

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



**TESINA**

**MANUAL DE OPERACIÓN DE LA SUBÁREA DE CONTROL METROPOLITANA**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA

**LUIS ALBERTO VEGA DE LA MORA**



**DIRECTOR DE TESINA: INGENIERO ROBERTO AUGUSTO ESPINOSA Y LARA**

CIUDAD UNIVERSITARIA

***A mi mamá***

***A mi papá***

***A mis hermanas y hermano***

## **Objetivo**

El presente trabajo tiene como objetivo proponer un manual para el Operador de la Subárea de Control Metropolitana, haciendo énfasis en los temas que debe conocer para entender lo que significa manipular un Sistema Eléctrico de Potencia.

Además, se sentará precedente para cualquier futura referencia de interés sobre cómo es el trabajo del Operador Eléctrico en un centro de control, describiendo de manera práctica lo que diariamente se realiza en un SEP para mantener el control del mismo.

Para poder entender mejor los temas expuestos en este trabajo se requiere conocimiento previo en equipo eléctrico, circuitos eléctricos, sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia, protecciones, plantas generadoras y subestaciones. Los temas antes mencionados se exponen en materias de la carrera de Ingeniero Eléctrico Electrónico impartida en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

## Índice

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>Sistema de transmisión</b>	<b>17</b>
2.1	Líneas de transmisión	17
2.1.1	Límite térmico	18
2.1.2	Límite por caída de voltaje	19
2.1.3	Límite por margen de estabilidad de estado estable	19
2.2	Potencia Natural de una línea de transmisión	20
2.3	Cables de potencia	21
<b>3</b>	<b>Subestaciones</b>	<b>23</b>
3.1	Subestación blindada en gas SF6	25
3.2	Subestación móvil	28
<b>4</b>	<b>Protecciones de un Sistema Eléctrico de Potencia</b>	<b>29</b>
4.1	Protecciones en la Subárea de Control Metropolitana	30
<b>5</b>	<b>Flujos de potencia</b>	<b>34</b>
5.1	Consideraciones y restricciones	34
5.2	Tipos de nodos	35
<b>6</b>	<b>Control de voltaje</b>	<b>37</b>
6.1	Control de voltaje local	37
6.2	Control de voltaje mediante transformadores, efecto de los taps	38
<b>7</b>	<b>Fallas</b>	<b>41</b>
7.1	Componentes simétricas y redes de secuencia	41

<b>8</b>	<b>Manual de Operación de la Subárea de Control Metropolitana</b>	<b>42</b>
8.1	Introducción	42
8.2	¿Qué es la CFE?	42
8.3	Breve historia de la energía eléctrica en México	43
8.4	CENACE	44
8.5	Área de Control Central	44
8.6	Subárea de Control Metropolitana	47
8.6.1	Trabajo del Ingeniero Operador Subárea	48
8.6.2	Reglamento de operación	49
8.6.3	Herramientas del operador	52
8.6.4	Nomenclatura utilizada en la Subárea de Control Metropolitana	53
8.6.4.1	Nomenclatura de LyFC	54
8.6.4.2	Nomenclatura de CFE	57
8.6.5	Alarmas	61
8.7	Operación del SEP en estado estable	62
8.7.1	Mantenimiento a bancos de transformación	63
8.7.2	Mantenimiento a líneas de transmisión	67
8.7.3	Mantenimiento a cables de potencia	69
8.7.4	Mantenimiento a bancos de capacitores	70
8.7.5	Mantenimiento a interruptores	72
8.7.6	Mantenimiento a buses o barras	74
8.7.7	Mantenimiento a equipo misceláneo en una subestación	74
8.7.8	Control de voltaje en forma local	75
8.8	Operación del SEP ante disturbio	75
8.8.1	Disturbio en líneas de transmisión	76
8.8.2	Disturbio en bancos de transformación	76
8.8.3	Disturbio en buses o barras	77
8.8.4	Disturbio en bancos de capacitores	77
8.8.5	Interruptor bloqueado	77
8.8.6	Otros disturbios	78

<b>9</b>	<b>Disturbio histórico de la SCM</b>	<b>79</b>
9.1	Condición normal previa	79
9.2	Cronología del evento	80
9.3	Maniobras de restablecimiento	81
9.4	Participación profesional	85
<b>10</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>86</b>
<b>11</b>	<b>Anexos</b>	<b>87</b>
ANEXO A	GENERACIÓN	87
ANEXO B	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	92
ANEXO C	EQUIPO ELÉCTRICO	95
ANEXO D	CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES	114
ANEXO E	CLASIFICACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES	119
ANEXO F	FUNDAMENTOS DEL SEP	135
ANEXO G	SISTEMAS POR UNIDAD	148
ANEXO H	CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA	152
ANEXO I	COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE REACTIVOS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE	155
ANEXO J	CONTROL DE VOLTAJE MEDIANTE TAPS	160
ANEXO K	MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS Y FALLAS	163
ANEXO L	TABLA DE ALARMAS EN SUPERVISORIO SITRACEN	174
ANEXO M	TABLA DE ALARMAS EN SUPERVISORIO SICRAD	181
<b>12</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>187</b>

## Lista de figuras y tablas

1-1	Demanda del ACC en un periodo de 24 horas (MW vs horas)	11
1-2	Demanda del ACC en una semana	11
1-3	Planta hidroeléctrica “El Cajón”	12
1-4	Representación esquemática de un sistema de energía eléctrica de potencia	13
1.5	Estados operativos de un SEP	16
2-1	Límites térmicos de algunos conductores	18
2-2	Gráfica del límite por margen de estabilidad	19
2-3	Gráfica de la potencia natural de una línea de transmisión	20
2-4	Tanque de aceite y caseta de control del cable Merced-2	22
3-1	Subestación encapsulada en gas SF <sub>6</sub>	26
3-2	Aislador cónico de resina	27
3-4	Estanco de las cuchillas 94 T1 en la subestación Peralvillo	28
5-1	Diagrama unifilar del Sistema de Potencia	35
5-2	Tipos de nodos en un SEP	36
A-1	Sistema de control de la regulación primaria	88
A-2	Gráfica P vs F de la regulación secundaria	89
A-3	Diagrama de control de la regulación secundaria	90
A-4	Regulación terciaria	91
C-1	Transformador T-221B en subestación Peralvillo	97
C-2	Interruptor SF <sub>6</sub> tanque vivo	103
C-3	Interruptor SF <sub>6</sub> tanque muerto	103
C-4	Interruptor en vacío	103
C-5	Tipos de cuchillas horizontales	105
C-6	Cuchillas tipo pantógrafo	105
C-7	Apartarrayos	106
C-8	Apartarrayos de dos secciones	106
C-9	TP’s	107
C-10	TC’s	107
C-11	DP’s	108
C-12	Banco de capacitores en 23 KV	108
C-13	Servicios propios de una subestación (primario y respaldo)	110
C-14	Banco de baterías	111
C-15	Fibra óptica	112
C-16	Caja de acoplamiento de fibra óptica a la llegada de una subestación	113
D-1	Subestación LER (Lerma) 23 KV	115
D-2	Subestación ODB (Odón de Buen) 23 KV	116
D-3	Subestación ATI (Atizapán) 230 KV	117
D-4	Subestación TEX (Texcoco) 400 KV	118
D-5	Subestación ATK (Azteca) 230 KV	118
E-1	Esquema de protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes en condiciones normales de operación	121
E-2	Esquema de la protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes en condiciones de falla interna	122
E-3	Conexión de un relé de distancia	123

E-4	Esquema de las zonas de protección de los relevadores de distancia	124
F-1	Variación con respecto al tiempo de $v$ , $i$ y $p$ para una resistencia	135
F-2	Variación con respecto al tiempo de $v$ , $i$ y $p$ para una inductancia	136
F-3	Variación con respecto al tiempo de $v$ , $i$ y $p$ para una capacitancia	137
F-4	Circuito eléctrico con elementos $R$ , $L$ y $C$	137
F-5	Variación con respecto al tiempo de $v$ , $i$ y $p$ para un circuito RLC	138
F-6	Circuito eléctrico monofásico	139
F-7	Triángulo de potencia	140
F-8	Representación esquemática de un transformador monofásico	141
F-9	Modelo de un transformador con tap en $a$	142
F-10	Línea de transmisión con parámetros distribuidos	142
F-11	Equivalente $\pi$ de las líneas de transmisión, parámetros distribuidos	143
F-12	Circuito equivalente, caso de líneas sin pérdidas	144
F-13	Gráfica del SIL	145
F-14	Comportamiento $P$ y $Q$ en función de $\delta$	146
J-1	Circuito equivalente de un transformador monofásico	160
J-2	Representación unifilar del transformador con taps en ambos devanados	161
J-3	Equivalente del transformador monofásico con taps en ambos devanados	161
J-4	Equivalente del transformador monofásico con tap en un devanado	162
K-1	Componentes simétricas de tres fasores desbalanceados	163
K-2	Suma gráfica de las componentes para obtener tres fasores desbalanceados	164
K-3	Circuitos equivalentes de secuencia cero de banco transformadores trifásicos	166
K-4	Falla trifásica balanceada	167
K-5	Circuitos de secuencia para una falla trifásica balanceada	168
K-6	Diagrama de conexiones de una falla monofásica a tierra	169
K-7	Conexión de las redes de secuencia para simular una falla a tierra	170
K-8	Falla línea a línea	170
K-9	Conexión de las redes de secuencia para una falla línea a línea	171
K-10	Falla doble línea a tierra	172
K-11	Conexión de las redes de secuencia para una falla doble línea a tierra	173



## Lista de acrónimos

<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Potencia
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de la Energía
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>ACC</b>	Área de Control Central
<b>SCM</b>	Subárea de Control Metropolitana
<b>CCDE</b>	Centro de Control Distribución Ecatepec
<b>CCDV</b>	Centro de Control Distribución Verónica
<b>CCDP</b>	Centro de Control Distribución Pedregal
<b>ME</b>	Margen Estabilidad de Estado Estable
<b>SF<sub>6</sub></b>	Hexafloruro de azufre
<b>TC</b>	Transformadores de corriente
<b>TP</b>	Transformadores de potencial
<b>IOSA</b>	Ingeniero Operador Subárea
<b>IAOSA</b>	Ingeniero Auxiliar Operador Subárea
<b>REDOSEN</b>	Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional
<b>LyFC</b>	Luz y Fuerza del Centro
<b>IN</b>	Interruptor
<b>LT</b>	Línea de Transmisión
<b>LV</b>	Licencia en vivo
<b>LM</b>	Licencia en muerto
<b>OE</b>	Operador de subestación
<b>SCI</b>	Sistema Contra Incendio
<b>RAV</b>	Regulador Automático de Voltaje
<b>PCyM</b>	Tablero de Protección, Control y Medición

## 1 Introducción

Para entender cómo funciona la operación en una Subárea de Control se requiere comprender el concepto general de lo que es un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), por lo tanto, se describirán a continuación los elementos que conforman un SEP y cómo se interrelacionan entre sí.

### ¿Qué es un Sistema Eléctrico de Potencia?

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) consiste en una gran diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región en donde las plantas generadoras producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía eléctrica se realice con las características de continuidad de servicio, de regulación de la tensión y de control de frecuencia requeridas.

### Características de la carga de un sistema

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, residencial).

En general, una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es el caso por ejemplo de un motor de inducción. Naturalmente, las cargas puramente resistivas (lámparas incandescentes, calefactores eléctricos) absorben únicamente potencia real.

La potencia suministrada en cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la potencia total varía en función del tiempo siguiendo una curva que puede predeterminarse con bastante aproximación y que depende del ritmo de las actividades humanas en la región servida por el sistema. El organismo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que se encarga de pronosticar el despacho de carga en México es el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE).

La figura 1-1 muestra la variación de la potencia real suministrada en el Área de Control Central (ACC) en función del tiempo durante un periodo de 24 horas. El área bajo la curva representa la energía eléctrica generada durante ese periodo.

La figura 1-2 representa la variación de la carga que se requiere en el ACC durante una semana.

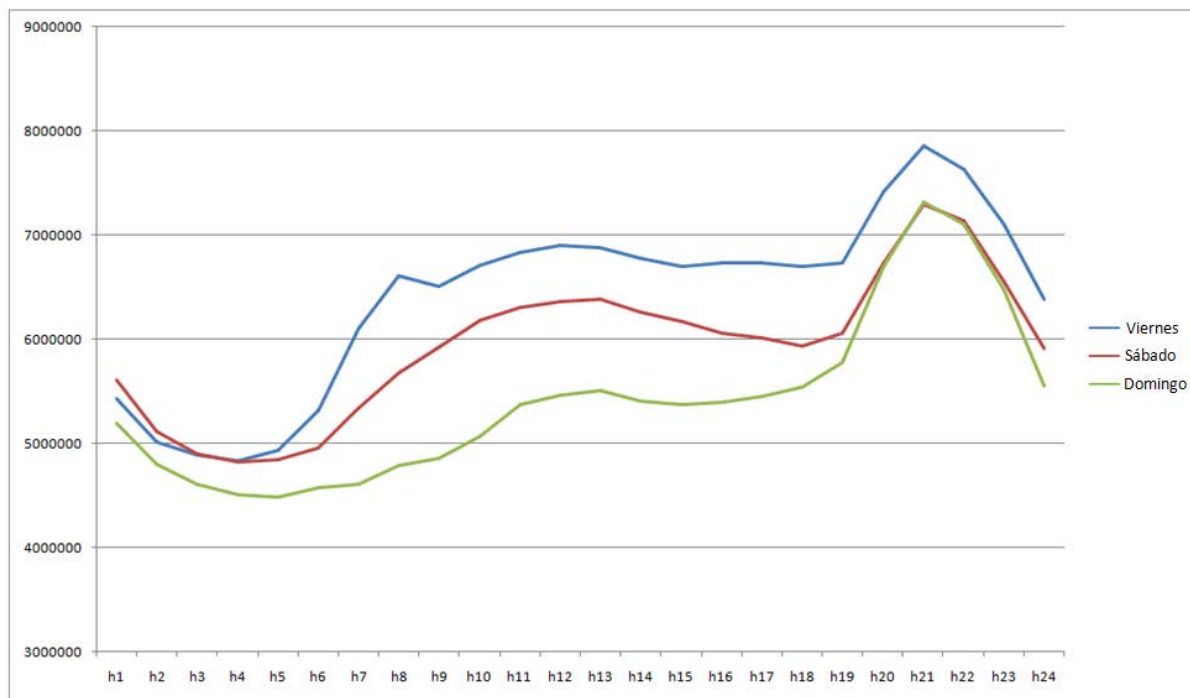


Figura 1-1 Demanda del ACC en un periodo de 24 horas (MW vs horas)

### Demanda ACC

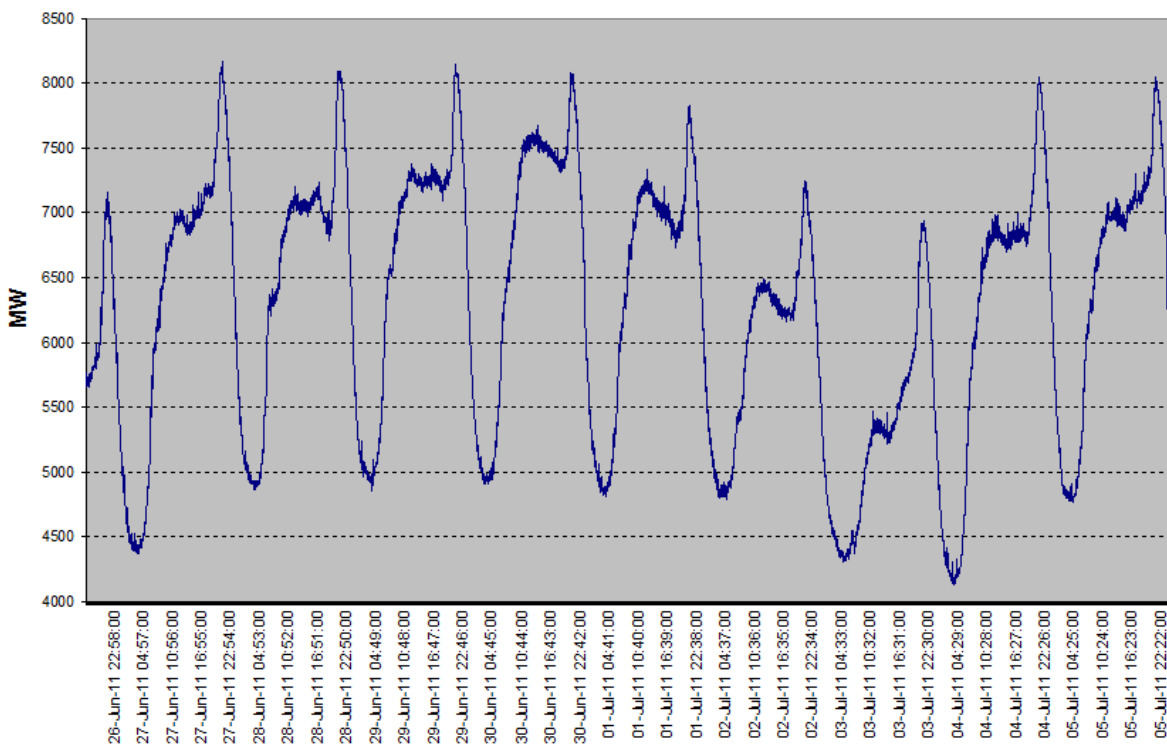


Figura 1-2 Demanda del ACC en una semana

## Fuentes de energía eléctrica

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede principalmente de alguna de las siguientes fuentes:

- Aprovechamiento de caída de agua
- Combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón)
- Fisión nuclear

La localización de las plantas generadoras, en el caso de las plantas hidroeléctricas está determinada por el lugar donde se dan las condiciones naturales para realizar una conversión económica de la energía en energía eléctrica. En general, este tipo de desarrollos queda localizado lejos de los centros de consumo y requiere un sistema de transmisión de alta tensión para el transporte de la energía eléctrica.

En lo que se refiere a las plantas termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles, resulta más económico transportar el combustible que la energía eléctrica, de manera que la tendencia ha sido instalarlas cerca de los centros de consumo. Esto seguirá siendo aplicable para las plantas generadoras con turbinas de gas que se usan para operar durante las horas de demanda máxima y durante emergencias (generación distribuida).

En cambio, para las plantas con turbinas de vapor donde se utilizan grandes unidades generadoras, que permiten reducir el costo por kilowatts instalado, conduce a instalarlas en lugares donde puede disponerse de agua suficiente para la refrigeración, donde pueden obtenerse terrenos a un costo razonable y pueda disponerse de combustible barato. Todos estos factores y los problemas de contaminación atmosférica contribuyen a alejar este tipo de plantas de los centros urbanos y por tanto, hacen necesaria la instalación de un sistema de transmisión de alta tensión.



Figura 1-3 Planta hidroeléctrica “El Cajón”

## Sistemas de transmisión y distribución

En la figura 1-4 se representan esquemáticamente los principales elementos de un sistema de energía eléctrica:

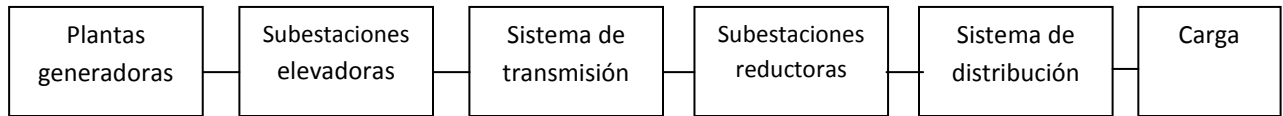


Figura 1-4 Representación esquemática de un sistema de energía eléctrica de potencia

En general, las plantas generadoras están alejadas de los centros de consumo y conectadas a éstos a través de una red de alta tensión. Inicialmente se eleva la tensión a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada. Esta alimentación puede hacerse directamente desde la red de transmisión, reduciendo la tensión en un solo paso al nivel de distribución, o a través de un sistema de subtransmisión o repartición, utilizando un nivel de tensión intermedio.

La elevación y la reducción de la tensión y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realizan en las subestaciones, que constituyen los nodos de la red cuyas ramas están compuestas por las líneas.

Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones, ya sea que la distribución se haga con líneas aéreas o subterráneas y diversos arreglos de la topología del sistema: radial, en anillo o en red. Esto depende en gran parte de la densidad de carga en un área determinada y del tipo de carga.

En la Subárea de Control Metropolitana (SCM) existen tres centros de distribución: Centro de Control Distribución Ecatepec (CCDE), Centro de Control Distribución Verónica (CCDV) y Centro de Control Distribución Pedregal (CCDP).

### Calidad del servicio

El suministro de energía eléctrica debe realizarse con una calidad adecuada, de manera que los aparatos que utilizan la energía eléctrica funcionen correctamente. La calidad del suministro de energía eléctrica queda definida por los siguientes tres factores: continuidad del servicio, control de la frecuencia y regulación del voltaje.

## **Continuidad del servicio**

Para asegurar la continuidad del suministro deben tomarse las disposiciones necesarias para hacer frente a una falla en algún elemento del sistema. A continuación se mencionan las principales disposiciones:

- A. Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio o indisponibilidad, de cierta capacidad de generación.
- B. Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería.
- C. Diseñar el sistema de manera que la falla y desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- D. Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- E. Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando éstas no han podido ser evitadas.

## **Control de frecuencia**

En general, el equipo eléctrico de un sistema, principalmente los generadores y transformadores, está diseñado para funcionar a una frecuencia determinada y lo mismo puede decirse de los aparatos de utilización que al diseñarlos para que funcionen en un rango de frecuencia mayor, por ejemplo a 50 y 60 Hz, aumentan su costo.

Las cargas resistivas son insensibles a las variaciones de frecuencia, en cambio, las cargas constituidas por motores eléctricos que mueven distintos tipos de máquinas giratorias son afectadas en mayor o menor grado por las variaciones de frecuencia.

Desde el punto de vista del funcionamiento del sistema debe tenerse en cuenta que si los generadores conectados al sistema están girando a la velocidad correspondiente a la frecuencia nominal, eso significa que existe un equilibrio entre la potencia real producida por los generadores y la potencia real absorbida por las cargas más las pérdidas del sistema.

Al producirse una variación de la carga conectada al sistema, se produce un desequilibrio que se refleja en una variación de la velocidad de rotación de las máquinas y en consecuencia de la frecuencia. Los reguladores de velocidad o gobernadores de cada turbina registran esta variación y actúan sobre las válvulas de admisión de fluido a la turbina, llegando a un nuevo estado de equilibrio. Por esta razón los sistemas modernos controlan la frecuencia con una precisión del orden de  $\pm 0.05\%$  Hz.

Por último, entre las características que debe cumplir la frecuencia de un sistema puede incluirse su pureza, es decir, que el porcentaje de armónicas sea despreciable. Esto requiere, en primer lugar que los generadores proporcionen una tensión lo más aproximada posible a una tensión sinusoidal.

En segundo lugar hay que limitar a valores tolerables la aparición de armónicas entre otros puntos del sistema, como pueden ser los circuitos magnéticos de los transformadores, que están diseñados para funcionar a densidades de flujo próximas a los valores de saturación; una disminución excesiva de la frecuencia o aumento de la tensión pueden causar la saturación del circuito magnético y la deformación de la onda de la tensión inducida. Para más información respecto al control de la frecuencia dirigirse al **ANEXO A**.

### **Regulación de voltaje**

Los aparatos que funcionan con energía eléctrica están diseñados para operar a un voltaje determinado y su funcionamiento será satisfactorio siempre que el voltaje aplicado no varíe más allá de ciertos límites.

El equipo electrónico está diseñado generalmente para operar con una tolerancia de  $\pm 5\%$  del voltaje. La vida del equipo electrónico se reduce notablemente al funcionar a voltajes superiores a los de diseño.

Una variación de  $\pm 5\%$  del voltaje se considera satisfactoria; una variación de  $\pm 10\%$  se considera tolerable.

### **Estados operativos de un SEP**

Un sistema eléctrico puede operar en los siguiente Estados Operativos:

- **Normal:** Cargas = Generación – Pérdidas. Las restricciones de operación no son violadas. Si el sistema permanece en estado normal después de contingencias, entonces se considera que éste está operando en estado normal seguro.
- **Alerta:** Los criterios de seguridad y límites operativos están al margen. Se requiere realizar acciones preventivas de control.
- **Emergencia:** Las restricciones de operación son violadas. Requiere de inmediatas acciones de control
- **Restaurativo:** El balance carga generación requiere ser restaurado, se requieren acciones de control restaurativas.

La figura 1-5 muestra de forma esquemática los estados operativos de un SEP.

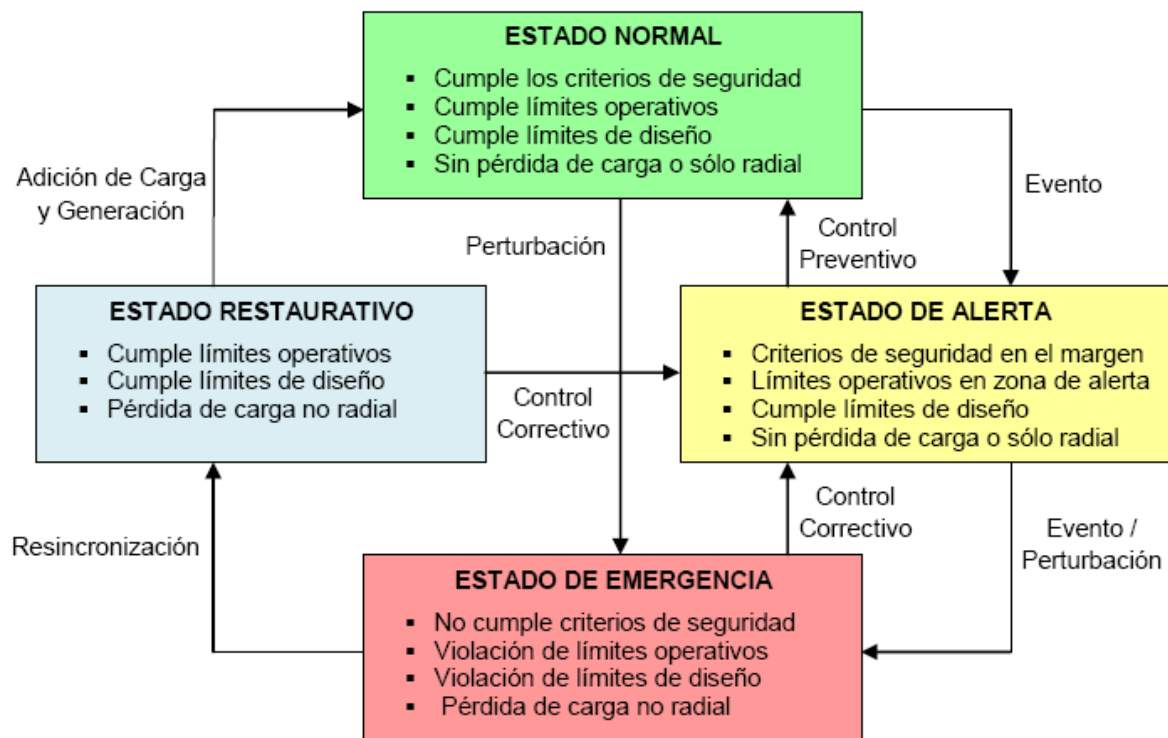


Figura 1-5 Estados operativos de un SEP



## 2 Sistema de transmisión

Para transmitir la energía eléctrica en un SEP de un nodo a otro se cuenta con líneas de transmisión y cables de potencia (a continuación se describirán las características de cada uno de ellos) además, se requieren de subestaciones eléctricas para poder transformar el potencial de la energía eléctrica en diferentes nodos del sistema.

### 2.1 Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión ocupan un lugar importante en la operación de una red eléctrica. Tanto por el número, como por la extensión territorial que abarcan, constituyen los elementos del SEP que están sujetos a un mayor riesgo de falla.

Por otro lado, aun cuando se conoce de manera práctica el comportamiento de líneas de transmisión típicas, ya sea por medio de curvas de cargabilidad o por experiencia operativa, la gran diversidad de condiciones de operación del SEP exige la obtención de modelos que la representen adecuadamente y que permitan obtener resultados de simulación confiables.

Una línea de transmisión aérea está constituida por los conductores, las estructuras de soporte, los aisladores y accesorios para sujetar los conductores a las estructuras de soporte y, en la mayor parte de los casos en las líneas de alta tensión, los cables de guarda para proteger la línea de descargas directas de rayos.

La característica más importante en una línea de transmisión o cable de potencia es la cargabilidad, ya que con ella se logran establecer estrategias operativas referentes a flujos de cargas para mantener el sistema en condiciones seguras.

En el caso de las líneas de transmisión la capacidad varía de acuerdo a la condición operativa. Cuando ocurre una falla en alguna línea de transmisión, si las protecciones operan correctamente y la línea sale de operación, la redistribución de los flujos de potencia puede llevar a rebasar los límites de otra u otras líneas del sistema y provocar que también operen sus protecciones. Una nueva redistribución de flujos provocaría seguramente en alguna otra línea del sistema problemas similares y así sucesivamente hasta llegar a una desarticulación del sistema.

El escenario descrito requiere establecer límites de cargabilidad para las principales líneas de transmisión del sistema. Los tres límites comunes que restringen la cargabilidad de un enlace son:

- Límite térmico de la línea.
- Caída de voltaje máxima permisible en la línea.
- Margen de estabilidad establecido para la operación segura del sistema.

### 2.1.1 Límite térmico

Este límite es determinado por las características mecánicas y eléctricas de los conductores. Al respetarse este límite se conserva la vida útil del elemento conductor, dicho límite se basa en la corriente máxima que puede circular a través del conductor sin que el calentamiento producido por efecto Joule altere las características mecánicas y eléctricas. Para determinar este límite en líneas aéreas es importante tomar en cuenta los factores atmosféricos y del medio ambiente, los que pueden incrementar o reducir la capacidad de disipación de calor del conductor.

El límite térmico generalmente es más alto que las otras limitaciones y se determina como la potencia máxima que puede ser transmitida por una línea cuya corriente no rebase la máxima cantidad permitida por el calibre del conductor.

Los fabricantes de conductores dependiendo de la naturaleza y calidad de los materiales que utilizan para desarrollar sus productos, determinan un máximo valor de corriente que deberá fluir a través de su conductor, esto debido a que la circulación de corriente excesiva provoca mayores pérdidas en el conductor, estas pérdidas de energía se reflejan en calor que provoca un incremento en el gradiente de temperatura en la superficie del conductor y a su vez se incrementa la resistencia, lo que puede generar altas temperaturas en los conductores y provocar pérdidas de las características de conductividad de los materiales de que están contruidos los conductores o deformaciones en los materiales.

La tabla 2-1 presenta el límite térmico para algunos conductores típicos empleados en líneas de transmisión.

CALIBRE	LÍMITE TÉRMICO, AMPERES	MVA		
		400 KV	230 KV	85 KV
1113	1110	769	442	221
900	970	---	386	193
795	910	---	363	181
477	670	---	---	133
336	530	---	---	106

Tabla 2-1 Límites térmicos de algunos conductores

En la tabla anterior se observa que la potencia aparente transmitida cuando el conductor alcanzó su límite térmico depende del nivel de voltaje de operación de la línea de transmisión.

### 2.1.2 Límite por caída de voltaje

Es la máxima potencia que puede ser transmitida por una red ó una línea de transmisión y para la cual la caída de voltaje es igual a un valor preestablecido. Depende de las políticas operativas de cada sistema, voltaje de transmisión, márgenes de potencia reactiva disponible y topología de la red.

La limitación de caída de voltaje es de suma importancia, sobre todo en sistemas eléctricos longitudinales; está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos de la línea.

Este índice se relaciona con el servicio a los usuarios, ya que se debe mantener la magnitud de voltaje en los extremos de envío y de recepción, dentro de una banda de valores respecto al voltaje nominal de operación.

Con bajo voltaje se incrementa la corriente para suministrar un valor dado de demanda y como consecuencia se aumentan las pérdidas de transmisión y el calentamiento de los equipos que componen el sistema eléctrico. En este caso puede incluso llegarse al límite térmico de la línea de transmisión. Generalmente como criterio de planeación se establece una caída máxima de tensión del 5% entre terminales de envío y recepción de la línea de transmisión.

### 2.1.3 Límite por margen de estabilidad de estado estable

Indica la cantidad de potencia que se puede transmitir por una red ó línea de transmisión permitida por un límite llamado "Margen Estabilidad de Estado Estable" (ME) para ser utilizado en caso de contingencia.

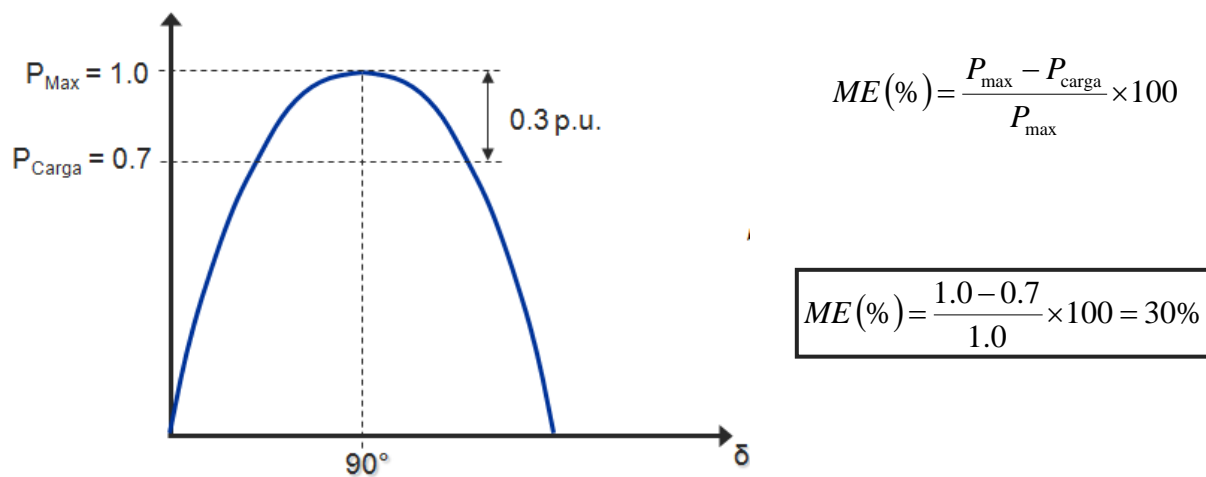


Figura 2-2 Gráfica del límite por margen de estabilidad

Este límite está dado por un margen de seguridad que permita al sistema soportar contingencias sin llegar a la pérdida de sincronismo, éste margen conocido como margen de estabilidad de estado estable (ME), se refiere al margen entre la potencia máxima ( $P_{max}$ ) que se puede transmitir por la línea de transmisión y la potencia de operación permisible ( $P_{op}$ ), normalmente alrededor de un 70% de la potencia máxima disponible.

## 2.2 Potencia Natural de una Línea de Transmisión

La potencia natural es el nivel de transmisión de potencia activa en el cual la línea consume por efecto inductivo la potencia reactiva que genera por efecto capacitivo: la línea tiene un efecto resistivo.

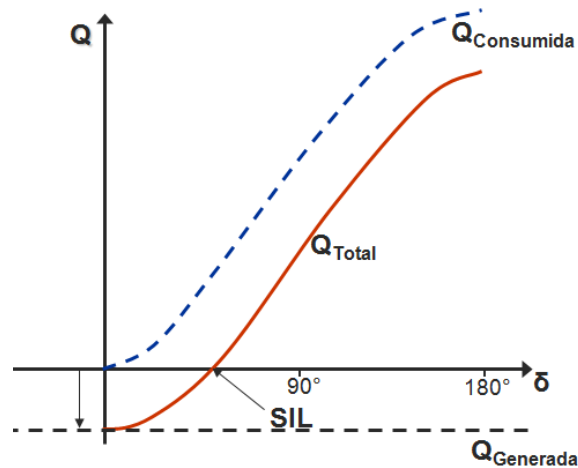


Figura 2-3 Gráfica de la potencia natural de una línea de transmisión

Algunos criterios importantes de la potencia natural en una línea de transmisión son:

- La potencia natural es *Independiente* de la longitud de la línea de transmisión.
- La longitud de la línea es determinante en la longitud y consumo de potencia reactiva.
- En líneas de mayor voltaje el consumo y generación de reactivos es mayor, con esto también se incrementa la corriente y por ende, también se incrementa la capacidad del equipo de interrupción.
- La caída de voltaje se da como resultado del flujo de potencia activa sobre la reactancia y resistencia de la línea.
- Para mantener el voltaje en el nodo de recepción es necesario compensar el consumo de potencia reactiva de la línea más la potencia requerida por la carga.
- En el caso de no tener carga reactiva el voltaje en la recepción aumenta por aportación del efecto capacitivo de la línea.

Para conocer más parámetros de las líneas de transmisión referirse al **ANEXO B**.

## 2.3 Cables de potencia

Los tipos más usuales de cables para alta tensión con aislamiento de papel impregnado tienen presión interna de aceite o presión interna de gas.

Los cables con presión interna de aceite constan de un conducto central constituido por una espiral de acero, el conductor de cobre tipo anular, un papel semiconductor, el aislamiento de papel impregnado, un papel metalizado, un forro de plomo, un fleje de acero inoxidable amagnético y una cubierta de yute con asfalto o de cloruro de polivinil.

El conducto interior del cable va lleno de aceite fluido a presión. Para voltajes del orden de 230 kV la presión interna de aceite es de  $5 \text{ kg/cm}^2$ . Este tipo de cable es generalmente monofásico, pero se utilizan a veces cables trifásicos para voltajes de 60 a 90 kV entre hilos.

Los cables de presión interna de gas son cables trifásicos formados por tres conductores de cobre recubierto cada uno de papel semiconductor, de un aislamiento de papel impregnado y de un papel semiconductor imbricado con una cinta de aluminio, formando una superficie equipotencial.

Una de las características en los cables es que la corriente de carga capacitiva produce pérdidas por efecto Joule en el conductor y pérdidas en el dieléctrico. En cables de corriente alterna de alta tensión, la corriente capacitiva que toma el cable constituye el factor que limita la distancia a la que puede realizarse la transmisión de energía eléctrica, ya que a medida que aumenta la longitud del cable aumenta la corriente capacitiva, hasta llegar a alcanzar un valor igual a la capacidad de conducción de corriente del cable. Por tanto, para reducir la magnitud de la corriente de carga capacitiva, conviene que el aislamiento del cable tenga una constante dieléctrica lo más baja posible.

Otra característica de los cables de potencia es que la capacidad de conducción de corriente depende de la temperatura que puede soportar su aislamiento sin deteriorarse y de la disipación del calor producido por las pérdidas del cable.

Los cables de 85 KV y 230 KV, han sido diseñados para trabajar con circulación de aceite a presión dentro de la tubería del cable. Esta presión ha quedado determinada por los límites de diseño correspondiente; el límite superior por la resistencia mecánica de porcelana en las terminales del cable, y el límite inferior por las pruebas de ionización mientras el cable está energizado. Cuando el cable está energizado, es suficiente una presión positiva (mayor de  $5 \text{ kg/cm}^2$ ).

Los cables de potencia subterráneos tipo tubo sumergidos en aceite, son diseñados para operar con presión estática de aceite para evitar la ionización del aislamiento del cable. Además operan con circulación de aceite por oscilación, para uniformizar la temperatura del sistema y evitar puntos calientes que se presentan a lo largo del cable durante su operación.

La presión de aceite en la tubería de los cables varía de acuerdo con la carga, las condiciones atmosféricas y con los niveles geográficos del terreno, por lo cual, para mantener los valores de presión entre los límites aceptables de operación, es necesario disponer de las estaciones de

bombeo existentes en cada una de las subestaciones que se encuentran en los extremos de los cables. La figura 2-3 muestra una caseta de bombeo de aceite.

Cuando por efectos de la gravedad y por la temperatura el aceite se acumula en el tanque de almacenamiento de alguna de las dos subestaciones, es necesario bombear aceite de ese extremo hacia el otro que se encuentra con bajo nivel.



Figura 2-4 Tanque de aceite y caseta de control del cable Merced-2

### 3 Subestaciones

Las subestaciones son un conjunto de dispositivos eléctricos que desempeñan una función muy importante ya que son los nodos de entrada y salida de los paquetes de energía para su envío a grandes distancias, regulación o distribución.

Las Subestaciones de Potencia están constituidas básicamente por:

- a) **TRANSFORMADORES DE POTENCIA:** El transformador es un dispositivo primario que opera como una maquina electromagnética cuya función principal de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos (tensión y corriente) operando como elevadores o reductores.
- b) **REACTORES DE POTENCIA:** El reactor absorbe los reactivos regulando el voltaje, además de compensar las líneas de transmisión que por su longitud generan reactivos capacitivos.
- c) **CAPACITORES:** Los capacitores son dispositivos eléctricos formados por dos laminas conductoras, separadas por una lamina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.
- d) **INTERRUPTORES DE POTENCIA:** Es un dispositivo primario de maniobra con capacidad interruptiva y por lo tanto capaz de interrumpir un flujo de corriente en condiciones normales o de disturbio en un tiempo mínimo.
- e) **TRANSFORMADOR DE POTENCIAL:** Es un dispositivo primario que modifica o reduce el potencial para reflejar las condiciones primarias y llevarlo a los esquemas de protección, sincronización y señalización.
- f) **DISPOSITIVO DE POTENCIAL:** Su función es similar a los transformadores de potencial, solo que éstos cuentan con una parte inductiva y otra capacitiva donde se puede, además, conectar el acoplamiento de OPLAT para los canales de comunicación a través de las líneas de transmisión.
- g) **TRANSFORMADORES DE CORRIENTE:** Es un dispositivo primario que modifica o reduce la corriente para reflejar las condiciones primarias y llevarlas a los esquemas de protección y medición.
- h) **APARTARRAYOS:** Es un dispositivo diseñado para proteger otro equipo contra sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, maniobras, entre otras.
- i) **CUCHILLAS SECCIONADORAS:** Es un dispositivo primario diseñado para seccionar un circuito de potencia en forma visible.

- j) **BARRAS Y CABLES:** Son los arreglos con cable o tubo para formar las barras y que a través de las cuchillas seccionadoras se conectan los interruptores con los alimentadores.
- k) **AISLAMIENTO:** En una subestación de potencia el aislamiento es fundamental, ya que se encontrará en todo el equipo primario en sus diferentes tipos (vidrio, porcelana, etc.) incluyendo los aisladores que soportan los buses y cables (tipo suspensión o pedestal).
- l) **ESTRUCTURAS SOPORTE:** Son por lo regular estructuras metálicas que soportan a los buses y cables formando arreglos especiales de acuerdo al tipo de subestación.
- m) **SISTEMA DE TIERRAS:** Es un diseño especial de electrodos interconectados formando una red subterránea a la cual se conectan todas las referencias a tierra (Neutros de conexiones estrellas, estructuras de soporte, partes aterrizadas de todo el equipo primario, cerca perimetral, apartarrayos, entre otros).
- n) **TABLEROS:** Se localizan dentro de la caseta de control, están diseñados para alojar, en su parte frontal a los dispositivos de apertura o cierre de interruptores y cuchillas, conmutadores de equipos de medición, cuadros de alarma, sincronización, etc.; en su parte posterior, por lo regular se encuentran todos los esquemas de protección.
- o) **SISTEMA DE PROTECCION Y CONTROL:** Son arreglos diseñados para la apertura y/o cierre de interruptores y cuchillas en condiciones normales o de disturbio.
- p) **BANCOS DE BATERIAS:** Son bancos de baterías estacionarios con capacidad para suministrar potencia en corriente directa a los esquemas de protección, control, señalización y todo lo que requiera de corriente directa a través de centros de carga. Estos bancos de baterías deben estar alimentados por su cargador-rectificador que convierte la corriente alterna en corriente directa para la carga de los mismos.
- q) **SISTEMA DE SERVICIOS PROPIOS:** Es la alimentación en corriente alterna para los servicios de alumbrado, cargadores de baterías, aire acondicionado, compresores, motores, entre otros, directa para la carga de los mismos.
- r) **ALUMBRADO:** La subestación debe contar con alumbrado eficiente en el área operativa, así como alumbrado de emergencia en corriente directa localizado en la sala de control para casos de emergencia.
- s) **SISTEMA CONTRA INCENDIOS:** La subestación debe contar con un sistema contra incendio principalmente en el área de transformadores. Así mismo, es conveniente contar con extintores de fuego, en el área operativa y de tableros.

El equipo eléctrico enlistado anteriormente se describe a detalle en el **ANEXO C**.



Las subestaciones se clasifican por su función en:

- Elevadoras
- Reductoras
- De maniobras

Además se clasifican por su localización en:

- Tipo intemperie
- Tipo interior

Y se clasifican por su arreglo de buses o barras en:

- Bus principal y de transferencia (ó bus 2)
- Doble bus y doble interruptor
- Doble bus con interruptor y medio
- Doble bus y bus de transferencia
- Buses anillados

Para más información respecto a la clasificación de las subestaciones referirse al **ANEXO D**.

### **3.1 Subestación blindada en gas SF<sub>6</sub>**

Cuando se trata de una subestación compacta (blindada) en alta tensión se le denomina **GIS (Gas Insulated Switchgear)** por sus siglas en inglés o subestación blindada. En media tensión se denominan MV-GIS (**M**edium **V**oltaje - **G**as **I**nsulated **S**witchgear).

Las subestaciones eléctricas aisladas en gas usan este medio como aislamiento eléctrico de sus distintos componentes de alta tensión.

Por sus propiedades óptimas, el gas utilizado es el **hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)**, el cual es muy estable, no tóxico y no inflamable, además de inodoro e incoloro a condiciones de presión y temperatura normales (1.013 hPa a 20° C).

Existen obvias diferencias fundamentales con las subestaciones convencionales aisladas en aire (AIS: Air-Insulated Switchgear). La diferencia más importante a favor de las GIS es que las dimensiones son muy reducidas. El volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Del mismo modo, el área ocupada

por una GIS está entre el 3 al 12% de la que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

En las grandes ciudades densamente pobladas, cada día es más notoria la necesidad de abastecer demandas de energía eléctrica que por sus características es imperioso satisfacerlas utilizando sistemas de alta tensión (85 kV o mayores), lo que hace imprescindible la instalación de subestaciones para esas tensiones. Por otra parte, el precio muy elevado de los terrenos en estas ciudades, sumado a la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una subestación convencional, prácticamente desaconseja el uso de éstas. En cambio, las dimensiones reducidas (en función del área y volumen) de las GIS, las convierten en la mejor opción para utilizarlas en ciudades importantes e industriales, así como en sitios de alta contaminación marina, de minas o químico-industriales de alta contaminación.

### Módulos o campos

Las Subestaciones GIS (ver figura 3-1) tienen los elementos bajo tensión aislados en gas hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ), que es el medio aislante, así como el aire lo es para las subestaciones convencionales.

Cada equipo o elemento de alta tensión, incluyendo las barras colectoras o buses principales, está encapsulado independientemente en un compartimiento con envoltorio metálico provisto de un ambiente interno de gas  $SF_6$  a una presión (de 6 a 6.5 bars) mayor que la atmosférica. Se forman así módulos individuales por equipo, que luego se interconectan mecánica y eléctricamente entre sí para formar distintas configuraciones.

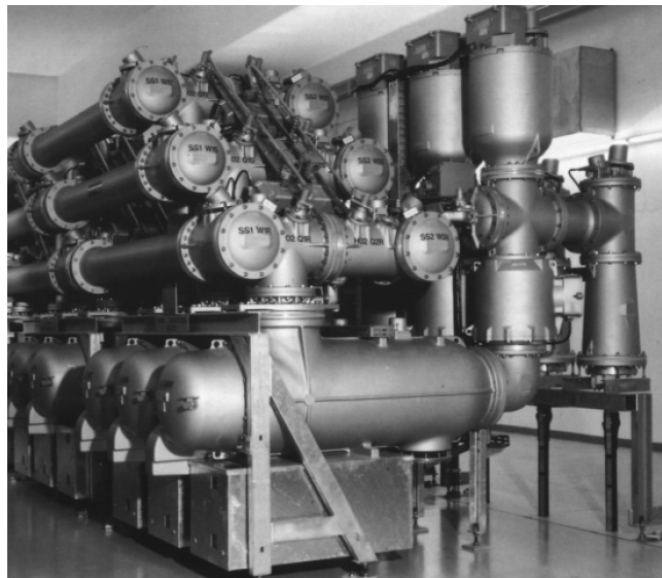


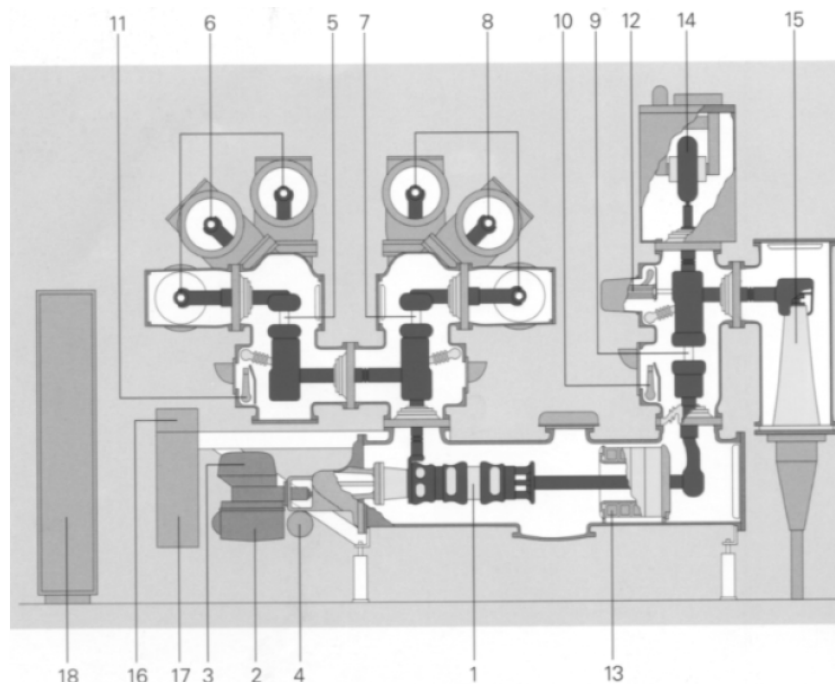
Figura 3-1 Subestación encapsulada en gas  $SF_6$

Los distintos módulos de equipos y juegos de barras principales o colectoras se conectan entre sí utilizando bridas selladas y atornilladas.

Entre módulos se utilizan aisladores cónicos de resina (ver figura 3-2) que a la vez que soportan las barras conductoras, ofrecen una hermeticidad al gas SF<sub>6</sub>, con ello se evita así la contaminación del gas en toda la subestación en los casos de apertura de interruptores sobre fallas, al tiempo que también evitan la propagación de una falla al resto de la subestación.



Figura 3-2 Aislador cónico de resina



- |                                   |                                       |
|-----------------------------------|---------------------------------------|
| 1. Interruptor                    | 10. Cuchilla de puesta a tierra       |
| 2. Mecanismo de mando             | 11. Cuchilla de puesta a tierra       |
| 3. Mecanismo de mando             | 12. Cuchilla de puesta a tierra       |
| 4. Mecanismo de mando             | 13. Transformador de corriente        |
| 5. Cuchilla seccionadora de bus 1 | 14. Transformador de potencial        |
| 6. Bus principal 1                | 15. Terminal de cable subterráneo     |
| 7. Cuchilla seccionadora de bus 2 | 16. Unidad de control de gas          |
| 8. Bus principal 2                | 17. Unidad de control del interruptor |
| 9. Cuchilla de línea              | 18. Tablero de control                |



Figura 3-4 Estando de las cuchillas 93 T1 en la subestación Peralvillo

### 3.2 Subestación móvil

Una subestación móvil es una subestación eléctrica completa montada en una o más plataformas.

Las subestaciones móviles son soluciones diseñadas y fabricadas para cumplir con las especificaciones de los clientes y suministrar de energía eléctrica durante emergencias al sustituir una subestación completa en caso de falla, incrementar temporalmente la capacidad para nuevas zonas comerciales, residenciales, etc.

Sus ventajas son:

- Menores costos de mantenimiento
- Continuidad del servicio
- Flexibilidad eléctrica para la máxima utilización y retorno de inversión
- Máxima movilidad
- Rapidez en la puesta en servicio
- Rápida disponibilidad del servicio
- Altura mínima para una máxima utilización
- Máximo de potencia (MVA) con un mínimo de peso

## 4 Protecciones de un Sistema Eléctrico de Potencia

### Sistemas de Protección

Un sistema de protección tiene como función principal detectar cuando sucede un cortocircuito y aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en el cual ocurrió la falla, para disminuir el daño en el mismo equipo y las interrupciones del servicio.

Un sistema de protección está formado por el siguiente equipo:

- Transductores
- Sensores
- Baterías
- Interruptores

### Transductores

Un transductor es un dispositivo que su entrada es una variable cualquiera de un sistema y que produce una salida proporcional al de la entrada, de acuerdo a una regla específica de conversión. En la mayor parte de los casos, el valor de la salida es directamente proporcional al valor de la entrada. En la protección de los sistemas eléctricos de potencia a los transductores se les conoce como transformadores de instrumento que a su vez pueden ser:

- Transformadores de corriente (TC).- La función de los transformadores de corriente es proporcionar aislamiento de la tensión del sistema de potencia y suministrar una corriente secundaria, de valor normalizado, para alimentar a los relevadores de protección.
- Transformadores de potencial (TP).- Los transformadores de potencial tienen como función reducir la tensión nominal del sistema de potencia a una tensión secundaria para alimentar a los relevadores de protección con tensión de valor normalizado.

### Sensores

Los sensores detectan un cambio de estado en un sistema. En los sistemas eléctricos se les conoce como relevadores.

Un relevador de protección es un dispositivo que es energizado por una señal de tensión, corriente o por ambas, a través de los transformadores de instrumento. Cuando la señal excede un valor predeterminado el relevador opera mandando una señal para la desconexión de la parte del sistema donde ocurrió la condición anormal.

## Baterías

Las baterías son el equipo que, en un sistema de protección, tienen la función de proporcionar alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo se prefiere de corriente directa en vez de corriente alterna debido a que ésta alimentación puede no ser de la adecuada magnitud durante un cortocircuito; por ejemplo, cuando ocurre una falla trifásica puede resultar una tensión de corriente alterna igual a cero para la alimentación de los servicios, por lo que en estas circunstancias la potencia requerida para el disparo no puede ser obtenida del sistema de corriente alterna, con lo cual fallará el disparo.

La batería está conectada permanentemente a través de un cargador-rectificador al servicio de estación de corriente alterna.

## Interruptores

El interruptor es el equipo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para desenergizar a un elemento que está en cortocircuito, de tal manera que al quedar este elemento aislado, el resto del sistema puede continuar en operación normal.

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito que circule a través de ellos y adicionalmente interrumpir esta corriente. Este equipo además de desconectar a un elemento del sistema en cortocircuito, tiene la función de cerrar o abrir un circuito de potencia en condiciones normales de operación o en vacío.

Para más información y detalles sobre las protecciones de un SEP referirse al **ANEXO E**.

### 4.1 Protecciones en la Subárea de Control Metropolitana

#### 4.1.1 Protección de líneas de transmisión y subtransmisión

##### *Protección primaria*

<b>87FO</b>	Protección <b>diferencial</b> por comparación de corriente en cada uno de los extremos de línea, en cada una de las fases y con canal de comunicación de fibra óptica
<b>21/21N</b>	Relevador de <b>distancia</b> para la protección entre fases y de fase a tierra con primera zona de protección.

## Protección de respaldo

<b>21/21N</b>	Relevador de <b>distancia</b> para protección entre fases y fase a tierra, segunda zona de protección.
<b>67/67N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente direccional</b> para protección entre fases y de fase a tierra.
<b>50FI</b>	Relevador de <b>sobrecorriente</b> , para protección por falla de interruptor.

### 4.1.2 Protección de bancos de potencia

#### Protección de fallas de potencia de subtransmisión

Protección primaria ---- 230/85 KV T28 (100 MVA)

<b>63</b>	Relevador de presión de gas, <b>Buchholz</b> .
<b>87T</b>	Relevador de <b>porcentaje con restricción de armónicas</b> . Protege los interruptores propios y de enlace tanto de 230 como de 85 KV en arreglo de interruptor y medio.
<b>50</b>	Relevador de <b>sobrecorriente instantáneo</b> . Protección primaria redundante para fallas entre fases en el banco.
<b>50N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente instantáneo</b> . Detecta fallas de fase a tierra entre la zona de los TCs de 85 KV y los devanados del lado secundario del banco.
<b>67N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente direccional</b> . Detectar fallas de fase a tierra en los devanados del lado primario del banco.

Protección de respaldo ---- 230/85 KV T28 (100 MVA)

<b>51</b>	Relevador de <b>sobrecorriente de tiempo inverso</b> . Protección de respaldo para fallas entre fases en las líneas de 85 KV.
<b>50TT</b>	Relevador de <b>sobrecorriente instantáneo</b> . Protección por falla de interruptor en el lado de 230 KV.
<b>51N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente</b> . Detecta fallas de fase a tierra en la zona entre los TCs de 85 KV y los devanados del lado de baja tensión del banco.

#### Protección de bancos de potencia para distribución

Protección primaria ---- 230/23 KV T221 (60 MVA)

<b>63</b>	Relevador de presión de gas, <b>Buchholz</b> .
<b>87T</b>	Relevador <b>diferencial de porcentaje con restricción de armónicas</b> . Su zona de protección abarca desde el interruptor propio y de enlace de 230 KV hasta los interruptores de 23 KV.
<b>50</b>	Relevador de <b>sobrecorriente instantáneo</b> . Protección primaria redundante para fallas entre fases en el banco.
<b>67N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente direccional</b> . Detecta fallas de fase a tierra en los devanados del lado primario del banco.

Protección de respaldo ---- 230/23 KV

T221 (60 MVA)

<b>51</b>	Relevador de <b>sobrecorriente de tiempo inverso</b> . Protección de respaldo para fallas entre fases en los alimentadores de 23 KV.
<b>50TT</b>	Relevador <b>de sobrecorriente instantáneo</b> como protección por falla del interruptor.
<b>50T</b>	Relevador de <b>sobrecorriente de tiempo inverso</b> . Detecta fallas de fase a tierra del lado de 23 KV del banco y en los alimentadores.

Protección primaria ---- 85/23 KV

T82 (30 MVA)

<b>63</b>	Relevador de presión de gas, <b>Buchholz</b> .
<b>87T</b>	Relevador <b>diferencial de porcentaje con restricción de armónicas</b> . Su zona de protección abarca desde el interruptor propio del banco de 85 KV hasta los interruptores propios de 23 KV.
<b>50</b>	Relevador de <b>sobrecorriente instantáneo</b> . Protección primaria redundante para fallas entre fases en el banco.
<b>50N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente instantáneo</b> . Detecta fallas de fase a tierra en el lado del 85 KV del banco.

Protección secundaria ---- 85/23 KV

T82 (30 MVA)

<b>51</b>	Relevador de <b>sobrecorriente de tiempo inverso</b> . Protección de respaldo para fallas entre fases en los alimentadores de 23 KV.
<b>51N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente de tiempo inverso</b> . Protección de respaldo para fallas de fase a tierra en el lado de 85 KV del banco.
<b>51T</b>	Relevadores de <b>sobrecorriente de tiempo inverso</b> . Protección de respaldo para detectar fallas de fase a tierra en el lado de 23 KV del banco y en los alimentadores.

#### 4.1.3 Protección de bancos de tierra 85 KV

<b>63</b>	Relevador de presión de gas, <b>Buchholz</b> .
<b>50/51</b>	Relevador <b>de sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso</b> . Fallas entre fases internas en el banco.
<b>50</b>	Relevador de <b>sobrecorriente instantáneo</b> . Protección de respaldo para fallas de fase a tierra del banco y de los elementos conectados a las barras colectoras.



#### 4.1.4 Protección de bancos de capacitores de 23 KV (12.6 MVAR ó 6.1 MVAR)

<b>50/51</b>	Relevador de <b>sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso</b> . Protección de fallas entre fases dentro de la zona que cubre al propio interruptor y al banco de capacitores.
<b>50/51N</b>	Relevador de <b>sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso</b> . Protección de fallas de fase a tierra dentro de la zona que cubre al propio interruptor y al banco de capacitores.
<b>Fusible</b>	Contra sobrecorriente.
<b>59</b>	Relevador de <b>sobretensión</b> .

#### 4.1.5 Protección diferencial de barras

<b>87B</b>	Unidad de medición de la protección diferencial de barras.
<b>87BX</b>	Transformador intermedio y unidad estabilizadora.
<b>87XB</b>	Unidad de supervisión automática con elemento de disparo y alarma.
<b>86B</b>	Relevador auxiliar de disparo con reposición eléctrica.

## 5 Flujos de potencia

El propósito general de un sistema eléctrico de potencia es satisfacer continuamente la potencia eléctrica requerida por los consumidores. Existen varias restricciones que deben cumplirse al proporcionar el servicio: los niveles de voltaje y frecuencia deben mantenerse dentro de cierta tolerancia; las líneas de transmisión no deben operar cerca de sus límites térmicos y de estabilidad; además, el suministro debe ser confiable y con el menor costo.

Para analizar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia bajo las consideraciones anteriores, se plantea lo siguiente: dadas las inyecciones de potencia real y reactiva en los nodos de la red, encontrar las condiciones eléctricas en estado estable del sistema eléctrico de potencia. Este análisis es conocido como Análisis de Flujos de Potencia.

En esencia, el problema en el análisis de flujos de potencia, es determinar *la magnitud y el ángulo de fase de los voltajes nodales* y el flujo de potencia real y reactiva a través de líneas de transmisión y transformadores. Para más información sobre fundamentos de un SEP referirse al **ANEXO F**.

### 5.1 Consideraciones y restricciones

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principal que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y la potencia real y reactiva que fluyen en cada línea.

Para el análisis de flujos de potencia, la red eléctrica es modelada por: un conjunto de nodos interconectados por medio de líneas de transmisión y transformadores, además se tienen generadores y cargas conectadas a varios nodos del sistema, los cuales inyectan o toman potencia compleja de la red eléctrica.

Considerando el diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia de la figura 5-1, la potencia compleja  $SG_i$  es inyectada por los generadores a la red, y  $SD_i$  es la potencia compleja demandada por la carga. Los voltajes complejos de los nodos son denotados por  $V_i$ . En este problema se considera que el sistema eléctrico de potencia es balanceado por tanto la representación de secuencia positiva es adecuada.

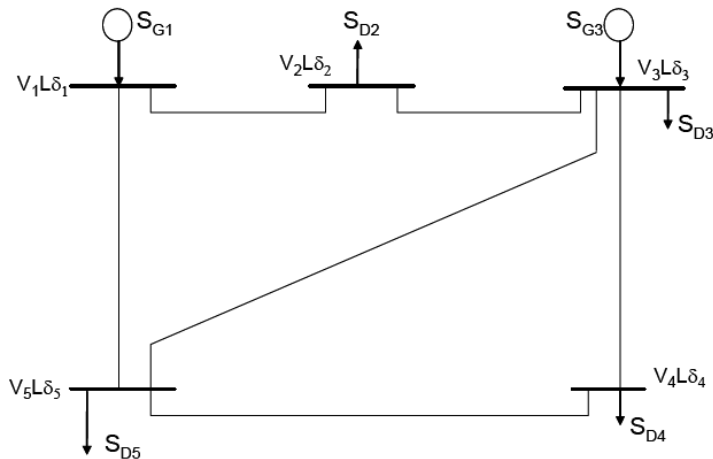


Figura 5-1 Diagrama Unifilar del Sistema de Potencia

Las cargas mostradas en la figura 5-1 representan cargas de los sistemas de transmisión y distribución. El análisis asume que las cargas  $S_{Di}$  son constantes. Esta consideración va de acuerdo con la naturaleza de la demanda de los consumidores, la cual varía generalmente de forma lenta, por lo que puede considerarse constante. El efecto de las variaciones de la carga con el tiempo, puede estudiarse considerando diferentes casos; en cada uno de los cuales, la carga es constante.

## 5.2 Tipos de nodos

Dado que el problema de flujos de potencia consiste en el cálculo de los voltajes nodales y los flujos de potencia, para cada nodo del sistema se requiere conocer cuatro variables:

- $P \rightarrow$  Potencia Activa o Real
- $Q \rightarrow$  Potencia Reactiva o Aparente
- $V \rightarrow$  Magnitud de Voltaje
- $\delta \rightarrow$  Angulo de fase del voltaje

Analizando los nodos de un sistema de potencia generalmente existen dos tipos de nodos: de generación y de carga. Los nodos de interconexión son considerados nodos de carga con valor de  $P$  y  $Q$  igual a cero.

En los nodos de generación la  $P$  inyectada a él, determinado por el gobernador de la turbina, es siempre conocida. La magnitud del voltaje,  $V$ , es mantenida constante por medio de una inyección de potencia reactiva. El regulador automático de voltaje actúa sobre la excitación del generador, variando la inyección de potencia reactiva. En general, estos tipos de nodos son denominados nodos de voltaje controlado.

Los nodos de carga o nodos de voltaje no controlado, son aquellos en que la inyección de potencia  $P+jQ$  es especificada. Tanto  $P$  como  $Q$  se asume que son constantes.

Al efectuar un estudio de flujos de potencia, las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red no son conocidas de antemano. Esto significa que el total de potencia inyectada, generación, no puede ser especificada. Por este motivo la inyección de potencia real y reactiva de al menos un nodo debe ser determinada por la solución; el nodo que asume esta función es llamado nodo compensador.

En un sistema de potencia real, este nodo corresponde a la planta generadora que tiene la responsabilidad del control de la frecuencia. Como el nodo compensador es de voltaje controlado, generador, también usualmente se la asigna la referencia de fase del sistema, por tanto, el voltaje complejo en este nodo debe ser especificado y las variables desconocidas serán la potencia real y reactiva. Todos los nodos de voltaje controlado se comportan como compensadores de potencia reactiva, ya que para mantener el voltaje en su valor especificado, modifican su generación de potencia reactiva.

En la tabla 5-2 se muestran los tipos de nodos y sus variables conocidas y desconocidas.

Tipos de nodo	Variables	
	Conocidas	Desconocidas
Voltaje controlado	$P, V$	$Q, \delta$
Carga	$P, Q$	$V, \delta$
Compensador	$V, \delta$	$P, Q$

Tabla 5-2 Tipos de nodos en un SEP

Una vez conocidos los voltajes nodales, es posible obtener la inyección de potencia compleja del nodo compensador, la potencia reactiva de generadores y los flujos a través de las líneas de transmisión y transformadores.

En el **ANEXO H** se encuentran las ecuaciones que describen la circulación de potencia reactiva.

## 6 Control de voltaje

En la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia el control de voltaje es una función primordial. El objetivo de este control es ajustar todos los voltajes nodales dentro de una banda operativa.

En el análisis de este tema se relaciona el flujo de potencia reactiva con el perfil de voltaje del sistema, siendo muy importante la localización de fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión. Otra característica interesante del problema, que agrega complejidad a la solución, es la generación y consumo variable de potencia reactiva en los elementos de transmisión y transformación.

Las variables a considerar son:

- Localización de Fuentes de Potencia Reactiva
- Estructura del Sistema Eléctrico (Topología)
- Características de los Elementos de Sistema de Potencia: Líneas de Transmisión, Generadores, Transformadores, etc.
- Variaciones de la Demanda y su Composición (factor de potencia)

Para entender cómo se comportan los flujos de reactivos para el control del voltaje referirse al **ANEXO I**.

### 6.1 Control de voltaje local

En un SEP, para evitar la degradación del perfil de voltaje es necesario eliminar o reducir el flujo de potencia reactiva en el sistema. Sin embargo, en sistemas reales las fuentes de reactivos no necesariamente están cerca de la carga, de ahí que se requiere cierto transporte de potencia reactiva.

La primera fase en el control de voltaje es tener nodos de voltaje controlado que definan en forma general el perfil de voltaje del sistema. Este control de voltaje es de tipo local y trata de mantener el voltaje de un nodo en un valor especificado. Esto se logra a través de cambios en la excitación de generadores o la conexión continua de reactores o capacitores.

Si los esquemas de control se aplican en varios puntos del sistema se definirá la estructura básica del flujo de reactivos en la red. Los nodos de voltaje controlado sirven de referencia (soporte) al perfil de voltaje del sistema y mantienen el nivel de voltaje aportando la potencia reactiva requerida por las cargas y el sistema de transmisión.

En estado estable los controles mantendrán el voltaje del nodo controlado en el valor especificado. En cambio, ante perturbaciones, se tendrán cambios en los voltajes y el regreso a los valores de referencia dependerá de la respuesta dinámica de los sistemas de control.

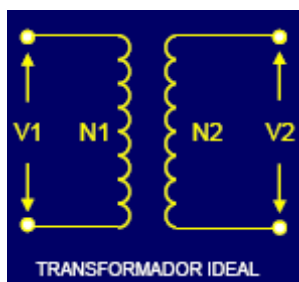
En un caso real las fuentes de reactivos son limitadas y sólo podrán mantener el voltaje mientras los requerimientos de potencia reactiva del sistema estén dentro de la capacidad de la fuente. Si se llega a un límite, se pierde el soporte de reactivos y el control de voltaje en la zona donde se localiza la fuente. En un sistema de potencia es muy importante la localización de las fuentes de reactivos, el objetivo en la ubicación es tratar de lograr un soporte de voltaje adecuado y reducir la transmisión de potencia reactiva a los puntos de carga.

Al tener pocas fuentes de potencia reactiva y estar alejadas eléctricamente de la carga, entonces se tendrá la degradación del perfil de voltaje debido a la transmisión de reactivos a grandes distancias. Este problema es acumulativo, ya que al tener mayores diferencias de voltaje también se incrementa el consumo de reactivos en los elementos de transmisión, lo que a su vez causa una caída de voltaje mayor.

## 6.2 Control de voltaje mediante transformadores, efecto de los taps

Para controlar el voltaje es común cambiar la relación de transformación del transformador (tap) para modificar el voltaje en nodos de carga. El transformador no es una fuente de potencia reactiva, sin embargo, el cambio del tap altera la distribución del flujo de reactivos en el sistema, lo que permite obtener un cambio en el perfil de voltaje.

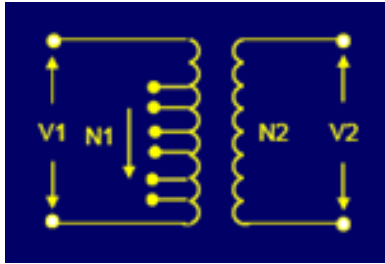
Es necesario conocer de qué lado se encuentra el tap, ya sea del lado de alta o baja. En los siguientes ejemplos se ilustra con fórmulas cómo se altera el flujo de reactivos mediante el cambio de taps.



$N_1$  : No. de vueltas del primario  
 $N_2$  : No. de vueltas del secundario  
 $V_1$  : Voltaje del lado primario  
 $V_2$  : Voltaje del lado secundario

a : Relación de transformación  $\rightarrow \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2}$

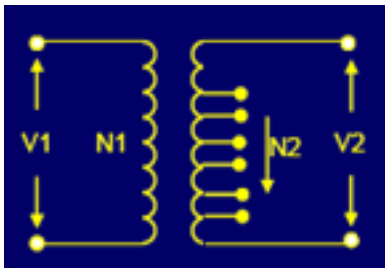
Suponiendo tap lado ALTA



$$V_1 \frac{N_2}{N_1} = V_2$$

- $V_1$  y  $N_2$  se mantienen constantes.
- Conforme se disminuye el tap,  $N_1$  disminuye, por lo que el voltaje del lado secundario ( $V_2$ ) aumenta.
- Conforme aumenta el tap,  $N_1$  aumenta, por lo que el voltaje en el lado secundario ( $V_2$ ) disminuye.

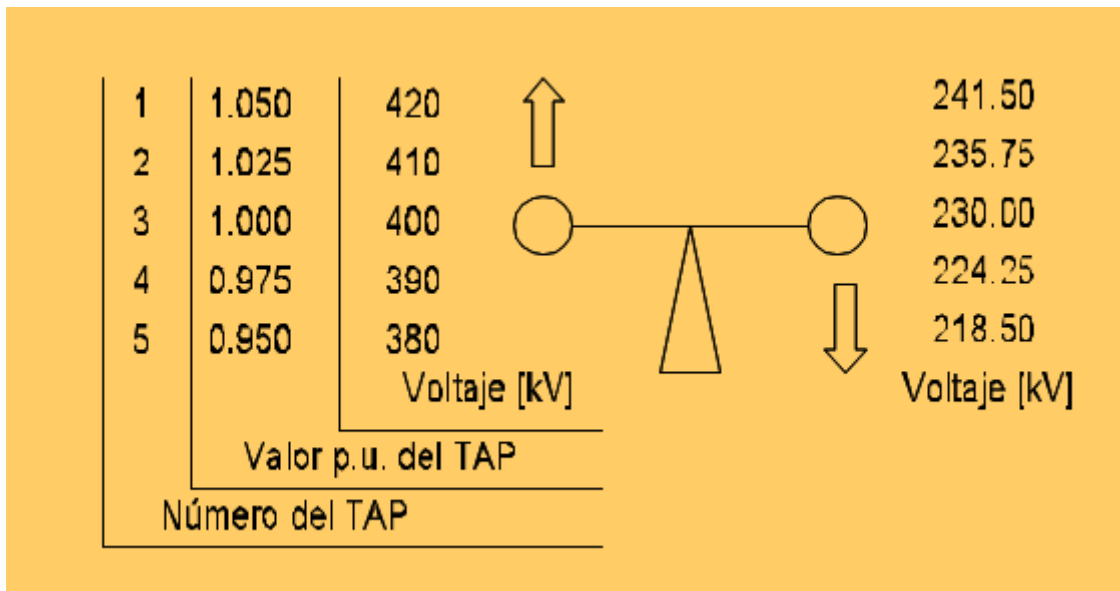
Suponiendo tap lado BAJA



$$V_1 \frac{N_2}{N_1} = V_2$$

- $V_1$  y  $N_1$  se mantienen constantes.
- Conforme se disminuye el tap,  $N_2$  disminuye, por lo que el voltaje del lado secundario ( $V_2$ ) disminuye.
- Conforme aumenta el tap,  $N_2$  aumenta, por lo que el voltaje en el lado secundario ( $V_2$ ) aumenta.

Ejemplo de movimiento de taps en un transformador 400/230 KV



## Observaciones

- La efectividad del cambio de tap depende de la caída de voltaje en el transformador del voltaje de la fuente y de la caída de voltaje en la reactancia del sistema.
- El valor de la caída de voltaje puede ser positivo o negativo, dependiendo del tipo de carga, afectando la efectividad del cambio de tap.
- El factor de potencia de la carga afecta al flujo de reactivos por el transformador y por lo tanto a la caída de voltaje en el mismo.
- El cambio de tap resulta más efectivo cuando se fuerza flujo a través de trayectorias de baja impedancia, al causar una caída de voltaje menor.
- Si el cambio de tap fuerza flujo a través de una trayectoria de alta impedancia, la acción es menos efectiva debido a que la aportación de reactivos se consume en la reactancia del sistema de transmisión.
- Al efectuar un cambio de tap se tendrá una reacción opuesta en las terminales del transformador, subiendo el voltaje en un nodo y bajando en el otro.
- La efectividad del cambio de tap se ve afectada por el flujo de potencia activa y reactiva a través del transformador.

El **ANEXO J** explica las ecuaciones matemáticas que demuestran el control de voltaje mediante taps.



## 7 Fallas

En el diseño, planificación y operación de los sistemas de potencia los estudios de fallas son comúnmente utilizados con diferentes propósitos. En algunos casos, para la especificación de equipo de interrupción, en otros, para definir estrategias de operación sin violar límites de corto circuito, también se emplean para definir el ajuste de protecciones o bien para analizar casos específicos de fallas.

Las fallas son conexiones no planeadas que perturban el equilibrio del sistema, con lo cual se inicia un proceso dinámico y la reacción de elementos y controles. La falla tiene un impacto variable a lo largo del tiempo, teniendo los valores mayores de corriente en los primeros ciclos del disturbio.

Son diversas las causas de fallas: por ejemplo las descargas atmosféricas, daños por los vientos, árboles caídos sobre los conductores de las líneas, vehículos que chocan contra las torres o los postes que cortocircuitan las líneas, vandalismo, pequeños animales que se introducen en los tableros, rupturas en los conductores debido a cargas excesivas de hielo, contaminación salina, etc.

Es importante determinar los valores de voltajes y corrientes del sistema durante estas condiciones, de modo que se puedan ajustar los esquemas de protección y reducir al mínimo los efectos perjudiciales de estas contingencias.

### 7.1 Componentes simétricas y redes de secuencia

Los Sistemas Eléctricos de Potencia operan normalmente en la modalidad de estado estacionario senoidal de tres fases balanceado. Sin embargo, hay ciertas características que pueden provocar una operación no balanceada. Las más graves son las fallas o corto circuito.

Para proteger al SEP contra tales contingencias, se requiere instalar dispositivos de protección. Por estas y otras razones, es necesario calcular los voltajes y corrientes en el sistema, bajo condiciones de operación no balanceada.

Charles LeGeyt Fortescue describió cómo voltajes (o corrientes) trifásicos, arbitrariamente no balanceados, se podían transformar en tres conjuntos de componentes trifásicas balanceadas, a los que denominó “componentes simétricas”. Para el análisis del SEP, se puede transformar una condición de desbalance en componentes simétricas, calcular la respuesta del sistema -mediante análisis directo de circuitos- y transformar los resultados otra vez a los valores de fase originales.

Más información en el **ANEXO K**.

## **8 Manual de Operación de la Subárea de Control Metropolitana**

### **8.1 Introducción**

El siguiente manual tiene como propósito que el personal de nuevo ingreso en la Subárea de Control Metropolitana (SCM), tanto operativo como profesionales técnicos, se familiaricen rápidamente y de forma clara con el trabajo que realiza un Ingeniero Operador Subárea en el centro de control. Además, es una herramienta valiosa para el Operador de la SCM ya que contiene detalles específicos que son una rápida referencia cuando se olvida alguna información referente a la operación del sistema.

Sin embargo, antes de entrar en materia, es necesario conocer algunos antecedentes de la compañía en la que se está trabajando.

### **8.2 ¿Qué es la CFE?**

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 34.9 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

La infraestructura para generar la energía eléctrica en 2011 está compuesta por 187 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 52,506 megawatts (MW). El 22.68% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoeléctrica.

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene más de 753 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución.

Al cierre de 2010, el suministro de energía eléctrica llegó a más de 190 mil localidades (190,732 rurales y 3,667 urbanas) y el 97.60% de la población utiliza la electricidad.

Si bien el sector doméstico agrupa 88.38% de los clientes, sus ventas representan 23.92% del total de ventas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas.

La CFE es también la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional, la cual es plasmada en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión para satisfacer la demanda en los próximos diez años, y se actualiza anualmente.

CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

### 8.3 Breve historia de la energía eléctrica en México

El uso de la electricidad en la República Mexicana se inició en el año de 1879, con la instalación de una central termoeléctrica en la ciudad de León, Gto., para satisfacer la demanda de energía eléctrica de una empresa textil.

En 1891 se establece en la ciudad de México la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, primera empresa dedicada a la generación y venta de energía eléctrica para alumbrado público, transporte urbano y uso doméstico.

Al consolidarse el triunfo de la Revolución y con base ya en la Constitución Política de 1917, el gobierno empezó propiamente a ocuparse del servicio público de energía eléctrica, lo que correspondió a la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo. El sistema bajo el que operaban las empresas eléctricas, era el de concesiones, mismas que se multiplicaron más en función de los intereses de los concesionarios que de las necesidades del país.

El 14 de agosto de 1937 el Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, General Lázaro Cárdenas del Río, en uso de las facultades extraordinarias que le concedió el Congreso de la Unión en materia de industria eléctrica expidió en la ciudad de Mérida, Yuc., la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad con el objeto de organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica basados en principios técnicos-económicos, sin propósito de lucro y con la finalidad de obtener a un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.

En el año de 1960 se adquirió la mayoría de las acciones que constituían el capital de The Mexican Light and Power Co. En virtud de que la asamblea de esta empresa se encontraba señalada para el 26 de septiembre, el día 27 se tomó posesión de la misma, quedando registrado en la historia de México el 27 de septiembre de 1960 como el día de la nacionalización del servicio público de energía eléctrica.

El proceso de nacionalización se consumó formalmente el 29 de diciembre de 1960, al hacerse una adición al artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por el cual se reserva en exclusividad a la nación mexicana lo referente a la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica, que tenga por objeto la prestación de servicio público, sin concesiones a particulares y debiendo aprovechar los bienes y recursos naturales requeridos para estos fines.

La decisión de nacionalizar el servicio público de energía eléctrica, la unificación de frecuencia en el país a 60 ciclos misma que se concluyó en 1976, así como la interconexión del Sistema Eléctrico Nacional en 1978, estos dos últimos hechos técnicos por demás relevantes, permitieron a la Comisión Federal de Electricidad una explotación más racional de todos los medios de generación, transmisión y distribución existentes; y la ingeniería nacional por esos hechos pudo hacer una

selección conveniente de los recursos disponibles para la utilización de centrales generadoras, energéticos y la aplicación de nuevas tecnologías para lograr una mejor interconexión de los sistemas eléctricos.

#### **8.4 CENACE**

La Comisión Federal de Electricidad basándose en principios técnicos y económicos y con el fin de integrar bajo una misma dirección y por ende administrar más eficientemente el despacho de carga utilizando metodología uniforme, a partir de 1962 funda la Oficina Nacional de Operación de Sistemas y en razón de la evolución del sistema en 1976 se crea el Despacho Nacional de Carga, como órgano coordinador responsable de las oficinas de operación de Sistemas de todo el país, dependiendo de la Dirección General, con el objeto fundamental de operar los sistemas de todo el territorio nacional, aplicando las medidas necesarias para mantener el suministro de energía eléctrica en forma continua, con óptima calidad, con seguridad de los sistemas y al mínimo costo de generación, dentro de las normas establecidas.

En 1977 el Despacho Nacional de Carga cambió su denominación por la del Centro Nacional de Control de Energía, quedando como órgano dependiente de la Gerencia General de Operación. Con motivo de la modificación de la estructura orgánica de la Comisión Federal de Electricidad y la de la expansión del servicio público de energía eléctrica, derivada de los proyectos desarrollados, en 1980 el Centro Nacional de Control de Energía se transforma en Gerencia, dependiendo en ese entonces de la Subdirección de Operación, y en 1994 se transforma en Coordinación, con la función básica de dirigir la operación y supervisión de la infraestructura eléctrica propiedad de CFE, para garantizar como fin último la prestación del servicio público de energía eléctrica a los usuarios con seguridad, calidad, continuidad y economía.

El Sistema Eléctrico Nacional comprende nueve áreas eléctricas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Con excepción de las Baja Californias.

#### **8.5 Área de Control Central**

El Área de Control Central (ACC) tiene como funciones principales la de supervisar la aplicación de los criterios, lineamientos, métodos y procedimientos en la operación del Sistema Eléctrico Nacional para asegurar la continuidad, calidad y economía del servicio de energía eléctrica.

Además, coordinar los procedimientos para restablecer el Sistema Eléctrico a sus condiciones normales de operación en caso de emergencia o disturbio, así como coordinar los análisis de disturbios dentro de su área, para implementar las medidas correctivas cuando proceda.

En el departamento de transacciones se administran los contratos regulados de interconexión y compraventa de excedentes con permisionarios externos para efectuar la facturación correspondiente, se coordinan las negociaciones con compañías externas para establecer contratos de importación o exportación de energía eléctrica para asegurar las mejores condiciones de calidad y precio.

Como punto importante, el ACC coordina la operación, los recursos humanos, materiales y de capital intelectual, interactuando con los diferentes niveles de la organización cumpliendo con la normativa y reglamentos establecidos para el logro de los objetivos del Área de Control Central en su entorno, manteniendo un desarrollo sustentable, de mejora continua y con capacidad de adaptación.

Existen subgerencias y departamentos en el Área de Control Central, cada uno de ellos realiza un importante trabajo para el mantenimiento y actualización constante del Sistema Eléctrico de Potencia así como del personal que labora en el ACC. Las subgerencias y departamentos se enlistan a continuación:

- ❖ **Departamento de turnos de operación.** Supervisar las acciones de control en tiempo real para mantener la integridad del Sistema Eléctrico Nacional en el ámbito geográfico del ACC. Negociar y regular la aceptación de nuevas instalaciones del sistema de potencia para su operación, de acuerdo a las políticas, procedimientos y estrategias elaboradas por la Subgerencia de Operación y Despacho que permitan operar el sistema eléctrico bajo criterios de seguridad, continuidad, calidad y economía. Gestionar con el departamento de Análisis y Estadística la realización de estudios de red necesarios para la autorización de licencias.
- ❖ **Departamento de análisis y estadística.** Evaluar la seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia para evitar las situaciones de riesgo en la operación del mismo a corto, mediano y largo plazo. Integrar los datos estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica para realizar el pronóstico de la demanda y establecer los escenarios operativos de los estudios requeridos.
- ❖ **Departamento del simulador.** Integrar la base de datos del Simulador de Entrenamiento del Sistema Eléctrico de Potencia en el ámbito geográfico del ACC, para actualizar el modelo de la red eléctrica.
- ❖ **Departamento de programas de aplicaciones.** Integrar la base de datos de los programas de aplicación referentes al Control de Generación y Análisis de Seguridad en el ámbito geográfico del ACC. Transferir al Departamento de Simulador la base de datos correspondiente al modelo de la red eléctrica para la formación de la base de datos del Simulador de Entrenamiento para su actualización permanente.
- ❖ **Subgerencia de transacciones comerciales.** Aplicar las políticas y lineamientos referentes a las transacciones comerciales y operación económica del sistema eléctrico y estructurar, evaluar y

difundir la información estadística del sistema eléctrico del área, así como administrar los recursos disponibles para alcanzar los objetivos del área de control y del CENACE, identificando áreas de oportunidad para la mejora continua. Verificar las transacciones relacionadas de los contratos de compraventa de energía con Permisionarios y compañías extranjeras para garantizar el cumplimiento de los acuerdos establecidos.

- ❖ **Departamento de evaluación y estadística.** Verificar que las políticas y lineamientos referentes a las transacciones comerciales y operación económica del sistema eléctrico se apliquen; para alcanzar los objetivos del Área de Control y del CENACE, identificando áreas de oportunidad para la mejora continua. Comprobar las transacciones relacionadas con los contratos de compra-venta de energía con Permisionarios y compañías extranjeras; para garantizar el cumplimiento de los acuerdos establecidos.
- ❖ **Subgerencia de sistemas de información y administración de energía.** Planear las actividades relacionadas con los controles supervisorios, informática y telecomunicaciones de las Subáreas de Control para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y la continuidad en el servicio de energía eléctrica.
- ❖ **Departamento de comunicaciones.** Planear, actualizar y mantener el Hardware de los Sistemas de Adquisición de Datos, Control y Administración de Energía, Sistemas de Comunicaciones, Redes LAN-WAN y Equipos Auxiliares para el logro de los Objetivos de Calidad del ACC. Supervisar las actividades relacionadas con los Sistemas de cómputo, telecomunicaciones y equipos auxiliares (TI), del Área y Subáreas de Control para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y la continuidad en el servicio de energía eléctrica.
- ❖ **Departamento de programación.** Supervisar los Sistemas de Adquisición de datos, Control y Administración de Energía para el logro de los Objetivos de Calidad del ACC. Supervisar las actividades relacionadas con los Sistemas de Información y Control, del Área y Subáreas de Control para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y la continuidad en el servicio de energía eléctrica.
- ❖ **Departamento de desarrollo y aplicaciones.** Supervisar las actividades relacionadas con los Sistemas de Cómputo Administrativos y Aplicaciones, del Área y Subáreas de Control para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y la continuidad en el servicio de energía eléctrica. Aprobar las especificaciones referentes a la adquisición de los Sistemas de Cómputo y Software necesarios en la operación, para contar con el acervo técnico que apoye en la determinación de los equipos de esta especialidad.
- ❖ **Departamento de administración y finanzas.** Apoyar al ACC en la administración de los recursos humanos, materiales y financieros de la Institución, cumpliendo con los procedimientos establecidos por la CFE.

Todos las subgerencias y departamentos anteriormente citados son el respaldo del cuerpo operativo en tiempo real para un trabajo óptimo y un control más eficiente del SEP.

Algunas características del ACC son:

- Tiene la segunda mayor concentración de carga en comparación con las otras áreas de la República Mexicana (la que tiene mayor carga es el Área de Control Occidental).
- Existe un gran déficit de generación por lo que maneja enlaces con el Área de Control Occidental y el Área de Control Oriental para poder suministrar la energía eléctrica que requiere la zona.
- Existen muchos tipos de subestaciones que no se encuentran en las normas de construcción de otras Áreas de Control de la CFE.
- Es una red muy mallada, por lo tanto, cuando ocurre alguna falla en un nodo del sistema se redistribuyen los flujos de potencia sin afectar la carga.
- Entre otras.

El ACC es deficiente de recursos para el control de voltaje por lo que en la demanda más baja del año se tienen que dejar fuera de servicio todos los recursos de potencia reactiva posibles, además se deben abrir algunas líneas de transmisión dejando en riesgo latente el SEP. Cuando se tiene la demanda máxima del año se utilizan todos los recursos de potencia reactiva en la zona, además se pide ayuda a las áreas de control vecinas con el objetivo de poder cumplir con la demanda de potencia reactiva que la carga requiere.

Los operadores del ACC tienen nivel jerárquico superior a los de la SCM, por lo que cualquier orden de los mismos debe ser acatada, no sin antes preguntar motivos y razones técnicas por las que se da alguna orden.

El ACC se divide en tres Subáreas:

- Subárea de Control Metropolitana
- Subárea de Control Pachuca
- Subárea de Control Toluca

## **8.6 Subárea de Control Metropolitana**

La Subárea de Control Metropolitana (SCM) es una de las principales Subáreas en toda la República Mexicana por la concentración de carga que ésta maneja. Al ser tan vasto el equipo eléctrico primario que tiene la SCM, ésta se divide en dos sectores: el sector norte y el sector sur.

### Sector norte

Se conforma de 16 subestaciones en 230 kV y 35 subestaciones en 85 kV; 11 líneas de transmisión y 15 cables en 230 kV, así como 53 líneas de transmisión y 1 cable en 85 kV.

### Sector sur

Se conforma de 25 subestaciones en 230 kV y 29 subestaciones en 85 kV; 35 líneas de transmisión y 8 cables en 230 kV, así como 31 líneas de transmisión y 22 cables en 85 kV.

La SCM tiene como responsabilidad coordinar la operación de la red del SEP en el ámbito geográfico de la Subárea de Control bajo criterios de seguridad, continuidad, calidad y economía, con los recursos disponibles para alcanzar los objetivos del Área de Control. Además, debe aplicar las directrices señaladas para la Operación del Sistema Eléctrico de Potencia en las condiciones normales, de emergencia y restaurativas.

Es obligación del cuerpo operativo prevenir situaciones de riesgo para mantener la integridad del sistema eléctrico de la SCM, asimismo, debe vigilar el cumplimiento del reglamento denominado Reglas del Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional vigente para la operación segura del SEP.

#### **8.6.1 Trabajo del Ingeniero Operador Subárea**

El Ingeniero Operador Subárea (IOSA) debe velar por la seguridad y confiabilidad del sistema de potencia para poder distribuir la energía eléctrica con estándares establecidos. Su trabajo abarca conocer todo el equipo eléctrico a su cargo en la Subárea de Control Metropolitana (SCM) así como las fronteras operativas que restringen su zona de responsabilidad.

El trabajo del IOSA tiene cuatro objetivos primordiales:

- ◆ El primero, y el más importante, es cuidar la integridad física del personal en campo. Para ello deber tener cuidado en cada uno de los detalles relevantes que suceden en todas las subestaciones a su cargo para no cometer el error de dar autorizaciones de trabajo en áreas o equipos energizados.
- ◆ El segundo es establecer comunicación con sus clientes, ya sean usuarios industriales en tensiones de 85 o 230 KV así como el nivel operativo inferior que son los Centros de Control Distribución (éstos manejan equipo en tensiones menores de 23 KV), para otorgar licencias sobre el equipo eléctrico que permitan el trabajo seguro del personal en condición estable del sistema.



- ◆ El tercero es responder con rapidez y eficientemente ante un disturbio que se presente en el sistema eléctrico, haciéndose valer de las herramientas que tenga a su disposición para una mejor toma de decisiones. Se trata de perder el menor tiempo posible el suministro de energía eléctrica, por lo que se tienen algunas estrategias previamente establecidas para cuando ocurra un evento. Cabe destacar que ningún evento es igual a otro, siempre se manejan condiciones diferentes en el sistema, por lo que el IOSA debe estar atento a los cambios del mismo para desempeñarse óptimamente en su trabajo.
- ◆ El cuarto es que existen Índices de Control de Voltaje en algunos nodos de la SCM, por lo que se deben monitorear constantemente para no violar los límites y así tener la calidad de voltaje deseada en el SEP.

El IOSA deberá conocer diversos aspectos del sistema de potencia, principalmente capacidades de bancos de transformación y de líneas de transmisión, tipos de subestaciones, equipo primario y secundario en las subestaciones, carga máxima por subestación, configuración de la red y personal responsable del equipo eléctrico. Además, se debe tener conocimiento visual de la construcción de una subestación para poder sensibilizarse cuando se requiera tomar una decisión en la normalización de un disturbio.

Es muy importante establecer siempre contacto con el nivel operativo superior (Área de Control Central) e inferior (Centros de Control Distribución) tanto en condiciones estables del SEP como en condiciones de disturbio, ya que al trabajar en un centro de control se debe enfatizar el trabajo en equipo con buena comunicación.

Se debe escribir en un documento oficial llamado relatorio todos los acontecimientos ocurridos durante un turno de trabajo, con la finalidad de que los otros operadores queden enterados de lo que ha sucedido en el sistema eléctrico, asimismo, queda asentada cualquier acción que el IOSA haya realizado para que las jefaturas o algún departamento interesado obtengan detalles específicos de la operación.

Cada sector de la SCM (norte y sur) tiene un Ingeniero Operador Subárea (IOSA) y un Ingeniero Auxiliar Operador Subárea (IAOSA) por turno (excepto en las noches que sólo trabaja el IOSA). La jornada laboral para el IOSA es rotativa, por lo que trabaja en las mañanas, tardes y noches dependiendo de un rol previamente establecido.

## **8.6.2 Reglamento de operación**

Todo Operador que trabaje en la CFE debe basar su comportamiento estrictamente en el reglamento de operación titulado "*Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional*" (*REDOSEN*) el cual consta de doce capítulos, que contienen: (i) las disposiciones generales; (ii) los lineamientos para la planeación de la operación; (iii) los sistemas de información y control; (iv) los

lineamientos a los que deben sujetarse los operadores; (v) el manejo de las licencias; (vi) la ejecución de las maniobras; (vii) los generadores y el despacho; (viii) la incorporación de nuevas instalaciones; (ix) la difusión, vigilancia y cumplimiento del Reglamento; (x) la nomenclatura para identificar niveles de tensión, estaciones y equipos; (xi) los artículos transitorios y (xii) los anexos.

Su contenido proporciona una idea integral de la organización institucional que interviene en el proceso de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como del área responsable directa de la operación y supervisión del sistema, pero sobre todo es la base normativa para que quienes prestan sus servicios en CFE, en las áreas operativas de la red eléctrica puedan desempeñar eficientemente y de manera segura las actividades que les han sido encomendadas en el logro de los objetivos básicos de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, tendientes a proporcionar a los usuarios un servicio público de energía eléctrica continuo, con calidad en el voltaje y la frecuencia, económico y con la máxima seguridad.

El IOSA debe conocer y hacer cumplir principalmente los artículos del REDOSEN que a continuación se enlistan:

### **De los Registros**

**Artículo 33.-** En los centros de operación y en todas las estaciones, deberá llevarse un libro o sistema de captura de información que recibirá el nombre de *relatorio*, el cual tendrá carácter de documento oficial con valor probatorio y en el que se anotarán los sucesos de la operación.

**Artículo 34.-** Todos los sucesos de la operación, deberán ser anotados en el *relatorio* e informadas a la brevedad posible al *Operador* que las ordenó.

**Artículo 35.-** Las anotaciones en el *relatorio* deberán ser veraces, escritas con tinta en el caso de libros, y no deberán contener juicios o comentarios personales de ningún tipo. Para los sistemas electrónicos únicamente se aceptarán las impresiones de aquellos reportes no modificables.

**Artículo 36.-** Se conservarán las hojas o impresiones originales del *relatorio* por lo menos tres años sin que éstas sufran daños o mutilaciones.

**Artículo 37.-** Con el propósito de unificar el registro en los *relatorios* y los tiempos en los aparatos gráficos, los relojes serán puestos diariamente con la hora del primer nivel de operación. Está obligado además, el uso del horario de cero a veinticuatro horas.

**Artículo 38.-** El *Operador* que no sea relevado a tiempo, deberá seguir desempeñando sus labores y no suspender las actividades que le competan, sino hasta la hora en que sea relevado. Deberá informar de esta situación a su Jefe Inmediato y al *Operador* del nivel operativo superior.

**Artículo 39.-** El *Operador* entrante debe ser informado verbalmente por el *Operador* saliente de las condiciones existentes del *equipo* a su cargo, y a través de la lectura del *relatorio* enterarse de las novedades ocurridas desde la última vez que dejó el servicio.

**Artículo 40.-** Si el *Operador* entrante se presenta en estado de ebriedad, drogado o visiblemente afectado de su capacidad de actuación, el *Operador* en turno deberá avisar a sus superiores y bajo ninguna circunstancia le entregará el turno.

## De las actividades propias del turno

**Artículo 41.-** Todo *Operador* está obligado a conocer y aplicar los procedimientos técnicos-operativos aprobados y vigentes.

**Artículo 42.-** Los trabajadores que intervengan o deban intervenir en la operación, tendrán además de las obligaciones consignadas en este **Reglamento**, las que les impongan otros ordenamientos internos o de índole legal aplicables.

**Artículo 43.-** Los *Operadores* del *centro de control* se deberán sujetar, además de lo establecido en este **Reglamento**, a los convenios y contratos respectivos, para las transacciones de energía.

**Artículo 44.-** Sólo el *Operador* en turno está autorizado para ordenar o ejecutar maniobras en el *equipo* a su cargo.

**Artículo 45.-** En todas las maniobras que efectúe el *Operador* a control remoto, se le tendrá como *Operador de estación* con las limitaciones del caso.

**Artículo 46.-** El *Operador* informará al *Operador* del nivel operativo superior y a sus superiores de los accidentes personales, maniobras, *licencias*, hechos sobresalientes y de todo aquello que afecte el buen funcionamiento del **SEN** o que en alguna forma esté relacionado con el mismo.

**Artículo 47.-** El *Operador* deberá informar al *Operador* de nivel operativo superior, cuantas veces le sea requerido, sobre la situación que guarda el *equipo* a su cargo y de los hechos relevantes de la operación durante su turno.

**Artículo 48.-** Si en cualquier momento el *Operador* observa valores de frecuencia, voltaje, corriente, flujos, presión, temperatura, etc., fuera de los límites fijados, deberá proceder a tomar las medidas correctivas conforme a lo indicado en los manuales o procedimientos de operación informando de inmediato al *Operador* de nivel operativo superior.

## De las condiciones de emergencia

**Artículo 49.-** En caso de *disturbio* o *emergencia* el *Operador* deberá atender prioritariamente la operación y deberá coordinarse con el *Operador* de nivel operativo superior. Una vez resuelta la *emergencia* deberá informar a sus superiores.

**Artículo 50.-** Durante una contingencia, el orden jerárquico deberá ser invariablemente respetado; así por ejemplo, las instrucciones del Supervisor del Centro Nacional prevalecerán sobre las del *Operador del Área de Control*.

**Artículo 51.-** En casos de *emergencia*, tales como: peligro de muerte, daños en el *equipo*, incendio, inundación, etc., el *Operador* deberá tomar la iniciativa para evitar o reducir los daños, ejerciendo precauciones extremas al efectuar las maniobras que crea convenientes; tan pronto como le sea posible, deberá informar de lo anterior al *Operador* de nivel operativo superior y a quien corresponda.

**Artículo 52.-** En caso de *disturbio* el *Operador* del **CENACE** puede ordenar la formación de islas eléctricas con las unidades generadoras, cuando así convenga para el restablecimiento de las condiciones operativas normales y corresponderá a los *Operadores* de nivel operativo inferior seguir los procedimientos de restablecimiento que se indiquen.

**Artículo 53.-** En ausencia de un *Operador de estación*, todo trabajador involucrado y facultado en la operación se convierte automáticamente en *Operador de estación*.

## De la comunicación e instrucciones

**Artículo 54.-** El *Operador* deberá atender con prontitud las comunicaciones identificándose de la siguiente manera: lugar, puesto y nombre. Ejemplo: *Subárea Norte, Operador Vega*.

**Artículo 55.-** Al entablar cualquier comunicación, el *Operador* deberá atenderla con cortesía, amabilidad y respeto.

**Artículo 56.-** Al establecerse cualquier comunicación, el *Operador* deberá tener especial cuidado en expresar claramente y con la brevedad adecuada la información completa que deba dar o que le sea pedida. Las expresiones soeces u obscenas están prohibidas en todas las conversaciones en las que se utilicen los sistemas de comunicación.

**Artículo 57.-** El *Operador* repetirá las instrucciones que reciba, pidiendo a su vez que le repitan las que él transmite para asegurarse de que fueron entendidas correctamente.

**Artículo 58.-** El *Operador*, de acuerdo con su nivel jerárquico de operación, tiene prioridad en el uso de las redes de comunicación.

**Artículo 59.-** Cuando por alguna razón no exista comunicación directa de un *Operador* con alguna *estación*, el *Operador* de cualquier *estación* intermedia, deberá retransmitir los mensajes que le sean encomendados.

**Artículo 60.-** El *Operador* informará al *Operador* del nivel operativo superior de las condiciones atmosféricas cada vez que éste lo solicite. Cuando el *Operador* note que se acerca una tormenta u otro fenómeno atmosférico severo, deberá reportarlo de inmediato, aportando la mayor información posible.

## De la supervisión y uso de sistemas informáticos

**Artículo 61.-** El *Operador* del **CENACE** hará uso de la información disponible en los registradores de eventos, registradores de *disturbios*, sistemas de información, sistemas de grabación o cualquier otro sistema de registro con el fin de analizar los eventos o sucesos que se hayan presentado en el sistema.

### 8.6.3 Herramientas del operador

El IOSA de la SCM cuenta con las siguientes herramientas de trabajo para su óptimo desempeño:

**SITRACEN:** (Sistema de Información de Tiempo Real para la Administración y Control de la Energía) Es un software que muestra la configuración de la red eléctrica así como los flujos de las líneas de transmisión, muestra el estado de los interruptores y las cuchillas en una subestación y las mediciones de MW, MVAR y KV en cada banco de transformación.

**SICRAD:** Consola de control supervisorio usada por la extinta LyFC. En esta consola se tiene control y supervisión de algunas subestaciones de la SCM donde se pueden tomar decisiones sobre las subestaciones que no tienen dirigida su UTR hacia la consola del SITRACEN. La consola SICRAD tiende a desaparecer tan pronto se tengan migradas todas las subestaciones de la SCM al SITRACEN.

**RELIEVE:** Relatorio de Información y Eventos. Es un programa de cómputo en donde se anotan todos los acontecimientos ocurridos durante un turno operativo, además de que contiene licencias y solicitudes correspondientes a las subestaciones de la SCM.

**Teléfonos:** La SCM cuenta con dos tipos de teléfonos para comunicación con el personal, ya sea por micro ondas o por teléfonos comerciales. La primera maneja extensiones de 5 dígitos y la segunda de 4 dígitos.

**Radio frecuencias:** Actualmente se cuenta con frecuencias específicas por sector, en donde cada uno de éstos se encarga de algunas subestaciones previamente definidas. Así, cuando no se tenga comunicación con el personal de campo, se puede recurrir a la radio frecuencia para estar en contacto con el personal. Éste medio de comunicación no se recomienda mucho porque no se pueden grabar conversaciones, además presentan interferencia que pudiera incurrir en escuchar información errónea.

**Computadora de escritorio:** Sirve para tener a la mano los teléfonos de todos los responsables de las subestaciones, ya sea a niveles de transmisión o distribución. Además provee al operador la disponibilidad de cualquier archivo electrónico para cualquier consulta referente a la red que se está supervisando.

**Estimación de estado:** Es un software que ayuda al IOSA a tomar mejores decisiones en lo que a flujos se refiere ya que al usar el programa se realiza una estimación de cómo quedará el SEP si se hacen modificaciones de flujos en el mismo. El Estimador de Estado está diseñado para producir la mejor estimación de las variables de estado y los datos de salida son usados por los programas de Análisis de Redes (DLF: Despachador del Flujo de Carga, CA: Análisis de Contingencia, OPF: Flujos Óptimos, etc.).

**Histórico:** El control supervisorio SITRACEN tiene una herramienta de “reloj” para poder observar las variables del sistema en tiempo pasado. Ésta herramienta es muy útil cuando ocurre un disturbio y se quiere observar cómo se encontraba el SEP antes del mismo.

#### **8.6.4 Nomenclatura utilizada en la Subárea de Control Metropolitana (SCM)**

La SCM utiliza dos nomenclaturas para el equipo eléctrico: la de la extinta Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y la de CFE. Por tal motivo, el IOSA debe aprenderse las dos nomenclaturas para no caer en error al momento de tomar alguna decisión.

Actualmente se están realizando cambios en todas las subestaciones para que se actualicen las nomenclaturas, los diagramas y las indicaciones con normatividad de CFE.

### 8.6.4.1 Nomenclatura de LyFC

Reglas de nomenclatura de LyFC en el caso de interruptores (IN)

**Primer dígito:** Indica el tipo de equipo.

9= Cuchilla

5= Interruptor

**Segundo dígito:** Indica el nivel de voltaje.

4= 400 kv

3= 230 kv

8= 85 kv

2= 23 kv

**Tercer dígito:** Indica el elemento a donde está conectado el equipo.

B1= Bus 01

B2= Bus 02

E= En medio (las cuchillas del interruptor medio)

S= Salida (al elemento conectado)

**Cuarto dígito:** Indica el elemento principal a que pertenece el equipo.

53B1 AURO4 (el interruptor de 230 al bus 1 de la línea AURO4)

53 93230 (el interruptor de 230 de la línea 93230)

53 AMARRE (el interruptor de 230 de amarre de buses)

Entre línea y transformador:

Para definir el tercer y cuarto dígito, es primero la línea, después el transformador y el número que aparece al final es el consecutivo de la línea.

Entre dos líneas:

Primero va la línea de consecutivo menor, si la línea no tiene número consecutivo se considera menor. Si son dos líneas que no tienen número consecutivo se ordenan por el alfabeto.

Entre dos transformadores:

Primero va el de número consecutivo menor.

Para definir la nomenclatura de Líneas de Transmisión (LT) se le asigna el nombre de la subestación de carga de donde va la línea y al final un número consecutivo según el número de circuitos paralelos.

En el caso de transformadores:

**Primer dígito:** Indica el tipo de equipo.

T= Transformador

K= Capacitor

**Segundo dígito:** Indica el nivel de voltaje del lado Primario

4= 400 kv

2= 230 kv

8= 85 kv

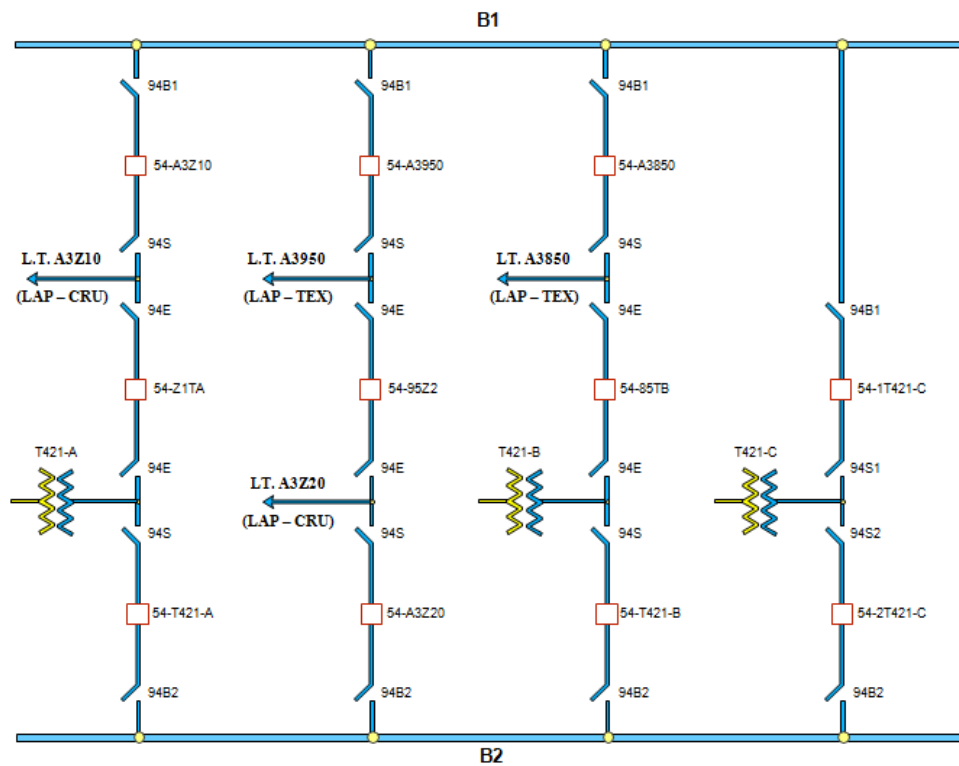
**Tercer dígito:** Indica el nivel de voltaje del lado Secundario.

3= 230 kv

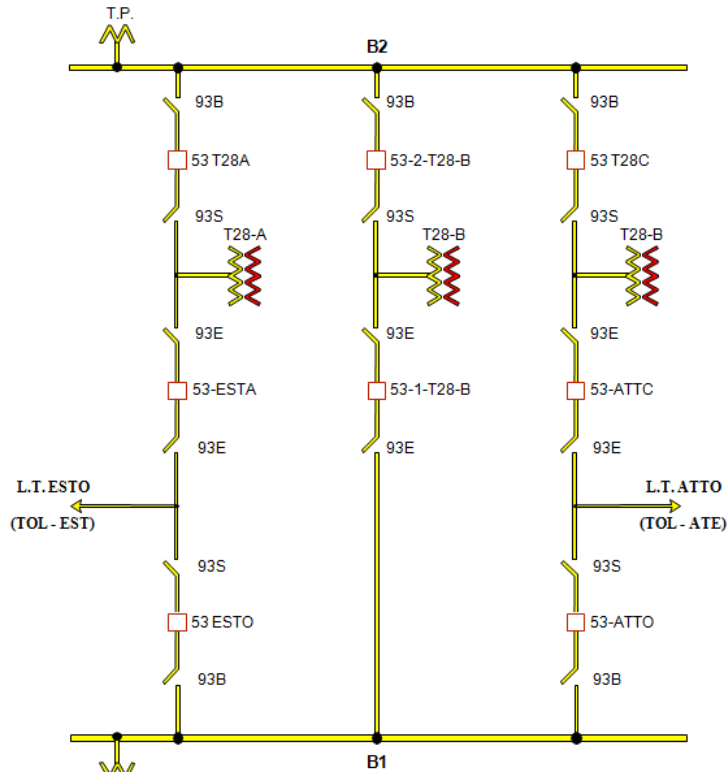
8= 85 kv

2= 23 kv

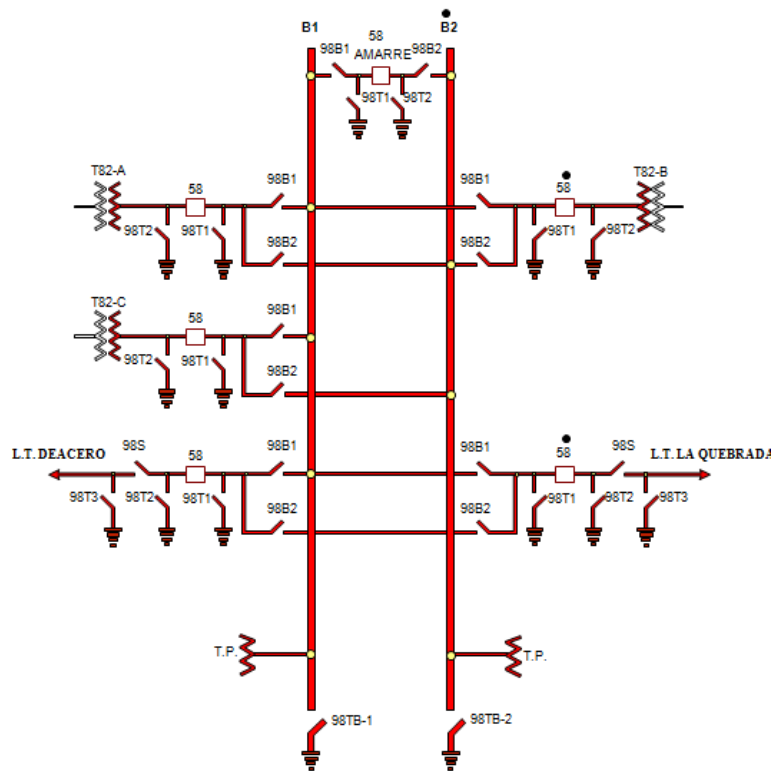
Ejemplos de nomenclatura en LyFC:



Subestación LAP (La Paz) 400 KV

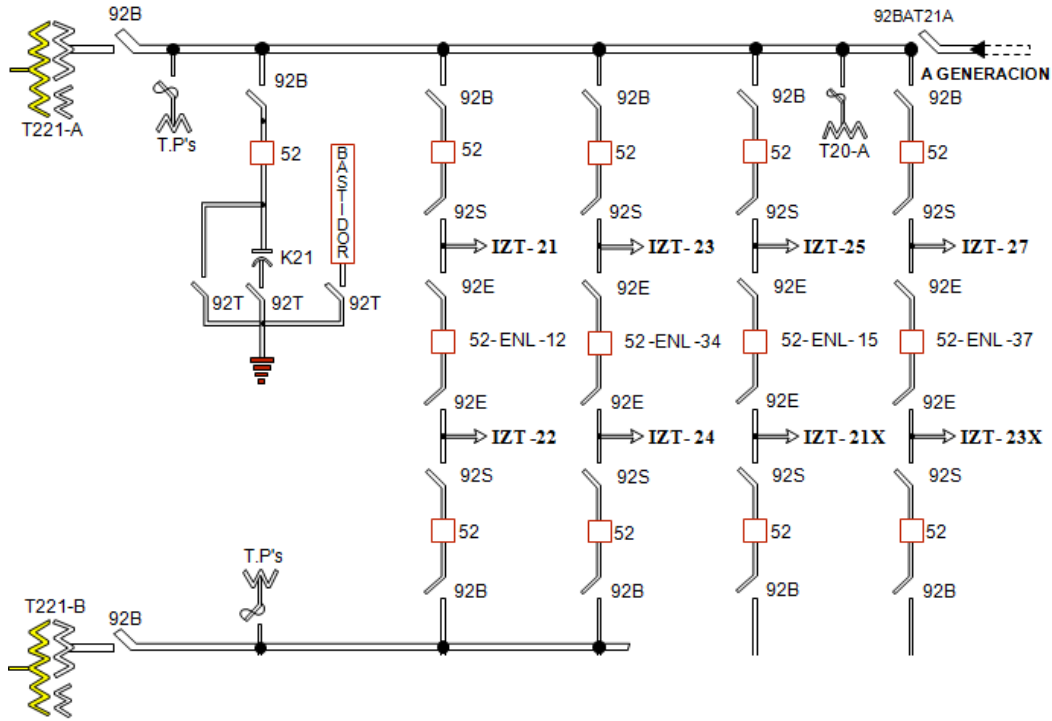


Subestación VAJ (Vallejo) 230 KV



Subestación LAQ (La Quebrada) 85 KV





Subestación IZT (Iztapalapa) 23 KV

#### 8.6.4.2 Nomenclatura CFE

La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha.

- PRIMERO: Tensión de operación.
- SEGUNDO: Tipo de *equipo*.
- TERCERO Y CUARTO: Número asignado al *equipo* (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético.
- QUINTO: Tipo de dispositivo.

TENSIÓN DE OPERACIÓN. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

TENSION EN KV		NUMERO ASIGNADO
DESDE	HASTA	
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3

7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

TIPO DE EQUIPO. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

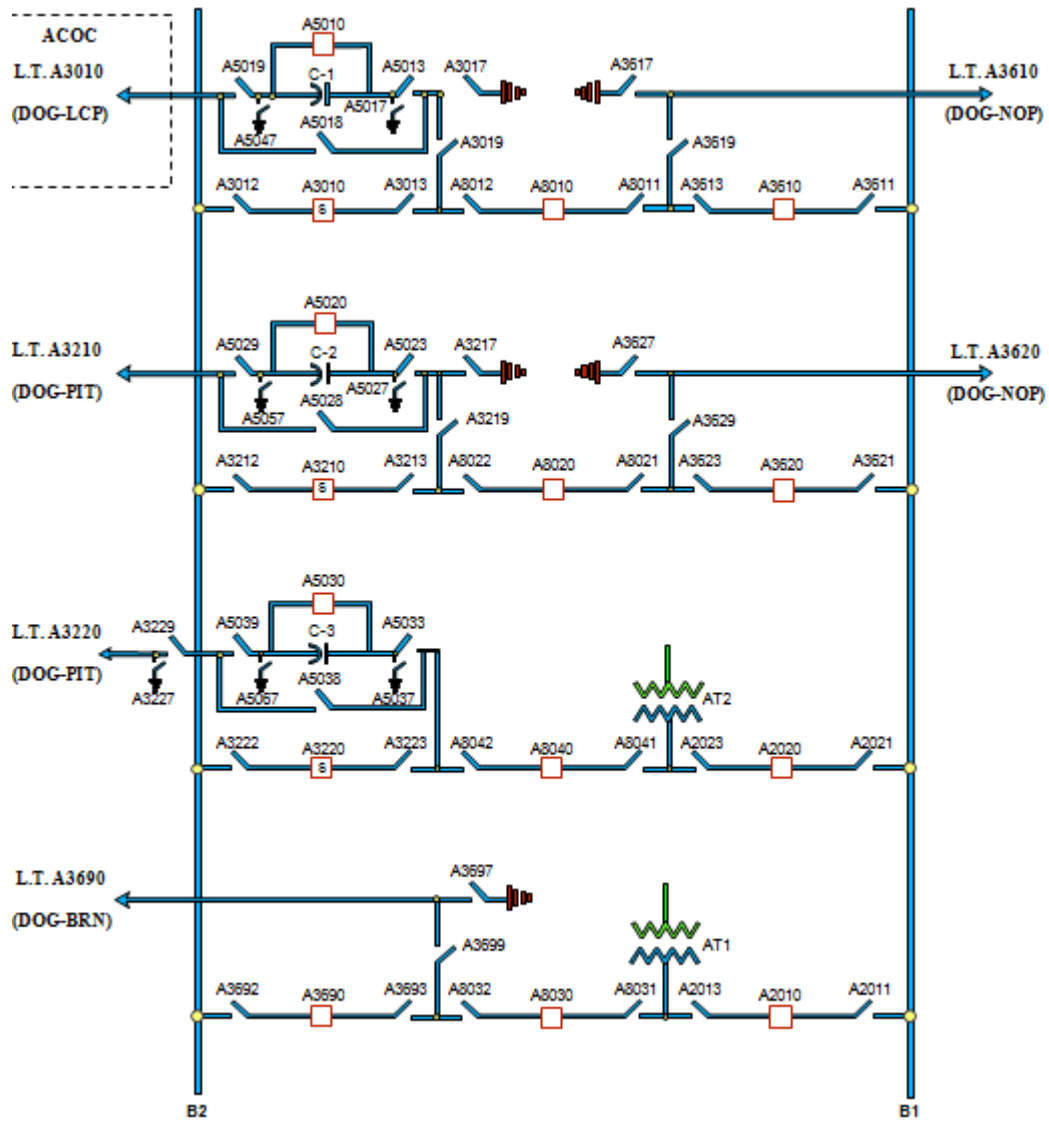
NO.	EQUIPO
1	Grupo generador - transformador (unidades generadoras)
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de transmisión o <i>alimentadores</i>
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2

NÚMERO ASIGNADO AL EQUIPO. El tercero y cuarto dígito definen el número económico del *equipo* de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.

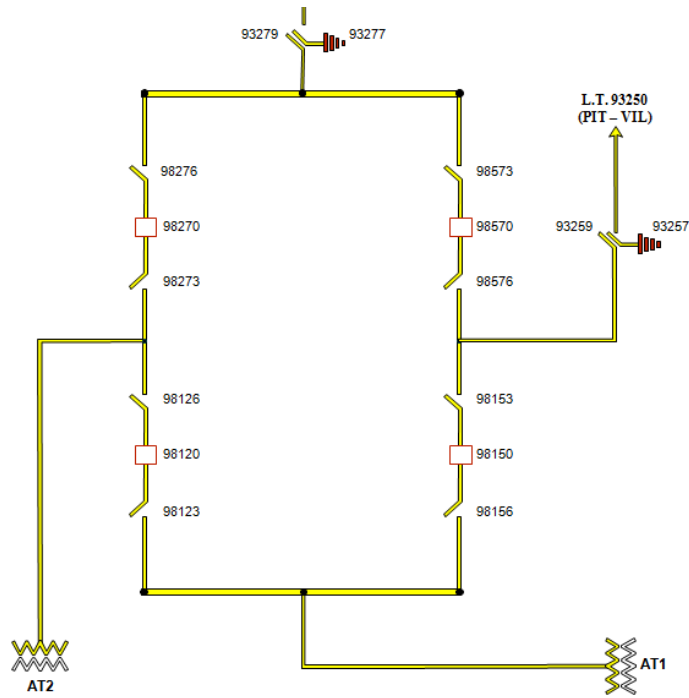
TIPO DE DISPOSITIVO. Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

NO.	DISPOSITIVO
1	<i>cuchillas</i> a barra uno
2	<i>cuchillas</i> a barra dos
3	<i>cuchillas</i> adicionales
4	<i>cuchillas</i> fusibles
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	<i>cuchillas</i> de enlace entre <i>alimentadores</i> y/o barras
7	<i>cuchillas</i> de puesta a tierra
8	<i>cuchillas</i> de transferencia
9	<i>cuchillas</i> lado <i>equipo</i> (líneas, transformador, generador, reactor, capacitor).
0	Interruptor

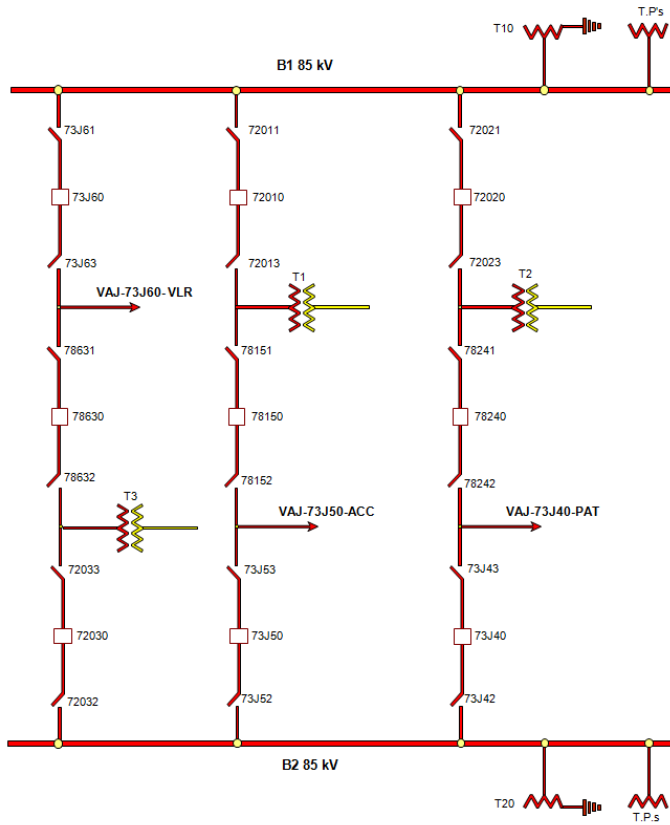
Ejemplos de nomenclatura de CFE:



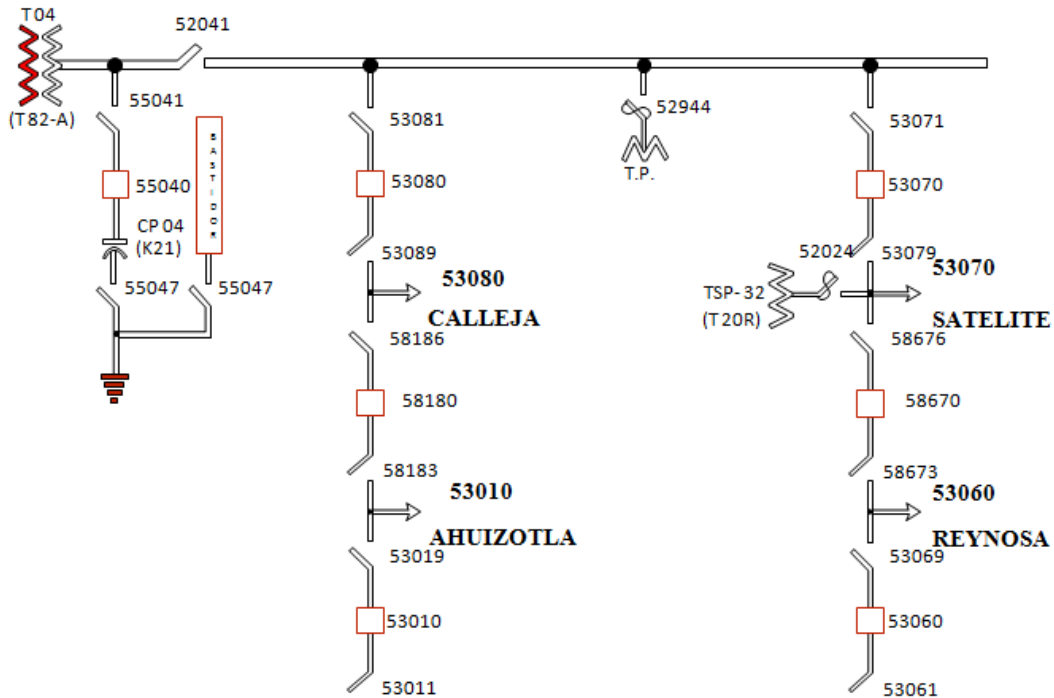
Subestación DOG (Donato Guerra) 400 KV



Subestación PIT (Pitirera) 230 KV



Subestación VAJ (Vallejo) 85 KV



Subestación CAR (Careaga) 23 KV

### 8.6.5 Alarmas

La información referente a alarmas y/o cambios de estado de equipos o a alarmas de datos analógicos de cualquier subestación, se presenta al operador de la Subárea en las pantallas del supervisorio SICRAD y SITRACEN según sea el caso.

Para que una alarma o cambio de estado se presente, es necesario que se viole algún límite o que opere algún dispositivo en la subestación y en algunas ocasiones este dispositivo es accionado por varias causas que a su vez pueden originar más de una alarma o cambio de estado.

Para efecto de presentación, las alarmas y/o eventos se han definido en tres grupos:

- I. Alarmas y/o eventos provenientes de los equipos en las subestaciones. Se pueden originar por:
  - Operación de las protecciones
  - Alarmas en los equipos
  - Alarmas derivadas de comandos locales
  - Eventos derivados de comandos remotos

- II. Alarmas por violación de límites. Se originan cuando los valores analógicos alcanzan o sobrepasan los límites permisibles previamente establecidos.
  
- III. Alarmas y/o eventos relacionados con el propio sistema SICRAD o SITRACEN. Se pueden originar por:
  - Comandos realizados por el operador
  - Alarmas referentes a la exploración de las terminales remotas.
  - Comandos realizados por el personal de Programación y Equipos.

Las alarmas más frecuentes en el supervisorio SITRACEN se enlistan en el **ANEXO L**.

Las alarmas más frecuentes en el supervisorio SICRAD se enlistan en el **ANEXO M**.

### **8.7 Operación del SEP en estado estable**

El trabajo del IOSA ante estado estable en la SCM es otorgar licencias o permisos para que el personal en campo pueda realizar sus trabajos de forma segura y no se ponga en peligro la confiabilidad del sistema.

Estas licencias requieren de una solicitud previa la cual es autorizada o no por el departamento de licencias quien se coordina con el responsable de los trabajos. Después el departamento de análisis determina algunas recomendaciones para un mejor funcionamiento del SEP. Finalmente el IOSA debe realizar las maniobras pertinentes para la libranza segura de los equipos eléctricos.

Si el IOSA considera que alguna solicitud previamente autorizada no procede, tiene la facultad de cancelar los trabajos haciendo las observaciones del por qué no proceden tanto a los compañeros en campo como a los supervisores en turno.

Existen licencias en vivo (LV) y licencias en muerto (LM), las LV tienen la característica de que el equipo en donde se va a trabajar no requiere desenergizarse. En las LM se debe estar completamente seguro de que el equipo en donde se va a trabajar quede desenergizado, cuidando que no exista ninguna posibilidad de energización indeseada.

A continuación se describen las maniobras más comunes que realiza el IOSA cuando se otorgan licencias en muerto (LM).

### 8.7.1 Mantenimiento a bancos de transformación

Antes que nada el IOSA debe cerciorarse de que el Centro de Control Distribución (CCD) correspondiente esté enterado y de acuerdo sobre los trabajos a realizar.

Después se le dice a distribución que transfiera su carga del transformador para que éste sólo quede energizado en vacío.

Una vez realizada la maniobra anterior y cerciorándose que el transformador a librar no lleve carga, se procede a abrir los interruptores correspondientes lado baja y alta del banco.

Se abren cuchillas en el lado de baja y alta tensión del banco.

Con el Operador de Subestación (OE) se verifican que todas las posibles cuchillas que puedan energizar el banco ya sea por baja tensión o por alta tensión se encuentren abiertas.

Se le pide al OE que bloquee mecanismos de cuchillas e interruptores para evitar cualquier manipulación incorrecta de éstas que pueda llegar a energizar el equipo.

Se autoriza la solicitud informando al responsable de los trabajos su número de licencia para que pueda empezar con los mismos, confirmándole la fecha y hora de término de la licencia.

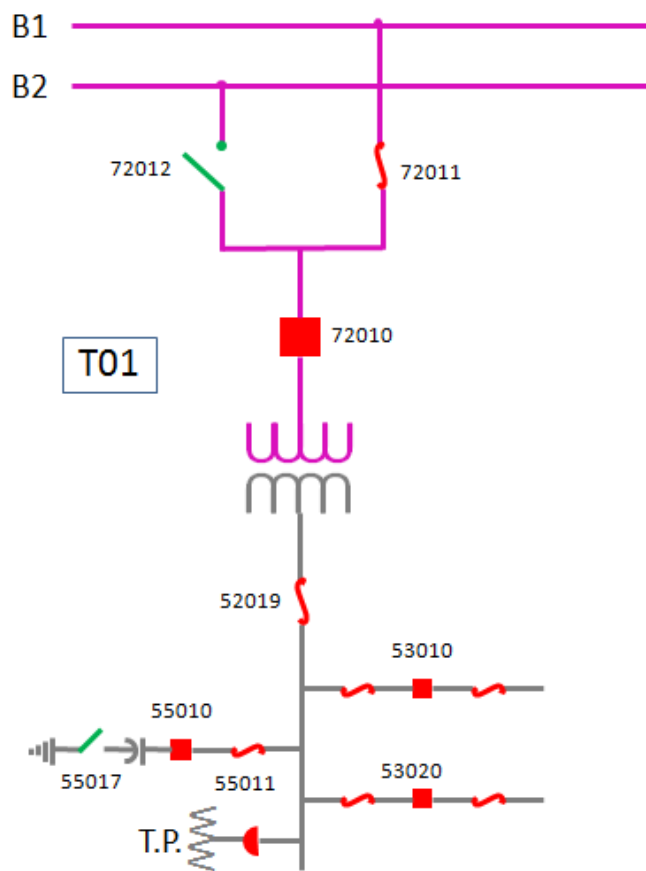
Un transformador generalmente se libra en muerto para alguno de los siguientes trabajos:

- Puesta en servicio del tablero y esquema de protecciones.
- Aplicación de pintura en cuadro de aspersión, calibración y prueba de los sensores de temperatura.
- Revisión de tuberías cuando existe fuga de N<sub>2</sub>.
- Pruebas de factor de potencia, corrientes de excitación, TTR y resistencia a apartarrayos.
- Cambio del tablero de Protección, Control y Medición (PCyM).
- Reemplazo de alguna cuchilla ya sea de alta tensión o de baja tensión.
- Mantenimiento al sistema contra incendio.
- Sustitución de la diferencial de banco, sustitución de instrumentos de medición, cableado de alarmas y disparos, pruebas eléctricas y corrección de fugas al transformador.
- Revisión del cambiador de taps.
- Cambio de boquillas con fugas de aceite.
- Sustitución de algún interruptor de alta o baja del banco.
- Realizar pruebas reales de diluvio sobre el transformador.
- Revisar y realizar pruebas al esquema de protecciones primaria y secundaria del banco.
- Pruebas de mandos y alarmas para entrega de nueva UTR.
- Reemplazo de terminales de cable de potencia de 23 KV.
- Cambio de Apartarrayos del transformador.

Cuando se libra un transformador que tiene **Sistema Contra Incendio (SCI) SERGI**, se deben bloquear las cuchillas de disparo del SCI tanto en la Consola de Control Local (CCL) como en campo (un seguro mecánico), ya que si el SCI se operara accidentalmente, éste expulsará aceite del tanque conservador por las válvulas de alivio.

Ejemplo:

Librar el transformador T01 de la Subestación Insurgentes (INS).



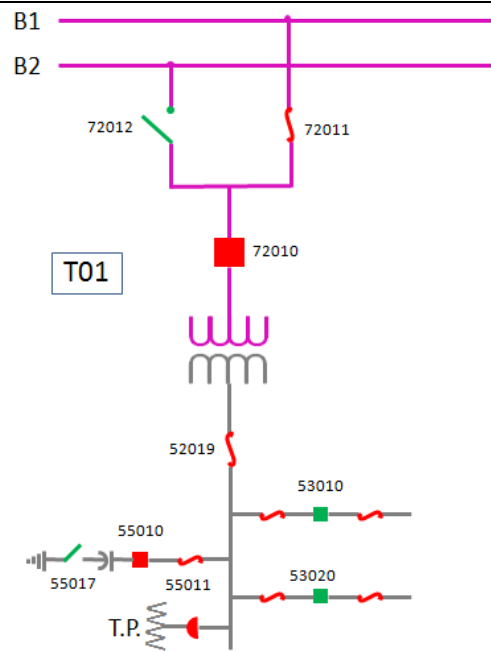
Condición normal del transformador

El color **rojo** indica que el equipo eléctrico está cerrado.

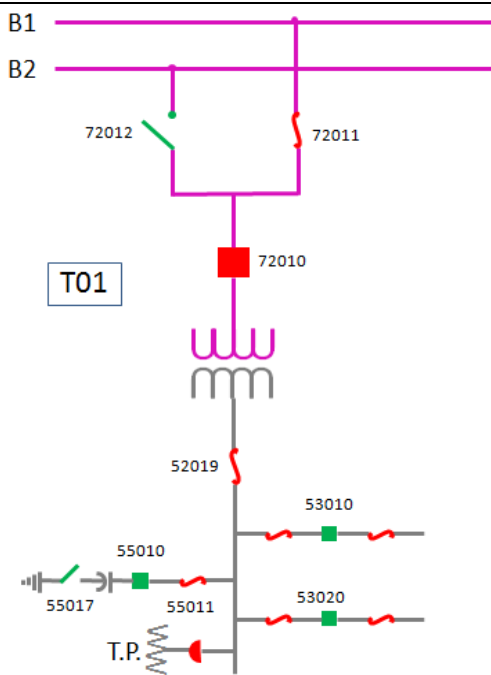
El color **verde** indica que el equipo eléctrico está abierto.

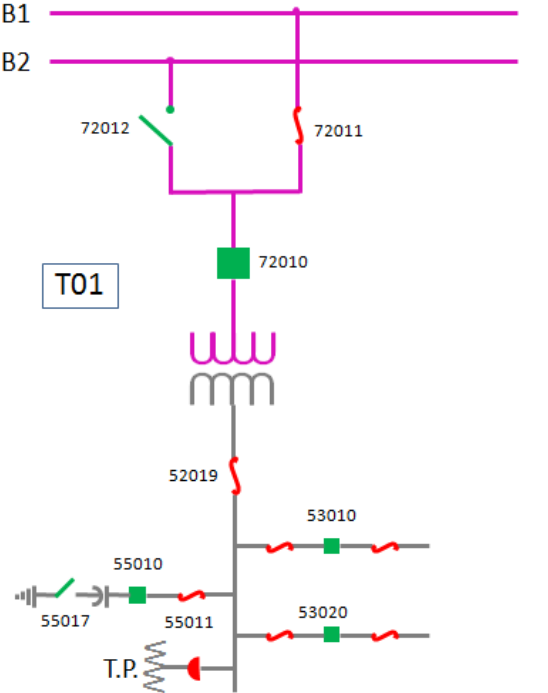
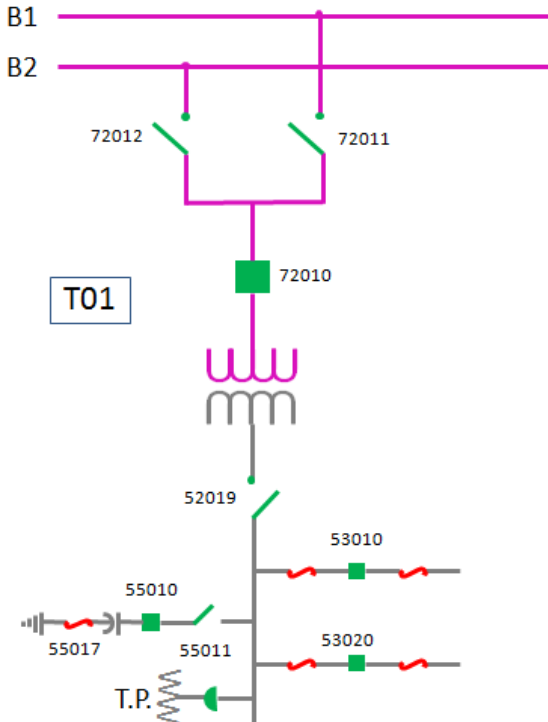


1) Verificar transferencia de carga del T01 con distribución



2) Abrir interruptor 55010



<p>3) Abrir interruptor 72010</p> <p>4) Verificar abiertos interruptores 55010 y 72010 en sus tres fases</p> <p>5) Verificar abiertas cuchillas 72012</p>	 <p>Diagrama de un sistema eléctrico con interruptores 72010, 72011, 72012, 52019, 55010, 55011, 55017, 53010, 53020 y un transformador T.P. Las cuchillas 72012 y el interruptor 72010 están abiertos.</p>
<p>6) Abrir cuchillas 72011</p> <p>7) Abrir cuchillas 52019</p> <p>8) Abrir cuchillas 55011</p> <p>9) Abrir fusibles de TP's</p> <p>10) Cerrar cuchillas 55017</p> <p>11) Bloquear mecanismos de cuchillas e interruptores</p> <p>12) Colocar tierras auxiliares en el transformador</p>	 <p>Diagrama de un sistema eléctrico con interruptores 72010, 72011, 72012, 52019, 55010, 55011, 55017, 53010, 53020 y un transformador T.P. Las cuchillas 72011, 52019, 55011 y el fusible de TP están abiertos.</p>

## 8.7.2 Mantenimiento a líneas de transmisión

El IOSA revisa que la LT a librar se encuentre autorizada por el departamento de licencias para proceder a realizar maniobras.

Prepara el sistema si es que la libranza de la LT lo requiere. Para ello revisa flujos y otras libranzas para estar seguro de que no se afecta ningún otro equipo.

Si la LT a librar tiene frontera operativa con el ACC le avisa para que cada parte realice sus maniobras.

Se proceden a abrir interruptores, siempre teniendo cuidado de abrir primero en el nodo menos robusto. Esto se hace porque los reactivos que lleva una LT energizada pueden impactar incrementando el potencial en la SE haciendo que los aisladores sufran un desgaste innecesario. Generalmente se abren primero los interruptores en el nodo en donde se inyecta el flujo y luego en los nodos de donde se proporciona el mismo.

Asegurándose que los interruptores en ambos extremos estén abiertos en sus tres fases, se abren cuchillas seccionadoras en ambos extremos para prevenir alguna posibilidad de energización de la LT.

Se bloquean mecanismos de cuchillas e interruptores.

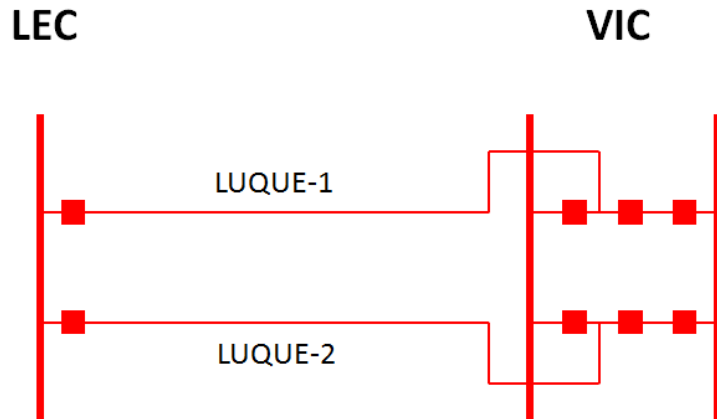
Finalmente se pide aterrizar la LT en ambos extremos y en el punto de trabajo para proceder a otorgar licencia.

Algunos trabajos que se realizan en las líneas de transmisión son:

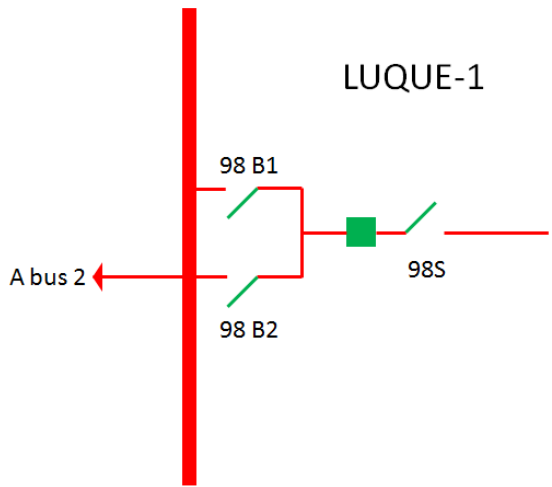
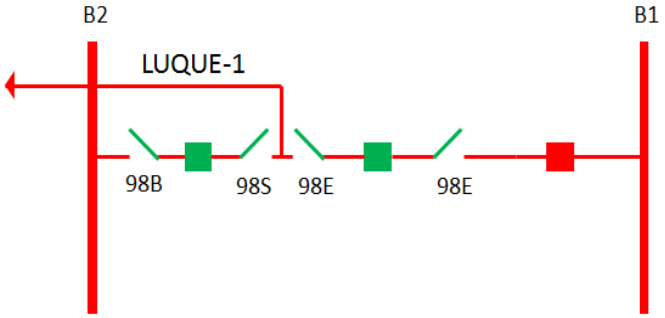
- Instalación de apartarrayos sobre las L.T.
- Colocación de postes troncocónicos, tendido de cable conductor y guarda para libramiento por alguna construcción de autopistas o edificios.
- Sustitución de cable de guarda.
- Instalación de relevador 87L para su puesta en servicio.
- Sustitución de aislamiento dañado en alguna estructura.
- Pruebas al esquema de protección de la L.T.
- Sustituir o dar mantenimiento a alguna cuchilla seccionadora de la L.T.
- Instalar medidor de energía.
- Sustitución de esquemas de protección electromecánicas por alguna digital.
- Tendido de fibra óptica OPGW entre algunas estructuras.
- Montaje de registrador de disturbios.
- Corrección de puntos calientes.
- Cambio de tablero de PCyM.
- Sustitución de estructuras.

Ejemplo:

Librar la Línea de Transmisión LUQUE-1.



<p>1) Verificar flujo de la LT LUQUE-2</p> <p>2) Abrir primero la línea de transmisión en el nodo de carga, o sea, abrir primero en el nodo hacia donde se dirige el flujo. En éste caso LEC.</p> <p>3) Abrir interruptor 58 LUQUE-1</p>	
<p>4) Abrir interruptor medio 58 LUTA-1</p> <p>5) Abrir interruptor propio 58 LUQUE-1</p>	

<p>6) Realizar maniobras en LEC:          VA IN 58 LUQUE-1 en sus tres fases          VA CU 98B2 LUQUE-1          A CU 98S LUQUE-1          A CU 98B1 LUQUE-1          B mecanismos de cuchillas e interruptor</p>	<p style="text-align: center;"><b>LEC</b></p>  <p style="text-align: center;"><b>LUQUE-1</b></p>
<p>7) Realizar maniobras en VIC:          VA IN 58 LUQUE-1 en sus tres fases          VA IN 58 LUTA-1 en sus tres fases          A CU 98E T28-A          A CU 98E LUQUE-1          A CU 98S LUQUE-1          A CU 98B LUQUE-1          B mecanismos de cuchillas e interruptores</p> <p>8) Preguntar al personal en campo si instalará tierras auxiliares en la LT y si es así, proceder a instalarlas antes de otorgar la licencia en muerto.</p>	<p style="text-align: center;"><b>VIC</b></p>  <p style="text-align: center;"><b>LUQUE-1</b></p>

### 8.7.3 Mantenimiento a cables de potencia

Los cables de potencia subterráneos tipo tubo sumergidos en aceite, son diseñados para operar con presión estática de aceite para evitar la ionización del aislamiento del cable. Además operan con circulación de aceite por oscilación, para uniformizar la temperatura del sistema y evitar puntos calientes que se presentan a lo largo del cable durante su operación.

La presión de aceite en la tubería de los cables varía de acuerdo con la carga, las condiciones atmosféricas y con los niveles geográficos del terreno.

Cuando por efectos de la gravedad y por la temperatura el aceite se acumula en el tanque de almacenamiento de alguna de las dos subestaciones, es necesario bombear aceite de ese extremo hacia el otro que se encuentra con bajo nivel.

Por tal motivo, cuando se requiera bombear aceite desde algún extremo del cable, el procedimiento es el siguiente:

Se pide autorización en ambos extremos del cable al IOSA para que proceda a darles una licencia en vivo y puedan realizar manualmente el bombeo, previamente bloqueando en ambos extremos del cable las cuchillas de disparo por bajo nivel de aceite.

Al finalizar los trabajos el responsable de los mismos retira la LV y habilitará las cuchillas de disparo previamente bloqueadas. Informarán de las condiciones actuales del cable en el que se trabajó.

Si se requiere librar en muerto el cable para cualquier otro trabajo se procede a librar como cualquier línea de transmisión, no olvidando bloquear las cuchillas de disparo y posteriormente se aterriza cerrando las cuchillas de tierra en ambos extremos.

#### **8.7.4 Mantenimiento a bancos de capacitores**

Primero se revisa si el banco de transformación tiene regulación automática de voltaje o no. Si no se tiene, se mueven taps del transformador para lograr un voltaje óptimo antes de la salida del banco de capacitores. Con esto se previene que al dejar fuera de servicio un banco de capacitores no haya queja de los clientes por bajo voltaje.

Se abre interruptor del banco de capacitores.

Una vez verificado abierto en interruptor en sus tres fases se abren las cuchillas seccionadoras que van hacia el bus de 23 KV. Posteriormente se cierran las cuchillas de tierra del banco de capacitores.

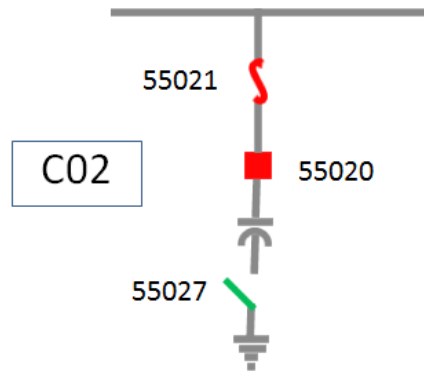
Bloquear mecanismos de cuchillas e interruptor para evitar alguna energización errónea. Se da licencia al responsable.

Algunos trabajos que se realizan en los bancos de capacitores son:

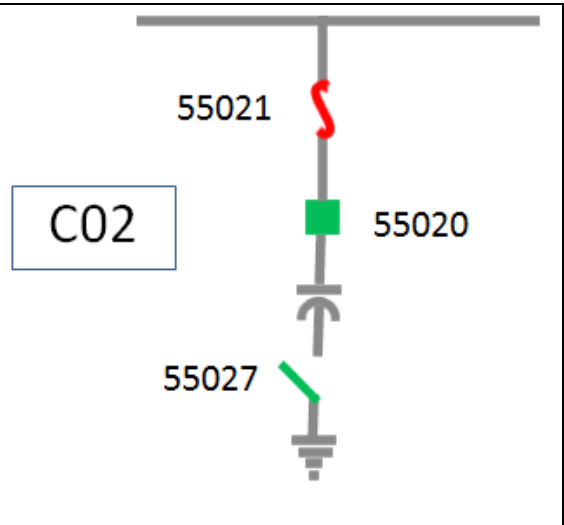
- Poda de maleza en zona aledaña al capacitor.
- Cambio de zapatas del sistema de tierras del capacitor.
- Reparar fugas de aceite en algunas celdas.
- Cambio de fusibles dañados.
- Corrección de punto caliente en alguna celda capacitiva.
- Reemplazo del tablero PCyM (Protección, Control y Medición).
- Pruebas de alarmas.
- Reemplazo del esquema de protecciones.
- Reemplazo de terminales de cable de potencia de 23 KV.
- Mantenimiento preventivo.

Ejemplo:

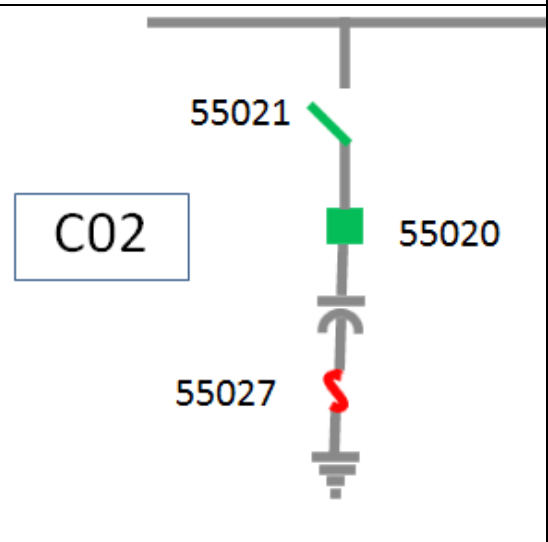
Librar el banco de capacitores C02 de la Subestación Careaga (CAR).



- 1) Verificar el potencial que tiene el transformador asociado al banco de capacitores. Si no se tiene regulación automática de voltaje se le pide al operador de estación que regule manualmente el potencial.
- 2) Abrir interruptor 55020
- 3) Verificar abierto interruptor 55020 en sus tres fases.



- 4) Abrir cuchillas 55021
- 5) Cerrar cuchillas 55027
- 6) Bloquear mecanismos de cuchillas e interruptor



### 8.7.5 Mantenimiento a interruptores

Antes que nada se debe revisar que la libranza del interruptor no afecte algún otro equipo eléctrico o interfiera con los trabajos de mantenimiento de mayor prioridad.

Se procede a abrir el interruptor.

Verificar en campo que el interruptor se encuentre abierto en sus tres fases y posteriormente abrir cuchillas seccionadoras del interruptor.

Se bloquean mecanismos de cuchillas e interruptor.

Si el personal lo requiere se instalan tierras auxiliares en el interruptor que se va a trabajar.

Se procede a dar licencia al personal responsable.

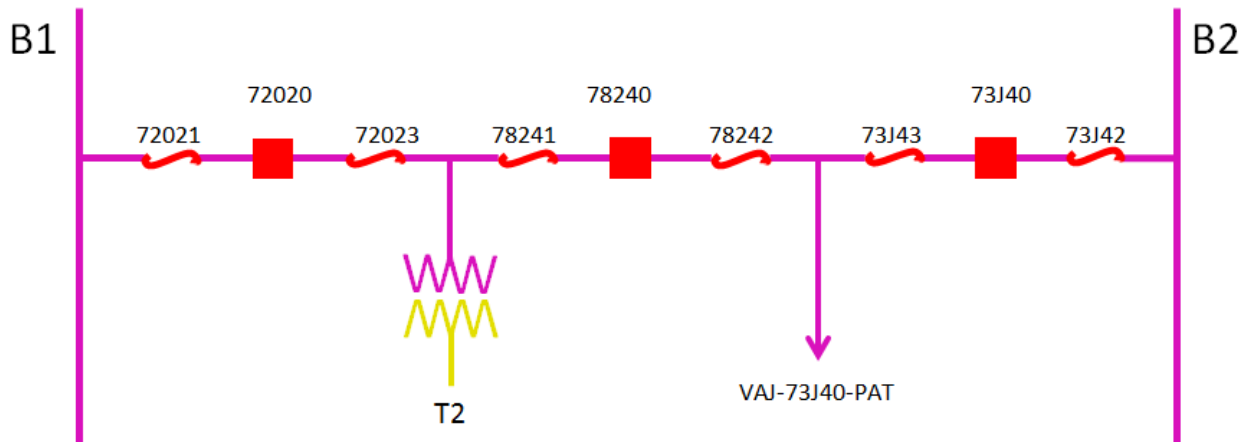
Algunos trabajos que se realizan en los interruptores son:

- Reemplazo de interruptor.
- Cambio del esquema de protecciones.
- Pruebas de control de cierre y apertura del interruptor.
- Cambio del tablero PCyM.
- Mantenimiento mayor (cambio de aceite, limpieza de contactos fijos y móviles, pruebas eléctricas).
- Revisión al esquema de protecciones.
- Reposición de gas SF6.
- Cambio de cuchillas seccionadoras pertenecientes a un interruptor.
- Corrección de fuga en bomba de aceite del mecanismo de algunas cuchillas.
- Sustitución de algún relevador dañado.
- Mantenimiento menor al interruptor así como a los TC's asociados.
- Mantenimiento al motor compresor del interruptor cuando no arranca.
- Pruebas de mandos y señalización.



Ejemplo:

Libranza del interruptor 78240 en subestación Vallejo



<ol style="list-style-type: none"><li>1) Verificar cerrados interruptores 72020 y 73J40</li><li>2) Abrir interruptor 78240</li><li>3) Verificar abierto interruptor 78240 en sus tres polos</li></ol>	<p>Diagrama de la libranza del interruptor 78240 en la subestación Vallejo, etapa 1. El interruptor 78240 está representado por un cuadrado verde, indicando que está abierto. Los interruptores 72020 y 73J40 son cuadrados rojos, indicando que están cerrados. Las cuchillas 78241 y 78242 también están representadas por cuadrados verdes.</p>
<ol style="list-style-type: none"><li>4) Abrir cuchillas 78241</li><li>5) Abrir cuchillas 78242</li><li>6) Bloquear cuchillas de interruptor y mecanismos</li><li>7) Colocar tierras auxiliares en el interruptor 78240</li></ol>	<p>Diagrama de la libranza del interruptor 78240 en la subestación Vallejo, etapa 2. El interruptor 78240 está representado por un cuadrado verde, indicando que está abierto. Las cuchillas 78241 y 78242 están representadas por triángulos verdes, indicando que están abiertas. Los interruptores 72020 y 73J40 son cuadrados rojos, indicando que están cerrados.</p>

### **8.7.6 Mantenimiento a buses ó barras**

Antes de librar un bus para mantenimiento se debe estar seguro con personal de protecciones que la diferencial de bus en esa subestación no vaya a activarse cuando se esté librando el mismo.

Para cualquier tensión del bus que se vaya a dar mantenimiento en muerto, se debe asegurar que todos los elementos conectados al mismo no se vean afectados al momento de librarlo. Se proceden a abrir todos los interruptores asociados al bus que se va a librar, posteriormente todas las cuchillas asociadas a los interruptores abiertos, finalmente se abren fusibles de TP's del bus a librar; se bloquean mecanismos de cuchillas e interruptores.

Algunos trabajos que se realizan en los buses son:

- Corrección de fuga en cuchillas asociadas al bus en una SE de SF6.
- Trabajos de conexión de alarmas y controles y pruebas con el área de programación de sistemas.
- Realizar ajustes mecánicos en las cuchilla asociadas al bus.
- Sustitución de alguna cuchilla asociada al bus.
- Reemplazo de aisladores dañados.
- Corrección de punto caliente en alguna cuchilla asociada al bus.
- Limpieza de aislamiento de la barra.

### **8.7.7 Mantenimiento a equipo misceláneo en una subestación**

Si se requiere librar la planta de emergencia, el transformador de servicios propios, algún relevador de protecciones, la UTR, etc., el IOSA procede a realizar las observaciones correspondientes preguntándole al personal si no existe afectación de otro equipo o si la SE contará con los recursos suficientes para operar correctamente.

El IOSA tiene que asegurarse que el equipo en el que se trabajará no será usado por lo que debe quedar totalmente desenergizado y aislado para que el personal puede empezar a realizar sus trabajos si así se requiere.

Algunos trabajos que se realizan en el equipo misceláneo son:

- Instalación de equipo a prueba de explosión en la sala del banco de baterías.
- Hacer trincheras y colocar charolas para la canalización de equipo nuevo.
- Reemplazo de banco de baterías.
- Reemplazo de rectificador del banco de baterías.
- Verificación de operación de relevadores.
- Mantenimiento a la UTR para colocación de nuevos puntos.

### 8.7.8 Control de voltaje en forma local

El IOSA debe estar pendiente del control de voltaje de los nodos importantes que le corresponden, para ello tiene gráficas en el sistema SICRAD y tablas en el sistema SITRACEN que le ayudan a decidir cómo debe actuar a lo largo del día.

Dependiendo del voltaje que exista en los nodos que supervisa el IOSA, energiza o desenergiza bancos de capacitores para lograr aumentar o reducir la cantidad de potencia reactiva que se requiere y así mantener un voltaje dentro de los límites operativos establecidos.

Si un transformador no tiene Regulador Automático de Voltaje (RAV), el IOSA no debe perder de vista que puede mover los taps del mismo para que nunca se rebasen los límites operativos de voltaje en el bus (es) de 23 KV asociado (s) al transformador.

Cuando las condiciones del sistema lo requieran y por orden del ACC, el IOSA debe desenergizar una LT o un cable de potencia para reducir los reactivos en el SEP. Generalmente se pide desenergizar cables de potencia ya que éstos proporcionan más reactivos que las LT.

Como última estrategia de control de voltaje en un transformador, si éste se encuentra muy cargado se le pide al CCD que lo descargue y viceversa.

### 8.8 Operación del SEP ante disturbio

Un disturbio en el Sistema Eléctrico de Potencia es cualquier alteración no deseada en los equipos eléctricos, ya sea por causa natural o humana (tormenta eléctrica, choque sobre alguna estructura de alta tensión, vandalismo, corto circuitos, quema de cultivos, desastre natural, etc.)

Se dice que nunca existe un disturbio igual a otro ya que un SEP siempre se encuentra en diferentes condiciones operativas, ya sea por libranzas programadas, condiciones nuevas de la red, horarios diferentes de los eventos, entre otros.

Por lo anteriormente mencionado, **no existe un procedimiento para poder resolver de manera mecánica algún disturbio**, sin embargo, existen algunas estrategias operativas que de seguirse correctamente se puede obtener un mejor restablecimiento del disturbio.

Ante un disturbio en el SEP, el operador en turno debe seguir los siguientes pasos generales para el restablecimiento del mismo:

- 1) Recepción y revisión de alarmas, información de interruptores y afectaciones.
- 2) Revisión y control de voltaje, flujos y frecuencia.
- 3) Determinar topología post-disturbio.
- 4) Determinar y coordinar al personal involucrado.
- 5) Establecer estrategia de restablecimiento (seccionar red, carga, ubicar falla).
- 6) Verificación de variables durante el restablecimiento (antes y después de cada maniobra).

- 7) Revisión de topología final del SEP.
- 8) Informe general del disturbio.

### **8.8.1 Disturbio en líneas de transmisión (LT)**

La mayoría de los disturbios en una línea de transmisión suelen ser transitorios ya que son el elemento eléctrico más expuesto en un SEP, por lo tanto, al dispararse las mismas se deben probar cuando menos una vez.

El criterio para probar una LT es cerrar el interruptor disparado en el nodo más robusto, posteriormente cerrar en el nodo menos robusto y corroborar que la LT tiene flujo.

Si la prueba de cierre es negativa se manda personal a revisar la LT a menos que se tenga afectación de carga, ante lo cual se debe probar por segunda vez la LT disparada.

Cuando se dispara un cable de potencia nunca se realiza una prueba hasta que el personal responsable del mismo lo autorice.

### **8.8.2 Disturbio en bancos de transformación**

Cuando ocurre un disturbio en algún banco de transformación que afecte carga en 23 KV, se debe coordinar la maniobra de restablecimiento con el CCD (Centro de Control Distribución) correspondiente, además de que se debe avisar al nivel superior y a los supervisores en turno de la cantidad de carga afectada y las protecciones operadas asociadas al transformador.

Por otro lado, antes de que un transformador se dispare por sobre carga o temperatura, se pueden tomar las siguientes acciones correctivas:

Operación de los transformadores por carga (encima del 90% de su carga nominal)

- Verificar con el O.E. que los servicios auxiliares estén funcionando correctamente, de lo contrario se disminuye la capacidad del transformador
- Si se espera que la carga del banco incremente, hablar con centros de distribución para transferir carga.
- Para transformadores en 23 kv, evitar que los transformadores operen en paralelo.

Operación de los transformadores por temperatura

- Si se detecta que la temperatura tiende a incrementarse se saca el transformador de operación o por lo menos se descarga el banco, tirando carga si no existe otra opción.

- Si es necesario librar el transformador se hará cuando las condiciones del sistema lo permitan.
- Poner especial atención a: Buchholz del transformador, Buchholz del cambiador y falla de C.D.

Cuando un transformador se dispara por protecciones, recordar que:

Las protecciones primarias accionan el relevador 86X, las de respaldo la 86 R.

Cuando opera protección de respaldo el transformador se podrá poner en servicio cuando se haya librado la falla que provocó el disparo.

Cuando opera la protección primaria no se debe probar el banco y se manda personal especializado a revisarlo.

### **8.8.3 Disturbio en buses ó barras**

Si un bus de 230 KV u 85 KV se dispara nunca se prueba hasta que personal de subestaciones determine la falla. Un disparo de bus es poco frecuente, por lo tanto si llega a suceder significa que la falla es muy grave o que la protección diferencial del bus operó incorrectamente.

### **8.8.4 Disturbio en bancos de capacitores**

No se debe probar ningún banco de capacitores hasta que el personal de subestaciones lo vaya a revisar y determine cuál es el estado del equipo. Generalmente se observa a simple vista cuál es el problema del mismo, ya sea que estén chorreando algunas celdas capacitivas o se hayan quemado, o se fundieron algunos fusibles por desbalance de potencial.

### **8.8.5 Interruptor bloqueado**

Arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

Para librar un interruptor bloqueado se procede a pasar toda la carga a cualquiera de las dos barras, excepto el circuito del interruptor bloqueado; una vez realizada la maniobra se abre el interruptor de amarre para con esto dejar sin carga el circuito del interruptor bloqueado y en éstas condiciones abrir las cuchillas del interruptor bloqueado.

Para el caso de que se bloquee el interruptor de amarre, se procederá a pasar toda la carga a una de las barras y en estas condiciones librar el interruptor de amarre.

#### Arreglo de interruptor y medio.

Para librar un interruptor bloqueado PROPIO, se desconectan todos los interruptores de la barra, se abre el interruptor de enlace correspondiente a la bahía del interruptor bloqueado, después se abre(n) el(los) interruptor(es) del lado contrario pertenecientes al circuito del interruptor bloqueado, ya sea una línea o un banco de transformación.

Para librar un interruptor bloqueado de ENLACE, se desconectan los dos interruptores propios de la bahía, así como los interruptores del lado contrario pertenecientes a los circuitos en cuestión.

### **8.8.6 Otros disturbios**

Los servicios propios de la subestación pueden llegar a dispararse súbitamente por lo que se procede a utilizar los servicios alternos para alimentar a la subestación de corriente alterna, ya sea con otro transformador de servicios propios, algún regreso de un alimentador o en su defecto una planta de emergencia. La subestación no debe quedarse sin VCA ni VCD porque podrían bloquearse todos los interruptores al agotarse la capacidad de respuesta del banco de baterías.

Puede ocurrir que el rectificador del banco de baterías se empiece a calentar tanto que se queme, por lo que la subestación corre el riesgo de quedarse sin corriente directa y se alarmarán todos los relevadores de protección. El peligro de no tener corriente directa en una subestación es que si ocurriese una falla en el equipo eléctrico los relevadores de protección no operarán y no se aislará la falla, pudiendo hacerse ésta más grande.

## 9 Disturbio histórico de la SCM

El siguiente ejemplo de disturbio en la SCM hace referencia a los temas explicados en los capítulos anteriores, cuidando cada uno de los aspectos que debe conocer el IOSA para enfrentar un problema en el SEP de manera eficiente.

El problema a resolver del IOSA es estar atento a cómo se encuentra el SEP antes de una falla, posteriormente se debe observar cómo queda el SEP después de un disturbio; analizar las protecciones operadas y alarmas presentes para poder tomar la mejor decisión al momento de restablecer carga afectada, líneas disparadas o cualquier otro equipo eléctrico alterado por algún disturbio en el SEP.

El evento que describiré sucedió en la zona norte de la Ciudad de México, en un nivel de tensión de 85 kV. Se vieron afectadas 6 líneas de transmisión así como carga de 2 subestaciones.

El día X del mes Y de 2011 a las 20:17 hrs. salieron de servicio las líneas de Subtransmisión Naucalpan, Minas, Gordo 1, Guadalupe, Autometales y Tacuba, todas en 85 kV, por globo metálico sobre la L.T. Naucalpan dentro del predio de la S.E. NON

### 9.1 Condición Normal Previa

La condición normal previa antes del disturbio se ilustra en la figura 9-1.

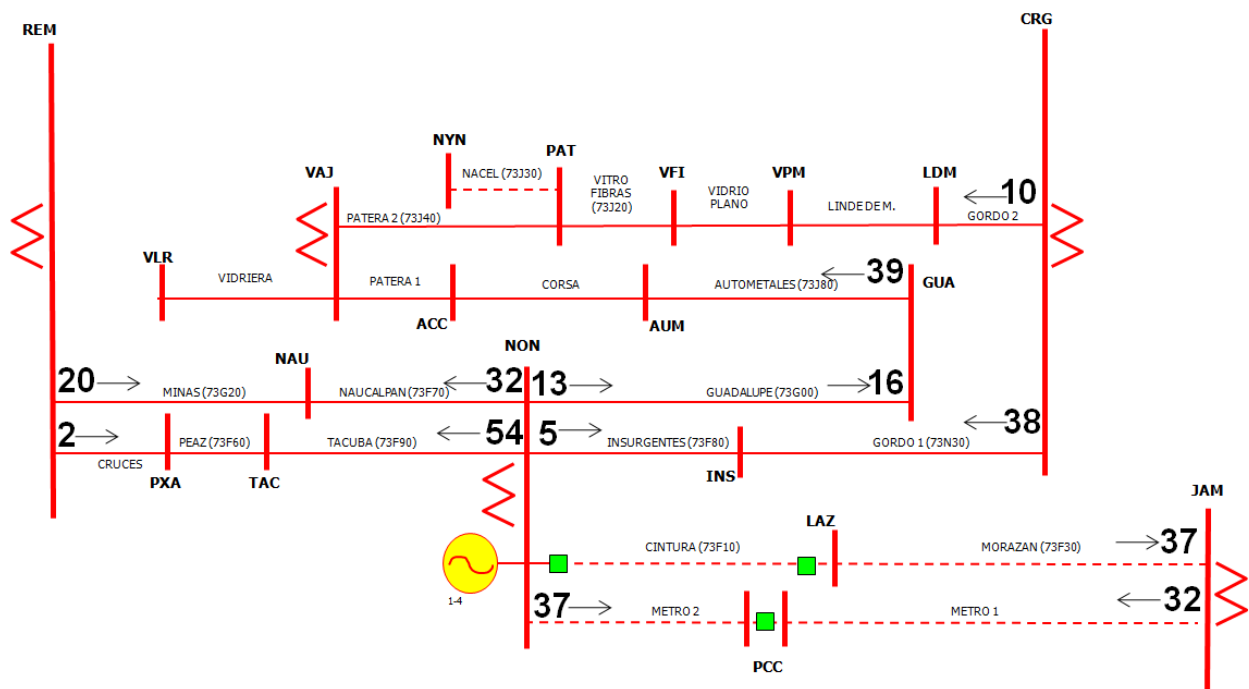


Figura 9-1

## 9.2 Cronología del Evento

- A las 20:17:04 hrs dispara IN 58 GUAD (73G00) en GUA por protección 51N, además a las 20:17:06 hrs dispara IN 58 AUME en AUM por protección de respaldo (67N), con lo que:

Quedan sin potencial T1, T2 y T3 de S.E. GUA con una afectación de 61 MW

-A las 20:17:05 hrs dispara IN 58 TACB en TAC (73F90): abre por falla en L.T. Naucalpan, operando protección 67.

-A las 20:17:06 hrs Dispara IN 58 NAU en NON: opera protección 67N fase A.

-A las 20:17:07 hrs Dispara IN 58 GORD1 en CRG: opera protección 67N, quedando INS alimentada desde NON.

-A las 20:17:15 hrs Dispara IN 58 MINS en REM: protección operada 51 fases A y C; se afectan 59 MW de carga en la S.E. Naucalpan.

SE DESCONOCE MOTIVO DE LA FALLA. Se ilustra lo anterior en la figura 9-2.

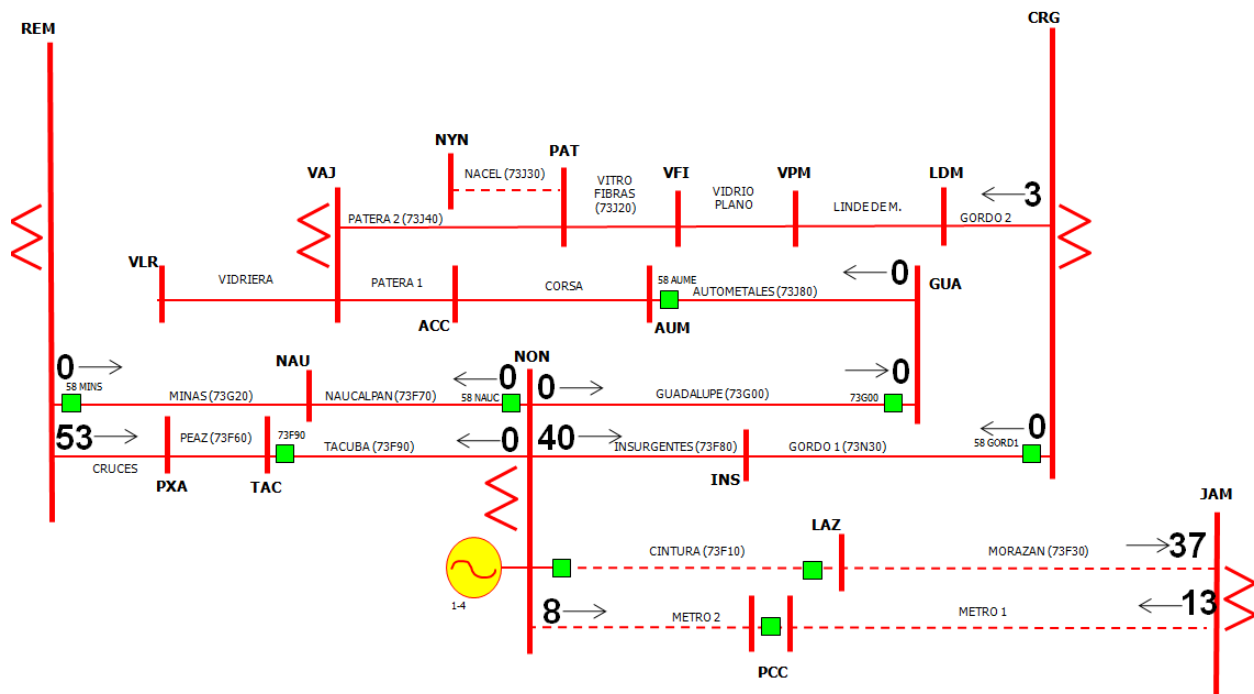


Figura 9-2



Al ocurrir el disturbio y desconocer el motivo del mismo, el IOSA observa las protecciones operadas, ve los interruptores abiertos y hace un cálculo de la carga afectada. Para calcular la carga afectada se cuenta con una herramienta en el SITRACEN donde se puede retroceder en el tiempo para observar las condiciones del sistema antes del disturbio. Además se tienen catálogos de cargas por bancos y subestaciones.

Si las subestaciones son telecontroladas se debe tener cuidado al observar las alarmas y protecciones operadas. Si las subestaciones tienen operador de subestación se procede a hablar con ellos para pedir información de las condiciones de su subestación antes de tomar una decisión.

Lo prioritario a restablecer en una Subárea es la carga afectada, por lo tanto, las primeras decisiones de restablecimiento deben estar enfocadas en los nodos que se tiene carga afectada.

Al conocer la carga afectada se le informa al nivel operativo superior (Área de Control) y al supervisor en turno.

### 9.3 Maniobras de restablecimiento

-A las 20:19:21 se envía comando de Apertura sobre el IN 58 NAUC en NAU (73F70), maniobra de preparación para normalizar la carga de S.E. NAU, ya que el Interruptor no opera correctamente esquema de protección.

-A las 20:20:44 hrs se envía comando de Cierre al IN 58 MINS en REM, con esta acción se recupera la carga de S.E. Naucalpan.

-A las 20:21:35 se envía comando de Apertura sobre el IN 58 AUME en GUA, la maniobra se hace para aislar la línea.

-A las 20:21:41 hrs se realiza comando de Cierre al IN 58 GORD1 en CRG, con la finalidad de probar el Interruptor siendo negativa Dispara a las 20:21:42 hrs se investiga causa, opera 67N.

-A las 20:22:14 hrs se manda comando de Cierre al IN 58 AUME en AUM, con la finalidad de probar el Interruptor resultando prueba negativa.

En este momento no se tiene información del motivo que originó el disturbio, además de que se sigue teniendo la carga afectada de la subestación Guadalupe, por lo que se avisa al nivel operativo inferior (Distribución) que esté preparado por si se requiere transferir carga en la red de distribución (Figura 9-3).

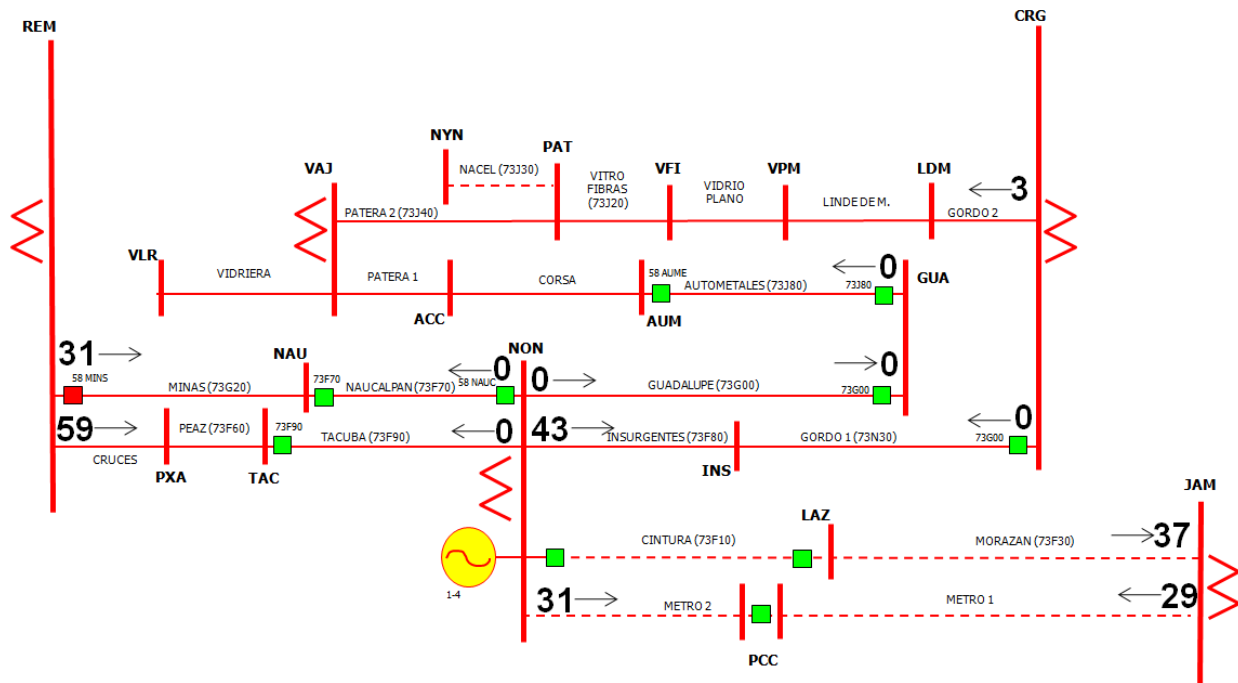


Figura 9-3

-A las 20:24:26 se manda comando de Cierre en IN 58 TACB en TAC (73F90): con esta acción queda dentro la L.T. Tacuba (73F90).

-A las 20:25:26 hrs se envía Abrir IN 58 T82A en GUA maniobra para aislar T1 (T82-A).

-A las 20:25:29 hrs se envía Abrir IN 58 T82B en GUA maniobra para aislar T2 (T82-B).

-A las 20:25:36 hrs se envía Abrir IN 58 T82C en GUA maniobra para aislar T3 (T82-C).

Cuando se prueba una vez el restablecimiento de carga y no se tiene éxito, se sospecha de una falla en la subestación por lo que se debe seccionar la red para discriminar zonas de falla. Por tal motivo, se abrieron los interruptores de los transformadores en la Subestación Guadalupe (Figura 9-4).

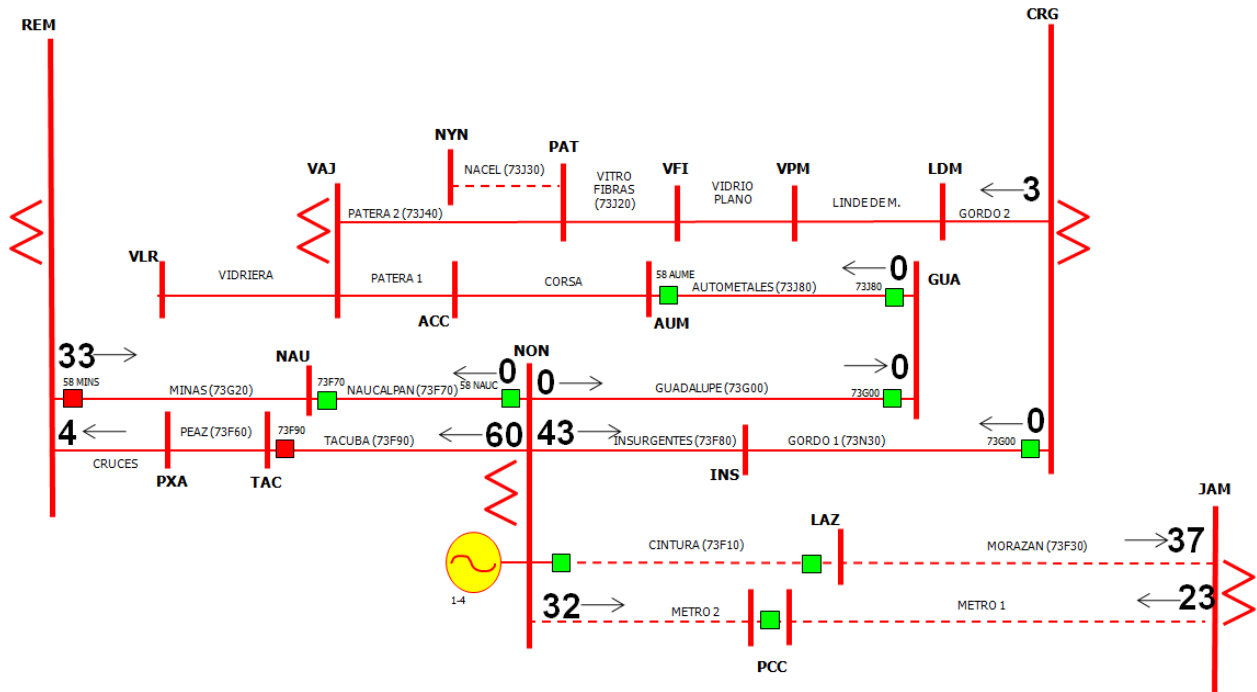


Figura 9-4

- A las 20:25:55 hrs se manda Cerrar IN 58 GUAD en GUA, tenemos prueba positiva sobre buses de 85 kV de S.E. GUA y recuperando con esto la L.T. Guadalupe.
- A las 20:26:09 hrs se envía Cierre IN 58 T82A en GUA prueba (+) recuperándose su carga.
- A las 20:26:34 hrs se envía Cierre IN 58 T82B en GUA prueba (+) recuperándose su carga.
- A las 20:26:35 hrs se envía Cierre IN 58 T82C en GUA prueba (+) recuperándose su carga.

Queda restablecida la totalidad de la carga al haberse realizado seccionamiento en dicha S.E. Se desconoce el motivo que originó el disturbio. Hasta éste momento se solicita apoyo al personal de Líneas de Transmisión para revisar las líneas y ver si encuentran algo anormal (Figura 9-5).

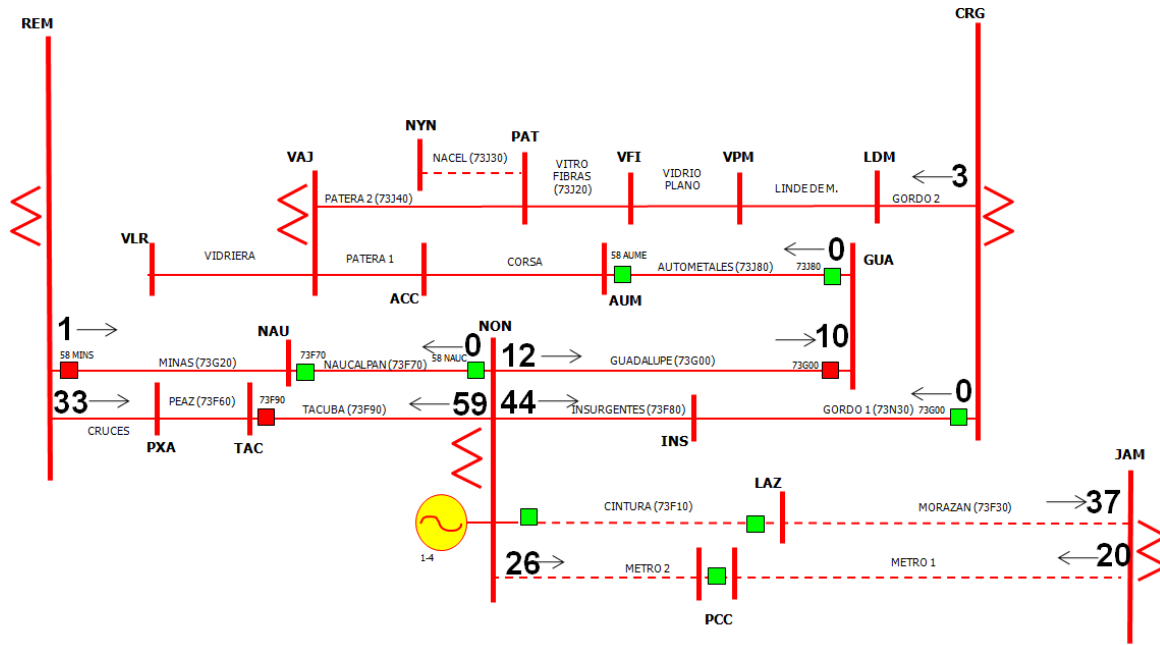


Figura 9-5

-A las 20:28:02 hrs se manda señal de Cierre en IN 58 GORD1 en CRG, queda en servicio la L.T. GORDO 1.

Personal de líneas informa que el causante del disturbio fue un globo metálico entre la estructura 23 y 24 de la línea de transmisión Naucalpan, por lo que piden permiso para retirar el globo con la línea desenergizada. Se retira el globo.

-A las 20:38:00 hrs envía Cierre del IN 58 NAUC en NAU, a la misma hora queda Cerrado el Interruptor IN 58 NAU en NON, quedando Cerrada la L.T. Naucalpan.

-A las 22:00:30 hrs se Cierra IN 58 AUME en AUM y a las 22:00:28 hrs Cierra IN 58 AUME en GUA, Con estas acciones queda en servicio la L.T. Autometales (73J80).

En éste momento se normalizan las condiciones de la red y se procede a realizar un informe de todos los pormenores del disturbio con el objetivo de que queden asentadas en el relatorio de operación las maniobras de restablecimiento (Figura 9-6).

Se proceden a dar licencias de revisión al esquema de protecciones en las subestaciones afectadas, ya que una pequeña falla que debió ser aislada en una sola línea de transmisión, se propagó en gran medida y afectó carga innecesariamente.

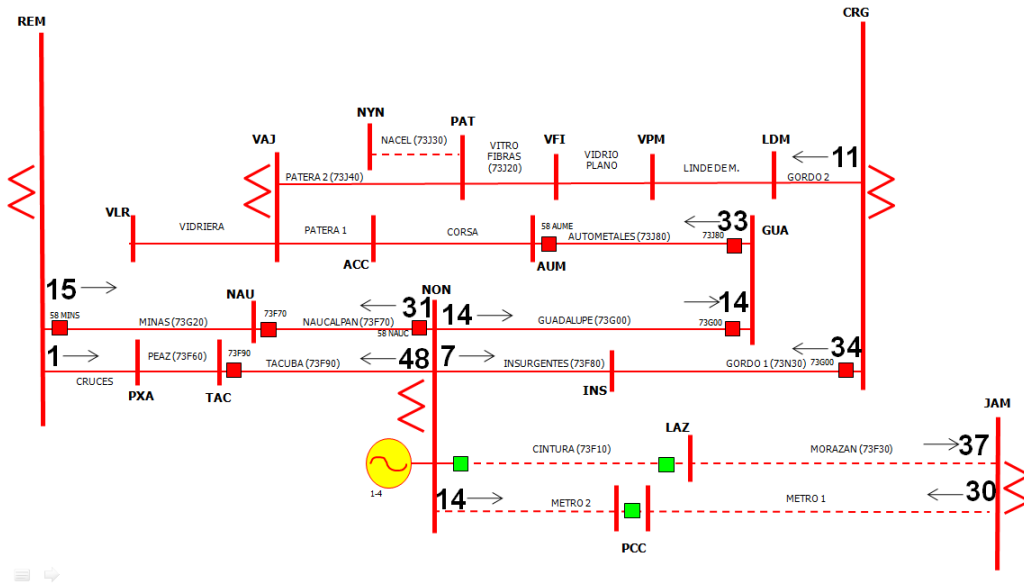


Figura 9-6 Condición normalizada de la red

## 9.4 Participación profesional

En la normalización del Sistema Eléctrico de Potencia, frente al disturbio anteriormente citado, se ve reflejada mi participación en la toma de decisiones que llevaron al restablecimiento de la carga afectada así como la normalización de las líneas de transmisión afectadas.

El ejemplo anterior es sólo uno de los múltiples disturbios a los que me he enfrentado en el tiempo que llevo operando la Subárea de Control Metropolitana, de la cual soy responsable de lo que ocurra durante mi turno de trabajo, ya sean maniobras, licencias programadas, licencias de emergencia o restablecimientos.

La responsabilidad en la toma de decisiones (correctas o incorrectas) cae en mayor medida sobre el IOSA ya que es la persona que debe conocer con mayor sensibilidad el estado del equipo que está operando, así como las condiciones que tiene el Sistema Eléctrico de Potencia.

Es importante mencionar que ningún disturbio es igual a otro ya que la red del Sistema Eléctrico de Potencia se encuentra en constante modificación, ya sea porque algún equipo se encuentre librado, o porque alguna falla se da en diferentes condiciones climáticas, o la falla es provocada por error humano, etc. Por tal motivo, el IOSA debe estar en constante capacitación y atento al sistema para poder sensibilizarse cada día más con los flujos del mismo, los nodos más débiles, estrategias de restablecimiento y además, poder establecer estrategias preventivas con la finalidad de poder anticiparse a cualquier falla que pudiese ocurrir.

## 10 Conclusiones

El control de un Sistema Eléctrico de Potencia requiere de un gran conocimiento y responsabilidad sobre lo que se está operando, esto implica un constante reto al Ingeniero Operador para que no pierda de vista los detalles importantes de las actualizaciones en la red, así como tener siempre presentes los conceptos teóricos que soportan la interacción de los elementos eléctricos en un SEP.

Efectuar una mala decisión o cometer un error al momento de operar, puede costar la vida del personal en campo o generar un costo económico para la CFE. Existen políticas, metodologías, procedimientos, normas, reglamentos y órdenes que tienen como objetivo evitar errores al momento de operar y tomar decisiones, por lo tanto, el ignorar tales normativas puede generar problemas de índole administrativo o en su peor caso, de índole penal.

Por tales motivos, el IOSA debe apegarse a lo que estrictamente se tiene reglamentado; está obligado a hacer respetar todas las normativas al personal de campo y de incumplirse las mismas debe informar a los superiores para hacer valer su nivel jerárquico. Lo más importante es la seguridad, siempre cuidar la integridad física del personal.

Sin embargo, al ser de reciente creación la Subárea de Control Metropolitana, existen muchas áreas de oportunidad para implementar procedimientos operativos que lleven al Operador a una supervisión más segura y confiable del Sistema Eléctrico de Potencia.

Actualmente la SCM se encuentra actualizando equipos eléctricos, esquema de protecciones, red de transmisión, construcción de subestaciones y modernización de material obsoleto con el objetivo de cumplir en poco tiempo los estándares de todas las Subáreas de la CFE en la República Mexicana.

Me siento orgulloso de pertenecer a una empresa de clase mundial y de ser partícipe en la modernización de la zona centro del país.

## 11 Anexos

### ANEXO A – GENERACIÓN

#### Control de frecuencia

Las necesidades inherentes al crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), demandan una evolución similar en las estrategias de operación y control de los mismos. El control de frecuencia en el Sistema Eléctrico de Potencia, es uno de los objetivos primordiales de los Centros de Control.

El control de frecuencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza de forma centralizada en el Centro Nacional (CENAL), con el objeto de dar seguimiento a la planeación de la operación, que se realiza a diferentes horizontes de tiempo (corto, mediano y largo plazo), para optimizar y coordinar los diferentes recursos de generación disponible, así como el uso de la red de transmisión.

El nivel de confiabilidad se mide con respecto a la magnitud, duración y frecuencia de los eventos que afectan negativamente el suministro eléctrico. De forma práctica podemos decir que un sistema eléctrico es confiable cuando presta su servicio de manera continua y dentro de los límites de calidad de frecuencia y voltaje.

#### Balance Carga-Generación

El balance carga-generación en el sistema eléctrico debe mantenerse de manera continua, cualquier diferencia en este balance ocasiona una desviación de frecuencia. Para cumplir con los requisitos de balance y corregir sus diferencias, las unidades generadoras deben ser operadas y controladas en diferentes horizontes de tiempo, de tal forma que cumplan con el consumo y regulen la frecuencia del sistema.

Actualmente el balance carga-generación se realiza en diferentes etapas sucesivas, manteniendo una relación entre ellas.

- a) Despacho de Generación
- b) Regulación del Sistema

##### a) Despacho de Generación

El Despacho de Generación consiste en satisfacer la demanda pronosticada del Sistema Eléctrico, cumpliendo con la asignación de generación establecido en el Esquema de Generación diario (Predespacho).

En base al Predespacho diario del día y las condiciones predominantes en la Operación de tiempo real en el Sistema Eléctrico, el seguimiento se hace hasta asignar la generación mostrada en el mismo para la hora en ejecución, pero una vez completada, las desviaciones se cubren con los

recursos de generación disponibles, no contemplados en el Predespacho diario en base a los siguientes criterios de Operación:

- \_ Estrategia Operativa Semanal
- \_ Curvas de Costo Incremental de las Unidades
- \_ Límites de Transmisión Mensuales

### b) Regulación del Sistema

La regulación de sistema comprende diferentes tipos de regulación, regulación primaria, secundaria y terciaria.

#### Regulación Primaria

Esta regulación se basa en la respuesta natural del sistema que comprende la acción de los gobernadores de velocidad de las unidades generadoras en función de su característica de regulación en estado estable.

Al ocurrir una desviación de frecuencia debido a una variación en la carga, entran en acción los sistemas de control (ver figura A-1) para lograr nuevamente una condición de equilibrio a un valor de frecuencia diferente a la nominal.

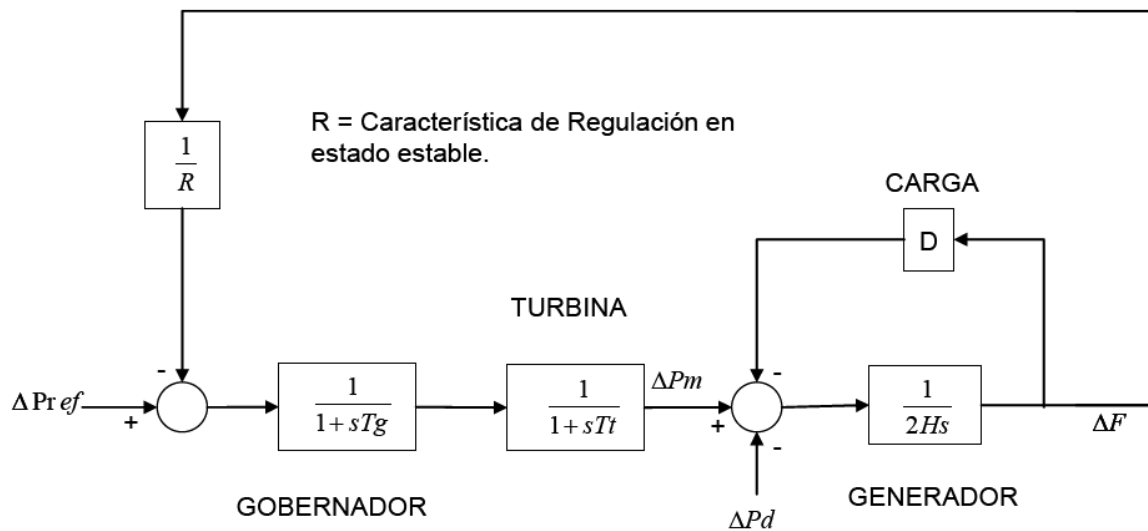


Figura A-1 Sistema de control de la regulación primaria

Cuando ocurre un disturbio, se presenta un desequilibrio entre la potencia eléctrica suministrada a la carga y la potencia mecánica que produce la turbina (primo motor), causando una desviación de la frecuencia ( $\Delta F$ ).



La desviación de frecuencia es detectada por el gobernador de velocidad que actúa modificando la posición de las válvulas de admisión de la turbina. Esta acción produce un cambio en la potencia mecánica.

Este cambio en la potencia mecánica se aplica al rotor del generador, el cual mediante el proceso de conversión de energía, se obtiene un cambio en la potencia eléctrica a la salida del generador.

Cabe señalar que el proceso de producción de potencia mecánica en el primo motor, depende de las constantes de tiempo del gobernador de velocidad ( $T_g$ ) y de la turbina ( $T_t$ ).

La señal de referencia en el gobernador  $\Delta Pr_{ef}$  permite realizar cambios en la generación de la unidad, independientemente de la frecuencia, ésta es una señal de Regulación Secundaria.

Ante una variación de carga, existe una desviación de frecuencia, el gobernador de velocidad lo detecta y modifica válvulas o compuertas para admitir más vapor o agua. Este comportamiento es automático, después de pasar por un comportamiento dinámico, la frecuencia se estabiliza en un valor diferente a la nominal. Este accionamiento del sistema de gobernación de velocidad se realiza sin modificar la posición del variador de velocidad.

### Regulación Secundaria

Considerando el ejemplo anterior, ante la desviación de frecuencia producida por una variación de carga, las unidades generadoras han incrementado su generación en función de su característica de regulación en estado estable (R%), para alcanzar una estabilización de la frecuencia a un valor diferente a la nominal. Esta acción de los gobernadores se realizó sin modificar la posición del variador de velocidad  $\Delta Pr_{ef}$ .

Una vez que se ha obtenido un balance a un valor de frecuencia diferente a la nominal, es necesario un control complementario (o suplementario) para restablecer la frecuencia a su valor nominal, a esta acción se le denomina Regulación Secundaria (ver figura A-2).

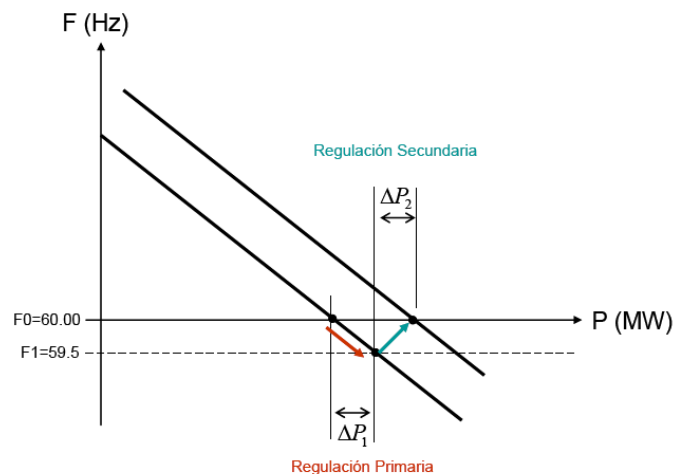


Figura A-2 Gráfica P vs F de la regulación secundaria

En la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la Regulación Secundaria lo realiza el Control Automático de Generación (AGC).

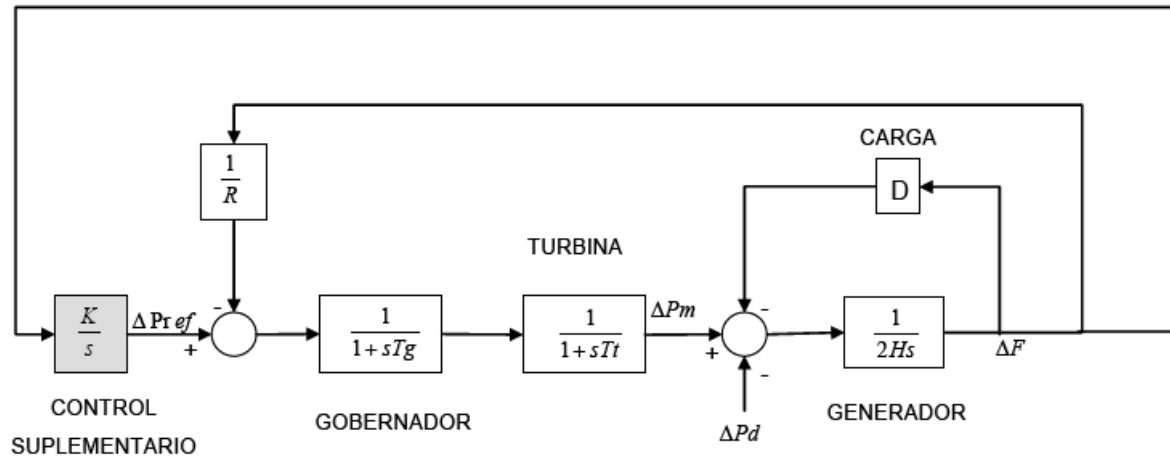


Figura A-3 Diagrama de control de la Regulación secundaria

### Regulación Terciaria

Es la acción manual del operador para complementar el control, que por criterios de reserva o insuficiencia de la regulación primaria y secundaria, no se llega al objetivo.

La regulación terciaria consiste en utilizar los recursos que se tienen establecidos como reserva operativa (Rodante (No AGC) y Fría), para remplazar de manera económica la reserva de regulación, que previamente se hizo efectiva para el control de frecuencia.

Uno de los Objetivos de la Regulación Terciaria, es mantener una reserva de regulación (AGC) disponible, para el control de frecuencia. Las acciones manuales del operador del sistema deben realizarse en un periodo no mayor a 15 min (posterior a un evento).

Típicamente la regulación terciaria se ejecuta después de la regulación secundaria (ver figura A-4).

Algunas acciones de regulación terciaria:

- Redistribución de generación.
- Conexión/Desconexión de unidades
- Reprogramación de intercambios.
- Modificación del punto de operación en unidades operando en modo Manual

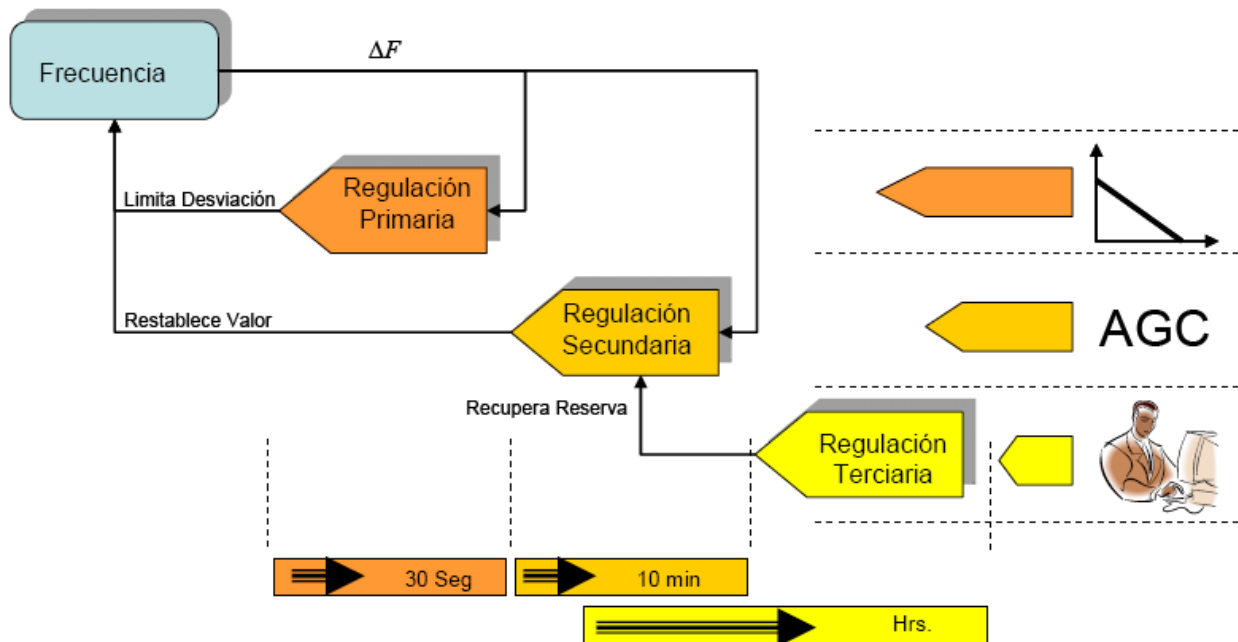


Figura A-4 Regulación terciaria

### Estructura del AGC (Control Automático de Generación)

El AGC es una aplicación (Software) que reside en el centro de control el cual interacciona con el Sistema Eléctrico de Potencia y con otras aplicaciones. La interacción con el SEP es a través de telemetrías y la retroalimentación en forma de controles

El Objetivo Principal del AGC, es la minimización de ACE (Error Control de Área), mediante el ajuste de la referencia de potencia activa (MW) de las unidades generadoras que se encuentran bajo control, para mantener los valores de frecuencia e intercambios netos a su valor programado.

En conjunto con el Despacho Económico (ED), se realiza la distribución económica de la generación entre las unidades despachables, minimizando los costos de producción y cumpliendo con restricciones operativas del sistema.

### Causas que provocan desbalance entre carga y generación

- Carga normal del sistema
- Salida/entrada de alumbrado
- Rechazo de carga de unidades (programados)
- Disparo de unidades generadoras
- Desconexión de carga

## ANEXO B – LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### Parámetros de las líneas de transmisión

Para el cálculo de los parámetros de la línea de transmisión se consideran en forma independiente los efectos inductivos y capacitivos; sus parámetros dependen enteramente de su disposición geométrica.

En este caso se considera para el estudio de las características eléctricas de las líneas de transmisión una línea monofásica de dos conductores.

### Capacitancia

Si se aplica en uno de los extremos de la línea una diferencia de potencial  $v$  entre los dos hilos y se mantiene abierto el otro extremo de la línea, los conductores adquirirán una carga eléctrica  $q$  que es proporcional a la diferencia aplicada  $v$  y a una constante  $C$  llamada capacitancia. ( $q = Cv$ )

Asociado a las cargas eléctricas de los conductores existe un campo eléctrico cuyas líneas de fuerza son arcos de círculo que terminan en los dos hilos. En otras palabras, la línea se comporta como un condensador, siendo los conductores las placas del condensador y el dieléctrico el aire u otro medio aislante que separe los conductores.

La capacitancia de una línea de transmisión es una función de las dimensiones de los conductores, de la separación entre ellos y de la naturaleza del dieléctrico.

Si la diferencia de potencial aplicada es una función sinusoidal del tiempo, los conductores cambiarán de polaridad dos veces por ciclo y circulará por ellos una corriente alterna. En líneas de transmisión cortas y de tensiones relativamente bajas, esta corriente capacitiva es generalmente despreciable comparada con la corriente que circula por los conductores debida a la carga alimentada por la línea, pero en líneas y cables de alta tensión la corriente capacitiva se debe tomar en cuenta.

### Inductancia

Supóngase ahora que se conecta una carga al final de la línea. La corriente que circula por cada conductor (que será la suma de la corriente debida a la carga y a la corriente capacitiva) produce un campo magnético.

Si la intensidad de la corriente varía en función del tiempo, el campo magnético será también una función del tiempo. Este campo variable induce en los conductores fuerzas electromotrices que se oponen a la fuerza electromotriz aplicada al principio de la línea y cuyos valores están dados por las siguientes expresiones:

Para el conductor 1 
$$e_1 = L_{11} \frac{di_1}{dt} + M_{12} \frac{di_2}{dt}$$

Para el conductor 2 
$$e_2 = L_{22} \frac{di_2}{dt} + M_{21} \frac{di_1}{dt}$$

Donde

$L_{11}$  inductancia propia del conductor 1

$L_{22}$  inductancia propia del conductor 2

$M_{12} = M_{21}$  inductancia mutua entre los conductores 1 y 2

Las inductancias dependen de la naturaleza y dimensiones de los conductores, así como de la separación entre ellos; además tienen gran importancia en la determinación de las caídas de tensión en las líneas de transmisión.

### Resistencia

Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica que causa la conversión de una parte de la energía eléctrica que circula por el conductor en calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la intensidad de corriente que circula por el conductor.

Las pérdidas de energía por segundo están dadas por la siguiente expresión:

$$p = R_e I_e^2$$

donde

$p$ : pérdidas de energía por segundo en un conductor

$R_e$ : resistencia efectiva del conductor

$I_e^2$ : valor eficaz de la corriente

La energía consumida en  $t$  segundos es

$$w = pt = R_e I_e^2 t$$

Las relaciones anteriores, que son la expresión matemática de la ley de Joule, determinan la conveniencia de utilizar voltajes de transmisión más elevados para disminuir la magnitud de la corriente y disminuir así las pérdidas por efecto Joule.

La resistencia de un conductor es directamente proporcional a la resistividad del material de que está hecho y a la longitud del conductor e inversamente proporcional a su sección. Por tanto, la resistencia es uno de los factores determinantes en la elección del material y del calibre de los conductores.

### **Efecto corona**

Si se somete un dieléctrico a un campo eléctrico cuyo gradiente de potencial se va aumentando, se llegará a un valor del gradiente de potencial que exceda la rigidez dieléctrica del material aislante y éste se perforará. Este valor del gradiente se llama gradiente disruptivo.

En particular, si se somete un conductor de una línea de transmisión a un voltaje creciente, el gradiente de potencial en la superficie del conductor crece y llega un momento en que es mayor que el gradiente disruptivo del aire. Se produce entonces una ionización del aire que rodea al conductor y que se manifiesta por una crepitación y por una luminosidad azulada que puede percibirse en la oscuridad.

Este fenómeno de ionización se explica de la siguiente manera: en la atmósfera existen siempre cierto número de iones libres; éstos, acelerados por el campo eléctrico, pueden producir la ionización de moléculas neutras por choque.

## ANEXO C – EQUIPO ELÉCTRICO

En una subestación hay equipos que por la función que desempeñan se definen como los más importantes y en este anexo se describirá su operación y la función que tiene cada uno de ellos así como sus características principales de diseño y operación en una subestación.

### ◆ Transformador

Un transformador es una maquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

Se puede considerar formado por tres partes principales:

- a) Parte activa
- b) Parte pasiva
- c) Accesorios

#### a) Parte activa

Está formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

**Núcleo:** La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo, no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

**Bobinas:** Estas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

**Cambiador de derivaciones:** Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

**Bastidor:** Este formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

#### **b) Parte pasiva**

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por si solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

- 1.-Clase OA. Enfriamiento por aire. Circulación natural.
- 2.-Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
- 3.-Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire forzados.

**Tanque conservador:** Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración.

La tubería entre los dos tanques debe permitir un flujo adecuado de aceite. En ella se instala el relevador de gas (Buchholtz) que sirve para detectar fallas internas en el transformador.

En el conservador no debe permanecer el aceite en contacto con el aire. Por un lado, porque al estar variando el nivel del aceite el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia adentro del transformador, y por otro lado, porque el aceite en contacto con el aire se oxida y pierde también características dieléctricas. Para evitar lo anterior, se utilizan diferentes



métodos de protección; uno es por medio de una lámina de neopreno que se mueve simultáneamente con la variación del nivel del aceite y evita el contacto aire-aceite, y otro es llenar la parte superior del conservador con nitrógeno seco y sellar el tanque conservador.

**Boquillas:** Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

### c) Accesorios

**Tablero:** Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

**Válvulas:** Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

**Conectores de tierra:** Son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

**Placa de características:** Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes potencia, tensión, por ciento de impedancia, numero de serie, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.



Figura C-1 Transformador T221B en Subestación Peralvillo

## **Conexiones en los transformadores**

Para seleccionar un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Dichas conexiones son:

**Estrella – Estrella.** Sus características principales son:

- Aislamiento mínimo.
- Cantidad de cobre mínimo.
- Circuito económico para baja y alto voltaje.
- Los dos neutros son accesibles.
- Alta capacitancia entre espiras, que reduce los esfuerzos dieléctricos durante los transitorios debidos a tensión.
- Neutros inestables, si no se conectan a tierra.

**Estrella – Estrella con terciario en Delta.** Sus características principales son:

- La delta del terciario proporciona un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de la tercera armónica en los devanados principales.
- El terciario se puede utilizar para alimentar el servicio de estación, aunque no es muy recomendable por las altas corrientes de corto circuito que se obtienen.
- Aumenta el tamaño y costo del transformador.

**Delta – Delta.** Es una conexión raramente usada. Se utiliza en tensiones bajas y medias. Sus características son:

- En caso de que un banco de transformadores se le dañe una fase se puede operar utilizando la conexión delta abierta o V.
- Circuito económico para alta carga y bajo voltaje.
- Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizantes, lo cual elimina los voltajes de tercera armónica.
- No se pueden conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita utilizar un banco de tierra, lo cual encarece más al banco.
- Se necesitan mayores cantidades de aislamiento y de cobre.
- La conexión delta se usa con aislamiento total y rara vez se usa para tensiones superiores a 138 kv por el alto costo del aislamiento.

**Delta – Estrella.** Se acostumbra utilizar en transformadores elevadores de tensión. Sus características son:

- Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- Se eliminan los voltajes de tercera armónica, porque la corriente magnetizantes de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.
- La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.

**Estrella – Delta.** Se acostumbra utilizar en transformadores reductores de tensión. Sus características son:

- No se puede conectar a tierra el lado secundario.
- Se eliminan los voltajes de tercera armónica porque la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del secundario.

**T –T.** Es una conexión raramente usada. Solo se utiliza en casos especiales en que se alimenten cargas tri, bi y monofásicas juntas, sus características son:

- Comportamiento semejante a la conexión estrella – estrella.
- Tiene ambos neutros disponibles.
- Los voltajes y las corrientes de tercera armónica pueden ocasionar problemas.
- Se necesitan dos transformadores monofásicos para la conexión.
- La capacidad debe ser 15% mayor que la carga por alimentar.

**Zig – Zag.** Se utiliza en transformadores de tierra conectados a bancos con conexión delta, para tener en forma artificial una corriente de tierra que energice las protecciones de tierra correspondientes.

**Autotransformador.** Se utiliza cuando la relación de transformación es menor de dos. Son más baratos que los transformadores equivalentes. Sus características son:

- Menor tamaño peso y costo.
- Como la impedancia entre primario y secundario es menor que en un transformador, se presenta una posibilidad mayor de fallas.
- Debido a que solo existe una bobina, el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión.
- Las conexiones en el primario y el secundario deben ser siempre iguales o sea estrella – estrella o delta – delta; estas últimas no son usuales.

## ◆ Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un corto circuito eléctrico bajo carga. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado maquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de de kiloamperes (cortocircuito).

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales: Parte activa, parte pasiva y accesorios.

### a) Parte activa

Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

### b) Parte pasiva

Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- Protege eléctrica y mecánicamente al interruptor.
- Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de accesorios.
- Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

### c) Accesorios

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

- Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores de tierra.
- Placa de datos.
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como compresor, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

**Cámaras de extinción del arco.** Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

Dichas cámaras deberán soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitares y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas.

Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos:

- Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1000 metros entre segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.
- Masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocos milésimos de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros entre segundo.
- Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

### **Tipos de interruptores**

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

**Gran volumen de aceite:** Fueron los primeros interruptores que se utilizaron en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero.

**Pequeño volumen de aceite:** Por el pequeño consumo de aceite, son muy utilizados en tensiones de hasta 230 KV y de 2500 MVA de capacidad interruptiva. En general se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

El tiempo de la extinción del arco es del orden de 6 ciclos.

**Neumáticos (aire comprimido):** Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 kg/cm<sup>2</sup> dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de 3 ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

**Interruptores en hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>):** Son aparatos que se desarrollaron al final de la década de los años 60 y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) que tiene una capacidad dieléctrica superior a los fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

Propiedades del SF<sub>6</sub>. Es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión. A la temperatura de 2000<sup>o</sup>K conserva todavía alta conductividad térmica que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto la gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas pueden ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado dentro del aparato.

Figura C-2 Interruptor SF<sub>6</sub> tanque vivo



Figura C-3 Interruptor SF<sub>6</sub> tanque muerto

**Interruptores en vacío:** Esta tecnología aparece por el año de 1960. Son aparatos que en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del tipo del latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío no se produce ionización y, por lo tanto, no es necesario el soplado del arco ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.



Figura C-4 Interruptor en vacío

## ◆ Cuchillas seccionadoras

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de SF<sub>6</sub> que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

**Componentes:** Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos, la cuchilla. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

- Horizontal
- Horizontal invertida
- Vertical
- Pantógrafo

### Cuchillas Horizontales

Pueden ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla (ver figura C-5A). Para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en que la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas.

Cuchilla con dos columnas de aisladores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una que contiene la mordaza y la otra el contacto macho (ver figura C-5B).

La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna gira y en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostienen las mordazas fijas (ver figura C-5C).



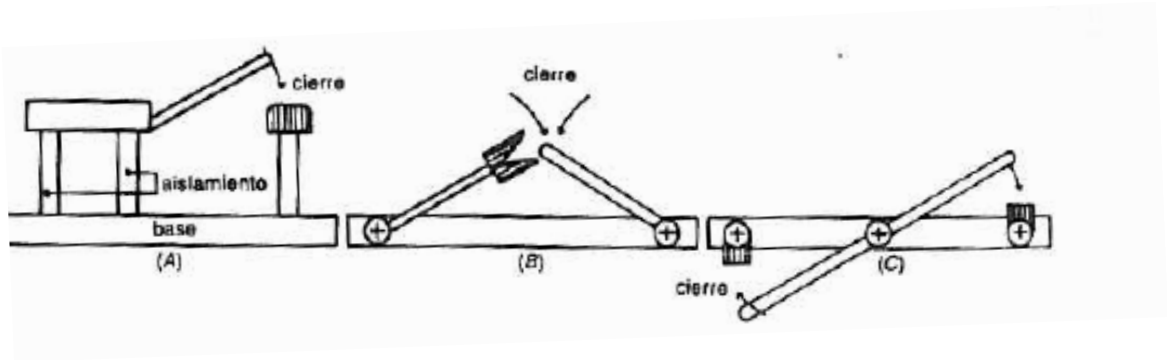


Figura C-5 Tipos de cuchillas horizontales

### Cuchillas Horizontales invertidas

Es igual a la cuchilla de la figura C-5 (A), pero las tres columnas de aisladores se encuentran colgando de la base. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla se encuentra un resorte que, en este caso, ayuda al cierre de la misma; por otro lado, los aisladores deben fijarse a la base en forma invertida al caso A para evitar que se acumule el agua.

### Cuchillas Verticales

Es igual a la cuchilla de la figura C-5 (A), pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tienen un resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla.

### Cuchillas Tipo Pantógrafo

Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Ésta está formada por un sistema mecánico de barras conductores que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas. La arte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La ventaja principal de este sistema es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja es que el cable receptor debe tener siempre la misma tensión, o sea la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura.



Figura C-6 Cuchillas tipo pantógrafo

## ◆ Apartarrayos

El apartarrayos es el ejemplo más común del dispositivo usado para proteger el equipo eléctrico de una subestación contra daños ocasionados por descargas de sobrevoltajes.

Aunque las causas de las fallas en una línea de transmisión pueden variar significativamente de acuerdo con su localización, los resultados son los mismos. Los equipos fallarán inmediatamente o se degradarán con el tiempo.

El objetivo general de la protección del aislamiento contra descargas no sólo considera la aplicación de los apartarrayos, sino también la disposición de los hilos de guarda, el sistema de tierras y el nivel de aislamiento del equipo de la subestación.



Figura C-7 Apartarrayos

### Apartarrayos clase estación

El montaje de estos apartarrayos es vertical sobre estructuras metálicas o de concreto son de dos o más secciones para voltajes nominales de 230 KV o mayores, equipados con aros equipotenciales para eliminar el “efecto punta” que se manifiesta con alto ruido durante su operación continua, generalmente están instalados a la llegada de las líneas, en los transformadores, en los buses o barras, etc.

1. Falla de corto circuito del apartarrayos, expulsando el gas a través de la envolvente de silicona.
2. Trayectoria de la corriente de descarga, se retienen en su sitio los componentes internos, y los gases formados por el arco son expulsados al exterior en forma segura.

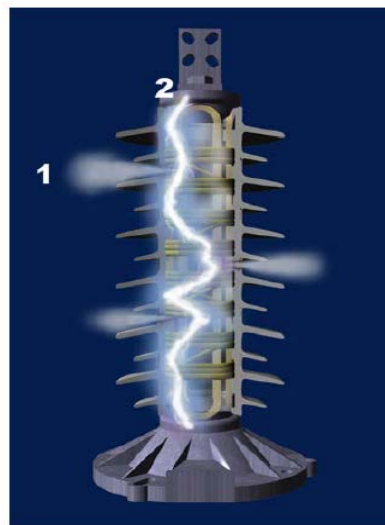


Figura C-8 Apartarrayos de dos secciones

### ◆ Transformador de potencial (TP)

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.



Figura C-9 TP's

### ◆ Transformador de corriente (TC)

La función de los transformadores de corriente es proporcionar aislamiento de la tensión del sistema de potencia y suministrar una corriente secundaria, de valor normalizado, para alimentar a los relevadores de protección.



Figura C-10 TC's

### ◆ Dispositivo de potencial (DP)

Son elementos equivalentes a los transformadores de potencial, pero en lugar de ser de tipo inductivo son de tipo capacitivo; se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión.

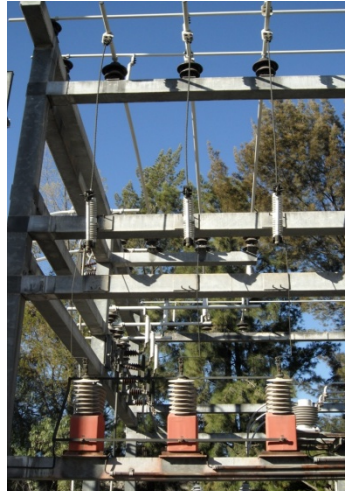


Figura C-11 DP's

### ◆ Capacitores paralelo

El empleo de bancos de capacitores fijos en los sistemas de distribución y transmisión es una herramienta útil para compensar la demanda de reactivos y la caída de tensión de las líneas y forman parte integral de los Sistemas Eléctrico de Potencia hoy en día. Los bancos de capacitores en paralelo representan el medio más idóneo tanto del punto de vista técnico como económico, de incrementar la cargabilidad de redes de transmisión y de subtransmisión y suministrar la potencia reactiva necesaria en la zona de la demanda.



Figura C-12 Banco de capacitores en 23 kV

## Operación del banco de capacitores

Los capacitores están diseñados para mejorar el voltaje en la red eléctrica a la cual será conectado para su operación, tiene instalados los fusibles internos para evitar daños mayores en las celdas capacitivas que componen el banco de capacitores.

La reactancia del capacitor es inversamente proporcional a la frecuencia del sistema, por tanto es importante evitar la resonancia con la reactancia de la red a la que será conectado, considerando en ella los aparatos saturados con núcleo de acero, rectificadores y tiristores.

Dependiendo del tamaño y el voltaje del banco de capacitores se proveen las protecciones contra corto circuito y contra sobrecarga, además del fusible interno se debe considerar una protección contra desbalance para prevenir grandes esfuerzos dieléctricos en la unidad capacitiva, el ajuste para que opere la protección está sobre el 110 % del voltaje nominal del banco de capacitores.

La selección del interruptor debe ser cuidadosa debido a la dificultad que se tiene para que estos interrumpan las corrientes capacitivas, considerar las corrientes “inrush” al “switchgear” y las corrientes armónicas.

### ◆ Servicios propios

El conjunto de instalaciones eléctricas que alimentan o energizan los sistemas de protección, control, señalización, alarmas, circuitos de fuerza, de alumbrado y sistemas contra incendios se conocen también como los servicios propios para las Subestaciones de Potencia y son fundamentales para la continuidad de la confiabilidad y seguridad en la Operación, por lo que, es muy importante la selección de una fuente segura de alimentación de corriente alterna ininterrumpida, es básico contemplarlos en un diagrama unifilar que indique su distribución y conexión como fuentes de alimentación ininterrumpidas de C.A. y C.D.

Generalmente estas fuentes deben estar completamente disponibles para el suministro continuo de energía eléctrica en un voltaje de 220-127 VCA alimentadas del circuito más confiable o exclusivo para tal fin de las subestación de distribución más cercana.

Sin embargo, cabe la posibilidad que ante algún evento, la fuente de alimentación puede perderse, por lo que se requiere contar con una o más alimentaciones de emergencia. Para la confiabilidad de una Subestación se necesita disponer de fuentes distintas de alimentación eléctrica, de esta manera aseguramos las diversas funciones sustanciales de sus equipos principales de: Protección, Control, Señalización, Comunicación, fuerza motriz y alumbrado.



Figura C-13 Servicios propios de subestación (primario y respaldo)

#### ◆ **Planta diesel de emergencia**

Son grupos motor–generador utilizados en subestaciones de potencia muy importantes, para que en caso de falla, como su nombre lo indica sean utilizados como medios de emergencia para la continuidad del suministro de C.A. y C. D. de la subestación, es decir se tenga una segunda opción de alimentar los sistemas importantes de la subestación. El generador deberá ser del tipo síncrono, auto excitado, con regulador de tensión de estado sólido que mantenga una variación de hasta +/- 1 % del valor nominal de voltaje.

Para la aplicación de esta fuente de energía eléctrica, es necesario tomar en cuenta los siguientes criterios:

- a) En todas las subestaciones de la red Troncal de 400 KV que no pertenezcan a una central generadora, aún cuando en principio sean radiales ya que posteriormente estarán interconectados.
- b) En todas las subestaciones de 230 y 85 KV que no tengan niveles de transformación de 23 KV y en las cuales solo se tenga una línea de distribución de alimentación de servicios propios.

#### ◆ **Bancos de baterías**

Las baterías eléctricas se usan como fuente de energía obtenida de la acción química de las pilas eléctricas.

En general se componen de celdas electrolíticas en las que dos placas eléctricas de metales distintos (cátodo y ánodo) que están separados entre sí por una solución iónica (ácida) que es el medio capaz de conducir electrones entre ambas placas.



Estos elementos están contenidos en un envase o recipiente metálico o plástico, con separadores de los elementos activos como papel o cartón, auxiliares constructivos como plomo o cadmio que limita la corrosión, además de elementos de presentación comercial.



Figura C-14 Banco de baterías

#### ◆ Comunicaciones

##### **OPLAT (Onda portadora por línea de alta tensión)**

Anteriormente el canal piloto de mayor uso era el Canal Carrier. Este tipo de canal se utiliza principalmente para transmitir datos y voz y en un sistema eléctrico de potencia para proteger una línea de transmisión de alta tensión a la cual está acoplada directamente (OPLAT).

##### **Cable coaxial**

Es un cable concéntrico empleado para conectar el sintonizador con el equipo de transmisión y recepción Carrier. Generalmente solo se aterriza en el extremo donde está el Carrier, previniendo así que al ocurrir una falla a tierra en la línea, la corriente de falla circule por la malla de blindaje del cable.

Su fabricación obedece como una consecuencia estratégica de transmitir a grandes distancias señales eléctricas y una gran capacidad de transmisión con la menor interferencia posible.

La introducción del cable se desarrollo bajo las normas IEC bajo la gran utilidad encontrada para la transmisión de voz, audio y video.

Son tres las características de la línea de transmisión para la adecuada aplicación del equipo de comunicación Carrier: La atenuación de la línea, la impedancia característica y el ruido de la línea bajo condiciones normales y adversas.

- a).- La atenuación está afectada principalmente por el tipo de acoplamiento, siendo mayores las pérdidas de propagación cuando el acoplamiento es de una fase a tierra y mínimas cuando el acoplamiento se efectúa en las tres fases.
- b).- La impedancia característica de la línea de transmisión es importante para la eficiencia del capacitor de acoplamiento, entre mayor sea la impedancia, mayor deberá ser el tamaño del capacitor de acoplamiento para minimizar las pérdidas.
- c).- El ruido generado por la línea y la falla influyen en el comportamiento del canal piloto para la operación de la teleprotección de la línea, ya que depende esencialmente de la relación señal/ ruido en el extremo receptor.

### Sistema de micro ondas

Medio seguro con fines de confiabilidad y seguridad de un sistema de comunicación a través de las microondas que conforma la red, esta red puede ser local o geográfica de acuerdo al ámbito de influencia debido a la extensión de servicios requeridos, es un medio que utiliza el aire como medio de transporte de señales de voz, tono, datos y protecciones a través de estaciones como se menciono en el sistema OPLAT de la subestación.

### Fibra óptica

A partir de 1970, los cables que transportan luz en lugar de corriente eléctrica son mucho más ligeros de menor diámetro y repetidores que los tradicionales cables metálicos. Además, la densidad de información que son capaces de transmitir es mucho mayor. Una fibra óptica, el emisor está formado por un Laser que emite un potente rayo de luz que varía en función de la señal eléctrica que llega, el receptor está constituido por un foto diodo que transforma la luz incidente de nuevo en señales eléctricas.

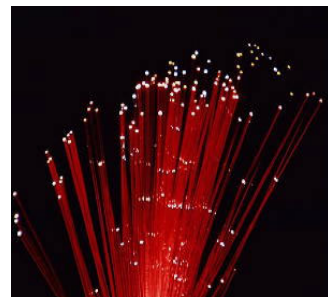


Figura C-15 Fibra óptica

En la última década, la fibra óptica ha pasado a ser una de las tecnologías más avanzadas que se utilizan como medio de transmisión, los logros con este material fueron más que satisfactorios, desde lograr una mayor velocidad y disminuir casi en su totalidad ruidos e interferencias, hasta multiplicar las formas de envío en comunicaciones y recepción por vía telefónica.

La fibra óptica está compuesta por filamentos de vidrio de alta pureza muy compactos, el grosor de una fibra es como el de un cabello humano aproximadamente, fabricadas a alta temperatura con base en silicio, su proceso de elaboración es controlado por medio de computadoras, para permitir que el índice de refracción de su núcleo, que es la guía de la onda luminosa sea uniforme y evite las desviaciones.



La fibra óptica es compacta y ligera, con bajas pérdidas de señal, amplia capacidad de transmisión y alto grado de confiabilidad, ya que son inmunes a las interferencias electromagnéticas de radio – frecuencia.

Las fibras ópticas NO conducen señales eléctricas, conducen rayos luminosos, por lo tanto son ideales para incorporarse en cables sin ningún componente conductor y pueden usarse en conductores de alta tensión.

### Tipos de fibra óptica

**Fibra multimodal:** En este tipo de fibra viajan varios rayos ópticos reflejándose a diferentes ángulos, los rayos ópticos recorren diferentes distancias y se desfasan al viajar dentro de la fibra, por esta razón, la distancia a la que pueden transmitir se ve limitada.

**Fibra multimodal con índice graduado:** En este tipo de fibra el núcleo está hecho de varias capas concéntricas de material óptico con diferentes índices de refracción. En estas fibras el número de rayos ópticos diferentes que viajan es menor y por lo tanto sufren menos el severo problema de las multimodales.

**Fibra monomodal con índice graduado:** La fibra óptica es de menor diámetro y solamente permite viajar al rayo óptico central, no sufre del efecto de las otras dos, pero es más difícil de construir y manipular. Es también más costosa pero permite distancia de transmisión mayor.

En comparación con el sistema convencional de cables de cobre, donde la atenuación de sus señales es de tal magnitud que requieren de repetidores cada dos kilómetros para regenerar la transmisión, en el sistema de fibra óptica se pueden instalar tramos de hasta 70 kilómetros sin necesidad de que haya repetidores, lo que hace más económico y de fácil mantenimiento este material.



Figura C-16 Caja de acoplamiento de fibra óptica a la llegada de una subestación

## **ANEXO D -- CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES**

### **Por su función**

#### **Elevadoras**

En este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentran en las Centrales Eléctricas.

#### **Reductoras**

En este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo el voltaje y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de líneas de transmisión, subtransmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización.

#### **De maniobras**

En este tipo de Subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, únicamente son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva, entre otras.

### **Por su localización**

El punto de partida para la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

#### **Tipo intemperie**

Son Subestaciones que se encuentran sin protección de obras civiles, las cuales deben de cumplir con características adecuadas dependiendo de la zona en donde estén instaladas.

#### **Tipo interior**

Son Subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina, industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas.

Actualmente existen las Subestaciones compactas blindadas, aisladas con gas Hexafloruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de poder ser diseñadas para operar a la intemperie, estas pueden estar protegidas del medio ambiente con cierta infraestructura civil, reduciendo los costos de mantenimiento. Se aplican generalmente en:

- Zonas urbanas y con poca disponibilidad de espacio
- Zonas con alto costo de terreno
- Zonas de alta contaminación y ambiente corrosivo.
- Zonas con restricciones ecológicas
- Instalaciones subterráneas.

### Por su arreglo de buses o barras

#### Bus principal y de transferencia (ó bus 2)

Es un arreglo conformado por dos barras que pueden operar como barra No. 1 y barra No. 2 o esta última como barra de transferencia.

La carga de los alimentadores generalmente se encuentra conectada a la barra No. 1, con la posibilidad de transferirla toda a la barra No. 2 en caso de disturbio o mantenimiento de la No. 1.

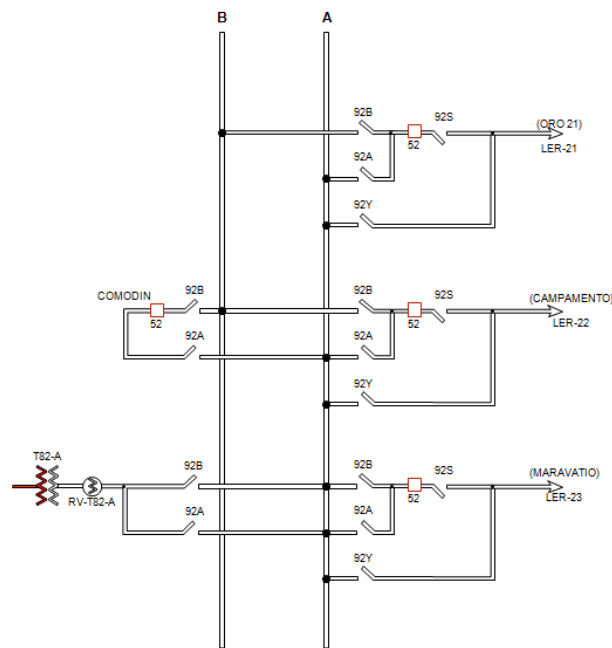


Figura D-1 Subestación LER (Lerma) 23 KV

### Doble bus y doble interruptor

Es un arreglo conformado por dos barras que operan como barra No. 1 y barra No. 2, cada una con su propio interruptor para un solo alimentador.

Esto permite que la carga se encuentre repartida en las dos barras y que en el momento del disturbio se mantenga una sola o se desenergice una de ellas para mantenimiento, así también permite la flexibilidad de librar o desenergizar un interruptor de un mismo alimentador conservándose la carga por el otro interruptor.

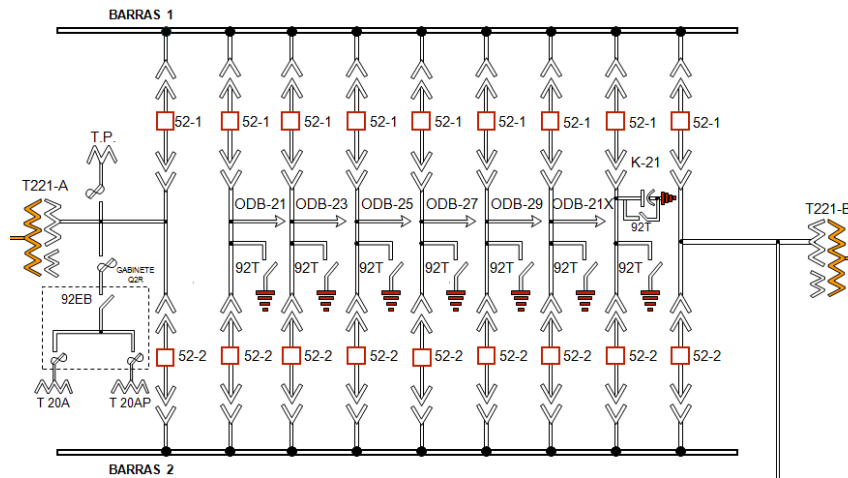


Figura D-2 Subestación ODB (Odón de Buen) 23 KV

### Doble bus con interruptor y medio

Es un arreglo conformado por dos barras enlazadas por tres interruptores en serie, tomando los dos alimentadores en las partes medias, compartiendo así el interruptor central.

Es un arreglo de máxima confiabilidad, ya que permite desenergizar cualquier barra para su mantenimiento, así como las bahías con su respectivo interruptor sin dejar desenergizados los alimentadores.

En caso de disturbio se abren el interruptor principal y medio, dejando en operación las dos barras correspondientes y el otro alimentador.

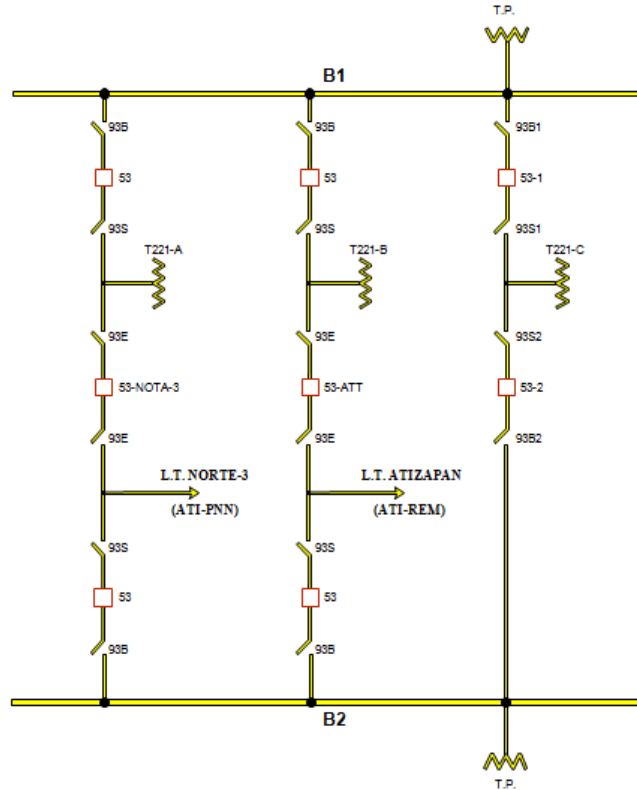


Figura D-3 Subestación ATI (Atizapán) 230 KV

### Doble bus y bus de transferencia

Es un arreglo conformado por tres barras; 1 y 2 unidas por un interruptor de amarre y otra barra de transferencia, permitiendo repartir la carga a barra 1 ó 2, así también permite transferir la carga a una sola barra para mantenimiento de la otra.

Además, en caso de mantenimiento de la bahía del alimentador, éste se sustituye por la bahía de transferencia.

En caso de disturbio este arreglo permite, por la repartición de cargas, mantener una barra energizada y ocupar la de transferencia al mismo tiempo para un solo alimentador.

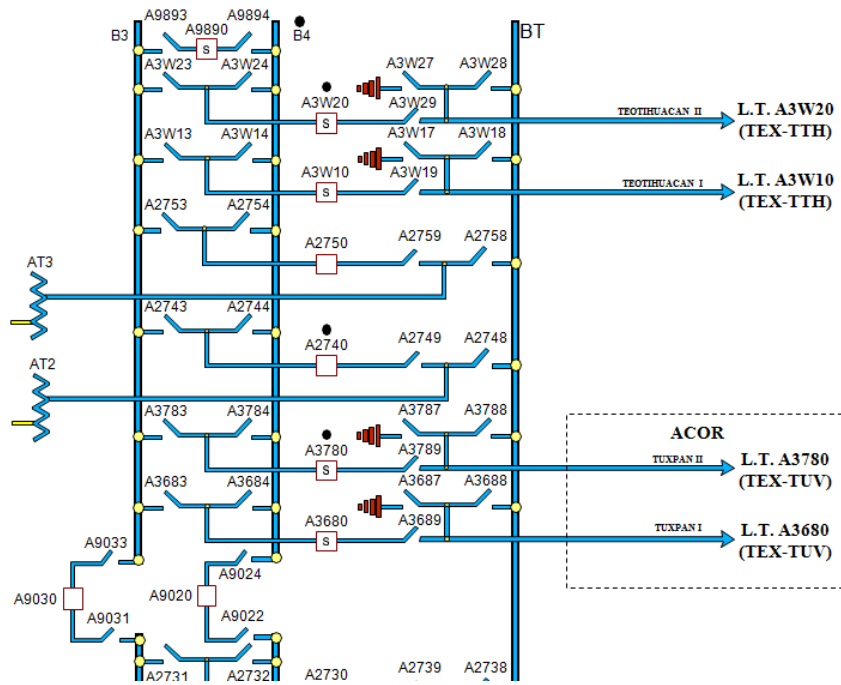


Figura D-4 Subestación TEX (Texcoco) 400 KV

Buses anillados

Este arreglo está conformado por barras en serie conectadas por interruptores en forma de anillo, saliendo de cada barra un alimentador.

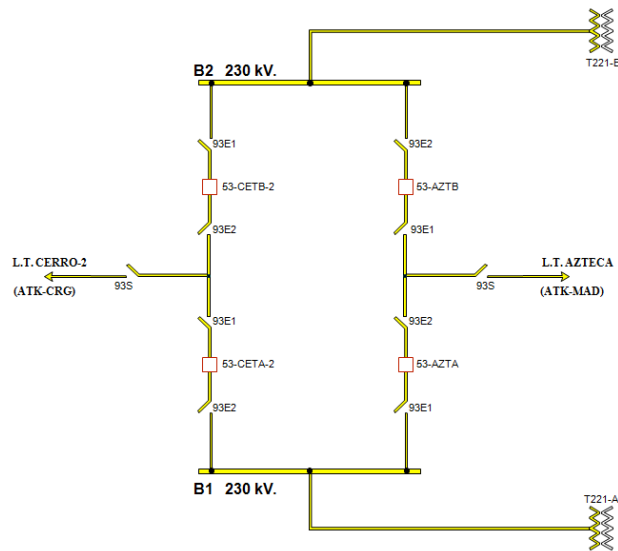


Figura D-5 Subestación ATK (Azteca) 230 KV

## ANEXO E -- CLASIFICACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES

Las protecciones por relevadores según la función que realizan se clasifican genéricamente en:

- Sobrecorriente
- Direccional
- Diferencial
- Distancia
- Piloto

### Relevador de sobrecorriente

El relevador de protección de sobrecorriente es el que responde con selectividad relativa a la corriente que circula por el elemento protegido y que opera cuando esa corriente excede un valor preestablecido.

Los relevadores de sobrecorriente por su característica de tiempo de operación se clasifican en instantáneos y con retardo de tiempo, están divididos en elevadores de tiempo definido y relevadores de tiempo inverso.

Los relevadores de sobrecorriente con tiempo definido tienen un tiempo de operación constante independientemente de la magnitud de la corriente. Este tipo de característica se aplica normalmente en donde la magnitud de corriente de cortocircuito no varía para condiciones de generación máxima o mínima, así como para una falla en las barras colectoras locales o remotas.

Para los relevadores de sobrecorriente con característica de tiempo inverso, su tiempo de operación es función inversa de la magnitud de corriente, de tal modo que el tiempo decrece conforme aumenta la corriente.

Las características tiempo-corriente de operación de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, de acuerdo a su grado de inversión pueden ser:

- *Tiempo inverso*: generalmente se aplica a donde la magnitud de corriente de cortocircuito depende de la capacidad de generación en el momento de la falla o por cambios en la configuración del sistema. Este tipo de característica permite una adecuada coordinación en sistemas muy grandes.
- *Tiempo muy inverso*: es aplicada en las partes del sistema donde la magnitud de la corriente de cortocircuito que fluye a través de un relevador determinado, depende principalmente de la localización relativa de la falla con respecto al relevador y depende ligeramente en la capacidad de generación del sistema; asimismo, el tiempo de liberación de la falla es

considerablemente importante. Este tipo de característica es adecuada cuando se requiere coordinar con fusibles.

- *Tiempo extremadamente inverso*: Este tipo de característica se aplica en la parte del sistema donde se debe proporcionar el suficiente tiempo de retardo de operación para la coordinación apropiada con fusibles. Esta característica es la más recomendable en las redes de distribución, porque es la que mejor se puede coordinar con los restauradores y fusibles de un mismo circuito.

Un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso además de ajustarle para controlar su corriente de arranque, también se puede ajustar a su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo relevador, para este ajuste se tiene una familia de curvas para cada tipo de característica.

### **Protección de Sobrecorriente Direccional**

La protección de sobrecorriente direccional es aquella que responde al valor de la corriente de la falla y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. Esta protección se compone de una unidad de sobrecorriente con la selectividad relativa, en combinación con una unidad de medición de dos señales de entrada que responde al sentido de circulación de la potencia aparente y que opera cuando esa potencia fluye hacia el elemento protegido por efecto de un cortocircuito, a esta unidad se le denomina direccional.

El relevador direccional trabaja con señales de corriente y tensión las cuales interactúan entre sí proporcionando un torque positivo o negativo dependiendo del Angulo de fase entre la corriente y la tensión de acuerdo a la característica de operación del relevador.

### **Protección diferencial**

La protección diferencial es uno de los métodos más sensitivos y efectivos para proporcionar protección contra fallas por cortocircuito. La protección diferencial compara la corriente que entra al elemento protegido con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el elemento está sano, si las corrientes son diferentes el elemento presenta falla. Basándose en esta comparación, la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos, es decir la corriente en la unidad de operación del relevador diferencial es proporcional a la diferencia vectorial entre la corriente que entra y la que sale del elemento protegido y si la corriente diferencial excede del valor de la corriente de arranque, el relevador opera.



En los extremos del elemento protegido se instalan transformadores de corriente con iguales relaciones de transformación, los secundarios de los TC's se interconectan en la forma mostrada en la figura siguiente y entre los conductores de unión se conecta un relevador de sobrecorriente.

En la figura siguiente se indican los sentidos de las corrientes secundarias de los TC's en las condiciones normales de operación, oscilaciones de potencia o cortocircuito externos a la protección. En este caso la protección no opera debido a que no existe diferencia entre las corrientes secundarios y no circula corriente en el elemento de operación aplicando la ley de corriente de Kirchhoff tenemos:

$$i_1 = i_2$$

$$i_1 - i_2 = 0$$

$$i_{op} = 0$$

La siguiente figura muestra el sentido de las corrientes secundarias de los TC's para cortocircuito dentro de la zona protegida, aplicando la ley de kirchhoff las corrientes se suman para circular a través de la unidad de operación del relevador. Si esta corriente es mayor que la de arranque del relevador de sobrecorriente este opere.

$$i_{op} = i_1 + i_2$$

La corriente que circula por la unidad de operación del relevador  $i_{Op}$  tiene el valor de la corriente de cortocircuito referida al secundario de los TC's.

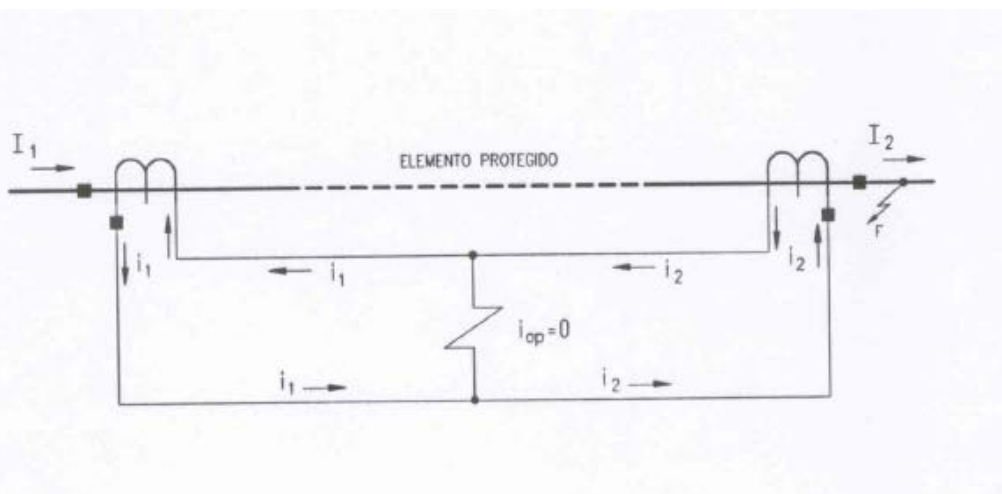


Figura E-1 Esquema de protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes en condiciones normales de operación

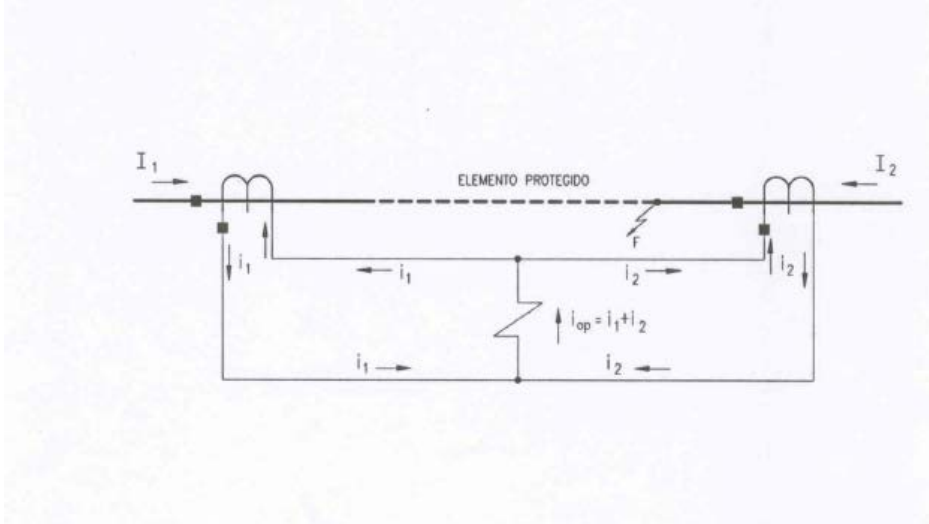


Figura E-2 Esquema de la protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes en condiciones de falla interna

Otro factor que se debe considerar es que durante la energización de un transformador de potencia se presentan grandes corrientes de magnetización, ricas en componentes armónicas, que se pueden alcanzar la magnitud de la corriente de cortocircuito haciendo operar falsamente a la protección, por lo que el relevador diferencial para la protección de transformadores de potencia es necesario que cuente con una unidad formada por filtros para la restricción de armónicas.

### Protección de distancia

Un relevador de distancia responde a la relación de tensión media corriente medida, dada por la siguiente expresión:

$$Z = \frac{V}{I}$$

La impedancia  $Z$  medida por el relevador, también conocida como impedancia aparente, es la distancia a lo largo del elemento protegido, o sea, esta impedancia es proporcional a la distancia eléctrica desde el sitio donde se localiza el relevador hasta el punto en donde se presenta la falla, por lo que el relevador es conocido como relevador de distancia.

Al ocurrir un cortocircuito la corriente aumenta y la tensión disminuye, por lo que la impedancia aparente  $Z$ , o medida por el relevador, tiende a disminuir y si esta llega a ser menor que la impedancia de operación o característica  $Z$ , del relevador de distancia, este opera.

Los relevadores de distancia se conectan a los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial. Por lo que además de la impedancia  $Z$  aparente o medida por el relevador tenemos la

impedancia  $Z_p$ , que es la impedancia medida por el relevador referida al primario de los transformadores de instrumento y está determinada por:

$$Z_p = \frac{V_p}{I_p}$$

Donde  $I_p$  y  $V_p$  son la corriente y tensión medidas por el relevador referidas al lado primario de los transformadores de instrumento.

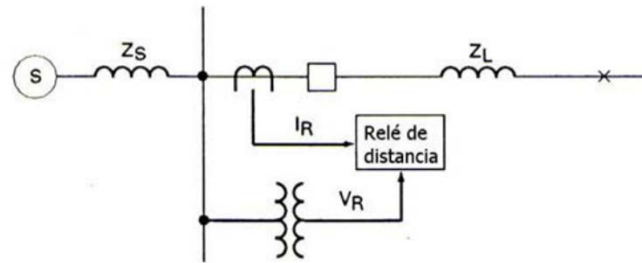


Figura E-3 Conexión de un relé de distancia

### Esquema de la protección de distancia

El objetivo principal de un esquema de protección de distancia, es proporcionar protección primaria contra un cortocircuito dentro de la línea de transmisión protegida y protección de respaldo a las líneas adyacentes. Los relevadores de distancia no pueden ser ajustados para suministrar protección primaria, con un alcance del 100% de la longitud de la línea, debido a que pueden operar falsamente para una falla en el otro lado del extremo remoto de la línea protegida. Las probables causas que ocasionan una falsa operación de la zona de protección primaria de los relevadores de distancia pueden ser por los siguientes errores:

- Producidos por los transformadores de corriente y potencial.
- En los datos de los parámetros de las líneas de transmisión.
- En el ajuste de la protección.

Para satisfacer los requerimientos de protección primaria y de respaldo, impuesto a los relevadores de distancia y proporcionar la discriminación adecuada entre fallas internas y externas de la línea protegida, se han adoptado los esquemas de protección de distancia con tres zonas. El alcance de cada una de las zonas de la protección de distancia, es expresado como un porcentaje de la impedancia total de la línea en la forma siguiente:

- La primera zona es ajustada normalmente para proporcionar protección primaria a la línea contra fallas, que ocurren entre el 80% y el 90% de la longitud de la línea. La primera zona

de la protección de distancia es instantánea, su tiempo de operación depende únicamente del tiempo que se lleva en operar el relevador y en disparar el interruptor.

- La segunda zona proporciona protección para el resto de la línea más allá del alcance de la primera zona y entre el 20% y el 50% de la longitud de la línea adyacente. La segunda zona se debe coordinar con la primera zona de la misma protección de distancia de la línea, así como con la primera zona de la protección de distancia del extremo remoto de la línea y con las protecciones primarias de las líneas y otros elementos conectados a las subestación remota. Por lo que normalmente la segunda zona se le da un retardo de tiempo de 0.2 a 0.5 segundos.
- La tercera zona ofrece protección de respaldo para fallas que se producen fuera del alcance de la segunda zona en la línea adyacente. el ajuste para la tercera zona, se da en la práctica para que esta tenga un alcance entre el 125% y el 150% de la línea adyacente. Se debe tener la precaución de que el alcance de la tercera zona no sea tan largo para evitar que opere para cualquier condición de carga o durante oscilaciones de potencia. Para la coordinación de la tercera zona con la segunda zona de la misma protección y con las protecciones de las líneas adyacentes, a esta zona se le da normalmente un retardo de tiempo entre 0.4 y 1.0 segundos.

En la figura siguiente se muestra el esquema de los alcances para cada una de las zonas de una protección de distancia.

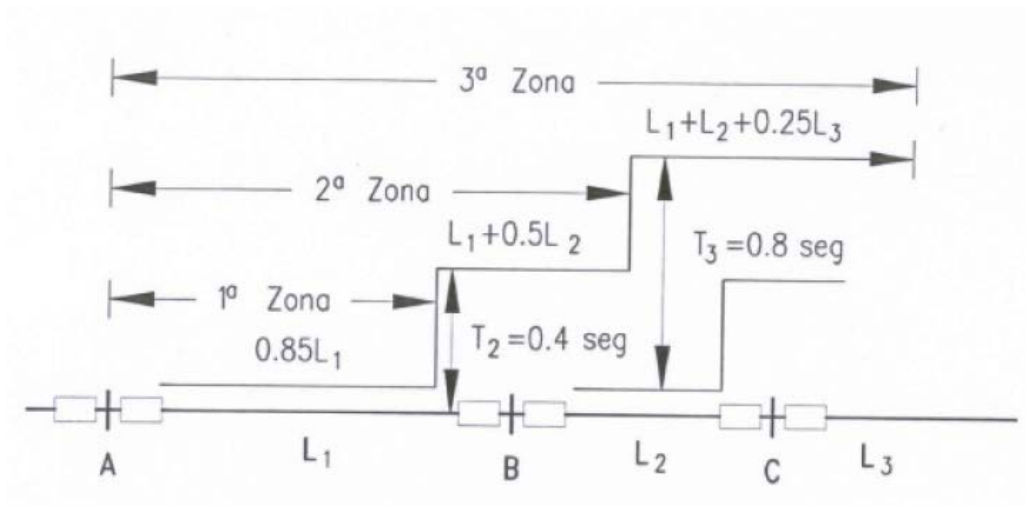


Figura E-4 Esquema de las zonas de protección de los relevadores de distancia

## Protección piloto

La protección piloto utiliza relevadores de protección en ambas terminales de la línea de transmisión y un canal de comunicación entre ellas, para lograr disparos simultáneos de alta velocidad en los interruptores de ambos extremos de la línea protegida. Los relevadores de este tipo de protección determinan si una falla es interna o externa a línea protegida y el canal de comunicaciones, llamado piloto, se usa para transportar esta información entre ambas terminales de la línea. La ubicación de la fallas es indicada por la presencia o ausencia de la señal piloto. Si la presencia de una señal bloquea el disparo, indicando una falla externa, recibe el nombre de protección piloto de bloqueo. Si la presencia de una señal es requerida para causar disparo, indicando falla interna se le llama protección piloto de disparo.

Existen diferentes canales de comunicación siendo los más usuales el hilo piloto, la fibra óptica y el OPLAT (Onda portadora por línea de alta tensión)

Los esquemas de protección tipo piloto utilizados en las líneas de transmisión se pueden clasificar en:

- Esquema de protección por diferencial de corriente.
- Esquema de protección por comparación direccional.

La protección diferencial de corriente se determina la posición de la falla comparando la magnitud y el ángulo de fase de la corriente que entra y de la que sale de la línea. En estos esquemas, las corrientes de las tres fases son convertidas en una tensión monofásica por medio de filtros de secuencia. La tensión monofásica se usa después para comprar las corrientes en las terminales de la línea a través del canal de comunicación.

Hay dos esquemas diferenciales de corriente básicos utilizados en las líneas de transmisión:

- Protección diferencial por hilo de corriente circulante.
- Protección por comparación de fases.

La protección diferencial por hilo piloto de corriente circulante se emplea principalmente para la protección de líneas cortas con longitud máximo de 15 km por razones económicas ya que su costo crece casi proporcionalmente con la longitud de la línea además debido a que para mayores longitudes se produce la atenuación de las señales por la resistencia del mismo hilo piloto. Para resolver algunos de estos problemas se utiliza actualmente como canal de comunicación de fibra óptica.

El equipo de comunicación de fibra óptica consiste de un cable de pequeño diámetro, no conductor de electricidad. La información se transmite mediante técnicas de modulación de luz.

Este canal es de gran capacidad y está libre de los problemas relacionados con tensiones inducidas y de las elevaciones de tensiones de transferencia de los sistemas de tierra de las subestaciones.

El cable de fibra óptica presenta altos niveles de atenuación por lo que su aplicación se limita para líneas de transmisión con longitud menor a 50 km. por cuestiones económicas y para la protección mecánica del cable de fibra óptica, este normalmente se coloca en el interior del conductor utilizado como hilo de guarda de la línea de transmisión de potencia.

### **Sistemas de protección aplicados en la Subárea de Control Metropolitana**

Los sistemas de protección utilizados para los diferentes elementos de las subestaciones de la SCM han sido seleccionados para satisfacer las condiciones que los sistemas eléctricos de potencia modernos requieren como son: alta complejidad del propio sistema, pequeños márgenes de estabilidad, confiabilidad en la continuidad de servicio, etcétera.

En CFE se tiene como normativa utilizar un sistema de protección primaria y uno de respaldo en las líneas de transmisión y subtransmisión, así como, en bancos de potencia de subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución.

La independencia de cada uno de los sistemas de protección se logra mediante el uso de:

- Distinto transformador de corriente.
- Distinta corriente directa de disparo.
- Bobinas de disparo independiente en cada interruptor.
- Relevadores de protección preferentemente con diferente principio de operación.

Para satisfacer las condiciones impuestas por los sistemas de potencia, los sistemas de protección que se emplean deben desarrollar sus características de operación cumpliendo con las tres siguientes funciones principales.

- Aislar todo tipo de fallas con alta rapidez, tanto con el sistema de protección primaria como la de respaldo.
- Aislar una mínima porción del sistema en condiciones de falla.
- Proporcionar una máxima confiabilidad en todos los componentes de cada sistema de protección (relevadores de protección, transformadores de instrumento, baterías, cables de control e interruptores).

## Protección de líneas de transmisión y subtransmisión

Las líneas de transmisión y subtransmisión son generalmente de longitud corta por lo que el sistema de protección primaria normalmente se forma por los siguientes relevadores:

- Relevador de protección diferencial por comparación de corriente en cada uno de los extremos de línea, en cada una de las fases y con canal de comunicación por fibra óptica (87FO).
- Relevador de distancia para la protección entre fases y de fase a tierra (21/21N), con primera zona de protección.

La protección de respaldo se realiza con los siguientes relevadores:

- Relevador de distancia para protección entre fases y de fase a tierra 21/21N), segunda zona de protección.
- Relevador de sobrecorriente direccional para protección entre fases y de fase a tierra (67/67N).
- Relevador de sobrecorriente (50FI) para protección por falla de interruptor.

## Protección de bancos de potencia

Para la protección de bancos de potencia se aplican diferentes esquemas de protección dependiendo si son para transmisión, subtransmisión o distribución. El tipo de esquema de protección varía por el nivel de tensión, por la capacidad y por el tipo de conexión de los transformadores.

### Protección de bancos de potencia para subtransmisión 230/85 kV

Los bancos de potencia utilizados en la subtransmisión están formados por tres transformadores monofásicos o uno trifásico de dos devanados (230/85kV), con una capacidad nominal de 100 MVA y con conexión Y/ $\Delta$ . El sistema de protección primaria para este tipo de bancos está formado por los siguientes relevadores:

- Relevador de presión de gas (63). Esta protección se conoce como Buchholz o también como trafoscopio.
- Relevador diferencial de porcentaje con restricción de armónicas (87T), su zona de protección abarca hasta los interruptores propios y de enlace tanto de 230 kV como de 85 kV, correspondientes al arreglo de interruptor y medio.

- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50), se conecta en cada una de las fases de la estrella formada por los secundarios de los TC's del lado primario del banco, se utiliza como protección primaria redundante para fallas entre fases en el banco.
- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50N) conectado en el neutro de los TC's para 85 KV, utilizados para la protección diferencial del banco. Se emplea para detectar fallas de fase a tierra en la zona entre los TC's de 85 kV y los devanados del lado secundario del banco.
- Relevador de sobrecorriente direccional (67N) conectado en el neutro de los TC's utilizados para la protección de sobrecorriente instantánea (50) y polarizado con corriente tomando como referencia el neutro de la estrella del devanado de 230 kV del banco. Se emplea para detectar fallas de fase a tierra en los devanados del lado primario del banco.

El esquema de protección de respaldo se forma por los siguientes relevadores:

- Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), se conecta en cada una de las fases de la estrella formada por los secundarios de los TC's del lado primario del banco. Esta unidad se utiliza como protección de respaldo para fallas entre fases en las líneas de 85 kV.
- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50TT) es utilizado como protección por falla de interruptor en el lado de 230 kV. Este tipo de protección es recomendable usarse cuando no se cuenta con la protección por falla de interruptor (50FI). Como se requiere coordinar con otras protecciones se usa junto con un relevador de tiempo (62), con lo que se tiene una protección de sobrecorriente de tiempo definido.
- Relevador de sobrecorriente (51N) conectado en el neutro de la estrella formada por los TC's de 85 KV, utilizados para la protección diferencial del banco. Se emplea para detectar fallas de fase a tierra en la zona entre los TC's de 85 kV y los devanados del lado de baja tensión del banco.

### **Protección de bancos de potencia para distribución 230/23 kV**

Los bancos de potencia utilizados para distribución están formados por transformadores trifásicos de tres devanados (230/23/10 kV), con capacidad nominal de 60 MVA y conexión Y/Y/Δ. El sistema de protección primaria para este tipo de bancos consiste en los siguientes relevadores:

- Relevador de presión de gas (63). Esta protección se conoce como Buchholz o también como trafoscopio.
- Relevador diferencial de porcentaje con restricción de armónicas (87T), su zona de Protección abarca desde el interruptor propio y de enlace de 230 kV, correspondientes al arreglo de interruptor y medio, hasta los interruptores de 23 kV del arreglo en doble anillo.



- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50), se conecta en cada una de las fases de la estrella formada por los secundarios de los TC's del lado primario del banco, se utiliza como protección primaria redundante para fallas entre fases en el banco.
- Relevador de sobrecorriente direccional (67N), su unidad de sobrecorriente se conecta en el neutro de los TC's utilizados para la protección de sobrecorriente instantánea (50) y su unidad direccional se polariza con corriente como se muestra en la Fig. 1.21A, también se puede polarizar con potencial por medio de TP's de 230 kV conectados en delta quebrada en el secundario. Se emplea para detectar fallas de fase a tierra en los devanados del lado primario del banco.

El esquema de protección de respaldo se forma por los siguientes relevadores:

- Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), se conecta en cada una de las fases de la estrella formada por los secundarios de los TC's del lado primario del banco. Esta unidad se utiliza como protección de respaldo para fallas entre fases en los alimentadores de 23 kV.
- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50TT) es utilizado como protección por falla de interruptor. Este tipo de protección se recomienda usarse cuando no se cuenta con la protección por falla de interruptor (50FI). Como se requiere coordinar con otras protecciones se usa junto con un relevador de tiempo (62), con lo que se tiene una protección de sobrecorriente de tiempo definido. Esta protección se conecta en el neutro de la estrella del devanado de 230 kV.
- Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51T) conectado en el neutro de la estrella del devanado de 23 kV. Se emplea como protección de respaldo para detectar fallas de fase a tierra en el lado de 23 kV del banco y en los alimentadores.

### **Protección de bancos de potencia para distribución 85/23 kV**

Para distribución también se emplean bancos de potencia formados por transformadores trifásicos de dos devanados con relación de 85/23 kV, con capacidad nominal de 30 MVA y conexión  $\Delta/Y$ . El sistema de protección primaria para este tipo de bancos está formado por los siguientes relevadores:

- Relevador de presión de gas (63). Esta protección se conoce como Buchholz o también como trafoscopio.
- Relevador diferencial de porcentaje con restricción de armónicas (87T), su zona de protección abarca desde el interruptor propio del banco de 85 kV, hasta los interruptores propios de 23 kV del arreglo en anillo.

- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50), se conecta en cada una de las fases de la estrella formada por los secundarios de los TC's del lado primario del banco, se utiliza como protección primaria redundante para fallas entre fases en el banco.
- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50N) conectado en el neutro de los TC's de 85 KV, utilizados para la protección de sobrecorriente (50) del banco. Se emplea para detectar fallas de fase a tierra en el lado de 85 kV del banco.

El esquema de protección de respaldo se forma por los siguientes relevadores:

- Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), se conecta en cada una de las fases de la estrella formada por los secundarios de los TC's del lado primario Del banco. Esta unidad se utiliza como protección de respaldo para fallas entre fases en los alimentadores de 23 kV.
- Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51N) conectado en el neutro de los TC's para 85 KV, utilizados para la protección de sobrecorriente (51) del banco. Se emplea como protección de respaldo para detectar fallas de fase a tierra en el lado de 85 kV del banco.
- Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51T) conectado en el neutro de la estrella del devanado de 23 kV del banco. Se emplea como protección de respaldo para detectar fallas de fase a tierra en el lado de 23 kV del banco y en los alimentadores.

### **Protección de bancos de tierra de 85 kV**

Los bancos de tierra se emplean en sistemas no aterrizados, como es el caso de la red de 85 kV de CFE, estos bancos son necesarios para tener una referencia a tierra en este tipo de sistemas para poder detectar, por medio de los relevadores de sobrecorriente para la protección de los elementos de la subestación, las corrientes de corto circuito de fallas de fase a tierra.

En la SCM se utilizan transformadores conectados en zig-zag con el neutro conectado directamente a tierra. Los bancos de tierra se conectan directamente a las barras colectoras de 85 kV de la subestación, sin elementos de desconexión, cualquiera que sea el arreglo de la subestación. Estos transformadores se instalan normalmente en las subestaciones de subtransmisión (230/85 kV).

El esquema de protección de los bancos de tierra consiste de los siguientes relevadores:

- Relevador de presión de gas (63). Esta protección se conoce como Buchholz o también como trafoscopio.
- Relevador de sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso (50/51). Estos relevadores están conectados en las líneas de salida de la delta, formada por los TC's acoplados en la salida de las boquillas del banco de tierra, por lo que no detectan corrientes de secuencia cero ya que las corrientes de secuencia cero se quedan circulando dentro de la delta de los TC's.

- Debido a esto para fallas externas a tierra no circula corriente por los relevadores de fase y no operan. Esta protección solamente responde para fallas entre fases internas en el banco.
- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50), se emplea como protección de respaldo para fallas de fase a tierra del banco y de los elementos conectados a las barras colectoras. Como esta protección funciona como respaldo es necesario coordinarla con otras protecciones, por lo que se usa junto con un relevador tiempo (62), obteniéndose en conjunto una protección de sobrecorriente de tiempo definido. Esta protección se conecta en el neutro del banco de tierra.

Como los bancos de tierra no tienen interruptor propio, su protección envía disparo a los interruptores de los elementos asociados a las barras colectoras, en las que se encuentra conectado el banco de tierras, a través del relevador auxiliar de disparo de la protección diferencial de barras (86B). Con esto también se previene que al presentarse una falla de fase a tierra, en las barras colectoras o en uno de los elementos asociados a ellas, no sea liberada debido a la pérdida de la referencia al quedar el banco de tierra fuera de servicio.

### **Protección de bancos de capacitores de 23 kV**

En las subestaciones de distribución se instalan bancos de capacitores para la compensación de potencia reactiva demandada por la red de distribución y los propios bancos de potencia de la misma subestación. Cada banco de capacitores normalmente tiene una capacidad de 12.6 MVAR repartidos en dos secciones de 6.3 MVAR cada una, conectadas en estrella con sus neutros aislados entre sí y de tierra. Los dos grupos están conectados en paralelo y a través de un mismo interruptor a las barras colectoras de 23 kV.

La protección de bancos de capacitores está formada por los siguientes relevadores:

- Relevador de sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso (50/51), están conectados en las fases A y C de la estrella formada por los secundarios de los TC's localizados a la salida del banco entre el propio interruptor y las barras colectoras de 23 kV. Se emplean para la protección de fallas entre fases dentro de la zona que cubre al propio interruptor y al banco de capacitores.
- Relevador de sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso (50/51N) conectado en el neutro de la estrella de los TC's utilizado para la protección de fallas de fase a tierra dentro de la zona que cubre al propio interruptor y al banco de capacitores.
- Cada capacitor que forma parte del banco está protegido por medio de un fusible contra sobrecorrientes que proporciona el fabricante del banco.
- Relevador de sobretensión (59) conectado a través de un TP al neutro de la estrella de cada una de las secciones del banco de capacitores. Esta protección se utiliza para detectar sobretensiones producidas entre el neutro de una de las estrellas y tierra, debidas a

condiciones de desbalance o cuando se ha fundido el fusible de varios capacitores de una o dos fases de la misma estrella.

### **Protección diferencial de barras colectoras**

El principio de funcionamiento de la protección diferencial de barras está basado en la ley de corrientes de Kirchhoff, que establece que la suma algebraica de las corrientes en un nodo es igual a cero. Esta protección tiene como función detectar la diferencia que existe de las corrientes que entran y las corrientes que salen de las barras colectoras, si resulta alguna diferencia la protección la detecta y opera.

Una protección diferencial de barras debe satisfacer los siguientes requisitos:

- Ser completamente estable en caso de fallas externas a la zona de protección debido a los errores de transformación de los transformadores de corriente de los diferentes elementos conectados a las barras colectoras.
- Tener alta velocidad de operación en caso de fallas internas.
- Tener un alto grado de sensibilidad para funcionar en forma segura cuando sea necesario y con el ajuste de mínima operación.

En la protección diferencial de barras las corrientes de las tres fases, de cada uno de los elementos conectados a las barras colectoras, se convierten en una corriente monofásica por medio del transformador adaptador intermedio propio de cada elemento y a través de un circuito se obtiene la suma vectorial de estas corrientes monofásicas. La suma vectorial resultante es rectificadora por un puente rectificador, obteniéndose el valor absoluto de la suma de corrientes  $R I$ . Esta corriente rectificada tiene sentido de disparo de la protección.

En condiciones normales de operación la suma de corrientes  $R I$  es cero, por lo que el relevador no opera. Cuando se presentan fallas externas de gran magnitud, la suma de corrientes  $R I$  puede ser diferente de cero debido a los errores de transformación o a la saturación de los transformadores de corriente, por lo que puede operar falsamente la protección. Para evitar esta condición se cuenta con una unidad estabilizadora por cada elemento enlazado a las barras colectoras, estas unidades se conectan a los transformadores intermedios respectivos.

La protección diferencial de barras está formada básicamente por las siguientes unidades:

- Unidad de medición de la protección diferencial de barras (87B)
- Transformador intermedio y unidad estabilizadora (87BX)
- Unidad de supervisión automática con elemento de disparo y alarma (87XB)
- Relevador auxiliar de disparo con reposición eléctrica (86B)

### **Protección por falla de interruptor**

La protección por medio de relevadores contra fallas por cortocircuito en un sistema de potencia, debe ser esencialmente confiable y más aun sí existen diferentes factores que afectan su confiabilidad. Se ha observado mediante estudios estadísticos que el equipo de un sistema de protección falla con la siguiente proporción:

- Relevadores 43.0%
- Interruptores 13.5%
- Alambrado de transformadores de corriente 12.0%
- Mecanismo del interruptor 7.0%
- Transformadores de corriente 7.0%
- Alambrado de C.D. incluyendo los circuitos de disparo 5.0%
- Transformadores de potencial 3.0%
- Contactos auxiliares del interruptor 3.0%
- Bobina de disparo del interruptor 2.5%
- Suministro de C.D. 1.0%

Por lo cual se concluye que para aumentar la confiabilidad en la protección por relevadores, se requiere tener dos tipos de protección para cada elemento que constituye a una subestación.

La protección de respaldo remota es totalmente independiente de los circuitos de disparo, de los transformadores de instrumento y de las fuentes de corriente directa y además manda disparar interruptores diferentes a los de la protección primaria. La protección de respaldo remota tiene el inconveniente de que su habilidad se puede ver afectada en sistemas de potencia con configuración compleja, para detectar todas las fallas para las cuales debe operar, también tiene la desventaja de que puede sacar fuera de servicio a elementos no fallados.

La protección de respaldo local tiene la función de una segunda protección de respaldo a los esquemas de protección, de tal forma que una vez que alguno de éstos haya detectado alguna falla, la protección de respaldo local supervisará el libramiento exitoso de la misma, en caso contrario ésta protección actuara sobre todos los interruptores que circundan la falla. En los esquemas normalizados de CFE esto se logra con la llamada protección por falla de interruptor (50FI).

La forma de respaldar la falla de un interruptor es actuando sobre otros interruptores adyacentes que permitan aislar al interruptor fallado y al elemento de la subestación en el que se presentó el cortocircuito. En algunos casos dependiendo del arreglo de la subestación puede ser necesario actuar sobre interruptores de subestaciones remotas.

## Equipos de medición

La medición de los parámetros eléctricos que cuantifican las fluctuaciones de potencia y tensión del sistema eléctrico, ocasionadas por fallas en el sistema, sobrecargas, sobretensiones, variaciones en la demanda de energía, etc. Requiere contar con transformadores de instrumento y equipos de medición que completen indicaciones, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva así como de la energía consumida en los elementos del sistema eléctrico.

Para realizar las mediciones requeridas, es necesario utilizar aparatos adecuados, los cuales se instalan en los tableros de control, protección y medición ubicados en los edificios de la subestación. A continuación se describen las funciones de los aparatos de medición, transformadores de instrumento y equipo auxiliar necesario para realizar las mediciones descritas.

**Amperímetros (AM):** Estos aparatos permiten medir los valores de corriente eléctrica que circula en los componentes del sistema eléctrico de potencia. Para un sistema trifásico, generalmente se utiliza un solo amperímetro para la medición de la corriente en una fase de uno de los elementos de la subestación. Los amperímetros pueden ser electromagnéticos, electromecánicos o digitales; estos utilizan en sustitución de la escala graduada, una pantalla luminosa.

**Voltmetros (VM):** Estos se utilizan para medir la tensión en los diversos circuitos del sistema eléctrico. En los circuitos trifásicos comúnmente se utiliza un solo voltmetro para leer la tensión entre fases de la instalación.

**Wattmetros (WT):** Con el objeto de medir la potencia activa o real, se utilizan los wattmetros, los cuales requieren una señal de corriente y otra de tensión. Para la medición trifásica se puede utilizar dos wattmetros monofásicos los cuales suman algebraicamente las lecturas para tener una magnitud resultante de potencia activa total. En instalaciones con tres fases y el neutro, se utilizan wattmetros monofásicos para la lectura total de potencia.

**Varmetros (VARM):** Estos aparatos son similares a los wattmetros, pero con la diferencia que miden la potencia reactiva de la instalación.

**Wattorímetro (WHM):** Estos aparatos integran la energía real o activa consumida por la instalación eléctrica, es decir la energía eléctrica desarrollada durante un periodo de tiempo, para lo cual se requieren las señales de corriente y tensión.

**Frecuencímetros (FM):** Son aparatos que utilizan la frecuencia de la energía que se recibe en la subestación. Este aparato al someterse a una tensión de corriente alterna, produce una imagen cuya frecuencia natural coincide con la frecuencia de la señal de tensión sistema.

## ANEXO F -- FUNDAMENTOS DEL SEP

Para comprender la forma en que interactúan los diferentes elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es necesario analizar el comportamiento de cada uno de ellos en forma independiente, cada uno de ellos presenta un comportamiento característico que lo distingue de los demás. Para analizar la respuesta de cada componente del sistema eléctrico ante diferentes condiciones de operación, es necesario contar con modelos matemáticos adecuados que nos representen su comportamiento.

Así las cosas, antes de estudiar los modelos matemáticos de los componentes del SEP, es conveniente hacer hincapié en algunos conceptos fundamentales.

### Potencia eléctrica: Potencia activa y potencia reactiva

La definición de potencia en términos de energía es “la cantidad de energía consumida o generada por unidad de tiempo”. Para el caso particular de potencia eléctrica, se establece la definición: “la potencia eléctrica generada o absorbida por un elemento es el producto del voltaje en sus terminales y la corriente a través de él”, algebraicamente está dada por:

$$p = v i \quad \text{Watts o Joule/seg} \quad F.1$$

Una vez que se ha definido la potencia eléctrica, es interesante analizar cómo es consumida por los elementos pasivos. Por ejemplo para el caso de una resistencia a la cual se le aplica una señal del tipo alterna, es decir,  $v = V_m \sin \omega t$ , por lo que la respuesta de este elemento ante una señal alterna es  $i = I_m \sin \omega t$ , por lo tanto sustituyendo en la ecuación anterior se tiene:

$$p_R = V_m I_m \sin^2 \omega t \quad F.2$$

Se observa que la potencia eléctrica consumida por una resistencia es positiva, aunque tenga una variación en el tiempo como lo muestra la expresión anterior. En la Figura F-1 se tiene gráficamente la variación de la potencia eléctrica consumida por la resistencia al aplicarle una señal de corriente alterna.

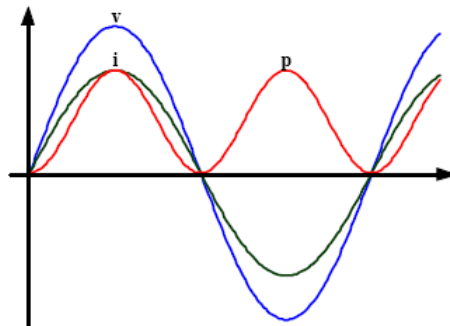


Figura F-1 Variación con respecto al tiempo de  $v$ ,  $i$  y  $p$  para una resistencia

De igual forma se aplica una señal de voltaje de corriente alterna a un inductor de la forma  $v=V_m \text{ sen}\omega t$ , obteniéndose como respuesta una corriente a través de él del tipo  $i = -I_m \text{ cos}\omega t$ , recordando que la relación entre voltaje y corriente es  $v = L di / dt$ , por lo tanto la potencia instantánea a través del elemento se expresa mediante la ecuación F.3. La figura F-2 muestra gráficamente las variables eléctricas de un inductor ante una excitación senoidal.

$$p_L = -V_m I_m \text{ sen}\omega t \text{ cos}\omega t \quad F.3$$

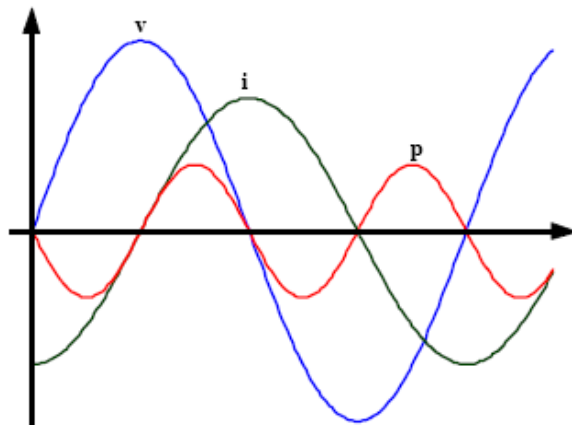


Figura F-2 Variación con respecto al tiempo de  $v$ ,  $i$  y  $p$  para una inductancia

Es interesante observar a partir de la figura anterior que la potencia instantánea en un inductor varía en el tiempo con una frecuencia igual al doble de la frecuencia del voltaje aplicado. Además, toma valores positivos y negativos con amplitudes máximas iguales lo que lleva a concluir que la onda de potencia instantánea tiene un valor promedio cero.

Caso similar ocurre cuando se le aplica en terminales de un capacitor un voltaje  $v = V_m \text{ sen}\omega t$ , circulando a través del elemento una corriente de la forma  $i = I_m \text{ cos}\omega t$ , la potencia instantánea es el producto de estas dos señales, por lo que se llega a la expresión (F.4); la figura F-3 presenta en forma gráfica las señales eléctricas en un capacitor.

$$p_L = V_m I_m \text{ sen}\omega t \text{ cos}\omega t \quad F.4$$



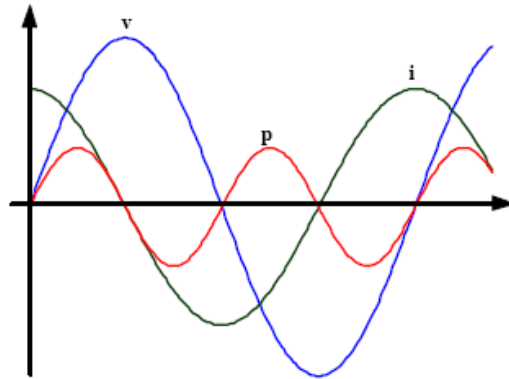


Figura F-3 Variación con respecto al tiempo de  $v$ ,  $i$  y  $p$  para una capacitancia

De las gráficas anteriores se observa que la potencia suministrada a un elemento puramente inductivo o capacitivo es absorbida durante un cuarto de la onda de voltaje y devuelta a la fuente durante el siguiente cuarto de la onda. Se puede decir que la potencia en estos dos elementos tiene un comportamiento reactivo, por lo que puede decirse que es una potencia reactiva. A diferencia de la potencia en un elemento puramente resistivo en el cual siempre es positiva, por lo que puede considerarse como una potencia activa.

Si ahora se analiza el comportamiento de la potencia eléctrica instantánea en un circuito más general, es decir, uno que contenga resistencia, inductancia y capacitancia como se muestra en la figura F-4, al cual se le energiza con una señal de voltaje alterna del tipo  $v = V_m \text{sen} \omega t$ , obteniéndose una respuesta también alterna de la forma  $i = I_m \text{sen}(\omega t + \phi)$ .

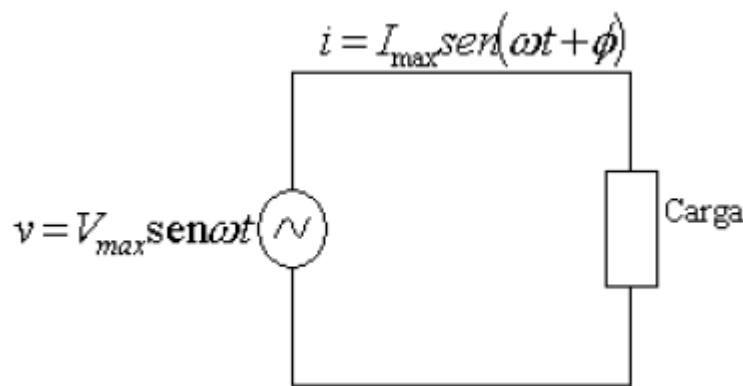


Figura F-4 Circuito eléctrico con elementos R, L y C

La potencia eléctrica en el circuito será entonces:

$$p = V_m I_m \text{sen} \omega t \text{sen}(\omega t + \phi)$$

F.5

utilizando identidades trigonométricas y manipulando la ecuación anterior puede reescribirse como:

$$p = \frac{V_m I_m}{2} [\cos\phi (1 - \cos 2\omega t) + \text{sen}\phi \text{sen} 2\omega t] \quad F.6$$

La potencia instantánea se descompone en dos términos; recordando que los valores máximos pueden ser expresados como valores eficaces utilizando la relación  $|V| = \frac{V_m}{\sqrt{2}}$ , por lo tanto se tiene:

$$p = |V| |I| \cos\phi (1 - \cos 2\omega t) + |V| |I| \text{sen}\phi \text{sen} 2\omega t \quad F.7$$

En F.7 se observa que la potencia instantánea oscila alrededor de un valor promedio dado por el primer término de la expresión, con la particularidad de que nunca se hace negativa, mientras que el segundo término tiene un valor promedio cero. Definiendo entonces las siguientes cantidades:

$$\begin{aligned} P &= |V| |I| \cos\phi && \text{Potencia activa} \\ Q &= |V| |I| \text{sen}\phi && \text{Potencia reactiva} \end{aligned} \quad F.8$$

Sustituyendo F.8 en F.7 se simplifica la expresión:

$$p = P(1 - \cos 2\omega t) + Q \text{sen} 2\omega t \quad F.9$$

En la figura F-5 se tiene la variación de la potencia instantánea con respecto al tiempo, así como las variables voltaje y corriente para el circuito de la figura F-4.

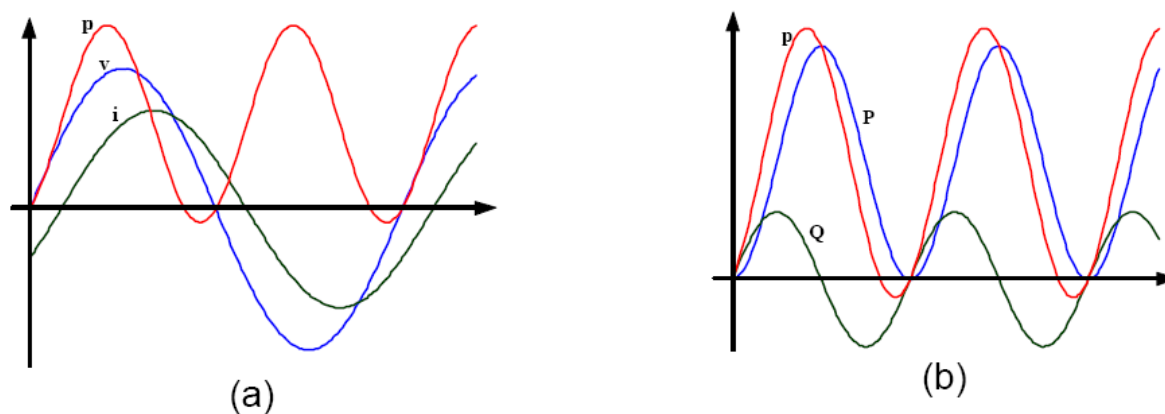


Figura F-5 Variación con respecto al tiempo de  $v$ ,  $i$  y  $p$  para un circuito RLC

La potencia instantánea es una señal alterna de doble frecuencia, toma valores negativos en ciertos periodos de tiempo, lo que nos indica que la energía fluye en ese momento de la carga al generador.

Lo anterior nos hace ver que consta de dos componentes, una cuya característica principal es que nunca toma valores negativos y otra componente la cual tiene un valor promedio igual a cero.

En la figura F-5 (a) y (b) se observa que la potencia instantánea toma valores negativos durante ciertos periodos de tiempo, indicando con esto que la energía fluye en esos momentos de la carga al generador.

De las expresiones y gráficas anteriores se puede concluir que la Potencia Activa se define como el valor promedio alrededor del cual oscila la potencia instantánea, por lo que representa la potencia útil, aquella que es capaz de realizar un trabajo o que se disipa en forma de calor.

Mientras que la Potencia Reactiva se define como el valor pico de una de las componentes de la potencia instantánea, cuyo valor promedio es cero y que por lo tanto no es capaz de realizar trabajo útil, pero que se desplaza continuamente del generador a la carga y viceversa. Valor de potencia que es absorbido por el elemento cada  $\frac{1}{4}$  de ciclo de la onda de voltaje y devuelto a la fuente suministradora durante el siguiente  $\frac{1}{4}$  ciclo. Valor promedio cero. No es capaz de realizar trabajo.

### Potencia compleja

Para facilitar el análisis de comportamiento de redes eléctricas en régimen permanente, cuando estas son excitadas por señales de tipo alterno, se desarrolló una transformación denominada fasorial, mediante la cual una función del tipo senoidal puede representarse por un número complejo denominado fasor.

Considerando el circuito eléctrico elemental mostrado en la siguiente figura:

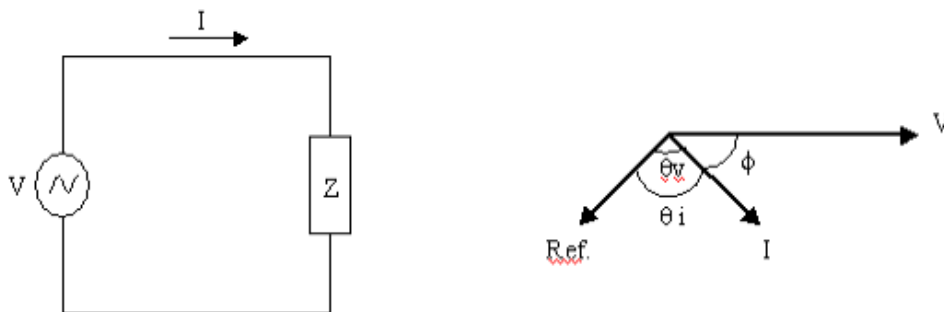


Figura F-6 Circuito eléctrico monofásico.

El voltaje y la corriente del circuito se pueden expresar en forma fasorial como:

$$V = |V|e^{j\theta v} = |V|(\cos\theta v + j\text{sen}\theta v)$$

$$I = |I|e^{j\theta i} = |I|(\cos\theta i + j\text{sen}\theta i) \quad F.10$$

De acuerdo con la condición original de potencia instantánea dada por  $p = vi$ , la potencia compleja se define como:

$$S = VI^* = |V| e^{j\theta v} |I| e^{-j\theta i} = |V| |I| e^{j(\theta v - \theta i)} \quad F.11$$

En la expresión anterior se introduce un concepto que se conoce como potencia aparente y se simboliza por la letra  $S$ . Además, de la misma expresión, el ángulo  $(\theta v - \theta i)$  es el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente ( $\phi$ ), por lo que (F.11) se puede escribir como:

$$S = |V| |I| \cos\phi + j|V| |I| \text{sen}\phi$$

$$S = P + jQ \quad F.12$$

La relación que existe entre potencia aparente, reactiva y activa puede ser visto en forma gráfica utilizando lo que se conoce como **triángulo de potencia**, el cual se muestra en la siguiente figura:

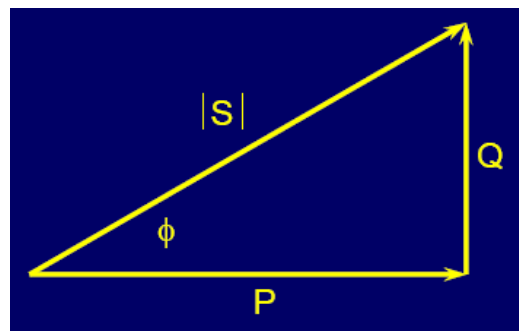


Figura F-7 Triángulo de potencia

Del triángulo de potencia se obtienen las expresiones:

$$S = VI^* = P + jQ$$

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$\cos\phi = \frac{P}{S} \quad F.13$$

En donde  $\phi$  representa una medida de la cantidad de potencia útil que está siendo consumida por el elemento, por lo que al  $\cos\phi$  se le conoce como factor de potencia, el cual al multiplicarlo por la potencia aparente, resulta en la potencia activa que el elemento consume.

### Modelado de elementos de un SEP

En la operación de los sistemas eléctricos es importante conocer la capacidad de los equipos que se tienen instalados. Los operadores de los sistemas eléctricos deben conocer con la mayor exactitud posible los recursos de transmisión con que cuentan, esto les permite tomar decisiones más acertadas sobre la redistribución de flujos de potencia y medidas operativas adecuadas.

### Modelado del transformador

Los transformadores constituyen los elementos de unión entre redes eléctricas de diferente nivel de tensión. La función primordial que desempeñan consiste en elevar los voltajes de generación a los niveles de transmisión que son requeridos para disminuir pérdidas; y en los puntos de carga disminuir los voltajes de transmisión hasta los niveles adecuados para las redes de distribución. Mediante estos equipos se logra principalmente el control sobre el voltaje y la distribución de potencia reactiva.

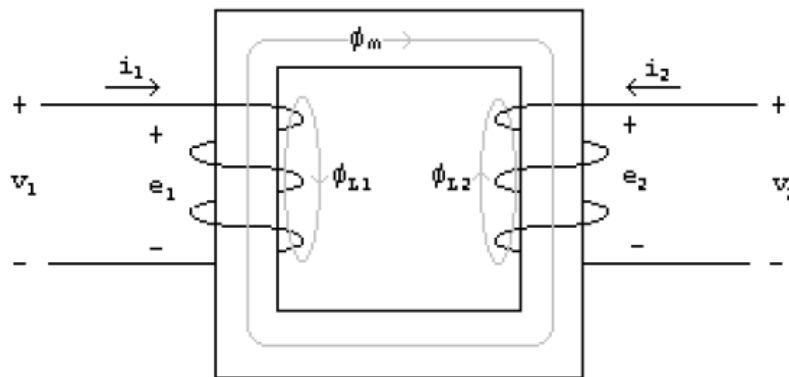


Figura F-8 Representación esquemática de un transformador monofásico

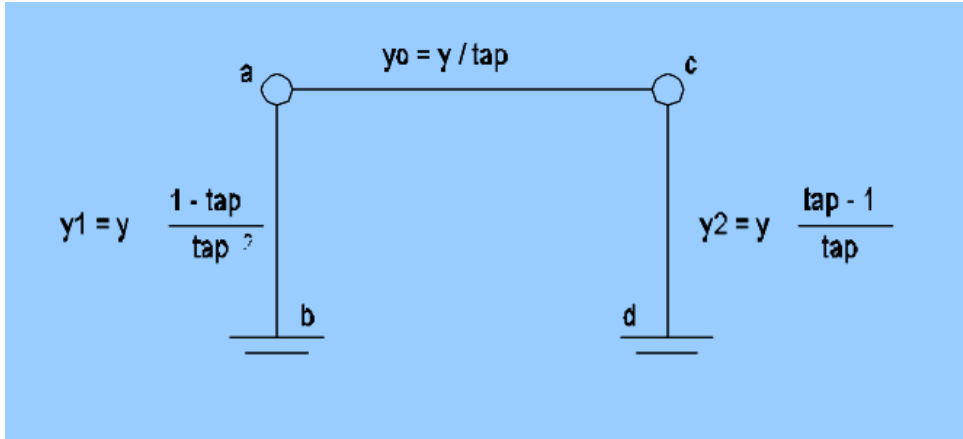


Figura F-9 Modelo de un transformador con tap en a

### Modelado de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión pueden ser modeladas por un sencillo circuito cuando su longitud no es demasiado larga, para lo cual es suficiente conocer R, L y C como parámetros concentrados logrando suficiente exactitud en el modelo. Sin embargo, para líneas con una longitud considerable, requieren de cálculos en términos de constantes distribuidas para lograr un alto grado de exactitud.

Para una mejor representación de una línea de transmisión, es necesario tomar en cuenta que los parámetros de la línea están distribuidos uniformemente en toda su longitud. Una forma comúnmente utilizada es la suposición de que la línea está compuesta por "n" circuitos  $\pi$  equivalentes conectados en cascada; como lo muestra la siguiente figura. El análisis se efectúa a través de un elemento diferencial de la línea, a una distancia x del extremo de recepción.

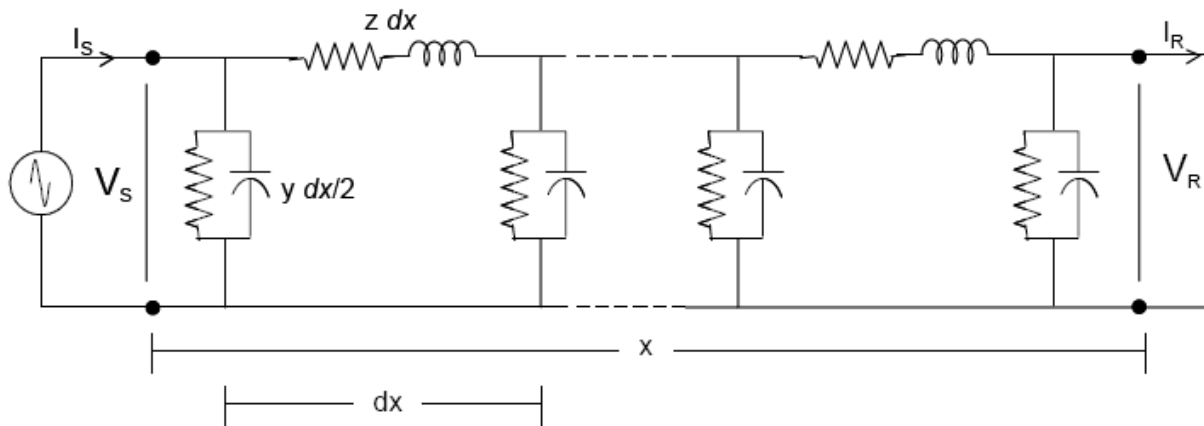


Figura F-10 Línea de transmisión con parámetros distribuidos

Del análisis de un elemento diferencial de la línea se obtienen ecuaciones diferenciales ordinarias, cuya solución muestra el comportamiento del voltaje y corriente en función de la longitud ( $x$ ) de la línea.

$$\begin{aligned} V(x) &= \cosh(\gamma x) V_R + Z_c \sinh(\gamma x) I_R \\ I(x) &= \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma x) V_R + \cosh(\gamma x) I_R \end{aligned} \quad F.14$$

Donde

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad \text{Es la impedancia característica de la línea de transmisión}$$

$\gamma = \sqrt{zy} = \alpha + j\beta$  Se conoce como constante de propagación. Con  $\alpha$  como constante de atenuación, se mide en neper/km. Y  $\beta$  es la constante de fase, se mide en radianes/km.

Para analizar el comportamiento de la línea en sus extremos, se sustituye en la ecuación (F.14)  $x=d$ , siendo  $d$  la longitud total de la línea.

$$\begin{aligned} V &= \cosh(\gamma d) V_R + Z_c \sinh(\gamma d) I_R \\ I &= \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma d) V_R + \cosh(\gamma d) I_R \end{aligned} \quad F.15$$

Si se representa la línea de transmisión por un circuito  $\pi$  equivalente, como el mostrado en la figura F-12, los parámetros concentrados ( $Z_0, Y_0/2$ ) se calculan de la forma siguiente:

$$\begin{aligned} Z_0 &= Z_c \sinh(\gamma d) \\ \frac{Y_0}{2} &= \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma d}{2}\right) \end{aligned} \quad F.16$$

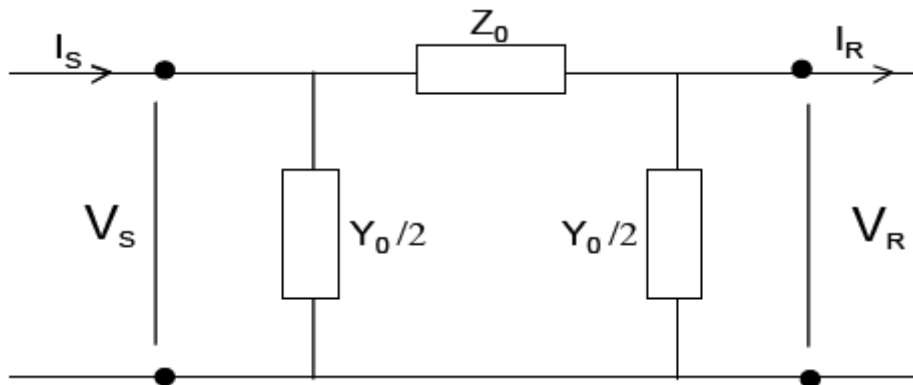


Figura F-11 Equivalente  $\pi$  de la línea de transmisión, parámetros distribuidos

## Potencia natural de la línea

Para analizar el comportamiento del flujo de potencia en una línea de transmisión, se considera el circuito de la siguiente figura:

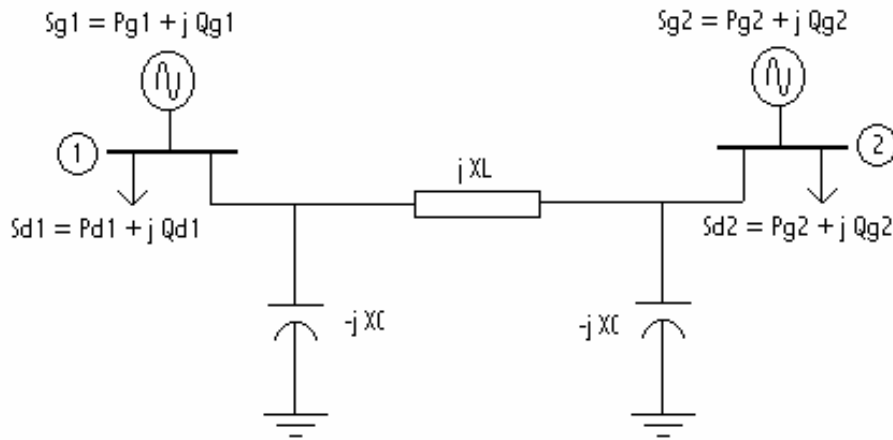


Figura F-12 Circuito equivalente, caso de líneas sin pérdidas

La potencia transmitida por la línea del nodo 1 al nodo 2, es:

$$S_1 = S_{g1} - S_{d1} = (P_{g1} - P_{d1}) + j(Q_{g1} - Q_{d1}) = S_{12} \quad F.17$$

Haciendo suma de corrientes en el nodo 1, se tiene:

$$I_{12} = \frac{S_1^*}{V_1} = \frac{V_1}{-jX_c} + \frac{V_1 - V_2}{jX_L} \quad F.18$$

Al despejar la potencia, de la ecuación anterior, se tiene:

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = j \frac{|V_1|^2}{X_c} - j \frac{|V_1|^2}{X_L} + j \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \angle(\delta_1 - \delta_2)$$

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad F.19$$

al separar las expresiones para la potencia real y para la potencia reactiva:

$$P_1 = \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \text{sen}(\delta_{12})$$

$$Q_1 = \frac{|V_1|^2}{X_L} - \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos(\delta_2 - \delta_1) - \frac{|V_1|^2}{X_c} \quad F.20$$

En las ecuaciones obtenidas para la transferencia de potencia (F.20) se observaron tres elementos como los más importantes para establecer el flujo de potencia real en una línea de transmisión, las



magnitudes de los voltajes en los extremos de envío y recepción, la reactancia serie de la línea de transmisión y la diferencia angular entre los voltajes nodales en los extremos de la línea.

El balance de potencia reactiva total del sistema se calcula al sumar

$$Q_G = (Q_{d1} + Q_{d2}) + Q_{XL} - Q_{XC} \quad F.21$$

Donde

$$Q_{XL} = \frac{1}{X_L} [|V_1|^2 + |V_2|^2 - 2|V_1||V_2|\cos\delta] \quad F.22$$

$$Q_{XC} = \frac{1}{X_C} [|V_1|^2 + |V_2|^2] \quad F.23$$

Manteniendo los voltajes de generación en el valor nominal  $V_1=V_2=1.0 \text{ p.u.}$ , controlando la excitación de las máquinas, las ecuaciones (F.22) y (F.23) quedan:

$$Q_{XL} = K_1 - K_2 \cos\delta \quad F.24$$

$$Q_{XC} = K_2 \quad F.25$$

Donde

$$K_1 = \frac{2}{X_L}$$

$$K_2 = \frac{2}{X_C}$$

En la figura F-13 se muestra el comportamiento de F.23 y F.24 en función del ángulo  $\delta$ , además la inyección de potencia reactiva total requerida por la línea.

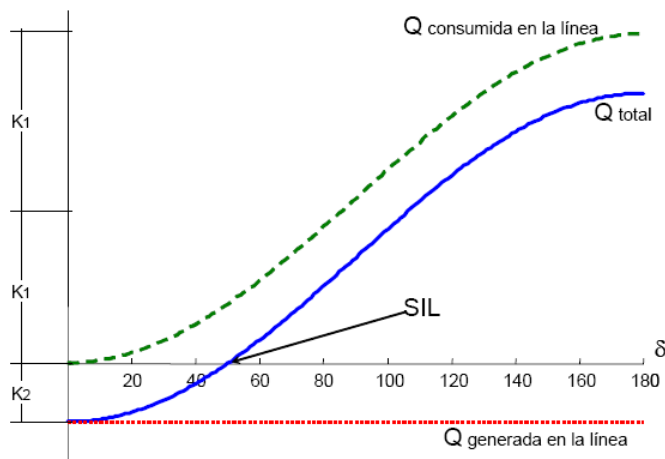


Figura F-13 Gráfica del SIL

En la figura F-13 se observa que para ángulos de potencia pequeños, esto es, cuando no se transmite grandes cantidades de energía, la línea genera más potencia reactiva capacitiva que la potencia reactiva inductiva que consume. Al aumentar el ángulo de potencia se llega a un punto de equilibrio en el que la línea, observada desde sus extremos, no genera ni consume reactivos. A la potencia activa que se transmite en esta condición se le conoce como potencia natural de la línea SIL.

$$SIL \approx \frac{V_R^2}{|Z_c|} \quad F.26$$

Para ángulos de potencia mayores, se transmite mayor cantidad de energía, la línea consume más potencia reactiva inductiva que la que se produce por efecto capacitivo.

De la ecuación (F.20) la transmisión de potencia activa está ligada con la variación del ángulo  $\delta$ . La máxima potencia se transmite para un ángulo de  $90^\circ$ .

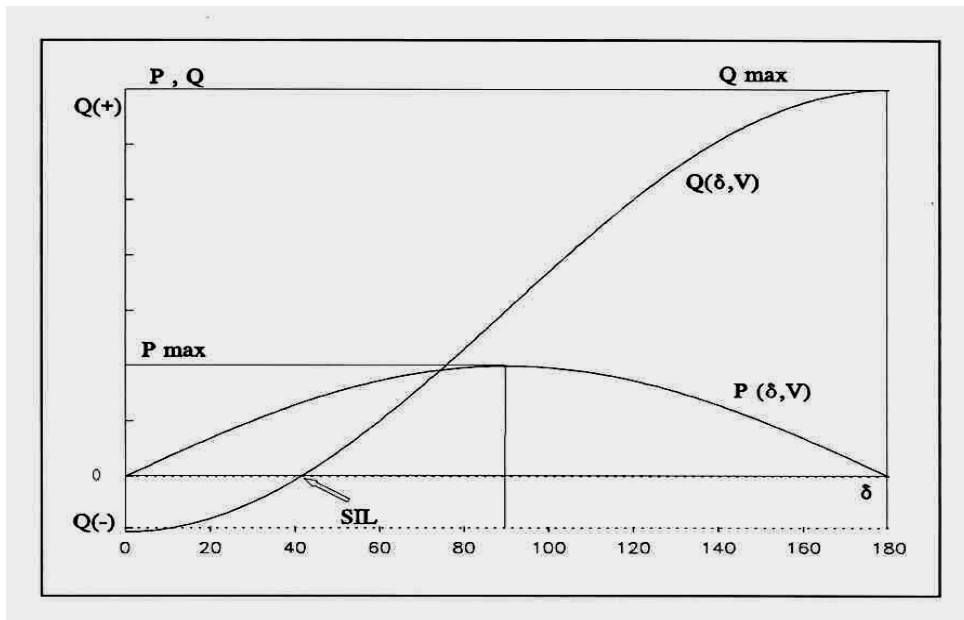


Figura F-14 Comportamiento de P y Q en función de  $\delta$

### Modelado de capacitores y reactores

La transmisión de potencia en corriente alterna presenta principalmente problemas de regulación de voltaje y de estabilidad. Esto obliga a buscar modos de operación de la red para resolver el problema de altos y bajos voltajes y de operación cerca del límite de estabilidad de estado estable, situaciones que se presentan cuando no se cuenta con los medios de compensación adecuados.

En un esquema de compensación reactiva conectado a la línea de transmisión, como primer objetivo se tiene que, lograr una operación que este dentro de los márgenes de regulación de voltaje y de estabilidad. Como segundo objetivo, aumentar la capacidad de transmisión de líneas ya existentes.

Un modelo típico de reactores y capacitores que se utiliza para simular su efecto es el de un elemento pasivo con un valor de impedancia fijo. Para un reactor, el cual se utiliza cuando las líneas presentan elevación de voltaje creciente desde el extremo de envío, hacia el extremo de recepción cuando operan con flujos bajos, la expresión que representa un reactor está dada por:

$$Q = \frac{|V|^2}{X_L} = \frac{|V|^2}{2\pi fL} \quad F.27$$

De la expresión anterior se observa que la potencia reactiva que consume un reactor varía proporcionalmente con el cuadrado del voltaje de operación, e inversamente con la frecuencia.

De igual forma, para un capacitor la potencia reactiva está dada por:

$$Q = -|V|^2 X_c = -|V|^2 2\pi fC \quad F.28$$

En donde la dependencia de la potencia reactiva es proporcional al cuadrado del voltaje y a la frecuencia de operación del sistema. Se modelan por medio de un elemento pasivo con un valor fijo de impedancia con  $r=0$ .

Un reactor con  $R=0$  e inductancia  $L$ :

$$Q = \frac{|V|^2}{\omega L} = \frac{|V|^2}{2\pi fL} \quad F.29$$

En un capacitor con  $R=0$  y capacitancia  $C$

$$Q = -\frac{|V|^2}{\frac{1}{\omega C}} = -|V|^2 2\pi fC \quad F.30$$

### **Modelado de la carga como inyección nodal**

La modelación de la carga con dependencia del voltaje en estudios de estado estable obtiene una representación más realista del comportamiento del sistema. Se debe considerar que a nivel de subestación se debe modelar una combinación de los diferentes tipos de carga y para estudios dinámicos se deben realizar pruebas y/o se debe contar con medición y registro de variables para ajustar modelos dinámicos

## ANEXO G -- SISTEMAS POR UNIDAD

Una vez que se dispone de los modelos de los elementos que componen el SEP, este debe representarse interconectado de alguna manera con los modelos correspondientes.

Los fabricantes de equipo eléctrico especifican normalmente las características del mismo en forma porcentual o por unidad con respecto a valores nominales, esto es, valores en condiciones de carga u operación normal de diseño. Debido a la gran diversidad de equipo, surge la necesidad de establecer bases comunes con respecto a las cuales se refieran los parámetros de los circuitos equivalentes, para estar en posibilidad de interconectar los modelos. Esta convención introduce algunas simplificaciones en la representación de los elementos y en la solución computacional.

Un sistema por unidad se especifica expresando la tensión, la corriente, la potencia y la impedancia de un circuito con referencia a un valor base que se elige para cada una de tales magnitudes. El valor por unidad de una magnitud cualquiera se define como la razón de su valor al valor base:

$$\text{Valor por unidad} = \frac{\text{valor real}}{\text{valor base}}$$

El valor base siempre tiene las mismas unidades que el valor real, forzando al valor unitario a ser adimensional. El valor en por ciento es igual a cien veces el valor por unidad. Los métodos de cálculo que utilizan los valores por unidad o por ciento son mucho más sencillos que aquellos que emplean los valores reales en Volts, Ohms, KVA, etc.

Las tensiones, corrientes, potencias e impedancias están relacionadas entre sí, de tal forma que seleccionando dos cantidades base, de entre las cantidades de interés, se pueden encontrar las otras dos. Es común seleccionar el voltaje y la potencia como valores base.

### Cambio de base del sistema por unidad

Los datos de placa de la mayoría del equipo y elementos del sistema de potencia están especificados tomando generalmente como base los valores nominales de operación de cada uno de ellos, por lo que se hace necesario establecer una base común cuando se desea analizar un problema que los involucra a todos. Una vez elegidos los valores base comunes, es necesario expresar los parámetros de todos los elementos en esa base común. Esto es lo que se denomina como un “cambio de base”, y se realiza como se explica a continuación.

$$\left. \begin{array}{l} Z = Z_{PU}^{(1)} Z_B^{(1)} \\ Z = Z_{PU}^{(2)} Z_B^{(2)} \end{array} \right\} Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \frac{Z_B^{(1)}}{Z_B^{(2)}} \quad \text{G.1}$$

Sustituyendo la ecuación (G.2) en la ecuación (G.1) se expresa el cambio de base para impedancia en función de los voltajes y potencias base.

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} \quad \text{G.2}$$

$$Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \left( \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \right)^2 \left( \frac{S_B^{(2)}}{S_B^{(1)}} \right) \quad \text{G.3}$$

Para corrientes se tiene que:

$$\left. \begin{array}{l} I = I_{PU}^{(1)} I_B^{(1)} \\ I = I_{PU}^{(2)} I_B^{(2)} \end{array} \right\} I_{PU}^{(2)} = I_{PU}^{(1)} \frac{I_B^{(1)}}{I_B^{(2)}} \quad \text{G.4}$$

Sustituyendo la ecuación (G.5) en la ecuación (G.4) se obtiene el cambio de base para corrientes en función de los voltajes y potencias base.

$$I_B = \frac{S_B}{V_B} \quad \text{G.5}$$

$$I_{PU}^{(2)} = I_{PU}^{(1)} \left( \frac{S_B^{(1)}}{S_B^{(2)}} \right) \left( \frac{V_B^{(2)}}{V_B^{(1)}} \right) \quad \text{G.6}$$

Para voltajes se tiene que:

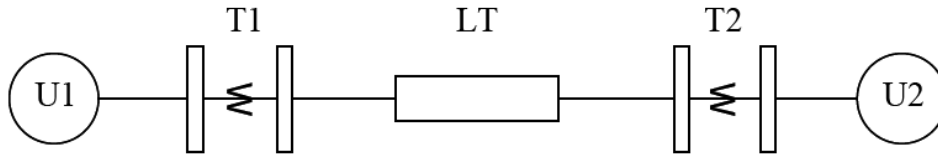
$$\left. \begin{array}{l} V = V_{PU}^{(1)} V_B^{(1)} \\ V = V_{PU}^{(2)} V_B^{(2)} \end{array} \right\} V_{PU}^{(2)} = V_{PU}^{(1)} \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \quad \text{G.7}$$

Para potencia se tiene que:

$$\left. \begin{array}{l} S = S_{PU}^{(1)} S_B^{(1)} \\ S = S_{PU}^{(2)} S_B^{(2)} \end{array} \right\} S_{PU}^{(2)} = S_{PU}^{(1)} \frac{S_B^{(1)}}{S_B^{(2)}} \quad \text{G.8}$$

## EJEMPLO

Convertir al sistema por unidad los parámetros del S.E.P. siguiente, tomando como base de potencia 100 MVA y como voltaje base 85 kV en la línea de transmisión.



**Para la Línea de Transmisión:** se tiene que representar la impedancia en P.U. en la base requerida

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{85^2}{100} = 72.25 \text{ p. u.}$$
$$Z_{p.u.} = \frac{Z_\Omega}{Z_B} = \frac{500}{72.25} = 6.92 \text{ p. u.}$$

**Para Transformador 1:** se tiene que representar la impedancia en P.U. del transformador en la base requerida.

En 120 kV

$$V_{base} = 85 \text{ kV}$$

$$Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \left( \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \right)^2 \left( \frac{S_B^{(2)}}{S_B^{(1)}} \right) = 0.1 \left( \frac{120}{85} \right)^2 \frac{100}{100} = 0.1993 \text{ p. u.}$$

En 14 kV

$$V_{base} = 85 \left( \frac{14}{120} \right) = 9.916 \text{ kV}$$

$$Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \left( \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \right)^2 \left( \frac{S_B^{(2)}}{S_B^{(1)}} \right) = 0.1 \left( \frac{14}{13.41} \right)^2 \frac{100}{100} = 0.1089 \text{ p. u.}$$

**Para Transformador 2:** se tiene que representar la impedancia en P.U. del transformador en la base requerida.

En 120 kV

$$V_{base} = 85 \text{ kV}$$

$$Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \left( \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \right)^2 \left( \frac{S_B^{(2)}}{S_B^{(1)}} \right) = 0.11 \left( \frac{120}{85} \right)^2 \frac{100}{100} = 0.2192 \text{ p. u.}$$

En 14 kV

$$V_{base} = 85 \left( \frac{13.8}{120} \right) = 9.775 \text{ kV}$$

$$Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \left( \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \right)^2 \left( \frac{S_B^{(2)}}{S_B^{(1)}} \right) = 0.11 \left( \frac{13.8}{9.775} \right)^2 \frac{100}{100} = 0.2192 \text{ p.u.}$$

**Para el generador 1:** se tiene que representar la impedancia en P.U. de la máquina a la base requerida

$$V_{base} = 85 \left( \frac{14}{120} \right) = 9.916 \text{ kV}$$

$$Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \left( \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \right)^2 \left( \frac{S_B^{(2)}}{S_B^{(1)}} \right) = 0.010 \left( \frac{13.8}{9.916} \right)^2 \frac{100}{100} = 0.01936 \text{ p.u.}$$

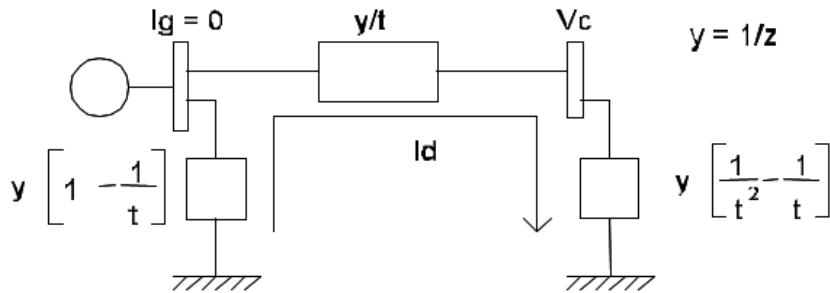
**Para el generador 2:** se tiene que representar la impedancia en P.U. de la máquina a la base requerida

$$V_{base} = 85 \left( \frac{13.8}{120} \right) = 9.775 \text{ kV}$$

$$Z_{PU}^{(2)} = Z_{PU}^{(1)} \left( \frac{V_B^{(1)}}{V_B^{(2)}} \right)^2 \left( \frac{S_B^{(2)}}{S_B^{(1)}} \right) = 0.015 \left( \frac{14}{13.22} \right)^2 \frac{100}{100} = 0.01682 \text{ p.u.}$$

## ANEXO H -- CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Se establece un flujo ficticio de potencia reactiva al cambiar el valor del TAP: Si  $t > 1$  se tiene un capacitor equivalente en el nodo de carga y un reactor equivalente en el nodo de generación. La Potencia Reactiva circula desde el nodo de carga al nodo de generación.



Por el otro lado, si  $t < 1$  la potencia reactiva circula desde el nodo de generación hacia el nodo de carga.

La corriente  $I_d$  y el Voltaje  $V_c$ :

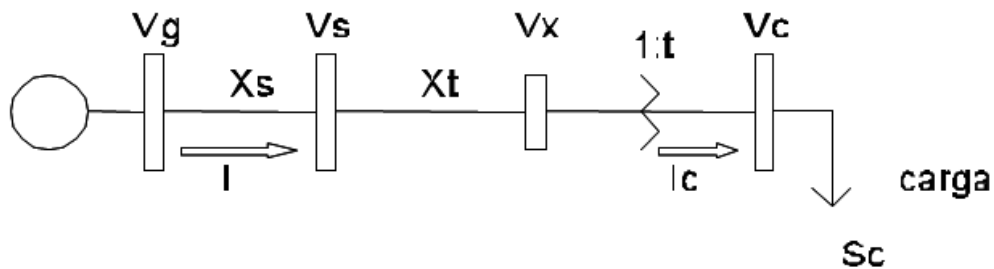
$$I_d = -V_g y \left(1 - \frac{1}{t}\right)$$

$$V_c = V_g - \frac{I_d}{(y/t)}$$

En donde:

$$V_c = V_g t$$

### Transformadores con carga





El voltaje en el nodo de carga se obtiene mediante:

$$V_c = t(V_s - \Delta V_t)$$

La caída de voltaje en el transformador es:

$$\Delta V_i = jX_i \left( \frac{S_c}{V_x} \right)^*$$

Cabe recordar que el cambio de voltaje puede ser positivo o negativo dependiendo del tipo de carga. El voltaje en el extremo "s" del transformador es:

$$V_s = V_g - jX_s \left( \frac{S_c}{V_s} \right)^*$$

### Ecuaciones de flujo de potencia

La potencia aparente nodal

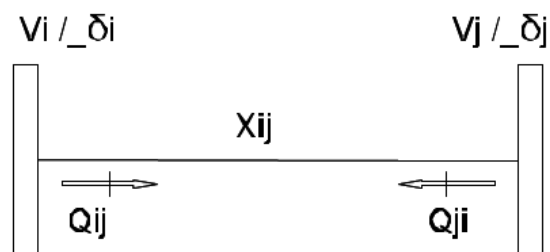
$$S = VI^*$$

En el nodo i

$$S_{ij} = V_i \angle \delta_i (I_{ij})^*$$

La corriente de i-j

$$I_{ij} = \frac{V_i \angle \delta_i - V_j \angle \delta_j}{x_{ij} \angle 90^\circ}$$



Después de simplificar términos:

Componentes del flujo de potencia

$$S_{ij} = P_{ij} \pm j Q_{ij}$$

Flujo de potencia activa

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \text{sen}(\delta_i - \delta_j)$$

Flujo de potencia reactiva

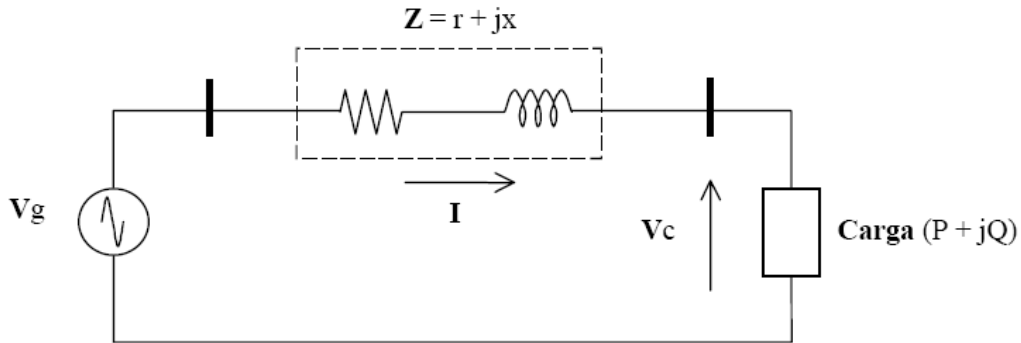
$$Q_{ij} = \frac{V_i}{X_{ij}} [V_i - V_j \cos(\delta_i - \delta_j)]$$

La ecuación para determinar las pérdidas de potencia reactiva se expresan como:

$$Q_{perd} = \frac{V_i^2}{x_{ij}} + \frac{V_j^2}{x_{ij}} - \frac{2V_i V_j}{x_{ij}} \cos(\delta)$$

## ANEXO I -- COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE REACTIVOS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE

Generalmente se asocia el problema de voltaje con la circulación de potencia reactiva. Esto se puede mostrar analizando el siguiente circuito:



Circuito básico

Si en el circuito anterior se considera que la carga consume sólo potencia activa, entonces el diagrama fasorial que relaciona el voltaje de generación ( $V_g$ ) y el de carga ( $V_c$ ) es el mostrado en la siguiente figura.

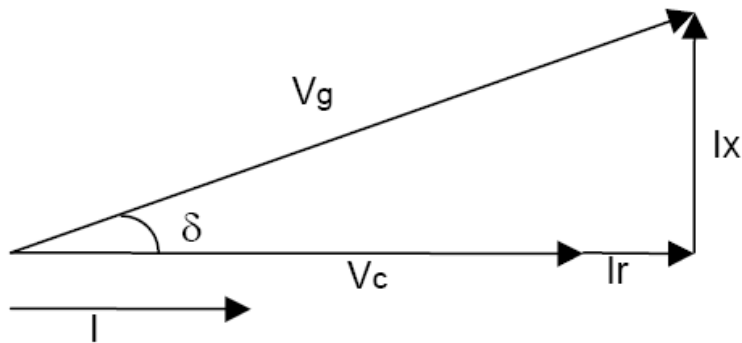


Diagrama fasorial del circuito anterior

La relación entre la corriente y la potencia de carga se expresa en la ecuación (I.1). En todos los desarrollos se utilizan magnitudes de corriente y voltaje.

$$I = \frac{P}{V_c} \quad I.1$$

La relación entre voltaje se obtiene del diagrama fasorial de la figura I-1.

$$V_g = V_c + (r + jx)I$$

$$V_g^2 = (V_c + \frac{P}{V_c}r)^2 + (\frac{P}{V_c}x)^2 \quad 1.2$$

En la ecuación (1.2) se observa que las caídas de voltaje en fase y en cuadratura con  $V_c$  dependen de los valores de resistencia y reactancia del elemento de transmisión. Como generalmente la relación  $r/x$  es pequeña en sistemas de transmisión, la componente en fase será pequeña ( $P r / V_c$ ). Por otro lado, la componente en cuadratura ( $P x / V_c$ ) no cambia significativamente la magnitud de  $V_c$ , sólo causa el desfase entre voltajes. De esta forma:

$$P = \frac{V_c V_g}{x} \sin \delta \quad \text{para ángulos pequeños: } \delta = \frac{P}{V_c V_g} x \quad 1.3$$

$$V_g - V_c = \Delta V = rI = \frac{P}{V_c} r \quad 1.4$$

El análisis de las ecuaciones (1.3) y (1.4) muestra:

- Que la carga activa afecta en mayor grado el desfase entre voltajes.
- El cambio en la magnitud del voltaje depende del valor de la carga, pero su efecto se reduce debido al valor de la resistencia.

Otro aspecto importante que se debe observar es que aún cuando la carga no consume potencia reactiva, el generador si está aportando reactivos al sistema. Esto se observa del diagrama de la figura I-1, con el voltaje  $V_g$  adelantado respecto a la corriente de carga. La potencia reactiva que se inyecta en el extremo de envío se consume en la reactancia del sistema de transmisión, causando una caída de voltaje ( $Ix$ ) en cuadratura con el voltaje de carga.

Un caso que ilustra el efecto del flujo de reactivos se tiene cuando la carga demanda potencia reactiva inductiva (factor de potencia atrasado). El diagrama fasorial para este caso se muestra en la figura I-2.

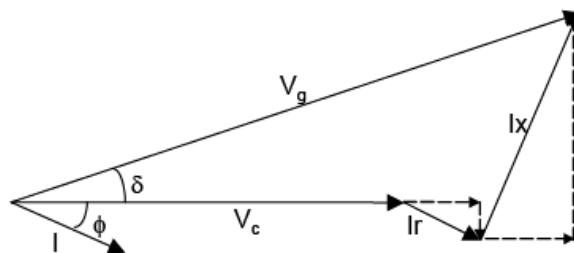


Diagrama fasorial para carga con fp atrasado

La relación entre voltaje y corriente en la carga es la siguiente:

$$\frac{P}{V_c} = I \cos \varphi \quad 1.5$$

$$\frac{Q}{V_c} = I \sin \varphi \quad 1.6$$

del diagrama fasorial de la figura anterior se obtiene la relación entre voltajes, utilizando las ecuaciones anteriores (1.5) y (1.6) se tiene:

$$V_g^2 = [V_c + (I \cos \varphi)r + (I \sin \varphi)x]^2 + [(I \cos \varphi)x - (I \sin \varphi)r]^2$$

$$V_g^2 = \left(V_c + \frac{P}{V_c}r + \frac{Q}{V_c}x\right)^2 + \left(\frac{P}{V_c}x - \frac{Q}{V_c}r\right)^2 \quad 1.7$$

Al analizar la ecuación (1.7) y la figura 1-2 se concluye que la componente en fase con el voltaje de carga es la que tiene mayor efecto en la caída de voltaje del punto de generación a la carga.

$$\Delta V = \frac{P}{V_c}r + \frac{Q}{V_c}x \quad 1.8$$

en (1.8) se observa a su vez que la demanda de potencia reactiva tiene mayor efecto en el cálculo de  $\Delta V$  debido a que está multiplicada por la reactancia del elemento de transmisión.

Comparando los términos en (1.8) se obtiene:

$$\alpha = \frac{\frac{Q}{V_c}x}{\frac{P}{V_c}r} = \frac{Q}{P} \left(\frac{x}{r}\right) \quad 1.9$$

De aquí que a medida que la relación  $x/r$  aumenta (sistemas de transmisión de alta tensión) y que el factor de potencia difiere más de la unidad, el efecto de la corriente reactiva es mayor en el cambio de voltaje.

Analizando el diagrama de la figura anterior se observa que el ángulo entre el voltaje de generación y la corriente es  $(\phi + \delta)$ , lo cual indica que el generador opera con un factor de potencia más atrasado que el de la carga. En este caso se debe generar y transmitir la potencia reactiva de la carga y la potencia reactiva que consume el sistema de transmisión.

Otra condición operativa de interés se tiene cuando la carga en la figura inicial sólo consume potencia reactiva inductiva. La relación fasorial para este caso se muestra en la figura siguiente.

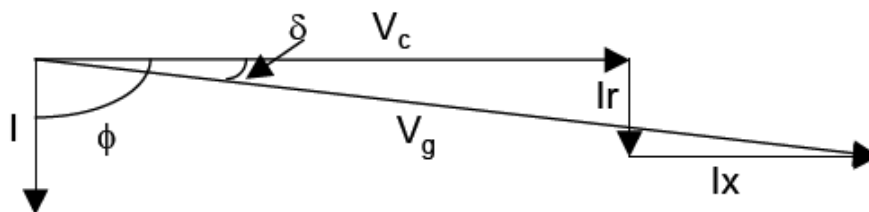


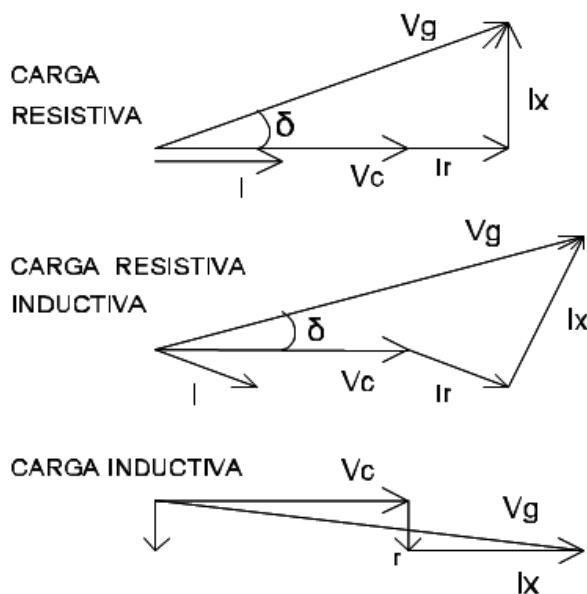
Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva

Del análisis de las condiciones mostradas en la figura I-3 se obtiene:

$$\Delta V = \frac{Q}{V_c} X \quad (1.10)$$

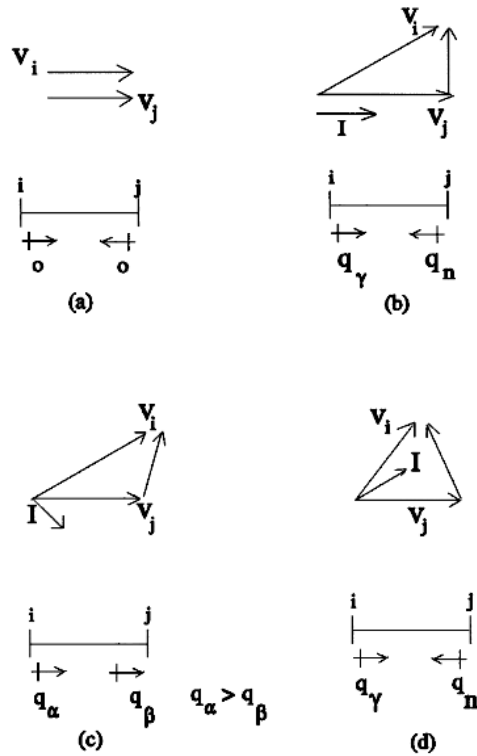
donde se aprecia el gran impacto de la corriente reactiva en la caída de voltaje, en este caso prácticamente en fase con el voltaje  $V_c$ .

Comparando las ecuaciones (1.4) y (1.10), que representan los casos extremos de tener una inyección activa y reactiva respectivamente, se observa que el mayor impacto de la inyección reactiva (1.10) es debido a la reactancia del elemento de transmisión, de esta forma la ecuación (1.10) es el término dominante en la caída de voltaje. En el caso general la ecuación (1.8) define las contribuciones de cada componente de la carga.



Diagramas fasoriales para los 3 tipos de cargas en un SEP

De la figura siguiente se hacen observaciones respecto a los diagramas fasoriales:



En el inciso (a) con voltajes planos la línea tiene flujo cero de reactivos.

En el inciso (b) con voltaje plano en la recepción el generador produce los reactivos que la línea consume.

Mientras que el inciso (c) con la carga consumiendo reactivos el generador produce los reactivos de la línea y lo que requiere la carga.

En el inciso (d) con factor de potencia en adelanto en la carga, una parte de los reactivos consumidos por la línea son aportados por la carga.

## ANEXO J – CONTROL DE VOLTAJE MEDIANTE TAPS

Los transformadores constituyen los elementos de unión entre redes eléctricas de diferente nivel de tensión. La función primordial que desempeñan consiste en elevar los voltajes de generación a los niveles de transmisión que son requeridos para disminuir pérdidas; y en los puntos de carga disminuir los voltajes de transmisión hasta los niveles adecuados para las redes de distribución. Mediante estos equipos se logra principalmente el control sobre el voltaje y la distribución de potencia reactiva, aun cuando algunos diseños especiales permiten cierto control sobre la potencia activa.

De acuerdo a la ley de Faraday, si se enrolla un segundo conductor en el núcleo de material ferromagnético se obtendrá una fuerza electromotriz inducida en las terminales de dicho conductor.

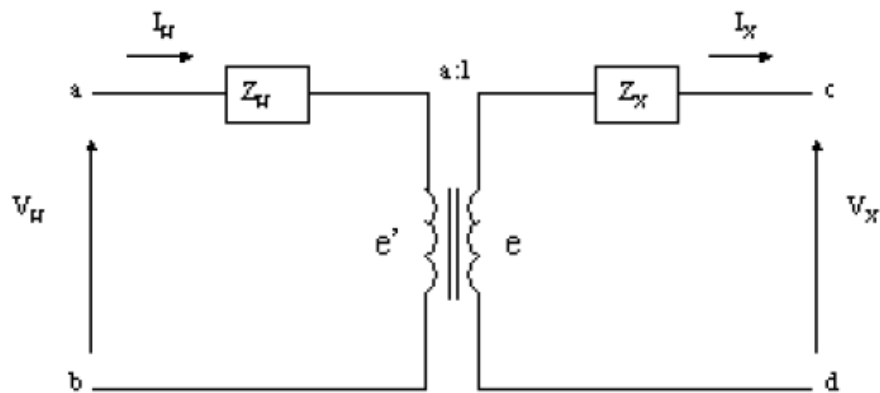


Figura J-1 Circuito equivalente de un transformador monofásico

Donde:

Z<sub>H</sub> Impedancia del devanado H

Z<sub>X</sub> Impedancia del devanado X

e, e' Voltajes inducidos en los devanados

n<sub>H</sub> Número de vueltas del devanado H

n<sub>X</sub> Número de vueltas del devanado X

La relación de transformación se define en función del número de vueltas de cada devanado o de los voltajes a circuito abierto como sigue:

$$a = \frac{n_H}{n_X} = \frac{V_H}{V_X}$$



Para controlar el voltaje es común cambiar la relación de transformación del transformador (tap) para modificar el voltaje en nodos de carga. El transformador no es una fuente de potencia reactiva, sin embargo, el cambio de tap altera la distribución del flujo de reactivos en el sistema, lo que permite obtener un cambio en el perfil de voltaje.

Un caso más general es el que contempla la posibilidad de tener cambio de tap en ambos devanados del transformador, como se muestra en la siguiente figura:

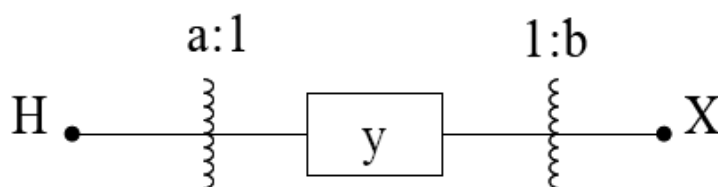


Figura J-2 Representación unifilar del transformador con taps en ambos devanados

Para este transformador con dos taps, en la figura siguiente, se muestra el circuito equivalente para el caso particular de que las terminales  $b$  y  $d$  se encuentran aterrizadas.

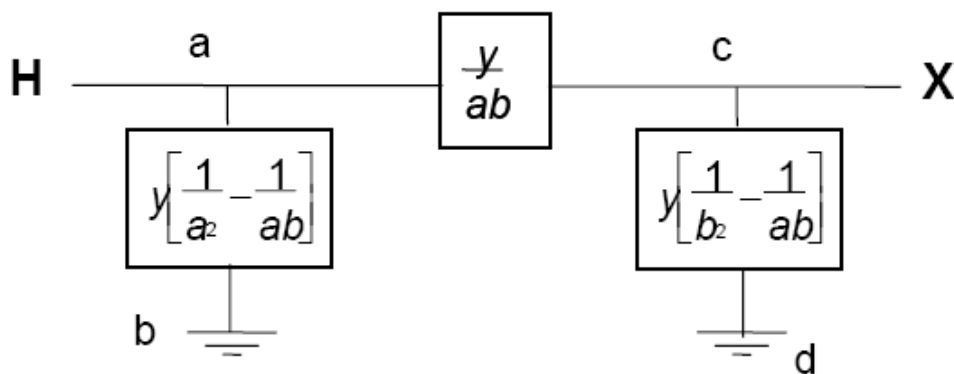


Figura J-3 Equivalente del transformador monofásico con taps en ambos devanados

Para analizar el efecto del cambio de tap en uno de los devanados se considera que tap en el otro devanado permanece sin cambio. Si el tap en el lado  $c-d$  es unitario, el circuito equivalente de la figura anterior se simplifica al mostrado a continuación:

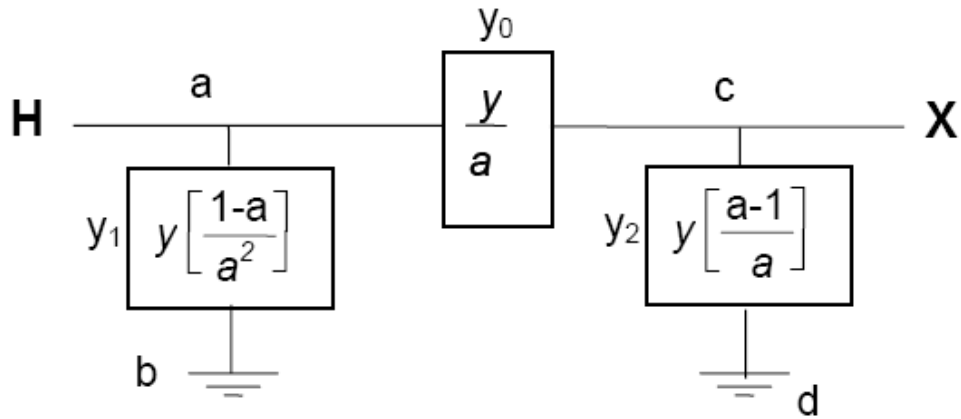


Figura J-4 Equivalente del transformador monofásico con tap en un devanado.

Analizando las ramas del circuito equivalente se puede observar que dependiendo de la posición del cambiador de tap se tienen una rama en derivación con comportamiento capacitivo y otra con comportamiento inductivo, o viceversa. En la Tabla siguiente se muestra la naturaleza de las ramas del circuito equivalente para diferentes valores de la relación de transformación.

Rama	$a < 1$	$a > 1$
$y_0$	Inductiva	Inductiva
$y_1$	Inductiva	Capacitiva
$y_2$	capacitiva	Inductiva

El flujo de potencia reactiva en el transformador estará gobernado por la posición del cambiador de tap. Cuando la posición del tap sea diferente a la nominal, la tendencia natural del flujo de potencia reactiva será desde la rama capacitiva hacia la rama inductiva, a menos que las condiciones del sistema impongan otra restricción.

## ANEXO K – MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS Y FALLAS

Una de las herramientas más poderosas para tratar con circuitos polifásicos desbalanceados es el método de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue. Un sistema desbalanceado de  $n$  fasores relacionados, se puede resolver con  $n$  sistemas de fasores balanceados llamados componentes simétricas de los fasores originales.

De acuerdo con el teorema de Fortescue, tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se puede descomponer en tres sistemas balanceados de fasores. Los conjuntos balanceados de componentes son:

- Componentes de secuencia positiva
- Componentes de secuencia negativa
- Componentes de secuencia cero

Como cada uno de los fasores desbalanceados originales es la suma de sus componentes, los fasores originales expresados en términos de sus componentes son:

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\ V_b &= V_b^0 + V_b^1 + V_b^2 \\ V_c &= V_c^0 + V_c^1 + V_c^2 \end{aligned} \quad K.1$$

El conjunto de tres fasores desbalanceados, a partir de los tres conjuntos de componentes simétricas se muestra en la figura K-1.

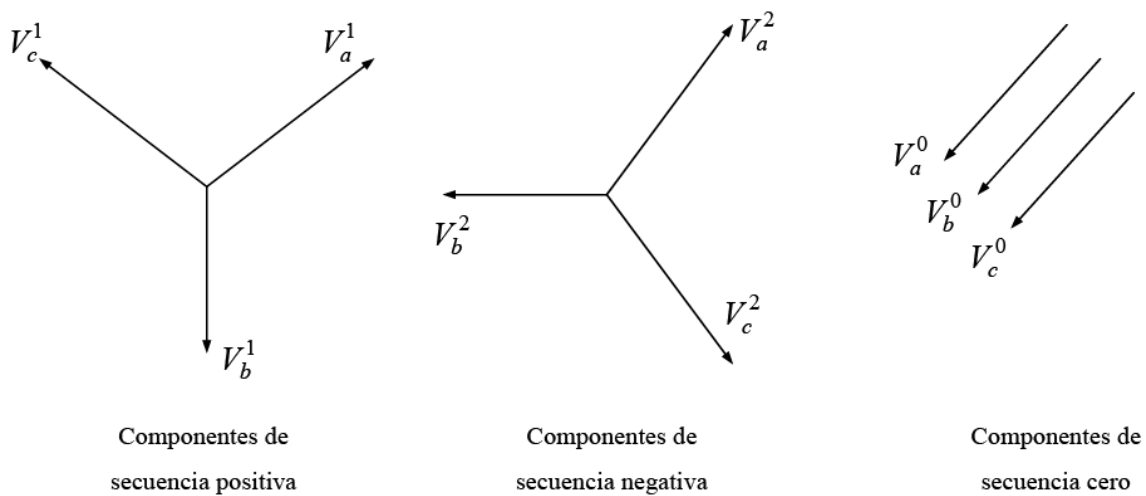


Figura K-1 Componentes simétricas de tres fasores desbalanceados

En la figura K-2 se observa la síntesis de tres fasores asimétricos a partir de tres conjuntos de fasores simétricos. La síntesis se hace a partir de la ecuación K.1, ahora se examinarán esta misma ecuación para determinar cómo descomponer tres fasores asimétricos en sus componentes simétricas.

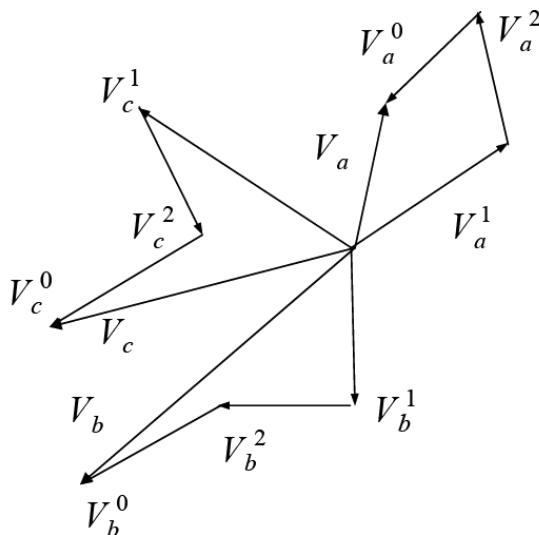


Figura K-2 Suma gráfica de las componentes para obtener tres fasores desbalanceados

Primero, se observa que el número de cantidades desconocidas se puede reducir al expresar cada componente de  $V_b$  y  $V_c$  como el producto de la componente de  $V_a$  y alguna función del operador  $a=1\angle 120^\circ$ :

$$V_b^0 = V_a^0$$

$$V_c^0 = V_a^0$$

$$V_b^1 = a^2 V_a^1$$

$$V_c^1 = a V_a^1$$

$$V_b^2 = a V_a^2$$

$$V_c^2 = a^2 V_a^2$$

En forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad K.2$$

Donde por conveniencia se tiene

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad K.3$$

Entonces, como se puede verificar fácilmente:

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad K.4$$

Así,

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

La misma transformación se aplica para corrientes

$$I^{abc} = T I^{012}$$

$$I^{012} = T^{-1} I^{abc}$$

El efecto sobre la impedancia es:

$$V^{abc} = Z^{abc} I^{abc}$$

$$TV^{012} = Z^{abc} T I^{012}$$

$$Z^{012} = T^{-1} Z^{abc} T \quad K.5$$

Los circuitos equivalentes de secuencia de transformadores trifásicos dependen de las conexiones de los devanados primario y secundario. Las diferentes combinaciones de los devanados  $\Delta$  y  $Y$  determinan las configuraciones de los circuitos de secuencia cero y el desfaseamiento en los circuitos de secuencia positiva y negativa. Estas conexiones se resumen, junto con sus respectivos circuitos de secuencia cero en la figura K-3.

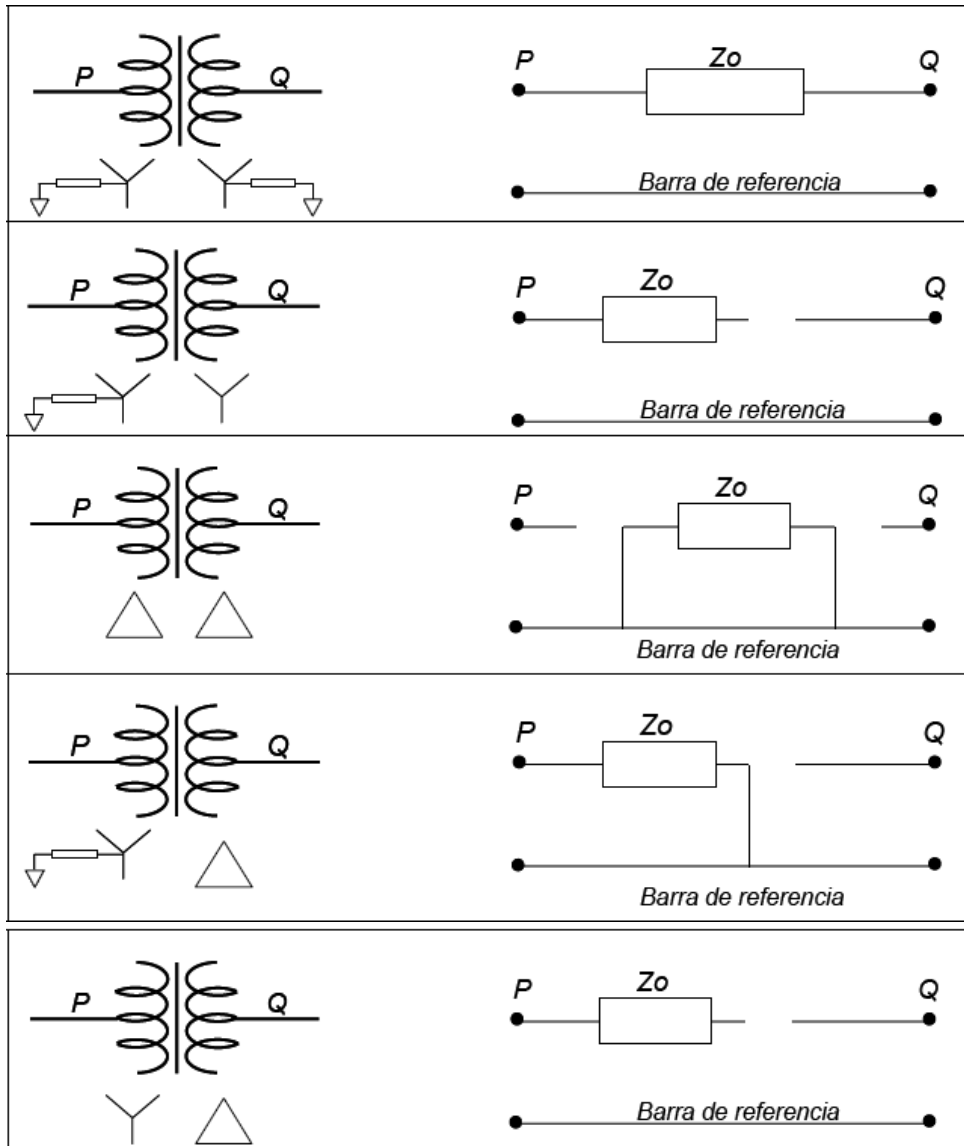


Figura K-3 Circuitos equivalentes de secuencia cero de banco transformadores trifásicos

### Simplificaciones en el modelo del sistema

Los circuitos equivalentes de secuencia cero, positiva y negativa, se pueden hacer ciertas simplificaciones que no afectarán la exactitud del resultado. Estas simplificaciones incluyen lo siguiente:

- Se ignoran los elementos shunt o derivaciones en el modelo del transformador y que son responsables de las corrientes de magnetización y pérdidas en el núcleo.
- Se ignora la capacitancia shunt en el modelo de línea.

- Se utiliza técnicas de análisis de circuitos en estado estable. La llamada desviación  $cd$ , se considera mediante el uso de un factor de corrección.
- Las fuentes internas del sistema en  $1\angle 0^\circ$ , o sea, se establecen todas las fuentes de voltaje en 1 PU y sin desfase, lo cual equivale a despreciar la corriente de prefalla.
- Para fines de simplicidad, se desprecia la resistencia en serie de los elementos de la red.

Un resumen de pasos a seguir para realizar un estudio de fallas en un SEP se menciona a continuación:

1. Se requiere un diagrama unifilar simple del sistema.
2. Son necesarias las impedancias de secuencias para todas las componentes. Estas incluyen valores para generadores, motores, transformadores, líneas y sistemas externos conectados.
3. Se identifican puntos (nodos) en los que se van a aplicar las fallas, para los tres circuitos de secuencia.
4. La falla es provocada mediante las interconexiones apropiadas entre circuitos de secuencia para el nodo elegido.
5. Los voltajes y corrientes de secuencia requeridos, se calculan por los métodos convencionales de análisis de circuitos de CA.

### Falla balanceada trifásica

Para representar la falla trifásica balanceada a través de una impedancia  $Z_f$  como se muestra en la figura K-4.

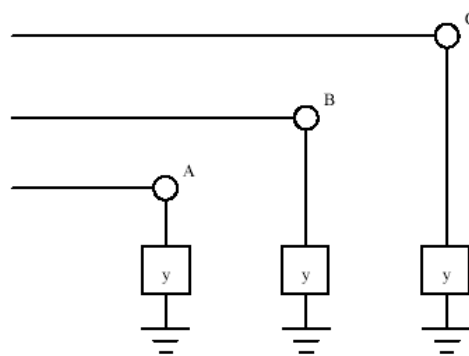


Figura K-4 Falla trifásica balanceada

Las condiciones terminales que se presentan permiten escribir:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z & 0 & 0 \\ 0 & Z & 0 \\ 0 & 0 & Z \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad K.6$$

Usando componentes simétricas tenemos:

$$V_0 = Z_f I_0$$

$$V_1 = Z_f I_1$$

$$V_2 = Z_f I_2$$

En la figura K-5 se muestra las conexiones correspondientes de los circuitos. Como los circuitos de secuencia cero y negativa son pasivos, solamente el circuito de secuencia positiva no es trivial:

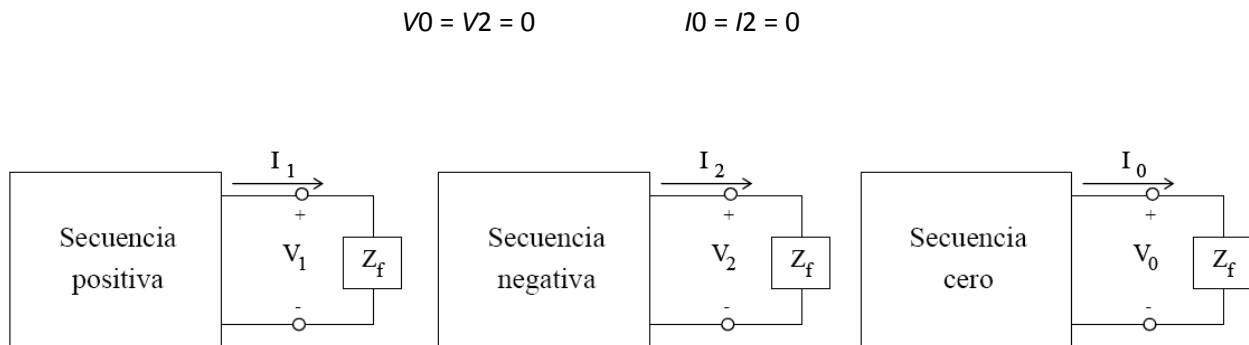


Figura K-5 Circuitos de secuencia para una falla trifásica balanceada

### Falla de línea monofásica a tierra

La falla monofásica de línea a tierra (que es el tipo más común de falla) es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas. Para una falla monofásica a tierra desde la fase a, a través de la impedancia  $Z_f$ , los segmentos de las tres líneas se conectan como se muestra en la figura K-6.



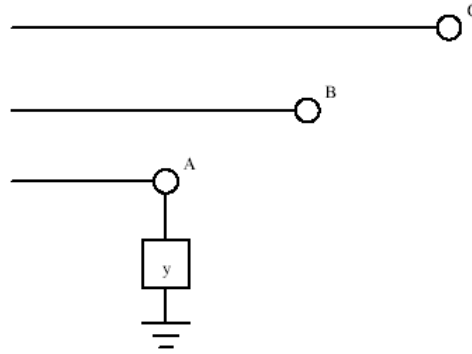


Figura K-6 Diagrama de conexiones de una falla monofásica a tierra.

Las condiciones terminales son tales que podemos escribir:

$$I_b = 0 \quad I_c = 0 \quad V_a = I_a Z_f$$

Con  $I_b = I_c = 0$ , las componentes simétricas de las corrientes están dadas por:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad K.7$$

y al realizar la multiplicación, se llega a:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{I_a}{3} \quad K.8$$

La ecuación  $V_a = I_a Z_f$  requiere también que:

$$\therefore V_0 + V_1 + V_2 = 3I_a Z_f \quad K.9$$

La ecuación K.8 esta condición se puede satisfacer si se interconectan los equivalentes Thevenin de las redes de secuencia en *serie*, como se muestra en la figura K-7.

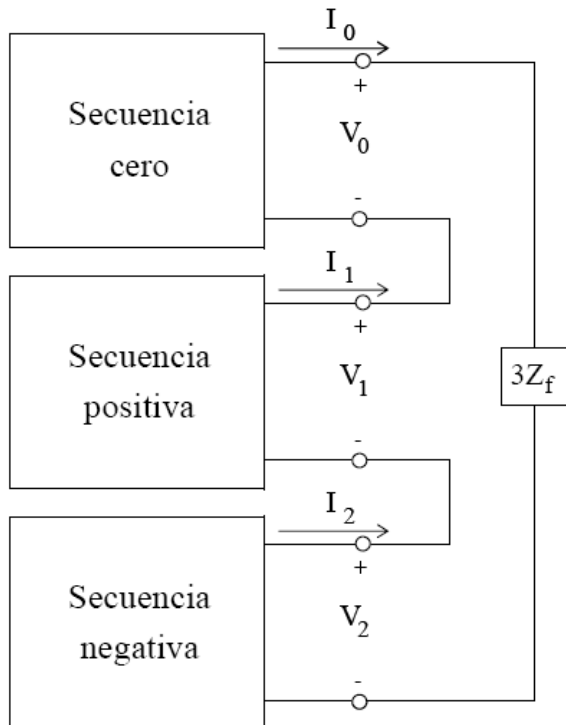


Figura K-7 Conexión de las redes de secuencia para simular una falla a tierra

Al encontrar la solución para  $I_0$  y al combinar el resultado con la ecuación K.8 se obtiene:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad K.10$$

### Falla de línea a línea

Para representar una falla línea a línea a través de una impedancia  $Z_f$  se conectan los segmentos de las tres líneas en la falla, de la manera mostrada en la figura K-8.

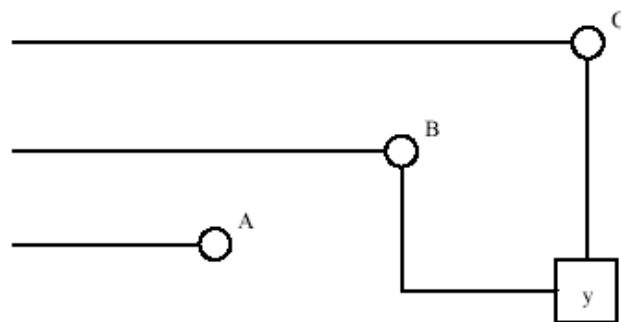


Figura K-8 Falla Línea a Línea

Las siguientes relaciones deben satisfacerse en el punto de falla

$$I_a = 0 \quad -I_c = I_b \quad V_b = I_b Z_f + V_c$$

Dado que  $-I_c = I_b$  e  $I_a = 0$ , las componentes simétricas de la corriente son:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} \quad K.11$$

resolviendo la ecuación, se muestra que:

$$\begin{aligned} I_0 &= 0 \\ I_1 &= -I_2 \end{aligned} \quad K.12$$

Los voltajes a través de la red de secuencia cero deben ser cero ya que no hay fuentes de secuencia cero, y porque  $I_0 = 0$ , la corriente no se inyecta a esa red debido a la falla.

Para satisfacer los requisitos de que  $I_1 = -I_2$ , se conectarán los equivalentes de Thevenin de las redes de secuencias positivas y negativas en *paralelo*, como se muestra en la figura K-9 Con el fin de mostrar que esta conexión de las redes también satisface la ecuación de voltaje  $V_b = I_b Z_f + V_c$

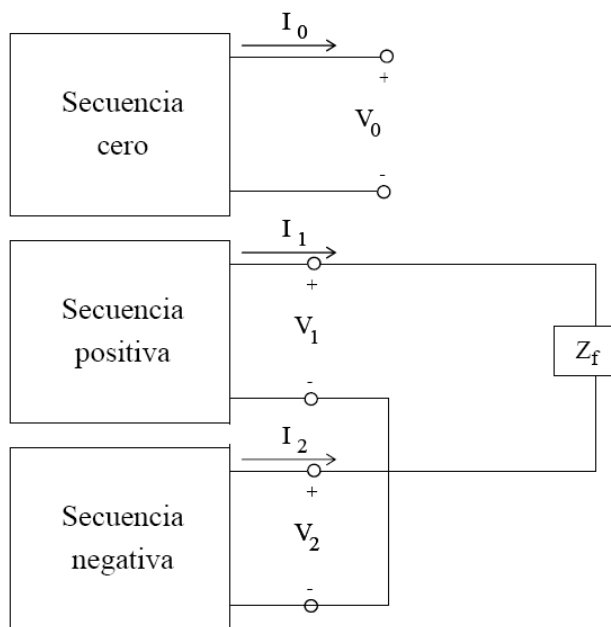


Figura K-9 Conexión de las redes de secuencia para una falla línea a línea

La ecuación para la corriente de secuencia positiva en la falla se puede determinar directamente de la figura K-9, así que

$$I_1 = -I_2 = \frac{v_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad K.13$$

### Falla de doble línea a tierra

Para representar una falla de doble línea a tierra a través de una impedancia  $Z_f$  se conectan los segmentos, de la manera mostrada en la figura K-10. Las condiciones son:

$$I_a = 0 \quad V_b = V_c \quad V_b = I_b + I_c Z_f$$

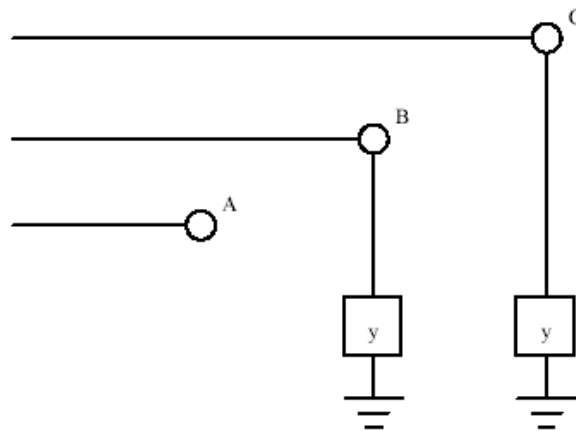


Figura K-10

Falla doble línea a tierra

Como  $I_a = 0$ , la corriente de secuencia cero está dada por  $I_0 = (I_b + I_c) / 3$  y los voltajes de la ecuación anterior dan:

$$V_b = V_c = 3Z_f I_0 \quad K.14$$

Al sustituir  $V_b$  en lugar de  $V_c$  en la transformación de las componentes simétricas, se encuentra que

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

La segunda y la tercera filas de esta ecuación muestran que

$$V_1 = V_2 \quad K.15$$

Mientras la primera fila y la ecuación (K.14) muestran que

$$3V_0 = V_a + 2V_b = (V_0 + V_1 + V_2) + 2(3Z_f I_0)$$

Se factorizan los términos de secuencia cero en un lado de la ecuación, haciendo  $V_2 = V_1$  y al despejar  $V_1$  se obtiene

$$V_1 = V_0 - 3Z_f I_0 \quad K.16$$

Al colocar juntas las ecuaciones (K.15 y K.16) y al observar nuevamente que  $I_a = 0$ , se llega a los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_2 = V_0 - 3Z_f I_0 \\ I_0 + I_1 + I_2 &= 0 \end{aligned} \quad K.17$$

Las ecuaciones características de la falla doble línea a tierra se satisfacen cuando las tres redes de secuencia se conectan en *paralelo* como se muestra en la figura K-11. El diagrama de conexiones de la red muestra que la corriente de secuencia positiva,  $I_1$ , está determinada al aplicar un voltaje de pre-falla  $V_f$  a través de la impedancia total, que consiste en  $Z_1$  en serie con la combinación paralelo de  $Z_2$  y  $(Z_0 + 3Z_f)$ . Esto es,

$$I_1 = \frac{V_f}{Z_1 + \left[ \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_f)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \right]}$$

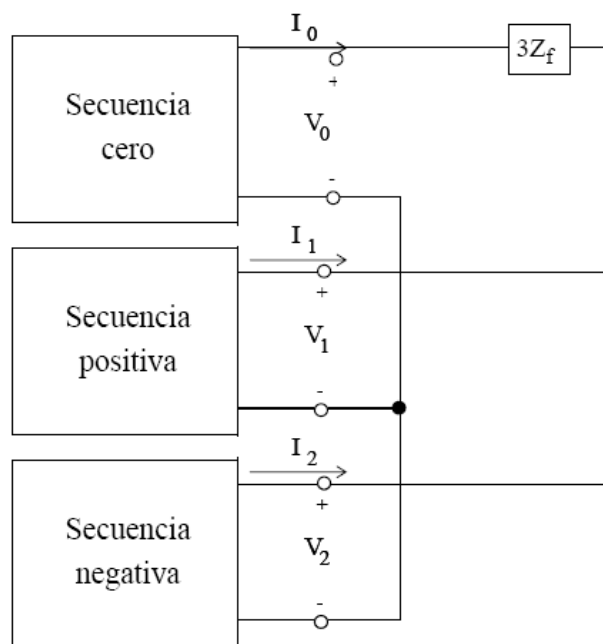


Figura K-11 Conexión de las redes de secuencia para una falla doble línea a tierra

**ANEXO L – TABLA DE ALARMAS EN SUPERVISORIO SITRACEN**

**Tipo de equipo: TRANSFORMADOR**

<b>Nombre del Punto</b>	<b>Descripción</b>
<b>AL-92000 BLOQ BP ACE C/A</b>	Alarma Para cuando se bloquea el cierre y apertura (C/A) del interruptor por baja presión ( BP ) de aceite (ACE) de sist hydr. en 52 de baja de T. El área de control no la requiere individual, sino agrupada en la de "AL-Z2XX0 BLOQUEO 52 ".
<b>AL-92000 FAL SIS HIDRAUL</b>	Alarma Para cuando haya un problema o falla (FAL) en el sistema (SIS) hidráulico (HIDRAUL) del interruptor de Alta del transformador.
<b>AL-42000 FAL SIS HIDRAUL</b>	Alarma Para cuando haya un problema o falla (FAL) en el sistema (SIS) hidráulico (HIDRAUL) del interruptor de baja del transformador.
<b>AL-42000 SIN PROTECC</b>	Alarma (AL) de indicación que el 52 de baja del Transformador se quedó sin protecciones por estar transferidas. Al abrir la cuchilla 9 se desconectan las protecciones sobre el interruptor propio y es cuando cae esta alarma.
<b>AL-T 00 SOBRE CARGA</b>	Alarma (AL) de sobrecarga del transformador (T), respecto a su capacidad nominal de MVA.
<b>AL-T 00 BAJAR CTAP</b>	Alarma (AL) para cuando baje una posición de Tap el Cambiador de Taps (CTAP) del Transformador(T).
<b>AL-T 00 CAMBIAD TAP</b>	Alarma (AL) para cuando se cambia el control del Cambiador de Taps del Transformador(T) de automático a manual o viceversa.
<b>AL-T 00 CTAP BLOQUEO</b>	Alarma de bloqueo del cambiador de taps ( CTAP ) de transformador (T).
<b>AL-T 00 FALL EQ ENFRIA</b>	Alarma (AL) de falla de equipo de enfriamiento forzado del transformador (T).
<b>AL-T 00 FVCA CTAP</b>	Alarma (AL) de Falta de voltaje de corriente alterna (FVCA) en Cambiador de Taps (CTAP) del Transformador(T)
<b>AL-T 00 FVCD REL COM</b>	Alarma (AL ) Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en alimentación de relevador de comunicaciones ( REL COM ). Puede ser el REL SEL 2030 u otros.
<b>AL-T 00 FVCD PR CTAP</b>	Alarma (AL) de Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en protección (PR) 63 (buchholtz) y control del Cambiador de Taps (CTAP) del Transformador(T).
<b>AL-T 00 FVCD PR PRI/RES</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en alguna de las protecciones primarias(PRI) o de respaldo ( RES) del transformador (T) y su 52 ( 87T, 50/51 T, 50FI,).
<b>AL-T 00 FVCD RE AUX</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en la alimentación de circuitos de 89's, 63, 25, 49,86, Relés Auxiliares , asociados al transformador(T).

<b>AL-T 00 PR OPER ANOR</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Operación anormal (defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador) en protecciones del transformador (T): 87, 50/51, 50FI.
<b>AL-T 00 SUBIR CTAP</b>	Alarma (AL) para cuando sube una posición de Tap el Cambiador de Taps (CTAP) del Transformador (T).
<b>AL-T 00 43-PROT</b>	Alarma para transferencia de disparos por protecciones o accesorios de transformador comodin o sustituto al transformador TXX
<b>AL-T 00 49T ACEITE</b>	Alarma de Sobretemperatura tomada del medidor de temperatura de aceite (49T) de cuba del transformador (TXX).
<b>AL-T 00 49T 90 GRADOS</b>	Alarma de Sobretemperatura (49TRO o de donde se obtenga, del 26Q o 49T) de transformador (TXX).XX:número de Transformador
<b>AL-T 00 63 BUCHLTZ</b>	Alarma del relevador Buchholtz de cuba principal del Transformador (T).
<b>AL-T 00 63 BNA BPN</b>	Alarma agrupada de de bucholtz (63) o bajo nivel de aceite (BNA) o baja presión de Nitrógeno (BPN) de Transformador.
<b>AL-T 00 63 BUCH CAMBTAP</b>	Alarma del relevador Buchholtz ( BUCH) del cambiador de taps (CAMBTAP) del Transformador (T).
<b>AL-T 00 87T</b>	Alarma (AL) de bloqueo/desbloqueo de protección (PR) diferencial (87) del transformador (T).
<b>CT-CTAP T 00 EDO</b>	Mando para cuando se cambia el control del Cambiador de Taps (CTAP) del TXX de automático a manual o viceversa (solo cuando T tenga cambiador de tap bajo carga ). CT:control. EDO:estado.
<b>CT-T 00 POS CTL TAP</b>	Mando para subir o bajar una posicion (POS) de tap del Cambiador de Taps del TXX (solo cuando T tenga cambiador de tap bajo carga ). CT:control. EDO:estado.
<b>CT-87T T 00 EDO</b>	Mando de bloqueo/desbloqueo de Protección diferencial de Transformador(87T). El Area de control no requiere este mando, solo la indicación de bloqueo/desbloqueo. CT:control. EDO:estado.
<b>PR-26Q T 00</b>	Indicación de Sobretemperatura de aceite 90° (26Q) en cuba del transformador (T).
<b>PR-49TRO T 00</b>	Indicación de Sobretemperatura de 105° de imagen térmica de devanado (49TRO) del transformador (T).
<b>PR-50FI 92000 T 00</b>	Indicación de operación de Protección (PR) de falla de apertura interruptor de alta (50FI) del transformador (T).
<b>PR-50FI 42000 T 00</b>	Indicación de operación de Protección (PR) de falla de apertura interruptor de baja (50FI) del transformador (T)XX, ante fallas.
<b>PR-50/51 T 00 ALTA</b>	Sin Descripción
<b>PR-50/51 T 00 BAJA</b>	Indicación de operación de protección (PR) de Sobrecorriente de Fase / Neutro (50/51) de alta del Transformador (T).
<b>PR-51NT T 00</b>	Operación de protección (PR) de Sobrecorriente de Fase / Neutro (50/51) de baja del Transformador (T).

<b>PR-51X T 00 OP AUTOMAT</b>	Indicación de operación de protección (PR) de Sobrecorriente de baja ( 51X ) del Transformador (T), operando automatismo ( OP AUTOMAT ) que dispara 52 de baja, abre 52s de sus alimentadores y bloquea sus recierres, continuando con lógica de normalización automática.
<b>PR-63BH T 00</b>	Indicación de operación de relé Bucholtz (63BH) del T y/o del Cambiador de Taps del transformador (T).
<b>PR-63SP T 00</b>	Indicación de operación de relevador de Sobrepresión súbita (63SP) en cuba principal o la del cambiador de Taps del transformador (T).
<b>PR-86ACC T 00</b>	Indicación de bloqueo de relevador auxiliar de disparo (86ACC, relé de reposición manual) por operación de algún accesorio (ACC) del transformador (T)XX, como puede ser bucholtz, sobretemperatura,etc.
<b>PR-86T T 00</b>	Indicación de bloqueo de relevador auxiliar de disparo (86T, rele de reposición manual) por operación de 87T o de algún accesorio del transformador (T).
<b>PR-87T T 00</b>	Protección (PR) diferencial (87) del Transformador (T).

**Tipo de equipo: Línea de Transmisión**

<b>Nombre del Punto</b>	<b>Descripción</b>
<b>AL-OPERO PP1 LTS 85 KV</b>	Alarma agrupada que indica la operación de de la protección primaria 1 (PP1) de una(s) de las línea(s) ( LTS ) de 85 KV.
<b>AL-OPERO PP1 LTS 230 KV</b>	Alarma agrupada que indica la operación de de la protección primaria 1 (PP1) de una(s) de las líneas de 230 KV.
<b>AL-OPERO PP2 LTS 230 KV</b>	Alarma agrupada que indica la operación de de la protección primaria 2 (PP2) de una(s) de las líneas de 230 KV.
<b>AL-OPERO RDT LTS 85 KV</b>	Alarma agrupada que indica que hubo una recepción de disparo transferido (RDT) en una(s) de las línea(s) ( LTS ) de 85 KV.
<b>AL-OPERO RDT LTS 230 KV</b>	Alarma agrupada que indica que hubo una recepción de disparo transferido (RDT) en una(s) de las líneas de 230 KV.
<b>AL-OPERO 67N LTS 85 KV</b>	Alarma agrupada que indica la operación de la protección 67N de una(s) de las línea(s) ( LTS ) de 85 KV.
<b>AL-OPERO 67N LTS 230 KV</b>	Alarma agrupada que indica la operación de la protección 67N de una(s) de las líneas de 230 KV.
<b>AL-73000 ALARMA GRAL</b>	Alarma general para fallas en 52 de línea, como puede ser FVCA, FVCD, etc.



<b>AL-73000 BPA BPN SF6 RES</b>	Alarma agrupada: Para cuando haya baja presión de aire (BPA), de nitrógeno (BPN), de SF6, resorte descargado (RES) en 52 de línea (poner las que procedan, si solo es de BPA y SF6 irían estas solamente, etc.).
<b>AL-73000 FAL SIS HIDRAUL</b>	Alarma Para cuando haya un problema o falla (FAL) en el sistema (SIS) hidráulico (HIDRAUL) del interruptor propio de línea.
<b>AL-73000 FVCD PR PRI/RES</b>	Alarma agrupada: Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en alguna de las protecciones de línea y su 52 (PP1, PP2, 67N, 50FI, etc.).
<b>AL-73000 PP1 FAL CANAL</b>	Alarma para falla en canal de comunicaciones dedicado a protección primaria 1 (PP1 que puede ser 87L, 21L) de línea de transmisión.
<b>AL-73000 PP2 FAL CANAL</b>	Alarma para falla en canal de comunicaciones dedicado a protección primaria 2 (PP2) de línea.
<b>AL-73000 PR OPER ANOR</b>	Alarma agrupada: Para Operación anormal (defecto electrónico por auto diagnóstico de relevador) en protecciones de línea: PP1, PP2, 67N, 50FI.
<b>AL-73000 TLP FO</b>	Bloqueo de la teleprotección (TLP) por problemas en algún equipo (comunic, reles, etc.). FO: fibra óptica. TLP: Es la teleproteccion asociada a la PP1 que se va por la fibra óptica; aunque PP1 o PP2 pueden irse (por diseño del esquema) por cualquier canal en caso de falla de uno de los 2 (FO u Oplat).

**Tipo de equipo: Bus igual o mayor a 85 KV**

<b>Nombre del Punto</b>	<b>Descripción</b>
<b>AL-B 230 ALTO VOLTAJE</b>	Alarma (AL) Para cuando se tenga alto voltaje en el bus, de acuerdo al límite máximo ajustado en relevador por necesidad del proceso ( transm, prod, distr ) correspondiente.
<b>AL-B 230 BAJO VOLTAJE</b>	Alarma (AL) Para cuando se tenga bajo voltaje en el bus, de acuerdo al límite máximo ajustado en relevador por necesidad del proceso ( transm, prod, distr ) correspondiente.
<b>AL-B 230 DIS POL 89 87B</b>	Alarma (AL) Para cuando la 87B detecte Discordancia de polos (DISPO) o error de señalización de posición de cuchilla(s).
<b>AL-B 230 FAL COM 87FASSR</b>	Alarma (AL) al presentarse una falla en la comunicación del relevador de protección diferencial de Bus (87 ) de la fase A (FA ) y el subsistema remoto (SSR) del SICLE o UTR. No afecta la protección, solo se deja de enviar datos a los supervisorios locales y remotos.

<b>AL-B 230 FAL COM 87FBSSR</b>	Alarma (AL) al presentarse una falla en la comunicación del relevador de protección diferencial de Bus (87 ) de la fase B (FB ) y el subsistema remoto (SSR) del SICLE o UTR. No afecta la protección, solo se deja de enviar datos a los supervisorios locales y remotos.
<b>AL-B 230 FVCD PR 87B</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en protección diferencial de buses 1 y 2 de 230 KV.
<b>AL-B 230 FVCD RE AUX</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en la alimentación de circuitos de 86B, 86FI y Relés Auxiliares, asociados a los buses 1 y 2 de 230 KV.
<b>AL-B 230 OPERO 87 Y 86</b>	Alarma agrupada que indica la operación de la protección(es) 87B Y 86B de los buses.
<b>AL-B 230 PR OPER ANOR</b>	Alarma (AL) Para Operación anormal (defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador) en protección diferencial de buses 1 y 2 de 230 KV.
<b>AL-B 230 TP FALL FUSIBLE</b>	Alarma (AL) Para cuando falle (FALL) fusible de TP o DP del bus.
<b>AL-B 230 87B</b>	Alarma (AL) de bloqueo/desbloqueo de protección (PR) diferencial (87) del bus 1y2 (B1y2). por fallas externas al relevador, incluyendo bloqueo manual.
<b>AL-B 230 87B OP ANOR FA</b>	Alarma (AL) para Operación anormal (OP ANOR )(defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador y otros como falla de comunicación entre módulos de la 87B, etc.) en fase A ( FA ) de protección diferencial de bus(es) (87B).
<b>AL-B 230 87B OP ANOR FB</b>	Alarma (AL) para Operación anormal (OP ANOR )(defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador y otros como falla de comunicación entre módulos de la 87B, etc.) en fase B ( FB ) de protección diferencial de bus(es) (87B).
<b>AL-B 230 87B OP ANOR FC</b>	Alarma (AL) para Operación anormal (OP ANOR )(defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador y otros como falla de comunicación entre módulos de la 87B, etc.) en fase C ( FC ) de protección diferencial de bus(es) (87B).
<b>AL-B 230 87B MOD PRUEBA</b>	Alarma (AL) en protección diferencial de bus de 230 KV (87B) para cuando la protección está en modo prueba.
<b>AL-B 230 87B TCS ABIERTO</b>	Alarma (AL) en protección diferencial de bus de 230 KV (87B) para cuando esta detecta que se abrió un TC de la diferencial de bus.
<b>AL-B 230 87B1</b>	Alarma (AL) de bloqueo/desbloqueo de protección (PR) diferencial (87) del bus 1 (B1), por fallas externas al relevador, incluyendo bloqueo manual.

<b>AL-B 230 87B1 OP ANORMAL</b>	Alarma (AL) Para Operación anormal (OP ANORMAL )(defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador) en protección diferencial de bus 1 de 230 KV ( también incluye falla de comunicación entre modulos de la 87B1).
<b>AL-B 230 87B1 TC ABIERTO</b>	Alarma (AL) en protección diferencial de bus 1 de 230 KV (87B1) para cuando esta detecta que se abrió un TC de la diferencial de bus.
<b>AL-B 230 87B1Y2 UNAZONA</b>	ESTA ALARMA DE BUSES INTERCONECTADOS CAE CUANDO ESTA CERRADA LA CUCHILLA 1 Y 2 O 8 Y EL INTERRUPTOR CERRADO DE CUALQUIER BAHIA MENOS LA DEL 99010. LA LOGICA( LOG) DE LA 87 VE UNA ZONA QUE ABARCARIA LOS 2 BUSES.
<b>AL-B 230 87B2</b>	Alarma (AL) de bloqueo/desbloqueo de protección (PR) diferencial (87) del bus 2 (B2), por fallas externas al relevador, incluyendo bloqueo manual.
<b>AL-B 230 87B2 OP ANORMAL</b>	Alarma (AL) Para Operación anormal (OP ANORMAL )(defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador) en protección diferencial de bus 2 de 230 KV ( también incluye falla de comunicación entre modulos de la 87B2).
<b>AL-B 230 87B2 TC ABIERTO</b>	Alarma (AL) en protección diferencial de bus 2 de 230 KV (87B2) para cuando esta detecta que se abrió un TC de la diferencial de bus.
<b>B -00 230 HZ</b>	Medición de la frecuencia en HZ del BUS X DE 230 KV.
<b>B -00 230 KV</b>	Medición de voltaje en KV del BUS X DE 230 KV.
<b>PR-86B B1 230</b>	Indicación de bloqueo de relevador auxiliar de disparo (86B) ( de reposición manual ) del bus 1 de 230 KV.
<b>PR-86B B2 230</b>	Indicación de bloqueo de relevador auxiliar de disparo (86B) ( de reposición manual ) del bus 2 de 230 KV.
<b>PR-86FI B1 230</b>	Indicación de operación de relevador auxiliar de disparo (86FI) ( de reposición manual ) del bus 1 de 230 KV.
<b>PR-86FI B2 230</b>	Indicación de operación de relevador auxiliar de disparo (86FI) ( de reposición manual ) del bus 2 de 230 KV.
<b>PR-86FI 90000</b>	Indicación de operación de Protección (PR) de falla de apertura interruptor ( 86FI propio del interruptor ) ante fallas .
<b>PR-87B BT 230</b>	Indicación de operación de protección (PR) diferencial (87) del BUS de transferencia DE 230 KV
<b>PR-87B B1 230</b>	Indicación de operación de protección (PR) diferencial (87) del BUS 1 DE 230 KV.
<b>PR-87B B2 230</b>	Indicación de operación de protección (PR) diferencial (87) del BUS 2 DE 230 KV.
<b>PR-87B Z4 230</b>	Indicación de operación de protección (PR) diferencial (87) de DE 230 KV en zona 4 (Z4 ). Z4=PUNTO CIEGO QUE por ubicación de TCs no los cubre la 87B, pero esta tiene una lógica implementada que si hay una falla en z4, opera.

**Tipo de equipo: Capacitor**

Nombre del Punto	Descripción
<b>AL-CP 00 FVCD PR PRI/RES</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en alguna de las protecciones primarias (PRI) o de respaldo ( RES) del BANCO DE CAPACITORES paralelo (CP).
<b>AL-CP 00 FVCD PR 50/51</b>	Alarma (AL) Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en protección (PR) de Sobrecorriente inst. y/o con retardo (50/51) del banco de capacitores.
<b>AL-CP 00 FVCD PR 59N</b>	Alarma (AL) Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en protección (PR) de sobrevoltaje de neutro a tierra (59N) por desbalance en banco de capacitores . CP: capacitor en paralelo.
<b>AL-CP 00 FVCD RE AUX</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en la alimentación de circuitos de 89's,86 o Relés Auxiliares (RE AUX ) , asociados al BANCO DE CAPACITORES paralelo(CP).
<b>AL-CP 00 PR OPER ANOR</b>	Alarma (AL) agrupada: Para Operación anormal (defecto electrónico por autodiagnóstico de relevador) en protecciones: 50/51C, 59N, 50FI del BANCO DE CAPACITORES (CP).
<b>AL-45000 ARR BBA ACEITE</b>	Alarma Para cuando arranca (ARR) bomba de presión (BBA ) de aceite en sistema hidraulico de interruptor de banco de capacitores paralelo (CP).
<b>AL-45000 FAL SIS HIDRAUL</b>	Alarma Para cuando haya un problema o falla (FAL) en el sistema (SIS) hidráulico (HIDRAUL) del interruptor del banco de capacitores.
<b>AL-45000 FVCA</b>	Alarma Para Falta de voltaje de corriente alterna (FVCA) en alimentaciones del interruptor del banco de capacitores.
<b>AL-45000 FVCD PR PRI/RES</b>	Alarma agrupada: de Falta de voltaje de corriente directa (FVCD) en protecciones (PR) de Sobrecorriente de Fase / Neutro (50/51) del banco de capacitores de 13.8 KV . XX:número económico de banco de capacitores. PRI:Primaria. RES:de respaldo.
<b>CP-00 MVAR</b>	Medición de MVAR del BANCO DE CAPACITORES (CP).
<b>CP-00 DESBAL VOLT</b>	MEDICION DE voltaje de neutro a tierra (59N) por desbalance en BANCO DE CAPACITORES (CP).
<b>PR-50/51 CP 00</b>	Indicación de operación de protección (PR) de Sobrecorriente de Fase / Neutro (50/51) del BANCO DE CAPACITORES (CP).
<b>PR-59N CP 00</b>	Indicación de operación de protección (PR) de sobrevoltaje de neutro a tierra (59N) por desbalance en BANCO DE CAPACITORES (CP).

**ANEXO M – TABLA DE ALARMAS EN SUPERVISORIO SICRAD**

**Alarmas provenientes de los equipos en las subestaciones**

**1.- Operación de protecciones.**

Descripción del punto	Observaciones
<b>...P.... PROT. PRIM</b>	
a).- Líneas	Alarma de operación del esquema de protección primaria de la línea por: 87H hilo piloto, en líneas de 85 ó 230 kV. 87C onda portadora, en líneas de 85, 230 ó 400 kV.
b).- Cables	Alarma de operación del esquema de protección primaria del cable por: 87H hilo piloto, en cables de 230 kV.
c).- Bancos	Alarma de operación del esquema de protección primaria y/o de respaldo del banco de transformadores por: 63 Buchholz, en bancos 421, 221, 28 u 82 87T Diferencial en bancos 421, 221, 28 u 82 87Tb Diferencial corta en bancos 421 51-1,3/I Sobrecorriente instantánea en bancos 221, 28 u 82 67N Sobrecorriente de tierra, en bancos 28 u 82 51N Sobrecorriente de tierra, en bancos 28 u 82 Auxiliar del sistema contra incendio. NOTA: En algunos casos el 86-63 se elimina y sólo existe el 86X
<b>...R.... PROT. RESP.</b>	
a).- Líneas	Alarma de operación del esquema de protección de respaldo de la línea por: Esquema de protección de respaldo en líneas de 400 kV. 21 Distancia, 2ª zona, en líneas de 230 kV. 67-1,2,3 Sobrecorriente direccional, en líneas de 230 u 85 kV

67N Sobrecorriente direccional de tierra en líneas de 230 u 85 kV.  
 51-1,2/ $\tau$ Sobrecorriente de tiempo inverso en líneas radiales de 85 kV.  
 51N Sobrecorriente de tierra de tiempo en líneas radiales de 85 kV.

b).- Cables

Alarma de operación del esquema de protección de respaldo del cable por:

51-1,2/ $\tau$ Sobrecorriente de tiempo en cables de 230, 85 kV.

67N Sobrecorriente direccional de tierra en cables de 230 kV.

c).- Bancos

Alarma de operación del esquema de protección de respaldo del banco por:

51-1,3/ $\tau$ Sobrecorriente con tiempo en bancos 221, 28 u 82.

51T/TT Sobrecorriente en neutro, en bancos 421, 221, 28 u 82.

. . .P. . .BAR. ./ . .  
 .PD

Alarma de operación del esquema de protección diferencial de barras por:

87B Protección diferencial, barras 1 ó 2 de 400, 230, 85 ó 23 kV.

63, 51-1, 2, 3, 51T Protección de bancos de tierra en 85 kV.

86FI Protección de respaldo local contra falla de interruptor; sólo en 400 kV (cuando falla el interruptor del lado barra).

. . .FI. . .PROT FI. .  
 .KV

Operación de la protección de respaldo local contra falla de interruptor.

2.- Alarmas de equipos.

Descripción del punto	Observaciones
-----------------------	---------------

. . . A. . . 5. . . . . BLOQ.

Alarma de emergencia por bloque0 de disparo del interruptor por:  
 27-Falla CD.

Ver nota en alarma AWO.  
Disparo bloqueado por baja presión,  
Baja presión aire.  
Baja presión gas.  
Posición de "LOCAL" en el gabinete del interruptor.

**...A71 ALERTA BANCOS** Alarma de alerta (común) de los transformadores de potencia y de tierra por:  
27-falla C.A. en auxiliares.  
Alta temperatura aceite  
Bajo/Alto nivel de aceite  
Alta/Baja presión de nitrógeno.  
Sobrepresión de transformador.  
Falla flujo en bombas.  
Cambiador de derivaciones fuera de posición.

**...A...T...AL EMERG.** Alarma de emergencia del transformador por  
27-Falla C.D.  
63-Buchholz 1er. Paso

**...AZO AL GRAL INTS.** Alarma de alerta general (común) de los interruptores de 400, 230 y 85 kV que no bloquea el disparo del interruptor por:  
Falla C.A.  
Motor fuera de sobrecarga  
Presión máxima/mínima aire  
Asincronismo de fases

**...AZ2 SOBRECARGA**  
**T28'S** Cuando están en paralelo 3 o más bancos, se manda alarma en lugar de disparo para evitar el disparo en cascada.

Descripción del punto	Observaciones
. . .AZ3 INT 23KV AL GRAL	<p>Alarma de alerta general (común) de los interruptores de 23 kV que no bloquea el disparo del interruptor por:</p> <p>Baja tensión.</p> <p>Otras alarmas dependiendo de la marca y tipo. Falla C.D. en el tablero de baja frecuencia.</p>
. . .AZ4 DESB NEUTRO CAP.	<p>Alarma de alerta (común) de los bancos de capacitores indicando existencia de voltaje en el neutro de las estrellas.</p>
. . .AZ5 ALERT BAT 125/48	<p>Alarmas de alerta (común) de las baterías de 125 V y de 48 V, por:</p> <p>27D/62 Pérdida del cargador de la batería de 48 V por 10 min.</p> <p>27D/62 Pérdida del cargador de la batería de 125 V por 10 min.</p> <p>27A/62 Falta de C.A. en las barras que alimentan los cargadores por 10 min.</p>
. . .AZ6 EMERG. BAT 125V.	<p>Alarma de emergencia de la batería de 125 V al llegar su voltaje a un valor cercano a los 110V, pero existiendo aún capacidad para realizar maniobras.</p>
. . .AZ7 FALA SERV. CA	<p>Alarma de alerta de falla de servicio de estación o la planta de emergencia por:</p> <p>27A/62 Falta de CA en las barras del servicio de estación interior por 5 min.</p> <p>Este retardo permite recierres de alimentación preferente, entrada de alimentación emergente y entrada de la planta de emergencia. Si las barras están alimentadas por la planta de emergencia, la alarma no aparece.</p> <p>Alarma de alerta de la planta de emergencia (en servicio o trabajando por programa) por:</p> <p>Alta temperatura</p> <p>Sobrevelocidad</p> <p>Baja presión aceite</p> <p>Falla de batería de arranque</p>



Descripción del punto	Observaciones
<b>. . .AZ8 FALL DIF BAR GRAL</b>	<p>Alarma de alerta (común) por falla en la protección diferencial de barras por:</p> <p>87B-Falla del relevador RIAH423</p> <p>27DB-Falla de C.D. al relevador.</p>
<b>. . .AYO FALLA H.P.</b>	<p>Alarma de alerta (común) por falla del canal de hilo piloto por:</p> <p>PMD1 Supervisores del hilo piloto.</p> <p>PM23 Supervisores del hilo piloto</p> <p>Alarma de alerta (común) por fallas en los equipos de Onda Portadora con posibilidad de canal de protección y/o comunicación.</p>
<b>...AY1 FALLA OP/AT</b>	
<b>. . .AY2 FALLA SIST. AIRE</b>	<p>Alarma de alerta (común) de falla en el sistema general de aire de los interruptores por:</p> <p>Falla C.A.</p> <p>Baja presión.</p> <p>Alta presión.</p>
<b>. . .AY3 SIST. CONTRA INC.</b>	Alarma de emergencia (común) de operación del sistema contra incendio.
<b>. . .AY5 BAJA FREC. PASO 1</b>	<p>Alarma de emergencia de desconexión automática de carga por:</p> <p>Baja frecuencia 1er. Paso.</p>
<b>. . .AY6 BAJA FREC. PASO 2</b>	<p>Alarma de emergencia de desconexión automática de carga por:</p> <p>Baja frecuencia 2º paso</p>
<b>. . .AY8 EMERG SF6 GRAL SE</b>	<p>Alarma de emergencia (común) de falla del equipo de SF6 de una subestación blindada por:</p> <p>SW-2 Monitor de gas al bajar la densidad del gas SF6 un 20% de la nominal en cualquier compartimiento de la subestación. Cuando sólo exista una sola alarma por SE. Se alarmará a 10%.</p>
<b>. . .AY9 ALER SF6 GRAL SE</b>	<p>Alarma de alerta (común) de baja presión del gas SF6, por:</p> <p>SW-1 Monitor de gas al bajar densidad del gas SF6 un 10% de la nominal, en cualquier compartimiento de la subestación.</p>

Descripción del punto	Observaciones
<p><b>..AX2 F EQ ACEIT CABLS</b></p>	<p>Alarma de alerta (común) del equipo de bombeo de aceite de los cables por:</p> <p>Alta/baja presión de N.2</p> <p>Alto nivel de aceite en el depósito</p> <p>Operación excesiva de las bombas</p>
<p><b>...AX3 F ACEIT C. . . .</b></p>	<p>Alarma de emergencia del equipo de aceite del cable 1 por:</p> <p>Bajo nivel de aceite</p> <p>Alta presión de aceite</p> <p>Baja presión de aceite (A/D)</p> <p>Falla de C.A. en las bombas</p>
<p><b>...AX4 F ACEIT C. . . .</b></p>	<p>Alarma de emergencia del equipo de aceite del cable 2.</p> <p>Igual al anterior pero para el cable 2</p>
<p><b>...AX5 F CEIT C. . . .</b></p>	<p>Alarma de emergencia del equipo de aceite del cable 3.</p> <p>Igual al anterior pero para el cable 3</p>
<p><b>...AX6 F ACEIT C. . . .</b></p>	<p>Alarma de emergencia del equipo de aceite del cable 4.</p> <p>Igual al anterior pero para el cable 4</p>
<p><b>. . . .AX7 LOCAL/REMOTO</b></p>	<p><b>IND</b> Alarma de alerta para indicar que el control de los elementos de la subestación está habilitado para: operar.</p> <p>AL: Local-Control únicamente desde la subestación .</p> <p>NL: Remoto-Control desde las oficinas de operación.</p>

## 12 Bibliografía

*Diseño de subestaciones eléctricas.* Ing. José Raúl Martín. Facultad de Ingeniería.

*Redes eléctricas tomo 1.* Jacinto Viqueira Landa. Facultad de Ingeniería.

*Redes eléctricas tomo2.* Jacinto Viqueira Landa. Facultad de Ingeniería.

*La calidad de la energía en los sistemas eléctricos.* Gilberto Enríquez Harper. Limusa.

*The art & science of protective relaying.* Rusell Mason. GE.

*Power system stability and control.* P. Kundur. McGraw-Hill.

*Electrical power systems.* B. M. Weedy. John Wiley & Sons.

*Generation, transmission and utilization of electrical power.* A.T. Starr. Sir Isaac Pitman and Sons Ltd.

Manual de conceptos eléctricos. LyFC.

Prontuario de información técnica del Área de Control Central.

Manual de fundamentos de sistemas eléctricos de potencia. Curso en la CFE impartido por la Subdirección del CENACE, Área de Control Oriental.

Manual de equipo eléctrico. Curso en la CFE impartido por la Subdirección del CENACE, Área de Control Oriental.

Manual de control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia. Florencio Aboytes García. Curso en la CFE impartido por la Unidad de Ingeniería Avanzada, Área de Control Oriental.

Información referente a Líneas de Transmisión proporcionada por la Gerencial Regional de Transmisión Central, Zona de Transmisión Metropolitana.

Manual de bombeo de los cables de 85 KV de LyFC

Instrucciones para bombeo manual de aceite en cables de potencia presurizados de 85 KV. Ing. Federico Hernández González.

Reglamento de operación de la CFE.

[www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx)

[www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)

Páginas web internas de la Comisión Federal de Electricidad.