

1984  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



---

**COORDINACION Y AJUSTE DE LAS PROTECCIONES  
POR SOBRECORRIENTE EN LA PLANTA  
TERMoeLECTRICA GUAYMAS II.**

**Dir. Ingeniero Pablo Kawashima H.**

**T E S I S**

**Que para obtener el Título de  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**P r e s e n t a n**

**P. Carlos Bernal Juárez  
José Ascención Peña Guerrero**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# I N D I C E

	PAG.
CONTENIDO	
INTRODUCCION	
CAPITULO I.- CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA COORDINACION DEL - ESQUFMA DE PROTECCIONES EN LA PLANTA TERMOFLECTRICA - DE 168 MW. -----	1
1.1. Generalidades. -----	1
1.2. Necesidades de la coordinaci3n del sistema de pro tecci3n el3ctrico. -----	1
1.3. Filosofía del sistema de protecci3n y su coordina ci3n. -----	3
1.3.1. Planeaci3n inicial del sistema de protecci3n.-	4
1.3.2. Necesidades de simplicidad en el diseño.-----	6
1.4. Anormalidades contra las que se puede efectuar la protecci3n.-----	7
1.5. Datos requeridos para un estudio de ajustes y coor dinaci3n de relevadores. -----	8
1.6. Cálculos de corrientes de corto circuito para un estudio de coordinaci3n. -----	10
CAPITULO II.- DESCRIPCION GENERAL DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION --	12
2.1. Discusi3n general del sistema de protecci3n.-----	12
2.2. Dispositivos de protecci3n por sobrecorriente.-----	13
2.3. Criterios b3sicos para la selecci3n del tipo de - dispositivo de protecci3n contra corto circuito.-----	14

2.4. Interruptores. Generalidades. ....	16
2.4.1. Tiempo de disparo y corriente mínima de operación ajustables. ....	16
2.4.2. Operación repetitiva. ....	17
2.4.3. Operación eléctrica. ....	18
2.4.4. Amplia selección de rangos de corriente. ....	18
2.5. Tipos, características de operación y uso de relevadores de sobrecorriente. ....	19
2.5.1. Relevadores del tipo de atracción electromagnética. ....	21
2.5.2. Relevadores del tipo de inducción electromagnética. ....	22
2.5.3. Relevadores de estado sólido: Generalidades. -	24
2.5.3.1. Principios básicos. ....	26
2.5.4. Características de operación. ....	27
2.5.4.1. Características de tiempo de operación. ....	27
2.5.4.2. Característica direccional. ....	30
2.5.5. Relevadores de sobrecorriente. ....	32
2.5.6. Relevadores direccionales de corriente alterna. ....	33
2.5.6.1. Relevadores direccionales de sobrecorriente. ....	34
2.5.6.2. Relevadores diferenciales. ....	37
2.5.6.3. Relevadores direccionales de potencia. ....	42
2.6. Relevadores de distancia. Clasificación y principios de operación. ....	42
2.6.1. Características de funcionamiento y tipos de relevadores de distancia. ....	44

CAPITULO III.- PROTECCIONES MINIMAS EN LA UNIDAD GENERADORA, -----	48
3.1. Generalidades. -----	48
3.2. Protecciones del generador. -----	49
3.3. Protecciones contra fallas en el estator del <u>gene</u> rador. -----	50
3.3.1. Protección de respaldo del generador (21). ---	50
3.3.2. Protección por sobrecargas (49 G). -----	51
3.3.3. Protección contra sobreexcitación (59 G-T), --	53
3.3.4. Protección de falla a tierra del estator - (64-C). -----	54
3.3.5. Protección diferencial. -----	57
3.3.5.1. Protección diferencial del genera dor (87 G). -----	57
3.3.5.2. Protección de la unidad generador- transformador (87 G-T).-----	59
3.4. Protección contra fallas en el rotor. -----	60
3.4.1. Protección contra pérdida de excitación - del generador (40 G). -----	60
3.4.2. Protección contra fallas asimétricas (46 G). -	62
3.4.3. Protección contra fallas a tierra del ro- tor (64 F). -----	65
3.5. Protecciones del primo motor. -----	66
3.5.1. Protección contra potencia inversa (32). -----	67
3.5.2. Protección contra baja frecuencia (81 G). ---	69
3.5.3. Protección contra sobre velocidad. -----	70
3.5.4. Protección de sobrecalentamiento de las - chumaceras. -----	72
3.5.5. Protección contra vibración. -----	72
3.5.6. Protección contra bajo vacío en el conden- sador. -----	73

3.5.7. Protección contra la distorsión de la fle- cha del rotor. -----	73
3.6. Protección de los transformadores de potencia. -----	74
3.6.1. Protección térmica y por sobrecarga (49 T). --	75
3.6.2. Protección Buchholz (63). -----	78
3.6.3. Protección diferencial. (87T) -----	79
3.7. Protecciones de sobrecorriente, -----	81
3.7.1. Protecciones de motores de inducción. -	
Generalidades. -----	82
3.7.1.1. Protección para motores menores - de 300 HP a 480 Volts. -----	84
3.7.1.2. Protección del alimentador a un - solo motor a 480 volts. -----	86
3.7.1.3. Protección del alimentador a un - CCM (centro de control de motores). -	86
3.7.1.4. Protección del alimentador a un <u>mo</u> tor de un CCM. -----	87
3.7.2. Protección para motores menores de 3000 HP a 4160 Volts. -----	88
3.7.2.1. Protección por sobrecorriente de fase instantánea (50). -----	88
3.7.2.2. Protección por sobrecorriente de fase con retardo de tiempo (51). ----	89
3.7.2.3. Protección térmica por sobrecarga y rotor bloqueado (49 o 51). -----	90
3.7.2.4. Protección por sobrecorriente a - tierra intantáneo (50 G), -----	92
3.7.2.5. Protección diferencial de corrien tes de fase (87). -----	93

3.8. Fallas entre fases (50/51). -----	94
3.8.1. Alimentadores principales de 480 volts. -----	94
3.8.2. Alimentadores de transformadores de la S.E. unitaria. -----	94
3.8.3. Alimentadores principales de 4160 volts. -----	95
3.9. Fallas de fase a tierra (51N, 50 G). -----	95
3.9.1. Alimentador principal de 480 volts. -----	96
3.9.2. Alimentadores de transformadores de la S.E. unitaria. -----	96
3.9.3. Alimentador principal de 4160 volts. -----	97

CAPITULO IV.- AJUSTES Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES. ----- 98

4.1. Discusión general. -----	98
4.1.1. Zonas de protección. -----	99
4.1.1.1. Protección primaria. -----	100
4.1.1.2. Protección de respaldo local. -----	101
4.1.1.3. Protección de respaldo remota. -----	103
4.2. Bases para el estudio de coordinación. -----	104
4.3. Consideraciones primarias para el estudio de coordinación, -----	107
4.3.1. Generalidades. -----	107
4.3.1.1. Motores. -----	108
4.3.1.2. Transformadores. -----	113
4.3.1.3. Cables. -----	115
4.4. Intervalos de tiempo de coordinación. -----	117
4.4.1. Magnitudes de las corrientes de falla del sistema. -----	117
4.4.2. Sensibilidad del dispositivo de protección a las magnitudes de la corriente de falla. ---	119

4.4.3. Requisitos de tolerancia de tiempo. -----	120
4.4.4. Transformadores de corriente y potencial. ----	122
4.4.4.1. Transformadores de corriente. -----	123
4.4.4.1.1. Clase de precisión.-----	124
4.4.4.1.2. Carga del transformador (burden). -----	124
4.4.4.1.3. Saturación.-----	125
4.4.4.1.4. Polaridad y conexiones. --	126
4.4.4.2. Transformadores de potencial (vol taje), -----	126
4.4.4.2.1. Clases de precisión. ----	127
4.4.4.2.2. Carga del transformador (burden). -----	127
4.4.4.2.3. Polaridad y Conexiones. --	128
4.5. Cálculos del ajuste y coordinación de las protec- ciones eléctricas por sobrecorriente. -----	129
4.5.1. Ajustes de las protecciones de la unidad .----	129
4.5.1.1. Protección de respaldo del genera dor (21-G). -----	129
4.5.1.2. Protección contra sobreexcitación (59T (V/HZ)), -----	133
4.5.1.3. Protección contra fallas a tie- rra del estator del generador -- (64-G). -----	135
4.5.1.4. Protección diferencial del genera dor (87-G).-----	138
4.5.1.5. Protección diferencial de la uni- dad G-T (87 GT). -----	140

4.5.1.6. Protección contra pérdida de campo de excitación (40-G). -----	144
4.5.1.7. Protección contra secuencia negativa del generador (46-G). -----	156
4.5.1.8. Protección contra potencia inversa (motorización) del generador (32-G). -----	158
4.5.1.9. Protección diferencial del transformador de auxiliares (87-TX). ----	161
4.5.2. Coordinación del esquema de protecciones por sobrecorriente de los servicios auxiliares de la planta termoelectrica. -----	165
4.5.2.1. Coordinación de la protecciones para fallas entre fases. -----	165
4.5.2.1.1. Consideraciones para el ajuste y coordinación de cada una de las protecciones por sobrecorriente de los servicios auxiliares. -----	167
4.5.2.1.2. Protección de los alimentadores del CCm de 200 KVA en el nivel de 480 volts (LSG). -----	168

4.5.2.1.3. Protección de los alimentadores principales del tablero de 480 v - (51), -----	170
4.5.2.1.4. Protección de los alimentadores a los transformadores de las subestaciones unitarias (50/51), -----	171
4.5.2.1.5. Protección de alimentador del motor de 2500 HP a 4160 volts (50/51). -	172
4.5.2.1.6. Protección de los alimentadores principales del tablero de 4,16 KV (51). -----	172
4.5.2.2. Cálculos para el ajuste de los relevadores de protección para fallas entre fases. -----	173
4.5.2.2.1. Relevadores de estado sólido de los alimentadores del motor de 250 HP, 480 volts (LIG). -	174
4.5.2.2.2. Relevador de estado sólido de los alimentadores del CCM de 200 KVA (LSG). -----	178

4.5.2.2.3. Relevadores de los ali mentadores principales del tablero de 480 volts (51). -----	184
4.5.2.2.4. Relevadores de los ali mentadores principales de los transformadores de las subestaciones - unitarias (50/51). -----	187
4.5.2.2.5. Relevadores de los ali mentadores al motor de 2500 H.P. en 416 KV - (50/51). -----	192
4.5.2.2.6. Relevadores de los ali mentadores principales del tablero de 4.16 KV (51). -----	196
4.5.2.3. Coordinación de las protecciones para fallas a tierra. -----	198
4.5.2.3.1. Consideraciones genera les. -----	198
4.5.2.3.2. Ajuste de los relevado res de estado sólido - (LIG y LSG) de los ali mentadores del motor - de 250 HP y del CCM de 200 KVA. -----	200
4.5.2.3.3. Ajuste de los relevado res CO-9 (51N) del neu tro de los transforma dores de las subesta-	

	ciones unitarias. -----	201
4.5.2.3.4.	Ajuste de las unidades instantáneas ITH (50G) de los alimentadores - principales a los transformadores de las subestaciones unitarias y - motores en el nivel de 4160 v. -----	202
4.5.2.3.5.	Ajuste de los relevadores CO-9 (51N1) conectados en forma residual a los alimentadores - principales del tablero de 4160 v (interruptor del transformador de auxiliares). -----	202
4.5.2.3.6.	Ajuste de los relevadores CO-9 (51N) del neutro de los transformadores de auxiliares y de arranque. -----	203
4.5.2.4.	Cálculo para el ajuste de los relevadores de protección para fallas a tierra. -----	203
4.5.2.4.1.	Relevador de falla a tierra del alimentador del motor de 250 HP en 480 v. -----	204

4.5.2.4.2.	Relevador de falla a tierra del alimentador principal del CCM de 200 KVA en 480 v. -----	205
4.5.2.4.3.	Relevador del neutro de los transformadores de las subestaciones unitarias (51N). -----	205
4.5.2.4.4.	Relevadores de los alimentadores principales de los transformadores de las subestaciones unitarias (50G). -----	207
4.5.2.4.5.	Relevadores de los alimentadores principales del tablero de 4160 v (51N1). -----	208
4.5.2.4.6.	Relevadores del neutro de los transformadores auxiliares y de arranque (51N). -----	210
APENDICE.	-----	213
CONCLUSIONES	-----	223
LISTA DE REFERENCIAS.	-----	232

## I N T R O D U C C I O N

### DESCRIPCION DEL PROYECTO.

La Planta Termoeléctrica GUAYMAS II, está localizada aproximadamente a 8 Km. de la Ciudad de Guaymas, Sonora sobre la carretera Guaymas - Empalme.

Este proyecto consiste en la adición de dos unidades de 158 MW., cada una, a la planta existente de Guaymas II que cuenta con dos unidades de 87 MW cada una y son diseñadas para quemar aceite combustible en el generador de vapor y con un ciclo turbina-generador con recalentamiento son de  $126.55 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$  (1800 Psig) y  $537.77^\circ \text{ C}$  ( $1000^\circ \text{ F}$ ) con todo el equipo auxiliar necesario.

El agua de enfriamiento para los condensadores será un sistema abierto de agua de mar.

El agua para los generadores de vapor y otros sistemas será suministrada por evaporadores de agua de mar.

El generador de vapor será de construcción tipo intertemperie y el conjunto turbina-generador de construcción tipo interior.

La transmisión de energía eléctrica será desde la planta hasta una subestación de 230 KV., de doble barra colectora, interruptor y doble juego de cuchillas de donde será integrada al sistema de Comisión Federal de Electricidad.

## C A P I T U L O I

### CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA COORDINACION DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES EN LA PLANTA TERMOELECTRICA DE 168 MW

#### 1.1. GENERALIDADES.

Todos los sistemas de potencia, ya sean de servicio, industriales o comerciales, tienen el propósito común de suministrar energía eléctrica para la utilización del equipo de una manera segura y confiable así como el de ser económicamente factibles. La relativa importancia de las consideraciones de economía, seguridad y confiabilidad pueden variar dependiendo del tipo de sistemas, pero estas tres cualidades deben ser tomadas en consideración en cualquier buen diseño del sistema y ciertos requerimientos mínimos de confiabilidad y seguridad deben ser satisfechos.

#### 1.2. NECESIDADES DE LA COORDINACION DEL SISTEMA DE PROTECCION ELECTRICO.

El presente trabajo trata con uno de los más importantes, aunque menos entendidos y apreciados aspectos del diseño de sistemas de potencia eléctricos como es la de efectuar la apropiada coordinación y ajuste del gru

po de componentes que constituye el sistema de protecciones para las plantas industriales, comerciales o de servicio. Si el diseñador tuviera que considerar únicamente la operación normal del equipo, su tarea sería relativamente fácil, pues no tendría fallas en su equipo, ni operaría equivocadamente ya que sólo tendría que diseñar una instalación capaz de producir y entregar suficiente energía eléctrica para satisfacer los requerimientos de la carga inicial más una cierta asignación razonable para el crecimiento de la carga. Un diseño basado únicamente en los requerimientos para su operación normal en la práctica será totalmente inadecuado, dando como resultado un incorrecto funcionamiento del equipo.

Un buen diseño de sistemas de potencia eléctricos debe basarse en el hecho de que el equipo puede llegar a fallar, que la gente puede actuar equivocadamente o que otro tipo de trastorno incida en la correcta operación del equipo.

Las funciones básicas del sistema de protección y su coordinación son impedir el peligro a la vida y a la propiedad, disminuir los daños al sistema y sus componentes, así como limitar la amplitud y duración de la interrupción del servicio siempre que ocurran anomalías en cualquier parte del sistema de potencia. En general, estas anomalías son imposibles de predecir por lo que el sistema eléctrico debe diseñarse y mantenerse en tal forma que se proteja automáticamente a sí

mismo. Las consideraciones económicas y la elección del sistema de protecciones determinará en una gran amplitud el grado de protección y coordinación que sea factible de incorporar al sistema de potencia eléctrico.

Sin embargo, pueden adicionarse muchas características que mejoren el rendimiento del sistema de protecciones, su confiabilidad y flexibilidad, pero a un costo mayor que el inicial. La modificación de un sistema inadecuado, una vez instalado, con el objeto de obtener una mayor seguridad y confiabilidad, será invariablemente más costoso y en muchos casos menos satisfactorio que incorporar estas características en el sistema al inicio del diseño.

### 1.3. FILOSOFIA DEL SISTEMA DE PROTECCION Y SU COORDINACION.

El diseñador dispone de varios métodos para minimizar los efectos de las anomalías que razonablemente podrían esperarse que ocurran en el curso de la operación del sistema de potencia o sobre la utilización del equipo al cual alimenta. Entre los métodos propuestos sobresalen los siguientes:

- 1.- Un rápido aislamiento de la porción afectada del sistema mientras se mantiene el servicio normal para el resto del sistema, minimizando el daño de la

porción afectada.

- 2.- Minimizando la magnitud de la corriente de corto - circuito disponible para que a su vez minimice el daño potencial al sistema, sus componentes y la - utilización del equipo que lo alimenta.
- 3.- Suministrando circuitos de transferencia y equipos de recierre automático donde sea aplicable para mi - nimizar la duración y extensión de la alimentación y utilización del equipo fallado.

El diseño del sistema de protecciones del sistema de - potencia eléctrico comprende la totalidad de dichos mé - todos. El uso de otros métodos estará limitado por - consideraciones económicas y de confiabilidad, rigien - do el cambio del diseño básico del sistema y la selec - ción de los componentes del mismo. La función del es - quema de protección puede ser definida como: "La de - tección y rápido aislamiento de la porción afectada - del sistema de potencia cada vez que un corto circuito u otra anomalía ocurra causando un mayor daño y/o - afectando adversamente la operación de cualquier parte del sistema o la carga que alimente".

#### 1.3.1. PLANEACION INICIAL DEL SISTEMA DE PROTECCION.

Dentro del diseño del sistema de potencia eléctrico, -

la protección es uno de los aspectos que deben ser considerados, al igual que otros, de primordial importancia. Hay una tendencia a considerar el tema de la protección del sistema sólo después de que otros temas - igualmente importantes han sido determinados y el diseño básico ha sido irrevocablemente fijado. Semejante aproximación resulta frecuentemente, en un sistema mal diseñado el cual puede ser adecuadamente protegido sólo a un costo desproporcionadamente alto. El resultado final es usualmente una mala protección y una inaceptable coordinación de los dispositivos de protección. Por tanto, el propósito básico del diseño del sistema de potencia eléctrica es el de alimentar de energía eléctrica para una utilización del equipo segura y confiable así como económicamente factible. Semejante aproximación resultará raras veces en un buen diseño del sistema. El problema de la protección del sistema es tan básico como la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica y puede tener tan profunda influencia sobre un diseño económico del sistema, que el examen de las necesidades de la protección del sistema después de que han sido concluidos los otros diseños, esenciales, es completamente irreal. Cualquier diseñador competente debe examinar el problema de la protección del sistema en cada etapa del diseño, planeando y desarrollando la protección de un sistema completamente integrado, el cual será capaz de poder ser coordinado adecuadamente y ser lo suficientemente flexible para dar cabida a una expansión del sistema.

### 1.3.2. NECESIDADES DE SIMPLICIDAD EN EL DISEÑO.

Cuando no se tiene el personal y el equipo necesario o no se conoce como dar un servicio de mantenimiento adecuado a los esquemas de protecciones de un sistema complejo, el diseñador deberá procurar mantener el diseño final lo más simple posible, garantizando su confiabilidad y seguridad, así como las consideraciones económicas. El diseño con una flexibilidad y confiabilidad adicional conducen a una mayor complejidad en el sistema y por tanto, en los esquemas de protecciones. En ausencia de una clara comprensión de los problemas asociados con la protección del sistema, su coordinación, equipo y personal adiestrado requerido para su apropiado mantenimiento y servicio al sistema de protecciones, cualquier complejidad adicional puede resultar frustrada puesto que en realidad disminuiría el nivel de confiabilidad del sistema.

Aunque el costo de la protección del sistema es normalmente pequeño comparado con el costo del sistema, éste puede ser minimizado diseñando un esquema simple. El costo del servicio a las protecciones del sistema y la necesidad de pruebas extensivas puede ser minimizado y la probabilidad de la obtención y mantenimiento de una buena coordinación de las protecciones puede ser maximizada por medio de la simplificación del sistema y de esta manera diseñar los esquemas de protecciones tan simples como sea posible tomando en consideración

las características del sistema, recomendaciones de los fabricantes así como la experiencia del diseñador.

#### 1.4 ANORMALIDADES CONTRA LAS QUE SE PUEDE EFECTUAR LA PROTECCION.

Los sistemas de potencia eléctricos, plantas industriales y grandes establecimientos indican que el uso de la energía se ha ido incrementando cada cierto lapso de tiempo, mostrando pocos signos de disminución. Muchos procesos industriales y operaciones comerciales demandan un mayor grado de continuidad en la alimentación de energía eléctrica debido a los grandes costos de producción, ya sea, que dicha producción sea básicamente la obtención de productos industriales o la de servicios como en el caso de muchas instalaciones comerciales. La tendencia hacia una mayor automatización de operaciones no sólo incrementa el número de procesos y operaciones comerciales requiriendo un mayor grado de confiabilidad en el servicio, sino que también reduce los límites tolerables en la variación del voltaje. La protección de los sistemas eléctricos deberá ser diseñada teniendo en mente los siguientes objetivos:

- 1.- Prevención de daños al personal
- 2.- Prevenir o minimizar los daños al equipo.

- 3.- Minimizar las interrupciones de energía.
- 4.- Minimizar los efectos de las perturbaciones sobre la porción ininterrumpida del sistema tanto en extensión como en duración.
- 5.- Minimizar los efectos de una perturbación en el servicio del sistema.

#### 1.5. DATOS REQUERIDOS PARA UN ESTUDIO DE AJUSTES Y COORDINACION DE RELEVADORES.

Un sistema de protecciones por sobrecorriente es simplemente una multiplicidad de dispositivos individualmente coordinados de tal manera que permitan la selectividad necesarias para aislar rápidamente una área fallada con un mínimo de perturbación al resto del sistema. Por tanto, un entendimiento del comportamiento de cada uno de los dispositivos de protección al momento de su coordinación con otros dispositivos, es un punto de arranque lógico para efectuar el estudio de los ajustes y su coordinación. Una discusión general de las características de los dispositivos empleados en un esquema de protección por relevadores en plantas termoeléctricas es tratada en el capítulo II.

En el capítulo III se comentan las protecciones mínimas para una planta termoeléctrica considerando como -

base el sistema de protecciones por sobrecorriente seleccionado para los diferentes equipos (generadores, transformadores y motores).

El siguiente problema que se presenta es asegurar los datos necesarios por medio de los cuales pueden ser determinados los ajustes de un relevador específico u otro dispositivo de protección por sobrecorriente. Lo anteriormente expuesto así como la siguiente lista de la información básica necesaria, es ampliada y complementada en el capítulo IV.

- 1.- Diagrama unifilar del sistema de potencia involucrado mostrando:
  - a).- Tipos y rangos de corriente de los dispositivos de protección, así como sus transformadores de corriente asociados.
  - b).- Impedancias de todos los transformadores y máquinas rotatorias.
- 2.- Valores máximos y mínimos de corriente de corto circuito que se espera fluyan a través de cada dispositivo de protección.
- 3.- Máxima corriente de carga en todos los circuitos incluyendo los requerimientos de la corriente de arranque de los motores mayores.
- 4.- Curvas características tiempo-corriente de los fa-

bricantes de relevadores a ser ajustados y coordinados.

- 5.- Cualquier requerimiento especial de las protecciones por sobrecorriente, tal como los estipulados en el NEC, o dictados por las características de la carga
- 6.- Curvas del fabricante mostrando el comportamiento de los diferentes transformadores de corriente empleados en la planta.

#### 1.6. CALCULOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION.

Los datos básicos y procedimientos requeridos para hacer los cálculos de corto circuito para un estudio de coordinación son los mismos que para un estudio de interruptores, pero las combinaciones estudiadas serán algo diferentes. En un estudio de coordinación el problema es determinar las características de los dispositivos que:

- 1.- Se asegure operarán con los mínimos valores de corriente de falla esperados a continuación del instante de corto circuito.
- 2.- Sean selectivos en su operación sobre el rango de

valores máximo y mínimo de la corriente de corto  
circuito que afecta al dispositivo en particular.

La corriente máxima es la suma de las contribuciones de todas las fuentes de potencia conectadas al sistema incluyendo a los motores de inducción. Ya que es improbable que cada una de ellas esté simultáneamente en operación bajo condiciones normales, aunque podría ser el caso durante los períodos de transferencia de carga, se deberá tomar en consideración los diferentes procedimientos de operación de la planta cuando se efectúen los cálculos de corto circuito para el estudio de coordinación y ajustes de los dispositivos de protección. También deberá tenerse en mente que los relevadores - además de otros dispositivos, responden únicamente a las corrientes de falla que fluyen a través de ellos y que éstas pueden variar tanto en magnitud como en la dirección de flujo dependiendo de la localización de la falla.

Por tanto como los dispositivos de protección deben ser capaces de realizar la operación secuencial deseada de una manera selectiva considerando las diferentes corrientes de corto circuito en la planta, se incluye un apéndice con el cálculo de las corrientes de corto circuito en sus diferentes niveles de voltaje y procedimientos de operación.

## CAPITULO II

### DESCRIPCION GENERAL DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

#### 2.1. DISCUSION GENERAL DEL SISTEMA DE PROTECCION.

Como se estableció en el capítulo anterior, los sistemas de potencia industriales y comerciales deberán ser diseñados de tal manera que el equipo de protección pueda operar rápidamente para aislar las fallas y así limitar la extensión y duración de las interrupciones del servicio. Los dispositivos de protección tales como fusibles, interruptores y relevadores son los vigilantes del funcionamiento de un sistema de potencia para detectar y disponer de una falla de una manera expedita.

En un sistema industrial típico, pueden ser empleados diferentes esquemas de protección para lograr sus propósitos. Sin embargo, el esquema más frecuentemente empleado es un esquema de protección por sobrecorriente, lo cual significa la coordinación y el ajuste de una multiplicidad de dispositivos individuales: fusibles, bobinas de disparo de acción directa (interruptores de disparo montados en el sistema) son encontrados ocasionalmente en interruptores de potencia de voltaje medio (más de 1 000 volts) y casi siempre en interrup-

tores de potencia de bajo voltaje (1 000 volts y menores). Los relevadores de sobrecorriente son empleados de una manera general en interruptores de más de 1 000 volts y con alguna frecuencia en interruptores de bajo voltaje donde es requerida una gran precisión para que pueda disponerse de ciertas bobinas de disparo de acción directa en los interruptores.

## 2.2. DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE.

Los dispositivos de protección por corrientes de falla (también llamada sobrecorriente o corriente de corto - circuito) -fusibles, interruptores y relevadores-, son los guardianes de un sistema de potencia, cuyo trabajo es detectar y librar las perturbaciones tan rápidamente como sea posible. El diseño de tal protección involucra dos etapas separadas, aunque están interrelacionadas:

- 1.- Selección del equipo correcto para hacer el trabajo.
- 2.- Selección de la corriente correcta y de los tiempos de ajuste para el equipo con reposición que le permitirá funcionar selectivamente con otros equipos con reposición y sin ella, para desconectar la porción del sistema en problema con la menor perturbación posible al resto del sistema.

La interrelación entre las dos etapas consiste en el hecho de que los equipos seleccionados para un sistema dado, deben tener la capacidad de los rangos de corriente requeridos y los tiempos de ajuste necesarios o de alguna manera incluir o tener las características deseadas, incorporadas en su diseño.

### 2.3. CRITERIOS BASICOS PARA LA SELECCION DEL TIPO DE DISPOSITIVO DE PROTECCION CONTRA CORTO CIRCUITOS.

Hay muchas particularidades que deben ser consideradas en la selección de los dispositivos de protección contra corto circuitos para un sistema de potencia industrial. Una de las más importantes es que el dispositivo de protección contra corto circuitos sea el adecuado, para dicho servicio. Otra función importante de muchos dispositivos de protección contra corto circuitos es la de proveer de un medio para la transferencia de circuitos bajo condiciones de operación normal. Para satisfacer completamente los requerimientos necesarios para la conmutación de circuitos y la protección contra corto circuitos, deberán cumplir con las siguientes especificaciones básicas:

- 1.- Deberán ser capaces de cerrar sin peligro teniendo cualquier corriente de carga o de corto circuito dentro del rango momentáneo del equipo.

- 2.- Deberán interrumpir automáticamente el flujo de corrientes anormales mayores a los rangos de interrupción del equipo.
- 3.- Deberán ser capaces de abrir sin peligro, con cualquier corriente que pueda fluir a través de ellos, dentro de sus rangos de interrupción.

Fundamentalmente hay tres tipos de equipos diseñados para detectar, de una manera directa ó mediante transformadores de corriente y/o potencial, sobrecorrientes debidas a fallas ocurridas en alguna parte del sistema de potencia eléctrico a proteger. Dichos equipos básicos son:

- 1.- Fusibles.
- 2.- Interruptores con dispositivo de disparo de acción directa.
- 3.- Relevadores.

En una planta termoeléctrica generalmente no son empleados los fusibles como dispositivos de protección en el sistema, puesto que se puede justificar el uso de relevadores en la gran mayoría de los casos. Por tanto, en el presente trabajo nos concretaremos a mencionar de manera generalizada las características de los interruptores y particularizar brevemente en los relevadores

emplcados en el sistema de protecciones de la planta.

#### 2.4. INTERRUPTORES. GENERALIDADES.

Un interruptor moderno reúne todos los requerimientos mencionados anteriormente. Esta clasificado y diseñado para ser capaz de cerrarse sin peligro con cualquier corriente dentro de sus rangos de interrupción. Cuando son aplicados relevadores apropiados o dispositivos de disparo, es capaz de abrir automáticamente con cualquier corriente arriba, ya sea de la corriente mínima de operación (corriente de Pick Up) ajustada, la del disparo del dispositivo o con una corriente menor a su rango de interrupción.

##### 2.4.1. TIEMPO DE DISPARO Y CORRIENTE MINIMA DE OPERACION AJUSTABLES.

El tiempo total para operar bajo diferentes condiciones de sobrecorriente es ajustable para prácticamente todos los interruptores. El ajuste se hace en los dispositivos de disparo interconstruidos o en los relevadores asociados con los interruptores. El ajuste del tiempo de operación hace al interruptor idealmente adecuado para una operación selectiva en la medida que sea requerido para la protección del circuito en servi

cio en el sistema de potencia. Debido a que pueden ser usados diferentes tipos de relevadores con características especiales que cumplan con algún requerimiento particular de servicio, los interruptores pueden cubrir un amplio campo de aplicaciones como equipo de protección contra corto circuitos y de transferencia de circuitos ya que el mismo relevador asociado, tendrá una cierta característica tiempo-corriente que lo haga particularmente útil en una aplicación determinada. Por ejemplo, los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo que hacen juego (armonizan) con las curvas de calentamiento de un motor, pueden ser usados para permitir que el interruptor sea usado como arrancador y protector contra corto circuitos en el motor.

#### 2.4.2. OPERACION REPETITIVA.

Los interruptores están diseñados para abrir repetidamente con corrientes anormales sin destruirse el elemento de interrupción aunque puede requerirse inspección o mantenimiento después de cada ciclo cercano a su rango de interrupción. Cuando las aperturas del circuito sean repetidas cada pocos ciclos o segundos, deben ser aplicados algunos factores que permitan tener un mayor rango de operación, pero en lo fundamental el interruptor permite la repetición de su operación sin destruirse o afectar la exactitud del tiempo

de operación. Por otra parte, no son apreciablemente afectados por la temperatura, por lo que puede ser mantenida una mayor precisión independiente de la temperatura ambiente que por otros equipos que dependan de las condiciones térmicas para activarse.

#### 2.4.3. OPERACION ELECTRICA.

En general, los interruptores son adecuados para una operación eléctrica, lo cual significa que pueden ser usados para control automático, operación remota, etc. Además, se tienen circuitos auxiliares disponibles en prácticamente todos los interruptores eléctricamente operados para el control de procesos o circuitos auxiliares externos.

#### 2.4.4. AMPLIA SELECCION DE RANGOS DE CORRIENTE.

Los interruptores se encuentran disponibles en rangos de corriente mayores de 4 000 amperes continuos a 600 volts o menos y de más de 1 200 amperes hasta 5 000 amperes a voltajes mayores. Los rangos de la bobina de disparo son de 15 amperes o más. Se dispone de niveles de interrupción desde 5 000 a 10 000 amperes a 600 volts o menos y de 15 a 25 000 MVA a voltajes mayores.

## 2.5. TIPOS, CARACTERISTICAS DE OPERACION Y USO DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

A fin de usar correctamente cualquier herramienta o equipo, es esencial conocer como trabajan, que pueden hacer o como colocarse de manera que puedan efectuar una operación satisfactoria. Por tanto, la primera etapa en aprender a aplicar y coordinar los relevadores de protección contra corto circuito en los equipos, es averiguar que tipos están disponibles, como operan y que características tienen.

Los relevadores son dispositivos instalados en el sistema de potencia eléctrico para detectar algún problema completando un circuito para disparar eléctricamente sus interruptores o contactores asociados, cuando sea necesario aislar el lugar perturbado.

Los relevadores pueden ser simples dispositivos de sobrecorriente, únicamente con respuesta a magnitudes de corriente o pueden tener una combinación de bobinas de corriente y voltaje o corriente y corriente para detectar la dirección del flujo de corriente, balanceo de corriente, diferencias en la corriente al principio y al final de un circuito, de distancia, etc. En los modernos sistemas de potencia la mayoría de los relevadores operan más bien con los secundarios de los transformadores de corriente y potencial que con las bobinas de corriente en serie, o el voltaje de línea. Los

relevadores suministran la mejor protección y pueden ser construídos con mucho mayor grado de precisión que los fusibles y los dispositivos de acción directa además de ajustarse tanto con el tiempo como con la corriente. También pueden ser diseñados para operar de acuerdo a la dirección del flujo de potencia al punto de falla o para localizar la falla por medio de la medición de la impedancia de línea (distancia) del relevador al lugar perturbado.

Para obtener las características mencionadas anteriormente, los relevadores y otros equipos de protección contra corto circuito excepto los fusibles y los disparos térmicos de algunos interruptores de bajo voltaje trabajan en uno u otro de los tres principios fundamentales de operación:

- 1.- Atracción Electromagnética.
- 2.- Inducción Electromagnética.
- 3.- Estado Sólido.

Posterior a esta primera clasificación, se han agrupado los relevadores que resultan de la aplicación de dichos principios en combinación con las diferentes características de entrada y respuesta que tienen los relevadores para facilitar su clasificación, ya que existe una gran variedad de relevadores con características muy particulares que no necesariamente se incluyen en esta clasificación.

### 2.5.1. RELEVADORES DEL TIPO DE ATRACCION ELECTROMAGNETICA.

Los relevadores de este tipo operan por medio de atracción magnética mediante un solenoide (tipo émbolo) o una armadura magnética embisagrada (tipo bisagra) que atrae los polos de un electroimán. En algunos casos - la bobina de operación tiene derivaciones (taps) que - permiten el ajuste de la corriente mínima de operación (corriente de pick-up). La corriente mínima establecida, es el valor preciso en el que el émbolo o la armadura comenzará a moverse. Cambios en el ajuste de -- pick-up de los relevadores tipo émbolo son acompañados por la variación en la posición del émbolo en la bobina. El pick-up de los dispositivos tipo armadura pueden variar del mismo modo, ya sea cambiando el intervalo de aire o manteniendo fijo el ajuste del intervalo de aire y variando la tensión del resorte.

La construcción de los dispositivos de armadura tipo - bisagra es usada en los interruptores de aire con dispositivos de disparo de acción directa (600 volts y menos) y también en algunos relevadores.

La construcción tipo émbolo es usada con dispositivos de acción directa para disparo de los interruptores de potencia (2 400 volts o más) y en algunos relevadores. En la práctica moderna, muchos de los relevadores tipo émbolo son unidades instantáneas. Los relevadores empleados en sistemas de potencia usualmente son destina

dos para el suministro de un disparo rápido en corrientes de corto circuito de alta magnitud. En tales casos, la precisión del ajuste de pick-up no es tan importante como con los relevadores con retardo de tiempo los cuales pueden ser requeridos para operar con precisión a corrientes relativamente bajas.

Dado que los aparatos de atracción electromagnética trabajan poco más o menos igual ya sea en corriente directa (C.D.) o en alterna (C.A.) a las frecuencias comúnmente usadas, todos los relevadores tipo émbolo o de armadura tipo bisagra y otros dispositivos son afectados por la componente de corriente directa de corto circuito tipo asimétrica. Consecuentemente, el factor de compensación (asimétrico) debe ser tomado en cuenta cuando se determine el comportamiento de tales dispositivos.

#### 2.5.2. RELEVADORES DEL TIPO DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA.

El principio de inducción electromagnética es usado en el diseño de muchos relevadores pero no para mecanismos con dispositivos de acción directa para disparar. Tales relevadores son esencialmente motores de inducción; el "estator" tiene bobinas de corriente o bobinas de corriente y potencial y los flujos creados por el paso de corriente induce las corrientes correspondientes en un disco o copa. La interacción entre las corrientes inducidas y los flujos crean un par para gi

rar el rotor y por tanto, abrir o cerrar los contactos de los relevadores. Tales relevadores son comúnmente llamados relevadores de "inducción".

Los relevadores de inducción electromagnética no pueden operar con C.D. y por consiguiente no son afectados por la componente de C.D. de una corriente de corto circuito asimétrica, como lo son los relevadores del tipo émbolo (de acción electromagnética).

El rotor del relevador, el cual porta los contactos móviles trabaja contra un resorte de restricción el cual regresa a su posición normal cuando el relevador es deenergizado. Gira una muy pequeña fracción de vuelta en la rápida operación de los relevadores no ajustables de tiempo establecido o casi una revolución completa - con el máximo ajuste del dial de tiempo de la característica tiempo-corriente de los relevadores. Las variaciones en el tiempo son acompañadas por el movimiento del dial de tiempo o nivel para un ajuste previamente determinado de una familia de curvas tiempo-corriente proporcionadas por el fabricante para cada tipo de relevador. Muchos relevadores de sobrecorriente del tipo de inducción tienen 10 u 11 posiciones en el dial de tiempo cuya identificación con números son arbitrariamente asignados sin considerar el tiempo real de operación para el ajuste en particular. Los contactos del relevador son cerrados con el ajuste en cero y se abren progresivamente incrementando el intervalo cuando el ajuste del dial de tiempo es incrementado.

Ocasionalmente, los relevadores de inducción tienen que operar con valores de corriente de corto circuito bastante pequeños. Cuando esto sucede, se dispone de un par relativamente pequeño para mantener los contactos firmemente cerrados hasta que el contacto auxiliar del interruptor se abre al dispararse el circuito. Por tanto, con objeto de evitar la posibilidad de que se dañen los contactos del relevador debido al arqueo resultante, se puzntean los contactos del relevador principal con un circuito de resello.

### 2.5.3. RELEVADORES DE ESTADO SOLIDO: GENERALIDADES.

Aun cuando el relevador electromecánico todavía predomina en las instalaciones eléctricas, los relevadores estáticos y sus componentes están ganando aceptación. En su etapa preliminar de desarrollo, las fábricas y usuarios de relevadores estáticos están cooperando continuamente en pruebas de campo y adquisición de datos para obtener una mayor experiencia de operación.

Actualmente varios tipos de relevadores estáticos están disponibles en forma comercial: Diferencial de generador, tiempo, comparador de fase, comparador de dirección, de distancia tipo Mho, sobrecorriente y de voltaje. Los relevadores del tipo de tiempo, comparación de fase y de sobrecorriente están siendo extensamente aplicados.

Además de la introducción y aplicación de relevadores estáticos, varios dispositivos están siendo desplazados al usarse relevadores estáticos en esquemas de protección. Uno de ellos es la bobina de recierre, sustituida por un dispositivo estático como lo es el sensor y elemento de tiempo los cuales esencialmente permiten las mismas características que las de los relevadores comunes. Este dispositivo es empleado en circuitos de distribución.

En otro caso, un elemento estático ha sido diseñado para usarse en interruptores de bajo voltaje como un dispositivo de retardo de tiempo y elemento de disparo, - en conjunto con bobinas en serie. Otra aplicación comercialmente disponible de estos dispositivos estáticos es en unidades detectoras de corriente y voltaje.

El relevador estático tiene varias ventajas que hacen deseable su aplicación. Casi todos los relevadores estáticos son más resistentes a los golpes que los correspondientes del tipo electromecánico, ya que mantienen su característica de operación rápida. Los relevadores de sobrecorriente estáticos, así como algunos otros tipos de dispositivos estáticos tienen una respuesta de tiempo rápida sin sobrecarrera; esto permite una mejor coordinación que con los relevadores del tipo electromecánico. Algunas otras de sus ventajas son:

- 1.- Menor mantenimiento: El relevador puede ser aplicado con menor cuidado con respecto al medio ambiente, exceptuando su temperatura de operación.

- 2.- Bajo burden.
- 3.- Mejoramiento en su sensibilidad y repetición de operación.
- 4.- Rápida velocidad de operación del relevador.
- 5.- Requiere menor espacio debido a su tamaño pequeño.

Actualmente, una de las principales desventajas de los relevadores estáticos es su susceptibilidad a transitorios de magnitudes de potencia extremadamente pequeños. En otras palabras, los transitorios que pueden ser introducidos por conexiones metálicas directas o por acoplamiento electromagnético o electrostático con otros circuitos.

Otra desventaja que debe ser considerada, es la temperatura ambiente a la que opere el relevador estático, ya que tienen restringido su margen de temperatura lo cual, a diferencia de los modernos relevadores electromagnéticos, impiden el uso de los relevadores estáticos a temperaturas mayores o menores a las de operación.

#### 2.5.3.1. PRINCIPIOS BASICOS.

Las unidades lógicas de estado sólido son combinaciones de componentes de baja potencia diseñadas para usarse con señales de voltaje de C.D. para formar la función

lógica. Una unidad lógica tiene solo dos estados o niveles lógicos: cero y uno. El manejo de estos dos estados puede hacerse con lógica positiva o lógica negativa. En relevadores la lógica positiva es la más común y el voltaje de operación es de 20 volts, a menos de que se indique otra cosa. La representación de la unidad lógica se efectúa por medio de símbolos característicos de la función. Dos tipos de símbolos serán comúnmente empleados: uno es usado principalmente por la industria electrónica y los otros son usados por la industria de potencia y en relevadores de estado sólido.

Por lo general, en la información especializada de cada fabricante de relevadores de estado sólido, se pueden encontrar los modelos que el fabricante recomienda para efectuar la función de un relevador electromecánico convencional.

#### 2.5.4. CARACTERISTICAS DE OPERACION.

##### 2.5.4.1. CARACTERISTICAS DE TIEMPO DE OPERACION.

Todos los relevadores de protección de corriente de corto circuito y otros equipos pueden ser clasificados bajo uno de los siguientes encabezados:

- 1.- Instantáneos.
- 2.- Alta velocidad.
- 3.- Retardo de tiempo.
- 4.- Combinación de instantáneos o alta velocidad y retardo de tiempo.

De acuerdo a la definición ANSI, los relevadores instantáneos son aquellos que carecen de retardo de tiempo intencional.

Algunos de ellos operan en menos de medio ciclo, mientras que otros pueden tomarse hasta 0.1 seg. (6 ciclos). Los que operan en tres ciclos o menos también son clasificados como relevadores de alta velocidad.

Los relevadores con retardo de tiempo pueden ser del tipo de inducción, armadura tipo bisagra o solenoide. Usualmente el retardo de tiempo es ajustable. Muchos de ellos son del tipo de inducción con una característica inversa. Sin embargo unos pocos relevadores con retardo de tiempo operan a una velocidad constante predeterminada por el ajuste y son independientes de la magnitud de corriente, mientras que la corriente sea suficiente para operar el relevador. Estos son conocidos como relevadores de tiempo definido.

Los mecanismos de disparo de acción directa de los interruptores pueden ser instantáneos, con retardo de tiempo o una combinación de los dos.

Muchos de los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo son del tipo de inducción con característica inversa. Una característica tiempo-corriente "inversa" significa que el tiempo de operación decrece cuando su corriente de operación se incrementa.

Tales relevadores son clasificados como de "tiempo inverso", "tiempo muy inverso" y tiempo extremadamente inverso.

Los relevadores de tiempo inverso son mejores que cualquiera de los otros en sistemas donde hay amplias variaciones de los niveles de corriente de corto circuito debido a los cambios en el número de fuentes de alimentación en uso. Es relativamente lineal la curva tiempo-corriente permitiendo al relevador proporcionar una operación relativamente rápida.

Esta facilidad del relevador de tiempo inverso proporciona un grado satisfactorio de protección de falla con una o todas las fuentes de alimentación en operación.

Los relevadores de tiempo muy inverso tienen una curva de pendiente muy pronunciada lo cual los hace lentos con valores bajos de corriente y rápidos con magnitudes de corriente de falla altas.

Esto es bueno para sistemas alimentados por otros grandes sistemas de generación donde el nivel de corriente

de corto circuito en un punto dado, está más o menos fijado por la más alta impedancia del sistema en dicho punto. Algunas de sus limitaciones restringen los rangos de corriente sobre los cuales el relevador tiene prevista una rápida acción hasta donde la curva pueda ser empleada.

El relevador de tiempo extremadamente inverso fué diseñado inicialmente para sistemas de distribución de potencia donde es necesario tener un relevador el cual operará a través de la alta corriente de carga inicial originada cuando reenergizan al alimentador después de una falla eléctrica ó mecánica y no obstante suministre una rápida operación cuando se necesite para la protección de corto circuito.

Básicamente las diferentes versiones de los fabricantes para un determinado tipo de relevador serán semejantes a los comportamientos generales discutidos anteriormente. No obstante, hay suficientes variaciones en las curvas tiempo-corriente que hacen necesario consultar los datos del fabricante para un dispositivo particularmente requerido, si se quiere obtener una precisión de ajuste y comportamiento razonables.

#### 2.5.4.2. CARACTERISTICA DIRECCIONAL.

En general, los relevadores de atracción y de inducción

electromagnética pueden ser direccionales y no direccionales. Un relevador no direccional está accionado por una fuente de corriente o tensión y únicamente consideran la magnitud de la entrada sin importar la dirección del flujo. Cualquiera de las estructuras del tipo de atracción o de inducción pueden ser empleadas para obtener dicha característica.

En contraste, los relevadores direccionales están accionados por dos fuentes diferentes e independientes - teniendo como principio fundamental la comparación de magnitudes y/o ángulos de fase. Son capaces de distinguir el flujo de corriente en una u otra dirección en un circuito de corriente alterna y reconocer las diferencias de ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. El elemento direccional opera con el mismo principio básico del wattmetro con respuesta a la dirección del flujo de corriente sin considerar su magnitud, tienen una característica de funcionamiento de "línea recta" y siempre será perpendicular al par máximo del relevador.

Es importante mencionar que los relevadores direccionales presentan tres características diferentes de par - de operación dando lugar a los siguientes tipos especiales de relevadores:

- 1.- Relevador Corriente-Corriente: Un relevador de - dicho tipo está accionado por dos transformadores de corriente con diferente alimentación.

- 2.- Relevadores Corriente-Tensión: Un relevador corriente-tensión es aquel que recibe una magnitud de entrada de un transformador de corriente y otra magnitud de entrada de un transformador de potencial.
- 3.- Relevadores Tensión-Tensión: Este grupo está accionado por dos transformadores de potencial con diferentes alimentaciones.

En los párrafos se describieron los principios y características fundamentales de los relevadores, pero existen relevadores que se derivan de estos elementos básicos ya que combinan en el mismo circuito dos o más de las características mencionadas, o bien accionan de una manera directa los pares de dos o más de dichas características o elementos para controlar un solo conjunto de contactos, razón por la cual a continuación mencionaremos algunos de los relevadores de uso común en sistemas de potencia eléctricos.

#### 2.5.5. RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Estos relevadores pueden ser del tipo de atracción o de inducción electromagnética no direccional descritos anteriormente. Probablemente los relevadores de protección contra sobrecorriente más comúnmente usados en sistemas de potencia eléctricos son los relevadores ins

instantáneos y con retardo de tiempo, con respuesta solamente a la magnitud de corriente sin considerar la dirección de su flujo.

Muchos relevadores instantáneos de sobrecorriente son del tipo émbolo o de armadura tipo bisagra pudiendo ser suministrados dentro de la cubierta del relevador de inducción, de retardo de tiempo o con múltiples elementos instantáneos montados dentro de una sola cubierta.

El ajuste de los relevadores tipo émbolo o tipo bisagra puede ser mediante la variación del entrehierro, de la tensión (mecánica) del resorte de retención o de las derivaciones de la bobina, mientras que los relevadores de inducción accionados por corriente su ajuste es efectuado mediante las derivaciones de la bobina (taps). En general, la corriente mínima de operación (pick-up) es seleccionada por medio de los taps de la bobina de operación y los ajustes de tiempo son efectuados por medio de un dial o palanca de tiempo.

#### 2.5.6. RELEVADORES DIRECCIONALES DE CORRIENTE ALTERNA.

Anteriormente se mencionó que los relevadores de corriente alterna están capacitados para distinguir la dirección del flujo de corriente en un circuito de corriente alterna, reconociendo las diferencias de ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización.

Sin embargo, veremos que la capacidad para distinguir entre una u otra dirección del flujo de corriente, depende de la selección de la magnitud de polarización y del ángulo del par máximo y que todas las variaciones en el empleo de los relevadores direccionales de corriente alterna dependen de estas dos magnitudes. Esto se hará evidente al describir los siguientes tipos de relevadores.

#### 2.5.6.1. RELEVADORES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente son combinaciones de unidades de relevadores direccional y sobrecorriente en una sola caja. Cualquier combinación de relevador direccional de sobrecorriente de tiempo inverso o de sobrecorriente instantáneo está disponible para protecciones de fallas entre fases y de fase a tierra.

Uno de los diseños de los relevadores de sobrecorriente tipo direccional tiene un elemento de control direccional instantáneo de baja energía cuyos contactos impiden la operación de los elementos de sobrecorriente instantáneos y con retardo de tiempo a menos que la corriente esté fluyendo en la dirección para la cual se desea se tenga el disparo del interruptor asociado. El elemento direccional opera con el mismo principio básico que el wattmetro, pero está diseñado para res-

ponder a corrientes de corto circuito fuera de fase - más que a corrientes de carga en fase. Este elemento responde a la dirección del flujo de corriente sin considerar su magnitud. El elemento de sobrecorriente el cual mide la magnitud de la corriente puede ser instantáneo, con retardo de tiempo o con ambos elementos. - El elemento de retardo de tiempo es esencialmente el - mismo para los relevadores ordinarios con características de tiempo inverso o muy inverso. Tiene taps de corriente para permitir el ajuste de tal manera que el - relevador operará con la magnitud de corriente de corto circuito deseada. El relevador tiene también un indicador de tiempo o palanca con la cual se ajusta el - recorrido que efectuará el disco de inducción, para de ese modo, controlar el tiempo requerido por el relevador para cerrar sus contactos. Las escalas en el indicador o la palanca están arbitrariamente divididas en aproximadamente once divisiones como en el caso de los relevadores ordinarios de sobrecorriente, siendo las - curvas tiempo-corriente las mismas.

En otros diseños de relevadores de sobrecorriente tipo direccional el elemento de retardo de tiempo está controlado por el elemento direccional pero el elemento - instantáneo es independiente de él. El direccional - opera cuando es obtenida la operación del elemento instantáneo teniendo los contactos del elemento direccional y de los elementos instantáneos en cascada de tal manera que aún cuando el elemento instantáneo opere, - nada pasará a menos que los contactos del elemento di-

reccional también sean cerrados.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente para fallas de fase a fase y trifásicas son unidades para una sola fase por lo que normalmente son usadas tres para un circuito trifásico.

Las bobinas de corriente direccionales y del elemento de sobrecorriente están conectadas a los transformadores de corriente en la línea y las bobinas de potencial están generalmente conectadas a los transformadores de potencial con delta abierta o a tres transformadores estrella-estrella en cuadratura o arreglo a 90 grados.

Los relevadores de sobrecorriente direccionales a tierra son similares en construcción a los direccionales de fallas entre fases. A fin de simplificar su aplicación y también reducir el número de variedades que están en existencia, algunos de los diseños de los relevadores de sobrecorriente direccionales a tierra están provistos con doble bobina de polarización. Por ejemplo:

Tiene bobinas polarizadas de corriente y potencial. El uso de ambas bobinas es a menudo desventajoso debido a que se confía la polarización del relevador, ya sea que esté o no en servicio en un lugar dado, al transformador o generador con el neutro aterrizado.

La bobina de operación por corriente de un relevador -

direccional de sobrecorriente a tierra está conectada al neutro de los transformadores de corriente de la línea (fig. 2.1.). La bobina polarizada de corriente está conectada a un transformador de corriente en la conexión a tierra del neutro de los transformadores de potencia o generador, (fig. 2.2.). La bobina polarizada de potencial está conectada a través del ángulo abierto de la delta abierta del secundario de los transformadores de potencial conectados en estrella-delta (fig. 2.3.).

#### 2.5.6.2. RELEVADORES DIFERENCIALES.

La operación de los relevadores diferenciales depende del hecho de que cuando las condiciones de operación son normales, la corriente fluyendo dentro de una terminal del devanado de un generador, en uno de los lados del transformador, motor o al final de un circuito, está balanceada por una corriente equivalente fluyendo hacia afuera por el otro extremo terminal o final. Esto hace posible la construcción de relevadores que "vigilen" las corrientes entrantes y salientes y operen cuando una diferencia entre ellas indica que algo está dañado dentro del equipo protegido o del circuito.

Relevadores de sobrecorriente sencillos pueden ser usados como relevadores diferenciales. Sin embargo, como trabajan con simples diferenciales de corriente sin la

ayuda de devanados de restricción, se deben ajustar a altas corrientes para evitar falsas operaciones debidas a imprecisiones de los transformadores de corriente. Por tanto, los relevadores diferenciales especialmente diseñados los tienen reemplazados casi completamente.

Los relevadores diferenciales toman una variedad de formas que dependen del equipo que pueden proteger y del fabricante, pero básicamente existen dos tipos.

Uno trabaja con una diferencial de porcentaje de corriente constante, en los dos transformadores de corriente (fig. 2.4.) y el otro trabaja con una diferencial de porcentaje que se incrementa tan rápidamente como se incrementa la corriente de corto circuito (fig. 2.5.).

Comúnmente son llamados relevadores de pendiente constante y de pendiente incrementada debido a la forma de sus curvas características de operación. Ambos tipos trabajan con los mismos principios básicos para comprobar el balanceo de las corrientes entrantes y salientes de los transformadores de corriente.

La diferencia más importante entre ellos, es el hecho de que incrementando el tipo de pendiente costará ligeramente más y requiere menor precisión en el comportamiento de sus transformadores de corriente que los del tipo de pendiente constante. Esto significa menos gasto de tiempo en el cálculo del comportamiento de los transformadores de corriente, menor precisión y conse-

cuentemente transformadores de corriente menos costosos podrían ser usados u otros relevadores o medidores, etc. Podrían ser conectados en el mismo circuito de los relevadores diferenciales sin correr el riesgo de una falsa operación del relevador debido a un desigual comportamiento de los transformadores de corriente.

El relevador tipo diferencial con porcentaje constante trabaja sobre un 10% de pendiente, como se muestra en la (fig. 2.4.).

El área sombreada en forma de V representa más o menos 10% de margen de error permitido en los transformadores de corriente debido a las características desiguales y a la saturación. Los transformadores de corriente que son usados con estos relevadores deberán seleccionarse de tal manera que la diferencia en la corriente de salida  $I_1$  del secundario e  $I_2$  en los transformadores de corriente no excederá del 5% bajo máximas condiciones de falla, las cuales permiten un factor de seguridad del 5% sin exceder el 10% del margen de construcción del relevador.

Debido a sus características, este tipo de relevador es recomendable para la protección diferencial de generadores.

El relevador diferencial de pendiente incrementada trabaja con los mismos principios de vigilar la diferencia en la corriente de salida de los transformadores

de corriente en las terminales del circuito o equipo a proteger. La diferencia esencial está en que el relevador está diseñado de tal forma que el margen de error permitido para los transformadores de corriente se incrementa tan rápidamente como se incrementa la corriente de corto circuito. Este relevador opera con el 10% de corriente diferencial con fallas de menor magnitud cuando no hay peligro de errores en los TC's.

Para propósitos prácticos, los relevadores diferenciales de pendiente constante o incrementada son de operación instantánea pero el último es ligeramente más rápido.

Estos tipos de relevadores son usados para proteger el devanado de un generador o máquina rotatoria, pueden emplearse con o sin retardo de tiempo y ser a la vez de pendiente constante o de pendiente incrementada.

Cuando son empleados para proteger a un generador o máquina rotatoria y se desea una máxima sensibilidad en el relevador, deben usarse idénticos transformadores de corriente en ambos extremos de cada fase. Cuando esto no es posible lo más recomendable es proteger al generador o máquina rotatoria con relevadores que trabajen sobre una pendiente variable (incrementada).

Si el neutro del generador es aterrizado a través de una impedancia que limite la corriente de falla a tierra, los relevadores diferenciales pueden no responder

al valor de dicha corriente por lo que es recomendable que sean usados relevadores detectores de fallas a tierra (64-G) con el fin de complementar a la protección diferencial.

Cuando son empleados los relevadores diferenciales para la protección del transformador, las características propias de los transformadores de potencia introducen problemas que no existen en generadores y motores. Si las corrientes secundarias del transformador de corriente sobre los dos lados del transformador difieren en magnitud por más de lo que el rango proporciona mediante las derivaciones (taps) del relevador, las corrientes en el relevador pueden ser alteradas por medio de transformadores de corriente auxiliares o autotransformadores de corrientes balanceadas. Si las líneas de corriente de alta y baja tensión no están en fase debido a la conexión delta-estrella en el transformador, las corrientes secundarias pueden ser puestas en fase conectando los transformadores de corriente en delta del lado estrella del transformador de potencia y en estrella del lado delta.

En esta protección se presenta una corriente magnetizante de "inrush", la cual ocurre al energizarse por primera vez el transformador y aparece como una falla interna a los relevadores conectados en forma diferencial. Por esta razón, los relevadores de sobrecorriente ordinarios no pueden ser ajustados a una sensibilidad dada, por lo que son empleados los relevadores di-

ferenciales de porcentaje del tipo de inducción con filtro de segunda armónica.

Para el caso de transformadores de tres devanados; se seguirá el procedimiento anteriormente explicado, pero se recomienda que para efectuar el ajuste de los relevadores, los transformadores de corriente conectados al mismo potencial, tengan la misma relación de vueltas con objeto de facilitar dicho ajuste.

#### 2.5.6.3. RELEVADORES DIRECCIONALES DE POTENCIA.

Los relevadores direccionales de potencia funcionan bajo el principio del wattmetro, pudiendo ser monofásicos o trifásicos, operando a un valor predeterminado de potencia. Uno de sus usos es el de relevador direccional de sobrepotencia, ajustado para operar cuando fluye una energía excesiva de la planta generadora hacia el sistema. Bajo ciertas condiciones puede emplearse como un relevador de baja potencia para separar la planta generadora del sistema, en caso de que el flujo de potencia baje de un valor predeterminado.

#### 2.6. RELEVADORES DE DISTANCIA. CLASIFICACION Y PRINCIPIOS DE OPERACION.

Estos relevadores se derivan de los elementos básicos

que comprenden a los relevadores de inducción direccionales del grupo corriente-tensión y a los relevadores de atracción electromagnética direccionales del grupo corriente-tensión.

El principio básico de medición involucra la comparación de la corriente de falla vista por el relevador, con el voltaje que proporciona un transformador de potencial y mediante la comparación de estas dos cantidades es posible medir la impedancia de una línea al punto de falla.

Normalmente, el elemento de medición de un relevador de distancia es de acción instantánea (alta velocidad) o con retardo de tiempo suministrado por un elemento de tiempo de manera que el retardo es constante después de haber operado el elemento de medición.

Los relevadores de distancia comprenden una familia de relevadores los cuales miden voltaje y corriente, siendo expresada esta relación en términos de impedancia. Comúnmente esta impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión desde el lugar donde está localizado el transformador de potencial hasta el lugar donde ocurrió la falla. La impedancia también puede representar la impedancia equivalente de un generador o un gran motor síncrono cuando el relevador de distancia es empleado como protección contra pérdida de excitación.

Los relevadores de distancia son clasificados de acuerdo a su característica polar, número de entradas que posee y método empleado para comparar las cantidades de entrada tanto de magnitud como de fase a fin de obtener la característica de una línea recta o de un círculo cuando se emplea un diagrama R-X. Por ejemplo, un relevador de vástago balanceado es un comparador de magnitud de las cantidades de entrada. Del mismo modo el tipo copa de inducción es un comparador de fase, porque el par resultante únicamente está localizado en la dirección de operación cuando el ángulo entre las cantidades de entrada se encuentra en los límites de  $\pm 90$  grados.

#### 2.6.1. CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO Y TIPOS DE RELEVADORES DE DISTANCIA.

El funcionamiento del relevador de distancia está definido en términos de alcance, tiempo de operación y direccionalidad.

El alcance depende sobre todo, de la proporción entre los pares resultantes y las cantidades de entrada que serán mantenidas. El tiempo de operación varía con la posición de la falla y la corriente de entrada, siendo de tiempo corto para grandes corrientes de entrada cercanas al relevador y de tiempo largo para fallas cercanas al alcance del relevador.

Tanto la precisión del alcance como el tiempo de operación son funciones de la magnitud de las cantidades de entrada. La característica direccional en un relevador de distancia puede ser propia o se le incluye acoplándosele un relevador direccional de los tipos descritos anteriormente. El elemento direccional opera con el mismo principio que se describe en el inciso -- 2.5.4.2.

Cualquier característica que se obtenga con un comparador, también es obtenida por otro mediante la combinación de las cantidades comparadas siendo diferentes en cada caso. Por ejemplo, si se compara en un diagrama R-X al voltaje (V) con la corriente (I) en un comparador de amplitud, resulta el círculo característico con centro en el origen. Del mismo modo, si V e I son comparadas en un comparador de fase, la característica de funcionamiento es una línea recta que pasa a través del origen. Por otro lado, si la suma y diferencia de V e I son aplicados a un comparador de fase se obtendrá el círculo característico original.

Estos relevadores tienen una gran aplicación donde se requiere la operación selectiva de interruptores en cascada, donde cambios en las condiciones de operación causan amplias variaciones en las magnitudes de corriente de falla y cuando las corrientes de carga pueden ser mayores, en comparación con las corrientes de falla. Los tres tipos de relevadores de distancia más comunes y sus aplicaciones más usuales son:

a).- Tipo Impedancia.- Protege contra fallas de fase en líneas de longitud media. El relevador de impedancia no considera el ángulo entre la corriente y el voltaje aplicados, razón por la cual la característica de impedancia empleando un diagrama R-X es un círculo con centro en el origen tal y como se indica en la (fig. 2.6.). Este tipo de relevador es no direccional y operará para cualquier falla a lo largo del vector AB y también, para todas las fallas localizadas atrás de los alimentadores es esencial incluir un control direccional. Esto se obtiene acoplando un relevador direccional cuya característica es una línea recta en el diagrama R-X, dando como resultado de la combinación de las características direccional y de impedancia un semicírculo como el mostrado en la (fig. 2.7), observando que esta nueva característica sólo medirá impedancia en una sola dirección.

b).- Tipo Mho.- El relevador Mho, generalmente conocido como de admitancia porque su característica es una línea recta en un diagrama de admitancia, es una combinación de relevador de impedancia y direccional siendo su característica, trazada en un diagrama R-X, un círculo que pasa por el origen. El alcance de este relevador varía con el ángulo de falla, por lo cual la medición de la impedancia no es constante para todos los ángulos. Se utiliza para proteger contra fallas de fase o p<sub>é</sub>r

dida de excitación en generadores o grandes motores síncronos.

- c).- Tipo Offset Mho.- Este tipo de relevador es parecido al relevador tipo Mho, sólo que la característica Mho es desplazada para incluir el origen como se muestra en la (fig. 2.8.). Este desplazamiento se logra con una corriente de polarización, la cual consiste en la introducción, en la tensión de alimentación, de una tensión adicional proporcional a la corriente.

El relevador Offset Mho tiene diferentes aplicaciones de las cuales, solo trataremos la de bloqueo de oscilaciones de potencia o pérdida de campo en el párrafo 3.4.1.

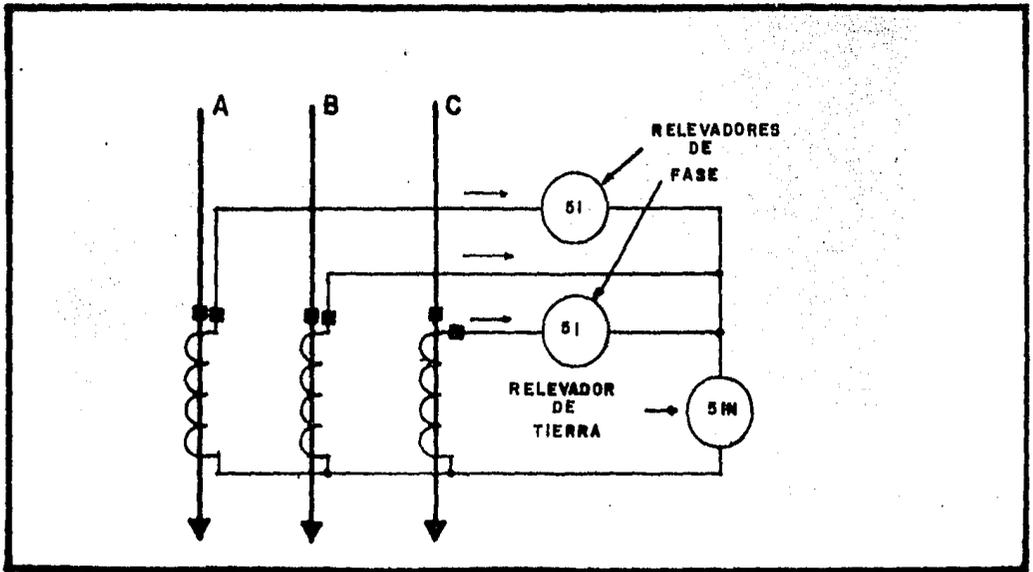


FIG. 2.1

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE CONEXION RESIDUAL  
PARA UN RELEVADOR DE TIERRA.

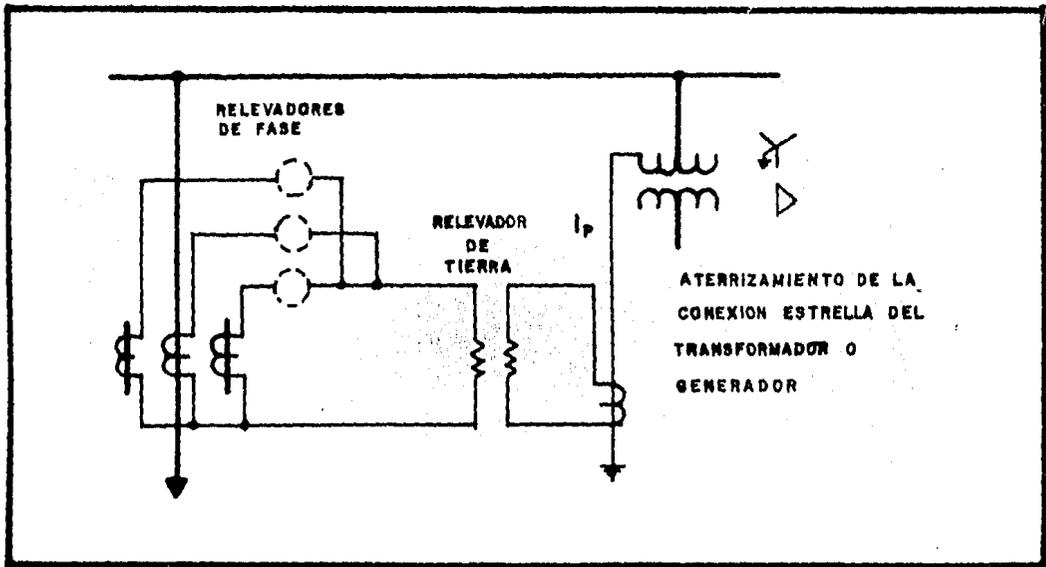


FIG. 2.2 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL RELEVADOR DE TIERRA DIRECCIONAL POLARIZADO CON CORRIENTE

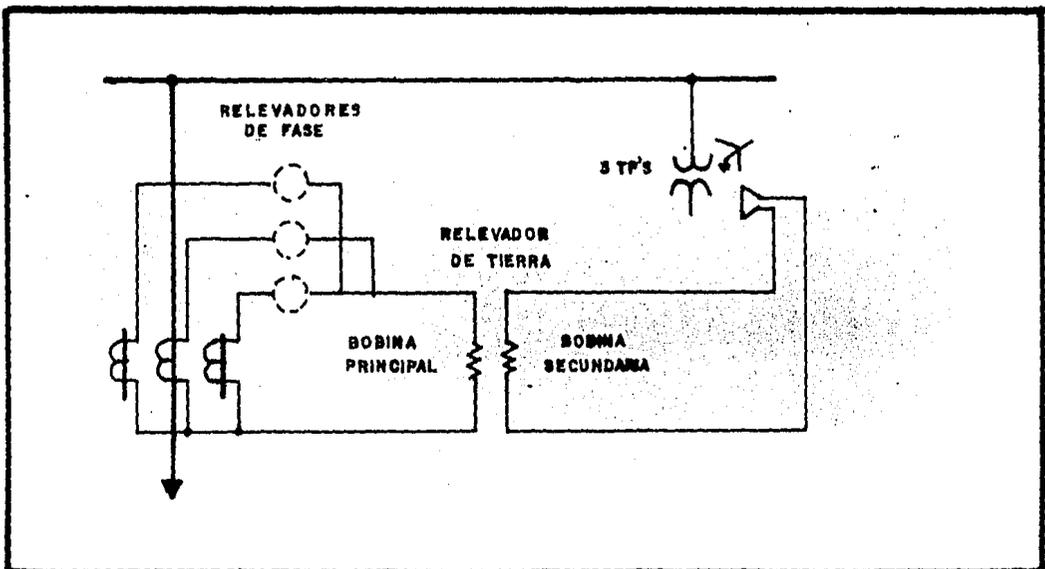


FIG. 2.3 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL RELEVADOR DE TIERRA DIRECCIONAL POLARIZADO CON POTENCIAL (VOLTAJE).

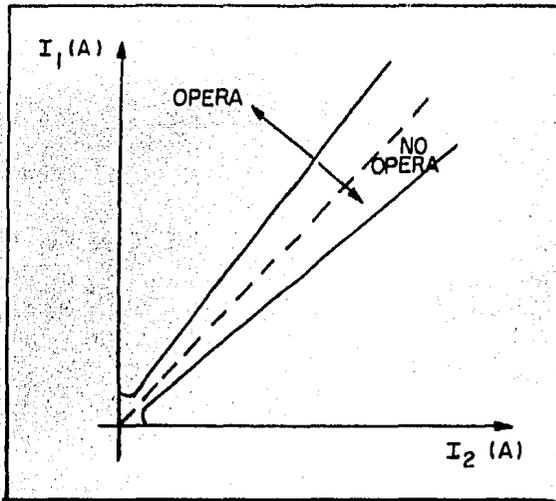


FIG. 2.4 CARACTERISTICA DEL RELEVADOR CON PENDIENTE CONSTANTE

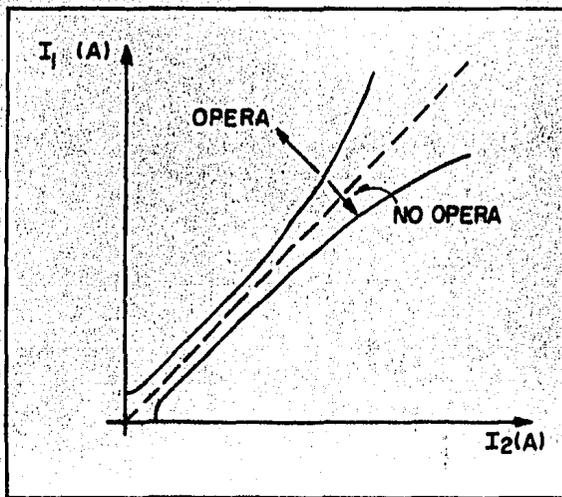
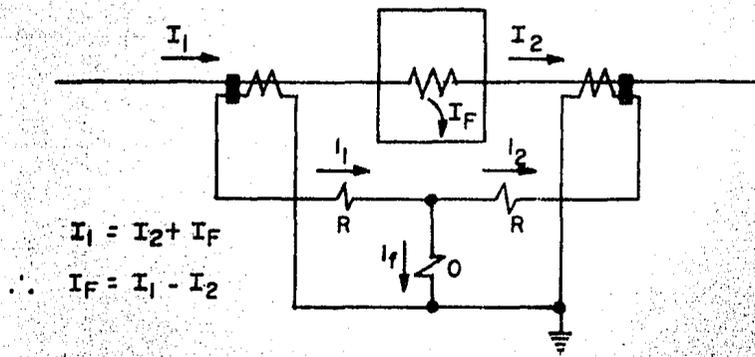


FIG. 2.5 CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR CON PENDIENTE VARIABLE

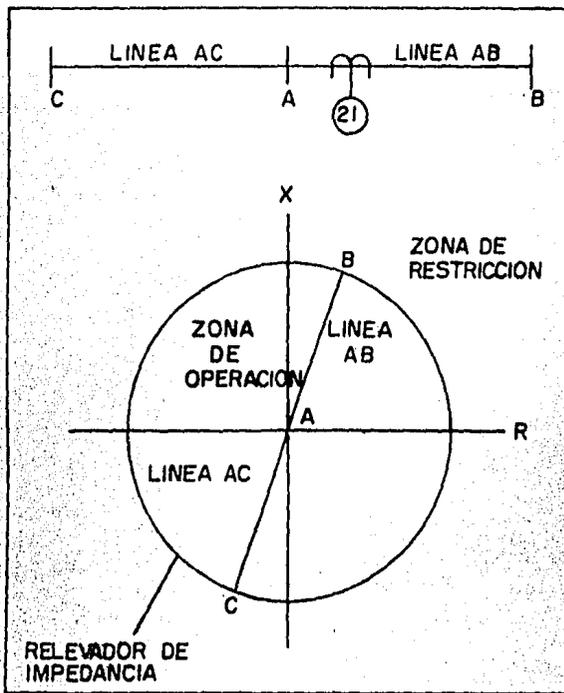


FIG. 2.6 RELEVADOR DE IMPEDANCIA

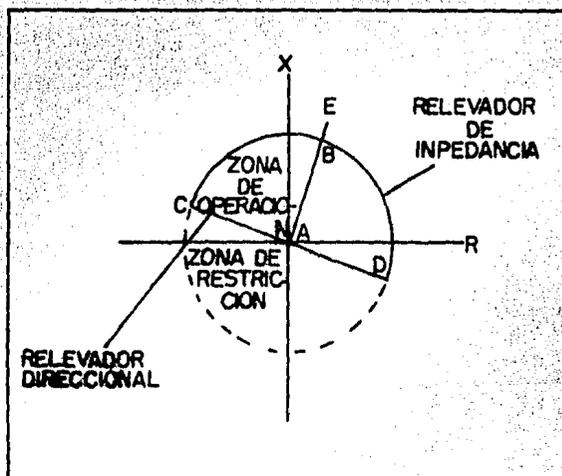


FIG. 2.7 RELEVADOR DE IMPEDANCIA - DIRECCIONAL

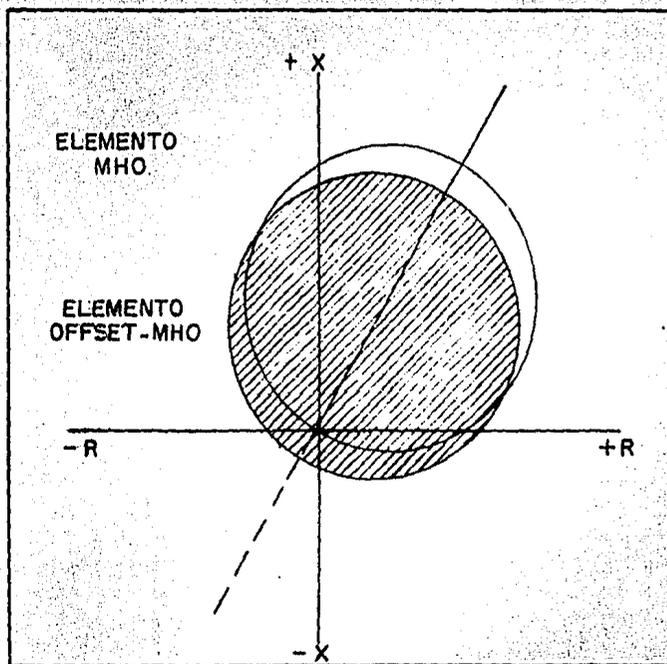


FIG. 2.8 CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL ELEMENTO MHO Y OFFSET-MHO

## C A P I T U L O   I I I

### PROTECCIONES MINIMAS EN LA UNIDAD GENERADORA

#### 3.1.      GENERALIDADES.

Para entender mejor como encaja el sistema de protección en un sistema de potencia, primeramente vamos a - revisar su composición. Un sistema de potencia está - diseñado para generar la suficiente energía eléctrica para satisfacer la demanda presente y futura estimada de los usuarios de alguna área en particular y entonces así poder distribuirla en la misma. Para una operación normal, éstos son los requisitos mínimos.

Para asegurar la máxima ganancia sobre la gran inversión que se efectúa en el equipo de que se compone el sistema de potencia y tener un servicio confiable, deberá mantenerse en operación la totalidad del sistema de potencia. Esto puede ser realizado de dos maneras: La primera es mediante el diseño y mantenimiento de ca da componente para prevenir cualquier falla que pudiese destruir a los componentes del sistema de potencia. Dado que las consideraciones económicas de diseño y - procedimientos de mantenimiento únicamente permiten a este método llegar hasta aquí, un segundo método debe ser seguido: controlar y minimizar los efectos de cual quier falla que pueda ocurrir. Aquí es donde el sistema de protección encaja en el sistema de potencia.

En este capítulo mencionaremos las protecciones eléctricas más comúnmente empleadas en equipos como motores, transformadores y generadores que son utilizados en plantas termoeléctricas con capacidades de 168 MW - para lo cual, nos referiremos al diagrama unifilar general del sistema de protección de la fig. 3.1. haciendo especial énfasis en las protecciones del generador, cuyo diagrama unifilar se tiene en la fig. 3.2.

En el caso de los transformadores de potencia se mencionan brevemente las protecciones térmica y por sobrecarga ( 49T ), Buchholz ( 63 ) y diferencial ( 87T ) - por considerarse las más relevantes. Finalmente, se tienen las protecciones de sobrecorriente en donde se han englobado las protecciones de los alimentadores principales en sus diferentes niveles de voltaje así como las protecciones de los motores de inducción que se han subdividido considerando su voltaje y potencia de operación.

### 3.2. PROTECCIONES DEL GENERADOR.

En un generador, cada tipo de defecto eléctrico es el resultado de la ruptura del aislamiento o arqueo ocurrido a través del aislamiento en algún punto de sus devanados (ver fig. 3.3.). Esto produce un paso de conducción entre partes de diferente potencial bajo condiciones normales. Si el circuito formado de esta

manera tiene una alta resistencia, la falla se hace evidente por un desplazamiento del voltaje en el sistema afectado. Si la resistencia es baja, el circuito soportará una gran corriente, la cual puede causar serios daños en el punto afectado debido al arco que normalmente se produce. Los defectos de aislamiento en generadores pueden ser clasificados para su estudio en tres grupos básicos: protecciones del estator, protecciones del rotor y protecciones del primomotor como se observa en la fig. 3.4.

### 3.3. PROTECCIONES CONTRA FALLAS EN EL ESTATOR DEL GENERADOR

#### 3.3.1. PROTECCION DE RESPALDO DEL GENERADOR ( 21-G ).

Quando se corre el riesgo de una falla en la protección primaria, es aconsejable proveer de una protección de respaldo a través de un relevador de impedancia de triple polo. Las bobinas de corriente son conectadas a los transformadores de corriente (TC'S) del lado del neutro del generador y las bobinas de voltaje a través de transformadores de potencial (TP'S) a las terminales del generador del lado del transformador principal. La protección de respaldo será aplicada para proteger la unidad contra fallas sostenidas en el sistema; por ejemplo, fallas que no son libradas por la protección apropiada, y para respaldar la protección diferencial

para fallas internas alimentadas del sistema.

En el caso de generadores con excitación de tiristores alimentados directamente del voltaje del generador, debe prestarse atención a la rápida caída de las corrientes de corto circuito. Es posible que con un corto circuito trifásico cercano al generador, la corriente de falla haya caído a cerca de su valor nominal en un tiempo tan pequeño como 1.5 segundos. Por lo tanto, si es usado como respaldo un relevador de impedancia mínima, el tiempo de retraso debe ser ajustado de acuerdo con las condiciones de servicio en particular. Para relevadores del tipo electromecánico, el ajuste de tiempo es de alrededor de 250 ms (15 ciclos) para protección de respaldo local por falla del interruptor.

Los tipos de relevadores con los que deben ser selectivos los de respaldo, dependerán de los relevadores de protección utilizados en los circuitos adyacentes, por lo que, si estos circuitos tienen protecciones de alta velocidad, piloto o de distancia, entonces deberá emplearse el relevador del tipo de distancia.

### 3.3.2. PROTECCION POR SOBRECARGAS (49G)

En el caso de grandes generadores con alta utilización, de gas o agua en el sistema de enfriamiento del rotor y estator las circunstancias son muy críticas porque -

muchas constantes de tiempo corto ocurren en el momento de la sobrecarga. Se asume entonces que debido a la sobrecarga el calor adicional es depositado adiabáticamente. El sobrecalentamiento general del estator es originado por la sobrecarga o por la falla del sistema de enfriamiento y puede detectarse en forma completa y fácil. El sobrecalentamiento debido a laminaciones en corto circuito está muy localizado y éste es en verdad un asunto de oportunidad si puede ser detectado antes de causar un daño serio.

Las sobrecargas cuya intensidad esté comprendida entre 1 y 1.6 veces la corriente nominal normalmente no son detectadas por los relevadores de sobrecorriente. Una sobrecarga continua dentro de los límites antes mencionados, se controla normalmente por sondas termoeléctricas en varios puntos del interior del estator.

La práctica es colocar bobinas detectoras de temperatura (RTD'S), teniéndose normalmente de 6 a 12, en los puntos críticos del estator del generador o termopares en las ranuras de los arrollamientos del estator de generadores mayores de 50 KVA. Varios de los detectores que indican la temperatura máxima se seleccionan para utilizarse con un indicador o registrador de temperatura que por lo general tienen contactos de alarma o pueden arreglarse para hacer funcionar un relevador de temperatura que haga sonar una alarma.

Para el ajuste de esta protección se siguen las reco-

mendaciones del fabricante considerando básicamente el tipo de aislamiento empleado y ajustado a un 10% menos de la temperatura máxima permitida.

### 3.3.3. PROTECCION CONTRA SOBREEXCITACION (59 G-T)

Generalmente, el efecto de la variación de tensión de una máquina es muy pequeño en comparación con el de la red interconectada. Sin embargo, no es posible causar un aumento apreciable de la tensión en sus terminales si está acoplada a una red de gran extensión. Un aumento en la excitación, por ejemplo, si falla el regulador automático de voltaje, se traduce en un aumento de la energía reactiva cedida, la cual en último extremo, puede provocar el disparo de la máquina por sobrecorriente si el interruptor de la máquina dispara estando el grupo a plena carga y a factor de potencia nominal, por lo que el consiguiente aumento de la tensión en las terminales debe ser limitado por un regulador de tensión de acción rápida. Pero si este regulador falla, o su acción es lenta, puede provocar fuertes sobretensiones, incrementadas además, por la sobrevelocidad que adquiere el grupo.

La sobreexcitación puede ocurrir durante el arranque o paro de la unidad generador-transformador (unidad G-T) y puede ocurrir también como resultado de un aumento ó reducción súbita de carga. La sobreexcitación

causa daños por sobrecalentamiento debido a la saturación en muy corto tiempo del núcleo y materiales magnéticos conductores, adyacentes a los equipos. En los transformadores actuales directamente unidos al generador, sus altas cualidades magnéticas dan un bien definido nivel de saturación, con el que la tensión pico solo llega de 1.2 a 1.3 veces, en p.u. la tensión nominal y ajustado a un tiempo de 1 a 2 segundos.

Los relevadores que se utilizan para la protección contra sobreexcitación tienen aplicados unos volts por hertz máximos para conocer la condición de sobreexcitación e iniciar alguna acción para proteger al equipo de algún posible daño.

NOTA: La protección del generador por sobreexcitación es cubierta por el ajuste de los relevadores que protegen al transformador principal.

#### 3.3.4. PROTECCION DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR (64 G)

La aplicación de relevadores para fallas a tierra del estator es influenciada principalmente por el método de aterrizamiento de dicho estator. Normalmente, son usados dos métodos:

- 1).- Aterrizamiento a través de una resistencia.
- 2).- Aterrizamiento a través de un transformador de

distribución con una resistencia conectada en su secundario.

Cuando se aterriza a través de una resistencia, la corriente de falla se limita de 200 a 300 amperes y cuando es empleado el método de puesta a tierra a través de un transformador de distribución se limita la corriente de falla de 5 a 10 amperes, razón por la cual es preferido este método además de asegurar el mínimo daño al devanado del estator. Este último método solo es aplicable cuando el devanado del estator está directamente conectado al devanado delta del transformador principal.

Cuando el neutro es puesto a tierra a través del devanado primario de un transformador de distribución, la protección de falla a tierra se provee conectando un relevador de sobrevoltaje (64) en el secundario del transformador de distribución (ver fig. 3.5). La corriente máxima de falla a tierra es determinada por el tamaño del transformador y de la resistencia de carga (R). La resistencia de carga es óptima cuando la corriente resistiva en ésta, es igual a la corriente capacitiva de la unidad G-T; de este modo, el transitorio de sobrevoltaje originado por la ferorresonancia, es mínimo. La relación que nos determina el valor de la resistencia (R) es:

$$R = X_c / 3N^2 \quad (\text{ohms})$$

DONDE:

$X_c$  = Reactancia capacitiva total de fase a tierra por fase de los arrollamientos del estator, devanados del transformador, capacitores, conexiones y pararrayos.

$N$  = Es la relación de tensión de circuito abierto de los arrollamientos de alta y baja tensión del transformador de distribución.

Debe observarse que la sensibilidad de la protección disminuirá a medida que el valor de la resistencia disminuya debido a que, como se sabe, mucha de la tensión disponible se consume en las impedancias de secuencia positiva, negativa y un poco menos en la de secuencia cero, que determina la magnitud de operación del relevador de tensión.

El porcentaje del devanado protegido dependerá del aterrizamiento ya sea a través del transformador de distribución o del transformador de potencial y del ajuste del relevador, el cual está expresado en por ciento del voltaje de salida del secundario del transformador. Así, un ajuste del 10% podría proteger al 90% del devanado. El tiempo de ajuste deberá ser elegido para evitar la operación debida a los efectos capacitivo o inductivo del transformador principal; un ajuste de 1.5 segundos para la falla que da el voltaje máximo será adecuado para muchas aplicaciones.

### 3.3.5. PROTECCION DIFERENCIAL

En los sistemas de potencia eléctricos, los relevadores diferenciales son universalmente usados para detectar, principalmente, fallas de fase a fase en generadores, transformadores, motores y circuitos de conexión. Generalmente en la unidad transformador-generador se forman zonas diferenciales físicamente definidas por sus propios transformadores de corriente en el generador, transformador elevador y la diferencial total que incluye al transformador de auxiliares. La operación de cualquiera de estos relevadores deberá disparar al interruptor principal y de excitación del generador.

La principal característica de una protección diferencial es su rapidez de operación, ya que cualquier falla de fase a fase que se presente en su zona de protección es de fatales consecuencias para el sistema por lo que no necesita coordinarse con otros relevadores.

#### 3.3.5.1. PROTECCION DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87-G)

Los generadores están sujetos a varios tipos de fallas tanto en el estator como en el rotor. Algunas de estas son fallas de fase a fase o fase a tierra, sobrecorriente, sobrecalentamiento, motorización y pérdida de

excitación.

Es por esto que es importante suministrar protección con relevadores de alta velocidad para corto circuitos en el generador porque existe la posibilidad de un daño excesivo si el corto circuito no es rápidamente aislado. La protección más efectiva es el relevador de porcentaje diferencial. Un relevador de porcentaje diferencial con una característica de pendiente incrementada es mejor para esta protección. El significado de esta característica se muestra en la fig. 2.5. del inciso 2.5.6.2.

La protección diferencial es arreglada para disparar todos los interruptores a los cuales el generador está conectado y así evitar que se alimente corriente al corto circuito. El circuito de campo de la máquina también debe ser abierto por lo que el generador no alimentará corrientes a la falla.

La forma en que está puesto a tierra el neutro del generador no influye en la selección del equipo de protección diferencial de porcentaje cuando se sacan al exterior los extremos de todos los arrollamientos. Pero, si el neutro no está puesto a tierra o si éste está puesto a tierra a través de una impedancia bastante elevada, los relevadores diferenciales deberán complementarse con una protección sensible de tierra, la cual se logra con la protección de falla a tierra del estator (64 G).

### 3.3.5.2. PROTECCION DIFERENCIAL DE LA UNIDAD GENERADOR-TRANSFORMADOR (87 G-T).

Esta conexión generalmente es empleada en el arreglo del generador y transformador del tipo unitario (unidad G-T) y consiste de un relevador del tipo diferencial con tres restricciones cuyas conexiones se encuentran localizadas en el lado del neutro del generador, lado de alta tensión del transformador principal y lado de alta tensión del transformador auxiliar de manera que eviten algún punto ciego en el esquema de protecciones cuando ocurra alguna falla en la zona que se desea proteger.

Como el transformador auxiliar es de menor capacidad que el de la unidad, el relevador de la protección diferencial de la unidad no podrá proteger al transformador auxiliar contra fallas internas o del lado de baja tensión a menos que tales fallas ocurran cerca de su devanado de alta tensión. Considerando esta situación, se emplea una protección diferencial separada para el transformador auxiliar.

Es importante notar que los TC'S del lado de alta tensión del transformador auxiliar (ver fig. 3.2.) deben formar, junto con los TC'S de la protección diferencial del propio transformador auxiliar, la zona de traspape tal y como se menciona en el inciso 4.1.1.1. con el fin de tener un protección más efectiva.

En el arreglo tipo unidad G-T, el transformador puede estar sujeto a una condición de sobrevoltaje o sobreexcitación durante rechazos de carga o como fallas externas que son libradas por el interruptor principal. Es por esto que durante los períodos de sobreexcitación - pueden operar los relevadores diferenciales convencionales por lo que se emplean relevadores diferenciales con restricción contra sobreexcitación de manera que - distinguen entre una operación causada por sobrevoltaje de otra causada por alguna falla interna, pudiendo retardar su operación durante un cierto lapso de tiempo con el fin de dar oportunidad a que sea corregida - la condición de sobreexcitación.

Desde el punto de vista de protección del generador, - la protección diferencial de la unidad G-T se puede - considerar como protección de respaldo local.

### 3.4. PROTECCIONES CONTRA FALLAS EN EL ROTOR.

#### 3.4.1. PROTECCION CONTRA PERDIDA DE EXCITACION DEL GENERADOR (40 G).

Una falla en la excitación del campo del generador (regulador de voltaje desconectado, apertura del interruptor de campo, falta de alimentación al campo de excitación, etc), da como resultado una velocidad de opera-

ción mayor a la velocidad síncrona, comportándose como un generador de inducción, tomando reactivos del sistema.

Dos formas de protección contra pérdida de excitación pueden ser empleadas. Una emplea un relevador de baja corriente que opera en paralelo con el circuito de campo principal.

La otra, comprende un relevador de distancia tipo offset mho conectado al circuito del estator. La fig. 3.6. muestra el empleo de la característica de impedancia terminal o equivalente de una máquina en un diagrama R-X en el cual se observa la característica del relevador de offset mho cuando existe una falla de campo. La operación del relevador ocurre de una manera inmediata cuando la impedancia equivalente cruza la característica del relevador. Es común compensar la característica del relevador por una cantidad OA a lo largo el Eje X (menos equis) igual a la mitad del eje directo de la reactancia transitoria de la máquina y hacer el diámetro de la característica AB igual al de la reactancia síncrona de eje directo. De esta forma, son prevenidas las operaciones en oscilaciones de potencia y pérdida de campo.

Como medida de precaución no siempre es necesario ajustar el relevador para un paro inmediato de la máquina, ya que el relevador deberá operar solamente si sus condiciones de excitación tienden a una operación inesta-

ble del generador. La mejor indicación de la habilidad de un sistema de excitación para mantener estable al generador es el voltaje del sistema. Así, el relevador offset mho es arreglado para detener inmediatamente a la máquina sólo cuando la operación es acompañada por un colapso en el voltaje del sistema; ésta condición será detectada por un relevador de bajo voltaje instantáneo, ajustado aproximadamente al 70% del voltaje normal. Podría el relevador offset mho operar sólo, si este es arreglado para iniciar desprendimiento de carga abajo del ajuste a un valor seguro y para iniciar el disparo del relevador maestro después de un retardo de tiempo preestablecido.

#### 3.4.2. PROTECCION CONTRA FALLAS ASIMETRICAS (46 G)

Normalmente las corrientes de un generador son iguales en magnitud y diferencia de ángulos en las tres fases pero, bajo condiciones de desbalanceo del sistema, las corrientes serán asimétricas causando la aparición de corrientes de secuencia negativa ( $I_2$ ). Las principales causas de desbalanceo del sistema son:

- Fallas desbalanceadas (fallas de línea principalmente por ser las más críticas).
- Conductores abiertos (rotura de un conductor en una línea trifásica, falla en el cierre de un polo en un interruptor).

Las corrientes de secuencia negativa que fluyen durante el lapso en que ocurren las fallas desbalanceadas, inducen corrientes en el rotor al doble de su frecuencia (120 Hz). Estas corrientes tienden a fluir en la superficie en un rotor sólido cilíndrico causando una severa elevación de temperatura y por consiguiente, pérdidas extras en ciertos puntos tales como las cuñas de las ranuras y los anillos de retención en los extremos del rotor. El efecto de calentamiento aproximado del rotor de una máquina síncrona para diferentes condiciones de falla desbalanceada está determinado por el producto:

$$I_2^2 t = K$$

DONDE:

$I_2$  Promedio de corriente de secuencia negativa expresada en por unidad, de la corriente de estator sobre un tiempo de "t" segundos.

K Constante que depende del tipo de máquina y forma de enfriamiento. Esta constante representa el tiempo de duración al cual una corriente de secuencia negativa es igual a la corriente nominal que puede ser permitida por el generador.

De acuerdo a las normas, se tienen los siguientes valores, aunque se recomienda verificarlos con el fabricante.

Para generadores con rotor cilíndrico directamente en friados con capacidad hasta 800 MVA - - - - -

$$I_2^2 t = 10$$

Para generadores con rotor cilíndrico directamente en friados hasta 960 MVA (expresada en porciento de la corriente del estator) - - - - -

$$I_2 = 8\% (0.08 \text{ p.u.})$$

Las consideraciones que son involucradas en la determinación de los ajustes de los relevadores contra fallas asimétricas son:

- El relevador deberá ajustarse para proteger al generador contra cualquier condición de desbalanceo la cual podría dañar al generador.
- Se deberá coordinar el relevador con el esquema de protecciones para evitar un paro innecesario del generador durante fallas que debería librar el esquema de protecciones.

Por lo general no hay problema de coordinación entre el relevador y el esquema de protecciones si se siguen los ajustes recomendados por el fabricante. En el caso de máquinas mayores de 400 MVA se considera conveniente incluir un miliampérmetro con alarma para indicar el valor de  $I_2$

### 3.4.3. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ROTOR (64 F).

Debido a que los circuitos asociados al rotor operan sin puesta a tierra, una sencilla falla a tierra del rotor (campo) no originará daño alguno, no afectando la operación del generador por lo que no representa un peligro inmediato. Sin embargo, la existencia de dicha falla debe ser detectada y eliminada ya que el potencial de una segunda falla a tierra del campo, pondría en derivación parte del arrollamiento del campo, incrementándose la corriente a través de la parte restante ocasionando un desequilibrio del flujo en el entrehierro y éste a su vez, desequilibrará las fuerzas magnéticas en lados opuestos del rotor. Dependiendo de la parte del campo que se pone en derivación, este desequilibrio de fuerzas puede ser lo suficientemente grande como para combar la fecha haciéndola excéntrica y sobreviniendo la vibración. Para la detección de este tipo de fallas se dispone de tres métodos que son:

- Método del potenciómetro.
- Método de inyección de AC.
- Método de inyección de DC.

El método de detección para fallas a tierra del rotor, dependerá del tipo de excitación empleado en el generador. En el presente trabajo, consideraremos una excitación por tiristores, describiendo el método de inyección

ción de CD. (Ver fig. 3.7.). Este método comprende - un transformador, un puente rectificador, un relevador de voltaje y una resistencia limitadora. El nodo positivo de DC del puente rectificador es aterrizado directamente mientras que el otro nodo del puente es conectado al relevador y a la resistencia limitadora en serie al lado positivo del devanado principal del campo; así, cuando ocurre una falla a tierra, el circuito del relevador es completado causando su operación. Este esquema puede tener un alto grado de sensibilidad dependiendo de las limitaciones del relevador, no siendo sensible a súbitas aperturas en el circuito principal del campo, además de que en caso de que se pierda la alimentación auxiliar de AC, el esquema mantendrá su efectividad en una gran parte del devanado del campo.

Por lo general, el relevador se ajusta para disparar la unidad teniendo una resistencia de 1000 ohms y mediante la unidad de tiempo de 1 a 5 segundos.

### 3.5. PROTECCIONES DEL PRIMOMOTOR

Como un complemento a las protecciones mediante relevadores del generador, se tienen las protecciones al primomotor y equipo asociado. En esta parte, se describirán las protecciones que relacionadas con el primomotor emplean relevadores como dispositivos de protección ya que en este caso, es muy estrecha la relación entre

el primomotor y el generador. Como complemento, se describen brevemente, algunas de las más importantes fallas de carácter mecánico.

### 3.5.1. PROTECCION CONTRA POTENCIA INVERSA (32)

La protección contra potencia inversa (motorización) tiene como principal objetivo beneficiar al primomotor o al sistema y no al generador, por lo que esta protección se instalará cuando se trate de evitar que el generador opere como motor de inducción al tomar reactivos del sistema.

La motorización ocurrirá cuando el par motriz que impulsa al generador, sea menor que las pérdidas totales de la unidad. Las pérdidas totales como un porcentaje de la potencia nominal de la unidad primomotor-generador operando a velocidad nominal para un turbina de vapor son del 3%. Este valor se aplica cuando la potencia de entrada (vapor) al primomotor, está totalmente cortada. Por tanto, en el caso de que las pérdidas totales de una unidad sean cubiertas parcialmente por el primomotor y parcialmente por la potencia del sistema, dará como resultado que la potencia manejada por el generador durante ciertas condiciones de motorización, pueda ser tan bajo como el 1%.

En sistemas con turbinas de vapor, el vapor actúa como

refrigerante ya que mantiene los álabes de la turbina a una temperatura constante. Una falla en la alimentación de vapor dará como resultado un sobrecalentamiento debido a la fricción, con la consecuente distorsión de los álabes de la turbina además de la ya mencionada motorización del generador. El tiempo en que una turbina se sobrecalienta cuando se corta completamente el vapor varía de 30 segundos a 30 minutos según el tipo de turbina de que se trate. En una turbina de condensación, el margen de elevación de temperatura es relativamente alto y no necesita tomarse una acción inmediata. Sin embargo, en turbinas sin condensación y con elevada presión de salida la temperatura puede elevarse rápidamente a niveles peligrosos debido a que el vapor a baja presión es atrapado dentro de la turbina.

Cuando una turbina no se sobrecalienta a menos que su generador opere como motor de inducción, se utiliza la protección direccional de potencia. Como este tipo de protección opera para condiciones de oscilaciones en la potencia y cuando la máquina está siendo sincronizada, deberán prevenirse operaciones indeseadas introduciendo un retardo de tiempo no mayor a 4 segundos ya que las oscilaciones de potencia transitorias decaen después de 2 segundos según lo ha demostrado la práctica. Este tiempo dependerá también de las especificaciones del fabricante de la turbina. En sistemas de potencia con disparo secuencial de la unidad, el relevador de potencia inversa actúa como protección de respaldo en caso de posibles fallas en los contactos auxi

liares de las válvulas de paro de la turbina, circuitos de control y/o en los interruptores de máquina y de campo para lo cual debe ser conectado para iniciar el disparo de los interruptores de campo de máquina a través de un relevador de disparo de la zona de protección del generador.

### 3.5.2. PROTECCION CONTRA BAJA FRECUENCIA (81 G)

La protección contra baja frecuencia se emplea en turbogeneradores de gran capacidad ya que los álabes que constituyen las últimas etapas del elemento de baja presión de la turbina presentan problemas de vibración a velocidades diferentes a la de operación.

Los álabes situados en las etapas del elemento de baja presión de la turbina se diseñan y fabrican de manera que sus frecuencias naturales de vibración no coincidan ni tengan armónicas que coincidan con la frecuencia de vibración a la velocidad nominal de la turbina. Este equilibrio es tan restringido, que a velocidades ligeramente distintas a la nominal pueden presentarse frecuencias naturales de vibración o sus armónicas, debiéndose evitar que la turbina opere bajo carga en esas condiciones. Los mínimos requerimientos que deben ser impuestos para evitar daños a los álabes operando la turbina a baja frecuencia y bajo carga son:

- 1.- Operación no resonante de los álabes puede ocurrir bajo condiciones de operación sostenida.
- 2.- Si la frecuencia de operación se desvía al grado de que sea probable la operación resonante, el tiempo total acumulado en resonancia debe ser limitado de manera que el daño por fatiga en los álabes no será el suficiente para iniciar la falla.

La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobrecargas del sistema. En el generador, una operación a baja frecuencia es casi seguro que esté acompañada por un alto manejo de corriente de carga en el rotor y estator.

Como el fenómeno de daño a los álabes debido a condiciones de resonancia es acumulativo, es recomendable que a frecuencias entre 59.5 y 58.5 Hz, el lapso de tiempo de operación no sea mayor a 60 minutos.

Debe notarse que una vez iniciada la ruptura de una estructura con este tipo de álabes, su propagación, cuando la turbina opera bajo carga, ocurrirá a menores niveles de esfuerzo.

### 3.5.3. PROTECCION CONTRA SOBREVELOCIDAD

Por lo general, los primomotores están equipados con -

dispositivos contra sobrevelocidad mecánica del tipo -  
centrífugo. El elemento de sobrevelocidad deberá res-  
ponder de la velocidad de la máquina por conexiones me-  
cánicas o su equivalente eléctrico; si es eléctrico,  
el elemento de sobrevelocidad no deberá estar afectado  
en forma adversa por la tensión del generador. El ele-  
mento de sobrevelocidad puede proporcionarse como par-  
te del primomotor, de su gobernador de velocidad o bien  
del generador; deberá hacer funcionar el gobernador de  
velocidad o en cuanto esté provisto otro medio de paro,  
parar el primomotor, disparando a su vez el interrup-  
tor del generador; esto con objeto de impedir el fun-  
cionamiento en sobrefrecuencia de las cargas conecta-  
das al sistema alimentado por el generador y también -  
para impedir el posible funcionamiento en sobrefrecuen-  
cia del generador mismo a partir del sistema de C.A. -  
El dispositivo de sobrevelocidad también deberá dispa-  
rar el interruptor de los auxiliares de las derivacio-  
nes del generador de donde toman la potencia los auxi-  
liares. En ciertos casos, puede ser adecuado un rele-  
vador de sobrefrecuencia para proporcionar ambas for-  
mas de protección. Sin embargo, se prefiere un inte-  
ruptor centrífugo conectado directamente. Por lo ge-  
neral el elemento de sobrevelocidad debe ajustarse pa-  
ra funcionar de 3% a 5% arriba de la velocidad de re-  
chazo de carga. El fabricante deberá especificar si -  
se necesita protección suplementaria y cual debe ser -  
su ajuste.

#### 3.5.4. PROTECCION DE SOBRECALENTAMIENTO DE LAS CHUMACERAS

El sobrecalentamiento de las chumaceras puede detectarse con un relevador accionado por un bulbo tipo termómetro insertado en un agujero en la chumacera, o por un relevador detector de temperatura de resistencia. O bien, puede controlarse la temperatura del aceite, donde se hace circular el aceite de lubricación a presión a través de la chumacera a condición de que el sistema tenga un dispositivo para dar alarma si el aceite deja de fluir.

#### 3.5.5. PROTECCION CONTRA VIBRACION

Las protecciones contra corrientes desequilibradas del estator y la protección contra fallas a tierra del campo, impiden o disminuyen la vibración en ciertas circunstancias. Para una turbina de vapor, la práctica es instalar registradores de vibración que puedan adaptarse para controlar una alarma. Los detectores de vibración generalmente son montados en los pedestales de las chumaceras. El detector consiste de una bobina montada sobre resortes entre una "U" formada por un imán permanente. El voltaje de salida de la bobina, el cual es proporcional al grado de vibración, es aplicado a un instrumento indicador adecuado.

### 3.5.6. PROTECCION CONTRA BAJO VACIO EN EL CONDENSADOR

Esta protección se efectúa con el fin de prevenir sobrecalentamientos que puedan dañar el sistema de baja presión mediante un regulador de presión, el cual compara el vacío del condensador contra la presión atmosférica. Este regulador se ajusta para que descargue a través del gobernador, hasta que las condiciones normales de vacío sean restablecidas.

Si las condiciones de vacío no mejoran en un cierto límite fijado de antemano, serán cerradas las válvulas de paro y se abrirá el interruptor principal.

### 3.5.7. PROTECCION CONTRA LA DISTORSION DE LA FLECHA DEL ROTOR

Una deficiencia en el sistema de enfriamiento o paros repentinos de la unidad, pueden ser las causas de que una irregular distribución de la temperatura tienda a causar la distorsión del rotor. Para minimizar la distorsión, es común girar el rotor a baja velocidad durante el período de enfriamiento.

En vista de la gran fuerza centrífuga producida por la operación del rotor de un turbogenerador, es práctica normal adaptar a la flecha del rotor detectores de excentricidad.

Los detectores de excentricidad de la flecha comprenden un par de electroimanes montados en las bases de los cojinetes colocados diametralmente opuestos, a través de la flecha. Estos electroimanes son energizados por un generador de alta frecuencia.

El arreglo de los electroimanes y el circuito detector se muestra en la figura 3.8.

### 3.6. PROTECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Las necesidades de protección en un banco de transformadores de potencia son una función de diferentes factores tales como la configuración del sistema, método de aterrizamiento, coordinación, operación y costo.

Por otra parte, las fallas en los transformadores pueden ser debidas a un inapropiado funcionamiento mecánico, (deterioramiento del aislamiento en los devanados, esfuerzos mecánicos, vibraciones, diseño inadecuado, contaminación etc.) y lo eléctrico (sobrecargas, corto circuitos y sobrevoltajes).

Por tanto, una conveniente protección a los transformadores, que minimizaría cualquier daño que pudiera ocurrir, es lograda mediante la apropiada combinación del diseño del sistema y los dispositivos de protección necesarios para satisfacer los requerimientos técnicos y

económicos de la aplicación.

En nuestro estudio, discutiremos brevemente la protección diferencial del transformador que es complementada con un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso ajustado de manera que sea más sensible a fallas de fase a tierra. Así mismo, se tienen protecciones que detectan condiciones de falla de fase a fase, que también sirve de respaldo a la diferencial y que emplean relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.

Otras protecciones importantes son la protección Buchholz que detecta repentinas elevaciones de presión interna en el transformador y la protección térmica que mediante la detección de la temperatura puede evitar condiciones de sobrecarga que acorten la vida útil del transformador.

### 3.6.1. PROTECCION TERMICA Y POR SOBRECARGA (49 T)

Toda condición de falla produce tensiones mecánicas y térmicas en los devanados de un transformador. Una sobrecarga causará un aumento de temperatura en los diferentes componentes del transformador ya que las sobrecargas pueden ser sostenidas por largos períodos de tiempo siendo limitadas por la temperatura permitida en los devanados y los medios de enfriamiento de que dispone el propio transformador.

Si la temperatura final está arriba de la temperatura designada como límite, el deterioro del aislamiento puede ocurrir causando una reducción en la vida útil del transformador; el aislamiento puede ser debilitado a tal grado que un sobrevoltaje moderado puede causar el rompimiento del aislamiento.

La protección contra sobrecargas consiste tanto en limitar la carga como en detectar sobrecargas. Las cargas del transformador pueden ser limitadas al diseñarse el sistema, donde la capacidad del transformador será mayor que la carga total conectada y considerando la diversidad de cargas usadas. Un aumento de carga y un cambio en el procedimiento de operación podría eliminar completamente la capacidad extra necesaria para esta protección.

Una forma de detectar sobrecargas, es por medio de registradores de temperatura. En la práctica general, aún para transformadores no atendidos, no se considera la protección contra sobrecalentamiento o sobrecarga; puede haber accesorios térmicos para hacer sonar una alarma o para controlar los ventiladores, o para iniciar la operación del mecanismo de protección secundaria.

Algunos de los principales accesorios son:

- 1) INDICADOR DE TEMPERATURA DEL LIQUIDO.

Este mecanismo puede ser equipado con uno o tres - contactos, los cuales operan en presencia de temperaturas previamente seleccionadas. Un sólo contacto puede ser usado para propósitos de alarma; cuando es empleado enfriamiento de aire forzado, el primer contacto inicia la primera etapa de ventilación (normalmente a 60° C).

El segundo contacto iniciará la segunda etapa de ventilación (90° C) y si se usa una alarma el tercer contacto se empleará para hacer sonar dicha alarma, iniciar la reducción de carga o disparar al interruptor.

## 2) RELEVADOR TERMICO.

Es usado como un detector más directo de la temperatura de los devanados. Estos relevadores térmicos operan switches individuales en presencia de temperaturas del transformador, su uso se extiende para todos los transformadores de 10 MVA y mayores.

Las características de operación y su ajuste varían para cada fabricante, por lo que no hay un ajuste preciso.

### 3.6.2. PROTECCION BUCHHOLZ ( 63 )

En transformadores con núcleo sumergido en aceite, la gran mayoría de las fallas son siempre acompañadas por una liberación de gas. El mecanismo usado para proveer protección contra surgimiento de gas y, de cierto modo, detectar fallas internas en el transformador, es conocido con el nombre de Relevador Buchholz. Este relevador sólo se aplica a los transformadores con tanque conservador, en el que dicho tanque de transferencia está completamente lleno de aceite ya que actúa como cámara de expansión o aliviador de presión. Por ejemplo: cuando se tiene un corto circuito o falla a tierra de gran magnitud en los devanados del transformador, la temperatura del aceite se incrementa rápidamente hasta alcanzar su punto de vaporización, dando lugar a la formación de gases y a un movimiento del aceite debido a la alta presión en el interior del transformador, forzando la circulación de aceite al tanque aliviador de presión.

En la tubería entre el tanque principal y el conservador, se localizan los dos elementos principales del relevador. Un elemento es una cámara de recolección de gas en la que se acumula el gas originado por la desintegración o descomposición lenta del aislamiento en presencia de un pequeño arco eléctrico. Cuando se ha acumulado una cierta cantidad de gas, se cierra un contacto que por lo general hace sonar una alarma. El

elemento de acumulación de gas proporciona la primera advertencia de fallas incipientes, que permiten poner fuera de servicio al transformador y repararlo antes de que el daño sea mayor.

El otro elemento contiene una válvula que se hace funcionar por el paso del aceite a través de la tubería cuando ocurre una falla severa y, que cierra los contactos que disparan el interruptor del transformador.

De lo anteriormente expuesto es evidente que este relevador es valioso principalmente como complemento de otras formas de protección, por lo que se considera como protección de respaldo.

### 3.6.3. PROTECCION DIFERENCIAL (87 T)

En la práctica, los fabricantes recomiendan protección diferencial de porcentaje para la protección contra cortos circuitos y para todos los bancos de transformadores de potencia mayores de 20 MVA. El grado de protección dependerá del tipo de esquema diferencial y el método de puesta a tierra. Considerando que los relevadores diferenciales detectan la corriente de Inrush como una falla interna, se requiere de un método para distinguir entre corriente de falla y corriente de Inrush, por lo que se requerirá de un relevador con una reducida sensibilidad a la onda de Inrush, restric

ción de armónicas y con desensibilización durante la energización del transformador.

Siendo que la corriente de Inrush tiene un alto contenido de armónicas, particularmente la segunda armónica, ésta puede ser usada como restrictora y así desensibilizar al relevador durante la energización.

El relevador de porcentaje diferencial con restricción de armónicas es usado siempre que éste sea justificado económicamente ya que tales relevadores son hechos para ser inherentemente inmunes a corrientes de magnetización de Inrush por lo que es mejor su comportamiento en comparación con el tipo de disco de inducción.

Consecuentemente, su uso es recomendado siempre que la estabilidad del sistema eléctrico de potencia sea un factor crítico.

Un diagrama unifilar de protección diferencial del transformador, aplicado a un transformador de tres devanados es mostrado en la fig. 3.9., las bobinas de restricción son alimentadas por la corriente entrante o saliente de cada uno de los tres devanados del transformador pasando la corriente diferencial de la red a través de la bobina de operación del relevador cuando se tenga una condición de falla dentro de la zona de protección.

### 3.7. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

Las protecciones de sobrecorriente tienen gran importancia en una planta termoeléctrica, principalmente en la red de distribución de servicios auxiliares por lo que, para su estudio, dado lo extenso de su aplicación y basándose en el sistema de protección planteado en la fig. 3.1., se considera la siguiente clasificación:

1. Protecciones de sobrecorriente para motores de inducción.
2. Protecciones de sobrecorriente para fallas entre fases (50/51).
3. Protecciones de sobrecorriente para fallas de fase a tierra (51N - 50G)

Las protecciones para motores de inducción se han subdividido en protecciones para motores menores de 300 HP a 480 volts y las protecciones para motores menores de 3 000 HP a 4 160 volts. A su vez las protecciones de sobrecorriente para fallas entre fases y de fase a tierra se han subdividido considerando los diferentes tipos de alimentadores como son:

1. Alimentadores principales de 480 volts.
2. Alimentadores de transformadores de las subestacion

nes unitarias.

### 3. Alimentadores principales de 4 160 volts.

Para poder realizar sus objetivos de protección al -- equipo, se emplean relevadores de estado sólido y de - disco de inducción con elementos de tiempo inverso de fase, instantáneos de fase, tiempo inverso de tierra e instantáneos de tierra. El número y tipo de elementos del relevador dependerá de su aplicación en particular.

#### 3.7.1. PROTECCION DE MOTORES DE INDUCCION.- GENERALIDADES

Los motores de inducción contribuyen en la actualidad con la mayor parte de la fuerza motriz necesaria en - los servicios auxiliares de un sistema de potencia, - cumpliendo esta función con excelencia en una infini- dad de aplicaciones y campos.

Por tanto, no es de extrañar el hecho de que hayan si- do desarrollados medios especiales con el fin de prote- ger al motor de operaciones bajo condiciones anormales que producirían problemas de graves consecuencias en - las plantas generadoras y en general en cualquier in- dustria.

Con el fin de evitar problemas, toda condición anormal de operación en el motor, debe ser suprimida inmediata

mente y en el caso de que éstas ocurrieran, deberán su ministrarse los medios para que la influencia a otros equipos o áreas sea muy pequeña con el fin de mantener la continuidad en el servicio.

Por tanto, es recomendable que las protecciones para cada motor instalado sea elegida para satisfacer los requerimientos específicos del motor y su uso. Entre los factores y especificaciones a considerar en un motor de inducción tenemos:

- CARACTERISTICAS DEL MOTOR

Tipo, velocidad, voltaje, potencia nominal, factor de potencia, tipo de carcasa, capacidad térmica del rotor y estator durante las condiciones de arranque, operación y paro, etc.

- CONDICIONES AMBIENTALES

Temperatura máxima y mínima, fuentes adyacentes de calor, exposición al agua y productos químicos, etc.

- SISTEMA DE POTENCIA

Tipo de aterrizamiento, exposición a un recierre automático o transferencia, desbalanceo de voltaje, etc.

- IMPORTANCIA DEL MOTOR

Costo del motor, costo por paro imprevisible, mantenimiento, supervisión, etc.

Considerando lo anteriormente expuesto, se tiene la siguiente clasificación de los esquemas de protección para motores de inducción en el sistema de potencia a estudiar: (Ver figuras 3.10. a y b)

- Protecciones para motores menores de 300 HP a 480 volts.
- Protecciones para motores menores de 3 000 HP a 4 160 volts.

3.7.1.1. PROTECCION PARA MOTORES MENORES DE 300 HP A 480 VOLTS

La protección para motores de esta capacidad, se logra mediante interruptores de bajo voltaje con dispositivos de disparo por sobrecorriente trifásicos, los cuales, son parte integral del interruptor. Actualmente los interruptores están equipados con dispositivos de disparo de estado sólido, teniendo funciones de disparo de tiempo largo, corto, instantáneo y de fallas a tierra en muchas combinaciones.

Los ajustes normalmente previstos son los "Pick Ups" -

de retardo de tiempo largo, tiempo corto e instantáneo. Complementando estos ajustes, muchos fabricantes incluyen tres diferentes bandas de operación del retardo de tiempo largo y corto referidas como mínima, intermedia y máxima.

Los dispositivos de estado sólido brindan dos tipos de protección de sobrecorriente: sobrecorriente entre fases y de fallas a tierra. Las sobrecorrientes entre fases son detectadas en base a su magnitud, mientras que las fallas a tierra que por naturaleza involucran un paso de retorno por tierra, se emplea un dispositivo sensible al paso de dicha corriente con el fin de detectar muy bajos niveles de sobrecorriente a tierra, para a la vez ser inmune a disparos indeseados bajo una multitud de condiciones del sistema tales como arranque del motor y fallas de fase a fase, ya que éstas deben ser detectadas por los elementos instantáneos o de retardo; para asegurar la coordinación en un sistema selectivo, se emplean los dispositivos de disparo de estado sólido.

Con el objeto de permitir la mayor flexibilidad de aplicación en el sistema, el "Pick Up" y retardo de tiempo de los elementos de disparo debe ser el suficiente para permitir al menos dos niveles de coordinación, aunque, generalmente se tiene hasta tres niveles.

A continuación indicaremos las unidades de disparo recomendadas, así como sus ajustes y especificaciones particulares, considerando la protección del alimentador del motor.

### 3.7.1.2. PROTECCION DEL ALIMENTADOR A UN SOLO MOTOR A 480 VOLTS

La alimentación del motor tendrá protección de sobrecarga y falla de fase suministrada por un interruptor de potencia de bajo voltaje el cual tiene un dispositivo de disparo de estado sólido trifásico con unidades de disparo de retardo de tiempo largo, instantáneo y de falla a tierra. El "Pick Up" de la unidad de tiempo largo se ajustará a un mínimo del 120% de la corriente de plena carga del motor y no excederá el valor nominal de la ampacidad del cable. El Pick Up del elemento instantáneo es ajustado a un mínimo de 10 veces la corriente de plena carga del motor o arriba de las corrientes asimétricas de arranque del motor. El "Pick Up" de la unidad de falla a tierra se ajustará de tal forma que libere la falla lo más pronto posible, por lo tanto, se tomarán los valores más pequeños del rango de ajuste de la unidad.

### 3.7.1.3. PROTECCION DEL ALIMENTADOR A UN CCM (CENTRO DE CONTROL DE MOTORES)

Cada alimentador a un CCM en 480 volts está protegido por un interruptor de potencia de bajo voltaje, el cual tiene un dispositivo de disparo de estado sólido trifásico con unidades de disparo con retardo de tiempo largo y corto, ajustables. El ajuste de "Pick Up"

de la unidad de tiempo largo no excederá el 110% del -  
valor de la ampacidad del cable alimentador. Además,  
deberá ser coordinado con el dispositivo de mayor so-  
brecarga en el CCM. El retardo de tiempo corto es coor-  
dinado con el máximo libramiento del dispositivo ins-  
tantáneo en el CCM. Para CCM'S donde el motor más --  
grande conectado es menor de 50 HP, se asume que un mo-  
tor de 50 HP está presente para propósitos de coordina-  
ción.

#### 3.7.1.4. PROTECCION DEL ALIMENTADOR A UN MOTOR DE UN CCM

Los motores alimentados de CCM'S normalmente son de -  
50 HP o menos. La protección por sobrecarga y falla -  
de fase para cada alimentador de motor es suministrada  
por tres calentadores compensadores de ambiente monofá-  
sicos en una combinación de arrancador. Los calentado-  
res son seleccionados teniendo de 125% a no más de 140%  
del rango de corriente a plena carga del motor. Las -  
excesivas corrientes de rotor bloqueado son detectadas  
por un interruptor magnético trifásico con libramiento  
instantáneo. Este interruptor es ajustado para librar  
una falla a un mínimo de 1.3 veces la corriente de ro-  
tor bloqueado con la debida consideración para la tole-  
rancia en el ajuste de la unidad de disparo.

3.7.2. PROTECCION PARA MOTORES MENORES DE 3 000 HP a 4 160 - VOLTS

Para motores con esta capacidad, se tiene un esquema de protección más elaborado debido a la importancia y características del servicio que prestan en el sistema de potencia.

3.7.2.1. PROTECCION POR SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEA (50)

Mediante esta protección se desea detectar condiciones de corto circuito en el motor librando rápidamente estas fallas, limitando así el daño, la duración de la caída de voltaje y la propagación de fuego o daños en caso de explosión.

Con este fin se tiene un relevador por fase, así como un relevador de tierra por lo que el tercer relevador se emplea como respaldo de los otros dos relevadores. Estos dispositivos de disparo comúnmente están contenidos en los interruptores del tipo arrancador de motor.

El ajuste del "Pick Up" de los relevadores de sobrecorriente instantáneos y de los dispositivos de disparo de acción directa debe ser lo suficientemente alto de manera que no dispare con corrientes asimétricas debidas a la condición de arranque del motor o cuando el -

motor contribuye con corriente de falla a una condición de corto circuito exterior. Se recomienda que el valor de Pick Up instantáneo sea un 75% mayor que el valor de el máximo Inrush simétrico de arranque, aunque en el caso de una falla externa, la contribución del motor puede ser mayor que <sup>la</sup> de Inrush por lo que para evitar disparos innecesarios, el ajuste se hará en base a su contribución a una falla externa.

### 3.7.2.2. PROTECCION POR SOBRECORRIENTE DE FASE CON RETARDO DE TIEMPO (51)

El propósito de esta protección es detectar las fallas al acelerar a velocidad nominal en el intervalo normal de arranque, detectar la condición de motor parado y las condiciones de falla de fase de menor magnitud.

En muchos esquemas de protección la protección por sobrecarga (tipo sobrecorriente) también se puede realizar con el fin de tener las tres funciones de protección. Actualmente esta protección de sobrecarga es relativamente lenta, especialmente el tipo térmico, debido a que no debe disparar con inrush de aceleración normal del motor.

Los relevadores más adecuados para esta función de protección son los del tipo de sobrecorriente de disco de inducción cuya característica de tiempo largo es ade-

cuada para usar con cualquier motor. Este mismo tipo de relevador puede ser ajustado para suministrar protección por sobrecarga (tipo sobrecorriente). Sin embargo, si es usado para protección por sobrecarga, normalmente disparará antes de que sea alcanzada la máxima capacidad térmica a la que es necesario proteger el motor y en muchos casos no proveerá del suficiente retardo de tiempo para permitir un arranque completo. (Esta limitación también es cierta para muchos relevadores de sobrecorriente térmicos, comúnmente usados para protección por sobrecarga).

Se requiere de tres relevadores para la protección de falla de fase. Para protección de motor parado o detección de falla para acelerar normalmente, sólo se requiere de un relevador. Generalmente los ajustes del relevador se eligen con un Pick Up de 200-350% de los rangos del motor para evitar su disparo por condiciones de sobrecarga. Cuando se desea proveer de protección por sobrecarga, el ajuste del Pick-Up se hará del 5 al 25% mayor al factor de servicio continuo del motor.

### 3.7.2.3. PROTECCION TERMICA POR SOBRECARGA Y ROTOR BLOQUEADO - (49 ó 51)

La condición de sobrecarga en un motor puede llegar a alcanzar temperaturas que excedan los límites especifi

cados para el aislamiento en sus devanados. Por tanto, el tiempo es un factor importante en los casos en que se tenga una operación con sobretemperatura. Cuando se tienen ligeras sobrecargas por períodos de tiempo cortos, no producirán daños ya que el calor puede ser almacenado y posteriormente disipado por el motor.

En contraste, para condiciones de rotor bloqueado, debido a las altas corrientes que se tienen, el incremento de temperatura será muy rápido, por lo que el límite térmico puede ser alcanzado en pocos segundos.

Los relevadores térmicos protegerán adecuadamente al motor para ligeras y medianas sobrecargas, pero por lo general no será adecuada la protección para grandes sobrecargas, condiciones de rotor bloqueado y cortos circuitos que permitan un máximo aprovechamiento del límite térmico del motor. De este modo podrían ser usados los relevadores de sobrecorriente y térmicos para proveer una óptima protección.

Para motores de esta capacidad generalmente se emplean relevadores sensibles a la temperatura operados por detectores de temperatura, tal como resistencias detectoras de temperatura (RTD'S) o termopares localizados entre los devanados del estator. Estos detectores son conectados a un circuito tipo puente, el cual se mantiene en equilibrio con temperaturas balanceadas por lo que cuando ocurre un desbalance de temperatura causado por una sobrecarga o una condición de rotor blo-

queado, operará el relevador haciendo sonar una alarma y posteriormente efectuar el disparo (si se requiere).

#### 3.7.2.4. PROTECCION POR SOBRECORRIENTE A TIERRA INSTANTANEO (50 G)

El propósito de esta protección es el de detectar condiciones de falla a tierra sin ningún retardo intencional de tiempo. El método para lograr una protección lo suficientemente sensitiva de fallas a tierra, es empleando transformadores de secuencia cero especialmente diseñados para efectuar esta función. Este arreglo permite que todas las corrientes de secuencia positiva y negativa, incluyendo las componentes de dc, sean anuladas de manera que sólo aparezcan en el relevador las corrientes de falla a tierra.

Para tener la mínima corriente de "Pick Up" primaria, la impedancia de excitación del transformador de corriente (como la indicada por la curva de excitación o saturación) y la impedancia del relevador deberán estar igualadas. Por tanto, el valor más bajo de la corriente de "Pick Up" primaria puede no suceder con el tap más bajo del relevador para una determinada relación del transformador de corriente o con la más baja relación del transformador de corriente para un determinado burden del relevador. Los valores de corriente de pick-up primaria del rango de 4 a 12 amperes son prácticos para emplearse en relevadores del tipo electrome

cánico aunque en relevadores de estado sólido, puede -  
conseguirse una corriente de pick up primaria de 1 am-  
pere.

### 3.7.2.5. PROTECCION DIFERENCIAL DE CORRIENTES DE FASE ( 87 )

El relevador de protección diferencial se emplea en es-  
quemata, en los cuales las corrientes entrantes de un -  
devanado son iguales a las corrientes salientes del -  
mismo devanado. En el esquema de protección diferen-  
cial de corriente primaria autobalanceada, las dos ter-  
minales de cada devanado sirven como devanado primario  
de los transformadores de corriente que normalmente -  
son iguales a los empleados en las protecciones de fa-  
llas a tierra instantáneas. Este tipo de esquema pue-  
de ser empleado indistintamente en motores conectados  
en delta o en estrella.

Cuando los transformadores de corriente están localiza-  
dos en el motor, como es el caso usual, este esquema -  
requiere que otros dispositivos sean aplicados para la  
protección del cable alimentador ya que los cables que  
van del tablero eléctrico al motor no pueden ser inclui-  
dos en la zona diferencial a menos que los transforma-  
dores de corriente estén localizados en el tablero --  
eléctrico, lo cual, a la vez, requiere que la terminal  
del neutro también sea llevada al tablero.

Para el ajuste del relevador se recomienda una corriente de pick-up primaria entre 0.5 y 1.0 ampere. Un típico retardo de tiempo es de 0.1 segundos.

### 3.8. FALLAS ENTRE FASES (50/51).

#### 3.8.1. ALIMENTADORES PRINCIPALES DE 480 VOLTS.

Las protecciones de cables alimentadores del rango de 600 volts o menores, deberán ajustarse de acuerdo a la ampacidad del cable alimentador, excepto cuando las cargas incluyan motores. Los valores de ampacidad pueden ser consultados en las tablas de la IPCEA.

#### 3.8.2. ALIMENTADORES DE TRANSFORMADORES DE LA S.E. UNITARIA.

Para cables alimentadores de rangos mayores de 600 volts, se recomienda que en los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, su ajuste no debe ser mayor a 2.5 veces la corriente de plena carga del transformador.

El ajuste del elemento instantáneo, podrá ser un poco

mayor a la corriente asimétrica ( $I_d''$ ), para evitar que opere con corrientes magnetizantes de inrush. Este ajuste será aproximadamente de 150 a 160 % de la corriente de corto circuito máxima trifásica. Para cables alimentadores del rango de 600 volts y menores, el ajuste del relevador deberá ser menor o igual a 2.5 veces la corriente de plena carga.

### 3.8.3. ALIMENTADORES PRINCIPALES DE 4 160 volts

Cuando un alimentador suministra energía a más de un transformador, se recomienda que el ajuste del relevador con retardo de tiempo no debe ser mayor a 6 veces la corriente de plena carga del transformador de menor capacidad.

El ajuste mínimo del relevador instantáneo se hará considerando la corriente total de inrush. Este ajuste será alrededor de 10 a 15 veces la corriente nominal.

### 3.9. FALLAS DE FASE A TIERRA (51N, 50G)

En un alimentador existe la posibilidad de una falla de fase a tierra y si un transformador u otro equipo tiene protección diferencial, ésta deberá complementar se con una protección más sensible a fallas de fase a tierra (51N, 50G).

### 3.9.1. ALIMENTADOR PRINCIPAL DE 480 VOLTS

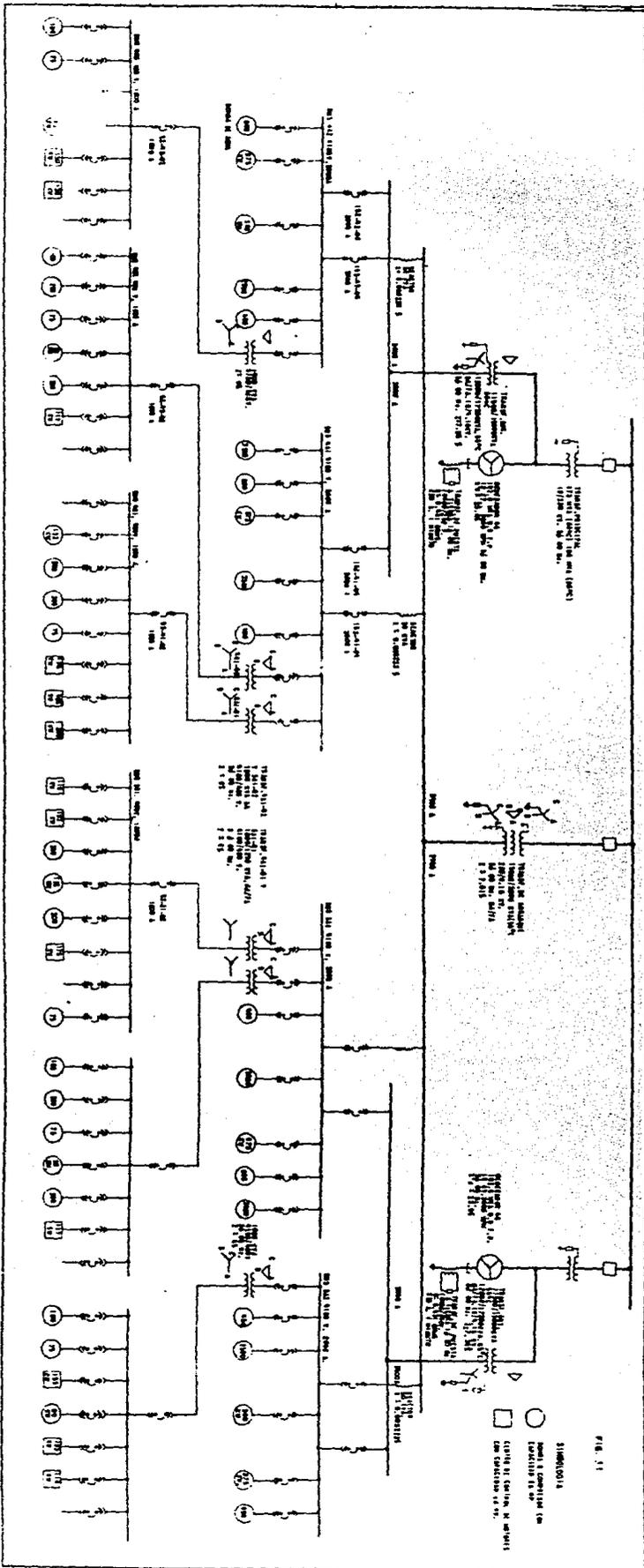
Para cubrir fallas de fase a tierra en este alimentador, se emplea un relevador de tiempo inverso de tierra (51N), con suficiente retardo de tiempo para brindar respaldo a protecciones de tierra de circuitos adyacentes. Puesto que el cable alimentador sale de la conexión estrella del transformador de la subestación unitaria, el relevador (51N) se localizará en el neutro de la conexión estrella, ya que cualquier corriente de falla a tierra circulará por el neutro. El ajuste de este relevador se afectará por factores que consideren las condiciones de operación normales y críticas (ver inciso 4.4.2).

### 3.9.2. ALIMENTADORES DE TRANSFORMADORES DE LA S.E. UNITARIA

Para detectar y aislar fallas de fase a tierra en el circuito primario del transformador, se utiliza un relevador junto con transformadores de corriente tipo "DONA" de secuencia cero debido a la conexión delta del devanado de alta tensión. El relevador es de acción instantánea (50G) y no necesita coordinarse. Su ajuste característico es de 5 a 10 amperes.

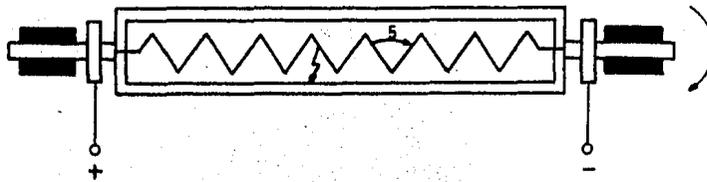
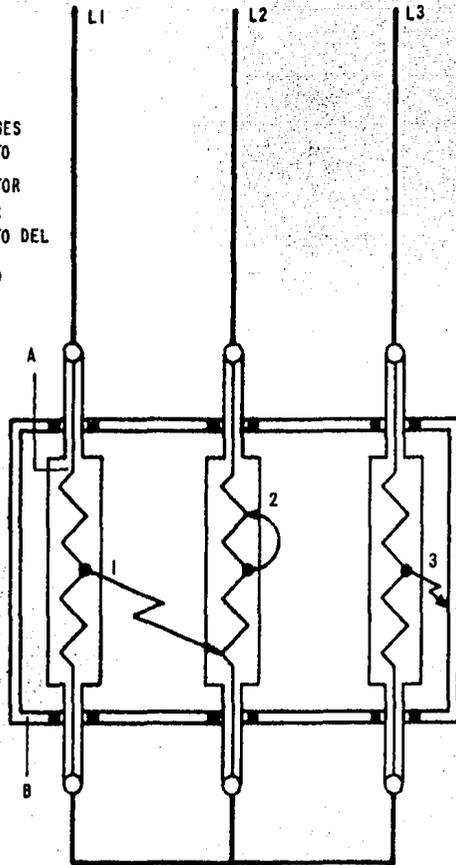
### 3.9.3. ALIMENTADOR PRINCIPAL DE 4 160 VOLTS

Para proteger contra fallas a tierra al cable alimentador, se emplea un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51N) con suficiente retardo de tiempo para respaldar las protecciones de tierra de circuitos adyacentes, conectándose residualmente con los relevadores de fase; para su ajuste, se tomará en cuenta la condición de ajuste de la protección respaldada y la condición de ajuste de la protección de tierra que le sirve de respaldo (protección de tierra del transformador auxiliar y/o transformador de arranque).





- 1.- CORTO CIRCUITO ENTRE FASES
- 2.- FALLA EN EL ARROLLAMIENTO
- 3.- FALLA A TIERRA DEL ESTATOR
- 4.- FALLA A TIERRA DEL ROTOR
- 5.- FALLA EN EL ARROLLAMIENTO DEL ROTOR
- A.- AISLAMIENTO DEL DEVANADO
- B.- NUCLEO DEL ESTATOR

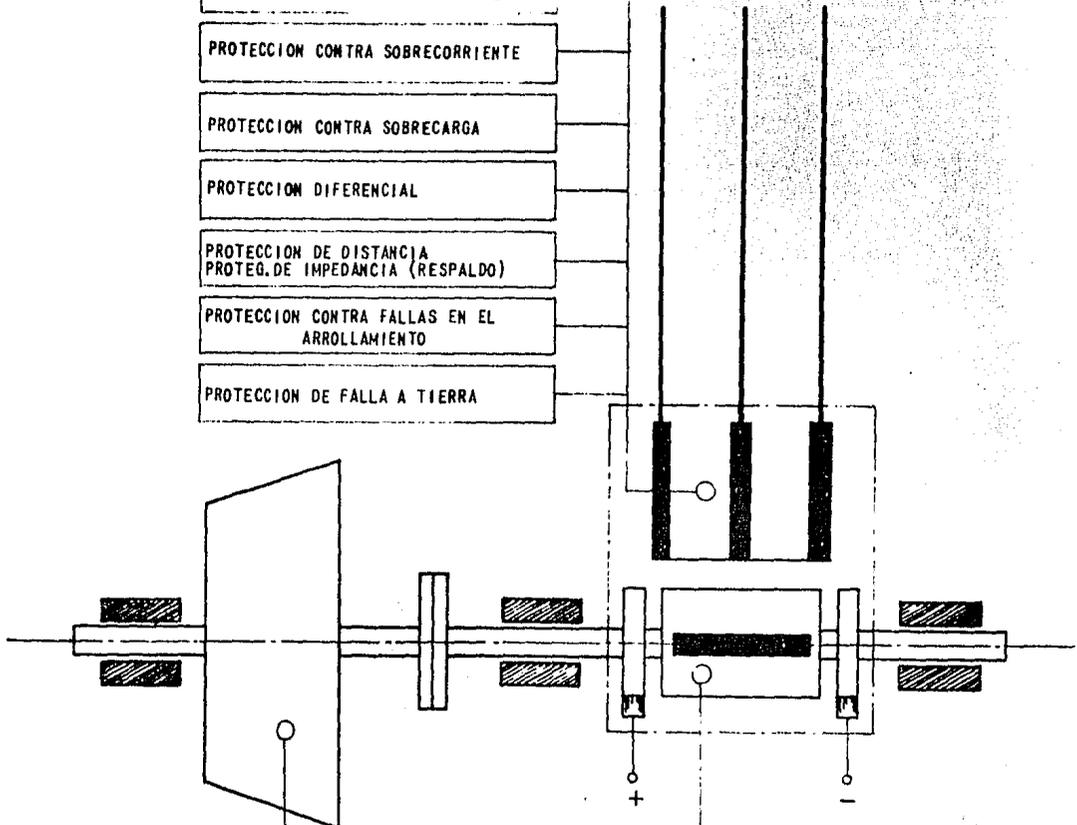


TIPOS DE FALLAS QUE PUEDEN OCURRIR EN EL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS DEL GENERADOR

FIG. 3.3

PROTECCION DEL ESTATOR

- PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJE
- PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE
- PROTECCION CONTRA SOBRECARGA
- PROTECCION DIFERENCIAL
- PROTECCION DE DISTANCIA  
PROTEG. DE IMPEDANCIA (RESPALDO)
- PROTECCION CONTRA FALLAS EN EL  
ARROLLAMIENTO
- PROTECCION DE FALLA A TIERRA



- PROTECCION DEL PRIMO-MOTOR
- PROTECCION CONTRA POT. INVERSA

PROTECCION DEL ROTOR

- PROTECCION DE FALLA A TIERRA
- PROTEC. DE SECUENCIA NEGATIVA
- PROTEC. CONTRA PERDIDA DE EXCITACION  
(CORRIMIENTO ASINCRONO)

LOCALIZACION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION DEL ESTATOR, ROTOR Y PRIMO-MOTOR

FIG. 3.4

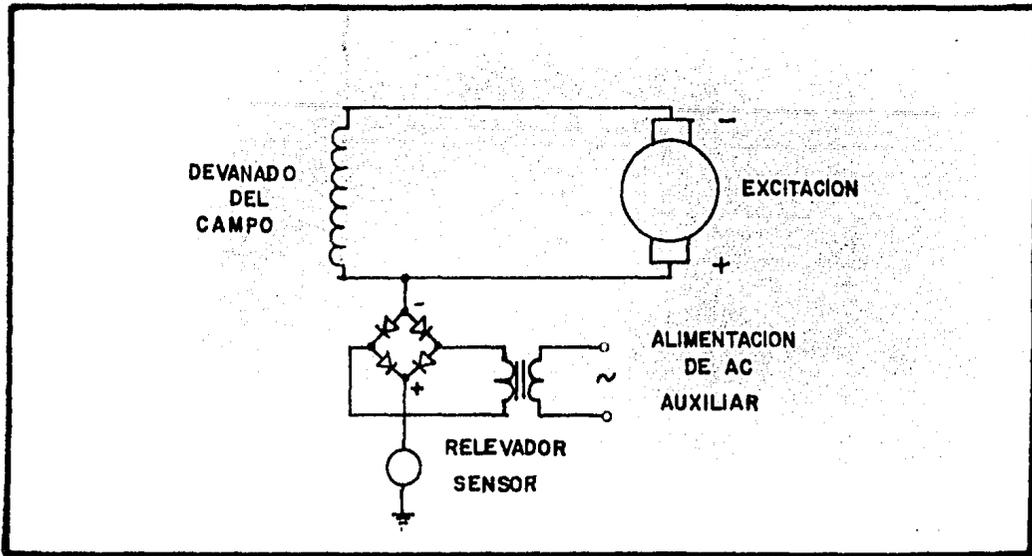


FIG. 3.7 PROTECCION FALLA A TIERRA DEL ROTOR (64F)  
METODO DE INYECCION DE D.C.

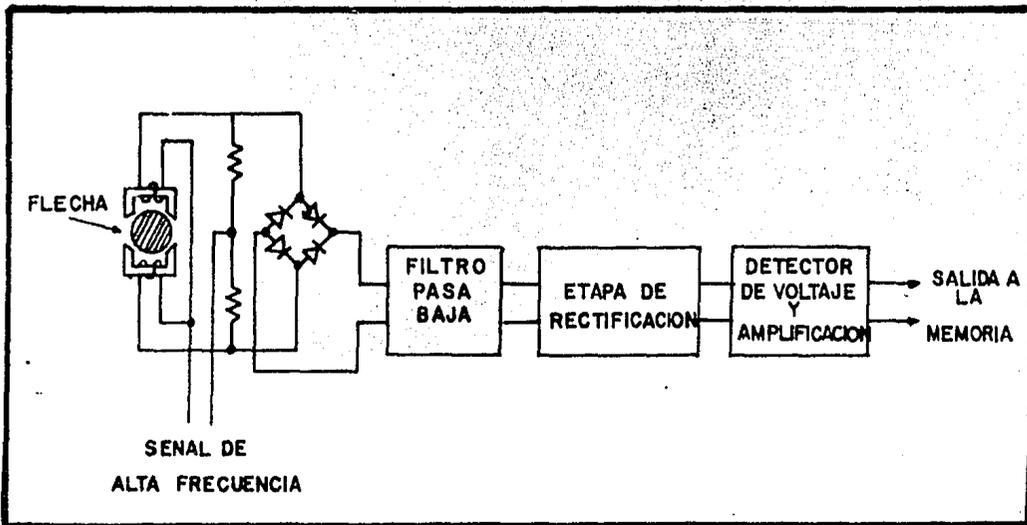


FIG. 3.8 ARREGLO DEL DETECTOR DE EXCENTRICIDAD  
DE LA FLECHA.

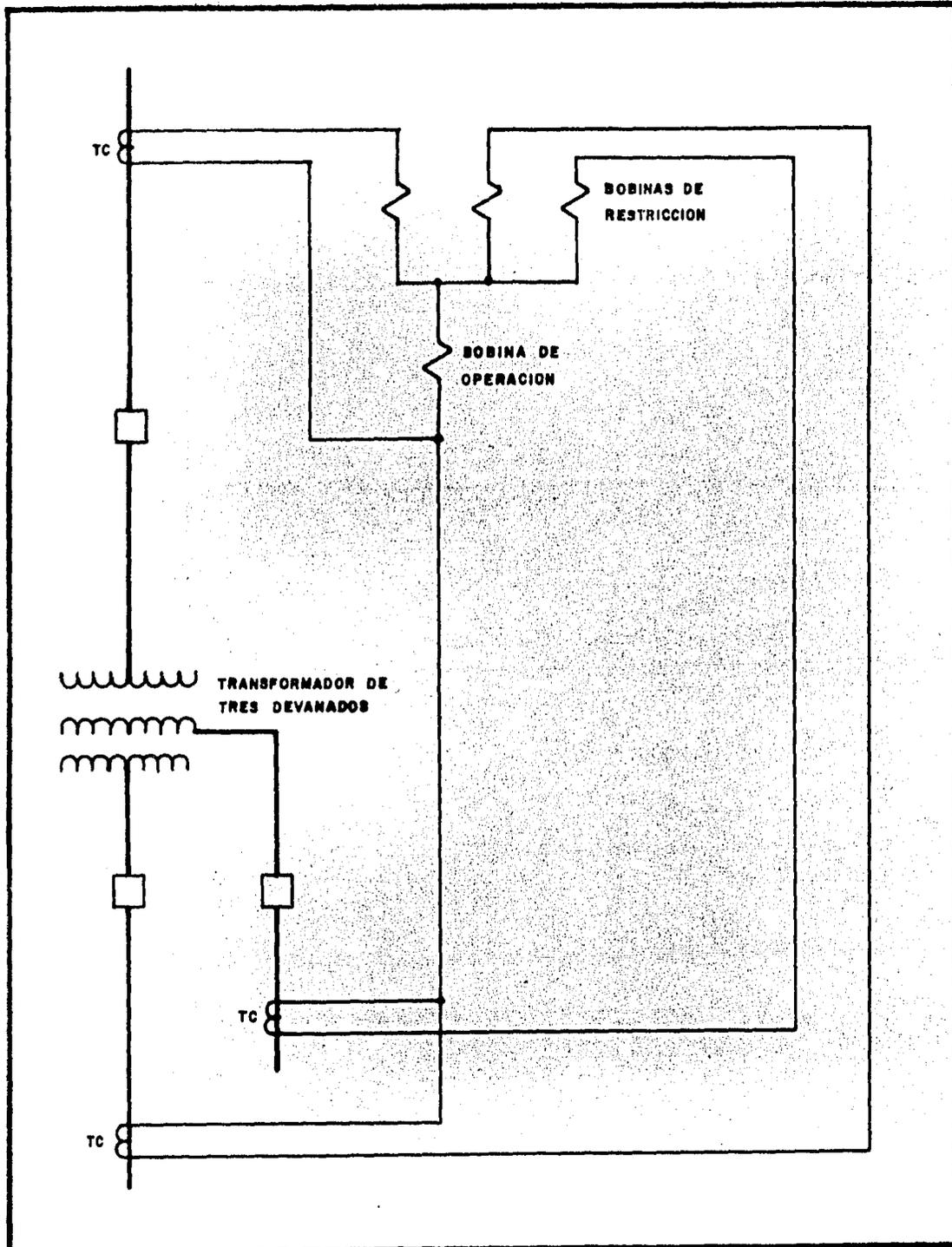
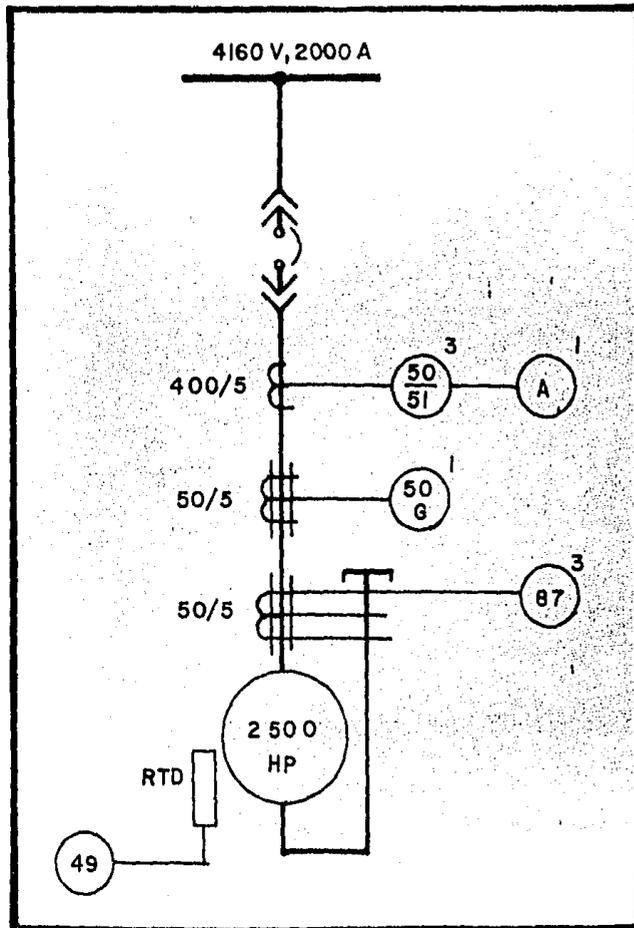
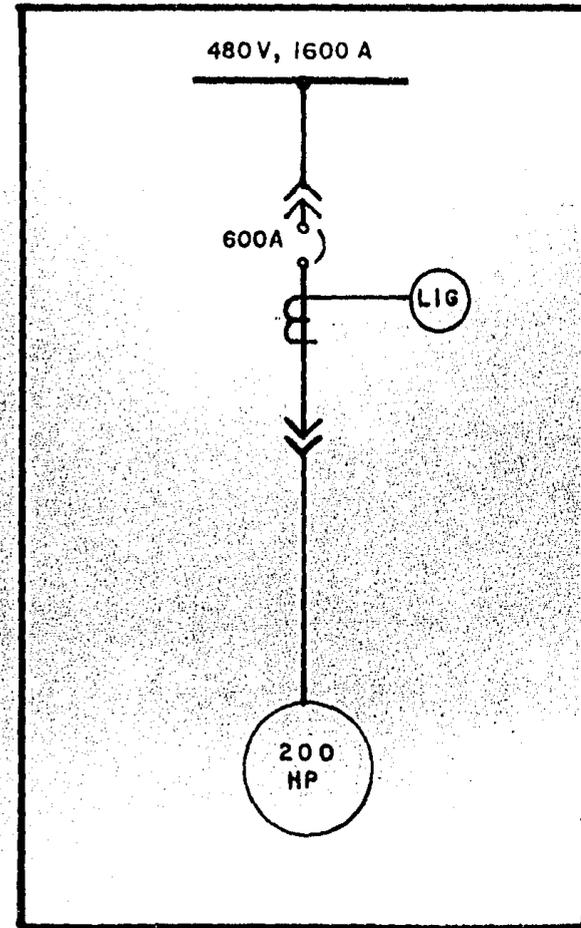


Fig. 3.9 PROTECCION DE UN TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS



a) ESQUEMA DE PROTECCIONES PARA MOTORES MENORES DE 3000 HP A 4160 VOLTS.



b) ESQUEMA DE PROTECCIONES ESTATICO PARA MOTORES MENORES DE 300 HP A 480 VOLTS.

FIG. 3.10

## CAPITULO IV

### AJUSTES Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

#### 4.1. DISCUSION GENERAL

Las funciones básicas de la protección y coordinación de un sistema eléctrico son los de impedir el peligro a la vida y a la propiedad, disminuir los daños al sistema y sus componentes y limitar la amplitud y duración de la interrupción del servicio siempre que ocurran anomalías en cualquier parte del sistema. En general, éstas anomalías son imposibles de predecir, por lo que el sistema eléctrico debe diseñarse y mantenerse en tal forma que se proteja automáticamente así mismo.

De las diferentes definiciones que existen para el término "coordinación" referente a las protecciones que se aplican en un sistema de potencia, consideraremos la siguiente: "Coordinar ó hacer selectivos dos ó más dispositivos de protección, colocados en sucesión (ó en serie), consiste en proyectarlos y calibrarlos de manera que una falla sea librada en el mínimo tiempo posible por el dispositivo más cercano a ellas y en caso de fallar éste, por el dispositivo siguiente hacia la fuente de suministro, después de un tiempo determinado".

Por tanto, la coordinación de las protecciones eléctricas por sobrecorriente en un sistema de potencia consiste en el estudio organizado de las características tiempo-corriente de todos los dispositivos (relevadores e interruptores) en serie, desde el equipo en servicio hasta la fuente de alimentación siendo su principal objetivo el determinar las características, rangos y ajustes de los dispositivos de protección que nos asegurarán que sea puesto fuera de servicio el mínimo equipo posible cuando dichos dispositivos aislan una falla o sobrecarga en cualquier parte del sistema. Al mismo tiempo, los dispositivos y ajustes seleccionados deben proporcionar una protección satisfactoria contra sobrecargas en el equipo e interrumpir los corto-circuitos tan rápidamente como sea posible.

#### 4.1.1. ZONAS DE PROTECCION

La filosofía general para la aplicación de relevadores es dividir al sistema de potencia en zonas de protección, las cuales requieren su propio grupo de relevadores con objeto de que puedan ser protegidas adecuadamente con la mínima cantidad de equipo del sistema. El relevador ó relevadores y accesorios propuestos en una zona de protección usados ya sea separadamente ó en conjunto, tienen como finalidad el aislar dicha zona del sistema de potencia en caso de que se presente alguna falla o condición anormal de funcionamiento.

Generalmente, el sistema de potencia está dividido en las siguientes zonas de protección:

- 1.- De equipo (Generadores, transformadores y motores).
- 2.- De buses (Del generador, de alto voltaje y de subestaciones).
- 3.- De líneas (Líneas de alto voltaje y alimentadores).

Considerando al equipo de protección, podemos clasificar los esquemas de protección en dos grupos básicos:

- 1.- Protección Primaria.
- 2.- Protección de Respaldo 

Local
Remota

#### 4.1.1.1. PROTECCION PRIMARIA

La protección primaria se diseña para desconectar la mínima porción posible del sistema de potencia de manera que sólo aisle el elemento que ha fallado tomando en consideración lo siguiente:

- a).- Los interruptores se localizan en las interconexiones de los distintos elementos del sistema con el objeto de poder desconectar solamente el ele-

- mento defectuoso. En ocasiones puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes, lo cual implica que ambos elementos deben desconectarse si se presenta una falla en cualquiera de ellos.
- b).- Se establecen zonas de protección para cada elemento del sistema; cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada, originará el disparo de todos los interruptores de esa zona.
  - c).- Es práctica común disponer de pequeñas regiones de traslape en los puntos de unión de elementos contiguos (que por lo general son interruptores). Si se presenta una falla en la región de traslape, deberán dispararse los interruptores de las dos zonas.
  - d).- Los límites de las zonas de protección físicamente lo determinan los transformadores de corriente que generalmente se localizan en ambos lados del interruptor aunque existen interruptores en los que no es posible lograr dicho arreglo.

#### 4.1.1.2. PROTECCION DE RESPALDO LOCAL.

Al presentarse una situación anormal en alguna zona de protección del sistema de potencia, los relevadores de

la protección primaria invariablemente deberían de operar, ya que no es posible prescindir de dicha acción - debido a los problemas técnicos y económicos que trae consigo el presentarse una falla en cualquier dispositivo involucrado.

Si lo anterior pudiera lograrse, en la práctica no sería necesaria una protección de respaldo, no obstante, la justificación de ésta, radica en el hecho de que - las protecciones primarias pueden fallar en el momento de operar debido a deficiencias en algunos de los siguientes puntos:

- a).- Falla en los transformadores de instrumento.
- b).- Falla en los circuitos de alimentación de los relevadores.
- c).- Falla de la alimentación de corriente directa.
- d).- Falla de los relevadores.
- e).- Falla del circuito de disparo ó del mecanismo de operación del interruptor.

Por ello, para cubrir estas posibilidades de falla en la protección primaria, se justifica la protección del respaldo local, la cual proporciona una redundancia necesaria en el equipo de protección. La protección de respaldo local está definida como "la protección que opera independientemente de los componentes especifica

dos en el equipo de protección primaria y que está destinada a operar si la protección primaria falla ó está fuera de servicio temporalmente". Con el fin de que la protección de respaldo local sea independiente de la protección primaria, se proyectan los esquemas de manera que no puedan ser afectados por las mismas causas que producen las fallas en la protección primaria. Cuando funciona una protección de respaldo local, se desconecta una porción mayor del sistema que cuando opera correctamente la protección primaria por lo que dicha protección deberá funcionar con el retardo de tiempo necesario como para que se le de el tiempo suficiente para que opere la protección primaria si es capaz de hacerlo.

#### 4.1.1.3. PROTECCION DE RESPALDO REMOTA

Es una forma simple de protección ya que es independiente del suministro local de energía y es esencial donde no hay protección de barras colectoras. Esta protección de respaldo remota está definida como "la protección localizada en una estación o estaciones diferente a donde está situada la protección primaria". Para esta forma de protección se emplean relevadores de sobre corriente, de distancia de alta velocidad o de alambre piloto o carrier donde el alcance de la protección se encuentra limitado por la longitud de la línea o debido a que existe generación en el bus a proteger.

4.2.

## BASES PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION

Para el desarrollo del estudio de coordinación, se parte del hecho de que se tengan definidas las siguientes etapas del diseño eléctrico:

- a).- DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA: Este diagrama debe mostrar el arreglo del sistema a coordinar, indicando los interruptores del circuito, relevadores y transformadores de corriente y potencial asociados, generadores, transformadores de potencia, motores, cables y equipo de carga indicando su forma de conexión, potencias nominales, impedancias y niveles de voltajes de operación en las barras principales.
- b).- OPERACION DEL SISTEMA EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA: Es necesario conocer dichas condiciones de operación ya que los dispositivos de protección se deben ajustar para que sean insensibles a las corrientes normales de operación del equipo, sean selectivos en su operación sobre el rango de valores máximos y mínimos de las corrientes de corto-circuito que afectan al dispositivo involucrado y a la vez se asegure su operación con los valores mínimos de las corrientes de falla esperadas.

c).- MÉTODOS DE CONEXION A TIERRA: Para los diferentes niveles de voltaje de operación de un sistema de potencia se tienen los siguientes métodos de conexión a tierra:

- SOLIDAMENTE ATERRIZADO:

Preferentemente empleado en el nivel de 480 V ya que facilita librar las fallas a tierra con relevadores de tierra con una gran sensibilidad en su ajuste además de que es posible tener una mayor flexibilidad de conexión de sus cargas (motores, alumbrado, etc.)

- ATERRIZAJE CON UNA RESISTENCIA BAJA:

Este tipo de conexión es empleado para sistemas conectados directamente al generador ó a través de un transformador delta-estrella. Generalmente la resistencia a tierra es dimensionada de manera que la corriente de falla de una fase a tierra sea de alrededor de 400 a 500 amperes con objeto de tener pocas pérdidas en la resistencia.

- ATERRIZAJE CON UNA RESISTENCIA ALTA:

Las resistencias altas son aplicadas a

sistemas con unidades transformador-generador en las cuales se tiene conectada la resistencia en el secundario de un transformador de distribución que a su vez se encuentra conectado al neutro del generador por el lado de alta tensión (lado primario).

- d).- ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO: Mediante dicho estudio, se determinarán los valores de las corrientes de corto-circuito (transitorias  $I''^d$ , subtransitorias simétricas  $I''^{dsim}$  y subtransitorias asimétricas -  $I''^d$  ASIM) disponibles en los diferentes niveles de voltaje del sistema y bajo las condiciones normales de operación así como las de emergencia.
- e).- Sistema de protecciones definido para todo el sistema de potencia.
- f).- Elección de los calibres de los conductores para que soporten las corrientes de corto-circuito por el tiempo necesario para que operen las protecciones de respaldo bajo las condiciones ambientales de operación, agrupamiento y conducción.
- g).- Selección de los interruptores que cumplen con las corrientes de corto-circuito, siguiendo recomendaciones generales así como la experiencia previa del diseñador.

h).- Características de los transformadores de corriente y potencial (relación, precisión, conexiones y tipo) que van a emplearse en el arreglo del sistema de protección.

i).- Carga total (volt-amperes) impuesta por los relevadores e instrumentos a los transformadores de corriente y de potencial.

#### 4.3. CONSIDERACIONES PRIMARIAS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION

##### 4.3.1. GENERALIDADES

Una vez definido el diagrama unifilar del sistema (ver inciso 4.2.) y efectuado el estudio de corto-circuito para determinar las corrientes de corto circuito disponibles (bajo condiciones de operación) máximas y mínimas en los diferentes niveles de voltaje del sistema, se establecerán las condiciones de operación del equipo, los "requisitos mínimos de protección" así como los niveles de corriente y/o voltaje que pueden resistir, determinándose el ajuste apropiado de los dispositivos de protección considerando que su función primordial es la de proteger los circuitos y equipos contra condiciones de operación anormales y a la vez ser insensibles a las corrientes normales del equipo, es de-

cir, corrientes de plena carga, sobrecargas permisibles, corrientes de arranque de motores y corrientes de energización de transformadores.

Dichos datos son proporcionados por los fabricantes de cada equipo, impresos en la placa de características de cada uno de ellos, o bien, son dados por el diseño normalizado en textos o manuales.

En caso de que no se disponga de los datos de la placa de características, las siguientes aproximaciones y consideraciones para los motores, transformadores y cables son normalmente recomendados en los sistemas de potencia.

#### 4.3.1.1. MOTORES

a).- CONSIDERACIONES GENERALES: Las siguientes recomendaciones se aplicarán a los motores de inducción ya que para este sistema de potencia no se emplean motores síncronos. Dichos motores se consideran para uso continuo.

a.1) Para la determinación de la corriente nominal de un motor, se tienen las siguientes consideraciones:

$$\begin{aligned}\text{Factor de Potencia (f.p.)} &= 0.75 \\ \text{Eficiencia } (\eta) &= 0.90 \\ \text{Reactancia Subtransitoria } X''d &= 0.17\end{aligned}$$

También se puede asumir que para motores con factor de potencia de 0.8 un HP es igual a un KVA.

Para nuestro estudio se consideró la primera opción.

a.2) Para efectos de cálculo el voltaje de alimentación se considera a un 80% de su valor nominal en la condición de arranque.

a.3) Para motores con factor de servicio unitario, se considera un factor de sobrecarga de 1.15.

a.4) La corriente máxima de arranque, con una duración de 0.1 segundo, será afectada por los siguientes factores:

- Con motores a tensión media (600 V-15KV) = 1.76 veces la corriente de rotor bloqueado.

- Con motores a bajo voltaje (menores de 600 V) = 1.5 veces, la corriente de rotor bloqueado.

- Para ambos casos se tendrá además, un factor de corrección de 1.1.

a.5) En la determinación de la corriente de rotor bloqueado ( $I_{RB}$ ) se tienen los siguientes casos para motores con factor de potencia de 0.75:

- Motores accionando cargas de baja inercia = 6 -  
veces la corriente a plena carga.

- Motores accionando cargas de alta inercia = 9 -  
veces la corriente a plena carga.

Su tiempo de duración es de:  $0.1 \leq t \leq 10$ .

a.6) El tiempo de duración de la corriente de arranque depende de la inercia de la carga a manejar variando entre 5 y 30 segundos por lo que se consideran los siguientes casos:

Motores a tensión media (600 V-15 KV) - 10 seg.

Motores a baja tensión (menores de 600 V) - 8 seg.

Tiempo máximo de aceleración para ambos casos de 20 segundos.

b).- Requisitos mínimos de protección: De acuerdo a recomendaciones del fabricante y en base a condiciones de operación y económicas se clasificó a los motores en dos grupos, considerando su voltaje nominal y rango de potencia.

b.1) Motores menores a 300 HP y 480 volts: Para esta clase de motores se requieren las siguientes protecciones y ajustes:

b.1.1 Dispositivo de protección por sobrecarga para cada fase: Este dispositivo deberá disparar a no más de los siguientes porcentajes de corriente a

plena carga:

Motores con factor de servicio  
no menor de 1.15 ----- 125 %

Motores con elevación de tempe  
ratura no mayor de 40° C ----- 125 %

Motores con factor de servicio  
unitario ----- 115 %

b.1.2 Dispositivos de protección de sobrecorriente, falla a tierra y alimentador del motor: Se considerará protegida la unidad cuando el dispositivo de protección empleado tenga un rango ó ajuste que no exceda los siguientes valores:

Interruptor con:	% de corriente a plena carga
Disparo instantáneo	700
tiempo inverso	500

b.2) Motores menores de 3 000 HP a 4,160 V: Para motores de esta capacidad se permite que las protecciones por sobrecorriente y sobrecarga sean suministradas por el mismo dispositivo (interruptor y relevador en nuestro caso).

b.2.1 Protección por sobrecarga: Cada motor será protegido para evitar el calentamiento peligroso debido a sobrecargas del motor y fallas al arranque - mediante una protección térmica integrada, dispositivos sensores de corriente externa al motor ó ambos.

En caso de disponer de una protección térmica integrada, su ajuste dependerá del tipo de conexión a emplearse por lo que se tienen los siguientes casos:

Conexión para:	% de corriente a plena carga
Disparo	115 - 125
Alarma	110 - 115

Cuando se tenga un dispositivo no ajustable, el relevador operará con el 125 % de la corriente mínima y a 115 % de la corriente máxima indicada en el relevador. En el caso de relevadores operados por detectores de temperatura embebidos, su aplicación y ajuste será a criterio del fabricante.

b.2.2 Protección por sobrecorriente: Esta protección será proporcionada a los alimentadores por un interruptor del tipo y rango adecuado que desconectará simultáneamente todos los conductores no aterrizados.

c).- Nivel de daño en el equipo: El nivel máximo de corrientes que puede soportar un motor sin dañarse se conoce como "máximo tiempo de parado" y se define como el período de tiempo en el que el motor puede continuar operando a la corriente de rotor bloqueado antes de que ocurra algún daño. Dicho valor depende de la inercia de la carga manejada por lo que deberá proporcionarlo el fabricante.

#### 4.3.1.2. TRANSFORMADORES

a).- Consideraciones Generales: Las siguientes consideraciones se refieren a la capacidad de sobrecarga y la corriente de magnetización por lo que para otras consideraciones consultar los incisos 3.6. y 4.5.

a.1) La capacidad de sobrecarga del transformador dependerá del tipo de enfriamiento y la elevación de su temperatura por tanto, se puede establecer que la capacidad de sobrecarga en un transformador será la corriente de plena carga multiplicada por el factor de enfriamiento y el factor de temperatura.

En nuestro caso, la posibilidad de sobrecarga a los transformadores es remota ya que la carga que

soportan se puede considerar constante.

- a.2) Corrientes de magnetización: Para las corrientes de magnetización se emplearán los siguientes factores que dependerán del tipo de transformador:

Transformadores Principales

Auxiliares y de Arranque -- 12 veces la corriente nominal

Transformadores de Subesta-

ciones Unitarias ----- 8 veces la corriente nominal

Su duración es de 0.1 seg.

- b).- Requisitos mínimos de protección: Se considerarán los factores de ajuste para la protección por sobrecorriente de acuerdo a lo indicado en el NEC artículo 450.3.

- b.1) Los siguientes ajustes se harán en base a la corriente nominal del transformador, en porciento, ya sea en el lado de alta ó baja tensión.

TRANSFORMADOR	%	INTERRUPTOR	
		ALTA TENSION	BAJA TENSION
Arranque	7.01	400 %	250 %
S.E. Unitaria	6.0	600 %	300 %

c).- Nivel de daño de los transformadores: En el caso de los transformadores este nivel es llamado punto ANSI e indica los requisitos mínimos para el diseño de los devanados de los transformadores con el fin de que no sufran daños mecánicos ó térmicos a causa de las corrientes de corto circuito en sus terminales por un cierto período de tiempo dado a continuación:

TRANSFORMADOR	IMPEDANCIA %	VECES LA CORRIENTE BASE * ( $I_{sc}$ )	TIEMPO (SEG.)
Principal	10.50	8.3	5
Auxiliar	7.35	8.3	5
Arranque	7.01	8.3	5
S.E. Unitaria	6.0	9.6	4

\* Corriente simétrica RMS en cualquier devanado para transformadores con conexión delta-estrella.

#### 4.3.1.3. CABLES

a).- Consideraciones Generales: La capacidad de sobrecarga depende de su ampacidad y de las condiciones de instalación de los cables.

b).- Requisitos mínimos de protección: El NEC (artículo

los 240-3 y 240-100) indica las siguientes recomendaciones para protección por sobrecorriente.

Cable alimentador de 600 volts o menos: Será protegido a su ampacidad.

Cable alimentador mayor de 600 volts: El elemento de disparo de tiempo largo del interruptor se ajustará a no más de seis veces la ampacidad del conductor.

c).- Nivel de daño de los cables: Es el nivel de resistencia (calentamiento) al corto circuito de un determinado cable aislado, por un determinado intervalo de tiempo. Este límite vendrá dado por:

$$I = A \frac{1}{33t} \log \frac{T_m + 234.5}{T_a + 234.5}$$

DONDE:

I = Corriente de corto circuito en amperes.

A = Area del conductor en circular mils.

t = Tiempo de corto-circuito en segundos.

T<sub>m</sub> = Temperatura máxima en °C que soporta el aislamiento en períodos de corto circuito.

T<sub>a</sub> = Temperatura del conductor en °C al ocurrir el corto circuito.

#### 1.4. INTERVALOS DE TIEMPO DE COORDINACION

Cuando se tienen dispositivos de protección por sobrecorriente que operan en cascada, es necesario tener un intervalo de tiempo de coordinación de manera que operen en la secuencia deseada. Es decir, la unidad que se encuentra más próxima al sitio de la falla operará antes que la unidad que se encuentra después (en el sentido del flujo de la corriente) para corrientes de falla que fluyan a través de ambos dispositivos. Los siguientes factores son importantes para determinar el intervalo de tiempo de coordinación:

- a).- Magnitudes de las corrientes de falla del sistema.
- b).- Sensibilidad del dispositivo de protección a las magnitudes de la corriente de falla.
- c).- Requisitos de tolerancia de tiempo debido al detector del dispositivo de protección y al tiempo de operación del interruptor.

##### 4.4.1. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA DEL SISTEMA

Las magnitudes de corrientes de falla a determinar, son las magnitudes máximas que se presentan a la iniciación de la falla y unos cuantos ciclos después de -

iniciada. Para determinar la(s) magnitud(es) de corriente(s) de falla en un sistema eléctrico, el método a seguir considera a la onda de corriente de corto circuito asimétrica constar de dos componentes. Una es la componente simétrica de corriente alterna y la otra es una componente de corriente directa cuya máxima magnitud posible es la inicial. Para calcular la componente de corriente alterna, se emplean las reactancias subtransitorias ( $X_d''$ ) de los componentes del sistema. Esta magnitud de corriente de falla normalmente existe desde la iniciación de la falla hasta un ciclo o dos después de iniciada y se le denomina corriente de corto circuito subtransitoria simétrica ( $I_d''$  SIM). La componente de directa puede calcularse de una manera exacta pero en general, dicho cálculo resulta complicado, por lo que en la práctica es aceptable utilizar un factor para considerar la componente de directa. La corriente así calculada se le conoce como corriente de corto circuito subtransitoria asimétrica ( $I_d''$  ASIM).

En esta forma se llega a determinar la corriente de corto circuito subtransitoria asimétrica total ( $I_d''$  ASIM TOTAL) que es la suma de las corrientes de corto circuito subtransitorias simétrica y asimétrica.

Para determinar la magnitud de la corriente de falla a dos o más ciclos después de la falla, se emplean las reactancias transitorias ( $X_d'$ ) de los componentes del sistema. A esta corriente de falla se le conoce como corriente de corto circuito transitoria ( $I_d'$ ). Además,

dicha corriente representa la corriente de corto circuito total ya que normalmente no existe la componente de directa.

#### 4.4.2. SENSIBILIDAD DEL DISPOSITIVO DE PROTECCION A LAS MAGNITUDES DE LA CORRIENTE DE FALLA.

- Relevadores instantáneos tipo émbolo y bobinas de disparo instantáneo de acción directa: La totalidad de estos dispositivos, responden a las componentes de directa así como a la de alterna de una corriente de corto circuito y son lo suficientemente rápidos para operar con el primer medio ciclo de la corriente de falla. Por tanto, su corriente de operación será la corriente de corto circuito subtransitoria asimétrica total ( $I_d''$  ASIM TOTAL) con que contribuye todo el equipo rotatorio calculada sobre la base de sus reactancias subtransitorias ( $X_d''$ ).
- Relevadores tipo de inducción de alta velocidad: Debido a que estos relevadores operan en tres ciclos o menos y en general no son afectados por la corriente directa, la corriente de corto circuito subtransitoria simétrica ( $I_d''$  SIM) puede ser empleada como su corriente de operación.
- Relevadores con retardo de tiempo y disparo de acción directa: Generalmente hablando, los dispositivos de

esta clase son demasiado lentos para ser apreciablemente afectados por la corriente de corto circuito asimétrica total ( $I_d''$  ASIM TOTAL) ya que es de muy corta duración. Por tanto, puede ser empleada como corriente de operación la corriente de corto circuito transitoria ( $I_d'$ ). Los dispositivos con retardo de tiempo que pueden operar en aproximadamente 0.1 segundos (6 ciclos) o menos son una excepción a esta regla, pero normalmente son los primeros en una serie (los más lejanos a la fuente de potencia); por tanto, cualquier reducción en su tiempo de operación debido a que se desprece el efecto de la porción subtransitoria de la corriente, simplemente aumenta el margen de tiempo entre estos relevadores y los dispositivos más cercanos a la fuente de potencia.

#### 4.4.3. REQUISITOS DE TOLERANCIA DE TIEMPO.

Cuando son dibujadas las curvas de coordinación, deben ser mantenidos ciertos intervalos de tiempo entre las diferentes curvas de los dispositivos de protección con objeto de asegurar una correcta secuencia de operación. Estos intervalos son necesarios debido a que los relevadores tienen un sobrerrecorrido y los interruptores tienen cierta velocidad de operación. Algunas veces estos intervalos son llamados márgenes.

Cuando son coordinados relevadores de sobrecorriente -

de tiempo inverso el intervalo de tiempo es de 0.3-0.4 segundos. Este intervalo está considerado entre las curvas del relevador o en el ajuste del instantáneo del relevador del interruptor del alimentador del lado de la carga o con la máxima corriente de corto circuito que pueda fluir en ambos dispositivos simultáneamente, por mínimo que sea el valor de corriente. Los intervalos consisten de las siguientes tolerancias:

Tiempo de apertura del interruptor (5 ciclos)	0.08 seg.
Sobrerrecorrido	0.10 seg.
Factor de seguridad	0.12-0.22 seg.

Este margen de tiempo puede ser disminuido si pruebas de campo en los relevadores e interruptores indican que el sistema aún puede coordinarse con los márgenes disminuidos.

El sobrerrecorrido de los relevadores de sobrecorriente de tiempo muy inverso y extremadamente inverso algunas veces es menor que el de los relevadores de característica inversa, esto permite una disminución en el intervalo de tiempo a 0.3 seg. mediante una cuidadosa comprobación del sistema.

Cuando son empleados relevadores de estado sólido, el sobrerrecorrido es eliminado y el intervalo de tiempo

es disminuido por la cantidad debida al sobrereco  
rrido.

Cuando son coordinados interruptores de bajo vol-  
taje equipados con unidades de disparo de acción  
directa con relevadores en interruptores, el inter-  
valo de tiempo de coordinación normalmente es es-  
timado en 0.4 seg. no debiendo traslaparse sus -  
curvas características.

#### 4.4.4. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL.

Los relevadores de protección del tipo de c-a es-  
tán accionados por corriente y tensión suministra-  
das por transformadores de corriente y de poten-  
cial. Estos transformadores proporcionan aisla-  
miento contra la alta tensión del circuito de po-  
tencia, y alimentan también a los relevadores con  
magnitudes proporcionales a las del circuito de -  
potencia, pero lo suficiente reducidas en magnitud  
para que los relevadores puedan hacerse relativa-  
mente pequeños y por tanto, más económicos.

La aplicación adecuada de los transformadores de  
corriente y de potencial implica la consideración  
de varios requisitos, como son: construcción mé-  
canica, tipo de instalaciones, tipo de aislamien-  
to, potencia y clase de precisión entre otros.

Como nuestro propósito es el de verificar la car-

ga total impuesta por los relevadores e instrumentos a los transformadores de corriente y de potencial así como su conexión con el sistema ya que - éstas afectan el funcionamiento de los relevadores y por tanto en un momento dado su coordinación, - nos concretaremos a mencionar y aplicar conceptos como precisión, carga del transformador (burden), polaridad y conexiones.

#### 4.4.4.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Un transformador de corriente (TC) es un dispositivo en donde la corriente en el secundario es, - dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria y está defasada de ésta en ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El primario del transformador está conectado en serie con el circuito que se desea controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de los dispositivos de protección y en algunos casos a instrumentos, medidores ó dispositivos de control, todos ellos conectados en cascada. Aunque los transformadores de corriente pueden tener uno ó varios devanados secundarios, por lo general se emplean con un sólo devanado secundario en la unidad y dos o tres secundarios en los TC's de subestación

#### 4.4.4.1.1. CLASE DE PRECISION

La clase de precisión se define como el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a frecuencia nominal.

Esto implica que el comportamiento del relevador de protección, de los dispositivos de medición o control dependerán de la precisión de transformación de los transformadores de corriente, no solo a las corrientes de carga, sino también a todos los valores de corrientes de falla. La precisión a altas sobrecorrientes depende de la sección transversal del núcleo de hierro y del número de vueltas en el devanado secundario. A mayor sección transversal del núcleo de hierro, puede desarrollarse más flujo antes de la saturación mientras que a mayor número de vueltas, menor flujo será necesario para forzar la corriente secundaria a través del relevador ó dispositivos de que se traten.

#### 4.4.4.1.2. CARGA DEL TRANSFORMADOR (BURDEN)

En la terminología del transformador de corriente, el burden es la carga conectada en las terminales del secundario incluyendo la carga nominal secundario (impedancia del circuito secundario) y la causada por los cables de conexión, expresada en volt-amperes ó como impedancia a un factor de potencia.

El término "burden es usado para diferenciar la carga del transformador de corriente de la carga del circuito primario.

#### 4.4.4.1.3. SATURACION.

Corrientes primarias anormalmente altas, un burden alto en el secundario, o una combinación de estos factores resultará en la creación de una alta densidad de flujo, en el núcleo de hierro del transformador de corriente. Cuando esta densidad de flujo alcanza o excede los límites de diseño del núcleo, resultará la saturación. En este punto, la precisión del transformador de corriente llega a ser muy pobre y la forma de onda de salida puede ser distorsionada por armónicas. El resultado total es la producción de una corriente en el secundario menor en magnitud que la indicada por el rango del transformador de corriente (TC).

El mayor peligro de la saturación en un TC es la pérdida de coordinación de los dispositivos de protección ya que los TC'S con menor relación, saturarán antes que los TC'S con una mayor relación lo que puede resultar en la operación de un interruptor principal y en una falla electromecánica de la totalidad del sistema con una falla que debería ser librada por un interruptor de alimentador secundario.

Para evitar ó minimizar los efectos de saturación, el burden secundario deberá mantenerse tan bajo como sea posible.

#### 4.4.4.1.4. POLARIDAD Y CONEXIONES:

Las marcas de polaridad indican la dirección relativa instantánea de las corrientes. En el mismo instante de tiempo en que la corriente primaria está entrando por la terminal primaria marcada, la correspondiente corriente secundaria está saliendo por la terminal secundaria. Generalmente las terminales  $H_1$  y  $X_1$  son marcadas con puntos blancos u otra señal.

#### 4.4.4.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (VOLTAJE):

Un transformador de potencial (TP) es básicamente un transformador convencional con sus devanados primario y secundario en un núcleo común, donde la tensión en el secundario es dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria. El primario de dicho transformador está conectado a las terminales entre las que se desea medir la tensión, en tanto que el secundario está conectado a circuitos de potencial de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos, conectados en paralelo.

La relación requerida para un TP está determinada por el voltaje del sistema al cual va a ser conectado su devanado primario mientras que la tensión nominal secundaria, según ANSI, es de 120 volts - para TP's hasta de 25 KV, y de 115 volts con aquellos de 34.5 KV o más.

#### 4.4.4.2.1.- CLASES DE PRECISION:

En forma similar al caso de los TC's la norma ANSI designa a la clase de precisión por el máximo error admisible, en por ciento, que el TP pueda introducir en la medición de potencia. Las clasificaciones de la clase de precisión de los TP's son de 0.3, 0.6 y 1.2 y representan las correcciones de relación, en por ciento, para obtener una relación verdadera. Estas precisiones son lo suficientemente altas de manera que cualquier transformador normalizado será adecuado para propósitos de protección por relevadores por todo el tiempo en que sea empleado dentro de sus límites de voltaje y térmico.

#### 4.4.4.2.2.- CARGA DEL TRANSFORMADOR (BURDEN):

El burden o carga conectada en las terminales del

secundario es dado en volt-amperes y puede ser calculada por simple suma aritmética de los volt-amperes de los burdens de los dispositivos conectados en su secundario. Si la suma está dentro del burden considerado, el transformador deberá comportarse satisfactoriamente en el rango de voltajes de cero a 110% del voltaje de placa.

Por otro lado, se deberán considerar las caídas de tensión en los cables de conexión si las distancias entre los transformadores y los instrumentos de medición o protección son importantes.

#### 4.4.4.2.3.- POLARIDAD Y CONEXIONES:

Los TP's normalmente son identificados marcando la boquilla de la terminal primaria con "H" y la terminal secundaria con X. Otra manera de identificación es mediante colores distintivos. Cuando se tienen sistemas con carga balanceada y por tanto se pueden anticipar voltajes balanceados, los TP's usualmente son conectados en delta abierta; cuando se esperan cargas de línea a neutro, los TP's muchas veces son conectados en estrella-estrella, particularmente cuando son requeridos para medición.

4.5.- CALCULOS DEL AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ELECTRICAS POR SOBRECORRIENTE.

4.5.1.- AJUSTES DE LAS PROTECCIONES DE LA UNIDAD.

4.5.1.1.- PROTECCION DE RESPALDO DEL GENERADOR (21-G).

**OBJETIVO:** Proteger al generador contra posibles daños al transformador principal y sub estación que resulten de una contribución de la combinación de las diferentes fallas a tierra que sean muy prolongadas. Complementa a la protección de secuencia negativa (46-G) ya que detecta las fallas balanceadas externas al generador.

Dispositivo de protección empleado: Relevador - KD-11 de Westinghouse. Este modelo es del tipo de distancia con unidad de tiempo.

**Consideraciones generales:**

1.- Se ajustó para proteger contra fallas entre fases y a tierra desde el punto en que físicamente estén localizados los transformadores de potencial hasta poco más allá de la subestación.

- 2.- En el cálculo de ajuste no se considera al transformador auxiliar ya que es una protección de respaldo del generador.
- 3.- La impedancia del generador no se incluye debido a que no se pueden tener los transformadores de potencial del lado de la conexión del neutro del generador.

#### RECOMENDACIONES:

- 1.- Emplear relevadores que únicamente tengan zona 1.
- 2.- El ajuste se calculará para proteger al 100% del transformador principal y parte de las líneas de transmisión.
- 3.- Se empleará con retardo de tiempo a fin de asegurar que será puesto fuera de servicio el mínimo equipo eléctrico con objeto de liberar la falla. La unidad de tiempo se coordinará con las protecciones de las líneas de transmisión y todos los relevadores que estén comprendidos en su alcance.

#### DATOS EMPLEADOS:

- 1.- Relación de transformación de los transformadores

dores de corriente ( $R_c$ ) y de potencial ( $R_v$ ):

$$R_c = 8\,000 \text{ A}/5\text{A} = 1\,600$$

$$R_v = 16\,800 \text{ V}/120\text{V} = 140$$

2.- Impedancia en p.u., del transformador principal:

$$Z_{p.u.} = \% Z/100 = 10.5/100$$

$$Z_{p.u.} = 0.105$$

Cálculos para el ajuste del relevador:

1.- Determinar la carga en ohms vista por el relevador:

a).- Refiriendo la impedancia del transformador principal al lado primario del transformador de corriente.

$$Z_p = Z_{p.u.} \frac{KV^2}{MVA} = 0.105 \frac{(16)^2}{175}$$

$$Z_p = 0.1536 \text{ ohms.}$$

b).- Convirtiendo a impedancia en el secundario (impedancia del relevador):

$$Z_s = Z_{rel} = Z_p (R_c/R_v) \text{ ohms}$$

$$= 0.1536 (1600/140) \text{ ohms}$$

$$Z_r = 1.755 \text{ ohms}$$

que es el alcance en ohms visto por el relevador.

2.- Cálculos del ajuste: Se procederá a su ajuste según lo indicado en el instructivo I.L. - 41-490 pág. 7 y 8.

a).- Como  $Z_r = 1.755$  ohms, por tanto, le corresponderá la tabla II pág. 10 que tiene un rango de 0.75 - 21.2 ohms. De acuerdo con esta tabla, el valor más próximo a  $Z_r$  es de 1.78 por lo que los valores definidos por dicha cantidad son:

$$\begin{aligned} S &= 2 \\ T &= 0.920 \\ M &= +0.03 \\ L &= 0.03 \text{ adelantado} \quad L \text{ arriba de } R \\ R &= 0.0 \end{aligned}$$

b).- Empleando la ecuación 10 pág. 8 para ajustarlo:

$$\begin{aligned} Z_r &= \frac{ST}{1+M} = \frac{(2)(0.92)}{1+0.03} \\ Z_r &= 1.786 \text{ ohms} \end{aligned}$$

por tanto, tendremos al relevador ajustado en el tap. de 2.03 que es el valor próximo superior.

3.- Elemento de tiempo: Para asegurar que se tendrá suficiente retardo de tiempo para brindar

respaldo, se tendrá un ajuste de aproximadamente 15 ciclos. (250 ms)

#### 4.5.1.2. PROTECCION CONTRA SOBREEXCITACION (59T (V/HZ))

**OBJETIVO:** La protección es propiamente del transformador principal y detecta sobrecalentamiento en el núcleo causado por sobrevoltajes en el generador mientras este rueda a velocidad menor a la nominal.

Un sobrevoltaje a frecuencia baja causa una corriente de excitación muy alta en el transformador principal pudiendo dañarse por calentamiento excesivo en tiempos relativamente cortos.

**DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO:** Relevador tipo STV estático monofásico, incluyendo una unidad de tiempo ajustable.

#### **CONSIDERACIONES GENERALES:**

- 1.- Habrá sobreexcitación siempre que los volts/Hz excedan de 1.5 p.u., es decir, siempre que el voltaje rebase el 105% en relación a la frecuencia o siempre que la frecuencia

cia sea menor al 95% del voltaje nominal.

#### RECOMENDACIONES:

- 1.- Para unidades de tamaño grande se recomienda emplear dos relevadores de sobreexcitación, con ajustes distintos para detectar sobrevoltajes de magnitud diferente y responder más rápidamente en los casos más graves.
- 2.- El relevador deberá estar alimentado de un transformador de potencial distinto al empleado para el regulador automático de voltaje.

**AJUSTE DE LOS RELEVADORES:** Se efectuará en base a lo indicado en el instructivo -- GEK-6885A del relevador STV:

Para el primer relevador el ajuste será a 1.10 volts/Hz por unidad, cerrará contactos de alarma y tendrá un ajuste de tiempo a 45 segundos.

El segundo relevador se ajustará a 1.18 volts/Hz por unidad, cerrará contactos de alarma y tendrá un ajuste de tiempo a 2 segundos.

#### 4.5.1.3. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ESTATOR DEL GENERADOR (64-G)

**OBJETIVO:** Detectar fallas monofásicas a tierra - en los aislamientos de los devanados - del estator del generador con neutro - aterrizado a través de una alta impedancia.

**DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO:** Relevador - CV-8 de Westinghouse, del tipo de inducción, monofásico, insensible a la - tercera armónica del voltaje de neutro a tierra.

#### CONSIDERACIONES GENERALES:

- 1.- Se protegerán los devanados del generador hasta en un 95% por lo que el ajuste del relevador será a un mínimo del 5% del voltaje de falla.
- 2.- Como una falla a tierra no causa destrucción de laminación por ser una corriente baja y se desea evitar un disparo falso debido a fallas exteriores, se fijó un tiempo de 1 a 2 segundos para una falla con voltaje máximo.

## RECOMENDACIONES:

- 1.- Hacer una comprobación de las calibraciones entre el ajuste del 64G y el 51N del transformador principal ya que se puede presentar un disparo del 64G por una falla cercana de fase a tierra (ver inciso 3.3.4.).
- 2.- Aterrizar una fase del transformador de distribución con objeto de que una falla a tierra en el devanado secundario no produzca variación en el voltaje de la máquina y por tanto no opere el relevador ya que en vez de tenerse una falla a tierra se tendrá una falla entre fases que sería librada por los fusibles del transformador.

## DATOS EMPLEADOS:

### 1.- Generador:

Voltaje de línea  $KV_g = 16 \text{ KV}$

Potencia  $P_a = 182.6 \text{ MVA}$

### 2.- Transformador de puesta a tierra:

Relación de Transformación:

$N = 14400/240 = 60$

Tensión en el primario:

$$KV_t = KV_g = 16 \text{ KV}$$

3.- Resistencia del transformador de puesta a tierra (R).

Resistencia vista en el primario:

$$R_p = RN^2 = (0.481)(60)^2 = 1731.6 \text{ ohms}$$

Resistencia base ( $R_b$ ):

$$R_b = KV_b^2 / MVA_b = (16)^2 / 100 = 2.56 \text{ ohms}$$

Resistencia en por unidad ( $R_{p.u.}$ ):

$$R_{p.u.} = R_p / R_b = 1731.6 / 2.56 = 676.41$$

4.- Corriente base:

$$I_b = \frac{(1000) \text{ MVA}_b}{3 \text{ KV}_b} = \frac{(1000)(100)}{3(16)} = 3608.4 \text{ Amp.}$$

CALCULOS PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR:

1.- Corriente de corto circuito monofásica, lado primario:

$$I_{ccp} = \frac{3I_b}{3 R_{pu}} = \frac{3609.4}{676.41} = 5.33 \text{ A}$$

que referida al secundario será:

$$I_{ccs} = N I_{ccp} = (60)(5.33) = 319.8 \text{ A}$$

2.- El voltaje de falla en el secundario del transformador será:

$$V_f = R I_{CCS} = (0.481)(319.8) = 153.8 \text{ V}$$

que ajustado el tap al 5% del voltaje de falla será:

$$V = 0.05 V_f = (0.05)(153.8) = 7.7 \text{ V}$$

por tanto el voltaje de pick-up en % será:

$$V = 770, \text{ por tanto } V = 800\%$$

3.- Para un voltaje de pick-up de 800% a 1 segundo la palanca de tiempo se ajustará en 2 de acuerdo al instructivo del relevador.

#### 4.5.1.4.- PROTECCION DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87-G).

**OBJETIVO:** Proteger al generador contra fallas entre fases o de fase a tierra de los devanados del estator.

**DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO:** Relevador CFD de General Electric, monofásico, tipo copa de inducción y pendiente del 10%.

CONSIDERACIONES GENERALES: Debido a sus características, esta protección no necesita ajuste alguno, por lo cual, únicamente se mencionarán algunas recomendaciones y consideraciones propias de esta protección.

- 1.- Usar una pendiente del orden del - 10% en vista de que los transformadores de corriente en sus dos extremos son idénticos.
- 2.- Como los relevadores diferenciales tienen limitada su zona de operación únicamente por la posición de los transformadores de corriente, no requieren coordinarse con otros relevadores.

#### RECOMENDACIONES:

- 1.- Emplear transformadores de corriente idénticos en los dos extremos del generador (no usar transformadores de corriente auxiliares).
- 2.- Emplear exclusivamente a los TC's para la protección diferencial.
- 3.- Localizar los TC's de manera que protejan únicamente al generador.

#### 4.5.1.5.- PROTECCION DIFERENCIAL DE LA UNIDAD G-T (87-GT)

**OBJETIVO:** Suministrar una rápida y selectiva protección en la unidad G-T para los diferentes tipos de fallas que pudieran ocurrir en el generador, transformador principal y equipo de interconexión de limitado por la zona de protección diferencial.

**DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO:** Relevador - HU-1 de Westinghouse, monofásico, del tipo de alta velocidad, tres restricciones, porcentaje variable y restricción de armónicas.

#### CONSIDERACIONES GENERALES:

- 1.- La relación de transformación del TC en el lado de alta tensión del transformador principal se considera de 1200/5 basada en el esquema de interruptor y medio.
- 2.- Emplear en el lado de alta tensión del transformador de auxiliares TC's de igual relación a los empleados en el generador a fin de poder

efectuar un buen balance de corrientes del relevador.

- 3.- Para la selección de los taps del relevador, se empleará la tabla de relación de taps de la fig. 4.1.

#### RECOMENDACIONES:

- 1.- Verificar el porcentaje de igualdad (mismatch) para asegurar que el tap seleccionado sea el adecuado. Dicho porcentaje debe ser menor al 5%.
- 2.- Determinar los taps de ajuste del relevador diferencial empleando la potencia aparente (MVA o KVA) de los transformadores de potencia en régimen de autoenfriamiento -- (OA-55°C).

DATOS EMPLEADOS:

	Transf. Princ.	Transf. Aux.	Generador
Conexión del devanado	Estrella Aterrizada	Delta	Estrella Aterrizada
Potencia máxima (MVA)	196	182.6	182.6
Voltaje nominal (KV)	230	16	16
Corriente prim. máxima (amp) ( $I = KVA / \sqrt{3} \text{ KV}$ )	492	6589	6589
Relación de TC's (N)	240:1	1600:1	1600:1
Conexión de TC's	delta	estrella	delta
Corriente Secundaria (amp) $I_s = \sqrt{3} I/N$ (Conex. estrella)	2.05	4.12	4.12
$I_s = I/N$ (Conex. - delta)			

CALCULOS PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR:

1.- Corrientes de entrada al relevador:

Transformador Principal  $I_1 = \sqrt{3} \times I_s = 1.732 \times 2.05 = 3.55 \text{ amp}$

Transformador de Aux.  $I_2 = I_s = 4.12 \text{ amp.}$

Generador  $I_3 = 1.732 \times 4.12 = 7.13 \text{ amp.}$

## 2.- RELACION DE CORRIENTES:

$$I_2/I_1 = 4.12/3.55 = 1.161 \text{ ---- ( 1 )}$$

$$I_3/I_2 = 7.13/4.12 = 1.731 \text{ ---- ( 2 )}$$

$$I_3/I_1 = 7.13/3.55 = 2.008 \text{ ---- ( 3 )}$$

## 3.- DETERMINACION DEL TAP DE AJUSTE:

De la mayor relación (número 3) y de la tabla de la fig. 4.1.:

$$T_3 = 8.7$$

$$T_1 = 4.2$$

De la relación próxima menor (número 2) y  $T_3 = 8.7$  tenemos:

$$T_2 = 5.0$$

## 4.- RELACION DE TAPS SELECCIONADOS:

$$T_2/T_1 = 5/4.2 = 1.19$$

$$T_3/T_2 = 8.7/5.0 = 1.74$$

$$T_3/T_1 = 8.7/4.2 = 2.07$$

## 5.- VERIFICACION DEL VALOR DEL MISMATCH:

$$\% M = \frac{(\text{Relación de corrientes} - \text{Relación de Taps})}{\text{Relación de taps o corrientes (el menor)}} \times 100$$

Transformador Principal:

$$\% M_1 = \frac{1.161 - 1.19}{1.161} \times 100 = 2.5\% \text{ (valor absoluto)}$$

Transformador de Auxiliares:

$$\% M_2 = \frac{1.731 - 1.74}{1.731} \times 100 = 0.52\%$$

Generador:

$$\% M_3 = \frac{2.008 - 2.07}{2.008} \times 100 = 3.1\%$$

#### 4.5.1.6.- PROTECCION CONTRA PERDIDA DE CAMPO DE EXCITACION ( 40-G )

**OBJETIVO:** Detectar excitación anormalmente baja y dar alarma o disparo de la unidad, - antes de que la operación del generador se vuelva inestable o pueda dañarse por sobrecalentamiento en el rotor.

**DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO:** Relevador - KLF-1 de Westinghouse, monofásico, del tipo de disco de inducción con unidades direccional, distancia, bajo voltaje y retardo de tiempo.

## CONSIDERACIONES GENERALES:

- 1.- La unidad direccional es empleada para prevenir la operación del relevador durante fallas externas al generador.
- 2.- La unidad de distancia cerrará sus contactos cuando, como resultado de la reducción en la excitación, la impedancia de la máquina vista desde sus terminales es menor que un valor predeterminado dado por el circuito de la fig. 4.2.
- 3.- La unidad de bajo voltaje está diseñada para cerrar sus contactos cuando el voltaje sea menor que el valor previamente ajustado.

## RECOMENDACIONES:

- 1.- La operación de las unidades direccional y de distancia harán sonar una alarma y la operación adicional de la unidad de bajo voltaje disparará la unidad ya que sus contactos se encuentran conectados en serie.

- 2.- Bloquear el disparo de este relevador cuando se detecten fusibles fundidos en el circuito de alimentación de potencial.
- 3.- Ajustar la unidad de bajo voltaje para cerrar sus contactos para un 87% del voltaje nominal.
- 4.- Como margen de seguridad se recomienda un retardo de tiempo de 10 segundos.

DATOS EMPLEADOS:

1.- Generador:

Potencia (aparente)  
a 3.160 Kgr/cm<sup>2</sup> de  
Hidrógeno (MVA) ----- P = 182.6  
Voltaje de línea -  
nominal (KV) ----- V = 16  
Reactancia síncrona  
no saturable en p.u. ----- X<sub>d</sub> = 1.75 (base 182.6 MVA)  
Relación de Transfor  
madores de corriente ----- R<sub>c</sub> = 1.600 (8 000/5)  
de potencial ----- R<sub>v</sub> = 140 (16800/120)

2.- Transformadores Principales:

Impedancia en p.u. ----- X<sub>it</sub> = 0.06 (base 100 MVA)

### 3.- Impedancia del sistema

$$\text{en p.u.} \quad \text{-----} \quad X_{15} = 1/P_{cc} = 1/15.0011 = 0.0666 \\ \text{(base 100 MVA)}$$

### CALCULOS PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR:

#### 1.- Determinación de la curva de estabilidad del sistema:

- a).- Cálculo de la impedancia equivalente del sistema en por unidad ( $X_{p.u.}$ ) vista desde las terminales del primer generador considerando al circuito de la fig. 4.2. y tomando como base 182.6 MVA. Convirtiendo a base 182.6 MVA los impedancias del transformador principal y del sistema:

$$X_{\text{base 2}} = X_{\text{base 1}} (KV_{\text{base 2}}/KV_{\text{base 1}})$$

Para el transformador:

$$X_t = 0.06 (182.6/100) = 0.1096 \text{ p.u.}$$

Para el sistema:

$$X_s = 0.0666 (182.6/100) = 0.1216 \text{ p.u.}$$

Reduciendo el circuito de la fig. 4.2:

$$X_{eq} = \frac{(X_s)(X_d + X_t)}{X_s + X_d + X_t} + X_t$$
$$= \frac{(0.1216)(1.75 + 0.1096)}{0.1216 + 1.75 + 0.1096} + 0.1096 = 0.1141 + 0.1096$$

$$X_{eq} = 0.2237 \text{ p.u.} \quad (\text{Base } 182.6 \text{ MVA})$$

b).- Cálculo del centro geométrico (C) de la curva de estabilidad:

$$C = (X_d - X_{eq})/2 = (1.75 - 0.2237)/2$$

$$C = 0.7632 \text{ p.u.}$$

c).- Cálculo del radio (R) de la curva de estabilidad:

$$R = (X_d + X_{eq})/2 = (1.75 + 0.2237)/2$$

$$R = 0.99 \text{ p.u.}$$

2.- Determinación de la curva del límite mínimo de excitación (curva MEL): Con objeto de disponer de un margen de estabilidad extra, se aplica la curva MEL con un radio típico de 10 a 20% mayor a la magnitud del radio de la curva de estabilidad del sistema, por tan

to:

$$\begin{aligned}R^1 &= R + 10\% R \\ &= 0.99 + 0.1 (0.99) \\ R^1 &= 1.09 \text{ p.u.}\end{aligned}$$

3.- Determinación de la curva de capacidad del generador a 3.16 Kgr/cm<sup>2</sup> de Hidrógeno representada en un diagrama R-X:

Considerando la parte de baja excitación -- (cuando la máquina toma reactivos del sistema) de la curva de capacidad del turbo generador proporcionada por el fabricante, se calculan los siguientes puntos para su trazo en el plano R-X:

Fórmulas empleadas:

$$R = \frac{PV^2}{P^2 + Q^2} \text{ (Ohms)} \quad R_{pu} = \frac{R}{\text{Ohms Base}}$$

$$X = \frac{QV^2}{P^2 + Q^2} \text{ (Ohms)} \quad X_{pu} = \frac{X}{\text{Ohms Base}}$$

$$Z \text{ Base} = \frac{KV_b^2 \times 10^3}{KVA_b} \text{ (Ohms)}$$

$$Z = R_{pu} + X_{pu} = \sqrt{R_{pu}^2 + X_{pu}^2} \quad \underline{\underline{\tan^{-1} (X_{pu}/R_{pu})}}$$

Datos empleados:

Generador:

$$KV_b = 16 \text{ KV}$$

$$KVA_b = 182600 \text{ KVA}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{(16)^2 \times 10^3}{182600} = 1.4 \text{ Ohms}$$

Los puntos calculados para el diagrama R-X - se indican en la tabla de la página siguiente.

4.- Ajuste del relevador:

a).- Determinación de la curva del relevador.

De la curva de capacidad obtenida en el diagrama R-X, tomamos el mayor valor de reactancia igualándolo al valor del alcance largo del relevador ( $Z_a$ ):

$$Z_a \text{ (pu)} = 1.79 \text{ p.u. (Base 182.6 MVA)}$$

El valor del alcance corto del relevador ( $Z_c$ ) está definido por:

$$Z_c \text{ (pu)} = 2R \text{ (pu)} - Z_a \text{ (pu)}$$

donde R es el valor del radio de la -  
curva de estabilidad calculado anterior-  
mente. Por tanto, sustituyendo valo-  
res:

$$Z_c \text{ (pu)} = 2(0.99) - 1.79$$

$$Z_c \text{ (pu)} = 0.19 \text{ pu} \quad (\text{Base } 182.6 \text{ MVA})$$

VALORES CALCULADOS PARA DIBUJAR LA CURVA DE CAPABILIDAD  
DEL GENERADOR EN EL DIAGRAMA R-X

Q(MVARS)	P(MW)	R(OHMS)	X(OHMS)	R(pu)	X(pu)	Z(pu)
0	182.6	1.4	0	1	0	1/0°
- 30	180.0	1.38	- 0.23	0.98	- 0.16	1/-9.27°
- 55	174.0	1.34	- 0.42	0.96	- 0.30	1/-17.52°
- 60	170.0	1.34	- 0.47	0.96	- 0.34	1/-19.34°
- 70	150.0	1.40	- 0.65	1	- 0.47	1.21/- 25°
- 80	125.0	1.45	- 0.93	1.04	- 0.66	0.82/-32.53°
- 90	90.0	1.42	- 1.42	1.02	- 1.02	1.41/- 45°
-102	0	0	- 2.51	0	- 1.79	1.79/- 90°

a.1).- Determinación de la curva del relevador modificada:

Como para este valor, la curva del relevador queda por debajo de la curva de estabilidad del sistema, considerando la fig. 4.3. elegimos un valor de  $Z_c = 0.3$  pu y  $Z_a = 1.82$  pu de manera que la curva del relevador se encuentre entre la curva de capacidad del generador y la del límite mínimo de excitación (MEL).

Pasando a valores reales  $Z_a$  y  $Z_c$  considerando la impedancia base referida al valor secundario:

$$Z_b = 16 \text{ ohms}; Z_b = Z \text{ base } \frac{R_c}{R_v} = 1.4 \cdot \frac{1600}{140}$$

Por tanto, tendremos:

$$Z_a = Z_a \text{ (pu)} \quad Z_b = (1.82)(16)$$

$$Z_a = 29.12 \text{ ohms}$$

$$Z_c = Z_c \text{ (pu)} \quad Z_b = (0.3)(16)$$

$$Z_c = 4.8 \text{ ohms.}$$

b).- Ajuste de la unidad de alcance largo para  $Z_a = 29.12$  ohms:

Etapa 1: Determinar el tap de Sa (1, 2 ó 3)  
de manera que cumpla:

$$18.6 Sa > Za$$

Por tanto Sa = 2

Etapa 2: Determinar el valor de Ta más cercano a Za/Sa.

$$Za/Sa = 29.12/2 = 14.56 \text{ Ohms.}$$

Por tanto Ta = 15.8

Etapa 3: Determinar Ma:

$$Ma = ((Ta Sa)/Za) - 1 = (15.8 \times 2/29.12) - 1 = 0.085$$

Por tanto, el ajuste será:

Ma = + 0.09 con: L Lead inferior 0,06

R Lead 0

El porcentaje obtenido con dichos ajustes, -  
referido a Za = 29,12, es:

$$Za^1 = (Ta Sa)/(1 + Ma) = (15.8 \times 2)/(1 + 0.09)$$

$$Za^1 = 20 \text{ ohms}$$

Por tanto:

$$\% Za = 29 \times 100/29.12$$

$$\% Za = 99.6 \%$$

c).- Ajuste de la unidad de alcance corto -  
para  $Z_c = 4.8$  ohms:

Etapa 1: Determinar el tap de  $S_c$  (1, 2 ó 3)  
de manera que cumpla:

$$6 S_c > Z_c$$

Por tanto:

$$S_c = 1$$

Etapa 2: Determinar el valor de  $T_a$  más cercano a  $Z_c/S_c$

$$Z_c/S_c = 4.8/1 = 4.8 \text{ ohms}$$

Por tanto:

$$T_c = 5.1$$

Etapa 3: Determinar  $M_c$ :

$$M_c = (T_c \cdot S_c)/Z_c - 1 = (5.1 \times 1/4.8) - 1 = 0.062$$

Por tanto, el ajuste será:

$$M_c = + 0.06 \text{ con: L Lead superior } 0.06$$

$$R \text{ Lead inferior } 0.06$$

El porcentaje obtenido con dichos ajustes, -  
referido a  $Z_c = 4.8$  ohms, es:

$$Z_c' = (T_c S_c)/(1+M_c) = (5.1 \times 1)/(1 + 0.06) = 4.811 \text{ ohms.}$$

$$\text{Por tanto: } \% Z_c = 4.811 \times 100/4.8$$

$$\% Z_c = 100 \%$$

#### 4.5.1.7. PROTECCION CONTRA SECUENCIA NEGATIVA DEL GENERADOR (46-G).

**OBJETIVO:** Proteger al rotor de la presencia de fallas desbalanceadas (asimétricas) que puedan producir un flujo de corriente en su superficie que cause un incremento en su temperatura y provoquen que se fundan las laminaciones del rotor.

**DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO:** Relevador COQ de Westinghouse, trifásico, con unidad de sobrecorriente de disco de inducción y filtro de secuencia negativa.

#### CONSIDERACIONES GENERALES:

- 1.- La constante  $I_2^2 t$  es proporcionada por el fabricante del turbo-generador. Para este caso, se supuso un valor de  $K = 10$  de acuerdo al inciso 3.

#### RECOMENDACIONES:

- 1.- Efectuar el ajuste para obtener una característica de protección conservadora para tener una mejor sensibilidad y amplio espacio en-

tre los contactos. Esto se logra haciendo los cálculos con el 75% de la corriente nominal.

#### DATOS EMPLEADOS DEL GENERADOR:

Corriente nominal:

$$I = \text{KVA} / (\sqrt{3} \text{ KV}) = 182600 / (\sqrt{3} \times 16)$$

$$I = 6589 \text{ Amp.}$$

#### RELACION DE TRANSFORMACION:

$$N = 1600 \quad (\text{TC de } 8000/5)$$

#### CALCULOS PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR:

1.- Corriente en el relevador:

$$I_s = I/N = 6589/1600 = 4.12 \text{ Amp.}$$

2.- Elección del Tap: Considerando lo indicado en las recomendaciones:

$$0.75 I_s = (0.75)(4.12) = 3.1 \text{ Amp.}$$

Por tanto el tap de la unidad de sobre corriente será en 3.

3.- El ajuste de la palanca de tiempo considerando que  $I_2^2 t = 10$ , de la gráfica 4

pag. 6 del instructivo del relevador - nos proporciona un valor de 2.5.

El tiempo de operación para una corriente de secuencia negativa de 3 amperes y con  $I_2^2 t = 10$  es de 16 segundos.

#### 4.5.1.8. PROTECCION CONTRA POTENCIA INVERSA (MOTORIZACION) DEL GENERADOR (32-G).

OBJETIVO: Evitar daños al primo-motor y protección del sistema ya que trabaja estrechamente asociado al generador, detectando el flujo de potencia hacia dicho generador.

DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO: Relevador tipo CRN-1 de Westinghouse, trifásico - que consiste de una unidad de disco de inducción y otra direccional para control de tiempo.

#### CONSIDERACIONES GENERALES:

- 1.- Cuando el primo-motor gira a velocidad nominal sin entrada de potencia, la potencia inversa aproximada, requerida para mover un genera

dor como motor se da como un porcentaje del valor de placa en KW y es de 3% para turbinas de vapor condensado.

- 2.- Se proporcionará acción retardada suficiente para impedir el funcionamiento indeseado en inversiones transitorias de potencia tales como las que ocurren durante la sincronización o rechazos de carga.

#### RECOMENDACIONES:

- 1.- Como las condiciones de operación son muy variadas, no puede tenerse una protección bien definida por lo que es recomendable solicitar información al fabricante. Es por esta razón que se tiene una protección por baja potencia en el generador (37 - G) con objeto de complementar a la de potencia inversa (32-G)
- 2.- Debido a que las oscilaciones de carga disminuyen después de 2 segundos, el ajuste de tiempo del relevador no debe ser menor a 4 segundos. En nuestro caso se consi-

deró un tiempo de 10 segundos como suficiente para librar las oscilaciones de carga.

- 3.- Para turbogeneradores mayores de - 30 MVA se recomienda duplicar esta protección para una mayor seguridad.

#### DATOS EMPLEADOS DEL GENERADOR:

Voltaje nominal: 16 KV

Potencia = 158 MW (a  $\text{fp} = 0.86$ )

Relación de Transformación de los TC's (Rc) y los TP's (Rp):

$R_c = 1600 (8000/5)$     $R_p = 140 (16800/120)$

#### CALCULOS PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR:

- 1.- Determinación de la potencia inversa máxima de acuerdo a la consideración planteada anteriormente.

Potencia Inversa Máxima =  $0.03 \times 158000 = 4740$  KW

- 2.- Corriente máxima en condiciones de potencia inversa máxima:

$I_m = P / (\sqrt{3} \text{ KV}) = 4740 / (\sqrt{3} \times 16) = 171.04$  Amp.

3.- Corriente mínima de operación --  
(Pick-Up) del relevador:

$$I_r = I_m/R_c = 171.04/1600 = 0.107 \text{ Amp.}$$

Por tanto, del instructivo del relevador pág 4,  
se seleccionó el tap de 0.2 amp.

4.- El ajuste de tiempo se efectuó con  
siderando la figura 4 del instruc-  
tivo del relevador para un tiempo  
estimado de 10 segundos y un volta  
je secundario de 120 V en los TP's  
teniéndose un ajuste en el tap de  
3.2.

#### 4.5.1.9. PROTECCION DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE AUXI- LIARES (87-TX).

OBJETIVO: Proporcionar una rápida, selectiva y -  
efectiva protección contra fallas in-  
ternas en los devanados del transformad  
dor incluyendo las conexiones con los  
tableros de 4160 v.

DISPOSITIVO DE PROTECCION EMPLEADO: Relevador HU  
de Westinghouse, monofásico, del tipo  
de alta velocidad, con dos restricció-

nes (una de las cuales tiene dos derivaciones), porcentaje variable y restricción de armónicas.

#### CONSIDERACIONES GENERALES:

- 1.- Para la selección de los taps del relevador, se empleará la tabla de relación de taps de la fig. 4.1.

#### RECOMENDACIONES:

- 1.- Verificar el porcentaje del mismatch para asegurar que el tap seleccionado sea el adecuado. Dicho porcentaje debe ser menor al 5%.
- 2.- Determinar los taps de ajuste del relevador diferencial empleando la potencia aparente (KVA), del transformador de potencia, en régimen de auto-enfriamiento (OA-55°C).

#### DATOS EMPLEADOS DEL TRANSFORMADOR DE AUXILIARES:

POTENCIA MAXIMA (KVA)	11500
-----------------------	-------

	Lado H	Lado X
Conexión de los devanados	Delta	Estrella Aterrizada
Voltaje nominal (KV)	16	4.16
Corriente máxima (Amp) ( $I = KVA / \sqrt{3} \text{ KV}$ )	415	1596.0
Relación de TC's (N)	160(800/5)	600(3000/5)
Conexión de los TC's	Estrella	Delta
Corriente secundaria (Amp)	2.6	2.66
( $I_s = \sqrt{3} I/N$ - conexión estrella)		
( $I_s = I/N$ - conexión delta)		

#### CALCULOS PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR:

##### 1.- Corrientes de entrada al transformador:

Lado H:

$$I_1 = I_s = 2.6$$

Lado X:

$$I_2 = \sqrt{3} I_s = \sqrt{3} \times 2.66 = 4.61 \text{ Amp.}$$

##### 2.- Relación de corrientes:

$$I_2/I_1 = 4.61/2.6 = 1.77$$

##### 3.- Tap deseado: De la relación anterior y de la tabla de la fig. 4.1.:

$$T_2 = 8.7$$

$$T_1 = 5.0$$

4.- Relación de taps seleccionados:

$$T_2/T_1 = 8.7/5.0 = 1.74$$

5.- Verificación del valor del mismatch:

$$\%M = \frac{(\text{Relación de corrientes} - \text{Relación de Taps}) \times 100}{\text{Relación de taps o corrientes (el menor)}}$$

$$\%M = \frac{(1.77 - 1.74) \times 100}{1.74} = 1.724\%$$

CARACTERISTICA DE PORCENTAJE (R%):

$$R\% = (I_D/I_M) \times 100 = (2.01/3.605) \times 100$$

$$R\% = 55.75\%$$

4.5.2. COORDINACION DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES POR SOBRECORRIENTE DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA TERMoeLECTRICA.

4.5.2.1. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES PARA FALLAS ENTRE FASES.

**CONSIDERACIONES GENERALES:**

- a).- Los relevadores empleados en estas protecciones son de sobrecorriente del tipo de inducción marca Westinghouse del tipo CO-8 (50/51), CO-5 (50/51) y de estado sólido marca Federal Pacific Electric (F.P.E.).
- b).- La determinación de la relación de los TC's de los diferentes alimentadores a los servicios auxiliares, se hará seleccionando la relación próxima superior en base a la corriente nominal del alimentador bajo consideración.

- c).- Para efectos de ajuste y coordinación, se considera que la relación corriente-voltaje de operación que existe en el arranque de los motores es aproximadamente lineal y por tanto, el ajuste de la protección a voltaje reducido, podrá calcularse directamente.
- d).- Debido a que los motores de alta inercia están equipados con variador de velocidad, se considera un tiempo máximo de arranque de 3 a 5 segundos. En caso contrario se deben considerar los tiempos indicados en el párrafo 4.3.1.1. a .6.
- e).- De acuerdo al párrafo 4.4.3, el margen de tiempo entre cada dispositivo de protección por sobrecorriente es de 0.4 segundos.
- f).- El ajuste de los dispositivos de disparo de los transformadores de las subestaciones unitarias de 1000 KVA en el nivel de 4160 volts se considera igual al efectuado en los transformadores de 1250 KVA del párrafo 4.5.2.1.4.

4.5.2.1.1. CONSIDERACIONES PARA EL AJUSTE Y COORDINACION DE CADA UNA DE LAS PROTECCIONES POR SOBRECORRIENTE - DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

Protección de los alimentadores al motor de 250 HP en el nivel de 480 volts (LIG)

a).- El equipo empleado para esta protección es - un interruptor electromagnético, en aire, pa ra baja tensión, tipo 600-25H-2 conteniendo un dispositivo de estado sólido, trifásico - con unidades de disparo ajustables con ele- mentos de tiempo largo, instantáneo y de tie rra.

b).- Elemento de tiempo largo:

Ajuste de la corriente mínima de operación (corriente de pick-up): mínimo a 1.2 veces la corriente de plena carga (a voltaje reducido).

Tiempo: Se consideran los siguientes:

Tiempo permitido con rotor bloqueado	5
Intervalo de tiempo	<u>0.4</u>
total	5.4 seg.

c).- El elemento de tiempo corto: Debido a que el disposi tivo de estado sólido incluye a dicha unidad, debe - bloquearse.

d).- Elemento instantáneo:

Ajuste de pick-up: mínimo 2 veces la corriente de rotor bloqueado (a voltaje reducido).

e).- Elemento de tierra:

Ajuste de pick-up: con el mínimo tiempo posible - (para coordinarse con las protecciones de falla a tierra - que tiene en cascada).

#### 4.5.2.1.2. PROTECCION DE LOS ALIMENTADORES DEL CCM DE 200 KVA EN EL NIVEL DE 480 VOLTS (LSG).

a).- Para la protección de los alimentadores al CCM se tienen interruptores electromagnéticos en aire, para baja tensión; para los alimentadores de los motores se emplearán interruptores termomagnéticos. Los interruptores electromagnéticos tienen dispositivos de estado sólido, trifásicos, con unidades de disparo ajustables con elementos de tiempo largo, corto, instantáneo y de tierra.

b).- El intervalo de tiempo de la banda de disparo del termomagnético del motor se considera de 0.05 segundos.

c).- Elemento de tiempo largo:

Ajuste de pick-up: no mayor a 1.1 veces la corriente nominal de los cables alimentadores.

Tiempo: La unidad deberá coordinar con el dispositivo de mayor sobrecarga en el COM. Para efectos de coordinación, se considera un motor de 40 HP.

d).- Elemento de tiempo corto:

Ajuste de pick-up: Para propósitos de coordinación se considera a 2 veces la corriente de rotor bloqueado (a voltaje reducido), de un motor de 40 HP.

Tiempo: Se consideran los siguientes:

Interruptor termomagnético del motor 0.05

Intervalo de tiempo 0.4

total 0.45 seg.

e).- Elemento instantáneo: Debido a que el dispositivo de estado sólido incluye dicha unidad, deberá bloquearse.

f).- Elemento de tierra:

Ajuste de pick-up: con el sensor y tiempo mínimos.

4.5.2.1.3. PROTECCION DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DEL -  
TABLERO DE 480 VOLTS (51).

- a).- Para la protección de los alimentadores prin-  
cipales se emplearon relevadores electromag-  
néticos tipo CO-8 de Westinghouse, con carac-  
terística de tiempo inverso únicamente.
- b).- El ajuste del dial de tiempo (Palanca) y del  
Tap de corriente de la unidad de sobrecorrien-  
te, se efectuará considerando una corriente  
máxima de carga de 1.5 a 2 veces la corrien-  
te de plena carga de los alimentadores y un  
tiempo deseado de operación de:

Tiempo de operación de la protección anterior	0.45
Intervalo de tiempo	<u>0.4</u>
TOTAL	0.85 seg.

- c).- La corriente de falla de acuerdo al cálculo  
del corto circuito (consultar apéndice) es -  
de 29.850 KV simétricos.
- d).- La curva de ajuste resultante deberá respal-  
dar a las curvas de las protecciones anterio-  
res.

5.2.1.4. PROTECCION DE LOS ALIMENTADORES A LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES UNITARIAS (50/51).

- a).- Para la protección de los alimentadores se emplearon relevadores electromagnéticos tipo CO-8 de Westinghouse, con característica de tiempo inverso y con unidad de disparo instantánea.
- b).- El ajuste de la palanca y del tap de corriente de la unidad de sobrecorriente se efectuará considerando una corriente máxima de carga de 1.5 a 2 veces la corriente de plena carga del transformador y un tiempo de operación de:

Tiempo de operación de la protección del párrafo anterior	0.85
Intervalo de tiempo	<u>0.4</u>
Total :	1.24 seg.

- c).- El ajuste de la unidad instantánea se efectuará considerando un pick-up de 1.5 a 1.6 veces la  $I_{cc}$  de 480 v reflejada en 4160 v.

4.5.2.1.5. PROTECCION DEL ALIMENTADOR DEL MOTOR DE 2500 HP A 4160 VOLTS (50/51).

a).- Para la protección del alimentador del motor se empleó un relevador tipo CO-5 de Westinghouse con característica de tiempo largo y - unidad instantánea.

b).- El ajuste de la palanca y del tap de corriente de la unidad de sobrecorriente se efectuará considerando una corriente máxima de carga de 1.1 a 1.2 veces la corriente de plena carga del motor y un tiempo deseado de operación de:

Tiempo de arranque del motor	5
Intervalo de Tiempo	<u>0.4</u>
T o t a l	5.4 seg.

c).- El pick-up de la unidad instantánea se efectuará a un máximo de 2 veces la corriente de rotor bloqueado.

4.5.2.1.6. PROTECCION DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DEL - TABLERO DE 4.16 KV (51).

a).- Para la protección de los alimentadores principales del tablero de 4.16 KV se emplearan

relevadores electromagnéticos tipo CO-8 de Westinghouse con característica de tiempo in verso únicamente.

- b).- El cálculo se efectuará sobre la base de 10 MVA considerando que la capacidad del transformador auxiliar (11.5/15.5 MVA) ó la del transformador de arranque (15/20 MVA) se divide para alimentar dos tableros blindados de 4.16 KV.
- c).- El ajuste de la palanca y del tap de corriente de la unidad de sobrecorriente se efectuará considerando de 1.5 a 2 veces la corriente de plena carga de los alimentadores. El tiempo de operación se elegirá de manera que quede por arriba del punto de transición de la curva del relevador (50/51) del transformador de la subestación unitaria o del motor más grande, conectados al tablero de 4.16 KV. El tiempo deseado debe ser mayor a 5.4 segundos de manera que no haya traslape entre las curvas características.

#### 4.5.2.2. CALCULOS PARA EL AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION PARA FALLAS ENTRE FASES.

4.5.2.2.1. RELEVADOR DE ESTADO SOLIDO DE LOS ALIMENTADORES -  
DEL MOTOR DE 250 HP, 480 VOLTS (LIG).

a).- Selección de la derivación del sensor:

Voltaje nominal (100%)	=	480 volts
Voltaje a 95%	=	456 volts
Voltaje a 80%	=	384 volts

Corriente de plena carga:  $I_{cp} = \text{HP} \times 0.746 / 1.73 \times \text{KV} \times \text{f.p.} \times \text{n}$

Sustituyendo:

$I_{cp}$ (100%)	=	332.3 Amp
$I_{cp}$ (95%)	=	349.8 Amp
$I_{cp}$ (80%)	=	415.4 Amp.

Por tanto, considerando la corriente máxima obtenida (415.4 Amp), se tomará una derivación del sensor de 400 Amp. Ver catálogo - C-3-411.1 de F.P.E.

b).- Cálculos para el ajuste del relevador; datos requeridos:

- Derivación del sensor 400 Amp
- Corriente máxima de carga al circuito:  $1.2 I_{cp}$
- Rangos de ajuste del relevador (veces la corriente dada por el sensor):  
Tiempo largo: De 0.7 a 1.3  
Instantánea: De 4 a 12.

- Tiempo deseado de operación: 5.4 seg.
- Máxima corriente de falla:  $2I_{rb}$  del motor

Ajuste al 100% de voltaje:

b.1).- Elemento de tiempo largo.

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.1., b)

$$1.2 I_{cp} = 1.2 (332.3 \text{ A}) = 398.8 \text{ Amp.}$$

Nivel de disparo (N.D.):

$$N.D = 1.2 I_{cp} / \text{sensor} = 398.8 / 400 = 0.996$$

por tanto, ajustar en N.D. = 1

Tiempo: Considerando la corriente máxima de carga - permitida y la derivación del sensor de 400 Amp., el relevador verá una corriente de ro tor bloqueado ( $I_{RB}$ ) de:

$$I_{RB} = 6 I_{cp} = 6(332.3) = 1993.98 \text{ Amp.}$$

Determinado el número de veces la derivación del sensor (N.V.D.S.)

$$N.V.D.S. = I_{RB} / \text{sensor} = 1993.98 / 400 = 4.98$$

Por tanto, entrar a la gráfica con:

$$N.V.D.S. = 5$$

$$\text{Tiempo} = 5.4 \text{ seg. (ver párrafo 4.5.2.1.1., b).}$$

Se observa que por limitaciones de la unidad se tiene que ajustar con:

N.V.D.S. = 6  
Tiempo = 6.5 seg.

b.2).- Elemento instantáneo

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.1., d)  
 $2 I_{RB} = 2 (1993.98) = 3987.96 \text{ Amp.}$

Nivel de disparo (N.D.):  
 $N.D. = 2 I_{RB} / \text{sensor} = 3987.96 / 400 = 9.96$   
por tanto, usar N.D. = 10

Ajuste al 95% de voltaje:

Empleando el procedimiento del párrafo b.1 y b.2., llegamos a los siguientes resultados:

b.3).- Elemento de tiempo largo

Corriente:  
419.76 Amp.

Nivel de disparo (N.D.):  
N.D. = 1.1

Tiempo:  
Con  $I_{RB} = 2098.9 \text{ Amp}$  tendremos:

N.V.D.S. = 5.24  
Tiempo = 5.4 seg.

Que por limitaciones de la unidad se ajusta con:

N.V.D.S. = 6  
Tiempo = 6.5 seg.

b.4).- Elemento instantáneo.

Corriente:

4197.6 Amp.

Nivel de disparo (N.D.):

N.D. = 12

Ajuste al 80% de voltaje:

Empleando el procedimiento del párrafo b.1 y b.2, llegamos a los siguientes resultados:

b.5).- Elemento de tiempo largo

Corriente:

498.5 Amp

Nivel de disparo (N.D.):

N.D. = 1.3

Tiempo:

Con  $I_{RB} = 2492.5$  Amp., tendremos:

N.V.D.S. = 6.23

Tiempo = 5.4 seg.

Que por limitaciones de la unidad se ajusta con:

N.V.D.S. = 6

Tiempo = 6.5 seg.

b.6).- Elemento instantáneo.

Corriente:

4984.8 Amp.

Nivel de disparo (N.D.):

N.D. = 12

4.5.2.2.2. RELEVADOR DE ESTADO SOLIDO DE LOS ALIMENTADORES -  
DEL CCM DE 200 KVA (LSG).

a).- Selección de la derivación del sensor.

Se considera como carga máxima la corriente  
del CCM de 200 KVA.

Corriente de arranque a voltaje reducido:

Voltaje nominal (100%) = 480 volts

Voltaje (95%) = 456 volts

Voltaje (80%) = 384 volts

Corriente de plena carga del CCM ( $I_{cp}$ ) =  $KVA / (1.73 \times KV)$  Amp.

$I_{cp}$  (100%) = 240.56 A

$I_{cp}$  ( 95%) = 253.22 A

$I_{cp}$  ( 80%) = 300.7 A

Por lo tanto, considerando la corriente máxi  
ma obtenida (300 AMP), seleccionar una deri  
vación del sensor de 300 Amp., ver catálogo  
C-3-411.1 de la F.P.E.

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos  
necesarios.

- Derivación del Sensor: 300 Amp

- Corriente máxima de carga: 1.1.  $I_{cp}$

- Rangos de ajuste del relevador: (N.V.D.S.)

Tiempo largo: 0.7 a 1.3

Tiempo corto: 2 a 10

- Tiempo deseado de operación:

Tiempo largo: 5.4 seg.

Tiempo corto: 0.45 seg.

- Corriente máxima de falla:

$2 I_{RB}$  de un motor de 40 HP

Ajuste al 100% del voltaje.

b.1).- Elemento de tiempo largo.

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.2., C)

$$1.1 I_{cp} = 1.1 (240.56) = 264.61 \text{ Amp.}$$

Nivel de disparo (N.D.):

$$N.D. = 1.1 I_{cp}/\text{sensor} = 264.61 \text{ A}/300\text{A} = 0.88$$

por tanto, ajustara N.D. = 0.9

Tiempo: De acuerdo al párrafo 4.5.2.1.2., C se considera la corriente de rotor bloqueado de un motor de 40 HP como la corriente de fa lla y la derivación del sensor de 300A, te- niéndose:

Corriente de rotor bloqueado ( $I_{RB}$ ) = 6  $I_{cpm}$ .

$$I_{cpm} = \text{HP} \times 0.746 / \sqrt{3} \times \text{KV} \times \text{f.p.} \times n$$

Sustituyendo:

$$I_{cpm} (100\%) = 53.17 \text{ Amp}$$

$$I_{cpm} (95\%) = 55.97 \text{ Amp}$$

$$I_{cpm} (80\%) = 66.46 \text{ Amp}$$

Por tanto:

$$I_{RB} = 6 (53.17) = 319.02 \text{ Amp}$$

Y:

$$\text{N.V.D.S.} = 319.02\text{A}/300 = 1.06$$

Para finalmente:

$$\text{N.V.D.S.} = 1$$

$$\text{Tiempo} = 5.4 \text{ seg.}$$

Que por limitaciones de la unidad se ajusta con:

$$\text{N.V.D.S.} = 6$$

$$\text{Tiempo} = 6.5 \text{ seg.}$$

b.2).- Elemento de tiempo corto.

Siendo un elemento de disparo de alta veloci

dad, su ajuste se hará con la corriente de rotor bloqueado máxima, siendo aproximada a  $2 I_{RB}$ .

Corriente:

$$2I_{RB} = 2(319.02) = 638.04 \text{ A.}$$

Nivel de Disparo (N.D.):

$$\text{N.D.} = 2I_{RB}/\text{sensor} = 638.04/300 = 2.12$$

Por lo tanto, ajustar a N.D. = 3

Tiempo: El tiempo de este elemento debe ser mayor al de los elementos termomagnéticos, - por lo tanto, de acuerdo al párrafo 4.5.2.1.2, d, se tiene un tiempo de 0.45 segundos.

Ajuste al 95% de voltaje:

Siguiendo el mismo procedimiento del párrafo b.1. y b.2. tenemos los siguientes resultados:

b.3).-Elemento de tiempo largo:

Corriente:

$$1.1 I_{cp} = 278.5 \text{ A}$$

Nivel de disparo (N.D.):

$$N.D. = 0.9$$

Tiempo:

Con  $I_{RB} = 335.82$  Amp, tendremos:

$$N.V.D.S. = 1.11$$

$$\text{Tiempo} = 5.4 \text{ seg.}$$

Que por limitaciones de la unidad, se ajusta con:

$$N.V.D.S. = 6$$

$$\text{Tiempo} = 6.5 \text{ seg.}$$

b.4).-Elemento de tiempo corto.

Corriente:

$$2I_{RB} = 671.6 \text{ Amp.}$$

Nivel de disparo (N.D.)

$$N.D. = 3$$

Tiempo: tiempo considerado de 0.45 seg.

Ajuste al 80% de voltaje:

Efectuando el mismo procedimiento del párrafo b.1. y b.2., tenemos los siguientes resultados:

b.5).- Elemento de tiempo largo.

Corriente:

$$1.1 I_{cp} = 330.8 \text{ A}$$

Nivel de disparo (N.D.):

$$N.D. = 1$$

Tiempo:

Con  $I_{RB} = 398.76 \text{ Amp}$ , tendremos:

$$N.V.D.S. = 1.3$$

$$\text{Tiempo} = 5.4 \text{ seg.}$$

Que por limitaciones de la unidad, se ajusta con:

$$N.V.D.S. = 6$$

$$\text{Tiempo} = 6.5 \text{ seg.}$$

b.6).- Elemento de tiempo corto.

Corriente:

$$2I_{RB} = 797.6 \text{ Amp.}$$

Nivel de disparo (N.D.):

$$- \quad N.D = 3$$

$$- \quad \text{Tiempo: tiempo considerado } 0.45 \text{ seg.}$$

4.5.2.2.3. RELEVADORES DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DEL  
TABLERO DE 480 VOLTS (51).

I. Transformador de 1250 KVA

- a).- Selección de la relación de los transformadores de corriente (TC's).

Corriente de plena carga que proporciona el transformador de 1250 KVA, lado baja tensión.

$$I_{cp} = KVA / (1.73 \times KV) = 1503.5 \text{ Amp.}$$

Esto implica TC's de 1600/5 (320:1)

- b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos necesarios:

- Relación de TC's (Rc) Rc = 320:1
- Corriente máxima de carga 1.5 a 2 veces I<sub>cp</sub>
- Rango de ajuste del relevador 4 a 12 Amp.
- Tiempo deseado de operación 0.85 seg.
- Corriente de falla 29,850 Amp. simétricos

- b.1).- Elemento de tiempo inverso.

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.3, b)

Margen inferior:

$$I_{\text{prim}} = 1.5 I_{\text{cp}} = 1.5(1503.5) = 2255.3 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = I_{\text{prim}}/R_c = 2255.3/320 = 7.04 \text{ Amp.}$$

Tap requerido: 7 Amp.

Margen superior:

$$I_{\text{prim}} = 2 I_{\text{cp}} = 2(1503.5) = 3007.03 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = I_{\text{prim}}/R_c = 3007.03/320 = 9.4 \text{ Amp.}$$

Tap requerido: 10 Amp.

Por lo tanto, ajustar en tap de 10 Amp.

Tiempo: Considerando el ajuste en el tap de 10 Amp, el relevador "verá" una corriente de falla ( $I_f$ ) de:

$$I_f = I_{\text{cc}}/R_c \times \text{tap} = 29850/320 \times 10 = 9.3 \text{ veces la corriente del tap de ajuste (V.C. tap)}$$

Por tanto, entrar a la gráfica del CO-8 con:

$$\text{V.C. tap} = 9$$

$$\text{tiempo} = 0.85 \text{ seg (ver párrafo 4.5.2.1.3,b)}$$

$$\text{Usar palanca (T.D.)} = 4$$

II.- Transformador de 1000 KVA

Procediendo en igual forma a la parte (I), tenemos:

a).- Selección de la relación de los TC's:

TC's de 1600/5 (320:1)

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos necesarios:

Igual al párrafo 4.5.2.2.3. I,b.

b.1).- Elemento de tiempo inverso.

Corriente:

Ajustar en tap de 8 Amp.

Tiempo: Para un tap de 8 Amp., el relevador verá una  $I_f$  de:

$$I_f = 11,7 \text{ V.C. Tap}$$

Por tanto, entrar a la gráfica del CO-8 con:

$$\text{V.C. tap} = 11.7$$

$$\text{Tiempo} = 0.85 \text{ seg. (ver párrafo 4.5.2.1.3,b)}$$

$$\text{Usar palanca (T.D.)} = 4.2$$

4.5.2.2.4. RELEVADORES DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES UNITARIAS (50/51).

I. Transformadores de 1250 KVA:

a).- Selección de la relación de los TC's:

Corriente que circula por el alimentador:

$$I_{cp} = \text{KVA} / (1.73 \times \text{KV}) = 1250 / (1.73 \times 4.16) = 173.7 \text{ Amp}$$

Del esquema del sistema se observa que dos transformadores de 1250 KVA son protegidos con un solo interruptor, entonces: Corriente seleccionada para la selección de los TC's:

$$2I_{cp} = 2(173.7) = 347.4 \text{ Amp.}$$

Por tanto, utilizar (TC's de 400/5 (80:1)

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos requeridos:

- |   |              |
|---|--------------|
| - Relación de TC's.                     | Rc = 80:1    |
| - Máxima corriente de carga al circuito | $2I_{cp}$    |
| - Rangos de ajuste del relevador:       |              |
| Elemento tiempo inverso                 | 4 a 12 Amp.  |
| Elemento instantáneo                    | 20 a 80 Amp. |
| - Tiempo deseado de operación           | 1.25 seg.    |

- Corriente de corto circuito máxima en 480 volts: -  
29850 Amp simétricos (condición para evitar que -  
opere con falla en 480 V).

b.1).- Elemento de tiempo inverso.

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.4., b)

Margen inferior:

$$I_{\text{prim}} = 1.5 I_{\text{cp}} = 1.5 (347.4) = 520 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec.}} = 1.5 I_{\text{cp}}/R_c = 520/80 = 6.5 \text{ Amp}$$

Tap requerido: 7 Amp.

Margen superior:

$$I_{\text{prim}} = 2 I_{\text{cp}} = 2 (347.4) = 694.4 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec.}} = 2 I_{\text{cp}}/R_c = 694.4/80 = 8.68 \text{ Amp}$$

Tap requerido: 10 Amp.

Por tanto, ajustar en tap de 10 Amp.

Tiempo: Considerando la máxima corriente de falla ( $I_f$ ) en 480 volts, referida a 4.16 KV y al tap seleccionado de 10 Amp, el relevador detectará una corriente de:

$$I_f \text{ (vista en 4.16 KV)} = 29850 \times 0.48/4.16 = 3444.2 \text{ Amp.}$$

Por tanto:

$$V.C. \text{ tap} = 3444.2/R_c \times \text{tap} = 3444.2/80 \times 10 = 4.3$$

Esto implica entrar a la gráfica del CO-8 con:

$$V.C. \text{ tap} = 4.3$$

$$\text{Tiempo} = 1.25 \text{ seg. (ver párrafo 4.5.2.1.4., b)}$$

$$\text{usar palanca (T.D.)} = 2.5$$

b.2).- Elemento instantáneo.

Corriente (ver párrafo 4.5.2.1.4, c)

Margen inferior:

$$I_{\text{prim}} = 1.5 I_{\text{cc}} = 1.5 (3444.2) = 5166.3 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = 1.5 I_{\text{cc}}/R_c = 5166.3/80 = 64.6 \text{ Amp}$$

Margen superior:

$$I_{\text{prim}} = 1.6 I_{\text{cc}} = 1.6(3444.2) = 5510.7 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = 1.6 I_{\text{cc}}/R_c = 5510.7/80 = 69 \text{ Amp}$$

Por tanto ajustar en tap de 70 Amp.

II.- Transformadores de 1000 KVA:

a).- Selección de la relación de los TC's

Corriente que circula por el alimentador

$$I_{\text{cp}} = \text{KVA}/(1.73 \times \text{KV}) = 1000/(1.73 \times 4.16) = 138.9 \text{ Amp}$$

Por tanto, seleccionar TC's de 200/5 (40:1)

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos requeridos:

- Relación de TC's  $R_c = 40:1$
- Máxima corriente de carga al circuito  $1.5 I_{cp}$
- Rangos de ajuste del relevador
  - Elemento de tipo inverso: 4 a 12 Amp
  - Elemento instantáneo: 40 a 160 Amp
- Tiempo deseado de operación 1.25 seg.
- Corriente de falla  $I_{cc} = 29,850 \text{ Amp}$   
(Condición para no operar con falla en 480 volts)

b.1).- Elemento de tiempo inverso.

Corriente (ver párrafo 4.5.2.1.4,b)

Margen inferior:

$$I_{prim} = 1.5 I_{cp} = 1.5 (138.9) = 208.4 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = 1.5 I_{cp}/R_c = 208.4/40 = 5.2 \text{ Amp}$$

Tap requerido: 6 Amp.

Margen superior:

$$I_{prim} = 2 I_{cp} = 2 \times 138.9 = 277.9 \text{ Amp}$$

$$I_{sec} = 2 I_{cp}/R_c = 277.9/40 = 6.9 \text{ Amp.}$$

Tap requerido: 7 Amp.

Por tanto, ajustar en el tap de 7 Amp.

Tiempo: Considerando el ajuste del relevador en

el tap de 7 Amp., el relevador "verá"  
una corriente de falla de:

$$I_f (\text{vista en 4.16 KV}) = 29,850 \times 0.48 / 4.16 = 3444.2 \text{ Amp.}$$

Por tanto:

$$V.C. \text{ tap} = 3444.2 / (40 \times 7) = 12.3$$

Esto implica entrar a la gráfica del CO-8 con:

$$V.C. \text{ tap} = 12.3$$

$$\text{Tiempo} = 1.25 \text{ seg. (ver párrafo 4.5.2.1.4., b)}$$

$$\text{Usar palanta (T.D.)} = 6$$

b.2): Elemento instantáneo.

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.4., c)

Margen inferior:

$$I_{\text{prim}} = 1.5 I_{\text{cc}} = 1.5 \times 3444.2 = 5166.3 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = 1.5 I_{\text{cc}} / R_c = 5166.3 / 40 = 129.2 \text{ Amp.}$$

Margen superior:

$$I_{\text{prim}} = 1.6 I_{\text{cc}} = 1.6 \times 3444.2 = 5510.7 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = 1.6 I_{\text{cc}} / r_c = 5510.7 / 40 = 137.8 \text{ Amp.}$$

Por tanto, ajustar en tap de 140 Amp.

4.5.2.2.5. RELEVADORES DE LOS ALIMENTADORES AL MOTOR DE 2500 H.P. EN 4.16 KV (50/51)

a).- Selección de la relación de TC's:

Voltaje nominal (100%)	=	4160 volts
Voltaje a 95%	=	3952 volts
Voltaje a 80%	=	3328 volts

Corriente de plena carga:

$$I_{cp} = HP \times 0.746 / (1.73 \times f.p. \times n)$$

sustituyendo:

$I_{cp}$ (100%)	=	383.5 Amp.
$I_{cp}$ (95%)	=	403.8 Amp.
$I_{cp}$ (80%)	=	479.3 Amp.

Considerando la máxima corriente obtenida, -  
se tendrán TC's de 400/5 (80:1)

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos requeridos:

- Relación de los TC's	$R_c = 80:1$
- Corriente máxima de carga al circuito	$1.2 I_{cp}$
- Rangos de ajuste del relevador	
- Elemento de tiempo largo:	4 a 12 Amp
Elemento instantáneo	20 a 80 Amp
- Tiempo deseado de operación	5.4 seg.
- Máxima corriente de falla	$2 I_{RB}$

Ajuste al 100% del voltaje:

b.1).- Elemento de tiempo largo.

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.5,b)

Margen inferior:

$$I_{\text{prim}} = 1.1 I_{\text{cp}} = 1.1(383.5) = 421.8 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = I_{\text{prim}}/R_c = 421.8/80 = 5.3 \text{ Amp.}$$

Tap requerido: 6 Amp.

Margen superior:

$$I_{\text{prim}} = 1.2 I_{\text{cp}} = 1.2(383.5) = 460.2 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = I_{\text{prim}}/R_c = 460.2/80 = 5.8 \text{ Amp.}$$

Tap requerido: 6 Amp.

Por tanto, ajustar en tap de 6 amp.

Tiempo: Considerando el ajuste del relevador en el tap de 6 Amp, el relevador "verá" una corriente de rotor bloqueado ( $I_{\text{RB}}$ ) de:

$$I_{\text{RB}} = 6 I_{\text{cp}} = 6(383.5) = 2300.8 \text{ Amp.}$$

Por tanto:

$$V.C. \text{ tap} = I_{\text{RB}}/R_c \times \text{tap} = 2300.8/80 \times 6 = 4.8$$

Esto implica entrar a la gráfica del CO-5 con:

$$\text{V.C. tap} = 5$$

$$\text{Tiempo} = 5.4 \text{ seg. (ver párrafo 4.5.2.1.5,b)}$$

$$\text{Usar palanca (T.D.)} = 2$$

b.2).-Elemento Instantáneo.

Corriente: (ver párrafo 4.5.2.1.5,c)

$$I_{\text{prim}} = 2I_{\text{RB}} = 2(2300.8) = 4601.5 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = 2I_{\text{RB}}/R_c = 4601.5/80 = 57.5 \text{ Amp.}$$

Por tanto, ajustar en 60 Amp.

Ajuste al 95% del voltaje:

Empleando el procedimiento del párrafo b.1 y b.2, llegamos a los siguientes resultados:

b.3).-Elemento tiempo largo.

Corriente:

Ajustar en tap de 6 Amp.

Tiempo:

$$I_{\text{RB}} = 2323.04\text{A y V.C. tap} = 5.4$$

Entrar a la gráfica del CO-5 con:

V.C. Tap = 5

Tiempo = 5.4 seg. (ver párrafo 4.5.2.1.5,b)

Usar palanca (T.D.) = 2

b.4).- Elemento instantáneo:

Ajustar en tap de 60 Amp.

Ajuste al 80% de voltaje.

Empleando el procedimiento del párrafo b.1 y b.2.,  
llegamos a los siguientes resultados:

b.5).- Elemento de tiempo largo...

Corriente:

Ajustar en tap de 7 Amp.

Tiempo:

$I_{RB} = 2875.9 \text{ Amp.}$  y V.C. tap = 5.13

Entrar a la gráfica del CO-5 con:

V.C. tap = 5

Tiempo = 5.4 seg. (ver párrafo 4.5.2.1.5,b)

Usar palanca (T.D.) = 2

b.6).- Elemento instantáneo.

Ajustar en tap de 70 Amp.

4.5.2.2.6. RELEVADORES DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DEL  
TABLERO DE 4.16 KV (51)

a).- Selección de la relación de los TC's.

Corriente de plena carga, considerando una -  
potencia de 10 MVA (ver párrafo 4.5.2.1.6,b).

$$I_{cp} = KVA / (1.73 \times KV) = 10000 / (1.73 \times 4.16) = 1389.5 \text{ amp.}$$

Esto implica tener TC's de 1500/5 (300:1)

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Da-  
tos requeridos:

- |   |  |
|---|--|
| - Relación de TC's                      | Rc = 300   |
| - Corriente máxima de carga al circuito | 2I <sub>cp</sub>                                       |
| - Rango de ajuste del relevador         | 4 a 12 Amp.  |
| - Tiempo deseado de operación           | 5.4 seg.   |
| - Máxima corriente de falla permitida   | 70 Amp. (protección instantánea del motor de 2500 HP). |

Condición para no operar con falla  
en 480 volts)

b.1).- Elemento de tiempo inverso.

Corriente:

Margen inferior:

$$I_{prim} = 1.5 I_{cp} = 1.5(1389.5) = 2084.3 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = I_{prim}/R_c = 2084.3/300 = 6.9 \text{ Amp.}$$

Tap requerido: 7 Amp.

Margen superior:

$$I_{prim} = 2I_{cp} = 2(1389.5) = 2779 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = I_{prim}/R_c = 2779/300 = 9.3 \text{ Amp.}$$

Tap requerido: 10 Amp.

Por tanto, ajustar en tap de 10 Amp.

Tiempo: Considerando el ajuste en el tap de 10 Amp. -  
y eligiendo la curva del relevador del motor  
de 2500 HP por tener el mayor tiempo de opera-  
ción y así poder dar el respaldo necesario, -  
tendremos:

$$\begin{aligned} I_{fprim} \text{ (vista por la protec} \\ \text{ción del motor)} &= 70 \times R_c \text{ (del alimentador del Motor)} \\ &= 70 \times 80 = 5600 \text{ Amp. primarios} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{fsec} \text{ (vista por la protec} \\ \text{ción del alimentador)} &= 5600/R_c \text{ (del alimentador principal)} \\ &= 5600/300 = 18.7 \text{ Amp. secundarios.} \end{aligned}$$

Por tanto:

$$V.C. \text{ tap} = I_{\text{fsec}}/\text{tap} = 18.7/10 = 1.9$$

Como el punto de transición de la curva del motor está en 5.4 seg., esto implica que se debe entrar a la gráfica con:

$$V.C. \text{ Tap} = 2$$

$$\text{Tiempo} = 5.4 \text{ seg. (ver párrafo 4.5.2.1.6, c)}$$

$$\text{Usar palanca (T.D.)} = 2$$

#### 4.5.2.3. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES PARA FALLAS A TIERRA.

##### 4.5.2.3.1. CONSIDERACIONES GENERALES:

- a).- Los relevador empleados son de sobrecorriente del tipo de inducción Westinghouse, CO-9 con característica de tiempo muy inverso con unidad de disparo instantánea en los alimentadores (50 G, 51N y 51NI) y relevadores de estado sólido marca Federal Pacific tipo -- LIG y LSG.-
- b).- De acuerdo al párrafo 4.4.2., la corriente de operación (corriente de pick-up) para relevadores del tipo de inducción será la co-

corriente de corto circuito de falla a tierra calculada en base a la corriente de corto circuito subtransitoria simétrica (Id<sup>"</sup> SIM).

c).- De acuerdo al párrafo 4.4.3., el margen de tiempo entre cada dispositivo de protección es de 0.4 segundos.

d).- La determinación de la relación de los TC's en los alimentadores del sistema eléctrico se hará considerando la relación próxima superior en base a la corriente nominal de los alimentadores. Para los TC's del neutro de la conexión estrella de los transformadores, se tendrán los siguientes casos:

- Transformadores con el neutro conectado sólidamente a tierra: Se considera que la máxima corriente de falla a tierra circulando por el neutro del transformador es, aproximadamente, la corriente de corto circuito trifásica (29,850 amp. simétricos para el nivel de 480 v).
- Transformadores con el neutro conectado a tierra a través de una resistencia: En este caso, la corriente en el neutro (corriente de falla a tierra) está limitada por una resistencia de 500 amperes, siendo la relación de los TC's del 25 al 30% de dicha corriente.

e).- En el caso de los TC's tipo ventana (TC's de secuencia cero) la relación normalizada es - de 50/5.

4.5.2.3.2. AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE ESTADO SOLIDO (LIG Y LSG) DE LOS ALIMENTADORES DEL MOTOR DE 250 HP Y - DEL CCM DE 200 KVA EN EL NIVEL DE 480 v.

a).- El ajuste del elemento de falla a tierra en el alimentador del motor de 250 HP será el - mínimo disponible tanto para la derivación - del sensor como para el tiempo (0.2 veces la derivación del sensor y 0.08 seg.) ya que - es la primera de las protecciones localizadas en el ramal.

b).- Por ser la primera de las protecciones conec - tadas en cascada el elemento de tierra se - ajustará con la mínima derivación del sensor y con un retardo de tiempo de 0.05 seg. de - los elementos termomagnéticos mas 0.4 seg. - de margen por lo que su ajuste será el máxi - mo posible (0.32 seg.).

4.5.2.3.3. AJUSTE DE LOS RELEVADORES CO-9 (SIN) DEL NEUTRO -  
DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES UNITA  
RIAS.

a).- No se requiere elemento instantáneo ya que -  
no es posible coordinarlo.

b).- Para el elemento de sobrecorriente con caracte  
rística de tiempo muy inverso, su ajuste -  
se efectuará bajo las siguientes considera  
ciones:

1. Máxima corriente de ajuste de las protec  
ciones de tierra en el nivel de 480 v -  
(70 amperes de pick-up, ver párrafo --  
4.5.2.4.1.)
2. Un 50% de dicha corriente para prevenir  
disparos por desbalance en las cargas -  
del nivel de 480 v.
3. Factor global de 1.5 a 2 veces el resul  
tado obtenido de las consideraciones an  
teriores.

c).- Para la palanca de tiempo, su ajuste se efec  
tuará considerando el máximo tiempo a que se  
ajustó el elemento de tierra del relevador -  
de estado sólido en el nivel de 480 v (0.32  
seg., ver inciso 4.5.2.3.2.) que corresponde  
al relevador del interruptor del CCM de 200  
KVA.

4.5.2.3.4. AJUSTE DE LAS UNIDADES INSTANTANEAS ITH (50 G) DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES A LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES UNITARIAS Y MOTORES EN EL NIVEL DE 4160 v.

a).- El ajuste del elemento instantáneo se efectuará considerando la mínima corriente de pick-up posible del relevador.

b).- No se requiere elemento de tiempo debido a que el relevador se localiza en la conexión delta del lado de alta tensión del transformador de subestación unitaria, cuyo neutro está sólidamente aterrizado.

4.5.2.3.5. AJUSTE DE LOS RELEVADORES CO-9 (5INI) CONECTADOS EN FORMA RESIDUAL A LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DEL TABLERO DE 4160 v (INTERRUPTOR DEL TRANSFORMADOR DE AUXILIARES).

a).- No se requiere elemento instantáneo ya que no es posible coordinarlo.

b).- La característica de tiempo muy inverso se ajustará con la mínima corriente de pick-up posible del relevador para que coordine con el relevador 50G.

c).- Para el ajuste de la palanca de tiempo se -  
considerará el tiempo de operación del rele-  
vador 50 G en el nivel de 4160 v (0.05 seg.,  
ver párrafo 4.5.2.4.4. b) y el margen de tiemp  
po de 0.4 seg. indicado en el párrafo 4.5.2.3.1.c.

#### 4.5.2.3.6. AJUSTE DE LOS RELEVADORES CO-9 (5IN) DEL NEUTRO - DE LOS TRANSFORMADORES DE AUXILIARES Y DE ARRANQUE.

a).- El elemento instantáneo no se requiere ya que  
no es posible su coordinación.

b).- La característica de tiempo muy inverso se -  
ajustará con la mínima corriente de pick-up  
posible que coordine con el relevador 5INI.

c).- El ajuste de la palanca de tiempo se efectuar  
rá considerando el tiempo a que se ajustó el  
relevador 5INI (0.45 seg., ver párrafo ---  
4.5.2.4.5. b) y el margen de tiempo de 0.4 -  
seg. indicado en el párrafo 4.5.2.3.1. c.

#### 4.5.2.4. CALCULOS PARA EL AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION PARA FALLAS A TIERRA.

4.5.2.4.1. RELEVADOR DE FALLA A TIERRA DEL ALIMENTADOR DEL -  
MOTOR DE 250 HP en 480 V.

a).- Selección de la derivación del sensor:

Se considera la misma derivación del sensor que se uso en el ajuste del elemento de tiempo largo e instantáneo (350 Amp) del relevador del motor de 250 HP.

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos requeridos:

- Derivación del sensor: 350 Amp.
- Máxima Corriente de Carga al circuito:  
0.2 veces la derivación del sensor (V.D.S.)
- Rango de ajuste del relevador: 0.2 a 0.75 (V.D.S.)
- Tiempo deseado de operación: 0.08 seg.
- Corriente de falla a tierra: 29 850 Amp.  
simétricas.

b.1).- Elemento de falla a tierra:

Corriente:

$$0.2 \text{ (V.D.S.)} = 0.2(350) = 70 \text{ Amp.}$$

Tiempo: Según el párrafo 4.5.2.3.2, será de 0.08 seg.

4.5.2.4.2. RELEVADOR DE FALLA A TIERRA DEL ALIMENTADOR PRINCIPAL DEL CCM DE 200 KVA en 480 V.

a).- Selección de la derivación del sensor:

Se considera la misma derivación del sensor que se usa en el ajuste del elemento de tiempo largo y corto (300 Amp.) del relevador del CCM de 200 KVA.

b).- Cálculos para el ajuste del relevador. Datos requeridos:

- Derivación del sensor: 300 Amp.
- Máxima corriente de carga al circuito:  
0.2 (V.D.S).
- Rango de ajuste del relevador:  
0.2 a 0.75 (V.D.S.)
- Tiempo deseado de operación: 0.32 seg.
- Corriente de falla a tierra:  
29 850 Amp. Simétricos

b.1).- Elemento de falla a tierra:

Corriente:

$$0.2 \text{ (V.D.S.)} = 0.2 (300) = 60 \text{ Amp.}$$

Tiempo: según el párrafo 4.5.2.3.2.b, será de 0.32 seg.

4.5.2.4.3. RELEVADOR DEL NEUTRO DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES UNITARIAS (51N) - TRANSFORMADORES DE 1 000 y 1 250 KVA.

a).- Selección de la relación de TC's.

Potencia del transformador: 1 000 KVA.  
Tensión: 4 160/480 V.  
 $I_m = 1000 / (1.73 \times 0.48) = 1 202.8 \text{ A}$

Por tanto se seleccionó un TC de 1200/5 (240:1)

b).- Cálculos para el ajuste del relevador.- Datos requeridos:

Relación de TC's: 1200/5 (240:1)  
Máxima corriente de carga al circuito:  
70 Amp (ver párrafo 4.5.2.3.3.b)  
Rango de ajuste del Relevador: 0.5 a 2.5 Amp.  
Tiempo deseado de operación: 0.72 seg.  
Corriente de falla: 29 850 Amp. Simétricos.

b.1).- Característica de tiempo muy inverso.- Considerando el párrafo 4.5.2.3.3.b,3:

Corriente: Para el margen inferior:  
 $I_{prim} = 1.5(70 + 0.5 \times 70) = 157.5 \text{ Amp.}$   
 $I_{sec.} = 157.5(1/240) = 0.65 \text{ Amp.}$   
El número de tap es de 0.8 Amp.

Para el margen superior:  
 $I_{prim} = 2(80 + 0.5 \times 70) = 210 \text{ Amp}$   
 $I_{sec.} = 210 (1/240) = 0.88 \text{ Amp.}$   
El número de tap es 1 Amp.

Por lo tanto, ajustar en tap de 0.8 Amp. para una mejor coordinación con las protecciones anteriores.

b.2).- Tiempo: Considerando el ajuste en el tap de 0.8 Amp, el relevador verá una corriente de falla de:

$$I_f = I_{cc}/(R_c \times \text{Tap}) = 29\ 850/(240 \times 0.8) \\ = 156 \text{ veces la corriente del tap ajustado.}$$

Del párrafo 4.5.2.3.3.C, el tiempo deseado para su operación es de:

$$T = 0.32 + 0.4 \text{ seg.} = 0.72 \text{ seg.}$$

Por tanto, la intersección en la gráfica del relevador CO-9 al considerar un tiempo de 0.72 seg. y 156 veces el ajuste del tap, nos proporciona el ajuste de la palanca de tiempo que en este caso es de 9.

#### 4.5.2.4.4. RELEVADORES DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES UNITARIAS (50 G).

- a).- Selección de la relación de TC's : considerando el párrafo 4.5.2.3.1.C, la relación es de 50/5, (10:1).
- b).- Cálculos para el ajuste del relevador.- Datos requeridos:

Relación de TC's ----- 50/5, (10:1)  
 Rango de Corriente de carga  
 al circuito: ----- 5 a 10 Amp (ver tabla 7.1 del  
 Applied Protective Relaying).  
 Rango de ajuste del releva-  
 dor ----- 0.5 a 1 Amp.  
 Tiempo de operación ----- 0.05 seg.

b.1).- Elemento instantáneo.- Del párrafo 4.5.2.3.4. a:

$I_{sec} = 5(1/10) = 0.5 \text{ Amp.}$

$I_{sec} = 10(1/10) = 1 \text{ Amp.}$

Por tanto, ajustar en 0.5 Amp.

#### 4.5.2.4.5. RELEVADORES DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DEL TABLERO EN 4160 V (51N1).

a).- Selección de la relación de los TC's: Puesto que estos relevadores se encuentran conectados a los mismos TC's que los relevadores de fase (51). Por lo tanto, la relación de transformación es de 1500/5 (300:1). Ver cálculo en el párrafo 4.5.2.2.6.a.

b).- Cálculos para el ajuste del relevador.- Datos requeridos (ver párrafo 4.5.2.3.5).

Relación de TC's: 1500/5 (300:1)

Rangos de corriente de carga al circuito:  
mayor a los 5 Amp del 50G.

Rango de ajuste del relevador: 0.5 a 1.0 Amp.

Tiempo deseado de operación: 0.45 seg.

Corriente de falla (corriente en la resistencia limitadora): 500 Amp.

b.1).- Característica de tiempo muy inverso.

Tomando en cuenta el ajuste de tierra de la protección anterior 50G (Relevador de tierra del alimentador principal) que está en el tap de 0.5A y  $R_c = 10:1$  entonces el ajuste del elemento de sobrecorriente con característica de tiempo muy inverso será, para propósitos de coordinación, ligeramente mayor.

- Corriente primaria de ajuste de la protección anterior.

$$I_{\text{prim}} = \text{Tap} \times R_c = 0.5 \times 10 = 5 \text{ Amp. primarios}$$

- Ajuste de corriente de los relevadores 51N1 mayor a 5 Amp:

Por inspección de las curvas de los 50G - y/o de su ajuste, tendremos:

$$\text{Tap} = I_{\text{prim}}/R_c = 5/300 = 0.02 \text{ Amp.}$$

Por tanto seleccionar el tap de 0.5 por ser el más próximo al requerido.

b.2).- Elemento de tiempo: Considerando el ajuste en el tap de 0.5A, el relevador verá una corriente de falla de:

$$I_f = 500 / (300)(0.5) = 3.3 \text{ veces la corriente del tap ajustado.}$$

Del párrafo 4.5.2.3.5.C, el tiempo deseado para la operación es de:

$$T = 0.05 + 0.4 = 0.45 \text{ seg.}$$

Por tanto, considerando un tiempo de 0.45 seg. y 3.33 veces el ajuste del tap, la gráfica del relevador CO-9 nos proporciona el ajuste de la palanca de tiempo en 1.

#### 4.5.2.4.6. RELEVADOR DEL NEUTRO DE LOS TRANSFORMADORES DE AUXILIARES Y DE ARRANQUE (51N):

a).- Selección de la relación de los TC's.- Considerando el párrafo 4.5.2.3.1.d:

Datos de la resistencia: 4.8 ohms  
500 amp  
2.4 kv  
10 seg.

Por tanto:

$$I = 500 \times 0.25 = 125 \text{ amp.}$$

$$I = 500 \times 0.3 = 150 \text{ amp.}$$

La relación de los TC's será de 200/5 (40/1)

b).- Cálculos para el ajuste del relevador:

Relación de TC's: 200/5 (40/1)  
Rango de corriente de  
carga al circuito: mayor a los 150 Amp. del 51N1  
Rango de ajuste del relevador: 2 a 6 amp.  
Tiempo deseado de operación: 0.85 seg.  
Corriente de falla (corriente  
de la resistencia): 500 amp.

b.1).- Elemento de tiempo muy inverso

Considerando el ajuste de tierra de la protección anterior (51N1) que es del tap de 0.5 y  $R_c = 300:1$ , entonces el ajuste del elemento de sobrecorriente del 51N, será para propósitos de coordinación, ligeramente mayor.

- Corriente primaria de ajuste de la protección anterior:

$$I_{\text{prim}} = \text{Tap} \times R_c = 0.5 \times 300 = 150 \text{ Amp.}$$

- Ajuste de corriente de los relevadores 51N mayor a 150 Amp.- Por inspección de las curvas de los 51N1 y/o de su ajuste, tendremos:

$$\text{Tap} = I_{\text{prim}}/R_c = 150/40 = 3.75 \text{ Amp.}$$

Por tanto, seleccionar el tap de 4A.

b.2).- Elemento de tiempo: Considerando el ajuste en el tap de 4 amp., el relevador verá una corriente de falla de:

$$I_f = 500 / (40)(4)$$

= 3 veces el ajuste del tap del relevador.

Del párrafo 4.5.2.3.6.C, el tiempo deseado para su operación es de:

$$T = 0.45 + 0.4 = 0.85 \text{ seg.}$$

Por tanto, considerando un tiempo de 0.85 seg. y 3 veces el ajuste del tap, la gráfica del relevador CO-9 nos proporciona el ajuste de la palanca de tiempo en 2.

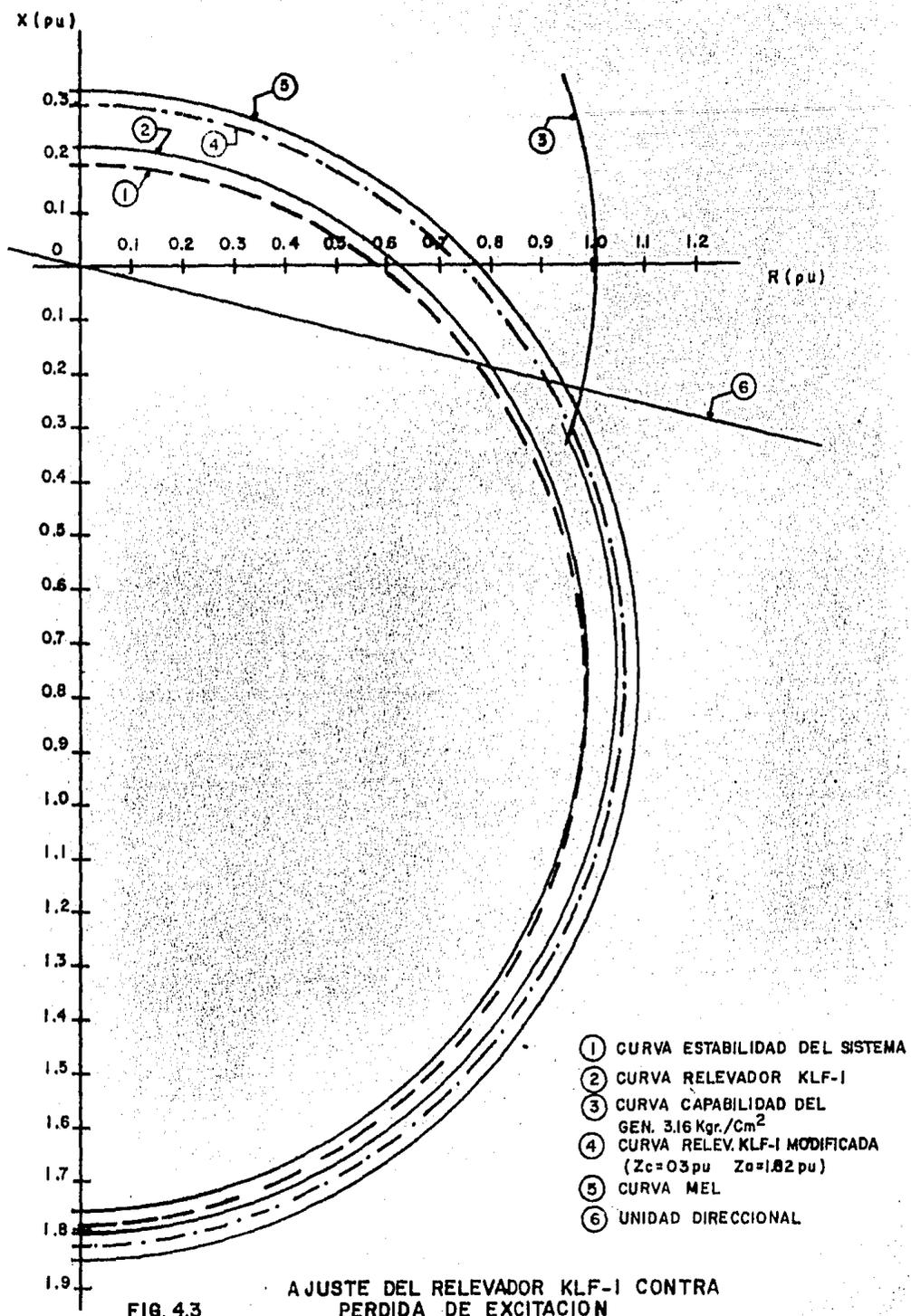


FIG. 4.3

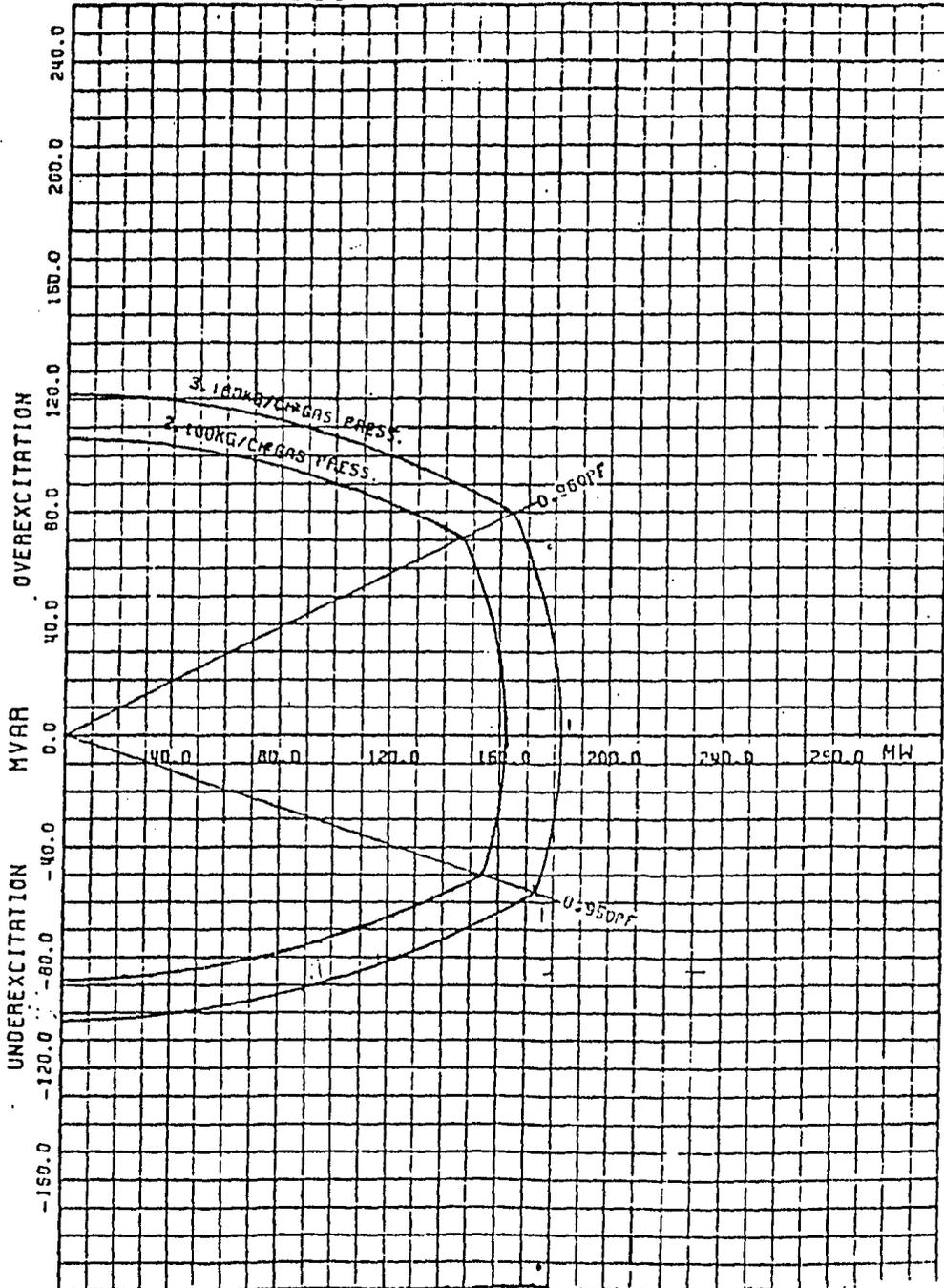
AJUSTE DEL RELEVADOR KLF-I CONTRA PERDIDA DE EXCITACION

CE-21

182600KVA, 164340KW, 16.00KV, 60HZ, 3600RPM.  
0.900PF, 375VEXC, 3.16KG/CM<sup>3</sup>GAS PRESSURE

KC193297

INNER-COOLED TURBINE GENERATOR  
CAPABILITY CURVE



	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.6	5.0	8.7
2.9	1.0	1.105	1.207	1.310	1.418	1.586	1.724	3.0
3.2		1.0	1.094	1.138	1.313	1.458	1.563	2.719
3.5			1.0	1.080	1.200	1.314	1.429	2.486
3.8				1.0	1.107	1.211	1.316	2.289
4.2					1.0	1.095	1.190	2.071
4.6						1.0	1.087	1.890
5.0							1.0	1.740
8.7								1.0

TABLA INDICATIVA CON LAS RELACIONES DEL RELEVADOR  
DIFERENCIAL 87G-T

FIG. 4.1

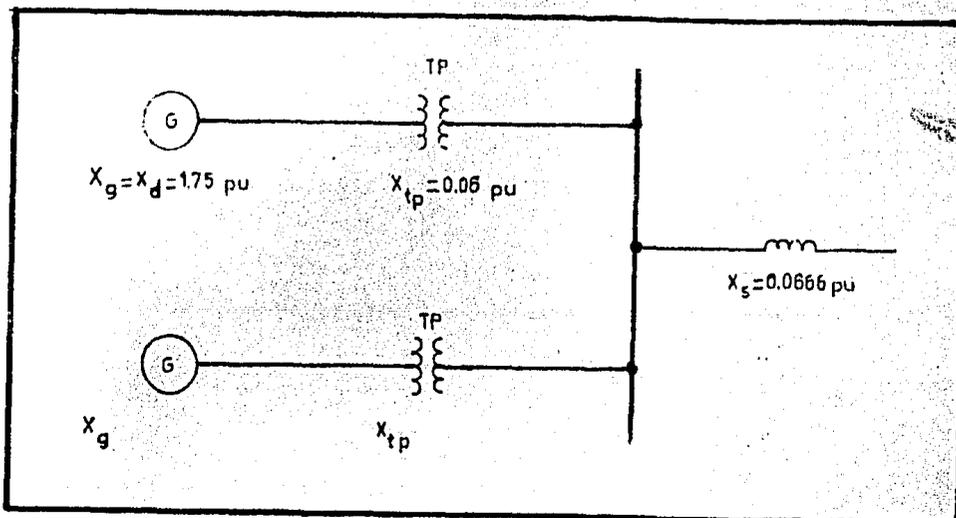


FIG. 4.2 CIRCUITO PARA EL CALCULO DE LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA

## A P E N D I C E "A"

### CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO DEL SISTEMA.

#### I) OBJETIVO:

Determinar los valores de las corrientes de corto circuito momentáneas (en el primer ciclo) para relevadores instantáneos y para relevadores con tiempo de retardo (mayor a 6 ciclos; 0.10 seg).

#### II) CONSIDERACIONES:

- 1.- Para efectuar el cálculo de corto circuito, se consideraron los valores reales de prueba del equipo involucrado.
- 2.- La potencia base es de 100 MVA.
- 3.- Se desprecian las reactancias de las barras, transformadores de corriente y potencial y cables
- 4.- Se consideró un bus infinito atrás de la impedancia del sistema del que se considera una potencia de corto circuito de 15.0011 MVA.

- 5.- Las impedancias empleadas para los transformadores de potencia, son las obtenidas en régimen de autoenfriamiento (OA) a 55° C).
- 6.- Para los motores de inducción se consideraran los siguientes factores:

$$f_p = 0.75$$

$$e_f = 0.9$$

$$X'_d = 0.17 \text{ pu (17\%)}$$

factor de corrección:

$$X = 1.0 X'_d \text{ para motores mayores a 250 HP}$$

$$X = 1.2 X'_d \text{ para motores mayores a 50 HP}$$

III) Fórmulas empleadas.- Las siguientes fórmulas se aplican a sistemas trifásicos donde el voltaje base es de línea a línea en volts o KV y la potencia aparente base es la potencia aparente trifásica en MVA:

$$I \text{ base} = \frac{\text{MVA base (1000)}}{1.732 (\text{KV base})} \quad \text{Amp} \text{ ----- (A.1)}$$

Para convertir las reactancias (o impedancias) expresadas en por ciento se tienen las siguientes relaciones:

$$X = \%X \frac{\text{MVA Base}}{\text{MVA (100)}} \text{ p.u.} \text{ ----- (A.2)}$$

$$X = \%X \frac{\text{MVA base (10)}}{\text{KVA}} \text{ p.u.} \text{ ----- (A.3)}$$

IV) Bases del cálculo.- de la consideración 2 y de A.1, tenemos:

MVA base (MVA)	100				
E base (KV)	230	16	4.16	0.480	
I base (KA)	0.251	3.61	13.88	120.038	

V) Determinación de las reactancias en por unidad para el cálculo de las corrientes de corto circuito momentáneas simétricas para relevadores instantáneos:

1.- Sistema: De la consideración 4:

$$X = \frac{1}{\text{MVA}_S} = \frac{1}{15.0011} = 0.0667 \text{ p u}$$

2.- Generador:

Datos: MVA = 182.6  
 $X_d'' = 23.6\%$

De A.2:

$$X = \frac{23.6}{182.6} \cdot \frac{100}{100} = 0.1292 \text{ p u}$$

Aplicando el factor de corrección a la reactancia del generador (IEEE Std 144-1976, tabla 25, pag. 204) tenemos:

$$X = (1.0)(0.1292) = 0.1292 \text{ p u.}$$

3.- Transformadores principales:

$$\begin{aligned} \text{Datos: MVA} &= 175 \\ X &= 10.5\% \end{aligned}$$

De A.2:

$$X = \frac{10.5}{175} \cdot \frac{100}{100} = 0.06 \text{ p u}$$

4.- Transformadores auxiliares:

$$\begin{aligned} \text{Datos: MVA} &= 115 \\ X &= 7.35\% \end{aligned}$$

$$X = \frac{7.35}{115} \cdot \frac{100}{100} = 0.6391 \text{ p u}$$

5.- Transformadores de subestaciones unitarias:

$$\begin{aligned} \text{Datos: MVA} &= 1 \\ X &= 6\% \end{aligned}$$

$$X = \frac{6}{1} \cdot \frac{100}{100} = 6 \text{ p u}$$

6.- Motores.- En este caso únicamente ejemplificaremos el procedimiento a seguir:

a).- Motor de 2500 HP a 4160 v

$$\begin{aligned} I_n &= \frac{746 \times \text{HP}}{1.723 \times E_x \times f_p} \\ &= \frac{(746)(2500)}{(1.723)(4160)(0.9)(0.75)} = 385.5 \text{ Amp} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{KVA} &= \frac{I_n \times E_x \sqrt{3}}{1000} \\ &= \frac{(385.5)(4160)(1.723)}{1000} = 2763.14 \text{ KVA} \end{aligned}$$

De la consideraci3n 6 (incluyendo el factor de correcci3n) y A.3:

$$X = 1.0X_d'' \frac{\text{MVA base (10)}}{\text{KVA}}$$

$$= (1.0)(17) \frac{(100)(10)}{2763.14} = 6.1524 \text{ p u}$$

b).- Motor de 150 KW a 480 v

$$I_n = \frac{1000 \times \text{KW}}{1.723 \times \text{Exfp}}$$

$$= \frac{(1000)(150)}{(1.723)(480)(0.75)} = 240.6 \text{ Amp.}$$

$$\text{KVA} = \frac{(240.6)(480)(1.723)}{1000} = 200 \text{ KVA}$$

De la consideraci3n 6 y A.3:

$$X = 1.2X_d'' \frac{\text{MVA base (10)}}{\text{KVA}}$$

$$= (1.2)(17) \frac{(100)(10)}{200} = 102 \text{ p u}$$

A partir del diagrama unifilar de la fig. 1 y determinado los valores de reactancias y resistencias de los motores y cargas, se reducir3n a una reactancia equivalente en cada bus, manteniendo la reactancia que representa a cada transformador que enlaza al bus de 4160 v con el de 480 v. De esta forma es como se obtuvieron los siguientes resultados:

BUS 4A1

CAPACIDAD	2500	800	875	2500	450	X
MOTOR	HP	HP	KW	HP	HP	EQUIV.
1/X(pu)	0.1625	0.0520	0.0686	0.1625	0.0293	2.1057

BUS 4A2

CAPACIDAD	800	875	360	2500	450	X
MOTOR	HP	KW	KW	HP	HP	EQUIV.
1/X(pu)	0.0520	0.0686	0.0282	0.1625	0.0293	2.9360

BUS 4B3

CAPACIDAD	100	75	90	150	120	X
MOTOR	HP	HP	KW	KW	KW	EQUIV.
1/X(pu)	0.0054	0.0041	0.0059	0.0098	0.0078	30.303

BUS 4B2

CAPACIDAD	100	250	75	90	200	117	X
MOTOR	HP	HP	HP	KW	HP	KW	EQUIV.
1/X(pu)	0.0054	0.0135	0.0041	0.0059	0.0108	0.0076	21.1416

BUS 4B1

CAPACIDAD	132	250	200	75	176	485	200	X
MOTOR	KW	HP	HP	HP	HP	KW	KW	EQUIV.
1/X(pu)	0.0086	0.0135	0.0108	0.0041	0.0115	0.0316	0.0131	10.7296

VI) Determinación de las reactancias equivalentes. - -  
Ver fig. 2

VII) Determinación de las corrientes de corto circuito momentáneas simétricas para relevadores instantáneos.- Las reactancias equivalentes en los puntos de falla considerados son:

$$X_1 = \frac{1}{15+5.5525} = 0.0487 \text{ pu} \quad X_4 = \frac{1}{0.1556+0.0330} = 5.3022 \text{ pu}$$

$$X_2 = \frac{1}{15.6326+0.5871} = 0.0617 \text{ pu} \quad X_4' = \frac{1}{0.1555+0.0473} = 4.9310 \text{ pu}$$

$$X_3 = \frac{1}{1.9938+0.3681} = 0.4234 \text{ pu} \quad X_4'' = \frac{1}{0.1554+0.0932} = 4.0225 \text{ pu}$$

y la corriente de corto circuito vendrá dada por:

$$I_{cc} = \frac{E \text{ pu}}{X \text{ pu}} \cdot I \text{ base} \quad \text{Kamp.}$$

donde:  $E \text{ pu} = E \text{ base}/KV = 1$

$I \text{ base}$  es la calculada en (IV).

$$I_{cc_1} = \frac{1}{0.0487} (0.251) = 5.1540 \text{ KA}$$

$$I_{cc_2} = \frac{1}{0.0617} (3.61) = 58.5089 \text{ KA}$$

$$I_{cc_3} = \frac{1}{0.4234} (13.88) = 32.7822 \text{ KA}$$

$$I_{cc4} = \frac{1}{5.3022} (120.038) = 22.6393 \text{ KA}$$

$$I'_{cc4} = \frac{1}{4.9310} (120.038) = 24.3435 \text{ KA}$$

$$I''_{cc4} = \frac{1}{4.0225} (120.038) = 29.8416 \text{ KA}$$

VIII) Determinación de las reactancias en por unidad para el cálculo de las corrientes de corto circuito para relevadores con tiempo de retardo (mayor a 6 ciclos):

1.- Sistema: Sin cambio.

$$X = 0.0667 \text{ p u.}$$

2.- Generador:

$$\text{Datos: MVA} = 182.6$$

$$X'_d = 28.3\%$$

$$\text{De A.2: } X = 28.3 (100 / (182.6 (100))) = 0.1550 \text{ pu}$$

3.- Transformadores principales: Sin cambio.

$$X = 0.06 \text{ p u}$$

4.- Transformadores Auxiliares: Sin cambio.

$$X = 0.6391 \text{ p u}$$

5.- Transformadores de subestaciones unitarias:  
Sin cambio.

$$X = 6 \text{ p u}$$

6.- Motores: No se consideran.

IX) Determinación de las reactancias equivalentes.-  
Ver fig. 3.

X) Determinación de las corrientes de corto circuito para relevadores con tiempo de retardo.- Las reactancias equivalentes en los puntos de falla considerados son:

$$X_1 = \frac{1}{15+4.6339} = 0.0509 \text{ p u} \quad X_4 = \frac{1}{0.1491} = 6.7088 \text{ p u}$$

$$X_2 = \frac{1}{14.3443} = 0.0697 \text{ p u} \quad X'_4 = 6.7088 \text{ p u}$$

$$X_3 = \frac{1}{1.4108} = 0.7088 \text{ p u} \quad X''_4 = 6.7088 \text{ p u}$$

y la corriente de corto circuito vendrá dada por:

$$I_{cc} = \frac{E_{pu}}{X_{pu}} I_{base} \text{ KAmp}$$

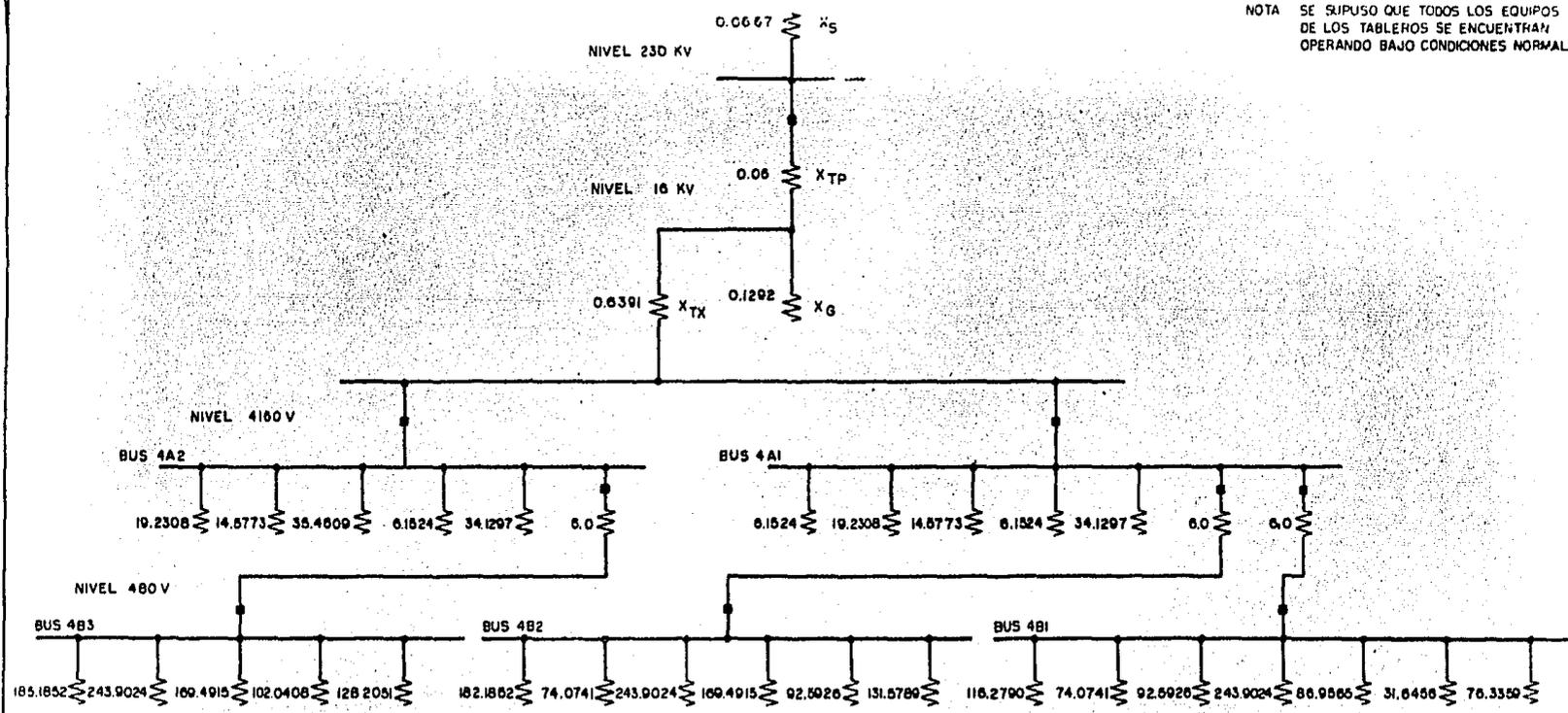
$$I_{cc_1} = \frac{1}{0.0509} (0.251) = 4.9312 \text{ KA}$$

$$I_{cc_2} = \frac{1}{0.0697} (3.61) = 51.7934 \text{ KA}$$

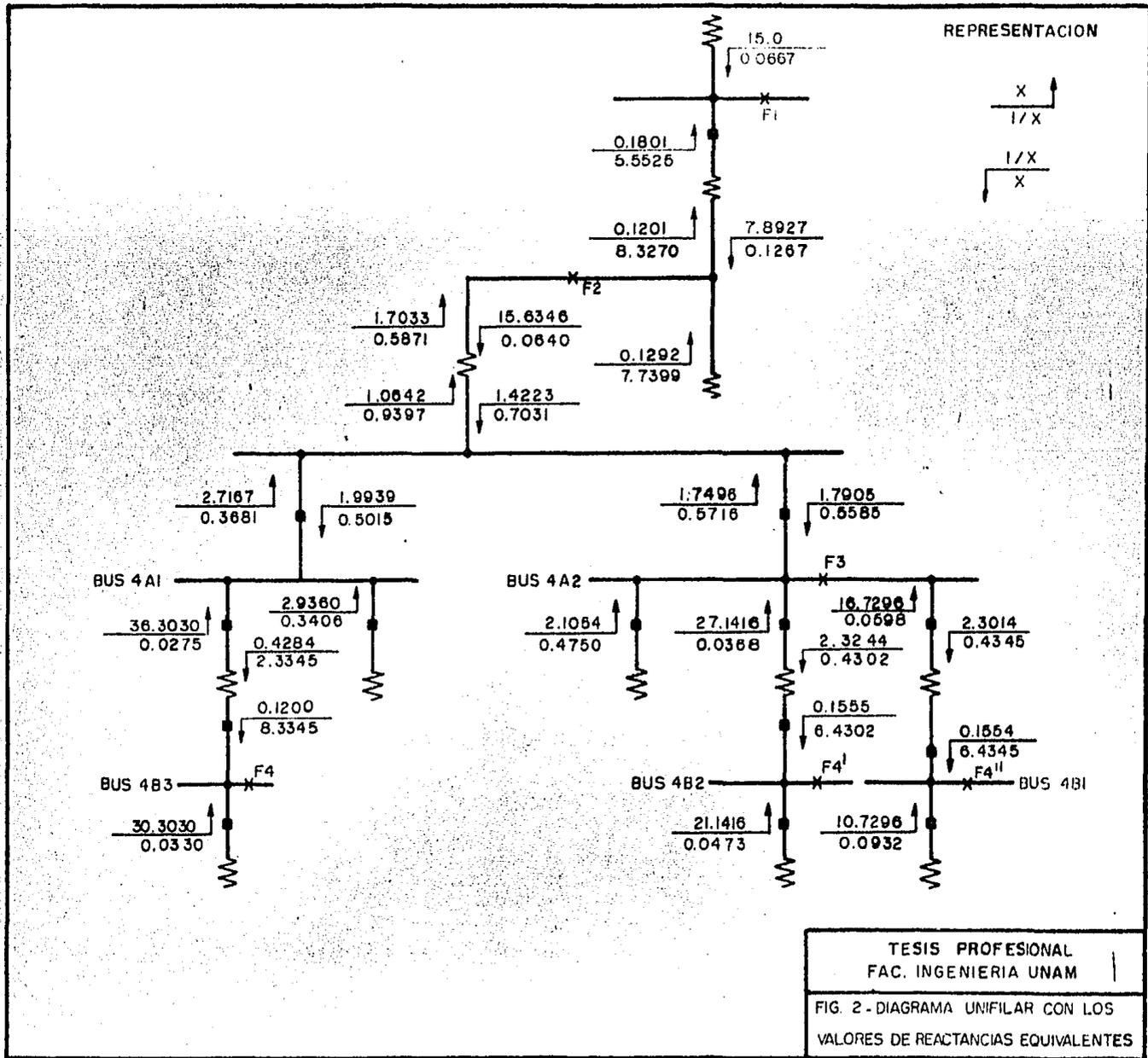
$$I_{cc_3} = \frac{1}{0.7088} (13.88) = 19.5824 \text{ KA}$$

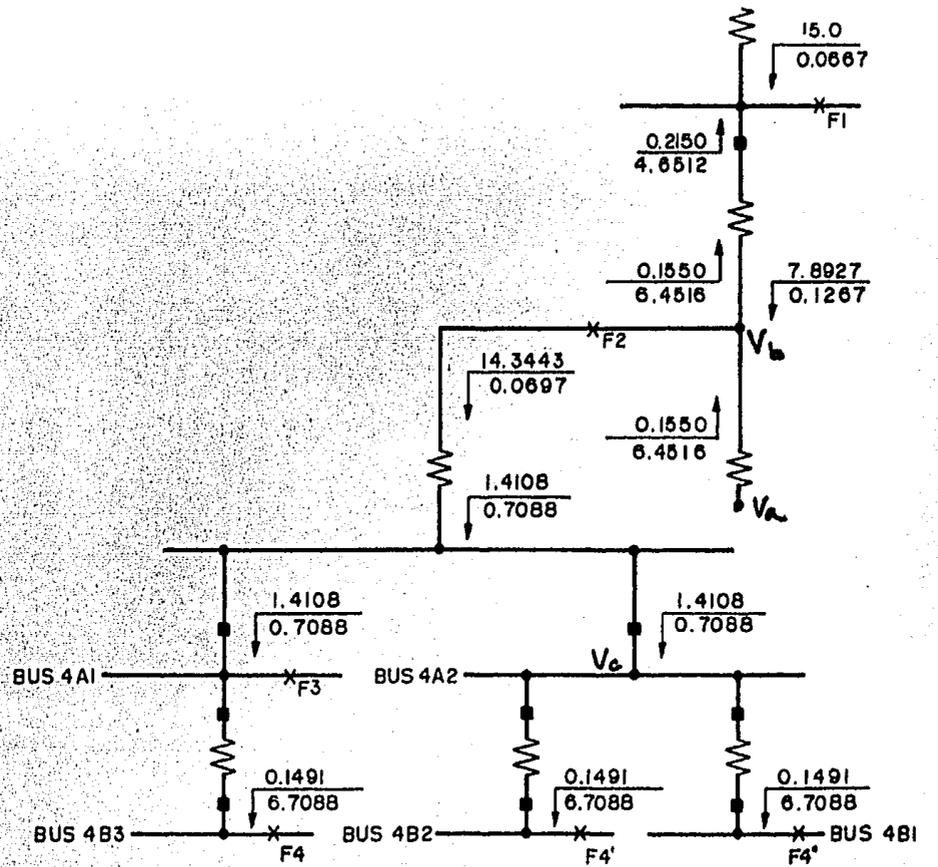
$$I_{cc_4} = \frac{1}{6.7088} (120.038) = 17.8926 \text{ KA}$$

NOTA SE SUPUSO QUE TODOS LOS EQUIPOS DE LOS TABLEROS SE ENCUENTRAN OPERANDO BAJO CONDICIONES NORMALES



TESIS PROFESIONAL  
 FAC INGENIERIA UNAM  
 FIG.1 DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL  
 CON SUS VALORES DE REACTANCIA EN P.U.





TESIS PROFESIONAL  
 FAC. INGENIERIA UNAM  
 FIG. 3- DIAGRAMA UNIFILAR DE REACTANCIAS PARA UN TIEMPO MAYOR A 6 CICLOS

## C O N C L U S I O N E S

Todo proyecto o estudio en el diseño de Plantas - Termoeléctricas, requiere de un conjunto de actividades cuyo fin es alcanzar los objetivos o metas señaladas. De entre ellos, el estudio del - ajuste y coordinación de las protecciones eléctricas no solo es una parte importantísima sino que indispensable para la seguridad del equipo instalado y del personal involucrado en la operación - de dicho equipo, pues sin este estudio, las pérdidas materiales y humanas serían enormes por la alta probabilidad que se tiene de operación en condiciones anormales o de emergencia, como podemos inferir a lo largo de todos los capítulos de nuestro estudio.

Podemos decir que el ajuste y coordinación de las protecciones eléctricas de una planta termoeléctrica consiste en analizar, seleccionar y coordinar los esquemas y dispositivos del sistema de - protección garantizando que el dispositivo de protección más cercano a la falla debe operar primero, con el respaldo que le es proporcionado por - los subsecuentes pasos de protección.

El equipo de protección debe operar contra fallas eléctricas y condiciones anormales del sistema. Básicamente, consiste de interruptores que deben ser seleccionados tomando como base el valor máxi

mo esperado de la corriente de corto circuito y capacidad de corriente nominal, relevadores (que operan alarmas o interruptores) los cuales serán alimentados por transformadores de corriente y de potencial con valores secundarios nominales de 5A y 120 V, respectivamente.

Para lograr una buena coordinación debemos definir las bases de los ajustes de las diferentes protecciones; esto se lleva a cabo empleando las recomendaciones de los fabricantes de los diferentes equipos, siguiendo las recomendaciones existentes en las normas respectivas y finalmente, por la experiencia adquirida por el ingeniero a cargo de dicho estudio.

Independientemente de haber seguido un cierto procedimiento para el ajuste y coordinación de las protecciones, debido a la gran variedad de equipo involucrado en el sistema de protección, es lógico que éstos se vean influidos por una diversidad de características igualmente amplia que al momento de poner en funcionamiento sea posible que se presenten falsos disparos, por lo que se recomienda hacer un análisis de la falla y así poder efectuar el reajuste. En forma práctica, esto se logra mediante el método de ensayo y error pero, auxiliándose de mediciones efectuadas en el equipo y de las gráficas de coordinación obtenidas con anterioridad, podemos llegar a los mismos resultados.

Como un resultado de las gráficas de coordinación obtenidos del esquema de protecciones por sobrecorriente de los servicios auxiliares de la planta propuesto por C.F.E., (ver fig. 4, 5 y 6), se observó que podía mejorarse la coordinación sustituyendo al relevador 51 por el COV-8 ya que el primero deja un mayor margen de corriente máxima de carga entre éste y el que le antecede en su coordinación por lo que ante la imposibilidad de lograr un mejor ajuste con la misma unidad, se optó por un relevador con unidades de restricción de voltaje y de sobrecorriente.

Considerando lo anteriormente expuesto, a continuación incluimos los cálculos efectuados para el ajuste del relevador COV-8, así como la gráfica de coordinación obtenida.

OPCION PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCION DEL ALIMENTADOR PRINCIPAL DE 4160 VOLTS.

1) OBJETIVO.

Siendo una protección de respaldo principal en el nivel de 4160 volts, deberá dar respaldo a las protecciones de niveles inferiores de voltaje.

2) ELEMENTO DE PROTECCION EMPLEADO.

Se empleara un relevador tipo COV-8 de Westinghouse integrado por una unidad de voltaje con rango de ajuste de 80 a 100 volts, una unidad de sobrecorriente con rango de corriente de 4 a 12 A.

3) CONSIDERACIONES PARA EL AJUSTE.

a) Para reducir el margen de ajuste del COV con respecto a las protecciones de los niveles inferiores, se empleará una corriente de ajuste menor a la de plena carga de los alimentadores. Por inspección de la gráfica se consideró una corriente de 9000 Amp. sobre la base de 480 v.

- b) Se considera la corriente que circula por el relevador en condiciones de falla, para calcular la caída de voltaje.
- c) Con la corriente de falla obtenida se calculará la caída de voltaje en el bus de 4160 volts, que será el voltaje de ajuste de la unidad de voltaje.
- d) Se incluirá un elemento de disparo instantáneo para limitar la corriente a la de corto circuito en el bus de 4160 volts, con rango de 40 a 160 A.

4) DATOS REQUERIDOS.

- a) Potencia base: 10 MVA
- b) Corriente de ajuste de la unidad de tiempo inverso en base a 480 volts. 13000 Amp.
- c) Corriente de ajuste en base a 4160 volts. 1500 A.
- d) Corriente de falla que circula por el relevador 6.7 pu
- e) Relación de transformación de los TCs.  $R_c = 1500A/SA = 300$
- f) Relación de transformación de los TPs  $R_p = 4200V/120V=35$
- g) Corriente de corto circuito en el nivel de 4.16 KV.  $I_{cc} = 32782.2$
- h) Rango de ajuste de la unidad de disparo instantáneo 40 - 160 A

## 5) CALCULOS DE AJUSTE.

### a) Elemento de Voltaje.

$$X_1 = X_s + (X_{tp} \parallel X_g) = 0.0663 \text{ pu}, X_{tx} = 0.0639 \text{ pu}, X_t = 6 \text{ pu}$$
$$X_{eq} = X_i + X_{tp} + X_t = 6.7 \text{ pu}$$

Caída de voltaje en "C". ver fig (4) del apéndice.

$$V_{ab} = 1/6.7 \text{ pu} (0.0663 \text{ pu}) = 0.0098955 \text{ pu}$$

$$V_{bc} = 1/6.7 \text{ pu} (0.639 \text{ pu}) = 0.095373 \text{ pu}$$

$$V_{ab} = V_a - V_b = 0.0098955 \text{ pu}$$

$$V_b = V_a - V_{ab} = 1 - 0.0098955 = 0.99010 \text{ pu}$$

$$V_c = V_b - V_{bc} = 0.99010 \text{ pu} - 0.095373 \text{ pu} = 0.8947 \text{ pu}$$

$$V_c = 0.8947 \text{ pu} (4160 \text{ V}) = 3721.952 \text{ Volts.}$$

$$\text{Voltaje secundario} = V_c/R_p = 3721.952/35 = 106.34 \text{ Volts.}$$

Puesto que la caída de voltaje es mayor al ajuste máximo que presenta el relevador, en tonces se emplearon transformadores de potencial auxiliares con relación de

$$120V/100V$$

Ajustar en 90 Volts.

### b) Elemento de tiempo inverso.

Corriente de ajuste considerado

en base a 480 volts.

13000 A.

Corriente de ajuste considerado  
en base a 4160 volts.

$$13000A(480V/4160V) = 1500A.$$

$$\text{Selección de Tap} = 1500 A/Rc = 1500/300 = 5$$

Usar tap de 5 A.

- Tiempo: Considerando la corriente máxima de ajuste de la curva de la protección anterior igual a 70 A. - sec! en base a 4160 volts y el tap de ajuste de 5 Amperes se tiene que, el relevador verá una corriente de:

$$\text{Corriente primaria} = 70 A. \text{ sec.} \times 400/5 = 5600 A.$$

$$5600A/Rc \times \text{Tap} = 5600/300 \times 5A = 3.7 \text{ veces.}$$

Tomando en cuenta el tiempo máximo de transición de la curva más próxima, que es de 5 seg., entonces considerar un tiempo mayor de 5 seg. Por lo tanto entrar a la curva del relevador COV-8 con

$$3.7 \text{ veces} \quad y \quad t = 5 \text{ seg.}$$

Usar palanca 9

6) ELEMENTO INSTANTANEO.

Corriente máxima permitida. Corriente de corto circuito en el nivel de 4160 volts = 32782.2 A

Ajuste del disparo 1.6 Icc (ver inciso 4.5.2.1.4.C)

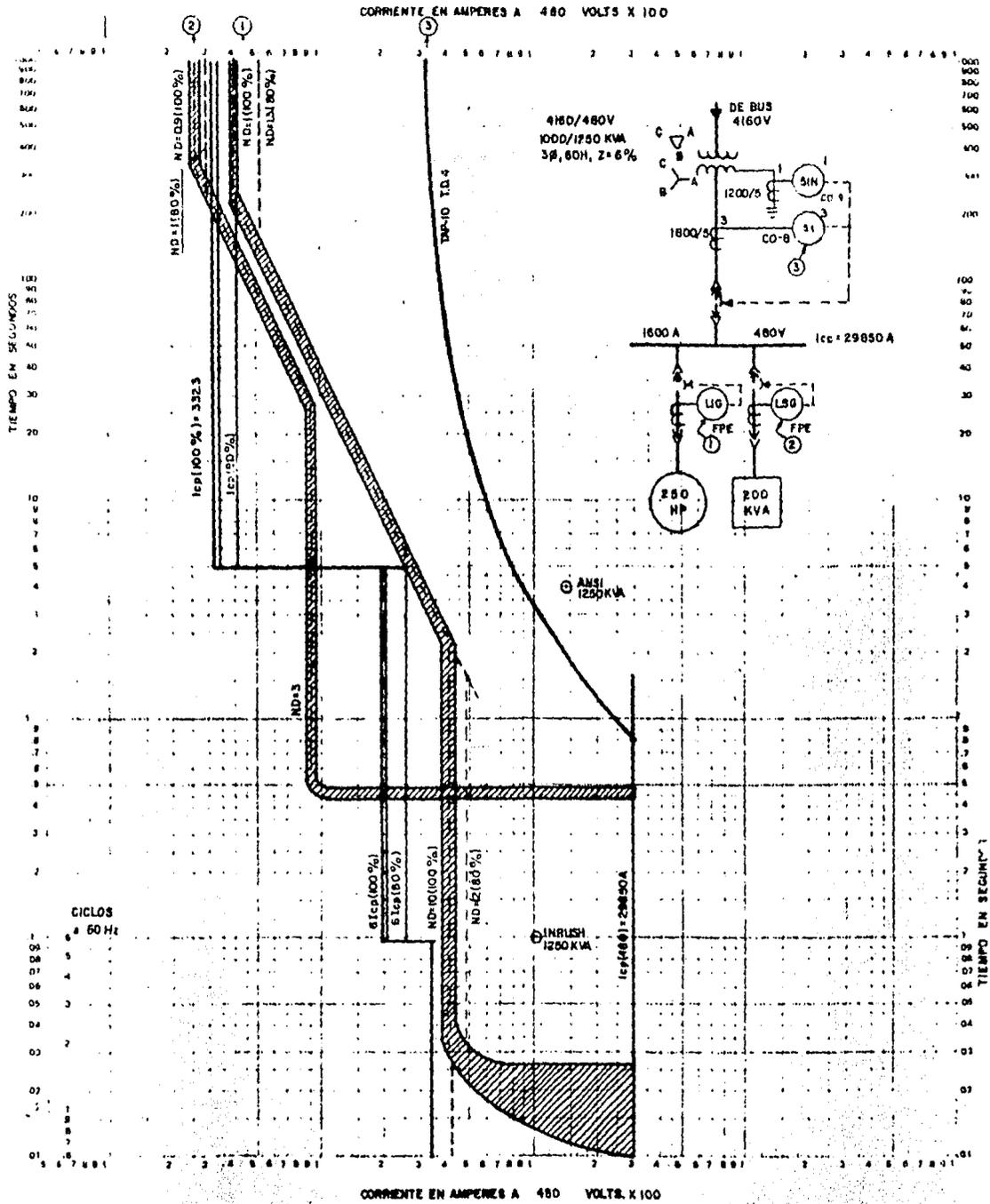
$$1.6 \times 32782.2 \text{ A/Rc} = 1.6 \times 32782.2\text{A}/300 = 174.8 \text{ A}$$

Por restricción de la unidad ajustar en 160 Amp.

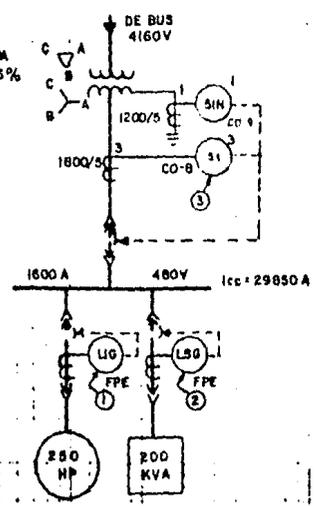
Al iniciar el presente trabajo, nuestros objetivos eran desarrollar el tema de protecciones eléctricas en sistemas de generación, profundizando en algunas de sus características que de otra manera no es posible conocer. Además, se procuró que los criterios seguidos fueran posible aplicarse a cualquier estudio similar, razón por la cual se eligió una Planta Termoeléctrica que se puede considerar de mediana capacidad dentro del sistema de C.F.E.

Otro de nuestros objetivos fue reunir la suficiente información técnica que se refiere a la protección de los equipos empleados en plantas generadoras de manera que nos permitiera formarnos un criterio para efectuar el ajuste de sus protecciones eléctricas de la manera más correcta posible.

Creemos que alcanzados nuestros objetivos y a la vez hemos dado un paso más en nuestra formación como profesionistas, por tal motivo damos nuestro mayor agradecimiento a todas aquellas personas que de una manera u otra nos han proporcionado su ayuda desinteresada orientándonos y poniendo a nuestra disposición información técnica que de otra manera estaría fuera de nuestro alcance.



4160/480V  
1000/1750 KVA  
3φ, 60H, Z=6%

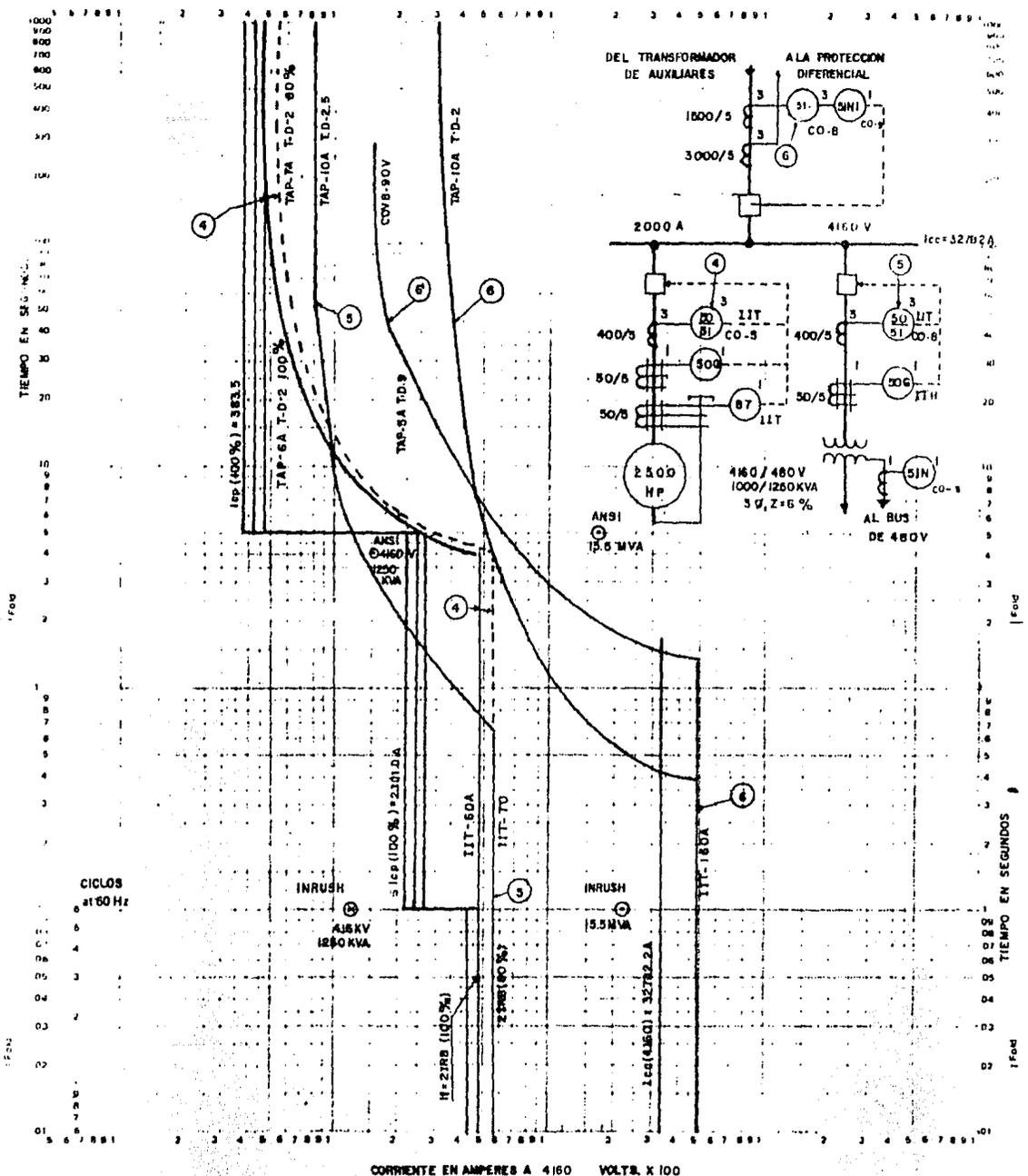


**CURVAS TIEMPO - CORRIENTE**

NO. 1  
TESIS PROFESIONAL  
FAC. INGENIERIA, UNAM

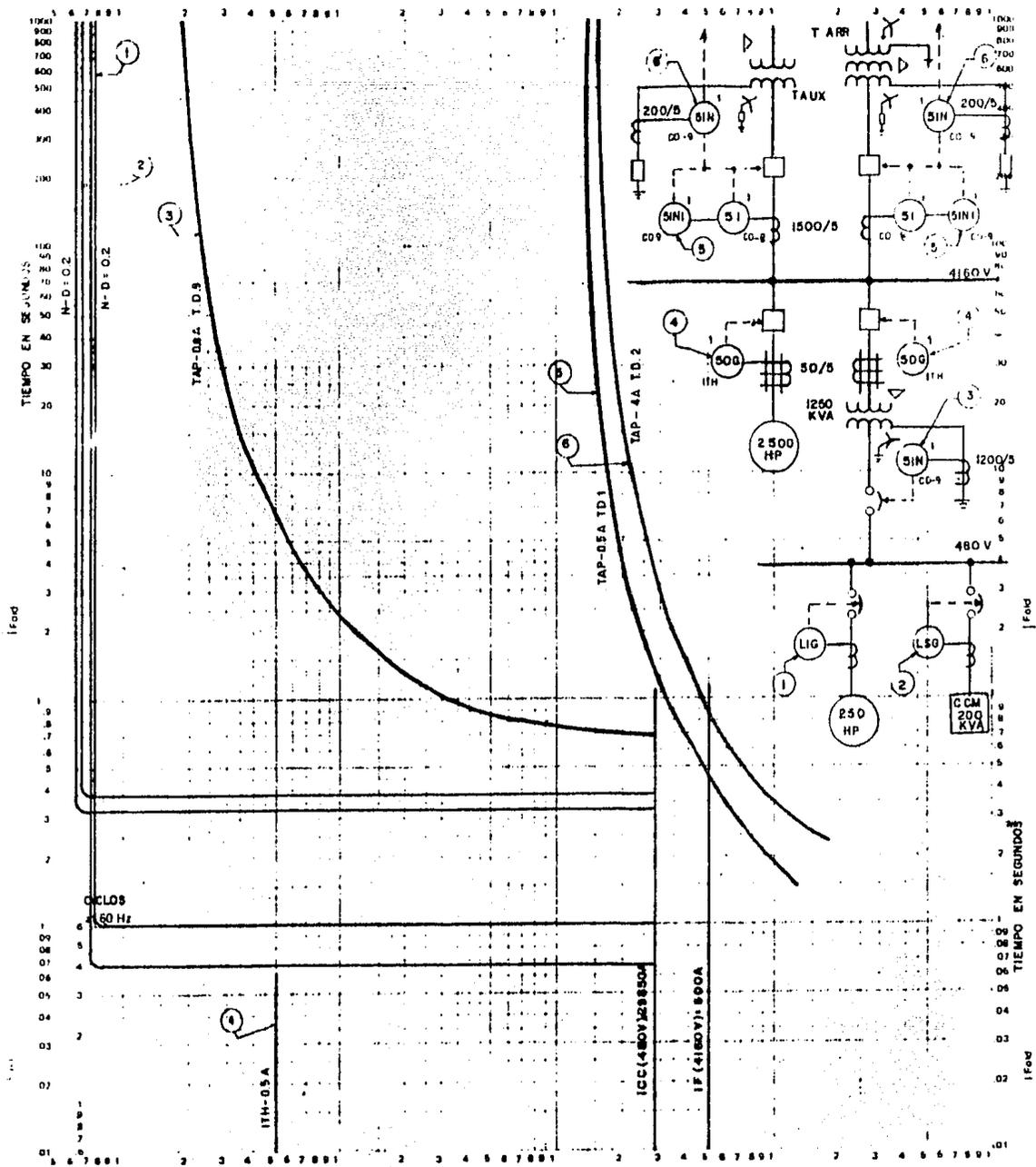
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ENTRE FASES  
EN SERVICIOS-AUXILIARES, 480 VOLTS

FECHA: NOV-1962  
HECHA POR: J. PEÑA-C. BERNAL  
S.E.  
PLANTA: P.T. GUAYMAS II



<b>CURVAS TIEMPO - CORRIENTE</b>		NO. 2
COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ENTRE FASES EN SERVICIOS AUXILIARES, 4160 VOLTS		TESIS PROFESIONAL FAC. INGENIERIA, UNAM
FECHA	NOV - 1982	
HECHA POR	J PEÑA - C BERNAL	
S.E.		
PLANTA	P.T. GUAYMAS II	

CORRIENTE EN AMPERES A  $\frac{480}{4160}$  VOLTS X 100  
 VOLTS X 1



CORRIENTE EN AMPERES A  $\frac{480}{4160}$  VOLTS X 100  
 VOLTS X 1

<p><b>CURVAS TIEMPO - CORRIENTE</b></p> <p>COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN SERVICIOS AUXILIARES POR FALLAS A TIERRA</p>	<p>NO.3 TESIS PROFESIONAL                  FAC. INGENIERIA UNAM</p> <p>FECHA NOV. 1982                  HECHA POR J. PENA - C. BERNAL                  S.E.</p> <p>PLANTA GUAYMAS II</p>
---	--

## LISTA DE REFERENCIAS

### L I B R O S

BEEMAN, D.C.

Industrial Power Systems Handbook  
New York: Mc. Graw-Hill, Inc.

ENGLISH ELECTRIC

1979 Protective Relays Application Guide  
London: English Electric Co. Ltd.

GENERAL ELECTRIC

1956 Industrial Power Systems Data Book  
New York: English Electric Co.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC.

1975 IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems  
Washington: Library of Congress.

1976 IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants  
Washington: Library of Congress

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

1981 National Electric Code  
Boston, Mass: NFPA

RUSELL MASON, C.

1980 El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores  
México: Edit. CECSA

WARRINGTON, A.R.

1968 Protective Relays, Their Theory and Practice. Tomo I  
London:

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORP.

1964 Electric Transmission and Distribution Reference Book  
East Pittsburgh, Penn: Westinghouse Electric Corp.

1979 Applied Protective Relaying  
Washington: Library of Congress

## I N S T R U C T I V O S

### GENERAL ELECTRIC

GEH-2022

GET-2230B Use of the R-X Diagram in Relay Work.

GEH-2057D Differential Relays BDD15B y BDD16B

GEK-6885A Type STV-11A Static Overexcitation Relay

### WESTINGHOUSE

I.L. 41-49D Type KD-10 and KD-11 Compensator Distance Relay

I.L. 41-101M Type CO Overcurrent Relay

I.L. 41-116D Type COV Voltage Controlled Overcurrent Relay

I.L. 41-161G Type COQ Negative Sequence Generator Relay

I.L. 41-201J Type CV Voltage Relay

I.L. 41-251.2E Type CRN-1 Reverse Power Relay

DATA 41-300 Differential Relays for Protection of AC Generators,  
Transformers and Station Bus Application.

I.L. 41-347.1M

I.L. 41-501.2B Type CF-1 Under and Over Frequency Relay

I.L. 41-748.1B Type KLF-1 Loss -of- Field Relay

PUBLICACIONES

ASEA

Generator Protective Relaying

BROWN BOVERI, CH-ES 35-30.12 E

Distance Relays with Signal Transmission for Main and -  
Bacr - Up Protection.

BROWN BOVERI, CH-ES 31-02 E

Protection of Large Generators.

BROWN BOVERI, CH-ES 31 - 01 E

The Selection of Generation Protection Systems.

GENERAL ELECTRIC

The Art Protective Relaying Introduction.

GENERAL ELECTRIC COMPANY

Abril, 1975 Protection of Synchronons Generators during unbalanced  
Systems Conditions. J. Berdy, P.G. Brown.

GENERAL ELECTRIC, RN LETTER No. 82

Agosto, 1975 Type STV Overexcitation Relays.

GENERAL ELECTRIC

Mayo, 1977 Protective Relaying Guide.

ELECTROTECNICA BATTEAU, S.A.

Fundamentos de Teoría y Selección de Transformadores para Medición. Antonio Cárdenas Loaeza.

IEEE, F 77 502-8

1977 Protection of Auxiliary Power Systems  
in a Nuclear Power Plant.

F.P.E. de México C-3-411-1

Interruptores Electromagnéticos en Aire para baja Tensión.

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORP.

Off-Frequency Turbing-Generator Unite Operation  
R.E. W., T L. Dillman y M.S. Balwin.

MEGATEC. NOTICIERO.

Guía para la selección de Motores de Inducción  
Año 1, No. 2, Marzo 1980.

## N O R M A S

- ANSI, C57.12.00  
1968 General Requirements for Distribution, Power, and Regulating Transforms, and Shunt Reactors.
- ANSI, C37.010  
1972
- ANSI/IEEE C37.96  
1976 Guide for AC Motor Protection

## R E V I S T A S

### POWER ENGINEERING

- Mayo, 1979 Transformer Protection and Relaying in Industrial Power Plants.