominal 60 Hz
 - . Relación de transformación $60: \sqrt{3}/0.11: \sqrt{3}$ kV
 - . Número de arrollamientos secundarios 1
 - . Clase de precisión 0.5
 - . Rango de tensión de operación para la precisión garantizada (80-120) Vn
 - . Prestación 100 VA
 - . Carga continua permisible 100%
 - . Tensión de ensayo a la frecuencia industrial 1 minuto 140 kV r.m.s.

- Doce (12) transformadores de corriente
 - . Tipo Pasamuro
 - . Instalación Interior/Interior
 - . Tensión nominal del sistema 60 kV
 - . Tensión máxima de operación 72.5
 - . Frecuencia nominal 60 Hz
 - . Relación de transformación $600-(300)/5 - 5A$
 - . Números de núcleos 2

Clase de precisión		
- Núcleo 1	0.5	
- Núcleo 2	5P20	
. Potencia de salida para la clase de precisión		
- Núcleo 1: (300-600)A	30 40 VA	
- Núcleo 2: (300-600)A	30 30 VA	
. Tensión de ensayo a la frecuencia industrial 1 minuto		140 kV r.m.s.
- Seis (6) aisladores pasamuros		
. Tipo		Interior/ Exterior
. Tensión nominal del sistema		60 kV
. Tensión máxima de operación		72.5 kV
. Frecuencia nominal		60 Hz
. Sobrecarga continua permisible (26.9%)		800 A
. Tensión de ensayo a la frecuencia industrial 1 minuto		140 kV r.m.s.
. Tensión de ensayo con onda de impulso (1/50 us)		325 kV p.v.

4.2 Zona de Transformadores de Potencia

- Dos (2) transformadores de potencia		
. Tipo		ONAF
. Potencia nominal		25 MVA
. Frecuencia nominal		60 Hz
Relación de transformación		60/10 kV

- . Tensión máxima de servicio
 - Lado Alta Tensión 72.5 kV
 - Lado Baja Tensión 12 kV
- . Tensiones de control y auxiliares
 - Corriente continua 120 V
 - Corriente alterna 220 V
- . Grupo de Conexión Dyn5
- . Número de terminales
 - Alta Tensión 3
 - Baja Tensión 4
- . Esquema de conexiones
 - Lado Alta Tensión En triángulo
 - Lado Baja Tensión En estrella - con neutro accesible
- . Tensión de ensayo a la frecuencia industrial 1 minuto
 - En 60 kV 140 kV r.m.s.
 - En 10 kV 28 kV r.m.s.
- . Los devanados estarán sumergidos en aceite, con circulación natural de aceite, refrigeración forzada de aire y de montaje exterior o interior
- . Regulación Bajo carga

4.3 Zona de 10 kV

Características generales de los equipos

Tensión nominal	10 kV
Tensión máxima de operación	12 kV
Frecuencia nominal	60 Hz

- . Potencia de cortocircuito 500 MVA
 - . Tensión de central y auxiliares
 - Corriente continua 120 V
 - Corriente alterna 220 V
 - . Tensión de ensayo a la frecuencia industrial para arrollamientos secundarios 1 minuto 2 kV r.m.s.
- Interruptores de Potencia
- . Tripolares en reducido volumen de aceite, con accionamiento manual y por motor eléctrico y de todos los accesorios necesarios para su buen funcionamiento.
 - . Corriente nominal
 - Celda salida (14 unidades) 800 A
 - Celda transformador y acoplamiento (4 unidades) 2,000 A
 - . Tensión de ensayo a 60 Hz 1 minuto 28 kV r.m.s.
- Transformadores de corriente
- . Relación de transformación
 - Celda salida (42 unidades) 300/5-5 A
 - Celda transformador y acoplamiento (12 unidades) 1,500/5-5 A
 - Número de núcleos
 - . Aplicación
 - Núcleo 1 Medición
 - Núcleo 2 Protección

- . Precisión
 - Núcleo 1 0.5
 - Núcleo 2 5P20
- . Prestación
 - Trafos 300/5-5A
 - Núcleo 1 25 VA
 - Núcleo 2 25 VA
 - Trafos 1500/5-5A
 - Núcleo 1 50 VA
 - Núcleo 2 25 VA
- . Tensión de ensayo a la frecuencia industrial 1 minuto 36 kV r.m.s.
- . Sobrecarga continua permisible 20%

- Transformadores de tensión
 - . Relación de transformación
 - Zona transformadores (2 unidades) $10:\sqrt{3}/0.11:\sqrt{3}$ kV
 - Zona celdas (6 unidades) 10/0.11 kV
 - . Número de arrollamientos secundarios 1
 - . Clase de precisión 0.5
 - . Prestación 200 VA

- Transformador de potencia para Servicios Auxiliares
 - . Transformador de potencia trifásico de dos devanados sumergidos en aceite y de circulación natural
 - . Potencia nominal 250 KVA
 - . Relación de transformación 10/0.23 kV
 - . Grupo de conexión Dyn5

4.4 Equipos importantes de B.T.

- Dieciséis (16) relés de distancia
 - . Marca . BBC
 - . Tipo LI41a
 - . Montaje Vertical
 - . Corriente nominal 5 A.
 - . Tensión nominal 110 V c.a.
 - . Sobrecarga continua permisible 2 x In
 - . Frecuencia nominal 60 Hz
 - . Número de escalones 3 direccionales
1 no direccional
 - . Rango de temporización de las escalones 0 - 5 seg.

- Diez (10) relés de máxima corriente secundarios
 - . Montaje Vertical
 - . Corriente nominal 5 A
 - . Regulación de la actuación a tiempo definido (1 -3) In
 - . Tiempo de maniobra 0 - 5 seg.
 - . Corriente para operación instantánea (3 - 5) In
 - . Relación de caída o desenganche 0.85 de corriente de actuación a tiempo definido.

- Dos (2) relés de sobrecarga
 - . Marca BBC
 - . Tipo ST
 - . Montaje Vertical

. Corriente nominal	5A
. Frecuencia nominal	60 Hz
. Escala de temperatura	0 a 120 °C

Dcs (2) relés diferenciales para transformador

. Marca	BBC
. Tipo	D2ise
. Montaje	Vertical
. Corriente nominal	5 A
. Frecuencia nominal	60 Hz
. Sobrecarga continua permisible	2 x In
. Tensión auxiliar	120 V c.d.
. Regulación de insensibilidad por relaciones de transformación	10 - 50 %

4.5 Diversos equipos de medida

Equipos que deberán corresponder a las magnitudes eléctricas a las cuales van a medir; así como los otros diversos equipos auxiliares y de señal.

Medidores de energía activa trifásicos

- Medidores de energía reactiva trifásicos

Convertidores de medida

- Amperímetros

- Voltímetros

Equipos de regulación automática

- Baterías y rectificador 125 V c.c.

- Contactores e interruptores automáticos con diversos contactos normalmente abiertos o cerrados.
- Equipos de SS.AA. 220 V c.a. y 120 V c.c.
- Equipos de señal general
- Artefactos de iluminación
- Acabados finales y alambrado de paneles de mando, control y señal general.

4.6 Estructuras Metálicas

- Vigas "U" Canal
- Ángulos de fierro
- Perfiles de fierro
- Perfiles Cominco
- Planchas de acero
- Planchas de fierro
- Planchas de fierro estriadas
- Pletinas de fierro
- Varillas y tubos de fierro

5.

METRADO Y PRESUPUESTO

5.1 Introducción

El propósito será el presupuestar la ejecución de la Subestación de Transmisión Pando 60/10 kV, en base a los metrados correspondientes al proyecto.

Para tal fin el presupuesto se ha dividido en tres grandes rubros:

- . Presupuesto de los equipos A.T. y B.T.
- . Presupuesto de la obra electromecánica
- . Presupuesto de las obras civiles

La elaboración de los dos primeros presupuestos se ha efectuado mediante procedimientos mecanizados, mientras que el presupuesto de las obras civiles se estimará en base al área construida.

La resultante de los tres, dará en definitiva el monto total presupuestado para la S.E. de T. Pando 60/10 kV.

5.2 Metrado y presupuesto de los equipos A.T. y B.T.

Se calcula en base al precio en fábrica (FOB) de los equipos previstos según especificaciones técnicas, estos precios no incluyen costos de fletes ni seguros.

Para obtener los precios en Almacenes hay que aplicar ciertos factores a los precios FOB de acuerdo a disposiciones legales y que no son materia de la presente Tesis.

En el Anexo No. 1, páginas del 1 al 8, se muestran los listados correspondientes al presupuesto de los equipos A. T. y B.T., de lo que resulta:

Presupuesto de los equipos	
A.T. y B.T.	: 1'407,781.00

5.3 Metrado y presupuesto de la obra electromecánica

Con la finalidad de explicar el procedimiento seguido, se muestra en la figura 11 el diagrama de bloques que explica por si mismo la estructura del programa elaborado.

5.3.1 Materiales, equipos y jornales

Anexo No. 2.

Son las unidades elementales necesarias para la elaboración del presupuesto.

En el archivo MATERIALES se considera tanto a los materiales nacionales e importados que quedarán incorporados en la obra como a los materiales consumibles incluyendo los gastos de comercialización.

En el archivo EQUIPOS se considera a todos los equipos que serán necesarios para la ejecución de la misma.

En el archivo JORNALES se considera a la mano de obra que se insumirá en el proceso constructivo de la subestación de transmisión.

Para cada uno de los elementos mencionados se registra el índice CREPCO respectivo, el coeficiente de conversión - (Kg/m, Kg/m², Kg/unidad, etc.) y el precio (₡. 1 Kg., ₡. 1 m., etc.).

5.3.2 Sub-Partidas

Anexos No. 3 y 4.

Se forma con la combinación de algunos materiales, equipos y jornales.

Una sub-partida será por ejemplo: una puerta delantera de una celda de salida 60 kV, una puerta trasera de una celda de salida 60 kV, la columna de mando de una celda de transformador 60 kV, etc.

5.3.3 Partidas

Anexo No. 5

Se forma con la combinación de una o varias sub-partidas.

Una partida será por ejemplo la fabricación metálica de una celda de salida 60 kV, una celda de transformador 10 kV, etc.

Se van totalizando los montos de cada índice CREPCO a medida de que se elaboran las partidas.

5.3.4 Totales por índice CREPCO

Anexo No. 6

A lo largo del desarrollo del programa se van sumando los montos correspondientes para cada índice CREPCO que interviene en el presupuesto, al final se obtienen los montos - totalizados para cada uno de ellos.

Estos totalizados serán necesarios para la elaboración de la fórmula polinómica en la etapa de contratación de la ejecución de los trabajos.

5.3.5 Monto final del presupuesto

Anexo No. 7.

Se forma con los montos totales de todas las partidas en las cantidades requeridas de acuerdo al proyecto.

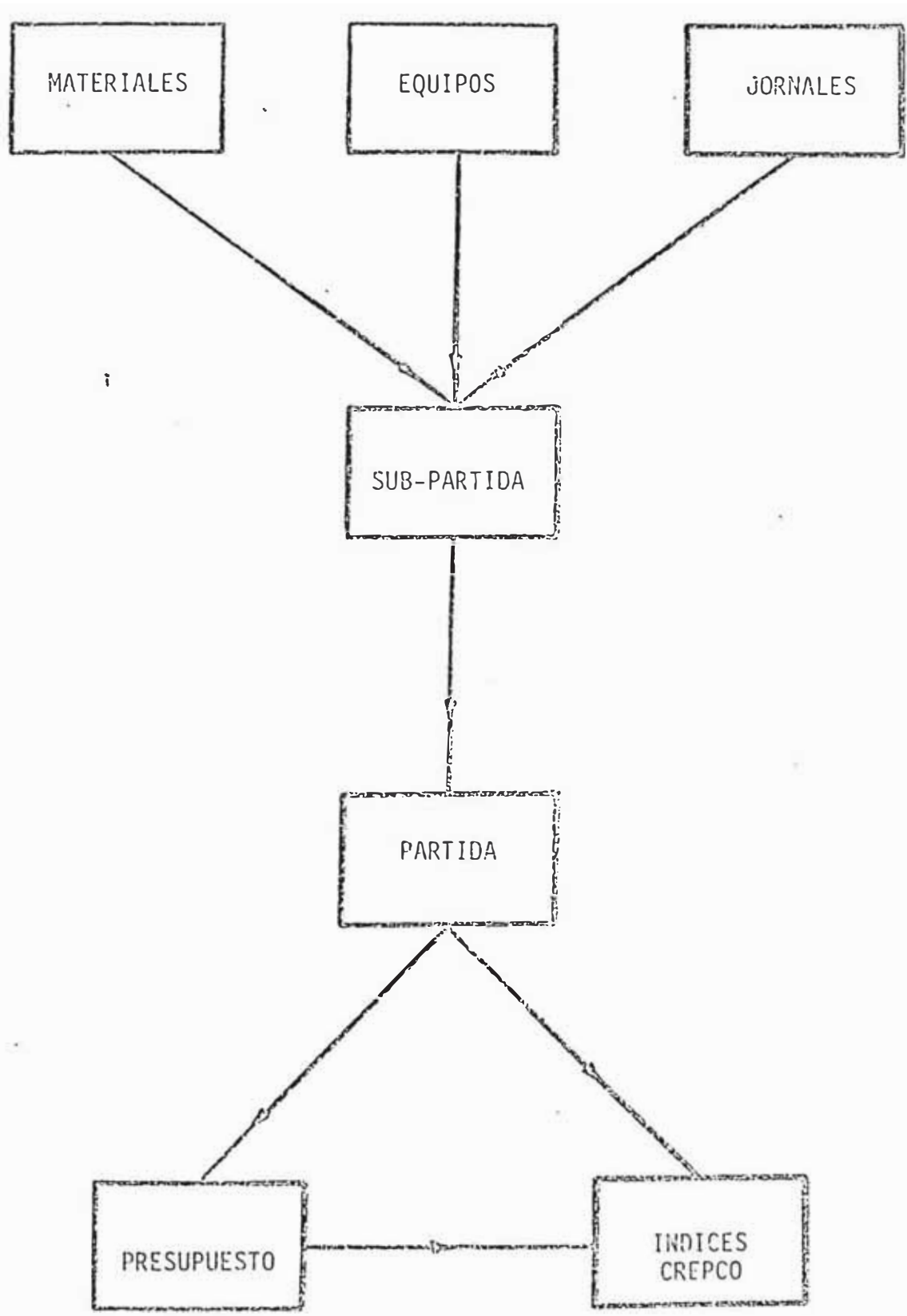
Presupuesto de la obra electromecánica	:	\$/	87,270.53
--	---	-----	-----------

5.4 Presupuesto integral de la S.E. de T. Pando 60/10 kV

Presupuesto equipos A.T. y B.T.:	\$/	1'407,781.00
Presupuesto obra electromecánica:	\$/	87,270.53
Presupuesto O.O.C.C. (estimado según área construida)	:	\$/ 350,000.00
Sub - Total	\$/	1'845,051.53
Imprevistos 5.0%		92,252.58
Contribución general a Gastos 7.5%		138,378.86
PRESUPUESTO TOTAL	\$/	2'075,682.97
		=====

El concepto Imprevistos (5.0%) corresponde a aspectos im-
previsibles que puedan presentarse en el proceso construc-
tivo.

El concepto Contribución General a Gastos (7.5%) correspon-
de a los gastos de dirección y supervisión integral de la
obra, así como de aspectos administrativos relacionados a
ella.



ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

FIGURA NO. 11

CONCLUSIONES

Por la zona telúrica en que se ubica la S.E. de T. Pando , las estructuras y equipos deben soportar esfuerzos causados por movimientos sísmicos hasta:

- . 0.5 g para la aceleración en dirección horizontal
- . 0.2 g para la aceleración en dirección vertical
- . 0.10 c/s frecuencia de los movimientos

que están en correspondencia a movimientos sísmicos de grado VIII en la escala de Mercalli.

Es de importancia la coordinación con personal de montaje a fin de encontrar en algunos casos soluciones prácticas - y factibles de ejecutar.

El proyecto deberá ser calculado correctamente y ser expresado además en planos en forma clara, con el fin de que no represente problemas durante su ejecución.

Después de ejecutada la malla de puesta a tierra deberán efectuarse mediciones y de ser el caso agregar adecuadamente electrodos Copperweld.

La elección del sistema de barras está englobado dentro del proyecto general de la Subestación y no se efectúa en forma independiente del proyecto, es decir toda la información - previa queda determinada por el desarrollo del propio proyecto.

Elegir un sistema de barras se traduce en determinar la cantidad y forma de conexión de los equipos de maniobra y de protección.

Los interruptores de potencia son los aparatos de mayor costo dentro del equipo de maniobra. Por lo tanto, la comparación de costos entre sistemas de barras queda determinada, generalmente por la cantidad de interruptores de potencia incluidos en el diseño.

En todos los cálculos mecanizados se ha utilizado la hoja electrónica de cálculo Symphony, la cual fue de gran ayuda en el desarrollo del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de mediana y alta tensión
Gilberto Enríquez H.
Editorial LIMUSA
2. Estaciones de Transformación y Distribución
Protección de Sistemas Eléctricos
Enciclopedia CEAC de Electricidad
3. Estaciones Transformadores y de Distribución
Gaudencio Zappetti J.
Editorial GILI
4. Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica
Brown Boveri Company
5. Diseño de Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión
Jorge Linares H.
A.E.P.
6. Elección del sistema de barras
Luis Valdivia y
Mario Valdivia
Revista # 57 A.E.P.
7. Cálculo de las barras colectoras rígidas para subestaciones eléctricas mediante un programa digital
Jorge Linares H.
CONIMERA III-1975
8. Guide for Safety in Alternating - Current Substation Grounding
AIEE March 1961

9. La ciencia de puesta a tierra de sistemas de energía.

Dinkhar Mukkhedar

UNI IEEE

10. Puesta a tierra en Sistemas Eléctricos

Carlos Sotille

IEEE Perú (1987)

11. Protección de Sistemas de potencia

Víctor Ortega P.
