



**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD DE POSTGRADOS**

**PROGRAMA REGIONAL DE ENTRENAMIENTO
GEOTÉRMICO (PREG)
DIPLOMADO DE ESPECIALIZACIÓN EN GEOTERMIA-2015**



**PROYECTO DE GRADUACION:
“PROPUESTA DE DISEÑO INTEGRADO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIAS EN PLANTAS GEOTÉRMICAS.”**

PRESENTADO POR:

**SERGIO EDMUNDO SANTAMARÍA DORATT
MARIO JOSÉ PERALTA RIVAS
PEDRO DAVID GARCÍA REYES**

**INGENIERO ELECTRICISTA
INGENIERO INDUSTRIAL
INGENIERO ELECTRICISTA**

DIRECTOR DEL TRABAJO:

LUIS AGUIRRE

CIUDAD UNIVERSITARIA, 30 DE OCTUBRE DE 2015

INDICE

INTRODUCCIÓN	5
OBJETIVOS Y ALCANCES DEL PROYECTO	6
METODOLOGÍA.	7
COMPONENTES ELÉCTRICOS PRINCIPALES.	9
<i>GENERADOR SÍNCRONO</i>	<i>9</i>
<i>TRANSFORMADORES.</i>	<i>11</i>
TRANSFORMADOR PARA SUBESTACIONES UNITARIAS.....	11
<i>MOTORES.....</i>	<i>13</i>
MOTORES SÍNCRONOS	13
MOTOR DE INDUCCIÓN (ASÍNCRONO).....	13
<i>SUBESTACIÓN.</i>	<i>15</i>
ARREGLO DE BARRAS EN SUBESTACIONES.....	16
ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL-BARRA DE TRANSFERENCIA.	17
ARREGLO DE BARRA INTERRUPTOR Y MEDIO.	18
DEFINICIONES IMPORTANTES ACERCA DE SUBESTACIONES.	18
EQUIPOS Y SISTEMAS AUXILIARES.....	19
<i>TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN Y MEDIDA</i>	<i>19</i>
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.	19
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN.....	21
<i>SECCIONADORES</i>	<i>22</i>
TIPO DE SECCIONADORES.....	24
<i>INTERRUPTORES.</i>	<i>27</i>
TIPOS DE INTERRUPTORES	27
CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA INTERRUPTORES.....	30
<i>DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJE.....</i>	<i>32</i>
<i>RELEVADORES DE PROTECCION.</i>	<i>34</i>
RELEVADORES ELECTROMECHANICOS.....	35
RELEVADOR MULTIFUNCIONAL MICROPROCESADO.....	36
COMPONENTESACCESORIOS DE RELEVADORES.	37
<i>AISLADORES.....</i>	<i>37</i>
CONSIDERACIONES REFERENTES A INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN PLANTAS GEOTÉRMICAS.....	39
CORROSIÓN EN LAS PLANTAS DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	39

ESQUEMAS ELÉCTRICOS PROPUESTOS.....	47
<i>PROPUESTA DE PROTECCIONES GENERADOR.....</i>	<i>48</i>
<i>PROPUESTA DE PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR.....</i>	<i>52</i>
PROTECCIONES MECANICAS PARA EL TRANSFORMADOR:.....	52
PROTECCIONES ELECTRICAS PARA EL TRANSFORMADOR:.....	53
<i>PROPUESTA DE PROTECCIONES DE MOTOR.....</i>	<i>54</i>
<i>ESQUEMAS DE SUBESTACION PROPUESTOS.....</i>	<i>55</i>
ARREGLO DE BARRA CON INTERRUPTOR Y MEDIO.....	55
ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL – BARRA DE TRANSFERENCIA.....	57
<i>PROPUESTA DE PROTECCIONES DE SUBESTACION.....</i>	<i>58</i>
PROYECCIÓN ECONÓMICA.....	60
<i>PRESUPUESTO.....</i>	<i>60</i>
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	62
AGRADECIMIENTOS.....	63
REFERENCIAS.....	64
ANEXOS.....	65
<i>NÚMEROS DE FUNCION DE DISPOSITIVOS Y DESIGNACIÓN DE CONTACTOS.....</i>	<i>65</i>

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Generador síncrono básico.....	9
Figura 2. Vista de sección transversal de máquinas síncronas.....	9
Figura 3. (Izquierda) Conexión Directa, (Derecha) Conexión Unitaria.....	10
Figura 4. Motor síncrono.....	13
Figura 5. Motor Asíncrono Jaula de Ardilla.....	14
Figura 6. Motor Asíncrono de Bobinado.....	14
Figura 7. Los distintos tipos de subestaciones.....	16
Figura 8. Esquema de barra principal y barra de transferencia.....	17
Figura 9. Esquema interruptor y medio.....	18
Figura 10. Seccionadores de cuchillas giratorias.....	24
Figura 11. Seccionadores de columnas giratorias.....	25
Figura 12. Seccionadores de pantógrafo.....	26
Figura 13. Seccionador semipantógrafo.....	27
Figura 14. Seccionadores tipo rodilla.....	27
Figura 15. (Izquierda) Constitución general de un polo del interruptor de pequeño volumen de aceite, (derecha) Aspecto general de un interruptor pequeño volumen de aceite.....	28
Figura 16. Vista Interruptor de SF ₆ para diferentes corrientes de cortocircuito.....	29
Figura 17. Ejemplo de descargador de sobrevoltaje para distintos sistemas de voltaje... ..	32
Figura 18 Relevador con múltiples funciones de protección.....	36
Figura 19. Relevador de bloqueo y relevador auxiliar.....	37
Figura 20. Cable con corrosión.....	43
Figura 21. Mangas termocontraíbles.....	44
Figura 22. Corrosión en aires acondicionados causados por el H ₂ S.....	45
Figura 23. Corrosión en la red puesta a tierra ubicada en la Subestación de la planta geotérmica de Berlín.....	46
Figura 24. IP66 www.topcashback.co.uk	46
Figura 25. NEMA 4X www.nemapower.com	46
Figura 26. Canaleta de cableado de acero. www.directindustry.com	47
Figura 27. Tubería de polietileno.....	47
Figura 28. Tubería de PVC.....	47
Figura 29 Esquema de Propuesta de protecciones generador.....	48
Figura 30 Esquema de Propuesta de protecciones transformador.....	52
Figura 31. Esquema de Propuesta de protecciones de Motores de inducción.....	54
Figura 32 Subestación Doble Barra con Interruptor y medio.....	56
Figura 33. Esquema de Subestación Barra Principal – Barra de Transferencia.....	57
Figura 34. Esquema de Protecciones para una subestación (Barra Principal-Barra Transferencia).....	58

INDICE DE TABLAS.

Tabla 1 Tensión nominal para interruptores en alta tensión.....	29
Tabla 2. Corrientes nominales para interruptores en alta tensión.	30
Tabla 3. Valores de corrientes nominales y de cortocircuito por niveles de tensión para interruptores en alta tensión.....	31
Tabla 4. Tiempos de cierre y de interrupción.	31
Tabla 5 Duty cycle de voltaje y respectivo MCOV	33
Tabla 6 Tabla de Factores Climáticos y su medición	40
Tabla 7 Velocidad de corrosión de materiales.....	41
Tabla 8 Concentración de H ₂ S en el aire en algunas plantas geotérmicas.....	42
Tabla 9 Presupuesto.....	60
Tabla 10 Costos de obras civiles	61

INTRODUCCIÓN

Las configuraciones y componentes eléctricos de las plantas de generación tienen la misión de manejar y transformar la energía eléctrica que se genera, a un nivel de voltaje que sea fácil de transportar, llevarlo de forma segura y confiable hasta la línea de transmisión y a su vez dirigir esta energía hacia los puntos de entrega.

En plantas geotérmicas al igual que en otras plantas de generación se puede variar las configuraciones dependiendo de cuál sea la mayor necesidad del ente generador, la confiabilidad y los costos suelen ser las mayores preocupaciones para los titulares de las empresas. Es por esto que se debe tener en cuenta varias alternativas al momento de analizar cuál será la mejor opción para establecer en una planta generadora.

En plantas geotérmicas también se debe tener cuenta consideraciones especiales en los equipos, niveles de corrosión, altura y otros. Es por esto que se debe estar bien informado al momento de elegir que equipos se deben utilizar.

En este documento se plantea elaborar propuestas de esquemas o diagramas unifilares para conexión y protecciones de una subestación así como esquemas para los demás componentes eléctricos principales, tomando en cuenta consideraciones especiales que deben tener los equipos más importantes en plantas geotérmicas. Además de presentar una evaluación acerca de los costos que estos involucran, debe entenderse que las configuraciones y los costos se realizarán sin llegar a nivel de detalle por las limitaciones de información que se presenten.

OBJETIVOS Y ALCANCES DEL PROYECTO

OBJETIVO GENERAL

- Elaborar una propuesta de diseño integrado de sistemas eléctricos de potencias en plantas geotérmicas

OBJETIVO ESPECIFICO

- Describir de los componentes eléctricos principales de una planta geotérmica
- Establecer las consideraciones a tomar para la instalación de componentes eléctricos en ambientes geotérmico
- Realizar proyección presupuestaria para los esquemas eléctricos propuestos.

ALCANCES

- Presentar propuesta de esquemas de sistemas eléctricos utilizados en plantas geotérmicas.
- Exponer listado de componentes eléctricos de potencia y las consideraciones requeridas para su instalación en ambientes geotérmicos.
- Estimar costos de implementación de esquemas eléctricos.
- Presentar estimación de costos de los esquemas propuestos

METODOLOGÍA.

El siguiente proyecto tiene como fin medidas ilustrativas de las configuraciones eléctricas de potencia de una planta de generación eléctrica de origen geotérmico, debido a la escases de información solo se tocaran temas generales de las configuraciones de protecciones de los elementos de potencia, en específico se hablara de generador, transformador, motores y subestación.

Antes que nada cabe destacar se hace el supuesto de una planta geotérmica con 2 unidades generadoras de 25 MW cada una, con una salida de voltaje nominal de 13.8 kV, se supone una línea de transmisión conectada a 115 kV, dado que no se cuenta con suficiente información para realizar todos los estudios necesarios para una instalación de esta magnitud se deja en claro que un estudio de esta clase tiene varios requerimientos que varían de nación a nación.

Previo a una nueva instalación de unidades generadoras conectadas a la red eléctrica cada país tiene normativas que deben de cumplirse, para el caso de El Salvador la “Norma técnica de interconexión eléctrica y acceso de usuarios finales a la red de transmisión” en su Artículo 92 se establece que para la conexión de un nuevo usuario a la red de transmisión debe realizarse los siguientes estudios:

- 1. Estudios de la operación en régimen permanente.**
- 2. Estudios de fallas en el sistema de transmisión.**
- 3. Estudios de estabilidad transitoria.**
- 4. Estudios de transitorios electromagnéticos.**

No es el objeto de este documento explicar los estudios a realizar, pero se considera importante que se tenga en cuenta que de acuerdo a cada país, hay una normativa que regula la conexión de usuarios a la red de transmisión y que son de vital importancia para mantener la correcta protección y funcionamiento de la red.

Es importante además, saber que para los equipos a utilizar en este documento, se plantea lo siguiente:

Corriente nominal por Generador:

$$I_G = \frac{25 \text{ MW}}{\sqrt{3} 13.8 \text{ kV}} = 1045.92 \approx 1046 \text{ Amp}$$

Corriente nominal del transformador del lado secundario:

$$I_{Tr2} = \frac{25 \text{ MW}}{\sqrt{3} \text{ 115 kV}} = 125.51 \approx 126 \text{ Amp}$$

Debe tomarse en cuenta que el transformador, debe sobredimensionarse al 125% de la potencia que le será entregada, este margen se debe tomar en cuenta debido al sobrecalentamiento interno que se da en el transformador por trabajar a potencia nominal (El sobrecalentamiento reduce la vida útil del transformador a una razón de 50% por 10°C arriba del máximo permitido (IEEE, IEEE PC57.154, 2012)), además de considerar un FP (Factor de potencia) de 0.85 para el cálculo:

$$PotNom_{Transfor} = \frac{P_{Gen} * 125\%}{0.85} = 36.76 \sim 37 \text{ MVA}$$

Corriente nominal en las barras:

$$I_{Barra} = \frac{50 \text{ MW}}{\sqrt{3} \text{ 115 kV}} = 251.02 \text{ Amp}$$

Normalmente se recurriría a un cálculo de corrientes de cortocircuito, pero este estudio escapa a los alcances de este documento pues no se trabaja un lugar específico sino se plantea las propuestas de forma general, no obstante se recomienda el uso de programas de simulación como DigSILENT –PowerFactory o el PSS®E - Transmission System Planning (Siemens), donde se puede realizar dichos cálculos, ambos programas con derechos reservados cuentan con versiones estudiantiles que contienen limitaciones respecto al software completo, pero requieren información detallada del sistema que se va a montar, es por esto que se usará la corriente de cortocircuito típica que se observa en campos geotérmicos de El Salvador, que ronda los 40 kA. Todos estos valores servirán para el momento de cotizar precios.

COMPONENTES ELÉCTRICOS PRINCIPALES.

GENERADOR SÍNCRONO

Un generador síncrono convierte energía termomecánica en energía eléctrica. La potencia mecánica del impulsor gira la flecha del generador en el cual el campo de Corriente Continua (C.D.) está instalado. La figura 1 ilustra una máquina simple.

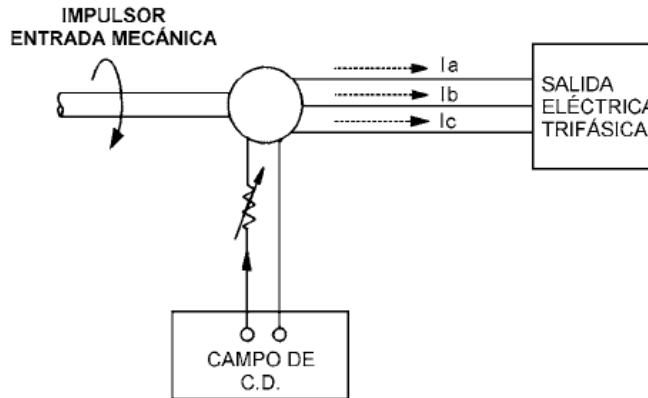


Figura 1. Generador síncrono básico.
(IEEE, TUTORIAL IEEE DE GENERADORES SINCRÓNICOS)

La energía del impulsor puede ser obtenida de quemar combustibles fósiles tales como carbón, petróleo o gas natural. El vapor producido gira la flecha del generador (rotor) a velocidades típicas de 1800 o 3600 RPM. La conversión de la energía del vapor a rotación mecánica es hecha en la turbina. En plantas nucleares, el uranio, a través del proceso de fusión, es convertido en calor, el cual produce vapor. El vapor es forzado a través de la turbina de vapor para rotar la flecha del generador. En plantas geotérmicas el vapor es obtenido directamente después del proceso de separación del agua geotérmica, el cual es conducido por tuberías (sistema de acarreo), y es llevado a la turbina que brinda el movimiento mecánico al generador.

Las máquinas sincrónicas son clasificadas en dos diseños principales — máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes.

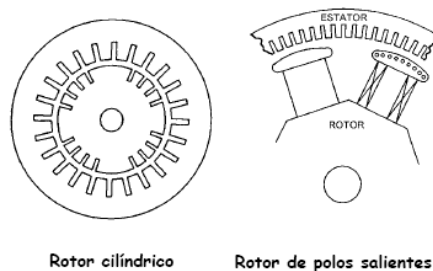


Figura 2. Vista de sección transversal de máquinas sincrónicas
(IEEE, TUTORIAL IEEE DE GENERADORES SINCRÓNICOS)

Los generadores impulsados por turbinas de vapor tienen rotores cilíndricos con ranuras en las cuales son colocados los devanados de campo distribuidos. La mayoría de los rotores cilíndricos están hechos de acero forjado sólido. El número de polos es típicamente dos o cuatro.

Los generadores impulsados por turbinas hidráulicas tienen rotores de polos salientes laminados con devanados de campo concentrados y un gran número de polos. Cualquiera que sea el tipo del impulsor o diseño de la máquina, la fuente de energía usada para girar la flecha es mantenida en un nivel constante a través de un regulador de velocidad conocido como gobernador. La rotación del flujo de C.D. en el campo del generador reacciona con los devanados del estator y, debido al principio de inducción, se genera una Tensión Trifásica.

CONEXIÓN DIRECTA: Los generadores son conectados directamente al bus de carga sin transformación de tensión de por medio. Este tipo de conexión es un método recientemente usado en la industria para la conexión de generadores de tamaño pequeño.

CONEXIÓN UNITARIA: El generador es conectado al sistema de potencia a través de un transformador elevador dedicado. La carga auxiliar del generador es suministrada desde un transformador reductor conectado a las terminales del generador. La mayoría de los generadores grandes son conectados al sistema de potencia de esta manera, usando un transformador elevador principal con conexión estrella-delta. Al tener la generación conectada a un sistema delta, las corrientes de falla a tierra pueden ser dramáticamente reducidas usando puesta a tierra de alta impedancia.

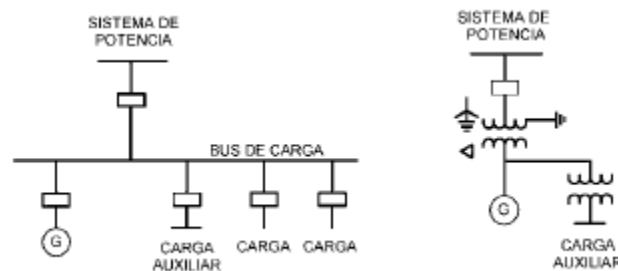


Figura 3. (Izquierda) Conexión Directa, (Derecha) Conexión Unitaria.
(IEEE, TUTORIAL IEEE DE GENERADORES SINCRÓNICOS)

La principal diferencia entre los diferentes tipos de generadores síncronos, se encuentra en su sistema de alimentación en continua para la fuente de excitación situada en el rotor.

- **SISTEMAS DE EXCITACIÓN DC:** estos sistemas de utilizan generadores de DC como fuentes de excitación y proveen de corriente al rotor de la maquina síncrona a través de anillos colectores. Este tipo de excitación puede ser hecha por motores o por el eje del generador, puede ser de tipo auto excitador o excitado de forma separada, cuando son de forma separada el campo de excitación es suministrado por un excitador piloto que mantiene un generador de imán permanente.

- **SISTEMAS DE EXCITACIÓN AC.** Estos sistemas usan alternadores como fuentes de la excitación del campo principal. Usualmente el excitador está en el mismo eje de la turbina del generador.
 - **RECTIFICADORES ESTACIONARIOS:** Cuando se usan rectificadores estacionarios, la salida de DC alimenta el campo del bobinado del generador principal a través de anillos colectores. Cuando se usan rectificadores no controlados, el regulador controla el campo del excitador AC, quien en cambio controla la salida de voltaje del excitador. Cuando se usan rectificadores controlados (tiristores) el regulador controla directamente la salida de DC del excitador.
 - **SIN ESCOBILLAS, O DIODOS GIRATORIOS:** Cuando se usan rectificadores giratorios la necesidad de los anillos colectores y escobillas es eliminada y la salida de DC alimenta el campo principal del generador.
- **SISTEMAS DE EXCITACIÓN ESTÁTICOS.** Todos los componentes de estos sistemas son estáticos o estacionarios. Rectificadores estáticos sea controlados o sin control, suplen la excitación directamente al campo del generador síncrono principal.
 - **EXCITACIÓN ESTÁTICA O POR TRANSFORMADOR DE COMPOUNDAJE.** la fuente de excitación de este sistema en este caso es formado utilizando corriente así como voltaje del generador. Esto se logra usando un transformador de potencial y un transformador de corriente saturable. Alternativamente las fuentes de corriente y voltaje pueden ser combinados, utilizando un único transformador de excitación, que posea devanados de corriente saturable y voltaje.
 - **FUENTE DE POTENCIAL CON RECTIFICAR CONTROLADO.** En este sistema, la fuente de excitación es suministrada a través de un transformador desde las terminales del generador, o una estación auxiliar, y es regulada por un rectificador controlado.
 - **RECTIFICADOR CONTROLADO DE COMPOUNDAJE.** Este sistema usa rectificadores controlados en la salida del rectificador y el compuesto de voltaje y corriente en conjunto al estator del generador para proveer la excitación del sistema.(Kundur, 1994)

TRANSFORMADORES.

TRANSFORMADOR PARA SUBESTACIONES UNITARIAS.

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje(Mora, 2003).

Un transformador es un dispositivo que cambia la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. A los transformadores de potencia reciben variedad de nombres, dependiendo de su utilización en los sistemas de potencia. Un transformador conectado a la salida de un generador usado para aumentar su voltaje a

niveles de transmisión (más de 110kV) a veces se le llama TRANSFORMADOR DE UNIDAD. (Chapman, 2005)

Para cumplir con este requerimiento específico, resulta que el transformador de unidad es el equipo más grande, pesado, complejo y también más costoso de los equipos usados en una subestación

Las subestaciones pueden ubicarse en interiores o exteriores, con una selección de secciones de entrada de alto voltaje, una selección de tipos de transformadores, y la disposición de un equipo de distribución que se adapte a la aplicación. La mayoría de los equipos de distribución se configuran como subestaciones. Las subestaciones siguen el concepto de ubicar los transformadores tan cerca como sea útil de las áreas de concentración de carga, minimizando así el largo de los cables y las barras colectoras de distribución secundaria. En las subestaciones los transformadores de potencia pueden ser autotransformadores o transformadores convencionales de varios devanados.

SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

El calor producido por las pérdidas se transmite a través de un medio al exterior, este medio puede ser aire o bien líquido. Los transformadores están por lo general enfriados por aire o aceite capaz de mantener una temperatura de operación suficiente baja y prevenir puntos calientes en cualquier parte del transformador.

El aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas y que cumple con las funciones de: aislante eléctrico, refrigerante y protege a los aisladores sólidos contra la humedad y el aire.

La transferencia de calor en un transformador son las siguientes:

CONVECCION: La transferencia de calor por convección se puede hacer en dos formas ya sea por convección natural y/o por convección forzada.

RADIACION: En los transformadores, la transferencia de calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera es por radiación.

CONDUCCION: Es un proceso lento por el cual se transmite el calor a través de una sustancia por actividad molecular.

Los sistemas de enfriamientos preferenciales son:

OA	Autoenfriado
OA/FA	Autoenfriado y enfriado por aire forzado
OA/FA/FA	Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado.
OA/FOA	Autoenfriado y enfriado por aceite y aire forzado
OA/FOA/FOA	Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire y aceite forzado.
FOW	Enfriado por agua y aceite forzado.

MOTORES.

MOTORES SÍNCRONOS

Los motores síncronos, son un tipo de motor de corriente alterna en el que la rotación del eje esta sincronizada con la frecuencia de la corriente de alimentación. Su velocidad de giro es constante y depende de la frecuencia de la tensión de la red eléctrica a la que esté conectada y por el número de pares de polos del motor, siendo conocida esa velocidad como “velocidad de sincronismo”. Contiene electromagnetos en el estator del motor que crean un campo magnético que rota en el tiempo a esta velocidad de sincronismo

La siguiente expresión matemática que relaciona la velocidad de la maquina con los parámetros:

$$n = \frac{60 * f}{P} = \frac{120 * f}{p}$$

f= Frecuencia de la red a la que está conectada la maquina la maquina (Hz)

P= Numero de pares de polos que tiene la maquina

p= Numero de polos que tiene la maquina

n= Velocidad de sincronismo de la maquina (rpm)

Son llamados así, porque la velocidad del rotor y la velocidad del campo magnético del estator son iguales. Estos motores se usan en máquinas grandes que tienen una carga variable y necesitan una velocidad constante

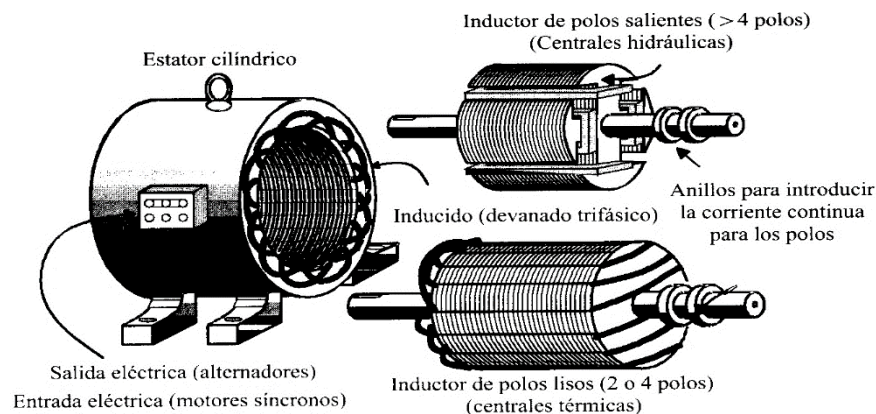


Figura 4. Motor síncrono.

MOTOR DE INDUCCIÓN (ASÍNCRONO)

Los motores de inducción o motores asíncronos son un tipo de motor de corriente alterna en el que la corriente eléctrica del rotor, necesaria para producir torsión es inducida por inducción electromagnética del campo magnético de la bobina del estator. No requiere conmutación mecánica aparte de su misma excitación o para todo o parte de la energía transferida del estator al rotor Motor de inducción trifásico, está formado por un rotor que puede ser de 2 tipos:

a) De jaula de ardilla (por el ensamblado)

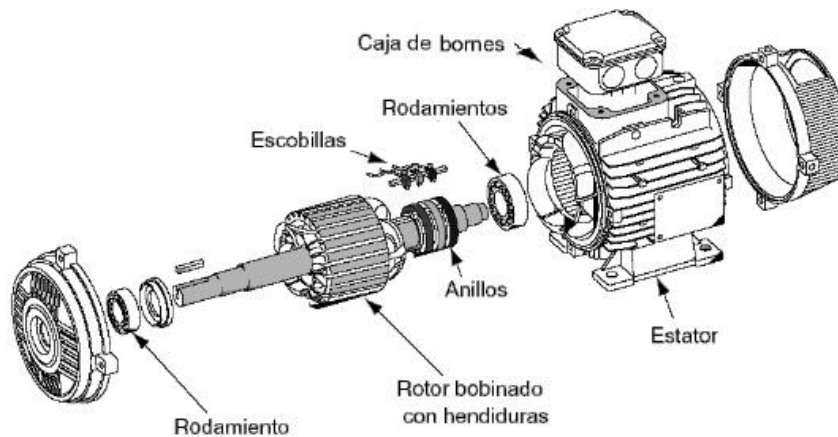


Figura 5. Motor Asíncrono Jaula de Ardilla.

b) Bobinado

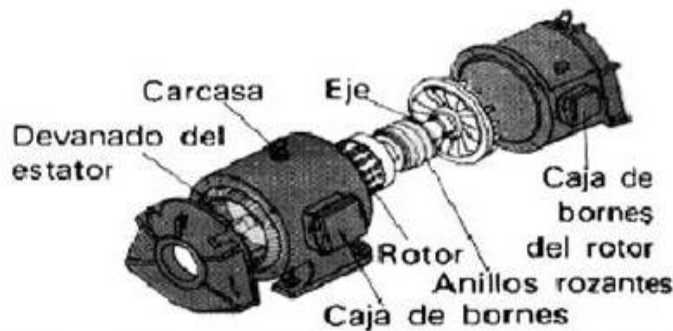


Figura 6. Motor Asíncrono de Bobinado.

Y un estator, en el que se encuentran las bobinas inductoras. Estas bobinas son trifásicas y están desfasadas entre sí 120° en el espacio. La diferencia con el motor universal, es que en este tipo de motor, el devanado del rotor no está conectado al circuito de excitación del motor sino que esta eléctricamente aislado; tiene barras de conducción en todo su largo, incrustadas en ranuras a distancias uniformes alrededor de la periferia. Las barras están conectadas con anillos (en cortocircuitos) a cada extremidad del rotor, el campo magnético giratorio, a velocidad de sincronismo, creado por el bobinado del estator, corta los conductores del rotor, por lo que se genera una fuerza electromotriz de inducción. La diferencia entre las velocidades del rotor y el campo magnético se denomina deslizamiento o resbalamiento.

Los dos circuitos eléctricos van situados, uno en las ranuras del estator (primario) y otro en las del rotor (secundario), que esta cortocircuitado. Los monofásicos, son los que el estator tiene un devanado monofásico y el rotor es de jaula de ardilla son pequeños (en termino de potencia)

En ellos, el campo magnético es igual a la suma de dos campos giratorios iguales que rotan en sentidos opuestos no arrancan por si solos, se debe disponer algún medio auxiliar para el arranque.

SUBESTACIÓN.

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador

Una de las maniobras más habitual y a la vez, más peligrosa, que se realiza en una subestación eléctrica es la apertura y cierre de interruptores, debido a que, el carácter inductivo de los circuitos, presenta rechazo al corte en la circulación de la intensidad eléctrica que se produce en la apertura de un interruptor. Pueden aparecer incluso, arcos eléctricos que liberan una gran cantidad de energía, y que pueden resultar peligrosos para las personas e instalaciones, por lo cual se debe usar equipo de protección personal especial, al realizar cualquier tipo de maniobra, como zapatos de seguridad y guantes, ambos de materiales dieléctricos, que produzcan suficiente aislación para la tensión de operación.

Los avances tecnológicos y las mejoras de diseño, han permitido sustituir los interruptores eléctricos convencionales, con corte al aire, por interruptores blindados, que realizan el corte de los circuitos en un depósito del gas hexafluoruro de azufre (SF₆), que impide la formación de arcos y la propagación de la llama.

Dependiendo del nivel de voltaje, potencia que manejan, objetivo y tipo de servicio que prestan las subestaciones se pueden clasificar como:

- Subestaciones elevadoras
- Subestaciones reductoras
- Subestaciones de enlace
- Subestaciones en anillo
- Subestaciones radiales
- Subestaciones de switcheo o de maniobra

SUBESTACIONES ELEVADORAS: Este tipo de subestaciones se usan normalmente en las centrales eléctricas cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltajes de transmisión.

SUBESTACIONES REDUCTORAS: En estas subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión se reducen al siguiente (subtransmisión) o de subtransmisión a distribución o eventualmente a su utilización. Estas son subestaciones que se encuentran en las redes de transmisión, subtransmisión o distribución y constituyen el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico.

SUBESTACIONES DE ENLACE: Estas subestaciones se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras.

SUBESTACIONES RADIALES: Son aquellas que tienen un solo punto de alimentación y no se conectan con otras subestaciones.

SUBESTACIONES DE SWITCHEO: En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y solo se realizan operaciones de conexión y desconexión (maniobra o switcheo)

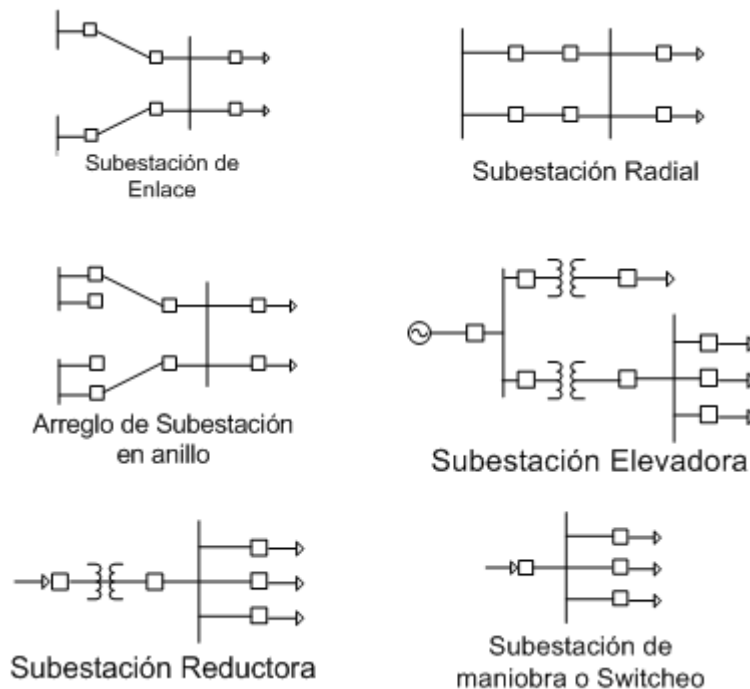


Figura 7. Los distintos tipos de subestaciones

ARREGLO DE BARRAS EN SUBESTACIONES.

Las subestaciones eléctricas en transmisión y distribución se diseñan para tener, en la medida de lo posible, una máxima confiabilidad y flexibilidad de operación. La facilidad de desconectar o cambiar equipo y sacarla de servicio para salidas programadas o no programadas manteniendo la operación, es esencial para la operación confiable de los sistemas.

Existen varios arreglos de barras para la subestaciones usadas para satisfacer el requerimiento de una operación confiable y flexible del sistema. La selección de un arreglo de barras en particular y su representación en un diagrama unifilar requiere de un

estudio previo donde se determinen: los requerimientos de la demanda de energía, las ampliaciones del sistema y la afectación que esto pueda tener, la flexibilidad y facilidad para el mantenimiento, así como los costos asociados.

Los arreglos más comunes son los que se indican a continuación, en orden de complejidad y costos:

- Barra simple o sencilla
- Barra seccionada.
- Barra principal y barra de interconexión
- Barra principal y barra de transferencia
- Barra principal y barra auxiliar
- Barra principal, barra de transferencia y barra auxiliar
- Interruptor y medio
- Doble barra, doble interruptor.

Para el presente trabajo se hará una comparación del arreglo interruptor y medio, y el arreglo barra principal y barra de transferencia, de ambos se detalla a continuación sus características.

ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL-BARRA DE TRANSFERENCIA.

El arreglo con barra de transferencia puede tener algunas variantes, en este tipo de arreglo cada línea de transmisión está conectada a la barra principal por medio de una cuchilla encargada de desconectar, como se muestra en la imagen 5. La barra o bus de transferencia está conectado a la barra o bus principal por medio de un interruptor de transferencia que sirve como una alternativa de suministro para cualquiera de las líneas de transmisión. En condiciones normales de operación, el bus de transferencia no está energizado, solamente el bus principal está energizado.

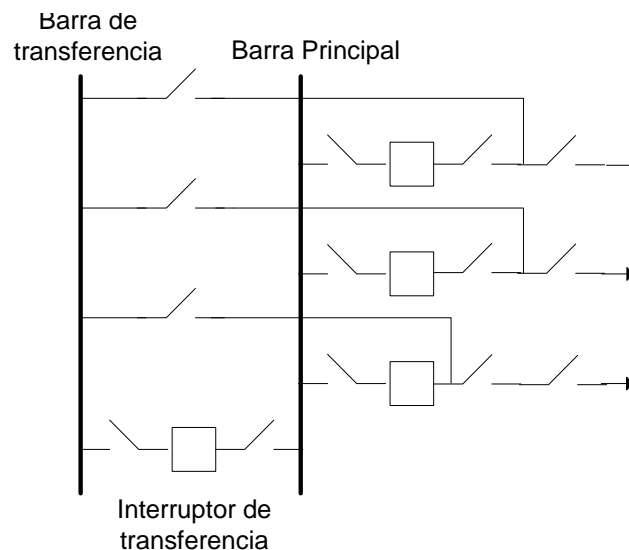


Figura 8. Esquema de barra principal y barra de transferencia.

ARREGLO DE BARRA INTERRUPTOR Y MEDIO.

En este esquema de arreglo de barras para subestaciones, hay dos barras o buses principales con tres interruptores que conectan las dos barras. Las líneas de transmisión terminan en un punto eléctrico entre cualquier de los dos interruptores. El nombre “interruptor y medio” proviene probablemente del hecho que hay tres interruptores por cada dos líneas de transmisión, o bien, $1\frac{1}{2}$ interruptor por línea, el interruptor y medio es, de hecho compartido por 2 líneas.

Para subestaciones con más de cuatro terminaciones para líneas de transmisión, se requieren más bahías de interruptores con líneas terminales en forma similar a la figura siguiente.

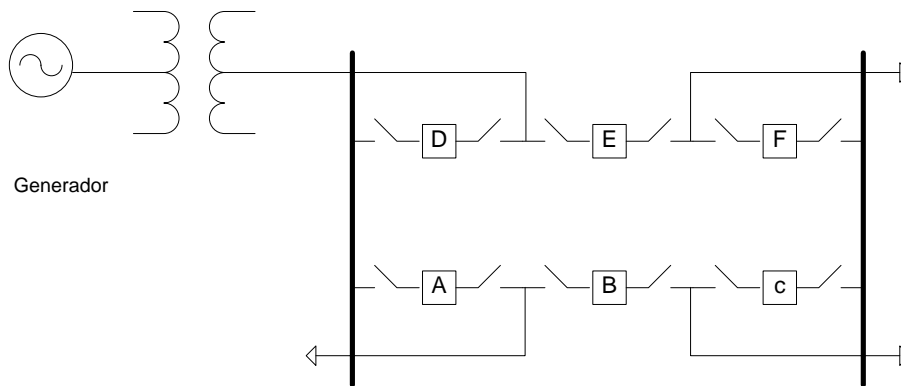


Figura 9. Esquema interruptor y medio.

Este esquema logra un alto grado de confiabilidad, dado que cualquier interruptor se puede retirar de operación manteniendo todas las líneas de transmisión energizadas.

DEFINICIONES IMPORTANTES ACERCA DE SUBESTACIONES.

FLEXIBILIDAD: Es la propiedad de la subestación para acomodarse a las diversas condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

CONFIABILIDAD: Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio (interruptor, barraje, etc.). La confiabilidad de una subestación se puede analizar con técnicas de cadenas de Markov¹ considerando tasas de falla y de reposición de equipos tanto para condiciones de falla como para condiciones de mantenimiento.

¹En matemática se define como un proceso estocástico discreto que cumple con la propiedad de Márkov, es decir, si se conoce la historia del sistema hasta su instante actual, su estado presente resume toda la información relevante para describir en probabilidad su estado futuro.

SEGURIDAD: Es la propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante falla de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes. La seguridad implica confiabilidad. Por lo general la seguridad está determinada por la potencia que se pierde durante la falla o mantenimiento y su impacto en la estabilidad y el comportamiento del resto del sistema.(Harper, 2006)

EQUIPOS Y SISTEMAS AUXILIARES.

TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

La función de los transformadores es transformar altas corrientes y tensiones de forma proporcional y en fase a valores bajos de corriente o de tensión apropiados para fines de medición y protección. Es decir, que sirven para medir o registrar la potencia transmitida, o bien para abastecer a los relés de protección con señales evaluables que le pongan al relé de protección en condiciones, por ejemplo, de desconectar un dispositivo de maniobra según la situación. Además se encargan de aislar de forma eléctrica a los equipos de medida y protección conectados contra las partes de la instalación que estén bajo tensión.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente pueden considerarse como transformadores que trabajan en régimen de cortocircuito. Toda la corriente en servicio continuo fluye a través del lado primario. Los equipos conectados en el lado secundario están conectados en serie. Los transformadores de corriente pueden disponer de varios arrollamientos secundarios de características idénticas o diferentes, con núcleos separados magnéticamente. Por ejemplo, pueden estar equipados con dos núcleos de medida de diferente clase de precisión, o bien con núcleos de medida y protección con límites de error de precisión diferentes. Debido al riesgo de sobretensiones, los transformadores de corriente no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con la carga del equipo de medida.(Siemens, 2009)

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA MEDIDA

Transformadores de corriente están previstos para conectar instrumentos de medida, contadores y equipos similares.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA PROTECCIÓN

Transformadores de corriente destinados a alimentar relés de protección.

DEFINICIONES IMPORTANTES RELACIONADAS CON LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

- **RELACIÓN (RATIO).**Es la relación de la corriente nominal de servicio del transformador y su corriente nominal en el secundario, el estándar más usado es de 5 Amps en el secundario.
- **PRECISIÓN (ACCURACY).**Es la relación en por ciento, de la corrección que se haría para obtener una lectura verdadera. El ANSI C57.13-1993 designa la precisión para

protecciones con dos letras C y T. "C" significa que el porcentaje de error puede ser calculado, y esto se debe a que los devanados están uniformemente distribuidos, reduciendo el error producido por la dispersión del flujo en el núcleo. "T" significa que debe ser determinado por medio de pruebas, ya que los devanados no están distribuidos uniformemente en el núcleo produciendo errores apreciables. El número de clasificación indica el voltaje que se tendría en las terminales del secundario del TC para un burden definido, cuando la corriente del secundario sea 20 veces la corriente nominal, sin exceder 10% el error de relación.

- **BURDEN O POTENCIA NOMINAL DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.** Es la capacidad de carga que se puede conectar a un transformador, expresada en VA o en Ohms a un factor de potencia dado. El término "Burden" se utiliza para diferenciarlo de la carga de potencia del sistema eléctrico. El factor de potencia referenciado es el del burden y no el de la carga.
- **POLARIDAD.** Las marcas de polaridad designan la dirección relativa instantánea de la corriente. En el mismo instante de tiempo que la corriente entra a la terminal de alta tensión con la marca, la corriente secundaria correspondiente está saliendo por la terminal marcada.
- **CAPACIDAD DE CORRIENTE CONTINUA.** Es la capacidad de corriente que el TC puede manejar constantemente sin producir sobrecalentamiento y errores apreciables. Si la corriente del secundario de un transformador de corriente está entre 3 y 4 Amps., cuando la corriente del primario está a plena carga, se dice que el transformador está bien seleccionado. No se recomienda sobre dimensionar los TC's porque el error es mayor para cargas bajas.
- **CAPACIDAD DE CORRIENTE TÉRMICA DE CORTO TIEMPO.** Esta es la máxima capacidad de corriente simétrica RMS que el transformador puede soportar por 1 seg, con el secundario en corto, sin sobrepasar la temperatura especificada en sus devanados. En la práctica esta se calcula como:

$$I \text{ Térmica (KA)} = \text{Potencia de Corto Circuito (MVA)} / (1.73 * \text{Tensión (KV)}).$$

Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado del número de Ampere-Vueltas del primario, para un circuito magnético dado, la precisión de los TC's hechos para resistir grandes valores de corrientes de corto circuito, disminuye considerablemente

- **CAPACIDAD MECÁNICA DE TIEMPO CORTO.** Esta es la máxima corriente RMS asimétrica en el primario que el TC puede soportar sin sufrir daños, con el secundario en corto. Esta capacidad solo se requiere definir en los TC tipo devanado. En la práctica esta corriente se calcula como:

$$I \text{ Dinámica (kA)} = 2.54 * I \text{ Térmica}$$

BASES GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

La función de un transformador de corriente es de reducir a valores normales y no peligrosos, las características de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

Un transformador de corriente es un transformador de medición, donde la corriente secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria, y desfasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El primario de dicho 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 uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos, conectados en serie.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios devanados secundarios embobinados sobre uno o varios circuitos magnéticos separados.

Los factores que determinan la selección de los transformadores de corriente son:

- El tipo de Transformador de Corriente.
- El tipo de instalación.
- El tipo de aislamiento.
- La potencia nominal.
- La clase de precisión.
- El tipo de conexión.
- La Corriente Nominal Primaria.
- La Corriente Nominal Secundaria.

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN.

Los transformadores de tensión contienen un solo núcleo magnético, y normalmente están diseñados con uno o varios arrollamientos secundarios. En caso necesario, los transformadores de tensión puestos a tierra (monofásicos) disponen de un arrollamiento de tensión residual adicional aparte del arrollamiento secundario (arrollamiento de medida). A diferencia de los transformadores de corriente, los transformadores de tensión nunca deben ponerse en cortocircuito o en el lado secundario. El borne del arrollamiento primario en el lado de tierra está puesto a tierra efectivamente en la caja de bornes, y no debe ser retirado durante el servicio. (Siemens, 2009)

Los transformadores de protección y medida están diseñados en diversos tipos constructivos para cumplir el gran número de requisitos de montaje y condiciones de servicio a las que están sometidos. Se trata de dispositivos que transforman magnitudes eléctricas primarias – corrientes o tensiones – a valores proporcionales y en fase adecuados para los equipos conectados, tales como instrumentos de medida, contadores,

relés de protección y aparatos similares. Se distingue entre transformadores de corriente y de tensión.

DEFINICIONES IMPORTANTES RELACIONADAS CON LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.

- **TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL U_m :** Valor más elevado de la tensión eficaz entre fases (en kV) para el cual se especifica el transformador en relación con su aislamiento.
- **TENSIÓN ASIGNADA U_N :** Valores de tensión (primaria UPN o secundaria USN) que figuran en la placa de características del transformador. Si los transformadores de tensión están conectados entre fase y tierra en redes trifásicas, esta tensión de fase-neutro es la tensión asignada. A excepción del arrollamiento de tensión residual, se expresa en la forma $U/\sqrt{3}$, siendo U la tensión entre fases.
- **DEFASE:** Diferencia de fase entre los vectores de las tensiones primaria y secundaria, con el sentido de los vectores elegido de forma que este ángulo sea cero para un transformador perfecto. El desfase se considera positivo cuando el vector de la tensión secundaria está adelantado con respecto al vector de la tensión primaria. Se expresa habitualmente en minutos.
- **POTENCIA TÉRMICA LÍMITE S_{th} :** Valor de la potencia aparente, referido a la tensión primaria asignada, que el transformador puede suministrar al circuito secundario, cuando la tensión asignada se aplica al primario, sin exceder los límites para el calentamiento especificados.
- **POTENCIA TÉRMICA LÍMITE ASIGNADA DEL ARROLLAMIENTO DE TENSIÓN RESIDUAL:** Dado que los arrollamientos de tensión residual están conectados en triángulo abierto, sólo están cargados en casos de falta. Por ello, la potencia térmica asignada del arrollamiento de tensión residual debe referirse a una duración de p.ej. 8 h, y se expresa en VA.
- **FACTOR DE TENSIÓN ASIGNADO:** Factor por el que es preciso multiplicar la tensión primaria asignada a fin de poder determinar la tensión máxima para la que el transformador de tensión debe responder a los requisitos de calentamiento, durante un tiempo especificado, así como a los requisitos de precisión correspondiente.

SECCIONADORES

Se los conoce también con el nombre de Cuchillas, separadores o desconectores estos dispositivo de maniobra sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, el

seccionador debe maniobrar en vacío. No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobrevoltajes y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado.

Así, este aparato va a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte de los operarios.

Los seccionadores utilizados habitualmente en instalaciones eléctricas Consta de las siguientes partes:

- **CONTACTO FIJO.** Diseñado para trabajo rudo, con recubrimiento de plata.
- **MULTICONTACTO MÓVIL.** Localizado en el extremo de las cuchillas, con recubrimiento de plata y muelles de respaldo que proporcionan cuatro puntos de contacto independientes para óptimo comportamiento y presión de contacto.
- **CÁMARA INTERRUPTIVA.** Asegura la interrupción sin arco externo. Las levas de las cuchillas y de la cámara interruptiva están diseñadas para eliminar cualquier posibilidad de flameo externo.
- **CUCHILLAS.** Fabricadas con doble solera de cobre. La forma de su ensamble proporciona una mayor rigidez y alineación permanente, para asegurar una operación confiable.
- **CONTACTO DE BISAGRA.** Sus botones de contacto troquelado y plateados en la cara interna de las cuchillas, en unión con un gozne plateado giratorio y un resorte de presión de acero inoxidable, conforman un diseño que permite combinar óptimamente la presión de contacto, evitando puntos calientes pero facilitando la operación y estabilidad de las cuchillas.
- **AISLADORES TIPO ESTACIÓN.** De porcelana, dependiendo del tipo de seccionador varía el número de campanas.
- **BASE ACANALADA.** De acero galvanizado de longitud variable, con varios agujeros y ranuras para instalarse en cualquier estructura.
- **Cojinete.** De acero, con buje de bronce que proporciona una operación suave. No requiere mantenimiento y resiste la corrosión.
- **MECANISMO DE OPERACIÓN.** Permite una amplia selección de arreglos de montaje para diferentes estructuras.

Los Seccionadores son de muy variadas formas constructivas pudiéndose clasificarlos según su modo de accionamiento:

- **Seccionadores de cuchillas giratorias.**
- **Seccionadores de columnas giratorias.**
- **Seccionadores de pantógrafo.**
- **Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla.**

Sea cual fuera el tipo (de apertura horizontal o vertical y con movimiento giratorio central o lateral, pantógrafo o semipantógrafos) deberán permitir la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire. Dentro de esta clasificación todos pueden tener una constitución unipolar o tripolar. El tipo de apertura deberá elegirse teniendo en cuenta las

distancias eléctricas adoptadas para el proyecto. Los de apertura lateral, por ejemplo, requieren mayores distancias entre ejes de fases que los de otro tipo. Esta elección adquiere particular importancia cuando se trata de ampliación de instalaciones existentes, cuyas distancias pueden haber sido proyectadas para otro tipo de equipamiento.

TIPO DE SECCIONADORES

SECCIONADORES DE CUCHILLAS GIRATORIAS.

Estos aparatos son los más empleados para tensiones medias, tanto para interior como para exterior, pudiendo disponerse de seccionadores unipolares como tripolares, con accionamiento por motor y cuchillas de puesta a tierra adosadas para accionamiento manual con palanca de maniobra. La constitución de estos seccionadores es muy sencilla, disponiéndose básicamente en una base o armazón metálico rígido (donde apoyarán el resto de los elementos), dos aisladores soporte de porcelana, un contacto fijo o pinza de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria (estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana). Cabe comentar que la utilización de seccionadores unipolares puede provocar desequilibrio entre las fases de una instalación, por lo que resultan preferibles, aunque sean más caros, los seccionadores tripolares donde las cuchillas giratorias de cada fase se hallan unidas entre sí por un eje común, lo que permite un accionamiento conjunto de todas ellas.

Estos seccionadores están contruidos de forma que cuando están conectadas las cuchillas del seccionador resulte imposible conectar las cuchillas de puesta a tierra y recíprocamente resulte imposible conectar las cuchillas del seccionador, mientras esté conectado el dispositivo de puesta a tierra. Esto se logra por medio de un enclavamiento electromecánico.



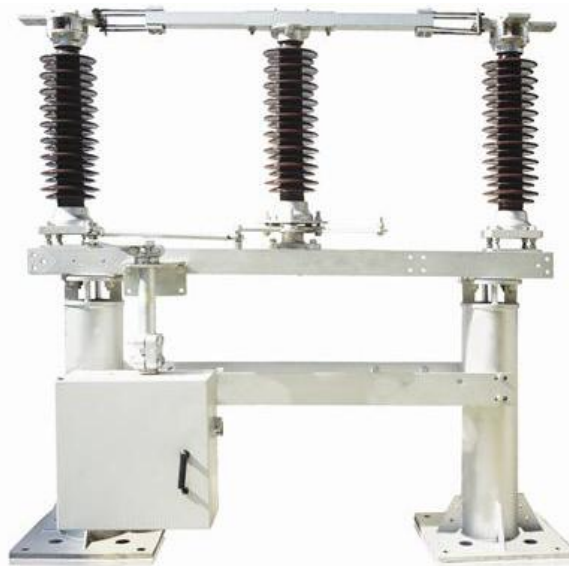
(ABB, Horizontal center break disconnecter)

Figura 10. Seccionadores de cuchillas giratorias.

SECCIONADORES DE COLUMNAS GIRATORIAS.

Este tipo de seccionadores se utiliza en instalaciones de intemperie y con tensiones de servicio desde 33 kV hasta 220 kV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos construcciones diferentes: Seccionador de columna giratoria central o de tres columnas por polo: en este tipo de seccionador la cuchilla o contacto móvil está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble, de tal suerte que cada punto de interrupción requiere una distancia en aire igual a la mitad de la total. Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles de acero galvanizado en caliente y son las encargadas de sostener los contactos fijos.

Este seccionador puede montarse con cuchilla de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado. El accionamiento de esta clase de seccionadores puede realizarse manualmente, por aire comprimido o por motor eléctrico. Para accionar conjuntamente los polos del seccionador tripolar, se han acoplado éstos entre sí. El accionamiento va unido a los aisladores giratorios de un polo, desde donde parten las varillas de acoplamiento con los otros polos.



(ABB, Horizontal center break disconnecter)

Figura 11. Seccionadores de columnas giratorias.

SECCIONADORES DE PANTÓGRAFO.

Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie (se suelen utilizar para la conexión entre líneas y barras que se hallan a distinta altura y cruzados entre sí). Conceptualmente se distinguen de los anteriores seccionadores mencionados porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto

móvil directamente sobre la línea (en un contacto especial instalado en ella). Son seccionadores de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas. La parte fija, llamada trapecio, está colgada de un cable o de un tubo que constituyen las barras, exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al elevarse el contacto móvil, éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.



(ABB, Horizontal center break disconnecter)

Figura 12. Seccionadores de pantógrafo.

SECCIONADORES SEMIPANTÓGRAFOS O TIPO RODILLA.

El seccionador tipo rodilla pertenece al grupo de los seccionadores de palanca. El brazo del seccionador, que constituye el contacto móvil, se mueve en un plano vertical y abierto genera un espacio del aislamiento horizontal. La alta confiabilidad operacional y el diseño simple son ventajas típicas de este tipo. La caja de mando, los aisladores soporte, el aislador rotativo y el mecanismo de accionamiento son idénticos que los usados para el seccionador tipo pantógrafo. El contacto móvil consiste en dos brazos paralelos unidos entre sí y articulados en un punto (rodilla). El contacto móvil es conducido en uno de sus extremos por el mecanismo de giro mientras que el extremo libre se introduce casi horizontalmente en el contacto fijo y es asegurado en la posición cerrada por una guía vinculada al mecanismo de giro. El cierre confiable está garantizado incluso si el tiro de los conductores cambia como resultado de fluctuaciones de la temperatura o de cortocircuito. Ventajas. Dimensiones reducidas. Bajo perfil en la posición abierta. Espacio

de aislamiento horizontal. Seguridad creciente. Diseño simple. Movimiento suave del contacto móvil. Contactos auto limpiantes. Cierre confiable y posibilidad de abrirse incluso bajo condiciones ambientales adversas. Este seccionador se emplea normalmente en subestaciones con espacios pequeños entre fases (los seccionadores de operación horizontal requieren más espacio en el estado abierto).



(ABB, Semi-pantograph disconnector DSSP)

Figura 13. Seccionador semipantógrafo.



(ABB, Horizontal knee disconnector Horizontal type GW57)

Figura 14. Seccionadores tipo rodilla.

INTERRUPTORES.

Por definición, un interruptor es un dispositivo que cierra e interrumpe (abre) un circuito eléctrico entre contactos separables, bajo condiciones de carga o de falla.

TIPOS DE INTERRUPTORES

En esta parte solo se hace referencia para instalaciones de alta tensión, es decir, no se consideran los interruptores de tipo electromagnético para instalaciones de baja tensión

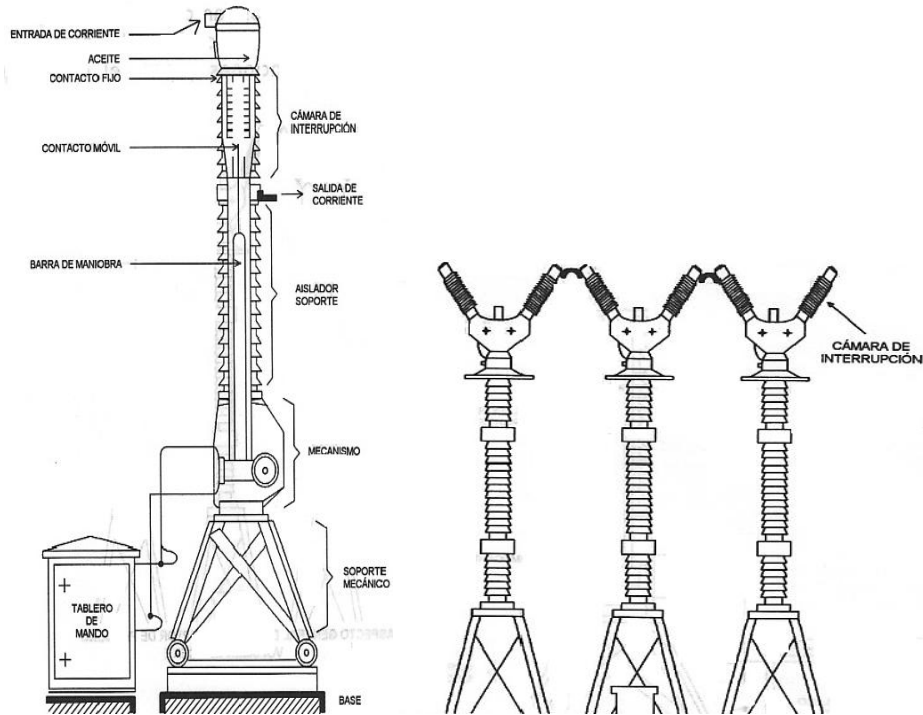
Existen diversas formas de clasificar a los interruptores, una de ellas es por medio de su medio de extinción, pudiendo ser interruptores de aceite (de gran volumen de aceite y de pequeño volumen de aceite), interruptores neumáticos, interruptores en vacío e interruptores en hexafloruro de azufre (SF_6).

Debe aclararse que los interruptores de aceite, neumáticos y vacíos, han caído en desuso, han sido sustituidos por los interruptores de Hexafloruro de Azufre, por su alta capacidad de reducir el arco eléctrico.

También, se clasifican los interruptores como de construcción de “tanque muerto” o de “tanque vivo”. De tanque muerto significa que el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra y que la fuente externa y conexiones a la carga se hacen por medio de boquillas convencionales. De tanque vivo significa que las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción se

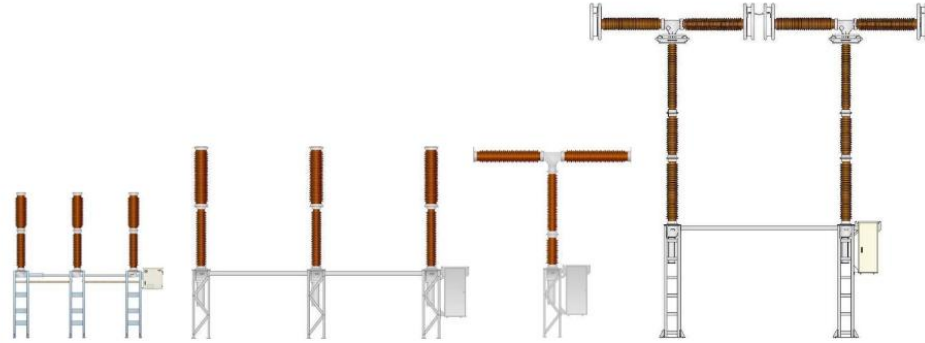
encuentran montadas sobre columnas de porcelana aislante y están por tanto a potencial de línea.

En las figuras siguientes, se muestran algunas de las partes principales de los interruptores en aceite, con fines de identificación, en particular cuando se trata de especificaciones y para el arreglo y disposición del equipo.



(Harper, 2006)

Figura 15. (Izquierda) Constitución general de un polo del interruptor de pequeño volumen de aceite, (derecha) Aspecto general de un interruptor pequeño volumen de aceite.



Type	LTB 72.5-170D1/B	LTB 72.5-245E1	LTB 362-550E2	LTB 800E4
Rated voltage	72.5-170 kV	72.5-245 kV	362-550 kV	800 kV
Rated current	Up to 3150 A	Up to 4000 A	Up to 4000 A	Up to 4000 A
Breaking capacity	Up to 40 kA	Up to 50 kA	Up to 50 kA	Up to 50 kA

(ABB D. C., 2013)

Figura 16. Vista Interruptor de SF₆ para diferentes corrientes de cortocircuito.

INTERRUPTORES DE HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)

El medio de extinción de arco eléctrico debe de ser gas SF₆ (Hexafloruro de Azufre) a una sola presión. En casos especiales como: Ampliaciones, sustituciones, etc. Todos los interruptores deber ser para servicio tipo intemperie.

VALORES NOMINALES DE VOLTAJE, FRECUENCIA Y CORRIENTE.

- La corriente nominal de los interruptores debe estar de acuerdo a la tabla siguiente. Esta corriente está dada por el valor eficaz (rms) de la corriente, que es capaz de conducir continuamente el interruptor si sufrir ningún daño a la frecuencia nominal sin exceder los valores de elevación de temperatura de diferentes partes del interruptor.
- Las tenciones nominales de los interruptores deben estar basados de acuerdo a la tabla correspondiente, que se da a continuación
- Se deben diseñar para operar a 60Hz para el caso particular.

Tensión nominal Valor eficaz (KV)	
Sistema	Interruptor
115	123
138	145
161	170
230	245
400	420

**Tabla 1. Tensión nominal para interruptores en alta tensión.
(IEEE, IEEE Std C37.06-2000, 2000)**

Tensión nominal de interruptor (VN) Valor eficaz KV	Corriente nominal a 60Hz Amp
123	1250
	1600
	2000
145	1250
	1600
	2000
170	1250
245	1250
	1600
	2000
	2500
	3150

**Tabla 2. Corrientes nominales para interruptores en alta tensión.
(IEEE, IEEE Std C37.06-2000, 2000)**

CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA INTERRUPTORES.

CAPACIDAD INTERRUPTIVA.

- Los interruptores deben cumplir con la corriente de cortocircuito dada por el valor eficaz (rms) de su componente de CA asociada con una componente de CD y debe estar de acuerdo con la tabla siguiente.
- La corriente sostenida de corta duración (3 segundos) debe ser la indicada en la siguiente tabla. Esta corriente es la que el interruptor es capaz de conducir en posición cerrada y con un valor igual al de la corriente interruptiva de cortocircuito.

Tensión nominal del interruptor (VN) Valor Eficaz kV	Corriente nominal a 60 Hz Amp	Corriente interruptiva de cortocircuito Valor eficaz a VN kAmp
123	1200,2000	31.5
	1600,2000,3000	40
	2000,3000	63
145	1200,2000	31.5
	1600,2000,3000	40
	2000,3000	63
	2000,3000	80
170	1600,2000	31.5
	2000,3000	40
	2000,3000	50
	2000,3000	63
245	1600,2000,3000	31.5
	2000,3000	40
	2000,3000	50
	2000,3000	63

Tabla 3. Valores de corrientes nominales y de cortocircuito por niveles de tensión para interruptores en alta tensión. (IEEE, IEEE Std C37.06-2000, 2000)

Tensión nominal del interruptor (VN) Valor Eficaz kV	Corriente nominal a 60 Hz Amp	Tiempos de interrupción (Base: 60 Hz) (ms)
123	1200,2000	(50)
	1600,2000,3000	
	2000,3000	
145	1200,2000	(50)
	1600,2000,3000	
	2000,3000	
	2000,3000	
170	1600,2000	(50)
	2000,3000	
	2000,3000	
	2000,3000	
245	1600,2000,3000	(50)
	2000,3000	
	2000,3000	
	2000,3000	

Tabla 4. Tiempos de cierre y de interrupción. (IEEE, IEEE Std C37.06-2000, 2000)

DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJE

Pueden definirse los siguientes tipos de descargadores de sobrevoltaje:

- Descargadores de sobrevoltaje tipo estación de óxido de zinc (Para sistemas de 115 kV a 400kV)
- Descargadores de sobrevoltaje tipo autovalvulares (para tensiones de 12 a 192 kV)

Nos centraremos en los descargadores de sobrevoltaje de tipo óxido de zinc, pues son los más comúnmente usados para generación.

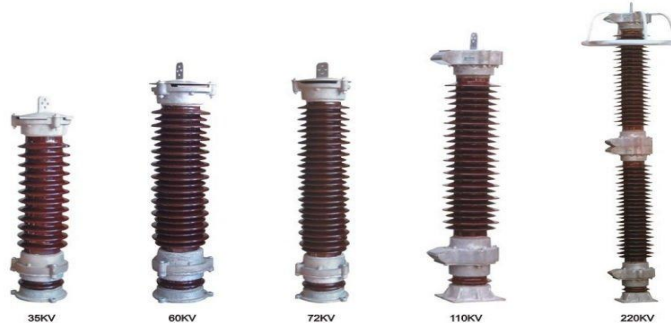


Figura 17. Ejemplo de descargador de sobrevoltaje para distintos sistemas de voltaje.

CONDICIONES NORMALES DE SERVICIO.

Un descargador de sobrevoltaje debe ser capaz de operar de forma exitosa de acuerdo a las siguientes condiciones de servicio.

Temperatura ambiente entre -40°C y $+40^{\circ}\text{C}$ exceptuando:

- Temperatura ambiente del aire en la cercanía de la parte aislante del descargador puede estar entre -40°C y $+65^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura ambiente del líquido alrededor de los descargador inmersos en líquido puede estar entre -40 y 95°C

La máxima temperatura del dispositivo, debido a una fuente externa de calor en la cercanía no debe exceder los 60°C exceptuando.

- Temperatura máxima de la parte aislante no debe superar 85°C
- Temperatura máxima de descargadores inmersos en líquido no debe superar los 120°C .
- Altitud no debe superar los 1800 m, exceptuando los inmersos en líquido.

Además debe contar con las siguientes condiciones del sistema.

- Frecuencia nominal de 48 – 62 Hz
- Voltaje de línea a tierra en los rangos del descargador bajo condiciones normales del sistema.

CONDICIONES ANORMALES DEL SISTEMA SON:

- Frecuencia nominal distinto de 48-62 Hz
- Condiciones de operación del sistema en las cuales las características de operación del descargador sean temporalmente excedidas así como:
 - Perdida el condiciones normales de tierra
 - Sobrevelocidad del generador
 - Resonancia durante falla después de una perdida mayor de la generación
 - Inestabilidad del sistema
 - Falla persistente de una línea a tierra o un sistema trifásico no aterrizado.

Además debe contar con rangos de voltaje estándar:

- Máximo voltaje permitido en las terminales del descargador al cual opera su ciclo de trabajo
- Voltaje continuo de operación máximo (MCOV)

El rango de voltaje máximo y su correspondiente MCOV se detallan en la siguiente tabla (solo se incluyen valores que correspondan al área donde se plantea el proyecto):

Voltaje de operación (kV rms)	MCOV	Voltaje de operación (kV rms)	MCOV
3	2.55	144	2.55
6	5.1	168	5.1
9	7.65	172	7.65
10	8.4	180	8.4
12	10.2	192	12.7
15	12.7	228	15.3
18	15.3	240	17
21	17	258	19.5
24	19.5	264	22
27	22	276	24.2
30	24.2	288	29
36	29	294	31.5
39	31.5	312	36.5
45	36.5	396	39
48	39	420	42
54	42	444	48
60	48	468	57
72	57	492	70
90	70	540	76
96(115kV)*	76	564	84
108	84	576	98
120	98	588	106
132	106	612	485

**Tabla 5 Duty cycle de voltaje y respectivo MCOV
(IEEE, IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power, 1999)**

CRITERIO DE SELECCIÓN.

Los descargadores de sobrevoltaje son, por una parte, equipos de protección para limitar el efecto de los rayos y sobrevoltajes por maniobras en redes, y por otro, medio para coordinar aisladores. Cuando se seleccionan los descargadores de sobrevoltaje para un trabajo determinado, el siguiente criterio de selección puede adecuarse relativamente a uno u otro:

- Capacidad de absorción de energía
- El nivel de protección
- Aspectos económicos.

El grado de la capacidad de absorción de energía en el descargador de sobrevoltaje va desde el más mínimo posible de falla hasta el más alto posible de protección a la red, aun en caso de un serio percance.

La determinación de la capacidad de absorción de energía necesaria se determina por los siguientes aspectos:

- La experiencia en la operación y datos estadísticos de la red
- Datos estadísticos de tormentas eléctricas y las actividades de rayos en el área
- Parámetros estadísticos determinados para la intensidad de los rayos
- Datos de las descargas en línea.

En partes de redes con capacidad de almacenar grandes cantidades de energía en sobrevoltaje, como son banco de capacitores o cables largos de alto voltaje, se requiere utilizar descargadores de sobrevoltaje muy potentes.

La localización de los descargadores de sobrevoltaje deberá ser lo más cerca posible al equipo a proteger: se recomienda no instalarlos en el tanque del transformador debido a que al explotar los descargadores de sobrevoltaje se provocaría un incendio. (Harper, 2006)

RELEVADORES DE PROTECCION.

Los relevadores son dispositivos electromecánicos o electrónicos que protegen los equipos de la instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, logrando por medio de estos elementos reducir el daño debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Durante el tiempo estos dispositivos han cambiado, hasta la fecha actual, evolucionando de dispositivos electromecánicos hasta convertirse en dispositivos con circuitos microelectrónicos, que cumplen las mismas funciones que sus antecesores simulando relevador de forma digital y que integran muchas de las mismas en un solo dispositivo, conocido como relevador multifuncional microprocesado.

RELEVADORES ELECTROMECHANICOS.

La mayoría de los tipos de protección por relevadores consisten de un elemento de detección con contactos. Los elementos de detección electromecánica operan usualmente por el principio de atracción magnética, el principio de calefacción o el principio de inducción electromagnética para abrir o cerrar contactos. Los relevadores de estado sólido o estático, por lo general convierten la señal de entrada, que puede ser una corriente, voltaje, o potencia, a una señal proporcional en milivoltios en corriente directa, que es aplicada a amplificadores con transistores ajustables. La salida de estos relevadores puede ser otra señal de CD en milivoltios, para ser aplicada a una lógica de transistores, o bien para el cierre de contactos.

Los relevadores pueden operar:

- En forma instantánea.
- Con algún tiempo de retraso definido.
- Con un retraso de tiempo que varía con la magnitud de las cantidades a las cuales el elemento de detección responde.

Las cantidades a las cuales responde el relevador responden usualmente designan el tipo de relevador

- **RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE.** Responde a la magnitud de corriente sobre un valor especificado.
- **RELEVADOR DIFERENCIAL.** Responde a la diferencia entre 2 o más corrientes arriba de un valor especificado, es usado para protección de fallas internas al equipo, tales como: transformadores, generadores y barras en subestaciones eléctricas.
- **RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE:** Responde a una magnitud de voltaje por encima de un valor especificado.
- **RELEVADOR DE POTENCIA:** Responde al producto de la magnitud del voltaje, la corriente y el coseno del Angulo de fase entre el voltaje y la corriente, y éste ajustado para operar por encima de un valor específico.
- **RELEVADOR DIRECCIONAL:** Opera únicamente para un flujo de corriente en una dirección dada.
- **RELEVADOR DE FRECUENCIA:** responden a valores de frecuencia arriba o debajo de un valor especificado.
- **RELEVADOR TÉRMICO:** Responde a una temperatura de un valor especificado. Hay 2 tipos básicos:

- **DIRECTO:** Se encuentra inserto en el equipo, este dispositivo convierte la temperatura en una cantidad eléctrica, y esta hace que el elemento de detección opere, eje.: Termopar:
- **TIPO REPLICA:** Una corriente proporcional a la corriente suministrada al equipo, circula a través de un elemento, que tiene características térmicas similares al equipo y cuando este es calentado por encima de un valor

específico actúa para cerrar un conjunto de contacto, Ej. Láminas Bimetálicas.

- **RELEVADOR DE PRESIÓN:** Responde a un cambio brusco en la presión de un fluido o un gas.
- **RELEVADOR DE DISTANCIA:** Un relé de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación. (Harper, 2006)

RELEVADOR MULTIFUNCIONAL MICROPROCESADO.



Figura 18 Relevador con múltiples funciones de protección.

El equipo mostrado en la figura, constituye el tipo de relevador usado en la actualidad, estos incluyen multitud de funciones de protección que operan a través de circuitos lógicos que detectan cambios en la instalación eléctrica que podrían ser nocivos y/o destructivos para la instalación, tomando decisiones según han sido programados, haciendo funcionar los mecanismos de apertura o cierre de un circuito eléctrico, o incluso el encendido o apagado de los equipos para evitar daños en los mismos.

Debe hacerse notar que la flexibilidad de estos dispositivos es una de sus funciones más importantes, pues pueden programarse para cumplir las especificaciones de una red en particular, siempre y cuando esta red cumpla con el rango de acción del dispositivo.

Para mantener la confiabilidad de una red eléctrica se usan dispositivos de respaldo, que son una copia del mismo dispositivo de protección configurado para actuar en caso el dispositivo principal falle.

Estos dispositivos se clasifican de acuerdo al tipo de dispositivo o maquinaria que van a proteger entre estos podemos mencionar:

- Relevador de protección de generador
- Relevador de protección de transformador
- Relevador de protección de bus
- Relevador de protección de motor

Cada relevador contiene todas las funciones de protección básicas para cada equipo, y varias funciones auxiliares que son opcionales.

COMPONENTES ACCESORIOS DE RELEVADORES.

Además de los relevadores para protección existe otro tipo de relevadores que brindan otro tipo de servicios que agregan flexibilidad y seguridad a los sistemas, además de incrementar las cualidades de los sistemas.

- **RELEVADORES AUXILIARES:** Cuando los relevadores detecten una falla, a veces es necesario multiplicar la señal enviada para diversos usos (SCADA, registro de fallas, alarmas, paneles de visualización, etc.), los relevadores auxiliares cumplen la función de multiplicar esta señal, añadiendo más funciones a una señal de un relevador, además algunos de estos cuentan con una velocidad de acción superior a los relevadores de protección, lo cual les brinda una respuesta rápida ante la presencia de una falla.
- **RELEVADORES DE BLOQUEO:** Responden a disparo de una protección evitando que el interruptor asociado al relevador de bloqueo vuelva a cerrarse o habilitarse sin una revisión de la falla por parte de los operadores, es decir, cuenta con reseteo manual de la operación, y se usan para evitar reconexiones involuntarias o sin revisión previa.



Figura 19. Relevador de bloqueo y relevador auxiliar.

- **BLOQUE DE PRUEBAS.** Estos equipos son adyacentes a los sistemas de relevadores y sistemas de protección, brindan la funcionalidad de no tener que realizar cambios drásticos a el cableado de los sistemas de protección para realizar pruebas lo cual permite que el monitoreo, aislamiento e inyección secundaria de señales de prueba sea simplificado y rápidamente realizado. Este tipo de equipos puede encontrarse de tipo voltaje colocando los circuitos en circuito abierto, o de corriente colocando en cortocircuito el sistema que se desea probar.

AISLADORES

Los aisladores son materiales que presentan cierta dificultad al paso de la electricidad y al movimiento de cargas. Tienen mayor dificultad para ceder o aceptar electrones. En una u otra medida todo material conduce la electricidad, pero los aisladores lo hacen con mucha mayor dificultad que los elementos conductores. Pero además, un aislador debe tener las características mecánicas necesarias para soportar los esfuerzos a tracción o

comprensión a los que está sometido. Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son:

- Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación sea lo más elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del vidrio o porcelana y del grosor del aislador. La tensión de perforación es la tensión con la cual se puede producir el arco a través de la masa del aislador.
- Disposición adecuada, de forma que la tensión de contorneamiento presente valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorno entre los conductores y el apoyo, a través de los aisladores. La tensión de contorneamiento es la tensión con la cual se puede producir el arco a través del aire, siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta distancia se llama línea de fuga.
- Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser por lo menos igual a la del conductor que tenga que soportar.
- Resistencia a las variaciones de temperatura.
- Ausencia de envejecimiento.

Los aisladores son, de todos los elementos de la línea, aquellos en los que se pondrá el máximo cuidado, tanto en su elección, como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación. En efecto, frágiles por naturaleza, se ven sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos, colaborando todos ellos a su destrucción.

Existen varios tipos de aisladores eléctricos que son utilizados debido al requerimiento técnicos y propiedades de estos tengas a continuación se describen los tipos de aisladores.

AISLADORES DE PORCELANA. Su estructura debe ser homogénea y para dificultar las adherencias de la humedad y polvo, la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte. Están fabricados con caolín y cuarzo de primera calidad.

AISLADORES DE VIDRIO. Están fabricados por una mezcla de arena silícea y de arena calcárea. El material es más barato que la porcelana, pero tienen un coeficiente de dilatación muy alto, que limita su aplicación en lugares con cambios grandes de temperatura; la resistencia al choque es menor que en la porcelana. Sin embargo, debido a que el costo es más reducido y su transparencia facilita el control visual, hacen que sustituyan en muchos casos a los de porcelana.

AISLADORES DE POLÍMEROS. Se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que los de porcelana, y sus propiedades aislantes también son superiores; sin embargo, el inconveniente es que tienen mayor costo

Hoy en día a nivel mundial, la última tendencia para mejorar la seguridad y confiabilidad en los equipos de alta tensión, es el uso de aisladores de material compuesto recubiertos de goma siliconada con tecnología. Por esto se están quedando atrás los aisladores de porcelana o cerámica (comúnmente de color marrón o gris) que por su frágil resistencia a las diversas condiciones climáticas y sísmicas, podían perjudicar el funcionamiento de los equipos de alta tensión en zonas de alta contaminación principalmente.

Hoy en día existe una alternativa segura, confiable y con alto rendimiento, expresamente elaborada para resistir las condiciones más severas: Los aisladores de goma silicona

Los aisladores de cerámica (porcelana) han funcionado bien durante décadas, pero uno de los inconvenientes de la porcelana es su fragilidad.

A continuación se detallan algunas de las ventajas de los aisladores de polímeros en comparación con los de porcelana:

- No son frágiles
- Riesgo mínimo de sufrir daños por manipulación y transporte
- Riesgo mínimo de vandalismo
- Peso ligero
- Seguridad contra explosión
- Rendimiento óptimo con contaminación
- Mantenimiento mínimo en áreas contaminadas
- Hidrofóbico

CONSIDERACIONES REFERENTES A INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN PLANTAS GEOTÉRMICAS.

Al realizar una instalación eléctrica a la intemperie como normalmente se instalan los sistemas de potencia, se debe tener en cuenta el ambiente con la que esta convivirá durante su tiempo de operación, la mayor parte de equipos eléctricos tienen restricciones como altitud, temperatura, humedad y velocidad del viento, para nuestro caso particular un ambiente geotérmico todas estas condiciones varían en las plantas geotérmicas de generación, a continuación se describe uno de los problemas más comunes e importantes que se consideran al momento del diseño e instalación para sistemas de potencia en plantas geotérmicas.

CORROSIÓN EN LAS PLANTAS DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

La corrosión de materiales de acero y estructuras es uno de los problemas principales en plantas geotérmicas, debido a la contaminación de sulfuro de hidrogeno (H_2S) en la atmosfera. H_2S es uno de los gases emitidos por el vapor de los recursos geotérmicos. El Sulfuro de Hidrogeno, cuando se combina con el agua produce ácido sulfúrico, que es muy corrosivo para los metales. El H_2S emitido por las plantas geotérmicas es normalmente inferior al 10%, sin embargo, esta cifra es ya importante porque causa un problema de corrosión en la central de los equipos y estructuras. Adecuada las actividades de prevención de la corrosión como recubrimiento de zinc y la pintura que se requiere para evitar la corrosión del acero en la planta. Creación de una Presión Positiva

de Unidades (PPU) y filtrado de aire son por lo general lo que se practica para evitar la intrusión de H₂S en el interior de la casa y poder de las salas de control.

Factores	Instrumento	Unidad
Humedad	Higrómetro	%
Temperatura	Termómetro	°C
Presión atmosférica	Barómetro	mmHg
Radiación Solar	Piranómetro	W/m ²
Precipitación Pluvial	Pluviómetro	Mm
Dirección del Viento	Veleta	°Grados
Velocidad del viento	Anemómetro	m/seg

Tabla 6 Tabla de Factores Climáticos y su medición

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal.
www.realyc.org

PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

Para evitar la corrosión es importante saber seleccionar adecuadamente los materiales, por ello deberá tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Se debe conocer el proceso de actuación de los agentes corrosivos presentes que pueden dar lugar a la corrosión
- Se tendrá en cuenta que para la protección contra la corrosión puede utilizarse más de un material
- Se realizaran las pruebas necesarias para comprobar que la selección escogida es la más idónea
- El análisis económico será una etapa más del proceso de selección

Los materiales más utilizados para proteger contra la corrosión son:

- Materiales Plásticos
- Materiales compuestos o “composite”
- Materiales Cerámicos
- Aleaciones

Clasificación	Velocidad de Corrosión		
	Metales* Ligeros g/cm ² día	Metales** Pesados g/cm ² día	mm/año
Inmune	<0.007	<0.022	<0.001
Muy buena resistencia	<0.07	<0.21	<0.01
Buena resistencia	<0.7	<2.1	<0.1
Resistencia limitada	<21	<83	<3
Resistencia baja (no se recomienda su uso)	<70	<210	<10
Sin resistencia (no utilizable)	>70	>210	>10

**Metal Pesado: Densidad en el entorno de 7,5 gr/cm³

*Metal Ligero: Densidad en el entorno de 2,5 gr/cm³

Tabla 7 Velocidad de corrosión de materiales

ÁCIDO SULFÚRICO

Es un hidrácido de fórmula H₂S. Este gas, es más pesado que el aire, es inflamable, incoloro, tóxico, odorífero: su olor es el de materia orgánica en descomposición, como de huevos podridos.

Este ácido se encuentra naturalmente en petróleo (procesado), gas natural, gases volcánicos y manantiales de aguas termales.

El H₂S es extremadamente nocivo para la salud. Bastan 20-50 partes por millón (ppm) en el aire para causar un malestar agudo que conlleva a la asfixia y a la muerte por sobreexposición.

Fórmula Molecular: H₂S

Apariencia: Gas Incoloro

Masa molar: 34,1 g/mol

Punto de fusión: 187°K (-86 °C)

Punto de Ebullición: 213°K (-60 °C)

CORROSIÓN EN EQUIPOS ELÉCTRICOS

Los equipos de control, instrumentación y eléctricos pueden ser muy susceptibles al ambiente en el que operan. La confiabilidad de una planta generadora inicia con el diseño. Una de las tareas de los ingenieros de diseño, es prever las condiciones a las que los equipos estarán expuestos y especificar los equipos que han demostrado funcionar de forma fiable en estas condiciones.

La temperatura, humedad, la presencia de gases corrosivos y la tendencia a desarrollar corrosión, son condiciones que de ser encontradas por encima del nivel de tolerancia de los equipos, afectarán seriamente la vida útil y la confiabilidad de estos.

CORROSIÓN DEL COBRE Y PLATA

La corrosión puede ser definida como un ataque destructivo al metal, generado por reacciones químicas o electroquímicas con el ambiente. Es un fenómeno general que ataca los materiales en la mayoría de sistemas de planta, incluyendo los sistemas eléctricos.

Cuando el cobre está expuesto al aire que contiene humedad, este desarrolla una capa de Cu_2O (óxido de cobre) a través de un mecanismo electroquímico. Esta capa es considerada ser muy resistente, que realiza una función de protección y prevención de futura corrosión del cobre subyacente, convirtiéndolo en un material conocido por su buen desempeño en cuanto a la corrosión atmosférica. Sin embargo, cuando se suma la presencia de sulfato de hidrógeno, no solo el cobre se oxida sino que también una capa de Cu_2S (sulfato de cobre), que es una capa semiconductor con mayor conductividad iónica y como resultado, el proceso de corrosión ocurre de una manera considerablemente rápida debido a que no se forman capas protectoras y el nivel de corrosión no disminuye con el tiempo. El nivel de corrosión es incrementado con el aumento relativo de la humedad en el aire; adicionalmente, la presencia del H_2S también causa que la capa de Cu_2O sea más delgada, es por ese motivo que el nivel de oxidación es mayor.

En el caso de la plata (Ag), el producto corrosivo es el Sulfato de Plata (Ag_2S). La formación de este producto corrosivo es acelerada debido a la humedad en el aire. El Ag_2S , puede seguir creciendo en forma de agujas largas llamadas “Barbas de Plata”.

Localización	Concentración de H_2S (ppb)	Fuente
Svartsengi, Islandia	145	Ívarsson et al., 1993
Nesjavellir, Islandia	2500 ⁽¹⁾	VGK, 2005
Hellisheidi, Islandia	147 ⁽²⁾	VGK, 2005
Ahuachapán, El Salvador	610	LaGeo, 2007
Berlín, El Salvador	26	LaGeo, 2006a
Onikobe, Japón	400	Dipippo, 1978
San Jacinto Tizate, Nicaragua	150	LaGeo, 2006b
Momotombo, Nicaragua	4200	Enel, 2015

(1) Valor medido más alto

(2) Medición tomada antes de la construcción de la planta generadora, niveles más altos pueden esperarse después de la entrada en funcionamiento de la planta.

Tabla 8 Concentración de H_2S en el aire en algunas plantas geotérmicas.

(Rivera, 2007)

No solo la industria geotérmica afronta problemas de corrosión por parte del H_2S , a continuación se presenta un listado de otras industrias que enfrentan este mismo problema:

- Plantas de tratamiento de aguas residuales

- Fábricas de papel
- Plantas procesadoras de combustible fósil
- Instalaciones de fabricación de pasta de madera
- Fundición de minerales
- Fabricación de ácido sulfúrico
- Fabricación de caucho

EFFECTO PERJUDICIAL DEL H₂S EN EQUIPOS ELÉCTRICOS Y DE CONTROL

Los equipos eléctricos y de control, pueden verse seriamente afectados por el ataque del H₂S en las plantas geotérmicas.

CONTACTOS DE POTENCIA Y PARTES CONDUCTORAS DE CORRIENTE EN INTERRUPTORES

La Ag, es uno de los materiales mayormente usados para la protección de contactos en los circuitos de potencia, tales como interruptores de potencia, por su conductividad superior y su longevidad (Chudnovsky et al., 2002).

Cuando es expuesto a una atmosfera que contiene H₂S en bajas concentraciones de hasta 0.1 ppm, el chapado, desarrollara una capa de Ag₂S, que tiene una resistencia eléctrica relativamente alta; esto va a incrementar la resistencia de los contactos causando un incremento en el nivel de formación de la capa de Ag₂S.

1. Circuitos de Control

El relé y los interruptores pueden deteriorarse significativamente si se operan en ambientes geotérmicos ricos en H₂S. Por experiencias anteriores, se ha demostrado que las superficies de cobre o los contactos chapados en plata de cobre desarrollaran un oscurecimiento en la superficie. Esta capa aumentara la resistencia en la trayectoria de corriente y puede conllevar al mal funcionamiento de bajos voltajes y bajos circuitos de corriente. La corrosión también ha ocurrido en otros elementos expuestos como resortes de relé y bobinas de cobre de la bobina del relé.

Como medida de seguridad, es una práctica de diseño en algunos países usar un alto voltaje del circuito de control, por ejemplo, 125 VDC en vez de 24 VDC, para así poder tener un margen más amplio para poder sobrellevar resistencia de contacto adicional causada por la formación de corrosión en los contactos eléctricos en los relé, interruptores, botones de empuje, selectores, etc.

2. Material conductor y protector de la corrosión del conductor

Cuando están expuestos a un ambiente corrosivo, los cables de cobre que componen un conductor eléctrico, serán atacados por la corrosión. Esto hace que el daño ocasionado por el H₂S en el cobre sea aún más importante en los cables de control, que contienen una área de conducción más pequeña que los conductores de potencia (ERA, 2002).



Figura 20. Cable con corrosión.

Por esta razón, ingenieros en las plantas geotérmicas han decidido especificar de una manera exclusiva cobre estañado para los circuitos de control e instrumentación. Como esta medida es relativamente más económica, es también utilizada en áreas de la planta donde el ambiente es controlado y el H_2S es removido por un tratamiento especial (Moore, 1989).

Los conductores son protegidos del H_2S que se encuentra en la atmosfera por aislantes y por envoltura; pero al final del cable donde las terminales son instaladas se encuentra un pequeño espacio, entre, la base de la terminal y el final del aislante que puede ser atacado por el H_2S . Para prevenir esto, algunas plantas generadoras utilizan mangas termocontraíbles en estos puntos. Otra alternativa es cubrir las áreas de cobre expuestas con lubricantes especiales anticorrosión a veces llamados anticorrosivos.



Figura 21. Mangas termocontraíbles.

3. Equipo de Climatización

Los equipos de aire acondicionado son comúnmente encontrados en las plantas geotérmicas. Estos cumplen funciones esenciales como es mantener una temperatura optima en las salas eléctricas y de control, al igual que en las salas de repuestos electrónicos, así, los equipos son operados o resguardados en ambiente más favorable y así poder extender su vida útil. Por experiencias anteriores, se ha descubierto que los aires acondicionados estándar que trabajan en un ambiente rico en H_2S pueden fallar debido al goteo de refrigerante en las espirales de cobre por la corrosión, después de tan solo un año de servicio. Debido a esto es preferible la instalación de un equipo de climatización.



Figura 22. Corrosión en aires acondicionados causados por el H₂S.

4. Red de puesta a tierra

El grado en el que los metales van a ser atacados por la corrosión cuando estos están enterrados en el suelo, la corrosividad del suelo, depende de varias propiedades del suelo:

- Resistividad del suelo
- Porosidad
- pH
- Sulfatos y Cloruros

Muchas de estas condiciones anteriormente mencionadas, pueden ser encontradas en el suelo de campos geotérmicos donde se ubican las plantas generadoras. Esto es de gran importancia, si tomamos en cuenta que la red puesta a tierra deberá tener una vida útil por lo menos igual a la de la planta y que por estar enterrada, es difícil realizarle una inspección.



**Figura 23. Corrosión en la red puesta a tierra ubicada en la Subestación de la planta geotérmica de Berlín.
(Fotografía tomada durante visita de campo).**

5. Gabinetes y Canaletas.

Los gabinetes metálicos que se encuentran en el exterior de las plantas geotérmicas se verán afectados por el H_2S , especialmente los que se encuentran ubicados en los alrededores de la torre de enfriamiento, donde el escape de gases no condensables usualmente se localiza. En unos meses o años, la hoja metálica se empezara a corroer hasta que se le forme un agujero y los gases puedan alcanzar los equipos que se encuentran en su interior. Lo mejor es utilizar gabinetes resistentes a la corrosión



Figura 25. NEMA 4X www.nemapower.com



Figura 24. IP66 www.topcashback.co.uk

Las canaletas de acero pueden ser utilizadas en el exterior de la planta sin problemas. Usualmente el aire del interior es seco. Sin embargo, cuando se instala en el exterior, queda expuesta a la lluvia y el rocío, el acero galvanizado pierde su capa galvánica debido a la combinación corrosiva de gases y humedad.

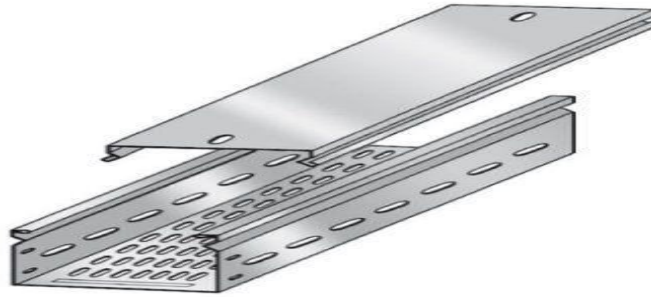


Figura 26. Canaleta de cableado de acero. www.directindustry.com

Para canaleta subterránea, los tubos de PVC o de polietileno son usados sin problema; la única consideración que se debe tomar en cuenta es que, como tienen menor resistencia que los conductores metálicos, tienen que ser enterradas a mayor profundidad, normalmente a una profundidad de 50 cm, para protegerlas del daño.

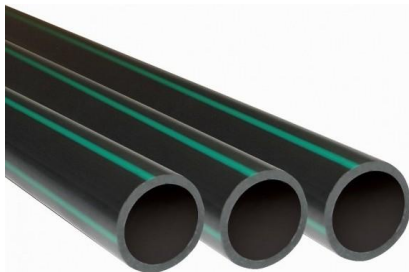


Figura 27. Tubería de polietileno



Figura 28. Tubería de PVC

ESQUEMAS ELÉCTRICOS PROPUESTOS.

Para los esquemas propuestos en este documento se utilizaron las designaciones según norma IEEE std. C37.2-1996, debe aclararse que solo están definidas las protecciones para los esquemas propuestos, por lo cual no se definirá toda la norma, los mismo se encuentran en el anexo 1, además en los diagramas se explicaran las funciones a detalle.

PROPUESTA DE PROTECCIONES GENERADOR.

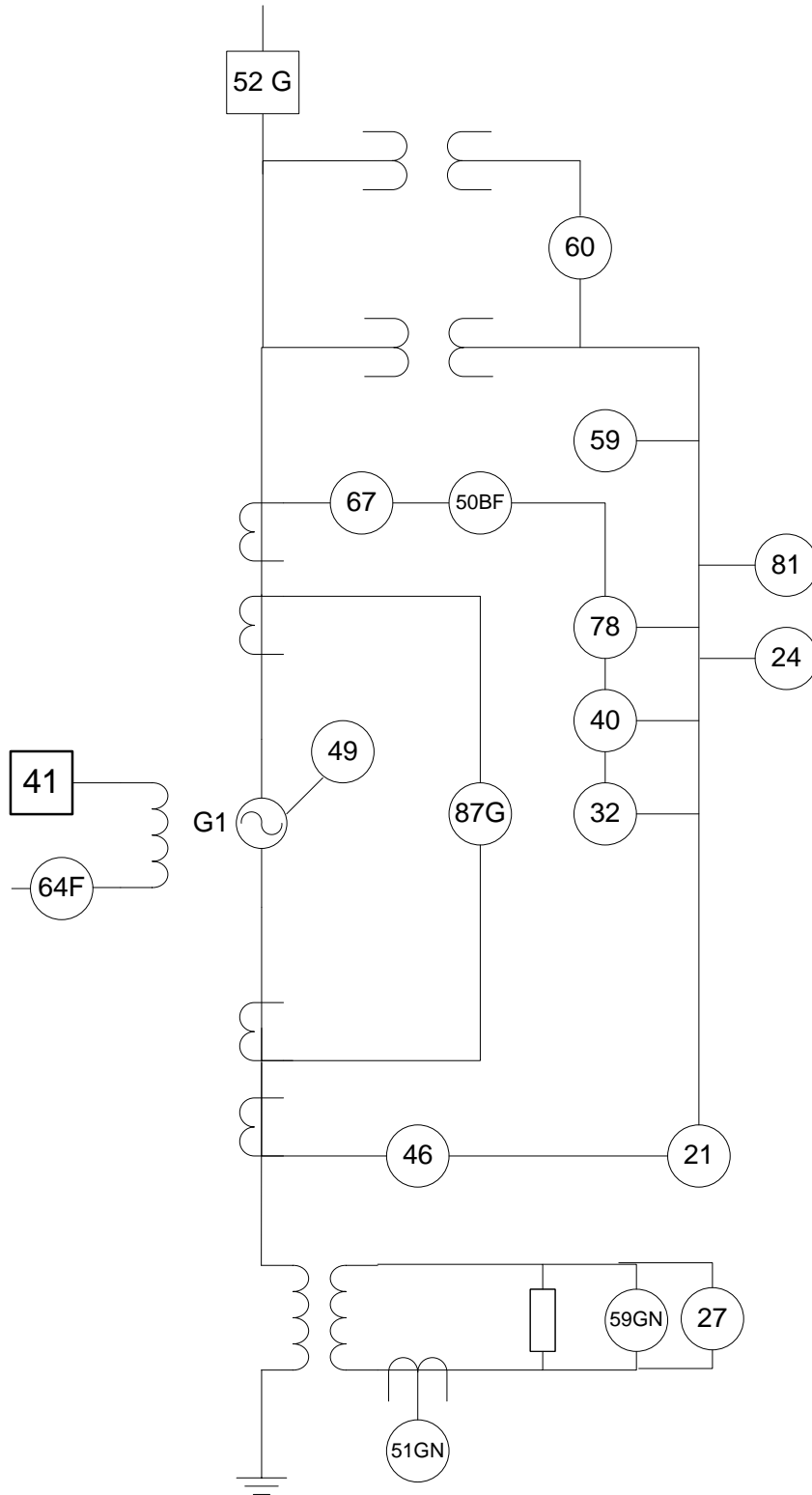


Figura 29 Esquema de Propuesta de protecciones generador.

PROTECCIÓN PARA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA (67). En ocasiones por diversas causas el generador puede energizarse de manera imprevista, mientras se encuentra fuera de línea, en situaciones así, el generador puede motorizarse y las corrientes inducidas pueden dañar el rotor. Durante la energización trifásica en parada, el flujo rotatorio a frecuencia sincrónica es inducido en el rotor del generador.

También existen varios esquemas de protección usados comúnmente para proteger contra energización.

- Relevador de sobrecorriente supervisado por frecuencia(50/81)
- Relevador de sobrecorriente supervisado por tensión(50/27)
- Relevador de sobrecorriente direccional(67)
- Relés de sobrecorriente habilitados con contacto auxiliar(50/41)
- Relevadores de impedancia o a distancia(21)

PROTECCIÓN DE TIERRA DE CAMPO (64F). El circuito de campo de un generador es un sistema de CD no puesto a tierra, una sola falla a tierra no afectara al generador, la presencia de la primera falla a tierra aumenta las posibilidades de que ocurra una segunda falla a tierra, la cual indica un cortocircuito en el devanado, produciendo flujos desbalanceados en el entrehierro de la máquina, los cuales producirán vibraciones y daños a la máquina.

FALLA A TIERRA EN EL DEVANADO DEL ESTATOR (87G/87T). Una falla de fase en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria debido a las altas corrientes encontrada como seria debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina. De resultar fallas graves los costos de reparación y compra de energía para suplir la demanda puede ser importante.

PROTECCIÓN TÉRMICA DEL DEVANADO DEL ESTATOR (49). El calentamiento del devanado de estator puede ser generado por sobrecarga del sistema, la mayoría de los generadores son equipados con un numero de sensores de temperatura para medir la temperatura en el estator, usualmente estos sensores son resistencias variables por temperatura o termopar.

PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA (27). Los relevadores no proveen protección de falla a tierra en puestas a tierra de alta impedancia (conjunto transformador impedancia para puesta a tierra). Para puesta a tierra alta impedancia de generadores el esquema de protección es el esquema de relevador de sobrevoltaje con retardo, conectada a través la impedancia del secundario del transformador, y conjunto de elementos 50/51 para sobrecorriente. Pero este sistema solo cubre un 95% del protección a través del estator, en sistemas de generación con máquinas grandes es importante cubrir el 100% del devanado para proteger de daños al generador, para esto existen diferentes métodos para detectar fallas cerca del neutro del estator.

- Técnica de baja tensión de tercera armónica en el neutro 27
- Técnica de tensión terminal residual de tercera armónica 59T
- Técnica de comparador de tercera armónica 59 D

- Esquema de inyección de tensión. 59 I

CORRIENTES DESBALANCEADAS (46). Las corrientes desbalanceadas de un transformador producen componentes de corriente de secuencia negativa que inducen doble frecuencia de corrientes en la superficie del rotor, anillos, y devanado de campo, estas corrientes pueden causar altas temperaturas y un corto tiempo, se puede usar un relevador de secuencia negativa para detectar este tipo de falla.

PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA (21). Cuando una falla de sistema ocurre en una zona externa al generador y no es cubierta por un fallo del sistema de protección, se utiliza una protección de respaldo, normalmente se usan relevadores de distancia (21) o un relevador de sobrecorriente controlado por voltaje (51V). La elección de tipo de relevador es función del tipo de relevador usado en el sistema de transmisión

PROTECCIÓN PARA FALLA DE INTERRUPTOR (50BF). Se acciona cuando un interruptor no libera una falla o condición anormal en un tiempo específico, desconectando el generador del sistema.

SOBREEXCITACIÓN DEL GENERADOR Y SOBREVOLTAJE (24/59). Ocurre cuando la relación de voltaje/frecuencia aplicada a los terminales del equipo exceda los límites de diseño, para generadores se tiene el límite de 1.05 p.u. en base al mismo, y estos límites se aplican a menos que otra limitante sea suministrada por los fabricantes. El relevador volt por Hertz (24) monitorea esta relación en caso que se dé un aumento voltaje acompañado de un aumento de la frecuencia como suele suceder puede que esta relación se mantenga en los rangos, por lo cual debe monitorearse por separado el voltaje mediante un relevador de sobrevoltaje (59) de esta forma también se visualiza una falla en la regulación de voltaje mientras se monitorea la sobreexcitación.

FRECUENCIAS DE OPERACIÓN ANORMALES (81). Aunque no se ha establecido una norma para la operación a frecuencia anormal de generadores sincrónicos se reconoce que la reducción de frecuencias ventilación reducida y por lo tanto la operación a baja frecuencia deberá ser a kVA reducidos. La operación a baja frecuencia es acompañada por toma de mayor cantidad de corriente del generador, mientras que las altas frecuencias son resultado usual de reducción súbita de la carga. Para evitar estos cambios en la corriente que pueden ser nocivos puede usarse un relevador de baja frecuencia. (81)

MOTORIZACIÓN (32). Este tipo de evento sucede cuando la alimentación del generador es retirada mientras este sigue encendido, debido a que se encuentra conectado a la red, la misma alimenta al generador en reversa inyectándole corriente desde el sistema, cuando esto ocurre el generador actúa como un generador síncrono, este evento puede causar condiciones realmente indeseables, como aumentar la presión de la turbina de vapor, corriendo el riesgo de dañar el blindaje de la misma entre otras cosas. Para evitar este tipo de evento se usa un relevador de detección de potencia invertida (32).

PERDIDA DE CAMPO (40). Cuando un generador síncrono pierde la excitación aumentar radicalmente su velocidad y comenzara a actuar como un generador de inducción. Este evento es perjudicial tanto para el generador como para el sistema de potencia al cual

esté conectado y debe ser detectada rápidamente y el generador ser aislado para evitar daño, esta situación puede incluso generar un colapso de tensión del sistema de una gran área. El método más aplicado para la protección por pérdida de campo es la protección 40 que mide la variación de impedancia vista desde las terminales del generador.

PERDIDA DE SINCRONISMO (78). Existen muchas condiciones de operación anormales, fallas que pueden causar pérdida de sincronismo entre 2 partes de un sistema, de darse estos eventos los generadores fuera de sincronía deben retirarse lo más pronto que sea posible para evitar daños. El método convencional para proteger contra la pérdida de sincronismo es el uso de relevadores de impedancia que analizan la variación de la impedancia aparente vista desde las terminales del elemento del sistema (78)

PERDIDA DE SEÑAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP) (60). Puede ocurrir por diversas causas, la más común falla de fusibles, La pérdida de los TP puede ocasionar mal funcionamiento de otros sistemas de protección que dependan de estos elementos, exponiendo a una falla de mayor magnitud, para eliminar la posibilidad de fallas de operación es común el uso del relevador de balance de voltaje que compara los valores de voltaje de 2 transformadores para verificar su correcto funcionamiento. (Aguirre, 2010)(IEEE, TUTORIAL IEEE DE GENERADORES SINCRÓNICOS)

PROPUESTA DE PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR.

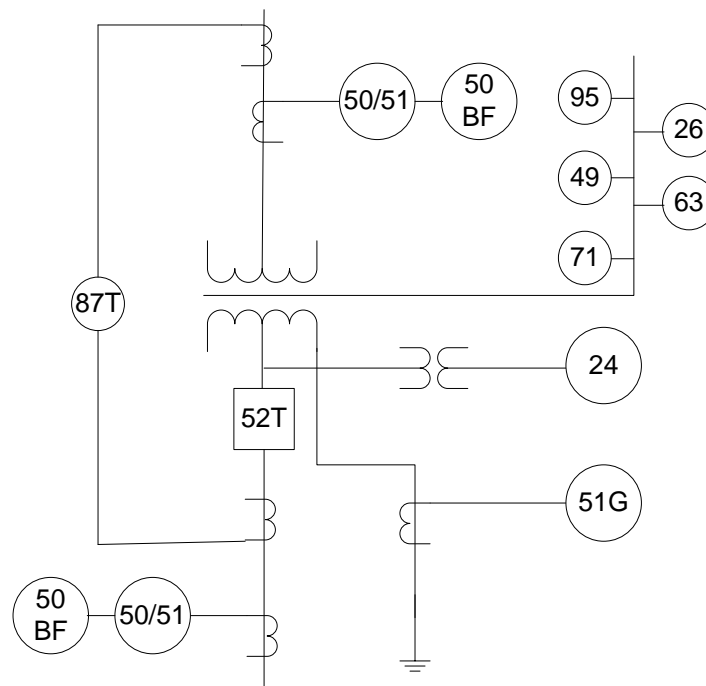


Figura 30 Esquema de Propuesta de protecciones transformador.

PROTECCIONES MECANICAS PARA EL TRANSFORMADOR:

RELEVADOR BUCHHOLZ. (95) Cierta tipo fallas tienden a producir en el interior de la cámara de aceite de transformadores, que se manifiestan como arco eléctrico como fallas incipientes, es decir, el inicio de una falla. Para evitarla se coloca una protección mecánica conocida como Buchholz.

RELEVADOR DE PRESIÓN (63). Cuando una corriente elevada corre a través del devanado se produce calentamiento en el interior del transformador esto acompañado de un arco eléctrico produce gas que aumenta la presión, esto puede producir daño al transformador, un relevador de presión (63) puede prevenir estos daños detectando el cambio en la presión al interior este suele operar antes que los relevador que detectan cambios importantes en las cantidades eléctricas.

TEMPERATURA DE BOBINADO (49). El bobinado de los transformadores puede ser sobrecalentado por temperaturas ambiente elevadas, fallas en el sistema de enfriamiento, fallas externas, sobrecarga o condiciones de servicio anormales. (49) El sobrecalentamiento reduce la vida útil del transformador a una razón de 50% por 10°C arriba del máximo permitido. (IEEE, IEEE PC57.154, 2012)

TEMPERATURA DE ACEITE SUPERIOR (26). Un sensor de temperatura de líquido toma mediciones de temperatura del líquido aislante en la parte superior del tanque, debido a que un líquido caliente es menos denso sube a la parte superior, esto representa la temperatura del devanado debido a la carga del transformador (26). Debe tenerse en cuenta que la temperatura en la parte superior, es menor que la del punto más caliente, por lo cual no es buena idea usar este sensor para temperatura de sobrecargas.

PROTECCIÓN DE NIVEL DE ACEITE (71). Se usa para medir el nivel de líquido aislante en el tanque conservador respecto a un nivel predeterminado medido a una temperatura de 25° C (71).

PROTECCIONES ELECTRICAS PARA EL TRANSFORMADOR:

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE (50/51). Una falla externa al generador, que no sea despejada a tiempo puede ocasionar un severo sobrecalentamiento y dañar el equipo, los relevadores contra sobrecorriente (50/51).

PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA (51G). Se puede obtener una protección bastante sensible a tierra mediante relevadores diferenciales o relevadores de sobrecorriente. Muchos esquemas de usados y dependen de las conexiones del transformador, la disponibilidad de transformadores de corriente, fuentes de corriente de secuencia cero, y diseño del sistema. Para un sistema de aterrizado de baja impedancia puede ser necesario usar relevadores de sobrecorriente con tiempo.

PROTECCIÓN DE SOBREENCITACIÓN (24T). Al igual que el generador, la sobreexcitación en un transformador, puede ocurrir cuando la relación de Voltaje/frecuencia cambia en las terminales del secundario y excede 1.05 p.u. a carga completa. En algunos casos la protección de sobreexcitación puede ser suministrada por el generador, pero cuando el voltaje del transformador es diferente al del generador se debe suministrar protección de suplementaria. (24T)

FALLA DE INTERRUPTOR DEL TRANSFORMADOR (50BF). Se usa el mismo esquema de protección que el generador, en presencia de la falla inicia el temporizador del falla del interruptor, si el interruptor no libera la falla en el tiempo especificado la protección sacara al transformador de la red (50BF). (Aguirre, 2010)

PROPUESTA DE PROTECCIONES DE MOTOR

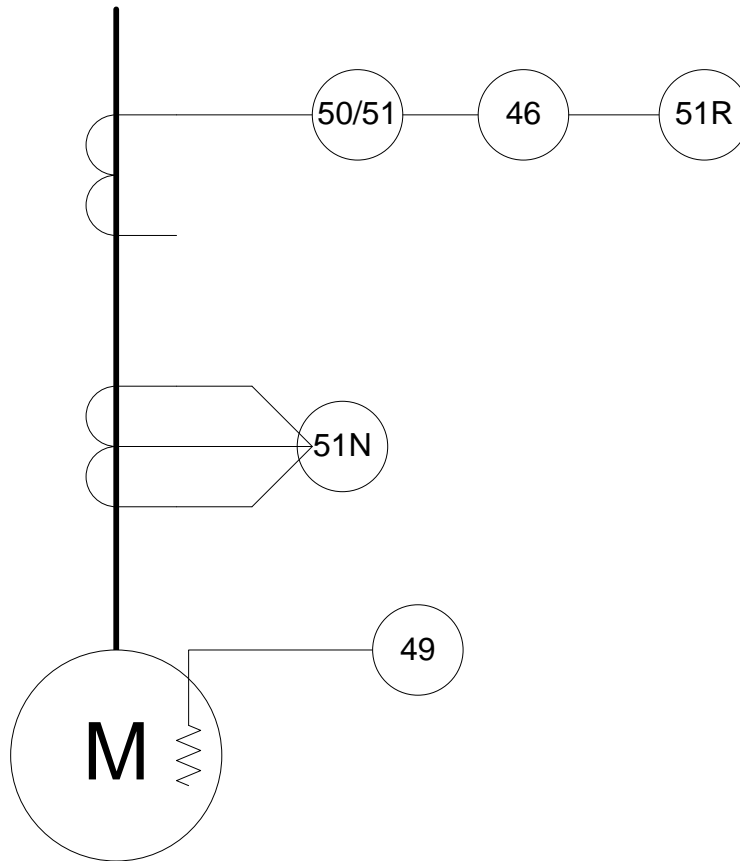


Figura 31. Esquema de Propuesta de protecciones de Motores de inducción.

Las bombas de circulación, ventiladores de torres de enfriamiento y bombas de extracción de gas (cuando no se usan eyectores de gas) son motores eléctricos esenciales para el funcionamiento de plantas geotérmicas. Los sistemas de protección de estos sistemas son muy similares debido a que se usan las protecciones para motores de inducción en todos los casos.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (50/51). Las corrientes que se conducen en una falla pueden ser de gran magnitud dependiendo de la alimentación de los motores, a pesar de esto las protecciones pueden ser para activar alarmas en algunas en lugar de desconexión automática en algunas ocasiones, para tomar las acciones adecuadas. Se usan relevadores de corriente instantánea (50), para detectar fallas en conductor de alimentación, así como fallas severas en el estator. En casos de motores esenciales, un conjunto de relevadores de sobrecorriente instantánea y de corriente inversa pueden usarse (51/50).

PROTECCIÓN PARA SECUENCIA NEGATIVA (46). Cuando existen condiciones de desbalance de voltaje contribuyen a la existencia de corrientes de secuencia negativa.

Estas corrientes inducen corrientes de doble frecuencia que fluyen en los amortiguadores o partes del rotor. El peligro para el rotor es una función del desbalance de la corriente del estator. El relevador de balance de fases (46) compara las magnitudes de la fase y cuando difieren en una cantidad predeterminada la protección entra en operación.

PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA (51N). Para motores se requiere gran sensibilidad para las fallas a tierra, por eso deben usarse relevadores de falla a tierra (51N) usando transformadores de corriente que detectan un desbalance en la corriente, cuando se da una falla. Mientras opere de forma normal las corriente deberán ser iguales, si ocurre una falla la corriente en alguna de las líneas la corriente aumentara y dejaran de ser iguales lo que dispara el relevador. Esta protección debe cubrir las 3 líneas para que el valor de corriente medida sea siempre cero.

PROTECCIÓN DE ROTOR BLOQUEADO (51R). La falla de un motor al momento de acelerar, cuando el estator esta energizado puede inducir a muchas condiciones anormales, incluyendo fallas mecánicas del motor, cojinetes de carga, bajo suministro de voltaje, o una apertura de una fase en un sistema trifásico. Este tipo de falla puede ser cubierta por un relevador de sobrecorriente 51R con características de inversión para detectar corrientes que se generen al máximo torque permitido del motor.

SOBRECALENTAMIENTO DE DEVANADO DEL ESTATOR (49). El propósito del relevador de sobrecalentamiento del estator (49) es detectar temperatura excesiva antes que ocurra daño en el motor. Esta protección suele ser ajustada para hacer sonar una alarma con la supervisión adecuada. A veces 2 configuraciones de temperatura son establecidas, una inferior para sonar una alarma y otra superior para dispar la protección.

ESQUEMAS DE SUBESTACION PROPUESTOS.

Para empezar la descripción de los esquemas se explicara la funcionalidad una subestación con un arreglo de barras de interruptor y medio, y la configuración de barra principal-barra de transferencia y se realizara una comparación cualitativa entre ellas.

ARREGLO DE BARRA CON INTERRUPTOR Y MEDIO.

Primeramente se debe observar que para la configuración planteada en la metodología, hay que usar 6 interruptores de potencia, además aunque este diagrama no muestra la configuración de protecciones, la misma usa más transformadores para protección en los buses, como se verá más adelante, este esquema contiene más componentes a simple vista que la configuración de barra principal y barra de transferencia.

Su funcionamiento es el siguiente, si se numerara los interruptores de izquierda a derecha, del 1 al 6, se puede observar que accionarse el interruptor 2 por una falla o por mantenimiento, se puede llegar a la línea 1(L1) a través del interruptor 1, a través de las barras al interruptor 3, si la conexión del generador 1 a través del interruptor 1 fallara puede recorrer por medio de los interruptores 2, 3 y luego a partir de la barra recorrer los

demás interruptores para alimentar la segunda barra. Se observa que para cualquier apertura de un interruptor existe otro camino hasta llegar a la línea. Esto brinda mayor confiabilidad al sistema pero incrementa considerablemente el precio de la configuración.

Dado que se usan 2 barras energizadas se utilizan 2 zonas de protección, además la configuración ideal para este diagrama cuenta mayor cantidad de transformadores de corriente que verifican las entradas y salidas de corriente como se observa en la figura.

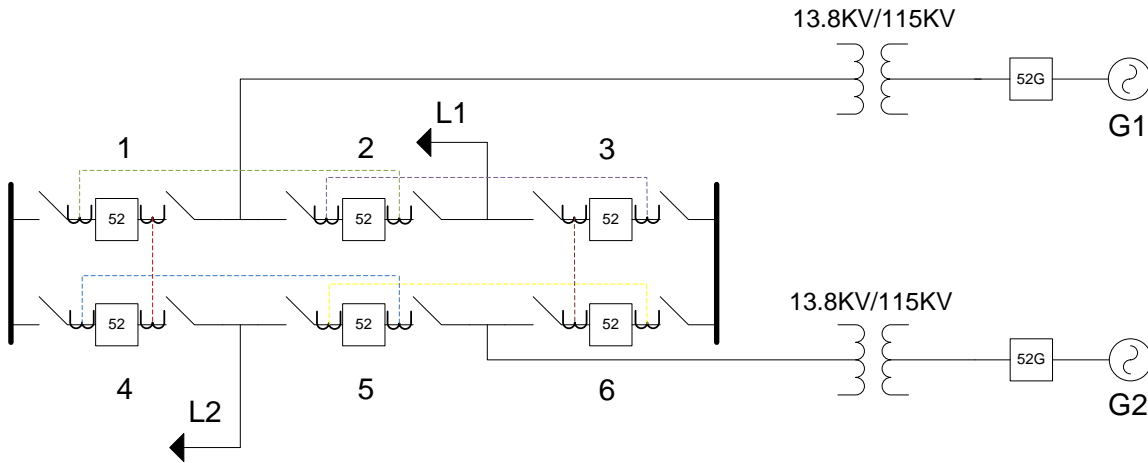


Figura 32 Subestación Doble Barra con Interruptor y medio

ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL – BARRA DE TRANSFERENCIA.

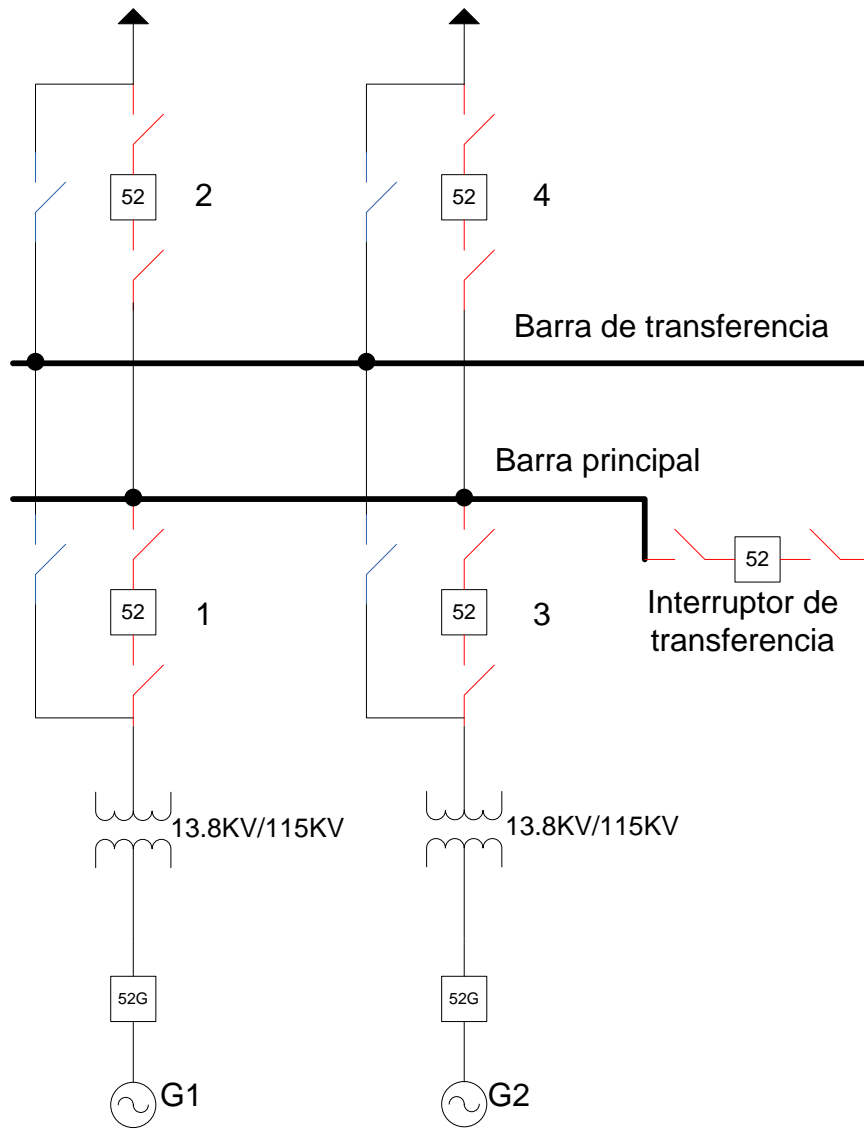


Figura 33. Esquema de Subestación Barra Principal – Barra de Transferencia.

La configuración de barra principal – barra de transferencia, ofrece una forma confiable y más económica de mantener la alimentación de las líneas tomemos el ejemplo de los interruptores que corresponden a generador 1, si cualquier de los 2 interruptores de ese bus fallaran, por ejemplo el interruptor 1, se puede llegar a la línea a través de la línea de transmisión activando el interruptor de transferencia viajando por este a la barra principal y luego a través del interruptor 2 a la línea, así sucesivamente con todos los interruptores, esta configuración ofrece un grado de confiabilidad aceptable para el sistema propuesto, se debe aclarar que la configuración de interruptor y medio, suele ser más confiable pero se incurriría en mayores costos, pues cada componente extra que se maneje requiere protecciones. Además, se puede observar a simple vista que un interruptor extra es

necesario entre cada configuración. Es decir, sin considerar transformadores para protección y medición, relevadores de protección, y otros componentes.

PROPUESTA DE PROTECCIONES DE SUBESTACION.

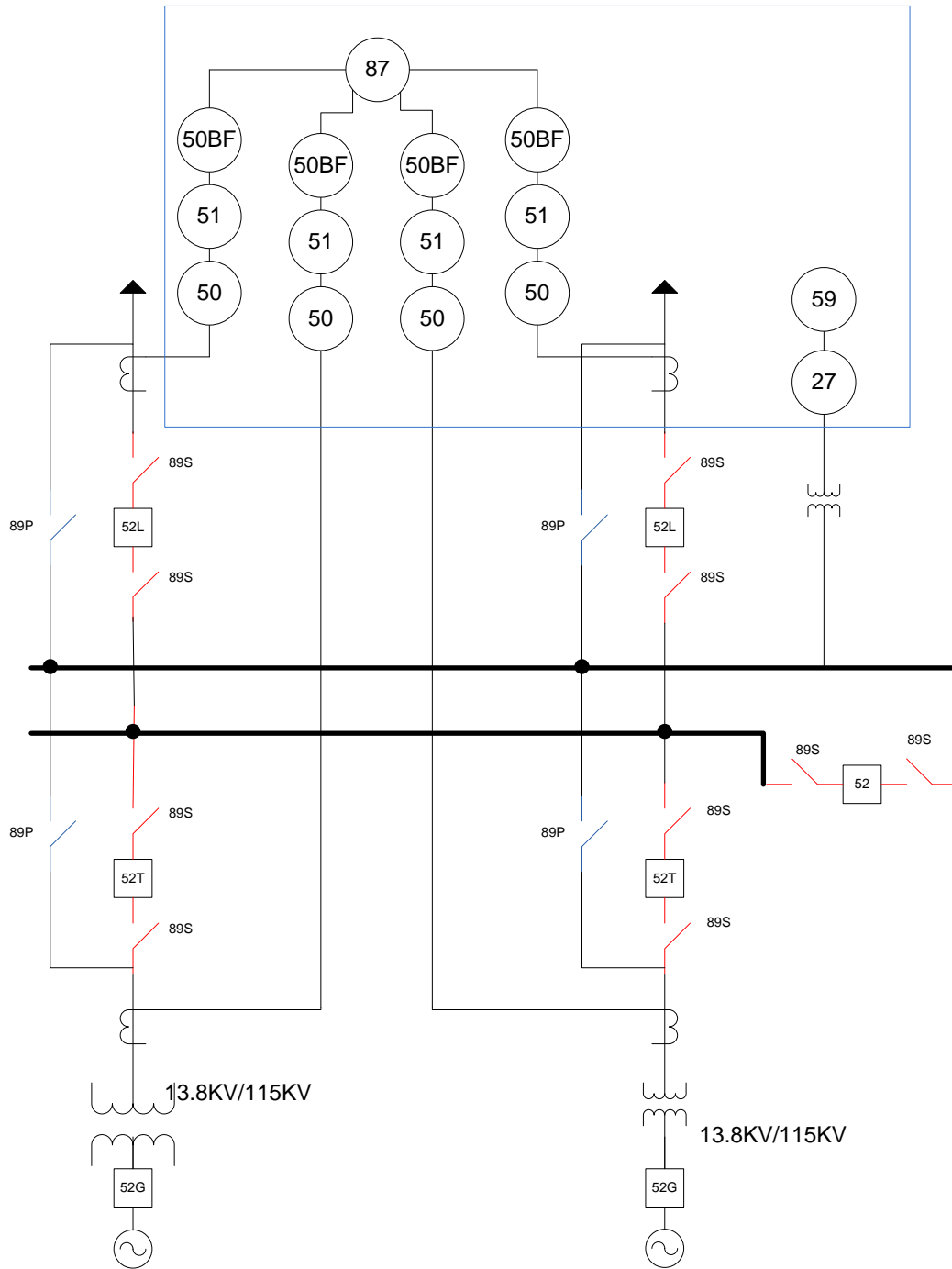


Figura 34. Esquema de Protecciones para una subestación (Barra Principal-Barra Transferencia).

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (50/51). En caso de una falla en el bus, una corriente elevada debido a una falla de línea a tierra, podría inducir tensión en la línea de transmisión y dirigirse hacia las barras y transformador, pudiendo producir daño en las mismas, es recomendable usar una protección de sobrecorriente (51) que active el interruptor para evitar daño en los equipos adyacentes aislando la falla y dejando un camino libre a través de la barra de transferencia.

PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL INTERRUPTOR (50BF). Al momento de detectarse una sobrecorriente, se activa automáticamente el temporizador del relevador de falla de interruptor, si después de un tiempo no se despeja la falla, la protección de falla del interruptor (50BF) se encarga de sacar el la zona afectada para mantener la integridad de los equipos.

PROTECCIÓN DE FALLA EN BUS (87). Cuando ocurre una falla a tierra de alguno de los buses, la corriente que entra y sale del arreglo cambia, este efecto puede traer efectos nocivos sobre el sistema de no ser detectados por el relee de sobre corriente dependiendo de donde se origine la falla, cuando esto sucede un relevador diferencial de corriente (87) en el bus entra en acción, detectando la variación de entrada y salida de la corriente.

BAJO Y SOBREVOLTAJE (59/27). En caso que ocurra una descarga sobre la línea de transmisión, o un cambio repentino en la carga a causa de maniobras, se puede presentar cualquiera de estos efectos, los mismos pueden dañar equipos o afectar severamente el aislamiento de la subestación, para remediar esto se usan protecciones de sobrevoltaje (59) y de bajo voltaje (27), que activan protecciones de disparo o ajustan en algunos casos los tap de los transformadores para suplir los cambios de voltaje.

PROYECCIÓN ECONÓMICA.

PRESUPUESTO

Para definir un presupuesto del costo de una subestación hay que tomar que tomar en consideración varios aspectos entre ellos obras civiles y equipos a utilizarse en la subestación. A continuación se presenta un plano presupuestario.

En la primera tabla se aprecian los costos de equipos utilizados en una subestación.

Tabla 9 Presupuesto

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario US\$	Precio Total US\$
Equipos de Subestación					
1	Suministro de Equipos y Materiales				
1.1	Interruptor 115 KV	Unidad	5	79,000.00	395,000.00
1.2	Seccionador Pantógrafo 115 KV	Unidad	4	20,000.00	80,000.00
1.3	Seccionador (cuchilla giratoria)	Unidad	10	20,700.00	207,000.00
1.4	Generador 25 MW	Unidad	2	11000,000.00	22000,000.00
1.5	Transformador de 37.5 MVA	Unidad	2	775,000.00	1550,000.00
1.6	Transformador de corriente	Unidad	12	15,000.00	180,000.00
1.7	Transformador de Potencial	Unidad	12	15,000.00	180,000.00
1.8	Interruptor de Potencia 13.2 KV	Unidad	2	30,000.00	60,000.00
1.9	Pararrayos ZnO 96 KV	Unidad	6	1,441.00	8,646.00
1.10	Gabinete de Protecciones	Conjunto	6	35,000.00	210,000.00
	Total:				24,870,646.00

Datos suministrados por la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), costo del año 2015

Nota: Los costos presentados son un estimado, se debe tomar en cuenta que el precio de los equipos eléctricos varía dependiendo de las especificaciones técnicas particulares para cada planta geotérmica.

En la segunda tabla que se presenta a continuación se presentan costos de obras civiles a realizarse.

Tabla 10 Costos de obras civiles

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario US\$	Precio Total US\$
1	Obras Provisionales				
1.1	Replanteo Topográfico	Km	2.9	2,000.00	5,800.00
1.2	Inspección de terreno	Km	2.9	800.00	2,320.00
1.3	Corte y Eliminación de Arboles	Und	60	35.00	2,100.00
1.4	Reposición de Arboles	Und	600	10.00	6,000.00
1.5	Vía de acceso	Km	0.4	15,000.00	6,000.00
1.6	Habilitación de Almacén	Und	1	10,000.00	10,000.00
	Sub Total:				32,220.00
2	Excavación de Suelo	m ³	1,225	10.00	12,250.00
	Sub Total:				12,250.00
3	Relleno y Compactado				
3.1	Relleno de Suelo	m ³	1,225	30	36,750.00
3.2	Compactado de Suelo	m ³	1,225	20	24,500.00
	Sub Total:				61,250.00
4	Otros Gastos				
4.1	Enmallado	rollos (1.82 x 30.48)	82	66.52	5454.64
4.2	Imprevistos	Global	1	40,000.00	40,000.00
	Sub total:				45454.64
Total Obras Civiles sin Impuesto:					151,174.64

Datos obtenidos de CESEL S.A del Perú año 2011 www.proyectosapp.pe y www.cesel.com.pe

Nota: Los costos de las obras civiles presentados, son para la construcción de una subestación. Estos costos pueden variar según topografía del terreno.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El conocimiento de los sistemas eléctricos de potencia en una central generadora es vital para mantener operando la planta de forma correcta y coordinada, es importante conocer, como están configurados estos equipos, sus funciones dentro de la planta y como están protegidos para reaccionar de manera inmediata en caso de una falla, para prevenir daños severos, o incluso para realizar un mantenimiento de la manera más eficiente, sin incurrir en gastos que se podrían evitar fácilmente, el no conocer estos elementos puede retrasar la puesta en marcha de la planta o su recuperación inmediata después de una falla, alargando su periodo de inactividad y con esto los costos asociados a un cese en las actividades y además puede significar un daño importante o súbito en los equipos.

En las plantas geotérmicas, los equipos que se encuentran en el exterior de la planta sufren más daño por corrosión que los que se encuentran en el interior. Ya que estos están expuestos, a la corrosión producida por el H₂S, mientras, que los que están en el interior se encuentran en un clima controlado por los sistemas de acondicionamiento y esto hace que exista menos contacto con los gases de la atmosfera.

Se recomienda, en especial, para los equipos ubicados en el exterior, mantener un mantenimiento preventivo periódicamente. Este mantenimiento debe incluir cubrir los equipos con anticorrosivos para poder evitar mayores daños en estos y así poder prolongar su vida útil. Con esto no solo tenemos un impacto positivo en términos económicos, sino, también en la bien andanza de la generación de la planta.

En conclusión se podría decir que mientras más complejo y eficaz sea el sistema de protecciones, este tendrá un gran impacto en el costo. Dado a que mientras mejor sea la calidad de las protecciones a usarse el costo es más elevado pero el gasto en mantenimientos se reduce y la vida útil de los equipos se alarga.

AGRADECIMIENTOS.

En principio, gracias a Dios, por permitirme llegar con bien al final de este proyecto, gracias por mantenerme sano y con la frente en alto durante el desarrollo de este curso, a mi familia, mi padre Edmundo Santamaría, mi madre Rina Doratt de Santamaría y mi hermana Ingrid Michelle Santamaría, gracias por siempre apoyarme en todos mis proyectos de vida, sepan que todos mis logros son para ustedes, un agradecimiento especial a nuestro asesor, Luis Aguirre por guiarnos a lo largo de este proyecto final y transmitirnos parte de sus conocimientos, y a mis compañeros de proyecto Pedro García y Mario Peralta, pues fue un camino largo que recorrimos entre risas y apuros, pero que logramos salir siempre adelante, muchas gracias.

Sergio Edmundo Santamaría Doratt.

Agradezco infinitamente a Dios por haber permitido que completase un nuevo desafío en mi vida, me acompañó durante todo el desarrollo y mantenerme firme hasta alcanzar tan añorada meta. A mi familia, mi padre Luis García, mi madre Rosa Hilda Reyes y mi tía Mari Reyes que me acompañaron y apoyaron en todo momento a lo largo de este proyecto con sus palabras y motivación llenas de comprensión y amor.

A nuestros profesores, que con firme determinación nos compartieron sus conocimientos y nos hicieron con cada clase más sabios y con sus exámenes nos hicieron mejores.

A nuestro asesor Luis Aguirre, el cual fue como un faro que nos guio durante nuestro camino y nos ayudó a mantenernos siempre en la dirección correcta para alcanzar nuestros objetivos planteados en este documento. Por último, agradezco a mis compañeros de trabajo de graduación Mario Peralta y Sergio Doratt, que a pesar de los inconvenientes logramos terminar a tiempo y alcanzando el éxito.

Pedro David García Reyes.

Primeramente quiero agradecerle a Dios por darme la bendición de haber culminado con éxitos estos estudios. Segundo a mi esposa y mis hijas por ser el motivo principal que me inspira a siempre querer salir adelante. A mi papa y mi mama por siempre apoyarme incondicionalmente. También quisiera agradecer a la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) por depositar su confianza en mí para cursar este diplomado. Por último a los docentes y alumnos del PREG 2015 por estar cinco meses vividos que los recordare siempre con la misma gratitud que los viví.

Mario José Peralta Rivas.

REFERENCIAS

- ABB. (s.f.). *Horizontal center break disconnecter.*
- ABB. (s.f.). *Horizontal center break disconnecter.*
- ABB. (s.f.). *Semi-pantograph disconnecter DSSP.*
- ABB. (s.f.). *Horizontal knee disconnecter Horizontal type GW57.*
- ABB, D. C. (2013). *ABB High Voltage Products Live Tank Circuit Breakers.*
- Aguirre, L. (2010). **MAIN CONSIDERATIONS IN THE PROTECTION SYSTEM DESIGN FOR A GEOTHERMAL POWER PLANT.**
- Chapman, S. J. (2005). *Maquinas Electricas.*
- Harper, E. (2006). *Elementos de diseño de Subestaciones Electricas.*
- IEEE. (1996). IEEE Std C37.2-1996. *IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations.*
- IEEE. (1999). IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power. *IEEE C6211-1999.*
- IEEE. (2000). IEEE Std C37.06-2000. *AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.*
- IEEE. (2012). IEEE PC57.154. *Standard for the Design, Testing, and Application of Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers Using High-Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures.*
- IEEE. (s.f.). **TUTORIAL IEEE DE GENERADORES SINCRÓNICOS.** The Power Engineering Education Committee.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control.*
- Mora, J. F. (2003). *Maquinas Electricas.*
- Rivera, M. (2007). **DESIGN CONSIDERATIONS FOR RELIABLE ELECTRICAL, CONTROL AND INSTRUMENTATION SYSTEMS IN GEOTHERMAL POWER PLANTS WITH EMPHASIS ON HYDROGEN SULPHIDE RELATED PROBLEMS.** *UNU-GTP-2007-20.*
- Siemens. (2009). *Transformadores de proteccion y medida 4M.*

ANEXOS

NÚMEROS DE FUNCION DE DISPOSITIVOS Y DESIGNACIÓN DE CONTACTOS.

Dispositivo N° 21 - Relevador de distancia: Dispositivo que se activa cuando la admitancia, impedancia o reactancia aumenta o disminuye dado un valor predeterminado.

Dispositivo N° 24 – Relevador de relación Voltio/Hertz: Dispositivo que opera cuando la relación de voltaje/frecuencia se encuentra arriba de un valor predeterminado o está debajo a otro valor predeterminado, este relevador puede tener una combinación de características instantáneas o con retraso.

Dispositivo N° 26 – Dispositivo de reacción térmica: Dispositivo que se activa cuando la temperatura de un aparato protegido (Diferente al de los devanados de transporte de carga de máquinas y transformadores que son cubiertos por el dispositivo 49) o un líquido otro medio que exceda determinado valor, o cuando la temperatura de un aparato protegido o algún medio disminuye por un determinado valor.

Dispositivo N° 27 – Relevador de bajo voltaje: Dispositivo que opera cuando la entrada de voltaje es menor que el valor predeterminado.

Dispositivo N° 32 – Relevador de dirección de flujo de potencia: Dispositivo que opera a una determinada dirección de flujo de potencia en una dirección dada así como flujo en reversa que resulta en la motorización de un generador después de la pérdida de su fuerza motriz.

Dispositivo N° 40 – Relevador de campo: Relevador que funciona dada una corriente de campo de una maquina anormal ya sea alta o baja, o con un valor excesivo de la componente reactiva de la corriente de armadura in una máquina de AC indicando un campo anormal de excitación.

Dispositivo N° 46 – Relevador de corriente de fase inversa o fase fuera de balance: Dispositivo en un circuito polifásico que funciona de acuerdo a un valor determinado de voltaje polifásico en una secuencia de fases, cuando este voltaje se encuentra desbalanceado o se encuentra en un voltaje de secuencia de fases negativa excede un valor predefinido.

Dispositivo N° 49 – Relevador térmico de maquina o transformador: dispositivo que se activa cuando la temperatura de bobinado de armadura de una maquina o los devanados de transporte de carga exceden un valor predefinido.

Dispositivo N° 50– Relevador de sobrecorriente instantánea: Dispositivo que opera sin retraso de tiempo intencional, cuando la corriente excede un valor predefinido.

Dispositivo N° 51 – Relevador de sobrecorriente inverso: Dispositivo que funciona cuando una entrada de corriente AC excede un valor predefinido, y en la cual la entrada

de corriente y el tiempo están inversamente relacionados a través de una porción substancial del tiempo de la gama de rendimiento.

Dispositivo N° 52 – Interruptor AC (“Circuit Breaker”): Dispositivo que es usado para cerrar e interrumpir un circuito AC bajo condiciones normales o interrumpirlo a condiciones de falla o emergencia.

Dispositivo N° 59 – Relevador de sobrevoltaje: Dispositivo que entra en función cuando la entrada de voltaje excede un valor predefinido

Dispositivo N° 60– Relevador de balance de corriente o voltaje: Dispositivo que opera dada una diferencia de voltaje o corriente en las entradas o salidas de 2 circuitos.

Dispositivo N° 63 – Interruptor de presión: Dispositivo que se activa a una presión dada o en un cambio predefinido de presión.

Dispositivo N° 64 – Relevador de detección de tierra: Dispositivo que opera debido a la falla de aislamiento a tierra de una maquina o dispositivo. (Nota: Esta función no aplica a dispositivos conectados al secundario de un transformador de corriente para aterrizado del sistema, donde otros dispositivos de sobrecorriente con sufijos G o N deben usarse; por ejemplo, 51N para una sobrecorriente AC conectado en el neutro del secundario del transformador de corriente)

Dispositivo N° 67 – Relevador de corriente AC direccional: Dispositivo que se activa por el de una sobrecorriente de AC en una dirección predefinida.

Dispositivo N° 71 – Interruptor de nivel: Dispositivo que se activa dado un nivel predefinido o dado un margen de cambio de nivel.

Dispositivo N° 78 – Relevador de medición de ángulo de fase: Es un dispositivo que se activa a un determinado ángulo de fase entre 2 voltajes o 2 corrientes o entre voltaje y corriente.

Dispositivo N° 81 – Relevador de frecuencia: Dispositivo que responde a la frecuencia de una función eléctrica, operando cuando la frecuencia o el índice de cambio de la frecuencia excede o es menor a un valor predefinido.

Dispositivo N° 87 – Relevador de protección diferencial: Dispositivo que funciona debido a la diferencia de porcentaje, ángulo de fase o cualquier otra cantidad medible de 2 o más corrientes o cantidades eléctricas.(IEEE, IEEE Std C37.2-1996, 1996)