

CENTRALES DE GENERACION Y SUBESTACIONES ELECTRICAS



Francisco H. Núñez Ramírez, MSEE

Francisco H. Núñez Ramírez, MSEE

**CENTRALES DE GENERACION Y
SUBESTACIONES ELECTRICAS**

**Santo Domingo
2015**

**CENTRALES DE GENERACION Y
SUBESTACIONES ELECTRICAS**

Autor:

Francisco H. Núñez Ramírez

Primera edición:

Diciembre 2015

ISBN:

Diseño de cubierta:

Manrique Donastorg Peña

Diagramación:

Francisco H. Núñez Ramírez

Impresión:

Universidad APEC

Reservados todos los derechos.

**Se prohíbe toda reproducción parcial o total
por cualquier medio gráfico o electrónico.**

Impreso en la República Dominicana * Printed in the Dominican Republic

DEDICATORIA

Al Señor Jesús, que es un Dios bueno, porque sin la fe en Él no podría enfrentar las vicisitudes que la vida nos presenta.

A mi compañera de siempre, Marilyn, por ser mi mayor apoyo en los momentos de flaquezas y dificultades; y por ser el complemento de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Dn. Ramón y Dña. Grecia, verdaderos ejemplos de esfuerzo y sacrificio.

A mis adorados hijos, Carlos Miguel, Carolina Marilyn y Christian Manuel, porque gracias a ellos he comprendido el verdadero significado del amor desinteresado.

A mis maravillosos nietecitos, Carlos y Sarah, y a los que aún no han nacido, quienes llenan de alegría mi vida.

A mis hermanos, Ramón y Mercy, por contribuir con la formación de un hogar cuyo Norte fue siempre el estudio, la dedicación y la honradez.

Al colega y amigo, Ing. Genris Reyes Vásquez, por motivarme a publicar este texto de ingeniería.

A la Universidad APEC (UNAPEC) por hacer posible la publicación de esta primera Edición.

ACERCA DEL AUTOR



El autor posee la Maestría en Ingeniería de Potencia Eléctrica del Rensselaer Polytechnic Institute (RPI), Troy, New York, USA. Grado de Ingeniería Eléctrica y Mecánica de la Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD), honor “Magna Cum Laude”. Profesor de la Universidad Autónoma de Santo Domingo, de la Universidad APEC y de la Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra, en la República Dominicana, en las cátedras de potencia eléctrica. Decano de Ingeniería e Informática en la Universidad APEC. Profesional en ejercicio desde el año de 1977 y consultor de ingeniería desde el año de 1990.

INTRODUCCION

Esta Primera Edición de **Centrales de Generación y Subestaciones Eléctricas** es el producto de más de treinta y ocho años de ejercicio profesional de la ingeniería eléctrica. También es hijo de más de quince años de docencia en las Universidades Autónoma de Santo Domingo (UASD), Acción Pro Educación y Cultura (UNAPEC) y Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra (PUCMM). Es fundamentalmente un libro de consulta profesional para profesionales y estudiantes de ingeniería eléctrica de potencia.

Está conceptualizado en dos grandes bloques. El primero, que abarca desde el Capítulo I hasta el Capítulo VIII, está dedicado a tratar aspectos relativos a las centrales de generación eléctrica. El segundo bloque, conformado por los Capítulos IX al XIV, va dirigido a estudiar las subestaciones eléctricas y los dispositivos de control y protección de los sistemas eléctricos de potencia, así como el comportamiento de los sistemas interconectados, en términos de estudios de estabilidad y despacho económico de centrales eléctricas.

Aspiramos a que **Centrales de Generación y Subestaciones Eléctricas** se convierta en un texto de consulta permanente y un referente para aquellos profesionales de la ingeniería eléctrica interesados en mantenerse actualizados en sus conocimientos académicos.

El Autor

PRESENTACION

Existe suficiente información sobre los distintos elementos asociados a los sistemas eléctricos de potencia; sin embargo, la misma se encuentra tan dispersa, que para los estudiosos de la ingeniería resultaba más que imperioso poder contar con una compilación tan elaborada y minuciosa como la que hoy finalmente llega a nuestras manos, en este interesante volumen elaborado por el Ingeniero Francisco H. Núñez Ramírez, a partir de la experiencia acumulada en décadas de ejercicio profesional y actividad docente, a nivel nacional e internacional.

A diferencia de otros libros, que abordan los sistemas eléctricos de potencia solamente de forma teórica, este vincula con bastante precisión y de manera simple, la teoría y la práctica en cada uno de los temas tratados, facilitando así su asimilación y comprensión.

Para su estructuración, el autor ha tomado en consideración el orden lógico y la secuencia natural en que deben ser analizados todos y cada uno de los componentes del sistema eléctrico de potencia, desde su origen, en los distintos centros de generación, hasta los centros de consumo, cualquiera que sea su naturaleza, incorporando los conceptos fundamentales y el detalle pormenorizado de los equipos auxiliares y de transformación, las redes eléctricas para su distribución y los mecanismos de protección necesarios, partiendo del hecho consabido de que la correcta planificación, el criterio de selección de cada elemento, su homogeneidad y adecuada interconexión, habrán de definir la forma en que opere, como un todo, dicho sistema.

La diversidad de formas en que se encuentran en la naturaleza los recursos primarios necesarios para la generación de la energía eléctrica, implica la optimización permanente de los procesos que involucra su transformación; por esta razón, en el presente volumen se han incluido aspectos tan críticos como la relación entre las propiedades y la composición de los principales combustibles actualmente utilizados, por tipo de central, para la producción de este insumo vital para el desarrollo de las actividades cotidianas.

Mediante el empleo de distintos enfoques de los temas abarcados, la obra ha sido escrita con un nivel de complejidad tal que sin caer en lo básico permite, con relativa facilidad, vincular los conceptos con las situaciones que cotidianamente se presentan en cualquiera de los componentes de un sistema eléctrico de potencia, reforzando los planteamientos teóricos con imágenes, cuadros y esquemas que ilustran de manera sencilla los argumentos vertidos, facilitando de esta forma el aprendizaje.

Por su contenido y la manera en que están secuenciados los capítulos, bien puede servir como texto de base para la enseñanza de esta rama de la ingeniería, como material de consulta para profesionales interesados en afianzar sus conocimientos o como guía de

asesoramiento para los ingenieros que se ocupan de la operación, planificación o análisis del funcionamiento de centrales de generación y subestaciones eléctricas.

Se trata pues, de un aporte bibliográfico de significativa importancia.

Si bien educar es una forma noble de transmitir conocimientos, contribuir al ensanchamiento del universo bibliográfico, como legado a las generaciones presentes y futuras es enaltecedor, no solo por lo complejo de la producción intelectual, sino por lo desconcertante del proceso mismo de combinar, con trabajo arduo y continuo, los aspectos básicos para aportar las destrezas necesarias a los que se abren paso en el mundo de la ingeniería eléctrica y aun a aquellos con cierto nivel de formación en estas áreas del saber.

Compartir y poner al servicio y disposición de educandos y educadores los conocimientos y experiencias acumulados a lo largo de una vida de dedicación y entrega permanente, es un acto noble de desprendimiento que contribuye positivamente a la construcción de una mejor nación, al proveerles de la posibilidad de tener, en un solo volumen, las herramientas con las cuales hacerse de una formación más integral y una visión más universal de los temas que han sido tratados en este libro, legando a la vez al acervo cultural dominicano una impronta que ha de prevalecer en el tiempo.

Esta presentación no pretende, en modo alguno, hacer un análisis sintetizado de los contenidos temáticos que son abordados en las páginas interiores del libro, pero sí adelantar que se trata de una obra didáctica en la que los valores educativos son puestos al servicio de la comunidad docente, al servir como texto de base o complemento a estudiantes y profesores de ingeniería, o bien como referente de consulta para aquellos profesionales que requieran, en un momento dado, material con el cual sustentar sus análisis, de cara al diseño o la ejecución de un determinado proyecto.

Genris Reyes Vásquez, MSc, MDSN

CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| Capítulo 1: Centrales Eléctricas | 1 |
| 1.1 Clasificación de las centrales eléctricas | |
| 1.2 Clasificación según la función de la central | 2 |
| 1.2.1 Centrales de servicio general | |
| 1.2.2 Centrales primarias o de base | |
| 2 1.2.3 Centrales secundarias o de picos | |
| 1.2.4 Centrales auxiliares o de emergencia | |
| 1.3 Clasificación según el tipo de corriente que generan | 3 |
| 1.3.1 Centrales de corriente continua | |
| 1.3.2 Centrales de corriente alterna | |
| 1.4 Clasificación según la energía primaria utilizada | 5 |
| 1.4.1 Centrales termoeléctricas a vapor | |
| 1.4.2 Centrales termoeléctricas con turbinas de gas | |
| 1.4.3 Centrales de ciclo combinado | |
| 1.4.4 Generador de vapor de recuperación de calor | |
| 1.4.5 Centrales hidroeléctricas | |
| 1.4.6 Centrales nucleares | |
| 1.4.7 Centrales de motores de explosión | |
| 1.4.8 Centrales eólicas | |
| 1.4.9 Centrales solares térmicas y fotovoltaicas | |
| 1.4.10 Centrales de biomasa | |
| Capítulo 2: Generadores de Centrales Eléctricas | 13 |
| 2.1 Generador eléctrico | 13 |
| 2.1.1 Principios de funcionamiento | |
| 2.2 Armadura o estator | 13 |
| 2.3 Campo o rotor | 15 |
| 2.4 Curvas características del generador | 17 |
| 2.4.1 Curvas de saturación y de impedancia sincrónica | |
| 2.4.2 Curvas típicas “V” | |
| 2.4.3 Curvas de capacidad reactiva | |
| 2.5 Enfriamiento del generador | 20 |
| 2.6 Sincronización del generador al sistema eléctrico de potencia | 22 |
| 2.7 Puesta a tierra del generador | 23 |
| 2.7.1 Conexión directa a tierra | |
| 2.7.2 Conexión a través de una resistencia | |
| 2.7.3 Conexión a través de una reactancia inductiva | |
| 2.8 Condiciones anormales de operación de un generador | 28 |
| 2.8.1 Operación con carga desbalanceada. Análisis a partir del método de las componentes simétricas | |
| 2.8.2 Pérdida de excitación | |

| | |
|--|-----------|
| Capítulo 3: Sistemas de Excitación de Generadores | 32 |
| 3.1 Sistema de excitación del generador | 32 |
| 3.2 Sistema de excitación rotativo | 32 |
| 3.2.1 Excitador rotativo o excitatriz | |
| 3.2.2 Generador de Amplidina | |
| 3.2.3 Regulador de tensión | |
| 3.2.4 Funciones auxiliares y de automatización | |
| 3.3 Sistema excitación estático | 37 |
| 3.4 Sistema de excitación estático con transformadores SCT's y PPT's | 38 |
| 3.4.1 Transformadores potenciales de energía o PPT's | |
| 3.4.2 Transformadores de corriente saturable | |
| 3.4.3 Reguladores de tensión de CA y de CC | |
| 3.4.4 Rectificador trifásico | |
| 3.5 Sistema de excitación estático con transformador trifásico de excitación | 43 |
| 3.5.1 Transformadores Potenciales de Corriente Saturable SCPT | |
| 3.6 Ventajas del sistema estático | 44 |
| | |
| Capítulo 4: La Estación Generadora | 45 |
| 4.1 La Estación Generadora | 45 |
| 4.2 Transformador Principal | 45 |
| 4.2.1 Fluidos dieléctricos transformador principal | |
| 4.2.2 Sistema de enfriamiento del transformador principal | |
| 4.2.2.1 Aceite y aire en convección libre | |
| 4.2.2.2 Aceite forzado | |
| 4.2.2.3 Aire forzado | |
| 4.2.2.4 Aceite y aire forzado | |
| 4.2.3 Sistema conservación fluido enfriamiento | |
| 4.2.3.1 Cámara de gas sobre el aceite | |
| 4.2.3.2 Diafragma de goma sintética flotando sobre el aceite | |
| 4.2.3.3 Bolsa de goma sintética sobre el aceite | |
| 4.2.4 Detección de fallas internas | |
| 4.2.4.1 Relé detector de gases, tipo Buchholz | |
| 4.3 Acoplamiento generador-transformador principal | 51 |
| 4.4 Arreglo Generador-Interruptor de Potencia-Transformador | 52 |
| 4.5 Conexiones primaria y secundaria | 53 |
| 4.6 Puesta a tierra del transformador principal | 53 |
| 4.7 Transformador auxiliar y barra auxiliar de la unidad | 53 |
| 4.7.1 Transformador auxiliar a media tensión 13.8 kV / 4.16 kV | |
| 4.8 Interruptores de potencia a media tensión barra auxiliar | 55 |
| 4.9 Equipos auxiliares de la unidad | 56 |
| 4.9.1 Ventiladores de tiro forzado | |
| 4.9.2 Ventiladores de tiro inducido | |
| 4.9.3 Bombas agua alimentación caldera | |
| 4.9.4 Bombas agua circulación condensador | |
| 4.9.5 Bombas de condensado | |
| 4.9.6 Barra auxiliar a baja tensión | |

| | |
|--|-----------|
| 4.10 Transformador de servicio de estación y barra de servicio de estación | 59 |
| 4.11 Sistema de seguridad de la central | 62 |
| 4.11.1 Sistema de corriente continua | |
| 4.11.2 Sistema de tensión segura | |
| 4.11.3 Grupos electrógenos de emergencia | |
| Capítulo 5: Centrales Termoeléctricas a Vapor | 67 |
| 5.1 Principios de termodinámica | 67 |
| 5.1.1 La ley cero de la termodinámica | |
| 5.1.2 Primera ley de la termodinámica | |
| 5.1.3 Segunda ley de la termodinámica | |
| 5.1.4 Tercera ley de la termodinámica | |
| 5.1.5 Entalpía | |
| 5.1.6 Entropía | |
| 5.1.7 Ciclo de Carnot | |
| 5.2 Centrales termoeléctricas a vapor | 69 |
| 5.3 Componentes básicos de una central termoeléctrica a vapor | 69 |
| 5.3.1 Generador de vapor o caldera | |
| 5.3.2 Hogar del generador de vapor | |
| 5.3.3 Domos | |
| 5.3.4 Tubos de paredes | |
| 5.3.5 Sobrecalentador | |
| 5.3.6 Recalentador | |
| 5.3.7 Economizador | |
| 5.3.8 Ventilador de tiro forzado | |
| 5.3.9 Ventilador de tiro inducido | |
| 5.3.10 Calentador regenerativo | |
| 5.3.11 Chimenea | |
| 5.4 Turbinas de vapor | 77 |
| 5.4.1 Turbinas condensadoras | |
| 5.4.2 Turbinas no condensadoras | |
| 5.4.3 Turbinas de recalentamiento | |
| 5.4.4 Turbinas de extracción | |
| 5.4.5 Condensador de vapor | |
| 5.5 Calentadores de agua de condensado y de alimentación | 81 |
| 5.6 Calentador de intermedia o Desareador | 81 |
| Capítulo 6: Centrales Turbogás | 83 |
| 6.1 Principios de funcionamiento | 83 |
| 6.1.1 Ciclo Brayton | |
| 6.2 Clasificación de las turbinas de gas | 83 |
| 6.2.1 Turbinas de gas de propulsión | |
| 6.2.2 Turbinas de gas de expansión | |
| 6.3 Equipos principales de las turbinas de gas | 86 |
| 6.3.1 Compresor de aire | |
| 6.3.2 Calentador de aire o regenerador | |

| | | |
|--|---|------------|
| 6.3.3 | Cámara de combustión | |
| 6.3.4 | Turbina de expansión | |
| 6.4 | Tipos de turbinas de gas | 90 |
| 6.4.1 | Turbina de gas de ciclo simple | |
| 6.4.2 | Turbinas de gas con recalentador | |
| 6.4.3 | Turbinas de gas con inter-enfriador | |
| 6.5 | Otros componentes de una turbina de gas | 94 |
| 6.5.1 | Casa de filtros | |
| 6.5.2 | Cojinetes o chumaceras | |
| 6.5.3 | Sistema de lubricación | |
| 6.5.4 | Recinto acústico | |
| 6.5.5 | Bancada | |
| 6.5.6 | Mecanismo de giro | |
| Capítulo 7: Centrales Nucleares | | 97 |
| 7.1 | Fisión Nuclear del Uranio | 97 |
| 7.2 | Central Nuclear | 100 |
| 7.3 | Países con centrales eléctricas nucleares | 102 |
| 7.4 | Componentes principales de las centrales nucleares | 103 |
| 7.4.1 | Reactor nuclear | |
| 7.4.2 | Generador de vapor | |
| 7.4.3 | Turbina de vapor | |
| 7.4.4 | Condensador de vapor | |
| 7.5 | Tipos de reactores nucleares | 104 |
| 7.5.1 | Reactores térmicos | |
| 7.5.2 | Reactores rápidos | |
| 7.5.3 | Reactores moderados con agua ligera | |
| 7.5.4 | Reactores moderados con grafito | |
| 7.6 | Clasificación en función del tipo de enfriamiento del reactor | 105 |
| 7.6.1 | Reactor de Agua en Ebullición (BWR) | |
| 7.6.2 | Reactor de Agua Presurizada (PWR) | |
| 7.7 | Barreras de contención del reactor nuclear | 106 |
| 7.8 | Ventajas de las centrales nucleares | 107 |
| 7.9 | Desventajas de las centrales nucleares | 107 |
| Capítulo 8: Centrales Hidroeléctricas | | 108 |
| 8.1 | Centrales Hidroeléctricas | 108 |
| 8.1.1 | Centrales hidroeléctricas de caudales libres o no regulados | |
| 8.1.2 | Centrales hidroeléctricas con regulación | |
| 8.2 | Componentes principales de una central hidroeléctrica | 111 |
| 8.3 | Presa o Embalse | 111 |
| 8.3.1 | Presa de tierra | |

| | | |
|---|--|------------|
| 8.3.2 | Presa de hormigón | |
| 8.3.3 | Presa de gravedad | |
| 8.3.4 | Presa de bóveda | |
| 8.4 | Vertedero o aliviadero | 113 |
| 8.4.1 | Vertedero de compuertas | |
| 8.4.2 | Vertedero por rebose | |
| 8.4.3 | Canal de desfogue | |
| 8.5 | Canal de derivación o tubería de presión | 115 |
| 8.6 | Chimenea de equilibrio | 115 |
| 8.7 | Casa de máquinas | 116 |
| 8.8 | Niveles del embalse | 117 |
| 8.9 | Turbinas hidráulicas | 118 |
| 8.9.1 | Turbinas Kaplan | |
| 8.9.2 | Turbinas Francis | |
| 8.9.3 | Turbinas Pelton | |
| 8.10 | Caudal volumétrico del embalse | 121 |
| 8.11 | Potencia de salida de un generador hidráulico | 124 |
| 8.12 | Curvas características de eficiencia en las turbinas hidráulicas | 125 |
| 8.13 | Servicios auxiliares provistos por las centrales hidroeléctricas | 125 |
| 8.13.1 | Aporte de reactivos o control de tensión | |
| 8.13.2 | Control de frecuencia | |
| 8.13.3 | Reserva rotante | |
| 8.13.4 | Arranque en negro | |
| 8.14 | Casos de estudio | 126 |
| 8.14.1 | Cálculo del volumen total del embalse | |
| 8.14.2 | Cálculo de la eficiencia de una turbina hidráulica | |
| 8.15 | Características de las pequeñas y grandes hidroeléctricas | 131 |
| 8.15.1 | Pequeñas centrales hidroeléctricas | |
| 8.15.2 | Grandes centrales hidroeléctricas | |
| Capítulo 9: Subestaciones Eléctricas. Sistemas de Juegos de Barras | | 133 |
| 9.1 | Subestación Eléctrica | 133 |
| 9.2 | Clasificación de las subestaciones eléctricas | 134 |
| 9.2.1 | Subestación de transmisión | |
| 9.2.2 | Subestación de distribución primaria | |
| 9.2.3 | Subestación de conmutación | |
| 9.3 | Conexiones en subestaciones de transmisión y distribución | 138 |
| 9.4 | Sistemas de juegos de barras en subestaciones eléctricas | 138 |
| 9.5 | Sistema de juego de barras sencillo | 139 |
| 9.6 | Sistema de juego de barras sencillo con disyuntor de interconexión de barras | 140 |

| | |
|---|------------|
| 9.7 Sistema de juego de barras doble con un solo disyuntor | 141 |
| 9.8 Sistema de juego de barras doble con disyuntor doble | 142 |
| 9.9 Sistema de juegos de barras principal y de transferencia | 143 |
| 9.10 Sistema de juego de barras triple | 145 |
| 9.11 Sistema de juego de barras en anillo | 146 |
| 9.12 Sistema de juego de barras doble con arreglo de disyuntor y medio | 147 |
| Capítulo 10: Componentes Principales de las Subestaciones Eléctricas | 149 |
| 10.1 Componentes principales de las subestaciones eléctricas | 149 |
| 10.2 Transformadores de potencia | 149 |
| 10.3 Autotransformadores | 149 |
| 10.3.1 Ventajas | |
| 10.3.2 Desventajas | |
| 10.3.3 Autotransformadores trifásicos | |
| 10.3.4 Conexiones Y-Y | |
| 10.3.5 Conexiones Delta-Delta | |
| 10.4 Seccionadores | 154 |
| 10.5 Aisladores eléctricos | 155 |
| 10.5.1 Fugas de corriente | |
| 10.5.2 Clasificación | |
| 10.5.3 Aisladores de apoyo | |
| 10.5.4 Aisladores de suspensión | |
| 10.5.5 Aisladores de paso o pasa tapas | |
| 10.6 Pararrayos de línea | 161 |
| 10.7 Interruptores de potencia | 161 |
| 10.8 Clasificación de los interruptores de potencia | 161 |
| 10.9 Interruptores al vacío | 161 |
| 10.10 Interruptores en aceite | 161 |
| 10.11 Interruptores de Hexafluoruro de Azufre (SF ₆) | 164 |
| 10.12 Sistema SCADA | 168 |
| 10.13 Sistema de transmisión Power Line Carrier (PLC) | 171 |
| 10.13.1 Equipos Principales Sistema PLC | |
| 10.13.1.1 Trampas de ondas | |
| 10.13.1.2 Condensador de acoplamiento | |
| 10.13.1.3 Unidad de acople | |
| 10.13.1.4 Terminal de comunicaciones PLC | |
| 10.13.1.5 Cable de alta frecuencia | |

| | |
|---|------------|
| Capítulo 11: Puesta a Tierra de Subestaciones Eléctricas | 175 |
| 11.1 Diseño de puesta a tierra de subestaciones eléctricas | 175 |
| 11.2 Clasificación de puestas a tierra | 178 |
| 11.3 Resistividad del suelo | 178 |
| 11.3.1 Efectos de la humedad | |
| 11.3.2 Efectos de la temperatura | |
| 11.3.3 Efectos de la salinidad | |
| 11.4 Medición de la resistencia del suelo | 180 |
| 11.5 Corrientes de fallas a tierra | 182 |
| 11.5.1 Fallas trifásicas simétricas | |
| 11.5.2 Fallas asimétricas | |
| 11.6 Parámetros de diseño | 188 |
| 11.6.1 Tensión permisible de paso | |
| 11.6.2 Tensión permisible de contacto | |
| 11.7 Diseño de sistemas de puesta a tierra | 190 |
| 11.7.1 Selección del conductor de malla | |
| 11.7.2 Cálculo de la tensión permisible de paso | |
| 11.7.3 Cálculo de la tensión permisible de contacto | |
| 11.7.4 Cálculo de la tensión de paso real | |
| 11.7.5 Cálculo de la tensión de contacto real | |
| 11.7.6 Cálculo de la longitud total de la malla | |
| 11.7.7 Determinación coeficiente geométrico, K_m | |
| 11.7.8 Determinación coeficiente irregularidad terreno, K_i | |
| 11.7.9 Determinación coeficiente espaciamiento y profundidad malla, K_s | |
| 11.8 Cálculo del valor de la resistencia de puesta a tierra | 193 |
| 11.8.1 Método de Laurent & Niemann | |
| 11.9 Cálculo del número de electrodos de puesta a tierra | 194 |
| 11.9.1 Cálculo de la resistencia óhmica del electrodo | |
| 11.9.2 Cálculo de la resistencia del electrodo | |
| 11.9.3 Cálculo conductividad del electrodo | |
| 11.9.4 Cálculo resistividad de la resistencia de puesta a tierra | |
| 11.9.5 Cálculo conductividad de la resistencia de puesta a tierra | |
| 11.9.6 Cálculo número mínimo de electrodos | |
| 11.10 Proyecto puesta a tierra subestación eléctrica | 197 |
| Capítulo 12: Relés de Protección | 203 |
| 12.1 Transformadores de medición | 203 |
| 12.2 Transformadores de corriente | 203 |
| 12.2.1 Clase de precisión | |
| 12.2.2 Placa de características | |

| | | |
|---|--|------------|
| 12.3 | Transformadores potenciales o de tensión | 206 |
| 12.3.1 | Transformadores de tensión para medida | |
| 12.3.2 | Transformadores de tensión para protección | |
| 12.3.3 | Límite de error de tensión y de ángulo de fase | |
| 12.3.4 | Placa de características | |
| 12.4 | Transformadores combinados de corriente y de tensión | 209 |
| 12.5 | Relés de protección | 210 |
| 12.5.1 | Propiedades de los relés de protección | |
| 12.5.2 | Confiabilidad | |
| 12.5.3 | Sensibilidad | |
| 12.5.4 | Rapidez | |
| 12.5.5 | Selectividad | |
| 12.5.6 | Automaticidad | |
| 12.6 | Clasificación de los relés de protección | 211 |
| 12.6.1 | Por las características constructivas | |
| 12.6.2 | Relés electromagnéticos | |
| 12.6.3 | Relés de inducción | |
| 12.6.4 | Relés electrodinámicos | |
| 12.6.5 | Relés electrónicos | |
| 12.6.6 | Relés térmicos | |
| 12.6.7 | Por la magnitud eléctrica que controlan o miden | |
| 12.6.8 | Relés de intensidad | |
| 12.6.9 | Relés de tensión | |
| 12.6.10 | Relés de producto | |
| 12.6.11 | Relés de cociente | |
| 12.6.12 | Relés diferenciales | |
| 12.6.13 | Relés de frecuencia | |
| 12.6.14 | Por el tiempo de funcionamiento | |
| 12.6.15 | Relés instantáneos | |
| 12.6.16 | Relés temporizados | |
| Capítulo 13: Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia | | 217 |
| 13.1 | Tipos básicos de relés de protección | 217 |
| 13.2 | Relés de sobrecorriente | 217 |
| 13.3 | Relés direccionales | 220 |
| 13.4 | Relés diferenciales | 222 |
| 13.5 | Relés de distancia | 223 |
| 13.6 | Relés pilotos | 229 |
| 13.6.1 | Relé de hilo piloto | |
| 13.7 | Relés estáticos | 231 |

| | | |
|--|---|------------|
| 13.8 | Protección eléctrica del generador | 233 |
| 13.8.1 | Relé de bloqueo del generador, 86G | |
| 13.8.2 | Protección diferencial, 87T | |
| 13.8.3 | Relé detector de tierra, 64G | |
| 13.9 | Protección eléctrica del transformador principal | 238 |
| 13.9.1 | Detección de fallas internas | |
| 13.9.2 | Relé de bloqueo, 86T | |
| 13.9.3 | Protección diferencial, 87T | |
| 13.10 | Protección diferencial de barras | 241 |
| Capítulo 14: Despacho Económico de Centrales Eléctricas | | 243 |
| 14.1 | Operación y control de la generación. Impacto económico | 243 |
| 14.2 | Características de las centrales termoeléctricas a vapor | 244 |
| 14.2.1 | Entrada bruta versus salida neta de una central térmica | |
| 14.2.2 | Características incrementales del balance térmico | |
| 14.2.3 | Balance térmico neto versus potencia neta de salida | |
| 14.3 | Características de las grandes centrales termoeléctricas | 246 |
| 14.4 | Características de las centrales de ciclo combinado | 247 |
| 14.5 | Características de las centrales hidroeléctricas | 248 |
| 14.6 | Características de las centrales hidroeléctricas de caudal variable | 249 |
| 14.7 | Características de las centrales nucleares | 249 |
| 14.8 | Definiciones matemáticas en despacho económico | 250 |
| 14.8.1 | Función escalar o campo escalar | |
| 14.8.2 | Derivada parcial | |
| 14.8.3 | Diferencial de una función escalar | |
| 14.8.4 | Gradiente de una función escalar | |
| 14.9 | Optimización con restricciones | 251 |
| 14.9.1 | Función objetivo | |
| 14.9.2 | Restricciones | |
| 14.9.3 | Región factible | |
| 14.9.4 | Solución no factible | |
| 14.10 | Multiplicador de La Grange | 252 |
| 14.11 | Despacho económico de centrales termoeléctricas a vapor | 253 |
| 14.12 | Casos de estudio de despacho económico de centrales eléctricas | 256 |
| 14.12.1 | Caso de estudio 1: Despacho económico de centrales térmicas | |
| 14.12.2 | Caso de estudio 2: Despacho Hidro-Termico | |

INDICE DE FIGURAS

Capítulo 1: Centrales Eléctricas

| | |
|--|----|
| Figura 1.01: Generador AC-Transmisión HVDC-Carga AC | 4 |
| Figura 1.02: Ciclo termodinámico de una central termoeléctrica clásica | 5 |
| Figura 1.03: Ciclo termodinámico de una central termoeléctrica a gas | 6 |
| Figura 1.04: Central de ciclo combinado | 6 |
| Figura 1.05: Generador de vapor de recuperación de calor | 7 |
| Figura 1.06: Presa Hoover | 7 |
| Figura 1.07: Central nuclear con reactor de agua en ebullición | 8 |
| Figura 1.08: Central nuclear con reactor de agua presurizada | 9 |
| Figura 1.09: Central mercante de motores de explosión | 9 |
| Figura 1.10: Parque de aerogeneradores eólicos | 10 |
| Figura 1.11: Componentes aerogeneradores eólicos | 10 |
| Figura 1.12: Central solar térmica | 11 |
| Figura 1.13: Central solar fotovoltaica | 11 |
| Figura 1.14: Caldera de combustión de biomasa | 12 |

Capítulo 2: Generadores de Centrales Eléctricas

| | |
|--|----|
| Figura 2.01: Armadura o estator generador trifásico sincrónico de 54 MW | 14 |
| Figura 2.02: Rotor o campo generador trifásico sincrónico de 27 MW | 15 |
| Figura 2.03: Campo o rotor generador síncrono de 2 polos | 16 |
| Figura 2.04: Circuito de campo de un generador síncrono | 16 |
| Figura 2.05: Curvas de saturación y de impedancia sincrónica | 17 |
| Figura 2.06: Curvas típicas “V” de una maquina sincrónica | 18 |
| Figura 2.07: Curvas de capacidad reactiva de una maquina sincrónica | 19 |
| Figura 2.08: Sistema de enfriamiento del generador | 21 |
| Figura 2.09: Esquema conexiones sincronoscopio generador | 22 |
| Figura 2.10: Generador trifásico con neutro flotante | 23 |
| Figura 2.11: Falla trifásica asimétrica de línea-tierra con neutro aterrizado | 24 |
| Figura 2.12: Generador trifásico conectado directamente a tierra | 25 |
| Figura 2.13: Generador trifásico puesto a tierra a través de una resistencia | 26 |
| Figura 2.14: Generador trifásico puesto a tierra a través de una reactancia inductiva | 26 |
| Figura 2.15: Circuito Thévenin equivalente calculo reactancia puesta a tierra | 27 |
| Figura 2.16: Diagrama fasorial sistema trifásico balanceado | 28 |
| Figura 2.17: Sistema fasorial para corrientes de secuencia positiva y negativa | 29 |
| Figura 2.18: Fasores de componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero. | 30 |

Capítulo 3: Sistemas de Excitación de Generadores

| | |
|--|----|
| Figura 3.01: Esquema funcionamiento sistema excitación rotativo | 32 |
| Figura 3.02: Excitador rotativo o excitatriz | 32 |
| Figura 3.03: Generador de control o de Amplidina | 33 |
| Figura 3.04: Regulador de tensión y funciones auxiliares y de automatización | 34 |
| Figura 3.05: Diagrama eléctrico completo sistema excitación rotativo | 36 |

| | |
|--|----|
| Figura 3.06: Diagrama funcionamiento sistema excitación estático con PPT's y SCT's | 38 |
| Figura 3.07: Esquema eléctrico transformadores potenciales de energía | 39 |
| Figura 3.08: Diagrama eléctrico transformadores corriente saturable | 40 |
| Figura 3.09: Regulador de tensión de corriente alterna y corriente directa | 40 |
| Figura 3.10: Esquema eléctrico rectificador trifásico | 41 |
| Figura 3.11: Diagrama eléctrico sistema excitación estático con PPT's y SCT's. | 42 |
| Figura 3.12: Diagrama en bloques sistema excitación estático con SCPT | 43 |

Capítulo 4: La Estación Generadora

| | |
|---|----|
| Figura 4.01: Componentes de un transformador de potencia | 46 |
| Figura 4.02: Sistema enfriamiento transformador de potencia | 46 |
| Figura 4.03: Sistema conservación fluido refrigerante | 48 |
| Figura 4.04: Bolsa de goma flotando sobre el aceite | 49 |
| Figura 4.05: Relé Buchholz detector de gases | 50 |
| Figura 4.06: Acoplamiento Generador-Transformador Principal | 51 |
| Figura 4.07: Ducto de barras aisladas | 52 |
| Figura 4.08: Arreglo Generador-Interruptor Potencia-Transformador | 52 |
| Figura 4.09: Cabinas eléctricas de media tensión | 54 |
| Figura 4.10: Transformador y barra de servicio auxiliar | 54 |
| Figura 4.11: Cabinas eléctricas de media tensión | 55 |
| Figura 4.12: Interruptor media tensión tipo VCB | 55 |
| Figura 4.13: Ventilador tiro forzado | 56 |
| Figura 4.14: Ventilador tiro inducido | 56 |
| Figura 4.15: Generador de vapor con ventiladores tiro forzado y tiro inducido | 57 |
| Figura 4.16: Bomba agua alimentación caldera | 57 |
| Figura 4.17: Bomba agua circulación condensador | 58 |
| Figura 4.18: Bomba condensado | 58 |
| Figura 4.19: Centro control motores (CCM) a baja tensión | 59 |
| Figura 4.20: Transformador y barra de servicio de estación | 60 |
| Figura 4.21: Servicio auxiliar y de estación | 61 |
| Figura 4.22: Diagrama eléctrico sistema corriente continua | 63 |
| Figura 4.23: Cargador de baterías | 63 |
| Figura 4.24: Banco de baterías | 64 |
| Figura 4.25: Sistema tensión segura | 65 |
| Figura 4.26: Grupo electrógeno de emergencia | 66 |

Capítulo 5: Centrales Termoeléctricas a Vapor

| | |
|---|----|
| Figura 5.01: Grafico Ciclo de Carnot | 68 |
| Figura 5.02: Grafico curva saturación vapor de agua | 69 |
| Figura 5.03: Central termoeléctrica clásica | 70 |
| Figura 5.04: Ciclo termodinámico central térmica a vapor | 71 |
| Figura 5.05: Curva saturación vapor central térmica a vapor | 71 |
| Figura 5.06: Domo superior generador de vapor o caldera | 73 |
| Figura 5.07: Tubos de paredes generador de vapor | 73 |
| Figura 5.08: Sobrecalentador generador de vapor | 74 |

| | |
|---|----|
| Figura 5.09: Ventilador tiro forzado | 75 |
| Figura 5.10: Ventilador tiro inducido | 75 |
| Figura 5.11: Calentador regenerativo | 76 |
| Figura 5.12: Chimenea metálica y de hormigón armado | 76 |
| Figura 5.13: Rotor turbina de vapor de dos etapas | 77 |
| Figura 5.14: Turbina de vapor con condensador | 78 |
| Figura 5.15: Turbina de vapor con recalentador | 79 |
| Figura 5.16: Turbina de vapor de extracción | 79 |
| Figura 5.17: Turbina de vapor acoplada a su generador | 80 |
| Figura 5.18: Condensador de vapor en proceso de traslado | 80 |
| Figura 5.19: Calentador de agua de condensado o de alimentación | 81 |
| Figura 5.20: Calentador de intermedia o desareador | 82 |

Capítulo 6: Centrales con Turbinas de Gas

| | |
|---|----|
| Figura 6.01: Esquema funcionamiento ciclo Brayton | 83 |
| Figura 6.02: Turbina de gas de propulsión | 84 |
| Figura 6.03: Turbina de gas de aviación | 85 |
| Figura 6.04: Turbina de gas de generación eléctrica | 85 |
| Figura 6.05: Central turbogas | 86 |
| Figura 6.06: Compresor axial de 16 etapas | 87 |
| Figura 6.07: Cámara de filtros turbina de gas | 87 |
| Figura 6.08: Central turbogas con calentador regenerativo o regenerador | 88 |
| Figura 6.09: Cámara de combustión turbina de gas a propulsión | 89 |
| Figura 6.10: Cámara de combustión turbina de gas de expansión | 89 |
| Figura 6.11: Turbina de gas de ciclo simple | 90 |
| Figura 6.12: Turbina de gas de ciclo simple con regenerador | 91 |
| Figura 6.13: Turbina de gas con regenerador e inter-enfriador | 91 |
| Figura 6.14: Turbina de gas simple con recalentador e inter-enfriador | 92 |
| Figura 6.15: Turbina de gas con regenerador, recalentador e inter-enfriador | 93 |
| Figura 6.16: Chumaceras y base de chumaceras turbina de gas | 94 |
| Figura 6.17: Equipo enfriamiento y filtrado aceite turbina de gas | 95 |
| Figura 6.18: Recinto acústico turbina de gas | 95 |
| Figura 6.19: Mecanismo de giro | 96 |

Capítulo 7: Centrales Nucleares

| | |
|--|-----|
| Figura 7.01: Proceso de fisión nuclear | 98 |
| Figura 7.02: Fotografía de Julius Robert Oppenheimer y Albert Einstein | 98 |
| Figura 7.03: Cono característico de una detonación nuclear | 99 |
| Figura 7.04: Pastillas de Uranio de 5 gramos de peso | 99 |
| Figura 7.05: Central nuclear | 100 |
| Figura 7.06: Maqueta central nuclear con reactor PWR | 101 |
| Figura 7.07: Torre enfriamiento central nuclear | 104 |
| Figura 7.08: Reactor nuclear de agua en ebullición (BWR) | 105 |
| Figura 7.09: Reactor nuclear de agua presurizada (PWR) | 106 |

| | |
|---|-----|
| Figura 7.10: Barreras de protección de un reactor nuclear | 107 |
|---|-----|

Capítulo 8: Centrales Hidroeléctricas

| | |
|---|-----|
| Figura 8.01: Presa de las Tres Gargantas | 108 |
| Figura 8.02: Presa de Itaipú, entre Brasil y Paraguay | 109 |
| Figura 8.03: Presa a caudal libre o agua fluuyente | 110 |
| Figura 8.04: Central hidroeléctrica con regulación | 110 |
| Figura 8.05: Elementos constitutivos de una presa de tierra | 111 |
| Figura 8.06: Presa de hormigón tipo gravedad | 112 |
| Figura 8.07: Características presa de hormigón tipo gravedad | 112 |
| Figura 8.08: Presa Hoover tipo bóveda, Arizona y Nevada | 113 |
| Figura 8.09: Vertedero de compuertas en presa de concreto tipo bóveda | 113 |
| Figura 8.10: Vertedero de rebose | 114 |
| Figura 8.11: Canal desfogue presa hormigón de gravedad | 114 |
| Figura 8.12: Túnel de derivación de una presa hidroeléctrica | 115 |
| Figura 8.13: Chimenea de equilibrio de una presa hidroeléctrica | 115 |
| Figura 8.14: Chimenea de equilibrio excavada en una montaña | 116 |
| Figura 8.15: Casa de máquinas central hidroeléctrica | 116 |
| Figura 8.16: Niveles de una presa | 117 |
| Figura 8.17: Sección longitudinal turbina Francis | 118 |
| Figura 8.18: Rotor turbina Francis | 119 |
| Figura 8.19: Cuerpo o carcasa turbina Francis | 119 |
| Figura 8.20: Esquema turbina Pelton | 120 |
| Figura 8.21: Rotor turbina Pelton | 120 |
| Figura 8.22: Turbina Pelton con seis inyectores | 121 |
| Figura 8.23: Presa o embalse hidroeléctrica | 121 |
| Figura 8.24: Batimetría lago presa | 122 |
| Figura 8.25: Planímetro | 122 |
| Figura 8.26: Lago presa hidroeléctrica | 123 |
| Figura 8.27: Curvas eficiencia turbinas Francis, Kaplan y Pelton | 125 |
| Figura 8.28: Casa de máquinas pequeña central hidroeléctrica | 131 |

Capítulo 9: Subestaciones Eléctricas. Sistemas de Juegos de Barras

| | |
|--|-----|
| Figura 9.01: Subestación eléctrica para exteriores | 133 |
| Figura 9.02: Subestación de transmisión | 134 |
| Figura 9.03: Diagrama unifilar subestación de distribución primaria | 135 |
| Figura 9.04: Subestación de conmutación para exteriores | 136 |
| Figura 9.05: Diagrama unifilar subestación de conmutación | 137 |
| Figura 9.06: Sistema de juego de barras sencillo | 137 |
| Figura 9.07: Sistema de juego de barras sencillo con disyuntos de acoplamiento | 139 |
| Figura 9.08: Sistema de juego de barras doble | 140 |
| Figura 9.09: Sistema de juego de barras doble con doble disyuntor | 141 |

| | |
|--|-----|
| Figura 9.10: Sistema de juego de barras principal y de transferencia | 142 |
| Figura 9.11: Sistema de juego de barras triple | 143 |
| Figura 9.12: Sistema de juego de barras en anillo | 145 |
| Figura 9.13: Sistema de juego de barras doble con arreglo de disyuntor y medio | 146 |

Capítulo 10: Componentes Principales de las Subestaciones Eléctricas

| | |
|---|-----|
| Figura 10.01: Esquema eléctrico autotransformador monofásico | 150 |
| Figura 10.02: Esquema conexión Y-Y autotransformadores monofásicos | 152 |
| Figura 10.03: Diagrama eléctrico conexión Y-Y autotransformadores monofásicos | 152 |
| Figura 10.04: Esquema conexión Delta-Delta autotransformadores monofásicos | 153 |
| Figura 10.05: Diagrama conexión Delta-Delta autotransformadores monofásicos | 153 |
| Figura 10.06: Seccionador columna giratoria | 154 |
| Figura 10.07: Seccionador doble columna giratoria | 154 |
| Figura 10.08: Fuga a través de la masa del aislador | 155 |
| Figura 10.09: Fuga a través de la superficie del aislador | 155 |
| Figura 10.10: Perforación masa del aislador | 156 |
| Figura 10.11: Construcción aislador | 156 |
| Figura 10.12: Arqueo a través del aire | 156 |
| Figura 10.13: Aisladores apoyo media y baja tensión | 157 |
| Figura 10.14: Partes constitutivas aislador de apoyo | 157 |
| Figura 10.15: Aislador de apoyo para alta tensión | 158 |
| Figura 10.16: Aislador de suspensión de doble cadena de aisladores | 158 |
| Figura 10.17: Partes de un aislador de suspensión para alta tensión | 159 |
| Figura 10.18: Aisladores de paso o pasa tapas | 160 |
| Figura 10.19: Componentes aislador de paso o pasa tapas | 160 |
| Figura 10.20: Componentes pararrayos de línea | 161 |
| Figura 10.21: Interruptor de potencia al vacío, media tensión, interiores (VCB) | 163 |
| Figura 10.22: Interruptor de potencia al vacío, media tensión, exteriores (VCB) | 163 |
| Figura 10.23: Interruptor de potencia en aceite, alta tensión, exteriores (OCB) | 164 |
| Figura 10.24: Interruptor de potencia SF6, alta tensión, interiores (GIS) | 165 |
| Figura 10.25: Subestación GIS, barras doble, 300 kV, interiores | 165 |
| Figura 10.26: Componentes internos SE GIS, barra doble, 300 kV, interiores | 166 |
| Figura 10.27: Subestación encapsulada SF6, barras doble, 500 kV, interiores | 167 |
| Figura 10.28: Subestación encapsulada SF6, 500 kV, interiores | 167 |
| Figura 10.29: Interruptor SF6, 150 kV, exteriores | 168 |
| Figura 10.30: Esquema conexiones sistema SCADA | 169 |
| Figura 10.31: Sala de control Centro Control Energía | 170 |
| Figura 10.32: Pantalla sala de control de un Centro de Control de Energía | 170 |
| Figura 10.33: Trampas de ondas | 171 |
| Figura 10.34: Tipos de montajes trampas de ondas | 172 |
| Figura 10.35: Divisores capacitivos de tensión | 172 |
| Figura 10.36: Unidad de acople | 173 |
| Figura 10.37: Terminal de comunicaciones | 173 |
| Figura 10.38: Arreglo trampas de ondas y divisores capacitivos de tensión | 174 |

Figura 10.39: Esquema funcionamiento sistema PLC 174

Capítulo 11: Puesta a Tierra de Subestaciones Eléctricas

| | |
|--|-----|
| Figura 11.01: Electrodo puesta a tierra | 175 |
| Figura 11.02: Malla puesta a tierra | 176 |
| Figura 11.03: Unión por soldadura Cadweld | 176 |
| Figura 11.04: Soldadura Cadweld recta | 176 |
| Figura 11.05: Uniones con soldadura Cadweld | 177 |
| Figura 11.06: Proceso soldadura Cadweld | 177 |
| Figura 11.07: Resistividad Suelos Vs Humedad | 179 |
| Figura 11.08: Resistividad Suelos Vs Temperatura | 179 |
| Figura 11.09: Resistividad Suelos Vs Salinidad | 180 |
| Figura 11.10: Medición resistencia suelos método Wenner | 181 |
| Figura 11.11: Conexión redes secuencia positiva, negativa y cero | 184 |
| Figura 11.12: Conexión redes secuencia positiva, negativa y cero | 185 |
| Figura 11.13: Conexión redes secuencia positiva, negativa y cero | 186 |
| Figura 11.14: Concepto tensión permisible de paso | 188 |
| Figura 11.15: Concepto tensión permisible de contacto | 189 |
| Figura 11.16: Dimensiones malla puesta a tierra | 192 |

Capítulo 12: Relés de Protección

| | |
|--|-----|
| Figura 12.01: Componentes transformador de corriente a 245 kV | 204 |
| Figura 12.02: Esquema conexión estrella transformadores de corriente | 204 |
| Figura 12.03: Esquema de conexión delta transformadores de corriente | 205 |
| Figura 12.04: Componentes transformador potencial a 245 kV | 206 |
| Figura 12.05: Efecto corona red transmisión a 500 kV | 207 |
| Figura 12.06: Conexión Y-Y de transformadores potenciales | 207 |
| Figura 12.07: Componentes de un transformador combinado de tensión y corriente | 209 |
| Figura 12.08: Relé electromagnético de armadura móvil | 211 |
| Figura 12.09: Relé electromagnético de núcleo de succión | 211 |
| Figura 12.10: Relé de inducción de disco | 212 |
| Figura 12.11: Relé electrodinámico o de interacción de bobinas | 212 |
| Figura 12.12: Relés electrónicos | 213 |
| Figura 12.13: Relé térmico | 213 |
| Figura 12.14: Curva característica relé instantáneo de máxima intensidad | 215 |
| Figura 12.15: Curva característica relé acción diferida | 216 |

Capítulo 13: Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

| | |
|--|-----|
| Figura 13.01: Curvas características relés instantáneos y temporizados | 218 |
| Figura 13.02: Diagrama unifilar t trifásico relé instantáneo de sobrecorriente | 219 |
| Figura 13.03: Circuito disparo relé instantáneo de sobrecorriente | 219 |
| Figura 13.04: Diagrama unifilar t trifásico relé direccional | 220 |
| Figura 13.05: Circuito disparo relé direccional | 221 |

| | |
|--|-----|
| Figura 13.06: Diagramas eléctricos relés diferenciales | 222 |
| Figura 13.07: Circuito disparo protección diferencial | 223 |
| Figura 13.08: Gráficos relés resistencia, reactancia e impedancia | 224 |
| Figura 13.09: Características tiempo-distancia relés distancia | 225 |
| Figura 13.10: Coordinación protección en relés de distancia | 226 |
| Figura 13.11: Diagrama conexiones protección distancia | 227 |
| Figura 13.12: Diagrama disparo protección distancia | 228 |
| Figura 13.13: Esquema protección relé hilo piloto | 230 |
| Figura 13.14: Diagramas disparo relés hilo piloto | 231 |
| Figura 13.15: Principio operación relés estáticos | 232 |
| Figura 13.16: Protección diferencial generador | 234 |
| Figura 13.17: Diagrama protección relés diferenciales generador | 235 |
| Figura 13.18: Esquema conexión relé detector tierra generador | 236 |
| Figura 13.19: Circuito disparo relé detector tierra generador | 237 |
| Figura 13.20: Protección diferencial transformador principal | 239 |
| Figura 13.21: Circuito disparo relés diferenciales transformador principal | 239 |
| Figura 13.22: Diagrama unifilar protección diferencial de barras | 241 |
| Figura 13.23: Diagrama disparo protección diferencial de barras | 242 |

Capítulo 14: Despacho Económico de Centrales Eléctricas

| | |
|--|-----|
| Figura 14.01: Curva entrada-salida central térmica a vapor | 244 |
| Figura 14.02: Balance Térmico y Costo Incremental Vs Potencia Neta Salida | 245 |
| Figura 14.03: Características Balance Térmico Neto unidades turbogeneradoras | 245 |
| Figura 14.04: Curvas entrada-salida turbogeneradores grandes | 246 |
| Figura 14.05: Curvas Balance Térmico Incremental turbogeneradores grandes | 246 |
| Figura 14.06: Curvas Balance Térmico Central Ciclo Combinado | 247 |
| Figura 14.07: Curva entrada-salida unidad central hidroeléctrica | 248 |
| Figura 14.08: Curva Régimen Agua Incremental turbina hidráulica | 248 |
| Figura 14.09: Curvas entrada-salida hidroeléctrica de cabezal variable | 249 |
| Figura 14.10: Operación sincronizada de “N” unidades térmicas | 253 |

INDICE DE TABLAS

Capítulo 7: Centrales Nucleares

| | |
|--|-----|
| Tabla 7.1: Países con tecnología nuclear | 102 |
|--|-----|

Capítulo 11: Puesta a Tierra de Subestaciones Eléctricas

| | |
|---|-----|
| Tabla 11.1: Resistividad de suelos | 178 |
| Tabla 11.2: Equivalencia entre AWG y circular mils | 190 |
| Tabla 11.3: Resistencias de puesta a tierra en sistemas de potencia | 194 |

Capítulo 12: Relés de Protección

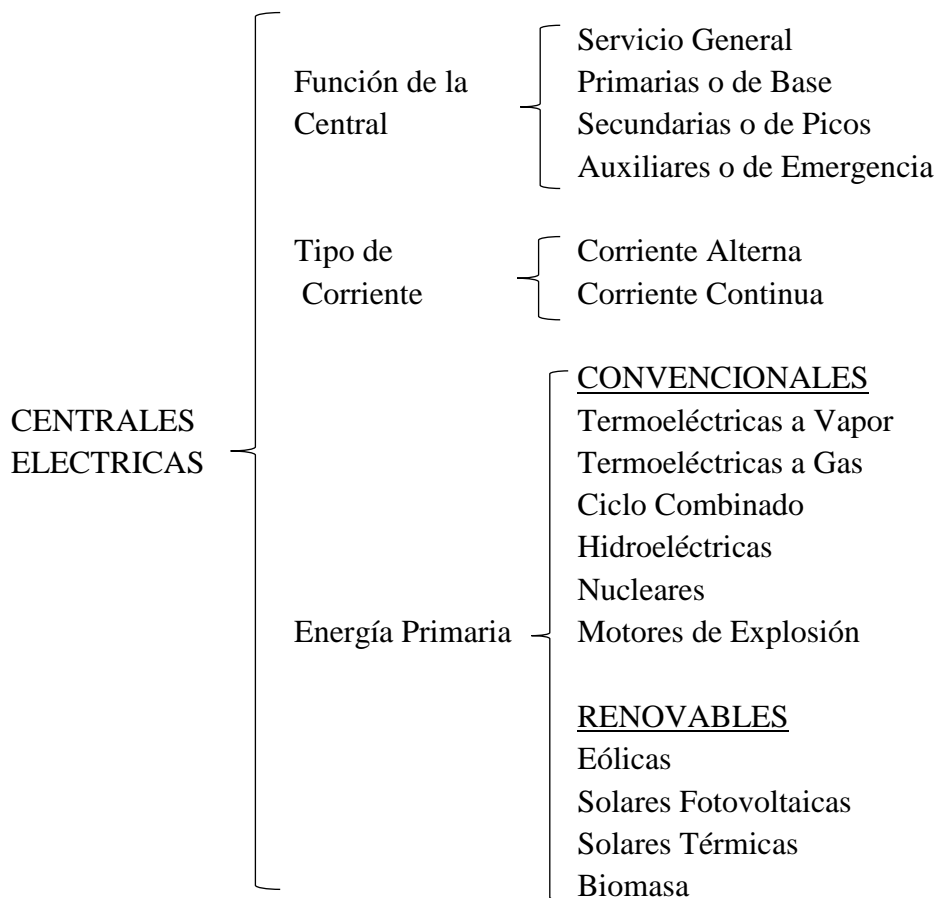
| | |
|--|-----|
| Tabla 12.1: Clases de precisión para transformadores de medición | 205 |
| Tabla 12.2: Clases de precisión para transformadores de tensión | 208 |

Capítulo 1

Centrales Eléctricas

1.1 Clasificación de las Centrales Eléctricas

La *Central o Estación Eléctrica* constituye el centro de generación de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de potencia. Dependiendo de la función de la central, del tipo de corriente que generen, o de la clase de energía primaria que transformen, se clasificarán como se indica a continuación:



1.2 Clasificación según la función de la central

1.2.1 Centrales de Servicio General

Son generalmente centrales hidroeléctricas con regulación anual, lo que les permite suministrar toda la demanda de carga del sistema. Están limitadas en su uso a ciertas centrales hidroeléctricas en las cuales el caudal mínimo de la fuente permite suplir la demanda máxima de la carga de manera estacional, sin requerir el aporte de otras fuentes.

Ejemplo de central de servicio general: Central hidroeléctrica con regulación anual del embalse, con una capacidad de 2000 MW a caudal mínimo, operando en un sistema eléctrico de potencia cuya demanda máxima es de 1950 MW.

1.2.2 Centrales Primarias o de Base

Son centrales eléctricas que se caracterizan porque pueden suministrar una carga constante y continua o básica cuando están en operación. Además de que su costo marginal les permite ser despachadas permanentemente en el sistema eléctrico interconectado.

Ejemplos de centrales primarias o de base son las centrales termoeléctricas clásicas a carbón, centrales termoeléctricas de ciclo combinado a gas natural, centrales turbogas a gas natural y centrales hidroeléctricas de regulación estacional.

1.2.3 Centrales Secundarias o de Picos

Son centrales de generación variable y están destinadas a cubrir los picos de carga de la curva de demanda. Las centrales primarias y secundarias operan sincronizadas en un sistema eléctrico interconectado para suplir la demanda horaria de dicho sistema.

Ejemplos de centrales secundarias o de picos son las centrales hidroeléctricas de regulación diaria, centrales con motores de explosión con combustible fuel oil No. 6.

1.2.4 Centrales Auxiliares o de Emergencia

Como su nombre lo sugiere, están destinadas a prestar ciertos servicios en un periodo de tiempo limitado. Estos servicios son tales como suministrar energía al servicio de estación de una central primaria o secundaria para propiciar el arranque de las mismas.

Ejemplos de centrales que deberían ser consideradas como auxiliares o de emergencia un sistema eléctrico son las centrales turbogas y de motores de explosión con fuel oil No. 2 como combustible.

1.3 Clasificación según el tipo de corriente que generan

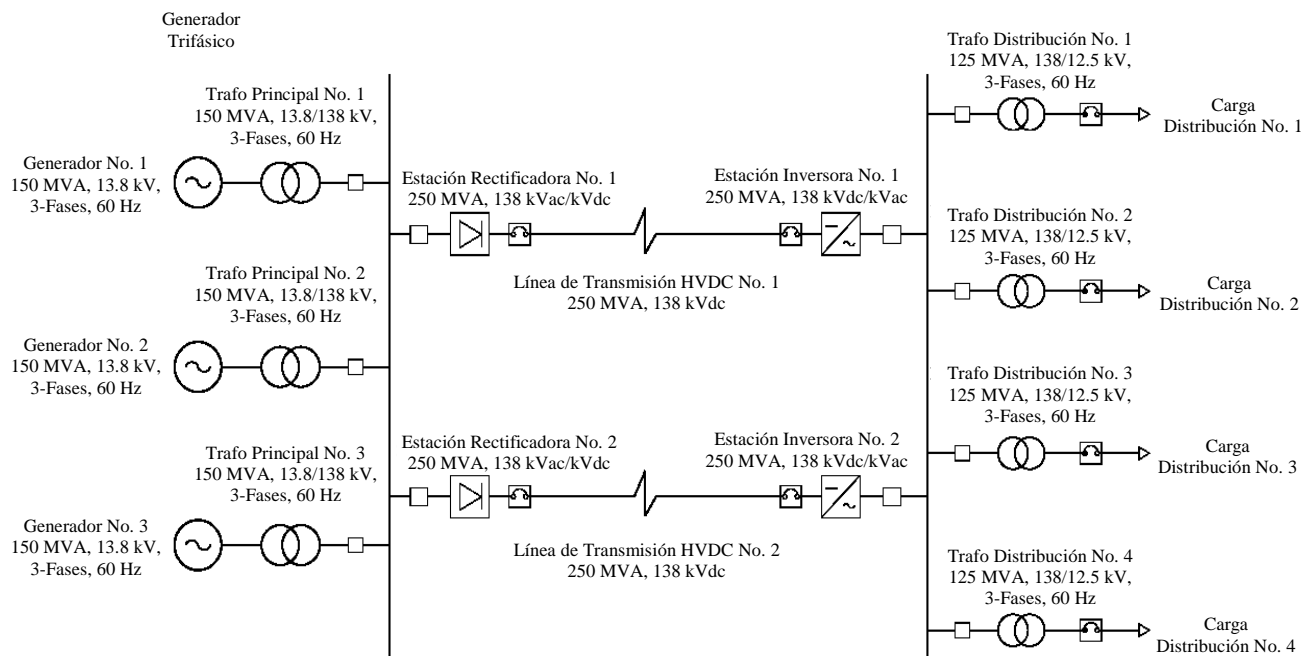
1.3.1 Centrales de Corriente Continua

Las centrales de corriente continua estuvieron limitadas en el pasado a suministrar energía eléctrica a trenes eléctricos, industrias electrolíticas y servicios de comunicaciones. Pero, en la actualidad, con los avances de la tecnología se dispone cada vez más de centrales fotovoltaicas que utilizan la energía solar para la producción de electricidad a gran escala.

Otro uso de la corriente continua es para el transporte, a grandes distancias, de energía eléctrica a través de redes de transmisión de CC, conocidas en inglés como HVDC (High Voltage Direct Current). El uso de redes de transmisión a corriente continua está motivado en las causas siguientes:

- Grandes potencias y distancias de transmisión, en cuyo caso la reducción de las pérdidas eléctricas compensa la inversión en estaciones rectificadoras e inversoras. Algunas redes HVDC en el mundo son las siguientes: Moscú-Kashira (30 MW, 200 kV, 100 Km); Gotland 2-Suecia Continental (130 MW, 150 kV, 93 Km); Xiangjiaba-Shangai, en China Continental (6,400 MW, 800 kV, 2060 Km); y la Red HVDC Itaipú 1 & 2 -Sao Paulo, en Brasil (3,150 MW, 600 kV, 2,500 Km), la más extensa del mundo.
- Interconexión de sistemas eléctricos de potencia a diferentes frecuencias. Tal es el caso de la interconexión entre los sistemas eléctricos de Brasil y Argentina. En Brasil el sistema eléctrico funciona a 60 Hz, mientras que en Argentina lo hace a 50 Hz.
- Diferente estrategia de regulación de frecuencia entre dos sistemas eléctricos de potencia. Esta situación se da en la interconexión de Europa del Este con Europa del Oeste.

Un esquema de Generación AC – Transmisión HVDC – Carga AC es mostrado en la Figura 1.01:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 1.01: Generación AC – Transmisión HVDC – Carga AC

1.3.2 Centrales de Corriente Alterna

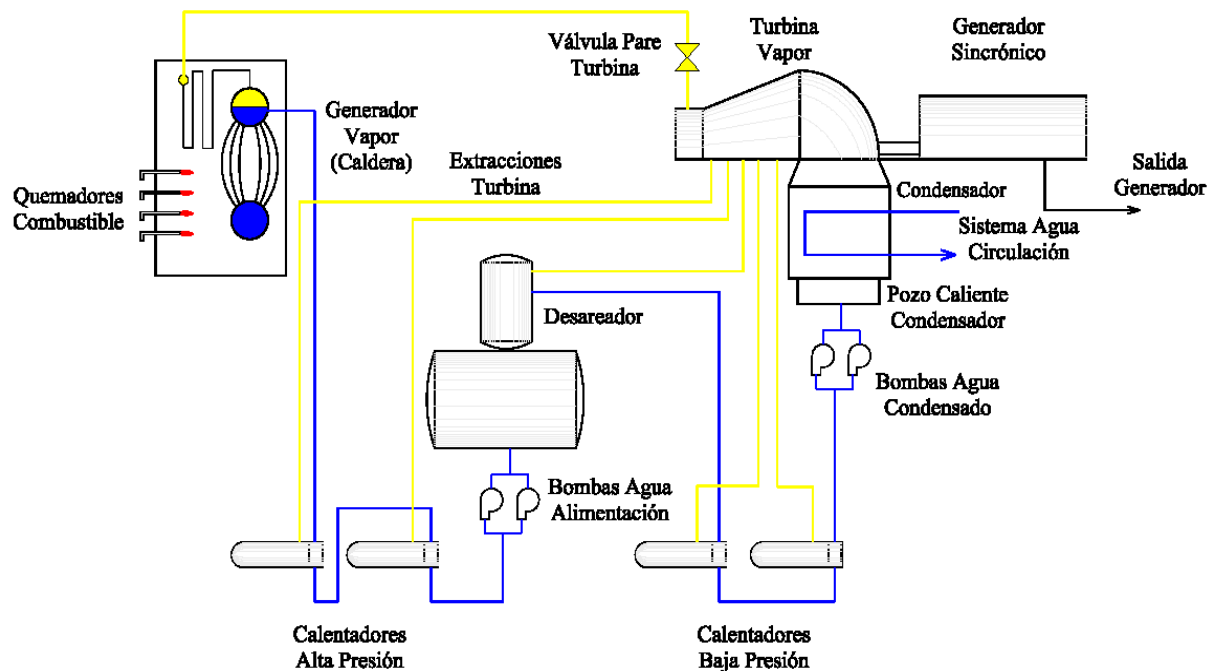
Conforman este grupo todas las centrales generadoras que utilizan generadores sincrónicos o generadores de inducción, en general: Centrales Termoeléctricas Clásicas, Centrales Termoeléctricas a Gas, Centrales de Ciclo Combinado, Centrales Hidroeléctricas, Centrales Nucleares, Centrales con Motores de Explosión, Centrales Eólicas, Centrales Solares Térmicas, etc.

1.4 Clasificación según la clase de energía primaria utilizada

1.4.1 Centrales Termoeléctricas a Vapor

Las *Centrales Termoeléctricas o Térmicas a Vapor* son aquellas en que el grupo turbogenerador recibe la energía primaria en forma de vapor de agua de alta presión y temperatura, es decir, alta entalpía, y la convierte en energía mecánica de rotación en la turbina, y en energía eléctrica a través de la acción conjunta de los campos eléctrico y magnético del generador.

Ciclo termodinámico de una Central Termoeléctrica a Vapor clásica:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 1.02: Ciclo termodinámico de una central termoeléctrica clásica.

1.4.2 Centrales Termoeléctricas a Gas o Turbogas

Las *Turbinas de Gas* operan con combustible líquido o gaseoso, o una mezcla de ambos, tales como gas natural y fuel oil No. 2, y se caracterizan por su moderado consumo de aire, arranque rápido (50 segundos) y rápida sincronización, de 15 a 20 segundos después del arranque.

Ciclo termodinámico de una Central Turbogas con Calentador de Aire o Regenerador:

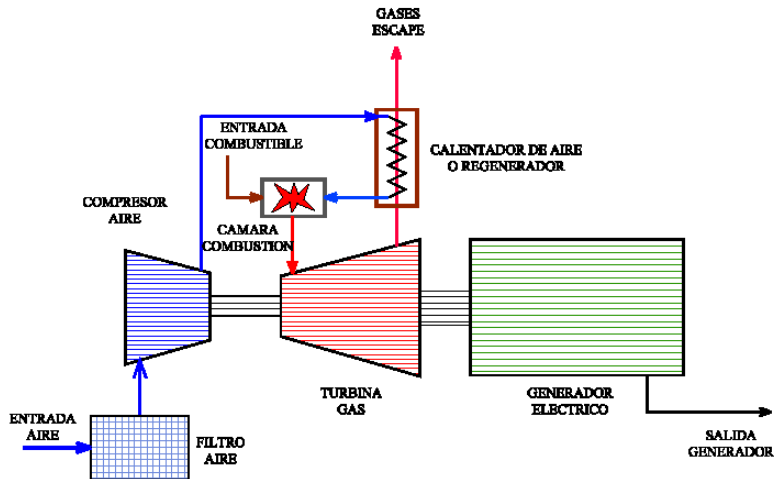


Figura 1.03: Ciclo termodinámico de una central termoeléctrica a gas.

1.4.3 Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado

Fuente: Imagen Autor ®

Las *centrales de ciclo combinado* utilizan la alta temperatura, alta entalpía o alta energía térmica de los gases de salida de la turbina de gas en un *Generador de Vapor de Recuperación de Calor* (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) para generar vapor para impulsar un turbogenerador a vapor independiente.

La principal ventaja de este tipo de central reside en que posee una alta eficiencia en su ciclo térmico. Esquema de una Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado:

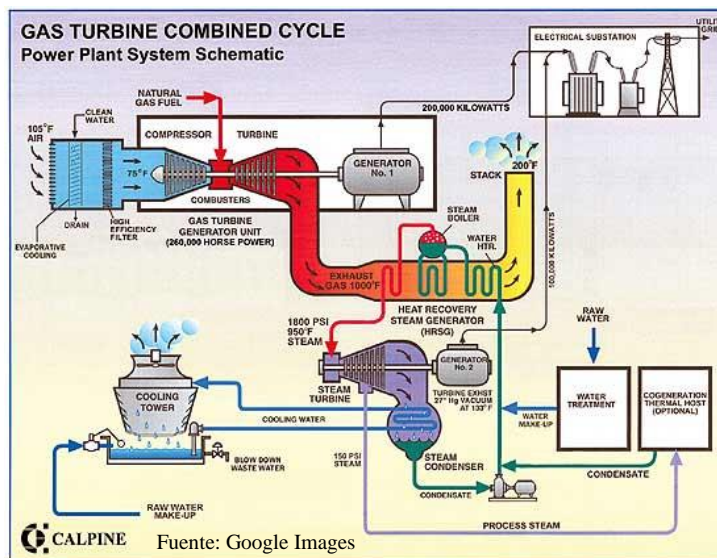


Figura 1.04: Central de Ciclo Combinado.

1.4.4 Generador de Vapor de Recuperación de Calor (HRSG)

Un *Generador de Vapor de Recuperación de Calor*, conocido también como *HRSG*, por sus siglas en inglés “*Heat Recovery Steam Generator*”, es un intercambiador de calor que convierte la alta energía térmica o entalpía de los gases que salen de la turbina de gas y la convierte en vapor sobrecalentado, en Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado.

La Figura 1.05 muestra una fotografía de un Generador de Vapor de Recuperación de Calor de una Turbina de Vapor de 120 MW:



Figura 1.05: Generador de Vapor de Recuperación de Calor (HRSG)

1.4.5 Centrales Hidroeléctricas

Las *Centrales Hidroeléctricas* obtienen su energía primaria a partir de la energía potencial presente en una columna de agua de una altura determinada. La potencia obtenible en las barras del generador es una función de la energía potencial disponible en el *embalse*, y función esta a su vez de la diferencia de niveles entre el *embalse* y la *Casa de Maquinas*, o más específicamente, el nivel de agua del *embalse* y la entrada de agua a la *Turbina Hidráulica*. Presa Hoover, entre Oregon y Nevada, Estados Unidos:



Figura 1.06: Presa Hoover.

1.4.6 Centrales Nucleares

Las *Centrales Nucleares* operan bajo el mismo principio que las centrales térmicas a vapor; es decir, una caldera produce vapor, el vapor mueve la turbina, la que a su vez pone en funcionamiento un generador eléctrico.

La fuente calórica para producción de vapor en la caldera consiste de un *reactor nuclear* que opera bajo el principio de la fisión nuclear.

El combustible empleado por el reactor es un elemento radioactivo conocido como Uranio, cuyas variedades denominadas isótopos pueden ser fisionadas, es decir, divididas.

Cuando el núcleo de un átomo de este tipo se divide, el resultado es una serie de partículas que unidas pesan ligeramente menos que el átomo original. Esa pérdida de masa se convierte en energía, basado en la ecuación de conversión de energía de Isaac Newton, $E = mc^2$.

La desintegración de uno o varios fragmentos activa la producción de otros tantos núcleos de átomos más ligeros y la emisión de varios neutrones libres.

Estos neutrones libres son como nuevos proyectiles capaces de provocar la fisión de nuevos átomos, y así sucesivamente, creando de este modo lo que se conoce como una reacción en cadena. La Figura 1.07 muestra un dibujo esquemático de un Reactor de Agua en Ebullición ó BWR:

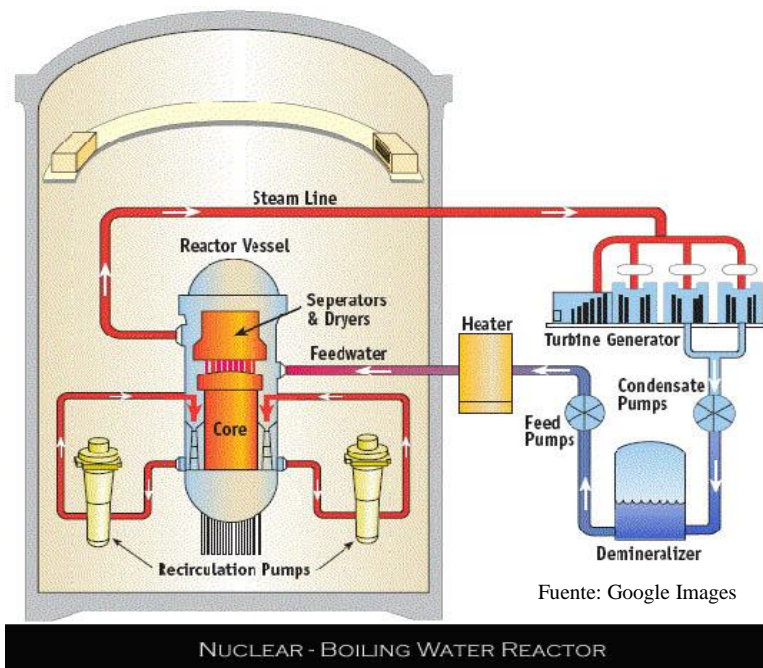


Figura 1.07: Central nuclear con reactor de agua en ebullición

La Figura 1.08 muestra un dibujo esquemático de un Reactor de Agua Presurizada ó PWR:

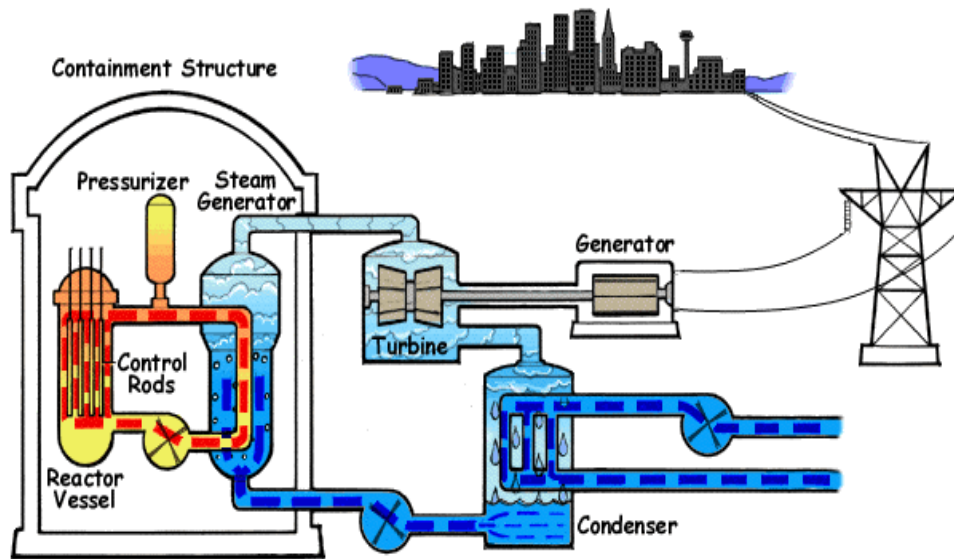


Figura 1.08: Central Nuclear con reactor de agua presurizada

1.4.7 Centrales de Motores de Explosión o Combustión Interna

Este tipo comprende las accionadas por motores Diesel, y que operan con combustibles fósiles tales como el fuel oil No. 2 y fuel oil No. 6. Actualmente se fabrican motores de combustión interna Diesel que operan con gas natural, en lugar de utilizar fuel oil No. 2 y No. 6.

Por sus características propias, están limitados en su capacidad de producción, requiriéndose múltiples unidades para configurar una central de mediana capacidad, siendo sus costos de operación un tanto elevados. La Figura 1.09 muestra una fotografía de una central de motores de explosión, tipo mercante:



Figura 1.09: Central mercante de motores de explosión.

1.4.8 Centrales Eólicas

Se denomina **Energía Eólica** a la energía cinética producida por el viento, la cual al ser captada por las palas de los aerogeneradores produce energía eléctrica. La producción global de energía eléctrica, a partir de turbo-generadores eólicos alcanzó un valor de 94.1 gigavatios, en los últimos meses del año 2007. La Figura 1.10 muestra una fotografía de un parque de aerogeneradores eólicos:



Figura 1.10: Parque de aerogeneradores eólicos.

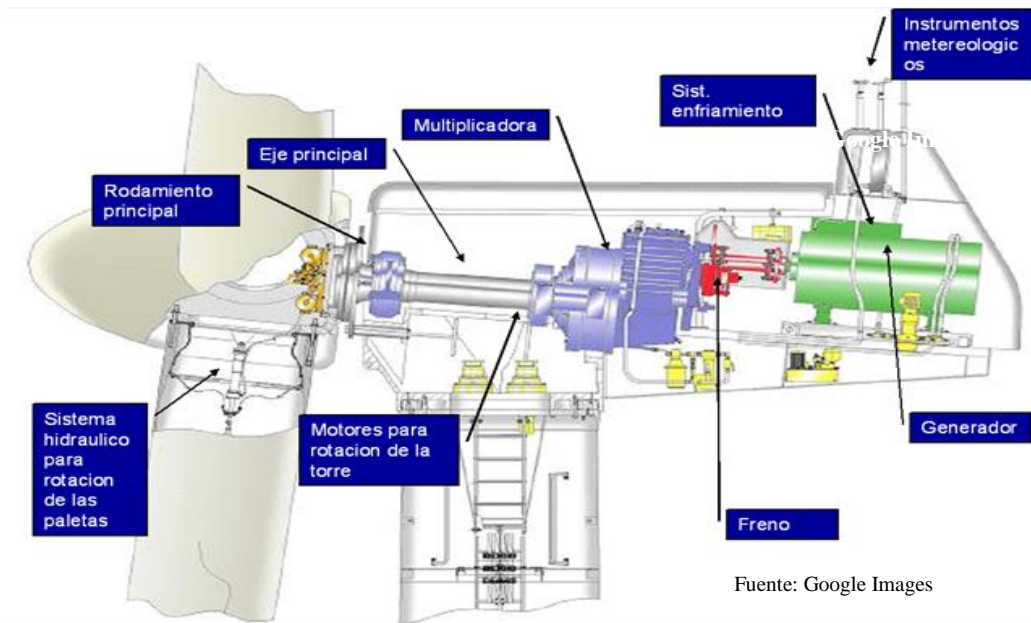


Figura 1.11: Componentes aerogenerador eólico

1.4.9 Centrales Solares Térmicas y Fotovoltaicas

Las centrales solares son equipamientos diseñados y construidos para convertir la energía solar en energía eléctrica. La energía solar puede ser aprovechada de dos formas diferentes con la finalidad de producir energía eléctrica, estas son: *energía solar térmica*, y la *energía solar fotovoltaica*. La Figura 1.12 muestra un esquema de una central solar térmica:



Figura 1.12 Central solar térmica.

Una central solar fotovoltaica es mostrada en la Figura 1.13:



Figura 1.13: Central solar fotovoltaica.

1.4.10 Centrales de Biomasa

Las centrales de biomasa aprovechan y procesan las sustancias que conforman a los seres vivos, tales como seres humanos, animales y plantas (materia orgánica e inorgánica), y las convierten en energía térmica o gases combustibles.

Hay dos maneras de producción de energía a partir de biomasa: Por liberación de calor, por la combustión directa de materia; o por liberación de gases combustibles, los cuales son aprovechados en otros procesos industriales.

Una caldera de combustión de biomasa es mostrada en la Figura 1.14:



Figura 1.14 Caldera de combustión de biomasa

Capítulo 2

Generadores de Centrales Eléctricas

2.1 Generador Eléctrico

2.1.1 Principios de funcionamiento

Los generadores trifásicos sincrónicos son máquinas eléctricas que reciben energía mecánica y la transforman en energía eléctrica. La energía mecánica la obtienen a partir de turbinas de vapor, de gas, hidráulicas o de motores de explosión, dependiendo del tipo de central de que se trate.

Los generadores síncronos de las centrales eléctricas poseen su circuito de campo en el rotor y los devanados de armadura están localizados en el estator.

Esta disposición está motivada en las razones siguientes:

1. La relativa alta tensión de generación, del orden de los 13.8 KV, imposibilita el recibir la energía en los anillos colectores del rotor, debido al gran arqueo que se produciría y la separación entre anillos de fases diferentes.
2. La alta potencia generada demanda de grandes cantidades de cobre y material aislante, los cuales precisan de profundas ranuras para ser alojados, todo lo cual debilitaría la resistencia mecánica del rotor, o lo haría excesivamente grande, pesado y costoso.
3. Facilidad de instalación, dado que es más fácil centrar y manipular un pequeño campo giratorio o rotor dentro de la armadura o estator, que una gran armadura dentro de un campo fijo.

El generador síncrono de corriente alterna entrega directamente la corriente alterna inducida al circuito exterior, que la lleva a las barras colectoras, para alimentar el transformador elevador de tensión o Transformador Principal de la Unidad, el cual eleva el nivel de potencial a un valor adecuado para la transmisión económica de la energía.

2.2 Armadura o Estator

La función del estator es proveer una vía de retorno a las líneas de flujo magnético que parten del campo rotórico y al mismo tiempo soportar los devanados trifásicos del inducido.

La magnitud del voltaje inducido en los devanados del estator es función de tres factores principales:

- 1) El número total de líneas de flujo magnético (Φ) producidas por el devanado de campo, las cuales son cortadas por los devanados de armadura al girar en el primero. La densidad de flujo magnético es función a su vez de la corriente de excitación del devanado de campo.
- 2) La frecuencia (f) con la cual dichas líneas son cortadas. La frecuencia es una función de la velocidad de rotación de la máquina y del número de polos que posee; y

- 3) El número de vueltas (N) en las bobinas del estator. Que define, a su vez, la potencia que la máquina puede entregar al sistema.

Estos tres aspectos se pueden simplificar estableciendo que el primer factor es la capacidad del campo, el segundo es la velocidad de giro del generador (que depende de la frecuencia de generación y del número de polos de la máquina), y el tercer factor es una característica propia de los devanados del estator.

La Figura 2.01 muestra el estator del generador trifásico sincrónico de una unidad termoeléctrica de 54 MW.



Figura 2.01: Armadura o estator generador trifásico sincrónico 54 MW @ 13.8 kV.

La relación entre la velocidad de rotación de un generador sincrónico, su frecuencia de operación y el número de polos de su circuito de campo, viene dada por la fórmula siguiente:

$$n = \frac{120 f}{P}$$

Donde:

n = Velocidad de sincronismo del generador, en rpm.

f = Frecuencia de generación, en Hz.

P = Número de polos del campo del generador.

Así pues, para un generador de 2 polos @ 60 ciclos por segundo, su velocidad de rotación será:

$$n = 120 \times 60 / 2 = 3,600 \text{ rpm}$$

En cambio, un generador hidráulico con una velocidad nominal de 300 rpm, requerirá 24 polos, a una frecuencia de 60 Hz:

$$P = 120 \times 60 / 300 = 24 \text{ polos}$$

En el estator están insertas las bobinas trifásicas de la armadura, conectadas en configuración Δ o Y , dependiendo de los requerimientos de tensión de fase y de línea.

En la conexión Y el neutro es aterrizado, ya sea directamente o a través de resistencias o bobinas. Con esto se consigue el retorno al generador de los fallos de línea a tierra que ocurran en el sistema eléctrico. Este aspecto será tratado con más detalle en este capítulo.

2.3 Campo o Rotor

Como se señaló con anterioridad, el campo de los generadores sincrónicos se encuentra alojado en el rotor, debido a la facilidad de excitación de éste a través de escobillas y anillos colectores, entre otras características.

Es importante destacar que entre los generadores impulsados por turbinas hidráulicas y aquellos impulsados por turbinas de vapor o gas existe una gran diferencia en la velocidad de rotación. Esta diferencia se manifiesta tanto en la disposición y forma del rotor, así como en su acabado y la resistencia mecánica de los devanados.

Los generadores hidráulicos tienen una velocidad de rotación limitada que oscila, generalmente, entre 60 y 600 rpm; mientras que los generadores de centrales térmicas giran a 1800 rpm, en las grandes y medianas unidades, y 3600 rpm en las pequeñas.

Esta característica de velocidad determina que los generadores hidráulicos sean verticales, de gran diámetro y con un considerable número de polos. En cambio, los generadores de centrales térmicas están dispuestos horizontalmente y construidos con bobinas largas y estrechas, de manera tal que el menor diámetro del rotor se compense con una mayor longitud.

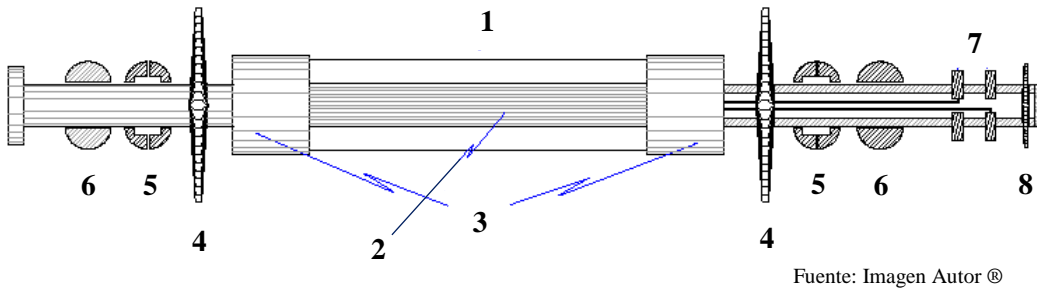
La Figura 2.02 muestra el rotor o campo de un generador trifásico sincrónico de 2 polos de 27 MW @ 13.8 kV:



Fuente: GTD Ingeniería, 1993®

Figura 2.02: Rotor o campo generador trifásico sincrónico de 27 MW @ 13.8 kV.

La Figura 2.03 muestra el esquema de un campo o rotor de un generador síncrono de dos polos:

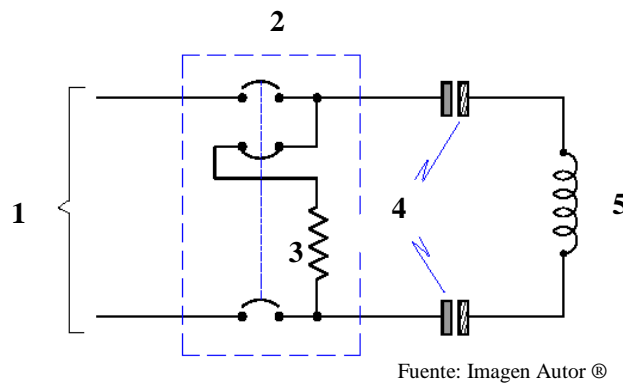


Fuente: Imagen Autor ®

1. Cuerpo del rotor.
2. Devanado de campo.
3. Anillos retención devanado de campo.
4. Ventiladores fluido refrigerante.
5. Chumaceras de sellaje del eje del generador.
6. Chumaceras de carga radial.
7. Anillos colectores y escobillas.
8. Ventilador enfriamiento escobillas y anillos colectores.

Figura 2.03: Campo o rotor generador síncrono de 2 polos.

La Figura 2.04 representa los componentes eléctricos del circuito de campo de un generador síncrono:



Fuente: Imagen Autor ®

1. Fuente de excitación externa.
2. Interruptor de campo.
3. Resistencia de descarga del campo.
4. Anillos colectores y escobillas.
5. Devanado o bobina de campo.

Figura 2.04: Circuito de campo de un generador síncrono.

2.4 Curvas Características del Generador

2.4.1 Curvas de Saturación y de Impedancia Sincrónica

La *Curva de Saturación del Generador* representa la tensión en los terminales del generador como una función de la corriente de campo, para la condición de no carga.

La Figura 2.05 muestra una curva de saturación típica. En la figura se plantea la corriente de campo para la tensión de régimen; es decir, la corriente de campo que producirá la tensión de régimen en la condición de no carga, y a la velocidad de régimen.

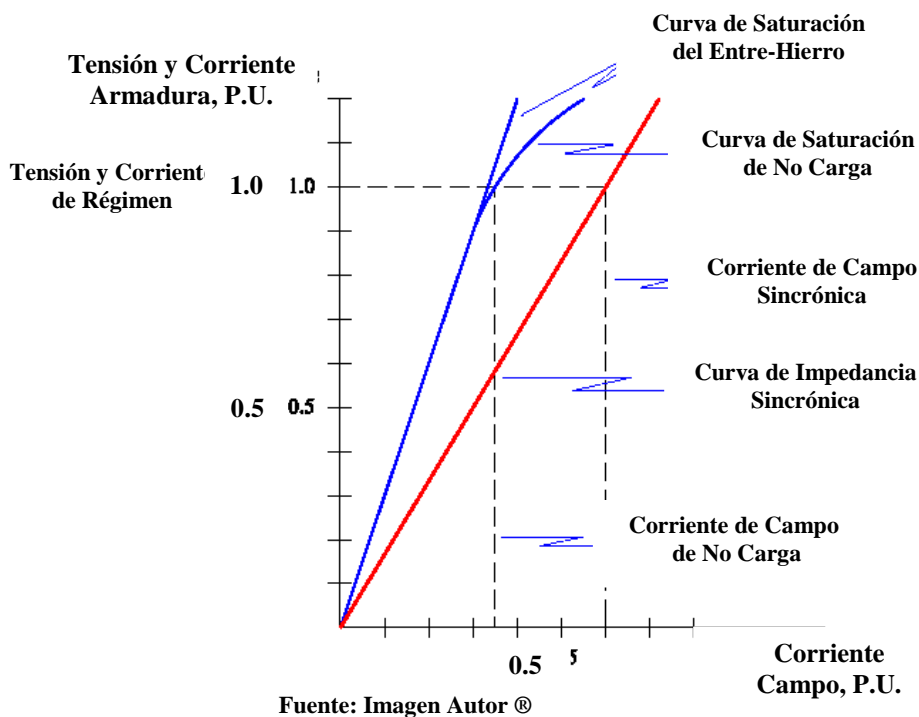


Figura 2.05: Curvas de Saturación y de Impedancia Sincrónica.

La *Curva de Saturación del Entre-Hierro* representa la corriente de campo que produciría la tensión nominal, a velocidad de régimen y sin carga, si no hubiese saturación magnética en el paso del flujo magnético en el generador.

La *Curva de Impedancia Sincrónica* representa la corriente de excitación como función de la corriente de armadura cuando los terminales del generador están en cortocircuito.

Con los valores de tensión nominal y corriente de armadura, se calcula la *Impedancia Sincrónica de la Máquina*:

$$X_d = \frac{E_g}{I_L}$$

Donde:

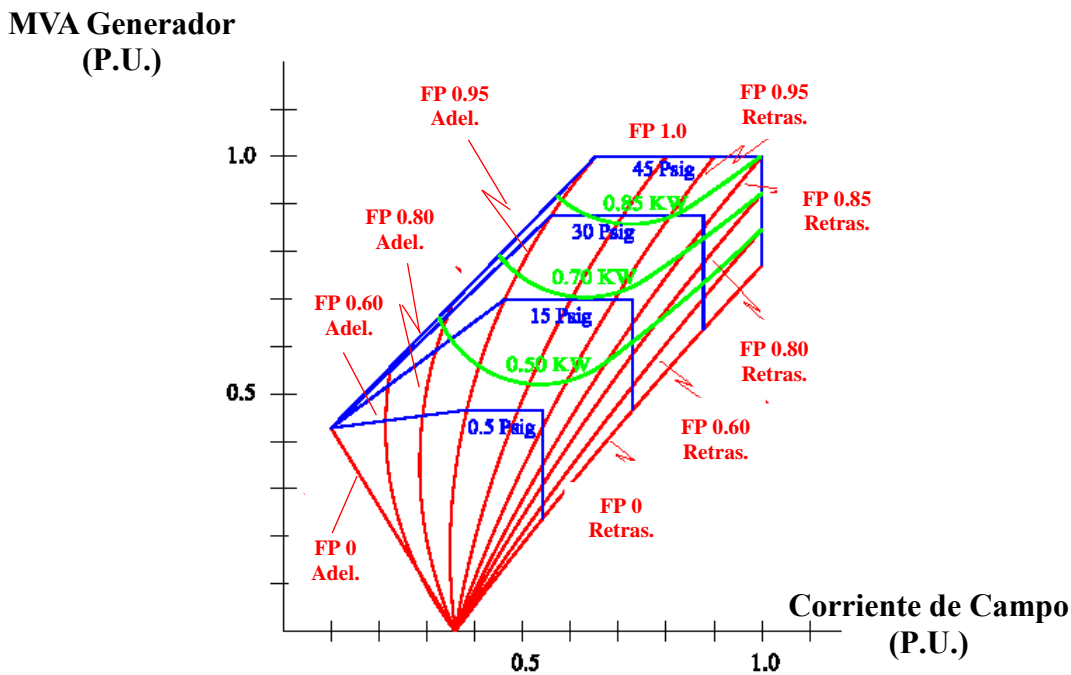
X_d = Reactancia Sincrónica de la máquina, en Ohmios

E_g = Tensión interna nominal de la máquina, en Volts

I_L = Corriente de línea de la máquina durante el ensayo, en Amp.

2.4.2 Curvas Típicas “V”

Las *Curvas “V”* representan la relación existente entre la potencia aparente (KVA) del generador y la corriente de excitación del campo para diferentes valores de potencia activa (KW) y factor de potencia. La Figura 6 muestra una representación gráfica de curvas típicas “V” para un generador síncrono.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 2.06: Curvas típicas “V” de una máquina síncrona

Como se deduce de la figura, para un nivel dado de potencia aparente (KVA) del generador, la variación en la corriente de campo requiere un cambio en las curvas del factor de potencia.

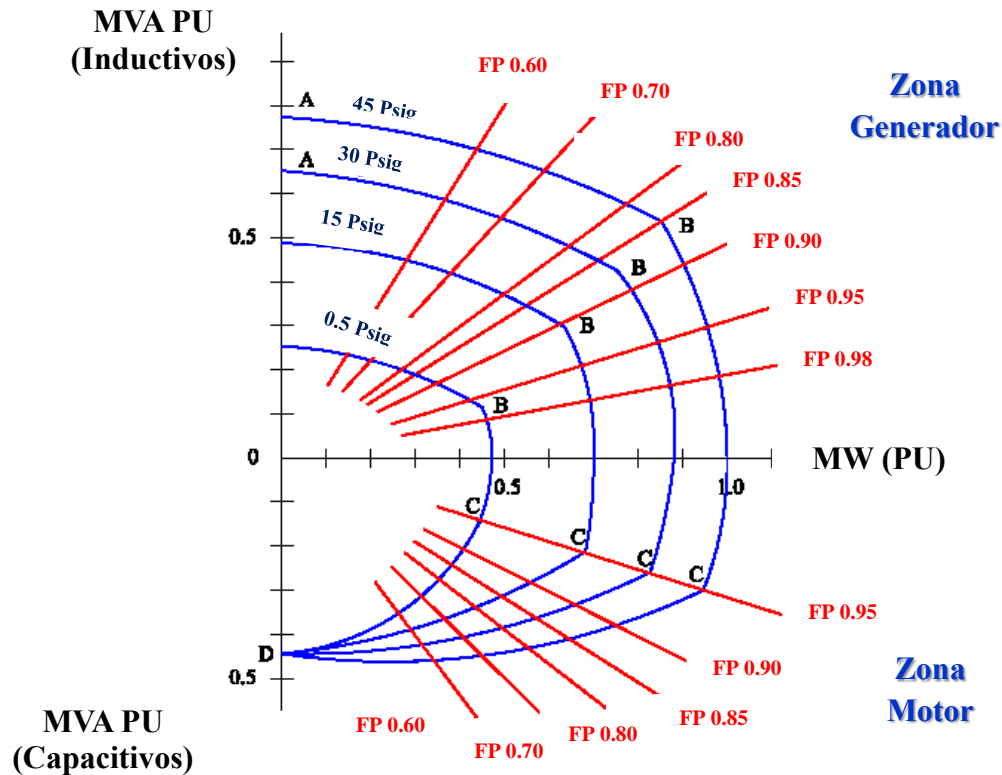
El límite de la derecha de estas curvas es la corriente de campo, de valor 1.0 P.U., límite éste establecido por el calentamiento de los devanados de dicho campo.

Como se puede ver en el gráfico, cualquier cambio en la dirección de mejora del factor de potencia, aumentando su valor, se traducirá en una reducción de la corriente de excitación del campo del generador.

2.4.3 Curvas de Capacidad Reactiva

Como su nombre lo sugiere, estas curvas grafican la capacidad máxima de generación de potencia reactiva de la máquina para un nivel dado de carga activa y como una función del factor de potencia del sistema y la presión de hidrógeno para enfriamiento del generador.

La Figura 2.07 muestra las *Curvas de Capacidad Reactiva* de una máquina sincrónica, en valores por unidad:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 2.07: Curvas de capacidad reactiva de una máquina sincrónica.

La operación en la porción superior AB de la curva, va desde el factor de potencia cero, hasta el factor de potencia de régimen (FP = 0.85) inductivo. En esta región el generador está sobreexcitado, debido a que en esta parte de la curva la corriente de campo está en su valor de régimen.

Dado que la corriente de campo no debe exceder su valor de régimen, esta porción de la curva representa el límite de capacidad para evitar sobrecalentamiento del devanado de campo. Esta situación se puede observar en las *Curvas Típicas "V"*, para el rango de factor de potencia cero al factor de potencia de régimen, de 0.85 inductivo.

En la porción de la curva que va desde B hasta C, la cual se corresponde con el factor de potencia de 0.85 de régimen inductivo y el factor de potencia de 0.95 capacitivo, el límite lo establece la corriente de armadura, no debiéndose exceder la corriente de régimen de la armadura o estator.

Por tanto, el límite de capacidad es para evitar el calentamiento de los devanados de la armadura. Las *Curvas Típicas “V”* muestran que se logra el máximo de potencia real en el rango de factor de potencia señalado.

Finalmente, en la región que va desde C hasta D en las curvas, para operación capacitiva, el patrón de flujo del generador es tal que en las cabezas de las bobinas estáticas el flujo magnético está en ángulo recto con relación con los miembros estructurales de acero de dicho estator.

Esto provoca un calentamiento excesivo en los extremos del estator y en algunos miembros estructurales del mismo.

Luego, el límite de capacidad es para evitar el calentamiento de los elementos estructurales de acero que soportan los devanados de armadura.

2.5 Enfriamiento del Generador

Normalmente el enfriamiento del generador es realizado por un gas que es forzado a través de los arrollamientos estáticos por medio de ventiladores instalados en los extremos del eje del rotor, como se estudió en la Figura 2.03.

Los primeros generadores eran enfriados por aire, pero la tendencia es emplear hidrógeno presurizado como medio refrigerante, porque este gas tiene ciertas características que hacen preferible su utilización.

Estas características son:

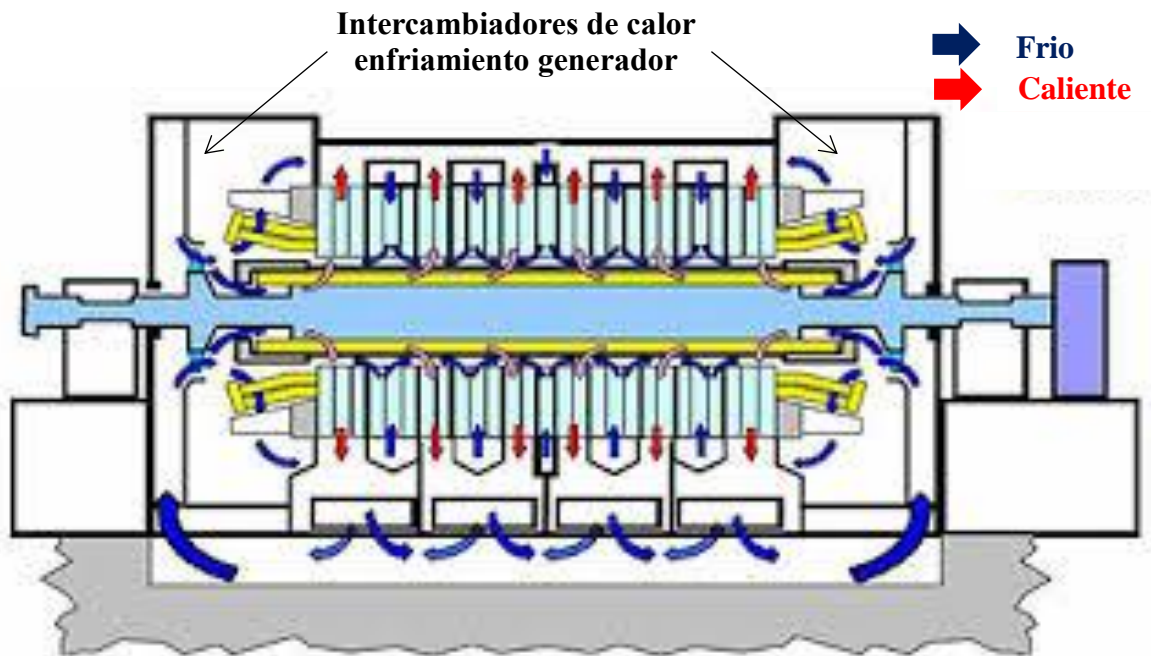
1. La densidad del hidrógeno es catorce (14) veces menor que la del aire, lo que determina que la fricción del hidrógeno contra los pasajes de ventilación sea menor, aumentando el rendimiento de la máquina en cerca de un 1% de la plena carga.
2. La conductividad térmica del hidrógeno es siete (7) veces mayor que la del aire, facilitando esto la extracción de calor del generador.
3. El enfriamiento con hidrógeno requiere del uso de generadores completamente sellados, lo que contribuye a conservar los devanados y ductos de ventilación en perfecto estado de limpieza.
4. Dado que el hidrógeno puro es incombustible, el peligro de incendio en los generadores es casi nulo.

Cabe señalar que el hidrógeno mezclado con aire en una proporción de 85% hidrógeno – 15% aire es altamente explosivo en presencia de ignición. Para evitar esto es preciso mantener la pureza del hidrógeno entre el 97% y 98%. Pero aún en caso de explosión, el generador es diseñado y construido de tal manera que sea capaz de soportar un fenómeno de esta naturaleza.

La capacidad de generación del generador se incrementa con un aumento en la presión del hidrógeno. En la mayoría de los generadores trifásicos esta presión alcanza el valor de 30 Psig.

Si a un generador enfriado por hidrógeno es necesario operarlo con enfriamiento por aire a presión, es preciso limitar su carga por debajo del 60% de su capacidad nominal.

La Figura 2.08 muestra los enfriadores y pasajes de refrigeración de un generador eléctrico:



Fuente: Google Images

Figura 2.08: Sistema de enfriamiento del generador

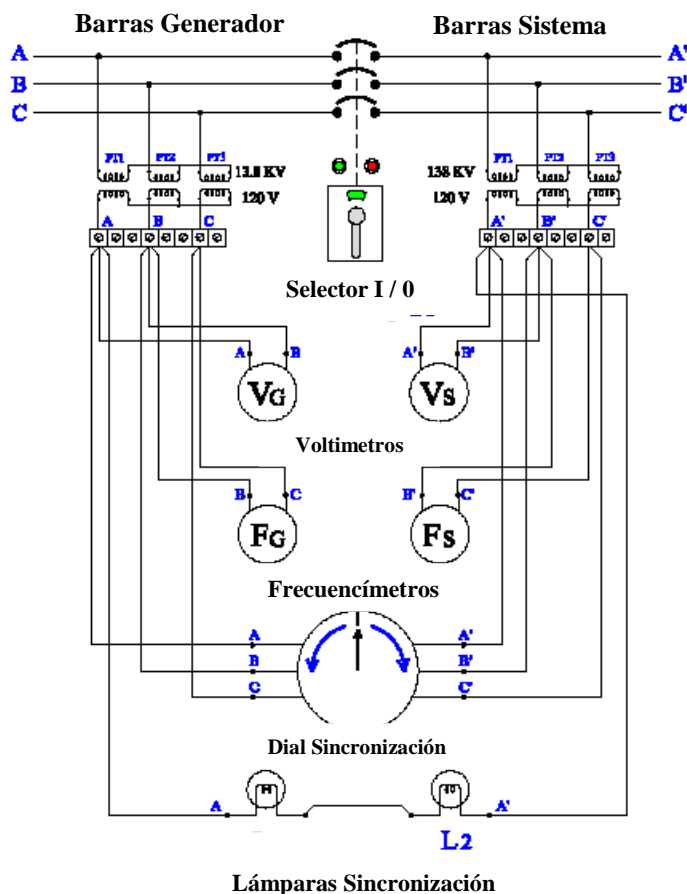
2.6 Sincronización del Generador al Sistema Eléctrico de Potencia

Para sincronizar un generador trifásico en paralelo con un sistema eléctrico, es necesario que se establezca la igualdad entre los siguientes parámetros:

- Tensión
- Frecuencia
- Coincidencia de fases homólogas

Existe un equipo conocido con el nombre de *Sincronoscopio*, el cual integra las tres funciones de sincronización, facilitando así la puesta en paralelo de un generador con su sistema eléctrico.

El esquema de un sincronoscopio es representado en la Figura 2.09:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 2.09: Esquema conexiones sincronoscopio generador.

2.7 Puesta a Tierra del Generador

Prácticamente todos los generadores de las centrales eléctricas son conectados en estrella con el neutro aterrizado. Lo que se persigue con este aterrizaje es evitar, en lo posible, el desplazamiento del neutro, y por tanto, el desbalance de fases en el generador.

Un generador trifásico conectado en configuración Y con el neutro no aterrizado (flotante), se muestra en la Figura 2.10, donde se destaca un fallo de línea a tierra en una de sus fases.

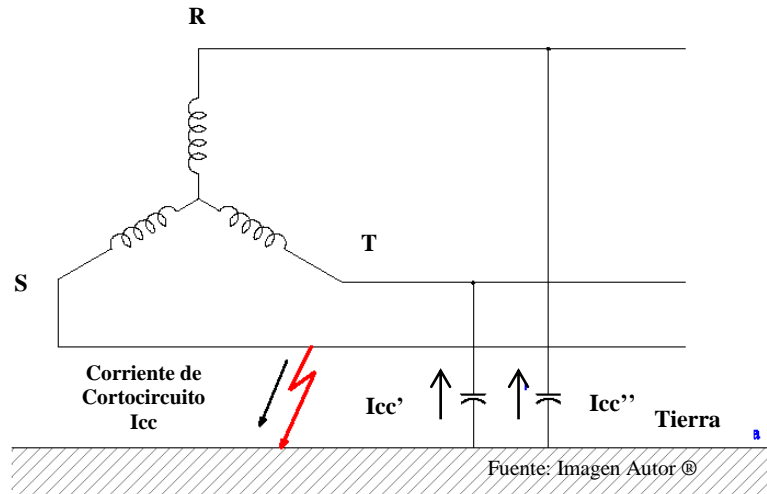


Figura 2.10: Generador trifásico con neutro flotante.

Las consecuencias de no disponer de aterrizaje en el neutro del generador son las siguientes:

1. Aumento de la tensión o sobre tensión con respecto a tierra en las fases no aterrizadas.
2. Aparición de tierras intermitentes en las fases no averiadas, o “recebamiento” del arco, debido a esta sobre tensión; y
3. Necesidad de mayor capacidad de aislamiento en los devanados o bobinas de la armadura del generador, aisladores, interruptores, transformadores y equipos eléctricos para soportar dicha sobre tensión.

Si el neutro del generador esta puesto a tierra, el aterrizaje de una fase no afecta a las otras, quedando la perturbación localizada en la fase afectada, con lo cual se logra una mayor estabilidad en el sistema de potencia.

La Figura 2.11 muestra un generador trifásico con su neutro puesto a tierra. Como se deduce de la figura, la corriente de cortocircuito retorna al generador por el neutro, con lo cual no se afectan las fases no aterrizadas:

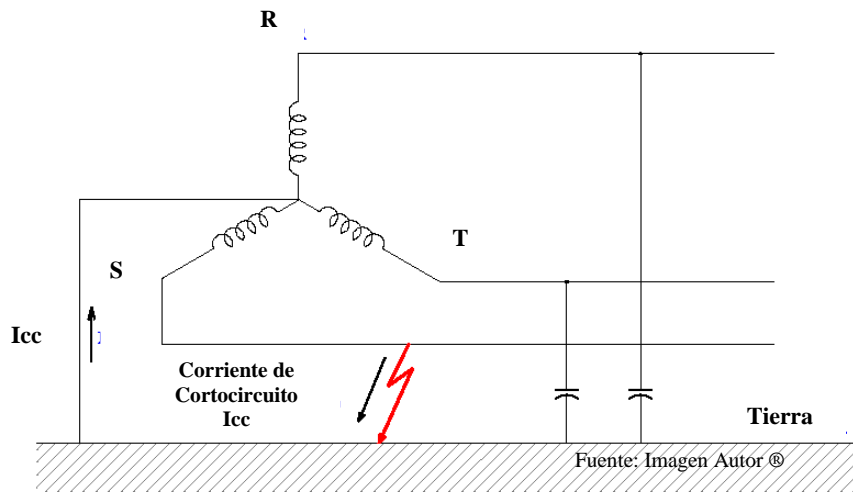


Figura 2.11: Falla asimétrica de línea-tierra con neutro aterrizado.

La conexión del neutro del generador a tierra se realiza de cualquiera de las formas siguientes:

- 1) Conexión directa.
- 2) Conexión a través de una resistencia no inductiva.
- 3) Conexión a través de una reactancia inductiva.

2.7.1 Conexión directa a tierra

En este caso el neutro del generador es aterrizado directamente a través de una cable o barra de cobre de muy baja resistencia, sin ninguna impedancia interpuesta entre el neutro del generador y tierra.

La admitancia del cable o barra deberá ser la correspondiente a la corriente máxima de carga de fase, debiendo además poder conducir la corriente de cortocircuito a tierra durante 1 minuto sin que su temperatura alcance los 250⁰ C.

Cuando se trata de generadores que trabajan en paralelo con otros generadores en un sistema de potencia, se agrega un interruptor automático, el que constituye un elemento de protección necesario dado que interrumpe la puesta a tierra del neutro cuando la corriente de cortocircuito excede la corriente sincrónica de cortocircuito del generador.

La admitancia del cable de puesta a tierra puede ser calculada a partir del siguiente análisis:

$$Y = \frac{1}{Z} = \frac{1}{V/I} = \frac{I}{V}$$

$$Y_{\text{Cable}} = \frac{I_{\text{Linea}}}{V_{\text{Fase}}} = \frac{I_{\text{Linea}}}{V_{\text{Linea}} / \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{Linea}}}{V_{\text{Linea}}}$$

$$Y_{\text{Cable}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{Linea}}}{V_{\text{Linea}}}$$

La Figura 2.12 muestra un generador trifásico con su neutro conectado sólidamente a tierra a través de un interruptor automático:

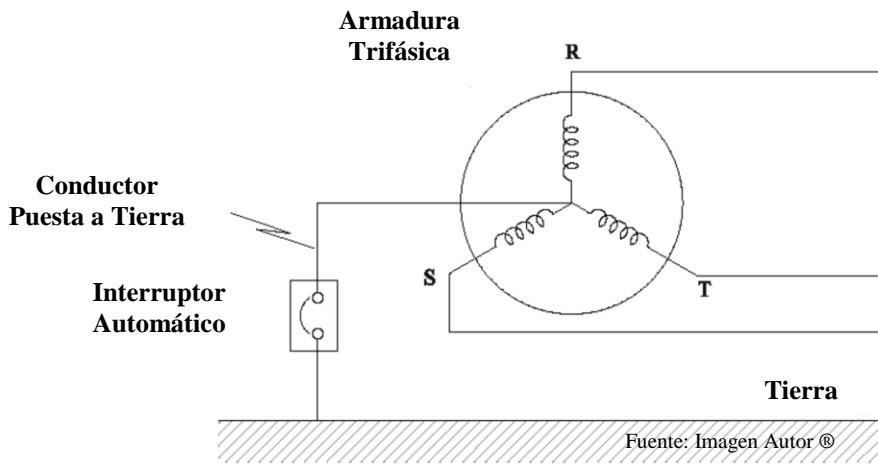


Figura 2.12: Generador trifásico conectado directamente a tierra.

2.7.2 Conexión a tierra a través de una resistencia

En este arreglo se intercala una resistencia baja, no inductiva, entre el neutro del generador y el interruptor automático. La finalidad de esta resistencia es limitar la corriente de cortocircuito que ha de retornar al neutro del generador.

Este tipo de conexión no suele utilizarse en los grandes generadores de centrales eléctricas, debido al espacio que tendría que ocupar resistencias tan bajas y de tan alta capacidad de corriente.

La resistencia de puesta a tierra se puede calcular de la manera siguiente:

$$R_{\text{Tierra}} = \frac{V_{\text{Fase}}}{I_{\text{CC}}} = \frac{V_{\text{Linea}} / \sqrt{3}}{I_{\text{CC}}}$$

$$R_{\text{Tierra}} = \frac{V_{\text{Linea}}}{\sqrt{3} I_{\text{CC}}}$$

La Figura 2.13 muestra un generador trifásico con su neutro conectado a tierra a través de una resistencia no inductiva:

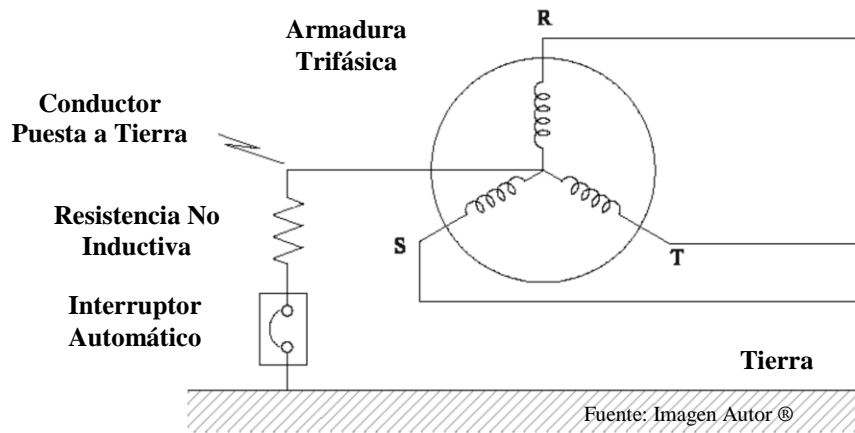


Figura 2.13: Generador trifásico puesto a tierra a través de una resistencia.

2.7.3 Conexión a tierra a través de una reactancia inductiva

Esta forma de conexión es de uso muy generalizado en todos los tipos de generadores de centrales eléctricas, es decir, de baja, media y alta capacidad.

Para que este sistema sea efectivo es preciso que la impedancia de la bobina sea tan baja que las corrientes de cortocircuito no induzcan una tensión tal en la bobina que produzca averías en los devanados del estator. La Figura 2.14 muestra este arreglo:

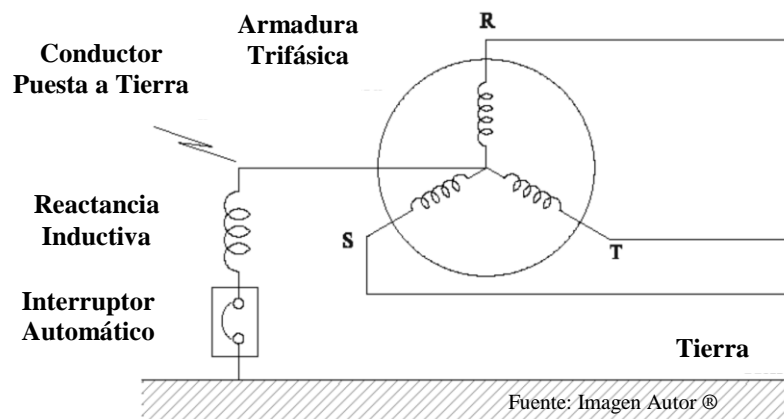
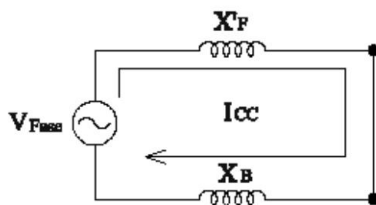
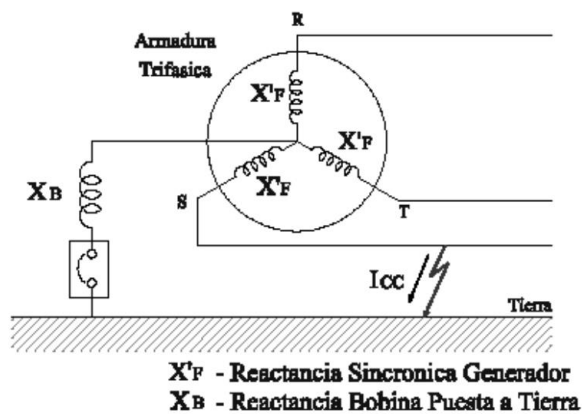


Figura 2.14: Generador trifásico puesto a tierra a través de una reactancia inductiva.

El valor de la reactancia inductiva de la bobina de puesta a tierra se obtiene a partir del siguiente análisis y de la Figura 2.15:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 2.15: Circuito Thévenin equivalente cálculo reactancia puesta a tierra.

$$X_{eq} = X'_F + X_B$$

Donde:

X_{eq} = Reactancia Equivalente

X'_F = Reactancia Sincrónica Generador

X_B = Reactancia Bobina Puesta a Tierra

$$X_{eq} = \frac{V_{Fase}}{I_{CC}}$$

$$X'_F + X_B = \frac{V_{Fase}}{I_{CC}} ; \quad X_B = \frac{V_{Fase}}{I_{CC}} - X'_F$$

$$X_B = \frac{V_{Linea} / \sqrt{3}}{I_{CC}} - X'_F$$

$$X_B = \frac{V_{\text{Linea}}}{\sqrt{3} I_{CC}} - X'_F$$

La reactancia inductiva consiste normalmente de un transformador de distribución primaria, cuyo devanado primario se conecta en serie con el neutro del generador y la puesta a tierra de servicio. El secundario se utiliza para alimentación del *Relé Detector de Tierra del Generador, 64G*, el cual tiene por misión detectar las fallas de línea a tierra de las fases del Generador.

2.8 Condiciones Anormales de Operación del Generador

2.8.1 Desbalance de carga

Los generadores síncronos son diseñados para operar con carga balanceada. Bajo estas condiciones, las corrientes de fase del generador son iguales en magnitud y con secuencia de fases simétricas. Es decir, que en un sistema balanceado la corriente que circula por el neutro del generador es nula, debido a que la suma fasorial de las corrientes de las tres fases es cero.

La Figura 2.16 muestra el diagrama fasorial de un sistema trifásico balanceado:

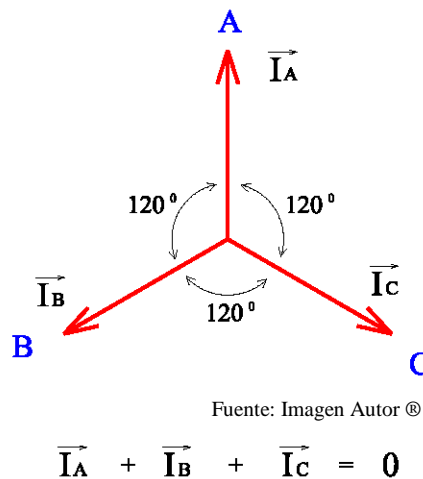


Figura 2.16: Diagrama fasorial sistema trifásico balanceado.

En condiciones de carga desbalanceada las corrientes de fase varían entre sí, y lo mismo ocurre con la tensión en los terminales del generador. Este desbalance produce ciertas corrientes que, definidas por el modelo matemático conocido como método de las *componentes simétricas*, son las que se detallan a continuación:

Para la Fase A:

I_{a1} = Corriente de Secuencia Positiva

I_{a2} = Corriente de Secuencia Negativa

I_{a0} = Corriente de Secuencia Cero

De estas corrientes, la que más afecta la operación del generador es la corriente de secuencia negativa, debido a que gira a la misma velocidad del campo, pero en sentido contrario, teniendo por tanto una frecuencia doble de la del generador, induciendo en el rotor una corriente con igual frecuencia que esta.

Dicha corriente circula por el núcleo del rotor produciendo calentamiento, corrosión y vibraciones, daños estos que combinados podrían dar al traste con el generador.

La operación permisible con carga desbalanceada está definida por las curvas de capacidad reactiva del generador, en función de los KW generados y la presión de hidrogeno del generador.

La Figura 2.17 muestra cómo se engendran estas corrientes:

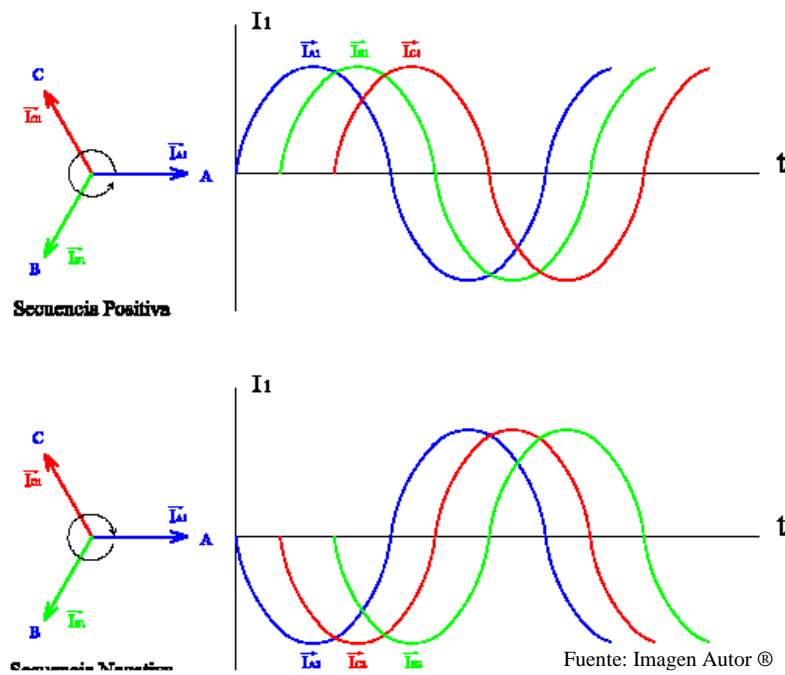


Figura 2.17: Sistemas fasoriales para corrientes de secuencia positiva y negativa.

La Figura 2.18 muestra los fasores de componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero:

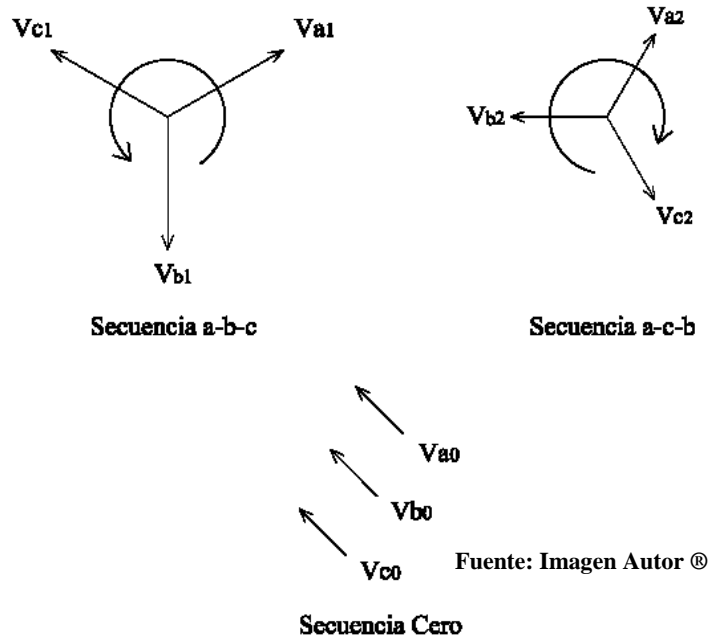


Figura 2.18: Fasores de componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero.

2.8.2 Pérdida de excitación

La pérdida de excitación es producida por cualquiera de las razones siguientes:

1. Apertura del interruptor del campo del generador.
2. Apertura del circuito de campo.
3. Mal contacto entre las escobillas y los anillos colectores del circuito de campo.

La operación de un generador conectado a un sistema eléctrico sin corriente de excitación provocará los fenómenos siguientes:

- Calentamiento excesivo en el campo del generador, producido por corrientes inducidas, altamente peligrosas, en dicho campo del generador. Estas corrientes circulan tanto por los devanados de campo, como por el núcleo de hierro del rotor.
- Sobre velocidad en la máquina, motivada en la ausencia de fuerza contra-electromotriz del generador.

A consecuencias de la sobre velocidad, se producirá un incremento en la corriente de armadura y baja tensión en las barras del generador.

Con la finalidad de evitar daños permanentes en el generador, estos están provistos de un relé conocido como *Relé de Pérdida de Excitación*, que tiene por misión sacar de servicio la unidad cuando ocurra esta falla.

Capítulo 3

Sistemas de Excitación de Generadores

3.1 Sistema de Excitación del Generador

Dada la gran capacidad de los generadores trifásicos de las centrales eléctricas estos requieren del concurso de una fuente de corriente directa que excite los devanados de su circuito de campo. Esta excitación puede realizarse por medio de generadores de corriente directa independientes o más generalmente por medio de *Sistemas de Excitación*.

Los sistemas de excitación se clasifican en dos grandes grupos:

1. Sistema de Excitación Rotativo.
2. Sistema de Excitación Estático.

Las funciones del sistema de excitación son las siguientes:

- A. Proveer corriente directa para excitar los devanados de campo del generador principal.
- B. Mantener constante la tensión de salida del generador.
- C. Controlar el flujo de potencia reactiva (kVAr) del generador.
- D. Contribuir con la estabilidad del sistema de potencia.
- E. Proveer importantes funciones de protección del generador.

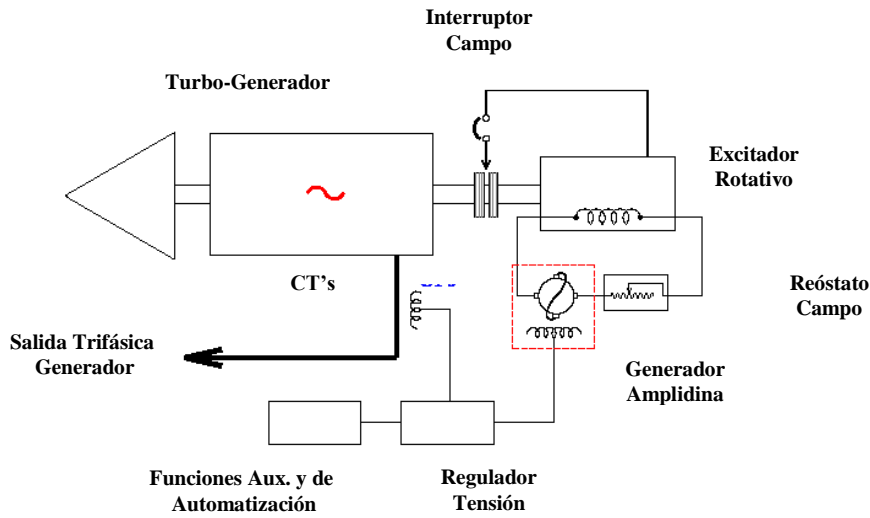
3.2 Sistema de Excitación Rotativo

El Sistema de Excitación Rotativo consiste de un generador de corriente continua acoplado directamente, o por medio de un engranaje reductor, al eje del generador principal, el cual excita el campo de dicho generador.

El *Sistema de Excitación Rotativo* consiste de los siguientes componentes principales:

1. Excitador Rotativo o Excitatriz.
2. Generador de Amplidina.
3. Regulador de Tensión; y
4. Funciones Auxiliares y de Automatización.

El *Sistema de Excitación Rotativo* es mostrado en la Figura 3.01, la cual representa un esquema de los componentes básicos de este sistema de excitación:



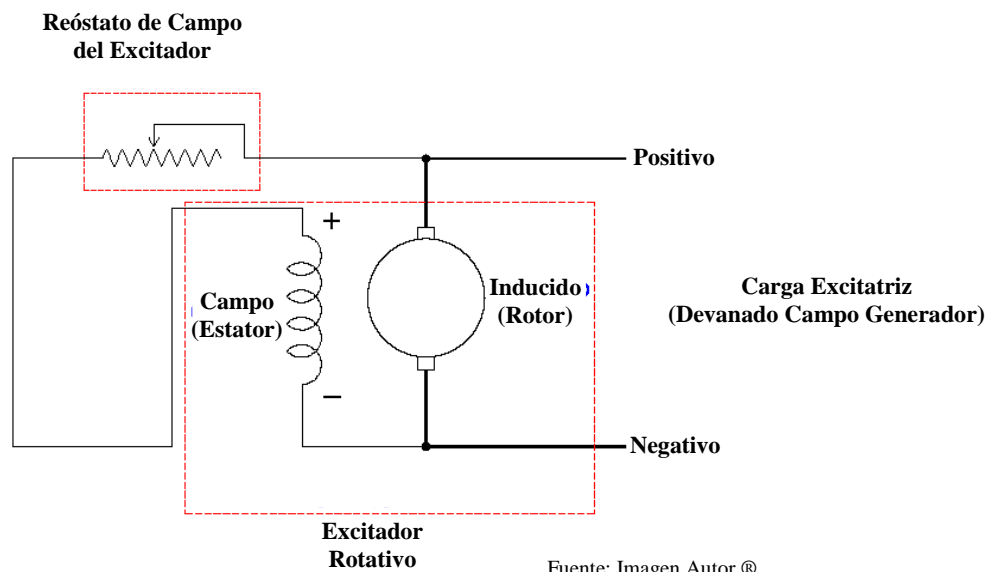
Fuente: Imagen Autor ®

Figura 3.01: Esquema de funcionamiento del sistema de excitación rotativo.

3.2.1 Excitador Rotativo o Excitatriz

El *Excitador Rotativo o Excitatriz* es un generador shunt auto excitado. La excitación inicial es provista por el magnetismo remanente de los núcleos polares de su estator o campo.

La Figura 3.02 representa el circuito eléctrico del *Excitador Rotativo o Excitatriz*:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 3.02: Excitador rotativo o excitatriz.

3.2.2 Generador de Control Tipo Amplidina

El *Generador de Amplidina* se puede considerar como el equivalente de dos generadores “shunt” en cascada, de cuya combinación resulta un amplificador rotativo de dos etapas. La primera etapa opera como un generador “shunt” en cortocircuito, excitado independientemente por medio del campo de control.

Esta corriente de cortocircuito que fluye a través del inducido produce un campo magnético, conocido como de reacción del inducido, eléctricamente en ángulo recto con respecto al campo producido por el devanado de control.

Este campo induce una fuerza electromotriz entre el otro par de escobillas, las cuales se asientan en el colector del inducido. Las conexiones exteriores a la carga se verifican a través de estas escobillas.

La Figura 3.03 muestra un esquema de un Generador de control tipo Amplidina:

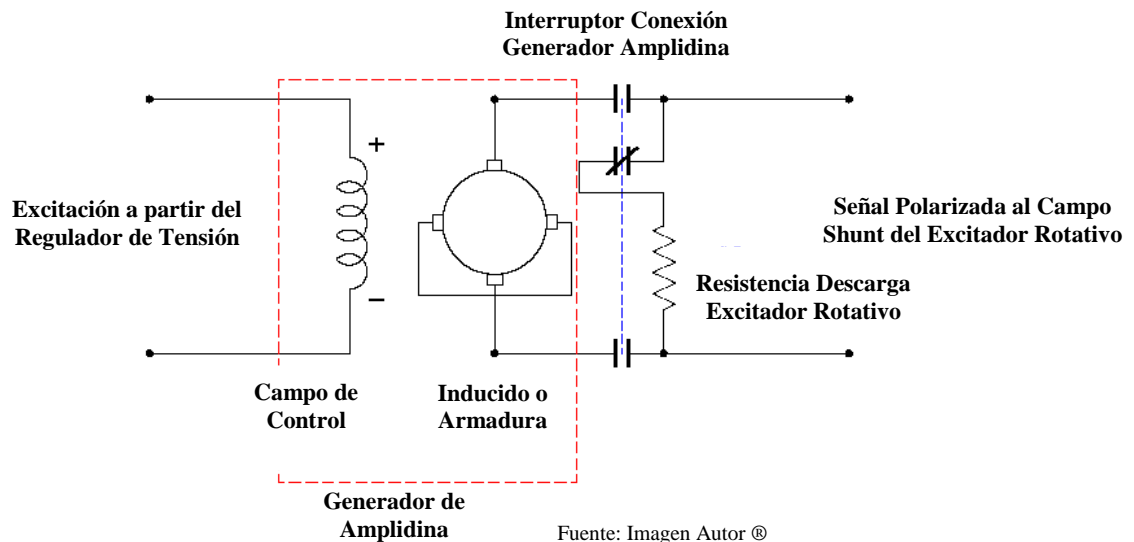
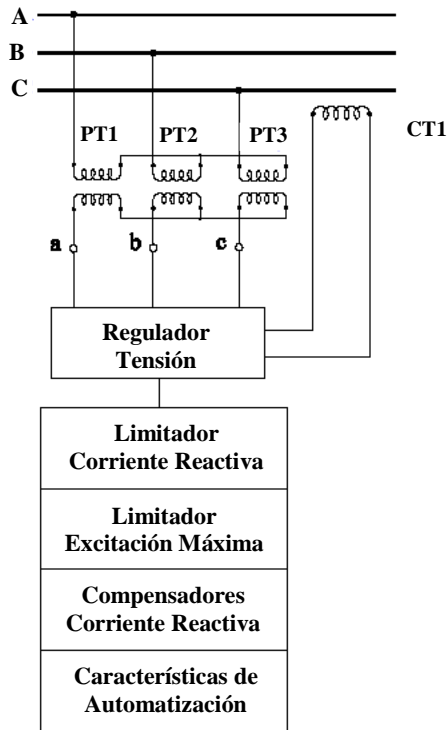


Figura 3.03: Generador de control o de Amplidina.

3.2.3 Regulador de Tensión

El *Regulador de Tensión* controla automáticamente la tensión en los terminales del generador, suministrando excitación al campo de control de la Amplidina, de acuerdo con las desviaciones que sufra la tensión de salida de éste.

La Figura 3.04 representa el esquema eléctrico del Regulador de Tensión y de las Funciones Auxiliares y de Automatización:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 3.04: Regulador de tensión y funciones auxiliares y de automatización.

Cuando la tensión del generador sea mayor que la nominal, el regulador de tensión excitará el campo de control de la Amplidina con una polaridad tal que contrarreste la tensión aplicada al campo del excitador, reduciendo de esta forma la corriente de campo del generador y la tensión en sus terminales.

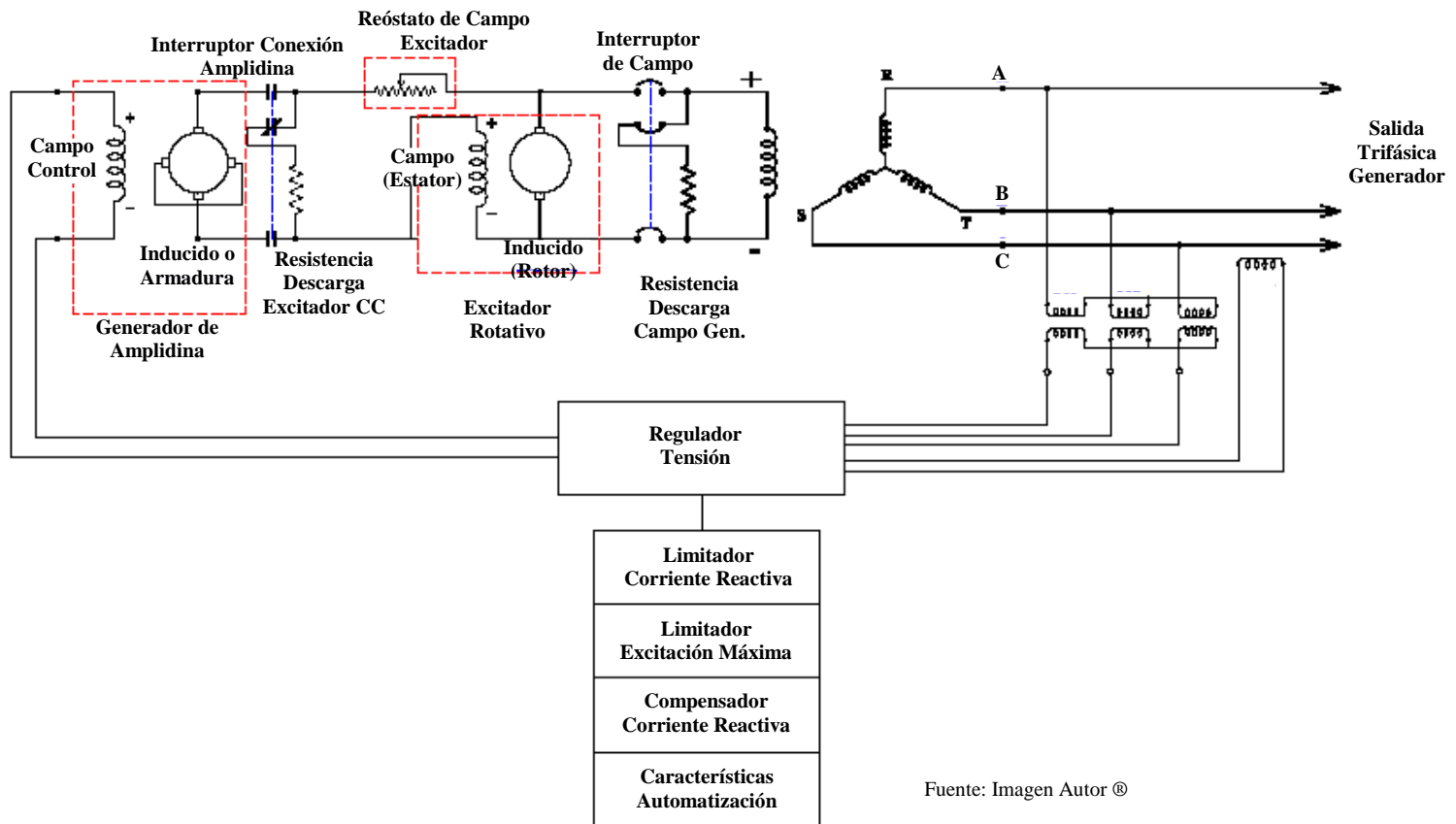
Cuando ocurra lo contrario, es decir una caída de tensión por debajo del nivel nominal se producirá el proceso inverso al citado anteriormente, hasta culminar con una total estabilización de la tensión de la máquina.

3.2.4 Funciones Auxiliares y de Automatización

Las *Funciones Auxiliares y de Automatización* del regulador de tensión son las siguientes:

1. **Limitador de Corriente Reactiva:** Limita la corriente reactiva de baja excitación, para asegurar la operación de los devanados de armadura de la máquina dentro de los límites térmicos y de estabilidad. Este equipo ejerce su función de protección en las regiones AB y CD de las Curvas de Capacidad Reactiva de la máquina sincrónica. La región AB abarca factores de potencia desde 0 hasta 0.85 atrasados (inductivos); mientras que la región CD va desde 0.95 hasta 0 factor de potencia adelantado (capacitivo).
2. **Limitador de Excitación Máxima:** Limita la corriente de excitación del campo del generador y provee capacidad de sobre-excitación temporal a dicho campo, a la vez que lo protege contra la permanencia prolongada bajo estas condiciones. Su rango de operación se corresponde con la porción BC de las Curvas de Capacidad Reactiva, es decir, en el rango de factor de potencia de 0.85 retrasado (inductivos) a 0.95 adelantado (capacitivos).
3. **Compensadores de Corriente Reactiva:** Compensan la corriente reactiva, para asegurar la distribución de la demanda reactiva del sistema entre todos los generadores conectados en paralelo en dicho sistema.
4. **Características de Automatización:** Las Características de Automatización facilitan el arranque y el control automático del sistema de excitación del turbogenerador.

Diagrama eléctrico completo del sistema de excitación rotativo:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 3.05: Diagrama eléctrico completo sistema de excitación rotativo.

3.3 Sistema de Excitación Estático

El Sistema de Excitación Estático es un sistema de potencia no giratorio que obtiene la energía de excitación del campo del generador a partir de los terminales de la armadura y a través de los devanados potenciales y de corriente de los transformadores de excitación.

El sistema estático consiste de tres elementos fundamentales:

1. Transformadores de Excitación
2. Rectificador Trifásico
3. Reguladores de Tensión (Corriente Alterna y Corriente Continua)

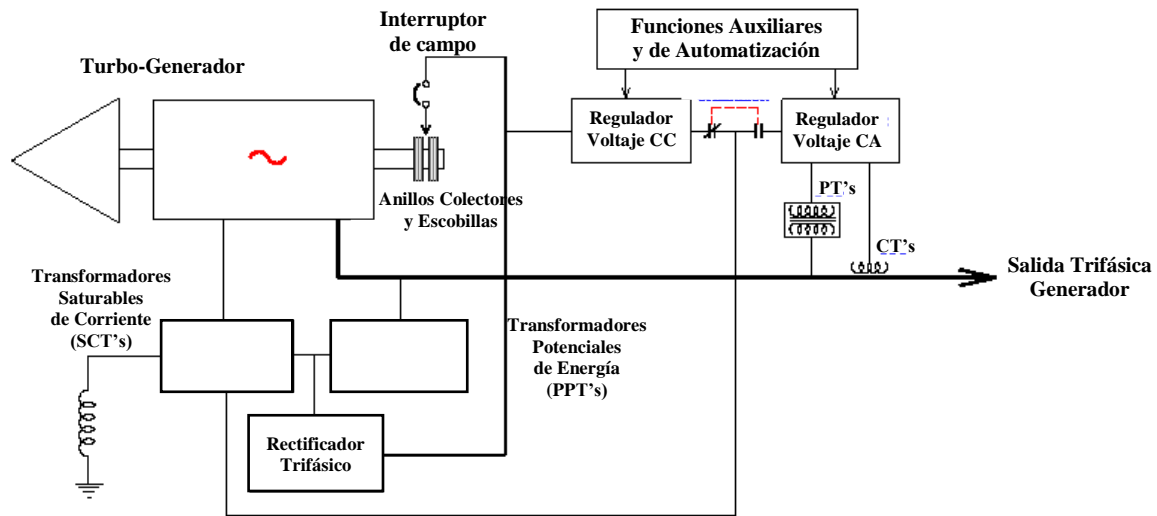
Dependiendo de los tipos de Transformadores de Excitación utilizados, los Sistemas de Excitación Estáticos se clasifican en dos grupos:

- Sistema de Excitación Estático con Transformadores Independientes Trifásicos de Excitación, Potenciales y de Corriente.
- Sistema de Excitación Estático con Transformador Trifásico de Excitación.

3.4 Sistema de Excitación Estático con Transformadores Trifásicos de Excitación Potenciales y de Corriente

Para generadores de capacidad inferior a los 100 MVA la fuente de tensión es obtenida a partir de los Transformadores Potenciales de Energía o PPT's (Potential Power Transformers); y la fuente de corriente se obtiene a partir de los Transformadores de Corriente Saturable o SCT's (Saturable Current Transformers).

La Figura 3.06 muestra el diagrama en bloques de este sistema de excitación estático:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 3.06: Diagrama de funcionamiento del sistema de excitación estático con SCT's y PPT's.

3.4.1 Transformadores Potenciales de Energía

Los *Transformadores Potenciales de Excitación*, también denominados *Transformadores Potenciales de Energía* (PPT's - Potential Power Transformers) constituyen la fuente de tensión del sistema de excitación, y son diseñados para que sean capaces de proveer toda la energía de excitación del campo del generador en la condición de no carga del mismo.

La Figura 3.07 muestra el esquema eléctrico de los Transformadores Potenciales de Excitación o de Energía:

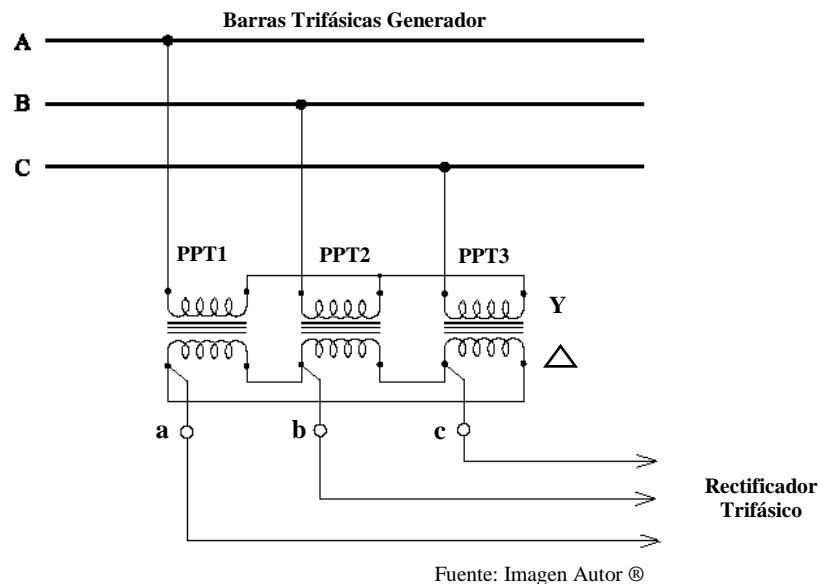


Figura 3.07: Esquema eléctrico de los Transformadores Potenciales de Energía o PPT's.

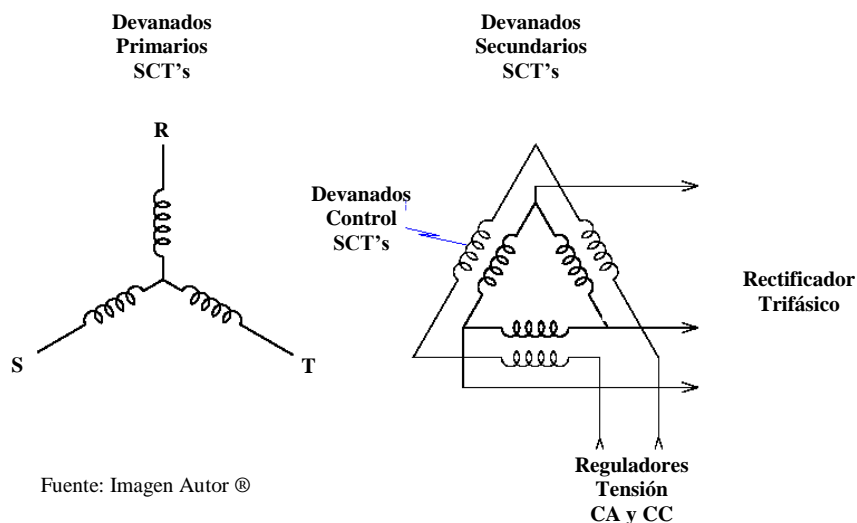
3.4.2 Transformadores de Corriente Saturable

Los *Transformadores de Corriente Saturable* (SCT's - Saturable Current Transformers) representan la fuente de corriente del sistema estático y proveen energía de excitación cuando se producen cambios de carga en el generador; asumiendo la plena carga de excitación bajo las condiciones de cortocircuito en el mismo, o en el sistema al cual sirve.

El devanado de control de los SCT tiene como misión controlar la salida de estos, en función de las variaciones de carga del generador.

Este devanado es alimentado a partir de los reguladores de tensión de Corriente Alterna y Corriente Continua.

La Figura 3.08 nos muestra el esquema eléctrico de los transformadores de corriente saturable:



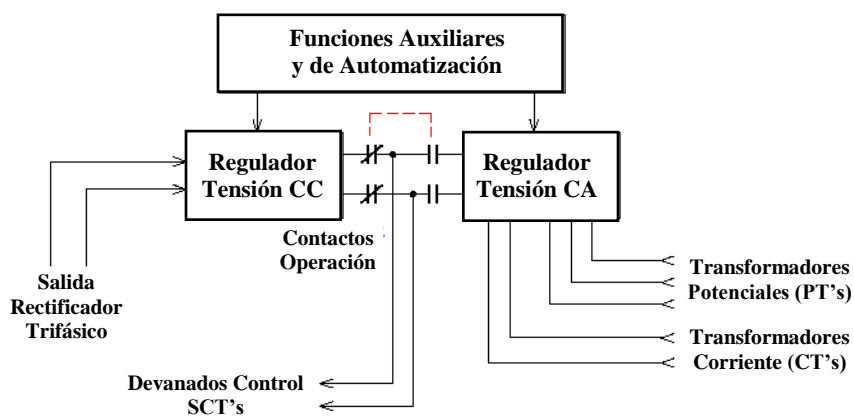
Fuente: Imagen Autor ©

Figura 3.08: Diagrama eléctrico Transformadores de Corriente Saturable o SCT's.

3.4.3 Reguladores de tensión de corriente alterna y continúa

Los *Reguladores de Tensión de Corriente Alterna* y de *Corriente Continua* reciben su denominación en función del tipo de señal que tomen, ya sea de las barras del generador, para el primero, o de la salida del rectificador, para el segundo.

La Figura 3.09 muestra un diagrama en bloques de los reguladores de tensión de CA y CC:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 3.09: Reguladores de tensión de corriente alterna y de corriente continúa.

El Regulador de Tensión de Corriente Continua opera cuando el generador está sin carga, y el de Corriente Alterna bajo la condición de carga de dicho generador.

3.4.4 Rectificador trifásico

La conversión de corriente alterna a corriente continua es realizada por medio de un conjunto de rectificadores de diodos de sílice, constituidos de varias secciones en paralelo. Cada sección puede ser aislada eléctricamente para fines de mantenimiento en condiciones de carga del generador.

El diagrama eléctrico del rectificador trifásico del sistema estático de excitación es representado en la Figura 3.10:

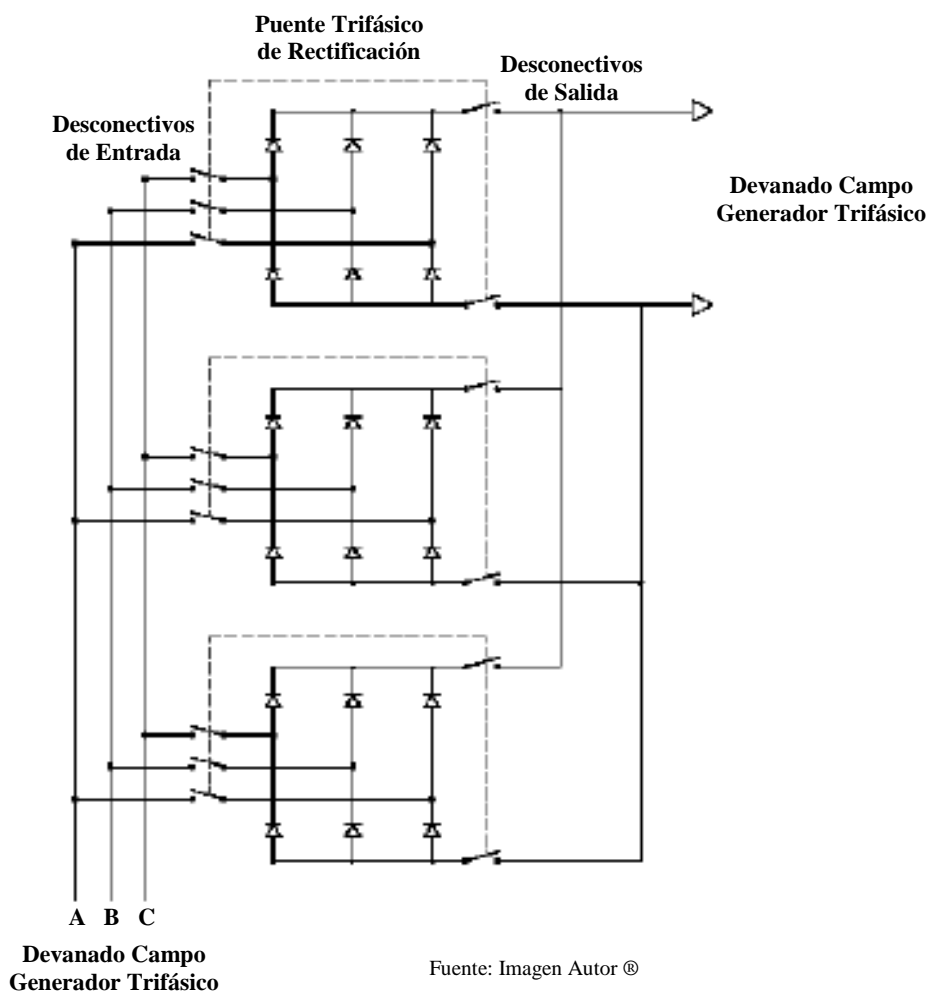


Figura 3.10: Esquema eléctrico del rectificador trifásico

La Figura 3.11 representa el diagrama eléctrico completo del sistema de excitación estático con PPT's y SCT's:

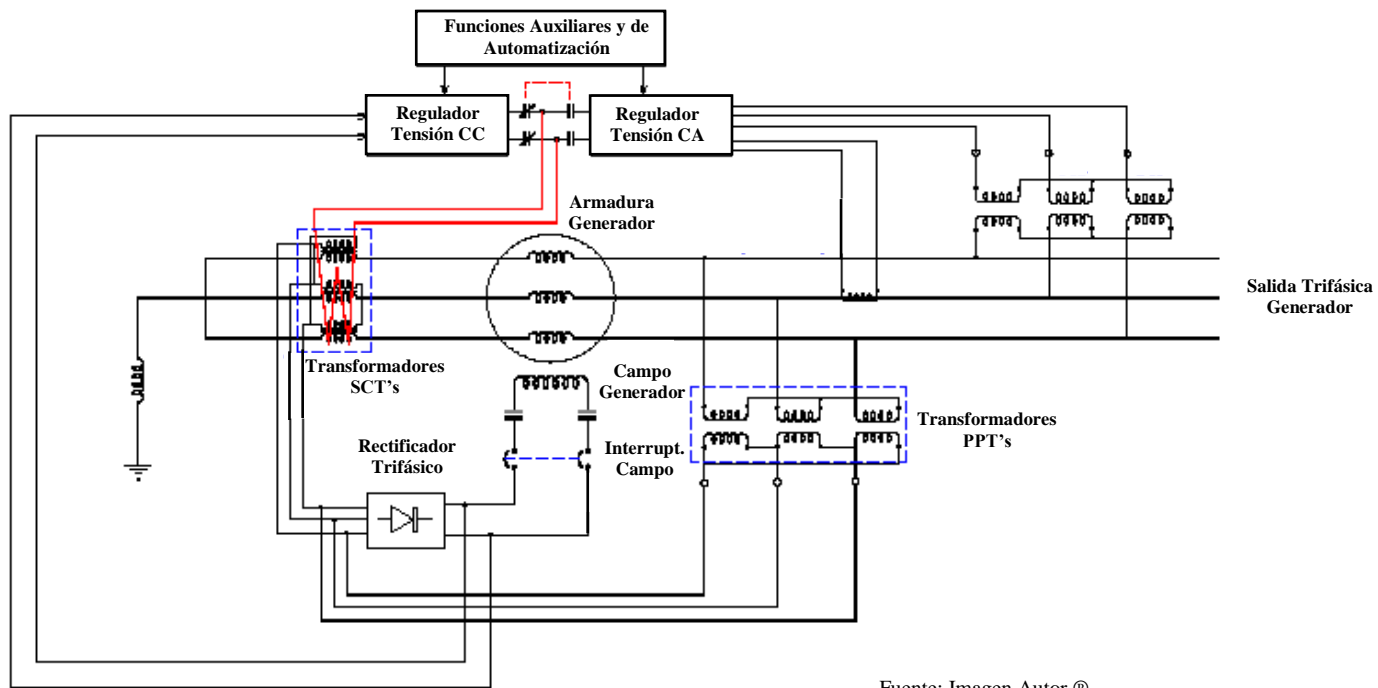
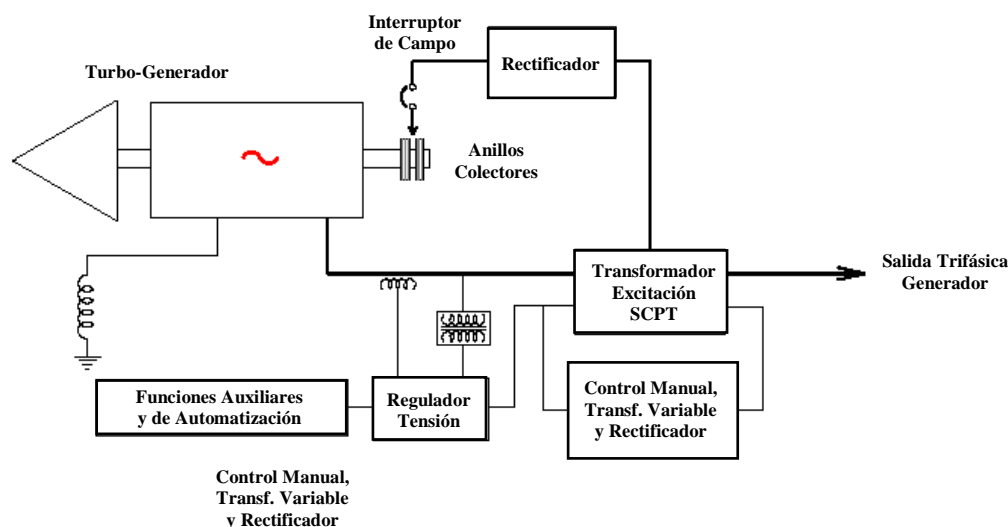


Figura 3.11: Diagrama eléctrico completo sistema excitación estático con PPT's y SCT's.

3.5 Sistema de Excitación Estático con Transformador Trifásico de Excitación

Este tipo de configuración combina las fuentes de voltaje y corriente en un transformador único. Este transformador de excitación llamado Transformador Potencial de Corriente Saturable (SCPT - Saturable Current Potential Transformer) sintetiza las mismas funciones básicas de las configuraciones de PPT y SCT en una sola unidad.

La Figura 3.12 representa un arreglo en bloques de los componentes del sistema de excitación estático usado en generadores de capacidad superior a los 150 MVA:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 3.12: Diagrama en bloques sistema excitación estático con Transformador SCPT.

El regulador de tensión es un regulador estático de semi-conductores que supe corriente continua a un devanado de control del transformador de excitación para variar la salida de este y con ello la corriente de campo. Este equipo opera sólo en automático.

El control manual consiste de un transformador variable y un rectificador, los cuales realizan la función equivalente al réostato de campo del sistema rotativo.

3.6 Ventajas del Sistema Estático

1. Flexibilidad de distribución de los componentes en la estación.
2. Excelente respuesta de tensión de corriente directa para grandes y pequeñas desviaciones de la tensión de corriente alterna de salida del generador.
3. Facilidad de mantenimiento del rectificado bajo condición de carga.
4. Mayor confiabilidad del sistema, debido a una menor probabilidad de falla, motivada por la ausencia de componentes giratorios que estén sometidos a desgastes continuos.

Capítulo 4

La Estación Generadora

4.1 La Estación Generadora

La *Estación Generadora* se define como el conjunto de equipos eléctricos, tanto de potencia, como de control y protección, que hacen posible la producción de energía eléctrica en la central generadora.

La *Estación Generadora* está constituida por los siguientes componentes:

1. Generador Trifásico Sincrónico.
2. Transformador Principal.
3. Transformador Auxiliar y Barra Auxiliar.
4. Transformador de Servicio de Estación y Barra de Servicio de Estación.
5. Sistema de Corriente Continua.
6. Sistema de Tensión Segura.

Cada uno de estos sistemas posee sus respectivos dispositivos de control y protección. El Generador Trifásico Sincrónico es tratado ampliamente en el Capítulo 2 de este libro.

4.2 Transformador Principal

Cuando la tensión de transmisión es mayor que la de generación, como ocurre generalmente, el generador se acopla a un transformador de potencia trifásico, conocido como *Transformador Principal de la Unidad*, con la finalidad de elevar la tensión desde el nivel de generación, hasta el nivel de transmisión correspondiente. La capacidad de transferir potencia del Transformador Principal debe ser igual a la del Generador Eléctrico. El transformador principal constituye una unidad trifásica de configuración Delta-Estrella, sumergida en un fluido dieléctrico.

4.2.1 Fluidos dieléctricos Transformador Principal

El aceite mineral fue por varias décadas el fluido dieléctrico más utilizado en transformadores de potencia. Las razones que motivaron esto fueron fundamentalmente su alta rigidez dieléctrica y su excelente capacidad de recuperación a esfuerzos dieléctricos.

Algunos de los fluidos utilizados en el aislamiento de transformadores de potencia también son el Askarel, el Nitrógeno y el Fluorgas. En Europa se suele utilizar el Piraleno por sus propiedades aislantes.

El Askarel (Poli Cloruro Bifenilo ó PCB) se utilizó hasta la década de los años 70's; a partir de entonces se suspendió su fabricación por ser uno de los compuestos más contaminantes del medio ambiente.

El Nitrógeno está generalmente limitado en su uso hasta 15 kV.

El Fluorgas es utilizado a altas temperaturas, dado que en tales condiciones es más económico que el aceite dieléctrico.

La Figura 4.01 representa un transformador de potencia típico, donde se muestran algunos de sus componentes:

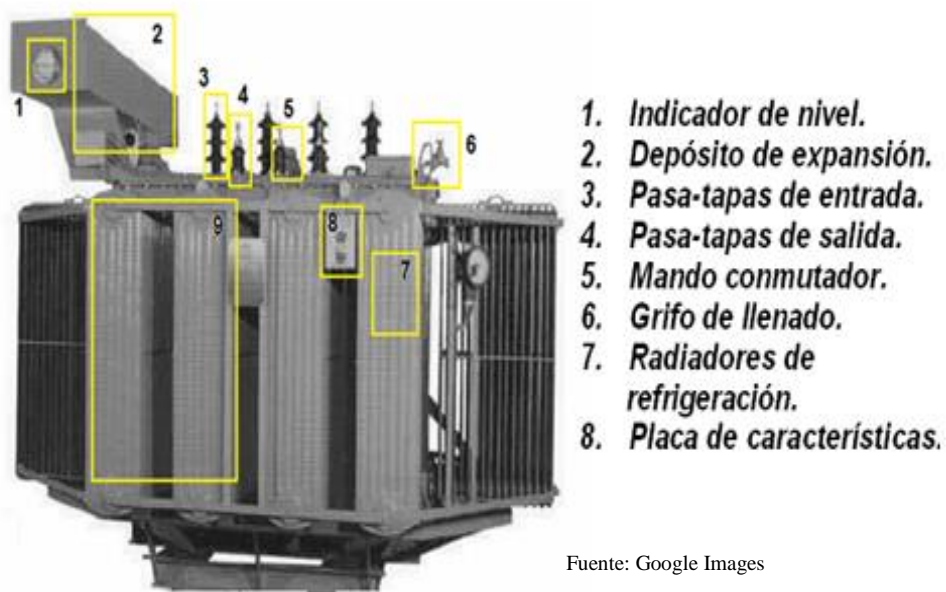


Figura 4.01: Componentes de un transformador de potencia

La Figura 4.02 contiene una fotografía de un transformador de potencia, donde se muestran los radiadores y ventiladores de enfriamiento del fluido dieléctrico del mismo.

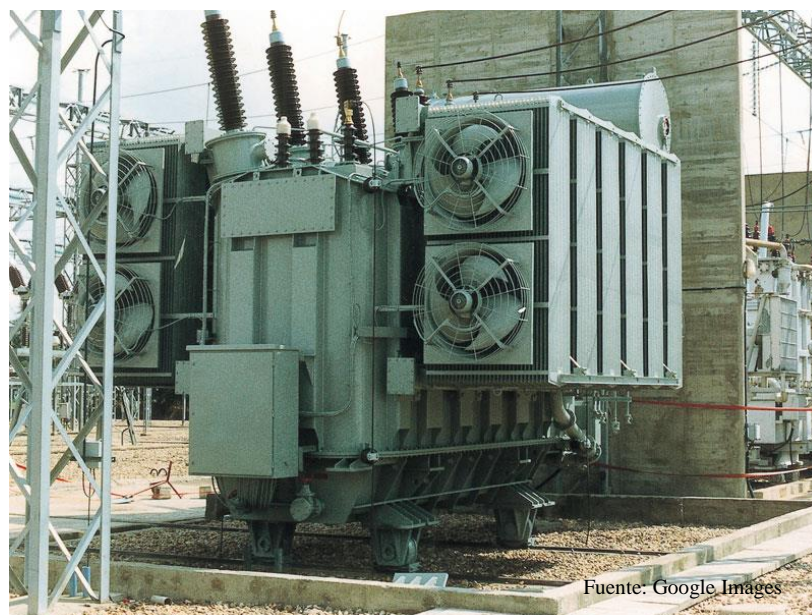


Figura 4.02: Sistema enfriamiento transformador de potencia.

4.2.2 Sistema de enfriamiento del Transformador Principal

El enfriamiento del Transformador Principal se realiza mediante convección forzada, con el empleo de radiadores, a los que se les instalan bombas de aceite y ventiladores adosados a dichos radiadores.

Las bombas hacen circular, mediante convección forzada, el fluido dieléctrico desde el cuerpo del transformador hacia el radiador, para luego recircularlo hacia éste.

Los ventiladores producen flujo forzado de aire ambiental a través de los paneles de los radiadores para extraer el calor contenido en el medio dieléctrico.

La capacidad de transferencia de potencia del Transformador Principal depende del tipo de enfriamiento utilizado.

Existen cuatro formas diferentes de enfriamiento de un transformador de potencia. Estas son:

4.2.2.1 Aceite y Aire en Convección Libre (Enfriamiento ONAN – Oil Natural Air Natural)

En este arreglo tanto las bombas como los ventiladores están fuera de servicio. El enfriamiento del fluido dieléctrico se realiza por convección libre del fluido y el aire.

4.2.2.2 Aceite Forzado (FO – Forced Oil)

En esta modalidad las bombas de circulación están en operación; mientras que el flujo de aire se efectúa por convección libre.

4.2.2.3 Aire Forzado (FA – Forced Air)

En este caso los ventiladores están en operación; en cambio, el flujo del medio refrigerante se hace por convección libre.

4.2.2.4 Aceite y Aire Forzado (FOA – Forced Oil Air)

En este esquema de operación tanto las bombas de circulación, como los ventiladores están en funcionamiento; de ahí que la convección del fluido refrigerante y del aire sea forzada.

La máxima capacidad de transferir potencia se logra con el sistema FOA-Aceite y Aire Forzados. Luego le siguen FA - Aire Forzado, FO - Aceite Forzado, y finalmente OA - Aceite y Aire en Convección Libre, en orden decreciente.

Para un transformador de potencia de 250/275/300 MVA, las potencias para los diferentes tipos de enfriamiento serían las siguientes:

$$\text{FOA} = 300 \text{ MVA}$$

$$\text{FO/FA} = 275 \text{ MVA}$$

$$\text{OA} = 250 \text{ MVA}$$

El arranque de las bombas de circulación de aceite y de los ventiladores se realiza de manera automática, por medio de termostatos que detectan la condición de temperatura del transformador, arrancan los ventiladores y bombas en primer escalón, dan condición de alarma de temperatura en segundo escalón y provocan el disparo del transformador, en tercer escalón.

4.2.3 Sistema Conservador Fluido Enfriamiento Transformador

El fluido dieléctrico usado en los transformadores de potencia es un producto altamente refinado; pero no es químicamente puro. Algunas impurezas en particular afectan más su rigidez y propiedades dieléctricas. Los factores más contaminantes son el agua, oxígeno y los variados compuestos que se forman con la combinación de estos elementos a alta temperatura.

El sistema de preservación del fluido dieléctrico contra la oxidación consiste en un depósito de expansión de sección circular conectado mediante tubo al tanque del transformador. El depósito conservador cuenta con indicador de nivel y puede opcionalmente equiparse con Relé Buchholz y un venteo a través de un filtro deshidratante lleno de cristales de sílice gel. La Figura 4.03 muestra una fotografía de un sistema de conservación de fluido refrigerante en un transformador de potencia:

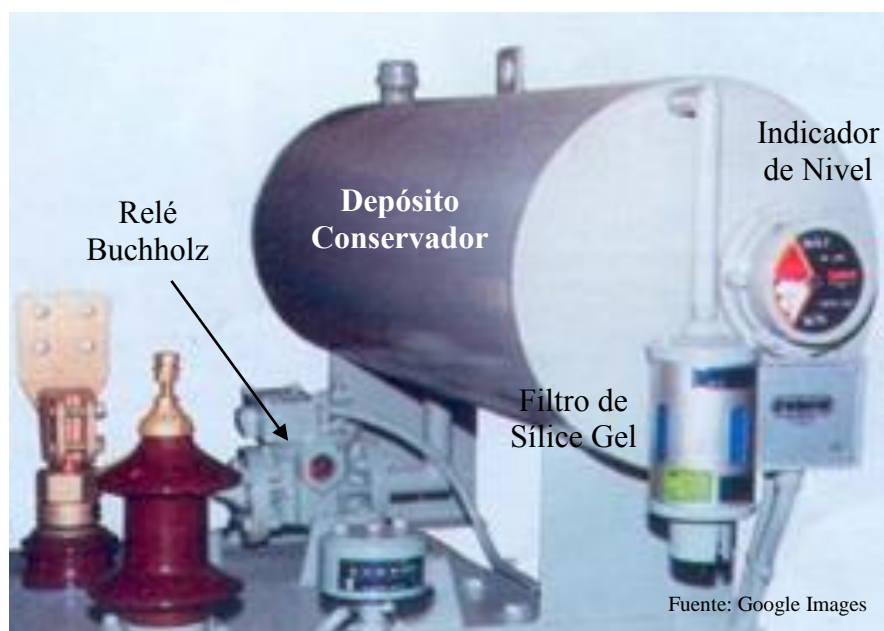


Figura 4.03: Sistema conservación fluido refrigerante.

Para evitar la contaminación del fluido con la humedad, es práctica normal el usar transformadores sellados. Se suelen utilizar los siguientes esquemas para permitir la expansión y contracción normal del aceite en transformadores sellados:

4.2.4 Cámara de gas (aire o nitrógeno) sobre el aceite

En este arreglo el transformador es sellado a la atmósfera, y posee una cámara de aire o gas en la parte superior del depósito del transformador. Se instala además una válvula de alivio de presión/vacío, la cual está diseñada para mantener una presión interna de +/- 5 psig. En el proceso de montaje del transformador, se coloca a presión aire libre de humedad o nitrógeno, de tal manera que se crea una cámara de aire o gas sobre el aceite.

Si la presión interna en el transformador excede los 5 psig, el aire o el nitrógeno son expulsados a la atmósfera a través de la válvula de alivio. Si al enfriarse el transformador y contraerse el aceite, la presión interna cayera 5 psig por debajo de la presión atmosférica (presión de vacío), la válvula de alivio permitirá la entrada de aire exterior al transformador. Para evitar la entrada de humedad a través del aire exterior, se utiliza un filtro de sílice-gel para reducir el contenido de humedad del aire ambiental.

4.2.5 Diafragma de goma sintética flotando sobre el aceite

Este esquema presenta la ventaja de que el aceite nunca está bajo presión, vacío o presión variable. Su mayor desventaja es su alto costo, con relación a los demás esquemas. Una variante del diafragma, lo constituye una bolsa de goma, la cual hace fluir aire atmosférico a través de dicha bolsa para absorber los cambios en la dilatación del aceite del transformador. El aire atmosférico se hace pasar por un filtro de sílice-gel para evitar la entrada de humedad a dicha bolsa.

4.2.6 Bolsa de goma sintética flotando sobre el aceite

Una variante del diafragma, lo constituye una bolsa de goma, la cual hace fluir aire atmosférico a través de dicha bolsa para absorber los cambios en la dilatación del aceite del transformador. El aire atmosférico se hace pasar por un filtro de sílice-gel para evitar la entrada de humedad a dicha bolsa.

Un depósito conservador de aceite con bolsa de goma sintética flotando sobre el aceite es mostrado en la Figura 4.04:

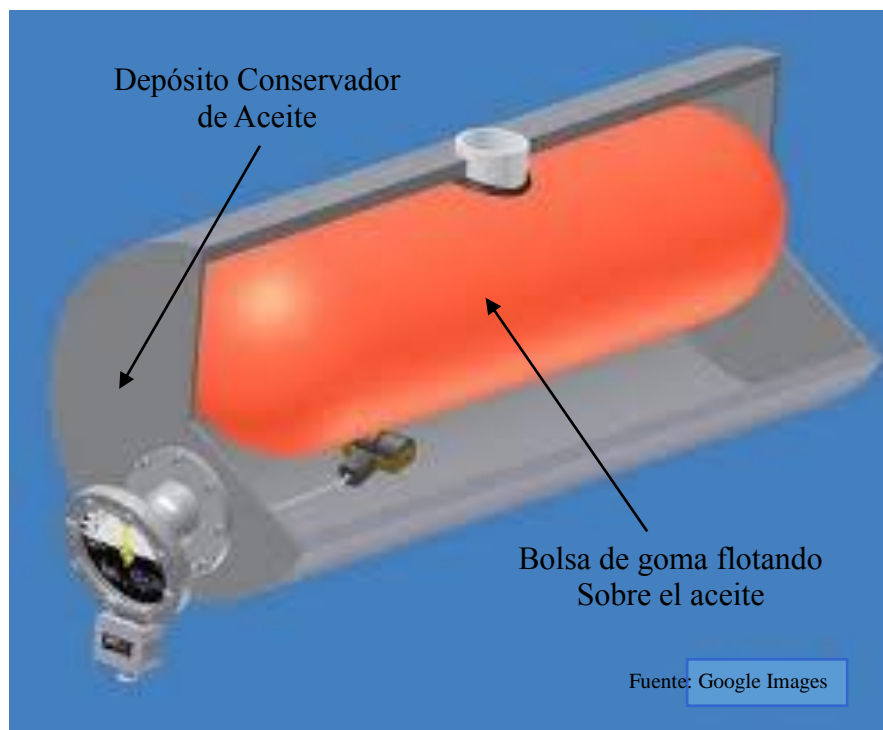


Figura 4.04: Bolsa de goma sintética flotando sobre el aceite.

4.2.7 Detección de Fallas Internas

Las fallas internas en el Transformador Principal pueden ser detectadas por medio de Relés de Fallo, conocidos también como Relés de Presión o de Detección de Gases y Relés Diferenciales. Ambos relés proveen una señal, la cual puede ser usada para alarma o disparo del interruptor del generador, para sacar de servicio al Transformador Principal.

Las fallas que se detectan a través del Relé Detector de Gases son básicamente las siguientes:

- Descargas localizadas dentro del aislamiento.
- Arqueo intermitente de baja energía.
- Sobrecalentamiento del aislamiento de los conductores.
- Puntos calientes en contacto con el aceite.

4.2.7.1 Relé Detector de Gases Tipo Buchholz

El Relé Detector de Gases percibe el súbito aumento de presión producido por gases generados por arcos eléctricos durante la falla. El Relé Detector de Gas tipo Buchholz se instala normalmente entre el tanque principal y el tanque de expansión de aceite de transformadores. El Relé de Gas posee dos contactos independientes; uno de los contactos opera por la acumulación de gas y el otro por la variación súbita del flujo del líquido aislante.

La Figura 4.05 muestra un relé detector de gases tipo Buchholz:

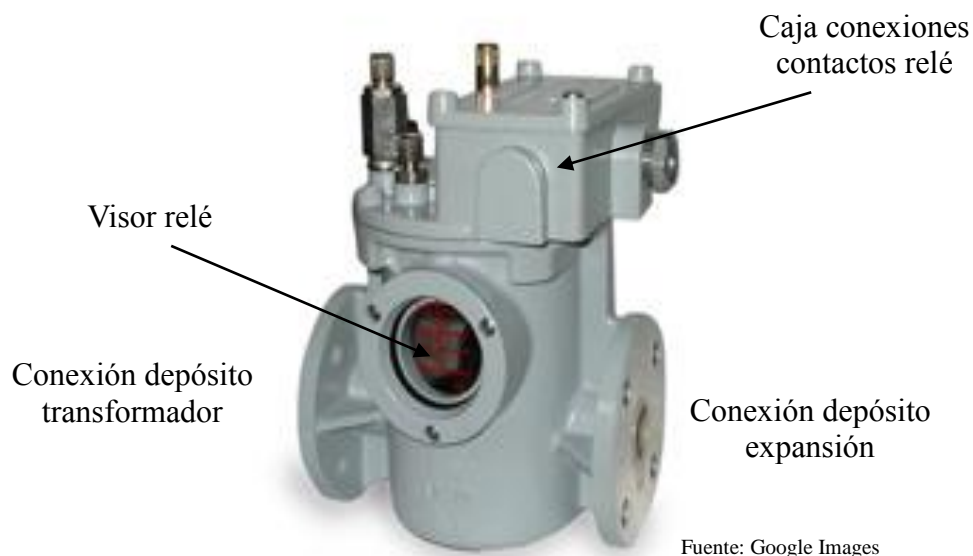


Figura 4.05: Relé Buchholz detector de gases.

El Relé Diferencial del Transformador o Protección Diferencial del Transformador, 87T, se estudia en el Capítulo XIII, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, de este libro.

4.3 Acoplamiento Generador – Transformador Principal

Entre el *Generador* y el *Transformador Principal* no se intercala interruptor de potencia alguno; por lo que ambos forman una sola unidad, como se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 4.06:

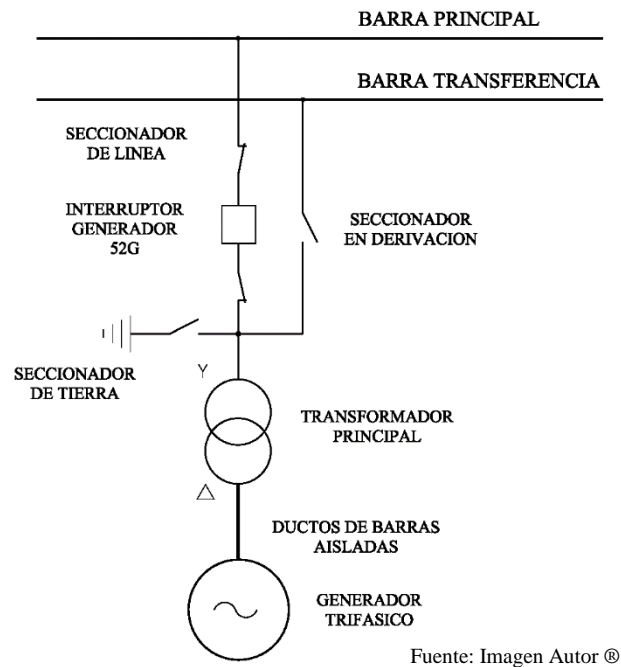


Figura 4.06: Acoplamiento Generador – Transformador Principal

El acoplamiento entre el Generador y el transformador Principal se realiza a través de los **Ductos de Barras Aisladas**.

Esta disposición se denomina “Acoplamiento en Bloque”, y tiene la gran ventaja de que en caso de cortocircuito en las barras colectoras, las corrientes de cortocircuito quedan amortiguadas por las reactancias de dispersión de los transformadores.

Otras ventajas que presenta este tipo de montaje son las siguientes:

1. No es necesario usar interruptores de potencia, seccionadores y otros equipos, que serían muy costosos, a causa del alto amperaje, motivado por las tensiones de generación relativamente bajas.
2. La potencia aplicada al primario del transformador es aumentada gradualmente, y no de manera abrupta, como ocurriría con el uso de un interruptor de potencia intercalado entre el Generador y el Transformador Principal.

La Figura 4.07 muestra un ducto de barras aisladas, en un corte longitudinal y otra transversal:



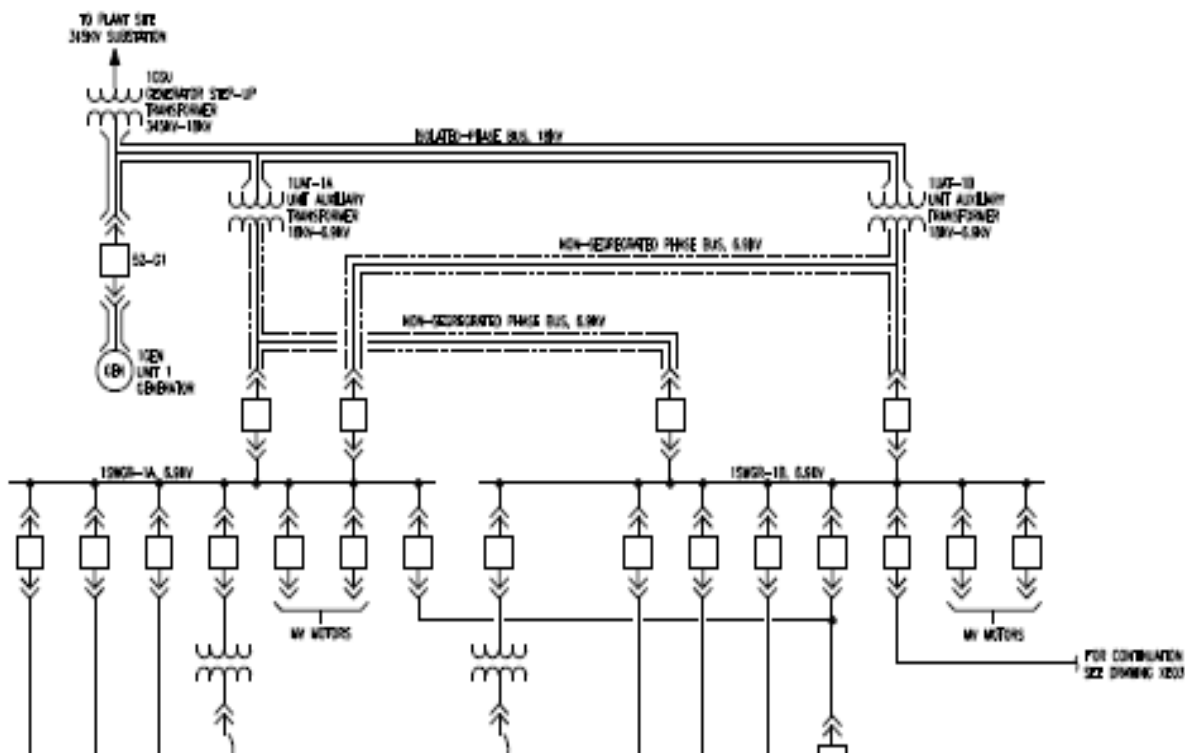
Figura 4.07: Ductos de barras aisladas generador.

4.4 Arreglo Generador-Interruptor de Potencia-Transformador de Potencia

Existe una tendencia a utilizar un interruptor de potencia intercalado entre el Generador y el Transformador Principal / Transformador de Arranque. En este arreglo se persigue el ahorro por la no utilización de un Transformador de Servicio de Estación.

Su mayor desventaja está relacionada con el manejo de las corrientes de cortocircuito de la máquina, cuando dicho cortocircuito ocurre en las barras del Generador, antes del interruptor de potencia.

Este arreglo es mostrado en la Figura 4.08:



Fuente: Stanley Consulting ®

Figura 4.08: Arreglo Generador – Interruptor de Potencia - Transformador

4.5 Conexiones Primaria y Secundaria

Los devanados primarios del Transformador Principal se conectan en configuración Delta; mientras que los devanados secundarios son conectados en configuración Estrella.

La conexión Delta le permite al Transformador Principal aumentar la impedancia subsincrónica del acoplamiento Generador-Transformador Principal, y contribuir a amortiguar las corrientes de cortocircuito que se pudieren producir por fallas en los devanados del Generador, en las barras de salida del generador o en el primario de dicho transformador.

La conexión en Estrella del secundario, en cambio, facilita la puesta a tierra de servicio del Transformador Principal.

4.6 Puesta a Tierra del Transformador Principal

Existen dos tipos de puesta a tierra del Transformador Principal. La puesta a tierra de protección y la de servicio. La puesta a tierra de protección tiene por finalidad proteger contra descargas eléctricas al personal de operación y mantenimiento. Esta se logra mediante la conexión de las partes metálicas del transformador a la malla de tierra de la central y de la subestación eléctrica. La puesta a tierra de servicio se realiza mediante la conexión a tierra del neutro de la configuración estrella del Transformador Principal. Esta se efectúa a través de un seccionador eléctrico intercalado entre el neutro del transformador y la malla de puesta a tierra.

4.7 Transformador Auxiliar y Barra Auxiliar de la Unidad

Los equipos auxiliares de la Central se definen como aquellos que son imprescindibles para el arranque y operación de dicha Central. Como su nombre lo sugiere, prestan un servicio auxiliar a los equipos principales de la misma.

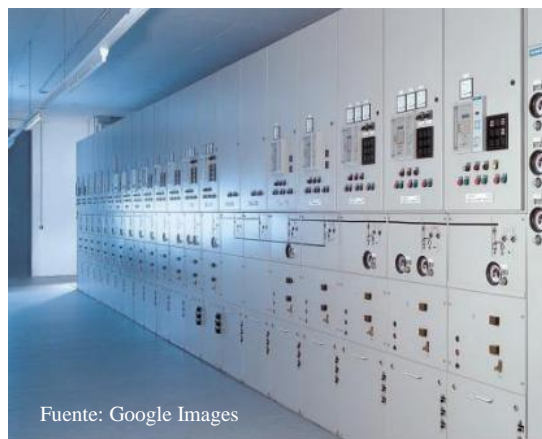
Los equipos auxiliares accionados eléctricamente utilizan, en su generalidad, motores de inducción con rotor de jaula de ardilla, debida a su simplicidad, seguridad y relativa bajo costo, con relación a otras máquinas motrices.

Estos equipos se alimentan a partir de una barra trifásica denominada **Barra de Servicio Auxiliar o Barra Auxiliar de la Unidad**. Esta barra trifásica recibe energía a partir de un transformador de potencia denominado **Transformador Auxiliar de la Unidad**.

4.7.1 Transformador Auxiliar a Media Tensión 13.8kV / 480 V

El Transformador Auxiliar reduce la tensión desde el nivel de generación, 13.8kV por ejemplo, hasta el nivel de media tensión, 4.16kV ó 2.4kV, para alimentar la Barra Auxiliar o Cabina de Equipos Auxiliares, a media tensión, de la Estación Generadora. Está conectado a una derivación de las barras de salida del Generador Trifásico de la Unidad, antes de su acoplamiento con el Transformador Principal.

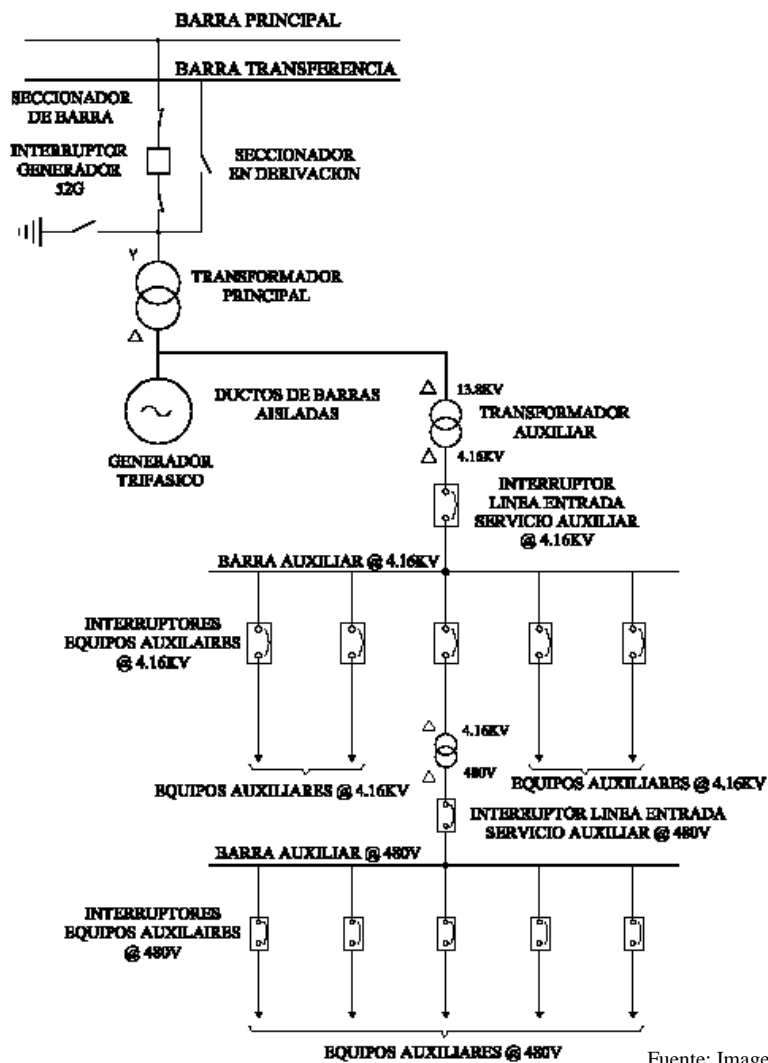
La Figura 4.09 muestra una fotografía de cabinas de media tensión utilizadas para alimentar los equipos auxiliares de la unidad:



Fuente: Google Images

Figura 4.09: Cabinas eléctricas de media tensión

La Figura 4.10 muestra el diagrama unifilar típico de los servicios auxiliares de una central eléctrica:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 4.10: Transformador y Barras Servicio Auxiliar

4.8 Interruptores de Potencia a Media Tensión Barra Auxiliar

Los interruptores de potencia o disyuntores a media tensión de la Barra Auxiliar de la Unidad tienen por finalidad proveer la alimentación, protección y aislamiento de los equipos auxiliares de la unidad. Dependiendo de la capacidad de tensión y potencia a interrumpir, estos pueden ser de interrupción del arco por soplado de aire, o interruptores al vacío.

Los disyuntores a media tensión de interrupción del arco por soplado de aire disponen de contactos de arco y contactos de carga. Los contactos de arco son los primeros en aproximarse en la operación de cierre del disyuntor, y los últimos en separarse en la apertura o disparo de éste.

En el interruptor por soplado de aire existe un fuelle en el mecanismo de cierre y apertura del interruptor que sopla aire a presión sobre los contactos de arco del disyuntor, para interrumpir el arco eléctrico formado por la corriente de carga del mismo.

La Figura 4.11 muestra dos cabinas típicas de media tensión con interrupción del arco eléctrico por soplado de aire:



Figura 4.11: Cabinas eléctricas media tensión

Los interruptores a media tensión al vacío, conocidos también como VCB por sus siglas en inglés (“Vacuum Circuit Breaker”), llevan a cabo la interrupción del arco por medio de un ambiente exento de aire, es decir al vacío.

La Figura 4.12 muestra una fotografía de un interruptor de media tensión al vacío:

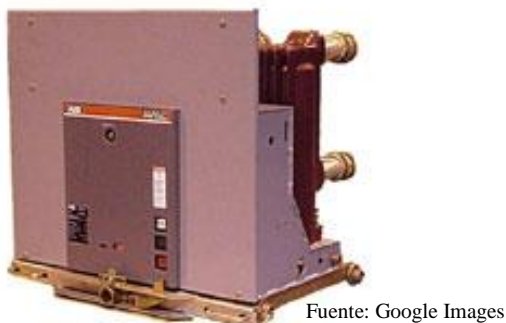


Figura 4.12: Interruptor media tensión tipo VCB.

4.9 Equipos Auxiliares de la Unidad

4.9.1 Ventiladores de Tiro Forzado

Suplen el aire de combustión de la caldera, el cual pasa primeramente por el Calentador Regenerativo para absorber calor de los gases quemados de la caldera. La Figura 4.13 muestra una fotografía de un Ventilador de Tiro Forzado típico:

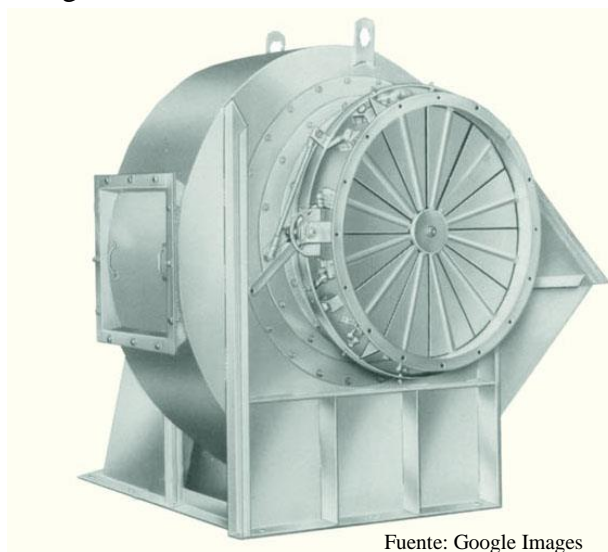


Fuente: Google Images

Figura 4.13: Ventilador de Tiro Forzado

4.9.2 Ventiladores de Tiro Inducido

Extraen los gases quemados del horno de la caldera y lo llevan a la chimenea, pasando por etapas de transferencia de calor, tales como el Sobrecalentador, Economizador, Recalentador y el Calentador Regenerativo de la caldera. Un ventilador de tiro inducido típico es mostrado en la Figura 4.14:



Fuente: Google Images

Figura 4.14: Ventilador de Tiro Inducido

La Figura 4.15 muestra un esquema de un generador de vapor o caldera, con sus ventiladores de tiro forzado y de tiro inducido:

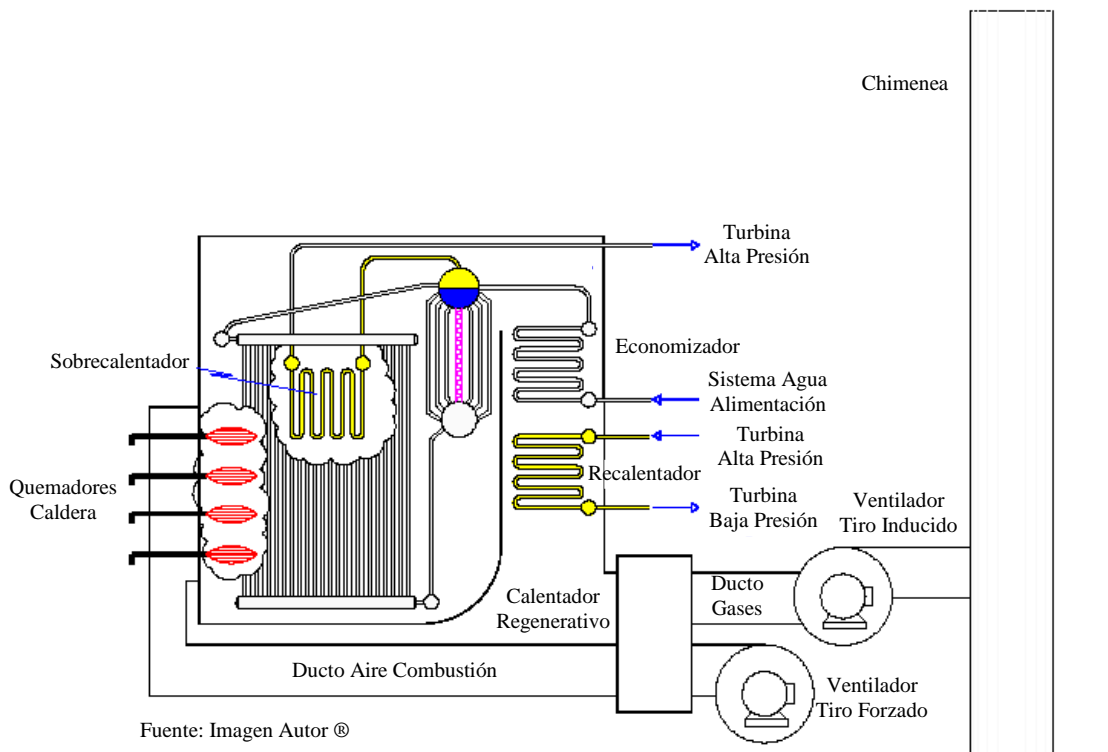


Figura 4.15: Generador de vapor con ventiladores de tiro forzado e inducido.

4.9.3 Bombas Agua Alimentación Caldera

Impulsan agua de alimentación de la caldera desde el depósito del Desareador hasta el domo superior de dicha caldera, pasando por los Calentadores de Alta Presión. La Figura 4.16 muestra una foto de una bomba de agua de alimentación de una caldera de vapor:



Fuente: Google Images

Figura 4.16: Bomba Agua Alimentación Caldera.

4.9.4 Bombas Agua Circulación Condensador

Hacen circular agua de mar, un río o un circuito cerrado con torre de enfriamiento, hasta el Condensador, para condensar el vapor a la salida de la Turbina de Vapor.

Varias bombas de agua de circulación del condensador son mostradas en la foto de la Figura 4.17:



Figura 4.17: Bombas Agua Circulación Condensador.

4.9.5 Bombas de Condensado

Impulsan agua desde el pozo caliente del condensador de vapor de la turbina hasta el Desareador, pasando por los calentadores de baja presión. La foto muestra una Bomba de Condensado extraída de su foso de succión:

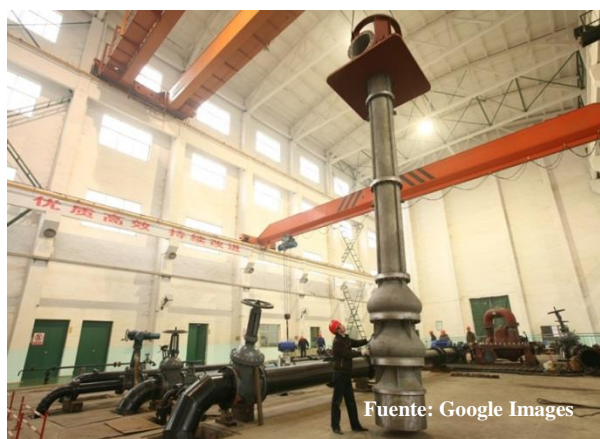


Figura 4.18: Bomba Condensado.

4.9.6 Barra Auxiliar a Baja Tensión

El Transformador Auxiliar a Baja Tensión reduce el voltaje desde el nivel de media tensión (4.16KV ó 2.4KV), al nivel de baja tensión (480V), para alimentar la Barra Auxiliar a Baja Tensión. Típicamente, equipos como los señalados a continuación, son alimentados a partir de la Barra Auxiliar de Baja Tensión:

1. Centro de Control de Motores de Caldera.
2. Centro de Control de Motores de Turbina.
3. Motores Bombas de Condensado (algunas centrales).
4. Motor Bomba Reposición de Condensado (Make-Up Pump).
5. Cargadores de Baterías.
6. Transformadores de Fuerza y Alumbrado.

La Figura 4.19 muestra una foto de un Centro de Control de Motores típico:



Figura 4.19: Centro Control Motores (CCM) a baja tensión.

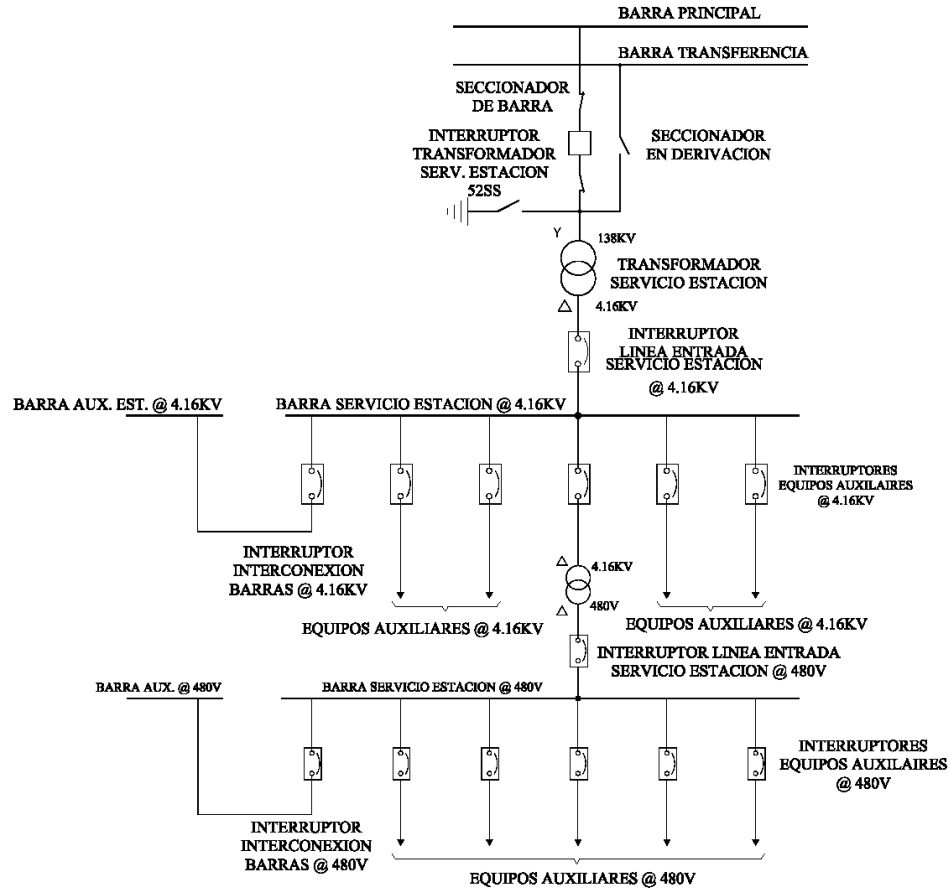
4.10 Transformador y Barra de Servicio de Estación o de Arranque

El *Transformador de Servicio de Estación* o *Transformador de Arranque*, como se le denomina en algunas centrales eléctricas, consiste en una unidad trifásica que toma energía de las barras de la Subestación de Transmisión de la Central (138kV ó 69kV, en nuestro sistema eléctrico), y lo reduce al nivel de media tensión (4.16kV ó 2.4kV), para alimentar la Barra de Servicio de Estación o la Barra de Arranque de la Unidad.

La *Barra de Servicio de Estación* o *Barra de Arranque* posee un interruptor de potencia de interconexión de barras, a través del cual se le supe energía a la Barra Auxiliar, cuando la Unidad está fuera de servicio, para propiciar la puesta en marcha de la misma. Debido a esta aplicación es que se le suele denominar Barra de Arranque.

De lo dicho con anterioridad queda establecido que el *Transformador de Servicio de Estación* o *de Arranque* debe ser de una capacidad tal que pueda llevar simultáneamente la carga de la *Barra de Servicio de Estación* o *de Arranque*, y la de la *Barra Auxiliar* de la Unidad, en la fase de arranque o puesta en marcha de dicha Unidad.

El diagrama unifilar de la Figura 4.20 muestra la configuración del *Transformador de Servicio de Estación* y la *Barra de Servicio de Estación*:



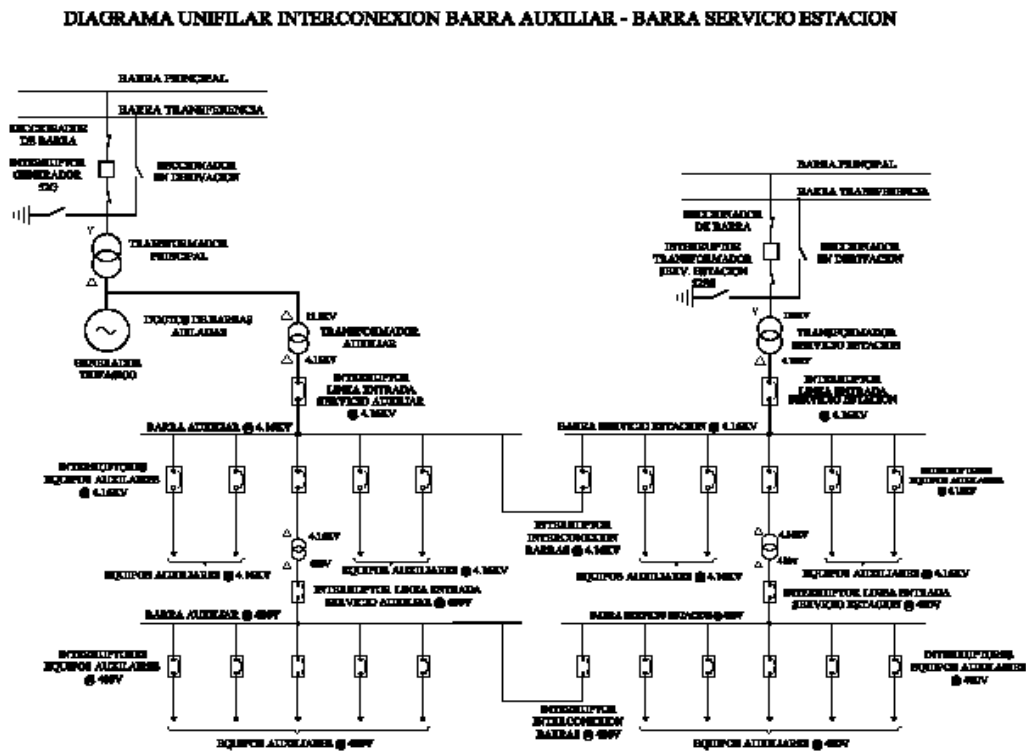
Fuente: Imagen Autor ®

Figura 4.20: Transformador y Barra de Servicio de Estación.

Es práctica normal el establecer un enclavamiento eléctrico entre el interruptor de salida del **Transformador Auxiliar** y el interruptor de interconexión de barras. La finalidad de este enclavamiento es transferir la carga de los servicios auxiliares al **Transformador Auxiliar** después de la sincronización del Generador al sistema eléctrico interconectado. Al cerrar el disyuntor de línea de entrada del servicio auxiliar, el enclavamiento eléctrico actúa para disparar el interruptor de interconexión de barras a media tensión. Luego de completada esta transferencia, el interruptor de interconexión de barras queda abierto llevando los **Transformadores Auxiliar y de Servicio de Estación** la carga de sus respectivas barras de manera independiente.

En algunas centrales se procede a sincronizar en paralelo la barra auxiliar con la barra de servicio de estación cuando se pone en servicio el **Transformador Auxiliar de la Unidad**. Luego de esta operación, se abre el interruptor de interconexión de barras, para independizar la operación de las barras auxiliar y de servicio de estación.

El diagrama unifilar de la Figura 4.21 representa los sistemas de servicio auxiliar y de estación de la central:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 4.21: Servicios Auxiliar y de Estación.

En general, los equipos alimentados a partir de la *Barra de Servicio de Estación o de Arranque a Media Tensión* son los siguientes:

1. Motor Bomba Agua Circulación de Reserva.
2. Transformador de Servicio de Estación o de Arranque a Baja Tensión (4.16kV-480V ó 2.4kV-480V).
3. Interruptor de Interconexión de Barras @ 4.16kV ó 2.4kV.
4. Interruptor Alimentación Parque de Carbones (para centrales a carbón).

El *Transformador de Servicio de Estación o de Arranque a Baja Tensión* reduce el voltaje desde el nivel de Media Tensión (4.16kV ó 2.4kV) al nivel de Baja Tensión (480V), para alimentar la *Barra de Servicio de Estación o de Arranque a Baja Tensión*.

Los equipos que se citan a continuación son los que generalmente suelen ser alimentados a partir de la Barra de Servicio de Estación o de Arranque a Baja Tensión:

- 1) Centro de Control de Motores de Tratamiento de Agua.
- 2) Centro de Control de Motores de Servicios Vitales.
- 3) Centro de Control de Motores de Servicios Generales.
- 4) Transformador Auxiliar de Fuerza y Alumbrado.
- 5) Interruptor de Interconexión de Barras a Baja Tensión (480V).

4.11 Sistema de Seguridad de la Central

Los *Sistemas de Seguridad de la Central* tienen por finalidad garantizar el suministro de energía a los servicios vitales de dicha Central, en caso de falla del sistema de corriente alterna de la misma.

Los sistemas de seguridad varían en función de la importancia de la Central, su capacidad, criterios de diseño, etc. Pero se acepta el hecho de que existen tres tipos básicos de sistemas de seguridad para Centrales Eléctricas:

1. Sistema de Corriente Continua.
2. Sistema de Tensión Segura.
3. Grupos Electrógenos de Emergencia.

4.11.1 Sistema de Corriente Continua

La *Estación Generadora* posee un *Sistema de Corriente Continua*, el cual es alimentado a partir de un banco de baterías de acumuladores a 125 ó 250 voltios de corriente continua (Vcc). La capacidad total en amperios-hora le permite suplir este servicio de emergencia por un periodo de tiempo pre-establecido para cada Central.

Los equipos alimentados por el *Sistema de Corriente Continua* en la Estación Generadora, en sentido general, suelen ser los siguientes:

- 1) Sistema de Tensión Segura.
- 2) Sistema de Control y Protección del Generador.
- 3) Motor Bomba de Emergencia de Aceite, para sellaje del Generador y lubricación de sus chumaceras del Turbo-Generador.
- 4) Cubículo o Cabina de Excitación del Generador.
- 5) Control y Protección de Servicios Auxiliares Eléctricos.
- 6) Control y Protección de Servicios de Estación.
- 7) Panel de Control de Hidrogeno del Generador.
- 8) Sistema de Alumbrado de Emergencia.

La Figura 4.22 muestra el diagrama unifilar del Sistema de Corriente Continua de la Central:

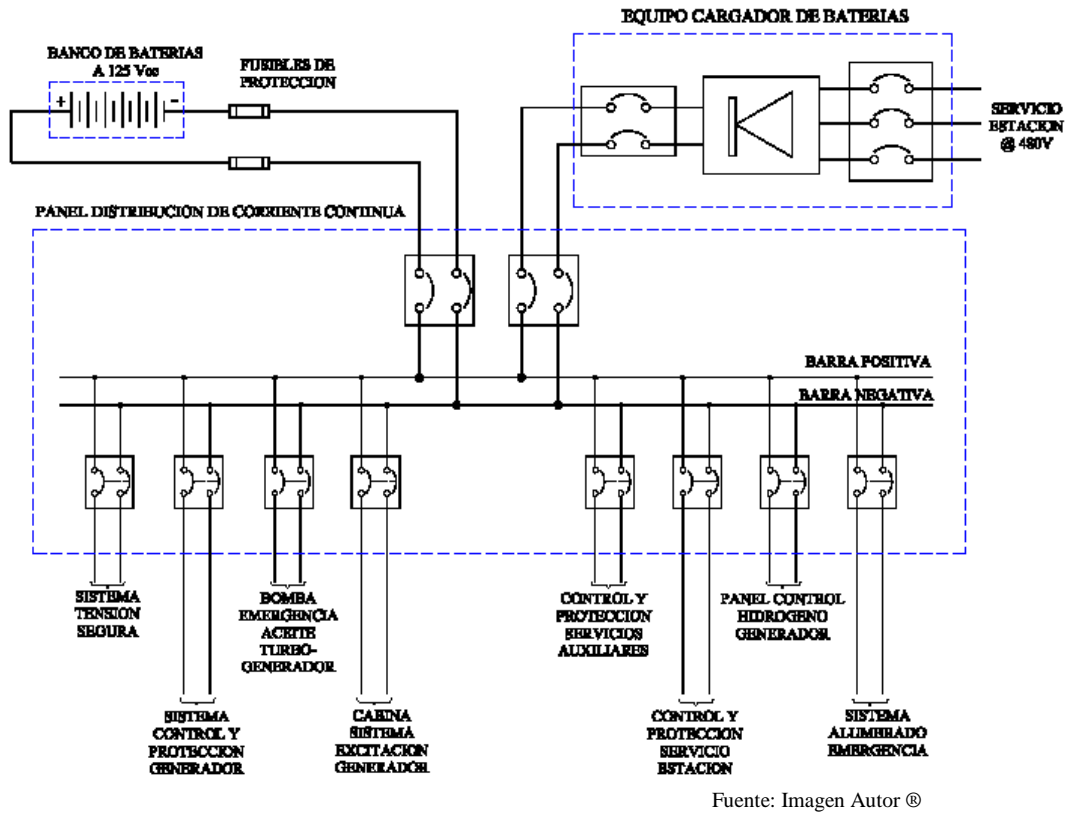


Figura 4.22: Diagrama Eléctrico Sistema Corriente Continua.

Como se puede observar en el diagrama unifilar, el *Sistema de Corriente Continua* está provisto de un Cargador de Baterías, el cual toma energía trifásica de la Barra de Servicio de Estación o de Arranque, la rectifica y la aplica a las barras del Panel de Distribución de Corriente Continua, para así mantener cargado el Banco de Baterías de corriente continua. La Figura 4.23 muestra un cargador de baterías típico de un sistema de corriente continua:



Fuente: Google Images

Figura 4.23: Cargador baterías.

El Banco de Baterías está, a su vez, conectado con el Panel de Distribución de Corriente Continua, el cual hace las veces de centro de distribución de carga.

La finalidad de este panel es proveer alimentación y protección independiente a cada uno de los equipos o sistemas servidos a partir del *Sistema de Corriente Continua de la Central*.

La Figura 4.24 muestra una fotografía de un Banco de baterías a 125 voltios de corriente continua, característico de un Sistema de Corriente Continua de una central eléctrica:



Figura 4.24: Bancos de baterías.

4.11.2 Sistema de Tensión Segura

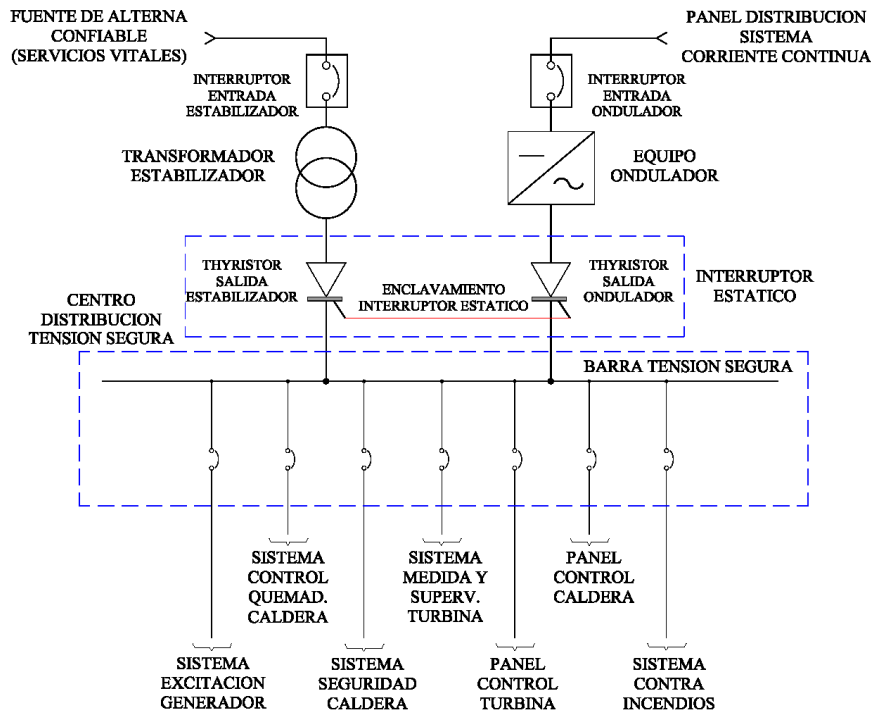
El *Sistema de Tensión Segura* tiene por finalidad el suministro constante, continuo y confiable de energía a los servicios esenciales o vitales de la Central, aun en condiciones de colapso total del sistema de corriente alterna del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la propia Central.

Algunos de los sistemas y equipos servidos a partir del *Sistema de Tensión Segura* son:

1. Sistema de Excitación del Generador.
2. Sistema Protección Generador.
3. Sistema de Control de Quemadores de la Caldera.
4. Sistema de Seguridad de la Caldera.
5. Sistema de Medida y Supervisión de la Turbina.
6. Panel de Control Turbina.
7. Panel de Control Caldera.
8. Sistema Contra Incendios de la Central.

El *Sistema de Tensión Segura* recibe, generalmente, energía a partir de dos fuentes diferentes. A partir del *Sistema de Corriente Continua de la Central* y a partir de una fuente alterna confiable. Normalmente esta fuente alterna confiable se conoce como *Servicios Vitales de la Central*.

La Figura 4.25 representa el diagrama unifilar del *Sistema de Tensión Segura* de una Central Eléctrica:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 4.25: Sistema Tensión Segura

Como se puede observar en el diagrama unifilar de la Figura 5.25, el *Sistema de Tensión Segura* consiste de:

1. Un Transformador Estabilizador, para la fuente de alterna.
2. Un Ondulador, o Inversor Estático, para la fuente de corriente continua; y
3. Un Panel de Distribución o Centro de Distribución de Tensión Segura, para alimentación y protección de la carga de tensión segura.

Thyristores de salida del Transformador Estabilizador y del Ondulador hacen las veces de Interruptor de Transferencia. En condiciones normales de operación, el *Sistema de Tensión Segura* opera a partir de la fuente de corriente continua, y ante una condición de falla de esta, transfiere a la fuente de alterna.

4.11.3 Grupos Electrónicos de Emergencia

Los *Grupos Electrónicos de Emergencia* o Plantas de Emergencia, como su nombre lo sugiere, tienen por misión el suministro de energía de emergencia a ciertos equipos de la Central Generadora, ante un fallo total de energía en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

Existen dos modalidades de *Grupos Electrónicos de Emergencia*, dependiendo del uso que se les dé en una Central Generadora determinada. Estas modalidades son: Grupos Generadores para Servicio de Estación y Grupos Electrónicos de Emergencia.

Los Grupos Generadores de Servicio de Estación constituyen unidades generadoras impulsadas por motores Diésel. La energía producida por estos grupos generadores es aplicada a la Barra de Servicio de Estación o de Arranque a una tensión de 4.16KV o 2.4KV, dependiendo del arreglo de la Central, con la finalidad de propiciar el arranque y puesta en marcha de dicha Central.

Los Grupos Electrónicos de Emergencia, en cambio, son normalmente de baja capacidad de generación, y son utilizados para alimentar el **Centro de Distribución de Servicios Vitales**, en caso de falla total de la Central Generadora y del Sistema Eléctrico al cual sirve. Esta energía es, normalmente, a niveles de baja tensión, típicamente 480V, 3-Fases, 60Hz.

La Figura 4.26 muestra una fotografía de un grupo electrónico de emergencia, como los utilizados en las centrales eléctricas:



Fuente: Google Images

Figura 4.26: Grupo Electrónico de Emergencia.

Capítulo 5

Centrales Termoeléctricas a Vapor

5.1 Principios de Termodinámica

La ciencia física estudia la *Termodinámica*, la cual establece la relación existente entre el calor y otras formas de energía. La termodinámica analiza, de manera macroscópica, los efectos que producen los cambios de volumen, masa, densidad, presión y temperatura de la materia.

5.1.1 La Ley Cero de la Termodinámica

La *Ley Cero de la Termodinámica* establece que si tenemos dos o más sistemas están en equilibrio termodinámico entre sí y a la vez dichos sistemas están en equilibrio con un tercero, dichos sistemas tendrán la misma temperatura. Consideremos que disponemos de tres sistemas termodinámicos en equilibrio y que sus temperaturas respectivas son T_1 , T_2 y T_3 , entonces se cumplirá que: Si $T_1 = T_2$ y $T_2 = T_3$; entonces $T_1 = T_3$.

5.1.2 Primera Ley de la Termodinámica

La Primera Ley de la Termodinámica, conocida también como el *principio de conservación de la energía*, establece que si dos sistemas intercambian energía, sus respectivas energías internas también cambiarán. Por tanto, el trabajo W y la *energía interna* deberán ser compensados por el calor, tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Q = W + \Delta U$$

Donde:

Q = Calor aportado.

W = Trabajo realizado

ΔU = Variación de la energía interna del sistema.

5.1.3 Segunda Ley de la Termodinámica

La Segunda Ley de la Termodinámica establece que toda máquina térmica de operación cíclica, que convierta energía térmica en trabajo, transferirá calor al ambiente circundante, por lo que su eficiencia será siempre menor del 100%. Es decir, que su impacto ambiental será inversamente proporcional a su eficiencia.

5.1.4 Tercera Ley de la Termodinámica

La *Tercera Ley de la Termodinámica* establece que no es posible alcanzar el *cero absoluto* de temperatura, utilizando un número determinado de procesos físicos. El *cero absoluto* es el valor de referencia o de inicio de las escalas *Kelvin* y *Rankine*. Así, 0K ó 0°R son

equivalentes, aproximadamente, a las temperaturas de 273.15 °C ó 459.67 °F, ambas bajo cero. De acuerdo con la **Tercera Ley de la Termodinámica** es imposible llegar al **cero absoluto**, debido a que cuando se ha alcanzado los 271 °C bajo cero las moléculas ya no poseen suficiente energía y por tanto no puede descender más.

5.1.5 Entalpía

La **Entalpía**, simbolizada por la letra **H**, es la cantidad de energía aprovechable, es decir, que produce un trabajo determinado. En otras palabras, es la energía que recibe o entrega un sistema termodinámico.

5.1.6 Entropía

La **Entropía**, representada por la letra **S**, representa la parte de la energía que se pierde, es decir, la que no realiza trabajo alguno.

5.1.7 Ciclo de Carnot

El **Ciclo de Carnot**, el cual debe su nombre al científico francés Nicolás Leonard Sadi Carnot, consta de cuatro etapas: dos etapas en las cuales la temperatura permanece constante, y dos etapas en las que no se produce intercambio de calor con su entorno.

El rendimiento se expresa como sigue:

$$\eta = \frac{W_{\text{Util}}}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{Q_2}{Q_1}$$

Toda máquina térmica que realice este ciclo de cuatro etapas se denominará **Máquina de Carnot**. Como se puede apreciar en esta ecuación, solo se realizará trabajo si **Q₁** y **Q₂** no son iguales, y además **Q₁ > Q₂**. De lo cual se comprueba que la eficiencia de cualquier máquina térmica es siempre menor que la unidad. La Figura 5.01 muestra gráficamente el **Ciclo de Carnot**:

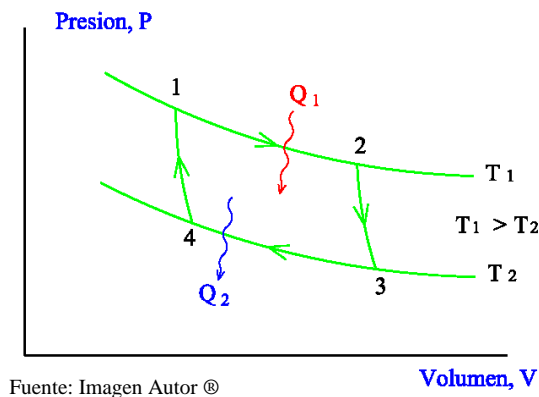


Figura 5.01: Gráfico Ciclo de Carnot.

La Figura 5.02 muestra gráficamente la Curva de Saturación del Vapor de Agua:

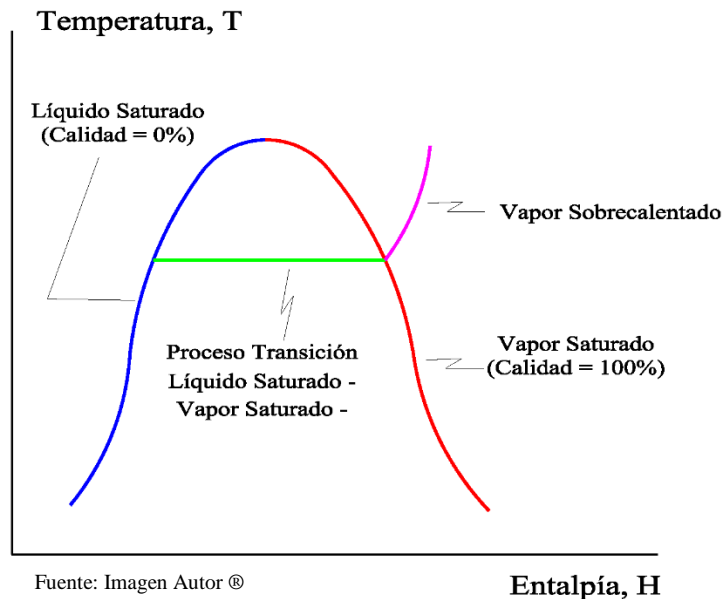


Figura 5.02: Gráfico curva saturación vapor de agua.

La Calidad del Vapor se define como la proporción de líquido y de vapor que posee el vapor de agua. La calidad del vapor de agua en su condición de líquido saturado es de 0%. En su condición de vapor saturado, esta es de 100%. Dentro de la caldera el vapor de agua cambia de líquido a vapor saturado.

5.2 Centrales Termoeléctricas a Vapor

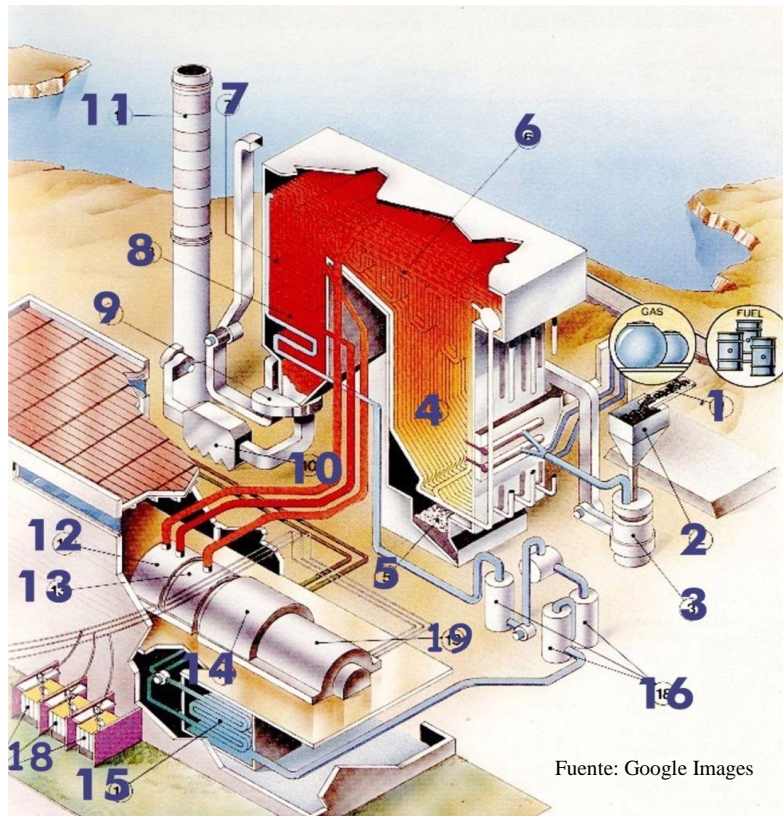
La energía entregada a un sistema eléctrico de potencia es conocida generalmente como **generación eléctrica**, expresada en megavatios (MW), para expresar potencia entregada, y megavatios-hora (MWh), para indicar energía eléctrica inyectada a dicho sistema. **Generación térmica**, es pues la energía entregada por máquinas motrices que son impulsadas por energía térmica, tales como las **turbinas de vapor**.

5.3 Componentes Básicos Central Termoeléctrica a Vapor

Una central termoeléctrica a vapor es un centro de generación eléctrica, donde combustible es quemado en un generador de vapor o caldera para producir vapor sobrecalentado, el cual impulsa una turbina de vapor, la cual hace girar a un generador eléctrico con el objetivo de producir energía eléctrica.

Los componentes fundamentales de una central termoeléctrica a vapor son los siguientes: Generador de vapor o caldera, turbina de vapor, generador eléctrico y calentadores de baja, intermedia y alta presión, que complementan el ciclo termodinámico.

La Figura 5.03 muestra una representación artística de una central termoeléctrica clásica, que utiliza carbón mineral como combustible:



Fuente: Google Images

Figura 5.03: Central termoeléctrica clásica.

Los componentes de esta central termoeléctrica son:

1. Cinta transportadora o “conveyor” de carbón.
2. Tolva de carbón.
3. Molino de carbón.
4. Generador de Vapor o Caldera.
5. Cenicero.
6. Sobrecalentador.
7. Recalentador.
8. Economizador.
9. Calentador Regenerativo de Aire.
10. Precipitador de Campo.
11. Chimenea.
12. Turbina de Alta Presión.
13. Turbina de Media Presión.
14. Turbina de Baja Presión.
15. Condensador de Vapor.
16. Calentadores de Agua de Baja y Alta Presión.
17. Torre de Enfriamiento.
18. Transformador Principal de la Unidad.
19. Generador Trifásico Sincrónico.

Las centrales termoeléctricas a vapor denominadas clásicas son aquellas que producen energía eléctrica a partir de la combustión de combustibles fósiles, tales como fuel oil, carbón o gas natural. Existen otros tipos de centrales termoeléctricas, no convencionales, tales como las centrales nucleares y solares térmicas, entre otras. La Figura 5.04 representa el ciclo termodinámico de una central termoeléctrica a vapor clásica:

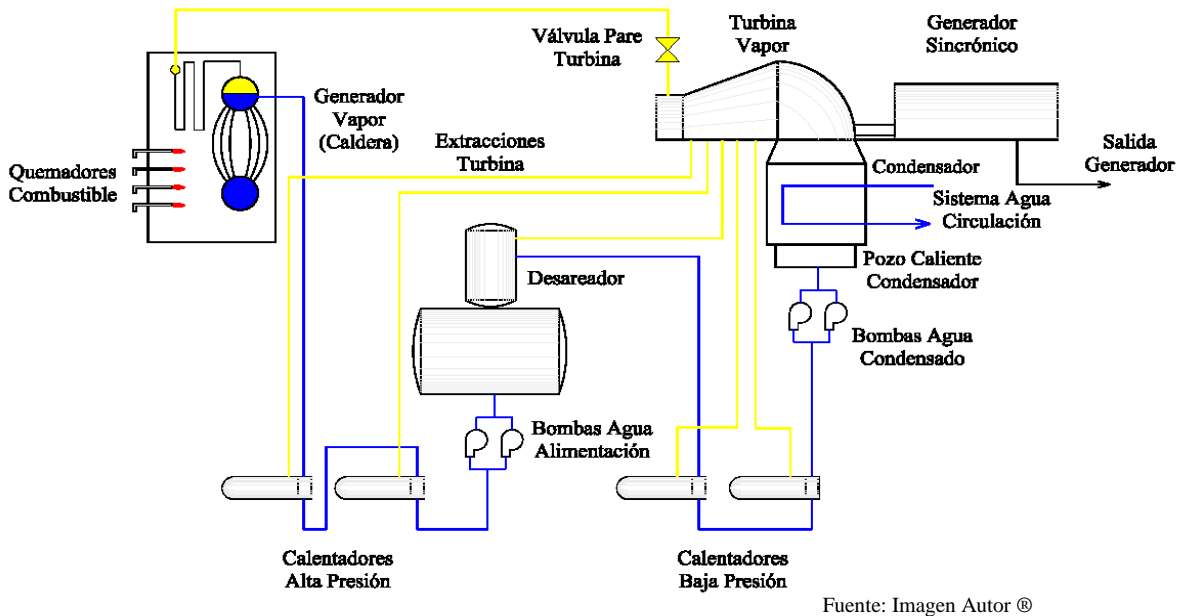


Figura 5.04: Ciclo termodinámico central térmica a vapor clásica.

Curva de saturación de vapor en una central termoeléctrica a vapor clásica:

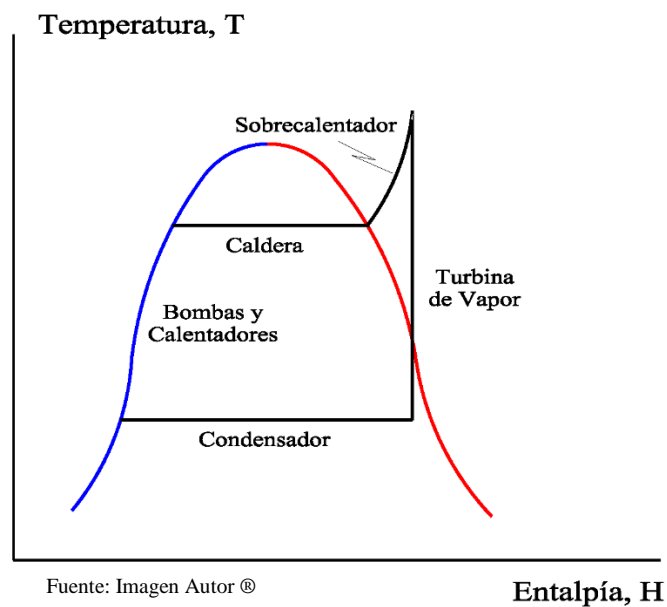


Figura 5.05: Curva saturación vapor central térmica a vapor clásica.

5.3.1 Generador de Vapor o Caldera

El *Generador de Vapor o Caldera* es una máquina o dispositivo termodinámico que transforma energía química del combustible en energía térmica del vapor sobrecalentado producido. Este vapor es llevado a través de la línea principal de vapor a una turbina de vapor, que convierte esta energía térmica en energía mecánica, la cual es transferida por acoplamiento directo a un generador trifásico para producción de electricidad.

Algunos de los componentes más importantes de un generador de vapor son los siguientes:

1. Hogar.
2. Domos.
3. Tubos de Paredes de Agua.
4. Sobrecalentador.
5. Recalentador.
6. Economizador.
7. Ventilador de Tiro Forzado.
8. Ventilador de Tiro Inducido.
9. Calentador Regenerativo.
10. Chimenea.

5.3.2 Hogar

Es el lugar donde se produce la mezcla del combustible y el aire para producir la combustión requerida. Dependiendo del tipo de combustible utilizado, el generador de vapor emplea atomizadores (carbón), o quemadores (fuel oil o gas natural) para inyectar el combustible en el hogar. El aire para la combustión es suministrado por los ventiladores de tiro forzado.

5.3.3 Domos

Consiste de uno o dos cilindros, dependiendo del diseño del generador de vapor, que almacenan el agua contenida en dicho generador de vapor. El domo superior es donde se origina el vapor, que al ser sobrecalentado es convertido en vapor seco y enviado a la turbina de vapor. La Figura 5.06 muestra un domo superior de un generador de vapor o caldera:



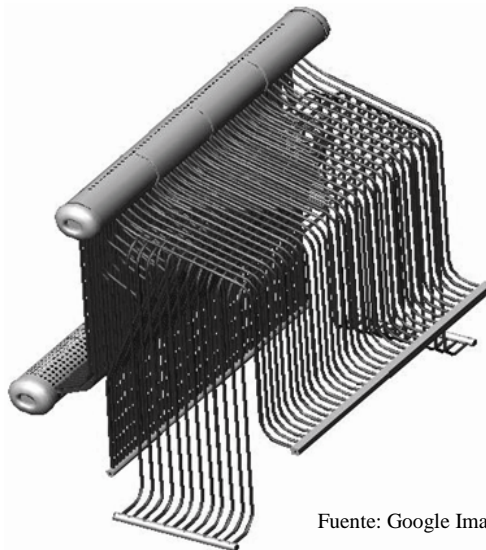
Fuente: Google Images

Figura 5.06: Domo superior generador de vapor o caldera.

5.3.4 Tubos de Paredes

Son los tubos que interconectan el domo superior con el domo inferior o colectores de agua, y permiten el flujo de la mezcla de agua y vapor entre estos por medio de un proceso de convección libre. Los tubos de pared frontales reciben calor directamente del hogar del generador de vapor; mientras los tubos de pared posteriores están separados de los primeros por una pared refractaria, para facilitar el proceso de flujo por convección.

La Figura 5.07 muestra los tubos de paredes de un generador de vapor o caldera:

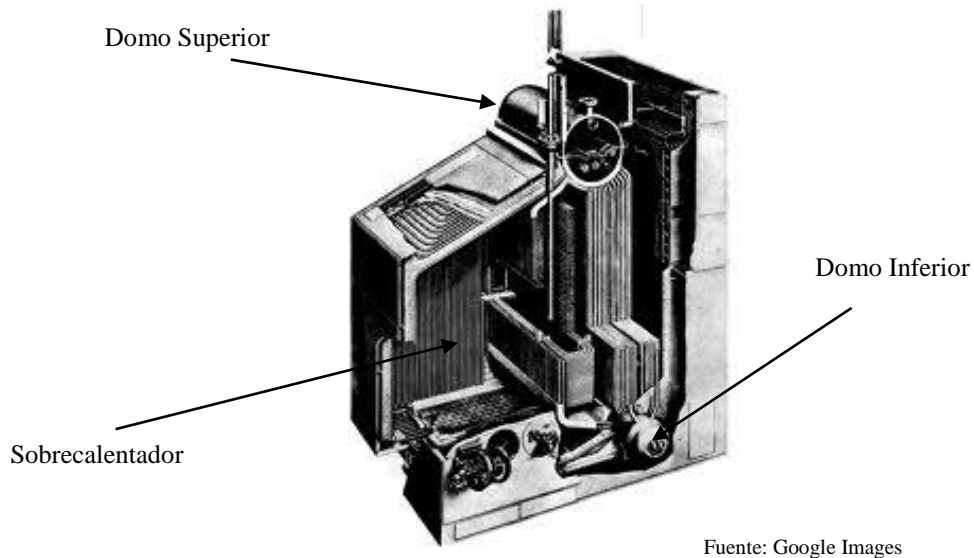


Fuente: Google Images

Figura 5.07: Tubos de paredes generador de vapor.

5.3.5 Sobrecalentador

Consiste de un haz de tubos que recibe el vapor saturado desde el domo superior de la caldera, y lo convierten en vapor sobrecalentado o vapor seco, para poder ser utilizado en la turbina de vapor. La fuente de calor para propiciar la producción de vapor sobrecalentado, es el horno de la caldera. El Sobrecalentador de un generador de vapor o caldera es mostrado en la Figura 5.08:



Fuente: Google Images

Figura 5.08: Sobrecalentador generador de vapor.

5.3.6 Recalentador

El recalentador consiste de un haz de tubos que se instala en ciertos generadores de vapor para aumentar aún más la eficiencia del ciclo termodinámico. El recalentador recibe vapor que ha sido parcialmente expandido en la turbina de alta presión y retornado a la turbina de baja presión o de presión intermedia, para así aumentar la eficiencia del ciclo térmico. Su fuente calórica proviene de los gases de la combustión en su recorrido de salida hacia la chimenea.

5.3.7 Economizador

Consiste de un intercambiador de calor que recibe calor sensible de los gases del Generador de Vapor para incrementar la temperatura del agua de alimentación de la caldera, antes de que entre al domo superior de dicha Caldera.

5.3.8 Ventiladores de Tiro Forzado

Suplen el aire de combustión de la caldera, el cual pasa primeramente por el Calentador Regenerativo para absorber calor de los gases quemados de la caldera.

La Figura 5.09 muestra una fotografía de un Ventilador de Tiro Forzado típico:



Figura 5.09: Ventilador tiro forzado

5.3.9 Ventiladores de Tiro Inducido

Extraen los gases quemados del horno de la caldera y lo llevan a la chimenea, pasando por etapas de transferencia de calor, tales como el Sobrecalentador, Economizador, Recalentador y el Calentador Regenerativo de la caldera.

Un ventilador de tiro inducido típico es mostrado en la Figura 5.10:

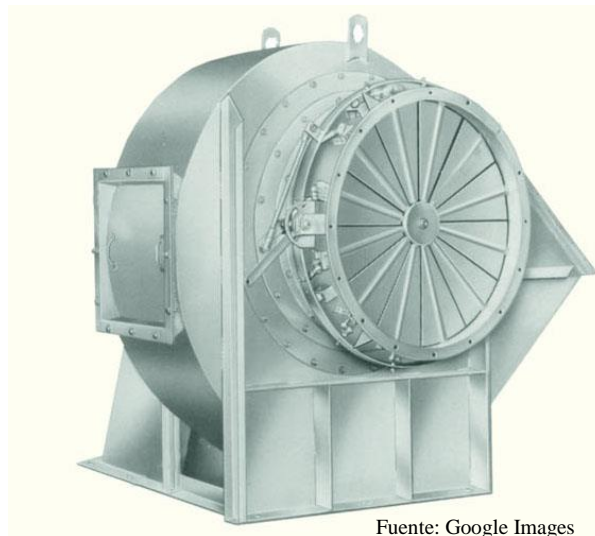


Figura 5.10: Ventilador tiro inducido

5.3.10 Calentador Regenerativo

Consiste de una rueda giratoria, con canastos de planchas metálicas corrugadas que tiene por finalidad aprovechar la temperatura de los gases a la salida del generador de vapor para calentar el aire de combustión suplido por el ventilador de tiro forzado. La Figura 5.12 muestra una vista frontal de un calentador regenerativo:

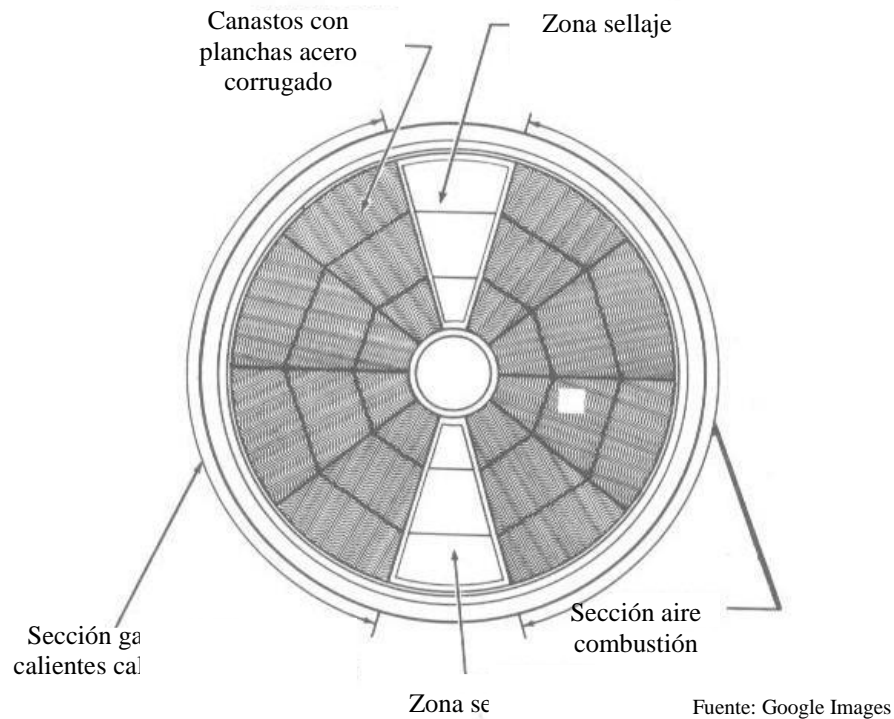


Figura 5.11: Calentador regenerativo.

5.3.11 Chimenea

Tiene por finalidad elevar los gases de salida de la caldera a una altura determinada sobre la central. Se construyen metálicas y de hormigón armado, como se muestra en la Figura 5.12:



Figura 5.12: Chimeneas metálica y de hormigón armado.

5.4 Turbina de Vapor

Una *turbina de vapor* consiste de álabes fijos y álabes móviles, los cuales se comportan como toberas, que convierten la energía potencial del vapor en energía cinética, en cada una de sus múltiples etapas. Los álabes fijos están instalados en ruedas fijadas a la carcasa de la turbina, mientras que los álabes móviles están instalados en ruedas colocadas en el rotor de la turbina.

De manera tal que la turbina de vapor convierte la energía térmica del vapor sobrecalentado producido por la caldera en energía mecánica rotativa, con la cual impulsa un generador trifásico para producir electricidad.

La Figura 5.13 muestra el rotor de una turbina de vapor de dos etapas:



Figura 5.13: Rotor turbina vapor de dos etapas.

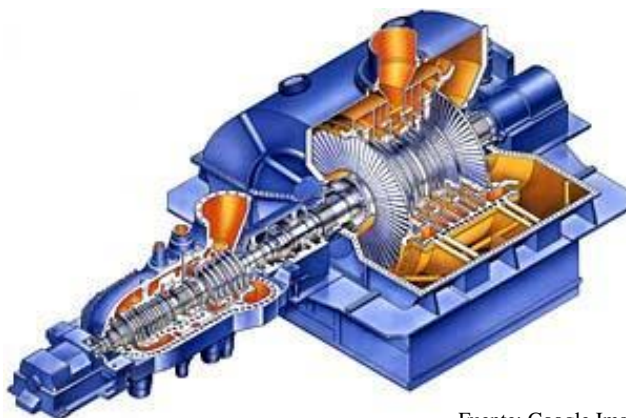
Dependiendo del uso que se le dé al vapor en la turbina, se clasifican en:

1. Turbinas Condensadoras
2. Turbinas No Condensadoras
3. Turbinas de Recalentamiento
4. Turbinas de Extracción

5.4.1 Turbinas Condensadoras

Las *turbinas condensadoras* poseen un condensador de vapor el cual a través del flujo de agua de circulación condensa el vapor parcialmente saturado que sale por el escape de la turbina. Esto se hace con la finalidad de recuperar el agua del proceso y retornarla a la caldera, luego de pasar por varias etapas de calentamiento.

La Figura 5.14 representa una turbina de vapor de dos etapas, con condensador:



Fuente: Google Images

Figura 5.14: Turbina de vapor con condensador.

5.4.2 Turbinas No Condensadoras

Las *turbinas no condensadoras* se les denomina también de contra-presión, no poseen condensadores para condensar el vapor, sino que suministran vapor saturado para otros procesos industriales, tales como plantas desalinizadoras, fábricas de papel, refinerías, etc.

5.4.3 Turbinas de Recalentamiento

Las *turbinas de recalentamiento* son utilizadas en centrales termoeléctricas de gran capacidad, donde la turbina posee por lo menos dos etapas. La salida de vapor de la primera etapa, o etapa de alta presión, es enviado al generador de vapor o caldera a una sección de haz de tubos denominada recalentador, donde se aprovecha la temperatura de los gases para incrementar la energía térmica del vapor. De allí, el vapor es conducido a la turbina de baja presión, o de presión intermedia, donde finalmente completará su trabajo de conversión de energía. El esquema de funcionamiento de una turbina de vapor de recalentamiento es mostrado en la Figura 5.15.

5.4.4 Turbinas de Extracción

Las *turbinas de extracción* poseen tuberías adosadas a su carcasa, distribuidas en función de la presión de cada etapa, con la finalidad de permitir la extracción de vapor, a una presión y temperatura determinada, para ser utilizado en calentadores de agua, ya sea de condensado o de alimentación de la caldera. La Figura 5.16 muestra un esquema de una turbina de vapor de extracción.

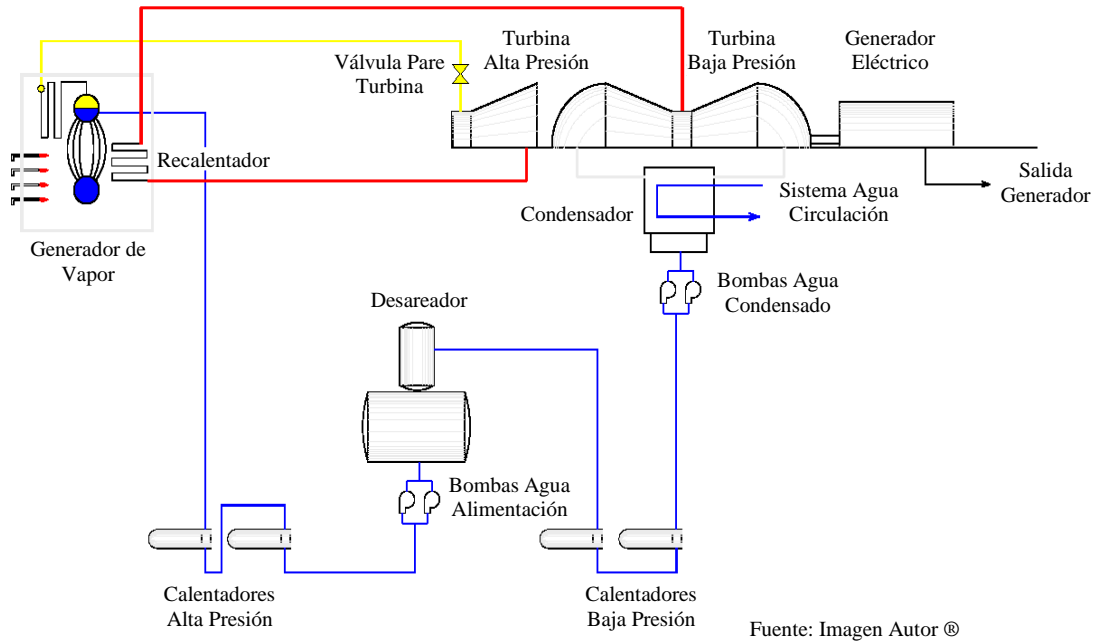


Figura 5.15: Turbina de vapor con recalentamiento.

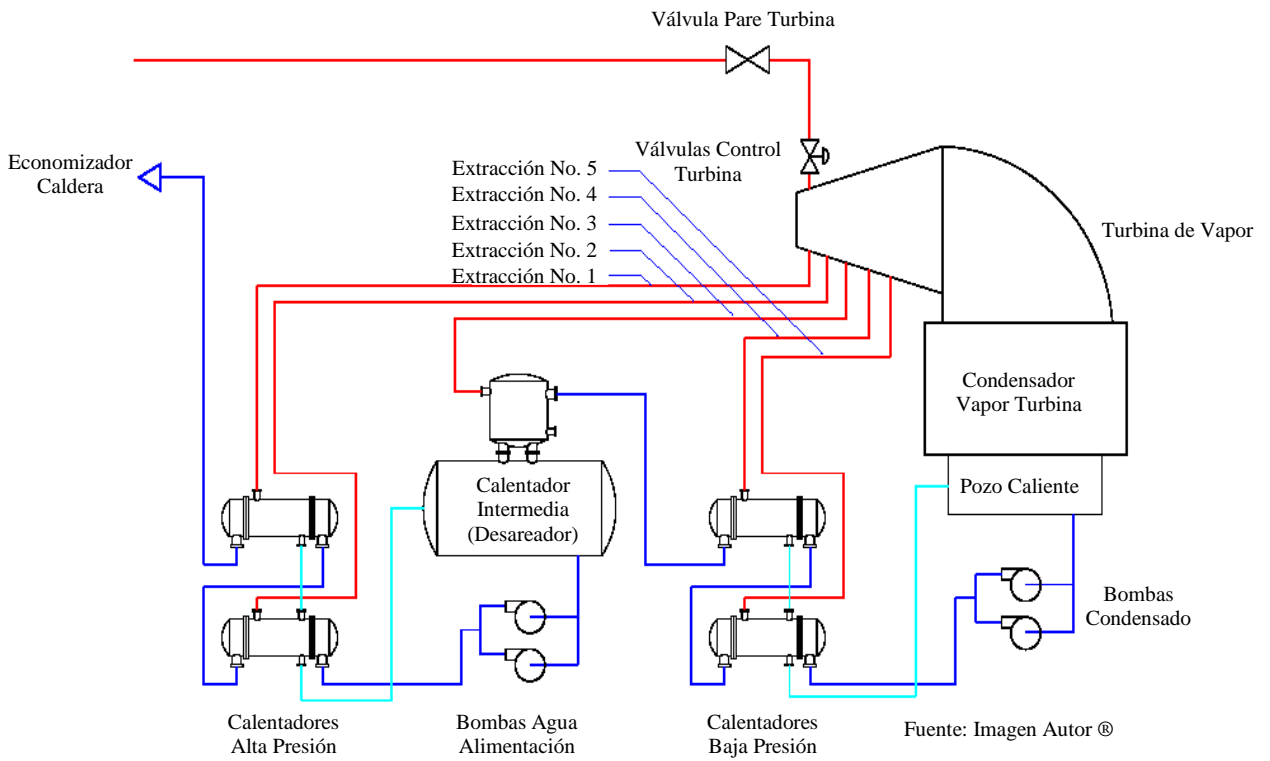


Figura 5.16: Turbina de vapor de extracción.

La turbina de vapor en centrales generadoras está acoplada rígidamente a un generador trifásico sincrónico, como se muestra en la Figura 5.17 siguiente:



Figura 5.17: Turbina de vapor acoplada a su generador eléctrico.

5.5 Condensador de Vapor

El *condensador de vapor* es un intercambiador de calor que utiliza agua de un río, del mar, o de un sistema de ciclo cerrado, con torre de enfriamiento, para condensar el vapor que sale de la turbina. Las condensaciones del vapor caen en la parte inferior del condensador, denominado *pozo caliente*. De allí es tomado por las *bombas de condensado* e impulsado a través de los calentadores de baja presión hacia el calentador de presión intermedia o Desareador. La Figura 5.18 muestra una foto de un condensador de una turbina de vapor mientras es trasladado en una plataforma tipo «Low Boy».



Figura 5.18: Condensador de vapor en proceso de traslado.

5.6 Calentadores de Agua de Condensado y de Alimentación

Los *calentadores de agua de condensado y de alimentación* tienen por objeto aumentar la temperatura, entalpía o energía térmica del agua de alimentación de la caldera en el ciclo cerrado de una central termoeléctrica a vapor.

Los calentadores que están entre el condensador y el calentador de intermedia o Desareador, se denominan *calentadores de agua de condensado o de baja presión*, porque operan con extracciones de vapor del lado de baja presión de la turbina de vapor.

En cambio, los calentadores que se encuentran entre el Desareador y la caldera se denominan *calentadores de agua de alimentación o de alta presión*, porque utilizan las extracciones de vapor de alta presión de la turbina para calentar el agua de alimentación.

La Figura 5.19 muestra un calentador de baja o de alta presión típico, en proceso de mantenimiento:



Figura 5.19: Calentador de agua de condensado o de alimentación.

5.7 Calentador de Agua de Intermedia o Desareador

El *calentador de intermedia o Desareador* tiene la doble misión de calentar el agua de alimentación, a la vez que permitir el venteo de oxígeno y gases contenidos en el agua de alimentación de la caldera.

El Desareador almacena agua en cantidades adecuadas para que las *bombas de agua de alimentación* la tomen de allí y la impulsen a través de los calentadores de alta, y el economizador, hasta el domo superior de la caldera.

La Figura 5.20 muestra un calentador de intermedia, Desareador o desgasificador:



Fuente: Google Images

Figura 5.20: Calentador de intermedia o desareador.

Capítulo 6

Centrales Turbogas

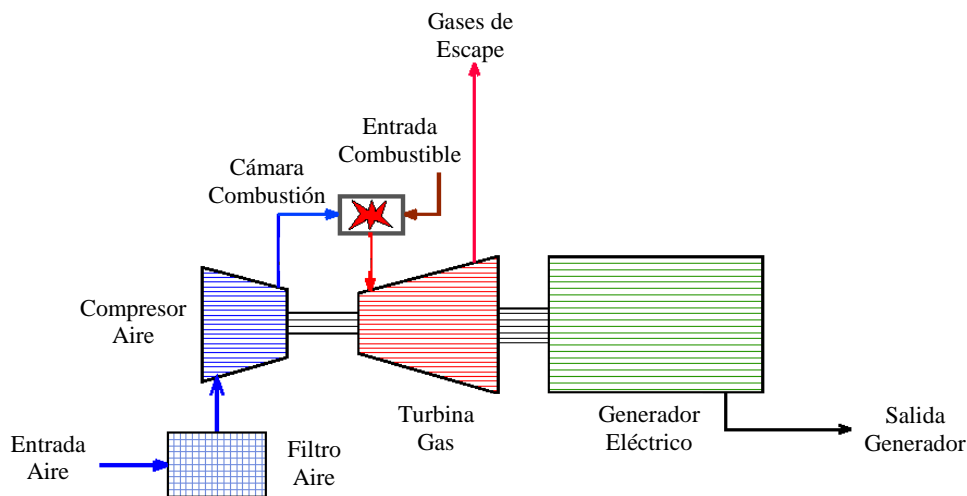
6.1 Principios de Funcionamiento

Una *turbina de gas* es una máquina térmica rotativa de flujo continuo que se caracteriza por ser unidades compactas, modulares y con una velocidad de giro muy elevada. La turbina de gas consta de un compresor de aire y una cámara de combustión, donde se mezclan combustible y aire, y quemados bajo el efecto de una ignición, en un proceso a presión constante, es decir isobárico. Este principio de operación se denomina Ciclo Brayton. El gas liberado en la combustión se expande en su recorrido por las diferentes etapas de la turbina de gas, provocando giro en ésta, y por tanto trabajo.

6.1.1 Ciclo Brayton

El Ciclo Brayton, ciclo termodinámico también conocido como Ciclo Joule, se caracteriza por poseer tres etapas: compresión sin intercambio de calor con su entorno (adiabática), calentamiento a presión constante (isobárico) y expansión sin intercambio de calor con su entorno (adiabática). Esto ocurrirá sobre un fluido termodinámico que sea compresible, tales como el aire y los gases de combustión.

En una turbina de gas aproximadamente el 67% del trabajo producido se usa para comprimir el aire requerido para la combustión. Solo el 33% restante es aprovechable para producir trabajo productivo, tal como generación de electricidad o impulsión de dispositivos mecánicos. La Figura 6.01 muestra las tres etapas de Ciclo Brayton: compresión, combustión y expansión.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 6.01: Esquema funcionamiento Ciclo Brayton

6.2 Clasificación de las Turbinas de Gas

Las Turbinas de Gas se clasifican, de acuerdo a su funcionamiento y aplicación, en dos grupos:

1. Turbinas de Gas de Propulsión.
2. Turbinas de Gas de Expansión

6.2.1 Turbinas de Gas de Propulsión

En este tipo de Turbinas de Gas los gases quemados son expulsados a alta velocidad a través de una tobera localizada en el escape de la turbina. Son utilizadas para fines de propulsión de aviones comerciales y de combate, debido a su carácter compacto y gran eficiencia para esta aplicación.

La Figura 6.02 muestra una turbina de gas de propulsión con sus principales componentes:

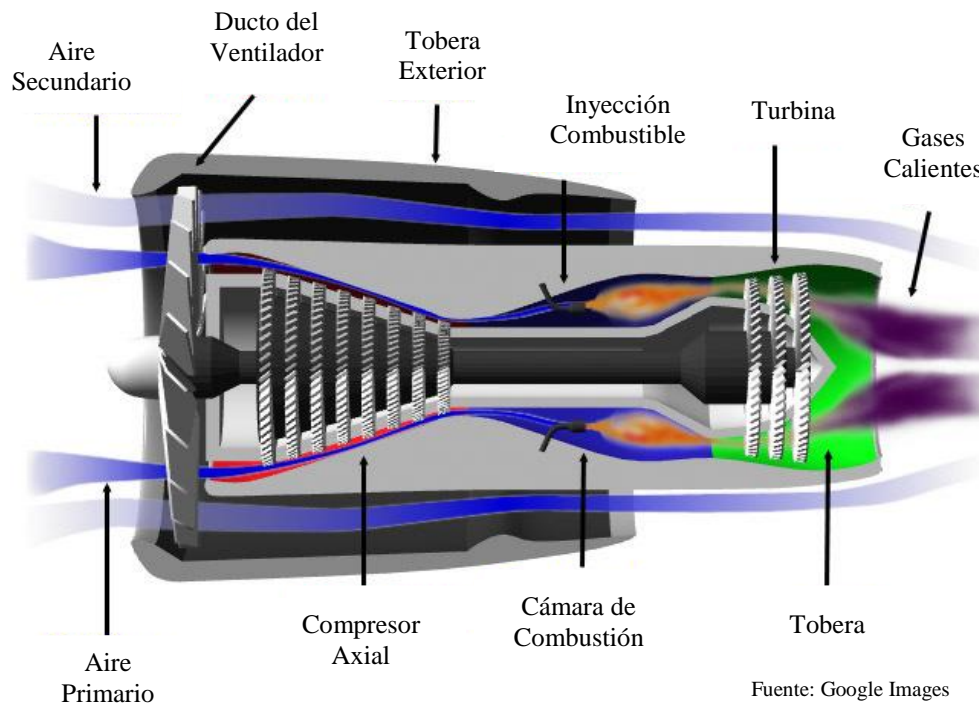
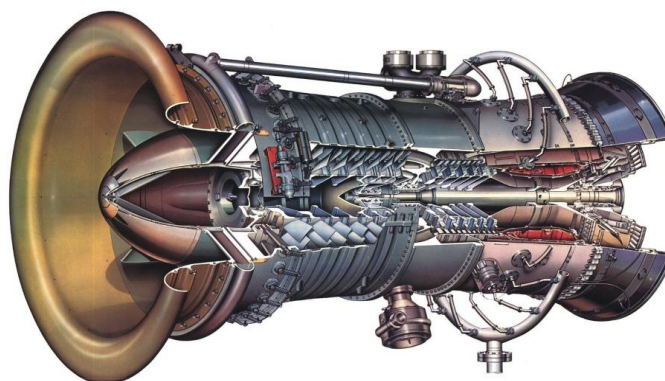


Figura 6.02: Turbina de gas de propulsión

La Figura 6.03 muestra una representación artística de otra turbina de gas de propulsión o de aviación:



Fuente: Google Images

Figura 6.03: Turbina de gas de propulsión o de aviación

6.2.2 Turbinas de Gas de Expansión

La Turbina de Expansión es una máquina termo-mecánica que convierte la energía térmica de los gases de combustión en energía mecánica. La energía mecánica producida es utilizada para producción de electricidad en las llamadas Centrales Termoeléctricas a Gas, o para impulsión de equipos mecánicos, tales como bombas, compresores, etc.

Las turbinas de gas orientadas a la producción de trabajo se han utilizado en buques, trenes, tanques, autobuses, en sistemas de bobado de oleoductos y compresores de gasoductos, pero su mayor aplicación ha sido en la generación de electricidad. Como tales, se les utiliza en ciclos abiertos para demanda pico, en ciclos combinados para cubrir demanda base o en procesos industriales de cogeneración. La Figura 6.04 muestra una unidad Turbogas para generación de energía eléctrica:



Fuente: Google Images

Figura 6.04: Turbina de gas para generación eléctrica

La Figura 6.05 muestra una central térmica a gas de cuatro unidades:



Figura 6.05: Central Turbogas

6.3 Equipos Principales de las Turbinas de Gas

La turbina de gas está formada por los componentes principales siguientes:

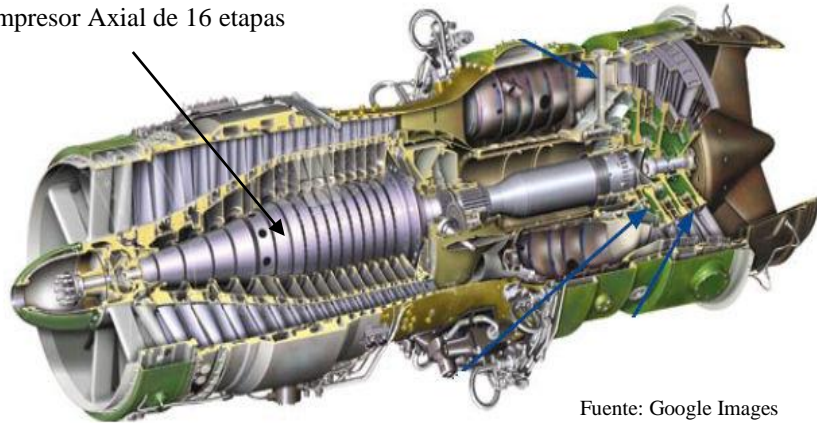
1. Compresor de Aire.
2. Calentador de Aire.
3. Cámara de Combustión.
4. Turbina de Expansión.

6.3.1 Compresor de Aire

El Compresor de Aire Axial tiene por misión proveer el oxígeno requerido para la combustión del combustible utilizado por la turbina de gas. Su relación de compresión podría estar comprendida entre 15:1 y 30:1, dependiendo del tipo de turbina de gas a emplear.

La Figura 6.06 muestra una representación artística de un compresor de aire axial de 16 etapas:

Compresor Axial de 16 etapas



Fuente: Google Images

Figura 6.06: Compresor axial de 16 etapas

Los compresores de aire están dotados de unas cámaras de filtros y enfriadores de aire. La función de los filtros, como su nombre lo sugiere, es evitar la entrada de partículas al compresor axial, debido al poder abrasivo de dichas partículas.

El enfriador persigue el doble objetivo de aumentar la densidad del aire, a la vez que evitar el calentamiento excesivo del compresor.

La Figura 6.07 muestra una cámara de filtros de una central turbogas:



Fuente: Google Images

Figura 6.07: Cámara de filtros turbina de gas.

6.3.2 Calentador de Aire

El *Calentador de Aire* es un intercambiador de calor que aprovecha la alta energía térmica de los gases de combustión para pre-calentar el aire antes de entrar a la cámara de combustión. El *Calentador de Aire* tiene por finalidad pre-calentar el aire de combustión, para incrementar su energía térmica o entalpía y hacer más eficiente la combustión. Son utilizados en algunas unidades generadoras de electricidad. La Figura 6.08 representa una central turbogas con calentador de aire o regenerador:

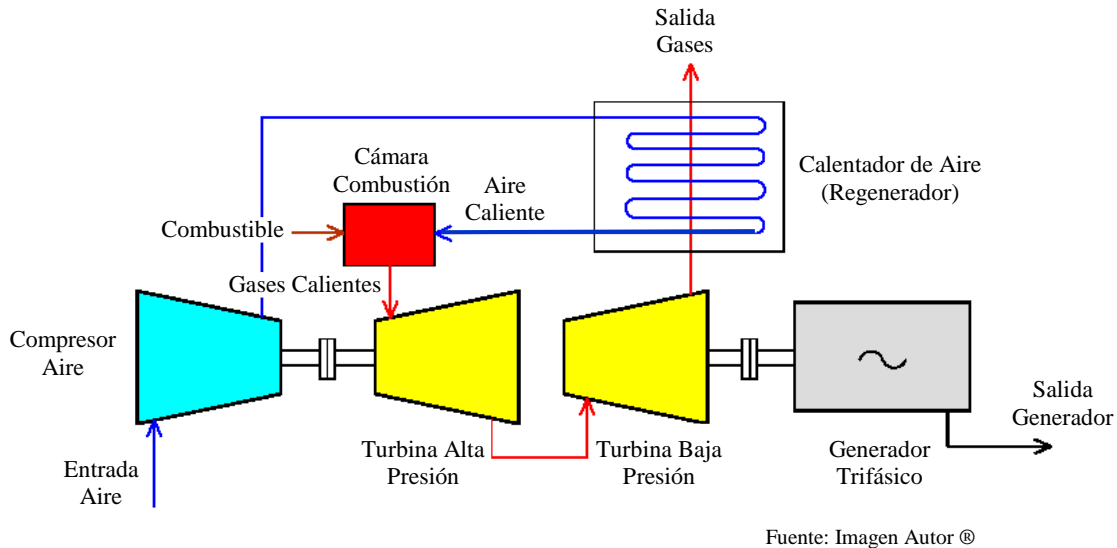


Figura 6.08: Central turbogas con calentador de aire o regenerador.

6.3.3 Cámara de Combustión

La Cámara de Combustión es la sección de la turbina de gas donde se mezclan el combustible (fuel oil No. 2, gas natural) con el aire pre-calentado. En dicha Cámara de Combustión es donde se producen los gases con muy elevada energía térmica que habrán de impulsar a la turbina de gas.

La potencia de salida de una turbina de gas es directamente proporcional a la temperatura de los gases producto de la combustión de aire comprimido y combustible. La temperatura de la cámara de combustión puede alcanzar valores superiores a los 1000°C, para lo cual posee una protección especial de recubrimientos de cerámica. Con esto se evita crear daños a otros componentes de la turbina de gas.

La Figura 6.09 muestra la cámara de combustión de una turbina de gas de propulsión:

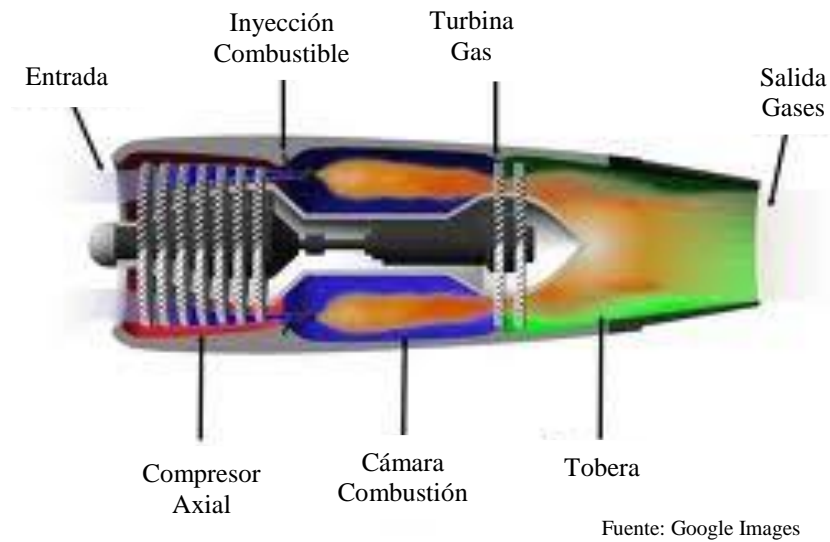


Figura 6.09: Cámara de combustión turbina de gas a propulsión.

6.3.4 Turbina de Expansión

La Turbina de Expansión transforma la alta energía térmica o alta entalpía de los gases de la combustión en energía mecánica. La Figura 6.10 muestra una turbina de gas de expansión:

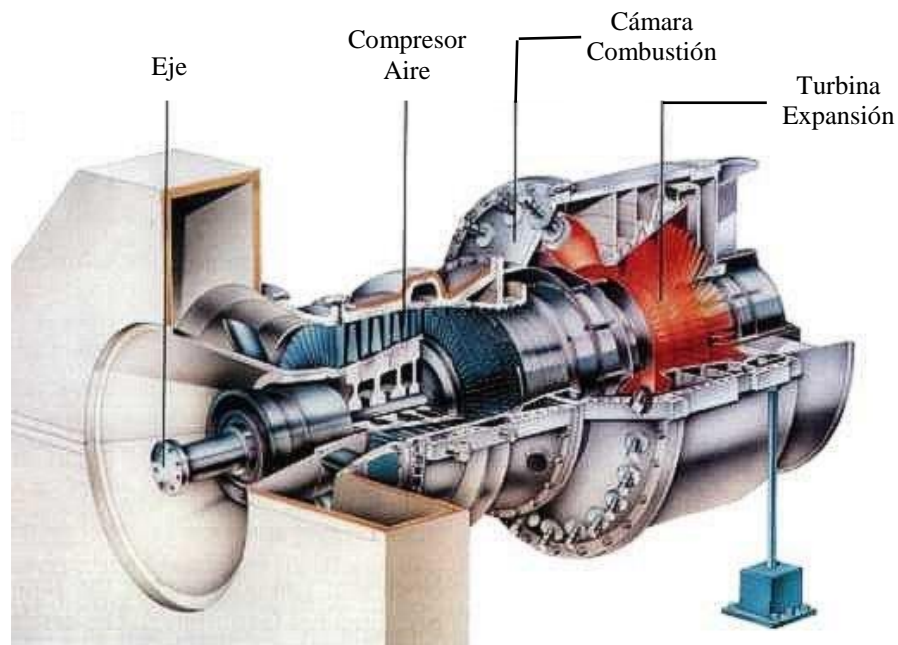


Figura 6.10: Cámara de combustión turbina de gas de expansión.

6.4 Tipos de Turbinas de Gas

Las turbinas de gas se clasifican, de acuerdo a sus características constructivas, en los siguientes grupos:

1. Turbina de Gas Simple.
2. Turbina de Gas con Recalentador.
3. Turbina de Gas con Pre-Enfriador.

6.4.1 Turbina de Gas de Ciclo Simple

La turbina de gas de ciclo simple solo consta del compresor axial, la cámara de combustión y la turbina de gas, propiamente dicha. La Figura 6.11 muestra una turbina de gas de ciclo simple:

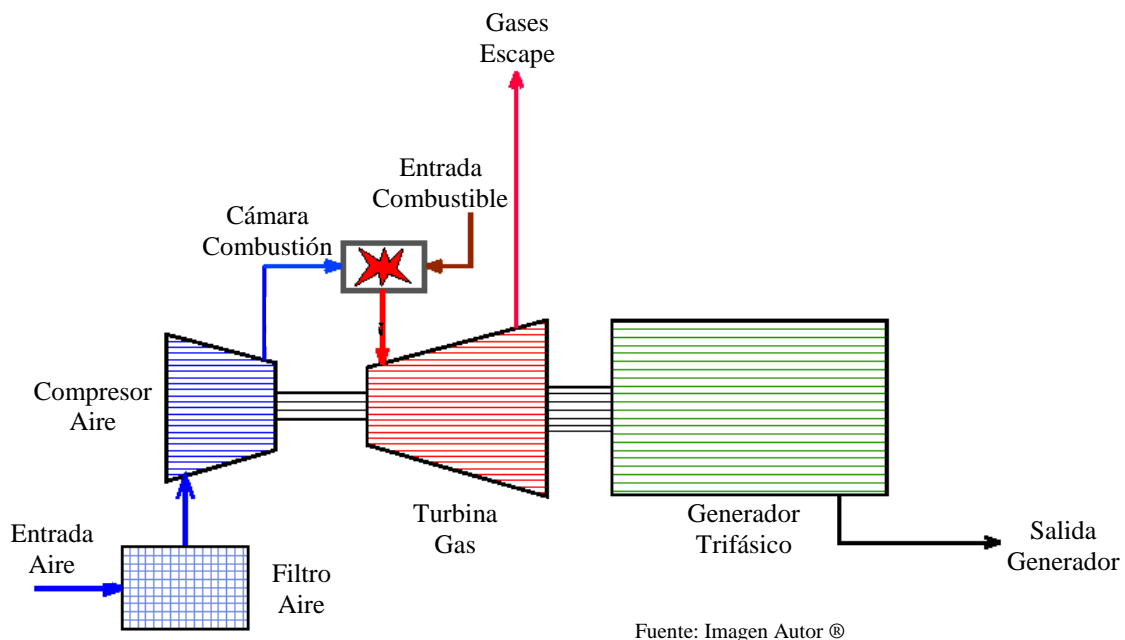


Figura 6.11: Turbina de ciclo simple.

En algunos casos, y con la finalidad de incrementar la eficiencia de la combustión, se suele insertar en la turbina de gas de ciclo simple un calentador de aire o Regenerador, el cual aprovecha la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para calentar el aire que proviene del compresor.

La Figura 6.12 representa una turbina de gas de ciclo simple con regenerador:

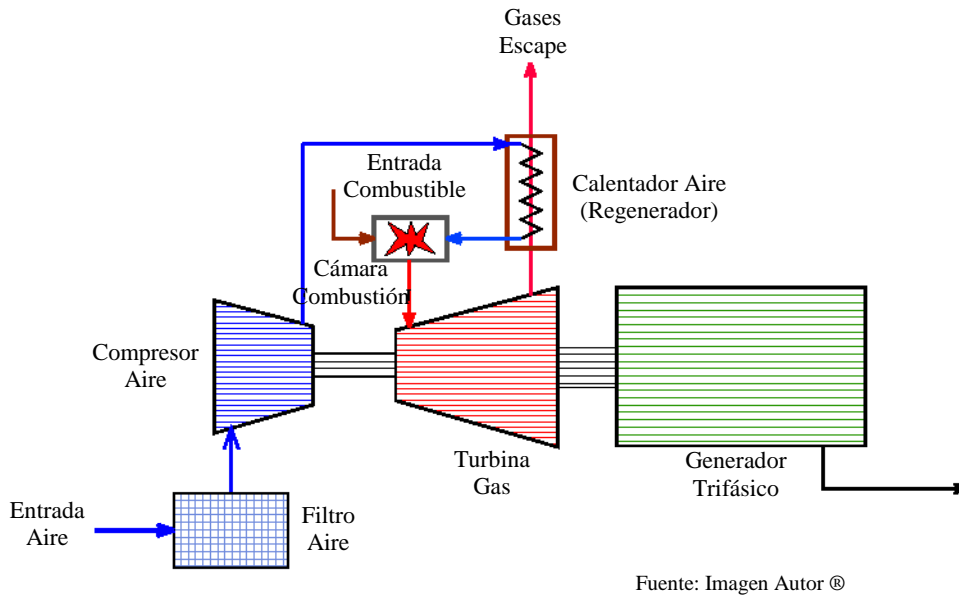


Figura 6.12: Turbina de gas de ciclo simple con regenerador.

6.4.2 Turbina de Gas con Recalentador

La turbina de gas con recalentador posee dos etapas, Turbina de Alta Presión y Turbina de Baja Presión, entre las cuales se instala un recalentador de gases para aumentar la entalpía o energía térmica de dichos gases. A tal efecto el Recalentador es una segunda cámara de combustión, donde se inyecta combustible que al ser quemado libera una mayor cantidad de energía térmica.

La Figura 6.13 representa una Turbina de gas con regenerador y recalentador:

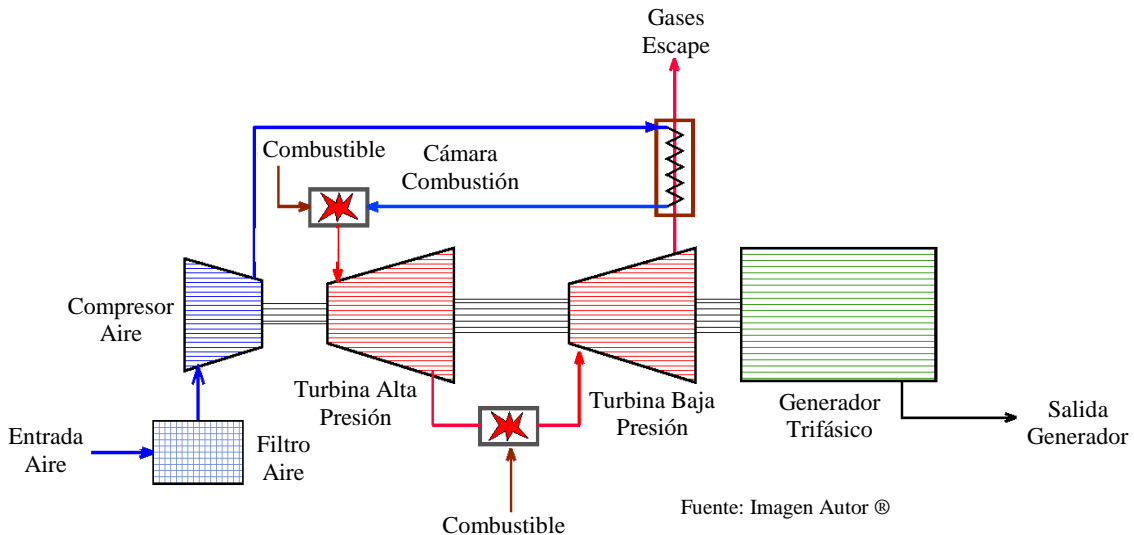


Figura 6.13: Turbina de gas con regenerador y recalentador.

6.4.3 Turbina de Gas con Inter-Enfriador

Con el objetivo de enfriar el aire de la combustión, entre dos etapas sucesivas de compresión, se instala un *Inter-Enfriador*, lo cual facilita la combustión con una proporción mayor de combustible, y por vía de consecuencias un incremento de la potencia. El Inter-enfriador es un intercambiador de calor que utiliza agua de servicio para enfriar el aire comprimido que sale del Compresor de Baja Presión, antes de entrar al Compresor de Alta Presión.

La Figura 6.14 representa una Turbina de gas con recalentador e inter-enfriador:

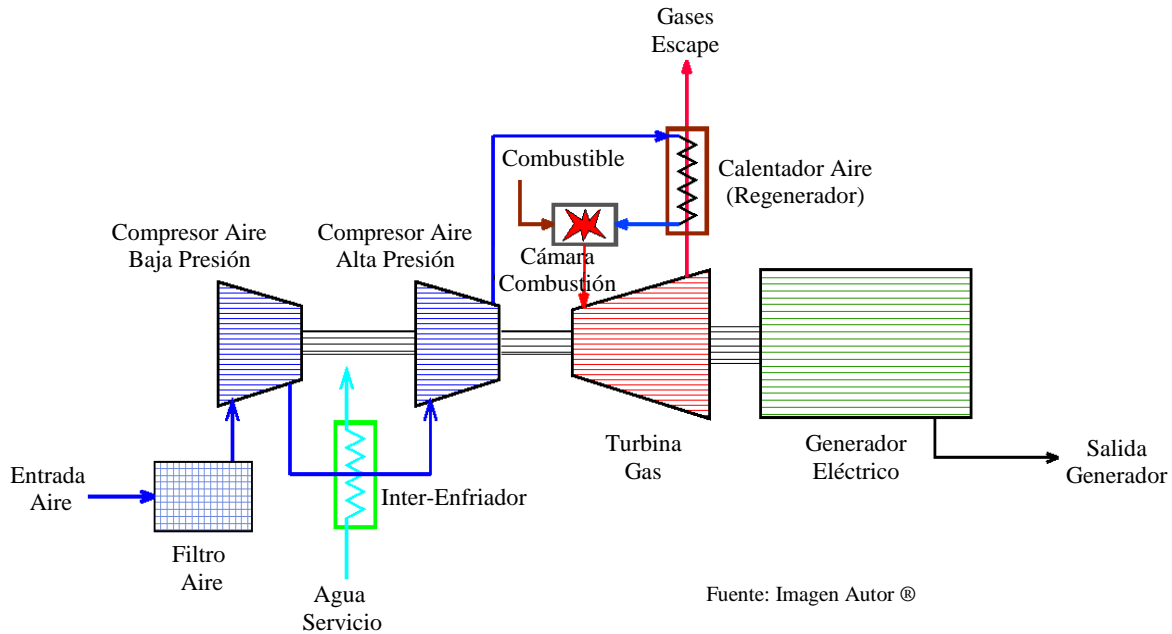


Figura 6.14: Turbina de gas simple con recalentador e inter-enfriador.

Existen también turbinas de gas con varias etapas de combustión y expansión, así como inter- enfriador y regenerador en el mismo ciclo. Estas son turbinas de gas de alta potencia, utilizadas para producción de energía eléctrica.

La Figura 6.15 representa una Turbina de gas con regenerador, recalentador e inter-enfriador:

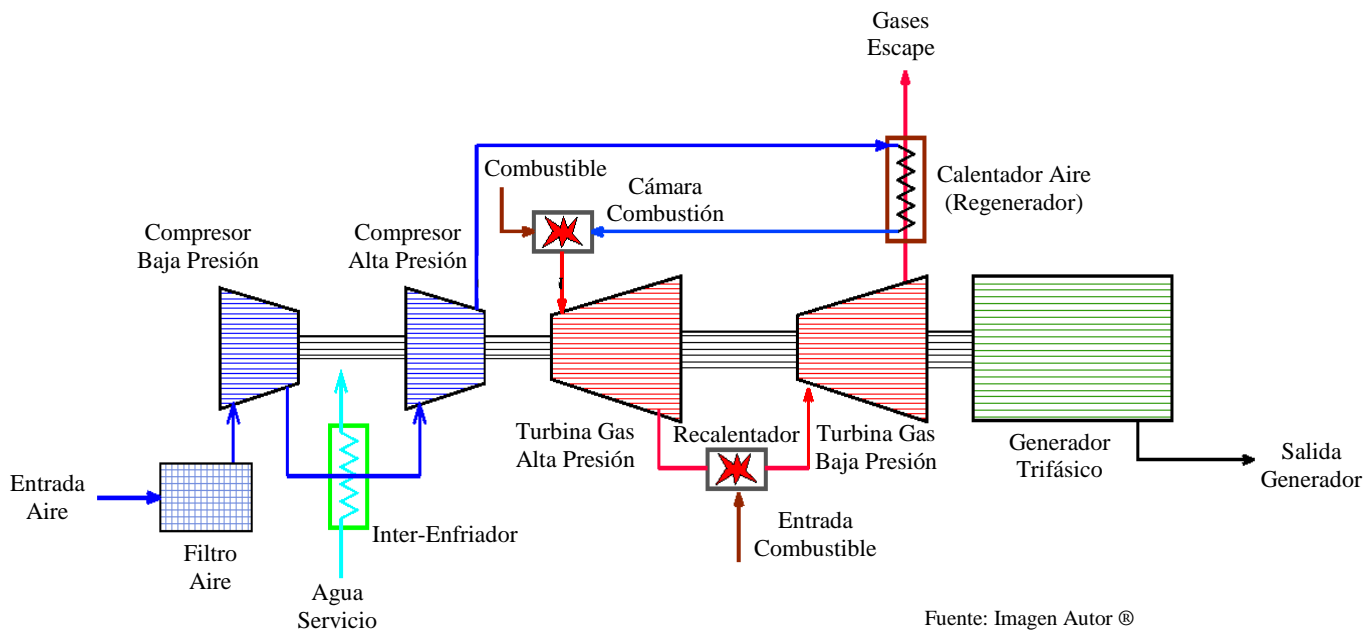


Figura 6.15: Turbina de gas con regenerador, recalentador e inter-enfriador.

6.5 Otros Componentes de una Turbina de Gas

6.5.1 Casa de Filtros

La *Casa de Filtros* tiene por objetivo filtrar el aire de admisión al compresor, para evitar desgastes y erosión en las partes móviles del mismo. Normalmente posee dos etapas de filtrado, una gruesa y la otra muy fina, del orden de 5 micras. Con el objetivo de incrementar la densidad del aire, se suele utilizar un intercambiador de calor que utiliza agua a temperatura ambiente para enfriar el aire que entra al compresor.

6.5.2 Cojinetes o Chumaceras

Dos tipos de cojinetes o chumaceras son utilizados en las turbinas de gas: las chumaceras radiales, las cuales soportan el peso del rotor; y la chumacera axial o de empuje, que resiste el desplazamiento axial del eje. Para reducir a un mínimo la fricción entre las chumaceras y el eje, se utiliza un material anti fricción, el cual posee además una película de aceite proveniente del sistema de lubricación del turbo-generador.

La Figura 6.16 presenta fotos de la base de unas chumaceras y las chumaceras propiamente dichas:



Fuente: Google Images

Base o Carcasa Chumaceras



Fuente: Google Images

Chumaceras para Turbinas

Figura 6.16: Chumaceras y base de chumaceras para turbinas de gas.

6.5.3 Sistema de Lubricación

El *Sistema de Lubricación* provee el aceite requerido para el control hidráulico de la turbina, así como para la lubricación de las chumaceras radiales y axiales. Su sistema de almacenamiento puede llegar a contener hasta 10,000 galones de aceite en turbinas muy grandes. Este sistema posee normalmente las siguientes bombas de lubricación: Bomba Principal Mecánica, Bomba Auxiliar Eléctrica a corriente alterna y Bomba de Emergencia a corriente continua.

La Figura 6.17 presenta una foto del equipo utilizado para el filtrado y enfriamiento del aceite de turbina:



Figura 6.17: Equipo enfriamiento y filtrado aceite turbina de gas.

6.5.4 Recinto Acústico

El *Recinto Acústico* provee la protección ambiental requerida a la turbina de gas, así como el aislamiento acústico necesario para reducir el impacto de ruido en el medio ambiente. Complementan al recinto acústico los sistemas contra incendios y de ventilación.

La Figura 6.18 representa el recinto acústico de una turbina de gas:



Fuente: Google Images

Figura 6.18: Recinto acústico turbina de gas.

6.5.5 Bancada

Representa la base de hormigón armado de soporte de toda la estructura metálica del conjunto turbo-generador. Esta base suele aislarse del resto del piso de la central, con la finalidad de evitar la transmisión de vibraciones al resto de las instalaciones.

6.5.6 Mecanismo de Giro

El *Mecanismo de Giro*, también denominado Virador, o en inglés “turning gear”, tiene por finalidad mantener al conjunto turbogenerador girando a muy bajas revoluciones cuando la unidad está fuera de servicio, con el objetivo de evitar deformaciones plásticas en los ejes de la turbina y el generador. El mecanismo de giro es impulsado por un motor de corriente alterna.

La Figura 6.19 representa el mecanismo de giro de una turbina de gas:

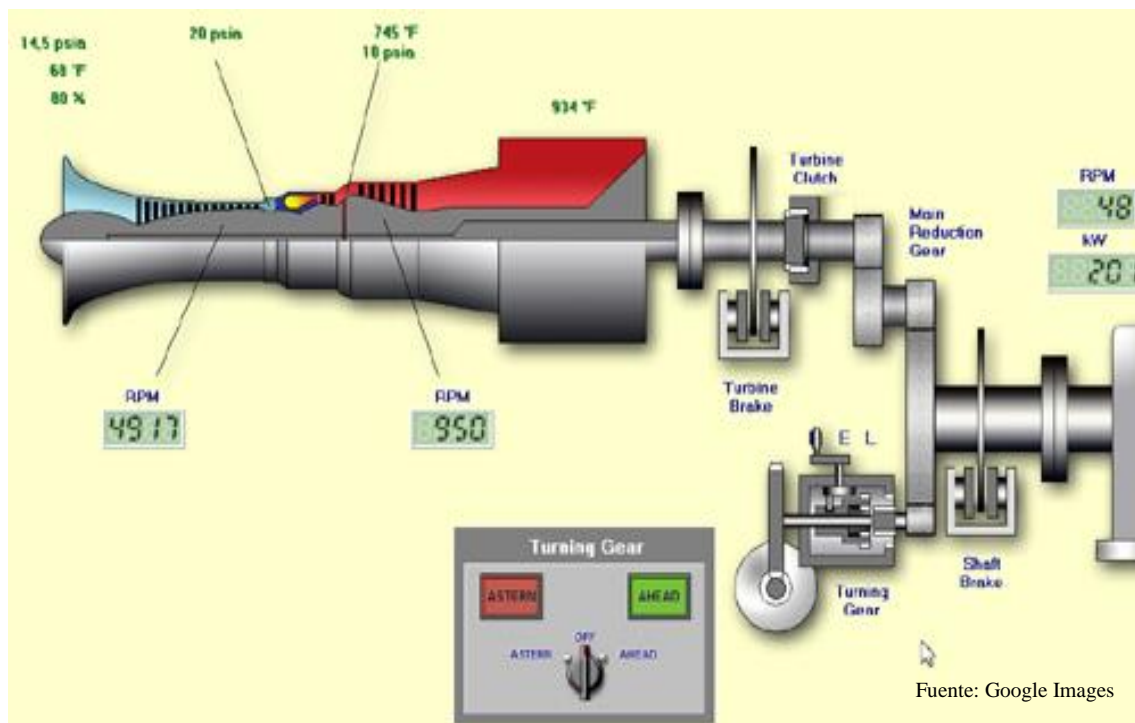


Figura 6.19: Mecanismo de giro turbina de gas.

Capítulo 7

Centrales Nucleares

7.1 Fisión Nuclear del Uranio

La fractura de los átomos de uranio por medio del bombardeo de este con neutrones, produciendo *elementos transuránicos* fue postulada por el físico italiano del siglo pasado Enrico Fermi. *Elementos transuránicos* son elementos químicos con número atómico mayor de 92, que es el *número atómico*, es decir la cantidad de protones, del Uranio.

En 1939 Fermi descubrió la *fisión nuclear*, proceso que liberaba una cantidad tal de energía que se podría utilizar tanto para producir una explosión, como para generar electricidad.

Los procesos de fisión y fusión nuclear liberan una mayor cantidad de energía que cualquier reacción química conocida.

El fenómeno de la fisión nuclear produce lo que se denomina una reacción en cadena. La reacción en cadena se inicia cuando un neutrón libre incide sobre un núcleo de Uranio 235, fisionándolo o dividiéndolo; esta fisión libera nuevos neutrones libres, los cuales son como proyectiles que incidirán sobre nuevos núcleos, provocando nuevas fisiones y liberación de nuevos neutrones libres.

Con cada fisión se libera una gran cantidad de energía térmica. De tal manera que el conjunto de fisiones sucesivas forman la denominada reacción en cadena. La proyección de liberación de neutrones libres es: 1, 2, 4, 8, 16, etc. La décima fisión producirá 1024 neutrones, la vigésima una cantidad superior al millón de neutrones y la trigésima alrededor de mil millones.

El uranio, mineral existente en el planeta, posee solo el 0.7% del isótopo U-235, el cual es fisionable con relativa facilidad. Este uranio mineral es conocido como Uranio 238, el cual es llevado a plantas enriquecedoras de uranio con la finalidad de lograr la masa crítica de Uranio 235.

La Figura 7.01 representa de forma artística cómo se produce el fenómeno de fisión nuclear:

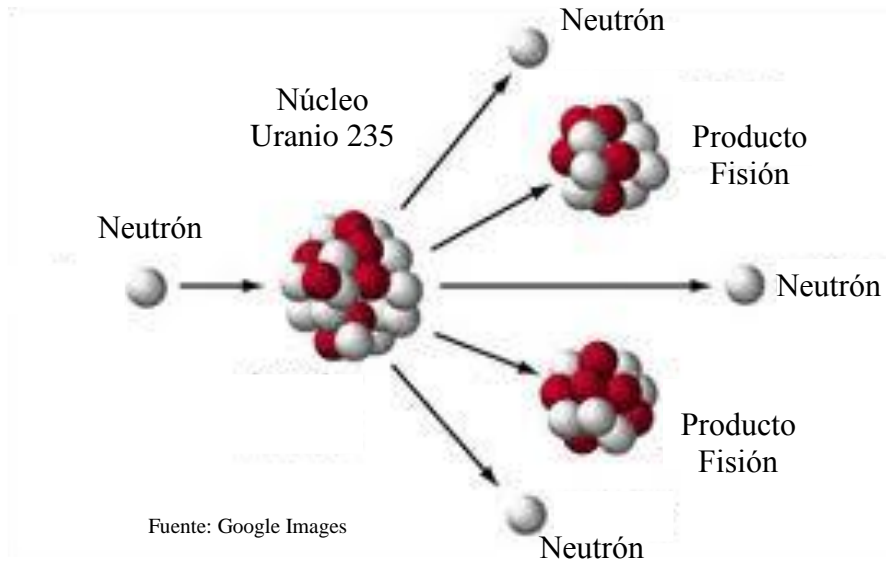


Figura 7.01: Proceso de fisión nuclear.

Para que el uranio pueda entrar en un proceso de reacción en cadena, es necesario en primer lugar que sea el isótopo Uranio 235, y que además se logre una determinada masa de este isótopo. Cantidades inferiores a 1Kg, no propician la reacción en cadena, de ahí que se considere que valores de Uranio 235 inferiores a 1 Kg, se denominen *masa sub-crítica*.

La *masa crítica*, la cual permite la fisión nuclear, está en el rango de 1 a 10 Kg. En otro orden, la *masa supercrítica* se obtiene cuando la masa de Uranio 235 es superior a 10 Kg, y en ese escenario se dispone de una bomba de fisión nuclear.

Le correspondió al físico estadounidense Dr. Julius Robert Oppenheimer (1904-1967) dirigir al equipo de científicos, quienes en Los Álamos, Nuevo México, desarrollaron la bomba de fisión nuclear o bomba atómica, la cual fue utilizada en Hiroshima y Nagasaki, Japón en 1945.



Figura 7.02: Fotografía de Julius Robert Oppenheimer con Albert Einstein.



Figura 7.03: Cono característico de una detonación nuclear

No es sino a partir del año de 1959 que se aprovecha la energía térmica liberada por el proceso de fisión, para producción de energía eléctrica. La primera central nuclear fue instalada en la Unión Soviética, actual Rusia, fue la Central Nuclear de Obninsk, de 5 MW, y entró en operación el 26 de junio de 1954. En Estados Unidos se puso en operación la Central Nuclear de Shippingport, Pensilvania, el 2 de diciembre del año 1957, con una capacidad de 60 MW.

Desde el punto de vista de la demanda, el Uranio posee la característica de que no se puede utilizar para otras aplicaciones diferentes a las citadas anteriormente. Según la organización Yo Soy Nuclear (www.yosoyuclear.org), “una pastilla de uranio de tan solo 5 gramos de peso, produce la misma electricidad que 810 kilos de carbón, 565 litros de petróleo o 480 metros cúbicos de gas natural”.



Figura 7.04: Pastillas de Uranio de 5 gramos de peso.

De acuerdo con Yo Soy Nuclear (www.yosoy nuclear.org), “El consumo anual de combustible de una central estándar (1,000 MW) es de unas 25 toneladas de Uranio. En comparación, para producir la misma cantidad de electricidad, una central térmica a carbón consume 2.5 millones de toneladas de carbón y una central de gas de ciclo combinado consume 1700 millones de metros cúbicos de gas natural” (Yo Soy Nuclear, 2010).

La energía eléctrica producida por una tonelada de Uranio 235 se puede expresar como sigue:

$$\begin{aligned} 1 \text{ Ton. Uranio 235} &= 151,676,744 \text{ kWh} \\ &= 151,677 \text{ MWh} \\ &= 151.68 \text{ GWh} \end{aligned}$$

Solo como referencia, se requeriría alrededor de 13,000 toneladas de Fuel Oil No. 6, o 94,900 barriles de petróleo para producir la misma cantidad de energía que libera 1 tonelada de Uranio 235.

7.2 Central Nuclear

Una *central nuclear* o *planta nuclear* es una central termoeléctrica a vapor, donde al igual que sucede en estas, vapor sobrecalentado impulsa una turbina de vapor, la cual hace girar un generador eléctrico, quien por interacción de sus campos magnéticos produce energía eléctrica. La diferencia para con las centrales termoeléctricas clásicas estriba en la fuente calórica, que en el caso de una central nuclear el calor se obtiene a partir de un reactor nuclear.

La Figura 7.05 muestra una fotografía de una central nuclear consistente en cuatro unidades:



Fuente: Google Images

Figura 7.05: Central nuclear.

Con la finalidad de controlar el flujo de neutrones, y por tanto la liberación de energía térmica, se utilizan ciertas sustancias denominadas *moderadores*. Algunas de estas sustancias son: Agua pesada, agua ligera, grafito, carbono, hidrogeno, deuterio, etc.

La Figura 7.06 representa una maqueta de una central nuclear con reactor de agua presurizada:



Figura 7.06: Maqueta central nuclear con reactor tipo PWR.

El elemento moderador se instala en las denominadas *barras de control*, estableciéndose a través de estas el control del proceso de fisión nuclear. Con el objetivo de preservar la temperatura del reactor a niveles de seguridad, se utiliza un circuito de refrigeración externo al reactor. El fluido utilizado en este sistema de refrigeración es llevado a un generador de vapor, donde por intercambio indirecto de calor se produce el vapor sobrecalentado que impulsara la turbina de vapor.

La energía nuclear se considera limpia, dado que no produce gases de efecto invernadero, ni dióxido de carbono, dado que no emplea combustibles fósiles en su proceso. El sub producto de la degradación del Uranio 235 es el plutonio, el cual es altamente radiactivo. El plutonio puede ser llevado a una planta de enriquecimiento de uranio, para reconvertirlo a Uranio 235. Otra opción consiste en almacenarlo en depósitos herméticamente sellados y aislados.

7.3 Países Que Poseen Centrales Nucleares

El Cuadro 7.01 presenta los países que disponen de tecnología nuclear para producción de energía eléctrica:

| PAISES | REACTORES | MW |
|-----------------|------------|----------------|
| EEUU | 104 | 100,747 |
| Francia | 58 | 63,130 |
| Japón | 54 | 46,821 |
| Rusia | 32 | 22,693 |
| Corea del Sur | 21 | 18,698 |
| India | 20 | 4,391 |
| Reino Unido | 19 | 10,137 |
| Canadá | 18 | 12,569 |
| Alemania | 17 | 20,490 |
| Ucrania | 15 | 13,107 |
| China | 13 | 10,058 |
| Suecia | 10 | 9,298 |
| España | 8 | 7,514 |
| Bélgica | 7 | 5,926 |
| República Checa | 6 | 3,678 |
| Suiza | 5 | 3,263 |
| Finlandia | 4 | 2,716 |
| Hungría | 4 | 1,889 |
| Eslovaquia | 4 | 1,816 |
| Argentina | 2 | 935 |
| Brasil | 2 | 1,884 |
| Bulgaria | 2 | 1,906 |
| México | 2 | 1,300 |
| Pakistán | 2 | 425 |
| Rumanía | 2 | 1,300 |
| Sudáfrica | 2 | 1,800 |
| Armenia | 1 | 375 |
| Países Bajos | 1 | 487 |
| Eslovenia | 1 | 666 |
| TOTAL | 442 | 375,001 |

Fuente: Comisión de Energía Atómica de los EEUU

Cuadro 7.1: Países con tecnología nuclear

7.4 Componentes Principales de una Central Nuclear

Los principales componentes de una central nuclear son los siguientes:

1. Reactor Nuclear.
2. Generador de Vapor (centrales de agua presurizada).
3. Turbina de Vapor.
4. Condensador de Vapor.

El generador, la turbina y el condensador de vapor fueron estudiados en el Capítulo V de este libro, “Centrales Termoeléctricas a Vapor”

7.4.1 Reactor Nuclear

El *reactor nuclear* consiste de tres elementos fundamentales: Uranio 235, moderador y sistema de refrigeración. En el reactor nuclear se produce el fenómeno de la fisión nuclear, y su correspondiente liberación de una gran cantidad de energía térmica.

7.4.2 Generador de Vapor

El *generador de vapor* produce vapor sobrecalentado a partir del intercambio de calor entre el agua contenida en el generador de vapor y el fluido de enfriamiento del reactor, para reactores de agua presurizada. Este vapor sobrecalentado es aplicado a los alabes móviles de la turbina de vapor, convirtiendo la energía térmica del vapor en energía mecánica de rotación.

7.4.3 Turbina de Vapor

Equipo termo mecánico que convierte la energía térmica del vapor sobrecalentado en energía mecánica rotativa. La turbina de vapor está acoplada a un generador trifásico sincrónico, que convierte la energía mecánica recibida de la turbina en energía eléctrica, por efecto de la interacción de los campos eléctricos y magnéticos del devanado de campo y los devanados trifásicos de la armadura.

7.4.4 Condensador de Vapor

Es un intercambiador de calor que tiene por misión condensar el vapor a la salida de la turbina de vapor. El vapor condensado se almacena en un depósito en la parte inferior del condensador, denominado pozo caliente. Para condensar el vapor, el condensador emplea agua del sistema de circulación. Esta agua proviene de un circuito cerrado con torres de enfriamiento.

La Figura 7.07 muestra una fotografía de una torre de enfriamiento de una central nuclear:



Figura 7.07: Torre enfriamiento central nuclear.

7.5 Tipos de Reactores Nucleares

En función del uso o no de moderador en el proceso de fisión nuclear, los reactores nucleares se clasifican en dos grandes grupos:

1. Reactores Térmicos
2. Reactores Rápidos

Los *reactores térmicos*, los cuales son los más utilizados en la actualidad, utilizan sustancias conocidas como moderadores para controlar el flujo de neutrones, y por vía de consecuencias, el proceso de fisión nuclear.

Los *reactores rápidos*, en cambio no emplean moderadores, sino que se controla la temperatura de estos por medio de metales líquidos, tales como el plomo, plomo-bismuto y sodio. Pertenecen a la denominada generación III+ y generación IV.

A su vez, los reactores térmicos o moderados, dependiendo del tipo de moderador que empleen, se clasifican en:

- 1) Reactores moderados por agua ligera.
- 2) Reactores moderados con grafito.

7.6 Clasificación en función del tipo de enfriamiento del reactor nuclear

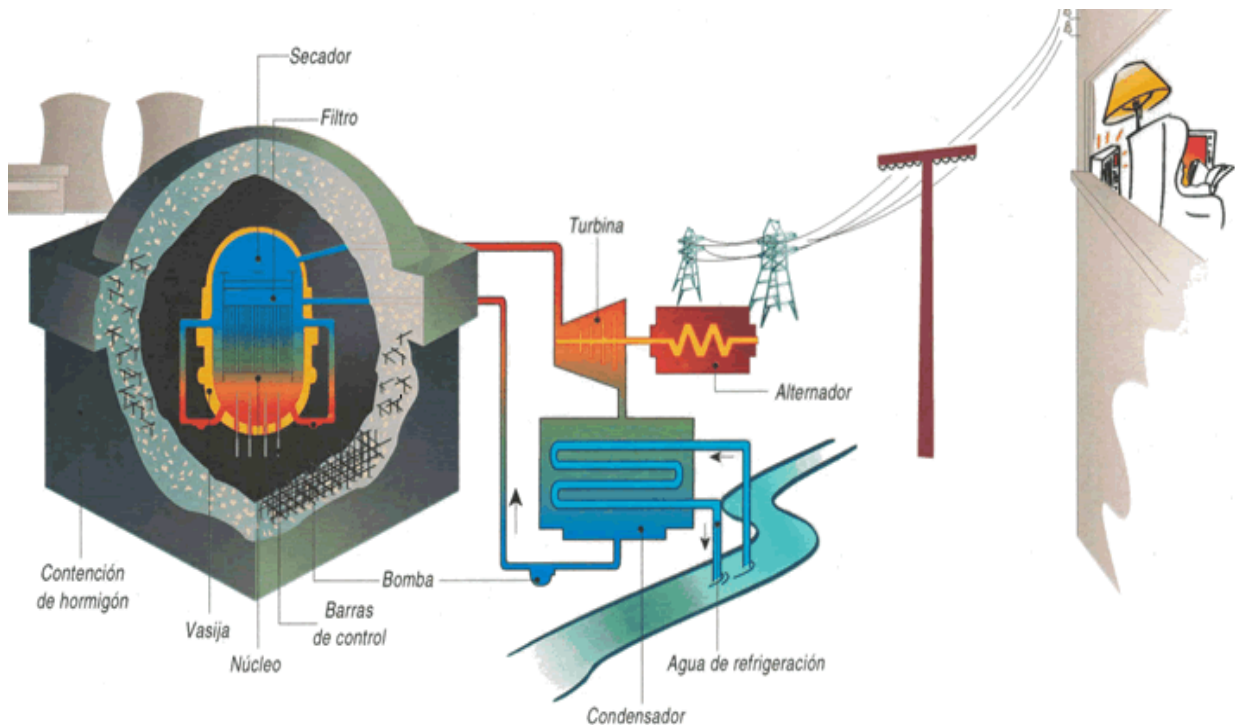
De acuerdo con el tipo de enfriamiento que se utilice, los reactores nucleares se clasifican en dos grandes grupos:

1. Reactores de Agua en Ebullición, o BWR; y
2. Reactores de Agua Presurizada, o PWR.

7.6.1 Reactor de Agua en Ebullición o BWR

En el Reactor de Agua en Ebullición o BWR, por sus siglas en inglés “Boiling Water Reactor”, el circuito primario de enfriamiento del núcleo del reactor produce el vapor a alta entalpía que impulsa un turbogenerador a vapor para producir electricidad.

La Figura 7.08 representa un Reactor Nuclear de Agua en Ebullición:



Fuente: Google Images

Figura 7.08: Reactor de agua en ebullición (BWR).

7.6.2 Reactor de Agua Presurizada o PWR

El Reactor de Agua Presurizada o PWR, por sus siglas en inglés “Presurized Water Reactor”, posee dos circuitos de agua-vapor, el circuito primario para enfriar el núcleo del reactor, y el circuito secundario de producción de vapor para mover un turbogenerador a vapor y producir energía eléctrica.

La Figura 7.09 representa un Reactor Nuclear de Agua Presurizada (PWR):

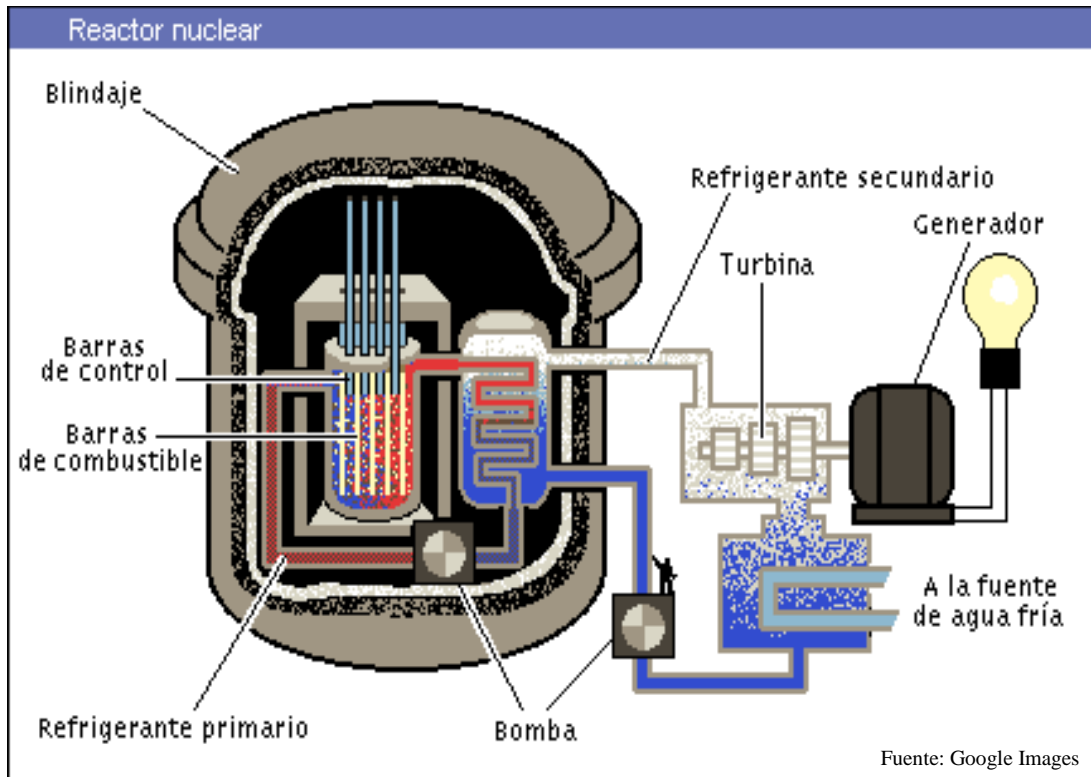


Figura 7.09: Reactor de Agua Presurizada (PWR).

7.7 Barreras de contención de un reactor nuclear

“La presencia de una central nuclear en un emplazamiento no debe constituir un riesgo para los habitantes de su entorno”, (Comisión Mundial de Energía Nuclear, 2005)

Con el objetivo de evitar la contaminación radioactiva del medio ambiente, seres humanos, animales y plantas, se construyen los reactores nucleares con las denominadas barreras de contención del reactor nuclear.

El protocolo del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), para la gestión de seguridad en el diseño de reactores nucleares, establece ochenta y dos (82) requisitos, que van desde la requisitos técnicos, de diseño general de la central, de diseños específicos de la central, hasta requisitos de protección radiológica, todo enmarcado en un esquema de “seguridad total”.

Las barreras de contención son cuatro, a saber:

1. Pastilla de combustible.
2. Barras contenedoras de las pastillas de combustibles.
3. El estuche o recinto contenedor del reactor nuclear; y
4. El recinto de hormigón armado o recinto de contención, de 1 a 3 metros de espesor.

La Figura 7.10 muestra un esquema de las cuatro barreras de protección de un Reactor Nuclear:

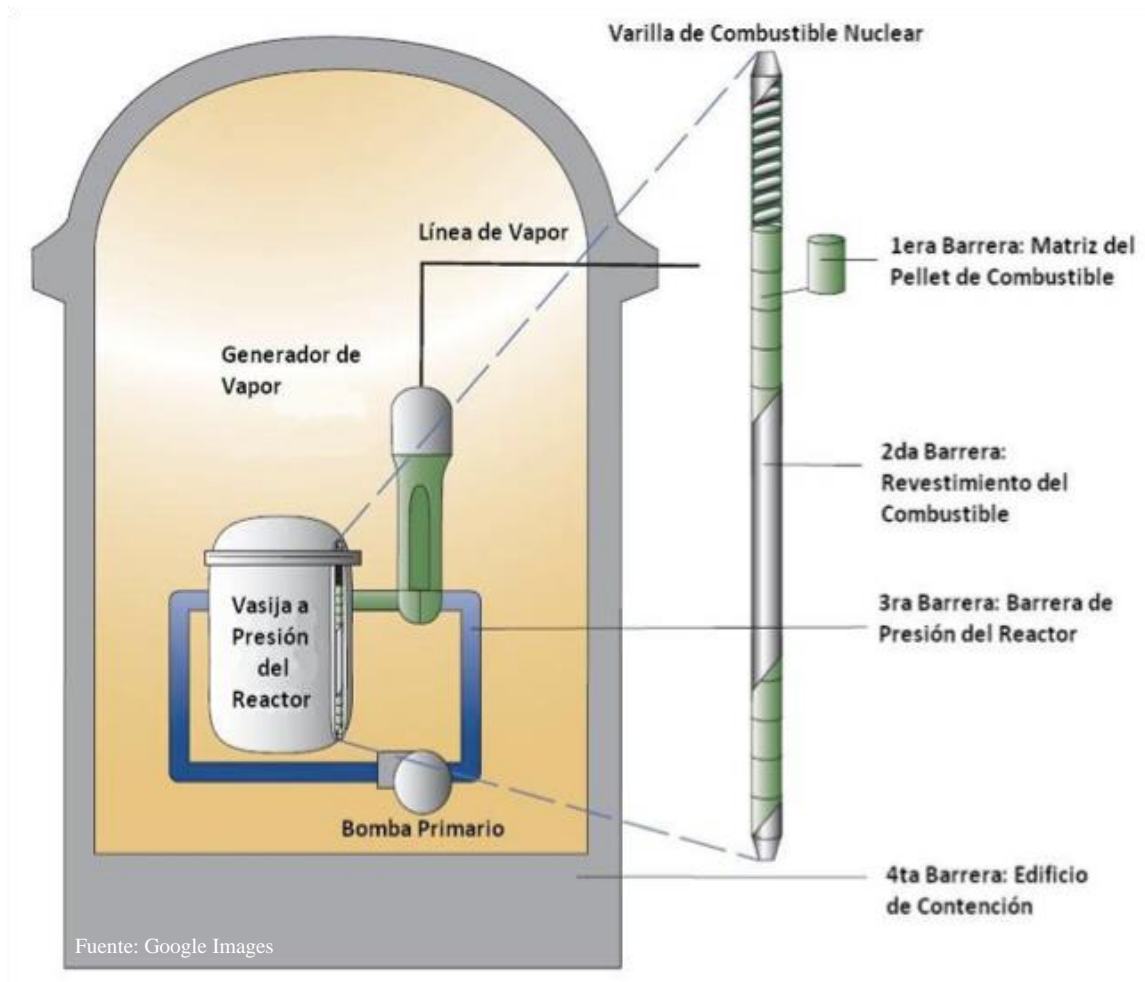


Figura 7.10: Barreras de protección de un reactor nuclear.

7.8 Ventajas de las Centrales Nucleares

- Mayor eficiencia que una central térmica a vapor.
- Incremento de la eficiencia con el aumento del factor de planta.
- Mayor capacidad de producción de energía eléctrica y vapor.
- Total independencia de los combustibles fósiles.

7.9 Desventajas de las Centrales Nucleares

- Inversión inicial muy elevada.
- Cierto grado de peligro debido al uso de material radioactivo como combustible.
- Dificultad de eliminación de los desechos radioactivos.
- Mayor grado de dependencia con la nación suplidora del combustible nuclear.
- Necesidad de un personal técnico y científico altamente calificado.

Capítulo 8

Centrales Hidroeléctricas

8.1 Centrales Hidroeléctricas

Las *Centrales Hidroeléctricas* obtienen su energía primaria a partir de la energía potencial presente en una columna de agua de una altura determinada. El lugar donde es almacenada el agua recibe el nombre de *embalse o presa* y el *canal o tubería* que lleva el agua a la *Casa de Máquinas* se conoce como *Canal de Derivación o Tubería de Presión*.

La potencia de salida de una unidad hidroeléctrica es, como veremos más adelante, una función de la altura de nivel del embalse, con relación al de la casa de máquinas, y del caudal de agua turbinable. En ciertas legislaciones eléctricas las centrales de hasta 5 MW se consideran micro y mini hidroeléctricas.

La mayor central hidroeléctrica del mundo está localizada en China, y es conocida como la *Presa de las Tres Gargantas*, con una capacidad instalada de 22,500 MW, es decir 32 turbogeneradores de 700 MW cada uno.

La siguiente hidroeléctrica de mayor tamaño en el mundo es la *Represa de Itaipú*, instalada entre las repúblicas de Brasil y Paraguay, con una capacidad instalada de 14,000 MW, es decir, 20 turbogeneradores de 700 MW cada uno. La Figura 8.01 presenta fotografías de la Presa de las Tres Gargantas, en China:



Figura 8.01: Presa de las Tres Gargantas, China.

La Figura 8.02 presenta fotografías de la Presa de Itaipú, entre Brasil y Paraguay:

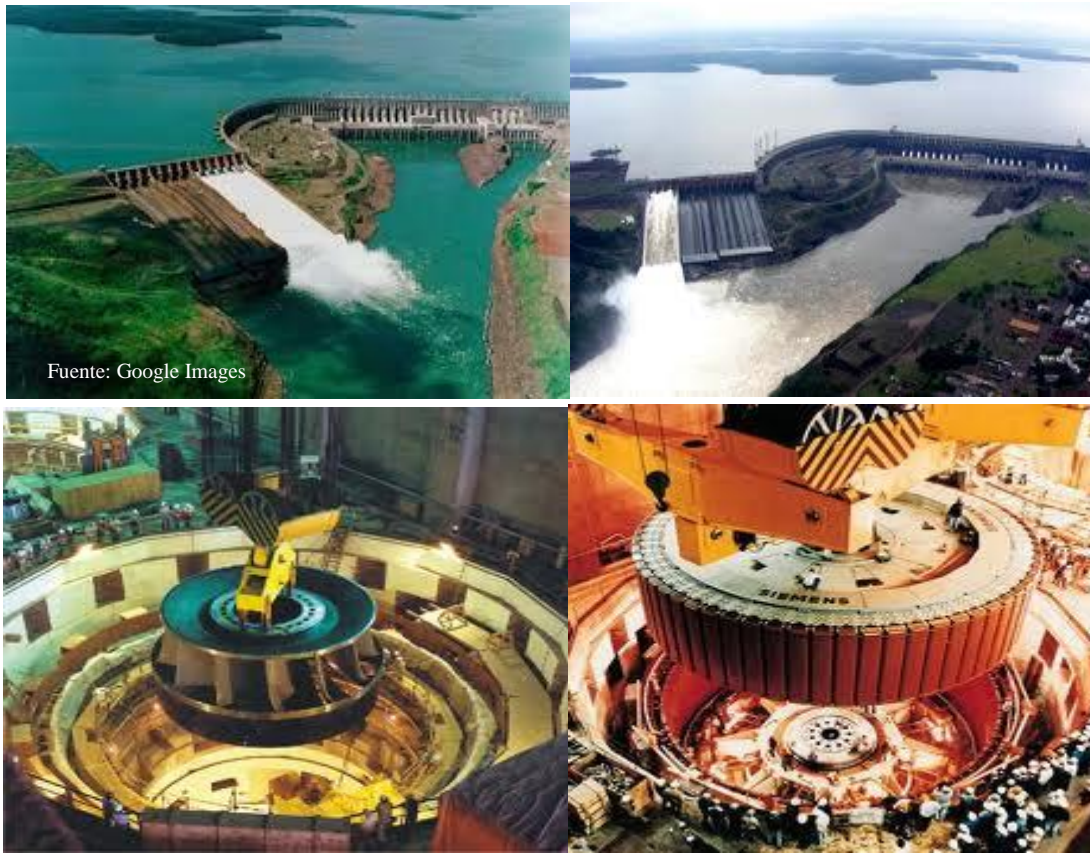


Figura 8.02: Presa de Itaipú, entre Brasil y Paraguay.

En función de la existencia o no de embalses, las centrales hidroeléctricas se clasifican en dos grupos:

1. Centrales Hidroeléctricas a Caudal Libre o No Reguladas.
2. Centrales Hidroeléctricas con Regulación.

8.1.1 Centrales Hidroeléctricas de Caudal Libre o No Reguladas

Las centrales a Caudal Libre o Agua Fluyente no poseen ninguna clase de dispositivos de almacenamiento de agua; utilizan en cada momento la cantidad de agua disponible del río.

La Figura 8.03 muestra un dibujo artístico de una Presa a Caudal Libre o de Agua Fluyente:



Figura 8.03: Presa a caudal libre o agua fluyente.

8.1.2 Centrales Hidroeléctricas con Regulación

Las centrales hidroeléctricas con regulación son aquellas que poseen un embalse o presa para acumulación del caudal no utilizado durante las horas de poca carga. Convenientemente conectadas con otras centrales pueden ser operadas con gran eficiencia, usándolas como plantas primarias o de base, durante los periodos de caudal medio y alto, y como centrales secundarias o de picos para caudales bajos o estiaje. La Figura 8.04 muestra un dibujo artístico de una Central Hidroeléctrica con Regulación:

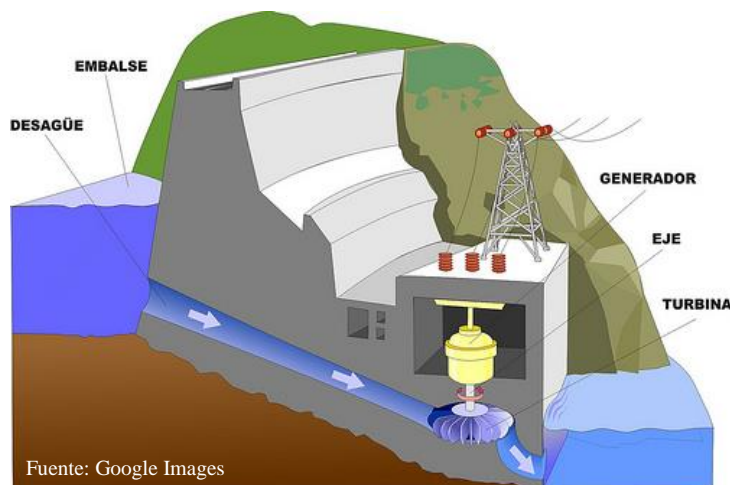


Figura 8.04: Central hidroeléctrica con regulación.

8.2 Componentes Principales de una Central Hidroeléctrica

8.3 Presa o Embalse

La presa o embalse almacena agua proveniente de las lluvias, los ríos y las corrientes con los objetivos siguientes: Control de inundaciones; agua potable para acueductos; agua para riego de predios agrícolas, y; producción de electricidad. En algunos casos sirve para fines turísticos.

Las presas pueden clasificarse por el material empleado en su construcción en:

1. Presa de Tierra.
2. Presa de Hormigón.
 - 2.1) Presa de Gravedad.
 - 2.2) Presa de Arco o de Bóveda.

8.3.1 Presa de Tierra

Es aquella presa cuyo muro es construido fundamentalmente de arcilla compactada y roca como se muestra en la Figura 8.05 siguiente:



Figura 8.05: Elementos constitutivos de una presa de tierra.

8.3.2 Presa de Hormigón

En este tipo el muro es construido de hormigón armado. Hay, a su vez, dos tipos de presas de hormigón: Presa de Gravedad y Presa de Arco o de Bóveda.

La Figura 8.06 siguiente muestra una presa de gravedad:



Figura 8.06: Presa de hormigón de gravedad.

La Presa de Gravedad tiene un peso adecuado para contrarrestar el momento de vuelco producido por la columna de agua, como se puede apreciar en la Figura 8.07 siguiente:

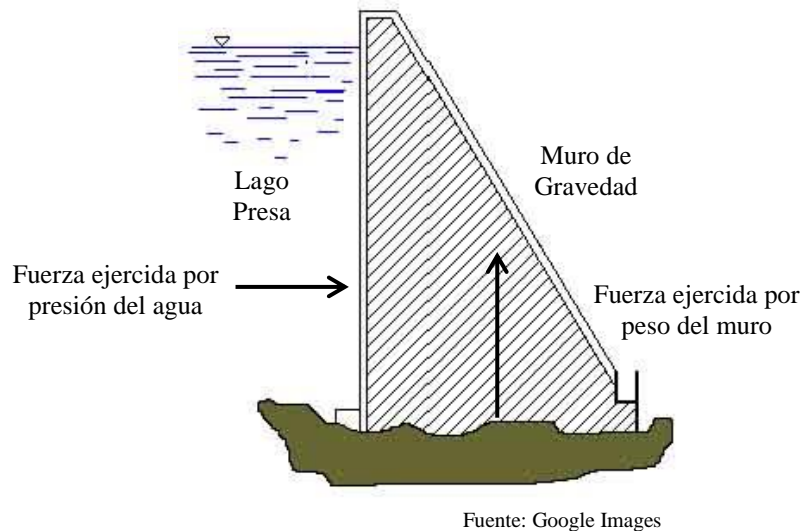


Figura 8.07: Características presa de hormigón de gravedad.

La Presa de Hormigón tipo Bóveda es menos masiva en su construcción, poseen forma de arco y se instalan entre montañas, sobre todo aquellas que están formadas por rocas y poseen gargantas estrechas. A medida que el agua ejerce presión sobre el muro, este se acuña en las laderas de la montaña.

La Figura 8.08 siguiente muestra una fotografía de la Presa de Hoover, edificada entre los Estados de Arizona y Nevada, 30 millas al Sudeste de la ciudad de Las Vegas, Estados Unidos de América, construida como una presa tipo bóveda.



Figura 8.08: Presa Hoover, tipo bóveda, Arizona y Nevada, Estados Unidos.

8.4 Vertedero o Aliviadero

El *vertedero o aliviadero* es una estructura hidráulica que tiene por objetivo garantizar la integridad del muro de presa, permitiendo la salida de agua del lago, ya sea por rebose, compuertas o drenajes. Los más comunes son los vertederos o aliviaderos de compuerta y de rebose.

En presas de concreto es corriente construir el vertedero de excesos dentro del cuerpo de la presa; pero en presas de tierra y en algunos casos particulares de estructuras de concreto resulta más conveniente diseñar y construir el vertedero de excesos como una estructura independiente. La Figura 8.09 siguiente muestra el vertedero de compuertas de una central hidroeléctrica:

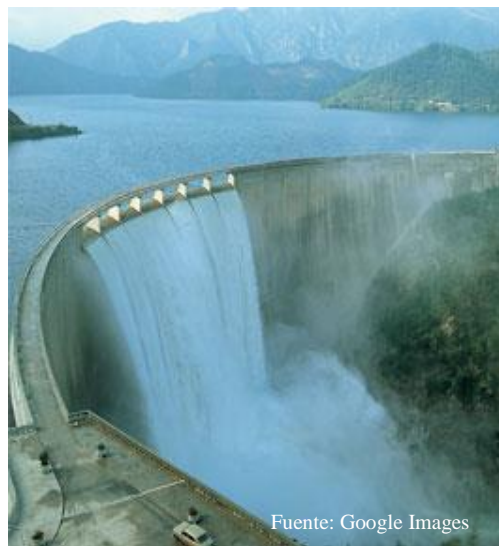


Figura 8.09: Vertedero de compuertas en presa concreto tipo bóveda.

La Figura 8.10 muestra el vertedero o aliviadero por rebose de una presa hidroeléctrica:



Figura 8.10: Vertedero por rebose.

Los vertederos o aliviaderos terminan en una estructura hidráulica denominada canal de desfogue o de amortiguamiento, con la finalidad de evitar la erosión de la base de la presa. La Figura 8.11 muestra un canal de desfogue de una presa hidroeléctrica:



Figura 8.11: Canal desfogue presa hormigón de gravedad.

8.5 Canal de Derivación o Tubería de Presión

El canal de derivación o tubería de presión, dependiendo del tipo de canalización, conduce el agua desde el embalse o presa hasta la casa de máquinas, donde están instalados los turbo-generadores de la central hidroeléctrica.

La Figura 8.12 muestra el túnel de derivación de una central hidroeléctrica:

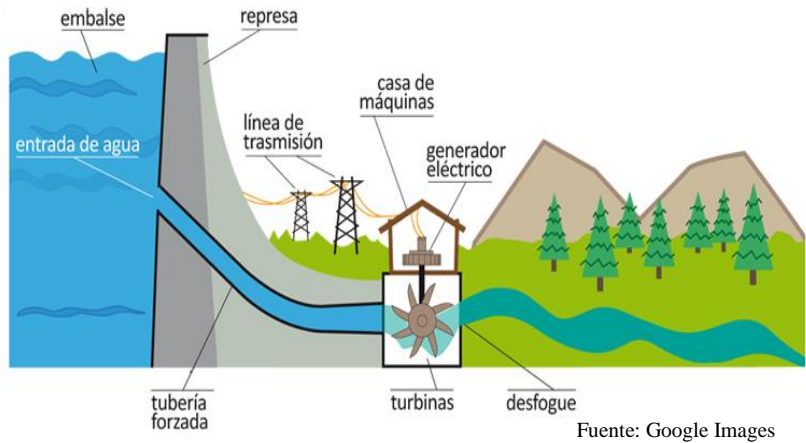


Figura 8.12: Túnel de derivación de una presa hidroeléctrica.

8.6 Chimenea de Equilibrio

La *chimenea de equilibrio* tiene por finalidad absorber las variaciones de flujo de agua que se producen cuando varía la carga eléctrica del generador y cuando se produce el disparo o desconexión de la unidad de su sistema eléctrico. De no existir la chimenea de equilibrio, estos cambios bruscos de carga pueden producir presiones excesivas en la tubería de presión y en los alabes de la turbina. La Figura 8.13 representa las funciones de la chimenea de equilibrio:



Figura 8.13: Chimenea de equilibrio en una presa hidroeléctrica.

La Figura 8.14 muestra una chimenea de equilibrio de una tubería de presión excavada en una montaña:



Fuente: Google Images

Figura 8.14: Chimenea de equilibrio excavada en montaña.

8.7 Casa de Máquinas

La *casa de máquinas* es el edificio que aloja las turbinas hidráulicas, generadores eléctricos, sistemas de regulación de la turbina y equipos eléctricos de potencia, control, protección y señalización de la central. La Figura 8.15 muestra una casa de máquinas de una central hidroeléctrica.



Fuente: Google Images

Figura 8.15: Casa de máquinas central hidroeléctrica.

8.8 Niveles del Embalse

Los criterios de operación de las presas hidroeléctricas han establecido las siguientes definiciones de niveles:

Nivel máximo:

Es el nivel por encima del cual la integridad y seguridad de la presa se ve comprometida. Es fundamental preservar este nivel evacuando la misma cantidad de agua que entra a la presa por unidad de tiempo.

Nivel máximo operacional:

Este nivel determina la necesidad del vertido de agua en dosis y a un ritmo tal que no afecten comunidades aguas abajo del embalse.

Nivel medio:

Es el nivel que determina el criterio de clasificación de la central, en de servicio general, primaria o de base o secundaria o de picos, en función de la capacidad de reposición del embalse y los criterios de operación de la misma.

Nivel mínimo operacional:

Por debajo de este nivel la presa se convierte en inoperable. Es imprescindible establecer un criterio de manejo de la presa de tal suerte que se evite llegar al nivel mínimo operacional. La Figura 8.16 muestra una sección transversal de un embalse de una presa hidroeléctrica, donde se indican los diferentes niveles de agua de la misma:

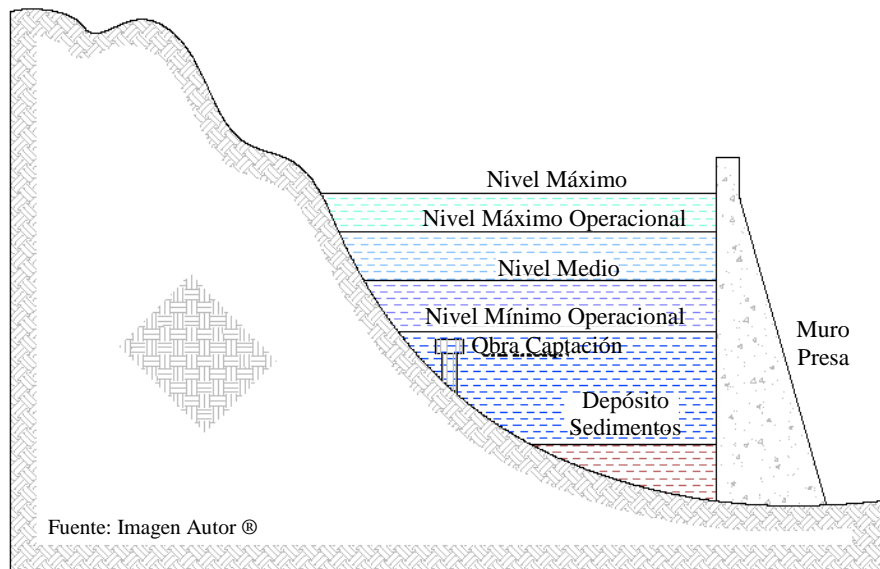


Figura 8.16: Niveles de una presa.

8.9 Turbinas Hidráulicas

Son máquinas hidro-motrices que convierten la energía cinética del agua en energía mecánica, la cual se utiliza para impulsar un generador eléctrico.

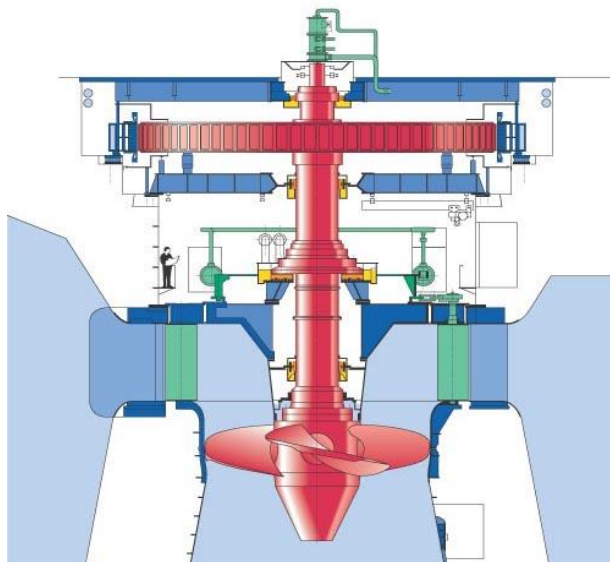
La eficiencia de las turbinas hidráulicas es normal-mente alta, superior al 85% después de contabilizar las pérdidas hidráulicas, de chumaceras, de fricción, y las pérdidas mecánicas en general.

Hay tres tipos de turbinas hidráulicas, a saber:

1. Turbina Kaplan
2. Turbina Francis
3. Turbina Pelton

8.9.1 Turbinas Kaplan

Las *turbinas Kaplan* son turbinas de flujo axial y tipo reacción. Se caracteriza porque su rotor o impulsor se asemeja a la hélice de un barco. Son utilizadas en pequeños saltos de agua. El agua que impulsa su rotor es controlada por medio de toberas o compuertas adosadas a la carcasa de la turbina. La turbina Kaplan opera generalmente en un rango de velocidad de 100-200 rpm. La Figura 8.17 representa un corte o sección longitudinal de una Turbina Kaplan:



Fuente: Google Images

Figura 8.17: Sección longitudinal turbina Kaplan.

8.9.2 Turbina Francis

Las *turbinas Francis* son turbinas hidráulicas más ampliamente usadas en el mundo, debido, entre otras cosas a que pueden operar en un amplio rango de alturas de nivel y de flujos de agua o caudales. A esto se une su alta eficiencia.

La tecnología conocida como de almacenamiento por bombeo utiliza ampliamente este tipo de turbina. Su velocidad de operación está en el rango de 20-80 rpm.

La Figura 8.18 muestra los álabes directores, en color amarillo, y el rotor, en color rojo, de una turbina Francis.



Figura 8.18: Rotor turbina Francis.

La Figura 8.19 muestra las carcacas o espirales de entrada de dos turbinas Francis:



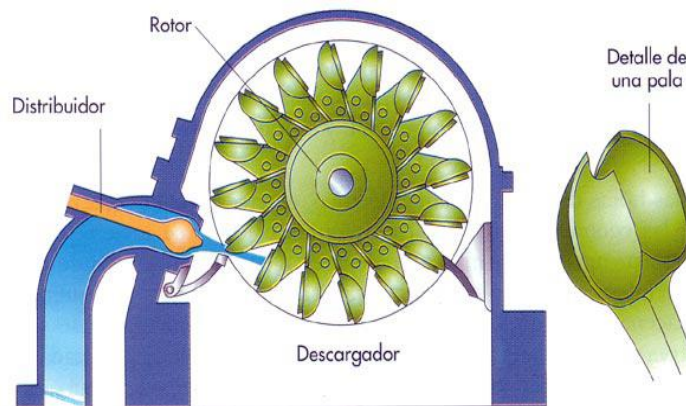
Figura 8.19: Cuerpos o carcacas turbinas Francis.

8.9.3 Turbina Pelton

Una *turbina Pelton* se caracteriza por su robustez y su rotor con impulsores en forma de cucharas, las cuales se instalan en una rueda o rotor. Al igual que las turbinas Kaplan y Francis, convierten la energía cinética del agua en energía mecánica rotativa.

Las *turbinas Pelton* operan normalmente con grandes alturas de nivel y a muy bajas velocidades de rotación. La extensa tubería de presión de estas turbinas, denominadas galerías de presión, terminan en la carcasa de la turbina donde se encuentran las válvulas de control de aguja, tipo inyectores, para mayor control del flujo de agua hacia los alabes o cucharas. Típicamente tienen una velocidad entre 8 y 80 rpm.

La Figura 8.20 muestra un dibujo esquemático de una turbina Pelton:



Fuente: Google Images

Figura 8.20: Esquema turbina Pelton.

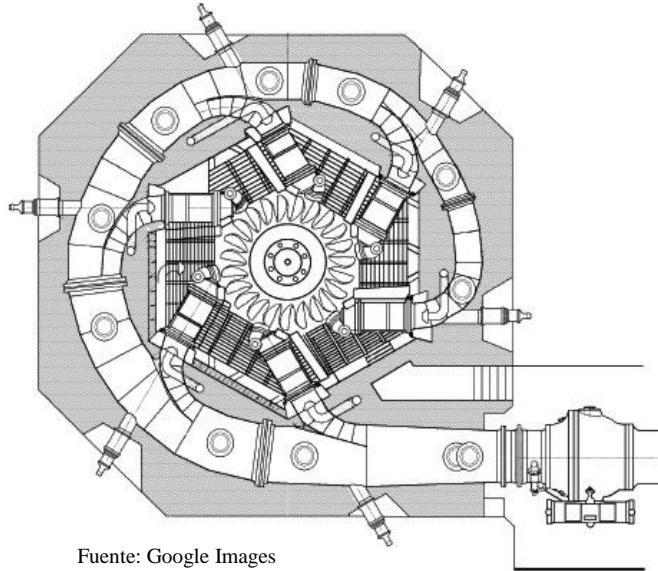
La Figura 8.21 muestra un rotor de una turbina Pelton:



Fuente: Google Images

Figura 8.21: Rotor turbina Pelton.

La Figura 8.22 presenta el diagrama esquemático de una turbina Pelton de seis inyectores:



Fuente: Google Images

Figura 8.22: Turbina Pelton con seis inyectores.

8.10 Caudal Volumétrico del Embalse

El *caudal volumétrico del embalse* mide y establece la cantidad o volumen de agua que se puede almacenar en el lago de la presa hidroeléctrica.



Fuente: Google Images

Figura 8.23: Presa o embalse Hidroeléctrico

Para calcular la capacidad de agua almacenada en un embalse requerimos los planos de vista en planta del lago, las curvas de nivel del fondo o plano de batimetría del lago y un instrumento de medición denominado planímetro. Se procede a medir con el planímetro las áreas creadas por cada una de las curvas de nivel.

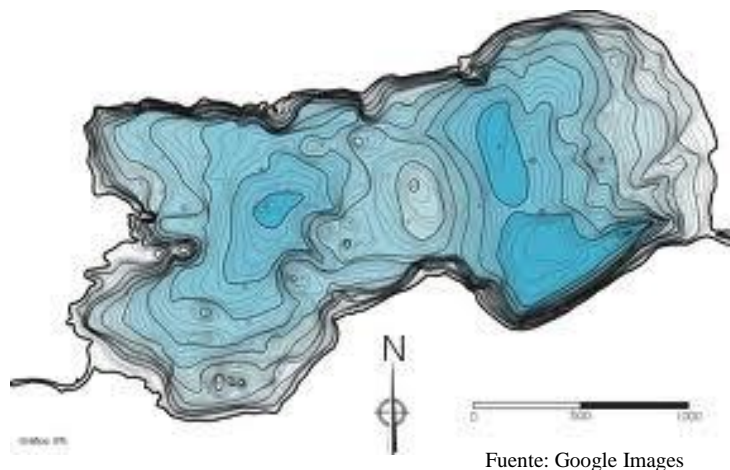


Figura 8.24: Batimetría lago presa.



Figura 8.25: Planímetro

Luego, si tomamos las áreas entre curvas de nivel, previamente medidas con el planímetro, y las multiplicamos por las profundidades de dichas curvas de nivel, obtenemos el volumen de agua almacenado entre curvas de nivel, o volúmenes parciales. Si se suman luego los volúmenes parciales, se obtiene el volumen total almacenado en el embalse.

La Figura 8.26 representa la vista en planta del lago de una presa, donde se indican las cotas de las diferentes curvas de nivel, así como las áreas medidas, con un planímetro, de cada una de dichas superficies.

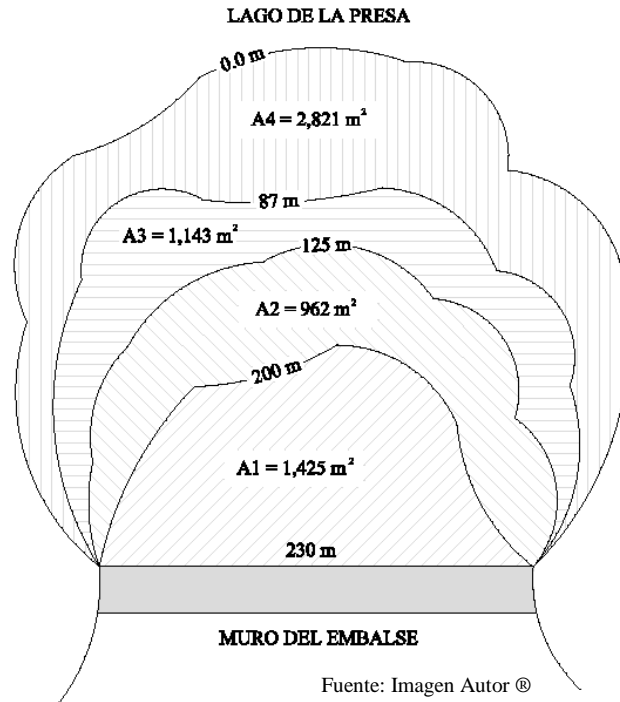


Figura 8.26: Lago presa hidroelectrica.

Área A1:

Cota media = $(200 + 230)/2 = 215$ m

Área A1 = 1,425 m²

Volumen Área A1 = 215 m x 1,425 m² = 306,375 m³

Área A2:

Cota media = $(125 + 200)/2 = 162.5$ m

Área A2 = 962 m²

Volumen Área A2 = 162.5 m x 962 m² = 156,325 m³

Área A3:

Cota media = $(87 + 125)/2 = 106$ m

Área A3 = 1,143 m²

Volumen Área A3 = 106 m x 1,143 m² = 121,158 m³

Área A4:

Cota media = $(0 + 87)/2 = 43.5$ m

Área A4 = 2,821 m²

Volumen Área A4 = 43.5 m x 2,821 m² = 685,196 m³

Volumen Total Acumulable = 1, 269,054 m³ de agua.

La precisión en el establecimiento de las curvas batimétricas, las áreas entre las curvas de nivel, medidas con el planímetro, es fundamental en el cálculo preciso del volumen de agua que se puede almacenar en una presa hidroeléctrica. Este volumen de agua se especifica en metros cúbicos (m³) y hectómetros cúbicos (Hm³), dependiendo del volumen de agua medido.

8.11 Potencia de Salida de un Generador Hidráulico

La potencia eléctrica de salida de una unidad hidroeléctrica se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$P_e = 9.81 \cdot \rho \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_m \cdot Q \cdot H$$

Donde:

P_e = Potencia de salida del Generador, en vatios (W)

ρ = Densidad del agua = 1,000 Kg/m³

η_t = Eficiencia de la turbina hidráulica (Rango: 0.75 - 0.90)

η_g = Eficiencia del generador eléctrico (Rango: 0.92 - 0.97)

η_m = Eficiencia del acoplamiento turbina-generador (Rango: 0.95 - 0.99)

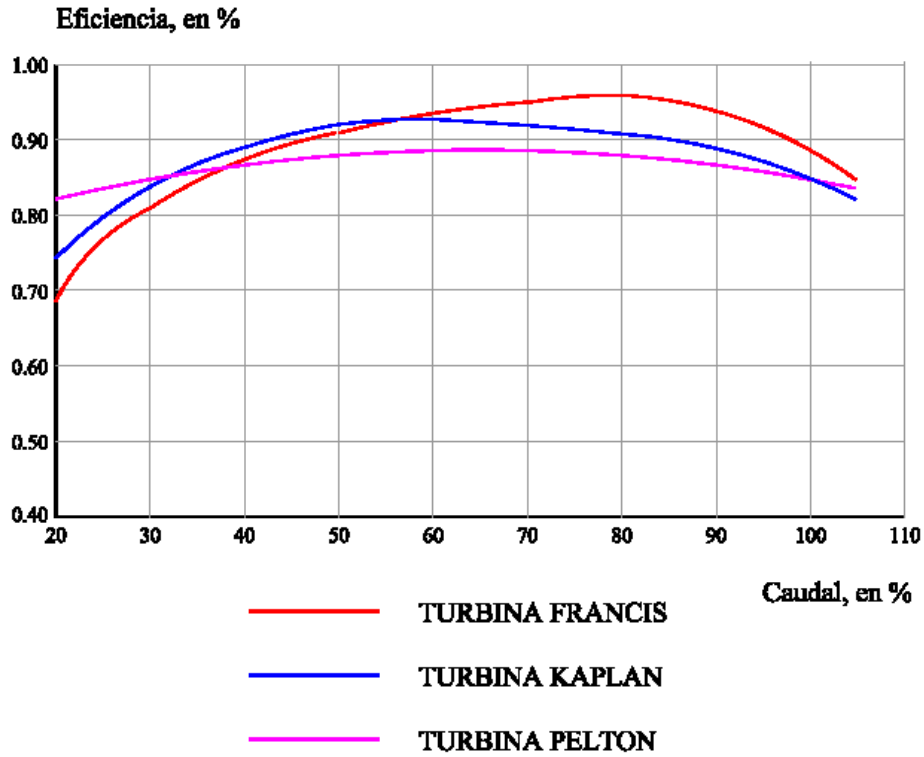
Q = Caudal medio de agua que pasa por la turbina, en m³/seg

H = Altura de presión o diferencia de nivel de agua entre la presa y la entrada a la turbina hidráulica, en metros (m)

La **potencia media** de una unidad hidroeléctrica se define como la potencia calculada mediante la fórmula dada. La **potencia instalada**, es la potencia nominal de los generadores de la central. Esta fórmula nos relaciona la potencia de salida del generador hidroeléctrico con el caudal del agua que es turbinable, y la altura de presión o nivel del embalse.

8.12 Curvas Características de Eficiencia Turbinas Hidráulicas

La Figura 8.27 muestra un gráfico donde se han representado las curvas características de eficiencia de las turbinas Francis, Kaplan y Pelton.



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 8.27: Curvas eficiencia turbinas Francis, Kaplan y Pelton

Como se deduce del gráfico de la Figura 8.27, hasta aproximadamente un 33% del caudal nominal, la turbina Pelton es la más eficiente. A partir de aproximadamente 33% del caudal nominal, la turbina Kaplan desarrolla una mayor eficiencia que la turbina Pelton. Siendo la turbina Francis más eficiente que la Pelton a partir de un 38% aproximadamente del caudal nominal. Finalmente, la turbina Francis es la más eficiente de las tres si el caudal es igual o superior al 57% del caudal nominal.

8.13 Servicios Auxiliares Provistos Centrales Hidroeléctricas

Los *Servicios Auxiliares* son aquellos recursos y funciones requeridos para apoyar la transferencia de energía eléctrica desde las fuentes generadoras hasta las cargas, conservando la operación confiable del sistema eléctrico interconectado. Las centrales hidroeléctricas proveen una serie de servicios auxiliares críticos, tales como:

8.13.1 Aporte de Reactivos y Control de Tensión

Consiste en la capacidad de los generadores sincrónicos de proveer potencia reactiva al sistema, para mejorar el factor de potencia y la tensión del sistema. Este servicio provee además control de tensión y estabilidad. Los generadores de centrales hidroeléctricas, operando como motores síncronos o condensadores síncronos, son capaces de producir potencia reactiva de hasta 45% de la capacidad nominal de la máquina.

8.13.2 Regulación de Frecuencia

Se define como la capacidad de respuesta ante las variaciones de carga del sistema. En operación automática, el sistema de gobernanza de velocidad de la máquina regula permanentemente la velocidad de giro, y por tanto, la frecuencia de la misma. Este servicio es requerido para mantener la frecuencia en los valores nominales del sistema y para ayudar a preservar la integridad del sistema de transmisión.

8.13.3 Reserva Rotante

Representa la capacidad de los generadores hidráulicos de almacenar energía potencial en las masas de los rotores del turbo-generador, mientras la máquina está en operación. Esta energía está disponible para servir la carga en caso de una contingencia en el sistema.

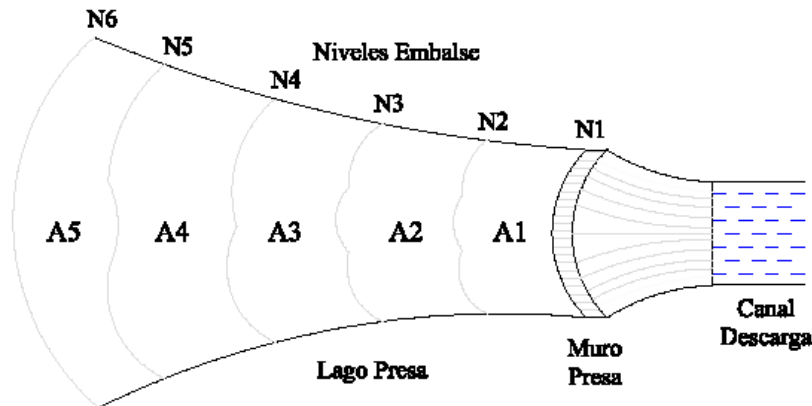
8.13.4 Arranque en Negro (Black Start)

Se define como la habilidad de la unidad generadora, durante una falla total del sistema (blackout), de poder ir desde una posición de parada, a condiciones de operación y de despacho de energía, sin requerir energía auxiliar del sistema de potencia. Esto se logra con el uso de plantas de emergencia, para proveer energía a los servicios auxiliares y al sistema de excitación.

8.14 Casos de Estudio

8.14.1 Cálculo del Volumen Total del Embalse de una Central Hidroeléctrica

Dado el embalse de una presa hidroeléctrica, como el mostrado en la figura:



AREAS CURVAS NIVEL:

A1 = 1,836 m²
 A2 = 1,968 m²
 A3 = 2,147 m²
 A4 = 4,871 m²
 A5 = 4,653 m²

NIVELES EMBALSE:

N1 = 300 m
 N2 = 235 m
 N3 = 186 m
 N4 = 121 m
 N5 = 83 m
 N6 = 38 m

Fuente: Imagen Autor ©

Calcular el volumen total de agua que puede ser acumulado en el embalse dado.

SOLUCION

Para calcular el volumen total de agua que es capaz de almacenar el embalse del ejemplo mostrado en la Figura 2.1, procedemos como se señala a continuación:

Área A1:

$$\text{Cota media} = (300 + 235)/2 = 267.5 \text{ m}$$

$$\text{Área A1} = 1,836 \text{ m}^2$$

$$\text{Volumen Área A1} = 267.5 \text{ m} \times 1,836 \text{ m}^2 = 491,130 \text{ m}^3$$

Área A2:

$$\text{Cota media} = (235 + 186)/2 = 210.5 \text{ m}$$

$$\text{Área A2} = 1,968 \text{ m}^2$$

$$\text{Volumen Área A2} = 210.5 \text{ m} \times 1,968 \text{ m}^2 = 414,264 \text{ m}^3$$

Área A3:

$$\text{Cota media} = (186 + 121)/2 = 153.5 \text{ m}$$

$$\text{Área A3} = 2,147 \text{ m}^2$$

$$\text{Volumen Área A3} = 153.5 \text{ m} \times 2,147 \text{ m}^2 = 329,564 \text{ m}^3$$

Área A4:

$$\text{Cota media} = (121 + 83)/2 = 102 \text{ m}$$

$$\text{Área A4} = 4,871 \text{ m}^2$$

$$\text{Volumen Área A4} = 102 \text{ m} \times 4,871 \text{ m}^2 = 496,842 \text{ m}^3$$

Área A5:

$$\text{Cota media} = (83 + 38)/2 = 60.5 \text{ m}$$

$$\text{Área A4} = 4,653 \text{ m}^2$$

$$\text{Volumen Área A4} = 60.5 \text{ m} \times 4,653 \text{ m}^2 = 281,506 \text{ m}^3$$

Volumen Total Acumulable = 2, 013,306 m³ de agua

8.14.2 Cálculos de Potencia de Salida, Caudal Volumétrico y Eficiencia de Turbinas Kaplan, Francis y Pelton

Se proyecta la construcción de una Central Hidroeléctrica, con las siguientes características:

Potencia Eléctrica = 300 MVA, FP = 0.85

Densidad del Agua = 1,000 Kg/m³

Eficiencia del Generador Eléctrico = 93%

Eficiencia del Acoplamiento Mecánico Turbina-Generador = 96%

Altura de Presión = 100 metros

Caudal Máximo de la Fuente = 32.5 m³/seg

Equivalencia: 1 MW = 102.2 x 10³ Kg-m/seg

Establezca lo siguiente:

- 1) Calcular la eficiencia de la Turbina Hidráulica, para el caudal máximo de la fuente y las restantes condiciones especificadas.
- 2) Si el caudal promedio de la fuente es de 14.63 m³/seg, utilizando las Curvas de Eficiencia de las Turbinas Francis, Kaplan y Pelton, del Módulo I, seleccione la Turbina Hidráulica que produzca el diseño más eficiente.

SOLUCION

- 1) Calcular la eficiencia de la Turbina Hidráulica, bajo las condiciones especificadas.

$$P_e = 9.81 \cdot \rho \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_m \cdot Q \cdot H$$

$$\eta_t = \frac{P_e}{9.81 \cdot \eta_g \cdot \eta_m \cdot Q \cdot H}$$

$$P_e = 300 \text{ MVA} \times 0.85 = 255 \text{ MW}$$

$$P_e = 255 \text{ MW} \times 102.2 \times 10^3 \text{ Kg-m/seg/MW} = 26.061 \times 10^6 \text{ Kg-m/seg}$$

$$\eta_t = \frac{26.061 \times 10^6 \text{ Kg-m/seg}}{9.81 \cdot (0.93) \cdot (0.96) \cdot (32.5 \text{ m}^3/\text{seg}) \cdot (100 \text{ m}) \cdot (1000 \text{ kg/m}^3)}$$

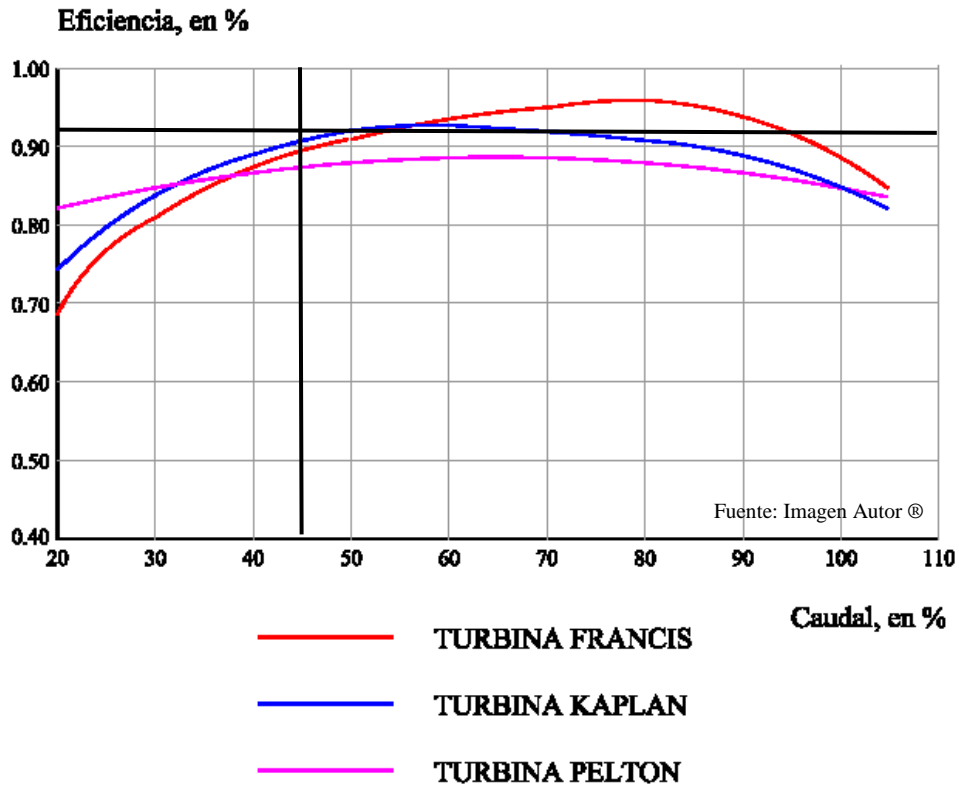
$$\eta_t = 0.9155$$

- 2) Si el caudal promedio de la fuente es de 14.63 m³/seg, utilizando las Curvas de Eficiencia de las Turbinas Francis, Kaplan y Pelton, del Módulo I, seleccione la Turbina Hidráulica que produzca el diseño más eficiente.

El porcentaje del caudal total para este valor de embalse medio será:

$$\% Q = \frac{Q_{\text{MEDIO}}}{Q_{\text{TOTAL}}} = \frac{14.63 \text{ m}^3/\text{seg}}{32.5 \text{ m}^3/\text{seg}} = 0.4501$$

Para un porcentaje del caudal total de un 45.01% y una eficiencia en la Turbina de 91.55%, la selección que produce la turbina más eficiente es la Turbina Kaplan.



8.15 Características de las Pequeñas y Grandes Hidroeléctricas

8.15.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Una pequeña central hidroeléctrica es, de acuerdo con algunas regulaciones, aquella que produce una potencia menor de 5 MW. Generalmente utilizan turbinas Pelton.

1. Generalmente se diseñan para caudal mínimo; lo cual garantiza continuidad en el servicio.
2. La administración de las mismas es local; no intervienen grandes empresas en su manejo, reduciéndose los costos administrativos en las mismas.
3. En algunos casos tecnologías locales; y en todos los casos, operación y mantenimiento con personal local exclusivamente.
4. Mínimo impacto ambiental; debido a que no poseen grandes embalses de agua que impacten sobre el cultivo y áreas donde habitan animales y seres humanos.

La Figura 8.28 muestra una fotografía de una sala de máquinas de una pequeña hidroeléctrica:



Figura 8.28: Casa máquinas pequeña central hidroeléctrica.

8.16.2 Grandes Centrales Hidroeléctricas

Son de capacidad superior a los 5 MW, y presentan las siguientes características:

1. Requieren grandes embalses de millones de metros cúbicos de capacidad, y grandes áreas rurales; con su consiguiente impacto ambiental.
2. Administración centralizada por grandes empresas o corporaciones; lo cual incrementa los costos indirectos ligados a la producción de electricidad.
3. En general, requieren de tecnologías y personal altamente calificado; y en algunos casos de recursos humanos externos.

Capítulo 9

Subestaciones Eléctricas

9.1 Subestación Eléctrica

Una *subestación eléctrica* es parte de un sistema de generación, transmisión y distribución eléctrica, donde la tensión es transformada de baja a alta tensión y viceversa, en adición a otras importantes funciones. La potencia eléctrica habrá de fluir a través de varias subestaciones desde las centrales generadoras hasta los consumidores finales, sufriendo varios cambios en su nivel de tensión.

La palabra subestación proviene de los días en los que el sistema de distribución no estaba constituido por una red interconectada, sino por sistemas radiales aislados. Las primeras subestaciones estaban conectadas a una sola estación generadora. La Figura 9.01 muestra una fotografía aérea de una subestación eléctrica para exteriores:



Fuente: Google Images

Figura 9.01: Subestación eléctrica para exteriores.

9.2 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas

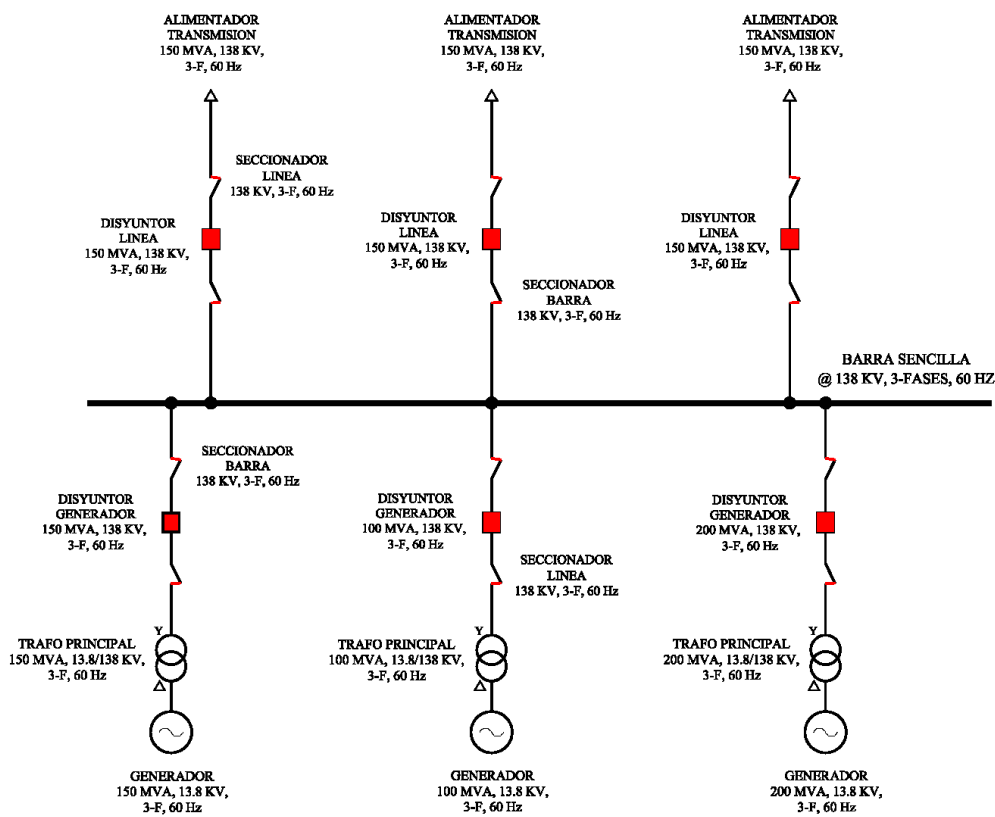
Dependiendo del uso que se les asigne en los sistemas eléctricos, las subestaciones eléctricas de potencia se clasifican en tres tipos:

1. Subestaciones Transmisión.
2. Subestaciones Distribución Primaria.
3. Subestaciones de Conmutación.

9.2.1 Subestación de Transmisión

Una *subestación de transmisión* conecta dos o más líneas de transmisión. El caso más simple es aquel en el que todas las líneas tienen la misma tensión. Las subestaciones poseen interruptores de potencia que conectan o desconectan las redes en condiciones de falla o para mantenimiento. Los niveles de tensión de transmisión más utilizados son 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV, 700 kV, 1000 kV.

La Figura 9.02 representa el diagrama unifilar de una subestación de transmisión:



Fuente: Imagen Autor ®

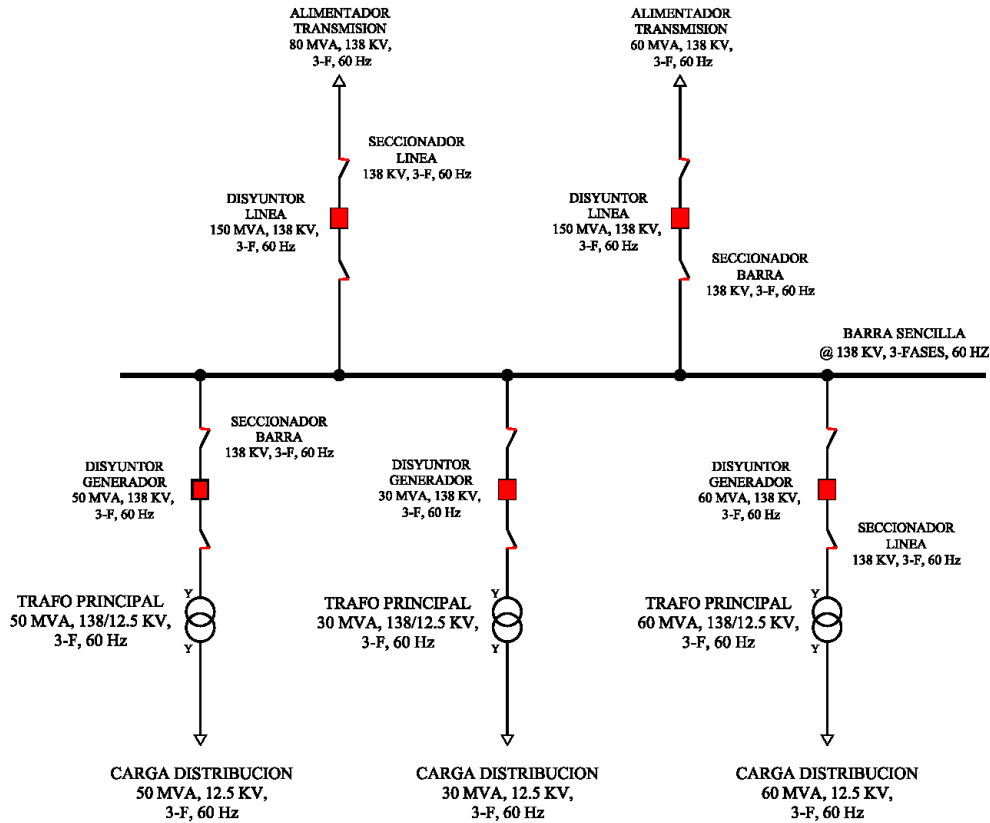
Figura 9.02: Subestación de transmisión.

Una subestación de transmisión puede estar equipada con transformadores que convierten la tensión a dos niveles diferentes de transmisión o distribución, dispositivos de control de

tensión y de corrección de factor de potencia, tales como capacitores, reactores o compensadores estáticos de reactivos, y equipos tales como transformadores de desfase para controlar el flujo de potencia entre dos sistemas de potencia adyacentes.

9.2.2 Subestación de Distribución Primaria

Una *subestación de distribución* transfiere potencia eléctrica del sistema de transmisión al sistema de distribución de un área específica. No es económico ni seguro suministrar electricidad a los consumidores a partir de la red de transmisión, a menos que dichos consumidores posean una capacidad instalada de alrededor de 1.0 MVA, tales como los Usuarios No Regulados (UNR). Por tanto, las estaciones de distribución reducen la tensión al nivel de distribución a media tensión, cuyo valor en la República Dominicana es 12,470/7200 voltios ó 12.5/7.2 kV. La Figura 9.03 representa el diagrama unifilar de una subestación de distribución primaria:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.03: Diagrama unifilar subestación de distribución primaria.

La entrada a la subestación de distribución consiste de uno o más circuitos de transmisión. La salida consiste de uno o más alimentadores de distribución. Estos alimentadores de

media tensión son distribuidos sobre estructuras aéreas, a lo largo de las calles de la ciudad; si bien, en algunos casos se instalan sistemas soterrados de distribución.

En adición a cambiar el nivel de tensión, el trabajo de las subestaciones de distribución consiste en aislar fallas ya sea en el sistema de transmisión o de distribución. También son utilizadas para regular tensión por medio de la inyección de reactivos a través de bancos de capacitores.

En países desarrollados se suelen instalar subestaciones de distribución dentro de edificaciones que aparentan ser viviendas y con sistemas soterrados de distribución. La figura siguiente muestra una subestación de este tipo en la ciudad de Scarborough, provincia de Ontario, Canadá. La Figura 9.04 muestra una fotografía de una subestación de distribución primaria para interiores, camuflada en una residencia familiar:



Figura 9.04: Subestación de distribución primaria para interiores.

9.2.3 Subestación de Conmutación

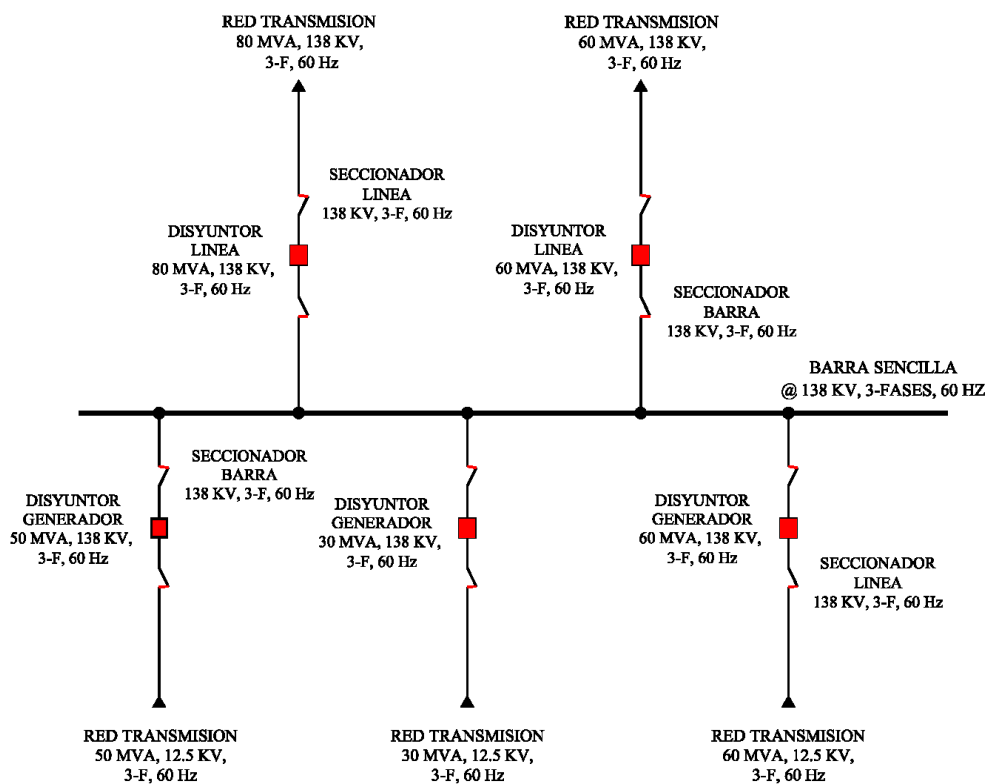
Existe un tercer tipo de subestación que se denomina *Subestación de Conmutación* (“*Switching Substation*”) que se caracteriza por no tener transformadores, operando por tanto a una sola tensión de transmisión. Las subestaciones de conmutación se utilizan como nodos del sistema para recolección y distribución de energía del sistema. La Figura 9.05 muestra una fotografía de una subestación de conmutación para exteriores:



Fuente: Google Images

Figura 9.05: Subestación de conmutación para exteriores.

La Figura 9.06 representa el diagrama unifilar de una subestación de conmutación para un sistema de juego de barras sencillo:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.06: Diagrama unifilar subestación de conmutación.

9.3 Conexiones en Subestaciones de Transmisión y Distribución

Los circuitos de las subestaciones de transmisión y distribución se pueden dividir en dos grandes grupos, a saber:

1. Circuitos Principales
2. Circuitos Auxiliares

Los circuitos principales son los que se utilizan para transformación y distribución de la energía eléctrica. Las conexiones de los circuitos principales se conocen como *sistemas de barras* de la subestación eléctrica.

Los circuitos auxiliares se emplean para señalización, medición, control y protección de los diferentes componentes de los sistemas de potencia.

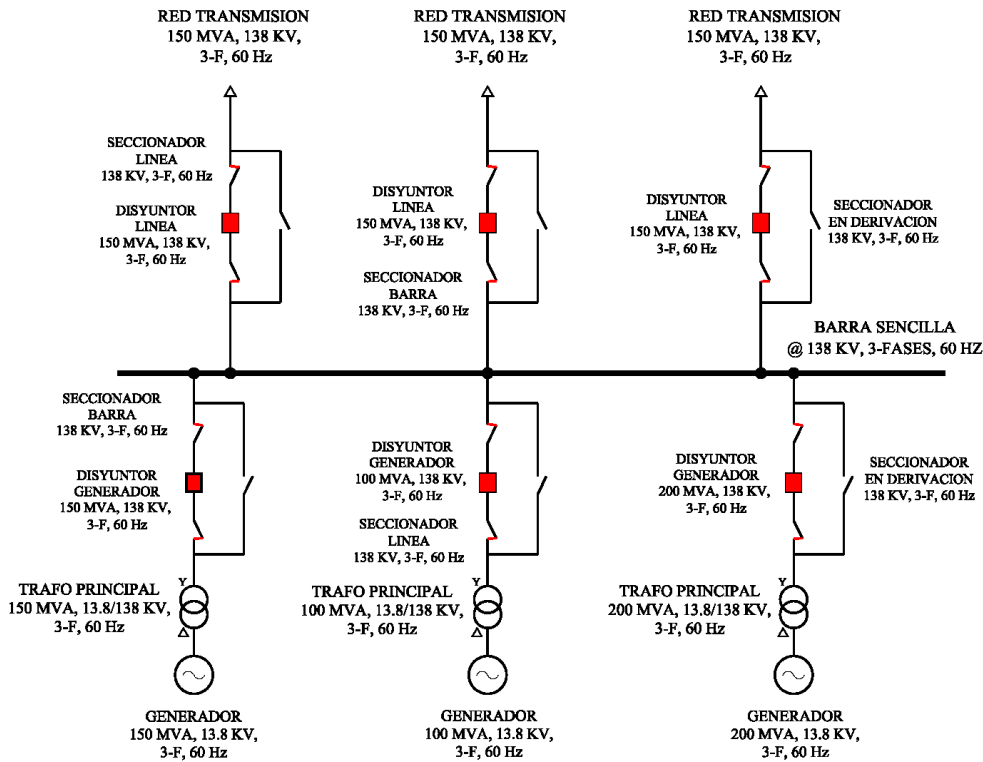
9.4 Sistemas de Juegos de Barras en Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones de transmisión y distribución utilizan diferentes tipos de arreglos para conectar los circuitos principales. Las conexiones más empleadas son las siguientes:

1. Juego de Barras Sencillo
2. Juego de Barras Doble
3. Juego de Barras Principal y de Transferencia
4. Juego de Barras Triple
5. Juego de Barras en Anillo
6. Juego de Barras Doble con Arreglo de Disyuntor y Medio

9.5 Juego de Barras Sencillo

Es el más simple y económico de los sistemas de conexiones empleados en subestaciones de transmisión y distribución. Este tipo de arreglo se utiliza en sistemas de media y baja potencia, en los que se permite desenergizar ciertos circuitos por un tiempo determinado. La Figura 9.07 representa el diagrama unifilar característico de un sistema de juego de barras sencillo de una subestación de transmisión de una central eléctrica:

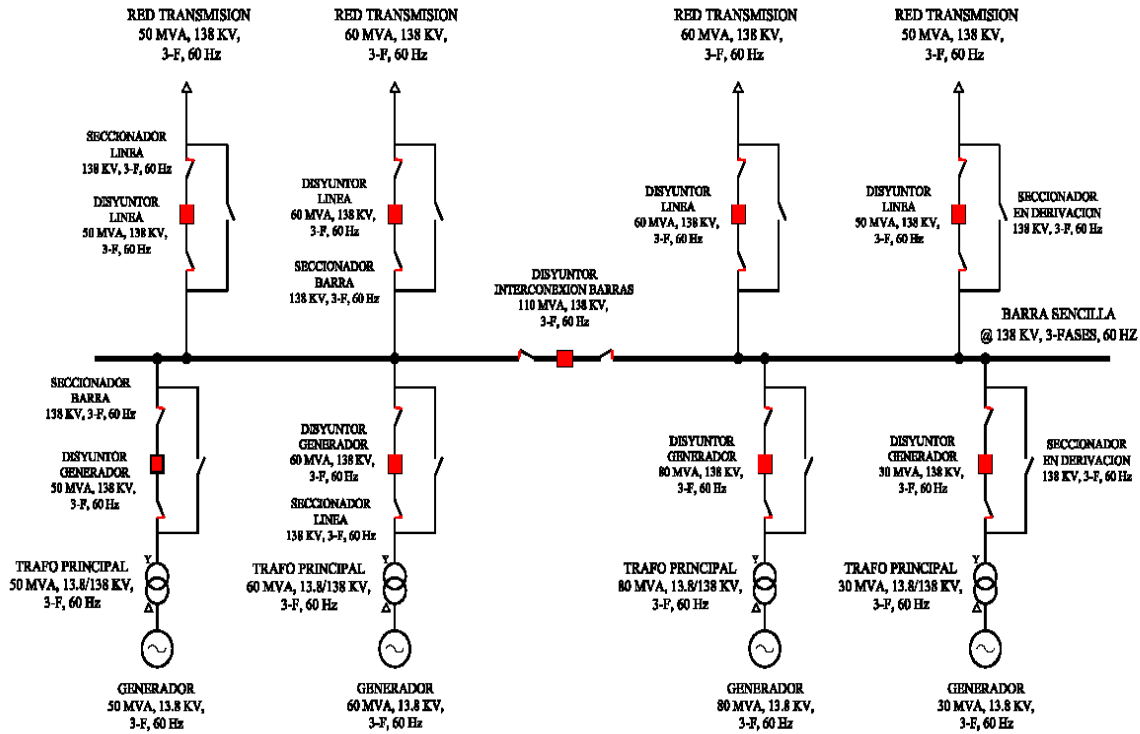


Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.07: Sistema de juego de barras sencillo.

9.6 Juego de Barras Sencillo con Interruptor de Interconexión de Barras

Un arreglo de juego de barras sencillo muy utilizado es aquel en el que la barra se subdivide en dos secciones, a través de un disyuntor de interconexión de barras, como el mostrado en la Figura 9.08:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.08: Sistema de juego de barras sencillo con disyuntor de interconexión de barras.

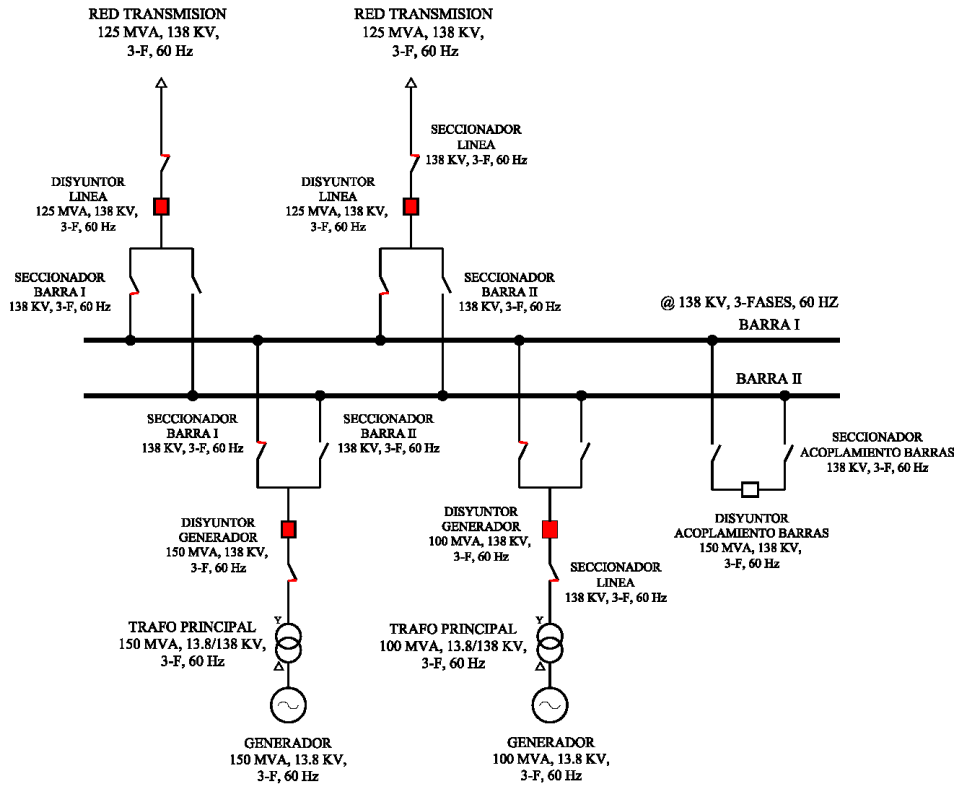
Este arreglo presenta las ventajas siguientes:

1. Mayor continuidad de servicio.
2. Facilidad de mantenimiento de cada porción de barras.

Las desventajas enunciadas al juego de barras sencillo pueden ser referidas a cada sección de las barras divididas.

9.7 Juego de Barras Doble

Con el *sistema de juego de barras doble* cada circuito puede alimentarse independientemente a partir de cada uno de los dos juegos de barras existentes. La Figura 9.09 representa el diagrama unifilar de un sistema de juego de barras dobles en una subestación de conmutación:



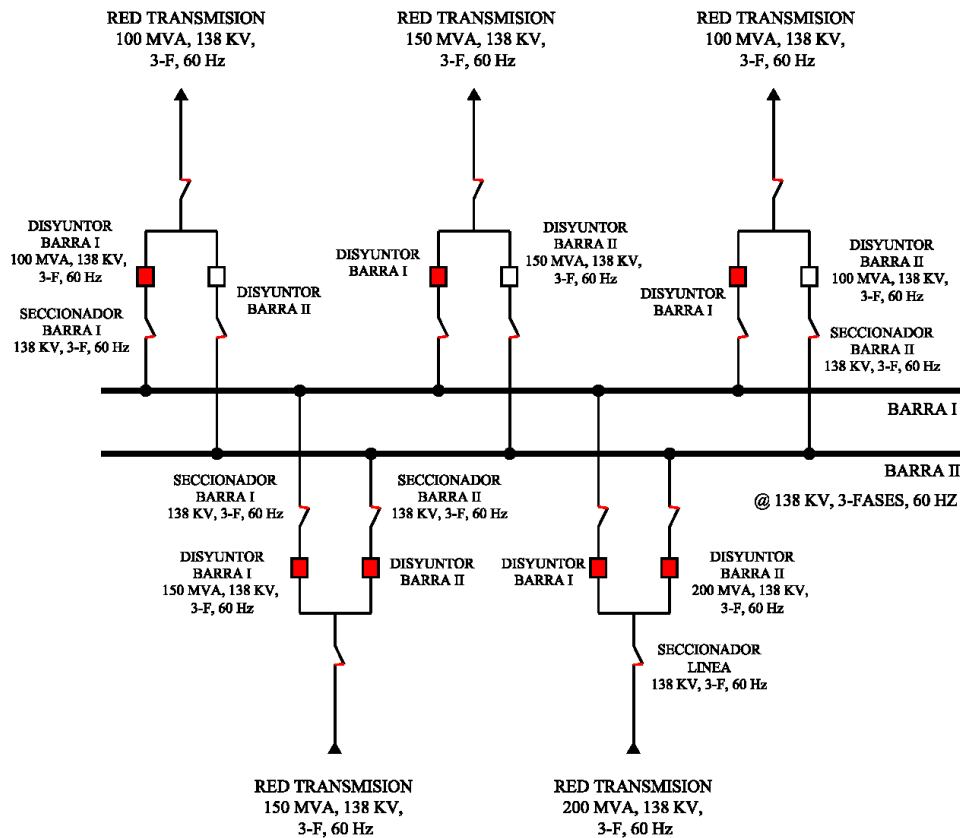
Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.09: Sistema de juego de barras doble.

En el *Sistema de Juego de Barras Doble* normalmente una sola de las barras está energizada. Para energizar la otra barra se utiliza un disyuntor conocido como disyuntor de acoplamiento de barras. El sistema de juego de barras doble facilita el mantenimiento de cada juego de barras, conservando la continuidad del servicio en los alimentadores.

9.8 Juego de Barras Doble con Doble Disyuntor

Otro sistema de juego de barras doble, que provee continuidad de servicio y facilidad de mantenimiento a los disyuntores de línea, es el *sistema de juego de barras doble con dobles disyuntores*. Este sistema es un tanto costoso, empleándose generalmente en instalaciones de gran potencia. La Figura 9.10 representa el diagrama unifilar de un sistema de juego de barras dobles, con disyuntores dobles, en una subestación de conmutación:



Fuente: Imagen Autor ®

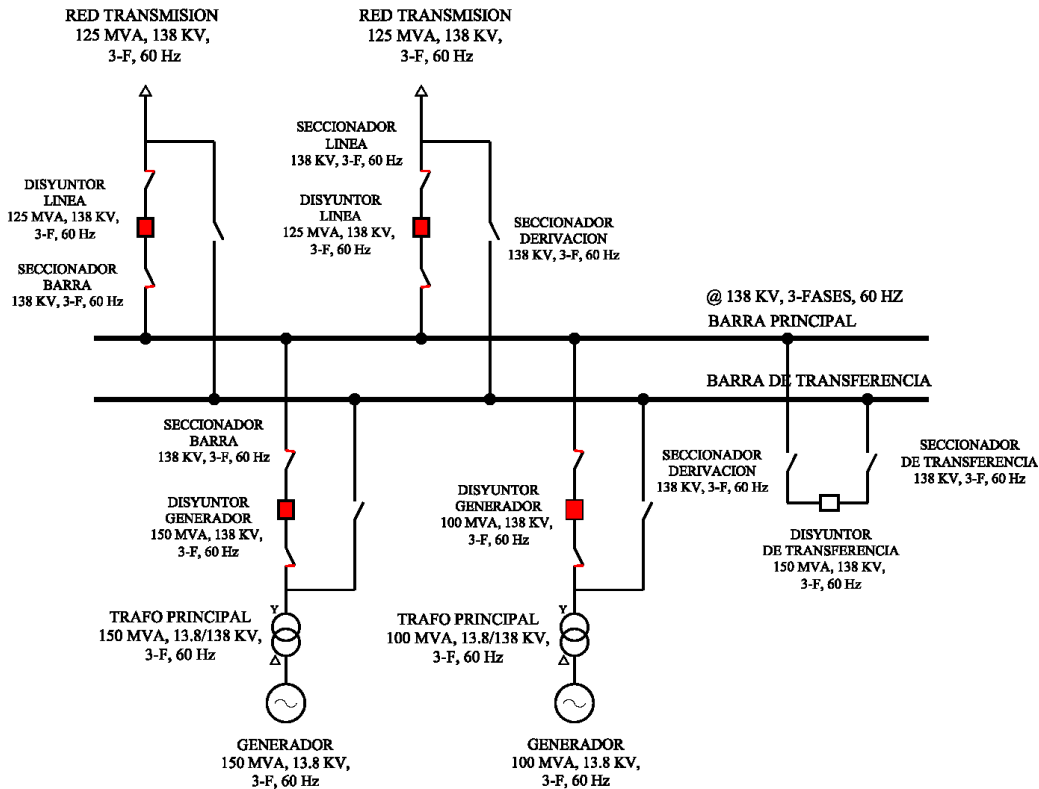
Figura 9.10: Sistema de juego de barras dobles con disyuntores dobles.

Este arreglo de barras opera de la manera siguiente:

1. Los disyuntores de alimentación a las barras están ambos cerrados, con lo cual se energizan ambas barras.
2. De los disyuntores de los alimentadores, uno de estos está cerrado (*disyuntor de operación*), y el otro permanece abierto (*disyuntor en espera*), pero con sus seccionadores de línea cerrados, para entrar en operación cuando así se requiera.
3. Si se produce una falla en un alimentador de carga, el sistema de protección actúa para sacar de servicio el disyuntor de operación, y transfiriendo la carga al disyuntor de espera. Si la falla persiste, se dispara también el disyuntor de espera, actuando como una operación de re-cierre.

9.9 Juego de Barras Principal y de Transferencia

Este sistema de barras fue muy utilizado en el sistema eléctrico de potencia de la República Dominicana. Consiste fundamentalmente en una *barra trifásica principal* energizada, y una *barra trifásica de transferencia*, la cual permanece en espera, para cuando se requiera transferir la carga a través de ella. La Figura 9.11 representa el diagrama unifilar de un sistema de juego de barras principal y de transferencia, en una subestación de conmutación:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.11: Sistema de juego de barras principal y de transferencia.

Con este arreglo se pueden realizar trabajos de revisión y mantenimiento en cualquier disyuntor, sin dejar fuera de servicio el alimentador o circuito correspondiente, ni la protección del mismo.

Este sistema opera con la barra principal energizada, y la carga en cada línea es alimentada a través de los disyuntores de línea.

Para sacar de operación un disyuntor de campo, pero dejando dicho campo en funcionamiento, se procede como sigue:

- 1) Cerrar seccionadores de transferencia.
- 2) Cerrar disyuntor de transferencia.
- 3) Cerrar seccionador en derivación.
- 4) Abrir disyuntor de campo.

5) Abrir seccionadores de barra y de línea.

Cuando se realiza esta secuencia, se transfiere manual o automáticamente la protección del disyuntor de campo que se considere al disyuntor de transferencia.

Para restablecer la operación del disyuntor de campo, se debe seguir la secuencia siguiente:

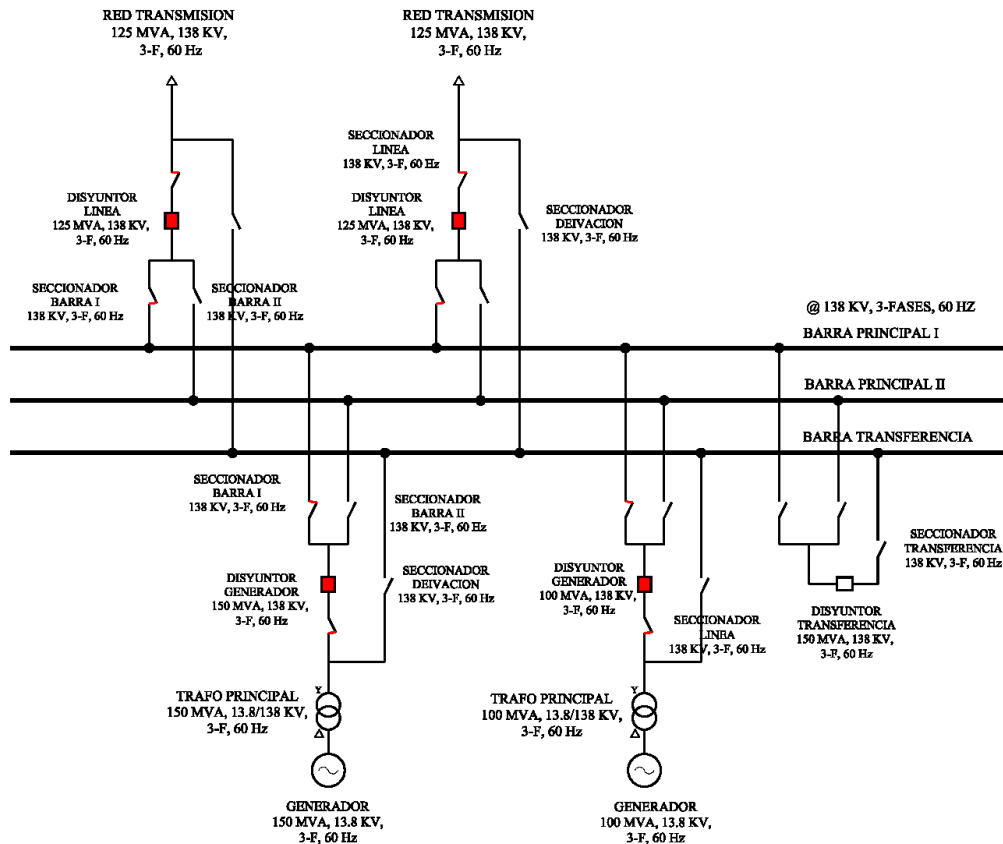
- 1) Cerrar los seccionadores de barra y de línea correspondientes.
- 2) Cerrar el disyuntor de campo.
- 3) Abrir seccionador en derivación.
- 4) Abrir disyuntor de transferencia.
- 5) Abrir los seccionadores de transferencia.

Cuando se realiza esta secuencia, se re-transfiere, manual o automáticamente, la protección del disyuntor de transferencia al disyuntor de campo.

Esta solución es muy utilizada en instalaciones con potencia de operación medianamente altas; y, como se señaló anteriormente, en nuestro sistema eléctrico es el sistema de juego de barras más utilizado.

9.10 Juego de Barras Triple

En subestaciones eléctricas para muy alta potencia, se suelen emplear con cierta frecuencia el *Sistema de Juego de Barras Triple*, el cual consta de dos juegos de barras principales y un juego de barras de transferencia. La Figura 9.12 representa el diagrama unifilar de un sistema de juego de barras triple, en una subestación de conmutación:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.12: Sistema de juego de barras triple.

Esta solución permite una gran flexibilidad en lo que respecta a las labores de revisión y mantenimiento. Al igual que en el caso de *Juego de Barras Principal y de Transferencia Simple*, la protección de la línea del disyuntor a considerar es transferida al disyuntor de transferencia, al sacar de operación el disyuntor de línea correspondiente.

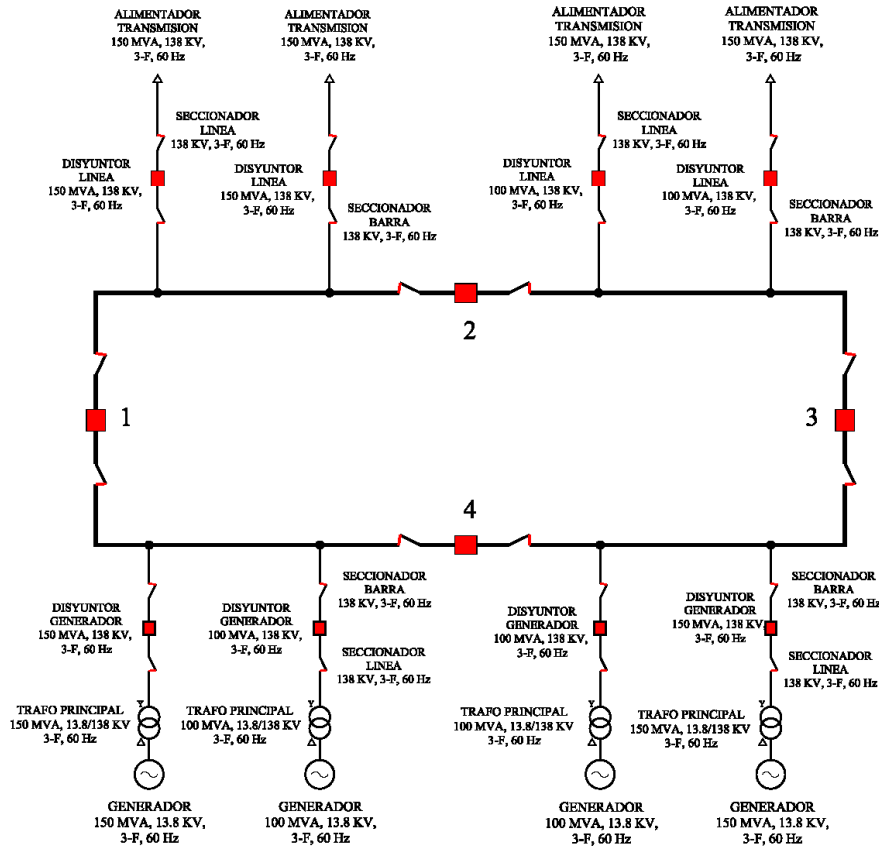
Dado que el *sistema de juego de barras triple* es una combinación del *sistema de juego de barras doble* y el *sistema de juego de barras principal y de transferencia*, presenta las ventajas comunes a ambos sistemas:

- Facilidad de mantenimiento de los tres juegos de barras.
- Facilidad de mantenimiento de los disyuntores.
- Mayor continuidad en el servicio.

9.11 Juego de Barras en Anillo

El *Sistema de Juego de Barras en Anillo* se considera un diseño intermedio entre el *juego de barras simple* y el *juego de barras doble*, tomando en consideración costos y continuidad de servicio.

La Figura 9.13 representa el diagrama unifilar de un sistema de juego de barras en anillo, en una subestación de generación:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.13: Sistema de juego de barras en anillo.

Este sistema presenta las ventajas siguientes:

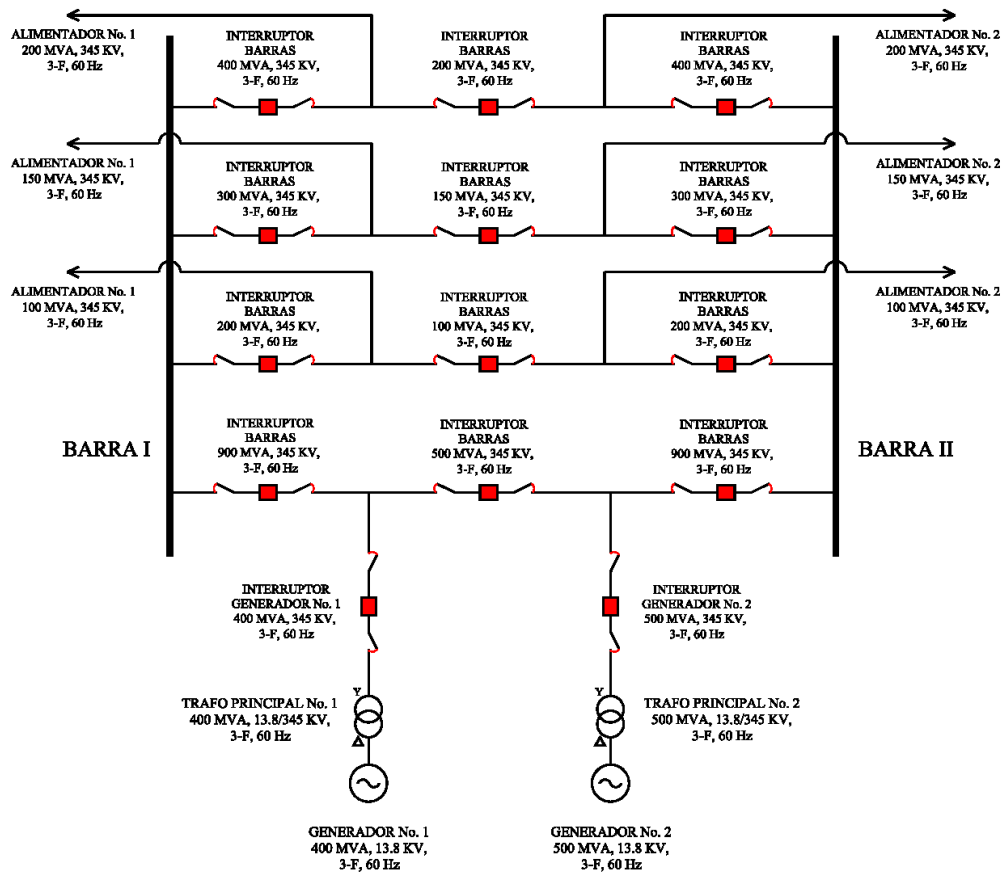
- A. La falla de un disyuntor del anillo no interrumpe la continuidad del servicio, dado que el juego de barras se convierte en un *juego de barras sencillo*.
- B. El anillo se puede dividir en dos juegos de barras simples, facilitando con esto las labores de mantenimiento e inspección.
- C. Se puede aislar una porción de la barra para fines de inspección y mantenimiento, conservando las barras restantes energizadas.

Ahora bien, presenta las desventajas siguientes:

- La desconexión simultanea de dos disyuntores consecutivos del anillo, podría dejar fuera de servicio más de una línea.
- El sistema de medición y protección es más complejo.
- Para realizar cualquier trabajo en las barras es necesario sacar de servicio esta porción del anillo y sus alimentadores correspondientes.
- El mantenimiento de un disyuntor de línea supone sacar de operación el alimentador correspondiente.

9.12 Juego de Barras Doble con Arreglo de Disyuntor y Medio

Este tipo de arreglo consta de dos juegos de barras principales las cuales, en condiciones normales de operación, siempre están energizadas. Por cada 2 circuitos convergentes, hay 3 disyuntores; es decir, un disyuntor y medio por cada alimentador. De ahí la denominación de “Disyuntor y Medio”. La Figura 10.14 representa el diagrama unifilar de un sistema de juego de barras doble con arreglo de disyuntor y medio:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 9.14: Sistema de juego de barras doble con arreglo de disyuntor y medio.

En condiciones normales de operación todos los disyuntores están cerrados, y ambas barras principales están energizadas. Este arreglo de barras presenta un alto grado de confiabilidad y seguridad, bajo condiciones de fallos en los disyuntores de potencia, en las barras o en los circuitos que se derivan de dicha subestación.

Presenta las ventajas siguientes:

1. Facilidad de mantenimiento de las barras de la subestación, dado que podemos sacar de servicio una cualquiera de dichas barras, conservando la operación de todos los campos de la subestación.
2. Facilidad de mantenimiento a cualquiera de los disyuntores de la subestación, sin afectar la operación de los circuitos que se interconectan con la subestación.

Sus mayores desventajas están relacionadas con los aspectos siguientes:

1. Esquema de protección más complejo que en otras subestaciones con características similares.
2. Inversión inicial un tanto elevada, por la multiplicidad de disyuntores y seccionadores requeridos.

Capítulo 10

Componentes Principales de las Subestaciones Eléctricas

10.1 Componentes Principales de las Subestaciones Eléctricas

Como se ha establecido, las subestaciones eléctricas son estaciones de transformación y distribución de la energía eléctrica que se produce en los centros de generación y se transmite a través de las redes de transporte de los sistemas eléctricos de potencia.

Para poder cumplir sus funciones las subestaciones eléctricas poseen una serie de equipos, dispositivos y sistemas, los cuales se señalan a continuación:

1. Transformadores de Potencia.
2. Autotransformadores de Potencia.
3. Sistemas de Juegos de Barras.
4. Interruptores de Potencia o Disyuntores.
5. Seccionadores Eléctricos.
6. Aisladores Eléctricos.
7. Dispositivos de Control y Protección.
8. Sistema de Control y Adquisición de Data (SCADA).
9. Sistema de Transmisión PLC.

10.2 Transformadores de Potencia

Los transformadores de potencia son de dos tipos principales:

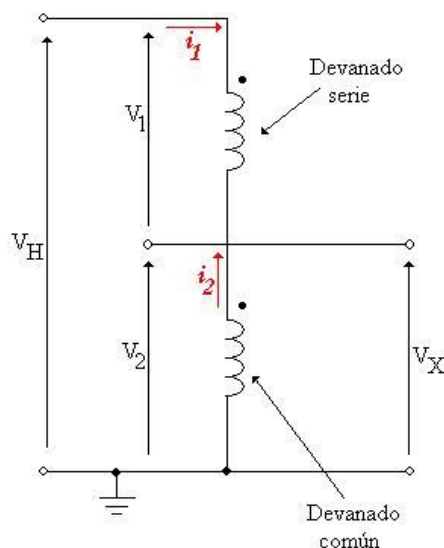
- Transformadores Principales de las Unidades Generadoras: Elevan la tensión desde el nivel de generación al de transmisión.
- Transformadores de Distribución Primaria: Reducen la tensión desde el nivel de transmisión al valor de distribución primaria.

Los transformadores de potencia fueron tratados ampliamente en el Capítulo III, referente a “La Estación Generadora”

10.3 Autotransformadores

Un *Autotransformador* es transformador especial que consiste de un único devanado enrollado en torno a un núcleo magnético. Para poder efectuar su función de transformación el autotransformador debe poseer tres puntos de derivación, para crear los terminales de alta y baja tensión.

La Figura 10.01 muestra el esquema eléctrico de un autotransformador monofásico:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 10.01: Esquema eléctrico autotransformador monofásico.

Como se puede apreciar en la Figura 10.01, el “*devanado común*”, hace las veces del lado de baja tensión del autotransformador. En cambio, el “*devanado serie*” se conjuga con el común para formar el lado de alta tensión del autotransformador. La corriente resultante que circula por el devanado común resulta de la diferencia entre las corrientes i_1 e i_2 , de ahí que dicho devanado común requiera menor calibre de conductor que el de un transformador normal.

El autotransformador posee acoplamiento magnético, así como conexión física o galvánica entre el devanado común y el devanado serie. Esto determina que el autotransformador sea más pequeño que un transformador de las mismas características de potencia y tensiones, Su aplicación es muy común para interconexión de subestaciones a dos niveles de tensión diferentes, tales como 69 kV y 138 kV, 115 kV y 230 kV, entre otras.

10.3.1 Ventajas de los Autotransformadores

Los autotransformadores presentan una serie de ventajas con relación a los transformadores, asumiendo las mismas características tales como potencia, tensiones y corrientes.

Menor tamaño y costo:

El menor tamaño y costo está relacionado con el hecho de que por el devanado común circula una corriente que es la diferencia entre las corrientes primaria y secundaria del autotransformador, requiriéndose por tanto, conductores de calibre menor. Al requerir longitud y sección menor en los conductores, también será menor la cantidad del aislamiento entre las bobinas y el núcleo. Del mismo modo, se requerirá menor cantidad de material para el núcleo de hierro. Todo esto se traduce en un tamaño, peso y costos menores.

Menor corriente magnetizante y mejor rendimiento:

El uso de menos material para el núcleo de hierro determina que las pérdidas por corrientes parásitas sean menores; al igual que la corriente magnetizante, todo lo cual aumenta el rendimiento del autotransformador.

Mejor factor de potencia y regulación de tensión:

El uso de menos conductores para las bobinas del devanado común reduce la reactancia inductiva del transformador, mejorando por tanto el factor de potencia del mismo y su regulación de tensión.

10.3.2 Desventajas de los Autotransformadores

Interconexión entre los circuitos de alta y baja tensión:

Esta es la principal desventaja del autotransformador, dado que si se produjera una falla de cortocircuito en el devanado de alta tensión, el devanado de baja tensión estaría sometido a una tensión peligrosa, ya que su aislamiento no está previsto para esas condiciones.

Corrientes de cortocircuito mayores:

Entre las ventajas del autotransformador se citó la buena regulación de tensión que presenta, es decir, la poca caída de tensión que se produce en sus devanados.

Esta característica se convierte en desventaja si el transformador está sometido a corrientes de cortocircuito, dado que dichas corrientes no encuentran una alta impedancia en los devanados del autotransformador.

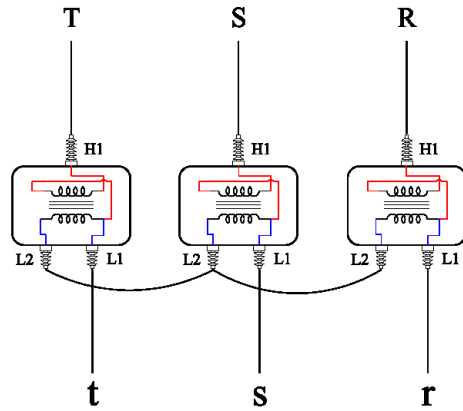
10.3.3 Autotransformadores Trifásicos

Los autotransformadores pueden ser conectados para operar como un banco trifásico. Esta configuración presenta la limitación, con respecto a los transformadores, de que las conexiones del primario y secundario son del mismo tipo. Esto así, por la constitución propia del auto- transformador. Las conexiones más comunes de autotransformadores son Y-Y y Delta-Delta.

10.3.4 Conexión Y-Y de Autotransformadores

Es el tipo de conexión de autotransformadores más utilizada, debido a la facilidad de la conexión eléctrica y a la existencia de un conductor neutro para fines de aterrizaje y para alimentación de circuitos trifásicos a cuatro hilos.

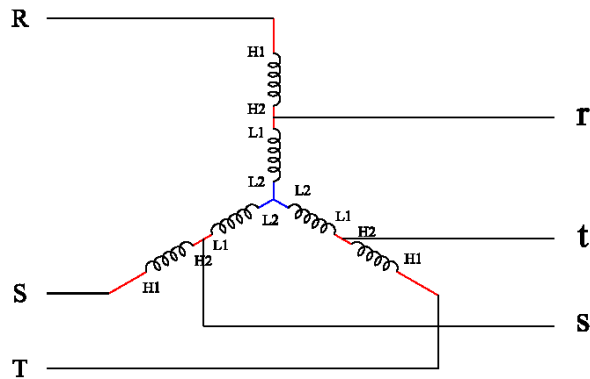
La Figura 10.02 representa el diagrama eléctrico de conexión de tres autotransformadores monofásicos en configuración Y-Y:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 10.02: Esquema conexión Y-Y autotransformadores monofásicos.

La Figura 10.03 representa el diagrama eléctrico equivalente de conexión de tres autotransformadores monofásicos en configuración Y-Y:

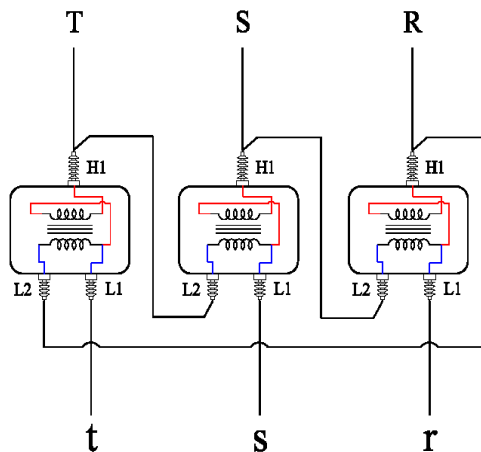


Fuente: Imagen Autor ®

Figura 10.03: Diagrama eléctrico de conexión Y-Y autotransformadores monofásicos.

10.3.5 Conexión $\Delta - \Delta$ de Autotransformadores

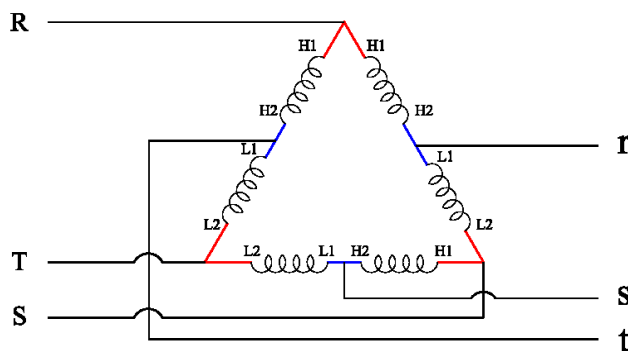
Es la configuración menos usada de las conexiones de bancos de autotransformadores, debido a que no dispone de un punto neutro para la puesta a tierra del autotransformador, o para alimentar redes trifásicas a cuatro hilos. La Figura 10.04 representa el diagrama eléctrico de conexión de tres autotransformadores monofásicos en configuración $\Delta - \Delta$:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 10.04: Esquema conexión Delta-Delta autotransformadores monofásicos.

La Figura 10.05 representa el diagrama eléctrico equivalente de conexión de tres autotransformadores monofásicos en configuración Δ - Δ :



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 10.05: Diagrama eléctrico conexión Delta-Delta autotransformadores monofásicos.

10.4 Seccionadores

Los seccionadores, conocidos también como cuchillas, son dispositivos de desconexión de determinados equipos en una subestación eléctrica. Dependiendo de su aplicación se denominan seccionadores de línea, de barras y de aterrizaje. Su característica principal es que deben ser operados sin carga. La Figura 10.06 representa un esquema de un seccionado de columna giratoria para subestaciones eléctricas:



Figura 10.06: Seccionador columna giratoria.

La Figura 10.07 representa un esquema de un seccionado de doble columna giratoria para subestaciones eléctricas:



Figura 10.07: Seccionador doble columna giratoria.

10.5 Aisladores Eléctricos

Las líneas eléctricas aéreas están constituidas, generalmente, por conductores sin recubrimiento; es decir, por conductores desnudos. Por tanto, se hace necesario utilizar un elemento que sirva de soporte a dichas líneas y que a la vez posea excelentes propiedades dieléctricas, para aislar las líneas eléctricas de las estructuras de soporte que las sostienen (postes, torres, etc.).

Este elemento recibe el nombre de aislador eléctrico, y su misión fundamental consiste en evitar el paso de la corriente desde el conductor a la estructura de soporte. La unión del aislador a la estructura de soporte se efectúa por medio de piezas metálicas conocidas como herrajes.

10.5.1 Fugas de corriente en un aislador eléctrico

A través de la masa del aislador:

Estas corrientes que pasan del aislador al apoyo, a través del cuerpo de dicho aislador, se les conoce como corrientes de fuga. La posibilidad de que la corriente de fuga transite por el cuerpo del aislador está muy limitada en la actualidad, debido al uso de aisladores con capacidades dieléctricas cada vez mayores.



Fuente: Google Images

Figura 10.08: Fuga a través de la masa del aislador.

Por la superficie del aislador:

La corriente de fuga transita por la superficie del aislador cuando se produce un aumento de la conductividad de dicha superficie, motivada por la formación de una capa de humedad, de polvo, o de sales depositadas en la superficie de dicho aislador. Esta condición se atenúa fabricando aisladores con superficies en forma de campana, de tal forma que la corriente de fuga tenga que recorrer un trayecto mayor para pasar desde el conductor hasta el apoyo correspondiente.



Fuente: Google Images

Figura 10.09: Fuga a través de la superficie del aislador.

Por perforación de la masa del aislador

La perforación de un aislador se produce cuando alguna porción de dicho aislador no posee las propiedades dieléctricas exigidas por el régimen de tensión del mismo. En aisladores para alta tensión el peligro de perforación es mayor que en los de baja tensión, debido a que es más probable la aparición de zonas con baja resistencia dieléctrica, debido a su gran tamaño y masa. Por esto se prefiere fabricar estos aisladores de varias piezas pequeñas unidas entre sí por medio de una pasta especial aislante o semi-conductora.



Fuente: Google Images

Figura 10.10: Perforación masa aislador. Figura 10.11: Construcción aislador.

Por arqueo a través del aire:

Este fenómeno se produce cuando la rigidez dieléctrica del aire disminuye debido a la presencia de humedad, lluvia, salinidad y fenómenos atmosféricos en general. Esta condición se puede minimizar aumentando el tamaño del aislador y con ello, la separación entre el conductor y el apoyo. Este caso se aplica a los aisladores en suspensión, que están formados por cadenas de aisladores.



Fuente: Google Images

Figura 10.12: Arqueo a través del aire.

10.5.2 Clasificación de los Aisladores Eléctricos

Aisladores de Apoyo:

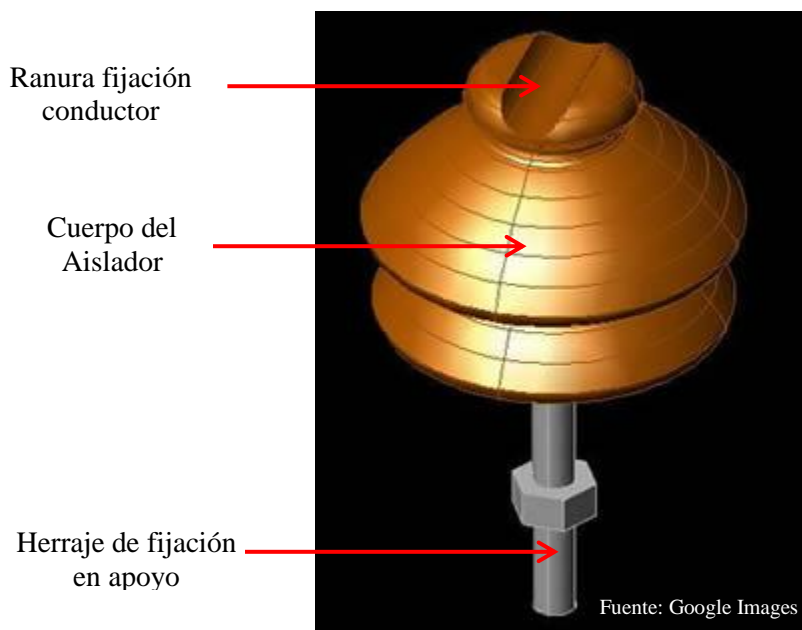
Como su nombre lo sugiere, son aisladores que sirven de apoyo a los conductores en las redes eléctricas. Están provistos de dos herrajes, uno para fijar el aislador a su base, y el otro que fija el conductor al aislador. La Figura 10.13 muestra una fotografía de varios tipos de aisladores de apoyo de baja y media tensión:



Fuente: Google Images

Figura 10.13: Aisladores apoyo media y baja tensión.

La Figura 10.14 muestra las diferentes partes de un aislador de apoyo:



Fuente: Google Images

Figura 10.14: Partes constitutivas aislador de apoyo.

La Figura 10.15 muestra una fotografía de aisladores de apoyo de alta tensión en una subestación eléctrica:



Figura 10.15: Aisladores de apoyo para alta tensión.

Los aisladores, por lo general, poseen forma de campana, para limitar las corrientes de fuga. Pero, en bajas tensiones, o en tensiones medias, en aplicaciones de interiores, se pueden utilizar aisladores lisos o con pequeñas ondulaciones, dado que en estos casos las condiciones de operación son más favorables.

10.5.4 Aisladores de Suspensión

En los aisladores de suspensión la fijación del conductor al aislador se realiza por suspensión de dicho conductor, mediante herrajes adecuados; estando el propio aislador fijado por suspensión al apoyo correspondiente. La Figura 10.16 muestra una fotografía de una doble cadena de aisladores de suspensión para alta tensión:

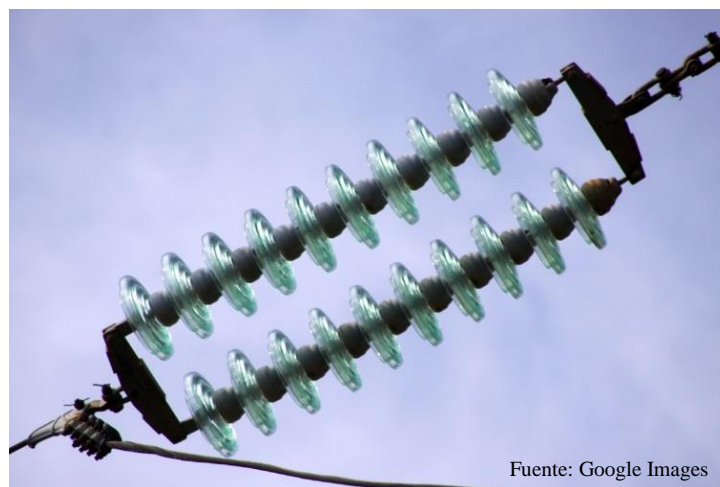


Figura 10.16: Aisladores de suspensión de doble cadena.

La Figura 10.17 muestra las partes de un aislador de suspensión para alta tensión:

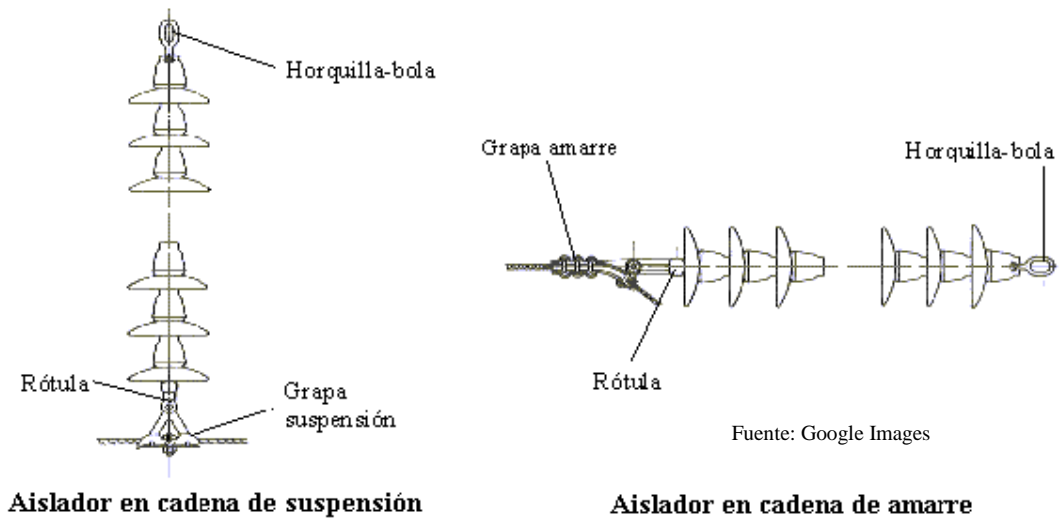


Figura 10.17: Partes de un aislador de suspensión para alta tensión.

Estos aisladores son más costosos que los de apoyo, por lo que, a pesar de que pueden ser utilizados para tensiones medias y bajas, resultan más adecuados para tensiones mayores de 70kV. En un principio se fabricaban casi exclusivamente de porcelana, pero actualmente se fabrican también de vidrio forjado o vidrio pírex.

10.5.5 Aisladores de Paso o Pasatapas

Son los aisladores eléctricos utilizados para llevar terminales de bobinas o de barras de equipos eléctricos hacia el exterior del equipo. Son utilizados en transformadores eléctricos e interruptores de potencia, entre otras aplicaciones.

Estos aisladores se construyen de formas diversas dependiendo, entre otros factores, de la tensión y corriente de operación, de la presión de aceite que deben soportar (transformadores, interruptores en aceite, etc.), y de si se destina para uso interior o exterior.

Para tensiones de servicio de hasta 36 kV se construyen de porcelana, de un solo cuerpo, lisos para interiores y de campanas para exteriores. Para tensiones entre 36 kV y 110 kV, se emplean aisladores de paso de porcelana concéntricos, para evitar la perforación de los mismos.

Otras veces para 110 kV o tensiones mayores, se utilizan aisladores huecos y rellenos de aceite, pasta dieléctrica o hexafluoruro de azufre (SF₆), con el objeto de disminuir el campo eléctrico en los puntos más peligrosos inmediatos al conductor. Esto así, porque estas sustancias poseen mejores propiedades dieléctricas que la porcelana o el vidrio. La Figura 10.18 muestra fotografías de aisladores de paso o pasatapas:



Fuente: Google Images

Figura 10.18: Aisladores de paso o pasa tapas.

La Figura 10.19 muestra los componentes de un aislador de paso típico:

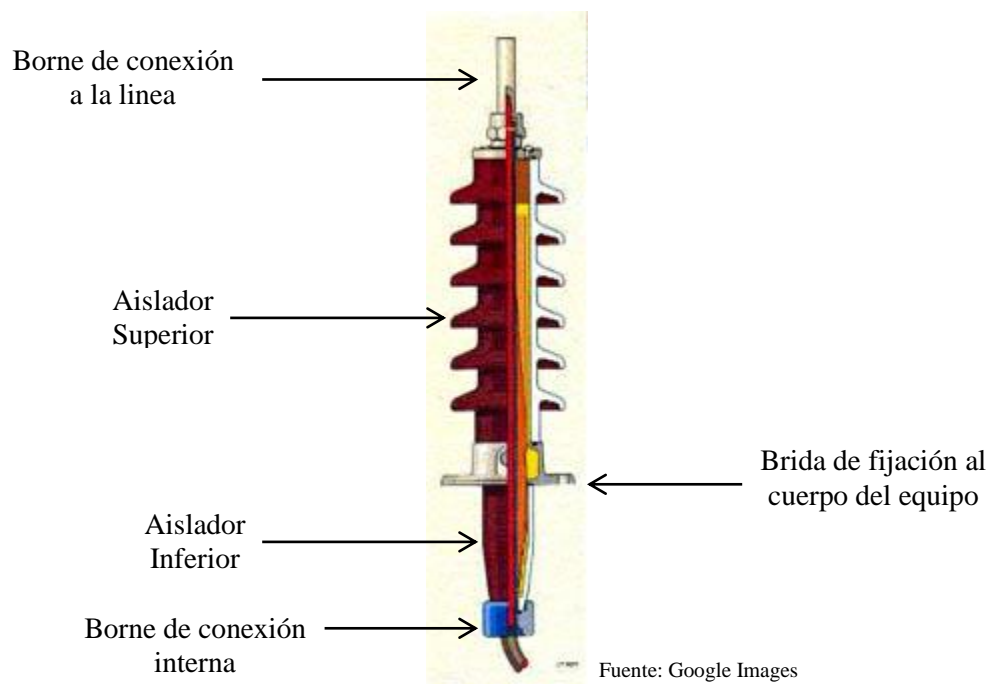


Figura 10.19: Componentes aisladores de paso o pasa tapas.

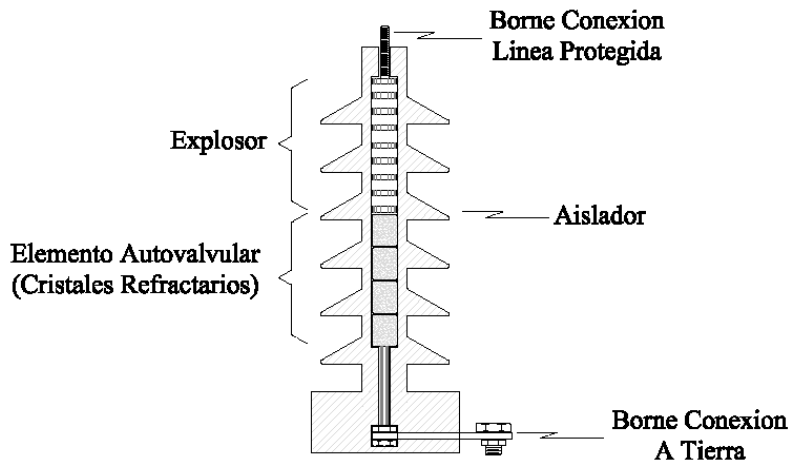
10.6 Pararrayos de Línea

Los *Pararrayos de Línea* (*surge arresters*) son dispositivos diseñados y construidos para descargar las sobretensiones producidas por causas internas o externas al sistema eléctrico al cual protegen.

Los *pararrayos de línea* deben cumplir lo siguiente:

- A. La tensión de irrupción del *pararrayos de línea* debe ser inferior a la tensión de arqueo de los aisladores de la línea protegida.
- B. La capacidad o poder derivativo a tierra del *pararrayos de línea* debe ser alta; con lo cual la caída de tensión en el mismo debe ser muy pequeña.
- C. Poder de extinción y capacidad térmica del *pararrayos de línea*, muy grandes.
- D. La ionización del explosor del *pararrayos de línea* debe ser muy débil, para que no se restablezca el arco luego de extinguido, ante la presencia de la tensión de servicio.

La Figura 10.20 muestra un esquema de un los componentes interiores de un pararrayos típico:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 10.20: Componentes pararrayos de línea.

Como se puede observar en la figura, el *pararrayos de válvula* está constituido por un elemento de entre-hierro capaz de soportar la tensión nominal o de servicio de la línea protegida. Este elemento es el *explosor*.

Además, está formado por un elemento de válvula conformado por discos redondos porosos de cristales refractarios. Estos elementos están altamente comprimidos y con sus superficies recubiertas de cobre para hacerlas más conductoras.

10.7 Interruptores de Potencia

Los *Interruptores de Potencia*, conocidos también como *Disyuntores*, son equipos diseñados y construidos para que sean capaces de interrumpir o conectar circuitos bajo la condición de carga. Esta operación se puede realizar a voluntad o automáticamente, para proteger el equipo o sistema que se considere contra una falla en el mismo.

Al iniciarse la interrupción o el cierre del interruptor, se forma entre los contactos del mismo un arco cuya magnitud depende de la tensión de operación del interruptor, de la potencia transmitida y de la distancia entre dichos contactos. Para interruptores de alta potencia se hace necesario atenuar el efecto de dicho arco, para así evitar el deterioro de las caras de los contactos de dichos interruptores.

10.8 Clasificación de los Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia, dependiendo de su tecnología, se clasifica como se indica a continuación:

1. Interruptores al Vacío.
2. Interruptores en Aceite.
3. Interruptores en Hexafluoruro de Azufre.

10.9 Interruptores de Potencia al Vacío (VCB)

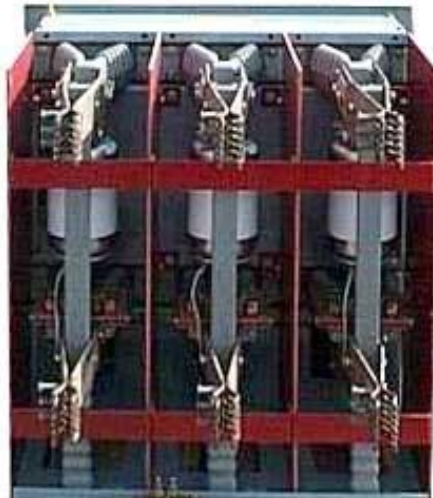
Los *Interruptores de Potencia al Vacío* (“*Vacuum Circuit Breakers*”) son interruptores utilizados para proteger circuitos de media y alta tensión contra situaciones eléctricas peligrosas, tales como cortocircuitos y aterrizajes. Los *interruptores de potencia al vacío* literalmente interrumpen el circuito para impedir que la energía siga fluyendo a través de dicho interruptor. Estos dispositivos se han venido utilizando desde los años del 1920, y varias compañías han introducido mejoras a los mismos para hacerlos más seguros y efectivos.

En un *interruptor de potencia al vacío* dos contactos eléctricos están encerrados en una cápsula al vacío. Uno de los contactos es fijo, mientras el otro es móvil.

Cuando los dispositivos de protección detectan una situación peligrosa, el contacto móvil se separa del fijo, interrumpiendo el flujo de corriente.

Dado que los contactos están dentro de un medio al vacío, el arco formado por la apertura del circuito es apagado por la falta de oxígeno, completando con esto el proceso de apertura del circuito. Sus tiempos de apertura son de 2 a 3 ciclos, para sistemas a 60 Hz; es decir de 3 a 5 décimas de segundo.

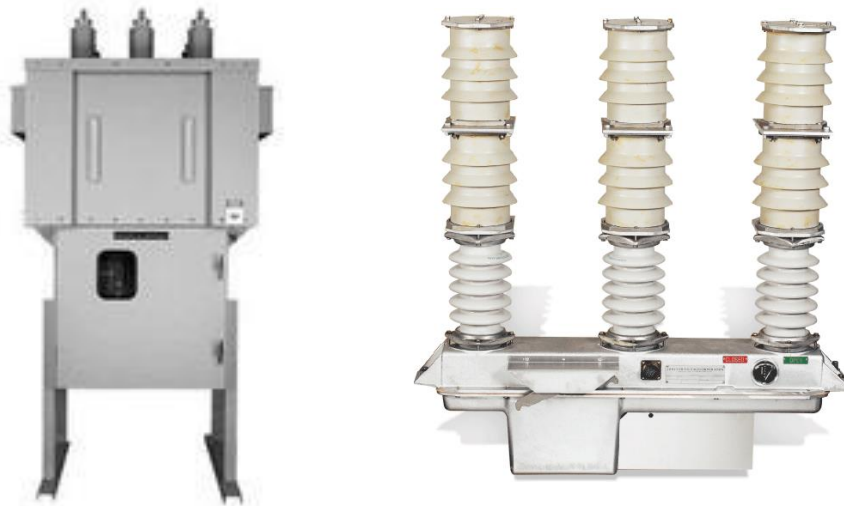
La Figura 10.21 muestra una foto de un interruptor de potencia al vacío para media tensión, para interiores:



Fuente: Google Images

Figura 10.21: Interruptor de Potencia al Vacío, media tensión, interiores (VCB).

La Figura 10.22 muestra fotos de interruptores de potencia al vacío de media tensión, para exteriores:



Fuente: Google Images

Figura 10.22: Interruptor de Potencia al Vacío, media tensión, exteriores (VCB).

10.10 Interruptores de Potencia en Aceite (OCB)

Los *interruptores de potencia en aceite*, tienen sus contactos de carga sumergidos en un depósito de aceite dieléctrico, de características similares al empleado en los transformadores eléctricos. Dependiendo de las tensiones de operación y potencia de interrupción, los **OCB** pueden ser monofásicos o trifásicos, pero en ambos casos serían tripolares.

Son dispositivos de disparo automático, para servicio exterior, con velocidad de apertura de 3 a 5 ciclos, en circuitos de 60 Hz; de 5 a 8 décimas de segundo. La capacidad de interrupción de los OCB varía en función de la potencia a transmitir. La Figura 10.23 muestra fotos de interruptores de potencia en aceite, monopolar y tripolar, respectivamente:



Figura 10.23: Interruptor de Potencia en Aceite, alta tensión, exteriores (OCB).

Los **OCB** pueden ser operados por medio de un mecanismo neumático, o por un mecanismo de resorte y motor accionado por medio de una bobina solenoide de corriente continua.

10.11 Interruptores de Hexafluoruro de Azufre (SF₆)

Los interruptores de hexafluoruro de azufre se denominan de esta manera debido al uso del gas hexafluoruro de azufre para extinguir el arco eléctrico en el interruptor de potencia. Las subestaciones eléctricas de este tipo son conocidas como GIS, por sus siglas en inglés “Gas Insulated Substation”. El hexafluoruro de azufre es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable. Es uno de los compuestos químicos más estables; y también uno de los gases más densos. A 20°C (68°F) y presión atmosférica, su densidad es cinco veces la densidad del aire.

Su coeficiente de transferencia de calor, a presión atmosférica, es 1.6 veces mayor que el del aire; y a una presión de 2 Kg/cm² (28.44 Psi) este coeficiente es, aproximadamente, 25 veces el del aire a presión atmosférica. Esta es una propiedad muy importante, porque facilita una rápida disipación de calor y reduce de esta manera el aumento de temperatura del equipo.

La Figura 10.24 muestra una foto de una subestación GIS con interruptores de potencia para interiores para 300 kV:



Figura 10.24: Interruptor de Potencia SF6, alta tensión, interiores (GIS).

La Figura 10.25 muestra una foto de una subestación GIS con sistema de juego de barras doble para interiores para 300 kV:

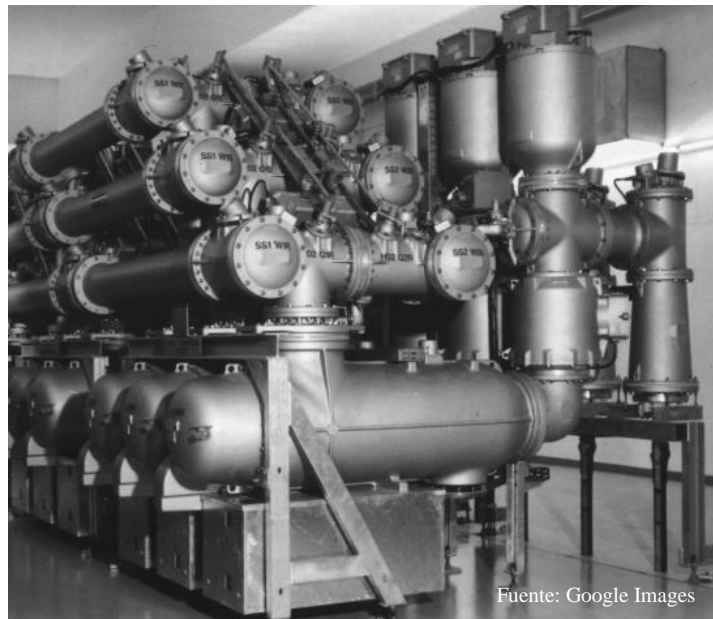


Figura 10.25: Subestación GIS, juego barras doble, 300 kV, interiores.

La Figura 10.26 muestra los componentes internos de una subestación GIS con sistema de juego de barras doble para interiores para 300 kV:

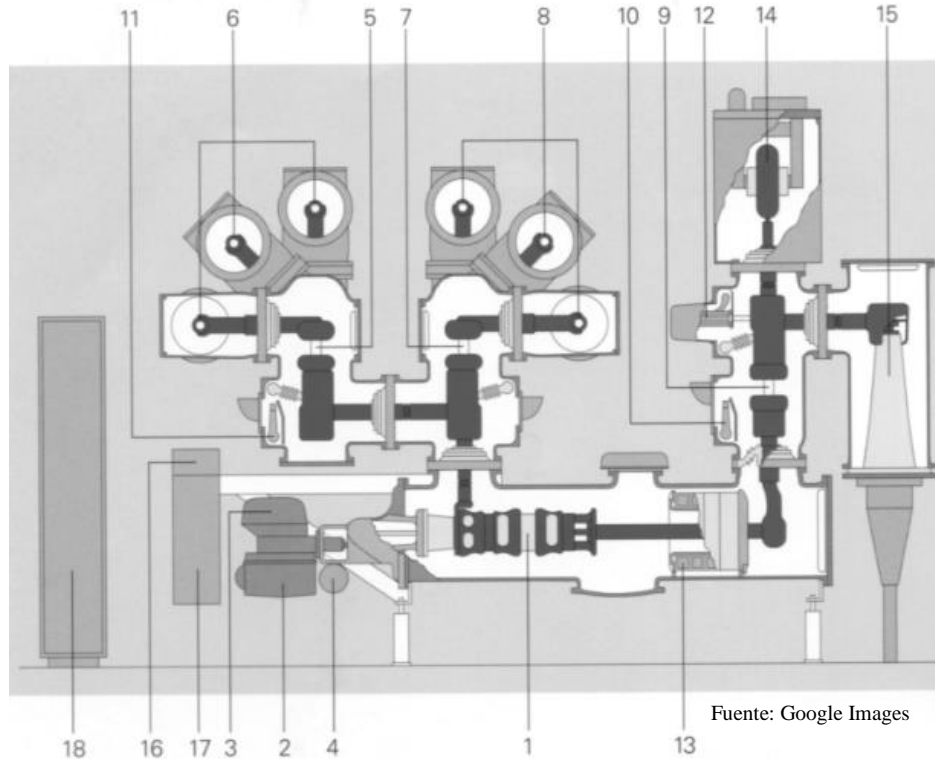


Figura 10.26: Componentes internos subestación GIS, barras doble, 300 kV, interiores.

- 1 Interruptor SF6.
- 2, 3 & 4 Componentes del mando del Interruptor SF6.
- 5 Seccionadores Barra I.
- 6 Barras Principales I.
- 7 Seccionadores Barra II.
- 8 Barras Principales II.
- 9 Seccionadores de Línea.
- 10, 11 & 12 Seccionadores de Puesta a Tierra.
- 13 Transformador de Corriente.
- 14 Transformador de Tensión.
- 15 Terminal del cable subterráneo.
- 16 Unidad de control del gas SF6.
- 17 Unidad de control del interruptor de SF6.
- 18 Tablero de comando y control local.

A la temperatura del arco eléctrico, se descompone en fluoruros de azufre inferiores; pero el grado de descomposición es tan pequeño que la mayoría de los productos resultantes se recambian inmediatamente para formar de nuevo el hexafluoruro de azufre. Las pequeñas cantidades de subproductos que puedan permanecer son absorbidas por alúmina activada, dispuesta a tal efecto en el interior del depósito del interruptor.

La Figura 10.27 muestra una foto de una subestación eléctrica encapsulada SF6 para interiores para 170 kV:



Fuente: Google Images

Figura 10.27: Subestación encapsulada SF6, barras doble, 170 kV, interiores.

Durante el paso del arco eléctrico, se producen fluoruros metálicos, los cuales se depositan en forma de un polvo blanco; pero debido a que poseen una alta rigidez dieléctrica, no causan perturbaciones desde el punto de vista eléctrico. La Figura 10.28 muestra una foto de una subestación eléctrica encapsulada SF6 para interiores para 550 kV:



Fuente: Google Images

Figura 10.28: Subestación encapsulada SF6, 550 kV, interiores.

La Figura 10.29 muestra una foto de un disyuntor SF6 para exteriores para 150 kV:



Fuente: Google Images

Figura 10.29: Interruptor SF6, 150 kV, exteriores.

En conclusión, el uso del SF6 para la interrupción del arco eléctrico presenta las ventajas siguientes:

1. Tiempo de duración del arco muy pequeño.
2. Alta rigidez dieléctrica.
3. Rápida recuperación del poder aislante, después de la extinción del arco.
4. Velocidad de interrupción muy elevada.
5. Muy alta capacidad de ruptura.

10.12 Sistema SCADA

El termino SCADA es el acrónimo de “Supervisión, Control y Adquisición de Data”. Son programas de computadora que se diseñan con el objetivo de ejercer control y supervisión de procesos remotos, así como la recopilación de datos. Este programa permite el control de procesos, proveyendo información en tiempo real de la situación de los diferentes dispositivos de campo, y la posibilidad de actuar sobre estos.

La interacción hombre-máquina se efectúa a través de monitores que permiten visualizar el estado de todos los componentes del sistema, informaciones relativas a alarmas y posibilidad de comandar acciones remotas sobre los mismos.

Los sistemas SCADA son muy utilizados para control y operación de los sistemas eléctricos de potencia; muy especialmente en las salas de control de operación de centrales eléctricas, redes de transmisión, subestaciones eléctricas y centros de control de energía.

Las funciones principales del sistema SCADA son las siguientes:

1. Supervisión remota de instalaciones y equipos.
2. Control remoto de instalaciones y equipos.
3. Procesamiento de datos.
4. Visualización gráfica dinámica.
5. Generación de reportes.
6. Representación de señales de alarma.
7. Almacenamiento de información histórica.
8. Programación de eventos.

El esquema de conexión de un Sistema SCADA es representado en la Figura 10.30:

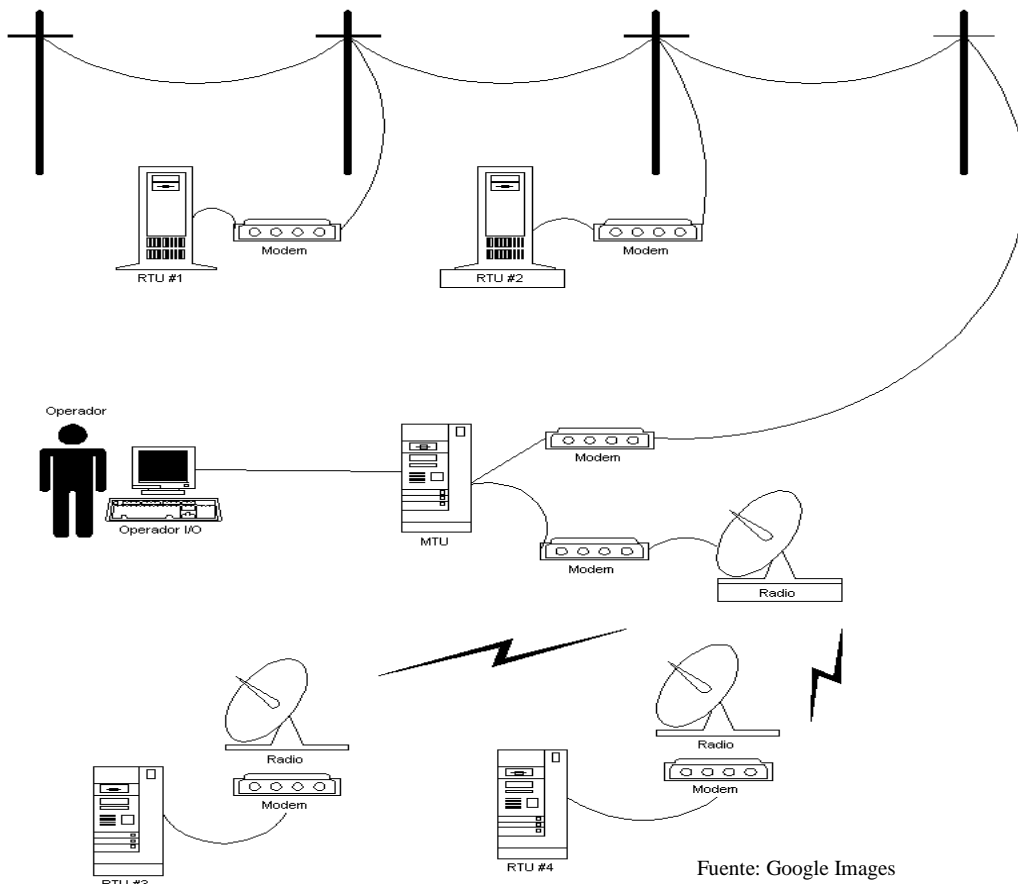


Figura 10.30: Esquema conexión sistema SCADA.

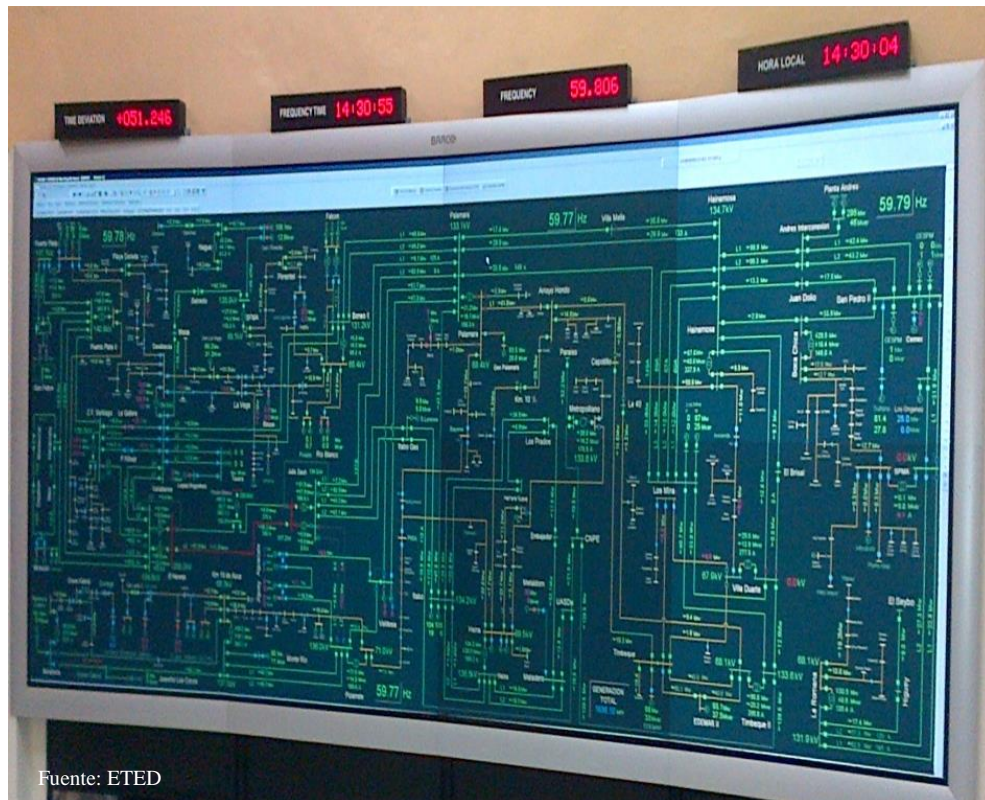
La fotografía de la Figura 10.31 muestra la Sala de Control de un Centro de Control de Energía típico:



Fuente: ETED

Figura 10.31: Sala de control de un CCE.

La fotografía de la Figura 10.32 muestra la pantalla de un Centro de Control de Energía típico:



Fuente: ETED

Figura 10.32: Pantalla del CCE.

10.13 Sistema de Transmisión Power Line Carrier (PLC)

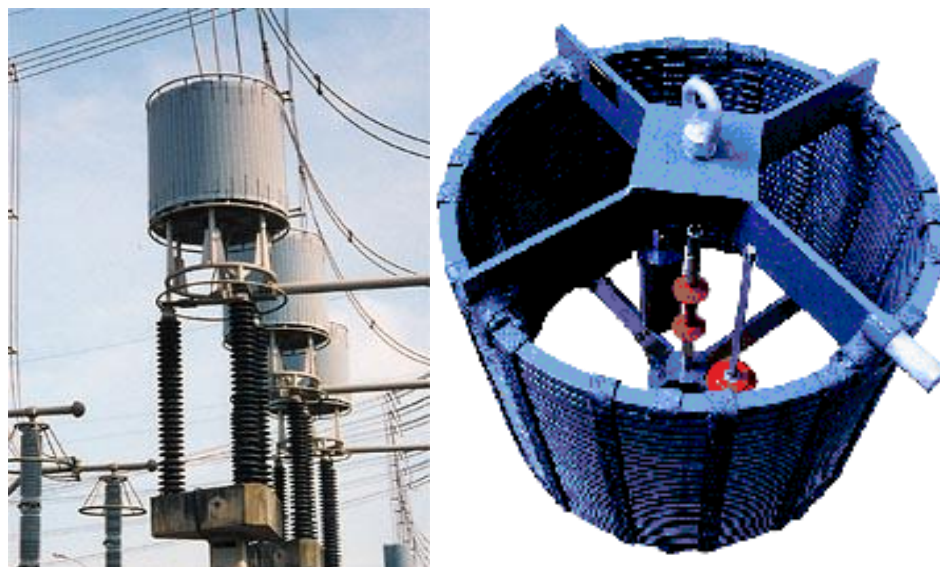
Producto de la necesidad de intercambio de informaciones entre las diferentes estaciones y subestaciones del sistema eléctrico, a través de las redes de transporte, se desarrolló el “Sistema de Onda Portadora por Línea de Alta Tensión”, mejor conocido como *Sistema de Transmisión PLC*, por sus siglas en inglés, “*Power Line Carrier*”, el cual hace uso de la misma red de transmisión como medio de telecomunicación.

Este sistema PLC es el método más utilizado para comunicación entre subestaciones, y es utilizado para protección eléctrica, voz y comunicación de data. Se considera que es uno de los sistemas más económicos, confiables y versátiles.

10.13.1 Equipos Principales Sistema PLC

10.13.1.1 Trampas de Ondas:

Las *trampas de ondas* son dispositivos electrónicos que, conectados en serie en las líneas de transmisión, filtran la señal portadora utilizada en el sistema PLC. Su impedancia es relativamente alta a la frecuencia del sistema eléctrico, pero despreciable para bandas de frecuencias utilizadas en la comunicación por señal portadora. Generalmente, 30-500 KHz es el rango de operación de la señal portadora. El valor específico para un sistema eléctrico de potencia dado se elige de acuerdo con las frecuencias utilizadas por la empresa de telecomunicaciones y las características de la red de transporte. La Figura 10.33 muestra fotografías de trampa de onda típicas, para subestaciones eléctricas:



Fuente: Google Images

Figura 10.33: Trampas de ondas.

Las trampas de ondas se pueden montar de tres formas diferentes: suspendidas por cadenas de aisladores de los pórticos de las subestaciones; montadas sobre aisladores de apoyo; y, montadas sobre transformadores de tensión tipo capacitivos o CTV.

La Figura 10.34 muestra fotografías de los tres tipos de montajes mencionados:



Figura 10.34: Tipos de montajes trampas de ondas.

10.13.1.2 Condensador de Acoplamiento:

El *Condensador de Acople*, denominado también *Divisor Capacitivo de Tensión*, es el dispositivo que nos permite inyectar la señal de alta frecuencia en la red de transporte. Debido a esto su impedancia debe ser mínima, a la frecuencia de la señal portadora, pero en cambio ser muy elevada a la frecuencia de transmisión del sistema. La Figura 10.35 muestra cuatro tipos de divisores capacitivos de tensión para diferentes niveles de tensiones de operación:



Fuente: Google Images

Figura 10.35: Divisores capacitivos de tensión

10.13.1.3 Unidad de Acople:

La *Unidad de Acople* permite que la impedancia del sistema de potencia se acople a la impedancia del equipo terminal de comunicaciones. También provee los dispositivos de protección que aíslan los terminales de comunicaciones de las altas tensiones del sistema de potencia. La Figura 10.36 muestra una unidad de acople típica de un sistema PLC:



Figura 10.36: Unidad de acople

10.13.1.4 Terminal de Comunicaciones PLC:

La *Terminal de Comunicaciones* efectúa el manejo de las señales a transmitir, y consiste de moduladores, amplificadores, filtros y módulos de supervisión del enlace, entre otros equipos de comunicaciones. La Figura 10.37 muestra dos terminales de comunicaciones típicas:



Fuente: Google Images

Figura 10.37: Terminal de comunicaciones PLC

10.13.1.5 Cable de Alta Frecuencia:

El *cable de alta frecuencia* facilita la conexión del terminal de comunicaciones, localizado en una sala de control, con los elementos de acople, ubicados en la subestación. Son cables de 75/150 Ohm diseñados y construidos con la resistencia mecánica que les permita soportar las condiciones ambientales de operación.

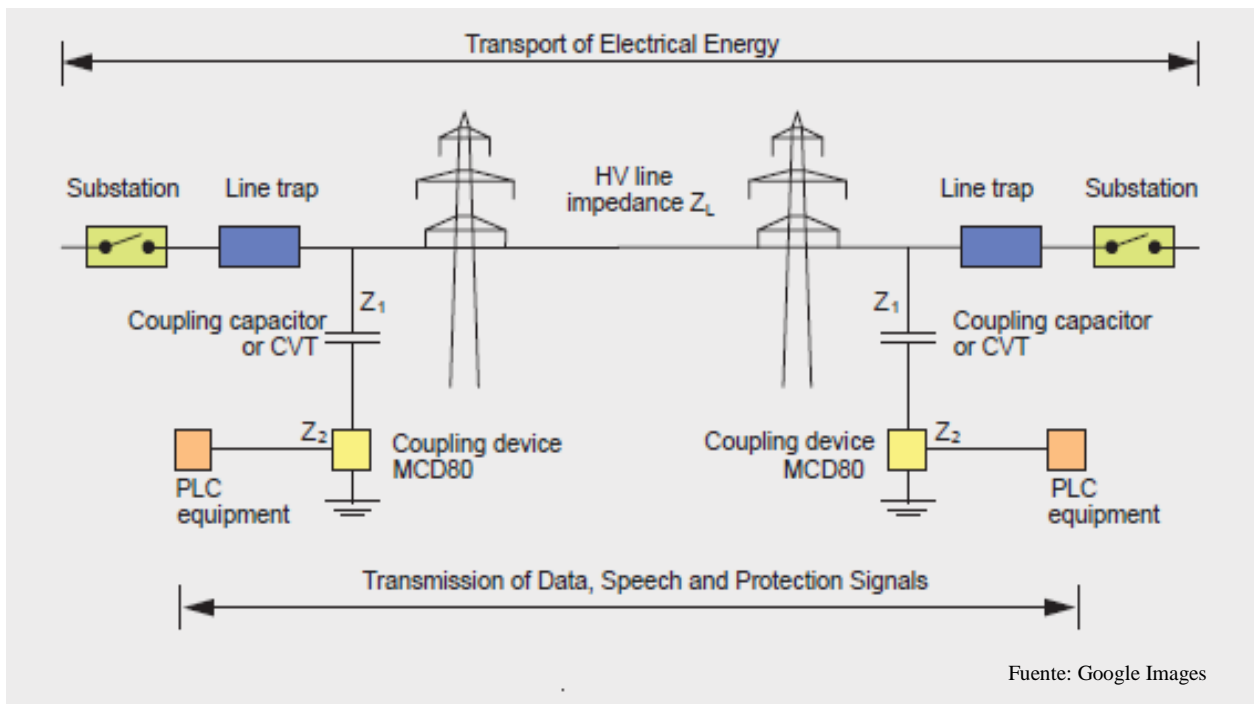
La fotografía de la Figura 10.38 muestra la disposición de trampas de ondas y divisores capacitivos de tensión en una subestación eléctrica:



Fuente: Google Images

Figura 10.38: Arreglo trampas de ondas y divisores capacitivos tensión

La Figura 10.39 muestra un esquema de funcionamiento de los sistemas PLC:



Fuente: Google Images

Figura 10.39: Esquema funcionamiento sistemas PLC

Capítulo 11

Puesta a Tierra Subestaciones Eléctricas

11.1 Diseño de Puesta a Tierra de Subestaciones Eléctricas

En general, los sistemas de puesta a tierra permiten absorber las sobretensiones, ya sea de origen interno o externo, contribuyendo a controlar los efectos resultantes de dichas sobretensiones.

Todo sistema de puesta a tierra debe servir a los propósitos siguientes:

- 1) Seguridad personal.
- 2) Minimizar daños en equipos.
- 3) Controlar las sobretensiones durante los fenómenos transitorios (“surge Phenomena”).
- 4) Disipación de las descargas atmosféricas.
- 5) Operación correcta de los dispositivos de protección.

Para poder cumplir cabalmente con las funciones mencionadas, el sistema de puesta a tierra debe proporcionar una trayectoria a tierra de baja resistencia. Debido a la naturaleza cambiante de las características de los suelos, en términos de las variaciones de la resistividad de los mismos, ante cambios de humedad y temperatura, el diseño de los sistemas de puesta a tierra debe ser conservador por naturaleza.

Un sistema de puesta a tierra efectivo para una subestación eléctrica, consta de los siguientes elementos:

1. Electrodo de puesta a tierra, los cuales son construidos en forma de varillas de cobre con alma de acero, y de dimensiones tales como $\frac{1}{2}$ " x 6', $\frac{3}{4}$ " x 7' y $\frac{5}{8}$ " x 8', entre otras.



Fuente: Google Images

Figura 11.01: Electrodo de puesta a tierra.

2. Cables desnudos interconectados entre sí, formando una malla. Se prefiere el uso de cables multifibras flexibles para una adecuada puesta a tierra.



Figura 11.02: Malla puesta a tierra

3. Conexiones a los equipos, estructuras y partes metálicas de la subestación, lo cual se realiza con soldadura tipo Cadweld, por normas de ingeniería y mayor firmeza de la conexión.



Figura 11.03: Unión por soldadura Cadweld.

La Figura 11.04 muestra el proceso de soldadura Cadweld para una soldadura recta o a tope:

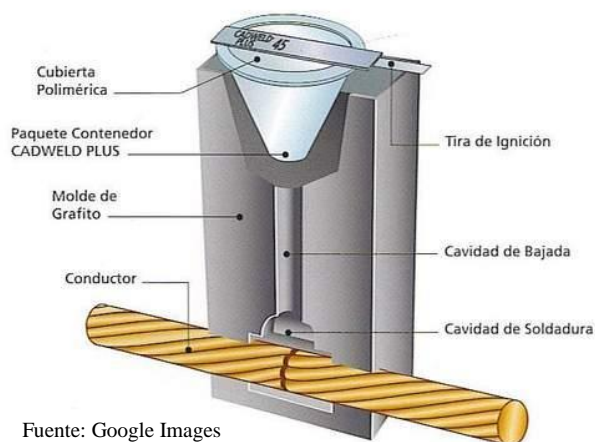
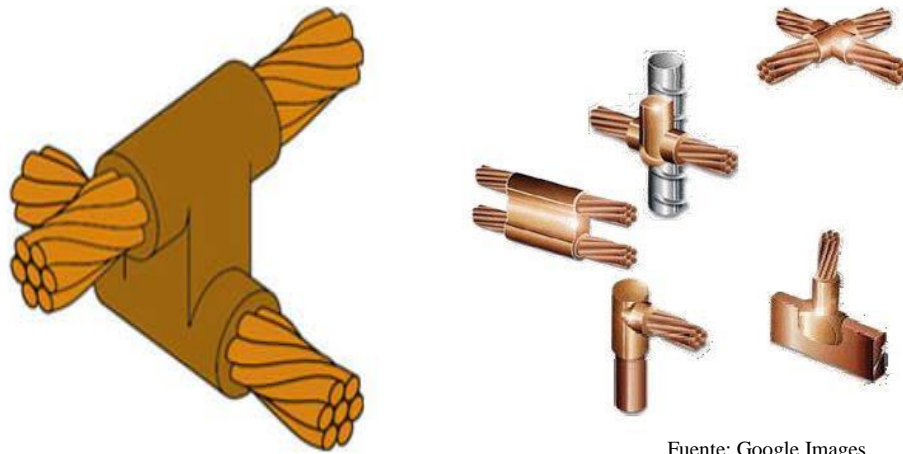


Figura 11.04: Soldadura Cadweld recta.

Diferentes tipos de uniones soldadas, aplicando soldadura Cadweld, son mostradas en la Figura 11.05:



Fuente: Google Images

Figura 11.05: Uniones con soldadura Cadweld.

Proceso de aplicación de la soldadura Cadweld:



Fuente: Google Images

Fuente: Google Images

Figura 11.06: Proceso soldadura Cadweld.

11.2 Clasificación de Puestas a Tierra

Las puestas a tierra de todas las subestaciones eléctricas se clasifican de acuerdo a dos objetivos fundamentales:

1. Puesta a Tierra de Protección, y
2. Puesta a Tierra de Servicio.

La puesta a tierra de protección, como su nombre lo sugiere, protege al usuario de la subestación contra aterrizajes accidentales en las mismas. La puesta a tierra de servicio, en cambio, reduce los daños en los equipos, mientras incrementa la confiabilidad del sistema eléctrico y de los equipos de comunicaciones.

11.3 La Resistividad del Suelo

La resistividad del suelo es el primer aspecto a considerar en el diseño de un adecuado sistema de puesta a tierra de una subestación eléctrica. A tal efecto, es necesario realizar mediciones de campo para determinar la composición general y resistividad del suelo en las áreas próximas a donde se proyecta construir el sistema de puesta a tierra.

La resistividad del suelo ρ se calcula, en su forma más general, a partir de una fórmula que relaciona la resistencia de un volumen de suelo R , que posee un área A , y una longitud L .

Esta ecuación se expresa como se indica a continuación:

$$\rho = R \frac{A}{L} \quad (1)$$

Donde:

ρ = Resistividad del suelo, en Ω -m

R = Resistencia medida del volumen de suelo a considerar, en Ω

A = Área del volumen de suelo a considerar, en m^2

L = Longitud del volumen de suelo a considerar, en m

La resistividad del suelo depende fundamentalmente de la composición físico-química de éste, su grado de compactación, temperatura y contenido de sales y humedad del mismo.

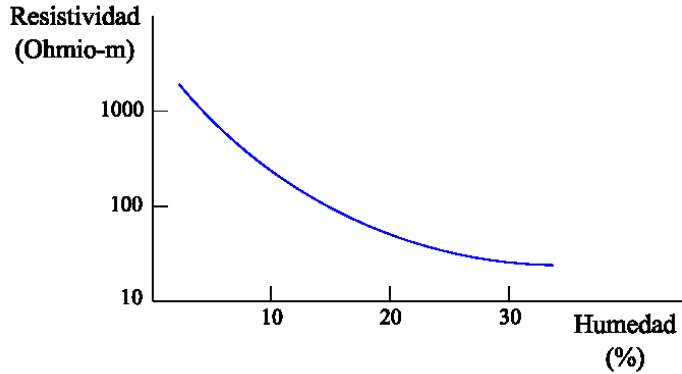
La Tabla 11.1, de Resistividad de Suelos, provee valores típicos de acuerdo con el tipo de suelo a considerar:

| RESISTIVIDAD DE SUELOS | |
|-------------------------|---------------------------------|
| TIPO DE SUELO | RESISTIVIDAD (Ω - m) |
| Orgánico (Tierra Negra) | 10 – 50 |
| Arcilla | 100 |
| Arenoso Húmedo | 200 |
| Arenoso Seco | 1,000 |
| Concreto | 1,000 |
| Rocoso Suelto | 3,000 |
| Rocoso Compactado | 10,000 |

Tabla 11.1: Resistividad de suelos.

Como señalamos con anterioridad, la resistividad de los suelos es función del tipo de suelo que se considere, pero también de agentes externos, tales como contenido de humedad, temperatura y concentración de sales en los mismos. Las Figuras 11.07, 11.08 y 11.09 muestran tres gráficos de Resistividad de Suelos, en función de la humedad, la temperatura y el contenido de sales, respectivamente:

EFFECTOS DE LA HUMEDAD SOBRE LA RESISTIVIDAD DE LOS SUELOS

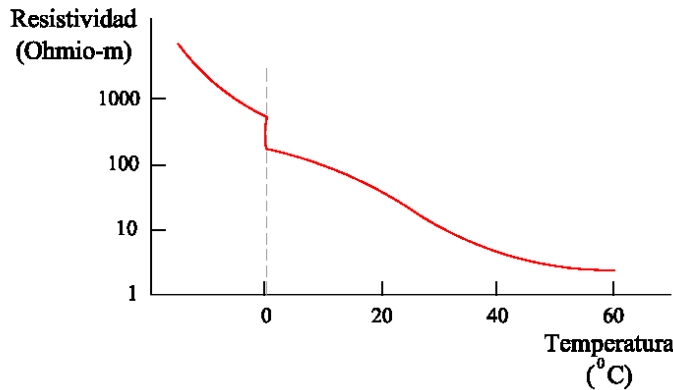


La Resistividad de los suelos es inversamente proporcional al porcentaje de contenido de humedad de dichos suelos.

Fuente: Imagen Autor ®

Figura 11.07: Resistividad Suelos Vs Humedad.

EFFECTOS DE LA TEMPERATURA SOBRE LA RESISTIVIDAD DE LOS SUELOS

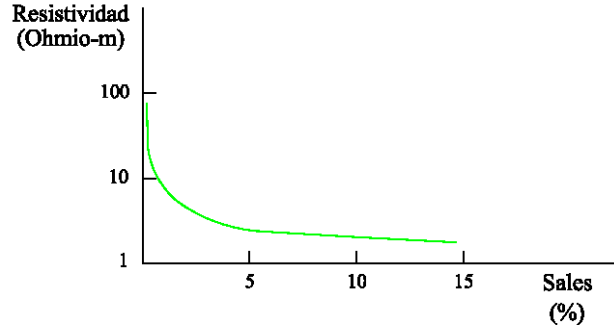


A medida que aumenta la temperatura del suelo, se reduce la resistividad del mismo.

Fuente: Imagen Autor ®

Figura 11.08: Resistividad Suelos Vs Temperatura.

EFECTOS DE LA SALINIDAD SOBRE LA RESISTIVIDAD DE LOS SUELOS



El incremento en el porcentaje de salinidad de los suelos, reduce la resistividad de los mismos.

Fuente: Imagen Autor ®

Figura 11.09: Resistividad Suelos Vs Salinidad.

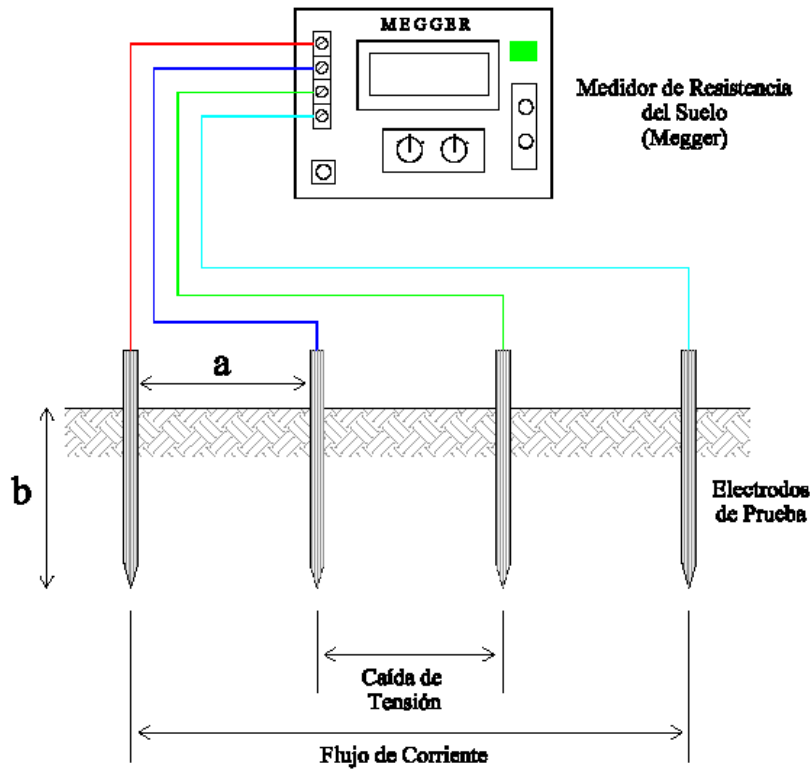
11.4 Medición de la Resistividad de los Suelos

Existen diversos métodos para medición de la resistividad de los suelos, pero el más utilizado es *Método de Wenner* o de los cuatro puntos, debido a que es el más preciso para la determinación de la resistividad media de grandes volúmenes de tierra.

Este método consiste en colocar cuatro electrodos de prueba enterrados y en línea recta. Los electrodos externos son conectados a una fuente de energía eléctrica, de tal suerte que circule corriente a través del suelo localizado entre estos dos electrodos. A través de estos electrodos se mide la corriente que circula por tierra entre los mismos. Los electrodos centrales son conectados al medidor de resistencia de aislamiento (comúnmente denominado por la marca Megger) y registran una diferencia de potencial inducida entre dichos electrodos.

La fuente externa generalmente utilizada es un equipo medidor de resistencia de aislamiento, tipo “Megger”, el cual tiene integrado un voltímetro y un amperímetro, valores éstos que son convertidos internamente en una medida de resistencia óhmica.

La Figura 11.10 representa el proceso de medición de la resistividad de los suelos, para el diseño de sistemas de puesta a tierra de subestaciones eléctricas:



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 11.10: Medición resistencia suelos método Wenner.

Para el cálculo de la resistividad del suelo, aplicando el *método Wenner*, o de los cuatro puntos, se utiliza la ecuación siguiente:

$$\rho = 2 \pi a R \quad (2)$$

Donde:

ρ = Resistividad del suelo, en Ω -m

a = Distancia entre electrodos de prueba, en metros

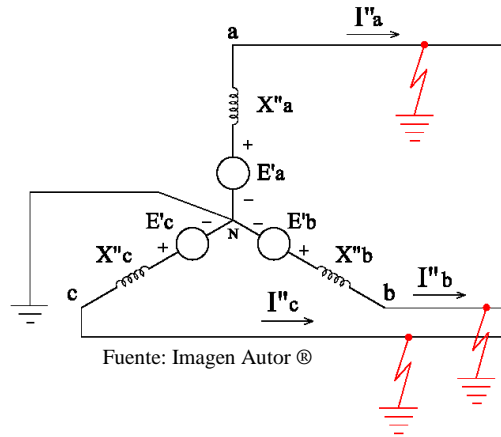
R = Resistencia medida del suelo a considerar, en Ω

11.5 Corrientes de Fallas a Tierra

En el cálculo de las corrientes de falla a tierra, se debe considerar el tipo de falla a analizar, es decir, fallas trifásicas simétricas o fallas asimétricas.

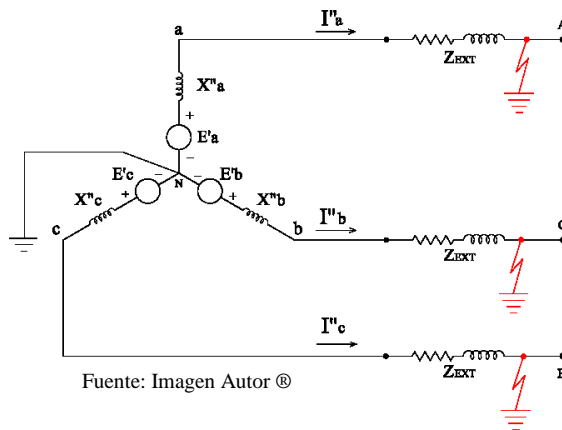
11.5.1 Fallas Trifásicas Simétricas

- I. Corriente sub transitoria ante un fallo de cortocircuito en los terminales de la Máquina:



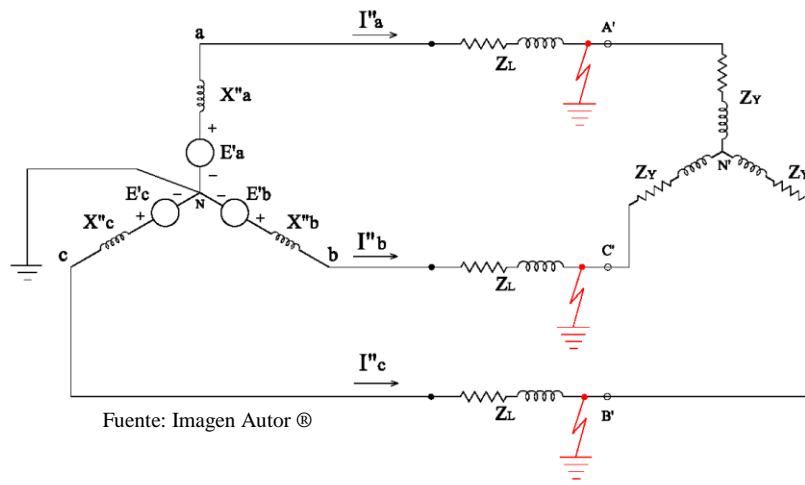
$$I'' = \frac{E_i}{X''_d}$$

- II. Corriente sub transitoria ante un fallo de cortocircuito en la red de transporte:



$$I'' = \frac{E''_i}{Z_{ext} + X''_d}$$

III. Corriente sub transitoria ante un fallo de cortocircuito en la red de transporte, incluyendo la carga eléctrica conectada:



$$I'' = \frac{V_f (Z_L + Z_{ext} + jX''_d)}{Z_L (Z_{ext} + jX''_d)}$$

Donde:

I'' = Corriente de cortocircuito sub transitoria.

E_i = Tensión interna de la máquina.

X''_d = Reactancia sub transitoria interna de la máquina.

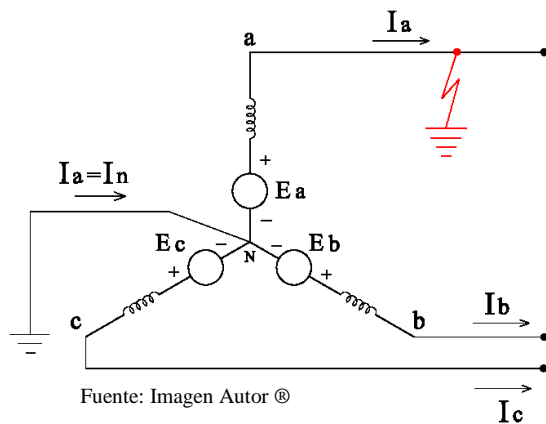
Z_{ext} = Impedancia de la red de transporte.

V_f = Tensión en el punto de fallo.

Z_L = Impedancia de la carga.

11.5.2 Fallas Asimétricas

I. Fallo simple de línea a tierra en un generador sin carga:



CIRCUITO EQUIVALENTE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO FALLA UNA FASE A TIERRA

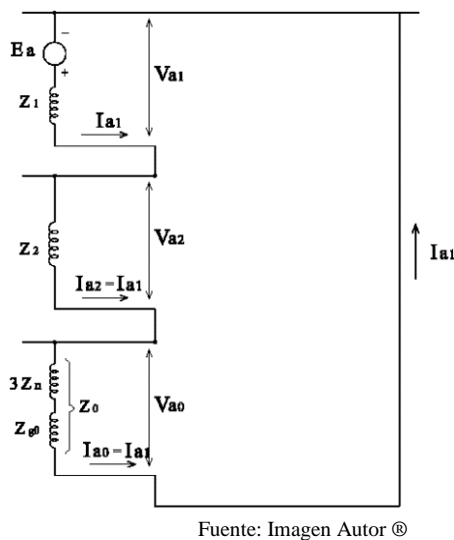


Figura 11.11: Conexión redes secuencia positiva, negativa y cero generador.

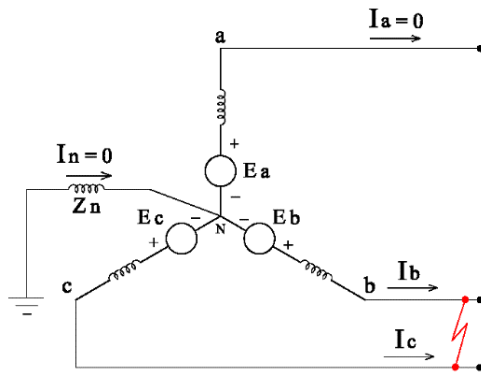
Ecuaciones para fallo simple de línea a tierra en un generador sin carga:

$$\begin{vmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{vmatrix}$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = 1/3 I_a$$

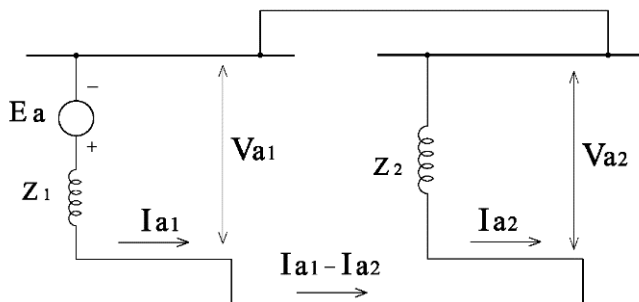
$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2}$$

II. Fallo de línea a línea en un generador sin carga:



Fuente: Imagen Autor ®

**CIRCUITO EQUIVALENTE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA
CORTOCIRCUITO DOS FASES**



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 11.12: Conexión redes secuencia positiva y negativa generador.

Ecuaciones para fallo de línea a línea en un generador sin carga:

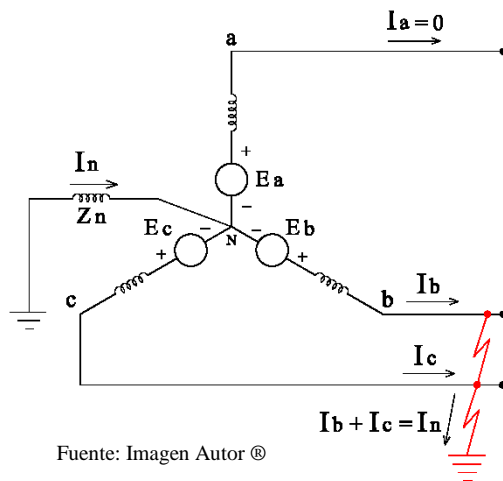
$$\begin{vmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{vmatrix}$$

$$V_{a1} = V_{a2}$$

$$I_{a2} = - I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{(Z_1 + Z_2)}$$

III. Fallo de doble línea a tierra en un generador sin carga:



CIRCUITO EQUIVALENTE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO FALLA DOS FASES A TIERRA

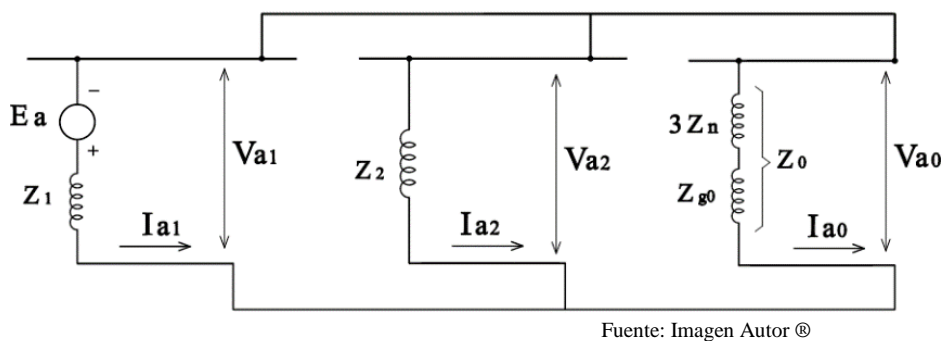


Figura 11.13: Conexión redes secuencia positiva, negativa y cero generador

Ecuaciones de fallo de doble línea a tierra en un generador sin carga:

$$\begin{vmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{vmatrix}$$

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + [Z_2 \cdot Z_0 / (Z_2 + Z_0)]}$$

Donde:

V_{a1} = Caída de tensión de secuencia positiva, Fase A.

V_{a2} = Caída de tensión de secuencia negativa, Fase A.

V_{a0} = Caída de tensión de secuencia cero, Fase A.

E_a = Tensión interna de secuencia positiva, sin carga.

I_{a1}, I_{a2}, I_{a0} = Corrientes de secuencia positiva, negativa y cero.

Z_1, Z_2, Z_0 = Impedancias a las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero.

11.6 Parámetros de Diseño

Los parámetros a ser considerados en el diseño de una malla de puesta a tierra en una subestación eléctrica son los siguientes:

1. Tensión Permisible de Paso, E_p .
2. Tensión Permisible de Contacto, E_t .
3. Configuración de la malla.
4. Resistividad del terreno.
5. Tiempo máximo de despeje de la falla.
6. Conductores de la malla.
7. Profundidad de instalación de la malla.

11.6.1 Tensión Permisible de Paso, E_p

La *Tensión Permisible de Paso* representa la diferencia de potencial entre dos puntos del terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una misma persona.

En forma genérica, la Tensión Permisible de Paso se expresa como se indica a continuación:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (3)$$

Donde:

E_p = Tensión Permisible de Paso, en voltios.

ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno, en Ω -m.

t = Tiempo máximo de duración de la falla, en segundos.

La Figura 11.14 muestra el concepto de Tensión Permisible de Paso:

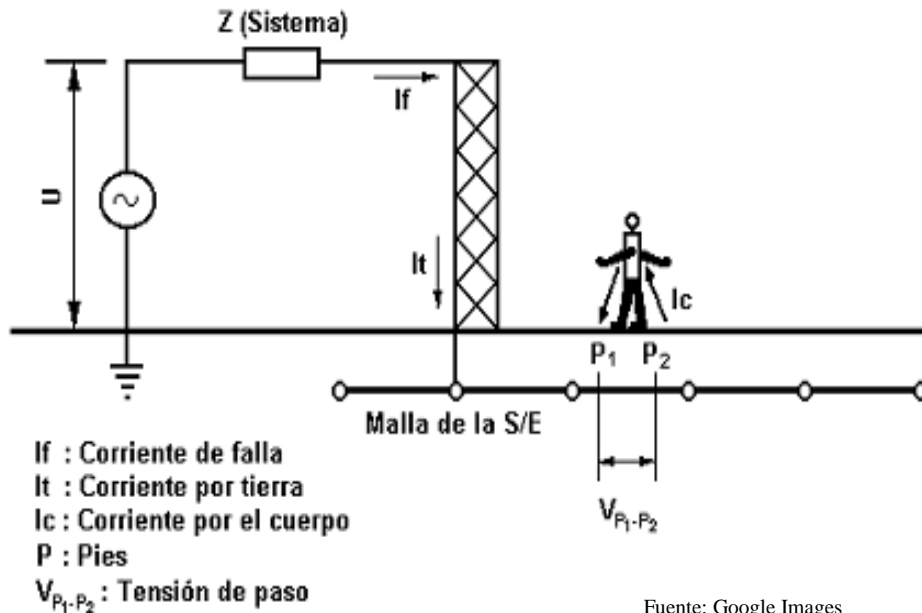


Figura 11.14: Concepto tensión permisible de paso.

11.6.2 Tensión Permisible de Contacto, Et

La *Tensión Permisible de Contacto* representa la diferencia de potencial entre un punto sobre la superficie del terreno y la superficie de un equipo eléctrico energizado, que pueden ser tocados simultáneamente por una misma persona.

En forma genérica, la Tensión Permisible de Contacto se expresa como se indica a continuación:

$$Et = \frac{165 + 0,25 \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (4)$$

Donde:

Et = Tensión Permisible de Paso, en voltios.

ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno, en $\Omega\cdot m$.

t = Tiempo máximo de duración de la falla, en segundos.

La Figura 11.15 muestra el concepto de Tensión Permisible de Contacto:

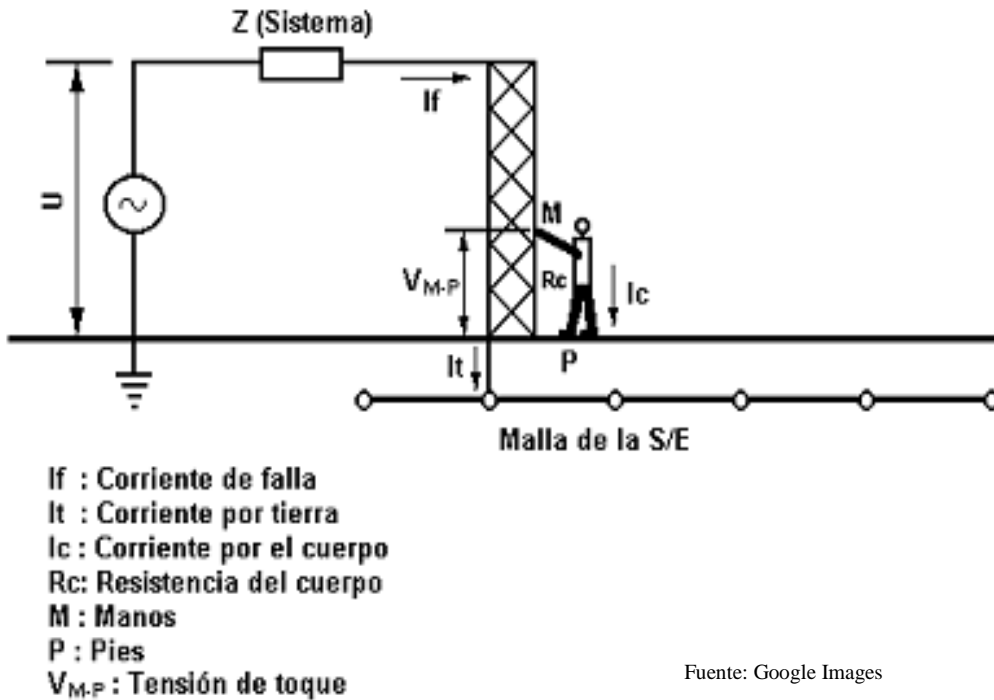


Figura 11.15: Concepto tensión permisible de contacto.

11.7 Diseño de Sistemas de Puesta a Tierra

11.7.1 Selección del Conductor de Malla

Para el cálculo de la sección del conductor de la malla a tierra se aplica la siguiente ecuación:

$$A_c = I \left(\frac{33 t}{\text{Log} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)} \right)^{1/2}$$

Donde:

A_c = Sección del conductor, en milésimas circulares (CM).

I = Corriente máxima de falla, en amperios.

T_m = Temperatura máxima en los nodos de la malla, en °C.

T_m = 450 °C, en uniones soldadas.

T_m = 250 °C, en uniones apernadas.

T_a = Temperatura ambiente, en °C.

t = Tiempo máximo de despeje de la falla, en segundos.

La Tabla 11.2 provee información relativa a la equivalencia entre los calibres de conductores AWG y Circular Mils, así como el diámetro de cada conductor y su sección transversal:

| American Wire Gauge (AWG) | Circular Mil (CM) | Área (mm ²) | Diámetro (mm) |
|---------------------------|-------------------|-------------------------|---------------|
| 0000 | 211,600 | 107 | 11.7 |
| 000 | 167,800 | 85.0 | 10.4 |
| 00 | 133,100 | 67.4 | 9.27 |
| 0 | 105,600 | 53.5 | 8.25 |
| 1 | 83,690 | 42.4 | 7.35 |
| 2 | 66,360 | 33.6 | 6.54 |
| 3 | 52,620 | 26.7 | 5.83 |
| 4 | 41,740 | 21.2 | 5.19 |

Tabla 11.2: Equivalencia entre AWG y circular mils.

Por definición, Circular Mil (CM) es el área equivalente de un círculo cuyo diámetro es de una milésima de pulgada (0.001”), es decir que:

$$1 \text{ CM} = 0.7854 \times 10^{-6} \text{ pulg}^2 = 506.71 \times 10^{-6} \text{ mm}^2$$

Luego, para un conductor 1/0, cuya área transversal es de 53.5 mm², su calibre en CM será:

$$\text{Calibre 1/0: } 53.5 \text{ mm}^2 \times (1 \text{ CM} / 506.71 \times 10^{-6} \text{ mm}^2) \approx 105,600 \text{ CM}$$

11.7.2 Cálculo de las Tensiones Permisibles de Paso y de Contacto

Calcular las *Tensión Permisible de Paso* y *Tensión Permisible de Contacto*, utilizando las Ecuaciones (3) y (4) respectivamente:

$$E_p = \frac{165 + \rho s}{\sqrt{t}} \quad (3)$$

$$E_t = \frac{165 + 0.25 \rho s}{\sqrt{t}} \quad (4)$$

11.7.3 Cálculo de las Tensiones de Paso y de Contacto Reales

Calcular la *Tensión de Paso Real* y la *Tensión de Contacto Real*, aplicando las ecuaciones siguientes, y luego compararlas con las *Tensiones Permisibles de Paso y de Contacto*.

La *Tensión de Paso Real* en una subestación eléctrica viene dada por la ecuación siguiente:

$$E_{p \text{ Real}} = K_s \cdot K_i \cdot \frac{\rho I}{L}$$

Donde:

E_{p Real} = Tensión de Paso Real, en voltios.

K_s = Coeficiente de espaciamiento y profundidad de la malla.

K_i = Coeficiente de irregularidad del terreno.

ρ = Resistividad del Suelo, en Ω-m

I = Corriente máxima de falla, en amperios.

L = Longitud total del conductor, en metros.

La *Tensión de Contacto Real* en una subestación eléctrica se expresa como sigue:

$$E_{t \text{ Real}} = K_m \cdot K_i \cdot \frac{\rho I}{L}$$

Donde:

E_{t Real} = Tensión de Contacto Real, en voltios.

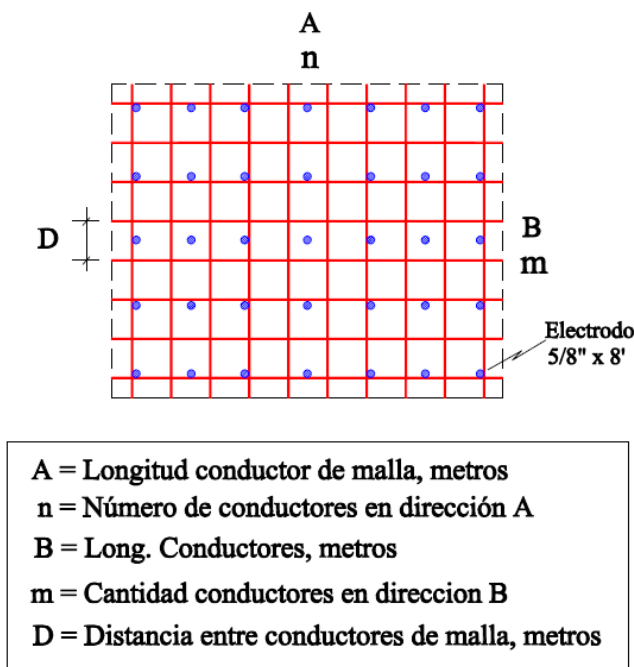
K_m = Coeficiente geométrico de la malla.

11.7.4 Determinación de los Coeficientes Km, Ki y Ks

Para poder calcular estos coeficientes, es preciso conocer los siguientes conceptos:

- A** = Longitud de la malla, en metros.
- B** = Ancho de la malla, en metros.
- L** = Longitud total del conductor, en metros.
- n** = Número de conductores de longitud A en paralelo.
- m** = Número de conductores de longitud B en paralelo.
- D** = Espaciamiento entre conductores, en metros.
- h** = Profundidad de enterramiento, en metros.
- d** = Diámetro del conductor, en m.

La Figura 11.16 representa una malla de puesta a tierra con sus respectivas dimensiones:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 11.16: Dimensiones malla de puesta a tierra.

11.7.5 Longitud Total del Conductor de la Malla

La longitud total del conductor de la malla se determina utilizando la expresión siguiente:

$$L = n \cdot A + m \cdot B$$

11.7.6 Coeficiente Geométrico, Km

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} \right) \ln \left(\frac{3}{4} \times \frac{5}{6} \times \frac{7}{8} \right)$$

11.7.7 Coeficiente de Irregularidades del Terreno, K_i

$$K_i = 0.65 + 0.172 n, \text{ si } n \leq 7$$

$$K_i = 2.0, \text{ si } n > 7$$

11.7.8 Coeficiente de Espaciamiento y Profundidad de la Malla, K_s

$$K_s = \frac{1}{\rho} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} \right)$$

Las *Tensión de Paso Real* y la *Tensión de Contacto Real* deben ser igual o menor que las *Tensiones Permisibles de Paso y de Contacto* respectivamente. Si sus valores son mayores, se debe modificar las dimensiones de la malla o la profundidad de enterramiento de la misma.

Al comparar las Tensiones de Paso y de Contacto Permisible y Real, debe cumplirse lo siguiente:

$$E_{p \text{ Real}} < E_{p \text{ Permisible}}$$

$$E_{t \text{ Real}} < E_{t \text{ Permisible}}$$

De no cumplirse estas condiciones, es necesario variar los valores correspondientes a:

- Calibre de conductor de malla.
- Distanciamiento entre conductores de malla, o
- Profundidad de enterramiento de la malla.

Hasta lograr que dichas condiciones se cumplan.

11.8 Cálculo del Valor de la Resistencia de Puesta a Tierra

Existen dos métodos muy eficaces para calcular el valor de la resistencia de puesta a tierra. Estos son el *Método de Laurent y Niemann*, y el *Método de Dwinght*. El Método de Laurent y Niemann es un método directo, y bastante aproximado, que por medio a una ecuación se puede determinar el valor de la resistencia de puesta a tierra.

En cambio, el Método de Dwinght requiere seis pasos, e igual número de ecuaciones para poder calcular dicha resistencia.

Para fines prácticos el Método de Laurent y Niemann es suficientemente aproximado, por lo que será el que aplicaremos en nuestros estudios de puesta a tierra de subestaciones eléctricas.

11.8.1 Método de Laurent y Niemann

Se expresa por medio de la ecuación siguiente:

$$R_t = 0.433 \rho \left(\frac{1}{\sqrt{A_M}} + \frac{1}{L} \right)$$

Donde:

R_t = Resistencia de puesta a tierra, en Ω .

ρ = Resistividad del Suelo, en Ω -m.

A_M = Área de la malla de puesta a tierra, en m^2 .

L = Longitud del conductor, en m.

Los valores de resistencias de puesta a tierra típicos aconsejables se detallan en la Tabla 11.3 siguiente:

| RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA | |
|--|-----------------------------|
| | VALORES MAXIMOS |
| APLICACIÓN | RESISTENCIA PUESTA A TIERRA |
| Estructuras de Redes de Transmisión | 20 Ω |
| Subestaciones de Alta y Ultra Alta Tensión | 1 Ω |
| Subestaciones de Media Tensión | 10 Ω |
| Protección Contra Descargas Atmosféricas | 10 Ω |

Fuente: Imagen Autor ®

Tabla 11.3: Resistencia de puesta a tierra en sistemas de potencia.

11.9 Cálculo del Número de Electrodo de Puesta a Tierra

Una correcta puesta a tierra de una subestación eléctrica requiere la instalación de electrodos de puesta a tierra interconectados con la malla de aterrizaje. La sola existencia de electrodos de puesta a tierra no garantiza la existencia de una superficie equipotencial, por lo que las tensiones de paso y de contacto pudieran alcanzar valores peligrosos.

Mediante pruebas de laboratorio se ha podido determinar que la efectividad de la puesta a tierra decrece cuando se aumenta el número de electrodos, por encima de un cierto límite.

El siguiente procedimiento nos permite calcular el número de electrodos que se deben instalar en un área determinada:

11.9.1 Cálculo de la resistencia óhmica del electrodo

Enterrado a una profundidad de entre 0.5 m y 1.0 m, mediante la ecuación siguiente:

$$R_e = \frac{\rho}{2 \pi L_e} \left(\ln \left(\frac{4 L_e}{r_e} \right) - 1 \right)$$

Donde:

R_e = Resistencia de un electrodo, en Ω .

ρ = Resistividad del terreno, en Ω -m.

L_e = Longitud del electrodo, en m.

r_e = Radio del electrodo, en m.

11.9.2 Cálculo de la resistividad del electrodo

Aplicando la ecuación siguiente:

$$\rho_e = R_e \times L_e$$

Donde:

ρ_e = Resistividad del electrodo, en Ω -m.

R_e = Resistencia del electrodo, en Ω .

L_e = Longitud del electrodo, en m.

11.9.3 Cálculo de la conductividad del electrodo

Utilizando la expresión siguiente:

$$K_e = \frac{1}{\rho_e}$$

Donde:

K_e = Conductividad del electrodo, $\Omega^{-1} - m^{-1}$ ó Siemens/m

ρ_e = Resistividad del electrodo, en Ω -m.

11.9.4 Cálculo de la resistividad de la resistencia de puesta a tierra calculada

$$\rho_t = R_t \times L_e$$

11.9.5 Cálculo de la conductividad de la resistencia de puesta a tierra calculada

$$K_t = \frac{1}{\rho_t}$$

11.9.6 Cálculo del número mínimo de electrodos requeridos

Aplicando la relación siguiente:

$$\text{Número Electrodos} = \frac{\text{Conductividad Deseada}}{\text{Conductividad Electrodo}} = \frac{K_t}{K_e}$$

11.10 Proyecto Puesta a Tierra Subestación Eléctrica

Diseño de un sistema de puesta a tierra para una Subestación Eléctrica, con las siguientes características:

Tensión Nominal Subestación: 138 KV

Dimensiones de la Subestación: 50 m x 50 m

Longitud de la malla (A): 50 m

Ancho de la malla (B): 50 m

Número de conductores A: $n = 25$

Número de conductores B: $m = 25$

Espaciamiento entre conductores: 2 m

Profundidad de enterramiento de la malla: 0.80 m

Tipo de uniones en la malla: Soldadas

Temperatura ambiente media: 32 °C

Corriente máxima de falla: 12,500 A

Tiempo máximo de despeje de la falla: 1 segundo

Tipo de suelo: Arcilloso

Resistividad de la superficie: 1800 Ω -m

Elegir tipo de electrodo de aterrizaje:

5/8" x 8'; 3/4" x 7'; o 1/2" x 6'

SOLUCION

1. **Selección del Conductor de Malla**

Para el cálculo de la sección del conductor de la malla a tierra se aplica la siguiente ecuación:

$$A_c = I \left(\frac{33 t}{\text{Log} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)} \right)^{1/2}$$

Donde:

A_c = Sección del conductor, en milésimas circulares (CM).

I = Corriente máxima de falla, en amperios = 12,500A

T_m = Temperatura máxima en los nodos de la malla = 450 °C

T_a = Temperatura ambiente = 32 °C.

t = Tiempo máximo de despeje de la falla = 1 segundo

$$A_c = (12,500) \left(\frac{33 \times 1}{\text{Log} \left(\frac{450 - 32}{234 + 32} + 1 \right)} \right)^{1/2}$$

A_c = 112,125 c.m.

El valor comercial siguiente a 112,500 circular mils se corresponde con 133,100 circular mils, equivalente a un conductor AWG No. 2/0, trenzado, desnudo (Tabla 11.2).

2. **Cálculo de las Tensiones Permisibles de Paso y de Contacto**

Tensión Permissible de Paso:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

Donde:

E_p = Tensión Permissible de Paso, en voltios.

ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno = 1800 Ω-m.

t = Tiempo máximo de duración de la falla = 1 segundo

$$E_p = \frac{165 + 1800}{\sqrt{1}} = 1,965 \text{ Volts}$$

Tensión Permisible de Contacto:

$$E_t = \frac{165 + 0.25 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

Donde:

- E_t** = Tensión Permisible de Contacto, en voltios.
- ρ_s** = Resistividad de la superficie del terreno = 1800 Ω-m.
- t** = Tiempo máximo de duración de la falla = 1 segundo

$$E_t = \frac{165 + 0.25 \times 1800}{\sqrt{1}} = 615 \text{ Volts}$$

3. Cálculo de las Tensiones de Paso y de Contacto Reales

Tensión de Paso Real:

$$E_{p \text{ Real}} = K_s \cdot K_i \cdot \frac{\rho \cdot I}{L}$$

Donde:

- E_{p Real}** = Tensión de Paso Real, en voltios.
- K_s** = Coeficiente de espaciamiento y profundidad de la malla.
- K_i** = Coeficiente de irregularidad del terreno.
- ρ** = Resistividad del Suelo = 100 Ω-m
- I** = Corriente máxima de falla = 12,500 A
- L** = Longitud total del conductor, en metros.

Coeficiente de Espaciamiento y Profundidad de la Malla, K_s:

$$K_s = \frac{1}{\rho} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} \right)$$

$$K_s = \frac{1}{\rho} \left(\frac{1}{2 \times 0.80} + \frac{1}{2 + 0.80} + \frac{1}{2 \times 2} + \frac{1}{3 \times 2} \right) = 0.4453$$

Coefficiente de Irregularidades del Terreno, K_i :

$K_i = 2.0$, si $n > 7$; en nuestro caso $n = 8$

$K_i = 2.0$

La longitud total del conductor se determina utilizando la expresión siguiente:

$$L = n \cdot A + m \cdot B = 25 \times 50 + 25 \times 50 = 2,500 \text{ m}$$

$$E_{p \text{ Real}} = (0.4453) (2.0) \frac{100 \times 12,500}{2,500} = 445 \text{ Volts}$$

$$\left. \begin{array}{l} E_{p \text{ Real}} = 445 \text{ Volts} \\ E_{p \text{ Permissible}} = 1,965 \text{ Volts} \end{array} \right\} E_{p \text{ Real}} < E_{p \text{ Permissible}} \text{ (Cumple)}$$

La **Tensión de Contacto Real** en una subestación eléctrica se expresa como sigue:

$$E_{t \text{ Real}} = K_m \cdot K_i \cdot \frac{\rho I}{L}$$

Coefficiente Geométrico, K_m :

$$K_m = \frac{1}{2 \sqrt[4]{}} \ln \left(\frac{D^2}{16 h d} \right) + \frac{1}{\sqrt[4]{}} \ln \left(\frac{3}{4} \times \frac{5}{6} \times \frac{7}{8} \right)$$

$d = 0.0093 \text{ m}$ (Diámetro del conductor No. 2/0 AWG)

$$K_m = \frac{1}{2 \sqrt[4]{}} \ln \left(\frac{(2)^2}{16 (0.80) (0.0093)} \right) + \frac{1}{\sqrt[4]{}} \ln \left(\frac{3}{4} \times \frac{5}{6} \times \frac{7}{8} \right) = 0.5594 - 0.1921$$

$K_m = 0.3673$

$$E_{t \text{ Real}} = (0.3673) (2.0) \frac{(100) (12,500)}{2,500} = 367 \text{ Volts}$$

$$\left. \begin{array}{l} E_{t \text{ Real}} = 367 \text{ Volts} \\ E_{t \text{ Permissible}} = 615 \text{ Volts} \end{array} \right\} E_{t \text{ Real}} < E_{t \text{ Permissible}} \text{ (Cumple)}$$

4. Cálculo del Valor de la Resistencia de Puesta a Tierra

Método de Laurent y Niemann

Se expresa por medio de la ecuación siguiente:

$$R_t = 0.433 \rho \left(\frac{1}{\sqrt{A_M}} + \frac{1}{L} \right)$$

Donde:

R_t = Resistencia de puesta a tierra, en Ω .

ρ = Resistividad del Suelo = 100 Ω -m.

A_M = Área de la malla de puesta a tierra = 50 x 50 = 2,500 m²

L = Longitud del conductor = 2,500 m

$$R_t = (0.433) (100) \left(\frac{1}{\sqrt{2,500}} + \frac{1}{2,500} \right) = 0.8833 \Omega$$

De acuerdo con la Tabla 11.2, la Resistencia de puesta a tierra máxima para una subestación de alta tensión es de 1 Ω . En nuestro caso nos dio 0.8833 Ω , el cual es un valor inferior al requerido.

5. Cálculo del Número de Electrodo de Puesta a Tierra

- 1) Calcular la resistencia del electrodo, enterrado a una profundidad de entre 0.5 m y 1.0 m, mediante la ecuación siguiente:

$$R_e = \frac{\rho}{2 \pi L_e} \left(\text{Ln} \left(\frac{4 L_e}{r_e} \right) - 1 \right)$$

Donde:

R_e = Resistencia de un electrodo, en Ω .

ρ = Resistividad del terreno = 100 Ω -m.

L_e = Longitud del electrodo = 2.44 m (8')

r_e = Radio del electrodo = 0.0159 m (5/8")

$$R_e = \frac{100}{2 \pi (2.44)} \left(\text{Ln} \left(\frac{(4) (2.44)}{0.0159} \right) - 1 \right) = 35.35 \Omega$$

- 2) Calcular la resistividad del electrodo, aplicando la ecuación siguiente:

$$\rho_e = R_e \times L = 35.35 \times 2.44 = 86.25 \Omega\text{-m}$$

- 3) Calcular la conductividad del electrodo, utilizando la expresión siguiente:

$$K_e = \frac{1}{\rho_e} = \frac{1}{86.25} = 0.0116 \text{ Siemens/m}$$

- 4) Calcular la resistividad de la resistencia de puesta a tierra calculada:

$$\rho_t = R_t \times L_e = 0.8833 \times 2.44 = 2.2 \Omega\text{-m}$$

- 5) Calcular la conductividad de la resistencia de puesta a tierra calculada:

$$K_t = \frac{1}{\rho_t} = \frac{1}{2.2} = 0.4545 \text{ Siemens/m}$$

- 6) Calcular el número mínimo de electrodos requeridos, aplicando la relación siguiente:

$$\text{Número Electrodos} = \frac{\text{Conductividad Deseada}}{\text{Conductividad Electrodo}} = \frac{K_t}{K_e}$$

$$\text{Número Electrodos} = \frac{0.4545}{0.0116} = 39.2 = 40 \text{ electrodos}$$

Capítulo 12

Relés de Protección

12.1 Transformadores de Medición

Los dispositivos de medición y relés de protección toman sus señales a partir de los denominados transformadores de medida o de control. La razón del uso de estos transformadores estriba en la reducción en los costos de dichos equipos, dado que no estarán sometidos a los efectos de altas tensiones y corrientes. Además se protege a los usuarios de los mismos contra los peligros que significan dichos niveles de potencia.

Los transformadores de medida son de dos tipos, a saber:

- 1) Transformadores de Corriente o CT's, por sus siglas en inglés "Current Transformers".
- 2) Transformadores de Tensión o Potenciales o PT's, por sus siglas en inglés "Potential Transformers".

12.2 Transformadores de Corriente

Son transformadores de medición en los cuales la corriente secundaria es proporcional a la primaria, y con un ángulo de desfase prácticamente nulo entre ellas. Los transformadores de corriente se construyen para una gran variedad de corrientes primarias, estando la corriente secundaria de los mismos normalizada a 5 amperios. En casos excepcionales se pueden especificar para una corriente secundaria de 1 amperio, cuando los conductores secundarios son de gran longitud, para minimizar las pérdidas resistivas.

La razón por cociente entre las corrientes primaria y secundaria es lo que se conoce como relación o razón de transformación del transformador de corriente.

Los valores establecidos de corrientes primarias para transformadores de corriente de alta tensión son los siguientes: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000, 4000 A, etc. La Figura 12.01 muestra los componentes de un transformador de corriente CTA 145 Serie Balteau de Alstom, para 245 kV de tensión máxima.

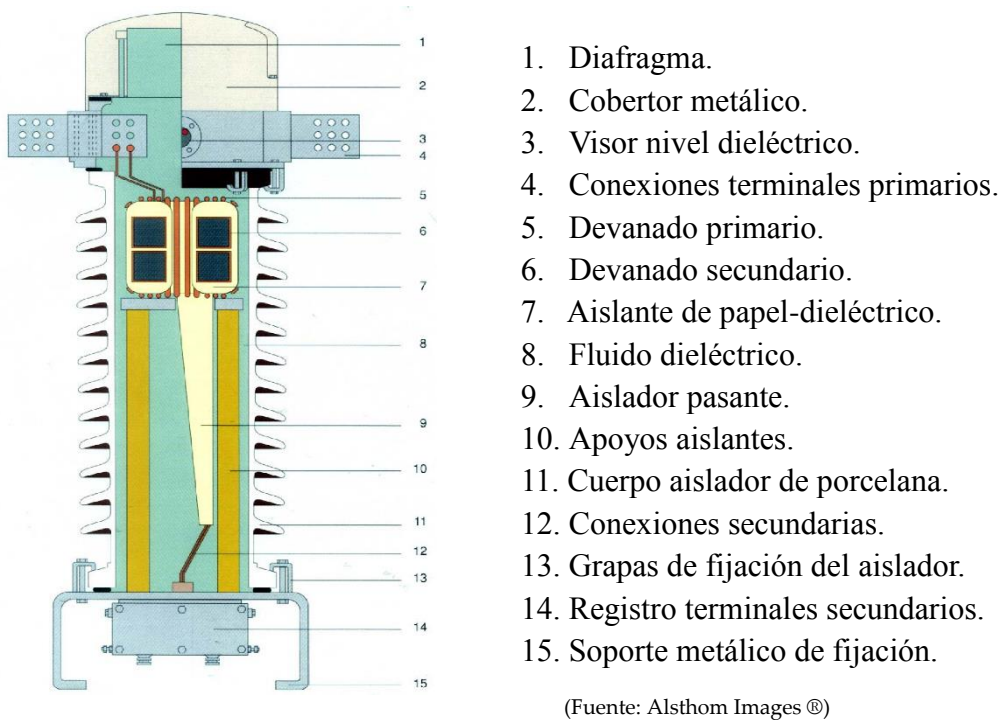
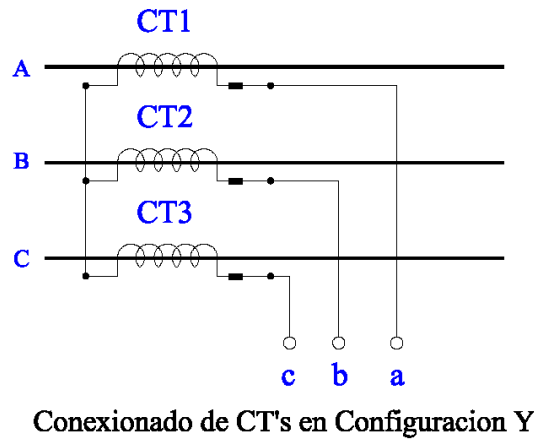


Figura 12.01: Componentes transformador de corriente @ 245 kV

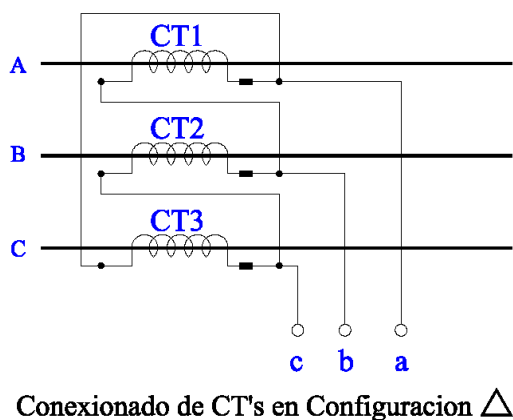
La Figura 12.02 muestra de una manera esquemática la conexión estrella de tres transformadores de corriente:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 12.02: Esquema conexión estrella transformadores de corriente.

La Figura 12.03 muestra de una manera esquemática la conexión delta de tres transformadores de corriente:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 12.03: Esquema conexión delta transformadores de corriente.

12.2.1 Precisión en medición

La precisión de un transformador de corriente se designa como Clase de Precisión, y expresa el mayor error porcentual que este puede tolerar, tomando como premisas su intensidad primaria y frecuencia nominales.

Valores estandarizados:

| Clase | Utilización |
|-----------|--|
| 0.1 | Bancos de pruebas y calibraciones de laboratorios. |
| 0.2 a 0.3 | Medidores de energía para alta tensión. |
| 0.5 a 0.6 | Medidores de energía a media tensión. |
| 1.2 | Registadores y relés de protección de distancia y diferenciales. |
| 3 a 5 | Relés de sobrecorriente. |

Fuente: Imagen Autor ®

Tabla 12.1: Clases de precisión para transformadores de medición.

12.2.2 Especificaciones de un transformador de corriente

De acuerdo con la norma **IEC 60185**, los transformadores de corriente deben poseer una placa con las siguientes características:

1. Fabricante del transformador de corriente.
2. Serie y tipo de transformador de corriente.
3. Intensidades primaria y secundaria de operación, en amperes.
4. Frecuencia de operación en Hz.
5. Potencia y clase de precisión.

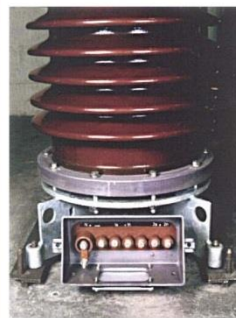
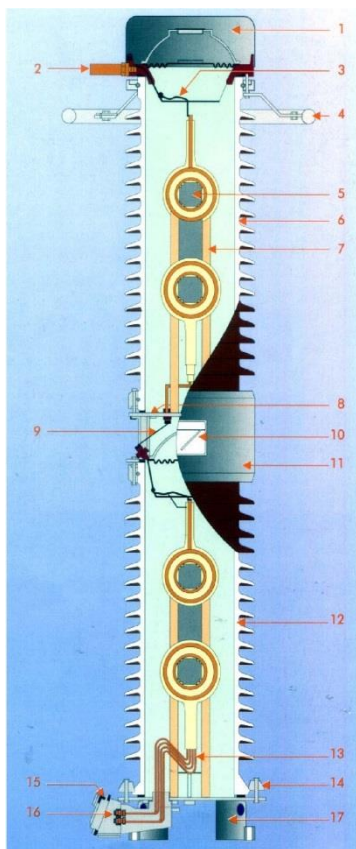
6. Tensión máxima de la red.
7. Aislamiento nominal.

12.3 Transformadores Potenciales o de Tensión

Son transformadores de tensión utilizados para reducir las altas tensiones de los sistemas eléctricos, a niveles bajos, para aplicarlos a los instrumentos de medición y a relés de protección. El ángulo de desfase entre las tensiones primaria y secundaria debe ser nulo, para una conexión apropiada.

El cociente entre dichas tensiones se denomina razón de transformación de los transformadores potenciales. La tensión primaria de los transformadores potenciales se selecciona de acuerdo con la tensión nominal de la instalación; pero la tensión secundaria está normalizada a 120 voltios. Por ejemplo: 600V; 2.4kV; 7.2kV; 12.5kV; 34.5kV; 69kV; 138kV; 230kV; 345kV:120V, etc.

La Figura 12.04 muestra un transformador de tensión típico para alta tensión.



1. Cobertor metálico
2. Conexiones terminal primario
3. Conexión interna de A.T.
4. Aro atenuación efecto corona (†)
5. Núcleos magnéticos y bobinados
6. Aislador superior
7. Barras aislantes núcleos
8. Apoyo metálico unidad superior
9. Conexiones baja tensión
10. Visor de nivel del dieléctrico
11. Cubierta de aluminio
12. Aislador inferior
13. Conexiones terminal secundario
14. Grapas fijación aislador inferior a base
15. Registro terminales secundarios
16. Terminales secundarios
17. Base metálica de soporte

(Fuente: Alsthom Images ®)

Figura 12.04: Componentes transformador potencial a 245 kV.

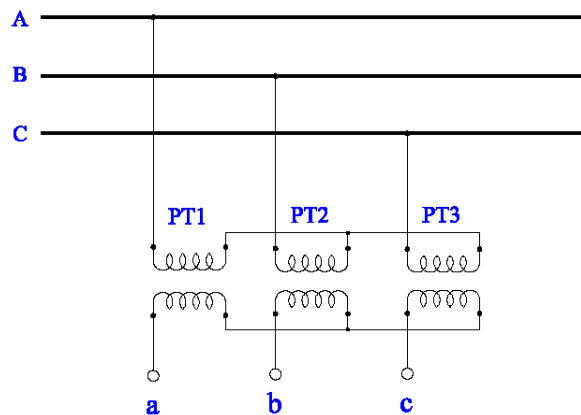
(†) El **efecto corona** es un halo luminoso originado en los conductores de las redes de alta tensión. La ionización del aire alrededor del conductor produce el efecto corona, motivado por los altos valores de tensión de las líneas de transmisión. La ionización de las moléculas de aire hace que estas se vuelvan conductoras de la electricidad. La circulación de corriente entre las moléculas ionizadas provocara un aumento de temperatura de este, adquiriendo un color rojizo para bajos niveles de temperatura, y un tanto azulado para niveles altos de tensión.

La Figura 12.05 muestra una fotografía de las manifestaciones del efecto corono en una red de transmisión a 500 kV.



Figura 12.05: Efecto corona en una red de transmisión a 500 kV.

La Figura 12.06 muestra el tipo básico de conexión empleado en los transformadores potenciales.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 12.06: Conexión Y-Y de transformadores potenciales.

12.3.1 Transformadores de tensión para medición

Los transformadores de tensión para medición, como su nombre lo sugiere, se utilizan para alimentar equipos de medición. Se requiere de estos el máximo de precisión debido a la naturaleza de la medición comercial. La *Clase o Precisión* es lo que define la medida de exactitud de un transformador de medición. Esta precisión se expresa en porcentajes. Los valores normalizados de precisión son: **0,1 – 0,2 – 0,5 – 1,0 – 3,0**.

12.3.2 Transformadores de tensión para protección

Los transformadores potenciales para protección proveen tensión a los relés de protección. El nivel de precisión de un transformador de tensión para protección es inferior que el que se utiliza para medición, pero si se combinan ambos en un mismo transformador, deben poseer el nivel de precisión del de medición.

12.3.3 Límites de error de tensión y de ángulo de desfase

La Tabla IEC siguiente muestra los valores de precisión requeridos para cada aplicación en particular:

| Clases de Precisión para Transformadores de Tensión | | | | |
|---|--------------------|--------------------|----------------------------|-----------------------------------|
| Clase de precisión | Límites de tensión | Error de tensión % | Angulo de error en minutos | Angulo de error en centirradianes |
| 0,1 | 0,8 – 1,2 Un | ± 0,1 | ± 5 | ± 0,15 |
| 0,2 | 0,8 – 1,2 Un | ± 0,2 | ± 10 | ± 0,30 |
| 0,3 | 0,8 – 1,2 Un | ± 0,3 | ± 20 | ± 0,60 |
| 1,0 | 0,8 – 1,2 Un | ± 1 | ± 40 | ± 1,20 |
| 3,0 | 1 Un | ± 3 | ---- | ---- |

Fuente: Imagen Autor ®

Tabla 12.2: Clases de precisión para transformadores de tensión.

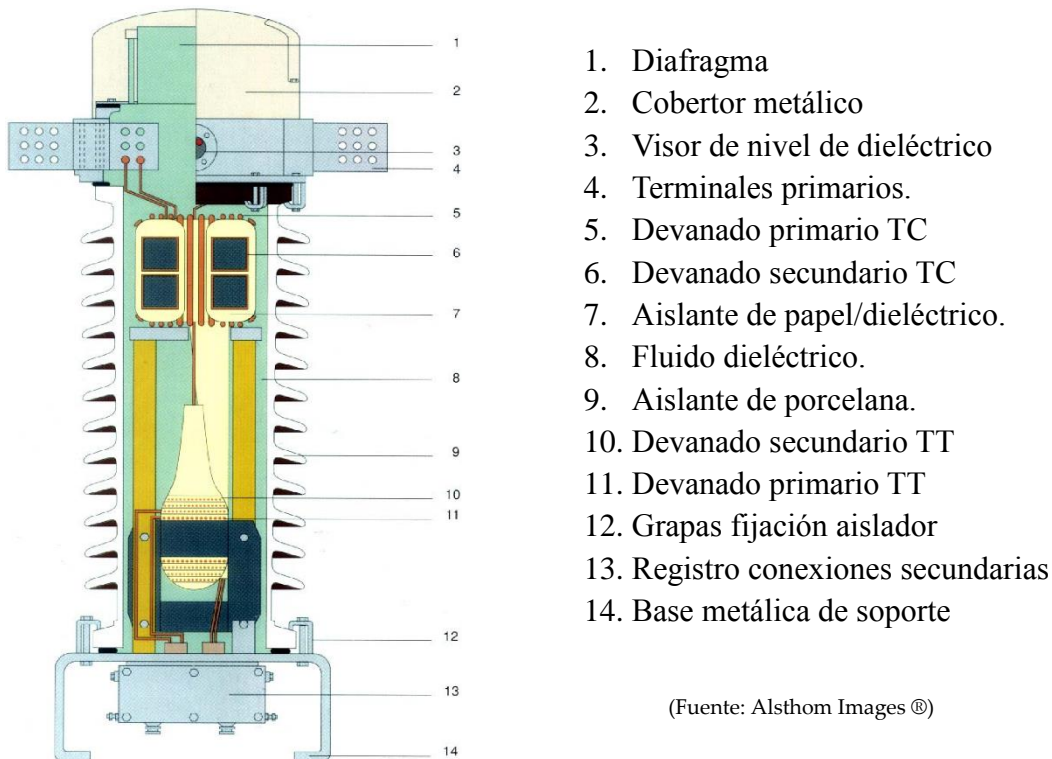
12.3.4 Especificaciones de un transformador de tensión

De acuerdo con la Norma IEC 60186 los transformadores de tensión deben ser identificados de la manera siguiente:

1. Nombre del fabricante.
2. Número de serie y tipo.
3. Tensiones primaria y secundaria nominales.
4. Frecuencia de operación, en Hz.
5. Potencia y clase de precisión correspondiente.
6. Tensión máxima de la red.
7. Nivel nominal de aislamiento.

12.4 Transformadores Combinados de Corriente y Tensión

Como su nombre lo sugiere, los transformadores combinados de corriente y tensión son unidades de conjunto que combinan ambas funciones de transformación en un mismo equipo. La Figura 12.07 muestra una sección transversal de un transformador de medida combinado de la firma Alstom.



(Fuente: Alstom Images ®)

Figura 12.07: Componentes de un transformador de corriente y potencial.

12.5 Relés de Protección

Para minimizar los efectos de las perturbaciones en los sistemas eléctricos de potencia es necesario utilizar dispositivos de protección apropiados. Estos dispositivos son conocidos con el nombre genérico de *relés de protección*. Un *relé de protección* es un dispositivo que al energizarse actúa para indicar o aislar una condición anormal de operación.

12.5.1 Propiedades de los relés de protección

Los relés de protección deben cumplir las condiciones siguientes:

1. Confiabilidad
2. Sensibilidad
3. Rapidez
4. Selectividad
5. Automaticidad

12.5.2 Confiabilidad

Los Relés de Protección siempre deben responder a la condición de falla para lo cual fueron seleccionados.

12.5.3 Sensibilidad

La sensibilidad es la cualidad que le permite a un relé de protección activarse ante la presencia del mínimo valor de la perturbación que pueda aparecer en el sistema.

12.5.4 Rapidez

Los relés de protección deben actuar en el menor tiempo posible para evitar la destrucción o daños permanentes de los equipos eléctricos.

12.5.5 Selectividad

La selectividad de un esquema de protección consiste en la habilidad de dicho esquema de identificar una falla y sacar de operación la menor cantidad posible de circuitos al eliminar la falla.

12.5.6 Automaticidad

Dada la complejidad de los sistemas eléctricos de potencia, y la rapidez de propagación de las perturbaciones en dichos sistemas, es necesario que la operación de los relés de protección se realice de una manera automática.

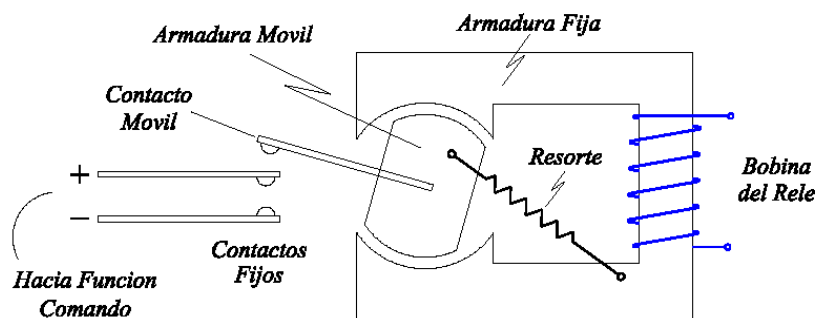
12.6 Clasificación de los relés de protección

Los relés de protección se clasifican, en forma general, en función de lo siguiente:

1. Por las características constructivas:

- a) Electromagnéticos: Armadura Móvil y Núcleo de Succión
- b) Inducción: Disco
- c) Electrodinámicos: Interacción de Bobinas
- d) Electrónicos
- e) Térmicos

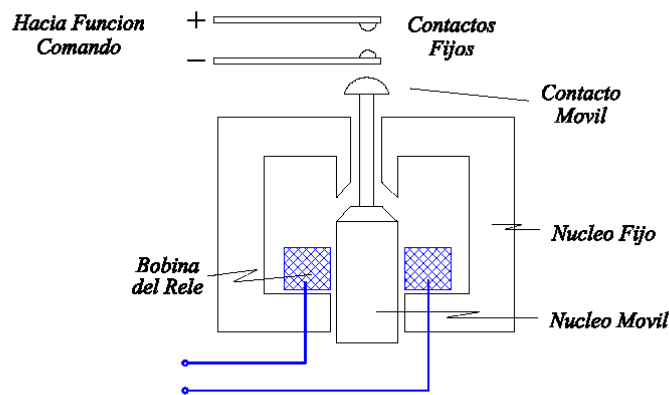
Un esquema de un relé electromagnético de armadura móvil es representado en la Figura 12.08:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 12.08: Relé electromagnético de armadura móvil.

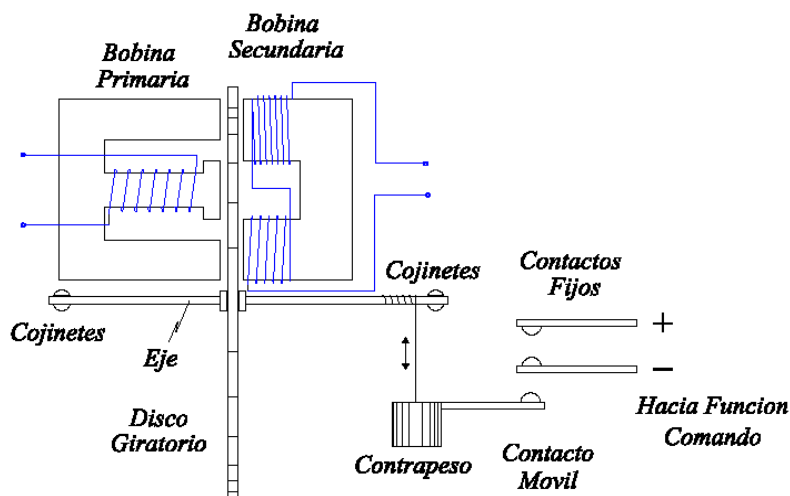
Un esquema de un relé electromagnético de núcleo de succión es reseñado en la Figura 12.09:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 12.09: Relé electromagnético de núcleo de succión.

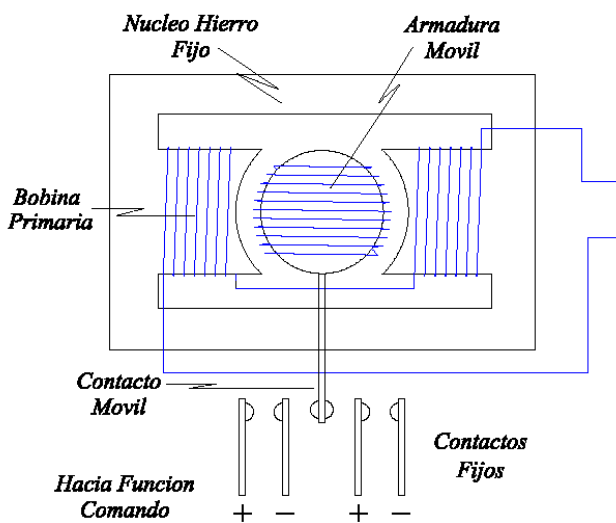
Un esquema de un relé de inducción de disco es mostrado en la Figura 12.10:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 12.10: Relé de inducción de disco.

Un esquema de un relé electrodinámico o de interacción de bobinas es representado en la Figura 12.11:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 12.11: Relé electrodinámico o de interacción de bobinas.

La Figura 12.12 muestra una fotografía de dos modelos de relés electrónicos:



Figura 12.12: Relés electrónicos.

Un relé térmico es mostrado en la fotografía de la Figura 12.13:



Figura 12.13: Relé térmico.

12.6.7 Por la magnitud eléctrica que controlan o miden

- a) Intensidad
- b) Tensión
- c) Producto
- d) Cociente
- e) Diferenciales
- f) Frecuencia

12.6.8 Relés de Intensidad

Como su nombre lo sugiere, actúan por la acción de la intensidad de la corriente que atraviesa el relé; por esta razón se les conoce como relés de corriente. Estos dispositivos pueden ser *relés de máxima intensidad*, cuando son accionados por una corriente mayor que la de operación del equipo protegido. Se definen, en cambio, como *relés de mínima intensidad* a aquellos que son accionados por una corriente menor que la de operación del equipo protegido. Por lo general son relés electromagnéticos o térmicos.

12.6.9 Relés de Tensión

Son conocidos también como relés voltimétricos y actúan bajo el efecto de una tensión preestablecida. Se llaman *relés de sobretensión o de máxima tensión* si actúan al sobrepasar un valor de tensión determinado. Se denominan *relés de subtensión o de mínima tensión* si se activan cuando la tensión adquiere un valor menor que el preestablecido.

12.6.10 Relés de Producto

Como su nombre lo indica, actúan por la acción del producto de dos magnitudes eléctricas. Los más conocidos son los *relés de potencia*, los cuales entran en funcionamiento por la acción del producto de la corriente que atraviesa el relé, por la tensión a que están sometidos los bornes del mismo.

12.6.11 Relés de Cociente

Estos relés son accionados cuando el cociente de dos magnitudes eléctricas llega a un cierto valor prefijado. Los más empleados son los *relés de mínima impedancia*, que actúan cuando la impedancia del sistema que protege, es decir el cociente entre su tensión y su corriente, disminuye por debajo de un valor preestablecido. Los relés de cociente son generalmente electrodinámicos o ferrodinámicos.

12.6.12 Relés Diferenciales

Los *relés diferenciales* son accionados cuando la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo sobrepasa un valor previamente establecido. Se caracterizan por su sensibilidad y selectividad. Se construyen del tipo electromagnético o del tipo de inducción.

12.6.13 Relés de Frecuencia

Estos relés son accionados por valores de frecuencia que se aparten del rango previamente establecido. Son construidos generalmente del tipo de inducción.

12.6.14 Por el tiempo de funcionamiento

- a) Acción Instantánea.
- b) Acción Diferida.

12.6.15 Relés de Acción Instantánea

Los *relés de acción instantánea* no poseen dispositivos de retardo, por lo que entran en funcionamiento en el mismo instante en que la magnitud eléctrica controlada (corriente, tensión, impedancia, etc.) sobrepasa el valor de calibración. Se les llama también *relés instantáneos*.

El grafico muestra las características de funcionamiento de un *relé instantáneo de máxima intensidad*. En el eje de abscisas se representan las intensidades de corriente y en el de ordenadas, los tiempos de funcionamiento o de desconexión del relé.

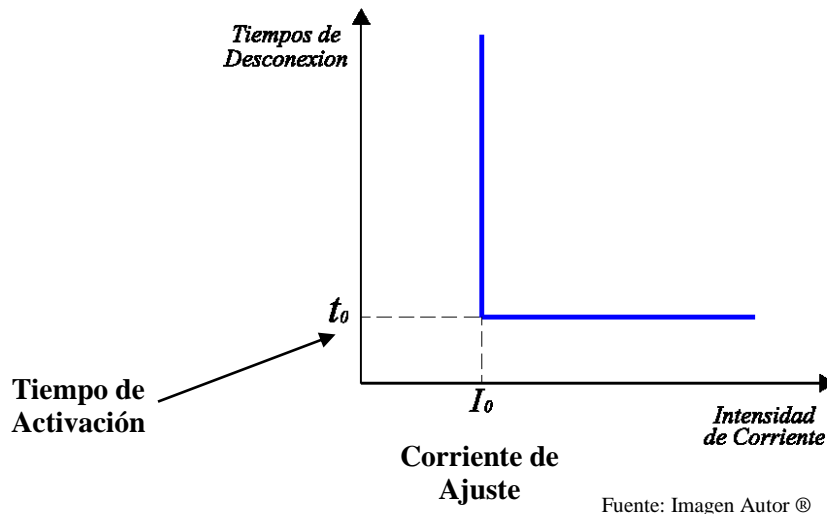


Figura 12.14: Curva característica relé instantáneo de máxima intensidad

Cuando el circuito protegido consume una corriente igual o menor que I_0 , el relé no es activado. Pero si dicha corriente sobrepasa el valor I_0 , el relé actuará en el tiempo t_0 , que en los relés modernos es del valor de milésimas de segundo, es decir, prácticamente instantáneo. Independientemente del valor de la sobre intensidad, el tiempo de activación será t_0 .

12.6.16 Relé de Acción Diferida o Temporizado

Se les denomina también *relés temporizados* (“*time delay relay*”). Poseen un dispositivo de temporización (de espera) de tal forma que el relé entra en funcionamiento después de cierto tiempo de haber sido accionado por la variable eléctrica controlada. El gráfico de la figura muestra el comportamiento de un relé de acción diferida. La curva característica de un relé de acción diferida es mostrada en la Figura 12.15:

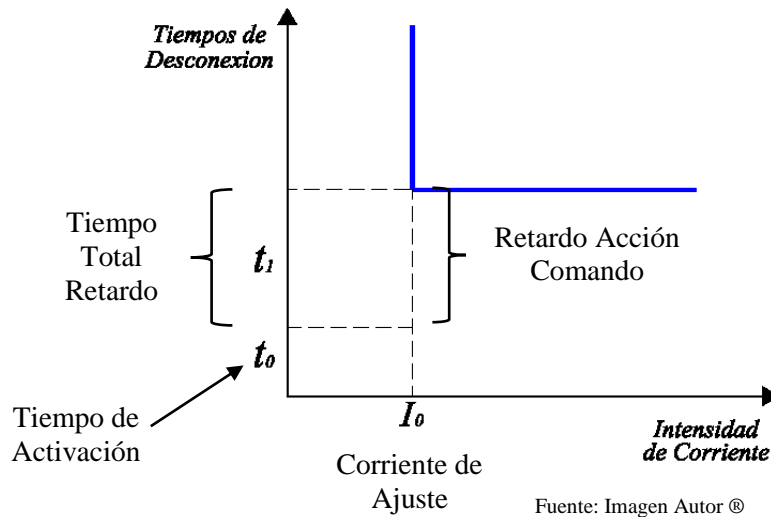


Figura 12.15: Curva característica relé acción diferida.

En la gráfica I_0 es la corriente nominal del relé, o corriente de energización del mismo; t_0 es el tiempo propio de funcionamiento; y t_1 es el retardo de la acción de comando. El tiempo $t_0 + t_1$ es el tiempo total de la acción diferida o temporizada.

Capítulo 13

Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

13.1 Tipos Básicos de Relés de Protección

Existen numerosos relés y combinaciones de relés disponibles para la protección de los sistemas eléctricos; pero realmente hay pocas diferencias fundamentales entre estos. Los relés básicos utilizados en los sistemas de potencia son los siguientes:

1. Relés de Sobrecorriente
2. Relés Direccionales
3. Relés Diferenciales
4. Relés de Distancia
5. Relés Pilotos
6. Relés Estáticos

13.2 Relés de Sobrecorriente

Es el más simple de los relés de protección. Como su nombre lo indica, opera cuando fluye una corriente de un valor determinado, en una porción particular del sistema de potencia. Hay dos tipos básicos de relés de sobrecorriente, el *relé instantáneo* y el *relé de tiempo retardado o temporizado*.

El relé de sobrecorriente instantáneo es diseñado para operar sin retardo de tiempo, cuando la corriente de carga excede la corriente de ajuste del relé. En general, el tiempo de operación de este relé puede variar ampliamente, pudiendo ser tan bajo como 16 milisegundos, o tan alto como una décima de segundo.

El relé de sobrecorriente temporizado posee una característica operacional tal, que el tiempo de operación varía inversamente con la intensidad de la corriente que fluye por el relé. Esta propiedad está indicada en la figura siguiente. El grafico muestra las tres curvas características de estos relés temporizados, *inversa*, *muy inversa* y *extremadamente inversa*. Estas curvas difieren en el régimen de reducción del tiempo en función del incremento de la corriente.

Las curvas características de los relés instantáneos y temporizados se muestran a continuación:

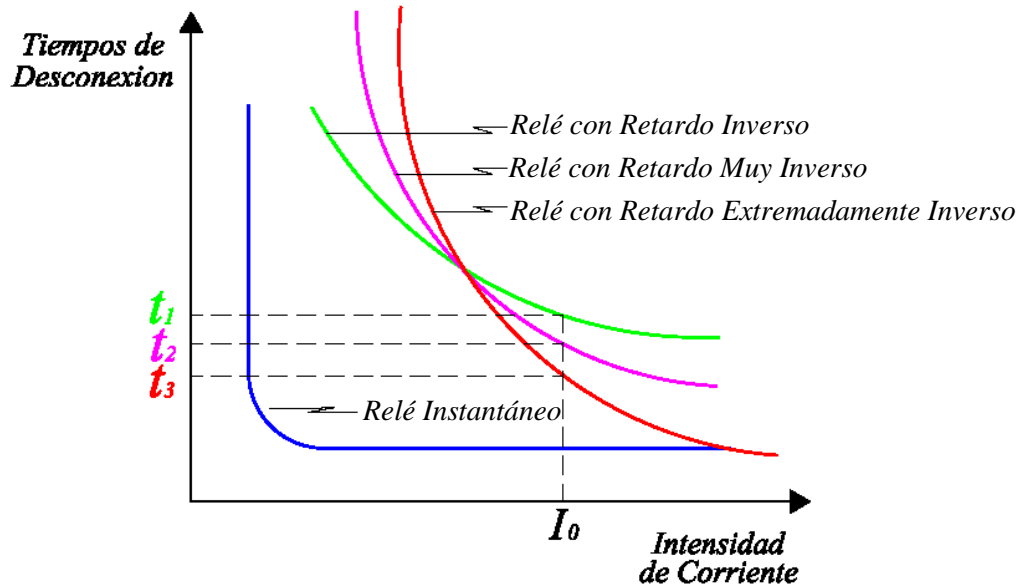


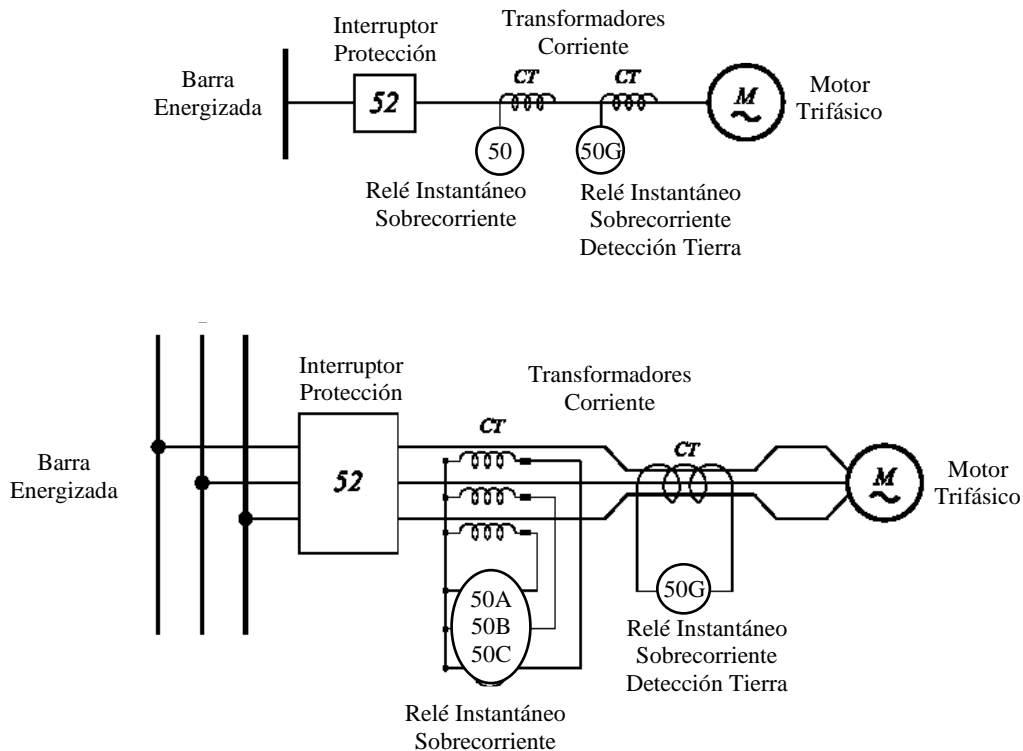
Figura 13.01: Curvas características relés instantáneos y temporizados.

Los relés de sobrecorriente son inherentemente no selectivos, dado que pueden detectar condiciones de sobrecorriente (fallas) no solamente en el equipo que protegen, sino también en equipos en su proximidad. En algunos casos se suelen emplear relés direccionales, en combinación con los relés de sobrecorriente para lograr selectividad.

Los relés de sobrecorriente han sido utilizados, de una forma u otra, en todos los componentes del sistema de potencia. Cuando son usados en sistemas de alta tensión, se utilizan más como protección de respaldo que como protección primaria.

Los relés de sobrecorriente instantáneos utilizan el código 50, y los temporizados el código 51.

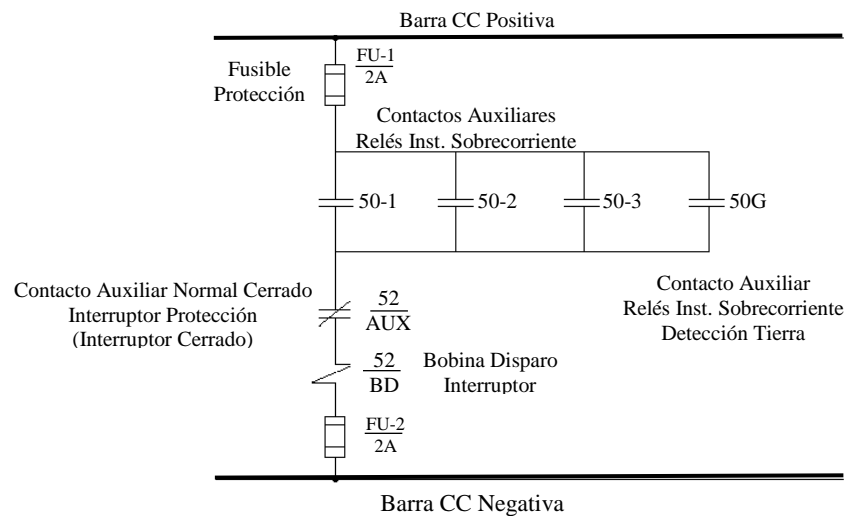
La Figura 13.02 muestra el diagrama unifilar de un motor eléctrico protegido por relés de sobrecorriente:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.02: Diagramas unifilar y trifásico relé instantáneo sobrecorriente.

La Figura 13.03 siguiente presenta el circuito de control para disparo del interruptor eléctrico que alimenta el motor trifásico mostrado en los esquemas eléctricos:

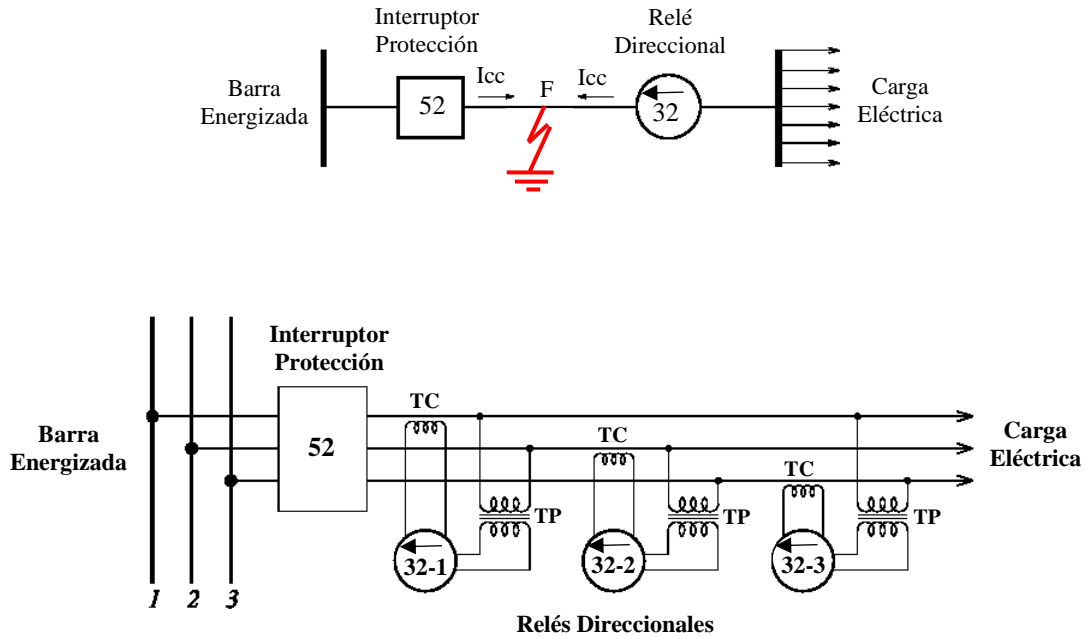


Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.03: Circuito protección relé instantáneo sobrecorriente.

13.3 Relés Direccionales o de Potencia Inversa

Un *Relé Direccional* o de *Potencia Inversa* responde a la posición relativa entre una corriente y una tensión de referencia (u otra corriente). Este puede actuar ante efectos tales como: flujo de corriente, flujo de potencia real, o flujo de potencia reactiva. Si el relé es diseñado para que actúe ante condiciones de cortocircuito, este operará solo cuando la corriente de cortocircuito fluya en la dirección deseada. Las Figuras 13.04 representan los diagramas unifilar y trifásico para un sistema de protección con relés direccionales:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.04: Diagramas unifilar y trifásico relés direccionales.

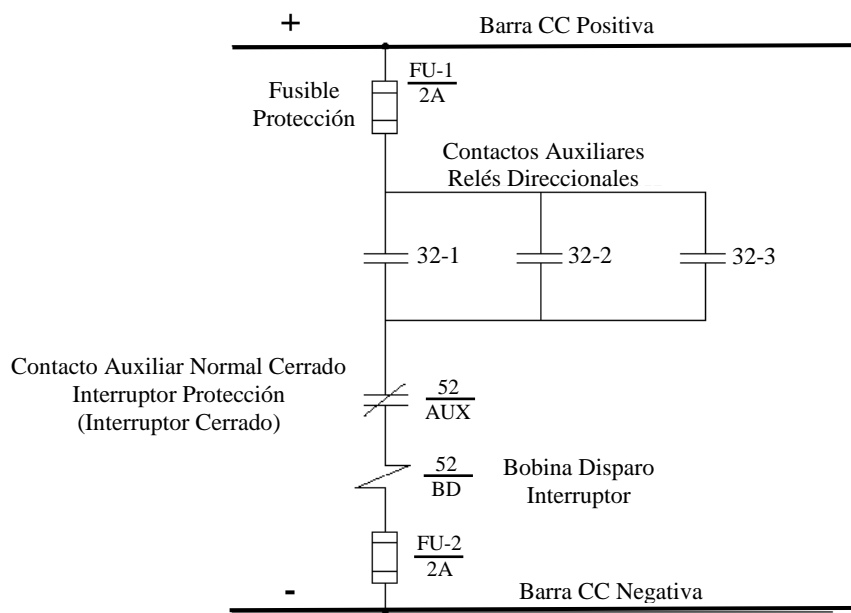
Si se produjera una falla en el punto F del diagrama unifilar, habría una inversión en el flujo de potencia a través del relé direccional, provocada por el aporte que hace la carga a la falla. Esto energizaría el *relé direccional* 32, el cual actuaría a su vez sobre la bobina de disparo del interruptor principal 52/TC.

Los *relés direccionales* generalmente no se utilizan solos, sino que se les combina con otros dispositivos de protección, entre los que se destacan, muy especialmente, los relés de sobrecorriente.

En este caso deben cumplirse dos condiciones para que la protección actúe:

1. Que el flujo de la energía tenga un sentido determinado.
2. Que la corriente exceda un cierto límite establecido.

La Figura 13.05 representa el diagrama de protección de los relés direccionales o de potencia inversa:

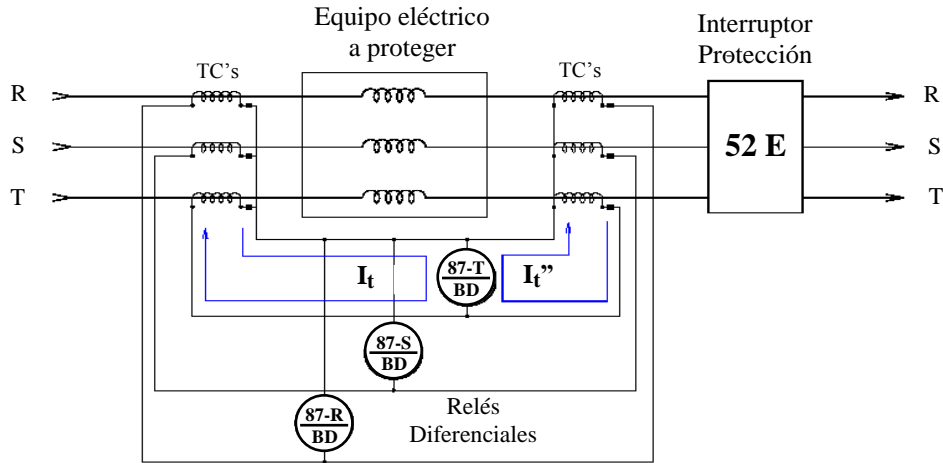


Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.05: Diagrama protección relés direccionales.

13.4 Relés Diferenciales

Son dispositivos de protección que actúan ante fallas tales como aterrizajes, cortocircuitos y aperturas de fases. La protección diferencial consiste de dos transformadores de corriente y la bobina del relé diferencial propiamente dicho, para cada fase. Utilizan la nomenclatura 87. La Figura 13.06 muestra el diagrama eléctrico de la protección diferencial aplicada a un equipo eléctrico trifásico:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.06: Diagrama eléctrico relés diferenciales.

En condiciones normales de operación del equipo, se cumple que las corrientes secundarias de los transformadores de corriente, a la entrada y a la salida de cada devanado de armadura, son iguales en magnitud y desfasadas 180 grados eléctricos, siendo por tanto su resultante nula.

$$\vec{I}_r' = \vec{I}_r'' \quad (\text{Fase R})$$

$$\vec{I}_s' = \vec{I}_s'' \quad (\text{Fase S})$$

$$\vec{I}_t' = \vec{I}_t'' \quad (\text{Fase T})$$

En cambio, si ocurriera una falla interna en el elemento protegido, se inducirían corrientes diferenciales diferentes en los transformadores de corriente, cuya resultante energizaría la bobina de operación del relé diferencial. Este actuaría sobre el interruptor de protección correspondiente, sacando de operación al elemento protegido.

Por las mismas características operacionales, los relés diferenciales son los más selectivos de los relés de protección existentes. Por esta razón son ampliamente utilizados para protección de todos los componentes del sistema de potencia, con excepción de las redes de transmisión y distribución. La única limitación para el uso de los relés diferenciales es la

distancia entre los transformadores de corriente; que esta no debe ser mayor de 1000 pies, como regla general, para garantizar una operación confiable.

La Figura 13.07 representa el diagrama eléctrico de disparo del interruptor 52E ante una falla en una de las fases del equipo eléctrico protegido:

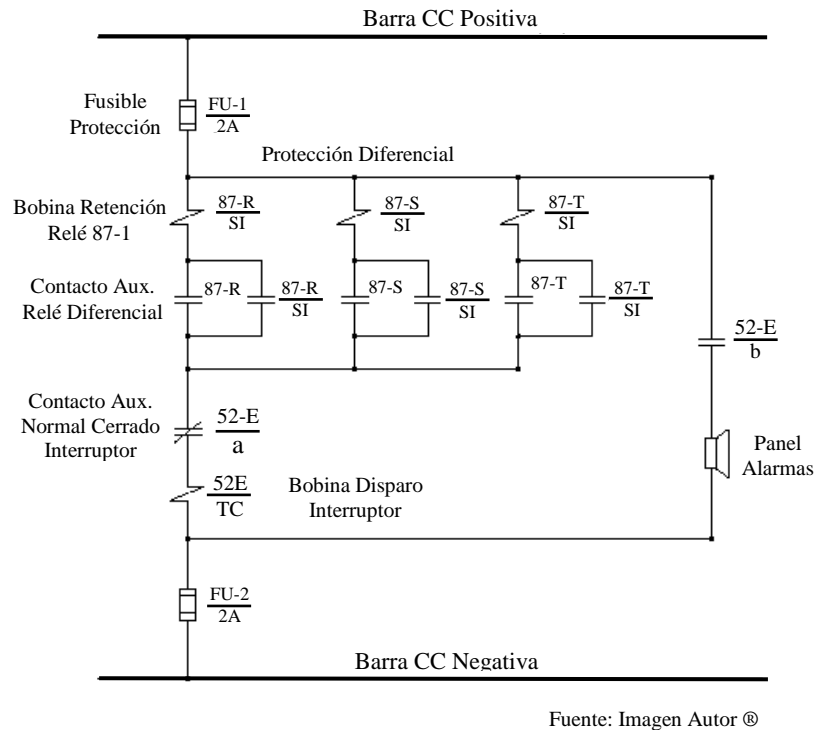


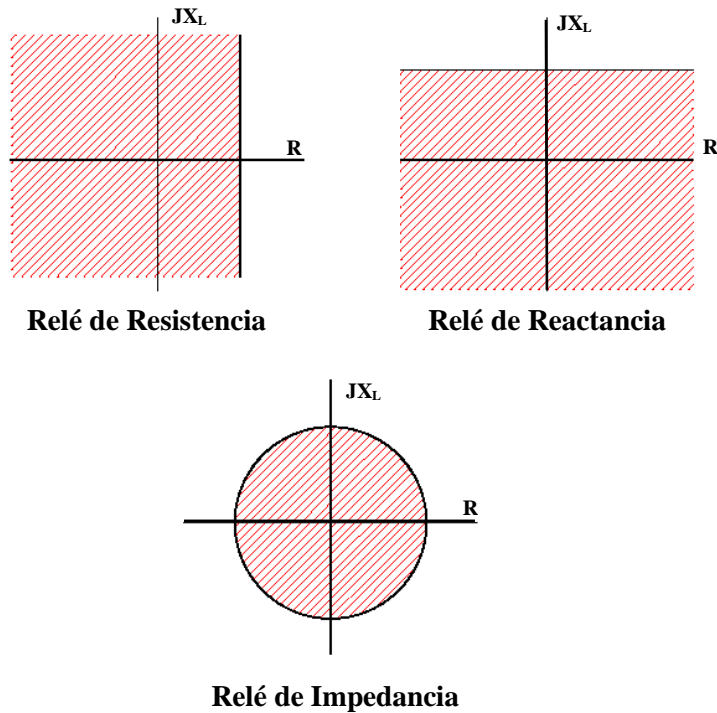
Figura 13.07: Diagrama de disparo protección diferencial.

13.5 Relés de Distancia

El método más común de detección de falla en redes de transmisión es por medio de la medida de la impedancia. Esto se realiza con el uso de un relé que responde al cociente de voltaje y corriente, y por tanto a la impedancia o componente de impedancia. Dado que la impedancia es una medida de la distancia a lo largo de la línea de transmisión, a estos relés se les conoce más comúnmente como *relés de distancia*. Se identifica por el código 21.

Los límites de operación de un relé de distancia se expresan, normalmente, en términos de impedancia o componentes de impedancia, es decir, resistencia y reactancia. En algunas ocasiones estas manifestaciones de la impedancia se expresan en forma de ecuaciones, o simplemente como figuras geométricas. Estas figuras se pueden graficar en un sistema coordinado, donde se representa la resistencia en el eje de abscisas y la reactancia en el eje de ordenadas.

Las tres características básicas de los relés de impedancia son mostradas en los gráficos de la Figura 13.08:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.08: Gráficos relés de resistencia, reactancia e impedancia.

Los **relés de distancia** son usados tanto para protección primaria, como para protección de respaldo, ante fallas trifásicas o de fase a fase, en un sistema eléctrico de potencia dado. Los **relés de distancia** poseen, normalmente, tres zonas de influencia, para diferentes tiempos y velocidades de operación.

Las características tiempo-distancia de los *relés de distancia* se muestran en la Figura 13.09 siguiente:

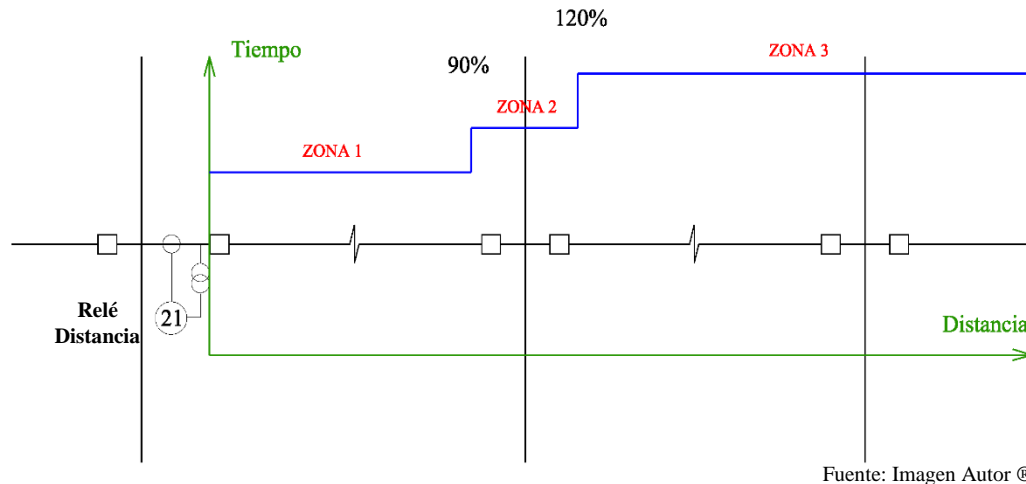


Figura 13.09: Características tiempo-distancia relés de distancia.

La primera zona, considerada de alta velocidad de operación, cubre el 90% de la a longitud de la línea. El tiempo de operación de esta zona está comprendido entre 1 y 3 ciclos (17- 50 milésimas de segundo).

La segunda zona cubre el rango 90% - 120% de la a longitud de la línea. El tiempo de operación de esta zona es de 12 a 30 ciclos (20-50 centésimas de segundo).

La tercera zona protegerá toda la línea, a partir del 120% del tramo considerado. El tiempo de operación es de 60 a 180 ciclos (1 a 3 segundos).

Esta zonificación de los relés de distancia permite una mejor coordinación en la protección de una red de transmisión. Esta situación se muestra en la Figura 13.10, donde aparecen varios relés de distancia protegiendo una línea de transmisión.

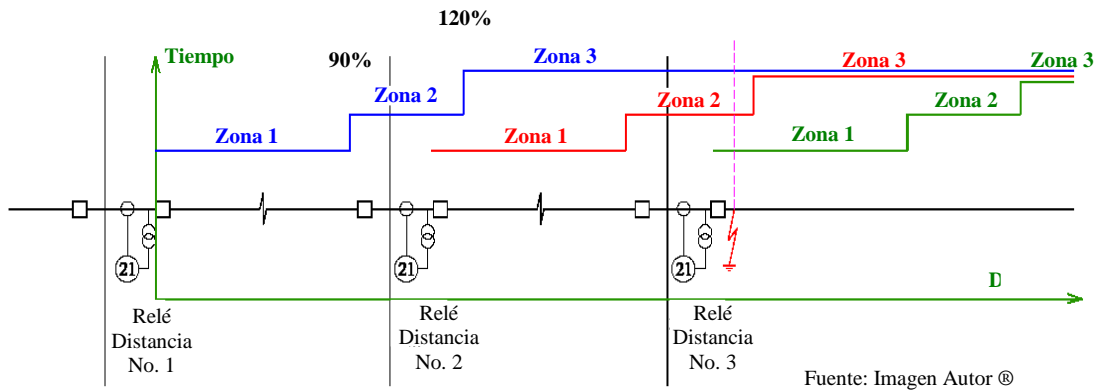


Figura 13.10: Coordinación protección en relés de distancia.

Una correcta coordinación de protección determinaría que, ante una falla en el punto F indicado, los relés de distancia RD1, RD2 y RD3 actuarían en la secuencia siguiente:

1. Actuará el Relé RD3, en Zona 1, con un tiempo de respuesta T_1 (17-50 milésimas de segundo), disparando el interruptor 52-3. De no ocurrir esto,
2. Actuará el Relé RD2, en Zona 2, con un tiempo de respuesta T_2 (20-50 centésimas de segundo) $> T_1$, disparando el interruptor 52-2. Y de no ocurrir esto,
3. Actuará el Relé RD1, en Zona 3, en un tiempo de respuesta T_3 (1-3 segundos) $> T_2 > T_1$, disparando el interruptor 52-1.

Los relés de distancia son unidades trifásicas que reciben señales de tensión y corriente de la red a proteger. La Figura 13.11 representa las conexiones monofásicas y trifásicas de un relé de distancia.

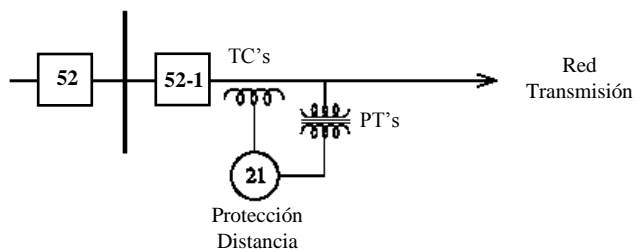


Diagrama Unifilar Conexión Relé 21

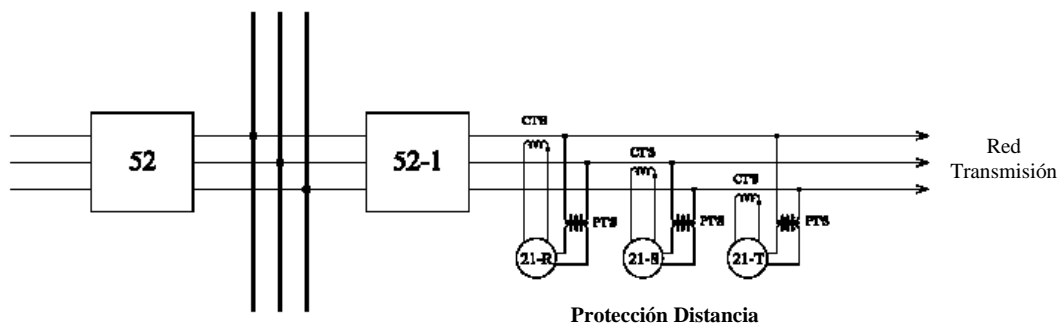
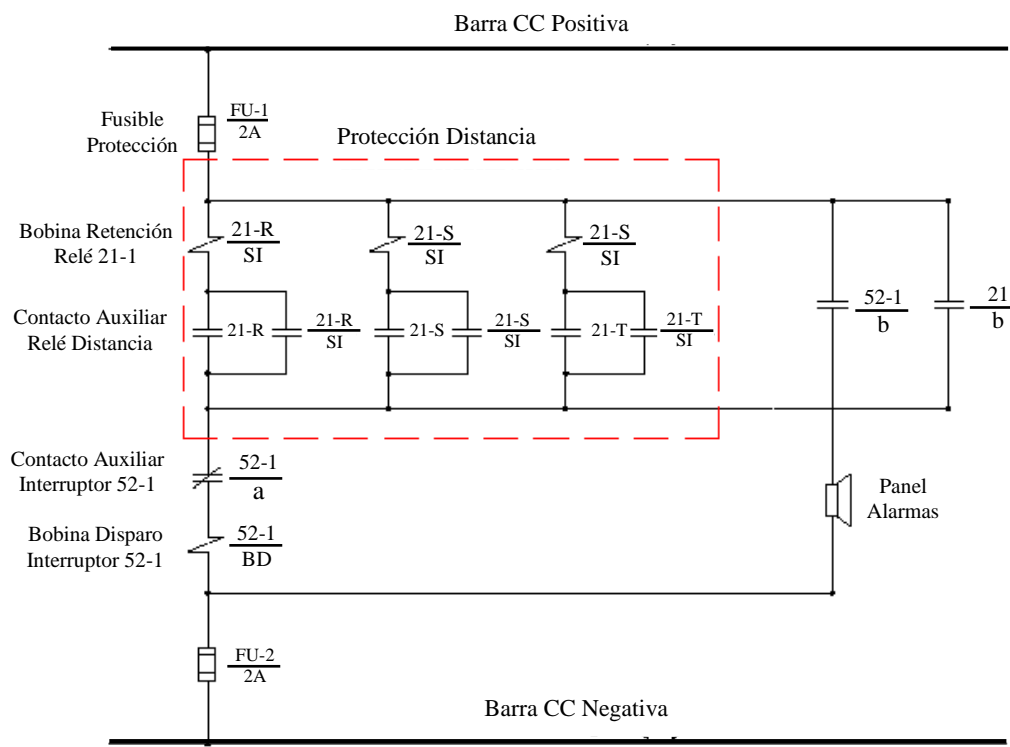


Diagrama Trifásico Conexión Relé 21

Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.11: Diagrama conexiones protección de distancia.

La Figura 13.13 representa el diagrama eléctrico de disparo del Interruptor 52-1, por efecto del Relé de Distancia 21:



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.12: Diagramas disparo protección de distancia.

13.6 Relés Pilotos

Los *Relés de Hilo Piloto* consisten en una adaptación del principio de operación de los *relés diferenciales* para protección de líneas. La interconexión trifásica existente entre los transformadores de corriente, a ambos extremos de la línea, hace poco práctico el uso de protección diferencial para redes de transmisión. En los relés de hilo piloto, la corriente que transita por una red de transmisión dada es comparada directamente a través de un “*Piloto*”. Existen tres tipos básicos de pilotos:

Hilo Piloto:

Consiste de un circuito formado por dos hilos metálicos instalados a través de los dos extremos de la línea a proteger.

Corriente Portadora Piloto:

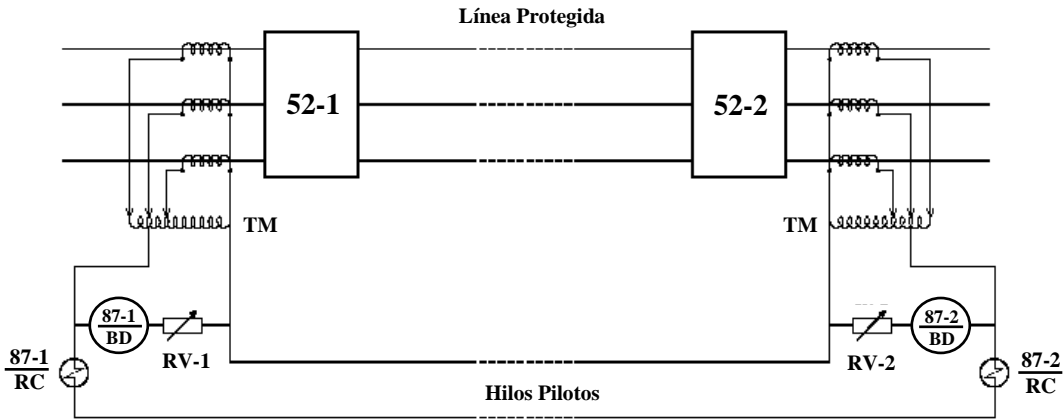
Utiliza una de las líneas del sistema a proteger y la tierra para formar un circuito, al cual se le inyecta una corriente de alta frecuencia.

Microonda Piloto:

Este sistema emplea un canal de radio UHF (“Ultra High Frequency”) entre los dos extremos de la red a proteger.

13.6.1 Relé de Hilo Piloto

Consiste de un circuito formado por dos hilos metálicos instalados a través de los dos extremos de la línea a proteger. El *Relé de Hilo Piloto* es aplicable a redes cuyas longitudes no excedan las 20 millas (32 kilómetros). Este tipo de relé es muy similar al relé diferencial porcentual, pero con la diferencia de que en el relé de hilo piloto la interconexión entre los transformadores de corriente, a ambos extremos de la línea, es monofásica y no trifásica como ocurre en los relés diferenciales. La Figura 13.13 siguiente muestra un ejemplo de protección por medio de *Relé de Hilo Piloto*:



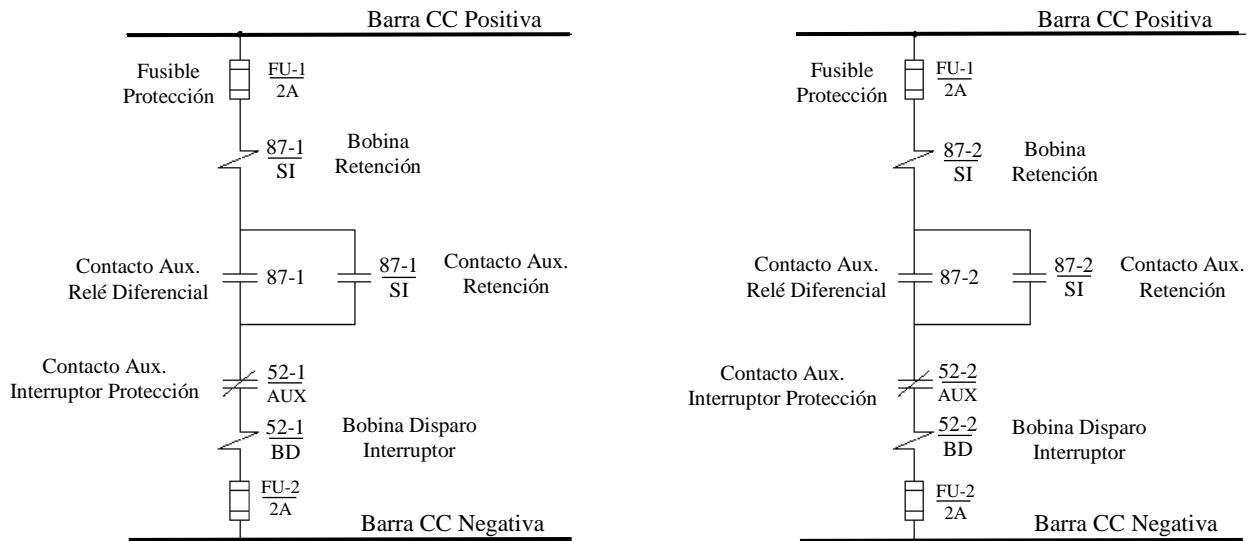
| NOMENCLATURA | |
|-------------------|--------------------------------------|
| 52-1 | Disyuntor Protección Red Transmisión |
| $\frac{87-1}{RC}$ | Bobina de Restricción |
| $\frac{87-1}{BD}$ | Bobina de Disparo |
| TM | Transformador de Mezclado |
| RV | Resistencia Variable |

Fuente: Imagen Autor ©

Figura 13.13: Esquema protección relé hilo piloto.

La corriente trifásica de los transformadores de corriente es convertida en monofásica a través del transformador de mezclado, y aplicada a la bobina de disparo del relé de hilo piloto. Si la corriente de fase, al comienzo y al final del tramo, no varía en magnitud ni en ángulo de fase, se inducirán voltajes iguales en los extremos de los hilos pilotos. De acuerdo con la conexión mostrada en la figura, cada voltaje se opondrá al otro, y por tanto no fluirá corriente a través de las bobinas de disparo y de los hilos pilotos.

Cualquier falla de cortocircuito que se produzca en la línea de transmisión provocará un desbalance de voltaje en los extremos de los hilos pilotos, que hará operar los relés a ambos extremos de dicha red. La resistencia variable se utiliza para ajustar el porcentaje de restricción de acuerdo con la longitud de la línea de transmisión. Los diagramas eléctricos de la Figura 13.14 siguiente muestran cómo actúa la protección por hilo piloto sobre los interruptores de protección de la línea a proteger.



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 13.14: Diagramas disparo relés hilo piloto.

13.7 Relés Estáticos

En los últimos años se ha logrado un notable avance en el desarrollo de los relés estáticos, utilizando diodos, transistores y otros dispositivos de estado sólido, tales como circuitos lógicos de computadoras. Actualmente están disponibles para protección convencional de líneas de transmisión, empleando principios de protección por sobrecorriente, direccional y diferencial.

Los relés estáticos son dispositivos que convierten señales análogas en digitales. El órgano de medida es el encargado de registrar valores tales como intensidad, tensión y frecuencia. También el órgano de medida registra operaciones de diferenciación e integración, entre otras operaciones matemáticas.

Como salida del relé estático aparece una señal binaria, de 0 o 1 . Esta señal de salida es aplicada al órgano accionado para ejecutar la acción correspondiente y lograr la protección deseada. La Figura 13.15 representa un esquema del principio de funcionamiento de los relés estáticos. Como se deduce de la figura, órganos individuales conforman cada relé de protección estático. Un esquema del principio de operación del **Relé** Estático es representado en la Figura 13.15:

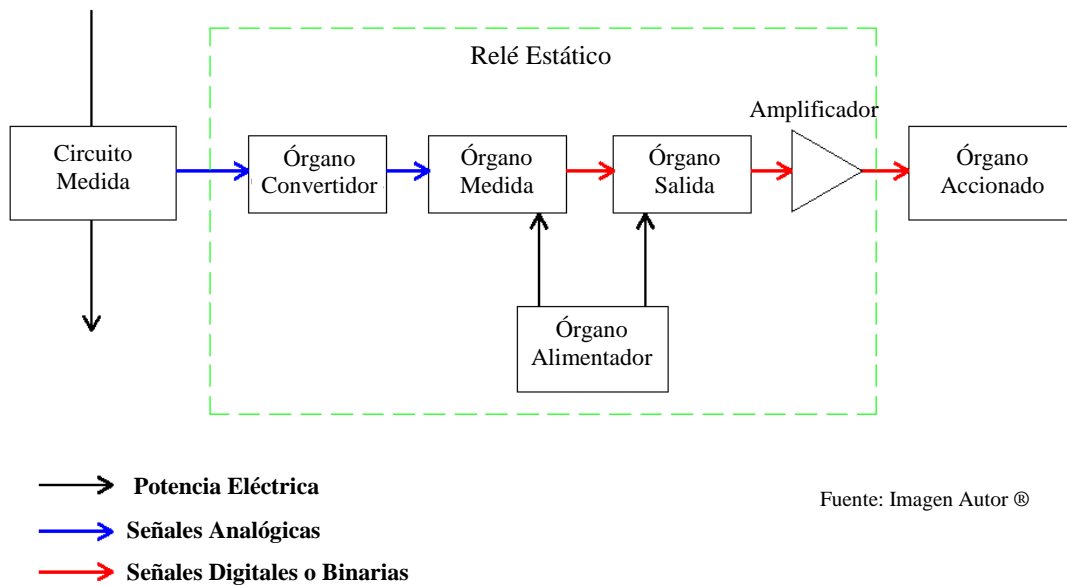


Figura 13.15: Principio operación relés estáticos.

Las señales analógicas provenientes del órgano de medida (TC y TT) pasan al **órgano de conversión** que las procesa y las remite al **órgano de medida**, el cual como se señaló con anterioridad, convierte esta señal análoga en digital, pero de poca intensidad. Es el elemento más importante del relé estático.

El **órgano de salida**, conjuntamente con el **amplificador** toma esta señal binaria de poca potencia y la amplifica para ser aplicada a los **órganos accionados**, los cuales representan bobinas de relés para comando de acciones tales como alarmas o disparos. La fuente de alimentación del relé estático está representada por el **órgano de alimentación** quien provee la potencia eléctrica requerida por el relé.

13.8 Protección Eléctrica del Generador Eléctrico

La protección primaria del Generador de una Central Eléctrica se realiza por medio de un relevador o relé conocido como **Relé de Bloqueo del Generador (“Lock Out Relay”)**. Este relé actúa para abrir o disparar el Interruptor del Generador, con la finalidad de desconectarlo del sistema eléctrico, ante una falla o perturbación crítica en el Generador mismo o en dicho sistema. Su notación es **86G**.

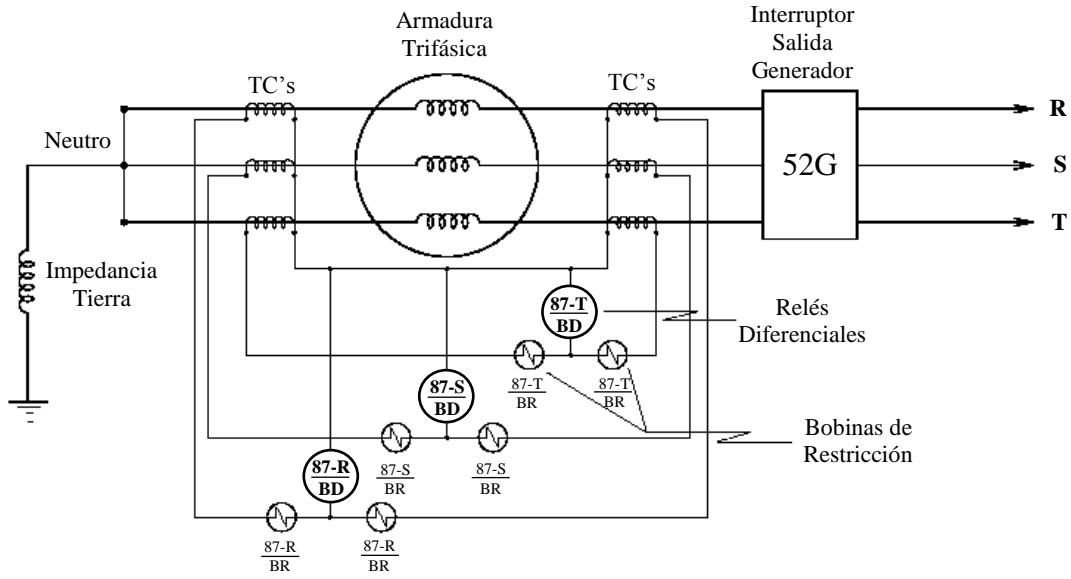
El **Relé de Bloqueo del Generador (86G)** es actuado, entre otros, por los siguientes relés de protección:

1. Relés Diferenciales del Generador (87G).
2. Relé Detector de Tierra del Generador (64G).
3. Relé de Pérdida de Excitación (58F).
4. Relés de Distancia del Generador (21G).
5. Relés de Sobrecorriente del Generador, Instantáneos o Temporizados (50G ó 51G).
6. Relés Diferenciales del Transformador Principal (87T).
7. Relés Diferenciales del Transformador Auxiliar (87TA).
8. Relé Detector de Gases del Transformador Principal (63T).
9. Relé Detector de Gases del Transformador Auxiliar (63TA).

13.8.1 Protección Diferencial del Generador

La protección diferencial del generador tiene por finalidad detectar aterrizajes, cortocircuitos o aperturas de los devanados de armadura del mismo. Se instala un relé diferencial por cada fase de la armadura del Generador. Los relés diferenciales se designan, en general, por los dígitos 87. Cuando se trata de Relés Diferenciales del Generador, se identifican como **87G**.

La Figura 13.16 muestra la disposición de los Relés Diferenciales del Generador Trifásico de una Central Eléctrica.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.16: Protección diferencial del generador.

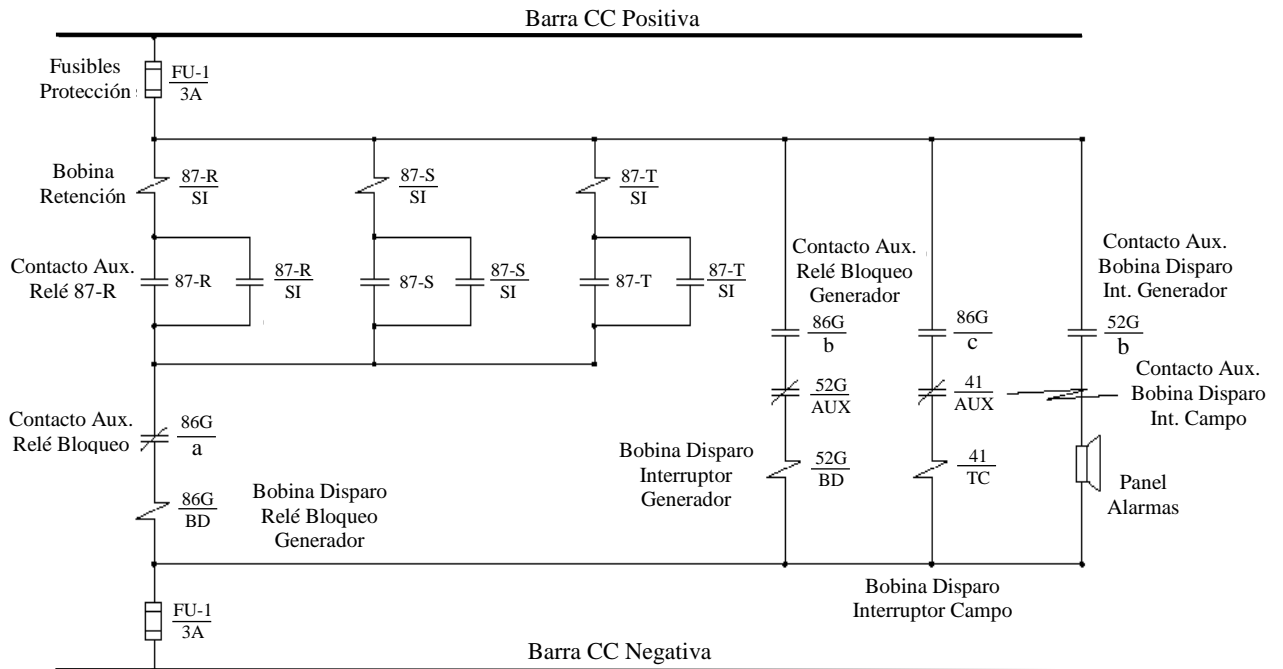
Como se observa en la figura, la **Protección Diferencial del Generador** consiste de transformadores de corriente (dos por cada fase) y las bobinas de los relés diferenciales propiamente dichos. Para reducir el porcentaje de error en la manufactura de los transformadores de corriente, se suelen utilizar atenuadores (resistencias) en cada una de las fases de dichos transformadores de corriente. Estas resistencias se instalan en serie con cada transformador de corriente. Por esta razón a los relés diferenciales se les suele llamar **Relés Diferenciales Porcentuales**.

Los transformadores de corriente detectan una señal de corriente a la entrada y salida de cada devanado de fase. En condiciones normales de operación, los secundarios de dichos transformadores de corriente de una misma fase registran una misma corriente.

Cualquier falla en las fases del Generador se manifestará por medio de una diferencia en las corrientes secundarias de los transformadores de corriente de una misma fase. Esta diferencia de corriente produce una corriente resultante que energiza la bobina del relé **87G**, correspondiente a la fase afectada.

Al energizarse dicha bobina, se cierra un contacto auxiliar de la misma, que a su vez energiza el **Relé de Bloqueo del Generador, 86G**. Un contacto auxiliar de dicho relé de bloqueo energiza la bobina de disparo del Interruptor del Generador (**52G**), sacando dicho Generador de operación.

La Figura 13.17 muestra los circuitos de control para disparo del Interruptor de Armadura del Generador, por accionamiento de los Relés Diferenciales del Generador:

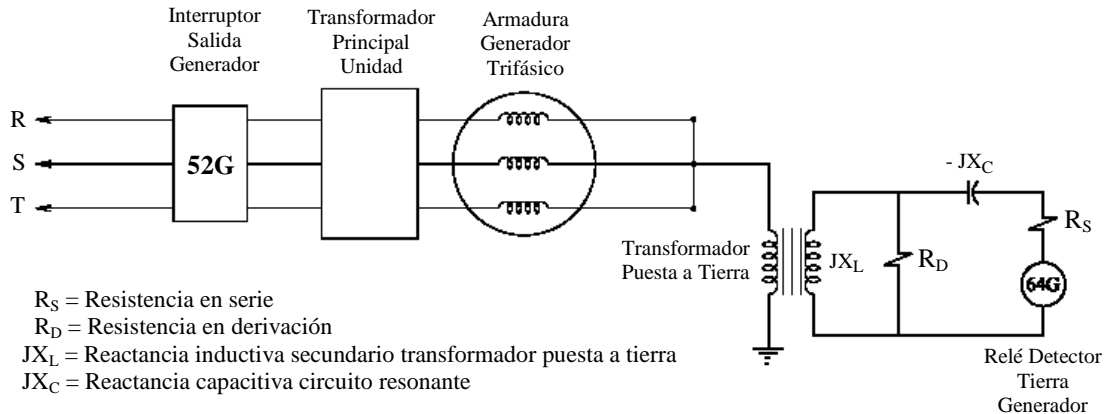


Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.17: Diagrama protección relés diferenciales generador.

13.8.2 Relé Detector de Tierra del Generador

El *Relé Detector de Tierra del Generador* se designa por la nomenclatura **64G**. Como su nombre lo indica, la finalidad de este dispositivo es proteger la máquina contra la sobrecarga que se produce cuando se aterriza, de una manera constante y sostenida, cualquiera de las fases de la misma o del sistema al cual está conectada. El diagrama eléctrico de la Figura 13.18 muestra la disposición del *Relé Detector de Tierra del Generador*, **64G**.



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 13.18: Esquema conexión relé detector tierra generador.

En caso de falla de línea a tierra, se produce un desbalance de fases, desbalance éste que provoca la circulación de corriente por el neutro del Generador. Esta corriente produce una corriente secundaria en el transformador de puesta a tierra del Generador, la cual energiza el Relé Detector de Tierra del Generador, el cual a su vez energiza el relé de Bloqueo del Generador 86G, provocando la apertura del Interruptor del Generador.

Dado que los sistemas de potencia no son balanceados 100%, se utiliza el circuito resonante L-C que permite la energización del Relé 64G solo ante la presencia de una perturbación de una frecuencia determinada, que se corresponde con la frecuencia de cortocircuito del Generador. Con esto se evita que por causa del desbalance normal del sistema, se energice constantemente el Relé 64G.

La Figura 13.19 muestra el circuito de protección para disparo del **Relé de Bloqueo del Generador 86G**, y el consecuente disparo del Interruptor del Generador 52G:

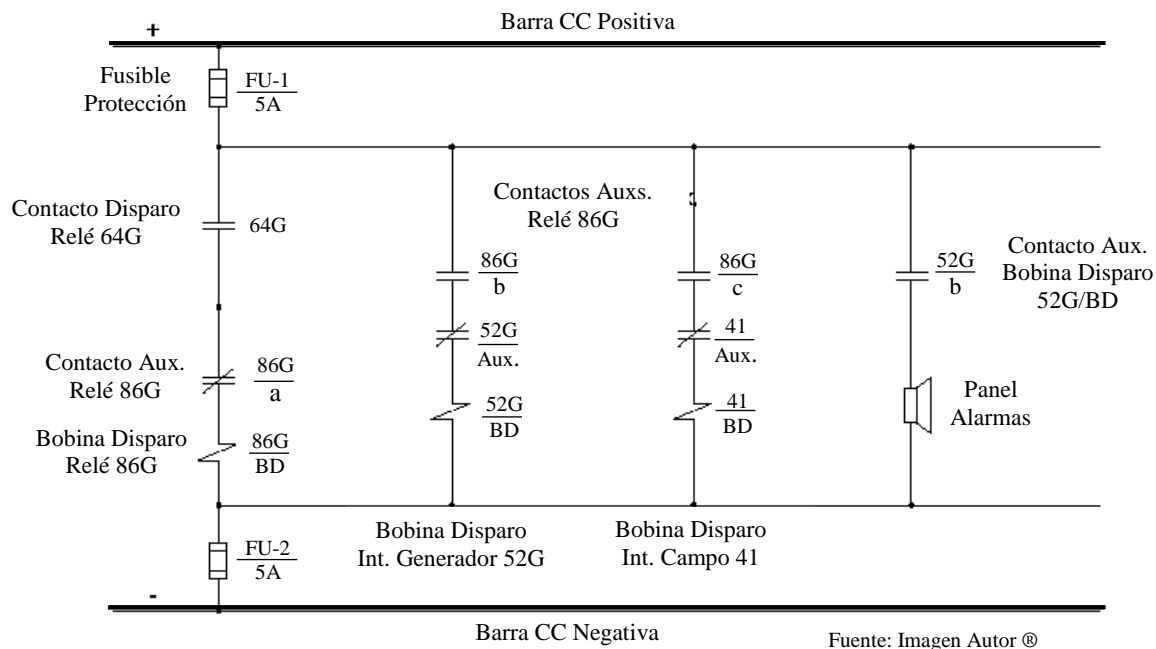


Figura 13.19: Circuito disparo relé detector tierra Generador.

13.9 Protección Eléctrica del Transformador Principal

13.9.1 Detección de Fallas Internas

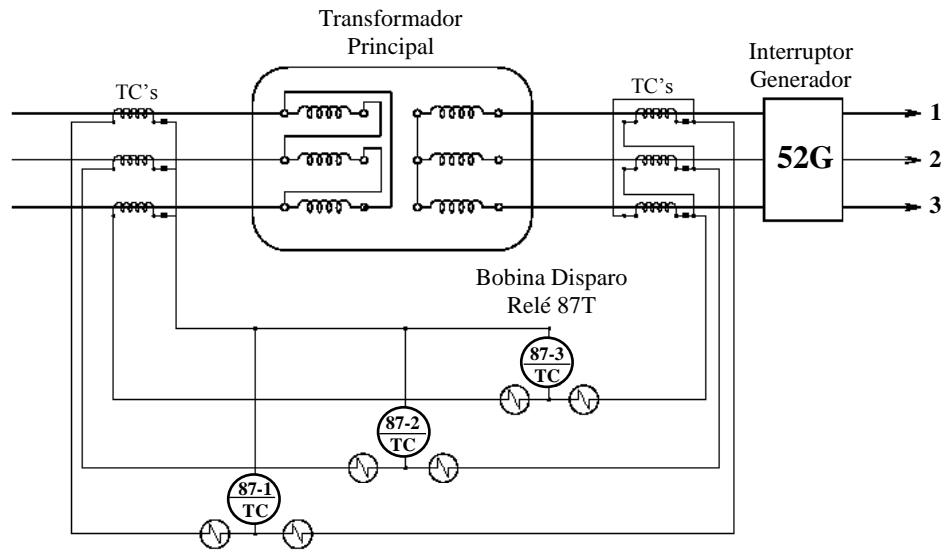
Las fallas internas en el Transformador Principal pueden ser detectadas por medio de Relés de Fallos, conocidos también como Relés de Presión o de Detección de Gases o Relés Buchholz. Las fallas internas eléctricas, tales como cortocircuitos entre las fases de los devanados de armadura, o aterrizaje de éstos se detectan a través de los Relés Diferenciales del Transformador Principal. Ambos relés proveen una señal, la cual puede ser usada para alarma o disparo del Interruptor del Generador, para sacar de servicio al Transformador Principal.

13.9.2 Relé de Bloqueo, 86T

Debido a la multiplicidad de disparos que inciden sobre el Transformador Principal, éste está dotado de un relé conocido como *Relé de Bloqueo del Transformador Principal, 86T*, el cual recibe señales de disparo de diferentes orígenes y comanda la acción de actuar sobre el *Relé de Bloqueo del generador, 86G*, para sacar de servicio la máquina.

13.9.3 Protección Diferencial del Transformador Principal

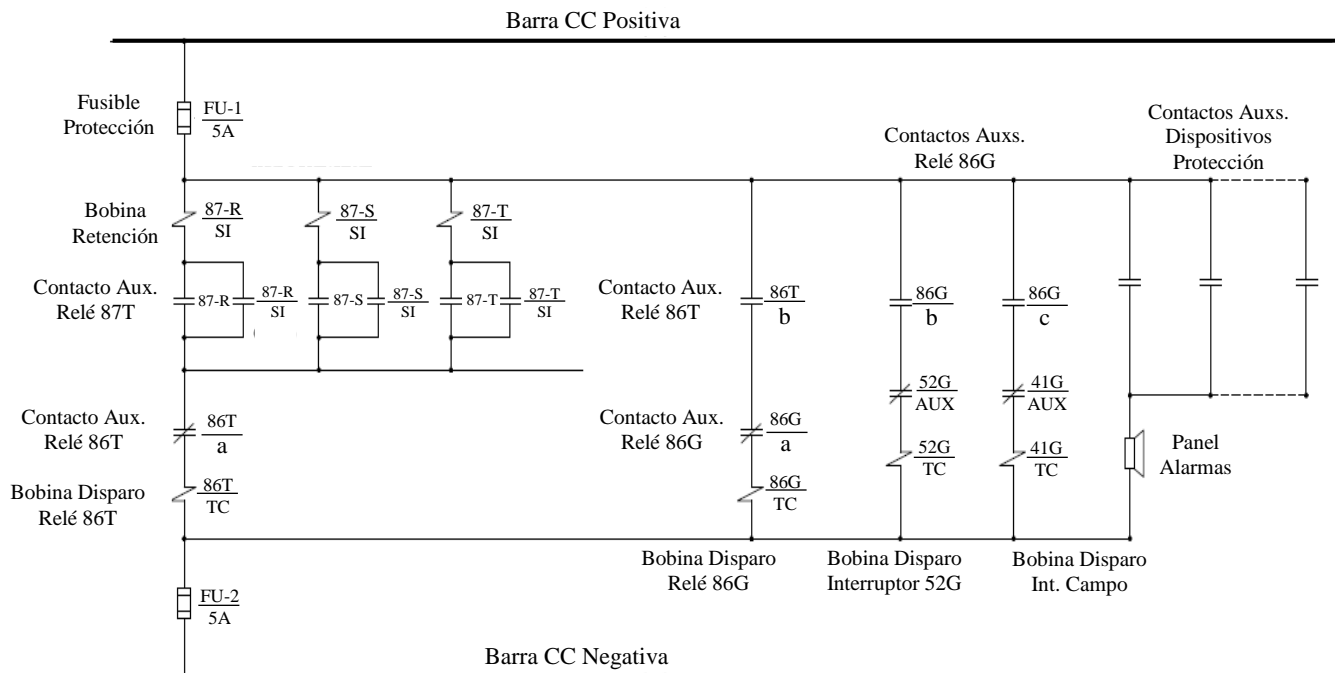
Los *Relés Diferenciales del Transformador Principal, 87T*, al igual que los del Generador, detectan fallas eléctricas internas, tales como cortocircuitos, aterrizajes y fases abiertas, en los devanados primarios y secundarios de dicho transformador. La Figura 13.20 representa el esquema eléctrico de conexión de los Relés Diferenciales del Transformador Principal.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.20: Protección diferencial Transformador Principal.

El circuito de control de la Figura 13.21 muestra la secuencia de disparo del Interruptor del Generador por acción de los Relés Diferenciales del Transformador Principal.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.21: Circuito disparo relés diferenciales Transformador Principal

Como se pudo observar en la Figura 13.20, para la conexión Delta de los devanados del Transformador Principal, los transformadores de corriente se conectan en configuración Estrella. En cambio, para la conexión Estrella de dichos devanados, los transformadores de corriente se deben conectar en configuración Delta.

La conexión de los transformadores de corriente en estas configuraciones procura crear los ángulos de fases requeridos en los secundarios de dichos transformadores de corriente, para compensar el desfase natural de 30 grados eléctricos entre las conexiones estrella y la delta. Secundarios CT's Fase R:

$$I_R' / \underline{30^\circ}$$

$$I_R'' / \underline{210^\circ}$$

13.10 Protección Diferencial de Barras

La *Protección Diferencial de Barras (87B)* de una subestación eléctrica consiste de transformadores de corriente a la entrada y salida de todos los campos de dicha subestación eléctrica. De acuerdo con la Ley de Kirchhoff de las corrientes, la sumatoria de las corrientes que entran a un nodo es igual a cero. En ese principio es que se basa la protección diferencial de barras.

La *Protección Diferencial de Barras (87B)* de una subestación eléctrica consiste de transformadores de corriente a la entrada y salida de todos los campos de dicha subestación eléctrica. De acuerdo con la Ley de Kirchhoff de las corrientes, la sumatoria de las corrientes que entran a un nodo es igual a cero. En ese principio es que se basa la protección diferencial de barras.

Esta protección tiene la peculiaridad de que al activarse la bobina del relé diferencial 87B, este actúa para disparar todos los interruptores conectados a la referida barra. La Figura 13.22 muestra el diagrama eléctrico de conexión de la protección diferencial de barras, para un sistema de juego de barras Principal y de Transferencia.

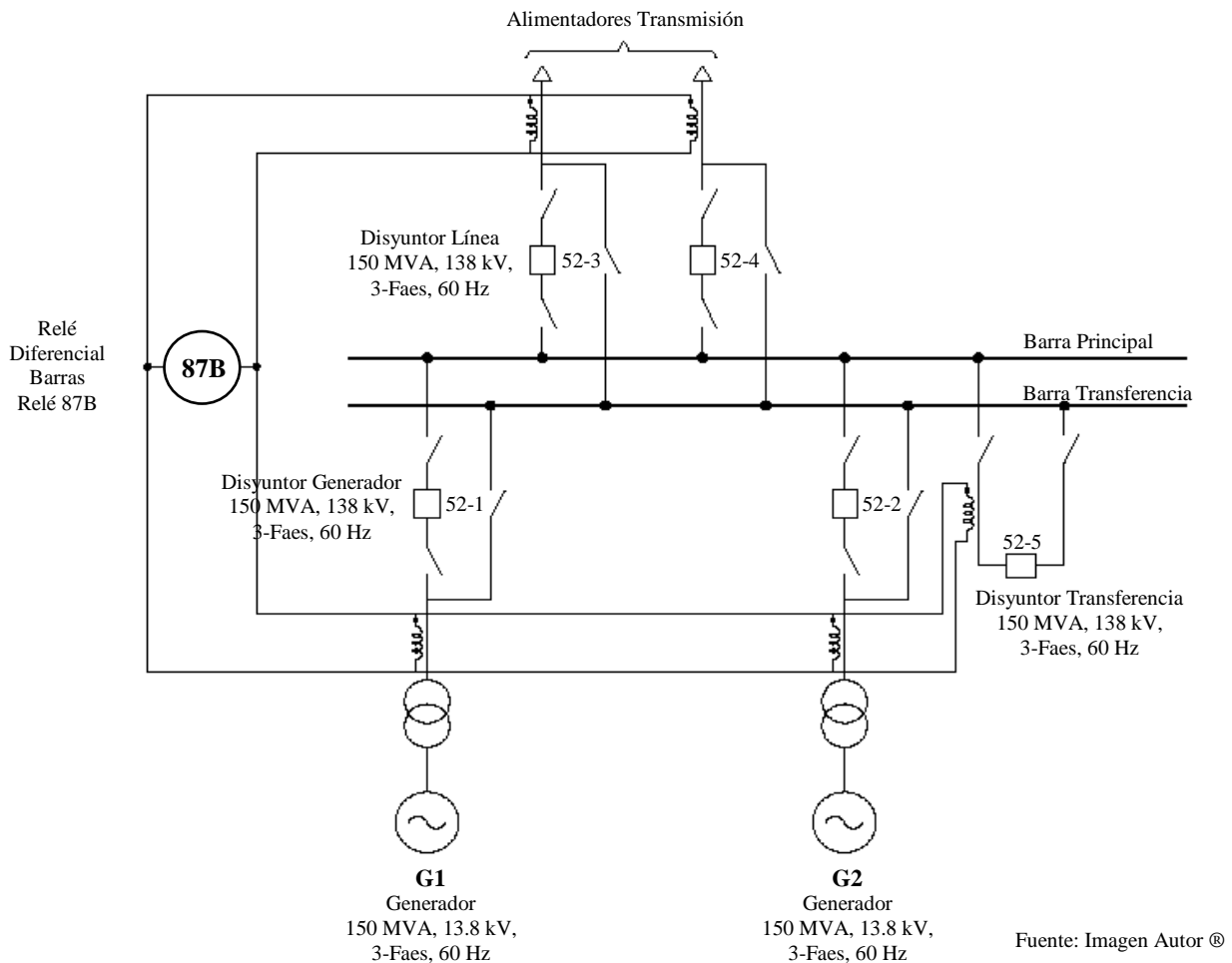
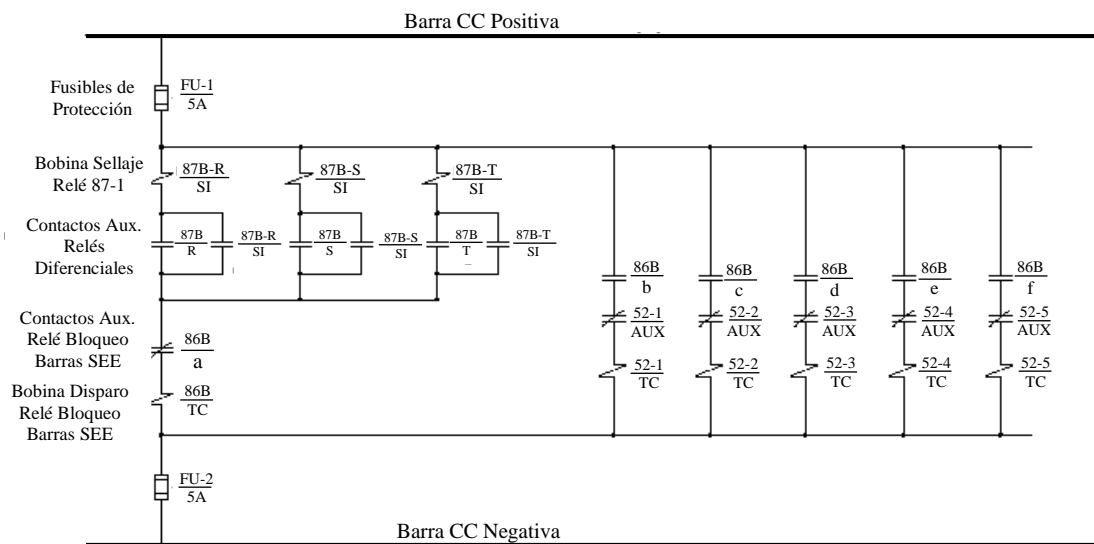


Figura 13.22: Diagrama unifilar protección diferencial de barras

La Figura 13.23 representa el correspondiente diagrama de disparo de la protección diferencial de barras, para un sistema de juego de barras Principal y de Transferencia.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 13.23: Diagrama disparo protección diferencial de barras

Capítulo 14

Introducción a Despacho Económico de Centrales Eléctricas

14.1 Operación y Control de la Generación. Impacto Económico

La operación económica y eficiente de los sistemas de potencia siempre ha sido un objetivo fundamental de las empresas de energía.

Antes del embargo petrolero del año 1973, las empresas eléctricas gastaban alrededor de un 20% de sus ingresos totales en la compra de combustible para la producción de electricidad. Hacia el año de 1980, ese valor había aumentado a 40%. En los 5 años siguientes al año de 1973 el costo del combustible se incrementó un 25% de su valor anterior por cada año.

El uso eficiente del combustible disponible está creciendo en importancia, tanto desde el punto de vista monetario como desde la óptica de que es un recurso no renovable.

Para tener una idea de la cantidad de dinero involucrada en la compra de combustibles, consideremos el Mercado Eléctrico Mayorista de un Sistema Eléctrico Interconectado para un año cualquiera:

Carga Pico Anual = 1500 MW (Plantas Termoeléctricas)

Factor de Carga Promedio Anual = 60%

Balance Térmico Promedio Anual = 10,500 BTU/kWh

Costo Promedio Anual Combustible = US\$10.40/MMBtu

Para el escenario presentado tendríamos lo siguiente:

Energía Anual Producida = $1.5 \times 10^6 \text{ kW} \times 8760 \text{ hr/año} \times 0.60 = 7.884 \times 10^9 \text{ kWh/año}$

Consumo Anual Combustible = $10,500 \text{ Btu/kWh} \times 7.884 \times 10^9 \text{ kWh/año}$
 $= 82.782 \times 10^{12} \text{ Btu} = 82.782 \times 10^6 \text{ MMBtu}$

Costo Anual Combustible = $82.782 \times 10^6 \text{ MMBtu} \times \text{US\$}10.40/\text{MMBtu}$
 $= \text{US\$} 860, 932,800$

Para que se comprenda el impacto de este costo, debemos decir que el sistema tiene que recaudar esta cantidad a partir de sus usuarios, solo para cubrir los costos en compra de combustible. A eso habría que agregar los costos no combustible, tales como operación, mantenimiento, depreciación y amortización de la inversión.

Esto nos lleva a la conclusión de que cualquier ahorro porcentual en la operación del sistema eléctrico tendría un impacto significativo sobre los costos operacionales de las empresas generadoras.

14.2 Características de las Termoeléctricas a Vapor

Como se ha citado con anterioridad, una central termoeléctrica a vapor consiste de una caldera que genera vapor con alta entalpía o energía térmica (alta presión y temperatura), para impulsar un turbogenerador a vapor. La salida del generador está conectada no solo al sistema de potencia, sino también a los servicios auxiliares o de estación de la unidad.

Una unidad termoeléctrica típica requiere entre 6% y 10% de su potencia generada bruta para satisfacer sus servicios auxiliares, tales como bombas de agua, de alimentación, de circulación, de condensado, de combustible; ventiladores, de tiro forzado, de tiro inducido; compresores de aire de instrumentación y de aire de servicio, etc.

Al definir las características de la unidad hablaremos de “entrada bruta” versus “salida neta” de la unidad en cuestión. La “entrada bruta” de la planta representa la entrada total, ya sea medida en términos de dólares por hora, toneladas de carbón por hora, miles de barriles de petróleo (fuel oil No. 6) por hora, o miles de pies cúbicos de gas natural por hora.

La “salida neta” de la planta es la salida de potencia eléctrica disponible para el sistema eléctrico al cual sirve.

Al definir las características de una turbina de vapor se usarán los siguientes términos:

H = Entrada de Energía Térmica, en Btu/hr ó MMBtu/hr

F = Costo del Combustible en \$/Btu

F x H = Costo por Hora del Combustible, \$/hr = F (\$/Btu) x H (Btu/hr)

P = Potencia neta de salida de la unidad, en MW

El costo operacional en dólares/hora incluye un cálculo prorrateado de los costos no combustible que mencionamos con anterioridad. La Figura 14.01 muestra las características ideales Entrada-Salida de una unidad térmica a vapor.

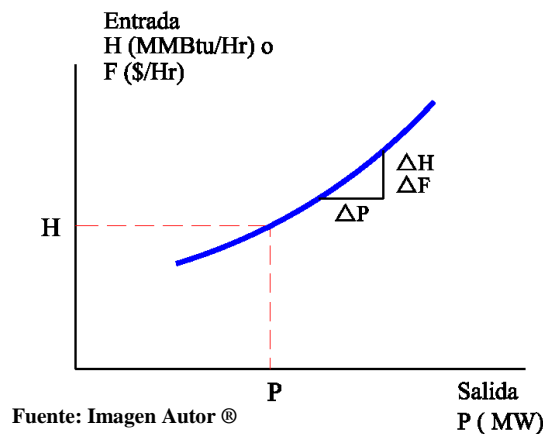


Figura 14.01: Curva entrada-salida central térmica a vapor

Esta data puede ser obtenida a partir de los cálculos de diseño de la unidad, o por medio de pruebas de balance térmico, denominado “heat rate”, en el idioma inglés.

Generalmente la carga mínima a la que una unidad puede operar está influenciada más por el generador de vapor y el ciclo regenerativo que por la turbina. Los únicos parámetros

críticos de la turbina son el diferencial de temperatura entre la carcasa y el rotor de la turbina; por la expansión entre el rotor y la carcasa de la turbina; y por la temperatura a la salida de la turbina. Las características incrementales del balance térmico son mostradas en la Figura 14.02.

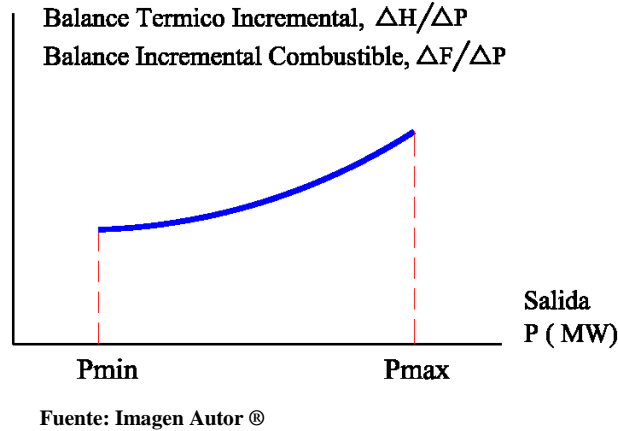


Figura 14.02: Balance Térmico y Costo Incremental Combustible Vs Potencia Neta de Salida

Este valor incremental es la pendiente, o primera derivada, de las características de entrada y salida de la unidad ($\Delta H/\Delta P$ ó $\Delta F/\Delta P$). Esta característica es ampliamente usada en el despacho económico de carga de las unidades.

Otra curva de características de una unidad térmica la representa el gráfico del **Balance Térmico Neto** versus la **Potencia Neta de Salida**, mostrado en la Figura 14.03.

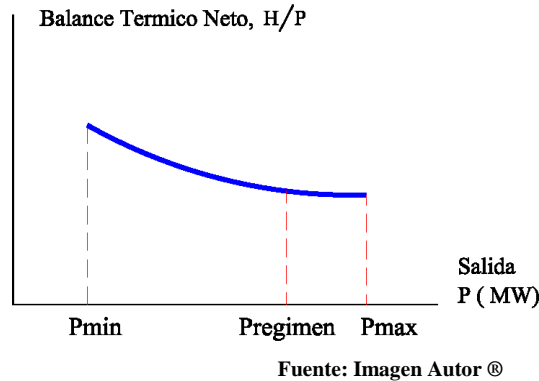


Figura 14.03: Características Balance Térmico Neto unidad turbogeneradora

La curva de **Balance Térmico Neto** muestra la entrada de calor por kWh de salida (Btu/kWh) versus la salida de la unidad en Megavatios.

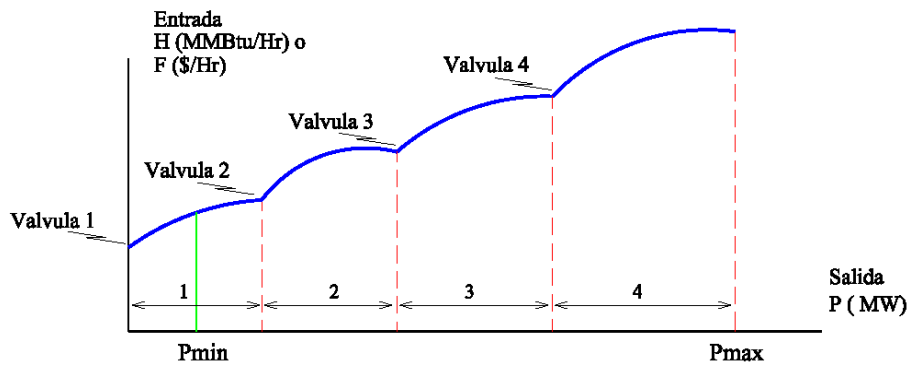
Unidades turbogeneradoras convencionales poseen normalmente una eficiencia de entre el 30% al 35%; por tanto, su balance térmico varía aproximadamente entre 11,400 Btu/kWh y 9,800 Btu/kWh. Un valor estimado que se podría utilizar para una unidad termoeléctrica convencional es de 10,500 Btu/kWh.

14.3 Características de las Grandes Termoeléctricas a Vapor

Existen diversos tipos de centrales termoeléctricas a vapor con características particulares. Para grandes unidades turbogeneradoras, la curva de entrada-salida mostrada en la Figura 14.03 no es tan suave como se presenta en dicha curva.

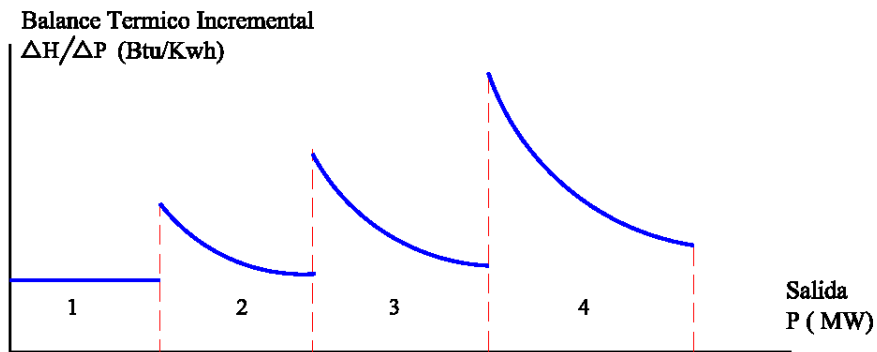
Turbogeneradores grandes poseen un cierto número de válvulas de admisión de vapor que operan en secuencia para lograr una salida mayor en dicha unidad.

Las Figuras 14.04 y 14.05 muestran las *Curvas de Entrada-Salida* y de *Balance Térmico Incremental* para una unidad turbogeneradora con cuatro válvulas de admisión de vapor.



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 14.04: Curvas entrada-salida turbogenerador grande



Fuente: Imagen Autor ©

Figura 14.05: Curvas Balance Térmico Incremental turbogenerador grande

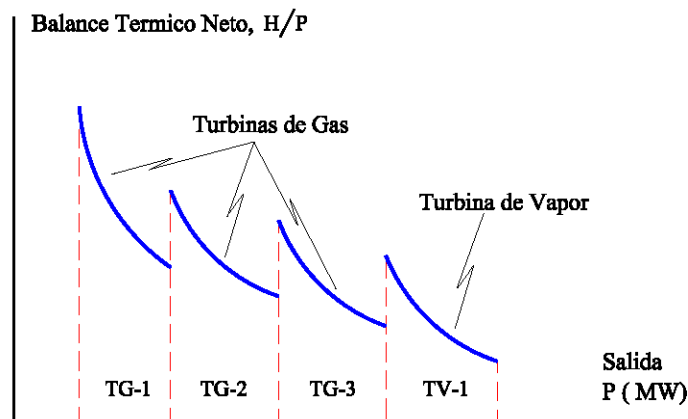
A medida que la carga se incrementa, la entrada a la unidad aumenta y el balance térmico incremental disminuye entre los puntos de apertura de dos válvulas consecutivas. No obstante, cuando una válvula de vapor es abierta las pérdidas por estrangulamiento se incrementan rápidamente y el balance térmico incremental aumenta súbitamente. Este efecto produce las curvas características discontinuas mostradas en la Figura 14.05.

14.4 Características de las Centrales de Ciclo Combinado

A finales de la década de los años 1960, un nuevo tipo de configuración de plantas termoeléctricas comenzó a ser aceptado, la *Central de Ciclo Combinado*.

Como se estableció en el Módulo I, las *Centrales de Ciclo Combinado* utilizan la alta temperatura, alta entalpía o alta energía térmica de los gases de salida de la turbina de gas en un *Generador de Vapor de Recuperación de Calor* (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) para generar vapor para impulsar un turbogenerador a vapor independiente. La ventaja de este tipo de planta reside en que posee una alta eficiencia en su ciclo térmico.

La Figura 14.06 representa las curvas de balance térmico neto de tres turbinas de gas y una turbina de vapor en una central térmica de ciclo combinado.



Fuente: Imagen Autor ®

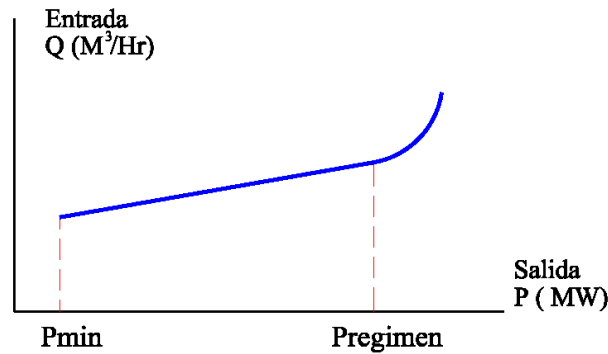
Figura 14.06: Curvas Balance Térmico central ciclo combinado

De acuerdo con los datos suministrados por diversos fabricantes de plantas de ciclo combinado, el balance térmico de éstas ronda los 8,500 Btu/kWh.

14.5 Características de las Centrales Hidroeléctricas

Las unidades hidroeléctricas poseen características similares a las de las centrales termoeléctricas a vapor. La entrada en éstas se expresa en términos de volumen de agua por unidad de tiempo o caudal; la salida, en términos de potencia eléctrica.

La Figura 14.07 muestra una curva típica entrada-salida para una unidad hidroeléctrica, donde el nivel del embalse se mantiene constante.

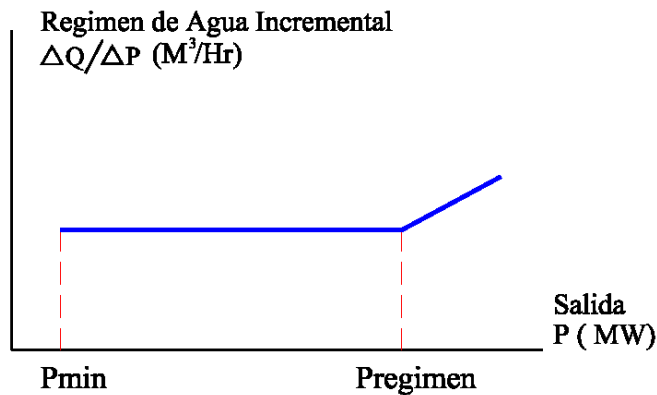


Fuente: Imagen Autor ©

Figura 14.07: Curva Entrada-Salida unidad central hidroeléctrica

Esta curva muestra que hay una relación directa de proporcionalidad entre el volumen de agua requerido y la potencia eléctrica de salida de la máquina; desde su capacidad mínima hasta su capacidad nominal. Por encima de este valor de régimen, los requerimientos de caudal aumentan, mientras la eficiencia de la unidad decrece.

La Figura 14.08 muestra las características de régimen de agua incremental para una unidad hidroeléctrica típica.

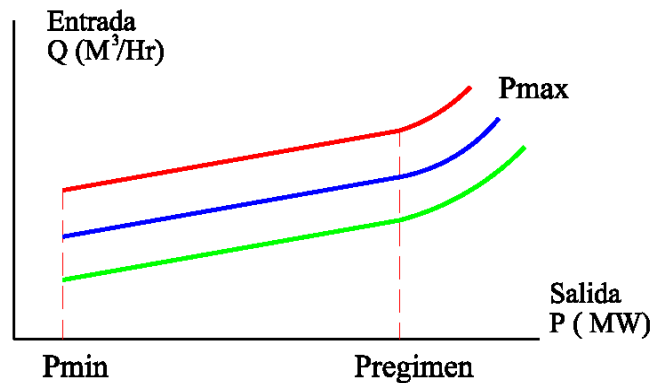


Fuente: Imagen Autor ©

Figura 14.08: Curva Régimen Agua Incremental turbina hidráulica

14.6 Características de las Centrales Hidroeléctricas de Caudal Variable

La Figura 14.09 muestra las características entrada-salida de la central hidroeléctrica con cabezal variable. La curva verde representa el nivel máximo del embalse. Como se puede observar, la potencia de régimen se logra con un caudal mínimo. La curva azul representa el nivel medio; y la curva roja, el nivel mínimo. Para los niveles de embalse medio y mínimo, se requiere cada vez más caudal de agua para generar la potencia de régimen.



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 14.09: Curvas entrada-salida hidroeléctrica cabezal variable

14.7 Características de las Centrales Nucleares

Las *Centrales Nucleares* operan bajo el mismo principio que las centrales térmicas a vapor; es decir, una caldera produce vapor, el vapor mueve la turbina, la que a su vez pone en funcionamiento un generador eléctrico. La fuente calórica para producción de vapor en la caldera consiste de un *reactor nuclear* que opera bajo el principio de la fisión nuclear.

El Uranio que existe en la naturaleza contiene 70% del 1% por peso de Uranio ($0.70 \times 1/100 = 0.007\%$). Este Uranio natural debe ser enriquecido de tal manera que el contenido de U_{235} esté en el rango de 2% a 4%, para su uso en reactores nucleares.

El Uranio enriquecido se fabrica en instalaciones especializadas y en ensamblajes especiales, aplicando varios procesos de manufactura. Al momento en que el combustible es cargado en el núcleo del reactor nuclear, ya se ha efectuado una considerable inversión de recursos.

Durante el periodo de tiempo en el cual el combustible está en el reactor generando calor y vapor, y energía eléctrica es producida en el turbogenerador, la cantidad del material fisiónable usable en el núcleo ha decaído. Llega un momento en que el núcleo del reactor no es capaz de mantener un adecuado nivel de potencia; por tanto, el núcleo deberá ser removido y nuevo combustible deberá ser cargado en el reactor.

A todo esto se agregan los costos de re-enriquecimiento o de almacenaje de los desechos nucleares (plutonio) en un lugar seguro. El cálculo de “costos de combustible”, en un escenario como el citado anteriormente, involucra consideraciones económicas y contables como parte de un análisis de la inversión.

Dado que cada carga de combustible en el núcleo del reactor generó una cantidad determinada de energía eléctrica, un costo de combustible puede ser obtenido dividiendo la inversión total entre el total de energía eléctrica que habrá de producir la central.

Para fines de análisis de despacho económico las centrales nucleares serán consideradas como centrales termoeléctricas a vapor.

14.8 Definiciones Matemáticas en Despacho Económico

14.8.1 Función Escalar o Campo Escalar

Dado un sistema coordenado $OXYZ$, decimos que tenemos un campo escalar o función escalar $V(x,y,z)$ si a cada punto del espacio (x,y,z) le podemos asignar un escalar ó numero V .

$$(x,y,z) \in V = V(x,y,z)$$

Esto se lee: (x, y, z) pertenece a V , siendo V una función de (x, y, z) .

De forma similar, decimos que tenemos un campo vectorial ó función vectorial $\vec{A}(x,y,z)$ si a cada punto del espacio le podemos asignar un vector \vec{A} .

$$(x,y,z) \in \vec{A} = \vec{A}(x,y,z)$$

14.8.2 Derivada Parcial

Dada una función escalar $V(x,y,z)$, definimos la derivada parcial de V respecto de la variable x , $\delta V/\delta x$, como la derivada de V respecto a x , suponiendo las variables y, z constantes.

14.8.3 Diferencial de una Función Escalar

Dada una función escalar $V(x, y, z)$, entendemos por *diferencial de la función V* en un punto (x, y, z) , como la variación que experimenta dicha función al pasar del punto (x, y, z) a un punto infinitesimalmente próximo $(x + dx, y + dy, z + dz)$.

La diferencial de una función escalar se designa por dV , como sigue:

$$dV = V(x + dx, y + dy, z + dz) - V(x, y, z)$$

dV se puede calcular de forma simple si conocemos las derivadas parciales de V , respecto a las variables x, y, z , en el punto:

$$dV = (\delta V/\delta x) dx + (\delta V/\delta y) dy + (\delta V/\delta z) dz$$

14.8.4 Gradiente de una Función Escalar

El *gradiente de una función escalar* V , en un punto (x, y, z) , se define como un vector, que al expresarse en componentes cartesianas sería:

$$\vec{\nabla} V = (\delta V / \delta x) \vec{i} + (\delta V / \delta y) \vec{j} + (\delta V / \delta z) \vec{k}$$

El gradiente de V se expresa usando el *Operador Nabla* (Delta Invertida), que es un símbolo dado por la expresión:

$$\vec{\nabla} = (\delta / \delta x) \vec{i} + (\delta / \delta y) \vec{j} + (\delta / \delta z) \vec{k}$$

De este modo, usando el *operador nabla*, podemos escribir:

$$\vec{\nabla} V = (\delta V / \delta x) \vec{i} + (\delta V / \delta y) \vec{j} + (\delta V / \delta z) \vec{k}$$

14.9 Optimización con Restricciones

En el proceso de optimización de problemas de la “vida real”, usualmente nos vemos confrontados con funciones que deben ser maximizadas o minimizadas, conjuntamente con numerosas restricciones que deben ser consideradas. Las restricciones, denominadas también condiciones laterales, podrían ser otras funciones con condicionantes que deben ser respetadas o podrían ser limitantes de las variables mismas.

Antes de iniciar la discusión de optimización con restricciones, debemos establecer ciertas definiciones:

14.9.1 Función Objetivo

Es la función que debe ser maximizada o minimizada.

14.9.2 Restricciones

Son las funciones o variables que limitan o restringen un análisis determinado.

14.9.3 Región Factible

Es la región definida por las restricciones, para las variables independientes.

14.9.4 Solución No Factible

Se aplica cuando la región factible no existe, debido a los valores de las restricciones; es decir, que los valores obtenidos de las variables independientes no satisfacen todas las restricciones.

14.10 Multiplicador de La Grange

Matemáticamente podemos establecer la siguiente ecuación:

$$\nabla f + \lambda \nabla W = 0 \quad (1)$$

Donde:

f = Función a ser considerada.

W = Función restricción.

∇ = Gradiente de la función.

λ = Multiplicador de La Grange.

Esto significa que dos gradientes pueden ser sumados, de tal manera que se cancelen entre sí, siempre y cuando uno de ellos sea multiplicado por un factor que lo iguale al otro.

La variable que produce la igualación de los gradientes es en este caso λ , y se denomina *Multiplicador de La Grange*. La ecuación anterior puede ser escrita como sigue:

$$\mathcal{L}(x_1, x_2, \lambda) = f(x_1, x_2) + \lambda w(x_1, x_2) \quad (2)$$

Esta ecuación se denomina la *Ecuación de La Grange* y consiste de tres variables: x_1 , x_2 , λ . Cuando resolvemos los valores óptimos de x_1 y x_2 , automáticamente calculamos el valor correcto de λ .

Para lograr las condiciones establecidas en la ecuación (1), solo requerimos que la derivada parcial de \mathcal{L} con respecto a cada variable desconocida x_1 , x_2 y λ sea igual a cero.

En el punto óptimo se cumple que:

$$\delta \mathcal{L} / \delta x_1 = 0$$

$$\delta \mathcal{L} / \delta x_2 = 0$$

$$\delta \mathcal{L} / \delta \lambda = 0$$

Supongamos que hubiese tres restricciones que deben cumplirse. Luego, este problema se representará como sigue:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar:} & f(x_1, x_2) \\ \text{Sujeto a:} & w_1(x_1, x_2) = 0 \\ & w_2(x_1, x_2) = 0 \\ & w_3(x_1, x_2) = 0 \end{array}$$

El punto óptimo tendrá la propiedad de que el *gradiente de f* y los *gradientes de w_1 , w_2 y w_3* serán linealmente dependientes. Es decir,

$$\nabla f + \lambda_1 w_1 + \lambda_2 w_2 + \lambda_3 w_3 = 0$$

Pudiendo establecer la *Ecuación de La Grange* como sigue:

$$L = f(x_1, x_2) + \lambda_1 w_1(x_1, x_2) + \lambda_2 w_2(x_1, x_2) + \lambda_3 w_3(x_1, x_2) = 0$$

Cuyo óptimo ocurrirá en:

$$\delta \mathcal{L} / \delta x_1 = 0$$

$$\delta \mathcal{L} / \delta x_2 = 0$$

$$\delta \mathcal{L} / \delta \lambda_1 = 0$$

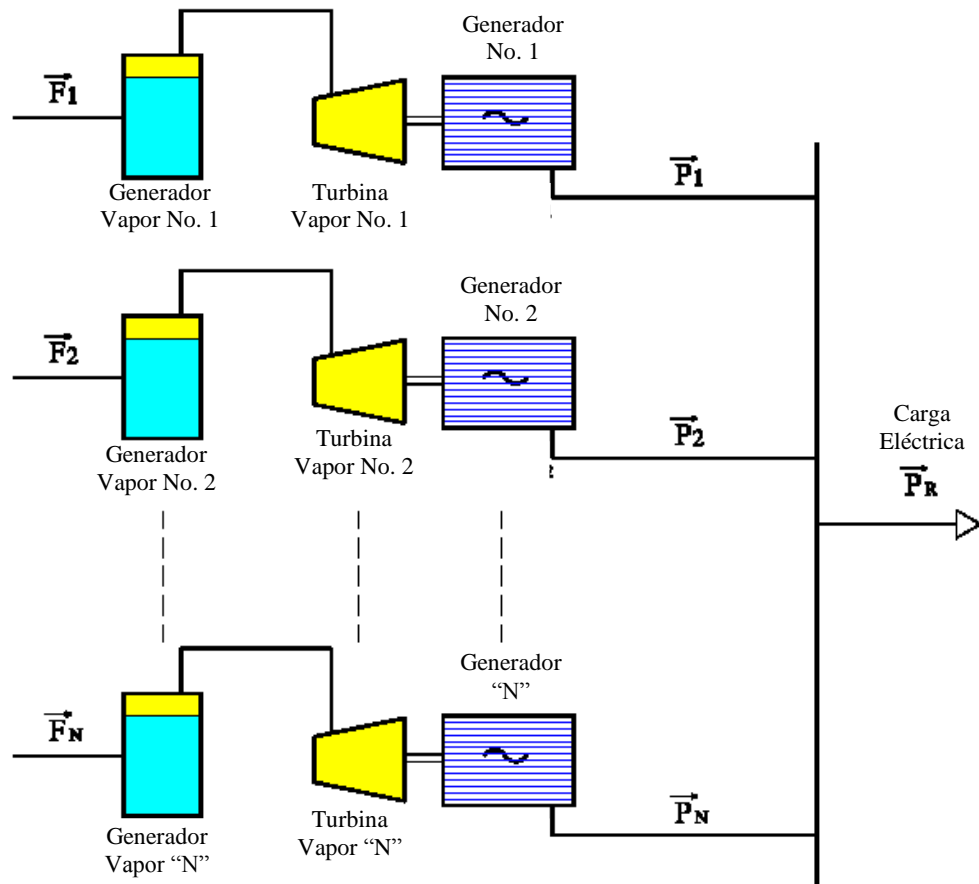
$$\delta \mathcal{L} / \delta \lambda_2 = 0$$

$$\delta \mathcal{L} / \delta \lambda_3 = 0$$

La formulación genérica para este tipo de problemas se denomina *Condiciones Kuhn-Tucker*.

14.11 Despacho Económico de Centrales Termoeléctricas a Vapor

La Figura 14.12 muestra N unidades térmicas conectadas en paralelo para suplir energía a una carga P_R .



Fuente: Imagen Autor ®

Figura 14.10: Operación sincronizada de “N” unidades térmicas

La entrada a cada unidad, mostrada como F_i , representa el *régimen de costo* de la unidad. La salida de cada unidad, P_i , es la potencia eléctrica neta generada por cada unidad.

El *régimen de costo total* se obtiene al sumar los regímenes de costo de cada unidad. La restricción esencial en la operación de este sistema es que la suma de las potencias de salida debe ser igual a la carga demandada P_R .

La *función objetivo* F_T es igual al costo total de suplir energía a la carga indicada.

El problema consistirá en minimizar F_T tomando en consideración la restricción de que la suma de las potencias generadas deba ser igual a la carga conectada.

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \quad (1)$$

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$$

$$P_R = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_N \quad (2)$$

$$P_R = \sum_{i=1}^N P_i$$

Luego,

$$\varphi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^N P_i$$

Este es un problema de optimización con restricciones, que puede ser resuelto aplicando métodos de cálculo avanzado que involucren la *Función de La Grange*. La *Función de La Grange* para este escenario se expresa como sigue:

$$\mathcal{L} = F_i + \lambda \varphi \quad (3)$$

$$\mathcal{L} = F_i + \lambda (P_R - \sum_{i=1}^N P_i) \quad (4)$$

Las condiciones necesarias para la obtención de un valor extremo de la *función objetivo* se logran cuando tomamos la primera derivada de la función de *La Grange* con respecto a cada una de las variables independientes, y las igualamos a cero.

$$\delta \mathcal{L} / \delta P_i = dF_i/dP_i + \lambda dP_R/dP_i - \lambda dP_i/dP_i = 0$$

Dado que: $dP_R/dP_i = 0$ y $dP_i/dP_i = 1$

La expresión general de *La Grange* será pues:

$$\delta \mathcal{L} / \delta P_i = dF_i/dP_i - \lambda_i = 0 \quad (5)$$

En este caso habrá $N + 1$ variables, es decir, los N valores de potencia de salida, P_i , más el *multiplicador de La Grange*, λ , el cual es también una incógnita del problema. La derivada

de la *Función de La Grange*, con respecto al multiplicador λ , nos da simplemente la ecuación de restricción.

Pero, por otro lado, las N ecuaciones que resultan cuando aplicamos la derivada parcial de la función de *La Grange*, con respecto a la potencia de salida, una a la vez, provee el conjunto de ecuaciones siguientes:

$$\begin{aligned}\delta \mathcal{L} / \delta P_1 &= dF_1/dP_1 - \lambda = 0 \\ \delta \mathcal{L} / \delta P_2 &= dF_2/dP_2 - \lambda = 0 \\ \delta \mathcal{L} / \delta P_3 &= dF_3/dP_3 - \lambda = 0 \\ &\vdots \\ &\vdots \\ &\vdots \\ \delta \mathcal{L} / \delta P_i &= dF_i/dP_i - \lambda = 0\end{aligned}$$

En general,

$$dF_i/dP_i - \lambda = 0 \quad (6)$$

Esto quiere decir que la condición necesaria para la existencia de una situación de mínimo costo de operación, para el sistema de potencia térmico analizado, es que el *régimen de costo incremental* de todas las unidades sea igual a un cierto valor desconocido λ .

Está claro que debemos agregar la ecuación de restricción, que establece que la suma de las potencias de salida de las máquinas es igual a la potencia demandada por la carga.

En adición a esto, hay dos inecuaciones que deben ser satisfechas para cada una de las unidades. Estas condiciones son que la potencia de salida de cada máquina debe estar en el rango de potencia mínima y potencia máxima de operación de dicha máquina.

Todas estas condiciones pueden ser presentadas en el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\left. \begin{aligned}dF_i/dP_i &= \lambda && \text{Para } P_{i, \min} \leq P_i \leq P_{i, \max} \\ dF_i/dP_i &\leq \lambda && \text{Para } P_i = P_{i, \max} \\ dF_i/dP_i &\geq \lambda && \text{Para } P_i = P_{i, \min}\end{aligned} \right\} (7)$$

14.12 Casos de Estudio Despacho Económico de Centrales Eléctricas

Para el caso de estudio siguiente utilizaremos un sistema de potencia consistente de tres unidades generadoras térmicas, con las siguientes características:

Unidad 1: Unidad Térmica (Combustible: Carbón)

$$\text{Potencia Máxima} = 600 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia Mínima} = 150 \text{ MW}$$

$$\text{Curva Entrada-Salida: } H_1 = 510.0 + 7.2 P_1 + 0.00142 P_1^2 \text{ (MMBtu/hr)}$$

Unidad 2: Unidad Térmica (Combustible: Fuel Oil No. 6)

$$\text{Potencia Máxima} = 400 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia Mínima} = 100 \text{ MW}$$

$$\text{Curva Entrada-Salida: } H_2 = 310.0 + 7.85 P_2 + 0.00194 P_2^2 \text{ (MMBtu/hr)}$$

Unidad 3: Unidad Térmica (Combustible: Fuel Oil No. 2)

$$\text{Potencia Máxima} = 200 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia Mínima} = 50 \text{ MW}$$

$$\text{Curva Entrada-Salida: } H_3 = 78.0 + 7.97 P_3 + 0.00482 P_3^2 \text{ (MMBtu/hr)}$$

$$P_R = 850 \text{ MW}$$

14.12.1 Caso de Estudio 1: Despacho Económico Centrales Térmicas

Dados los siguientes costos de combustible, determine el punto de despacho económico de las tres unidades térmicas bajo estudio.

Unidad 1: Costo Combustible = $C_1 = 1.1 \text{ \$/MMBtu}$

Unidad 2: Costo Combustible = $C_2 = 1.0 \text{ \$/MMBtu}$

Unidad 3: Costo Combustible = $C_3 = 1.0 \text{ \$/MMBtu}$

Solución:

$$\text{Dado que, } F_i(P_i) = H_i(P_i) * \text{Costo Combustible}$$

Entonces,

$$F_1(P_1) = H_1(P_1) * 1.1 = 561 + 7.92 P_1 + 0.001562 P_1^2 \text{ (\$/hr)}$$

$$F_2(P_2) = H_2(P_2) * 1.0 = 310 + 7.85 P_2 + 0.00194 P_2^2 \text{ (\$/hr)}$$

$$F_3(P_3) = H_3(P_3) * 1.0 = 78 + 7.97 P_3 + 0.00482 P_3^2 \text{ (\$/hr)}$$

Usando las ecuaciones (5) dadas anteriormente, tenemos que:

$$dF_1 / dP_1 = 7.92 + 0.003124 P_1 = \lambda \quad (a)$$

$$dF_2 / dP_2 = 7.85 + 0.00388 P_2 = \lambda \quad (b)$$

$$dF_3 / dP_3 = 7.97 + 0.00964 P_3 = \lambda \quad (c)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = 850 \text{ MW} \quad (d)$$

Despejando P en (a), (b) y (c), en función de λ :

$$P_1 = \frac{\lambda - 7.92}{0.003124} = 320.10 \lambda - 2,535.21$$

$$P_2 = \frac{\lambda - 7.85}{0.00388} = 257.73 \lambda - 2,023.20$$

$$P_3 = \frac{\lambda - 7.97}{0.00964} = 103.73 \lambda - 826.76$$

Y sustituyendo en (d):

$$(320.10 \lambda - 2,535.21) + (257.73 \lambda - 2,023.20) + (103.73 \lambda - 826.76) = 850$$

$$681.56 \lambda - 5,385.17 = 850$$

$$\lambda = 9.148 \text{ \$ / MWh}$$

Sustituyendo el valor de λ en las ecuaciones de potencia, tendremos pues que:

$$P_1 = 393.20 \text{ MW} \quad 150 \text{ MW} < P_1 < 600 \text{ MW}$$

$$P_2 = 334.60 \text{ MW} \quad 100 \text{ MW} < P_2 < 400 \text{ MW}$$

$$P_3 = 122.20 \text{ MW} \quad 50 \text{ MW} < P_3 < 200 \text{ MW}$$

$$\Sigma P = 393.20 + 334.60 + 122.20 = 850 \text{ MW}$$

Observe que las soluciones obtenidas cumplen con las restricciones establecidas, a saber:

1. Cada unidad produce una potencia de despacho económico que está dentro del límite máximo y mínimo establecido para cada unidad.
2. La sumatoria de las potencias individuales de despacho económico, es igual a la potencia máxima demandada por la carga de 850 MW.

14.12.2 Caso de Estudio 2: Despacho Hidro-Térmico

Para el caso de estudio siguiente utilizaremos un sistema de potencia consistente de dos unidades generadoras térmicas y dos hidroeléctricas, con las siguientes características:

Unidad 1: Unidad Térmica (Combustible: Gas Natural)

$$\text{Potencia Máxima} = 1200 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia Mínima} = 200 \text{ MW}$$

$$\text{Curva Entrada-Salida: } H_1 = 850.0 + 6.5 P_1 + 0.0024 P_1^2 \text{ (MMBtu/hr)}$$

$$\text{Precio Combustible} = C_1 = 0.70 \text{ \$/MMBtu}$$

Unidad 2: Unidad Térmica (Combustible: Carbón)

$$\text{Potencia Máxima} = 800 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia Mínima} = 100 \text{ MW}$$

$$\text{Curva Entrada-Salida: } H_2 = 680.0 + 6.80 P_2 + 0.010 P_2^2 \text{ (MMBtu/hr)}$$

$$\text{Precio Combustible} = C_2 = 0.90 \text{ \$/MMBtu}$$

Unidad 3: Unidad Hidroeléctrica

$$\text{Potencia Máxima} = 500 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia Mínima} = 50 \text{ MW}$$

$$\text{Curva Entrada-Salida: } H_3 = 255.0 + 7.10 P_3 + 0.0095 P_3^2 \text{ (MMm}^3\text{/hr)}$$

$$\text{Precio Monómico Agua} = A = 0.60 \text{ \$/MMm}^3$$

Unidad 4: Unidad Hidroeléctrica

$$\text{Potencia Máxima} = 150 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia Mínima} = 30 \text{ MW}$$

$$\text{Curva Entrada-Salida: } H_4 = 85.0 + 7.30 P_4 + 0.0283 P_4^2 \text{ (MMm}^3\text{/hr)}$$

$$\text{Precio Monómico Agua} = A = 0.60 \text{ \$/MMm}^3$$

$$P_R = 1800 \text{ MW}$$

Solución:

Costos de combustible por unidad:

$$F_1(P_1) = H_1(P_1) * 0.7 = 595 + 4.55 P_1 + 0.0017 P_1^2 \text{ (\$/hr)}$$

$$F_2(P_2) = H_2(P_2) * 0.9 = 612 + 6.12 P_2 + 0.009 P_2^2 \text{ (\$/hr)}$$

$$F_3(P_3) = H_3(P_3) * 0.6 = 153 + 4.26 P_3 + 0.0057 P_3^2 \text{ (\$/hr)}$$

$$F_4(P_4) = H_4(P_4) * 0.6 = 51 + 4.38 P_4 + 0.017 P_4^2 \text{ (\$/hr)}$$

Los costos incrementales de combustible y agua se expresarían como sigue:

$$dF_1 / dP_1 = 4.55 + 0.0034 P_1 = \lambda$$

$$dF_2 / dP_2 = 6.12 + 0.018 P_2 = \lambda$$

$$dF_3 / dP_3 = 4.26 + 0.0114 P_3 = \lambda$$

$$dF_4 / dP_4 = 4.38 + 0.034 P_4 = \lambda$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = 1800 \text{ MW}$$

Despejando P en cada ecuación:

$$P_1 = 294.12 \lambda - 1,338.24$$

$$P_2 = 55.56 \lambda - 340.0$$

$$P_3 = 87.72 \lambda - 373.68$$

$$P_4 = 29.41 \lambda - 128.82$$

Sustituyendo los valores de P en la ecuación de restricción:

$$466.81 \lambda - 2,180.74 = 1800$$

$$\lambda = 8.5275 \text{ \$/MWh}$$

Los valores de P serian pues:

$$\begin{array}{ll} P_1 = 1,170 \text{ MW} & ; \quad 200 \text{ MW} < P_1 < 1200 \text{ MW} \\ P_2 = 134 \text{ MW} & ; \quad 100 \text{ MW} < P_2 < 800 \text{ MW} \\ P_3 = 374 \text{ MW} & ; \quad 50 \text{ MW} < P_3 < 500 \text{ MW} \\ P_4 = 122 \text{ MW} & ; \quad 30 \text{ MW} < P_4 < 150 \text{ MW} \\ \Sigma P = 1800 \text{ MW} & \end{array}$$

Por tanto, todas las condiciones se cumplen para lograr un despacho económico.

Otros aspectos a considerar en despacho económico son tales como:

1. Despacho de unidades térmicas considerando las pérdidas de las redes.
2. El Método de Iteración λ .
3. El Método del Gradiente de Primer Orden.
4. El Método del Gradiente de Segundo Orden.
5. Pérdidas en las redes de transmisión.
6. Generación con limitado suministro.
7. Organismos coordinadores.

Estos tópicos son cubiertos en cursos más avanzados de ingeniería eléctrica, tales como maestrías y doctorados.

Bibliografía

- Grigsby, L.L., *Electric Power Generation, Transmission and Distribution, Third Edition*, CRC Press, New York, 2012
- Bayliss, C.R., Hardy, B.J., *Transmission and Distribution Electrical Engineering, Fourth Edition*, Elsevier, Boston, 2012
- Kehlhofer, R., Rukes, B., Hannemann, F., Stirnimann, F., *Combined-Cycle Gas Steam Turbines Power Plants, Third Edition*, PennWell, Oklahoma, 2009
- Nag, P., *Power Plant Engineering, Second Edition*, Mc Graw Hill, New York, 2001
- Russell Mason, C., *The Art and Science of Protective Relaying*, John Wiley & Sons, New York, 1955
- Fink, D.G., Wayne Beaty, H., *Standard Handbook for Electrical Engineers, 12th Edition*, Mc Graw Hill Book Company, New York, 2003
- Wood, A.J., Wollemborg, B.F., *Power Generation, Operation & Control*, John Wiley & Sons, New York, 1984
- McDonald, J.D., *Electric Power Substations Engineering, Second Edition*, CRC Press, New York, 2007
- Gers, J.M., *Distribution System Analysis and Automation*, The Institution of Engineering and Technology, London, 2014
- Enríquez Harper, G.: *Elementos de Centrales Eléctricas, Tomos I y II*, Limusa, México, 1982
- Haywood, R.: *Análisis Termodinámico de Plantas*, Limusa, México, 1986
- Gaffert, G.A., *Centrales de Vapor*, Reverte, México, 1981
- Swift, C.D., *Plantas de Vapor. Arranque, Pruebas y Operación*, Continental, México, 1982
- Zopetti, G., *Centrales Hidroeléctricas*, Gustavo Gili, Barcelona, España, 1971
- Enciclopedia CEAC: *Centrales Eléctricas*, CEAC, Madrid, España, 1973

Grainger, J, Stevenson, A., *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Mc Graw Hill, New York, 1979

Enríquez Harper, G, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Limusa, México, 1992

Glover, J.D., Sarma, M.S., *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Thomson, New York, 1993

Coto Aladro, J., *Análisis de Sistemas de Energía Eléctrica*, Mc Graw Hill, New York, 2002

EL AUTOR



El autor posee la Maestría en Ingeniería de Potencia Eléctrica del Rensselaer Polytechnic Institute (RPI), Troy, New York, USA. Grado de Ingeniería Eléctrica y Mecánica de la Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD), honor “Magna Cum Laude”. Profesor de la Universidad Autónoma de Santo Domingo, de la Universidad APEC y de la Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra, en la República Dominicana, en las cátedras de potencia eléctrica. Decano de Ingeniería e Informática en la Universidad APEC. Profesional en ejercicio desde el año de 1977 y consultor en energía desde el año de 1990.