

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN
DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA

*Apuntes para la asignatura de
Plantas Generadoras*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N :

JUAN PABLO TÉLLEZ ROSAS

HORACIO JIMÉNEZ PÉREZ

LUIS EDUARDO BARRIGA ARTEAGA

DIRECTOR DE TESIS: ING. ARTURO MORALES COLLANTES.

Ciudad universitaria, Junio 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a Dios por haberme permitido llegar hasta este momento y haberme dado salud y conocimiento para lograr mis metas. A mis padres Luis y Gabriela por haberme apoyado siempre a lo largo de mis estudios con consejos, valores, motivación constante y mucho cariño, para lograr ser una persona de buenos principios. A mis abuelos que con sus ejemplos de perseverancia y constancia lograron ser unas grandísimas y ejemplares personas a quienes yo respeto y quiero mucho y particularmente a mi abuelo Manuel quien me infundió profundos consejos de vida que me han hecho ser la persona que soy. A mis familiares que tanto me han motivado y que a pesar de constantes problemas siempre han sabido salir adelante y principalmente el estar unidos conviviendo frecuentemente disfrutando de tantos momentos felices me han hecho valorarlos y quererlos infinitamente. A Sandra una niña muy especial que me ha inspirado a culminar este trabajo. A mis amigos Horacio Leal, Alejandro, Mauricio y Fernando Sánchez, Giovanni Montes, Alejandro Núñez, Héctor Andrade, Armando Ojeda y Mario Llanito con los que he vivido y hemos aprendido tantas cosas juntos, con las que hemos crecido juntos positivamente en estos primeros casi ya 10 años de maravillosa amistad. A mi gran amigo Marco que gracias a sus viajes y experiencias, me ha hecho valorar y apreciar las maravillosas riquezas naturales de nuestra tierra mexicana, generando en mí un profundo amor por mi país. A la Universidad Nacional Autónoma de México por abrirme sus puertas y brindarme una alta formación académica a través de excelentes profesores, especialmente al Ingeniero Arturo Morales Collantes por su gran apoyo, conocimiento y experiencia que nos ha brindado para la culminación de nuestros estudios profesionales a través de este trabajo que a pesar del amplio tiempo invertido ha valido mucho la pena ya que ha reafirmado mi profundo gusto por la Ingeniería Eléctrica, la cual pienso desarrollarla plenamente en beneficio de México.

“Al final de este maravilloso viaje que es la vida, lo importante es lo vivido”

Luis Eduardo Barriga Arteaga.

DEDICATORIA

*Para Lidia ,
Juan,
Viridiana y
Maybellin
por sus consejos,
apoyo,
comprensión y
cariño
en todos estos años de estudio.*

*Gracias a mis familiares y
amigos por sus muestras de apoyo y
motivación.*

Horacio Jiménez Pérez.

DEDICATORIA

A mis padres y hermanos por la paciencia y el apoyo incondicional.

Por su apoyo en los momentos difíciles y sus consejos a la Familia Hernandez en especial a la Sra. Toñita.

A toda mi familia, amigos e ingenieros que con su esfuerzo son un ejemplo para seguir superandome.

INTRODUCCIÓN:

El presente trabajo tiene por objetivo el desarrollo del temario de la asignatura de plantas generadoras, describiendo detalladamente tema a tema todas las características que implica el proceso de generación de energía eléctrica desde la materia prima o recurso renovable que se necesita para producirla hasta el momento en que se encuentra lista para su transmisión a los centros de carga.

Cabe señalar que nuestro trabajo desarrollado tiene un enfoque exclusivamente de carácter eléctrico, por lo cual no se aborda lo referente a obra civil como sucede con la mayoría de los autores, esto debido a que el trabajo que se presenta a continuación se encuentra totalmente apegado al temario de la asignatura reagrupando algunos temas además de añadir otros a manera de complemento.

Por otro lado creemos que es necesaria la creación de estos apuntes con el propósito de proporcionar un apoyo y herramienta confiable tanto para los estudiantes como para los profesores, que cursen o impartan respectivamente, un curso completo de plantas generadoras.

El desarrollo de nuestro trabajo comienza con el tema del desarrollo histórico que la energía eléctrica ha presentado tanto a nivel mundial como nacional, continuando así con un estudio detallado del generador síncrono, donde analizaremos sus características generales, las partes que lo integran, los sistemas de control con los que cuenta y su modo de operación. Posteriormente realizamos un análisis de las características físicas de los diferentes componentes que conforman una planta generadora, considerando sus no menos importantes sistemas auxiliares y arreglos, así como también todo lo relacionado con la operación de las mismas sin dejar de lado la importancia de su conexión y su comportamiento en los sistemas eléctricos de potencia; así mismo se analizará el despacho económico de carga. Finalmente para tener un panorama global del tema, se tratarán las nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica en forma limpia, así como la normatividad aplicable referida a los daños ecológicos y atmosféricos.

CONTENIDO

1 LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

1.1. REVISIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	2
1.1.1. Revolución industrial.....	2
1.1.2. Inicio de la industria eléctrica.....	3
1.1.3. La energía eléctrica en México.....	9
1.1.3.1. Primera etapa 1879 – 1903 Introducción de la energía eléctrica en México.....	9
1.1.3.2. Segunda etapa 1903-1937. Establecimiento de la Mexican Ligth and Power Limited, predecesora de la Compañía de Luz y Fuerza.....	10
1.1.3.3. Tercera etapa 1937- a la fecha, creación de la Comisión Federal Electricidad.....	11
1.1.3.4. Cuarta etapa. Apertura a la inversión privada del sector eléctrico 1992 a la fecha.....	12
1.1.3.4.1. Propuestas de cambio a la ley de servicio público de energía eléctrica.....	12
1.1.4. Capacidad y generación del sistema eléctrico: Sector público y sector privado.....	14
1.2. FUENTES DE ENERGÍA.....	15
1.2.1. Fuentes de energía primaria y secundaria.	15
1.3. PLANTAS GENERADORAS DE ELECTRICIDAD.....	16
1.3.1. Plantas hidroeléctricas.....	16
1.3.2. Plantas termoeléctricas: Convencionales, Carboeléctricas, Nucleares y Ciclo combinado.....	17
1.3.3. Plantas termoeléctricas convencionales.	18
1.3.4. Plantas termoeléctricas nucleares.....	19
1.3.4.1. Fisión nuclear.....	19
1.3.4.2. Principales elementos de un reactor nuclear.....	19
1.3.4.3. Reactores utilizados para la generación de electricidad.....	20
1.3.5. Plantas termoeléctricas de ciclo combinado.....	22
1.4. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	24
1.4.1. Plantas eólicas.....	24
1.4.2. Plantas solares.....	27
1.4.2.1. Generación fotovoltaica.....	27
1.4.2.1.1. Celdas solares.....	28
1.4.2.2. Sistemas fotovoltaicos.....	28
1.4.3. Sistemas solares térmicos.....	29
1.4.4. Celdas de combustible.....	31
1.5. OTRAS TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	33
1.5.1. Biomasa.....	33
1.5.2. Biodisel.....	33
1.5.3. Alcohol.....	33
1.5.4. Biogás.....	34
1.5.5. Incineración de basura.....	34
EJERCICIO.....	35

2 EL GENERADOR SÍNCRONO.

2.1. GENERADORES SÍNCRONOS.....	36
2.1.1. Características generales de los generadores.....	36
2.1.2. Generadores de alta velocidad.....	39
2.1.3. Generadores de baja velocidad.....	40
2.1.4. Estudio del generador síncrono de polos lisos por medio de su diagrama fasorial.....	41
2.1.5. Carta de operación del generador.....	47
2.1.6. Analogía mecánica.....	49
2.1.7. Sistemas de excitación.....	50
2.1.7.1. Generador de corriente continua con reóstato de campo.....	50
2.1.7.2. Sistemas modernos de excitación.....	50
2.1.7.3. Excitatriz con doble convertidor de tiristores.....	51
EJERCICIOS.....	53

3 PLANTAS GENERADORAS.

3.1. EL EQUIPO DE LA PLANTA.....	58
3.1.1. Turbinas.....	58
3.1.1.1. Turbinas hidráulicas.....	58
3.1.1.2. Turbinas de vapor.....	67
3.1.2. Generador.....	69
3.1.3. Regulador de tensión.....	70
3.1.4. El transformador.....	71
3.1.5. Transformador de corriente.....	72
3.1.6. Transformadores de potencial.....	72
3.1.7. Interruptores.....	73
3.1.8. Cuchillas.....	73
3.1.9. Buses o barras colectoras.....	74
3.1.10. Apartarayos.....	74
3.1.11. Reactores.....	75
3.2. SERVICIOS AUXILIARES.....	75
3.2.1. Definición de los servicios auxiliares.....	75
3.2.2. Accesorios de los servicios auxiliares.....	76
3.3. AUXILIARES DE ARRANQUE Y MARCHA.....	77
3.4. ALIMENTACIÓN DE LOS EQUIPOS AUXILIARES.....	78
3.5. ARREGLOS GENERALES DEL EQUIPO DE PLANTA.....	80
3.5.1. Conexión de los generadores.....	81
3.5.1.1. Generadores conectados directamente a un sistema de barras colectoras sencillo.....	81
3.5.1.2. Generadores en conexión bloque o unidad.....	82
3.5.1.3. Generadores conectados a barras colectoras dobles con interruptor de amarre y transmisión en alta tensión.....	84
3.5.1.4. Generadores conectados a barras colectoras dobles con interruptor de amarre y barras auxiliares.....	85
3.5.1.5. Conexión de generadores a bancos de transformadores con tres devanados.....	86
3.5.1.6. Conexión de generadores a bancos de transformadores con tres devanados, sistema de dos barras con barra auxiliar a la salida.....	87
3.5.2. Conexión de servicios auxiliares.....	88

3.6. ESQUEMAS ELÉCTRICOS DE LA PLANTA:	93
3.6.1. Esquema de la planta.....	93
3.6.2. Esquema de los servicios auxiliares.....	95
3.6.3. Esquema general.....	97
3.7. EQUIPO DE CONTROL Y SU DISTRIBUCIÓN MÁS CONVENIENTE.	98
3.8. TIPOS DE PLANTA.	105
3.9. NORMATIVIDAD APLICABLE Y ORGANISMOS AFINES A LAS PLANTAS GENERADORAS.....	106
EJERCICIOS.....	109

4 CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERADORES.

4.1. CONTROL DE GENERADORES.	113
4.1.1. Estructura de los sistemas de control.....	113
4.1.2. El control MW-frecuencia.....	114
4.1.3. El control MVAR-tensión.....	115
4.1.4. El regulador de velocidad.....	117
4.1.5. El regulador de tensión.....	119
4.1.6. Sistemas modernos de control.....	121
4.1.6.1. Control del flujo de potencia.....	121
4.1.6.2. Control automático de generación.....	122

5 EL SISTEMA DE POTENCIA Y LAS PLANTAS GENERADORAS.

5.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.	124
5.1.1 La estructura del sistema eléctrico de potencia.....	124
5.1.2 Las relaciones entre los distintos elementos del sistema.	127
5.1.3 Personal de operación y control del sistema eléctrico.	129
5.2. OPERACIÓN DEL GENERADOR.	130
5.2.1 Operación en estado permanente.	130
5.2.2 Operación en estado transitorio.	132
5.2.3 Sobretensiones.	133
5.2.3.1 Sobretensiones de baja frecuencia.	133
5.2.3.2 Sobretensiones de alta frecuencia o transitorias.	134
5.2.3.3 Sobreexcitación en el generador.	135
5.2.4 Conexión a tierra.	136
5.2.4.1 Puesta a tierra de baja impedancia.	136
5.2.4.2 Puesta a tierra de alta impedancia.	139
5.2.5 El problema de la estabilidad.	141
5.2.5.1 Estabilidad estática.....	141
5.2.5.2 Estabilidad dinámica.	141

6 OPERACIÓN DE LOS GENERADORES BAJO CONDICIONES DE CARGA

6.1.	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.	143
6.1.1	Características de la carga.	143
6.1.2	Potencia activa.	146
6.1.3	Potencia reactiva.	147
6.2.	CONTROL DE LA FRECUENCIA Y DE LA CARGA.	148
6.2.1	Control de frecuencia.	148
6.2.2	Control de carga.	149
6.2.3	Operación económica.	152
6.2.4	Normatividad en relación con la calidad del suministro de energía eléctrica.	153
	EJERCICIO.....	155

7 IMPACTO SOBRE EL AMBIENTE POR LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

7.1.	FUENTES DE ENERGÍA NO RENOVABLE.	157
7.2.	LIMITACIÓN DE LOS RECURSOS HIDRÁULICOS.	160
7.3.	EMISIÓN DE CONTAMINANTES AL MEDIO AMBIENTE.	163
7.4.	NORMATIVIDAD APLICABLE A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	172
	EJERCICIOS.....	175

	ANEXO. Mapas.....	178
--	-------------------	-----

	CONCLUSIÓN.....	183
--	-----------------	-----

	BIBLIOGRAFÍA.....	184
--	-------------------	-----

CAPÍTULO 1

LA ENERGÍA ELÉCTRICA.



La forma de vida actual se originó en un periodo determinado que ha sido de gran trascendencia, esta etapa se denomina Revolución Industrial, este es además el comienzo de la industria eléctrica ya que en el año de 1831 M. Faraday enuncia sus leyes. En este capítulo hacemos una breve mención de la Revolución Industrial y una revisión de una parte de la historia de la energía eléctrica, además de una breve reseña de la historia de la energía eléctrica en México.

1.1. REVISIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1.1. REVOLUCIÓN INDUSTRIAL.

El periodo de la Revolución Industrial que inició en Inglaterra, entre los años de 1750 a 1830, en ese tiempo se desarrollaron cambios en la economía primordialmente agrícola y artesanal a una economía industrial; ésta se caracterizó por el establecimiento de fábricas o manufacturas, en la que los medios de producción eran propiedad privada de los dueños de las fabricas y la mano de obra la constituían obreros que se alquilaban por su fuerza de trabajo.

A partir del incremento de la demanda de mercancías entre los continentes, América y Europa principalmente, surge la necesidad de proveerlos a más lugares y de hacerlo de una forma más rápida, en este contexto el desarrollo de la máquina de vapor de Watt en el año de 1769, y el telar mecánico perfeccionado en 1785 por Cartwright contribuyeron de forma decisiva en el nuevo modo de producción. El modo de producción lo llamaron Capitalismo.

Así se desplaza la fuerza motriz del hombre y de los animales por una máquina capaz de realizarlo en un menor tiempo y de una forma más económica. Por ejemplo se utilizo la máquina de vapor de Watt para el transporte de personas y de mercancías mediante el uso de la locomotora, además de vehículos de vapor, también se utilizó la máquina de vapor para desaguar las minas, ya que de estas se extraía el carbón y el acero para las máquinas de vapor. Nuevas industrias se desarrollaban y los centros mineros y fabriles surgían en toda Inglaterra.

La máquina de vapor fue el inicio de los generadores eléctricos los cuales eran muy lentos e ineficientes. Y fue hasta en 1884 que se desarrolló la turbina de vapor por Charles A. Parson. Y años después en 1892 Parson perfeccionó la turbina e instaló la primera turbina de vapor que giraba a una velocidad de 1 800 revoluciones por minuto.

Los sucesivos perfeccionamientos de las turbinas de vapor ayudaron a la producción de energía eléctrica en plantas llamadas termoeléctricas, utilizando diversos tipos de combustibles.

Como hemos visto, la revolución industrial sólo abarca un periodo de desarrollo en la historia de la humanidad y es parte importante del avance del fenómeno eléctrico, el cual comenzó a estudiarse desde épocas anteriores con las aportaciones y descubrimientos de varios personajes importantes como Volta, Coulomb y Franklin, etc.

El final del periodo de la Revolución Industrial (1750 -1830) es el inicio de la industria eléctrica ya que en el año de 1831 se enuncian las leyes de Inducción de Faraday.

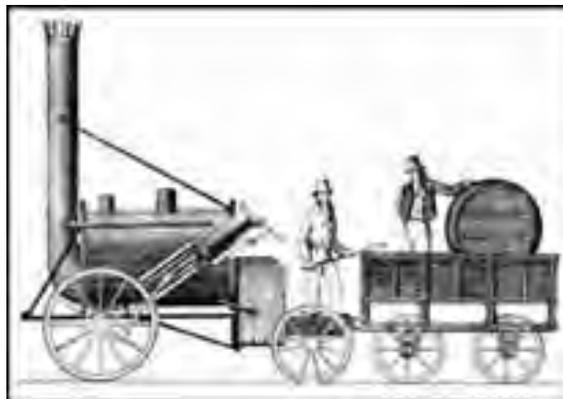


Figura. 1.1 Máquina de vapor.

1.1.2. INICIO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

En 1831 Michael Faraday, pensó que una corriente que circulara cerca de un circuito induciría una fem en él. El resultado de su experimento fue que esto sólo sucedía al comenzar y cesar de fluir la corriente en el primer circuito. Sustituyó la corriente por un imán y encontró que su movimiento en la proximidad del circuito inducía en éste una fem. De este modo pudo comprobar que el trabajo mecánico empleado en mover un imán podía transformarse en una fem.

Así demuestra que se podía producir electricidad sin sustancias químicas, lo cual lleva a la invención del dinamo.

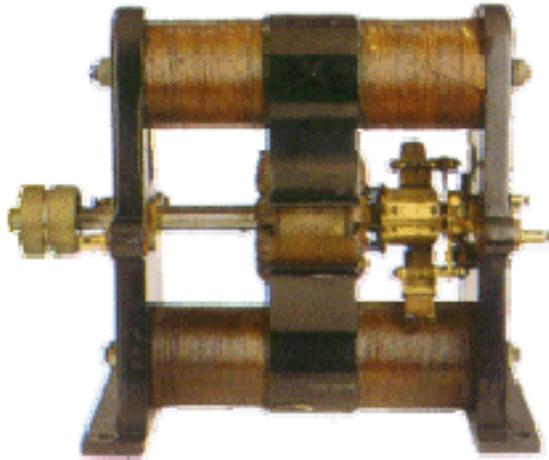


Figura. 1.2 Dinamo de Faraday

El primer transformador fue, de hecho, construido por Faraday cuando realizó los experimentos en los que descubrió la inducción electromagnética. Los elementos empleados fueron dos bobinas enrolladas una encima de la otra, donde variando la corriente que circulaba por una de ellas, cerrando o abriendo el interruptor, el flujo magnético a través de la otra bobina variaba y se inducía una fem en la segunda bobina.



Figura. 1.3 Transformador de Faraday

En 1832, Hipólito Pixii, presentó un generador eléctrico movido a mano, este era muy elemental y como puede esperarse proporcionaba poca fuerza electromotriz. Este generador contaba con bobinas fijas y un imán permanente en forma de herradura, el cual giraba en torno a las bobinas, estaba provisto de un conmutador para proporcionar corriente continua.

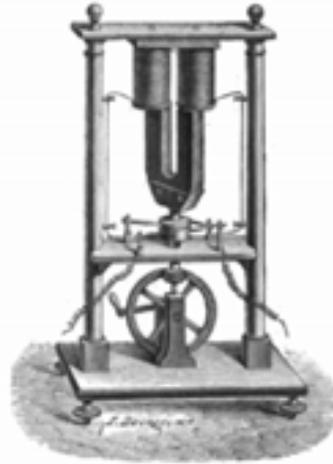


Figura. 1.4 Dinamo de Hipólito Pixii.

En el año de 1834, el físico Lenz realiza los mismos experimentos que Faraday y su aportación consiste en haber explicado el sentido de la fem y en consecuencia el de la corriente en un circuito sujeto a un flujo magnético variable en el tiempo (Principio de Lenz).

En 1839, Jacobi inventó un motor consistente en electroimanes montados sobre un disco móvil que se atraían y repelían con otros electroimanes fijos. La corriente se enviaba a los electroimanes mediante un conmutador movido por el eje del aparato, así se obtenía la rotación de la parte móvil. Se observaba así la conversión de la energía eléctrica en trabajo mecánico y la importancia de mejorar este motor, el cual podía sustituir las máquinas de vapor.



Figura. 1.5 Motor de Moritz Hermann Jacobi

Uno de los primeros generadores eléctricos de corriente continua industriales fue presentado por Werner Von Siemens, con el nombre de dinamo en 1866.

Los experimentos de Faraday fueron expresados matemáticamente por James Maxwell, quien en 1873 presentó sus ecuaciones que unificaban la descripción de los comportamientos eléctricos y magnéticos y su desplazamiento a través del espacio en forma de ondas.

Maxwell demuestra que un circuito eléctrico oscilante irradia ondas electromagnéticas cuya velocidad es muy próxima a la velocidad de la luz.

En 1870 Zénobe T. Gramme, presentó un generador de corriente continua del cual se obtuvo la corriente eléctrica en forma continua y eficiente, que estaba compuesto de un inducido consistente en un anillo de hierro dulce sobre el que se había enrollado un conductor de cobre aislado, que giraba entre los polos de un imán permanente, posteriormente el imán fue sustituido por un electroimán. Estos generadores fueron capaces de alimentar a los primeros sistemas de iluminación eléctrica que estaban compuestos por lámparas de arco; esta energía eléctrica sustituía a las lámparas de aceite que iluminaban las calles de las ciudades.

En 1873 Fontaine, se dió cuenta que el dinamo de Gramme era una máquina reversible es decir que podía funcionar como motor eléctrico, así los dinamos de Gramme proporcionaron a la industria un aparato práctico para producir y utilizar energía eléctrica. Con generadores y motores funcionando a la par se conoce la forma práctica de su utilización.



Figura. 1.6 Lámpara de aceite.

Los sistemas de iluminación con lámparas de arco fueron desarrollados casi simultáneamente en Francia, Alemania, Inglaterra y Estados Unidos (1876)

Las lámparas de arco eran conectadas a una planta de energía eléctrica cuyo primotor era accionado por un motor de vapor o de combustión interna.

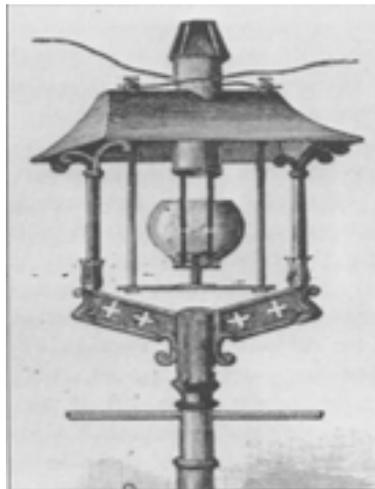


Figura. 1.7 Lámpara de arco.

En 1878 Thomas Alva Edison comenzó los experimentos que terminarían un año más tarde con la invención de la lámpara eléctrica, que generalizaría el uso de la electricidad. Edison, utilizando una nueva bomba de vacío neumática produjo una lámpara resistente y comercialmente viable provista de un filamento de carbono.

Otra contribución decisiva que Edison hizo fue la estación eléctrica en 1881, la cual es una planta en la que se generaba electricidad y de allí se distribuía. Esto ocurrió en la ciudad de Nueva York, de su estación que contenía un generador de corriente continua salió una red de líneas que distribuyeron la electricidad en muchas partes de la ciudad, tal como en ese entonces ya se hacía con el gas y el agua. Al ofrecer el servicio de la luz eléctrica al público Edison dejó atrás a todos sus competidores.

Una vez que la electricidad pudo ser generada y distribuida para la iluminación, se aprovechó para ser utilizada como fuerza motriz por medio de motores eléctricos. Se puso así a disposición de la industria y de los transportes un nuevo medio universal de la distribución de energía eléctrica que dio un gran impulso a la utilización de los motores eléctricos.



Figura. 1.8 Propaganda de la Compañía de Luz de Edison

A principios de la década de 1880, Nikola Tesla inventa el generador de corriente alterna, lo que permitía transportar la electricidad a lo largo de grandes distancias, mucho más de lo que se podía hacer con la corriente continua que requería la presencia de un generador cada pocos kilómetros. Así comienza el desarrollo de una nueva forma de energía eléctrica con el uso de generadores de corriente alterna.

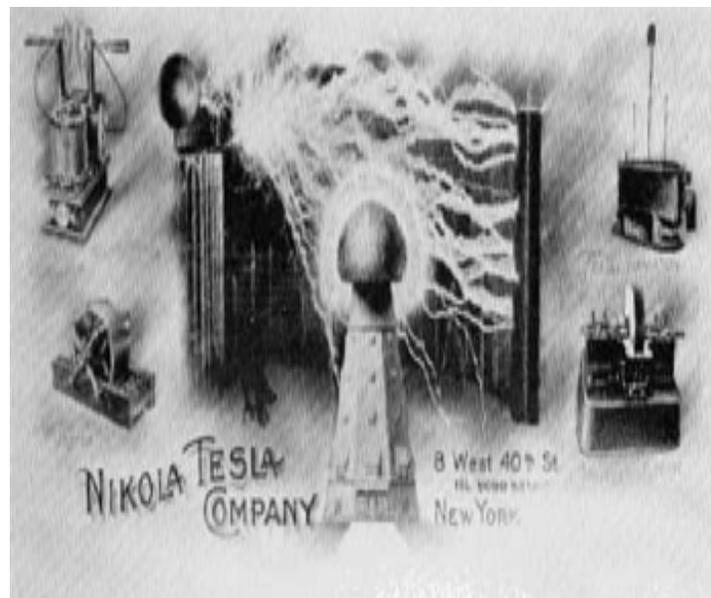


Figura. 1.9 Propaganda de la compañía de Tesla.

En 1881, por medio de una ingeniosa combinación, Charles Brush logró que el voltaje del generador tuviese siempre un valor constante sin importar cuánta corriente proporcionara el aparato.

Por otro lado el inventor francés, Lucien H. Gaulard, y un ingeniero inglés, John D. Gibbs, obtuvieron en 1882 una patente para un dispositivo que ellos llamaron generador secundario, dicho "generador" fue una versión poco práctica de lo que hoy en día llamamos transformador.

En 1888 Nikola Tesla obtuvo una patente por un generador polifásico de corriente alterna que producía gran potencia eléctrica; muy pronto este tipo de máquina fue la más usada.

Hoy en día se emplean generadores trifásicos conectados en paralelo con lo que se logra producir grandes cantidades de electricidad en las plantas generadoras.

Ya una vez establecida la generación de corriente directa para los sistemas de iluminación y sus usos industriales se presenta una nueva forma en la generación de energía eléctrica que pondría a prueba tal sistema.

En 1890, la compañía Westinghouse, recién constituida experimento una nueva forma de generación de electricidad con corriente alterna, que presentaba una serie de ventajas inherentes.

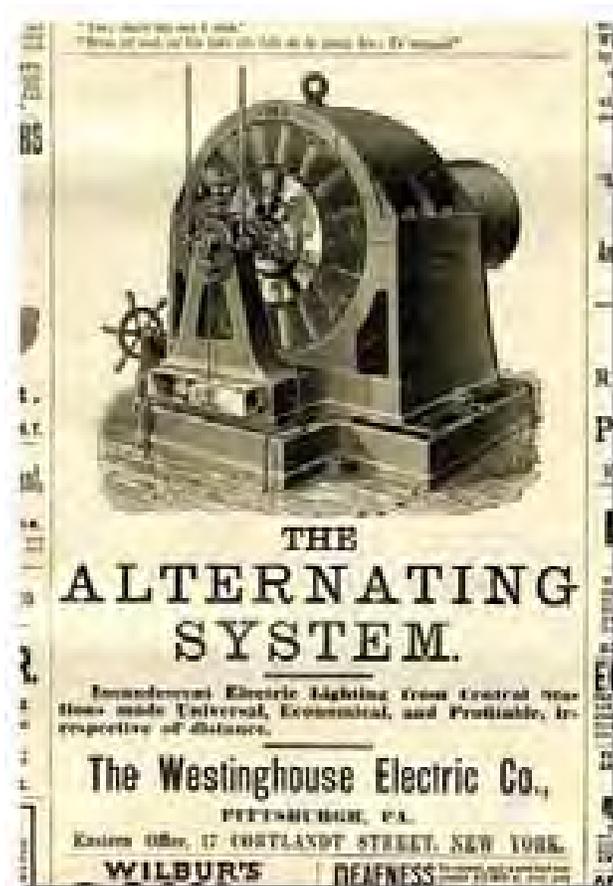


Figura. 1.9 Propaganda de Westinghouse de su compañía de luz.

Lo que dio lugar a controversias entre Edison de la nueva compañía General Electric, y la Westinghouse, para definir si la industria eléctrica debería establecer normas sobre la operación de los sistemas en corriente directa o corriente alterna. Finalmente triunfó el establecimiento de los sistemas de corriente alterna, debido a que:

- En los sistemas eléctricos, la corriente alterna puede ser transportada a grandes distancias elevando la tensión generada por medio del transformador reduciendo pérdidas eléctricas ya que se disminuye la corriente en forma proporcional al aumento de la tensión.

Una vez que se estandarizó la operación de los sistemas de corriente alterna (CA), apareció prácticamente el concepto de estación central y desaparecieron los problemas de las cargas aisladas. Este tipo de compañías tuvieron cada vez más número de clientes, ya que la mayor parte del incremento de la carga se podía manejar sin que hubiera necesidad de incrementar la inversión de capital, se abarató el costo por unidad de energía lo que atrajo aún a más clientes.

Las empresas eléctricas locales se expandieron en tal forma que se compartieron sus límites. Esta ventaja operativa fue aparente, como las cargas en sistemas adyacentes no necesariamente alcanzaban su máximo al mismo tiempo, se optó por la interconexión de los sistemas y satisfacer las condiciones de carga máxima con la generación de potencia combinada, aprovechándose las ventajas de interconectar diferentes centrales generadoras y cargas, por tanto, este paso representaba una extensión lógica del principio y una mejor utilización del equipo del sistema.

Con la interconexión de los sistemas surgió un problema técnico ya que en ese tiempo (1900), las empresas eléctricas generaban en frecuencias diferentes de CA como por ejemplo 25, 50, 60, 125, 133 cps. incluyendo corriente directa (CD).

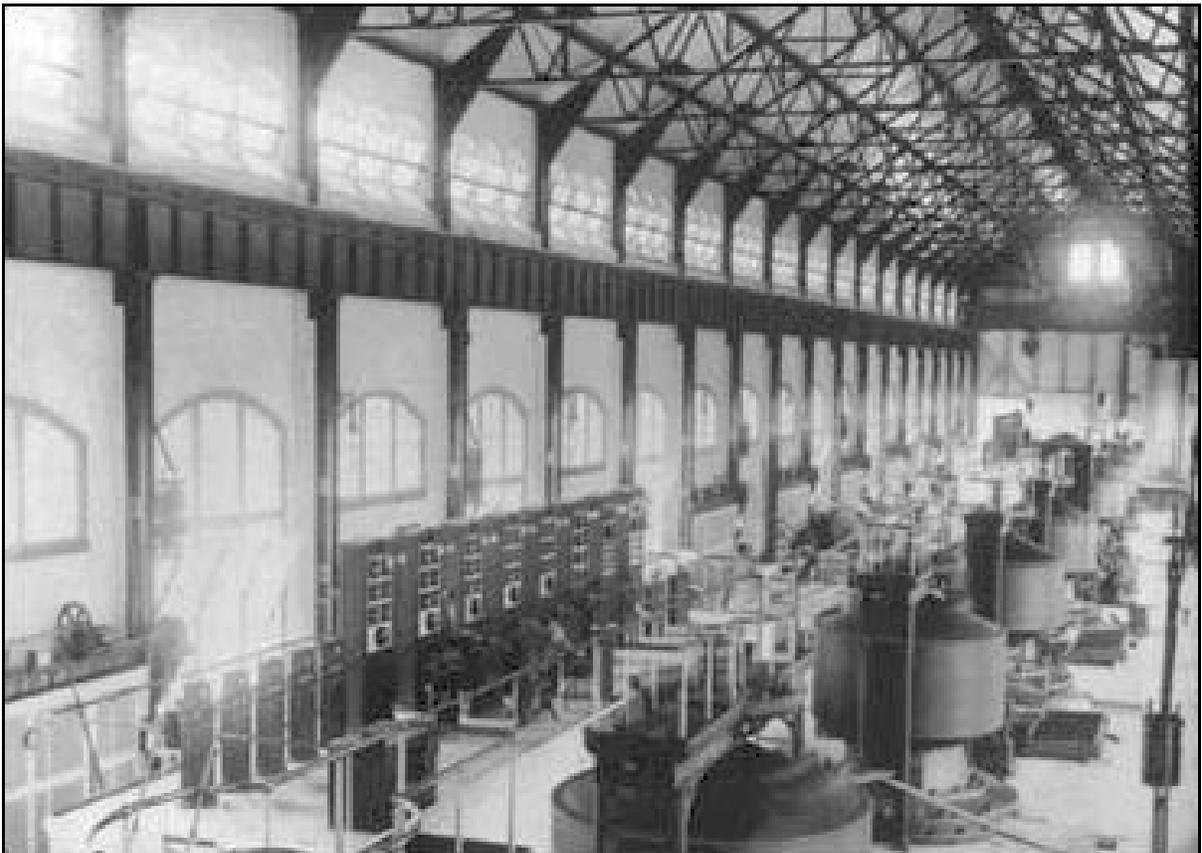


Figura. 1.10. Generadores de Corriente Alterna en las Cataratas del Niágara.

1.1.3. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO.

El análisis del sistema eléctrico en nuestro país lo podemos clasificar en cuatro etapas: la primera etapa consiste en la introducción de la electricidad en 1879; la segunda etapa inicia a partir de 1903, cuando las grandes compañías extranjeras se interesan por invertir en este sector; la tercera etapa comienza en 1937 con la fundación de la Comisión Federal de Electricidad. Finalmente la cuarta etapa sucede en torno a la reapertura del sector eléctrico a la inversión privada, desde 1992 a la fecha.

1.1.3.1. PRIMERA ETAPA 1879-1903. INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO.

El advenimiento de la industria eléctrica en México estuvo asociado al crecimiento económico logrado durante el porfiriato, especialmente en algunas ramas que empezaron a utilizar la energía eléctrica para fuerza motriz, tal es el caso de la industria minera y textil.

En 1879 se introdujo por primera vez la electricidad para una fábrica en México, esto ocurrió en la fábrica de hilados y tejidos “La Americana” en la ciudad de León, Guanajuato.

En julio de 1880 se instalaron en la Ciudad de México, en calidad de prueba dos focos de arco, uno en el kiosco y otro en la esquina sureste del jardín de la plaza de la Constitución.

En septiembre de 1881, la compañía que suministraba el alumbrado de gas a la ciudad de México, inició arreglos con el ayuntamiento para utilizar energía eléctrica, y el primero de diciembre de ese año se instalaron 40 focos entre la estatua de Carlos IV y el Zócalo.

En un principio la introducción y mejoramiento de los sistemas eléctricos lo llevaron a cabo compañías extranjeras como Siemens y Halske, quienes estuvieron a cargo del alumbrado de la ciudad de México en 1885, además de haber construido una planta para producir electricidad en Portezuelo, Puebla.

En las capitales de los estados se introdujo también en esos años el alumbrado público; en Guadalajara en 1884; en Monterrey en 1888; Veracruz y Mérida en 1889.

Además las tres cuartas partes de la potencia instalada se destinaba a servicios públicos y sólo la cuarta parte a servicios privados.

Los servicios públicos principales eran los de alumbrado pero muy pronto se extendieron a los tranvías eléctricos. Aunque la electricidad fue introducida primero en pequeñas minas para su iluminación y extracción de agua, fue en el servicio público eléctrico de iluminación donde tuvo un mayor desarrollo.



Figura. 1.11 Estación de tranvías Zócalo Ciudad de México.

El ahorro de energía que propiciaba la utilización de la energía eléctrica era principalmente para disminuir los costos de labores y de personal, algo que no era novedoso para los empresarios mineros pues previamente con la introducción de la máquina de vapor se intentó desplazar el trabajo humano y animal por medio de máquinas para desaguar minas, trituradoras de piedra, moladoras etc.

La industria textil como ya mencionamos fue partícipe de esta utilización de energía eléctrica, pues no sólo la requirió para maquinaria e iluminación sino que además la que no era consumida se vendía a poblados cercanos a las empresas.

En esta primera etapa las empresas eléctricas eran muy pequeñas y dispersas, creadas en función de necesidades locales pero poco a poco se produjo un fenómeno de concentración en la parte central de la nación, así como de capitales extranjeros en la inversión de la industria eléctrica a lo largo y ancho del país.

1.1.3.2. SEGUNDA ETAPA 1903-1937. ESTABLECIMIENTO DE LA MEXICAN LIGHT AND POWER LIMITED, PREDECESORA DE LA COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA.

En 1903 se crea la Mexican Light and Power Limited (Compañía Mexicana de Luz y Fuerza). Esta nueva empresa buscaría tres objetivos inmediatos:

1. Convertir a la Mexican Light en concesionaria de la Societé du Necaxa, pues esta tenía la concesión para utilizar las aguas de la cuenca de Necaxa para usos industriales dentro del estado de Puebla de la República Mexicana.
2. Aprovechar en gran escala los recursos hidráulicos de la cuenca de Necaxa para generar energía eléctrica y suministrarla al centro minero de "El Oro" y transmitir el sobrante a la Ciudad de México.
3. Lograr ayuda financiera del gobierno de Canadá para concretar lo anterior.

Las obras de la planta hidroeléctrica de Necaxa se llevaron a cabo con gran rapidez de tal forma que en 1905 se puso en servicio la primera unidad de 5 MW y en diciembre de ese mismo año, una vez terminada la infraestructura para transmitir la electricidad generada en el estado de Puebla, dicho energético se envió a la Ciudad de México mediante líneas de transmisión con una tensión de 60 KV.

Con la construcción de la planta Hidroeléctrica de Necaxa se iniciaba no solo la formación del que posteriormente y durante varias décadas sería el sistema hidroeléctrico más importante del país sino también uno de los primeros sistemas interconectados de la República Mexicana.

Para 1906 la Mexican Light era la empresa más grande de energía eléctrica de América Latina; pues había comprado las empresas que abastecían a la ciudad de México y zonas aledañas. La concesión que otorgo el gobierno a la Mexican Light para la explotación de la cuenca de Necaxa fue reformado hasta permitirle hacerse cargo de la zona central del país, es decir, de todo el Distrito Federal y parte de los estados de Puebla, Hidalgo, México, Morelos, Tlaxcala, Querétaro, Guanajuato, Guerrero, Michoacán y Veracruz, por lo que la Mexican Light se autodenominaría en adelante Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y Subsidiarias S.A.(5 Abril 1924)



Figura. 1.12 Planta Hidroeléctrica Necaxa.

1.1.3.3. TERCERA ETAPA 1937- A LA FECHA, CREACIÓN DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Desde 1920 se inició una lucha por parte de pequeños y medianos industriales y comerciantes del país que con el apoyo de los consumidores residenciales se quejaban del excesivo precio de alumbrado y suministro de energía eléctrica, así como del deficiente servicio.

En 1923 con el presidente Obregón se promovió que el Gobierno tuviera el control de la industria eléctrica, lo que se logró tres años después cuando en el Código Nacional Eléctrico(11 Mayo 1926) quedó instaurado que la energía eléctrica fuera para el beneficio público, esta fue la primera normatividad aplicada al sistema eléctrico nacional.

Posteriormente se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el 14 de agosto de 1937 que en una primera etapa se dió a la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda en todo el país.

En 1937, México tenía 18.3 millones de habitantes de los cuales únicamente siete millones (38%) contaban con servicio de energía eléctrica proporcionado con serias dificultades por las empresas eléctricas. La oferta no satisfacía la demanda, las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas. Además, esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más rentables sin contemplar en sus planes de expansión a las poblaciones rurales donde habitaba más del 62% de la población.

En 1938 se realizó la primera gran obra de la CFE, fue la central hidroeléctrica de Ixtapantongo, aprovechando las aguas del río Tilostoc en el Estado de México.

En 1938 la empresa tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años aumentó hasta alcanzar 45 594 kW.

Para 1952 la Comisión Federal de Electricidad comenzó a electrificar zonas rurales, que no eran atendidas por las compañías eléctricas privadas.

En 1960 de los 2 308 MW de capacidad instalada en el país, CFE aportaba 54%; la Mexican Light 25%, la American and Foreign 12%, y el resto de las compañías 9%. Sin embargo a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación en esos años apenas 44% de la población contaba con energía eléctrica. Tal situación motivó al entonces Presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces, se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional extendiendo la cobertura del suministro, para ello el Estado Mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas. Se constituían en el país dos empresas públicas para le generación de energía eléctrica, una en la zona central del país, la Compañía de Luz y Fuerza, y la Comisión Federal de Electricidad encargada del resto del país. Así la Comisión Federal de Electricidad se encargó de construir plantas de energía eléctrica para satisfacer la demanda en todo el país y la Compañía de Luz prácticamente de la distribución en la zona central.



Figura. 1.13 Logotipos de la Compañía de Luz y Fuerza y la Comisión Federal de Electricidad.

Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3 250 MW. CFE vendía 25% de la energía eléctrica que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En poco más de 20 años, la CFE había cumplido uno de sus más importantes cometidos, ser la entidad rectora en la generación de energía eléctrica. En esa década, se construyeron importantes centros generadores de energía eléctrica entre ellos los de Infiernillo y Temascal.

Al finalizar los años 70, se llegó a una capacidad instalada de 17 360 MW. y de 1973 a 1979 se realiza el cambio de frecuencia en la zona central del país de 50 a 60 Hz, con lo cual se pudo tener interconectado el Sistema Eléctrico Nacional.

La década de los 80 se caracteriza por un abatimiento en la inversión de las empresas del estado en los países tercermundistas, al aplicar ciertas políticas macroeconómicas descuidando la inversión en presas para la generación de electricidad y permitir la inversión privada para ello.

En 1991 la capacidad instalada ascendía a 26 797 MW.

Actualmente, la capacidad instalada en el país es de 51 105 MW, de los cuales 23 291 MW corresponde a generación termoeléctrica de CFE; 11 457 MW a productores independientes de energía (PIE); 11 343 MW a hidroeléctricas; 2 600 MW a centrales carboeléctricas; 965 MW a geotérmica; 1365 MW a nucleoelectrica, y 85 MW a eoloelectrica.

Es importante saber que en México el 75% de la electricidad se genera a base de combustibles fósiles utilizados en plantas o centrales termoeléctricas, las cuales consumen gas natural, combustóleo y carbón. Información actualizada a enero de 2009.

1.1.3.4. CUARTA ETAPA, APERTURA A LA INVERSIÓN PRIVADA DEL SECTOR ELÉCTRICO 1992- A LA FECHA.

El 16 de noviembre de 1992, el Poder Ejecutivo de la Nación envió una iniciativa para modificar la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica para permitir inversión privada en áreas consideradas exclusivas para el servicio público, según esta ley la generación y distribución individual de electricidad para satisfacer intereses particulares no se considera servicio público.

Con la aprobación del Congreso de la Unión, se dispone que los particulares puedan generar electricidad en las siguientes modalidades:

I.-Autoabastecimiento.

Es la generación de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas y morales. Dicha generación no podrá ser proporcionada a terceras personas físicas o morales. Y los excedentes de energía se pondrán a disposición de la Comisión Federal de Electricidad. Estos proyectos deben ser autorizados para su construcción por la Secretaría de Energía (SENER) a través de Comisión Reguladora de Energía (CRE). Cuando la capacidad instalada no sobrepase los 0.5 MW, no se requerirá de la autorización de la CRE.

II.-Cogeneración.

Comprende la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica, o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica. La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. Y los excedentes de energía se pongan a disposición de la Comisión Federal de Electricidad.

III.-Producción Independiente.

Es la generación de energía eléctrica destinada para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. Los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable. Los proyectos estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad. Podrá otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación; y los excedentes de energía se pongan a disposición de la Comisión Federal de Electricidad.

IV.-Pequeña Producción.

Que los solicitantes sean personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas. La energía se destinará para su venta a la Comisión Federal de Electricidad, la capacidad total del proyecto, en un área determinada por la Secretaría, no podrá exceder de 30 MW; y alternativamente que se destine el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW.

1.1.3.4.1. PROPUESTAS DE CAMBIO A LA LEY DE SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En el año de 1999 el Ejecutivo de la Nación envió una iniciativa de reforma de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos(Art. 27 y Art. 28) al Congreso de la Unión. Esta propuesta fue rechazada ya que pretendía la desintegración vertical del Sistema Eléctrico Mexicano, es decir la generación de electricidad, la transmisión y la distribución estará a cargo de diferentes empresas.

En 2001 el Ejecutivo de la Nación para ampliar sustancialmente el espacio de la iniciativa privada en la generación de energía eléctrica, por medio de un decreto de Ley modificó la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, este decreto no se efectuó ya que se extralimitó en sus funciones e invadió las atribuciones del Poder Legislativo.

En el año de 2000 se inaugura la primera Central de Ciclo Combinado en Mérida bajo el esquema de Productor Externo de Energía.

1.1.4. CAPACIDAD Y GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO: SECTOR PÚBLICO Y SECTOR PRIVADO

En la actualidad, el sistema de generación de energía eléctrica en México está compuesta de dos principales modalidades que son el sector público y el sector privado. La capacidad instalada es la suma de las potencias de cada una de las plantas generadoras de electricidad instaladas en la República Mexicana.

La capacidad instalada del sector eléctrico al cierre del mes de enero de 2009 ascendió a 51 105 MW. De los cuales:

CAPACIDAD MW	TIPO DE PLANTA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
11 457	Productores Independientes
11 243	hidroeléctricas
23 291	termoeléctricas
2 600	carboeléctricas
965	geotermoeléctricas
1 365	núcleo eléctrica
85	eoloeléctrica

Fuente SENER

Tabla 1.1 Capacidad de energía eléctrica por tipo de planta.

CAPACIDAD (MW)		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	CFE	35 666	34 213	37 064	37 689	37 805	39 287	38 282	38 510	39 572	39 648
	PIE'S	-	484	1 455	3 495	6 756	7 265	8 251	10 387	11 457	11 457
	Total	35 666	36 697	38 519	41 184	44 561	46 552	46 533	48 897	51 029	51 105

Fuente SENER

Tabla 1.2 Capacidad generación de energía eléctrica.

GENERACIÓN (TW/HR)		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	CFE	180.91	191.41	192.52	178.51	170.95	161.16	172.06	164.14	159.94	159.86
	PIE'S	-	1.29	4.59	21.85	31.64	45.85	45.55	59.42	70.98	74.23
	Total	180.91	192.72	197.1	200.36	202.59	207.01	217.61	223.56	230.92	234.09

Fuente SENER

Tabla 1.3 Generación de energía eléctrica.

Respecto a la generación por parte de los Productores Independientes (PIE's) y Permisionarios en las modalidades de cogeneración y autoabastecimiento, en el año 2004 el total de lo generado por los permisionarios, ascendió a 73,300 GWh de los cuales el 63.2 % pertenece a los PIE's. En la Tabla se muestra la evolución de generación de energía eléctrica del sector privado.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR PRIVADO 1998 – 2004						
Año	PIE's GWh	Autoabastecimiento GWh	Cogeneración GWh	Exportación	Usos Propios	Total GWh
1998	-	5,070	2,674	-	1,765	9,509
1999	-	6,854	2,818	-	1,646	11,318
2000	1,335	6,401	3,440	-	1,735	12,911
2001	4,605	6,270	4,815	-	1,435	17,125
2002	19,949	7,973	4,585	-	1,485	33,992
2003	31,171	10,617	6,664	2,509	1,536	52,497
2004	46,334	13,853	7,184	4,422	1,507	73,300

Fuente SENER

Tabla 1.4 Generación de energía eléctrica del sector privado.

NOTA: En esta tabla la generación de energía eléctrica de PIE se toma en cuenta para el servicio público de energía eléctrica, no así el autoabastecimiento, cogeneración y usos propios.

La capacidad instalada del sector eléctrico nacional al 30 de junio del 2005 ascendió a 46,964 MW. Esta se distribuye de la siguiente manera: el 74.4% corresponden a CFE, 1.7% a LFC, 13.6% productores independientes de energía, 6.3% autoabastecimiento, 2.9% cogeneración y el 1.2% restante a usos propios continuos.

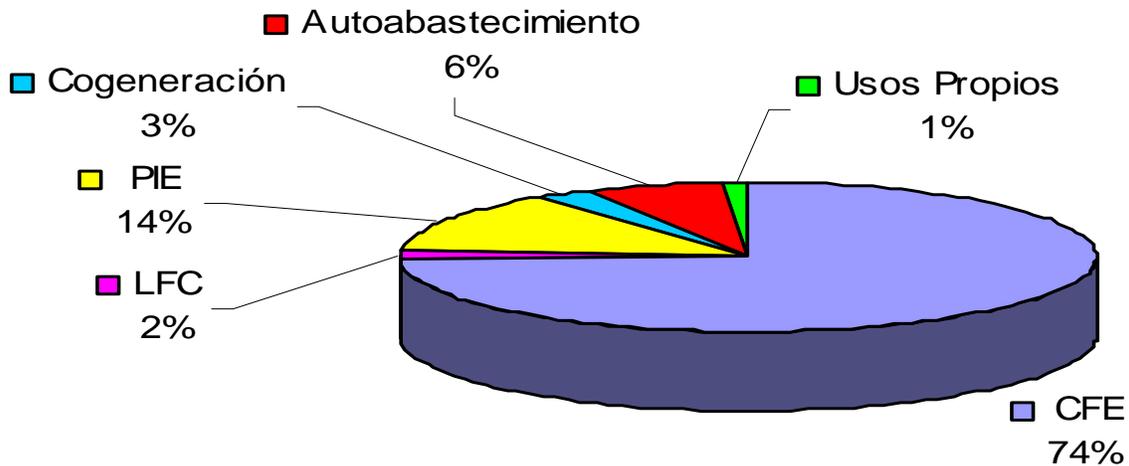


Figura. 1.14 Distribución de la capacidad instalada del sector eléctrico al año 2005

1.2. FUENTES DE ENERGÍA.

1.2.1. FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA Y SECUNDARIA.

La energía primaria corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza; combustibles fósiles como el carbón mineral, petróleo crudo y el gas natural; las sustancias fisionables como el uranio, la energía hidráulica, energía solar, energía geotérmica.

Ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción, estos recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios.

La energía secundaria son energéticos derivados de las fuentes primarias con características específicas para su consumo final, estos productos son el coque, gas licuado de petróleo, gasolinas, naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos derivados de los hidrocarburos, gas licuado y electricidad.

Los usos finales de energía son iluminación, calor, movimiento y algunas reacciones químicas.

Cada tipo de fuente de energía es medida en unidades propias de su forma física: toneladas de carbón, barriles de petróleo, pie cúbico de gas natural. Sin embargo hay una unidad en común, British Termal Unit BTU, esta unidad está definida como la energía necesaria para aumentar la temperatura de 1 lb. de agua un 1° F.

1.3. PLANTAS GENERADORAS DE ELECTRICIDAD.

1.3.1. PLANTAS HIDROELÉCTRICAS.

Las plantas hidroeléctricas, como se muestra en la figura 1.15, utilizan la energía potencial y cinética del agua como fuente de energía para generar electricidad, la mayoría de las plantas y las mas grandes se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua, otras se ubican donde hay un río caudaloso.

La utilización de la energía se da cuando la energía potencial del agua en el vaso de almacenamiento se convierte en energía cinética, y esta misma energía es aprovechada en algunos casos sin que exista un vaso de almacenamiento mediante una turbina que la transforma en energía mecánica, y que acoplada mediante una flecha a un alternador produce energía eléctrica.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

1. Por su tipo de embalse y
2. Por la altura de la caída del agua.

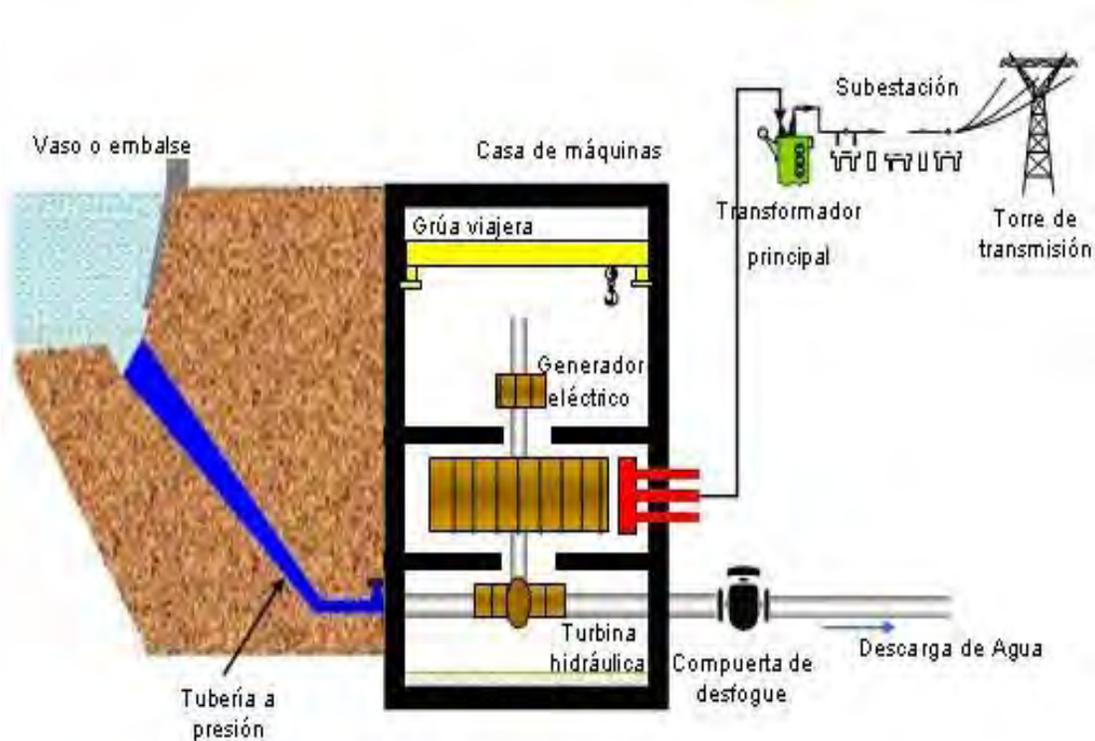


Figura. 1.15 Planta hidroeléctrica

Cuando la altura de la caída del agua es grande (100 m o más), se utiliza una turbina tipo Pelton, cuya eficiencia está entre 84 y 88 %.

Cuando la altura de la caída de agua son menores a 100 m, es más conveniente usar las turbinas, Francis con eficiencias entre 94 y 96 % y las turbinas tipo Kaplan con eficiencias entre 93 y 95 %.

La Comisión Mundial de Presas define como grandes presas las que tienen una cortina de 15 m o más y las que tienen un almacenamiento de agua superior a tres millones de metros cúbicos. Las turbinas hidráulicas son las más antiguas que se han utilizado para la generación de electricidad además de ser una fuente de energía limpia. Las hidroeléctricas generan en todo el mundo cerca de la quinta parte de la electricidad consumida, además de servir para otros fines como irrigación, evitar inundaciones, piscicultura, recreación etc.

1.3.2. PLANTAS TERMOELÉCTRICAS: CONVENCIONALES, CARBOELÉCTRICAS, NUCLEARES, CICLO COMBINADO.

Otra forma de producir energía eléctrica es por medio de las plantas termoeléctricas.

Estas plantas se clasifican de la siguiente forma: convencionales, carboeléctricas, nucleares y ciclo combinado.

Las plantas termoeléctricas convencionales utilizan como combustible: el gas natural, combustóleo y diesel. Estos combustibles son quemados en una caldera transformándose en energía calorífica para producir vapor.

Una planta termoeléctrica que no utiliza un combustible para la generación de vapor, pero si la energía calorífica del interior de la corteza terrestre son las Geotérmicas.

Las plantas termoeléctricas de carbón o Carboeléctricas, para la combustión utilizan carbón en la producción de vapor.

Las plantas termoeléctricas nucleares utilizan un material radioactivo como combustible para generar energía calorífica para producir vapor.

Las plantas de ciclo combinado utilizan dos turbinas, una de gas y una de vapor para la generación de electricidad

En los casos anteriores el vapor de agua al entrar a la turbina se transforma de energía cinética a energía mecánica y es a través de un generador que se convierte en energía eléctrica.

Estas plantas se pueden clasificar de la siguiente manera, de acuerdo al combustible que utilizan:

- ❖ Carbón: carboeléctricas.
- ❖ Diesel: se utiliza un motor de combustión interna para producir un movimiento mecánico.
- ❖ Gas natural o diesel: turbogas.
- ❖ Combustóleo o gas natural: dual.
- ❖ Combustóleo o gas natural: termoeléctrica.
- ❖ Mineral radioactivo: nucleoelectrica.

La diferencia entre la central dual y termoeléctrica es que la primera tiene la capacidad para utilizar ambos combustibles, no así la termoeléctrica que utiliza sólo uno de los combustibles.

Se hace esta aclaración ya que se nombraron centrales termoeléctricas, carboeléctricas, combustión interna, turbogas, y duales.

1.3.3. PLANTAS TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES.

Si bien se ha definido una diferencia entre las plantas termoeléctricas convencionales, carboeléctricas y nucleoeeléctricas por el tipo de combustible que utilizan, estas coinciden en el ciclo termodinámico para la generación de energía eléctrica.

El objetivo del ciclo es transformar energía de una forma a otra, el ciclo está compuesto por una serie de etapas en las cuales el fluido de operación se somete a cambios que comprenden transferencias de energía y como consecuencia un cambio de estado de un fluido y en cierta etapa retornar a su estado original.

Los elementos o dispositivos que se emplean en dicho ciclo son:

- Caldera: su función es generar el vapor necesario para el funcionamiento de la turbina
- Turbina de vapor: es la encargada de utilizar la energía cinética del vapor para trasformarla en energía mecánica.
- Condensador: se emplea para transformar el estado o fase del fluido.
- Bomba: transporta el agua desde el condensador a la caldera.

De acuerdo a la figura 1.16 el arreglo del ciclo termodinámico llamado ciclo Rankine se compone de los siguientes elementos:

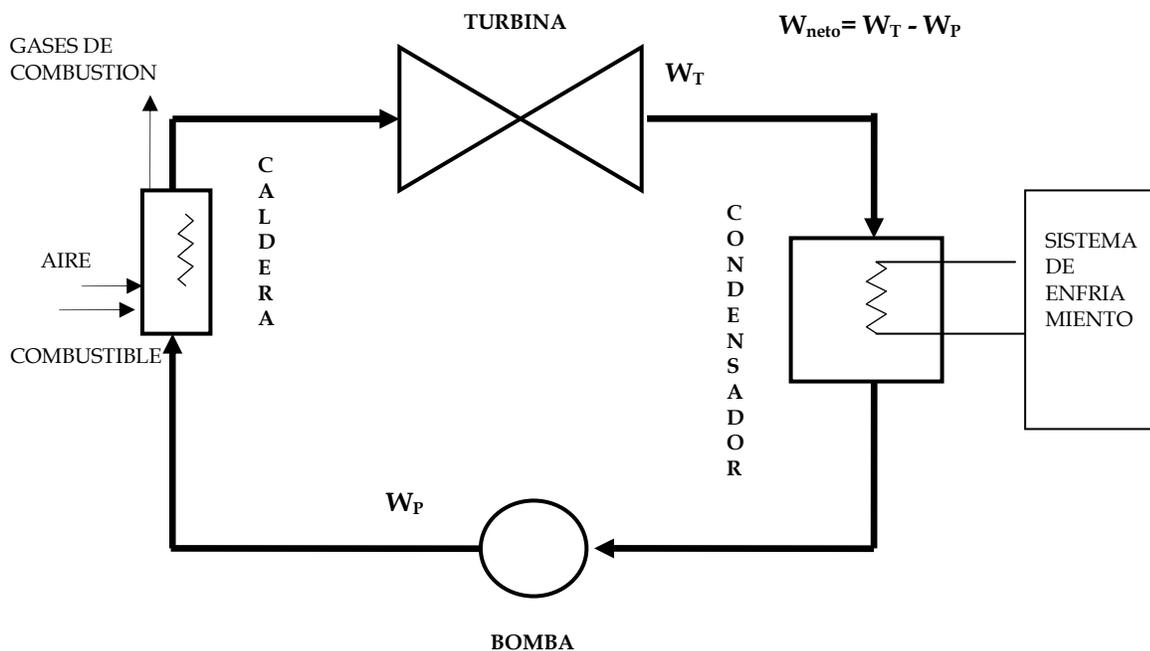


Figura. 1.16 Elementos para la generación de electricidad por medio de vapor.

El funcionamiento del sistema que es propiamente el ciclo Rankine se describe de la siguiente manera:

El vapor producido en la caldera es conducido a través de una tubería hasta la turbina donde el vapor se expande permitiendo de esta forma mover su rotor y así producir el trabajo (W) necesario para mover el generador; una vez producido este trabajo el vapor que sale de la turbina pasa al condensador donde se transforma en líquido en un proceso de extracción de calor, allí el agua es tomada por la bomba y con un trabajo de bombeo (W_p) se aumenta la presión en donde se alcanza la presión de trabajo de la caldera, en esta se adiciona calor transformando el líquido en vapor recalentado obteniéndose nuevamente el vapor necesario para alimentar la turbina.

1.3.4. PLANTAS TERMOELÉCTRICAS NUCLEARES.

Las plantas eléctricas que por medio de una reacción nuclear producen electricidad son conocidas como nucleoelectricas.

En estas plantas es un mineral radioactivo el combustible y requiere de un proceso antes y después de su utilización, son estos tratamientos los que provocan su polémica utilización ya que el mineral puede utilizarse para otros fines, como son el de armamento; además que los productos de la reacción nuclear permanecen activos durante muchos años que si se exponen al cuerpo humano puede provocar la destrucción o el deterioro de células, si la radiación es muy intensa provoca la muerte de un número elevado de células y en consecuencia de los órganos formados por dichas células lo que puede causar la muerte del organismo. Si la intensidad de la radiación es menor se produce daño a las células que en ocasiones puede repararse pero en otros casos se multiplica generando cáncer en los huesos o tejidos.

Se ha fijado como límite de radiación a la que puede estar sujeta la población en general que labora en una planta con instalaciones nucleares la cantidad de 0.25 milisieverts por año.

En esta planta dada una reacción nuclear se desprende una gran cantidad de energía en forma de calor para producir vapor, este vapor impulsa a una turbina donde se transforma la energía cinética del vapor a energía mecánica que junto a un alternador produce energía eléctrica.

1.3.4.1. FISIÓN NUCLEAR.

La utilización industrial de la energía nuclear se obtiene mediante la fisión nuclear o ruptura de un núcleo pesado que contiene una gran cantidad de protones y neutrones, como el uranio 235. La fisión se obtiene por el impacto de un neutrón sobre el núcleo lo que va acompañado por una producción de energía en forma de calor causada por la pérdida de masa y la producción de productos de la fisión. Simultáneamente se produce la liberación de dos o tres neutrones, estos pueden provocar a su vez la fisión de otros núcleos de uranio 235 así se mantiene una reacción en cadena. Para aumentar la probabilidad de colisión de los neutrones con otros núcleos conviene disminuir su velocidad por lo cual se utiliza un moderador, en los reactores comerciales actuales se usa como moderador el agua, en cuyo caso es necesario enriquecer un poco el uranio, es decir, aumentar la proporción del uranio 235 que es el material fisible y que en la naturaleza representa únicamente el 0.7 % del mineral de uranio, o bien agua pesada (deuterio) en cuyo caso no hay que enriquecer el uranio. El uranio 238 que constituye el 99.3 % restante del mineral de uranio no es fisible o sea no se presta a la fisión nuclear pero por captura de un neutrón se convierte en plutonio 239 un elemento artificial que si lo es. La parte donde se produce la reacción nuclear es el reactor.

1.3.4.2. PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN REACTOR NUCLEAR.

- ❖ **Combustible:** material fisionable.
- ❖ **Barras de combustible:** el lugar físico donde se confina el combustible.
- ❖ **Núcleo del reactor:** está constituido por las barras del combustible, además el núcleo esta refrigerado por un fluido que en general es agua.
- ❖ **Barras de control:** inician o detienen la fisión nuclear capaz de capturar los neutrones que inician la reacción en cadena.
- ❖ **Moderador:** permite la fisión de los nuevos neutrones con los núcleos del combustible, el moderador puede ser agua (agua ligera), agua pesada (agua con deuterio), o carbono (grafito).
- ❖ **Refrigerante:** es un fluido que está dentro del núcleo con la intención de extraer el calor dentro de él, se puede utilizar como refrigerante el agua ligera, el agua pesada o el anhídrido carbónico.
- ❖ **Blindaje:** protege de las radiaciones el medio externo al núcleo del reactor. Los materiales para el blindaje son el agua, el plomo y el concreto de alta densidad.

1.3.4.3. REACTORES UTILIZADOS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.

Existen en el mundo principalmente dos tipos de reactores de fisión para la generación de electricidad y estos se pueden clasificar por el tipo de refrigerante utilizado, reactores enfriados por gas y reactores enfriados por líquido.

Los reactores en el mundo más comerciales para la generación de electricidad son los enfriados por líquido y son.

1. PWR: reactor de agua a presión.
2. BWR: reactor agua en ebullición.

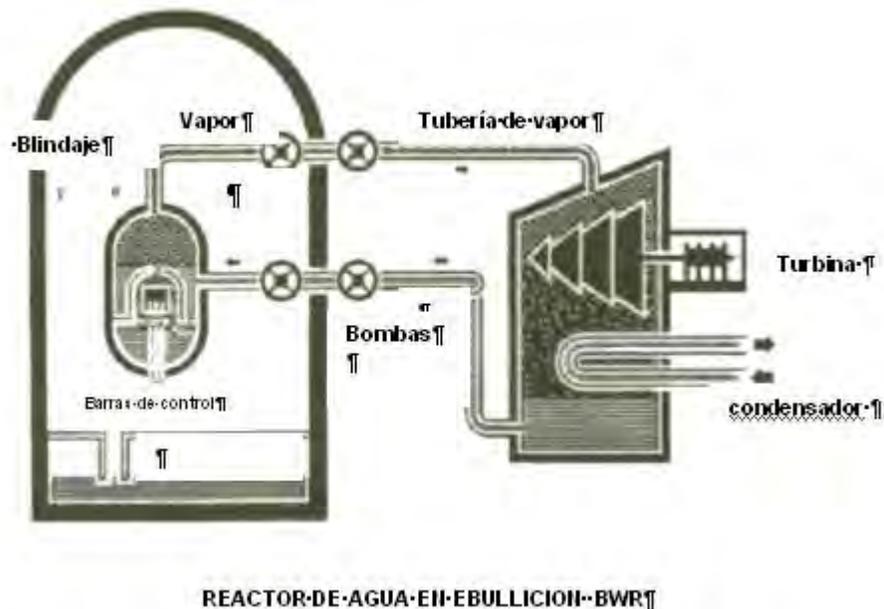
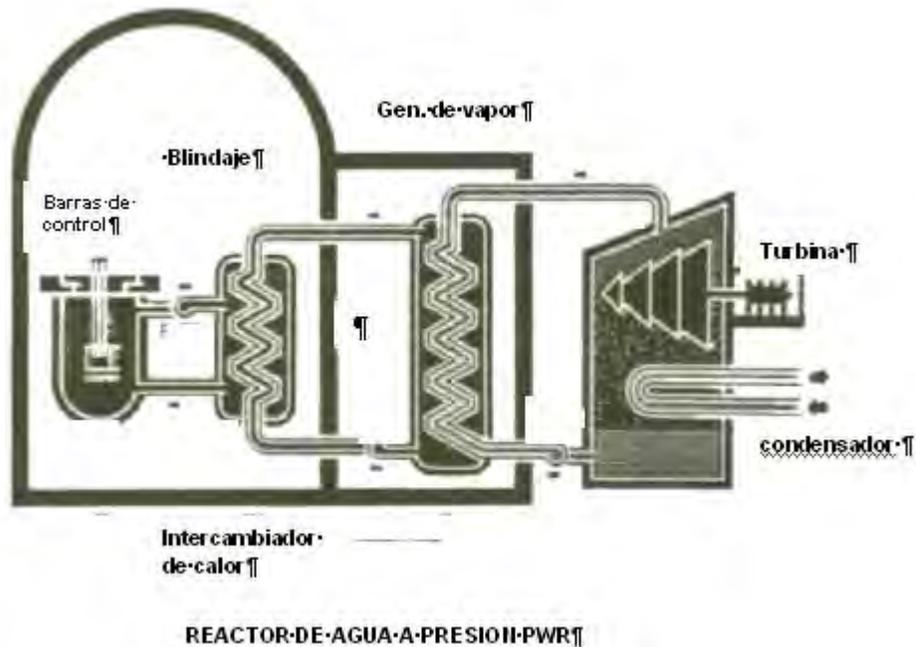


Figura. 1.17

Reactor de agua a presión (PWR).

El refrigerante es agua a presión. El moderador puede ser agua o grafito. Su combustible es Uranio 238 enriquecido con Uranio 235.

El agua en el núcleo es calentada aproximadamente a 315°C , pero esta no es convertida en vapor. Un intercambiador o generador de vapor es ubicado entre el lazo primario y el lazo secundario, esto es usado para transferir calor en el agua para el lazo secundario y convertirla en vapor que se introduce en una turbina que acciona un generador eléctrico.

Reactor de agua en ebullición (BWR).

Utiliza agua natural purificada como moderador y refrigerante. Como combustible dispone de Uranio 238 enriquecido con Uranio 235, el cual como se sabe, facilita la generación de fisiones nucleares.

De acuerdo a la figura 1.18, el calor generado por las reacciones en cadena se utiliza para hacer hervir el agua, el vapor producido se introduce en una turbina que acciona un generador eléctrico, el vapor que sale de la turbina pasa por un condensador, donde es transformado nuevamente en agua líquida, posteriormente vuelve al reactor al ser impulsada por una bomba adecuada.

Reactor enfriado con gas (AGR).

El refrigerante utilizado en este reactor es un gas presurizado, el cual circula por el reactor absorbiendo la energía desprendida de la fisión nuclear que circula al exterior del reactor y en un intercambiador de calor cede energía produciendo vapor, el cual es enviado a una turbina de vapor para la generación de energía eléctrica.

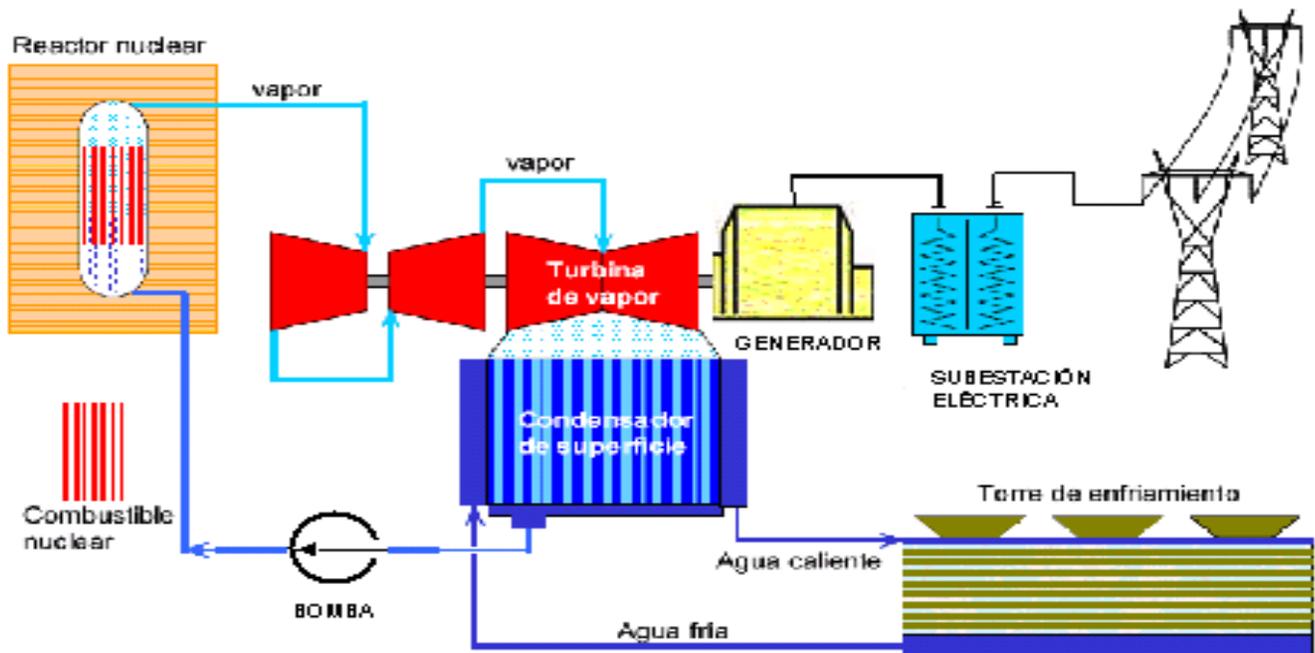


Figura. 1.18 Reactor nuclear tipo BWR.

1.3.5. PLANTAS TERMOELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO.

Estas plantas utilizan dos ciclos termodinámicos para la generación de electricidad.

La generación de electricidad se realiza por medio de una turbina que es impulsada por gases comprimidos obtenidos de la combustión del gas natural o diesel en una cámara de combustión, en la que se inyecta además del combustible aire a presión.

Como los gases que salen de la turbina de gas están a una temperatura muy elevada son utilizados para producir vapor de agua y se envía a una turbina de vapor, este arreglo de turbinas permite tener una planta termoeléctrica de ciclo combinado con dos generadores: uno impulsado por la turbina de gas y otro por la turbina de vapor, como lo muestra la figura 1.20.

La turbina de vapor funciona bajo el ciclo Rankine descrito para las plantas termoeléctricas convencionales.

Para que la turbina de gas nos proporcione movimiento mecánico es necesario un proceso, no necesariamente un ciclo, ya que este implica un sistema cerrado y en una de sus etapas volver al estado original del sistema. Sin embargo por convención se le denomina ciclo Brayton al "proceso de gas simple".

Un ciclo de gas simple está compuesto de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia.

- Compresor: bombea aire comprimido a la cámara de combustión.
- Cámara de combustión: en ella se realiza la combustión de una mezcla proporcional de aire comprimido y combustible obteniéndose así los gases que se envían a la turbina de gas.
- Turbina de gas: es la encargada de utilizar la energía de los gases de la combustión para trasformarla en energía mecánica.

De acuerdo a la figura 1.19, el ciclo termodinámico llamado ciclo Brayton abierto, se compone de los siguientes elementos:

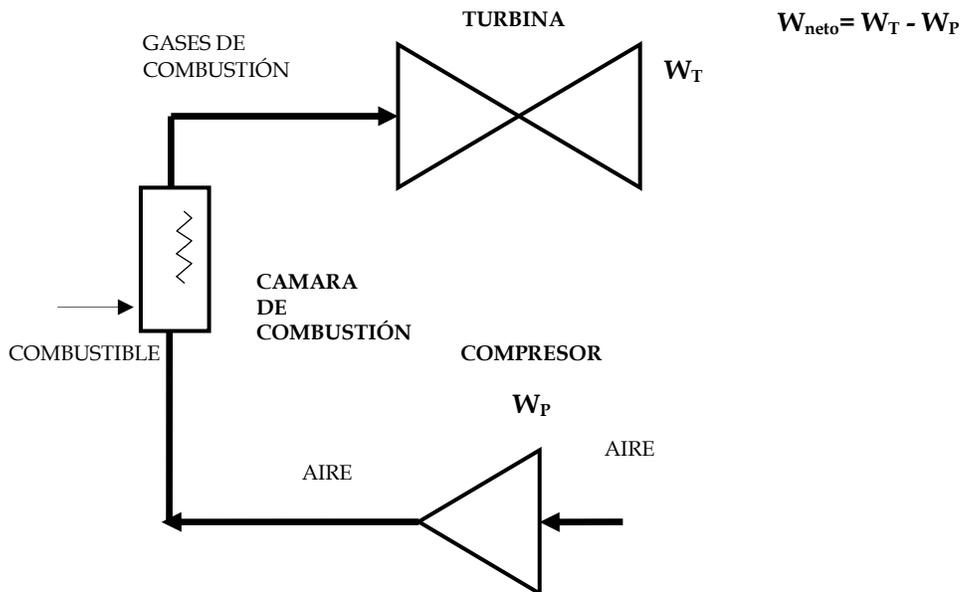


Figura. 1.19 Elementos para la generación de electricidad por medio de gases de combustión

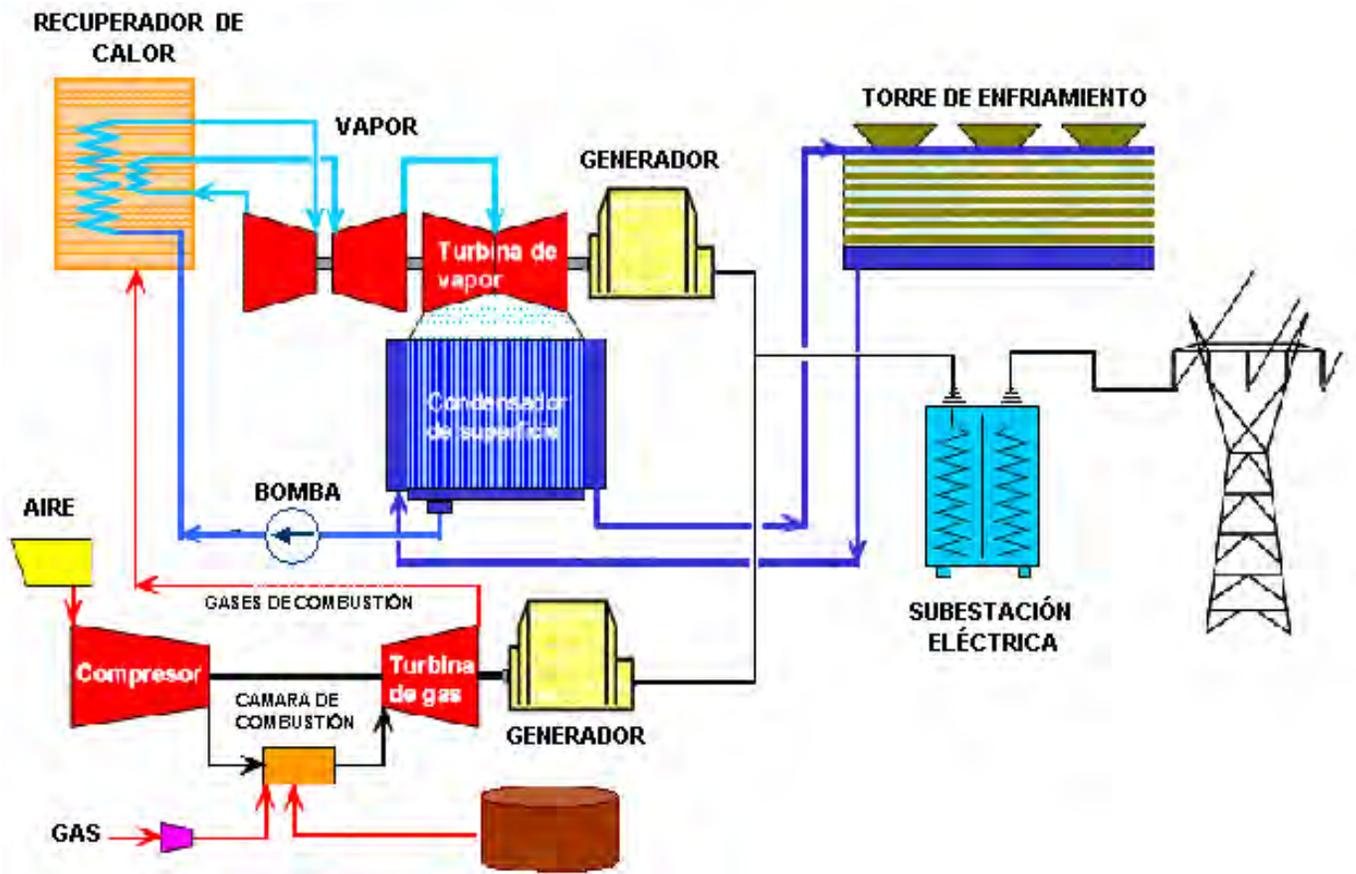


Figura. 1.20 Planta eléctrica de ciclo combinado.

1.4. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.

1.4.1. PLANTAS EÓLICAS.

La extracción de energía del viento especialmente en la forma de electricidad ha disfrutado de un renovado interés. Esfuerzos comerciales han dado como resultado una reducción en el costo del generador eólico y se ha incrementado drásticamente su utilización desde los años 80.

La energía del viento es la que más rápidamente ha crecido de las energías renovables.

Algunas características favorables para su utilización son: que tienen un tiempo de construcción muy corto, en el medio ambiente su impacto es insignificante.

Su principal problema comienza con los grupos ecologistas argumentando la contaminación visual y auditiva, ya que esta es nociva para las rutas migratorias de las aves.

Los módulos básicos de un generador eólico son mostradas en la siguiente figura.

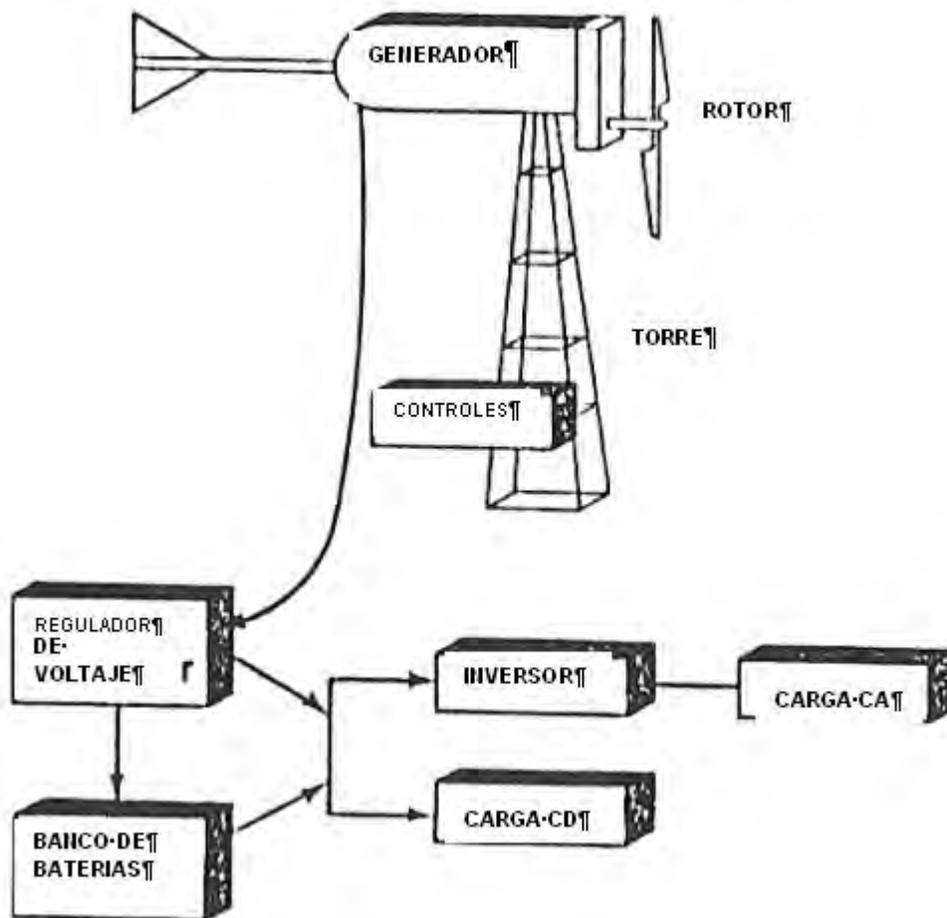


Figura. 1.21 Módulos básicos de un generador eólico

A continuación se muestra una figura detallada del generador eólico:

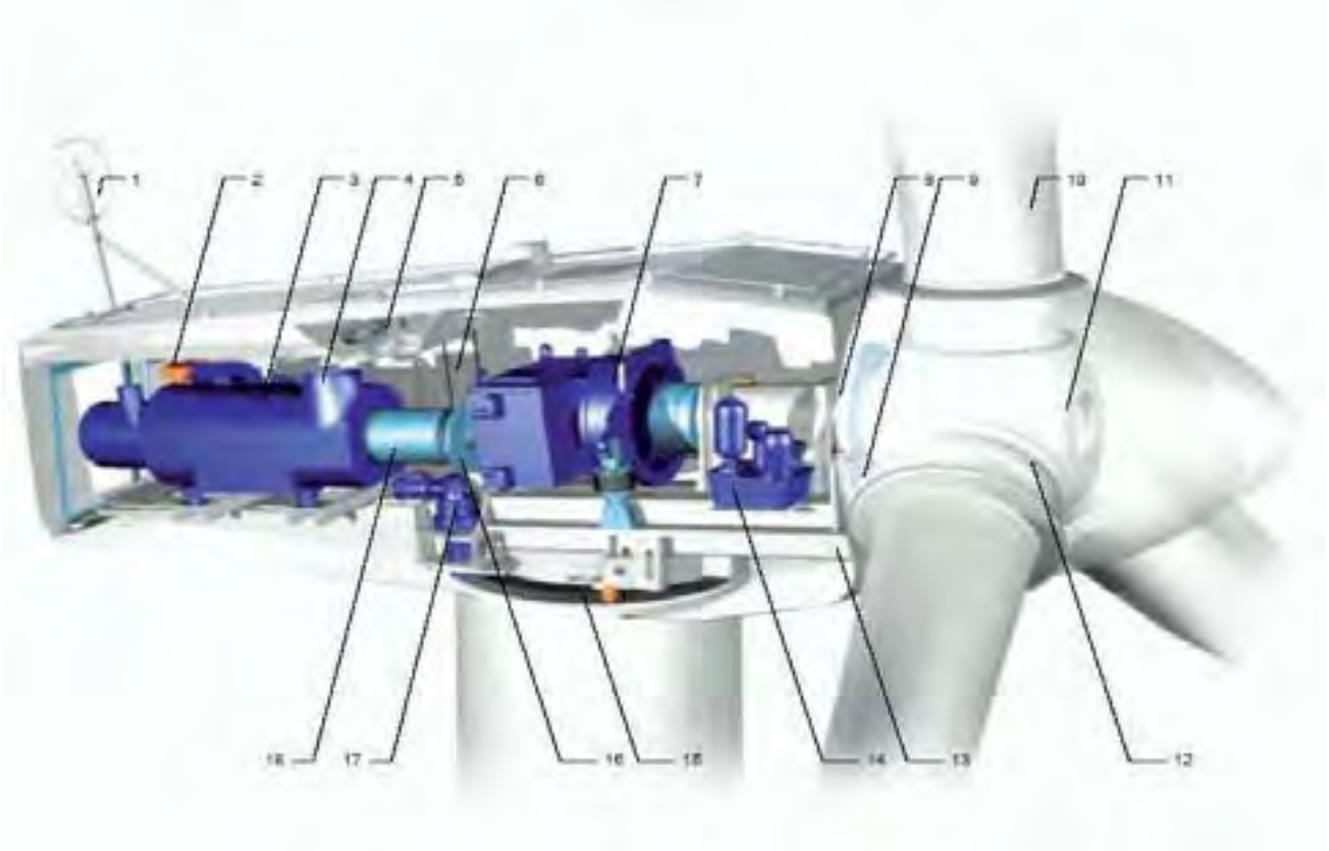


Figura. 1.22 Vista detallada de un generador eólico.

- | | |
|---|---------------------------------|
| 1. Sensor de velocidad y dirección de viento. | 10. Pala. |
| 2. Grúa de mantenimiento. | 11. Buje. |
| 3. Generador. | 12. Soporte de pala. |
| 4. Refrigerante. | 13. Chasis. |
| 5. Sistema de refrigeración. | 14. Grupo hidráulico. |
| 6. Controlador con convertidor. | 15. Corona de orientación. |
| 7. Multiplicadora. | 16. Freno de parada prolongada. |
| 8. Eje principal. | 17. Engranaje de orientación. |
| 9. Sistema de bloque del motor. | 18. Acoplamiento. |

La presión del viento gira un rotor hecho de paletas o aspas, este rotor está unido a un eje que está conectado por medio de varios engranes a un generador eléctrico, la salida en corriente directa del generador puede ser almacenada en baterías o usada en aparatos electrodomésticos que usen el calor de una resistencia (lámparas, tostadores, calentadores)

Un sistema que ha revolucionado la industria de la energía del viento es el “inversor” o “inversor síncrono”, que es un conversor de energía eléctrica de corriente directa en corriente alterna y suministra energía eléctrica a la red en la frecuencia y fase requeridos.

La energía que puede ser extraída del viento es proporcional al cubo de la velocidad del viento y el área comprendida por las hélices. Al final del capítulo se analiza como afectan las variables viento y área de las hélices la potencia de salida del generador.

El soporte de la torre para la turbina debe de ser lo mas alto posible, porque la velocidad del viento incrementa con la distancia desde la tierra. Las mejores turbinas de viento son aquellas que pueden utilizar la alta velocidad del viento eficientemente. Generadores con menos hélices (2 ó 3) son mucho más eficientes que rotores multipaletas; un factor a considerar es la velocidad del viento máxima que puede alcanzar en un determinado tiempo y junto con el peso del generador se calcula el tipo de estructura y cimentación para soportar dichas cargas.

Las turbinas de viento son clasificadas por la orientación del eje del rotor. Hay turbinas de viento de eje horizontal y turbinas de viento de eje vertical como se observa en la figura 1.23. La más común de los tipos de turbinas son aquellas con eje horizontal y hélices verticales.



Figura. 1.23 Generadores eólicos, de eje vertical y eje horizontal.

Generadores de energía de viento de eje vertical han incrementado su atención en los recientes años, un generador de viento de eje vertical puede ser tan eficiente como uno de eje horizontal.

El rotor de eje vertical tiene la ventaja que ellos no tienen que moverse con cambios en la dirección del viento, también pueden tener su caja de cambios y el generador debajo del suelo y no en lo alto de una torre que reduce el costo de la torre. La figura siguiente compara las configuraciones de generadores de eje vertical y eje horizontal.

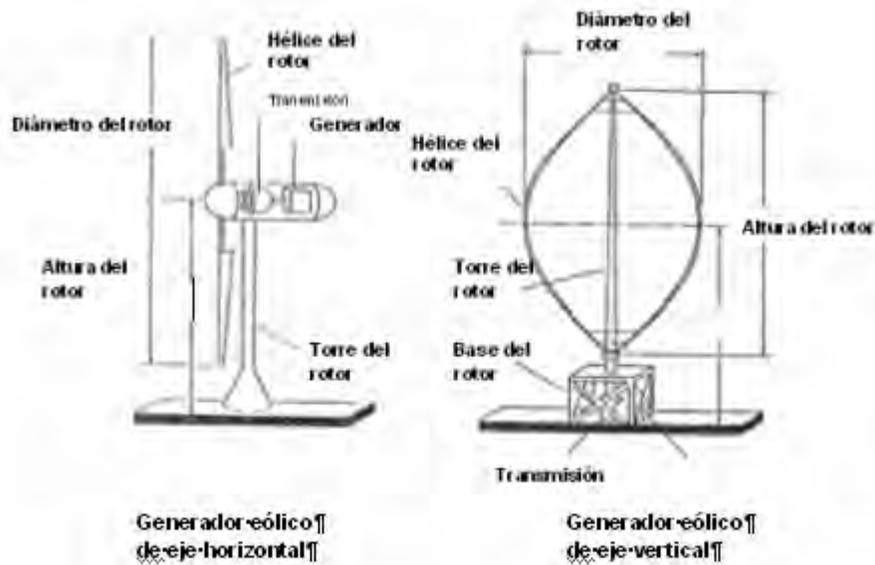


Figura. 1.24 Generadores eólicos.

La utilización de la energía del viento ha mejorado en muchos aspectos; en diseño, fabricación, costo y rendimiento.

1.4.2. PLANTAS SOLARES.

Cuando los rayos solares pasan a través de la atmósfera parte de la radiación solar es reflejada, dispersada y absorbida. La densidad de potencia solar en la superficie de la tierra depende de la posición del sol, nubosidad y humedad de la atmósfera.

Hay dos distintas aplicaciones de energía solar para la generación de energía eléctrica:

Estas son: generación fotovoltaica y solar térmica.

1.4.2.1. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

Es la conversión de los rayos solares directamente a electricidad, ya que se produce corriente eléctrica continua mediante celdas fotovoltaicas. Esta tecnología comenzó hace muchos años y tuvo su empuje en los Estados Unidos en el programa espacial.

Las celdas solares son costosas y en buen grado el mercado depende del decremento de sus costos de producción y el aumento de su eficiencia.

Durante los años recientes han sido significativos los avances en el desarrollo de materiales para celdas a menor costo y eficiencias mayores.

A pesar de los altos costos el mercado de celdas fotovoltaicas continúa creciendo. Cientos o miles de sistemas fotovoltaicos están proporcionando energía para una variedad de aplicaciones: iluminación, comunicaciones, bombeo de agua, carga de baterías, refrigeración. En algunas áreas remotas la planta fotovoltaica es la única fuente viable de energía. Un panel solar se muestra en la figura 1.25.

1.4.2.1.1. CELDAS SOLARES.

Son dispositivos indispensables para la transformación de la energía solar en eléctrica; son costosas, silenciosas y no contaminan.

Un foto-elemento es una laminilla con brillo metálico en cuyas superficies se depositan películas metálicas a las cuales se soldan contactos eléctricos, de tal manera que, cuando la laminilla es iluminada aparece una corriente eléctrica muy débil en sus contactos.

El material más común para la fabricación de fotoelementos es el silicio, un elemento químico abundante en la naturaleza pero para fabricar un fotoelemento es necesario tener un elemento puro, es decir, con una mínima cantidad de impurezas además de un sofisticado proceso de elaboración de celdas solares.



Figura. 1.25 Panel de celdas solares.

1.4.2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Las celdas solares convierten energía de radiación solar en corriente directa.

Son celdas solares individuales que están conectadas en cadena en una placa plana (panel).

Las celdas solares individuales pueden ser conectadas en serie o en paralelo. Cada celda es capaz de proporcionar únicamente una cantidad específica de energía. Celdas adicionales pueden ser sumadas para incrementar la potencia de salida. Cuando tres celdas solares de silicón son conectadas en serie, los voltajes sumados producen una salida de 1.5 V (3 X 0.5), la corriente permanece constante en las celdas. Si las tres celdas solares son puestas en paralelo, el voltaje permanece constante (0.5 V), mientras la corriente es la suma de las tres celdas. Una cadena usualmente consiste en una combinación de conexiones en serie y paralelo de grupos de celdas.

Grandes sistemas fotovoltaicos están funcionando a lo largo del mundo con potencias de salida en el orden de megawatts.

Los sistemas fotovoltaicos pueden proporcionar energía a una casa o a la red eléctrica.

En la Base Aérea de Nellis Nevada, Estados Unidos 70 000 paneles solares son parte de un sistema fotovoltaico con una generación de 15 MW se muestra a continuación:



Figura. 1.26 Sistema fotovoltaico.

Uno de los importantes usos de los sistemas fotovoltaicos es el bombeo de agua. Para poblaciones rurales que viven en climas soleados del trópico, el uso de la energía de los rayos solares es una buena alternativa a los métodos de bombeo de agua por medio de motores a diesel.

1.4.3. SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS.

Los sistemas solares térmicos usan colectores concentrando la luz solar en un punto o foco para la producción de alta temperatura en un fluido. Hay tres tipos de sistemas colectores que se observan en la figura 1.27 y son los siguientes:

- Punto Parabólico
- Tubo Parabólico
- Receptor Central



Figura 1.27 Colectores solares.

Punto Parabólico.

Consiste en un espejo cuya superficie es un paraboloides de revolución que concentra los rayos solares en un receptor colocado en el foco del paraboloides, el cual absorbe la radiación solar concentrada convirtiéndola en calor que es extraído por un fluido. El paraboloides sigue la posición del sol girando sobre dos ejes. Pueden alcanzarse con este sistema temperaturas hasta de 1 500 °C. Un ejemplo práctico se muestra en la figura 1.28

Tubo parabólico.

Consiste en una superficie reflejante semicilíndrica de sección parabólica que concentra la radiación solar en un tubo colocado a lo largo de la línea focal por el que circula un fluido que extrae el calor producido por la radiación solar concentrada. El semicilíndro gira sobre un eje para seguir el movimiento del sol. Con este sistema pueden obtenerse temperaturas de hasta 400 °C.

Receptor Central.

Consiste en un conjunto de espejos, los cuales se orientan siguiendo la posición del sol y reflejan la radiación solar para concentrarla en un receptor montado en una torre central; la energía térmica producida en el receptor es transferida a un fluido. Estos sistemas pueden alcanzar temperaturas de 500 °C a 1 500 °C.

El receptor central usa helióstatos (espejos altamente reflejantes) para seguir la trayectoria de los rayos del sol y reflejar esta energía en un receptor central en lo alto de una torre. El sol calienta un fluido dentro del receptor a temperaturas de 650 °C.

La tecnología solar térmica tiene un amplio rango de aplicaciones que incluye generación eléctrica, calor en procesos industriales, metalurgia y producción química.



Figura. 1.28 Colectores de punto parabólico en Almería España con una capacidad de 10 MW.

1.4.4. CELDAS DE COMBUSTIBLE.

La celda de combustible es un convertidor de energía eficiente, no contamina y es flexible. Esta combina un combustible (usualmente hidrógeno) con oxígeno por un proceso electroquímico para producir electricidad.

La celda fue inventada hace más de cien años; en los 70 es cuando fue usada en misiones espaciales.

La celda de combustible es similar a una batería, proporcionando corriente directa a través de un proceso electroquímico. Sin embargo, una batería agota los materiales que están almacenados en los electrodos mientras en una celda de combustible los reactivos químicos están alimentados a los electrodos para la demanda. Los dos reactivos químicos en una celda de combustible son hidrógeno y oxígeno, que se están alimentando dentro de la celda a través de los electrodos, un ejemplo de una celda se muestra en la figura 1.29.

En la celda de combustible el hidrógeno se combina con el oxígeno (O_2) del aire y, después de generar una corriente eléctrica, también se produce agua (H_2O) y calor. Este tipo de celda tiene por lo general tres partes fundamentales (un ánodo, un cátodo y un electrolito) y según sus materiales será el proceso de producción de energía eléctrica.

Por ejemplo, analicemos por partes el proceso, en una celda de combustible con membrana de intercambio protónico (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC), los protones de hidrógeno migran del ánodo, al cátodo a través de la membrana de intercambio protónico. El catalizador es una capa de platino en el ánodo que ayuda a separar las moléculas de hidrógeno en protones y electrones. La membrana electrolítica sólo permite el paso de los protones; en consecuencia, los electrones fluyen en forma de corriente eléctrica a través de un circuito externo que se conecta al cátodo. Así se genera la electricidad. En el cátodo, el oxígeno se combina con los protones de hidrógeno y forman agua.

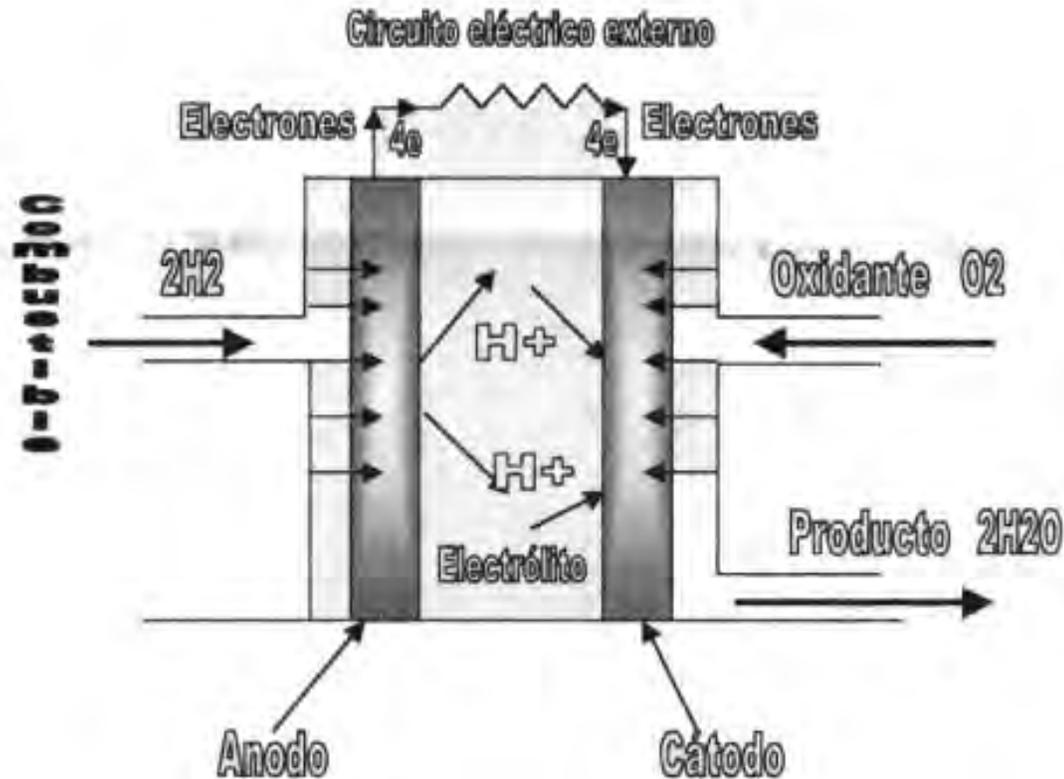


Figura. 1.29 Celda de combustible.

La celda de combustible tiene muchos beneficios, primero, esta eficiencia puede ser como de 50 a 60%; segundo, no contaminan y tales plantas de energía son relativamente simples y pueden ser construidas rápidamente en módulos por el fabricante, tercero, una variedad de combustibles pueden ser usados, incluyendo gas natural, hidrógeno, metanol y biogás. Esto puede también ser usado para energizar un vehículo eléctrico. Su gran peso puede hacerlo inapropiado para vehículos, pero puede ser utilizado en autobuses y camiones de carga.

Con pocas partes móviles, es más fácil que mantener que un motor a diesel.

Desafortunadamente, el alto costo de la celda de combustible y el desconocimiento acerca de su tiempo de vida ha dificultado su comercialización. El presente precio de 3 000 Dlls. por KW puede ser reducido a una tercera parte usando técnicas de producción masiva. Plantas en demostración con potencias del orden de MW están ya en operación, una planta de 4.5 MW han estado entregando energía a la ciudad de Tokio por muchos años, usando gas natural como combustible.

1.5. OTRAS TECNOLOGÍAS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA.

1.5.1. Biomasa.

Biomasa es el material que se puede transformar en energía de materiales de desecho de los campos de cultivo, bosques y los residuos sólidos de las ciudades.

Sin embargo no todo es material de desecho ya que se pueden utilizar algunas semillas y granos en la conversión de combustibles.

Gran parte de la Biomasa se utiliza para producir calor por combustión para usos domésticos, sin embargo este material puede ser utilizado de forma industrial.

La Biomasa puede ser convertida en combustibles líquidos y gaseosos.

La siguiente lista muestra algunas fuentes de Biomasa y las formas en que debe de ser convertida o usada.

FUENTE	TIPO DE CONVERSIÓN	PRODUCTO
Material de desecho de campos de cultivo Leña.	Biológica	Alcohol
Material de desecho, materia orgánica.	Biológica	Biogás
Material de desecho de campos de cultivo Leña.	Térmica	Gas sintético
Microalgas y cultivo de semillas o granos.	Química	Biodiesel

Tabla 1.1 Fuentes de Biomasa

1.5.2. BIODIESEL.

El Biodiesel es un combustible que puede producirse a partir de una gran variedad de oleaginosas (son las semillas de las plantas que producen aceites; comestibles unas y de aplicaciones industriales otras). Al igual que el diesel del petróleo, el Biodiesel funciona en los motores de combustión interna. Se puede utilizar con mezclas con el diesel, las más conocidas son B20 y B100, es compatible con casi todos los motores que operan a diesel actualmente y los vehículos no requieren de ninguna modificación en el motor y tiene la misma eficiencia que el diesel común.

El aceite se hace reaccionar con un alcohol (metanol o etanol) y un catalizador (aumenta o disminuye la velocidad de una reacción química producida por sustancias que no toman parte de la reacción) como el hidróxido de sodio o potasio, reacción que se denomina como "transesterificación" para producir los ésteres metílicos o etílicos de ácidos grasos. A estos ésteres se les conoce como Biodiesel ya que pueden ser usados como combustibles.

1.5.3. ALCOHOL

Uno de los procesos industriales más importantes es la descomposición del azúcar en alcohol.

La fermentación para la conversión de azúcares en alcohol es el principio de este proceso.

Los alcoholes son otros productos de la conversión de Biomasa, y esta transformación ha recibido considerable atención en recientes años como un sustituto de los derivados del petróleo como la gasolina. Los dos alcoholes de importancia son el etanol y el metanol.

Etanol es un líquido incoloro con un punto de ebullición de 78 °C, también es conocido como alcohol de grano o etílico, que puede ser hecho de un amplio rango de materiales, pero los mas comunes son de: azúcar de caña, maíz y leña.

El Etanol fue usado como combustible para un motor Ford a principios del siglo XX y se incrementó su uso durante la gran depresión (fue una mezcla gasolina-etanol).

El Metanol es un líquido incoloro con un punto de ebullición de 65 °C, es también conocido como alcohol de madera o alcohol metílico. Fue producido en los Estados Unidos como un subproducto de la destilación de madera. Alemania uso intensamente el Metanol durante la Segunda Guerra Mundial para submarinos y combustible de la fuerza aérea.

El Metanol es un combustible superior para máquinas de combustión interna y es usado actualmente como combustible para competencias de automóviles de carreras.

1.5.4. BIOGÁS.

Es la generación de gas metano (60%) y dióxido de carbono (40%) en un proceso de descomposición de materia orgánica en ausencia de oxígeno.

El proceso usualmente se hace en construcciones llamadas digestores.

Un digestor es un recipiente en el cual se lleva a cabo una descomposición de materia orgánica.

El uso de plantas de biogás ha sido excepcional en China e India, con más de 1 000 000 de plantas en operación.

1.5.5. INCINERACIÓN DE BASURA

El proceso es el siguiente:

En un horno se coloca la basura, libre de latas, pilas, metales y en caso de presentar humedad, se pasa a una cámara de secado.

La basura es incinerada a una temperatura mayor a 1 000 °C para generar vapor que alimentara a unas turbinas, que acopladas a un generador eléctrico, producirán energía eléctrica.

En este proceso se generan gran cantidad de cenizas: cenizas ligeras y cenizas pesadas, las primeras se trasladan a un contenedor y después se usan en la elaboración de productos para la construcción, mientras que las segundas son llevadas a la atmósfera.

EJERCICIO

El siguiente problema nos muestra como a través de dos variables (diámetro del rotor y velocidad del viento), se modifica la generación de eléctrica del generador.

$$\text{La potencia total de viento es igual a } P_{tot} = mEC = m \frac{V^2}{2g_c} \quad \mathbf{1.1}$$

Donde:

P_{tot} = Potencia total, W o ft*lb_f.

m = flujo de masa, kg/s o lb_m/h.

V = velocidad, m/s ó ft/h.

g_c = factor de conversión= 1 Kg/(N*s) o 4.17*10⁸ lb_m*ft/(lb_f*h²).

$$\text{El ritmo de flujo de masa esta dado por: } m = \rho AV \quad \mathbf{1.2}$$

Donde:

ρ : densidad del viento, Kg/m³ o lb_m/ft³.

A : área recorrida por las hélices, m² o ft².

$$\text{Entonces: } P_{tot} = (1/2g_c) \rho AV^3. \quad \mathbf{1.3}$$

La potencia total de energía de viento es directamente proporcional a la densidad del aire, al área comprendida por las hélices y al cubo de la velocidad. Pero si P_{tot} es función del área y velocidad del viento para una presión atmosférica de 1 y 15°C(59°F).

$$P_{tot} = (1/2g_c) AV^3 \quad \mathbf{1.4}$$

Poniendo todos estos factores juntos con el uso de los factores de conversión adecuados y un factor de .59 para la eficiencia máxima de conversión de energía de las turbinas de viento, la potencia de salida puede ser escrita como:

$$P_{tot} = 2.38 \cdot 10^{-4} \cdot A^2 \cdot V^3 \text{ KW con } A \text{ en metros y } V \text{ en m/s.} \quad \mathbf{1.5}$$

$$\text{Y si } A \text{ esta en ft y } V \text{ en mph entonces: } P_{tot} = 2.36 \cdot 10^{-6} \cdot A^2 \cdot V^3 \text{ KW.} \quad \mathbf{1.6}$$

Ejemplo.

¿Cuál es la potencia de salida de una turbina de viento de hélices con radio de 2 m con un viento de 25 mph?

Usamos la ecuación **1.6** de las ecuaciones anteriores y convertimos el diámetro en ft. y el radio de 2 m significa que $D = 4$ m.

$$D = 4m \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{1m} \right) = 13.08 \text{ ft}$$

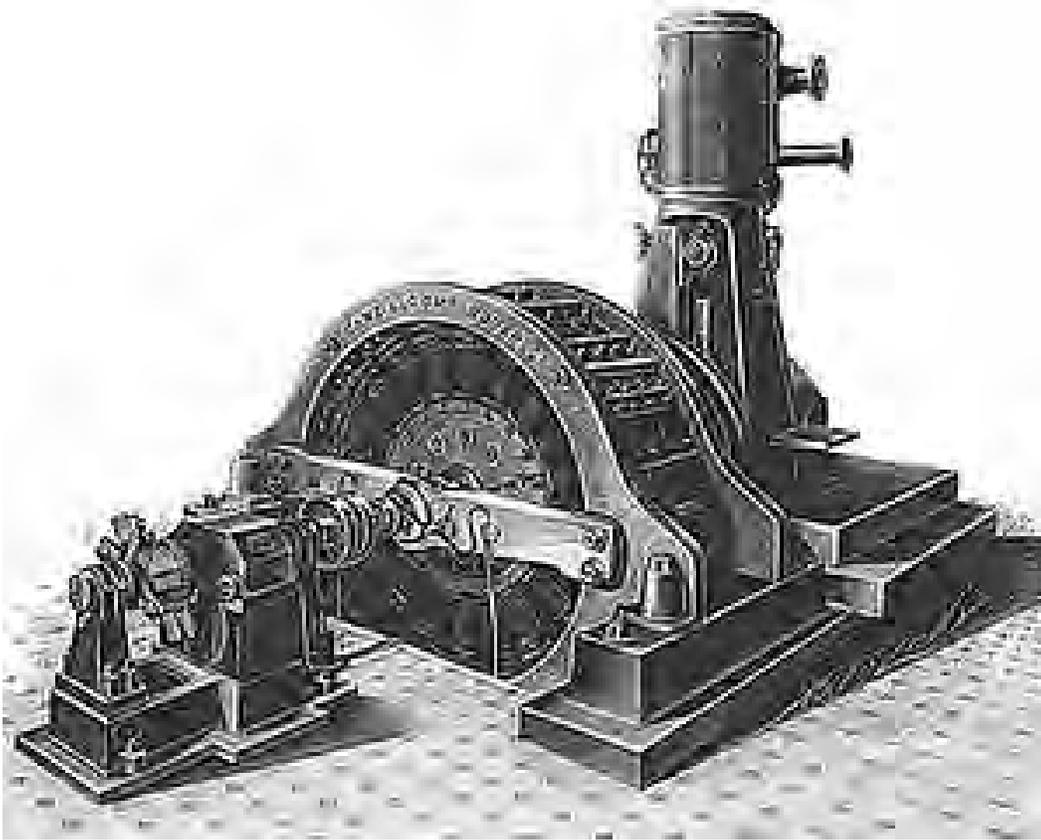
$$P = 2.36^{-6} (13.08)^2 (25)^3 = 6.3 \text{ KW}$$

Un incremento en la velocidad del viento de 5 mph a 15 mph puede producir 27 veces mas energía por una turbina de viento.

Consecuentemente el sitio de la turbina de viento es muy importante. Mientras que algunos lugares están claramente mejores que otros por la confiabilidad del viento, hay una variación considerable en la velocidad del viento día a día y de un año a otro.

CAPÍTULO 2

EL GENERADOR SÍNCRONO.



Los generadores síncronos son de las máquinas eléctricas tal vez la mas compleja, ya que se cuentan con variables eléctricas y mecánicas para su funcionamiento, una parte fundamental es la construcción del rotor ya que de este se crea una diferencia entre los generadores; esta es tal vez la única diferencia a considerar ya que todos los generadores síncronos se rigen bajo los mismos principios.

Gran parte de la electricidad consumida en el mundo es producida por generadores que transforman energía mecánica en energía eléctrica. La fuente de energía mecánica puede ser por caída de agua o vapor producido por la quema de un combustible y también por la energía cinética del viento.

La electricidad producida por un generador es de forma alterna (AC), teóricamente tiene la forma de una onda senoidal que en un determinado tiempo se repite es decir con una cierta frecuencia. La frecuencia utilizada en un sistema eléctrico puede ser de 60 o 50 ciclos por segundo y esta se trata de mantener constante; el generador es un generador síncrono ya que independientemente de su construcción se mantiene a una velocidad constante, de ahí su nombre, generador síncrono, por mantener una frecuencia constante a una cierta velocidad constante.

2.1. GENERADORES SÍNCRONOS.

2.1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS GENERADORES.

Las partes principales de un generador síncrono son estator y rotor.

La parte estática del generador se llama estator o armadura y tiene ranuras longitudinales en las que hay bobinas del devanado de armadura, son tres los devanados, y estos llevan la corriente o fuerza electromotriz alterna de igual magnitud y desplazadas 120° eléctricos entre sí.

El rotor es la parte del generador que se monta sobre una flecha y gira dentro del estator hueco. El devanado sobre el rotor llamado devanado de campo se alimenta con corriente directa.

El estator está compuesto por:

- Carcaza: esta sirve como protección de los componentes internos contra agentes del medio ambiente: polvo, humedad, etc. también como sistema de soporte del núcleo de armadura y sus devanados.

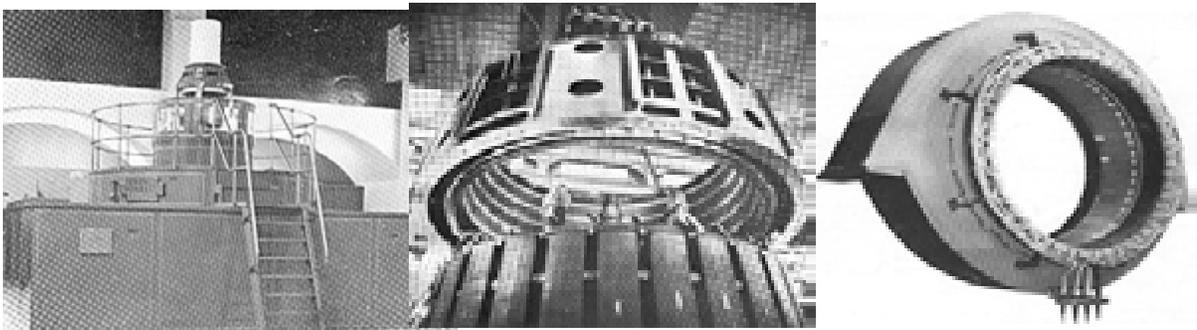


Figura. 2.1 Carcazas de los generadores síncronos.

- Núcleo de armadura: conjunto de laminaciones de acero al silicio aisladas para minimizar las corrientes parásitas (Eddy). El núcleo de armadura alberga a las bobinas en unas ranuras determinadas.

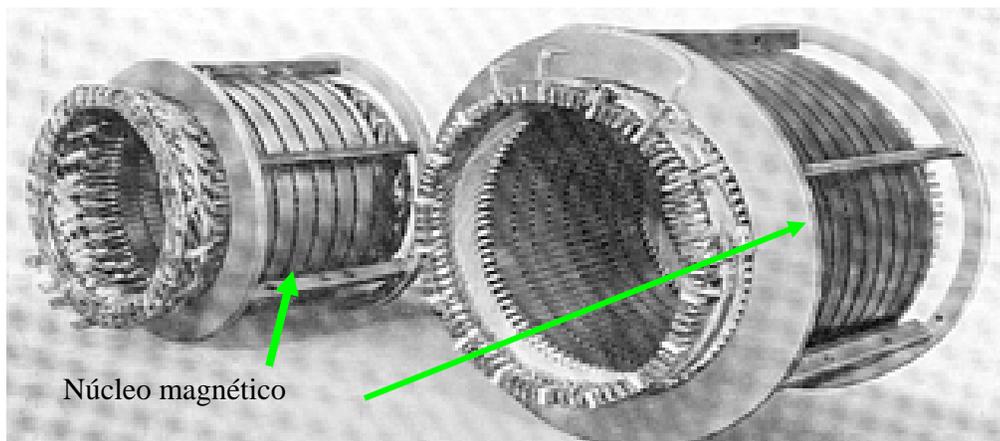


Figura. 2.2 Núcleo de armadura.

- Devanado de armadura: es donde se induce la fuerza electromotriz.

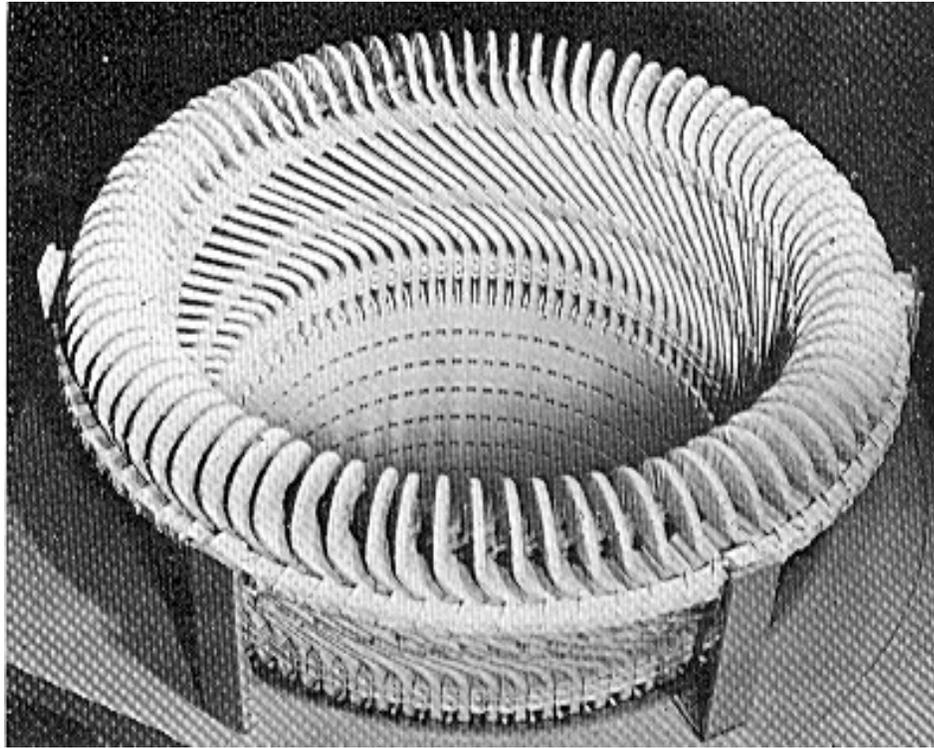


Figura. 2.3 Devanado de armadura.

El rotor está compuesto por:

- Flecha: es la parte del rotor que soporta los elementos de giro, la flecha es impulsada por una fuente de energía mecánica, que por lo general es por medio de una turbina de vapor, gas o hidráulica.

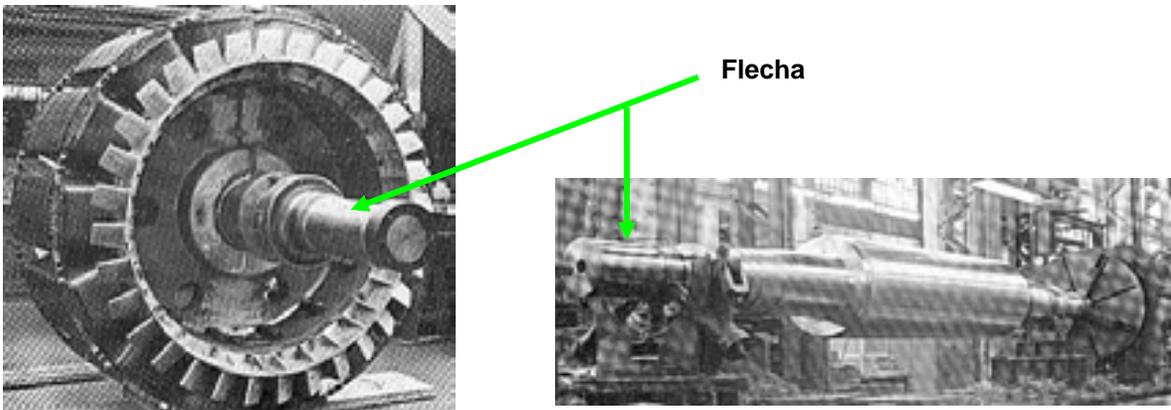


Figura. 2.4 Flechas de los generadores síncronos.

- Núcleo del rotor:
 - ◆ Rotor polos lisos: rotor en forma de cilindro, de una sola pieza, con dos o cuatro polos.
 - ◆ Rotor polos salientes: con un número de polos mayor a cuatro; los polos se construyen con laminaciones de acero al silicio, rodeados con la bobina de campo ó de excitación.

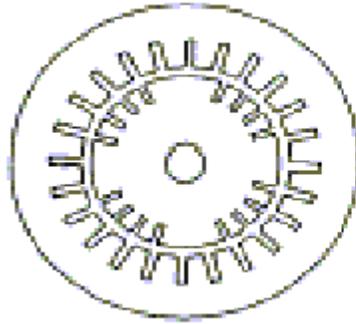


Figura. 2.5. Rotor de polos lisos

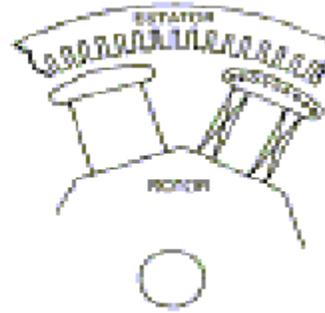


Figura. 2.6 Rotor de polos salientes

- Devanado de campo: se encarga de la excitación del generador con corriente directa, esta puede provenir de un generador de corriente directa, un rectificador, etc.

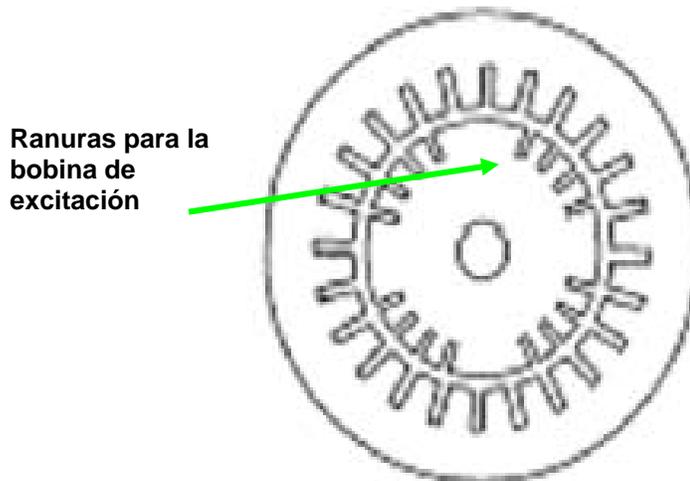


Figura. 2.7 Rotor de polos lisos, rotor y estator.

Devanados.

Los devanados de los generadores síncronos constituyen un grupo de circuitos eléctricos acoplados inductivamente, algunos de los cuales se encuentran en rotación relativa con respecto a otros.

La corriente suministrada al devanado de campo es en corriente directa y la proporciona la excitatriz, que puede ser un generador montado sobre la flecha o una fuente en corriente directa separada. Generalmente los grandes generadores de CA tienen excitatrices que consisten en una fuente de CA con rectificadores de estado sólido.

En los generadores de rotor liso, la fuerza magnetomotriz producida por el campo tiene una distribución espacial senoidal, la cual se logra disponiendo adecuadamente los conductores del campo.

En los generadores de polos salientes se obtiene una distribución espacial senoidal del flujo producido por la fuerza magnetomotriz del campo mediante el diseño del entrehierro y las piezas polares.

Enfriamiento de los generadores.

El enfriamiento de los generadores es generalmente realizado por aire forzado a través de los huecos en las laminaciones del estator, este flujo de aire es producido por ventiladores internos y/o externos al generador.

Además hay ventiladores montados sobre el rotor que por el movimiento de este proporciona un flujo de aire para el devanado del rotor, como los muestra la figura 2.8.

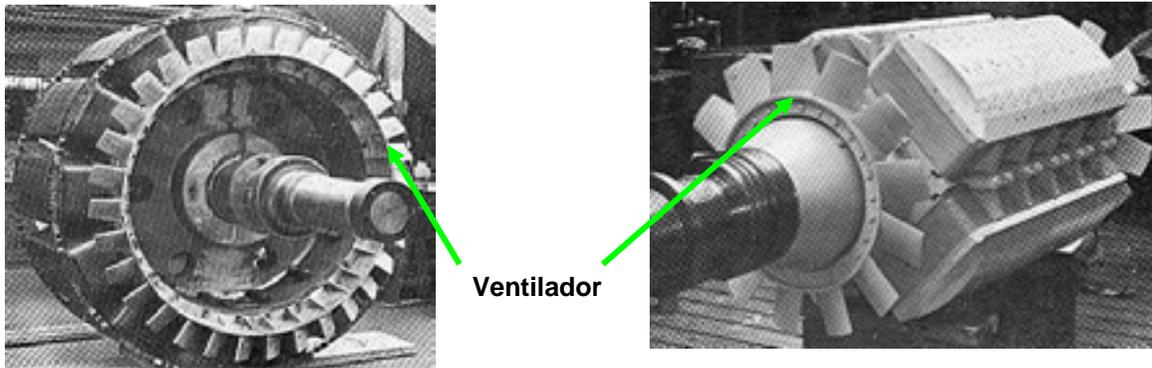


Figura. 2.8 Rotor polos salientes de 16 y 4 polos respectivamente

El aire puede ser remplazado por hidrógeno o helio.

Las ventajas de usar hidrogeno es la reducción del envejecimiento en los devanados debido a la ausencia de oxígeno; proporciona un mejor enfriamiento y menor ruido en la operación de la máquina.

Se requiere de equipo adicional para el enfriamiento con hidrógeno que incluye: una cubierta protectora a prueba de explosiones; reguladores de admisión, purificadores de gas, ya que se generan gases de combustión.

Estos costos adicionales son contrarrestados por el incremento de la eficiencia del generador síncrono.

El helio tiene una mayor capacidad de transferencia de calor que el hidrógeno y aire, pero el costo es mucho mayor que el hidrógeno, no es explosivo y la percepción de la seguridad en este gas justifica su uso.

2.1.2. GENERADORES DE ALTA VELOCIDAD.

El rotor de la figura 2.9 es de polos lisos, los generadores acoplados a turbinas de vapor o gas, que giran a gran velocidad, tienen rotores lisos y entrehierro uniforme.

Los generadores de alta velocidad son de dos y cuatro polos. La siguiente tabla muestra la relación entre velocidad y número de polos de los generadores de alta velocidad a una frecuencia de 60 Hz.

No. De polos	Velocidad rpm
2	3 600
4	1 800

Tabla 2.1. Relación del número de polos y la velocidad en un generador síncrono.

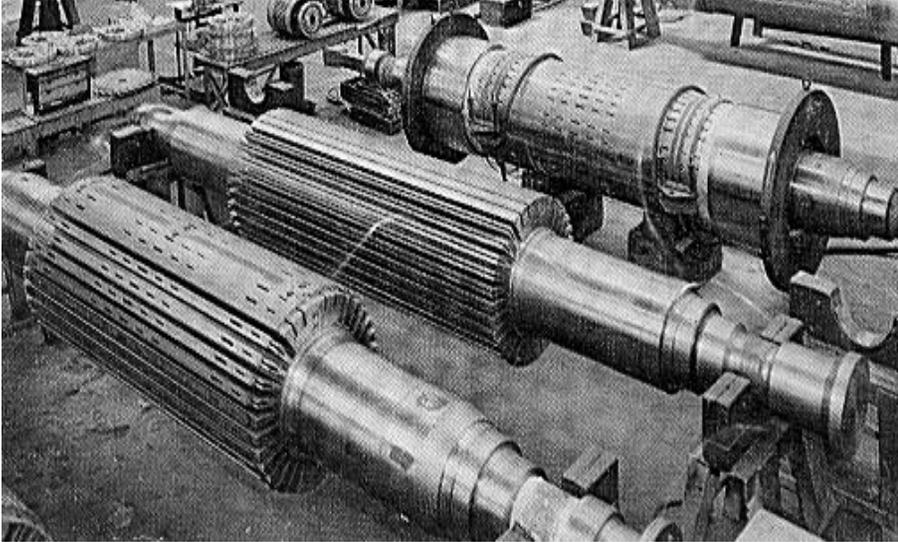


Figura. 2.9 Rotores de polos lisos.

2.1.3. GENERADORES DE BAJA VELOCIDAD.

El rotor de la siguiente figura es un rotor de polos salientes, el entrehierro entre el rotor y estator no es uniforme. Esta construcción es típica de los generadores acoplados a turbinas hidráulicas, tienen generalmente un número alto de pares de polos y giran a velocidad relativamente baja.

La figura 2.10 muestra un generador de polos salientes que tiene dieciséis polos.

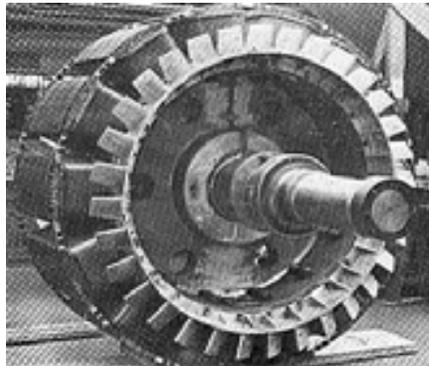


Figura. 2.10 Rotor de polos salientes con 16 polos.

Los generadores de baja velocidad son de seis polos en adelante. La siguiente tabla muestra la relación entre velocidad y número de polos de los generadores de baja velocidad a una frecuencia de 60 Hz.

No. De polos	Velocidad rpm
6	1 200
8	900
10	720
12	600

Tabla 2.2 Relación del número de polos y la velocidad en un generador síncrono.

2.1.4. ESTUDIO DEL GENERADOR SÍNCRONO DE POLOS SALIENTES POR MEDIO DE SU DIAGRAMA FASORIAL.

Existen básicamente dos formas de expresar las ecuaciones de una máquina síncrona:

En términos de enlace de flujos (ψ , ϕ) de cada devanado.

En función de los voltajes en cada devanado.

Aquí se seguirá esta última.

Las ecuaciones que se presentan parten de las siguientes consideraciones:

- Se supone que la máquina es magnéticamente lineal, por lo que se desprecia la saturación del circuito magnético.
- Se supone que la máquina se puede presentar como un conjunto de circuitos acoplados magnéticamente.
- Se suponen nulas las resistencias de los devanados.

El generador trifásico de polos salientes, así como el de polos lisos, tiene tres devanados de armadura, a, b, y c, y un devanado de campo f, sobre el rotor.

El devanado de campo tiene una inductancia propia L_{ff} constante. Además ambas máquinas tienen las mismas inductancias mutuas con las fases de la armadura: L_{af} , L_{bf} , L_{cf} . Sin embargo a través de cada revolución del rotor, las inductancias propias de los devanados del estator: L_{aa} , L_{bb} , L_{cc} ; y las inductancias mutuas: L_{ab} , L_{ac} , L_{bc} ; no son constantes en la máquina de polos salientes, además que varían como una función del desplazamiento angular del rotor.

Los enlaces de flujo de las fases a, b y c, están relacionados con las corrientes a través de las inductancias,

$$\psi_a = L_{aa} I_a + L_{ab} I_b + L_{ac} I_c + L_{af} I_f$$

Estas ecuaciones son similares a las ecuaciones de la máquina de rotor cilíndrico, pero todos los coeficientes son variables, como resultado se tiene que las ecuaciones para los enlaces de flujo: ψ_a , ψ_b y ψ_c ; de la máquina de polos salientes son más difíciles de usar que las de su contraparte de rotor cilíndrico. Afortunadamente, las ecuaciones de la máquina de polos salientes se pueden expresar en forma simple transformando las variables a, b y c del estator en conjuntos correspondientes de nuevas variables denominadas cantidades de eje directo y eje de cuadratura que se distinguen con los subíndices d y q respectivamente. Por ejemplo, las tres corrientes del estator: I_a , I_b e I_c ; se pueden transformar en corrientes equivalentes llamadas corriente de eje directo I_d , corriente de eje de cuadratura I_q .

Para resolver este problema se utiliza una herramienta matemática llamada transformación de Blondel, la cual transporta el problema del marco de referencia "a, b, y c" al marco "d,q"; algo similar a lo de las componentes simétricas.

La transformación de Blondel simplifica notablemente las ecuaciones, ya que en el marco d, q las inductancias (L_{aa} , L_{bb} , L_{cc} ; L_{ab} , L_{ac} , L_{bc}), las corrientes y los voltajes son constantes e independientes de la posición del rotor. La figura 2.11 muestra ambos marcos de referencia.

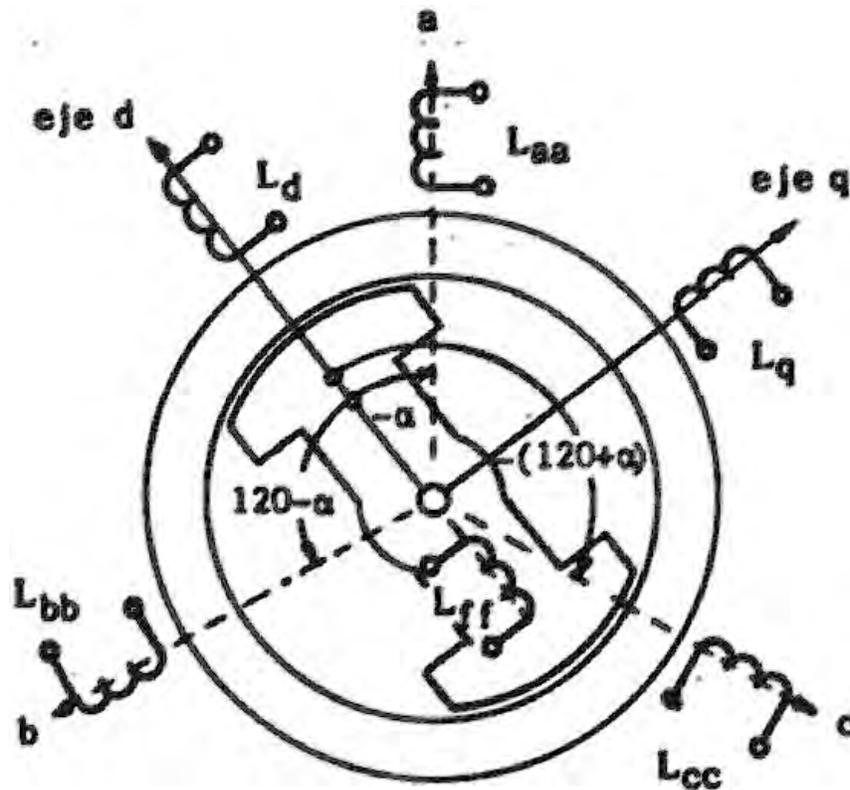


Figura. 2.11 Reactancias en los marcos abc y dq.

EL GENERADOR CON CARGA BALANCEADA.

Para el caso de un generador operando con cargas trifásica balanceada, se obtienen las siguientes expresiones:

$$V_a = E_a - jX_d I_d - jX_q I_q \quad 2.1$$

$$I_a = I_d + I_q \quad 2.2$$

Donde:

$$E_a = \frac{-\omega L_5 I_{fo}}{\sqrt{2}} \quad 2.3$$

FEM inducida en vacío en la fase A(a):

$$I_d = j|I| \cos \psi : \text{corriente de eje directo.} \quad 2.4$$

$$I_q = j|I| \text{sen } \psi : \text{corriente de eje en cuadratura.} \quad 2.5$$

I: valor máximo de corriente de cada devanado de estator.

$$X_d = \omega L_d : \text{reactancia de eje directo.} \quad 2.6$$

$$X_q = \omega L_q : \text{reactancia de eje en cuadratura.} \quad 2.7$$

L₅ : valor máximo de la inductancia mutua entre el devanado de fase "a" y el devanado de campo.

I_{fo}: corriente de campo nominal.

En la figura 2.12 se muestra el diagrama fasorial; este es extremadamente importante, dado que permite obtener de él toda la información esencial relacionada con la operación de una máquina síncrona en condiciones de estado estable.

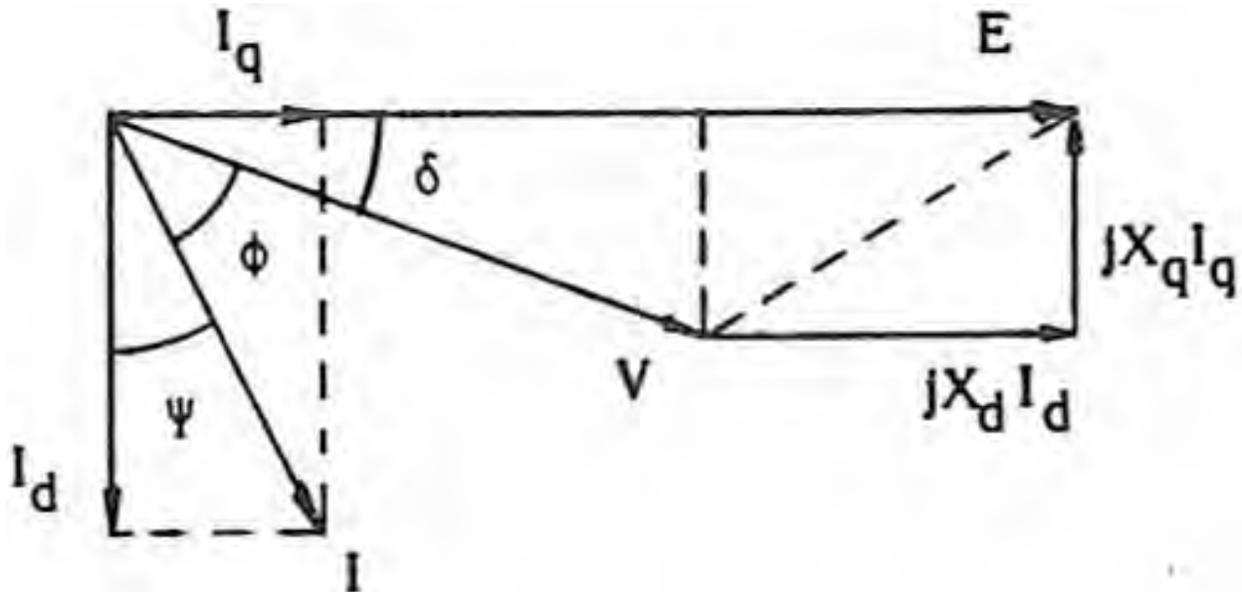


Figura. 2.12 Diagrama fasorial de la máquina síncrona en condiciones balanceadas.

Puesto que existe simetría entre los fasores de cada fase, se ha retirado el subíndice a de los fasores E, V e I. También nótese que el ángulo Φ es el existente entre el voltaje terminal y la corriente.

POTENCIA ACTIVA GENERADA.

Las potencias activa y reactiva entregadas al sistema por un generador síncrono están dadas por:

$$P = |V||I|\cos\varphi \quad 2.8$$

$$Q = |V||I|\sin\varphi \quad 2.9$$

P y Q se consideran positivas si salen del generador hacia el sistema.

$$|V|\cos\delta = |E| - |I_d|X_d \quad 2.10$$

$$|V|\sin\delta = |I_q|X_q \quad 2.11$$

$$|I_q| = |I|\sin\psi \quad 2.12$$

$$|I_d| = |I|\cos\psi$$

$$\varphi + \delta + \psi = 90^\circ \quad 2.13$$

De la ecuación anterior se deriva:

$$\cos\varphi = \sin\psi \cos\delta + \cos\psi \sin\delta \quad 2.14$$

Por lo tanto:

$$|I|\cos\varphi = |I|\sin\psi \cos\delta + |I|\cos\psi \sin\delta \quad 2.15$$

Haciendo uso de las ecuaciones de corriente de cuadratura y de eje directo se tiene:

$$|I| \cos \phi = |I_q| \cos \delta + |I_d| \operatorname{sen} \delta \quad 2.16$$

Sustituyendo la ecuación anterior en $P = VI \cos \phi$.

$$P = |V| |I_q| \cos \delta + |V| |I_d| \operatorname{sen} \delta \quad 2.17$$

Despejando las corrientes de las ecuaciones 2.10 y 2.11.

$$|I_d| = \frac{|E| - |V| \cos \delta}{X_d} \quad 2.18$$

$$|I_q| = \frac{|V| \operatorname{sen} \delta}{X_q} \quad 2.19$$

Sustituyendo 2.18 y 2.19 en 2.17.

$$P = |V| \left[\frac{|V| \operatorname{sen} \delta}{X_q} \right] \cos \delta + |V| \left[\frac{|E| - |V| \cos \delta}{X_d} \right] \operatorname{sen} \delta \quad 2.20. \text{ c.}$$

$$P = \frac{|V|^2 \cos \delta \operatorname{sen} \delta}{X_q} + \frac{|E||V|}{X_d} \operatorname{sen} \delta - \frac{|V|^2 \cos \delta \operatorname{sen} \delta}{X_d} \quad 2.20. \text{ b.}$$

Reagrupando:

$$P = \frac{|E||V|}{X_d} \operatorname{sen} \delta + |V|^2 \cos \delta \operatorname{sen} \delta \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right] \quad 2.20. \text{ a.}$$

$$\cos \delta \operatorname{sen} \delta = \frac{\operatorname{sen} 2\delta}{2}$$

Por lo tanto:

$$P = \frac{|E||V|}{X_d} \operatorname{sen} \delta + \frac{|V|^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right] \operatorname{sen} 2\delta \quad 2.20.$$

Se observa que P es función únicamente del ángulo de carga δ , existente entre los fasores E y V.

Reactancias típicas.

Si las reactancias de un generador síncrono se expresan en por unidad, se obtienen valores semejantes para cada reactancia, independientemente del valor de la reactancia.

En la siguiente tabla se muestran los valores de las reactancias principales para los diferentes tipos de generadores síncronos.

- Reactancias síncronas de eje directo (X_d).
- Reactancia síncronas de eje en cuadratura (X_q).
- Reactancia transitoria de eje directo (X'_d).
- Reactancia subtransitoria de eje directo (X''_d).
- Reactancia de secuencia negativa (X_2).
- Reactancia de secuencia cero (X_0).

Reactancia	Motores Síncronos	Condensadores Síncronos	Generadores hidráulicos	Generadores de vapor
X_d	1.00	1.60	1.00	1.15
X_q	0.75	1.00	0.65	1.00
X'_d	0.30	0.40	0.30	0.15
X''_d	0.20	0.25	0.20	0.10
X_2	0.25	0.25	0.20	0.13
X_0	0.06	0.08	0.07	0.04

Tabla 2.3 Valores de reactancias.

MODELO CLÁSICO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.

Si se supone que la máquina es de polos lisos o de polos salientes, pero se ignora el efecto del entrehierro, se tiene que $X_d = X_q$.

En estas condiciones, se obtiene lo que se conoce como el modelo de la máquina síncrona; por lo que la ecuación 2.20 se convierte en:

$$P = \frac{|E||V|}{X_d} \text{sen} \delta \quad \mathbf{2.21}$$

Siguiendo el mismo procedimiento, es posible obtener una expresión para la potencia reactiva como:

$$Q = \frac{|E||V|}{X_d} \cos \delta - \frac{|V|^2}{X_d} \quad \mathbf{2.22}$$

Por otro lado si $X_d = X_q$ la ecuación se transforma en:

$$V = E - jX_q (I_d + I_q) \quad \mathbf{2.23}$$

$$V = E - jX_q I \quad \mathbf{2.24}$$

La figura 2.13 muestra el diagrama vectorial clásico de una máquina síncrona.

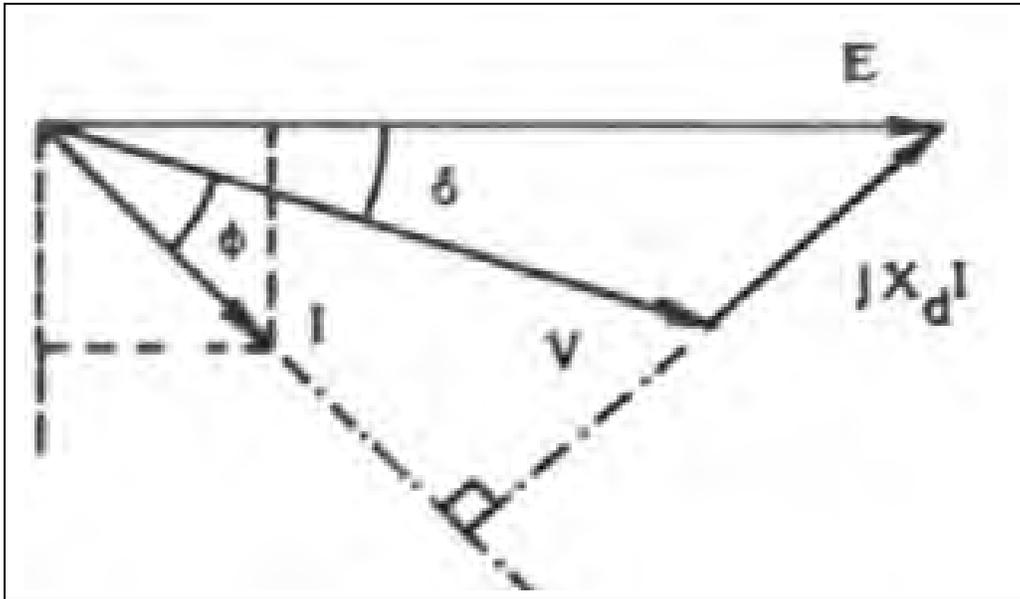


Figura. 2.13 Diagrama fasorial del generador síncrono de polos lisos.

El comportamiento de la máquina descrito por la ecuación (2.21) y con el diagrama fasorial anterior, es posible producirlo mediante un circuito equivalente sumamente simple:

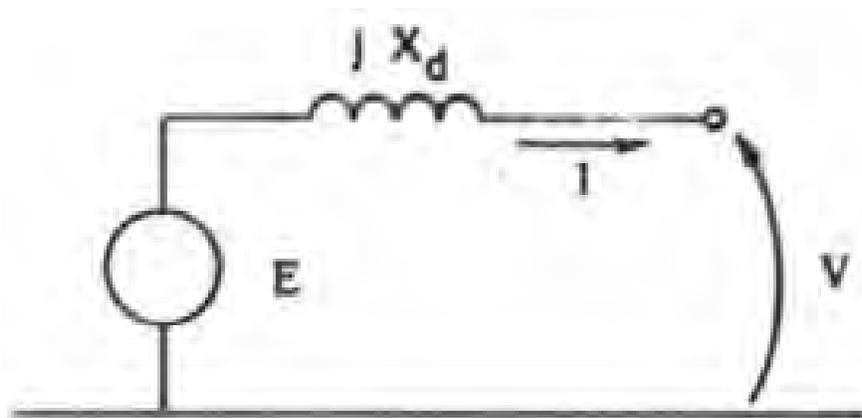


Figura. 2.14 Diagrama eléctrico del generador síncrono.

La consideración anterior ($X_d=X_q$) y los resultados derivados de ella son de gran importancia dada la simplificación del modelo del generador, en el capítulo 4 se retomará el modelo simplificado o clásico (generador de polos lisos) para analizar el control del generador.

2.1.5. CARTA DE OPERACIÓN DEL GENERADOR.

La carta de operación o curva de capacidad de un generador síncrono es una gráfica que contiene una serie de puntos (P, Q), que en conjunto constituyen los límites de funcionamiento de una máquina síncrona, la cual podemos observar en la figura 2.15.

El límite estático de estabilidad para un generador síncrono está fijado para un ángulo de 90° entre V_{an} y E_{an} . En este punto se tendrá la máxima potencia que teóricamente aportaría el generador síncrono al sistema. A esta potencia le corresponde el par máximo que el alternador sería capaz de ofrecer a la turbina.

Para que el generador síncrono en estado estable conserve la capacidad de sincronismo, no sólo es necesario que el ángulo de potencia δ sea menor de 90° , sino que debe existir un cierto margen de estabilidad capaz de asegurar la potencia mecánica de la fuente motriz y la carga en el sistema eléctrico.

Este documento es un auxiliar de gran utilidad, tanto para el personal de operación de la planta generadora, como para el personal de control y despacho que opera el sistema de potencia.

1. Arco BF: Límite por calentamiento en el rotor provocado por la corriente de campo. Dado por la máxima intensidad de excitación. A dicho valor le corresponde un valor máximo en la fem en vacío.
2. Arco FE: Límite por calentamiento en el estator, provocado por la corriente de armadura. Límite dado por la máxima intensidad de armadura, (I_a), recordando que X_a es constante.
3. Segmento EC: Límite por capacidad mecánica del primotor.
4. Arco CA: Límite por estabilidad de la máquina.

El área acotada por estos 4 límites y el eje de las ordenadas, constituye la región permitida para operar el generador síncrono (curva de capacidad) dando lugar a una gran cantidad de combinaciones posibles,.

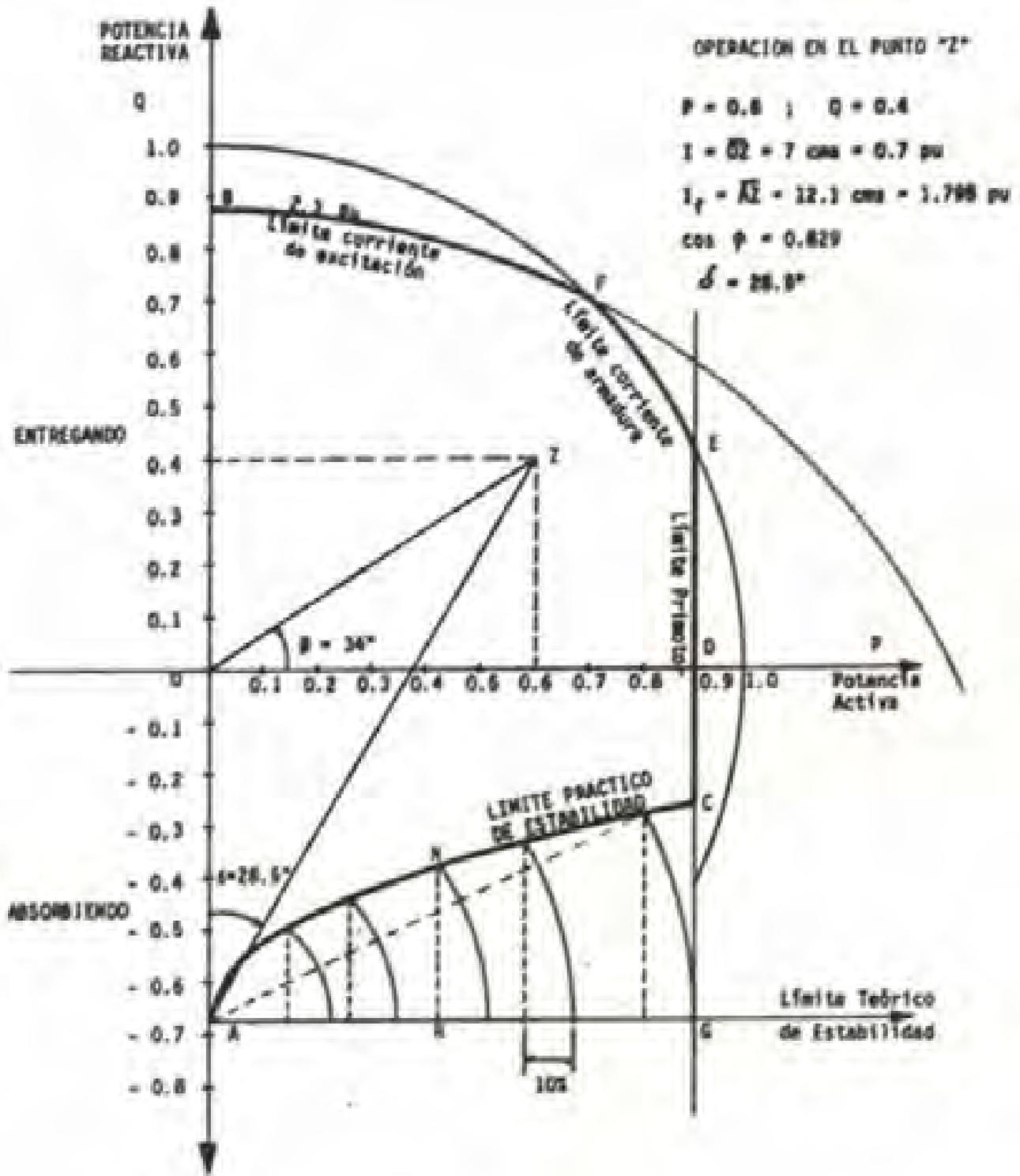


Figura. 2.15 Curva de Capabilidad de un generador síncrono.

2.1.6. ANALOGÍA MECÁNICA.

Los generadores síncronos pueden sufrir oscilaciones mecánicas; estas se originan porque existe una fuerza exterior que tiende a sacar al generador de su estado permanente, por ejemplo cuando se tiene un cambio súbito de carga, esta es la fuerza que por un momento altera o saca del estado permanente al generador.

La potencia suministrada por el generador trifásico es: $P = 3V_{an} I \cos \theta$ **2.24**

Si multiplicamos la ecuación anterior por: $\frac{X_a}{X_a} \cdot P = \frac{3I_A X_a}{X_a} V_{an} \cos \theta$ **2.25**

La potencia mecánica es igual al momento multiplicado por la velocidad angular. $P = M \omega$ **2.26**

$$M = \frac{P}{\omega} = \frac{3}{X_a \omega} (I_A X_a) V_{an} \cos \theta \quad \mathbf{2.17}$$

Donde:

$$c_i = \frac{3}{X_a \omega}$$

$$x = I_A X_a$$

$$h = V_{an} \cos \theta$$

Haciendo uso, de las igualdades anteriores se escribe lo siguiente: $M = (c_i x) h$.

Esta ecuación concuerda en su estructura con la definición mecánica que dice: Momento = fuerza ($c_i x$) por brazo de palanca h .

Entonces se puede sustituir el diagrama del generador por un sencillo modelo mecánico como el siguiente:

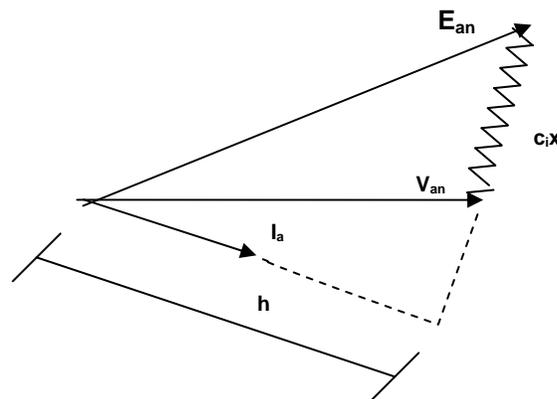


Figura. 2.16 Analogía mecánica de un generador síncrono.

Suponiendo que los vectores E_{an} y V_{an} están unidos por un resorte, y se encuentra en reposo. Si su constante elástica es c_i , la fuerza ejercida y transmitida por el resorte cuando se estira en una longitud x , es igual a $c_i x$. Para poder ejercer esta fuerza, tiene el generador que estar impulsado por un momento igual a fuerza por brazo de palanca de magnitud $M = (c_i x) h$.

De esta analogía se reconoce que cuando se aumenta el momento al generador, también aumenta la potencia generada, así como el vector E_{an} adelanta a V_{an} , hasta que se alcanza el momento máximo para un ángulo de carga de 90° y que en caso de que se haga mayor de 90° el momento disminuye, llegando incluso a convertirse en negativo para ángulos de carga mayores de 180° .

2.1.7. SISTEMAS DE EXCITACIÓN.

La tensión en terminales del generador se debe mantener constante y para lograr esto se debe controlar la corriente de campo I_f , el dispositivo que se encarga de esto es el llamado sistema de excitación o excitatriz.

El objetivo del sistema de excitación es mantener la tensión en terminales a valores constantes, bajo diferentes condiciones de carga, por lo tanto la corriente de campo se debe modificar para cumplir con esta condición.

En antiguos generadores, la excitatriz consistía de un generador de corriente directa impulsado por la flecha de la turbina, la corriente directa era transferida al devanado del rotor vía anillos deslizantes y escobillas.

En generadores más modernos, se emplea la excitación estática.

En excitatrices estáticas, la corriente alterna es obtenida directamente de las terminales de un generador. La corriente alterna es rectificadora vía tristores y transferida al devanado del rotor de un generador síncrono. Otra forma de obtener la corriente de campo es por medio de diodos rectificadores montados sobre la flecha (sin escobillas) ó diodos rectificadores en estado estacionario.

2.1.7.1. GENERADOR DE CORRIENTE CONTINUA CON REOSTATO DE CAMPO.

El sistema de excitación más antiguo y sencillo para regular la tensión de un generador síncrono excitado es por un generador de corriente directa, el reóstato de campo (quebradora de campo, figura 2.17), insertado en serie con el devanado y la fuente de excitación. La regulación puede ser voluntaria a mano, voluntaria remota ó automática.

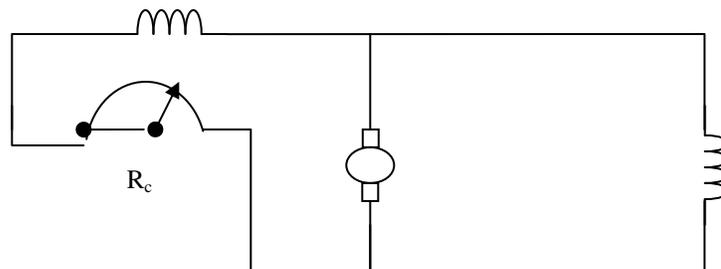


Figura. 2.17 Sistema de excitación con quebradora de campo.

2.1.7.2. SISTEMAS MODERNOS DE EXCITACIÓN.

Los sistemas modernos de excitación se pueden clasificar en:

1. Excitatriz con fuente de potencial rectificada.
 2. Excitatriz con sistema alternador-rectificador.
1. Excitatrices con fuente de potencial rectificada.
 - a) Excitatriz con un convertidor de tristores simple.
 - b) Excitatriz con doble convertidor de tristores.
 2. Excitatriz con sistema alternador-rectificador.
 - a) Excitatriz usando rectificador rotatorio.
 - b) Excitatriz usando rectificador estacionario.

2.1.7.3. EXCITATRIZ CON DOBLE CONVERTIDOR DE TRISTORES.

El sistema de excitación está conformado de una etapa de potencia en base a un transformador de excitación y un convertidor de tristores así como una etapa de control en base a una o dos unidades de control de excitación(UCE).

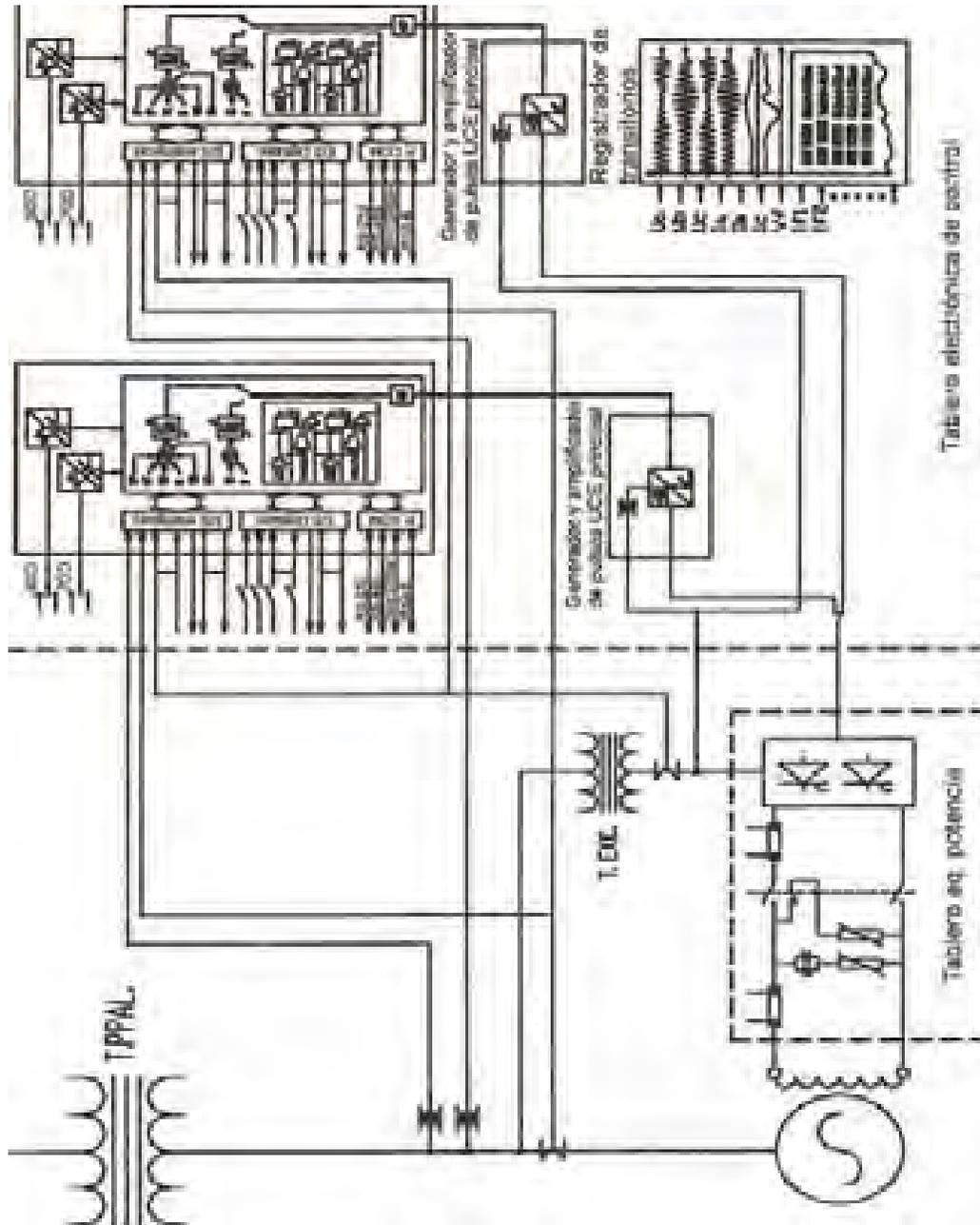


Figura. 2.18 Excitatriz doble con doble convertidor de tristores.

Unidades de Control de Excitación UCE.

Contienen las funciones de control y capacidad de respuesta para el sistema de excitación.

Cada unidad de control de excitación debe contener las siguientes funciones:

- Regulación de tensión en terminales del generador.
- Regulación de corriente de campo.
- Compensación de reactivos.
- Limitación de mínima excitación/sobreexcitación.

Generadores y amplificadores de pulsos.

Cada unidad de control de excitación debe poseer un generador (fuentes de CA y CD) y un amplificador de pulsos de disparo necesarios para accionar sobre el banco rectificador.

Etapas de potencia.

Es el equipo que suministra la corriente de campo para la excitación del generador síncrono, la cual se compone por el transformador de excitación, banco de rectificación, barras y/o buses de potencia de CA y CD y elementos de seccionamiento.

Convertidor de tristores.

Banco de rectificación trifásico de onda completa constituido por dos o más rectificadores conectados en paralelo, rectificadores controlados de silicio (tristores o SCR's) para permitir la operación rectificador-inversor.

Transformador de excitación.

Las señales de tensión por fase deben ser acopladas por un transformador para sincronía de pulsos.

EJERCICIOS

2.1. Un generador de 100 MVA, 20 kV y 60 Hz nominales, opera inicialmente con un ángulo de carga de 30° y una corriente de excitación tal que la fem inducida es de 1.25 pu. Si sus reactancias X_d y X_q son de 1.0 pu determinar:

- a) P y Q para las condiciones iniciales.
- b) P y Q si se modifica la corriente de excitación de tal modo que la fem inducida se reduce a 0.7 pu.
- c) Mostrar el efecto del cambio de excitación mediante curvas “potencia-ángulo” y de diagramas fasoriales.

Solución.

Eligiendo una potencia base de 100 MVA y una tensión base de 20 kV, se tiene:

$$V = 20 \text{ kV} = 1.0 \text{ pu.} \quad |E| = 1.25 \text{ pu.} \quad \delta = 30^\circ$$

Mediante las ecuaciones 2.21: $P = \frac{|E||V|}{X_d} \text{sen} \delta$ y 2.22: $Q = \frac{|E||V|}{X_d} \text{cos} \delta - \frac{|V|^2}{X_d}$

a) Sustituyendo valores en 2.21 y 2.22 respectivamente, tenemos que:

$$P = \frac{1.25 * 1.0}{1} \text{sen} 30^\circ = 0.625 \text{ pu.} \quad Q = \frac{1.25 * 1.0}{1} \text{cos} 30^\circ - \frac{(1.0)^2}{1} = 0.0825 \text{ pu.}$$

La potencia real (P) y reactiva (Q) en valores absolutos:

$$P = 0.625 * 100 \text{ MVA} = 62.5 \text{ MVA} \quad Q = 0.0825 * 100 \text{ MVA} = 8.25 \text{ MVA.}$$

b) Si se reduce la corriente de excitación de tal modo que la fem inducida se reduce a 0.7 pu.

$$V = 20 \text{ kV} = 1.0 \text{ pu.} \quad |E| = 0.7 \text{ pu.} \quad \delta = 30^\circ$$

$$P = \frac{0.7 * 1.0}{1} \text{sen} 30^\circ = 0.35 \text{ pu.} \quad Q = \frac{0.7 * 1.0}{1} \text{cos} 30^\circ - \frac{(1.0)^2}{1} = -0.39 \text{ pu.}$$

En valores absolutos:

$$P = 0.35 * 100 \text{ MVA} = 35 \text{ MVA.}$$

$$Q = -0.39 * 100 \text{ MVA} = -39 \text{ MVA.}$$

c)

Cuando $|E| = 1.25 \text{ pu.}$

$$P = \frac{1.25 * 1.0}{1.0} \text{sen} 90^\circ = 1.25 \text{ pu.}$$

Cuando $|E| = 0.7 \text{ pu.}$

$$P = \frac{0.7 * 1.0}{1.0} \text{sen} 90^\circ = 0.7 \text{ pu.}$$

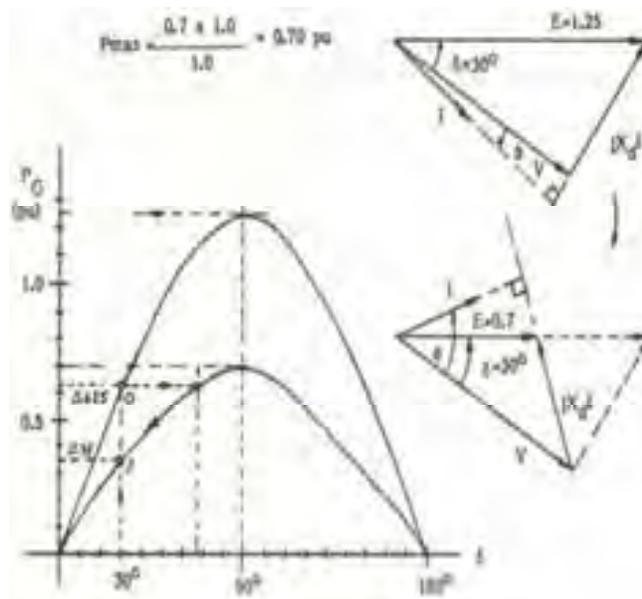


Figura. 2.14.a) representación del resultado.

2.2. FACTOR DE PLANTA DE CENTRALES ELECTRICAS

Calcular el factor de planta de las siguientes centrales eléctricas, Tula, Valle de México, Tuxpan, El Sauz, Temazunchale, si sabemos que:

El factor de planta : FP

$$FP = [\text{Generación anual real MWhr} / \text{Capacidad instalada} * 8760 \text{ Hr}] * 100 \%$$

a) Tula

La central termoeléctrica cuenta con 11 unidades generadoras.

Generación anual real: 10 105 GWhr

Capacidad instalada: 1 989 MW

$$FP = [10\ 100 \text{ GWhr} / 1989 \text{ MW}] * 100 \% = 58 \%$$

b) Valle de México

La central cuenta con 10 unidades generadoras.

Generación anual real: 51 476 GWhr

Capacidad instalada: 1 087 MW

$$FP = [51\ 476 \text{ GWhr} / 1\ 087 \text{ MW}] * 100 \% = 54 \%$$

c) Tuxpan

La central cuenta con 7 unidades generadoras. 6 unidades de vapor y 1 de turbogas.

Generación anual real: 11 120 GWhr

Capacidad instalada: 2 263 MW

$$FP = [11\ 120 \text{ GWhr} / 2\ 263 \text{ MW}] * 100 \% = 56 \%$$

d) El Sauz

Cuenta con 7 unidades de gas.

Generación anual real: 2 939 GWhr

Capacidad instalada: 601 MW

$$FP = [2\ 939 \text{ GWhr} / 601 \text{ MW}] * 100 \% = 56 \%$$

2.3. Las características de circuito abierto y cortocircuito para un generador de ca 60Hz, 133,689 kVA tres fases, 13.8kV se muestran en la figura 5-33. Encuentre (a) la reactancia síncrona no saturada, (b) la reactancia síncrona saturada aproximada, (c) la corriente de campo estimada para voltaje nominal, corriente nominal a un factor de potencia de 0.80 atrasado, y (d) la regulación de voltaje.

Solución:

(a) La corriente de campo de aproximación 485 A requerida para un voltaje nominal de 13.8 kV línea a línea del entrehierro produce una corriente de cortocircuito de 3,400 A por fase, por lo tanto:

$$x_{du} = \frac{13800}{\sqrt{3}(3400)} = 2.34 \text{ ohms por fase.}$$

Una corriente de campo de aproximadamente 550 A produce una tensión nominal en la característica de circuito abierto y una corriente de cortocircuito de 3900 A, de donde la reactancia síncrona aproximada se encuentra en:

$$x_d = \frac{13800}{\sqrt{3}(3900)} = 2.04 \text{ ohms por fase.}$$

(c) En la figura 5-33 la fem inducida (línea a línea) en la línea Of da aproximadamente el valor de la corriente de campo, La fem inducida por fase en esa base es:

$$E_{af} = V + j x_d I.$$

$$\text{La corriente nominal es: } I = \frac{133689}{\sqrt{3}(13.8)} = 5,594 \text{ amp por fase.}$$

y

$$E_{af} = \frac{13800}{\sqrt{3}} + j 2.04 \times 5594(0.8 - j0.6).$$

$$E_{af} = 7970 + 6840 + j9120 = 17350 \angle 31.7^\circ -$$

$$\text{La magnitud de línea a línea de la fem inducida es: } \sqrt{3} E_{af} = \sqrt{3} \times 17350 = 30100 \text{ V.}$$

La corriente de campo requerida para producir este voltaje en la línea Of en la figura 5-33 es de 1200 A.

(d) Una corriente de campo de 1200 A. produce una tensión de no carga de línea a línea de 17300 V ($\sqrt{3} E_{oc}$) en la característica de circuito abierto y la regulación es:

$$\text{Reg} = \frac{17300 - 13800}{13800} = 0.254.$$

2.4. La siguiente tabla muestra la correspondencia del número de polos de un generador síncrono y la velocidad en el rotor(rpm)

Polos	Pares de polos	Velocidad síncrona a 60 rpm
2	1	3600
4	2	1800
6	3	1200
8	4	900
10	5	720
12	6	600
14	7	541.285
16	8	450
18	9	400
20	10	360
24	12	300
26	13	276.923
28	14	257
30	15	240
32	16	225
34	17	212
36	18	200
38	19	189.473
40	20	180
42	21	171.428
44	22	163.636
46	23	156.521
48	24	150
50	25	144
52	26	138.461
54	27	133.333
56	28	128.571
60	30	120

$$\eta_s = \frac{120f}{p}$$

Donde:

η_s = Velocidad síncrona a 60 rpm.

f = Frecuencia.

p = Pares de polos.

CAPÍTULO 3

PLANTAS GENERADORAS.



En el estudio de las plantas generadoras o centrales eléctricas es fundamental el análisis de su estructura interna y funcionamiento; conocer los equipos principales de la planta, así como los servicios auxiliares con los que cuenta para cubrir sus necesidades. Otro aspecto importante es la interpretación y razonamiento de sus diagramas eléctricos, para así ubicar y entender la distribución eléctrica de la planta. Finalmente el realizar o diseñar una central eléctrica implica el cumplimiento de ciertas normas tanto nacionales como internacionales para su certificación y garantía de su buen funcionamiento.

3.1. EL EQUIPO DE LA PLANTA.

El funcionamiento de la planta generadora además de la fuente de energía que emplea, depende íntegramente de su equipo eléctrico; gracias a este equipo podemos obtener la energía necesaria para satisfacer nuestras necesidades eléctricas en la vida cotidiana.

A continuación describimos el equipo eléctrico que conforma una planta generadora.

3.1.1. TURBINAS.

En las plantas generadoras, las turbinas son el elemento encargado de convertir la energía cinética o potencial del agua en el caso de hidroeléctricas y calorífica en termoeléctricas en energía mecánica.

3.1.1.1. TURBINAS HIDRÁULICAS.

Desde el punto de vista del cambio de presión en el rodete o al grado de reacción, se clasifican como:

Turbinas de reacción.

Son aquellas en las que el fluido de trabajo sufre un cambio de presión importante en su paso a través del rodete, es decir que el trabajo mecánico se obtiene por la transformación de la energía cinética y de presión del agua que fluye a través de las partes giratorias.

Para entender mejor el funcionamiento de este tipo de turbinas, observemos el siguiente diagrama.

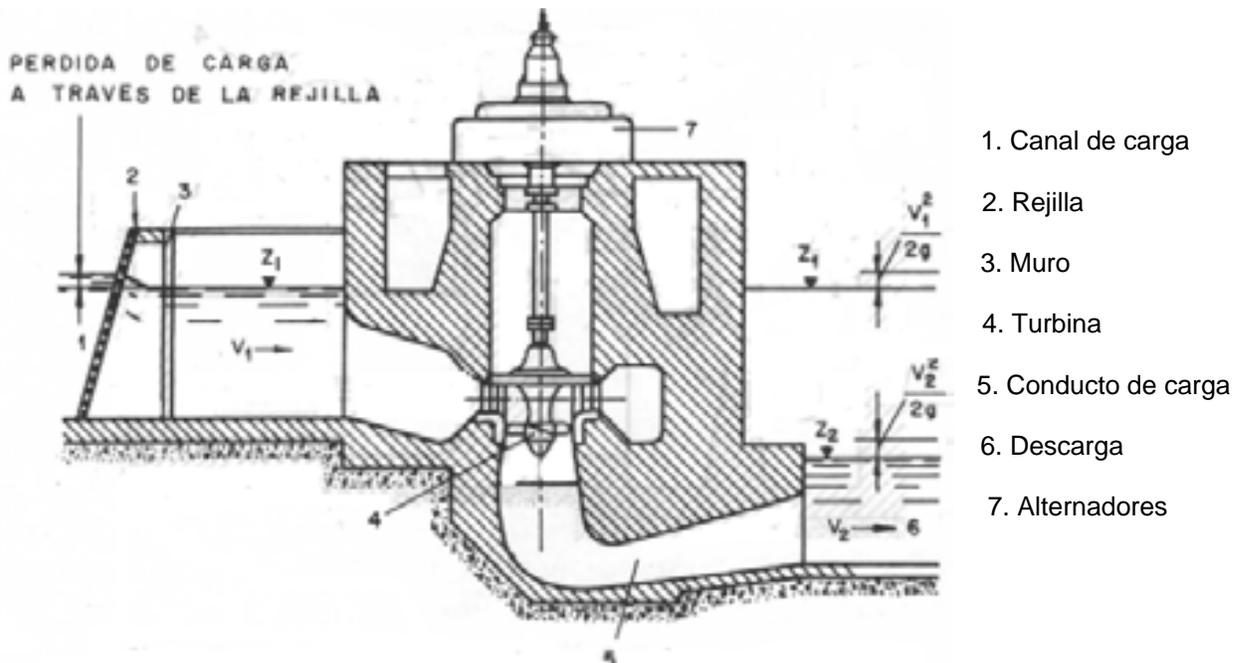


Figura. 3.1 Partes principales para la turbina a reacción de cámara libre.

El agua en su recorrido entre los álabes del rodete cambia de dirección, velocidad y presión. Todo ello provoca una reacción en el rodete, dando origen a la potencia producida en la turbina, cuyo valor está en función de la carga perdida por el líquido en su desplazamiento. Como mencionamos, este tipo de turbinas emplean el principio de reacción de tal forma que el rodete se mueve siempre sumergido en el agua. El agua se mueve en el sentido radial centrífugo, es decir que el rodete que actúa como director, se encuentra dentro de la rueda móvil.

Turbinas de acción.

Son aquellas en las que el fluido de trabajo no sufre un cambio de presión importante en su paso a través del rodete, es decir que sólo transforman la energía cinética del agua.

En la siguiente figura observamos la estructura de una turbina de acción:

1. Conducto forzado
2. Válvula rotativa
3. Conexión de Manómetro.
4. Turbina
5. Descarga
6. Descarga
- M. Manómetro

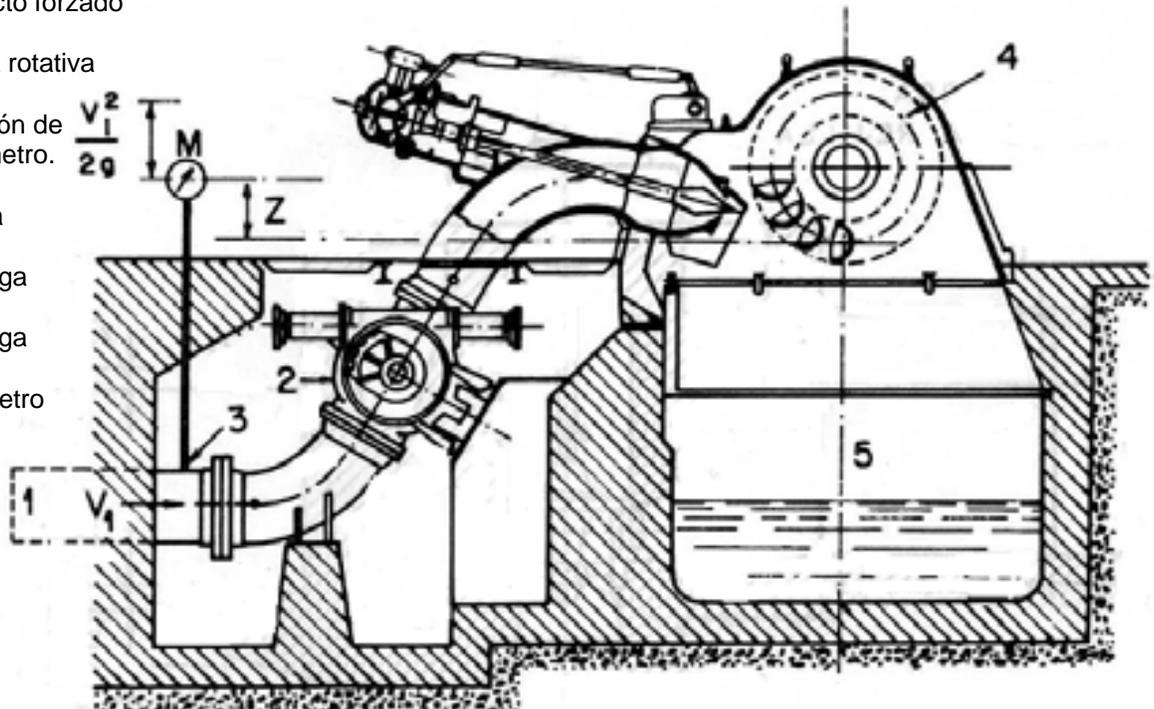


Figura. 3.2 Partes principales para la turbina de acción.

El sentido de la proyección del chorro de agua y el sentido de giro del rodete coinciden, en el punto de empuje o choque del agua sobre los álabes del mismo. En el rodete, la velocidad de salida del agua es prácticamente igual a la de entrada, por lo que, al no ser apreciables las pérdidas de carga, la potencia transmitida a éste es función exclusivamente de la energía potencial o, lo que es lo mismo, del salto existente. Por consiguiente, se deduce que la energía cinética, originada por el desplazamiento del agua, es cedida íntegramente al rodete.

De acuerdo al principio de operación y constructivo, las turbinas hidráulicas pueden ser de tres tipos:

Turbinas Pelton (acción).

Turbinas Francis (reacción).

Turbinas Kaplan (reacción).

Turbinas Pelton.

También conocidas como turbinas de presión, figura 3.3, están constantemente atacadas por el agua sólo en una parte de la periferia del rodete. Su utilización es idónea en saltos de gran altura (alrededor de 200 m y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta 10 m³/s aproximadamente). Por sencillez de construcción, son de buen rendimiento para amplios márgenes de caudal (entre 30 % y 100 % del caudal máximo). Por ello se colocan pocas unidades en cada central que requiere turbinas de estas características.



Figura. 3.3 Turbina Pelton.

En el siguiente esquema observamos las partes que conforman una turbina Pelton.

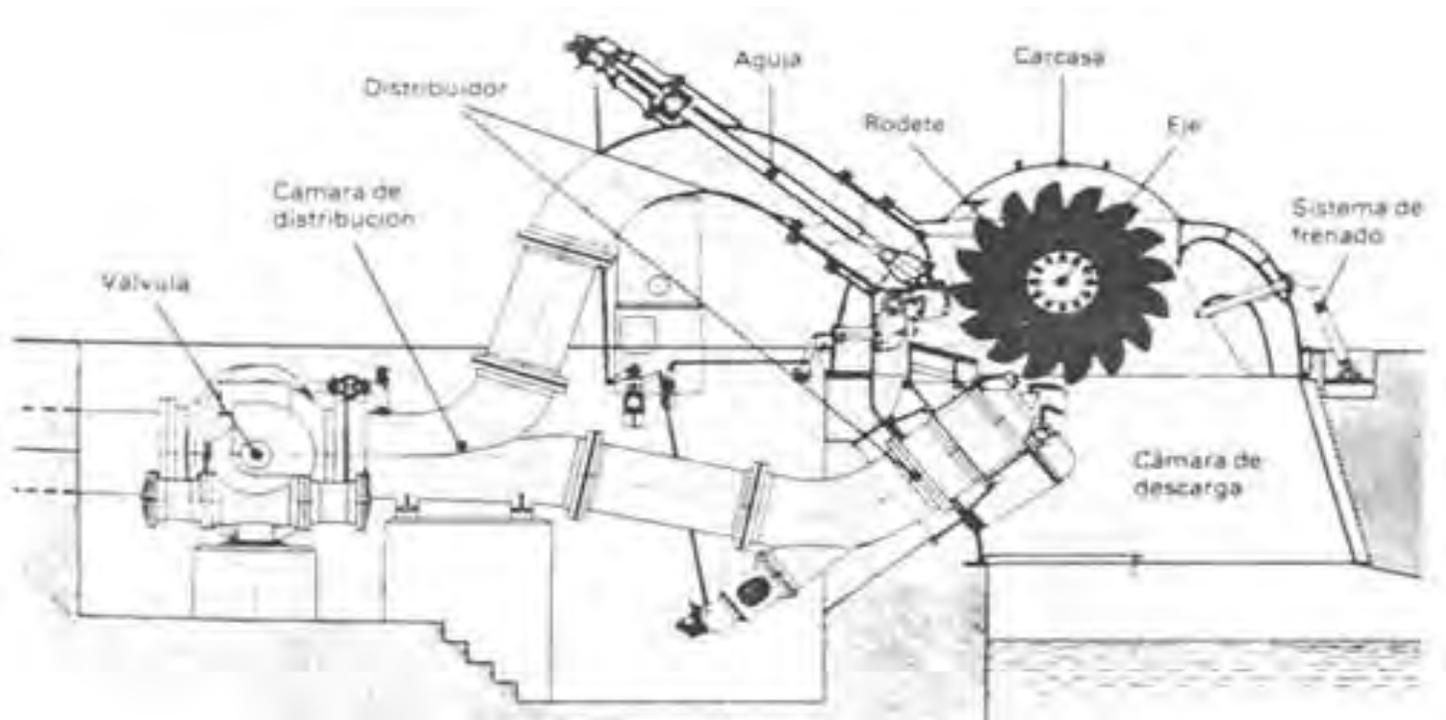


Figura. 3.4 Esquema de una Turbina Pelton.

Una vez identificados los elementos componentes de las turbinas Pelton, analizaremos el principio de su funcionamiento:

La transformación de la energía se efectúa de la forma siguiente: la energía potencial gravitatoria del agua embalsada se convierte, prácticamente sin pérdidas, en energía cinética al salir el agua en forma de chorros libres a una velocidad que corresponde a toda la altura del salto útil.

Se dispone de la máxima energía cinética en el momento en que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando a los cangilones que lo forman, obteniéndose el trabajo mecánico deseado.

Las formas cóncavas de los cangilones hacen cambiar la dirección del chorro de agua, saliendo éste, ya sin energía apreciable, por los bordes laterales sin ninguna incidencia posterior sobre los cangilones sucesivos. De este modo, el chorro de agua transmite su energía cinética al rodete, donde queda transformada instantáneamente en energía mecánica.

La válvula de aguja gobernada por el regulador de velocidad cierra más o menos el orificio de salida de la tobera, consiguiendo modificar el caudal de agua que fluye por ésta, con el fin de mantener constante la velocidad del rodete, evitándose embalamiento o reducción del número de revoluciones del mismo, por disminución o aumento respectivamente de la carga solicitada al generador.

Turbinas Francis.

También conocidas como turbinas de sobrepresión, figura 3.5, por ser variable la presión en las zonas del rodete, o de admisión total ya que éste se encuentra sometido a la influencia directa del agua en toda su periferia (sumergido).



Figura. 3.5 Turbina Francis.

El campo de aplicación es muy extenso, pueden emplearse en saltos de distintas alturas dentro de una amplia gama de caudales (entre 2 y 200 m³/s aproximadamente). Las turbinas Francis son de rendimiento óptimo entre determinados márgenes (para 60 % y 100 % del caudal máximo), siendo una de las razones por la que se disponen varias unidades en cada central, con el fin de que ninguna trabaje individualmente, por debajo de valores del 60 % de la carga total.

En el siguiente esquema observamos las partes que conforman una turbina Francis:

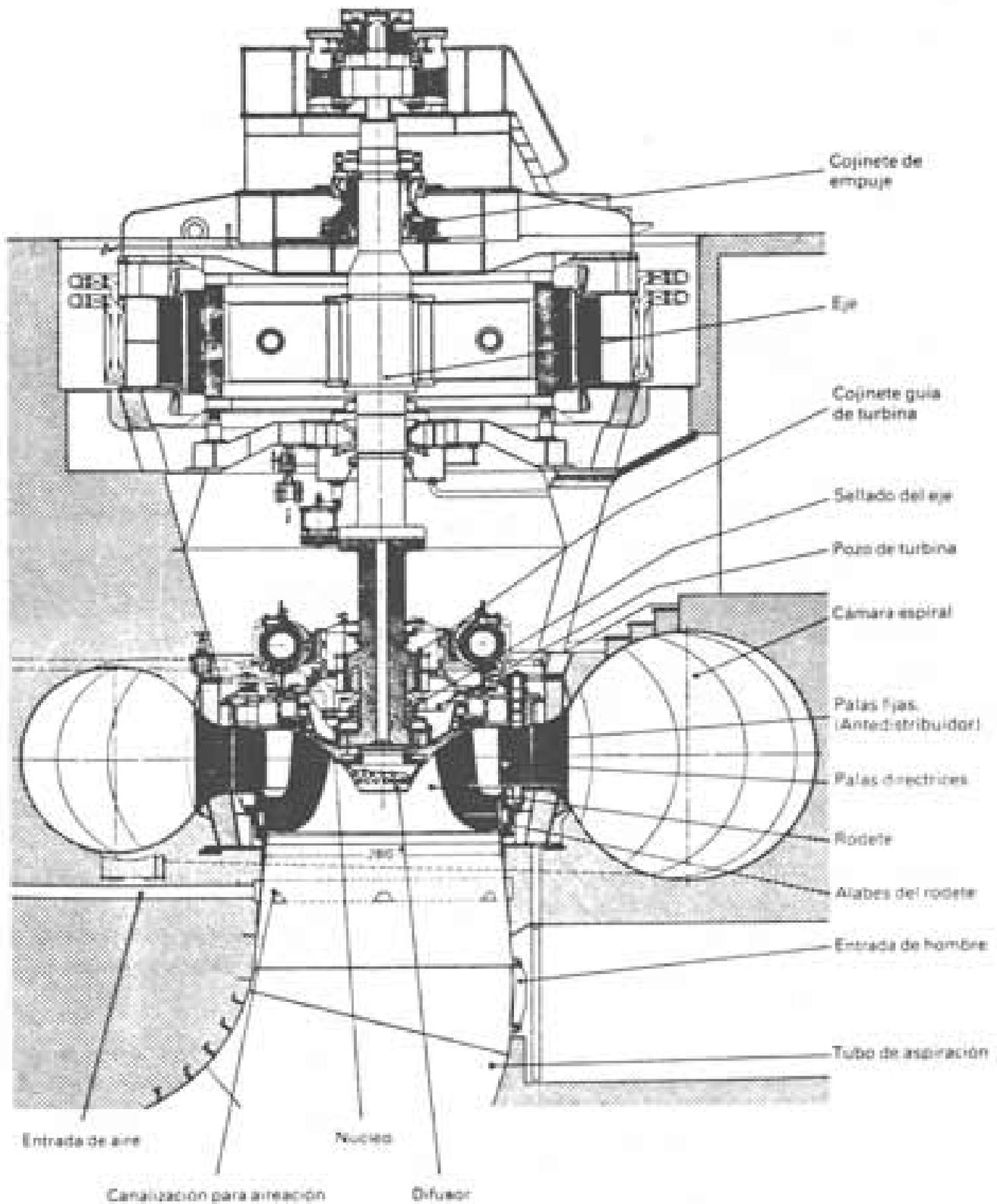


Figura. 3.6 Esquema de una Turbina Francis.

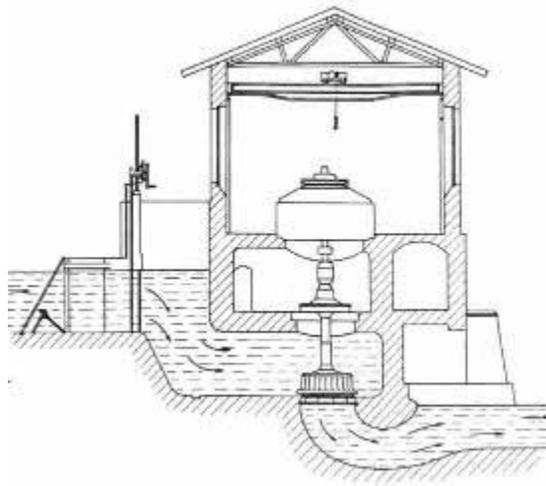


Figura. 3.8 Funcionamiento de una Turbina Francis.

Una vez identificados los elementos componentes de las turbinas Francis, analizaremos el principio de su funcionamiento, apoyándonos de la figura 3.8.

La energía potencial gravitatoria del agua embalsada, se convierte en energía cinética en su recorrido hacia el distribuidor, donde a la salida de éste, se dispone de energía en forma cinética y de presión, siendo la velocidad de entrada del agua en el rodete, inferior a la que correspondería por altura de salto, debido a los cambios bruscos de dirección en su recorrido.

Centrándonos en la zona del distribuidor, podemos añadir que el agua, a su paso por las palas fijas de la cámara espiral y las palas directrices del distribuidor, disminuye su presión, adquiriendo velocidad y en tales condiciones provoca el giro del rodete al circular a través de los álabes de éste, sobre los cuales actúa el resto de la presión existente en las masas de agua que a su vez poseen energía cinética.

Turbinas Kaplan:

Al igual que las turbinas Francis, las de tipo Kaplan, figura 3.9,, son turbinas de admisión total, incluidas así mismo en la clasificación de turbinas de reacción. Las características constructivas y de funcionamiento son muy similares entre ambos tipos.



Figura. 3.9 Turbina Kaplan.

Se emplean en saltos de pequeña altura (alrededor de 50 m y menores), con caudales medios y grandes (aproximadamente de $15 \text{ m}^3/\text{s}$ en adelante).

Debido a su singular diseño, permiten desarrollar elevadas velocidades específicas, obteniéndose buenos rendimientos, incluso dentro de extensos límites de variación de caudal. A igualdad de potencia, las turbinas Kaplan son menos voluminosas que las turbinas Francis.

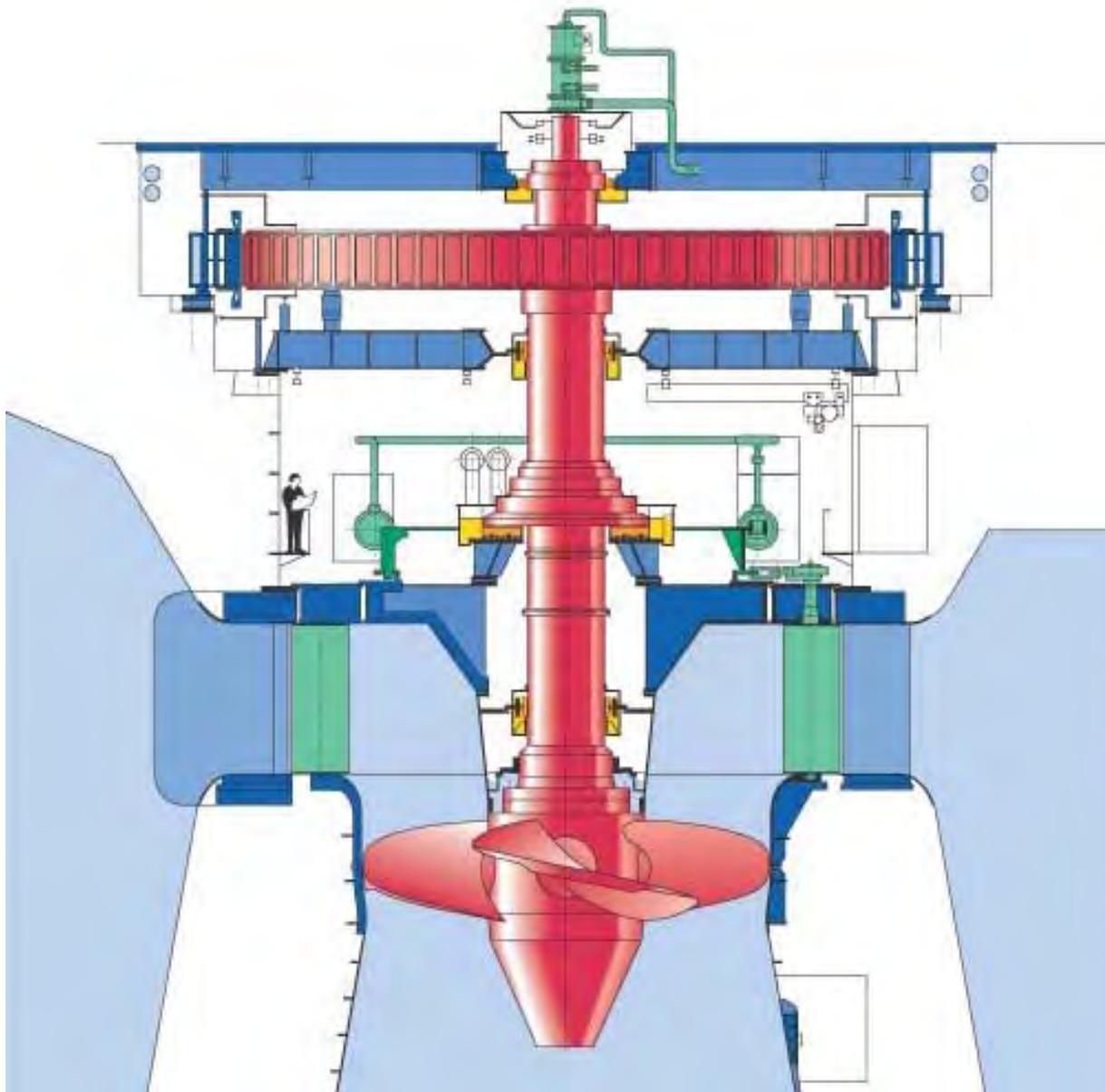


Figura. 3.10 Generador con Turbina Kaplan.

3.1.1.2. TURBINAS DE VAPOR.

Una turbina de vapor es una turbomáquina motora (máquina cuyo elemento principal es un rodete), que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético. Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de donde sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente es aprovechada por un generador para producir electricidad.

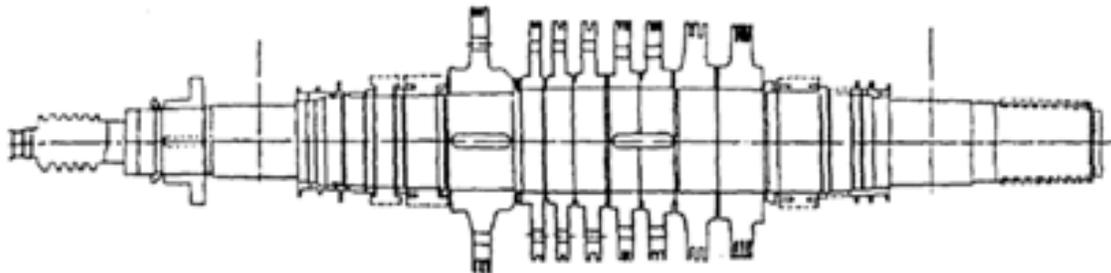
En una turbina se pueden distinguir dos partes:

a) Rotor.

El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la turbina. La energía desprendida por el vapor en la turbina se convierte en energía mecánica en este elemento.



Figura. 3.11 Rotor de una Turbina de Vapor.



Dado que la turbina está dividida en un cierto número de escalonamientos, el rotor está compuesto por una serie de coronas de álabes, uno por cada escalonamiento de la turbina. Los álabes se encuentran unidos solidariamente al eje de la turbina moviéndose con él.

b) Estator.

El estator está constituido por la propia carcasa de la turbina. Al igual que el rotor, el estator está formado por una serie de coronas de álabes, correspondiendo cada una a una etapa o escalonamiento de la turbina.

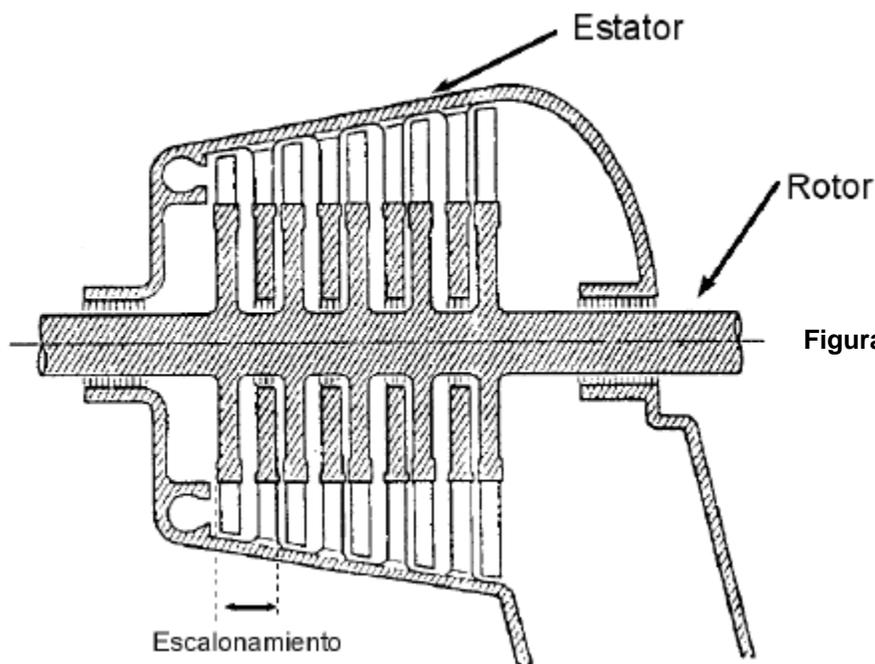


Figura. 3.12 Turbina de vapor.

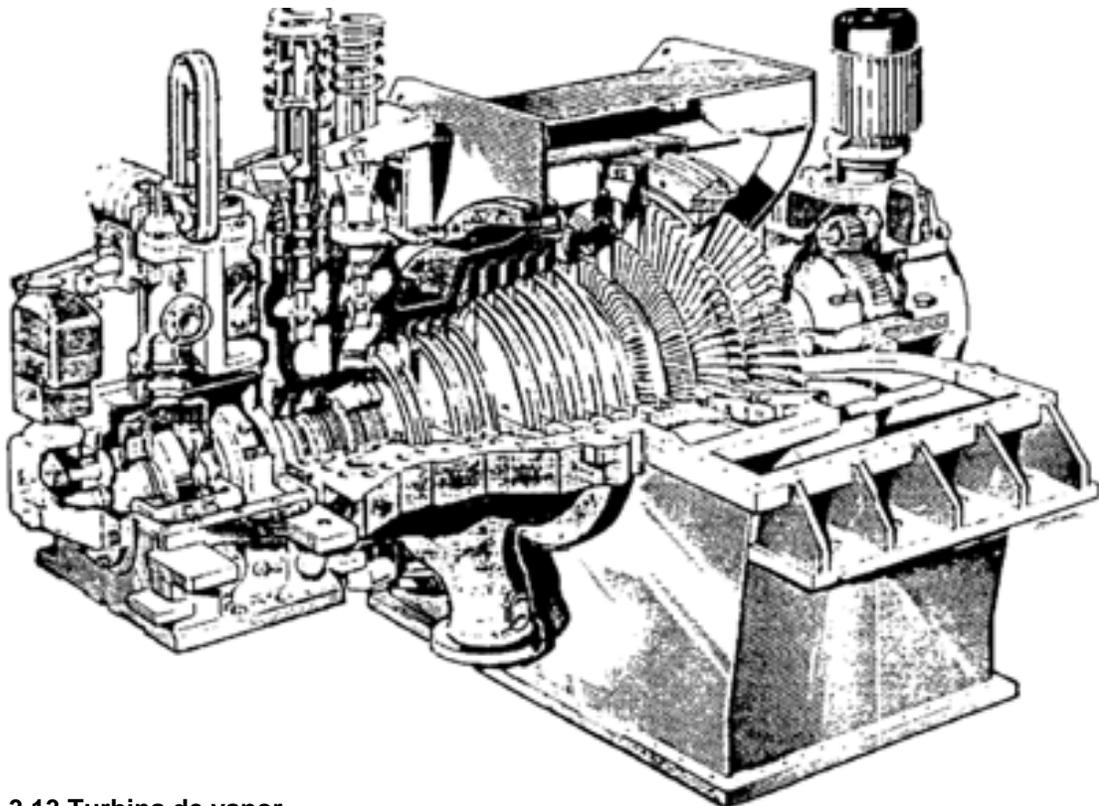


Figura. 3.13 Turbina de vapor.

c) Toberas.

El vapor es alimentado a la turbina a través de estos elementos. Su labor es conseguir una correcta distribución del vapor entrante/saliente desde el interior de la turbina.

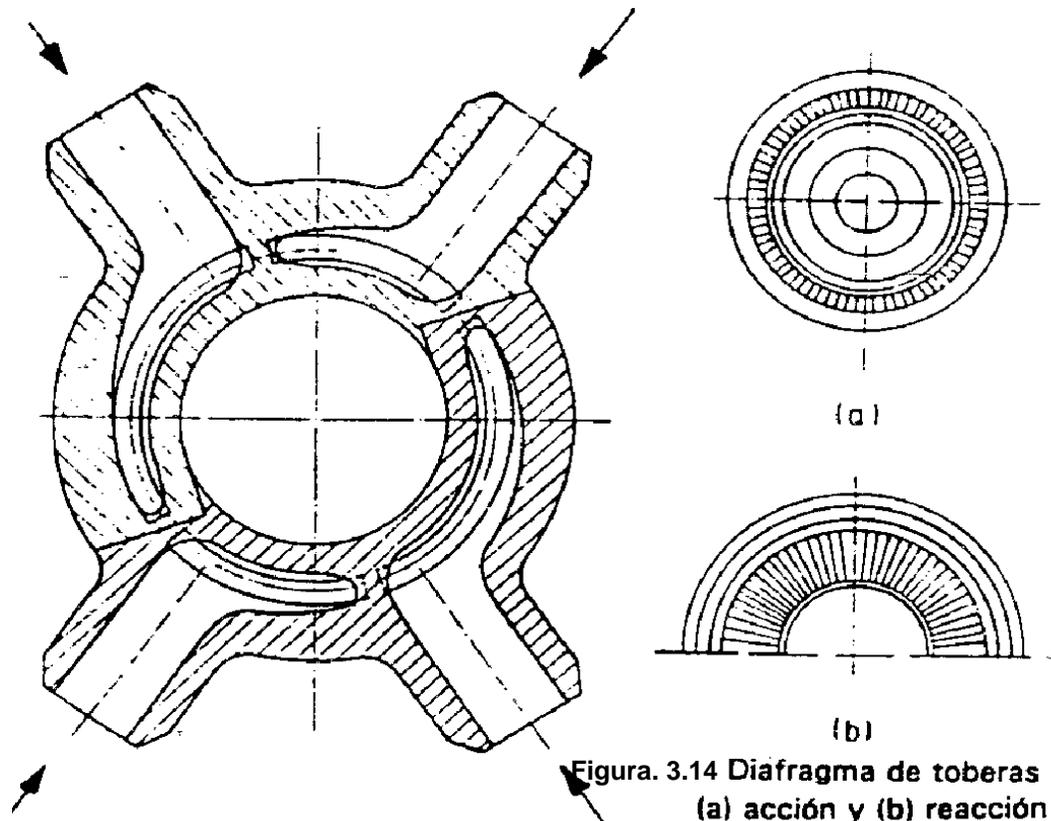


Figura. 3.14 Diafragma de toberas
(a) acción y (b) reacción

Existen las turbinas de vapor en una gran variedad de tamaños, desde unidades de 1 hp (0.75 kW) usadas para accionar bombas, compresores y otro equipo accionado por flecha, hasta turbinas de 2,000,000 hp (1,500,000 kW) utilizadas para generar electricidad. Hay diversas clasificaciones para las turbinas de vapor modernas, y por ser turbomáquinas son susceptibles a los mismos criterios de clasificación de éstas. Por otro lado, es común clasificarlas de acuerdo a su grado de reacción:

- **Turbinas de Acción:** El cambio o salto entálpico o expansión es realizada en los álabes directores o las toberas de inyección si se trata de la primera etapa de un conjunto de turbinas, estos elementos están sujetos al estator. En el paso del vapor por el rotor la presión se mantendrá constante y habrá una reducción de la velocidad.
- **Turbinas de Reacción:** La expansión, es decir, el salto entálpico del vapor puede realizarse tanto en el rotor como en el estator, cuando este salto ocurre únicamente en el rotor de la turbina se conoce como de reacción pura. Las turbinas de reacción aprovechan la energía del fluido (vapor o gases calientes a alta presión), pero a diferencia de las turbinas de acción, su expansión ocurre en los álabes fijos y en los álabes móviles.

Ahora describimos su funcionamiento, en el siguiente diagrama donde observamos el proceso que sucede para lograr trabajo de una turbina de vapor.

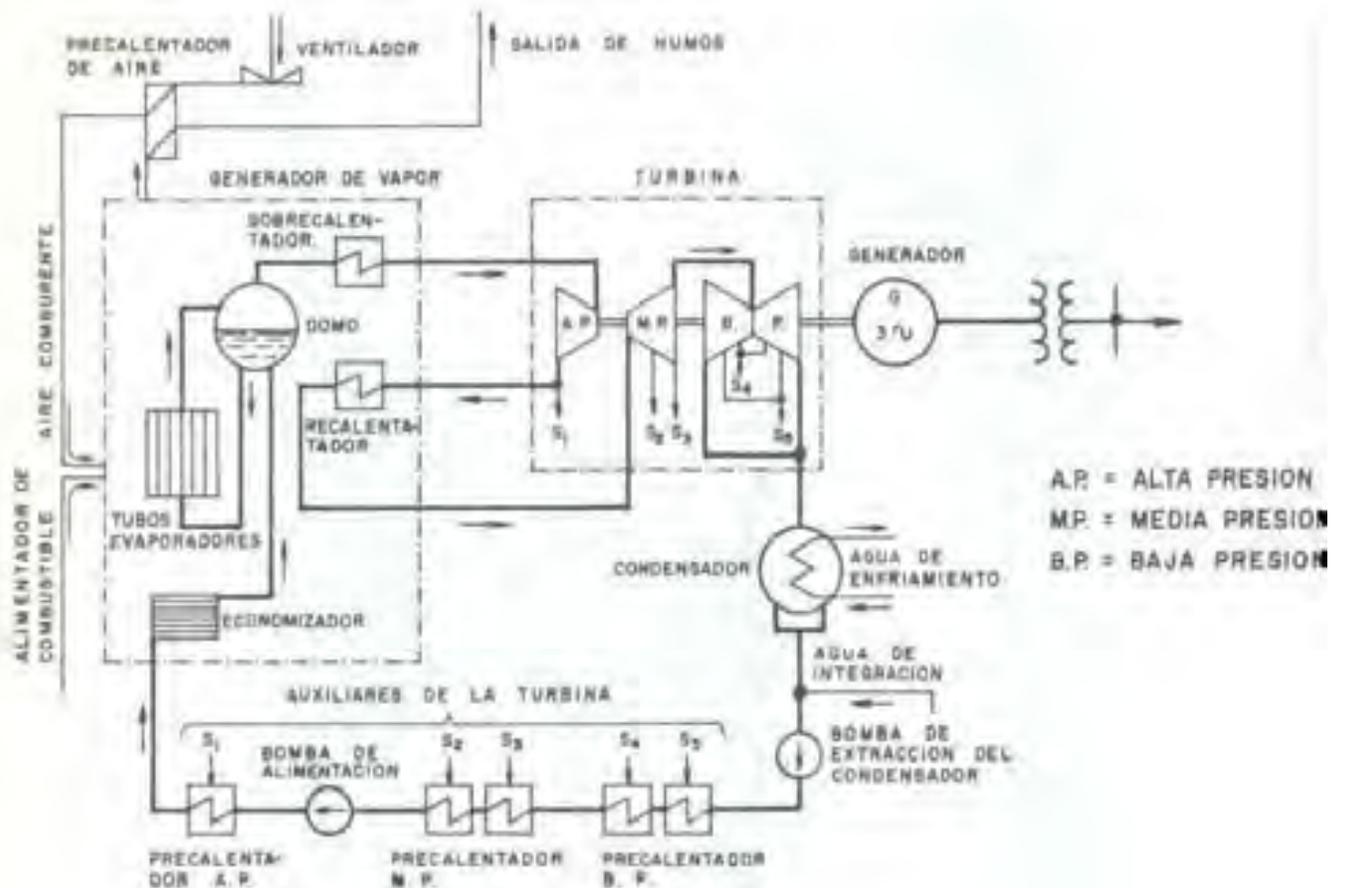


Figura. 3.15 Diagrama del trabajo de la turbina.

El vapor sobrecalentado que proviene de la caldera actúa primero sobre la sección de alta presión (A.P.) de la turbina de donde va al recalentador para dirigirse a la sección de media presión (M.P.). Después va hacia la sección de baja presión (B.P.) para finalmente llegar al condensador en donde cede al agua de enfriamiento el calor de condensación que viene así de esta manera retornando del ciclo y es disipado. Del condensador se extrae el agua condensada con una bomba, y la misma agua, previamente precalentada con residuos de vapor de las etapas intermedias de la turbina, pasa al purificador de oxígeno y anhídrido carbónico, de este desgasificador la bomba de alimentación lo regresa al generador de vapor después de un precalentamiento por medio del vapor obtenido del cuerpo de alta presión de la turbina.

Se efectúa un calentamiento adicional en el economizador que transfiere el agua, parte de las calorías obtenidas del producto de la combustión en el generador de vapor. Más allá de la bomba de extracción del condensador se encuentra el proceso del agua de integración que compensa las pérdidas de vapor y de agua por fugas, drenajes, etc. que se tiene en el ciclo y que puede variar del 0.3 al 2% de la producción del vapor por hora. Las fugas de vapor en la turbina requieren un precalentamiento en el agua de alimentación utilizando también el calor de condensación de esta parte del vapor, de esta manera se obtiene un mayor rendimiento térmico del complejo.

3.1.2. GENERADOR.

El generador, figura 3.16 es una máquina rotativa que recibe la energía mecánica de la turbina y la transforma en energía eléctrica.

El generador acoplado a la turbina entrega directamente la energía eléctrica producida a los transformadores elevadores, a través de los buses o barras colectoras; los transformadores levantan el nivel del potencial a un valor adecuado para su transmisión.

Como hemos visto anteriormente el generador está compuesto básicamente de una parte activa fija que se conoce como inducido o estator y de una parte giratoria coaxial que se conoce como inductor o rotor. El espacio comprendido entre el rotor y el estator, es conocido como entrehierro. Y cada parte del generador se compone por:

Estator:

- Carcaza.
- Núcleo de armadura.
- Devanado de armadura.

Rotor:

- Flecha.
- Núcleo del rotor.
- Devanado de campo.



Figura. 3.16 Generador síncrono.

A continuación mostramos algunos generadores:

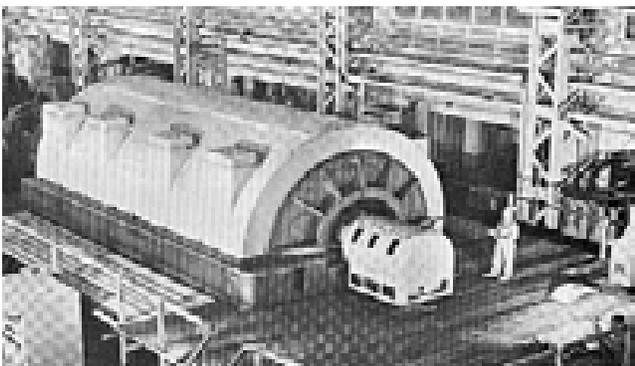


Figura. 3.17 Generador para turbina de vapor.

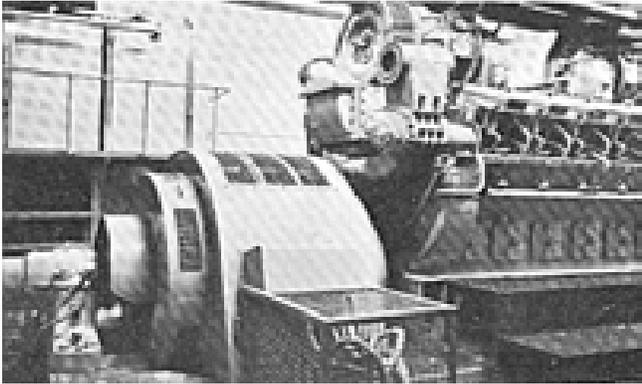


Figura. 3.18 Generador para motor diesel.

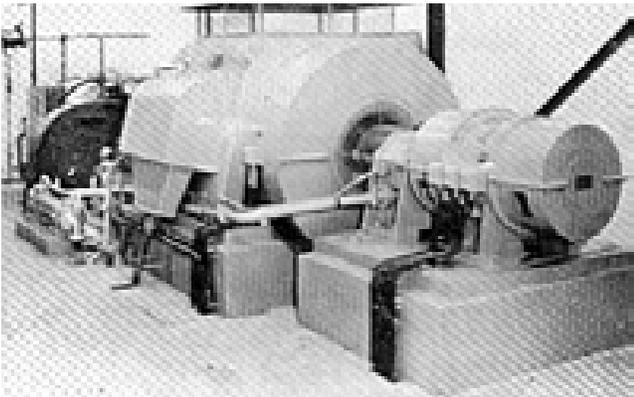


Figura. 3.19 Generador para turbina de gas.



Figura. 3.20 Generador para turbina hidráulica.

3.1.3. REGULADOR DE TENSIÓN.

Es el dispositivo que se encarga de mantener la tensión en terminales del generador constante estando el generador sometido a variaciones de carga, este dispositivo que se estudiará en el capítulo 4, cuenta con los elementos principales de un sistema de control: sensor, controlador y actuador.

3.1.4. EL TRANSFORMADOR.



Un transformador es una máquina electromagnética, su función principal es cambiar las tensiones eléctricas, en nuestro caso, levantan el nivel del potencial a un valor adecuado para su transmisión.

Figura. 3.21 Transformador.

Están compuestos por tres partes principales:

- a) Parte activa: Conformado por varios elementos separados del tanque principal: Núcleo, bobinas, cambiador de derivaciones y bastidor.
- b) Parte pasiva: la conforma el tanque, el cual aloja la parte activa que se encuentra sumergida en líquidos
- c) Accesorios: son todas las partes y dispositivos que ayudan a la operación y facilitan las labores de mantenimiento y se muestran a continuación:

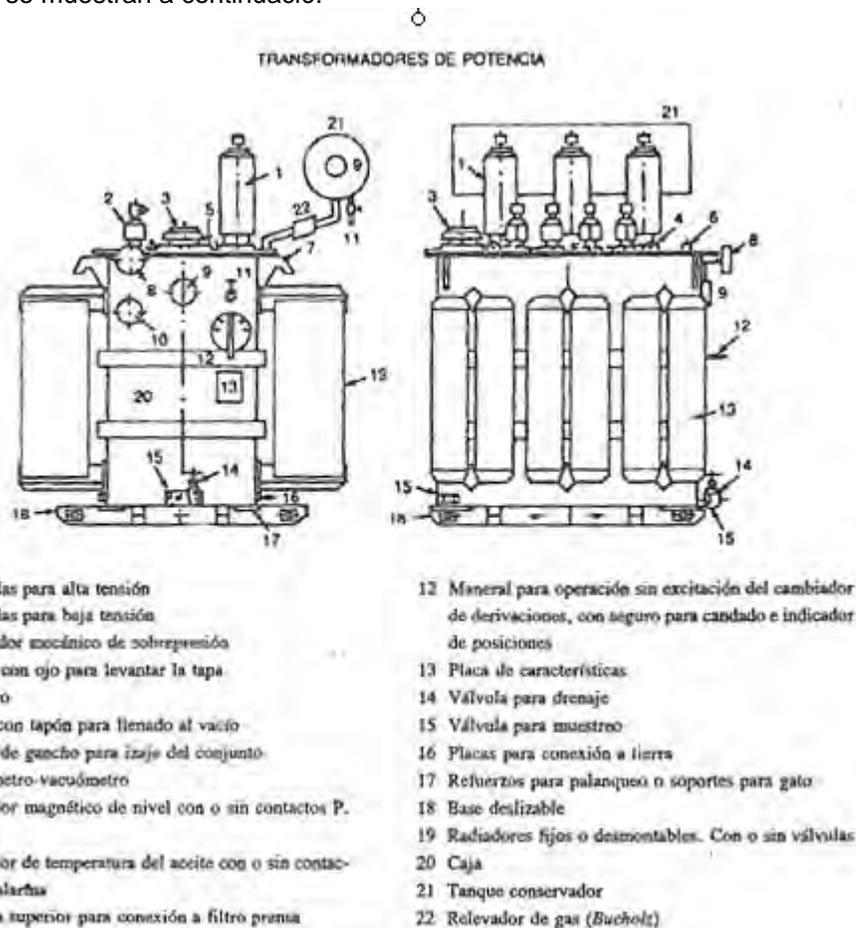


Figura. 3.22 Accesorios de un transformador.

3.1.5. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Son dispositivos en los cuales la corriente secundaria en condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Su función es transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición de la planta que se encuentran conectados a los circuitos de alta tensión, se observa en la figura 3.23. Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos:

Transformadores de medición: su función es medir, deben reproducir la magnitud y el ángulo de fase de la corriente lo más preciso posible.

Transformadores de protección: su función es proteger un circuito, deben conservar su fidelidad hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal.

Transformadores mixtos: son diseñados para realizar las funciones de los dos casos anteriores.



Figura. 3.23 Transformador de Corriente.

3.1.6. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Son dispositivos en los cuales la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria (en condiciones normales) aunque ligeramente desfasada. Sus funciones son: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición que están conectados a los circuitos de alta tensión.



Estos transformadores al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para las altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

Figura. 3.24 Transformador de Potencial.

3.1.7. INTERRUPTORES.

Los interruptores son dispositivos encargados del cierre y apertura de la continuidad de circuitos eléctricos bajo carga, en condiciones normales y de cortocircuito. Agregan y retiran de cualquier circuito energizado máquinas, dispositivos, líneas o cables.

Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que puede tener un sistema eléctrico de potencia.



Figura. 3.25 Interruptores.

3.1.8. CUCHILLAS.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar distintas partes de una instalación eléctrica sin carga, para así poder efectuar maniobras de operación o mantenimiento.

Tomando en cuenta que tanto las cuchillas como los interruptores abren o cierran circuitos, su diferencia radica en que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y un interruptor sí puede abrir cualquier tipo de circuitos con corriente, desde un valor nominal hasta un valor de cortocircuito.



Figura. 3.26 Cuchilla.

3.1.9. BUSES O BARRAS COLECTORAS.

Los buses o barras colectoras son todos aquellos conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que forma la parte eléctrica de la planta. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser los generadores, las líneas de transmisión, los transformadores, etc.

Los buses o barras colectoras están formados por los siguientes elementos:

- Conductores eléctricos.
- Aisladores que sirven como elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- Conductores y herrajes que unen los tramos de conductores y sujetan el conductor al aislador.



Figura. 3.27 Salida de buses del generador.

3.1.10. APARTARRAYOS

Son dispositivos eléctricos formados por elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, maniobras de interruptores o que el sistema se encuentre desbalanceado. Sus funciones principales son:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por sobretensiones.
- Desaparece la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- No deben operar con sobretensiones.

En el capítulo 5 se analizara a fondo el fenómeno de las sobretensiones.

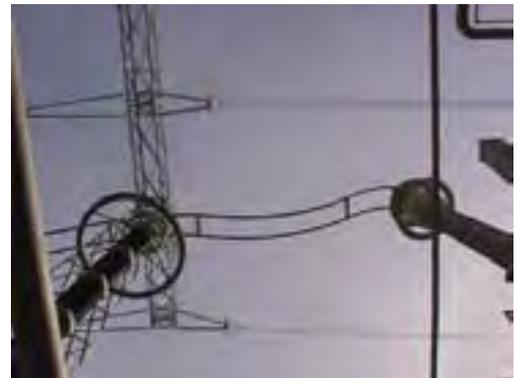


Figura. 3.28 Conexión entre Apartarrayos de óxido de metal (izquierda) y bushing del autotransformador (derecha).

3.1.11. REACTORES.

Los reactores son bobinas que se usan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir la capacidad interruptiva de un interruptor.



En la subestación de la planta se usan en el neutro de los transformadores para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. En algunas ocasiones se utilizan en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásico.

Figura. 3.29 Reactor.

3.2. SERVICIOS AUXILIARES.

3.2.1. DEFINICIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

Como hemos visto en la sección anterior, la turbina, el generador y el sistema de excitación son algunos de los elementos principales de las centrales eléctricas. Su operación depende de los sistemas auxiliares que podemos definir como el conjunto de diversas instalaciones eléctricas formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa y corriente alterna, de baja tensión necesarias para el buen funcionamiento de la planta, como por ejemplo instalaciones para: regulación, medida, control, iluminación, aportación de combustibles, aire y agua, evacuación de residuos, entre otras. En todas las plantas generadoras es fundamental la existencia de este tipo de servicios para el buen funcionamiento de esta misma.

De acuerdo a la parte de la planta que se destine, los servicios auxiliares se dividen en:

- Servicios auxiliares de los equipos principales de la central.
- Servicios auxiliares para los dispositivos de protección.
- Servicios auxiliares para los aparatos de maniobra (interruptores y cuchillas desconectadoras).
- Alumbrado normal y de emergencia.

Los servicios auxiliares deben ser diseñados con ingeniería de calidad y seguridad en su funcionamiento ya que del buen funcionamiento de los servicios auxiliares depende la calidad y seguridad de la continuidad del sistema de generación y transporte de la energía eléctrica.

El conjunto de instalaciones de servicios auxiliares que una planta requiere para su funcionamiento es el siguiente:

- Instalación eléctrica de arranque y marcha.
- Instalación eléctrica de alumbrado.
- Sistema de corriente continua (cuarto de baterías) para servicios auxiliares de control y protección.
- Alimentación al sistema de excitación de las unidades generadoras.
- Servicio de manejo y tratamiento de aceite.
- Servicio de transporte y manejo de combustible.
- Sistema de manejo de agua.
- Servicios de comunicación (comunicación interna por sonido local, teléfonos privados, teléfonos públicos, comunicación por radio, etc.)

El diseño de la implementación de los servicios auxiliares debe cumplir con algunos requisitos como:

- Posibilidad de que se adopten esquemas de automatización de la planta.
- Facilidad para permitir ampliaciones en la planta.
- Flexibilidad para efectuar cambios dentro de la misma instalación.

3.2.2. ACCESORIOS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

Las instalaciones de iluminación, ventilación y otros dispositivos tienen una importancia relevante aun cuando no participan directamente en la producción de la energía eléctrica.

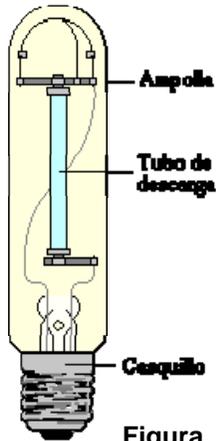


Figura. 3.30 Lámpara de vapor de sodio.

La buena iluminación de los locales de trabajo y de la sala de tableros es esencial para obtener un elevado rendimiento del personal. Actualmente se ha retirado el uso de las lámparas incandescentes debido a su elevado consumo y por su vida limitada, mejor se ha optado por el uso de lámparas de descarga con gas como son vapor de mercurio o sodio como vemos en la figura 3.30.

Las instalaciones de calefacción se limitan únicamente en las salas de maniobra y a las oficinas del personal de la central, para ello se emplean radiadores termoconvertidores y paneles.

El aire acondicionado se usa sobre todo en la sala de maniobras de las plantas termoeléctricas debido a la necesidad de mantener bajo condiciones constantes y controladas a todos los dispositivos instalados en los tableros de la sala.

La operación de las plantas generadoras necesita de un sistema de comunicación interno eficiente. Cada central cuenta con una red telefónica propia que conecta la sala de máquinas con los destinos locales y con los operadores encargados de las turbinas y generadores. Los teléfonos que se encuentran en la sala de máquinas se montan en paneles especiales de material antivibrante.

La sala de maniobras de las plantas está comunicada con otras centrales del sistema y también con los centros de control de energía, por lo cual tienen servicio de red telefónica urbana e incluso de otros sistemas de comunicación como radiocomunicación e Internet, como observamos a continuación:



Figura. 3.31 Comunicación entre una planta y un centro de control de energía.

Otro tipo de instalación para la seguridad de la planta, son los servicios contra incendio que están divididos en dos grupos y se muestran en la figura 3.32.

El primer grupo está alimentado por una red de tuberías conductoras de agua que se alimentan de barras que toman el agua del recipiente de servicio (en termoeléctricas o nucleares) o bien del canal de descarga (en hidroeléctricas). En toda el área de la instalación se debe contar con extintores de CO₂ ó espuma, sobre todo cerca de los centros de control de motores, y de tableros de protección y control.

El segundo grupo protege a los depósitos de combustible de las centrales termoeléctricas, y consta de una serie de dispositivos anti-incendio que producen espuma y se localizan en el interior de los recipientes e integradas a un sistema de tuberías para efectuar un enfriamiento por medio de lluvia artificial accionado externamente.



Figura. 3.32 Instalaciones contra incendio dentro de una planta.

3.3. AUXILIARES DE ARRANQUE Y DE MARCHA.

Los servicios auxiliares pueden cambiar de acuerdo al tipo de planta eléctrica (hidroeléctrica, termoeléctrica o nuclear); los principales servicios comprenden en particular los motores eléctricos de mando de las bombas de circulación de aceite y del agua, los motores de los compresores y ventiladores en el circuito de aire o de otros gases, los motores de las compuertas y rejillas de las plantas hidroeléctricas, etc.

La alimentación de los servicios auxiliares requiere de una capacidad determinada en la instalación de arranque y marcha, para los propósitos de anteproyecto se pueden mencionar como principales servicios auxiliares de arranque y de marcha los siguientes.

En Plantas Hidroeléctricas:

- Motores de la compuerta y rejilla.
- Motores para las grúas en la casa de máquinas.
- Sistema de excitación.
- Alumbrado.
- Bombas de agua auxiliares.
- Bombas de aceite para los sistemas de lubricación de las chumaceras.
- Energía para la alimentación de sistemas de control y protección.

Los servicios auxiliares de arranque para este tipo de plantas requieren aproximadamente del 0.2 al 1.2% de la potencia instalada.

En Plantas Termoeléctricas y Nucleares:

Los servicios auxiliares son los mismos en las plantas termoeléctricas y plantas nucleares ya que lo único que cambia es la fuente de producción de calor.

- Bombas de agua de alimentación.
- Bombas de agua de circulación.
- Auxiliares del generador de vapor.
- Auxiliares del turbogenerador.
- Auxiliares del manejo de combustible.
- Alumbrado.
- Alimentación a sistemas de control y protección.
- Alimentación a sistemas de aire comprimido.
- Ventiladores del generador de vapor.

La alimentación de los servicios auxiliares de arranque es mayor comparado con las hidroeléctricas, dependiendo del ciclo de agua que se emplea y del tamaño de las unidades, se puede considerar un rango de entre el 6 y el 8% de la potencia instalada.

3.4. ALIMENTACIÓN DE LOS EQUIPOS AUXILIARES.

Los servicios auxiliares de plantas generadoras trabajan con corriente alterna trifásica. El empleo de la corriente continua esta limitada al alumbrado de emergencia, para la alimentación de circuitos de señalización y de control de instrumentos de protección y maniobra.

La fuente de la cual se obtiene la energía eléctrica para los servicios auxiliares puede provenir de cuatro alternativas independientes entre sí o bien también se pueden presentar combinadas; dichas alternativas son:

1. Grupo turbo-generador auxiliar independiente.

Estos generadores son accionados ya sea por una turbina hidráulica, de vapor, gas o por un motor Diesel. Esta alternativa nos ofrece la mayor seguridad en la continuidad del suministro de energía eléctrica, así como de autonomía en la alimentación de auxiliares ya que es independiente de cualquier disturbio que se pudiese presentar en la planta o en la red. Su desventaja es el alto costo que hay que invertir en la adquisición, en su operación y además en su mantenimiento, por lo cual su utilización se ha reservado únicamente a plantas hidroeléctricas de gran potencia.

2. Generador auxiliar coaxial al grupo principal.

Esta alternativa es poco usada debido a la complejidad de su implementación debido a que requiere de un alargamiento notable del árbol para el grupo principal con una gran dificultad para las máquinas de gran potencia o de eje vertical, además de que no permite el uso de excitatriz coaxial.

3. Transformador derivado de la Terminal del generador.

La ventaja de esta alternativa es su simplicidad comparada con las anteriores, también por su bajo costo de instalación y su elevado rendimiento que además requiere poco mantenimiento.

La conexión entre las terminales del generador y el transformador se realiza generalmente por medio de buses de fase aislada, es decir buses robusto y cortos que reducen la posibilidad de fallas. Usualmente no se emplean interruptores en este tipo de conexión.

El transformador empleado para esta alternativa usualmente es de relación variable bajo carga, de tal manera que la tensión de alimentación de los servicios auxiliares se mantenga constante, independientemente de la regulación que se ejerza en el generador respecto a las condiciones de operación de la red del sistema.

4. Alimentación tomada de las barras generales de la central.

Esta solución no es muy conveniente ya que la tensión de alimentación de los servicios auxiliares está expuesta a todas las variaciones de tensiones en la red.

En muchas centrales hidroeléctricas la alimentación de servicios auxiliares se toma de una línea de la red de alimentación local. Las centrales termoeléctricas usan la alternativa 3 y además toman la alimentación de las barras generales para el transformador de arranque.

Es recomendable realizar una conexión por medio de uno o más transformadores auxiliares alimentados de la red local más cercana, para tener así cierta independencia de la planta.

En la mayoría de las plantas independientemente de su tipo, se pretende llevar a cabo una normalización de la alimentación de los servicios auxiliares de acuerdo al siguiente procedimiento:

Durante la fase de arranque o paro de una unidad, sus servicios externos se alimentan de una fuente externa a la unidad (barras de alta tensión de la subestación) y posteriormente esta alimentación puede ser de reserva, mientras que durante la operación normal cada unidad alimenta sus propios servicios auxiliares tomando la energía de cada unidad generadora.

Para las plantas de gran capacidad, se prevee una tercera fuente auxiliar por medio de un generador independiente que puede ser un grupo diesel.

TENSIONES DE ALIMENTACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

Como sabemos las plantas generadoras trabajan con corriente alterna y corriente directa para poder alimentar diferentes tipos de servicios. Los elementos que necesitan corriente alterna se alimentan en baja tensión de la siguiente manera:

Trifásica: 440 V.
Monofásica: 125 V.

A 440 V se alimentan motores de hasta 300 HP, para distribución primaria y alimentación de cargas mayores se emplean tensiones de entre 3, 6 y 13.2 kV.

El primario de los transformadores auxiliares empleado en la alternativa 3 se alimenta a la tensión de generación debido a que la energía empleada, proviene de una derivación tomada de las barras de fase aislada.

La corriente directa que se usa para los circuitos de señalización y de comando, se hace con tensiones de 250, 110 y 24 V en algunos casos.

3.5. ARREGLOS GENERALES DEL EQUIPO DE LA PLANTA.

En el interior y considerado desde el diseño de una planta eléctrica, encontramos entre otros, dos tipos de circuitos eléctricos fundamentales que forman nuestra planta, los circuitos primarios y los circuitos secundarios.

Los circuitos primarios, son aquellos que conectan las terminales del generador a las líneas de transmisión a través de su transformador y diversos elementos como sistema de barras, interruptores, cuchillas desconectoras, etc.

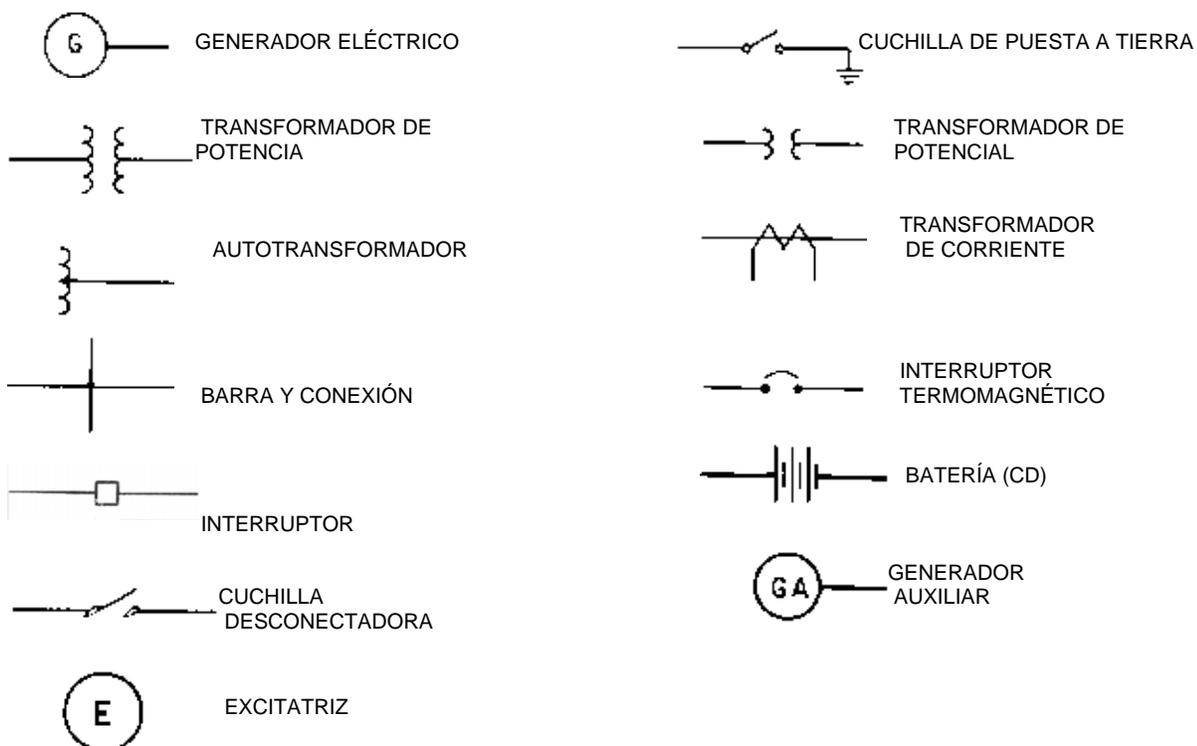
Los circuitos secundarios, incluyen todos los circuitos necesarios para el funcionamiento de la planta y pueden ser numerosos dependiendo de la importancia de la planta eléctrica, estos circuitos alimentan a los servicios auxiliares.

Como hemos mencionado, en el diseño del proyecto, encontramos diversos tipos de esquemas de conexiones eléctricas, de los cuales se deriva la selección e instalación de los equipos de maniobra y desconexión, así como la medición y protección; dicho esquema se constituye por las siguientes instalaciones:

- Instalaciones eléctricas principales.
- Instalaciones eléctricas para la alimentación de los servicios auxiliares.
- Conexión para la alimentación del sistema de interconexión.
- Instalación eléctrica para la alimentación de los elementos de control y maniobra.
- Conexiones e instalaciones para la alimentación de los transformadores de potencial y corriente así como los instrumentos de medición.

Para analizar los esquemas de conexiones eléctricas de las plantas generadoras, nos apoyamos en los diagramas unifilares simplificados, su objetivo es representar el arreglo de conexiones principales ayudándose de símbolos convencionales para representar el equipo y ubicar fácilmente las conexiones principales entre la planta y las subestaciones elevadoras.

Los símbolos que utilizaremos son los siguientes:



3.5.1. CONEXIÓN DE LOS GENERADORES.

Como hemos estudiado, los generadores forman parte de las instalaciones eléctricas primarias de la planta, su función principal a grandes rasgos es suministrar la energía producida a la red, para lo cual deben tomar en cuenta factores como:

- a) Potencia y número de unidades generadoras.
- b) Tensión de generación.
- c) Capacidad y tensión de las líneas de transmisión.
- d) Ubicación de la planta dentro del sistema de red nacional y su importancia de acuerdo a su operación.

Los esquemas de conexión del generador más comunes son los que estudiaremos a continuación:

3.5.1.1. GENERADORES CONECTADOS DIRECTAMENTE A UN SISTEMA DE BARRAS COLECTORAS SENCILLO.

Esta conexión es poco usada, se utiliza para plantas generadoras de baja capacidad, en donde la energía eléctrica generada pasa directamente a los sistemas de distribución.

Cada generador está conectado en serie con su interruptor y cuchillas, permitiendo así que cuando se tienen varias unidades trabajando en paralelo, se puede aislar una o varias, sin que el sistema quede desenergizado. El diagrama de este arreglo se muestra a continuación:

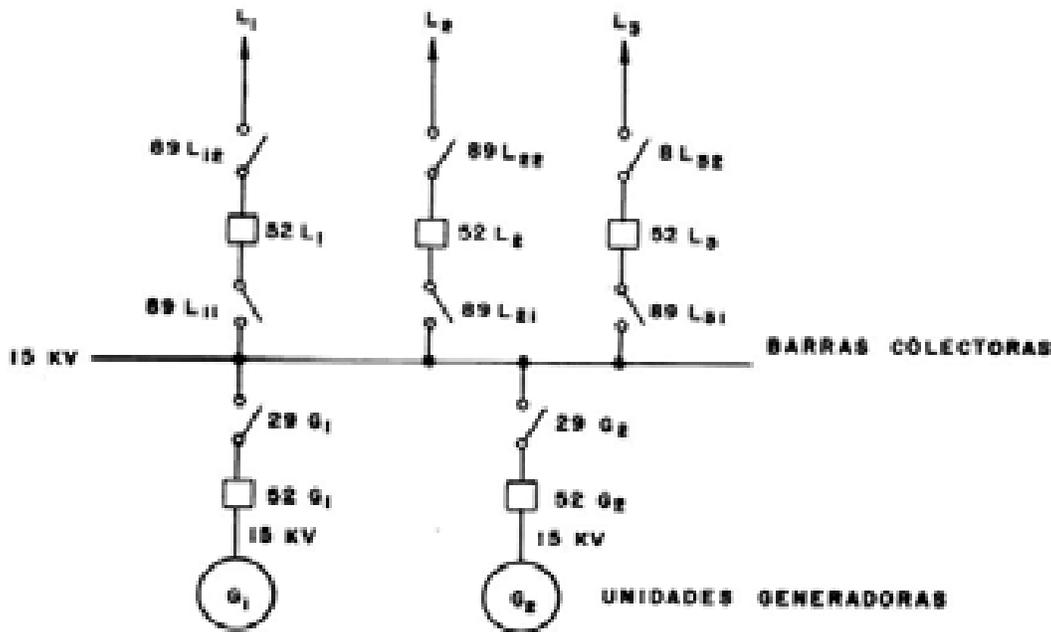


Figura. 3.33 Generadores conectados directamente a un sistema de barras colectoras sencillo.

Donde:

G₁, G₂: unidades generadoras.

52G₁: Interruptor del generador 1.

52G₂: Interruptor del generador 2.

29G₁: Cuchillas desconectoras del generador 1.

29G₂: Cuchillas desconectoras del generador 2.

52L₁: Interruptores de la línea 1.

52L₂: Interruptores de la línea 2.

52L₃: Interruptores de la línea 3.

89L₁: cuchillas desconectoras de la línea 1.

89L₂: cuchillas desconectoras de la línea 2.

89L₃: cuchillas desconectoras de la línea 3.

Este tipo de arreglo se emplea en plantas de baja capacidad, por ejemplo las plantas usadas en las refinерías o en las siderúrgicas.

3.5.1.2. GENERADORES EN CONEXIÓN BLOQUE O UNIDAD.

Como sabemos, la tensión de transmisión es mayor que la tensión de generación, por lo cual, cada generador se puede conectar a un transformador o banco de transformadores formando bloques. Sus ventajas son:

- En un cortocircuito, la corriente es baja debido a que se amortigua con la impedancia de los transformadores conectados a cada generador y porque los interruptores se instalan en el lado de alta tensión de los transformadores.
- Cuando se energiza la planta y la subestación, a los transformadores se les aplica tensión en forma gradual sin producir esfuerzos por sobretensiones o corrientes bruscas.

El diagrama de este arreglo se muestra a continuación:

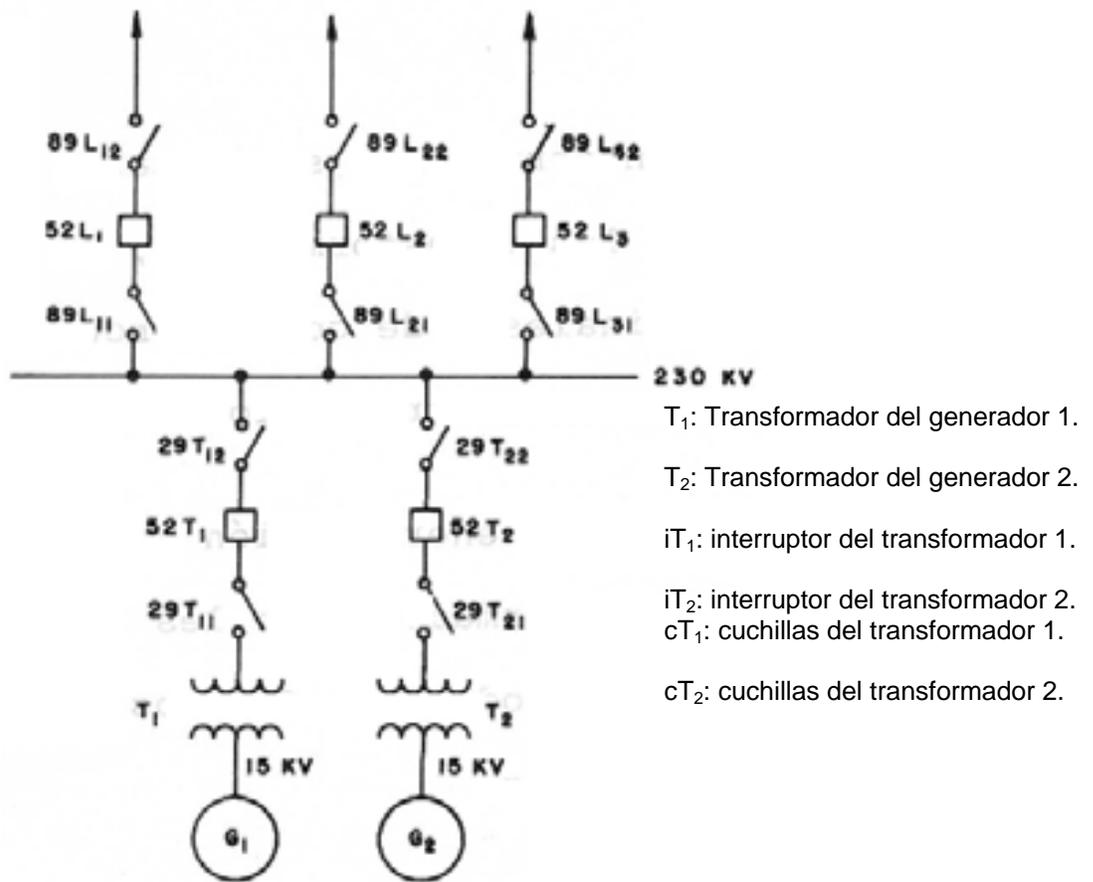


Figura. 3.34 Generadores en conexión bloque o unidad.

La desventaja de esta conexión es que cuando ocurre una falla o se necesita dar mantenimiento a un transformador, no se podrá usar el generador y viceversa. Para lo anterior nos podemos ayudar del siguiente arreglo:

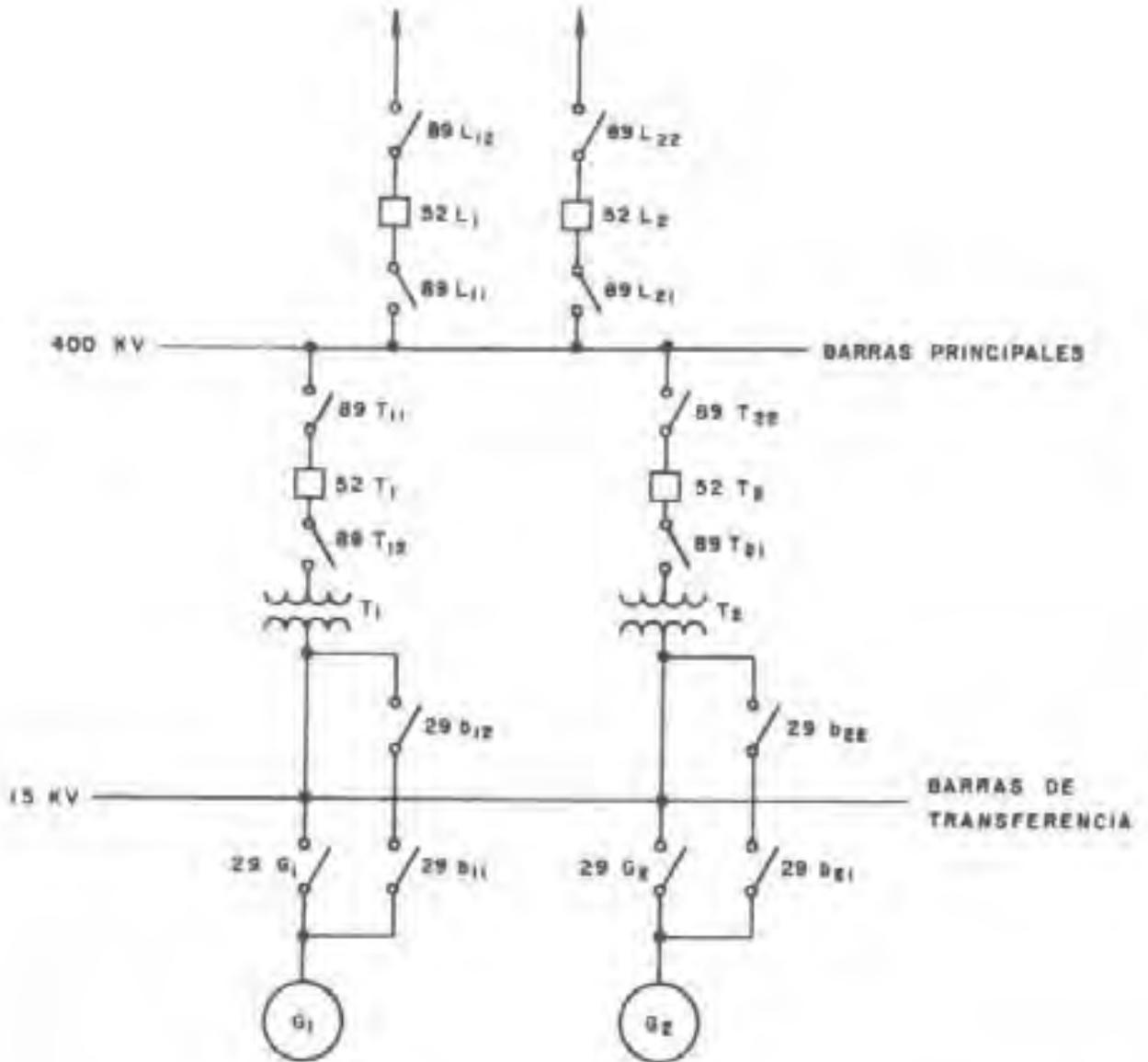


Figura. 3.35 Arreglo alternativo para el mantenimiento de transformadores y generadores.

En este arreglo, observamos el uso de barras de transferencia con cuchillas desconectoras que permiten conectar en serie generadores y transformadores que no correspondan necesariamente al mismo bloque con lo que se evita el uso de interruptores adicionales.

3.5.1.3. GENERADORES CONECTADOS A BARRAS COLECTORAS DOBLES CON INTERRUPTOR DE AMARRE Y TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN.

Esta conexión que es una variación de las dos anteriores, permite que los generadores operen indistintamente sobre cualquiera de las barras, o también que se pueda dar transferencia entre las barras, la salida de los transformadores hacia las líneas de transmisión corresponde al arreglo mismo de la subestación.

El diagrama de este arreglo se muestra a continuación:

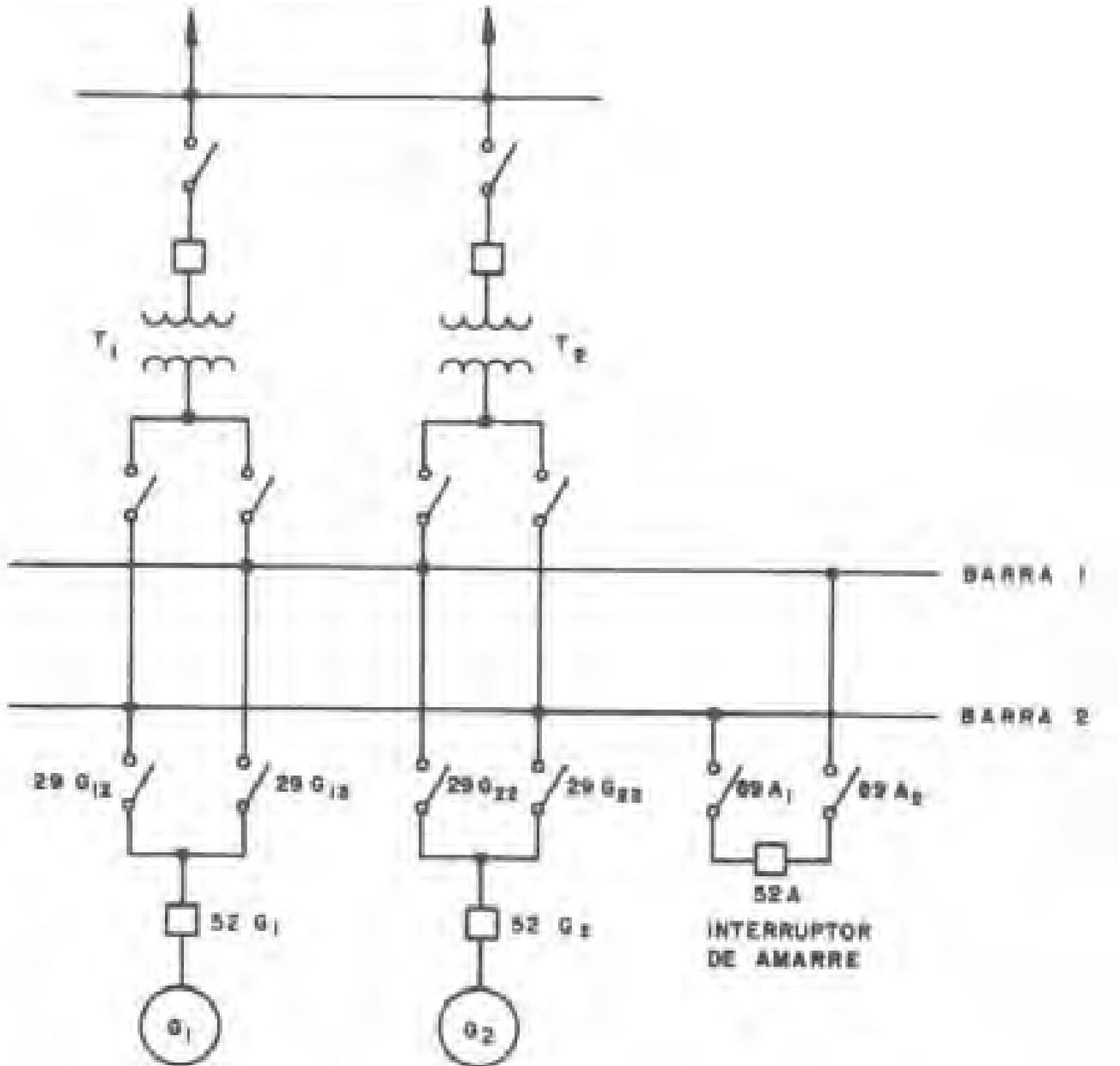


Figura. 3.36 Generadores conectados a barras colectoras dobles con interruptor de amarre y transmisión en alta tensión.

3.5.1.4. GENERADORES CONECTADOS A BARRAS COLECTORAS DOBLES CON INTERRUPTOR DE AMARRE Y BARRAS AUXILIARES.

La diferencia con el arreglo anterior es la adición de un juego de barras auxiliares cuya función es dar una alternativa más a la transmisión de potencia hacia la subestación. Su diagrama es el siguiente:

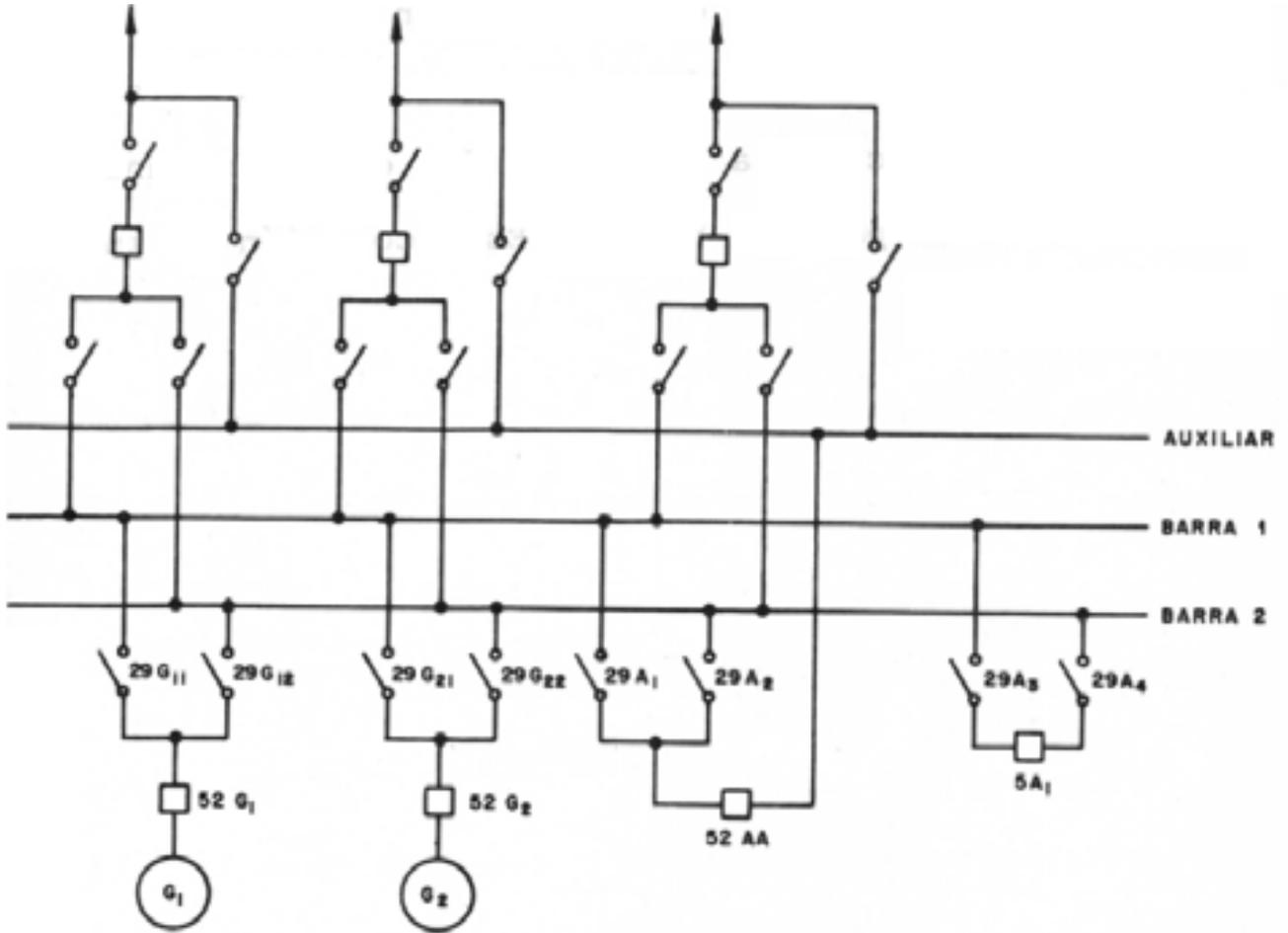


Figura. 3.37 Arreglo de generadores conectados a barras colectoras dobles con interruptor de amarre y barras auxiliares.

3.5.1.5. CONEXIÓN DE GENERADORES A BANCOS DE TRANSFORMADORES CON TRES DEVANADOS.

Se presenta el arreglo con transformadores con tres devanados, se emplea cuando el sistema requiere que se alimente la red en la que se encuentra conectada la planta a dos tensiones, una para transmisión y otra para subtransmisión o distribución, uno de los devanados se conecta a la generación y se le denomina primario y los otros dos que alimentan la red se les denomina secundario y terciario. Su esquema es el siguiente:

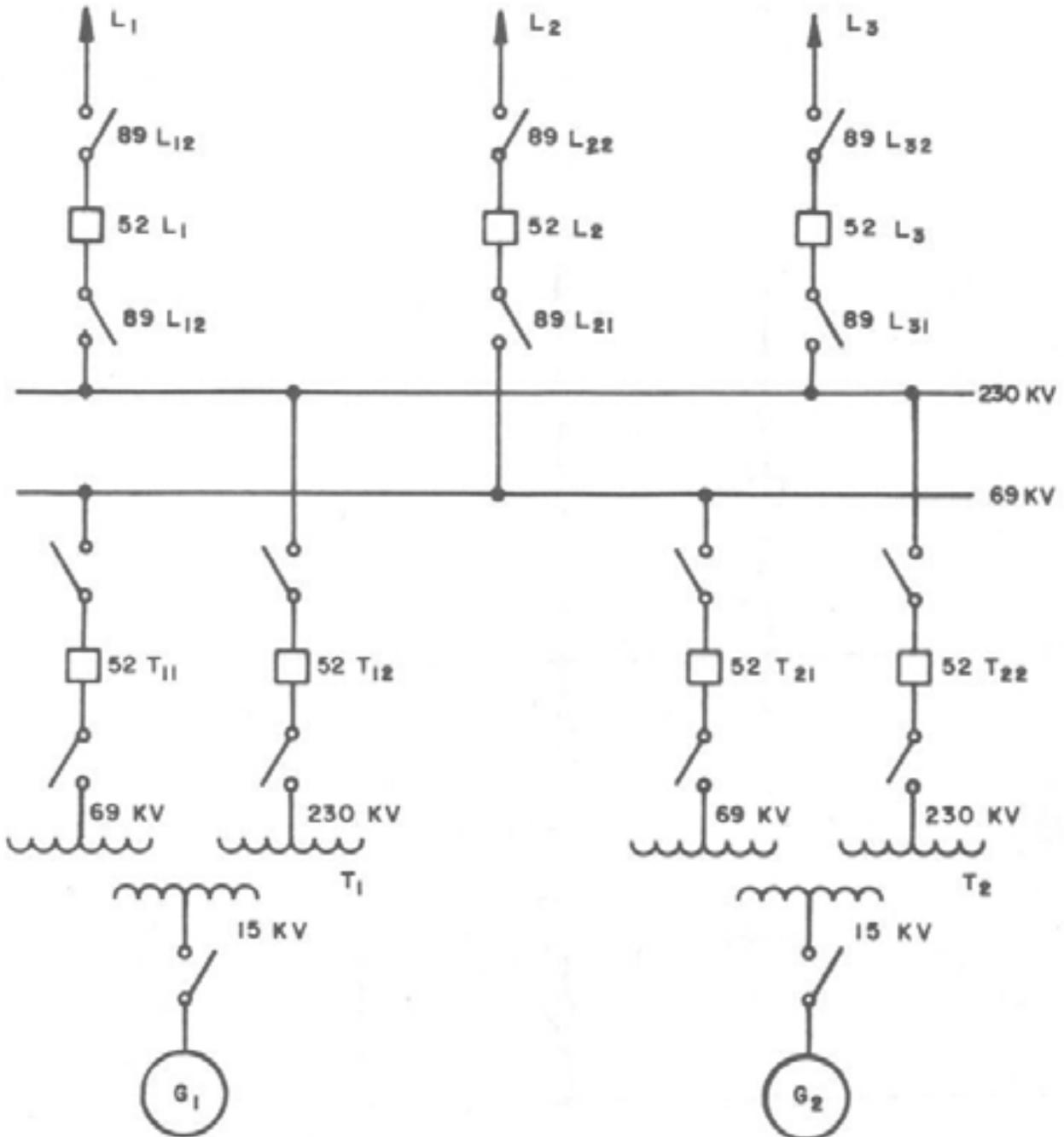


Figura. 3.38 Arreglo de generadores conectados a bancos de transformadores con tres devanados.

3.5.1.6. CONEXIÓN DE GENERADORES A BANCOS DE TRANSFORMADORES CON TRES DEVANADOS, SISTEMA DE DOS BARRAS CON BARRA AUXILIAR A LA SALIDA.

Presentamos un sistema de triple barra, una para alta tensión y las otras para tensión media o distribución. Se tiene entonces la posibilidad de tres alimentaciones independientes, con dos tensiones diferentes, teniendo los transformadores un devanado primario y dos secundarios. El esquema de este arreglo es el siguiente donde se observa que las barras 1 y 2 son de reserva una de la otra.

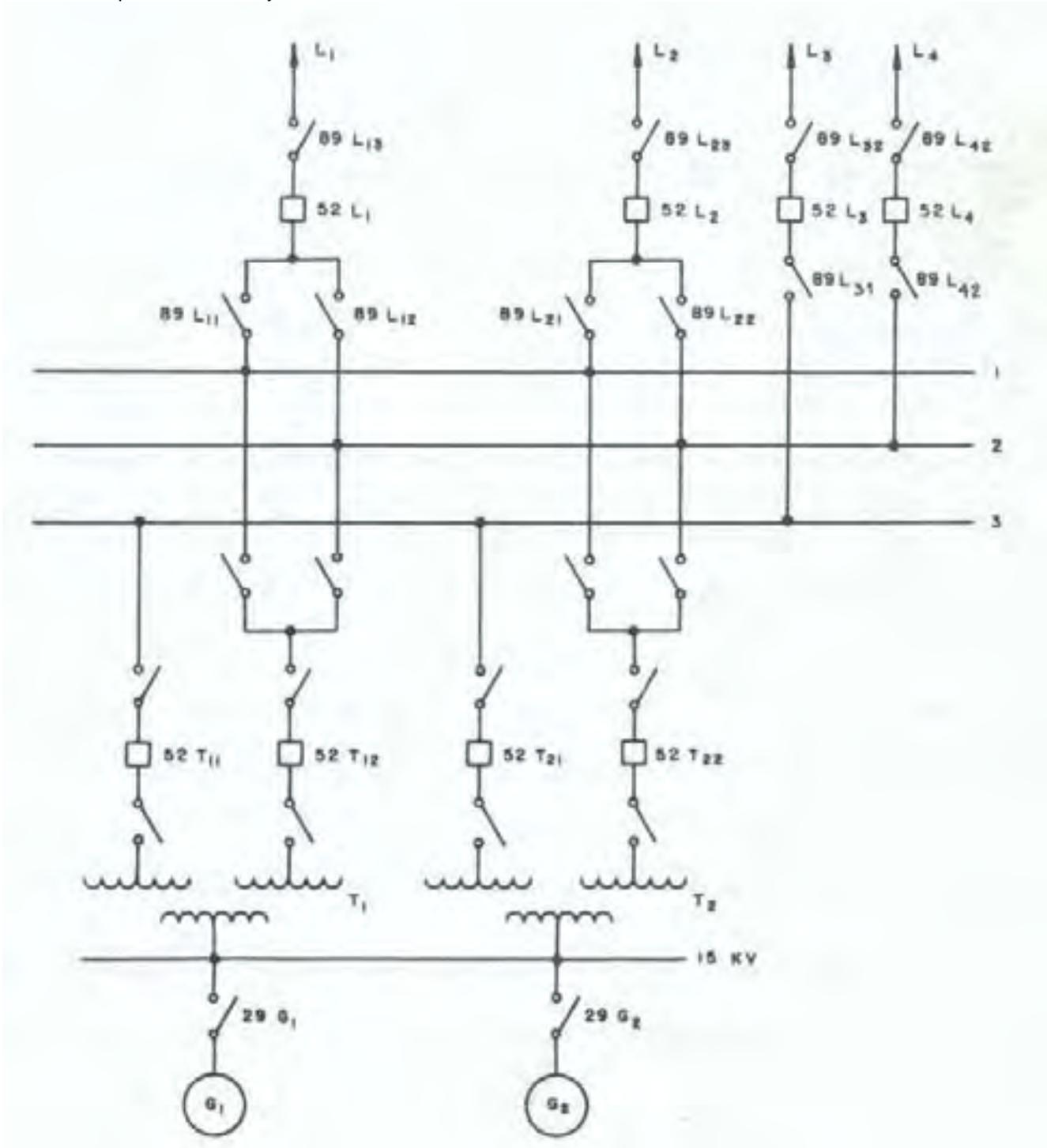


Figura. 3.39 Arreglo de generadores conectados a bancos de transformadores con tres devanados y un sistema de dos barras con barra auxiliar a la salida.

3.5.2. CONEXIÓN DE LAS SERVICIOS AUXILIARES.

Las conexiones de los servicios auxiliares forman parte de los circuitos secundarios, como hemos estudiado. En las plantas hidroeléctricas los servicios auxiliares son mas sencillos que en las plantas termoeléctricas por lo cual no requieren alta tensión primaria.

El esquema básico de alimentación de los servicios auxiliares es el que se muestra en la figura siguiente:

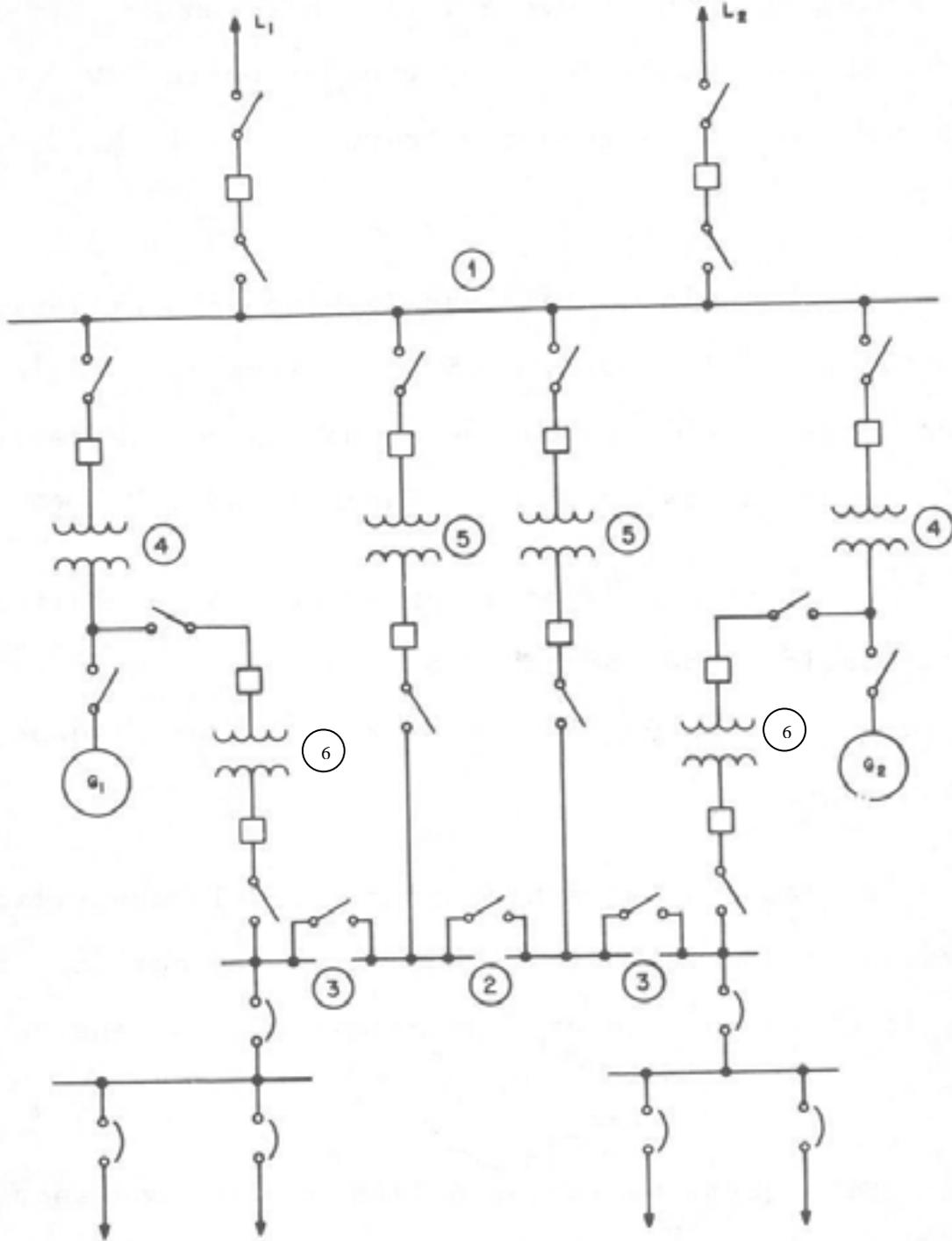


Figura. 3.40 Esquema básico de alimentación de servicios auxiliares.

Sus elementos principales son:

1. Sistema de barras principales de la subestación.
2. Barras de servicios auxiliares generales.
3. Barra de servicios auxiliares de la unidad.
4. Transformadores principales.
5. Transformadores de los servicios auxiliares.
6. Transformadores de arranque.

Como mencionamos en su momento, las plantas termoeléctricas requieren de una mayor cantidad de servicios auxiliares; una versión completa de las plantas termoeléctricas que usan conexión bloque o unidad entre generador y transformador, lo mostramos a continuación.

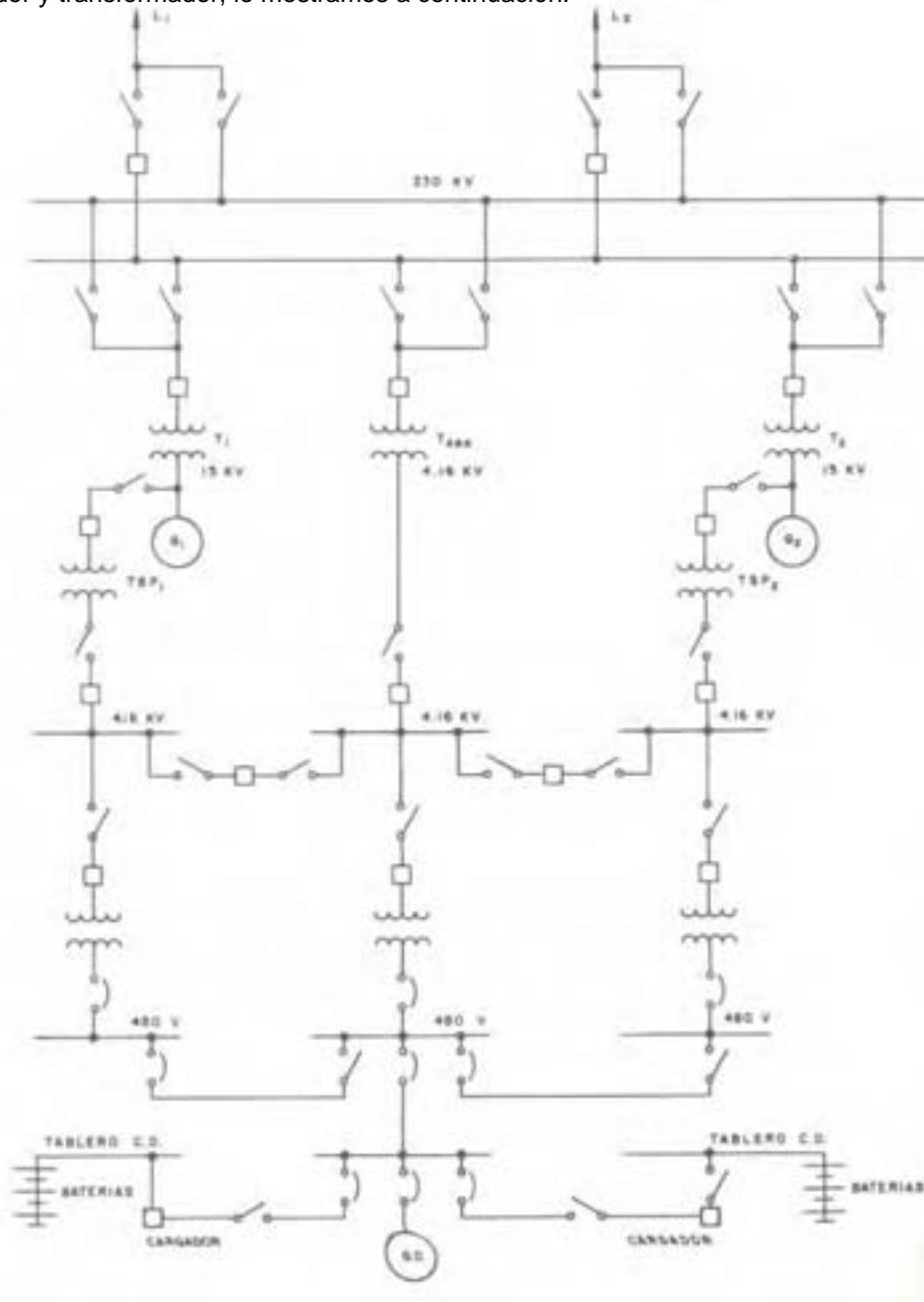


Figura. 3.41 Servicios auxiliares en Planta Termoeléctrica.

Donde:

G_1 y G_2 : Generadores de la planta termoeléctrica.

T_1 y T_2 : Transformadores principales de la planta.

L_1 y L_2 : Representan las líneas de salida de las barras de la subestación.

TARR: Transformador de arranque.

TSP_1 y TSP_2 : Transformadores de servicios propios de cada uno de los generadores.

G.D.: Grupo - motor diesel – Generador que es auxiliar de los servicios propios.

Las distintas barras de 4.16 kV y 480V son ubicadas generalmente en tableros de fuerza de donde salen los alimentadores hacia las cargas o centros de carga de la planta.

En lo que respecta al alumbrado y algunos servicios auxiliares menores se emplea otro nivel de tensión de 220 V trifásicos y 127V de fase a tierra.

El transformador de arranque es una fuente de respaldo y emergencia, además de ser fundamental para que exista continuidad y confiabilidad en cada generador, puede servir como respaldo en un momento dado.

La función principal del transformador de arranque es proporcionar la energía requerida para el arranque de generadores principales alimentando los equipos auxiliares hasta llevar al turbogenerador a un valor de carga que sea estable para así poder hacer la transferencia a los servicios propios del transformador.

Los sistemas internos de distribución de la planta termoeléctrica, de acuerdo a los niveles de tensión empleados, se utilizan en los tableros de fuerza y centros de control de motores contra distintas alimentaciones de fuerza de los diferentes servicios a bombas, grúas, etc.

Para una planta hidroeléctrica los requerimientos necesarios para satisfacer los servicios auxiliares varían en función de la potencia total de la planta y del tamaño de cada una de sus unidades, para ello se deben considerar los siguientes criterios en el diseño de las alimentaciones de los sistemas auxiliares:

- Deben garantizar flexibilidad en su operación y manejo así como una buena confiabilidad para evitar interrupciones en su servicio.
- Las transferencias se deben realizar en forma simple y segura.
- Cuando una de las unidades se encuentre fuera de servicio, no debe presentarse el riesgo de que se alimente a través de las barras auxiliares.
- Su mantenimiento debe ser fácil, aún en condiciones críticas.
- Una falla severa en los sistemas auxiliares no debe provocar la salida a más de una unidad.

Los esquemas para la alimentación de los servicios auxiliares de las plantas hidroeléctricas se presentan a continuación:

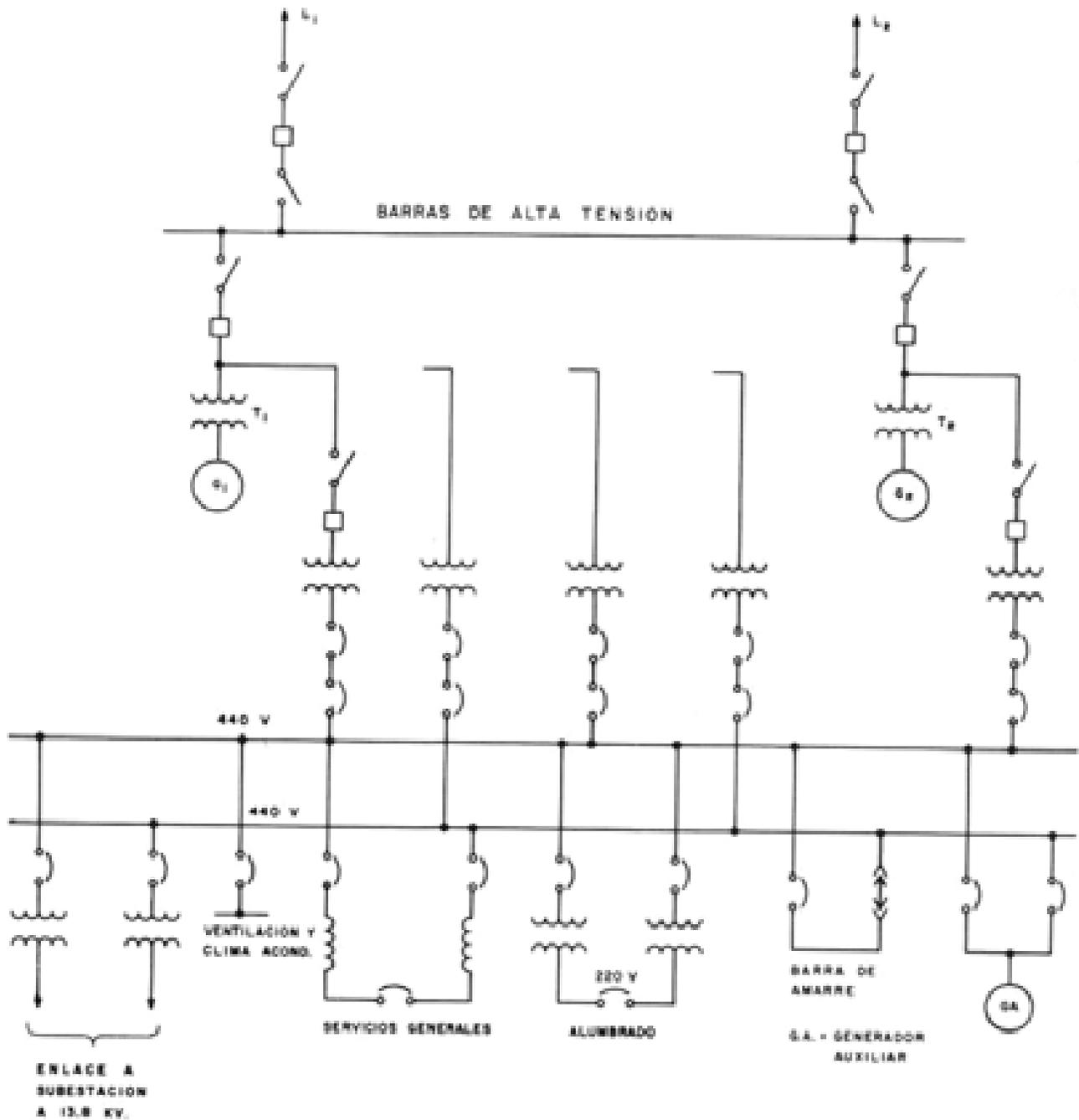


Figura. 3.42 Servicios auxiliares de planta hidroeléctrica.

Este esquema se emplea en plantas hidroeléctricas que debido a su capacidad en MVA requieren una alimentación de auxiliares por cada máquina indicándose los elementos auxiliares que intervienen.

El siguiente esquema también es usado en centrales hidroeléctricas que cuentan con dos unidades con una alimentación o cuatro unidades con una alimentación por cada dos máquinas.

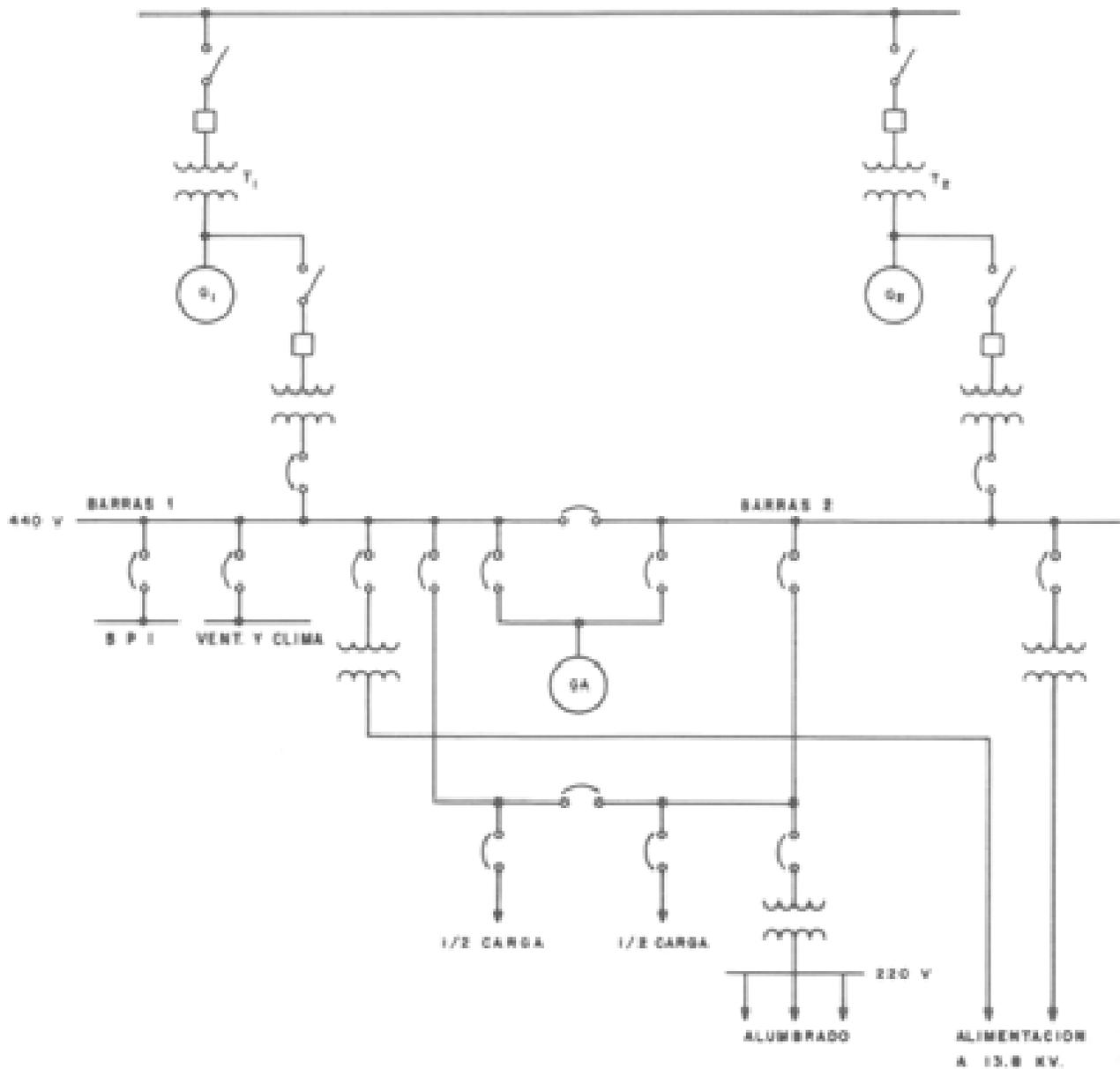


Figura. 3.43 Servicios auxiliares de planta hidroeléctrica.

Usualmente para la alimentación de los servicios propios de las plantas hidroeléctricas, los servicios locales no se deben instalar en ésta, sino ubicarlos en la subestación elevadora para así tener un enlace de los servicios propios en alta tensión ó en baja tensión.

3.6. ESQUEMAS ELÉCTRICOS DE LA PLANTA.

Una vez analizados los diferentes arreglos de los generadores y los servicios auxiliares, ahora los presentamos en conjunto en un solo esquema donde se muestra su ubicación dentro de la planta. Agruparemos el instrumental requerido por una planta generadora, donde se lleva a cabo la generación, la transferencia a la subestación, la transformación y la salida de la energía. También mostramos la protección de los elementos de generación, transformación, conducción y medida.

3.6.1. ESQUEMAS DE LA PLANTA.

Al diseñar una planta de generación y especificar los equipos correspondientes hay que considerar que la misma operación puede ser realizada por instrumentos basados en principios de funcionamientos distintos, de diferentes grados de precisión, fortaleza y duración. También que cada clase de instrumentos, con las mismas características de operación son generalmente producidos por muchos fabricantes con diferentes grados de exactitud y seguridad.

Por comodidad y seguridad todos los instrumentos indicadores, de medida, de operación y de control a distancia deben ser agrupados debidamente en centros o tableros de vigilancia y operación. Desde estos tableros se opera el control, medida y conexión de los circuitos de energía, de excitación y de transferencia, la carga de baterías y las demás operaciones referentes a la generación, transformación, uso local y envío de la energía por los circuitos de transmisión.

Por cuestiones de sencillez y análisis, presentamos el siguiente esquema en conjunto en forma unifilar. El esquema conjunto comprende la planta generadora con su subestación.

Como modelo de planta contamos con el siguiente equipo:

- 4 grupos generadores síncronos de 4000 kW en cada unidad, 150 r.p.m. 6900 V, factor de potencia de 0.80, frecuencia de 60 Hz y 3 fases.
- 4 Transformadores trifásicos de 5200 kVA de potencia; 6900/11500 V, factor de potencia de 0.80 y con una conexión Δ -Y.

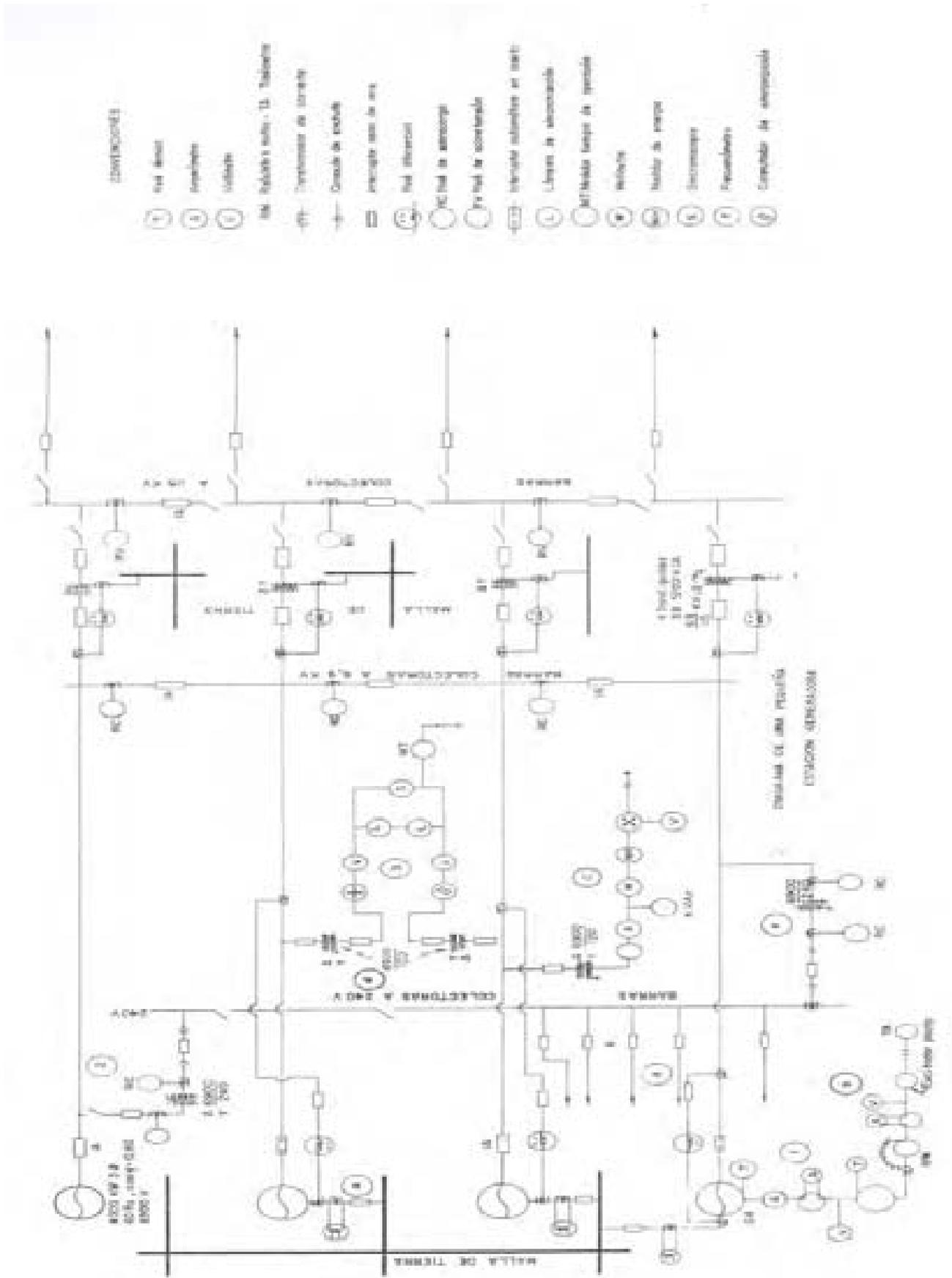
Como observamos en el esquema, aprovechando la multiplicidad de los grupos hemos fraccionado el esquema, mostrando en:

- a) Los circuitos de conexión a tierra.
- b) Los circuitos de excitación.
- c) El conjunto de medida y de control de cada generador.
- d) Los circuitos de sincronización para puesta en paralelo.
- e) Los circuitos de protección diferencial y de protección de sobretensiones.

El esquema incluye los transformadores de potencia comprendidos entre un sistema de barras colectoras al potencial de generación y otro al potencial de transmisión, así como también de pequeños transformadores de potencial 6900/120 V para los circuitos en instrumentos de sincronización y de medida en cada generador y de 6600/240 V para los servicios locales de la planta:

- Alumbrado y controles, con autotransformador, para tomas de 240/120 V.
- Motores de servicio de la estación.
- Motores de uso no permanente en el sistema de generación.
- Circuitos a 120V de accionamiento de los relés instantáneos.

Tenemos así un sistema de potencia moderada en conjunto (16 000 kW de potencia máxima aproximada). El sistema de barras a 240 V deberá ser alimentado a voluntad por uno o cualquiera de los circuitos tomados desde la línea de los generadores a las barras comunes de bajo voltaje.



3.6.2. ESQUEMAS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

Los servicios auxiliares son muy variables debido a la variedad de cargas, al número de circuitos y sus tensiones, respecto a la capacidad de la planta, el número de unidades de generación y la clase de motores adoptados para los mismos servicios.

En el esquema que usaremos presentamos el servicio local derivado directamente de la línea de un generador al sistema común de barras colectoras de baja tensión, derivación que como hemos mencionado, puede hacerse de cualquier otro generador, por simple cambio de conexión.

Debido a la calidad de la energía que requieren los servicios auxiliares, para toda la planta, se cuenta con una unidad de emergencia o planta auxiliar para esta clase de servicios, unidad casi siempre independiente del suministro eléctrico generado por la planta. Esta unidad generadora auxiliar existe casi siempre desde la construcción de la planta, por lo cual los instrumentos de control, protección y medida se encuentran ya listos (in situ) cuando se prepara el esquema y especificaciones de equipos para la nueva planta.

El esquema de servicios auxiliares comienza en el (C) del esquema. Respecto a lo mostrado en el circuito C, que es triple para el conjunto de la estación, es decir comprende realmente uno activo, uno de emergencia y uno auxiliar para el caso de fallo de los anteriores, recibe la energía a 240 V del secundario del transformador de potencia Δ -Y de 6900/ 240 V a un sistema común de barras colectoras para servicio local a 240 V. Este sistema de barras es desconectable para aislar en caso necesario los distintos circuitos de servicio, por grupos que pueden diferenciarse, así.

- 1) Calefacción, controles y circuitos de reserva, todos a 120 V.
- 2) Motores para el servicio normal de la estación, a 240 V.
- 3) Motores de uso no frecuente en la estación, a 240 V.
- 4) Circuitos de energía a 120 V, para accionar los relés instantáneos térmicos.
- 5) Alumbrado.

Excepto en el último sector de barras colectoras, en los demás sectores se ha dispuesto en cada uno cinco circuitos derivados, dejando en cada agrupación para servicios no previstos. Esta disposición es sólo aproximada para el caso que hemos considerado, y puede en un caso concreto cualquiera ser amplia o reducida según las necesidades previsibles en la estación.

La disposición indicada incluye dos autotransformadores de distribución de 240/120 V, cuya potencia está definida por el pico de carga probable en cada sector y cuyas características de fases y voltajes dependen de la extensión de los circuitos y del recargo de conexiones para el servicio a esperar.

3.6.3. ESQUEMA GENERAL.

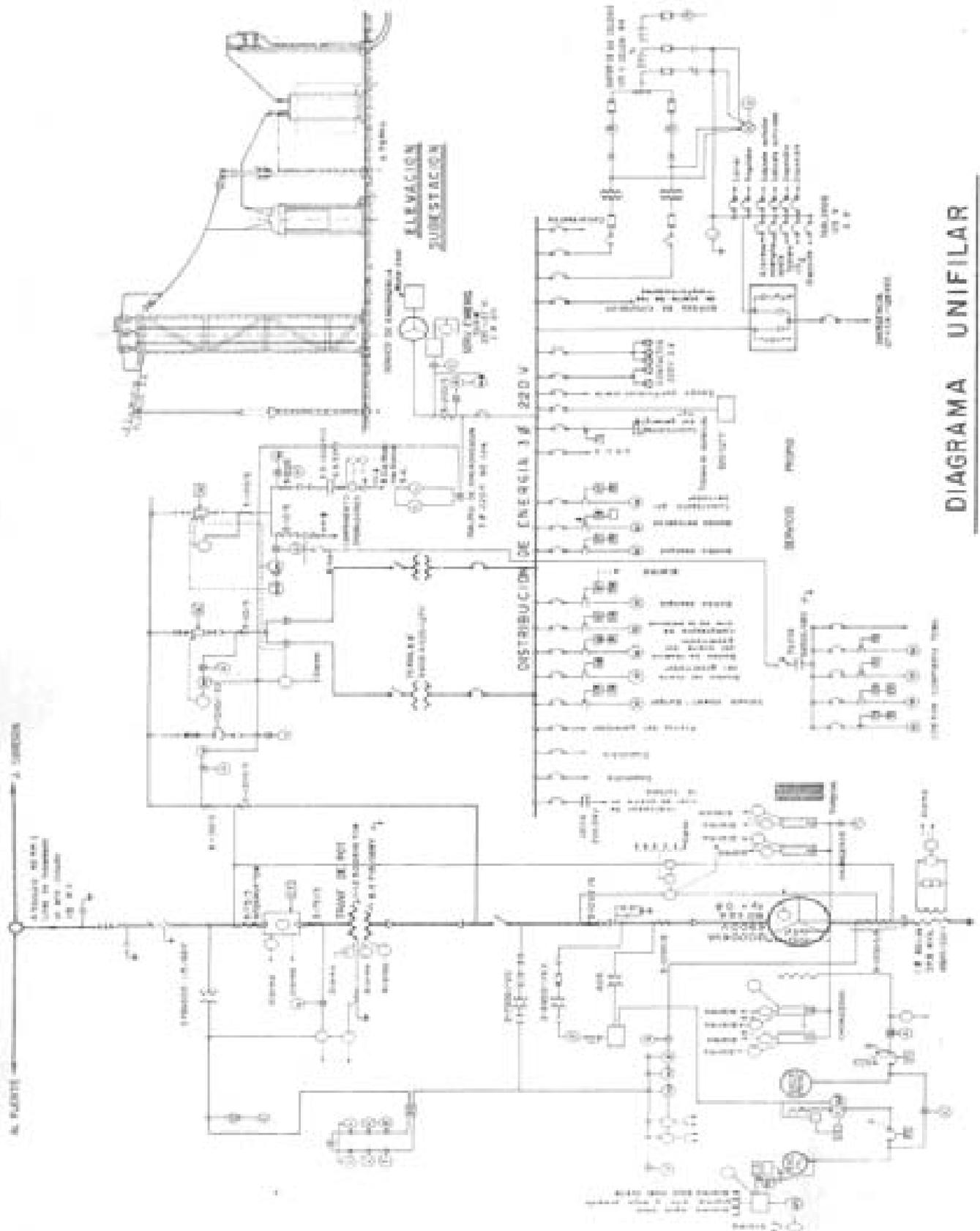


DIAGRAMA UNIFILAR

FIG. 1-2-10 - 10512

3.7. EQUIPO DE CONTROL Y SU DISTRIBUCIÓN MÁS CONVENIENTE.

El equipo de mando y control es la parte de la planta encargada de permitir al operador un accionamiento cómodo de todos los elementos para llevar un buen control en el funcionamiento de la planta, figura 3.47. Generalmente toda la instrumentación se agrupa en un lugar separado de la sala de máquinas, a este lugar se le llama sala de tableros. Aquí se centralizan todas las medidas importantes de las variables que intervienen en el proceso de generación, así como también los dispositivos de accionamiento necesarios para el funcionamiento de las protecciones automáticas de todos los sistemas eléctricos.

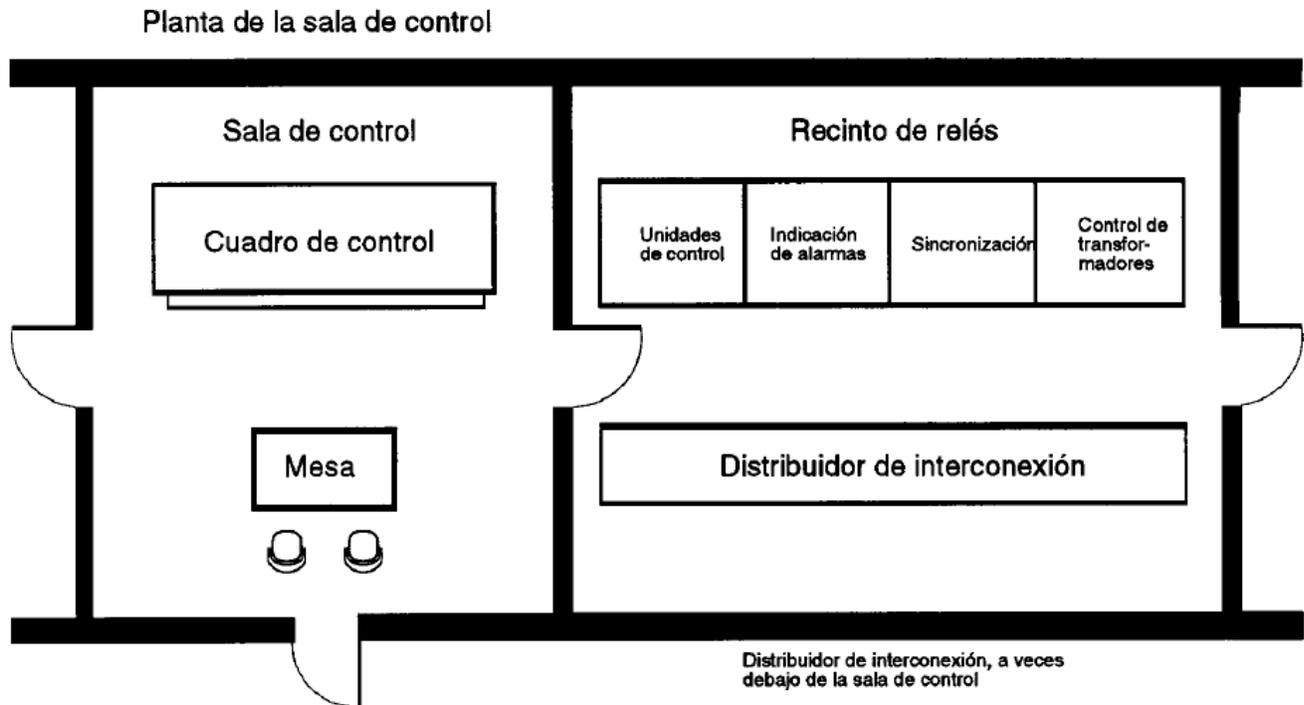
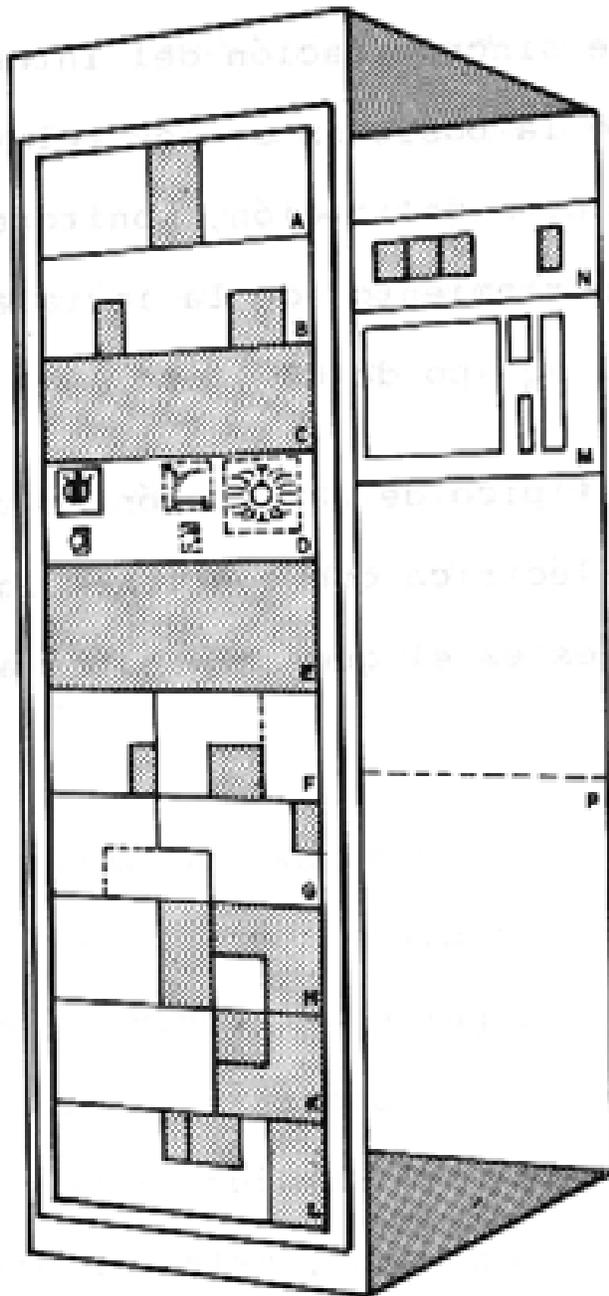


Figura. 3.47 Vista en planta de la distribución de los elementos en una sala de tableros.

Los tableros de control y mando deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Los circuitos deben tener una tensión nominal con respecto al neutro no superior a 220 V y deben soportar una tensión de prueba a 60 Hz durante 1 minuto de 1 kV.
- Debe estar dotados de indicadores suficientes de tal manera que cualquier elemento del sistema sea identificable fácilmente, aún cuando se haga referencia a los elementos en forma individual.
- Deben existir indicadores de manera tal que se pueda determinar la posición de los órganos de comando, por ejemplo, si los interruptores o cuchillas desconectoras están abiertos o cerrados, esto se puede lograr por distintos medios, por ejemplo, lámparas de señalización.

Un ejemplo de la sección de un tablero de una planta hidroeléctrica lo mostramos a continuación:



Cada uno de los elementos contiene lo siguiente:

A: Instrumentos indicadores del frenado mecánico y equipo auxiliar para el monitoreo de velocidad.

B: Módulo de monitoreo de velocidad.

C, E: Módulos de reserva.

D: Módulo de control.

F: Módulo controlador del paro de la unidad.

G: Módulo controlador del arranque de la planta:

H: Módulo de instrumentos para operación normal.

K: Módulo de monitoreo (Sistema de gobernador, disparos, etc.).

P: Terminales de salida.

L: Módulo de frenado eléctrico.

Figura. 3.48 Tablero de control de planta hidroeléctrica.

De acuerdo al diagrama unifilar indicado, un esquema básico de la distribución de un cuarto de control con sus respectivos elementos para una planta hidroeléctrica se presenta a continuación:

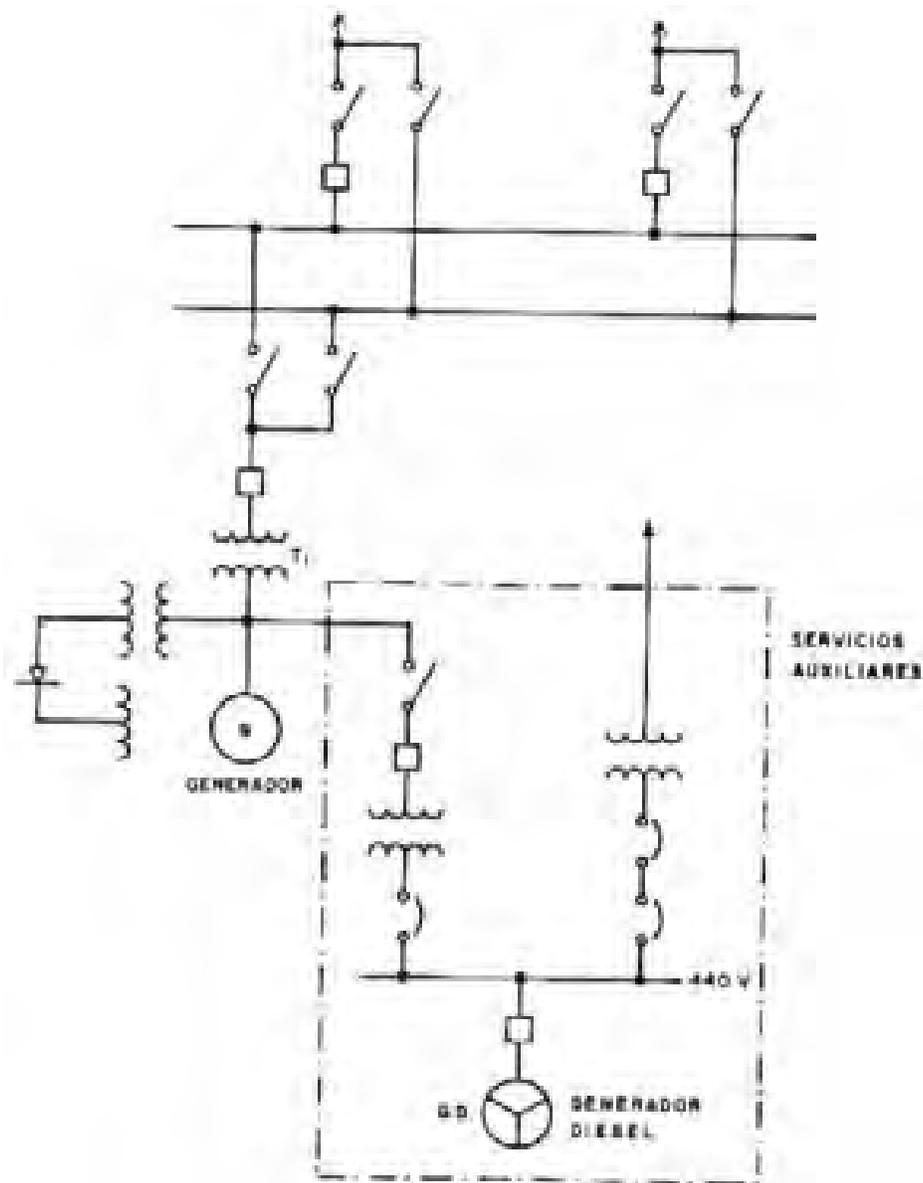


Figura. 3.49 Distribución de una sala de tableros, de acuerdo al diagrama unifilar.

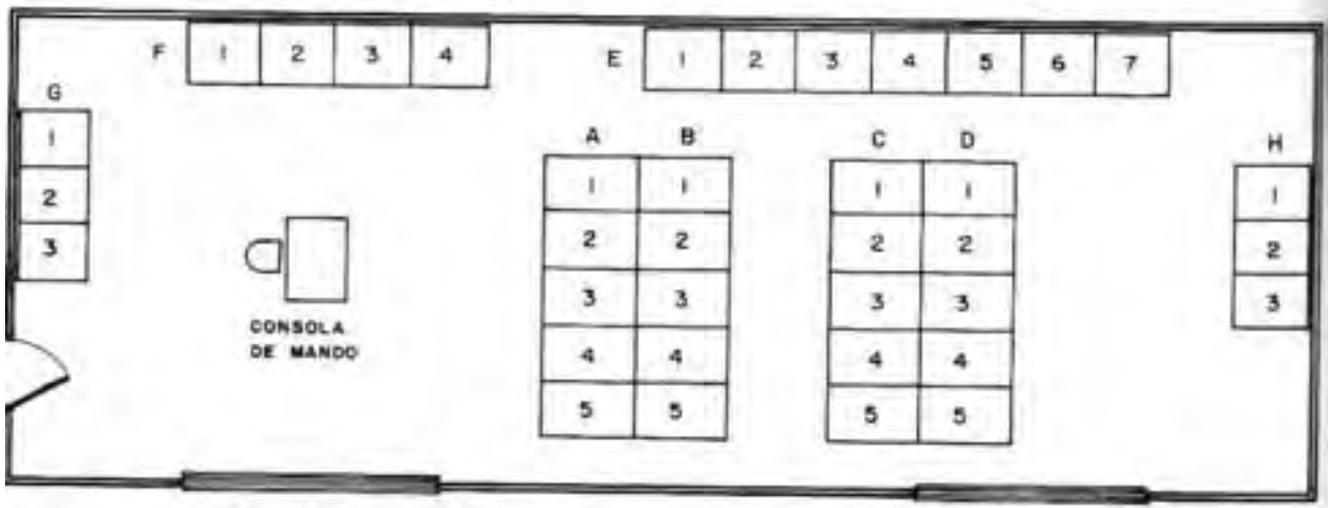


Figura. 3.50 Distribución de una sala de tableros.

Donde:

Fila A:

1. Control del generador.
- 2,3: Control del interruptor de alta tensión del transformador T1.
- 4: Control de la sincronización.
- 5: Control de los sistemas auxiliares.

Fila B:

1. Equipo de arranque-paro de la unidad.
2. Gabinete de la interfase de la unidad generadora y el interruptor de alta tensión.
3. Gabinete eléctrico del gobernador de la turbina.
4. Equipo de sincronización.
5. Equipo principal de señalización.

Fila C:

1. Relevadores de protección del generador.
2. Relevadores de protección del transformador.
3. Relevadores del sistema de auxiliares de la central.
- 4,5. Relevadores de protección y unidad de control del interruptor de alta tensión.

Fila D:

- 1-5: Relevadores.

Fila E:

1. Gabinete de interfases comunes.
2. Gabinete de interfase para el transformador T1.
- 3-7. Gabinete de interfase para el interruptor de alta tensión.

Fila F:

1. Registrador de la secuencia de eventos.
2. Distribución a 250 V, C.D.
3. Distribución a 220 V, C.A.
4. Gabinete de terminales diversas.

Fila H:

- 1-3. Control remoto.

En las plantas termoeléctricas con turbinas de vapor, sus tableros de control del mismo generador de vapor y turbina, se agrupan en un área de la sala de tableros denominada Sala de Control de la Combustión. Los elementos de control y medición que forma parte de los tableros de una planta termoeléctrica se muestra en forma resumida en el siguiente diagrama:

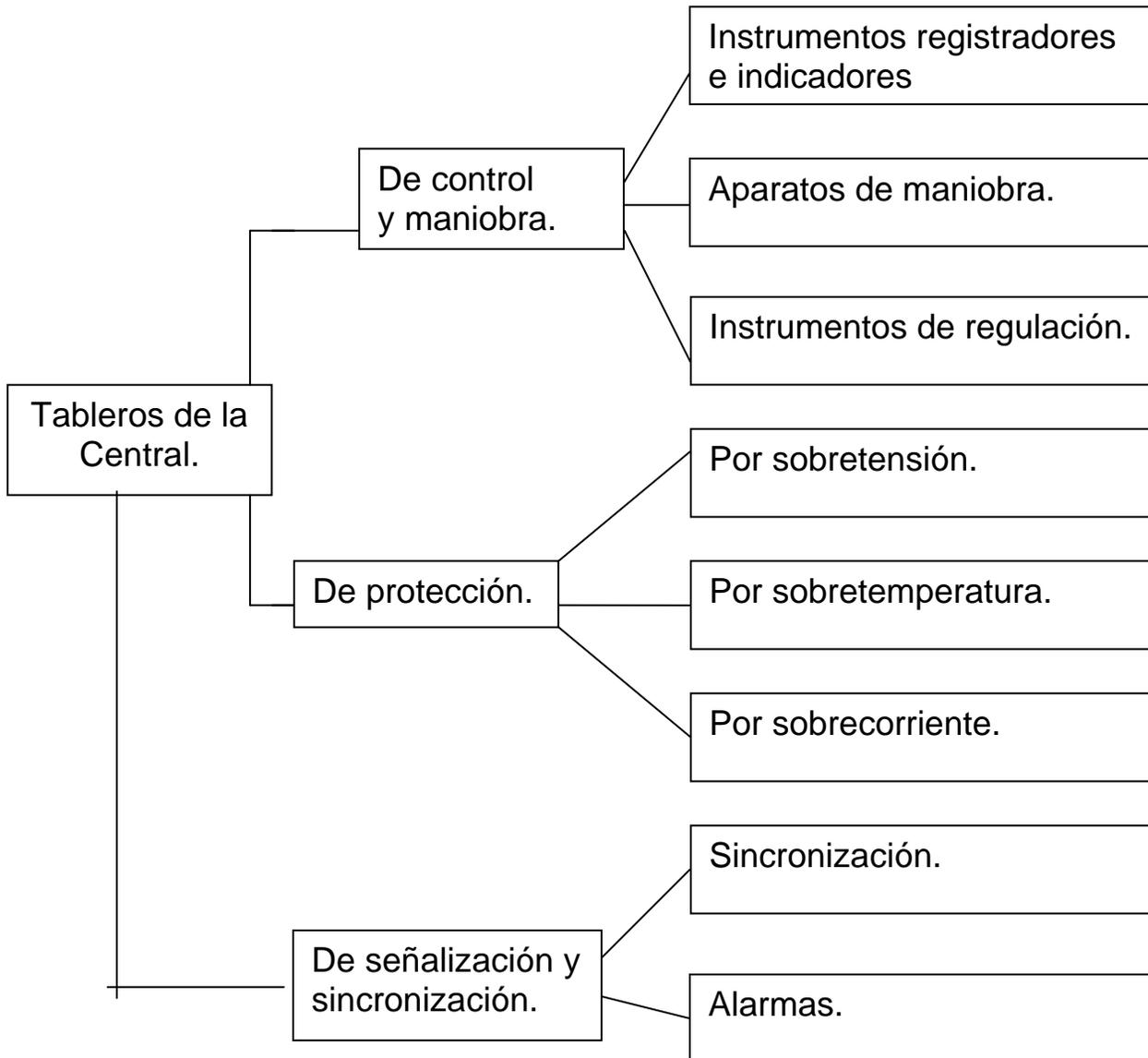


Figura. 3.51 Elementos de tableros de una planta termoeléctrica.

Un esquema de la posible distribución de la sala de tableros de la planta termoeléctrica se presenta a continuación:

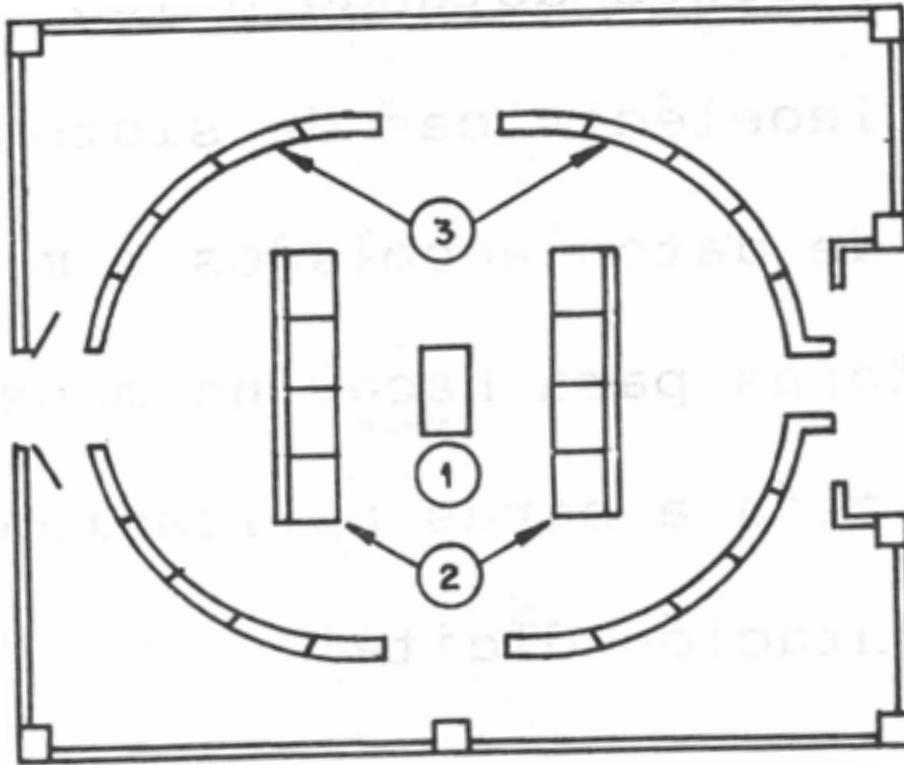


Figura. 3.52 Arreglo de una sala de tableros de una planta termoeléctrica.

Donde:

1. Mesa de los operadores.
2. Tableros de mando eléctrico y térmico.
3. Tableros verticales que contienen los aparatos de medición, protección y señalización.

En la operación de las plantas termoeléctricas y nucleoeeléctricas requieren el control continuo y constante de una cantidad de parámetros eléctricos y térmicos indispensables para efectuar el equilibrio térmico de toda la instalación. El control de una planta termoeléctrica es complicado ya que todos los tableros de la sala cuentan con una instrumentación numerosa y compleja. Es por ello que se apoyan de la tecnología, básicamente de instrumentos digitales y ordenadores que día a día mejoran las tareas a realizar. Algunas de las funciones que deben ser cubiertas perfectamente son:

- Registro periódico de valores significativos: Potencias, temperaturas, presiones, etc.
- Señalización de alarmas para cantidades que alcancen valores peligrosos.
- Información para los operadores.
- Cálculo de parámetros de corrección de las condiciones de operación.
- Control de las acciones de la instalación de acuerdo a las condiciones existentes.

Básicamente el diseño de los instrumentos digitales y programas de los ordenadores debe estar enfocado a satisfacer aspectos fundamentales para el buen funcionamiento de la planta, como lo son:

- a) A partir de datos introducidos por el operador, elaborar cálculos de estadísticas de producción, consumos, etc.
- b) Los valores de las variables de trabajo son manipulados y procesados en tiempo real para el análisis del operador siempre que lo necesite.
- c) Deben poseer un excelente control del proceso, apoyándose de sensores para adquirir los valores de las variables de trabajo, que posteriormente son procesadas de acuerdo a decisiones lógicas de forma automática, para posteriormente ser interpretadas por el operador.

Acontinuación se muestra un tablero de control de una planta eléctrica:



Figura. 3.53 Tableros de Control de la planta hidroeléctrica “agua prieta”, Jalisco.

3.8. TIPOS DE PLANTA.

Las plantas generadoras se dividen generalmente de acuerdo al servicio que van a prestar en:

CENTRALES DE BASE O DE CARGA BASE:

Son las que están destinadas a suministrar energía eléctrica de manera continua. Estas son de gran potencia y utilizan generalmente como máquinas motrices las turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas.

CENTRALES DE CARGA PICO O PUNTA:

Proyectadas para cubrir demandas de energía en las horas punta, pueden ser plantas hidroeléctricas que operan en forma combinada para base y carga pico. También se emplean plantas de gas o ciclo combinado por su ventaja de entrar en servicio rápidamente.

CENTRALES DE RESERVA:

Tienen por objetivo reemplazar las centrales de base en caso de avería o reparación. No deben confundirse con las centrales de puntas, ya que el funcionamiento de las centrales de puntas es periódico (es decir, todos los días a ciertas horas) mientras que el de las centrales de reserva es intermitente. Por lo general son pequeñas plantas termoeléctricas de baja eficiencia.

CENTRALES DE BOMBEO:

Este tipo de plantas son de tipo hidroeléctricas en donde se aprovecha el sobrante de potencia durante las horas de poca demanda para así llevar el agua de un lago o un río hasta un depósito mediante bombas centrífugas que se accionan por los generadores de la planta siendo utilizados como motores.

CENTRALES DE SOCORRO:

Tienen igual cometido que las centrales de reserva citadas anteriormente; pero la instalación del conjunto de aparatos y máquinas que constituyen la central de reserva, es fija, mientras que las centrales de socorro son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios. Estas centrales son de pequeña potencia y generalmente accionadas por motores diesel; se instalan en vagones de ferrocarril, o en barcos especialmente diseñados y acondicionados para esa misión.

3.9. NORMATIVIDAD APLICABLE A LAS PLANTAS GENERADORAS Y ORGANISMOS AFINES.

Para el buen funcionamiento de una planta generadora, tanto los equipos y personal que operan, deben obedecer y cumplir con lo establecido en distintos tipos de normas y reglamentos tanto nacionales como internacionales.

Para la fabricación del equipo y material empleado dentro de las plantas generadoras, se deben aplicar las normas del país de origen, siempre y cuando no se contrapongan a lo indicado en las Leyes, Reglamentos y Normas Mexicanas, algunas de ellas son:

NOM'S (Normas Oficiales Mexicanas).

Son un conjunto de normas obligatorias de carácter técnico, cuyo objeto es uniformar o estandarizar determinados procesos, productos o servicios con el fin de proteger la vida, la seguridad y el medio ambiente.

Son especificaciones o requisitos que debe cumplir cualquier producto y/o servicio que se comercialice dentro de la República Mexicana. El cumplimiento de las NOM's, es de carácter obligatorio, es decir; que absolutamente todo producto y servicio debe cumplir con una NOM, sea específica o de aplicación general. Son aplicadas a todas las razones sociales que fabriquen, almacenen, comercialicen, distribuyan, importen, algún producto o servicio, dentro del territorio nacional.

Son elaboradas por la Comisión Nacional de Normalización, sus funciones más relevantes son: Aprobar el programa anual de normalización, establecer reglas de coordinación entre las dependencias y entidades de la administración pública federal y las organizaciones privadas para la elaboración, difusión y cumplimiento de las normas, proponer la elaboración de normas, resolver discrepancias en los comités consultivos nacionales de normalización, y opinar sobre el acreditamiento de organismos nacionales de normalización.

NMX (Normas Mexicanas).

Las Normas Mexicanas constituyen referencia para determinar la calidad de productos y servicios, fundamentalmente con el objeto de orientar y proteger a los consumidores. Estas normas son de aplicación voluntaria. Su campo de aplicación es determinado por la propia norma y puede ser nacional, regional o local. Para su elaboración deberán tomar en cuenta las normas internacionales.

ANCE (Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico).

Proporciona servicios de normalización, certificación de producto, certificación de sistemas y verificación, enfocados a la calidad y seguridad de productos, la protección del ambiente y la salud, que permitan a sus clientes el acceso a mercados nacionales e internacionales, posicionando la marca ANCE como símbolo de credibilidad y confianza a los consumidores. Son proveedores de soluciones de clase mundial en materia de elaboración de normas y especificaciones técnicas y la evaluación de su cumplimiento.

IEC (International Electrotechnical Commission).

En español, Comité Electrotécnico Internacional; es la organización líder a nivel mundial encargada de preparar y publicar Normas Internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y afines en el ámbito terrestre, marítimo y aéreo, además de disciplinas tales como la terminología, la compatibilidad electromagnética, el estudio del funcionamiento, la seguridad y el medioambiente, así como la optimización de la eficiencia de la energía eléctrica y el desarrollo de normas para las energías renovables.

Las Normas Internacionales IEC facilitan el comercio entre países al proporcionar una referencia para el funcionamiento del Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC) de la Organización Mundial del Comercio (OMC).

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, es una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización, entre otras cosas. Es la mayor asociación internacional sin fines de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías, como ingenieros eléctricos, ingenieros en electrónica, científicos de la computación, ingenieros en informática e ingenieros en telecomunicaciones

Su trabajo es promover la creatividad, el desarrollo y la integración, compartir y aplicar los avances en las tecnologías de la información, electrónica y ciencias en general para beneficio de la humanidad y de los mismos profesionales.

ANSI (American National Standards Institute).

En español, Instituto Nacional Americano de Estándar, es una organización no gubernamental donde sus miembros apoyan, diseñan, adoptan y generan estándares en los Estados Unidos, aunque a veces muchos otros países también los adoptan. Es una organización sin ánimo de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos. La organización también coordina estándares del país estadounidense con estándares internacionales, de tal modo que los productos de dicho país puedan usarse en todo el mundo. Por ejemplo, los estándares aseguran que la fabricación de objetos cotidianos dentro de las plantas, como pueden ser los transformadores, se realice de tal forma que dichos objetos puedan usar complementos fabricados en cualquier parte del mundo por empresas ajenas al fabricante original. De éste modo, y siguiendo con el ejemplo de los transformadores, las empresas de generación eléctrica puede comprar accesorios para el mismo independientemente del país donde se encuentre y el proveedor del mismo.

CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos).

Agrupar a empresas eléctricas, fabricantes de bienes de equipo eléctrico, ingenierías, universidades y centros de investigación de todo el mundo, constituye uno de los foros técnicos de discusión y de investigación de dichos temas más importante a nivel mundial. Cubre los siguientes aspectos: investigación, desarrollo, tecnología de fabricación, y estudios de: equipos eléctricos, líneas de transmisión de alta tensión, cables subterráneos, subestaciones eléctricas, protecciones eléctricas, equipos de telecomunicaciones y telecontrol, interconexión de sistemas y sistemas de potencia.

NEC (National Electrical Code).

Reglamento oficial estadounidense para instalaciones eléctricas, pertenece a la NFPA, es actualizado y publicado año con año. Al igual que con cualquier código, en algunas ciudades norteamericanas omiten o modifican algunas partes de acuerdo a sus necesidades. La aplicación del contenido de este código es obligatorio para la aprobación y licencia de la construcción de grandes obras como una planta generadora.

NOM-001-SEDE-2005.

NOM-001-SEDE-2005, cuya observancia es de carácter obligatorio en todo el país, contiene una serie de aspectos técnicos relacionados con la seguridad y la correcta funcionalidad de los equipos eléctricos, por lo que el personal técnico relacionado con las instalaciones eléctricas de utilización, dedicado a las tareas de Proyecto, Diseño y Construcción, Verificación y Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas de utilización, debe conocer a profundidad para poder aplicarlos de una manera correcta.

NEMA (National Electrical Manufacturers Association).

En español Asociación Nacional de Manufacturas Eléctricas es una asociación industrial norteamericana, responsable de numerosos estándares industriales comunes usados en el campo de la electricidad. NEMA proporciona un foro para el desarrollo de normas técnicas que se encuentran en los mejores intereses de la industria y los usuarios, la promoción de la industria en las políticas legislativas y de asuntos regulatorios, y el análisis y difusión de datos de la industria. Además de su sede en Rosslyn Virginia, Estados Unidos. NEMA también tiene oficinas en Beijing, Sao Paulo y Ciudad de México.

NFPA (National Fire Protection Association).

En español, Asociación Nacional para la Protección contra Incendios, es reconocida alrededor del mundo como la fuente de mayor autoridad de conocimientos técnicos, datos, y consejos para el consumidor sobre la problemática del fuego y la protección y prevención. Su misión es reducir la cantidad mundial de incendios y otros riesgos que afecten la vida mediante el suministro de consenso y la promoción de códigos y normas, la investigación, la formación y la educación. Influyen en el proceso de diseño e instalaciones de los edificios de los EE.UU., y otros países que la utilizan.

UL (Underwriters Laboratories).

Ha sido una de las organizaciones más confiables y reconocidas en el área de pruebas, ensayos, certificación e información. UL colabora con los fabricantes para que cumplan y satisfagan los requerimientos comerciales de seguridad y calidad. Además de sus actividades de certificación, pruebas y ensayos de seguridad. Mediante su conocimiento y experiencia en prácticamente todos los sectores y sus respectivos requisitos reglamentarios, UL trabaja de cerca con sus clientes en la obtención de las marcas que ellos requieren, independientemente de que éstas sean para acceder al mercado nacional e internacional.

VDI (Association of German Engineers).

Centro de Ingenieros Alemanes (VDI por las siglas en alemán) es una asociación sin fines de lucro, con el propósito de "fomentar el intercambio científico-técnico alemán y promover el desarrollo industrial".

IIE (Instituto de Investigaciones Eléctricas).

El Instituto de Investigaciones Eléctricas tiene los siguientes objetivos:

- Realizar y promover la investigación científica, el desarrollo experimental y la investigación tecnológica, con la finalidad de resolver los problemas científicos y tecnológicos relacionados con el mejoramiento de la industria eléctrica.
- Contribuir a la difusión e implantación, dentro de la industria eléctrica, de aquellas tecnologías que mejor se adapten al desarrollo económico del país.
- Mantener relaciones efectivas con instituciones similares de otros países y con institutos académicos y de investigación tecnológica en el país.
- Brindar asesoría a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a la industria de manufacturas eléctricas y a las compañías de ingeniería y de servicios de consultoría relacionadas con la industria eléctrica.
- Proponer a la Secretaría de Energía (Sener) y a la CFE programas de investigación aplicada y tecnológica y los correspondientes planes de operación, inversión y financiamiento a corto, mediano y largo plazo.
- Patentar y licenciar las tecnologías desarrolladas y los resultados de la investigación que obtenga y que resulten procedentes.

EJERCICIOS

3.1. Calcular la potencia hidráulica de una turbina en Watts de las siguientes centrales, Infiernillo, Malpaso, Temascal y Villita si sabemos que:

$$P = 10^2 Q \cdot h \quad \text{Kg m / s}$$

$$102 [\text{kW}] = 1 \quad \text{Kg m / s}$$

Donde :

$$Q: \text{gasto de la turbina } \text{m}^3/\text{s}$$

$$h : \text{altura } \text{m}$$

a) Infiernillo

$$Q = 193.9 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$h = 101 \text{ m}$$

$$P = (10^2) * (193.9 \text{ m}^3/\text{s}) * (101 \text{ m}) * (102 \text{ kW m / s}) = 191.2 \text{ MW}$$

b) Malpaso

$$Q = 85 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$h = 215.2 \text{ m}$$

$$P = (10^2) * (85 \text{ m}^3/\text{s}) * (215.2 \text{ m}) * (102 \text{ kW m / s}) = 179.34 \text{ MW}$$

c) Temascal

$$Q = 89.9 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$h = 50.5 \text{ m}$$

$$P = (10^2) * (89.9 \text{ m}^3/\text{s}) * (50.5 \text{ m}) * (102 \text{ kW m / s}) = 44.46 \text{ MW}$$

d) Villita

$$Q = 192 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$h = 44 \text{ m}$$

$$P = (10^2) * (192 \text{ m}^3/\text{s}) * (44 \text{ m}) * (102 \text{ kW m / s}) = 82.82 \text{ MW}$$

3.2. Calculo de la eficiencia de la central termoelctrica petacalco

Calcular la eficiencia de la Carboeléctrica Petacalco, si sabemos que tiene instalada una capacidad de 2 100 MW, consumiendo 132 Tons / Hr de carbón por unidad, la central cuenta con 6 unidades generadoras y el poder calorífico del carbón es de 34.3 MJ / kg.

La eficiencia es
$$\eta = \frac{\text{Capacidad}_{\text{ instalada}}_{\text{ MW}}}{W_c * PC} * 100 \%$$

W_c : gasto de combustible PC : poder calorífico del carbón

$W_c = 792 \text{ Tons / Hr}$ PC = 29.7 MJ / Kg

1 MJ = 0.277 kW Hr

1 000 kg = 1 Tons

$$\eta = \frac{2100MW}{\frac{792Tons}{Hr} * \frac{29.7MJ}{Kg} * \frac{0.277kWhr}{MJ} * \frac{1000Kg}{1Tons}} * 100 \% = 32.0 \%$$

3.3. ¿De acuerdo a la siguiente tabla, cuál es la corriente de arranque I_L de un motor de inducción trifásico, de 15 hp, 208 V, de letra código F?

Letra Código nominal	rotor bloqueado KVA / hp	Letra Código nominal	rotor bloqueado KVA / hp
A	0 – 3.15	D	4.00 – 4.50
B	3.15 – 3.55	E	4.50 – 5.00
C	3.55 – 4.00	F	5.00 – 5.60
		G	5.60 – 6.30

Solución:

De acuerdo a la tabla proporcionada, el máximo número de KVA's / hp para la letra F, es de 5.6. Por lo cual, para este motor los KVA's de arranque máximos son:

$$I_L = \frac{S_{\text{arranque}}}{\sqrt{3} V_T}$$

Donde la potencia reactiva de arranque ó:

$$S_{\text{arranque}} = (\text{caballos de fuerza}) (\text{factor de letra código}) (15 \text{ hp}) (5.60 \text{ KVA / hp})$$

$$S_{\text{arranque}} = (15 \text{ hp}) (5.60 \text{ KVA / hp})$$

$$S_{\text{arranque}} = 84 \text{ KVA} = 84\ 000 \text{ VA}$$

Entonces:

$$I_L = \frac{84000 \text{ VA}}{\sqrt{3} (208 \text{ V})}$$

$$I_L = 233 \text{ A}$$

3.4. Un transformador monofásico, de 200 KVA, 13 200/2 200 V, 60 cps, tiene los siguientes datos de prueba:

	Volts	Amperes	Watts	Frecuencia	Volts
Circuito abierto	2 200	3.1	1 550	60 cps	12800
Corto circuito	210	90.9	2500	60 cps	

Determine los parámetros del circuito equivalente T referidos al embobinado de baja tensión.

Solución:

$$\text{Relación de espiras} = 12\,800 / 2\,200 = 5.82$$

Las corrientes nominales en alta y baja tensión son respectivamente:

$$I_H = 200 \times 10^3 / 13\,200 = 15.16 \text{ A}$$

$$I_L = 200 \times 10^3 / 2\,200 = 90.9 \text{ A}$$

De estos datos se saca en conclusión que tanto la prueba de circuito corto como la de circuito abierto se llevaron a cabo con instrumentos en el lado de baja tensión.

$$\text{Si } R = V_1^2 / P_{oc} = (2\,200)^2 / 1\,550, \text{ de donde } R = 3\,120.0 \, \Omega$$

$$\text{Sabido que: } Y_{oc} = I_\phi / V_1$$

$$Y_{oc} = 3.1 / 2\,200$$

$$Y_{oc} = 1.41 \times 10^{-3} \text{ mho}$$

$$\text{Además, sí: } b_{mag} = \sqrt{Y_{oc}^2 - g_c^2}; \quad g_c = 1 / R \quad g_c = 1 / 3\,120 = 0.321 \times 10^{-3}$$

$$|b_{mag}| = \sqrt{(1.41 \times 10^{-3})^2 - (0.321 \times 10^{-3})^2} = 1.374 \times 10^{-3} \text{ mho}$$

Así entonces:

$$X_{mag} = 1 / b_{mag}; \quad X_{mag} = 1 / 1.374 \times 10^{-3}$$

$$X_{mag} = 727.0 \, \Omega$$

Por otro lado, de la prueba de circuito corto, se determinan los componentes de la impedancia de dispersión.

Si sabemos que: $r_1' = r_2 = R_{sc} = P_{sc} / I_{sc}^2$; de la tabla:

$$P_{sc} = 2500 \text{ W}$$

$$I_{sc} = 90.9 \text{ A}$$

$$\text{Por lo cual: } R_{sc} = 2500 / (90.9)^2 = 0.303 \, \Omega$$

$$\text{Finalmente para obtener } X_{sc} \text{ tenemos: } X_{sc} = \sqrt{Z_{sc}^2 - R_{sc}^2}$$

$$\text{Donde: } Z_{sc} = V_{sc} / I_{sc}$$

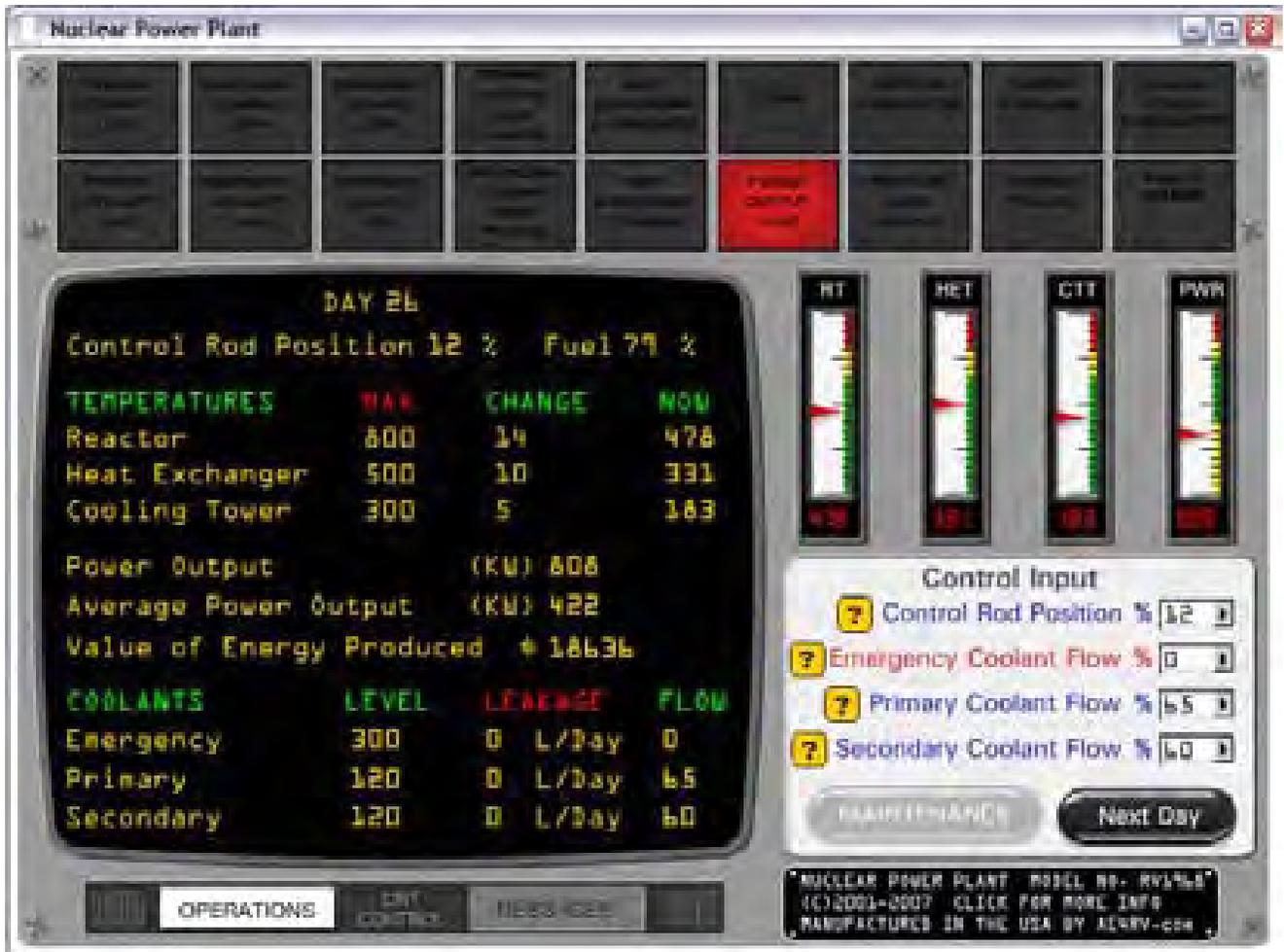
$$\text{de los datos de la tabla: } Z_{sc} = 210 / 90.9 = 2.31 \, \Omega$$

$$\text{Entonces: } X_{sc} = \sqrt{(2.31)^2 - (0.303)^2}$$

$$X_{sc} = 2.28 \, \Omega$$

CAPÍTULO 4

CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERADORES.



El suministro de la energía eléctrica en un sistema de potencia depende en todo momento de la variabilidad de la carga, la carga no se puede controlar, así que es vital para el sistema el control de los generadores para satisfacer la demanda eléctrica.

4.1. CONTROL DE GENERADORES.

Se analizarán las variables eléctricas y mecánicas de un generador síncrono para mantener ciertas variables eléctricas constantes, ya que de esto depende en buena parte el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia.

4.1.1. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.

El control ha jugado un papel vital en el avance de la ingeniería ya que se ha convertido en parte importante de los procesos de manufactura e industriales.

El primer trabajo significativo en control automático fue el regulador centrífugo de James Watt para el control de velocidad de una máquina de vapor.

El control por ejemplo resulta esencial en operaciones industriales como el control de presión, temperatura, humedad, etc.

La máquina de vapor desde el punto de vista del control es un sistema, ya que es una combinación de componentes que actúan conjuntamente y cumplen determinado objetivo, en este caso un desplazamiento.

Un sistema de control se puede explicar como una serie de acciones controladas sistemáticamente hacia determinado resultado o fin.

Estructura de un sistema de control en lazo cerrado.

Es aquella que mantiene una relación entre la señal de salida que es la señal que se mantiene bajo control y la entrada que es una referencia o el valor deseado, comparando ambas y utilizando la diferencia como parámetro de control.

Los sistemas de control de lazo cerrado son sistemas de control retroalimentados, tienen la siguiente estructura:

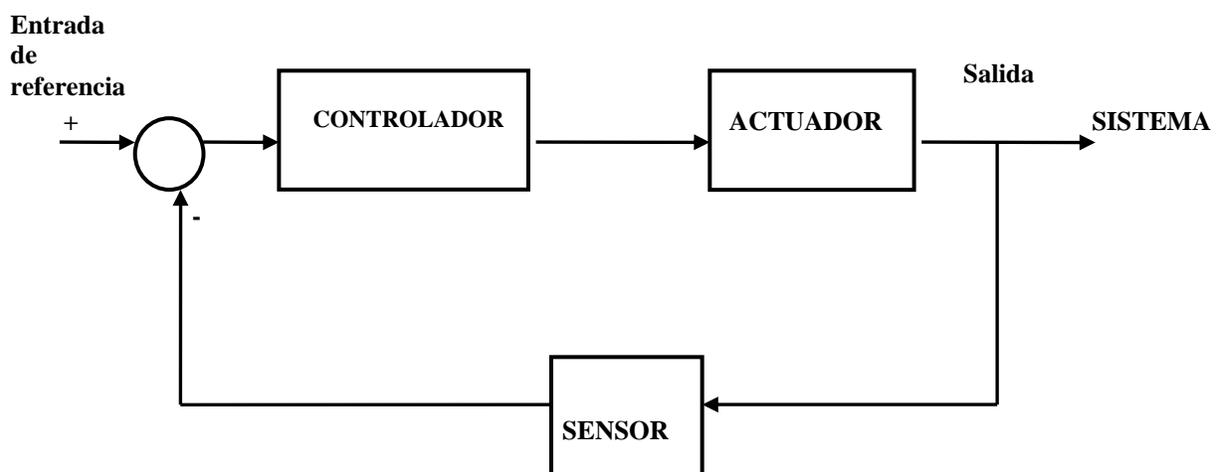


Figura. 4.1 Sistema de control lazo cerrado.

Estructura de un sistema de control en lazo abierto.

En este caso la señal de salida no tiene efecto sobre la señal de entrada, esta última señal es la de referencia. En esta estructura la salida ni se mide ni se retroalimenta para comparación con la entrada. Para cada señal de entrada corresponde una señal de salida, un sistema como este se muestra en la siguiente figura.

Cualquier sistema de control que funcione sobre una base de tiempo es en lazo abierto.



Figura. 4.2 Sistema de control lazo abierto.

Los tres elementos principales de un sistema de control son:

Instrumento de medición ó sensor; mide la variable que nos interesa y transmite la medida a un controlador.

El controlador compara el valor de la variable con un valor de referencia, de la comparación tenemos una señal de error que es enviada a un actuador.

El actuador es un dispositivo de control de la variable que actúa sobre el sistema para adecuar la salida de la variable con el punto de referencia.

Los dispositivos automáticos de la parte eléctrica de las centrales generadoras son fundamentalmente los siguientes:

- Gobernador de frecuencia o regulador de velocidad.
- Regulación automática de excitación del generador.
- Control automático de generación.

Es importante recordar que el estudio del generador eléctrico se hará bajo el modelo clásico o de polos lisos.

4.1.2. EL CONTROL MW-FRECUENCIA.

Cuando la potencia eléctrica o carga del generador se modifica se produce un desequilibrio entre la potencia mecánica de la turbina y la potencia eléctrica del generador, por lo que la frecuencia del generador o velocidad en el rotor se modifica, el generador debe responder a estos cambios por lo que se debe tener control sobre él.

Para comprender lo que se quiere decir con control de generación-frecuencia es conveniente examinar las causas que producen un cambio en variables como potencia mecánica y velocidad de la turbina, potencia eléctrica o frecuencia del generador.

Partiendo de su estado estable, donde la potencia eléctrica o carga P_e es igual a la potencia mecánica de la turbina P_m .

Así: $P_m = P_e$ (MW)	4.1
Como: $P = T\omega$ [MW]	4.2
$P_e = T_e\omega$ (MW)	4.3.a
$P_m = T_m \omega$ (MW)	4.3.b

Donde: T: par desarrollado y ω : velocidad angular.

Si se demanda de forma repentina la potencia eléctrica o carga del sistema, el par eléctrico T_e del generador aumenta para satisfacer el incremento de potencia o carga, mientras que el par mecánico T_m de la turbina permanece constante al inicio.

De la segunda ley de Newton: $J\alpha = T_m - T_e$ **4.4**

Donde: J : momento de inercia del rotor [Kgm^2].
 α : par de aceleración [Nm].

Para un aumento de potencia eléctrica o de carga la aceleración α es negativa.

Es decir el generador desacelera y la velocidad del rotor disminuye a medida que se libera energía cinética para satisfacer el incremento de potencia eléctrica o carga. En el generador la frecuencia disminuye ya que es proporcional a la velocidad del rotor.

Si disminuye la potencia eléctrica o carga la aceleración α es positiva.

El generador se acelera y la velocidad del rotor aumenta por que hay en el una energía cinética almacenada, es decir la potencia mecánica es mayor que la potencia eléctrica. La frecuencia en el generador aumenta ya que es proporcional a la velocidad del rotor.

La velocidad del rotor o frecuencia en el generador indica un equilibrio o desequilibrio del par eléctrico del generador T_e y el par mecánico de la turbina T_m .

Si disminuye la velocidad o la frecuencia, entonces T_e es mayor que T_m .

Si aumenta la velocidad o la frecuencia, entonces T_m es mayor que T_e .

La velocidad o la frecuencia es una señal de control para gobernar la potencia mecánica de la turbina a cambios de potencia eléctrica o de carga.

4.1.3. EL CONTROL MVAR-TENSIÓN.

El funcionamiento de los sistemas de potencia así como su futura expansión se debe en parte al estudio de flujos de potencia.

La información que se obtiene del estudio es, la tensión, la intensidad de corriente, potencia real, factor de potencia y potencia reactiva en varios puntos de la red eléctrica.

Por lo que resulta de vital importancia conocer el funcionamiento del generador para manipular las variables adecuadas para obtener de el la respuesta requerida por el sistema en un momento determinado.

Cuando una máquina síncrona se conecta a una barra infinita, su velocidad (ó frecuencia) y tensión en terminales permanecen fijos e inalterables a menos que existan cambios en la potencia de generador o variaciones en la corriente de campo.

Suponiendo que permanecen constantes la tensión en terminales y la frecuencia del generador, dos variables controlables son la corriente de campo y el par mecánico en la flecha. La variación de la corriente de campo en el generador, suministra o absorbe cierta cantidad de potencia reactiva al sistema eléctrico de potencia; y el par mecánico en la flecha controla el suministro de potencia real al sistema eléctrico de potencia.

Suponga que el generador está entregando potencia reactiva de manera de que haya cierto ángulo δ entre el voltaje en terminales V_{an} de la máquina y el voltaje generado E_{an} . La potencia compleja entregada al sistema por el generador está dada por.

$$S = P + jQ = V_{an} I_a^* = |V_{an}| |I_a| (\cos \theta + j \text{sen} \theta) \quad \mathbf{4.5}$$

Si se igualan las partes real e imaginaria en esta ecuación, se tiene:

$$P = |V_{an}| |I_a| \cos \theta \quad 4.6$$

$$Q = |V_{an}| |I_a| \operatorname{sen} \theta \quad 4.7$$

Se observa que Q es positiva para factores de potencia en atraso. Si se decide a mantener un determinado suministro de potencia P desde el generador al sistema de potencia eléctrico a voltaje constante, se debe conservar constante $|I_a| \cos \theta$, el segmento CB representa esta potencia real.

Bajo estas condiciones, conforme se varía la corriente directa de campo I_f , el voltaje generado E_{an} varía proporcionalmente, pero se conserva constante $|I_a| \cos \theta$.

En la figura 4.3 se observa el diagrama vectorial del generador, el segmento CB representa la potencia real y el segmento AB una potencia reactiva con una cierta corriente de excitación I_f .

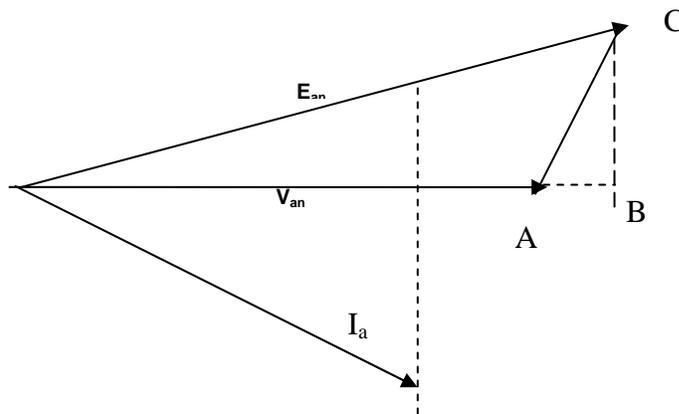


Figura. 4.3 Generador trabajando a cierta potencia P y Q .

En la figura 4.4 se observa el diagrama vectorial del generador, el segmento CB representa la potencia real que es la misma potencia real que en la figura 4.3 y el segmento AB representa una potencia reactiva más un incremento ΔQ debida a la variación de la corriente de excitación I_f .

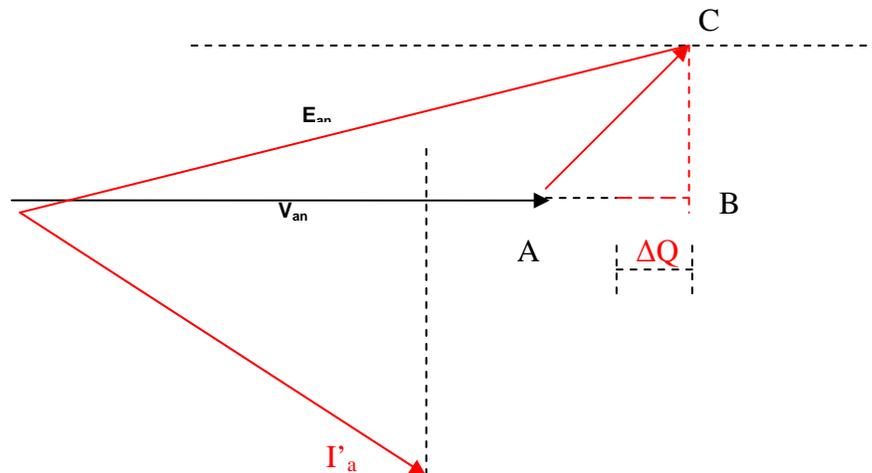


Figura. 4.4 Aumento de la potencia Q y potencia P constante.

Así la corriente de campo se puede modificar y este hecho nos permite ver la relación que hay entre la tensión en terminales y la tensión generada o inducida, ya que de la relación entre terminales se observa un comportamiento bien definido de la potencia reactiva.

Y se dice que la maquina está sobreexcitada o subexcitada según $|E_{an}| \cos \delta > |V_{an}|$ o $|E_{an}| \cos \delta < |V_{an}|$, respectivamente. Para la condición de la figura 4.5 el generador esta sobreexcitado y suministra potencia reactiva Q al sistema. Así desde el punto de vista del sistema, la máquina actúa como un capacitor.

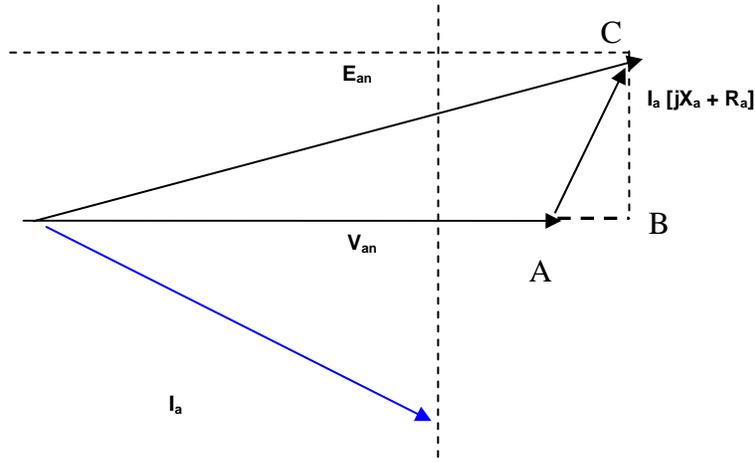


Figura. 4.5 Generador síncrono sobreexcitado.

La figura 4.6 corresponde a un generador subexcitado que suministra la misma cantidad de potencia real a una corriente en adelanto al sistema. El generador subexcitado toma la potencia reactiva del sistema y en estas condiciones actúa como inductor.

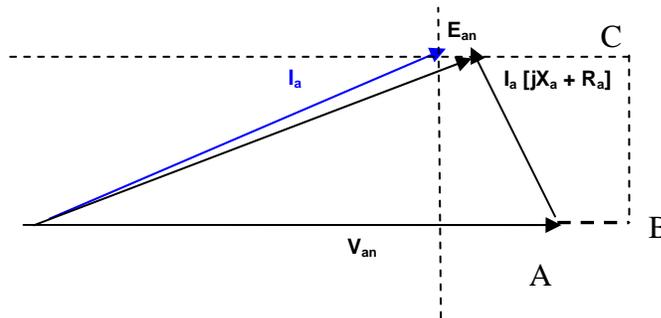


Figura. 4.6 Generador síncrono subexcitado.

Se define como excitación normal la condición en que $|E_{an}| \cos \delta = |V_{an}|$

4.1.4. EL REGULADOR DE VELOCIDAD.

El dispositivo que se encarga de mantener la velocidad del rotor o la frecuencia de la turbina en un valor determinado es el regulador o gobernador de velocidad, este dispositivo cuenta con los elementos principales de un sistema de control: sensor, controlador y actuador.

Cada elemento tiene una función que desarrollar en el dispositivo y a continuación se describe como lo hacen.

Se estudiará un regulador de velocidad del tipo, centrífugo de acción directa. Figura 4.7.

El funcionamiento de los tres elementos principales del sistema de control se describe a continuación:

La fuerza centrífuga de los pesos se compara continuamente con el punto de referencia, como establece el resorte del regulador, que se opone a la fuerza proveniente de los pesos del mismo. Para un incremento en la potencia eléctrica o carga, la velocidad desciende y la fuerza del peso se reduce, lo cual permite que el resorte empuje el uso del regulador hacia la izquierda. Entonces, la palanca pivotea y la válvula se desplaza hacia la derecha y se abre para incrementar el flujo de vapor y el par de rotación. EL desplazamiento de la válvula se hace por medio de un servomecanismo, así por medio de la posición que guarda la válvula, aumentara o disminuirá el flujo de vapor y el par de rotación. El elemento sensor es mecánico para este regulador.

La retroalimentación en el control es el resultado de aumentar la velocidad para igualarla, una vez más, con el punto de referencia del resorte del regulador y eliminar, así, el error.

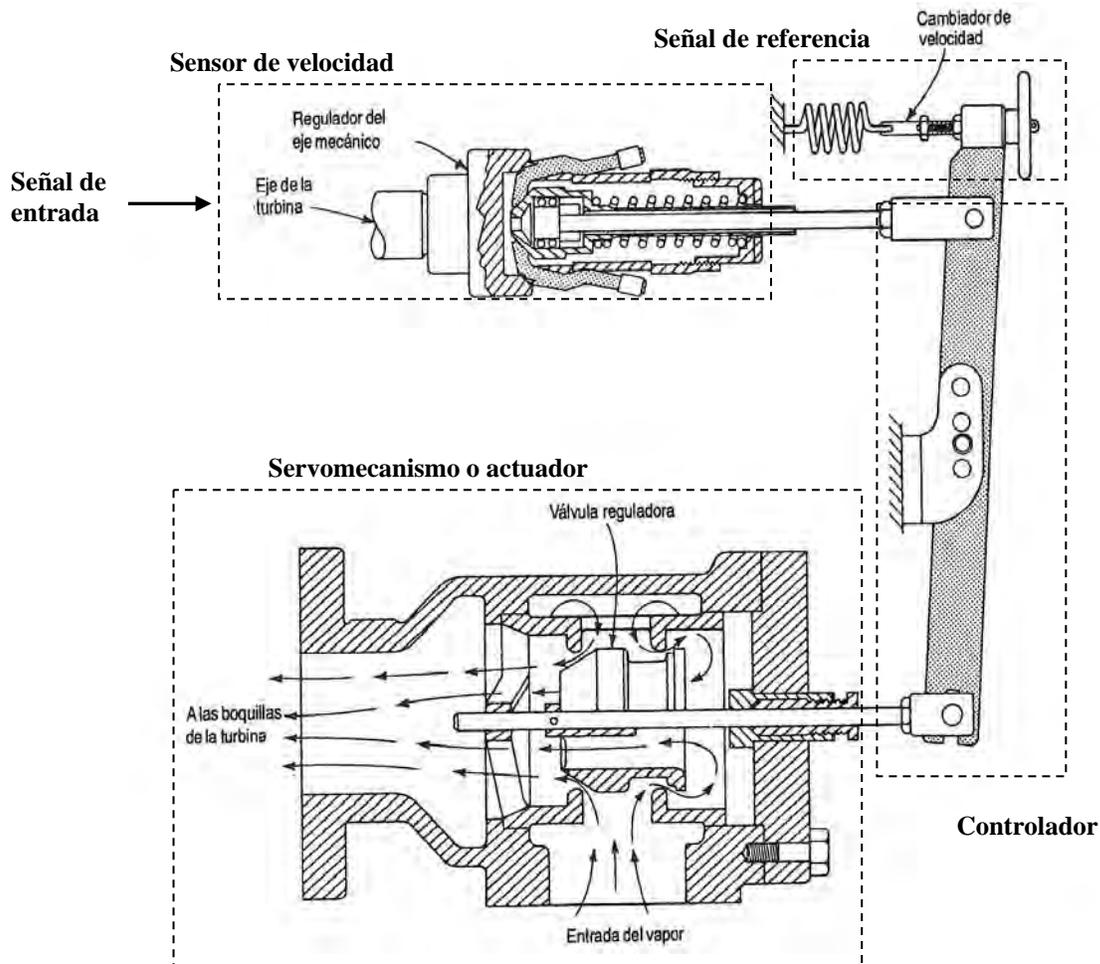


Figura. 4.7 Regulador de velocidad centrífugo de acción directa.

4.1.5. EL REGULADOR DE TENSIÓN.

El dispositivo que se encarga de mantener la tensión en terminales del generador constante estando el generador sometido a variaciones de carga es el regulador de tensión, este dispositivo cuenta con los elementos principales de un sistema de control: sensor, controlador y actuador.

En la figura 4.8 se observan los tres elementos principales de un sistema de control bien definidos, ya que el sensor esta compuesto por un transformador de tensión y un circuito rectificador; primero se reduce la tensión en terminales del generador y se rectifica este proceso da un valor de corriente directa.

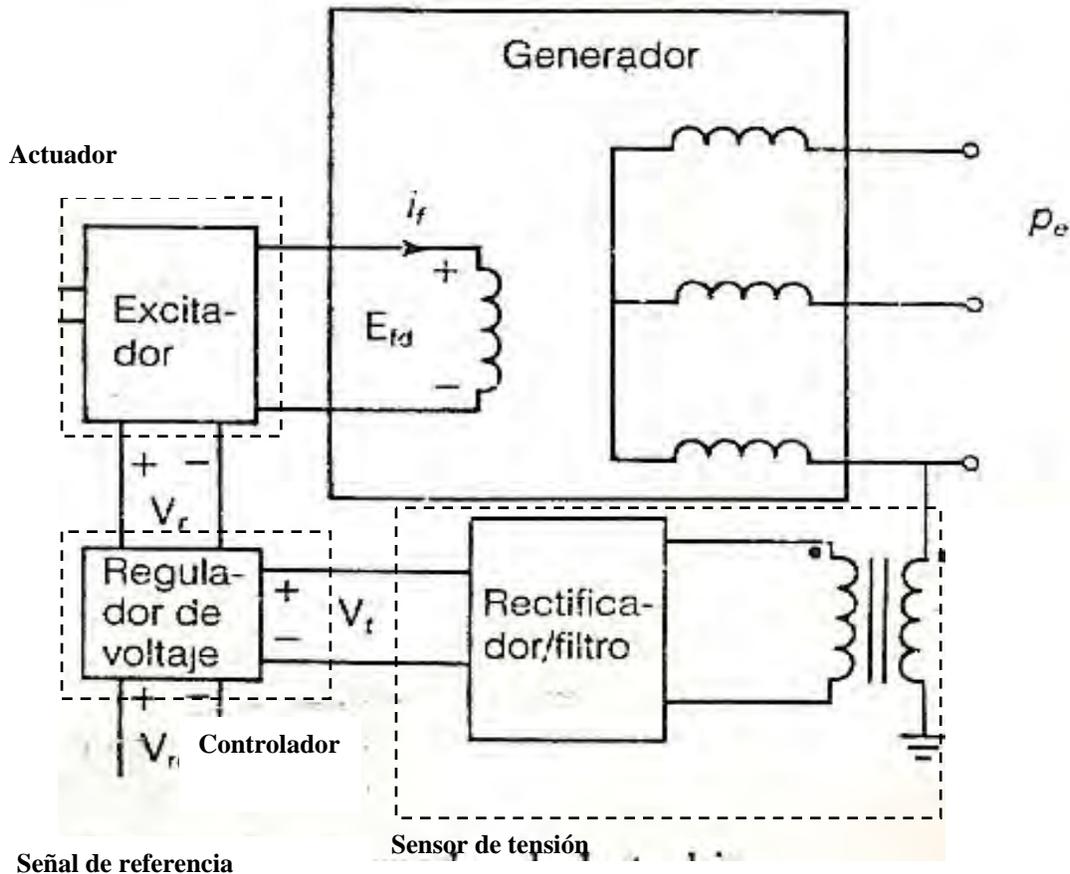


Figura. 4.8 Regulador de tensión.

El regulador de tensión compara la tensión en terminales del generador con un valor de referencia, una vez hecha la comparación, tenemos una señal de error que es enviada a la excitatriz (actuador).

El regulador de tensión en términos de control es un controlador, se ha hecho uso de términos de control para observar de qué elementos están compuestos los sistemas de regulación o control.

El actuador es una excitatriz o sistema de excitación, y esta por medio de una señal de tensión (señal de error) modifica el flujo de la corriente de campo I_f , para obtener la tensión de excitación y esta última modifica el voltaje en terminales del generador, al voltaje de referencia requerido.

La excitatriz o el sistema de excitación varía ya que depende de varios factores como el tipo de generador, la potencia del generador.

Algunos reguladores de tensión son: regulador Tirrill, figura 4.8 y regulador de sectores rodantes.

REGULADOR TIRRILL.

Consiste de un contacto que pone en corto circuito de forma intermitente una resistencia R en serie con el devanado de excitación. Su principio de funcionamiento está basado en las diferentes constantes de tiempo del circuito de excitación cuando la resistencia R está en corto circuito o no con el contacto. Cuando este contacto está cerrado la constante de tiempo del circuito de excitación, T_1 , $\left[T_1 = \frac{L}{R}\right]$, es mucho mayor que la constante de tiempo T_2 , $\left[T_2 = \frac{L}{R + R_{EX}}\right]$ del circuito cuando el contacto está abierto.

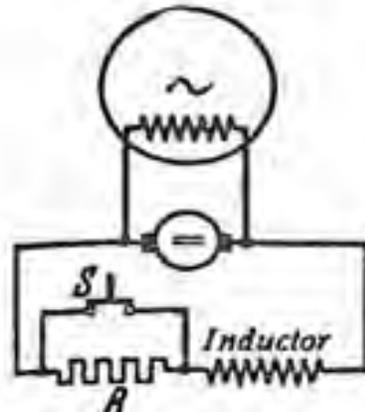


Figura. 4.8 Circuito simplificado de un regulador de tensión tipo Tirrill.

Por consiguiente, la intensidad de excitación y la tensión generada en la excitatriz, crece o decrece de forma exponencial, pero con distintas constantes de tiempo. Ver figura 4.9.

En régimen permanente el contacto está vibrando de forma permanente y la tensión sigue la curva 3. En el caso de que la tensión en terminales del generador aumente por una disminución de carga, el contacto queda abierto durante algunos ciclos de frecuencia y la tensión decrece según la curva 2.

En caso contrario, el contacto permanece cerrado algunos ciclos de frecuencia y la tensión aumenta.

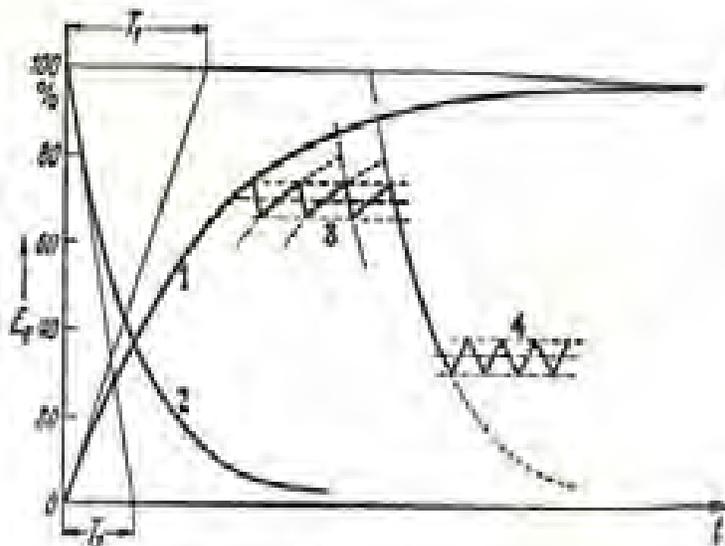


Figura. 4.9 Comportamiento del regulador de tensión.

4.1.6. SISTEMAS MODERNOS DE CONTROL.

4.1.6.1. CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA.

La operación de un sistema de potencia requiere lo siguiente:

1. La generación debe ser igual a la demanda en cada momento, esta potencia debe ser dividida entre los generadores en una determinada región, para alcanzar la óptima operación económica, es importante recordar que la demanda experimenta lentos pero amplios cambios durante las 24 horas del día.
2. Las magnitudes de voltaje en los buses deben permanecer cerca de sus valores indicados.
3. Las unidades generadoras deben operar dentro de los límites especificados de potencia real y potencia reactiva.
4. Las líneas de transmisión y transformadores no deben de ser sobrecargados.
5. Si el sistema de potencia es parte de uno más grande debe cumplir ciertos contratos de planeación de potencia a través de línea de enlace con sistemas vecinos.

Además para un análisis del sistema de potencia se puede observar:

1. Las interrupciones siguiendo una falla masiva en la red es motivo de un colapso en el sistema, los efectos pueden ser minimizados con una adecuada estrategia de prefalla.
2. Los análisis de flujo de potencia son muy importantes en la planeación de nuevas etapas de redes, adicionales a las ya existentes.

Los programas de computadora para flujo de potencia, comúnmente llamados flujo de carga, es la herramienta básica que investiga estas condiciones. Estos programas calculan la magnitud de tensión y ángulo en cada bus en un sistema de potencia; también los flujos de potencia real y reactiva para toda la red son calculados.

Los generadores son considerados fuentes de potencia.

El problema de flujo de potencia es por lo tanto formulado como un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineal adecuado para solucionarse por medio de un programa de cómputo.

Los siguientes medios son usados para el control en un sistema de flujo de potencia:

1. Primoteros y control de excitación del generador.
2. Conexión de bancos de capacitores Shunt, reactores Shunt y compensador estático de VAR.
3. Control del cambiador de tap y regulación de transformadores.

Un sistema eléctrico de potencia interconectado representa una red eléctrica con una gran cantidad de ramas y nodos, donde las líneas de transmisión constituyen las ramas y los buses se representan por nodos. Incluso la compañía de servicio eléctrico que presta un servicio a una comunidad urbana y rural con una población de 2 ó 3 millones de personas, para una red eléctrica que puede contener cientos de buses y miles de nodos, sin contar con la red de distribución.

Alguno de los buses están inyectando potencia hacia la red, mientras que la mayoría de los buses están suministrando potencia al sistema de distribución.

Dada una carga, esta puede ser abastecida por un conjunto de generadores en un infinito número de configuraciones de flujos de potencia o flujos de carga. La preocupación del análisis de flujo de potencia es el mecanismo físico que controla el flujo de potencia dentro de la red, pero también la selección del mejor o la óptima configuración de flujo de entre la mayoría de las posibilidades.

4.1.6.2. Control automático de generación.

En la operación de sistemas de potencia uno de los problemas más importantes es el control de generación, los objetivos principales de estos esquemas tratan de obtener buena regulación de frecuencia y economía en la asignación de generación.

Para un cambio de carga, los sistemas de regulación de las unidades generadoras dan lugar, en estado estable, a una desviación de velocidad o frecuencia, de acuerdo a su característica de regulación, lo que se conoce como regulación primaria. Por lo cual, para devolver al generador a su frecuencia nominal, será necesario cambiar su referencia de carga en forma automática o manual, a esta acción se le denomina regulación secundaria.

En un sistema de potencia real con cientos de generadores operando en línea, la regulación secundaria resulta ser una labor compleja y difícil de realizar en forma manual por los operadores del sistema. A esto, se suman los criterios económicos que tienen una importancia relevante para optimizar costos de operación, al efectuar el reparto de carga entre los generadores.

Para cumplir el doble compromiso de lograr el control de la frecuencia y la optimización de los costos de operación, el control automático de generación se ha hecho una herramienta indispensable en los centros de control modernos. Así podemos definir los objetivos del control automático de generación:

- Mantener la frecuencia del sistema en el valor deseado.
- Mantener el intercambio neto de potencia activa entre áreas de control en el valor programado.
- Realizar el reparto o localización de carga entre los generadores pertenecientes a cada área de control en los valores deseados para optimizar costos de operación.

CAPÍTULO 5

EL SISTEMA DE POTENCIA Y LAS PLANTAS GENERADORAS.



Después de haber analizado la estructura y control de una planta generadora, es importante saber su importancia dentro del sistema eléctrico de potencia, para lo cual analizaremos cada una de las partes que conforman este sistema, así como la relación e importancia que existe entre cada elemento que lo integran. Por otro lado también se analizará de manera más detallada la operación del generador, esto de acuerdo a sus estados de operación ya sea estable o transitorio, así como también los fenómenos y perturbaciones que pueden llegar a presentarse durante dicha operación.

5.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

5.1.1. LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), está conformado por cuatro elementos:

1. Generación,
2. Transmisión,
3. Distribución y
4. Utilización de la energía eléctrica.

Generación o producción: Como su nombre lo dice es la parte del SEP donde se realiza la generación de la energía eléctrica. Se encuentra conformado por una turbina, un sistema de control y una máquina síncrona funcionando como generador.



Figura. 5.1 Planta Hidroeléctrica.



Figura. 5.2 Planta Termoeléctrica.

Transmisión: Conformada por las redes de transmisión que interconecta a la zona de generación con la transmisión, esta etapa concluye cuando la energía es entregada a la subestación de distribución.



Figura. 5.3 Líneas de transmisión.

Distribución: Comienza en la subestación de distribución, la cual reducen la tensión de las áreas o zonas de transmisión y subtransmisión. Se envía la energía eléctrica a las diferentes zonas de los centros de carga.



Figura. 5.4 Subestación.

Utilización: Esta depende de la actividad del cliente, puede ser comercial, residencial o industrial. Cada uno de ellos compran energía eléctrica a un nivel de tensión de acuerdo a sus actividades. Por ejemplo a nivel de alta o extra-alta tensión se le suministra energía eléctrica a la industria del acero.

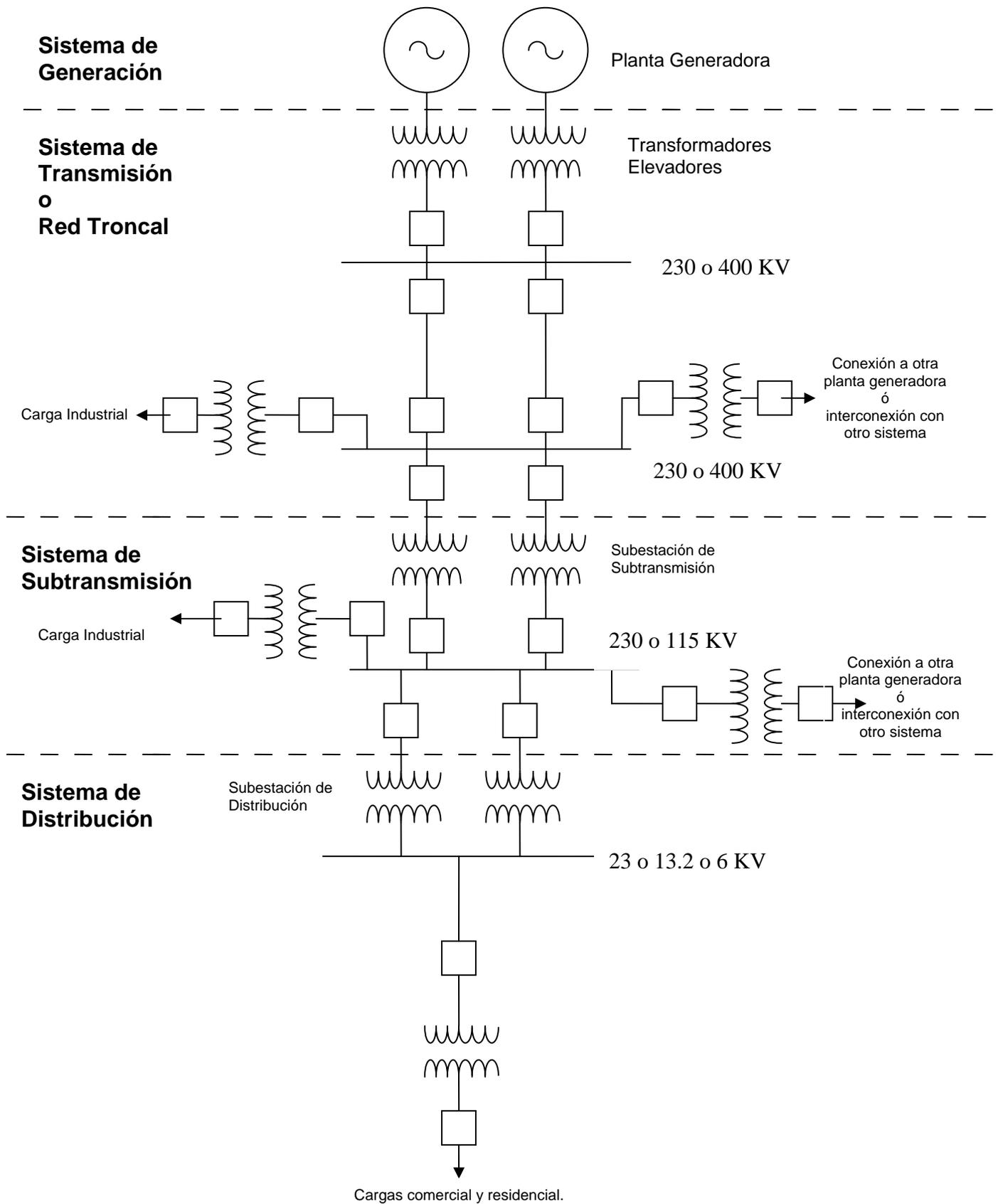


Figura. 5.5 Líneas de distribución.

Los cuatro elementos anteriores están destinados a la prestación del servicio de energía eléctrica. Para ello se cuenta con un órgano encargado de realizar el despacho de carga para satisfacer la demanda requerida del sistema valiéndose para ello de pronósticos estadísticos del consumo de energía, además de la administración de las unidades de las plantas generadoras durante periodos de 24 horas, entre otros.

En México dicho organismo es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

A continuación se presenta el gráfico que muestra la manera en que se encuentra el SEP en forma general.



Gráfica 5.6 Sistema Eléctrico de Potencia.

5.1.2. LAS RELACIONES ENTRE LOS DISTINTOS ELEMENTOS DEL SISTEMA.

Una manera práctica de describir todo el proceso que realiza el SEP es el siguiente: el generador produce energía eléctrica en media tensión y por medio de la subestación elevadora se convierte la energía en alta o extra alta tensión para la red de transmisión, la cual envía por medio de líneas de transmisión a un sistema de subtransmisión, que la reduce a alta tensión, a este nivel se puede alimentar a usuarios industriales. La energía continua siendo trasportada por medio de líneas al sistema de distribución, el cual se encuentra cerca o dentro de los centros de consumo y se encarga de reducir la tensión al nivel de media tensión. Esta reducción se envía por líneas aéreas o cables subterráneos a los centros de consumo, se alimenta a usuarios industriales y comerciales. Para la alimentación de energía eléctrica residencial se cuenta con trasformadores tipo poste o pedestal que reducen la tensión al nivel de baja tensión para su consumo.

En México, la máxima tensión en terminales del generador es de 23 kV, y por medio de la subestación elevadora se obtiene una tensión de 400 y 230 kV. Esta energía es enviada directamente al proceso de transmisión. Para la subtransmisión se tienen tensiones de entre 230 y 115 kV. El sistema de distribución usa medias tensiones de 23,13.2 y 6 kV. Finalmente para la alimentación residencial, la energía eléctrica llega a tensiones de entre 220 y 127 V entre fases para su consumo.

El órgano encargado de cumplir con el proceso que va desde la generación hasta distribución en sus respectivos niveles de tensión es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), creado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), dependiente de la Subdirección de Operación. La función del CENACE es realizar la administración del despacho de carga, dicho órgano supervisará la seguridad y la economía del sistema eléctrico, utilizando para ello todas las instalaciones y equipos del sistema.

Para realizar eficientemente su función el CENACE clasificará en subáreas de control cada área donde brindará el servicio de energía eléctrica mediante una planeación de la operación, un control de los diferentes factores involucrados en la generación y la distribución de la carga para lograr el correcto funcionamiento del SEP. Las áreas de control del CENACE son las siguientes:



Gráfica 5.7 Mapa de las áreas de control del SEN.

La administración del despacho de energía tiene funciones específicas en cuanto a instalaciones y equipos a dirigir, operar y supervisar la generación y seguridad de su área, para ello cuenta con los siguientes niveles:

-Primer nivel, constituido por el Centro Nacional (CENAL), su área es la red troncal, al cual se le confiere autoridad técnica y administrativa sobre los siguientes niveles.

-Segundo nivel, constituido por las áreas de control, se coordina con el primer nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos de operación y al cual se ha conferido autoridad técnica y administrativa sobre los siguientes niveles.

-Tercer nivel, constituido por las subáreas de control, se coordina con el primer nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos de operación y al cual se ha conferido autoridad técnica y administrativa sobre los siguientes niveles.

-Al cuarto nivel están comprendidos los centros de distribución, módulos de control y centros de generación, los que se regirán por sus reglamentos internos de operación.

Funciones y actividades del administrador del despacho de energía.

PLANEACIÓN

- Estudio de la planeación de la operación para el desarrollo del sistema eléctrico.
- Pronóstico de demanda y predespacho a corto y mediano plazo.
- Pronóstico de demanda y predespacho horarios.
- Estudio de la red.
- Elaboración de proyectos y convenios de interconexión con compañías nacionales o extranjeras.
- Concepción y actualización de los centros de operación.
- Coordinación de mantenimiento.
- Coordinación hidrotérmica.
- Selección de las herramientas de operación.

CONTROL

- Administración y coordinación de licencias.
- Supervisión de la operación de los equipos.
- Control de generación.
- Control de voltaje.
- Supervisión de la seguridad, continuidad, calidad y economía del servicio.
- Coordinación entre centros de operación.

OPERACIÓN

- Despacho y operación.
- Estadística de operación.
- Análisis de la operación.
- Desconexión de carga automática o manual.
- Adquisición de datos.
- Supervisión de maniobras y licencias.
- Control de niveles en las presas.

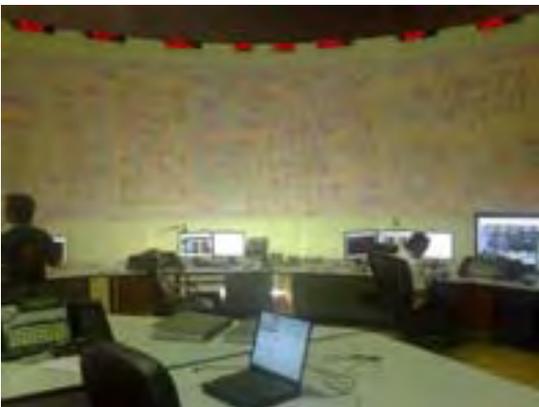


Figura. 5.8 Centro de control Oriental (ORI) en Puebla, Pue.



Figura. 5.9 Centro de control Noreste (NES) en Monterrey.

5.1.3. PERSONAL DE OPERACIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

El operador es el trabajador cuya misión principal es maniobrar el equipo a su cargo y vigilar eficaz y constantemente su funcionamiento.

Los operadores y todo trabajador que participe en la operación, deberá seguir el manual de operación de los procedimientos generales y demás procedimientos que se deriven y deberán anotar en el relatorio las novedades relevantes habidas durante su turno.

Abreviaturas de los operadores:

DNT Despachador Nacional de Turno.

IS Ingeniero de Sistema: Vigila permanentemente que la red conduzca energía conforme al plan del despacho de carga en el sistema, le notificará a los centros de generación bajo su control, el plan que contempla para que las unidades de las centrales apliquen los medios correctivos adecuados para optimizar la economía de utilización.

IAS Ingeniero Auxiliar de Sistema.

IST Ingeniero de Subtransmisión. Vigila que la red de subtransmisión conduzca energía. Manejan energía y potencia en un reducido número de circuitos (generadores, líneas, etc.), ya que el sistema de subtransmisión forma una malla.

IAST Ingeniero Auxiliar de Subtransmisión.

IOA Ingeniero Operador de Área. Vigila en torno a su área que la red conduzca energía, notificará a los centros de generación bajo su control, el plan que contempla para las unidades de las centrales.

IAT Ingeniero Auxiliar de Turno.

IOSA Ingeniero Operador de Subárea: Vigila entorno a su subárea que la red conduzca, notificara a los centros de generación bajo su control el plan que contempla para las unidades de las centrales.

OD Operador de Distribución: Vigila y manejan energía y potencia en un gran número de circuitos alimentadores, los cuales son todos radiales, es decir no se enlazan entre sí.

OE Operador de Estación: Ordena y ejecutar maniobras en el equipo a su cargo e informará a sus superiores de los accidentes personales, maniobras, licencias y hechos sobresalientes de todo aquello que afecte el buen funcionamiento del sistema o que en alguna forma esté relacionado con el mismo. Tomará y anotará periódicamente las lecturas de los aparatos de medición a su cargo, haciendo los resúmenes, cálculos e informes que se estipulen para la supervisión de la operación, pasando los datos anteriores a quien corresponda. En ausencia de un éste, todo trabajador involucrado en la operación, se convierte automáticamente en OE, en el momento de pasar información y llevar a cabo la ejecución de cualquier maniobra indicada por el centro de operación correspondiente.

SNT Supervisor Nacional de Turno.

5.2. OPERACIÓN DEL GENERADOR.

5.2.1. OPERACIÓN EN ESTADO PERMANENTE.

La operación en estado permanente o también conocido como estado estable es definido por la IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineer) como la condición de valor medio constante en donde las desviaciones de la frecuencia no exceden de $\pm 0.1\%$ del valor medio, y las desviaciones de potencia producidas no excedan $\pm 0.25\%$ del valor nominal. Es bajo estas condiciones que los sistemas de control, como el gobernador de frecuencia y el regulador de velocidad realizan los ajustes necesarios.

Por otro lado, debemos saber que a los generadores se les especifican dos parámetros eléctricos para que se conecten al sistema, estos son: tensión y frecuencia al que se encuentra el SEP.

Los elementos para mantener o ajustar el estado permanente son los siguientes:

Regulador de velocidad: realiza un cambio de generación al haber un cambio de frecuencia debido a un cambio de carga.

Excitador: ajusta la salida de la corriente de campo a fin de controlar la magnitud de la tensión en terminales del generador.

Regulador de tensión: compara la tensión en terminales del generador con el de referencia, obteniendo así la tensión de salida.

A continuación se presenta el diagrama de los elementos del generador.

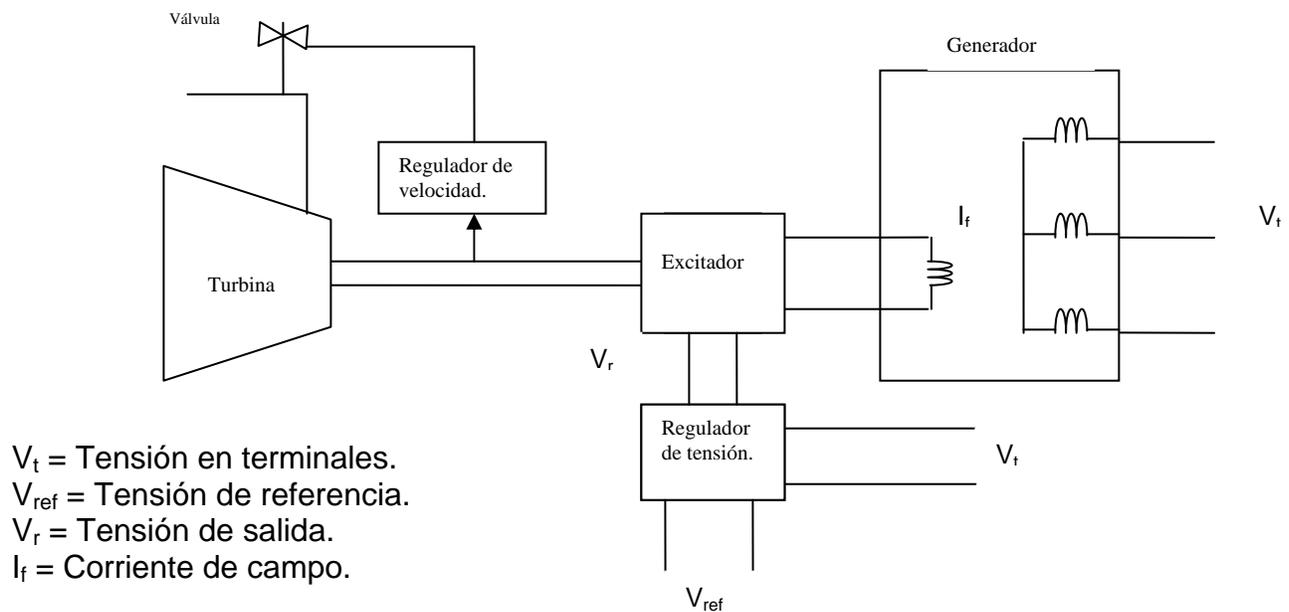


Gráfico 5.10 Diagrama de los elementos del generador.

Maniobras del estado permanente.

La tensión en terminales del generador V_t es censada por el regulador de tensión, que la compara con una tensión de referencia V_{ref} el cual es la tensión requerida por el sistema, si la tensión en terminales del generador V_t es menor que la tensión de referencia V_{ref} , entonces se entrega una tensión de salida V_r al excitador y este genera una mayor corriente de campo I_f en el devanado de campo del generador. De igual forma si la tensión en terminales V_t es mayor que la tensión de referencia V_{ref} la tensión de salida V_r en el excitador hace que este entregue menor corriente de campo I_f al devanado de campo del generador.

El regulador de velocidad en la turbina ajusta la posición de la válvula para controlar la salida de potencia mecánica p_m de la turbina. Cuando se eleva (o disminuye) un nivel de potencia de referencia p_{ref} , el regulador mueve la válvula en la dirección de abrir (o cerrar) para incrementar (o disminuir) la potencia mecánica p_m . El regulador de la turbina también vigila la velocidad del rotor ω_m , que se utiliza como señal de retroalimentación para controlar el balance entre la potencia mecánica p_m y la salida de la potencia eléctrica p_e . Despreciando las pérdidas, si la potencia mecánica p_m es mayor que la potencia eléctrica p_e , la velocidad del rotor ω_m aumenta y el regulador de la turbina mueve la válvula en la dirección de cierre para reducir la potencia mecánica p_m . De manera similar, si la potencia mecánica p_m es menor que la potencia eléctrica p_e del generador, la velocidad del rotor ω_m disminuye y el regulador de la turbina mueve la válvula en la dirección de abrir.



Figura. 5.11 Generador de energía eléctrica.

5.2.2. OPERACIÓN EN ESTADO TRANSITORIO.

Cualquier régimen transitorio aparece como resultado de la variación de los parámetros del sistema, provocada por una acción perturbadora, en donde aparecen desviaciones iniciales de los parámetros de régimen.

Las perturbaciones son por lo general producidas por disturbios, cortocircuitos, cambios bruscos e importantes de la carga, cambios de la configuración del sistema de interconexión por la desconexión o ya sean fallas del equipo, de los generadores, de los transformadores, de las líneas, etc.

La consecuencia de presentarse el estado transitorio es la pérdida de tensión y frecuencia a la que se encuentra el generador en su estado permanente; en el estado transitorio los sistemas de control como el gobernador de frecuencia o el regulador de velocidad realizarán ciertas maniobras para retornar al estado permanente.

Los parámetros a observar en este estado son la frecuencia, y la tensión en terminales. Un elemento auxiliar para mantener la tensión en terminales es el excitador ya que con la corriente de campo del generador se obtiene la tensión requerida por el sistema.

Los elementos para mantener o ajustar el estado transitorio son el regulador de la turbina para la parte mecánica y para la parte eléctrica el excitador.

Para ello es necesario observar el par de la turbina, la velocidad angular del rotor, y por medio del regulador de velocidad se realiza el control del par y de la velocidad.

Causas del estado transitorio.

El estado transitorio en su parte mecánica se da por un cambio brusco en el par de la turbina, por lo que el regulador de velocidad abrirá o cerrará válvulas para ajustar la velocidad del par de la turbina.

En el estado transitorio en su parte eléctrica se presentan dos fenómenos que son la sobrecorriente y la sobretensión.

El fenómeno de sobretensión tiene por ajuste a un elemento tal como el excitador, el cual tiene un rango de operación cuando se presente la pérdida de generación o de carga.

La sobretensión debido a sobreexcitación, se debe a dos factores; cuando hay una pérdida súbita de carga y cuando hay una pérdida de generación. En ambos casos se presenta una diferencia de tensión considerable entre la tensión de referencia y la tensión en terminales, por lo que el excitador entrega una elevada corriente de campo I_f al núcleo del generador.

Para las sobretensiones debido a la autoexcitación, el cual es un caso que ocurre muy pocas veces y es debido a la apertura de un interruptor.

En el caso de las sobretensiones por una sobrevelocidad se debe a que crece la velocidad angular del rotor debido a un rechazo de carga. Para ello se debe monitorear el valor de la velocidad angular que ocasiona esta sobrevelocidad en el rotor del generador.

En las sobrecorrientes se presentan dos tipos de cortocircuitos, el asimétrico y el trifásico.

En el cortocircuito asimétrico se presenta cuando una o dos fases van tierra o al contacto entre dos fases.

El cortocircuito trifásico se debe al contacto de las tres fases.

5.2.3. SOBRETENSIONES.

Una sobretensión es cualquier tensión entre fases o entre fase y tierra, cuyo valor de cresta sea mayor que el valor de cresta de la tensión máxima de operación entre fases o de fase a tierra del sistema respectivamente.

$$V_{p,u} > \frac{V_f \sqrt{3}}{V_m \sqrt{2}}$$

De acuerdo con la norma de IEC 71. Las sobretensiones se clasifican de acuerdo a las siguientes clases y formas:

Clases	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Forma de tensión					
Intervalos de las formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz}$ $T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} < T_1 < 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_2 < 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_2 < 30 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_2 < 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_s < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_s < 300 \text{ kHz}$ $T_2 \leq 3 \text{ ns}$
Forma de tensión normalizada	$f = 50 \text{ Hz}$ T_1 (*)	$48 \text{ Hz} < f < 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_2 = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_2 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	(*)
Prueba de agudaje normalizada	(*)	Prueba de corte durante la frecuencia del sistema	Prueba de impulso por maniobras	Prueba de impulso por rayo	(*)

Tabla 5.1 Clases y formas de sobretensiones.

Como se observa en la tabla las sobretensiones se dividen en dos: las de baja frecuencia y transitorias.

5.2.3.1. SOBRETENSIONES DE BAJA FRECUENCIA.

Estas sobretensiones pueden ser permanentes y temporales.

Las sobretensiones permanentes tienen las siguientes características:

- Son tensiones oscilatorias de duración larga no amortiguados.
- Están en el rango de 0 a 5% arriba de la tensión nominal del sistema.
- El sistema continúa operando en estado permanente al realizarse maniobras.

Las sobretensiones temporales tienen las siguientes características:

- Son tensiones oscilatorias de duración relativamente larga, no amortiguados o ligeramente amortiguados.
- La estimación precisa de su probabilidad de ocurrencia es esencial para determinar las características de los apartarayos para la atenuación de las mismas.
- Se clasifican en los siguientes grupos:

GRUPO 1

Sobretensiones temporales con frecuencia de oscilación muy cercana a la frecuencia de operación del sistema, producidas por:

- a) Pérdida repentina de carga.
- b) Cortos circuitos asimétricos.
- c) Efecto capacitivo en líneas de transmisión largas.
- d) Resonancia en circuitos lineales.
- e) Resonancia inducida entre circuitos acoplados.
- f) Oscilaciones armónicas en circuitos no lineales.

GRUPO 2

Sobretensiones temporales con frecuencia de oscilación mayor a la frecuencia de operación del sistema (oscilaciones forzadas con armónicas superiores pares o impares).

Básicamente existen dos casos de importancia práctica:

- Resonancia de estado estable.
- Resonancia transitoria.

GRUPO 3

Sobretensiones temporales subarmónicas. Son características en líneas de transmisión con compensación en serie; en algunas ocasiones su probabilidad de ocurrencia llega a 10%, aunque para un sistema bien diseñado esta probabilidad es cercana a cero.

La magnitud de las sobretensiones transitorias en sistemas de potencia reales no llega a valores mayores de 2 pu.

5.2.3.2. SOBRETENSIONES DE ALTA FRECUENCIA O TRANSITORIAS.

Estas sobretensiones son transitorias de frente lento, rápido y muy rápido.

Las sobretensiones transitorias de frente lento tienen las siguientes características:

- Se presentan por la energización y reenergización de líneas, fallas y liberación de fallas, rechazos de carga, maniobras de corrientes inductivas y capacitivas, así como por el Impacto de un rayo lejano a los conductores de líneas aéreas.
- La duración del frente y de la cola pueden ser desde decenas hasta miles de microsegundos. Son oscilatorias por naturaleza.
- Con una duración corta (pocos milisegundos), fuertemente amortiguadas se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 kHz.

Las sobretensiones transitorias de frente rápido tienen las siguientes características:

- Su origen son sobretensiones por rayo en líneas aéreas y en estaciones receptoras, maniobras y cortocircuitos.
- Son generalmente unidireccionales, de duración muy corta y amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal.

Las sobretensiones transitorias de frente muy rápido tienen las siguientes características:

- Dependiendo del origen pueden ser oscilatorias o unidireccionales, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.

Una sobretensión en el generador con una frecuencia en valor nominal provoca el fenómeno denominado sobreexcitación que a continuación se estudia.

5.2.3.3. SOBRETENSIONES EN EL GENERADOR.

La sobreexcitación de un generador ocurrirá cuando la relación tensión frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales del equipo, exceda los límites de diseño en cuanto al nivel de esfuerzo del campo eléctrico y de la capacidad del aislamiento del devanado del estator del generador. Las normas ANSI/IEEE han establecido el límite de 1.05 pu en generadores. Es decir los límites para V/Hz y sobretensiones excesivas de generadores como los de rotor cilíndrico deben ser capaces de operar hasta con el 105% de la tensión nominal. Cuando esta relación de V/Hz es excedida, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador.

En términos generales la sobreexcitación se observa cuando se presentan fallas en el control automático de tensión y cuando hay una reconexión de carga con el regulador automático de tensión.

En el caso de presentarse fallas en el control automático de tensión éstas suceden por:

-Arranque inadvertido del regulador automático de tensión. Puede ocasionar un daño por sobreexcitación. El regulador automático puede incrementar la corriente de campo y con ello mantener el flujo de campo necesario para la tensión de salida en el rango.

-Sincronización al sistema de potencia. Puede prevenir condiciones excesivas V/Hz como resultado de un error del operador, pero las fallas dentro del regulador de tensión y de circuitos asociados pueden causar sobreexcitación afectando la sincronización del generador y del transformador conectado.

-La pérdida de la señal de tensión del generador en el regulador. El regulador puede responder impulsando la corriente de campo para un incremento en un intento de corregir la condición. El regulador puede mantener máxima corriente de campo si el operador fuerza al regulador automático hasta que se acciona la protección de sobrecorriente. En cada caso, la tensión terminal resultante puede excederse del rango y tanto el generador como el equipo conectado pueden sufrir daño por sobreexcitación.

5.2.4. CONEXIÓN A TIERRA.

Una conexión a tierra es necesaria para limitar las sobretensiones, eliminar fallas a tierra, proporcionar baja impedancia a las corrientes de falla debido ya sea por un cortocircuito o por una sobretensión externa (un rayo o descarga). Da mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Los generadores son conectados en estrella, con el neutro a tierra, para así eliminar las sobretensiones en el neutro. Comúnmente hay dos tipos de puesta a tierra: de alta y baja impedancia.

5.2.4.1. PUESTA A TIERRA DE BAJA IMPEDANCIA.

La puesta a tierra de baja impedancia es generalmente utilizada, cuando unidades generadoras múltiples son operadas sobre un bus común, o cuando están directamente conectadas a buses de carga sin una transformación de tensión. Este método de puesta a tierra es ilustrado en la figura 5.12.

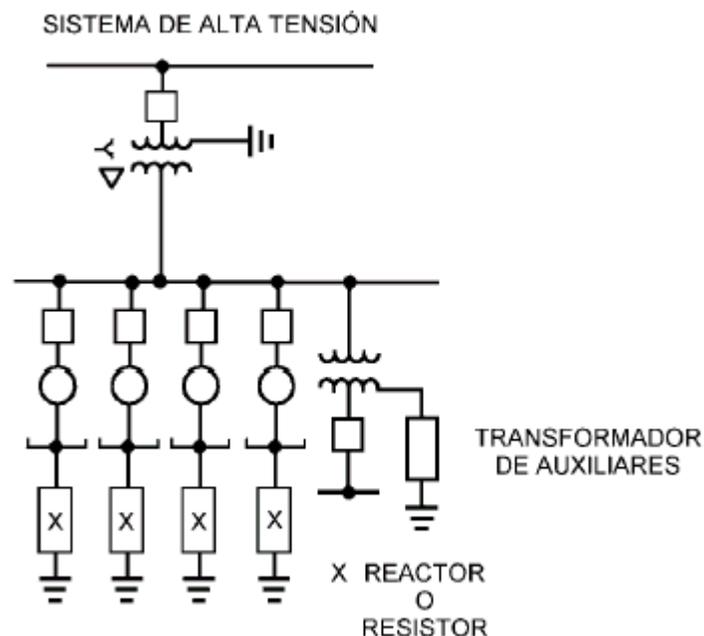


Figura. 5.12 Generadores conectados a un bus común que comparten un transformador de unidad.

El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución del generador para una falla de línea a tierra a un rango de corrientes generalmente entre 200 A y 150% de la corriente de carga nominal.

Hay cuatro maneras de conectar el neutro a tierra en baja impedancia, estas son:

- Conexión sólida a tierra.
- Conexión sólida con resistencia no inductiva.
- Conexión a través de una bobina inductiva.
- Conexión a través de una reactancia limitadora de corriente en paralelo con una resistencia.

Conexión sólida a tierra. En este caso el neutro del generador es directamente unido a tierra, a través de un cable o barra de cobre de muy baja resistencia, sin ninguna impedancia entre el neutro del generador y tierra.

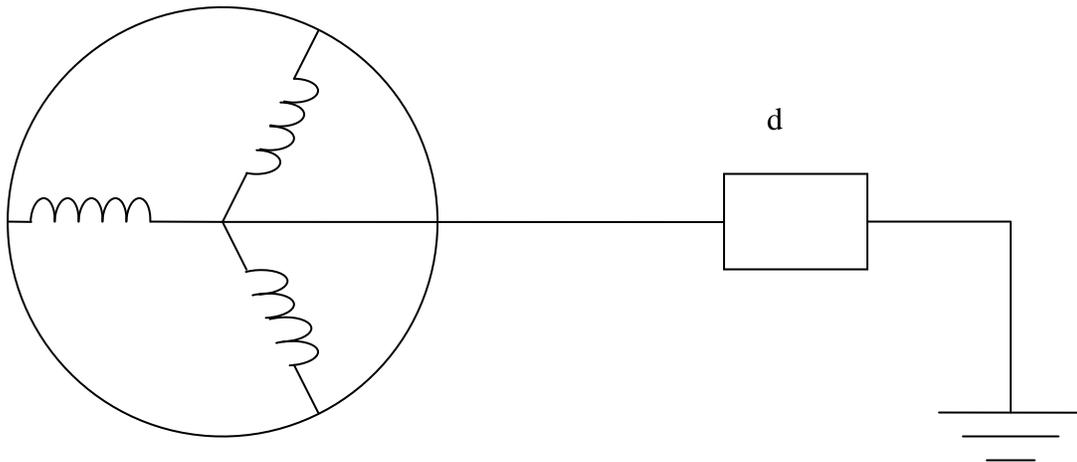


Figura. 5.13 Conexión sólida a tierra.

En la figura 5.13 se observa un interruptor automático “d”, el cual constituye un elemento de protección para generadores en paralelo al sistema de barras colectoras. Para generadores que trabajan individualmente basta con gruesos conductores a tierra de poca resistencia para que el punto neutro de la estrella no se desplace, ya que los interruptores en un sistema de varias unidades acopladas tienen como objetivo principal, estabilizar el neutro de cada generador.

Conexión sólida con resistencia no inductiva. Puede también agregarse a la barra de conexión una resistencia baja no inductiva entre el neutro del generador y el interruptor, como lo muestra la siguiente figura 5.14, debiendo ser el valor de r tal que permita un amplio flujo de corriente de cortocircuito, no inferior a la requerida para la operación de la protección en los circuitos de salida de poca capacitancia.

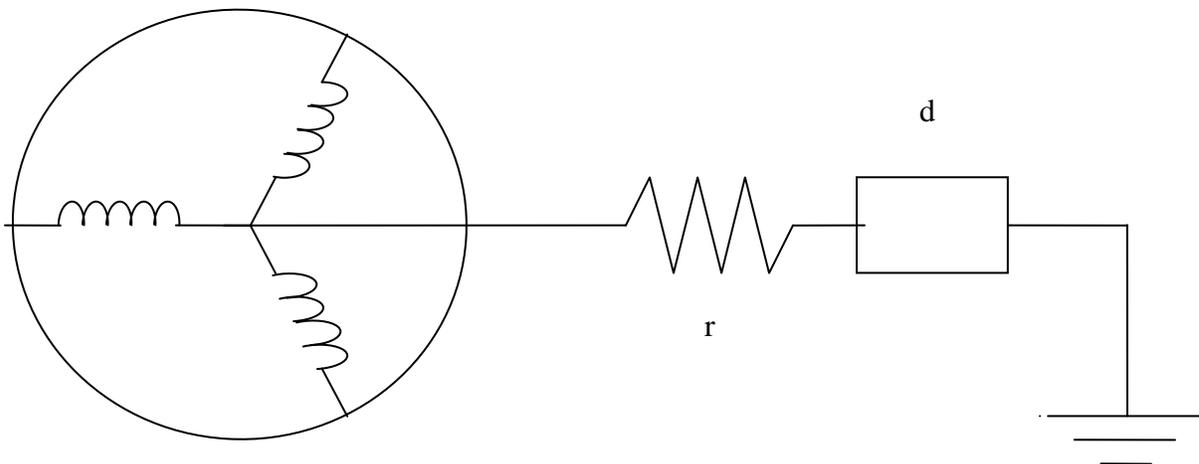


Figura. 5.14 Conexión sólida con resistencia no inductiva.

Este tipo de conexión es inadecuada para grandes generadores por el espacio ocupado por las resistencias tan bajas para elevados amperajes.

Conexión a través de una bobina inductiva. Esta conexión no es una unión sólida a tierra, aunque es de uso muy generalizado. La unión ofrece algunas ventajas como una baja impedancia para las corrientes de falla o cortocircuito de línea a tierra que pasa por ella no dando lugar a tensiones de valor que pueden causar averías a los embobinados del generador.

Se tiene en la figura 5.15 un generador trifásico en estrella con neutro conectado a tierra a través de la bobina B de autoinducción. Entre los conductores de las líneas 1, 2, 3 y tierra existen una alta capacitancia.

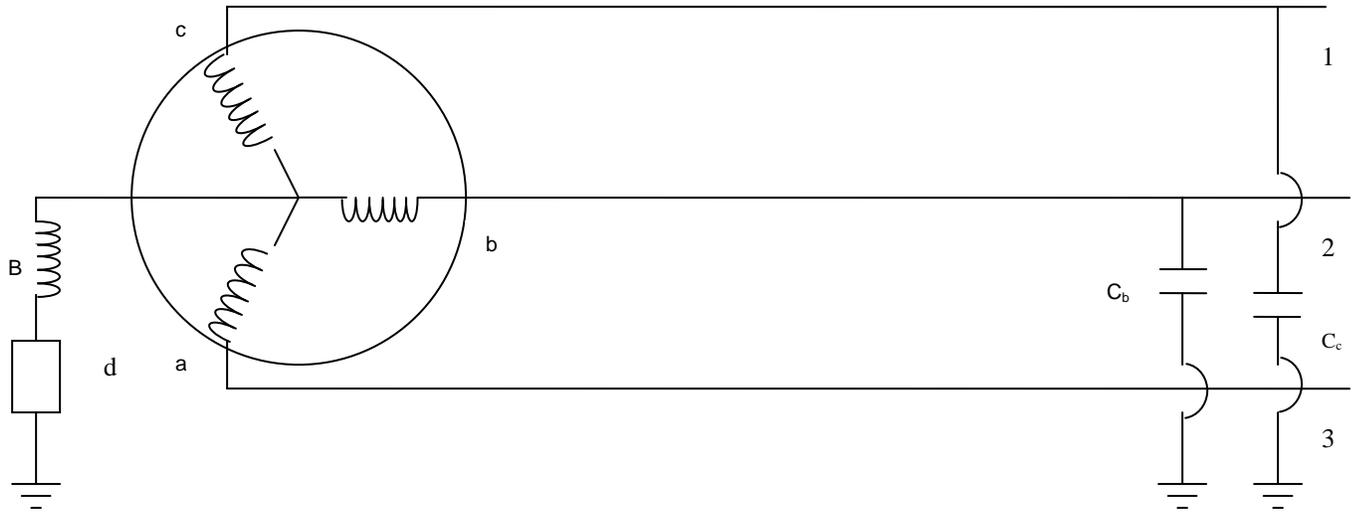


Figura. 5.15 Conexión a través de una bobina inductiva.

Entre las ventajas que este sistema de unión neutro-tierra ofrece, se destacan las siguientes:

1. Desaparecen las caídas peligrosas de tensión en el lugar del cortocircuito, a causa de la compensación que se establece entre fases, sólo puede fluir una pequeña porción de corriente a tierra en dicho punto.
2. El arco a tierra desaparece rápidamente sin excederse a las líneas no falladas (salto de corriente por descarga atmosférica de alto potencial).
3. Al extinguirse el arco de la tensión de la línea fallada se recupera gradualmente hasta adquirir su valor normal de tensión por fase.

Conexión a través de una reactancia limitadora de corriente en paralelo con una resistencia. Cuando varios generadores en estrella están conectados a tierra a través de un sistema de cables o barras conectadas al sistema de tierra figura 5.16.

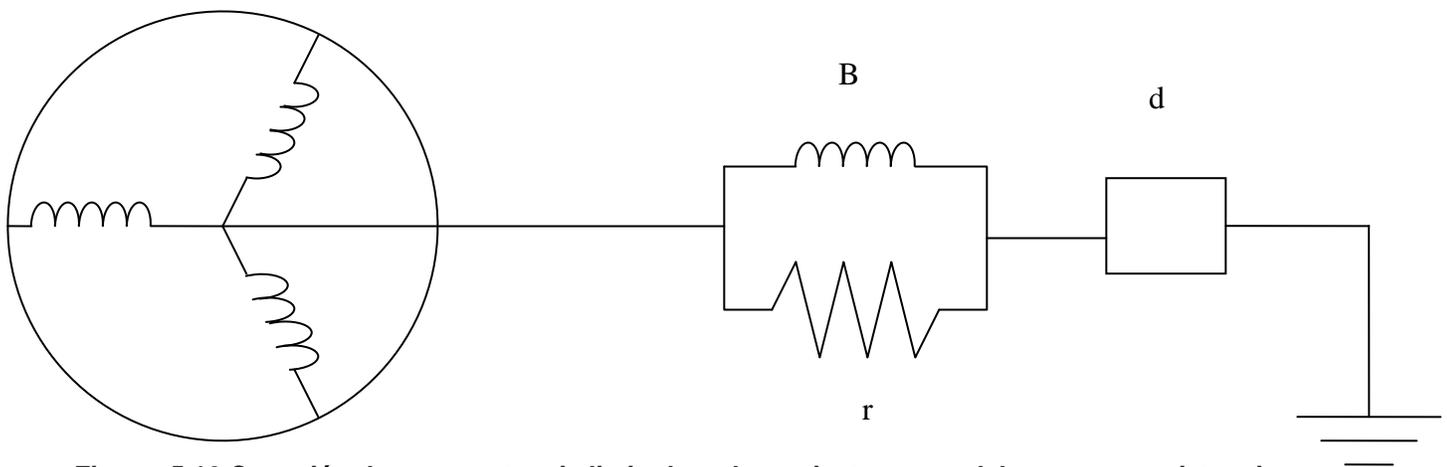


Figura. 5.16 Conexión de una reactancia limitadora de corriente en paralelo con una resistencia.

5.2.4.2. PUESTA A TIERRA DE ALTA IMPEDANCIA.

La puesta a tierra de alta impedancia hace que las corrientes de falla a tierra sean reducidas a bajos niveles, típicamente de 5 a 25 Amperes. Es utilizada en generadores conectados en forma unitaria.

La puesta a tierra del neutro del generador con alta impedancia es ilustrada en la figura 5.17. Este es principalmente utilizado en sistemas en conexión unitaria, sin embargo, puede también ser usado en generadores cross-compound donde un devanado está generalmente puesto a tierra a través de alta impedancia.

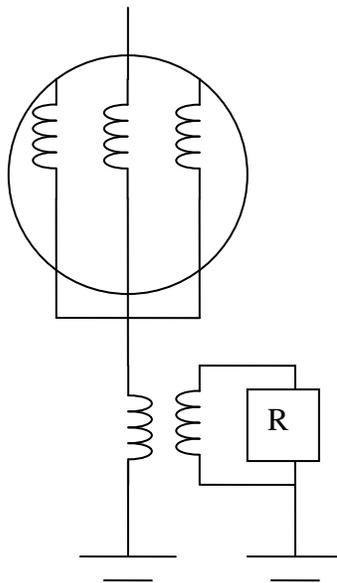


Figura. 5.17 Generador puesto a tierra con alta impedancia.

La puesta a tierra del neutro del generador con alta resistencia utiliza un transformador de distribución con un valor de tensión primaria mayor o igual al valor de la tensión línea-neutro del generador y una tensión secundaria de 120 V ó 240 V. El transformador de distribución debe tener suficiente capacidad de sobretensión de forma que no se sature con fallas de línea a tierra con la máquina operada al 105% de tensión nominal. El resistor secundario es usualmente seleccionado de manera que para una falla de línea a tierra en las terminales del generador, la potencia disipada en el resistor sea aproximadamente igual a los volts-amperes reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de todos los transformadores conectado a las terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla de línea a tierra es generalmente limitada de 3 a 25 amperes primarios.

Tabla de conexión a tierra.

La tabla siguiente describe a partir del cálculo de reactancias y de los términos X_0 / X_1 y R_0 / X_1 , si el generador pertenece a alguna clase, además de si está o no aterrizado. Donde las variables X_0 = reactancia de secuencia cero, X_1 = reactancia de secuencia positiva y R_0 = resistencia de secuencia cero.

Clase	Descripción	X_0 / X_1	R_0 / X_1	Coefficiente de aterrizamiento (kA)
A	Aterrizado	-----	-----	0.75
B	Aterrizado	< 3	< 1	0.8
C	Aterrizado	3 a ∞	1 a ∞	1.00 - 1.5
D	No aterrizado	- 40 a - ∞	-----	1.10 - 2.05
E	No aterrizado	0 a - 40	-----	-----

Tabla 5.2 Conexión a tierra.

Los sistemas clase A tienen el neutro conectado a tierra. Estos sistemas son trifásicos de cuatro hilos, multiaterrizados a lo largo del circuito.

Los sistemas clase B están efectivamente aterrizados, tienen la relación X_0 / X_1 positiva y menor que 3, y la relación R_0 / X_1 menor que 1 en cualquier punto del sistema.

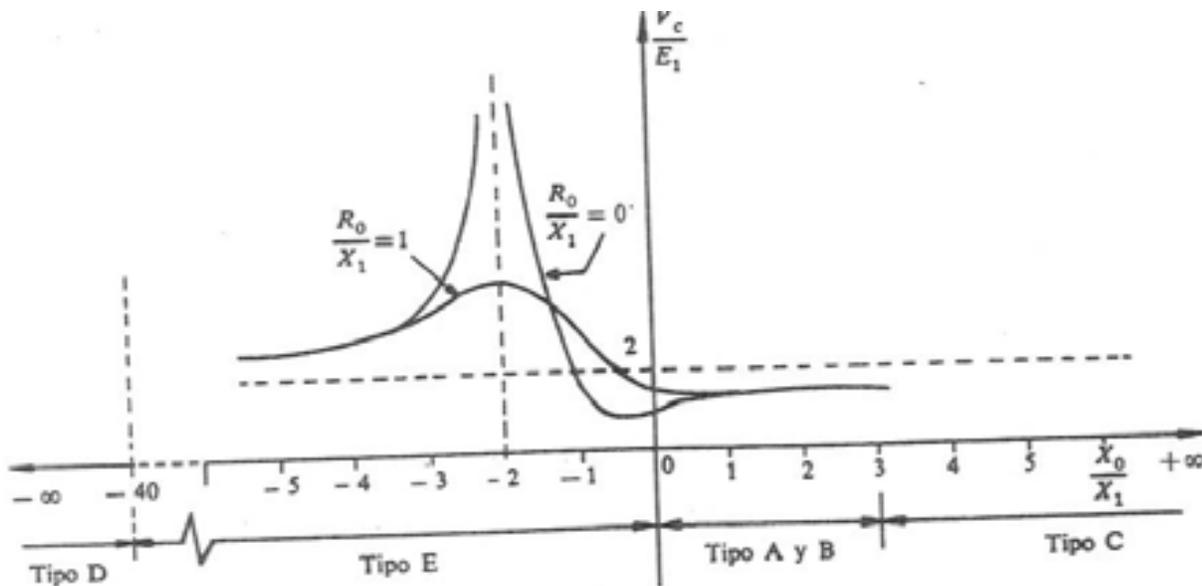
Los sistemas clase C tienen sus neutros aterrizados y la relación de las reactancias X_0 / X_1 es mayor a 3 o la relación R_0 / X_1 exceda de 1, o ambas. Estos sistemas generalmente están conectados a tierra mediante alguna resistencia o reactancia. Los sistemas que emplean neutralizadores de fallas o bobinas de Petersen se incluyen en esta clase.

Los sistemas clase D son sistemas de neutro aislado, en que la reactancia de secuencia cero es capacitiva; la relación de reactancias X_0 / X_1 queda entre -40 y $-\infty$.

Los sistemas clase E tienen su neutro aislado, y altas corrientes de carga o muy altas reactancias de secuencia positiva. La relación X_0 / X_1 está entre 0 y -40 . Para estos sistemas cada caso se debe tratar de acuerdo con las propias características.

El coeficiente de aterrizamiento se define como la relación entre la tensión de línea a tierra en una fase, durante la falla de fase a tierra y la tensión entre fases en condiciones normales de operación.

En la figura 5.16 se muestra la tensión de fase a tierra en pu que pueden alcanzar las fases no falladas durante una falla monofásica para diferentes relaciones R_0 / X_1 .



Gráfica 5.16 Tensión de fase a tierra en pu. de las clases.

5.2.5. EL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD.

El problema de la estabilidad se estudia desde el punto de vista de las maniobras que realiza el generador para continuar o regresar al estado permanente sin afectar al sistema.

La estabilidad es entonces la capacidad del sistema, del generador o conjunto de generadores, para continuar en estado permanente ante alguna perturbación que los lleve al estado transitorio.

Una coordinación adecuada, así como una serie de maniobras de las unidades generadoras de las plantas, mantendrá el estado del sistema ante una gran perturbación, impidiendo con ello graves daños al sistema. La coordinación sucede dentro de la planta cuando se tiene una disminución considerable de su potencia, por lo que el conjunto de generadores actúa de acuerdo al número de unidades en la planta para continuar entregando la misma potencia.

En el generador, observaremos las maniobras que pueden hacerse para continuar en estado permanente, o ya en estado transitorio como podemos regresar al estado permanente.

Se distinguen dos tipos de estabilidad:

Estabilidad estática.
Estabilidad dinámica.

5.2.5.1. ESTABILIDAD ESTÁTICA.

La estabilidad estática o estabilidad para el estado permanente: es la capacidad del sistema o del generador de restablecer o continuar en el estado permanente, después de una perturbación pequeña que influye en el comportamiento del sistema, es independiente del sitio donde aparece y de su magnitud. Para ello se consideran dos aspectos:

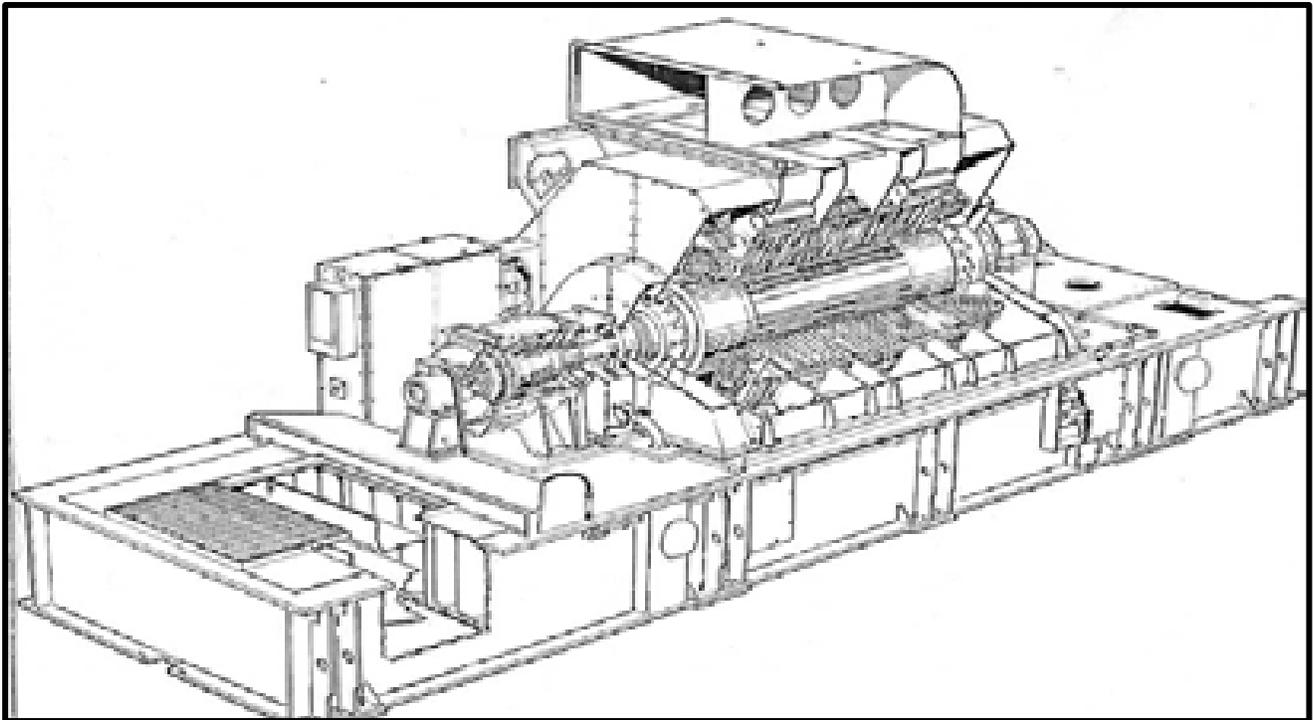
- Como propiedad del régimen permanente al autorrestablecerse cuando hay desviaciones pequeñas de sus valores iniciales en los parámetros del régimen.
- Como propiedad de un régimen permanente que gradualmente se deteriora por la presencia de pequeñas desviaciones y oscilaciones.

5.2.5.2. ESTABILIDAD DINÁMICA.

La estabilidad dinámica: es la capacidad del sistema o del generador, de restablecer el estado permanente al presentarse perturbaciones grandes, cuya influencia en el comportamiento del sistema depende del tiempo de duración, magnitud y sitio de aparición, afectando los parámetros del régimen, además frecuentemente están acompañadas de cambios en la configuración y en los parámetros del sistema, esto es en el número de elementos en operación, así como también en los valores de sus parámetros.

CAPÍTULO 6

OPERACIÓN DE LOS GENERADORES BAJO CONDICIONES DE CARGA.



Este capítulo presenta al generador en condiciones de carga así como el control de la frecuencia y de la carga que realiza el generador.

En lo referente a las características de la carga se describirán los tipos de carga que se presentan cuando el generador está operando. También se analizará la importancia de las cargas que decidirá el tipo de potencia que se producirá, ya sea activa o reactiva.

En cuanto al control de frecuencia y de carga, se estudiará la importancia de su realización, los elementos con que se realiza y la descripción de hacer el respectivo control. También se abordará la operación económica del sistema eléctrico y la normatividad en cuanto al suministro de la energía eléctrica.

6.1. CARACTERÍSTICA DE LA CARGA.

6.1.1. CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.

La definición de carga la podemos expresar como la energía eléctrica que se consume en términos de la potencia activa o real y la potencia reactiva.

La carga se clasifica de acuerdo a las características que presente la corriente y la tensión en:

- inductiva.
- capacitiva.
- resistiva.

Carga inductiva.

La carga inductiva se caracteriza por tener la corriente atrasada respecto a su tensión en 90° . Como lo muestra la siguiente figura.

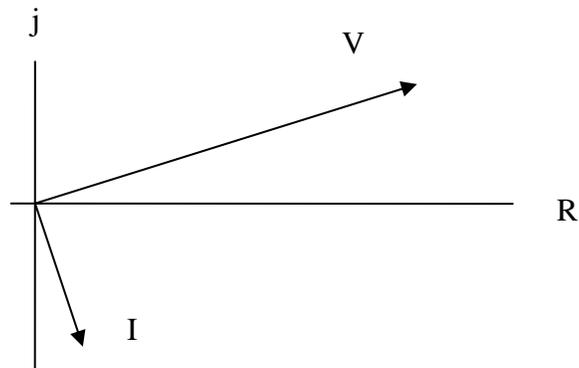


Figura. 6.1 Diagrama vectorial de la carga inductiva.

Las cargas de tipo inductivo son:

- Transformadores.
- Motores de inducción.
- Alumbrado fluorescente.
- Máquinas soldadoras.



Figura. 6.2 Transformador.



Figura. 6.3 Alumbrado fluorescente.

Carga capacitiva.

La carga capacitiva se caracteriza por tener la corriente adelantada a la tensión en 90° . Como lo muestra la siguiente figura.

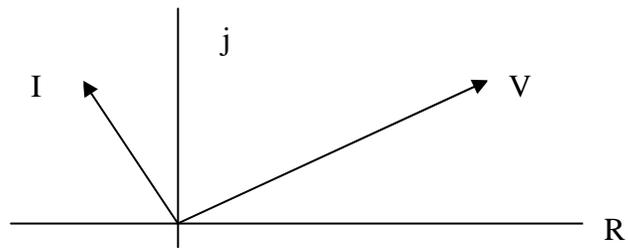


Figura. 6.4 Diagrama vectorial de la carga capacitiva.

Las cargas de tipo capacitivo son:

- Bancos de capacitores.
- Condensadores síncronos.
- Motores síncronos.



Figura. 6.5 Banco de capacitores.

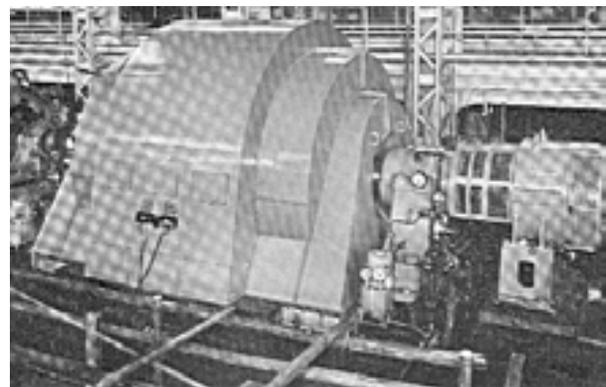


Figura. 6.6 Condensador síncrono.

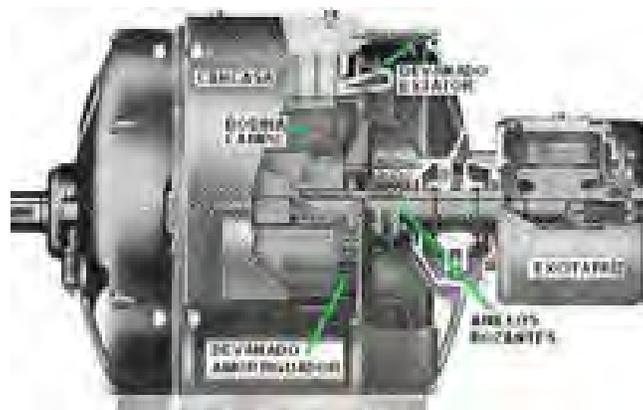


Figura. 6.7 Motor síncrono.

Carga resistiva.

La carga resistiva se caracteriza por tener la corriente en fase con la tensión, es decir, los vectores de corriente y tensión en los ejes complejos coinciden en ángulo. Ninguna se atrasa o adelanta respecto a otro como lo muestra la siguiente figura.

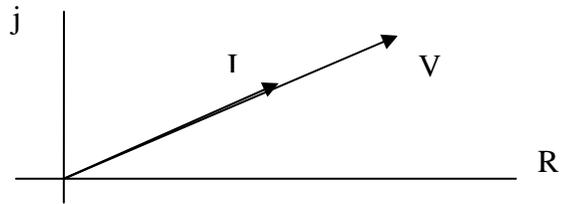


Figura. 6.8 Diagrama vectorial de la carga resistiva.

Algunas cargas de tipo resistivo son:

- Hornos eléctricos.
- Calefactores.
- Planchas.
- Alumbrado incandescente.
- Calentadores de agua.



Figura. 6.9 Horno eléctrico



Figura. 6.10 Calefactor



Figura. 6.11 Plancha



Figura. 6.12 Alumbrado incandescente.



Figura. 6.13 Calentadores de agua.



6.1.2. POTENCIA ACTIVA.

Potencia Activa (P) la origina la componente de la corriente que está en fase con la tensión. Como lo muestra la gráfica.



Gráfica 6.14 Potencia activa.

La potencia activa se puede suministrar al sistema de dos maneras:

1. Generador sobrecitado operando como capacitor.
2. Generador subexcitado operando como inductor.

El generador regula la producción de potencia activa al modificar la admisión de gas, vapor o agua con la válvula de la turbina.

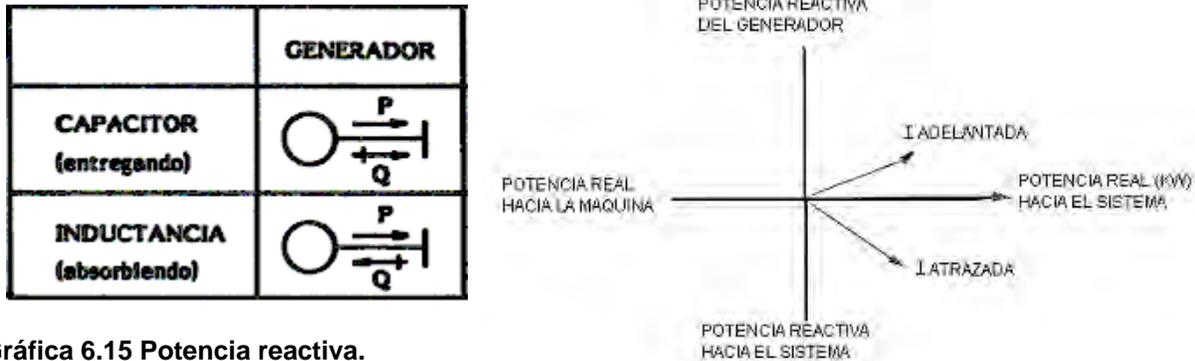
La regulación de potencia activa que se genera es igual en todo momento a la fuerza electromagnética que se transmite del rotor al estator. Esta potencia es igual, en régimen permanente, a la potencia mecánica, P_{mec} , que está suministrando la turbina. Estas dos potencias se relacionan a través de la velocidad angular, w , proporcional a la frecuencia, f , con los correspondientes pares eléctrico, T_{elec} , y mecánico, T_{mec} . Como resultado de la corriente que circula por el inductor, denominada I_e , y de la velocidad de giro de la máquina se induce una fuerza electromotriz, E_0 .

Los desequilibrios de potencia activa se traducen en modificaciones de la frecuencia que se “hacen sentir” en todo el sistema, modificación que se corrige ajustando la potencia activa que producen los generadores.

6.1.3. POTENCIA REACTIVA.

La potencia reactiva (Q) es el producto de la componente de la corriente fuera de fase por la tensión.

La potencia reactiva se suministra al sistema cuando se tiene la corriente adelantada a la tensión y el generador se dice que está sobrecitado, operando como capacitor. También se consume potencia reactiva del sistema cuando se tiene la corriente atrasada a la tensión y el generador se dice que está subexcitado, operando como inductor. Como a continuación se muestra:



Gráfica 6.15 Potencia reactiva.

El control de la potencia reactiva de cada generador se realiza al controlar su tensión terminal y ajustando su corriente de campo. También es posible controlar la potencia reactiva con banco de capacitores o sistema estático de VAR's localizado en una barra del sistema de potencia.

La máquina también comenzará a recibir potencia reactiva del sistema mientras suministra potencia real.

La potencia reactiva puede producirse también con los siguientes elementos:

- Condensadores síncronos y compensadores estáticos de potencia reactiva, que aportan o consumen potencia reactiva para controlar una determinada tensión.
- Banco de capacitores y reactancias, son utilizados para aportar o consumir potencia reactiva cuando sea necesario. Proporcionan una variable de control en incrementos discretos o en caso de grandes reactancias una acción todo/nada.

Algunas medidas para el control de la potencia reactiva.

- La mayor parte de la producción de potencia reactiva debe obtenerse con bancos de capacitores, conectados en derivación y colocados en el sistema de distribución.
- Una pequeña cantidad de bancos de capacitores deben estar conectados siempre al sistema y la mayor parte de ellos deben estar desconectados en las horas de baja carga. La capacidad total de los bancos de capacitores fijos debe ser menor que la carga reactiva mínima, ya que la red es productora de potencia reactiva y conviene que el sistema de distribución absorba, evitando así elevaciones de tensión excesivas.
- En las horas de carga alta, los generadores conectados directamente al sistema de distribución al final de la línea larga sólo deben proveer de una cantidad muy pequeña de la potencia reactiva total.
- Los condensadores síncronos se justifican sólo en los puntos del sistema donde se necesite producir o absorber potencia reactiva, según las horas. Esto se hace con compensadores estáticos, los cuales están formados en arreglos de capacitores y reactores controlados por tiristores.
- Puede ser necesario colocar reactores desconectables en derivación, en algunos puntos de la red de transmisión, absorbiendo parte de la potencia reactiva producida por las líneas de transmisión largas o cables subterráneos de alta tensión en la hora de baja carga.

6.2. CONTROL DE LA FRECUENCIA Y DE LA CARGA.

6.2.1. CONTROL DE FRECUENCIA.

El control de frecuencia se presenta debido a la aparición de cambios de frecuencia que ocurren al variar la carga del sistema durante el día y no tener una predicción exacta de la demanda real de potencia.

Esto origina un desbalance entre la generación de potencia real y la demanda de carga, a través del ciclo diario de carga, ocasionando que la energía eléctrica se tome de las unidades generadoras en operación y como resultado la frecuencia del sistema varía.

La variación de la carga conectada al sistema, produce un desequilibrio que se manifiesta en una variación de velocidad de rotación de las máquinas y por lo tanto en la frecuencia de la tensión generada. Los reguladores de velocidad de cada turbina registran la variación y actúan sobre las válvulas de admisión del flujo de la turbina, y así retoman el estado de equilibrio, con una frecuencia un poco diferente y sin distribución óptima.

Los elementos que se utilizan para realizar el control son:

Reguladores de velocidad.

Válvulas de admisión del flujo de la turbina.

Tradicionalmente, se ha confiado la regulación de frecuencia del SEP a las centrales hidroeléctricas por dos razones:

- 1) La respuesta de estas centrales hidroeléctricas a cambios de potencia generada es rápida, en comparación a las variaciones de carga en las turbinas de gas.
- 2) Estas centrales no suelen presentar más restricciones para aumentar y disminuir la potencia generada que su valor de la potencia máxima.

El funcionamiento de este control es mediante la regulación de la frecuencia que normalmente se realiza en dos etapas:

A) Primera etapa o Regulación primaria.

La regulación primaria está a cargo de los reguladores de velocidad, la cual tiene una respuesta en cierto grado tosca al cambio de la frecuencia, que no reestablece el valor nominal pero sí un valor cercano.

B) Segunda etapa o Regulación secundaria.

La respuesta de la regulación secundaria se efectúa por los reguladores de frecuencia (electrónicos), la cual consiste en llevar al sistema nuevamente a la frecuencia nominal. Es decir, se hace una corrección más fina que la regulación primaria.

Cuando la frecuencia del sistema baja, todos los reguladores de velocidad tratarán de que sus correspondientes turbinas aporten mayor potencia real. Si la unidad está operando con su carga límite no podrá incrementar su potencia, pero si tiene capacidad para hacerlo lo hará. La respuesta de los gobernadores, debido al estatismo, dejará la frecuencia un poco abajo de la frecuencia nominal. En este momento la regulación secundaria actúa en las centrales que regulan la frecuencia, las cuales tomarán la carga necesaria para alcanzar el nivel nominal. Posteriormente, parte de la carga se puede tomar sincronizando otras unidades al sistema, para dejar con menos carga a las unidades reguladoras de la frecuencia.

6.2.2. CONTROL DE CARGA.

El control de carga del generador soluciona eventos como:

- a) Errores en la previsión del consumo y en la realización del programa de consumo.
- b) Conexión y desconexión aleatoria de las cargas individuales, provocando una fluctuación de la carga entre el valor medio de la generación y el valor medio de la carga.

Para realizar este control todas las unidades generadoras tienen un equipo de regulación, que varía la potencia que genera cada unidad. Esta consiste en abrir y cerrar las válvulas de admisión de la turbina de acuerdo a un programa predeterminado.

Debido a lo anterior es necesario el manejo de los siguientes elementos:

- Reguladores de velocidad.
- Válvulas de admisión del flujo de la turbina.
- Turbina

Con estos elementos se logra controlar la potencia generada y la potencia consumida, si no hay un control de regulación automático.

Para el correcto funcionamiento del control de carga hay dos regulaciones: taquimétricas y acelerométricas. La primera es en términos de la velocidad y la segunda en términos de la aceleración.

La unidad formada por el generador, la turbina, y el regulador de velocidad pueden tener dos tipos de características, en su relación frecuencia y potencia generada. Estas son la característica astática y la característica estática.

La característica astática es aquella que para una frecuencia dada existe un número infinito de potencias, su expresión gráfica es una línea horizontal como se observa en la figura:

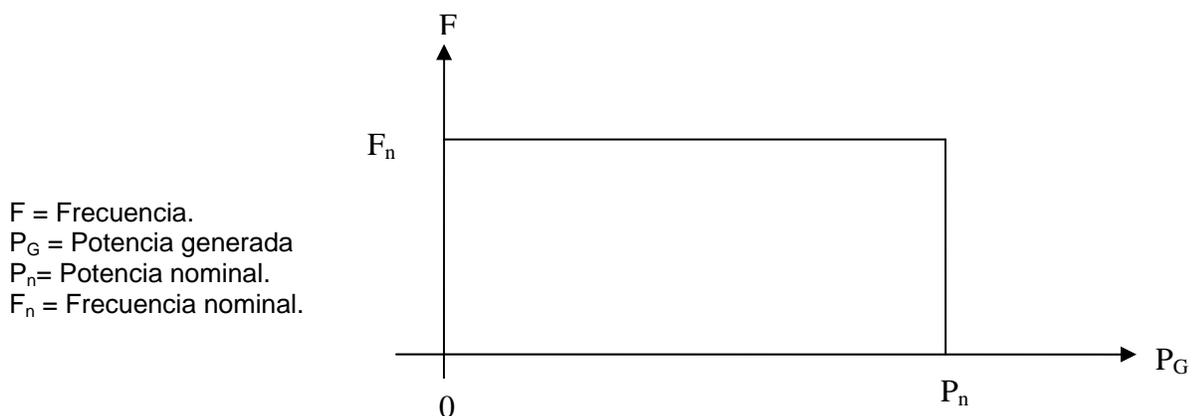


Figura. 6.16 Gráfica de la Regulación Astática.

La característica estática es aquella en la que para cada frecuencia existe un solo valor de potencia, su gráfica es una línea descendente, como se observa en la figura 6.17 y 6.18.

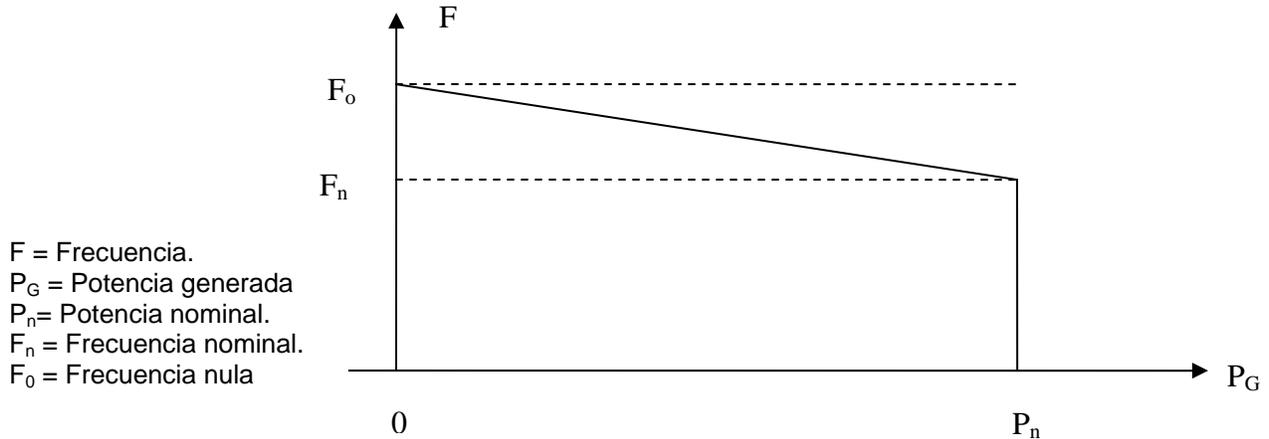


Figura. 6. 17 Gráfica de la Regulación Estática.

Para que varias unidades generadoras puedan trabajar en paralelo, es necesario que sus reguladores de velocidad al actuar las turbinas lo hagan con una característica estática.

Cuando la frecuencia desciende el regulador aumenta la generación, en cambio si la frecuencia sube el regulador cierra la válvula de admisión de la turbina.

Si la carga de un sistema varía, la frecuencia también lo hace, y así continuará variando hasta que los reguladores de velocidad logren que ambas potencias, la de la carga y la de generación, resulten iguales.

Una unidad con características estáticas puede alimentar una carga, si ella es la única que genera. Dos o más unidades con esa característica operarían en forma inestable.

La magnitud del estatismo se determina por el aumento de velocidad de la unidad cuando esta varía gradualmente su potencia generada desde su valor nominal P_n , a la frecuencia nominal F_n hasta 0; se mide en unidades relativas como en por ciento % o en pu. Y se habla de una unidad con estatismo de 4 a 5%, o de 0.04 o 0.05 pu.

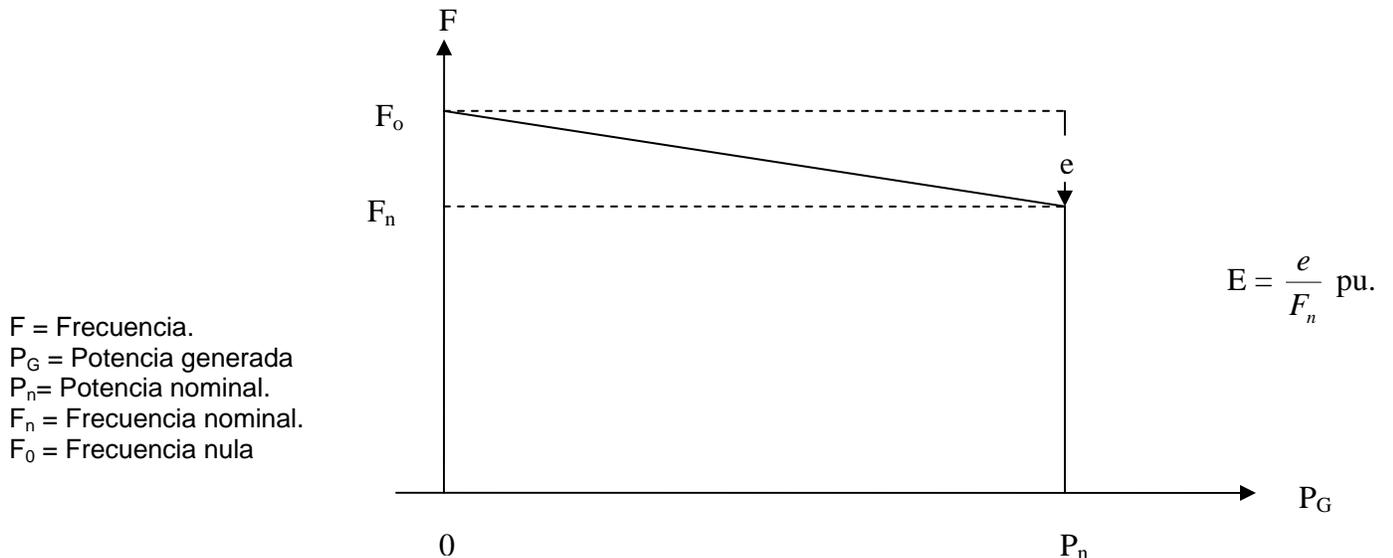


Figura. 6. 18 Gráfica de la Regulación Estática.

Esta característica de estatismo o característica de generación en realidad no es una línea recta, pero frecuentemente se usa así. Se define estatismo (frecuentemente llamada regulación R) cuando se trata exclusivamente de turbinas y se expresa de la siguiente manera:

$$R = \frac{N_o - N_n}{N_n} \times 100(\%) \text{ si se expresa en pu se omite el cien.}$$

N_o : Velocidad cuando la carga de la unidad es nula F_o .

N_n : Velocidad nominal de la frecuencia nominal F_n .

Al cociente del intervalo de variaciones de frecuencia dividido por el intervalo de variación de potencia, se le llama N:

$$N = \frac{P_n}{10EF_n} \left(\frac{MW}{dHz} \right) \quad \text{o} \quad N = \frac{\Delta P}{10\Delta F} \left(\frac{MW}{dHz} \right)$$

En la que:

N = Característica de generación.

P_n = Potencia nominal de la unidad, en MW.

E = Estatismo de la unidad, en pu.

F_n = Frecuencia nominal, en Hz.

ΔP = Cambio de potencia correspondiente a ΔF .

Para un cambio de potencia de la carga dada, la participación de cada unidad se hace en términos de los estatismos, o mejor dicho, en términos de las características de generación de cada unidad que pueden variar dentro de cierto rango cuando sea necesario.

Un cambio de carga en el sistema produce una aceleración que termina con el equilibrio de las potencias de la carga y de la generación. La frecuencia cambia al igual que el par de las turbinas hasta que igualan la potencia de la carga. La aceleración desaparece y la velocidad se estabiliza, a un valor diferente del inicial.

Es importante distinguir dos acciones, la del regulador de velocidad y la del acelerador, que es un dispositivo añadido al regulador.

El regulador de velocidad cambia la generación como consecuencia de un cambio de frecuencia.

El acelerador cambia la generación sin cambio previo de frecuencia. Sin embargo cada acción del acelerador es seguida por una acción contraria del regulador de velocidad. Si el acelerador aumenta generación la frecuencia sube y el regulador baja generación. A cada acción del acelerador le sigue una correspondiente acción del regulador, contraria a la que efectuó el acelerador. En realidad las dos acciones se sobreponen, pero no entran en conflicto por la gran diferencia de velocidades de actuación, la acción del regulador de velocidad es rápida y la del acelerador es lenta.

Esta acción combinada de ambos elementos ya sea en uno o varios generadores del sistema, regresan la frecuencia a su valor inicial y las unidades que no están bajo control regresan a su condición de generación inicial.

6.2.3. OPERACIÓN ECONÓMICA.

La operación económica consiste en repartir la demanda del sistema entre los generadores disponibles, de forma que el costo total de generación sea el costo mínimo posible con la máxima eficiencia.

Los elementos que la operación económica involucra son: la generación y suministro de energía eléctrica.

Lo anterior se puede dividir en dos partes:

- La primera llamada despacho económico, que trata el costo mínimo de producción de potencia.
- La segunda es el suministro con pérdidas mínimas de la potencia generada al sistema.

Nuestro estudio se encuentra basado en el despacho económico (DE).

El DE toma en consideración el costo de generación, que es variable debido a que las centrales convierten la energía del carbón, combustóleo, gas natural, agua y uranio en energía eléctrica con diferentes eficiencias, ante el alza constante de precios del combustible, mano de obra y mantenimiento.

Además en el DE, se debe considerar el acoplar y desacoplar los grupos de generación según la variación de la demanda. Dado que los costos fijos (independientes de los MW producidos) de una central pueden ser comparativamente altos, entre uno y otro tipo de generación.

Debido a la variación diaria de la carga, la compañía tiene que decidir, con base en la economía, qué generador hay que tener en operación, cuál hay que quitar del sistema y en qué orden. El procedimiento para la toma de estas decisiones se llama demanda de unidad.

Este proceso de demanda de unidad, es un proceso automatizado que debe prever cuáles generadores se deben arrancar y cuándo conectarse a la red, así como la secuencia de apagado y en cuánto tiempo, ya que se presenta una variación de la carga total del sistema de potencia durante el día, además se registra un valor pico diferente cada día. También considera la demanda en unidades de combustibles fósiles las cuales tienen diferentes costos de producción por sus eficiencias, diseños y tipos de combustibles.

La demanda de unidades planea cuál es el mejor conjunto de unidades disponibles para alimentar la carga predicha o estimada del sistema en un determinado periodo de tiempo.

El proceso de demanda de unidad busca la combinación factible más económica de unidades generadoras para suministrar la carga estimada del sistema en cada etapa del ciclo de carga.

La toma de decisiones en las etapas del problema de la demanda de la unidad, se reducen con restricciones de operación en los sistemas mediante el programa diario de carga, que tiene N intervalos de tiempo o etapas, con distinta duración de acuerdo con el momento en que se presenta la demanda. Así se toma la decisión para cada etapa considerando la combinación de las unidades que operarán.

La solución parte de la optimización de los recursos, obteniéndose con ello la mejor combinación de decisiones para la solución del problema original.

6.2.4. NORMATIVIDAD EN RELACIÓN CON LA CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El suministro de energía es un servicio público de gran exigencia.

Los requisitos de demanda del servicio eléctrico son, independientemente de su tamaño y complejidad, los siguientes: Continuidad, Calidad, Economía y Seguridad.

Continuidad.

La continuidad es el suministro de la energía eléctrica para todos los usuarios, en el momento que éstos la requieran. Este concepto se sujeta al de seguridad del sistema.

Existen dos causas que afectan la continuidad:

Causas internas: Faltas de mantenimiento, falla humana y vida útil de equipos.

Causas externas: Fenómenos naturales (sismos, huracanes, incendios, etc.), accidentes y vandalismo.

En condiciones de operación crítica, esto es cuando la utilización o demanda es superior a la capacidad de generación, se adoptan medidas que disminuyan la demanda, ya sea de tipo general, reduciendo frecuencia y voltaje, o bien ocasionando interrupciones a determinados consumidores (también llamado tirar carga) en los cuales no representen un riesgo dicha interrupción. En el primer caso se disminuye la calidad y en el segundo la continuidad, es también reducida, pero el sistema no se daña y por esta razón se habla de seguridad del sistema.

Mantener la continuidad es de gran importancia evitando con ello trastornos y pérdidas económicas. Deben tomarse las medidas necesarias para enfrentar una falla en el sistema como:

- a) Disponer de reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio de cierta capacidad de generación.
- b) Disponer de un sistema de protección automático que elimine con rapidéz cualquier elemento que haya sufrido una avería.
- c) Diseñar el sistema de manera que la falla o desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- d) Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- e) Disponer de medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando estas fueran evitadas.

Calidad.

La calidad es la magnitud permisible de variación de frecuencia y tensión. Constituye una especificación propia del servicio eléctrico.

La frecuencia de un sistema, en estado estable, tiene el mismo valor en cualquier parte del sistema, desde las terminales de la unidad generadora más grande hasta las del usuario.

Esto se debe, al suponer que el sistema es suficientemente rígido para aceptar que la frecuencia sea la misma en todas las partes del sistema.

La variación de la frecuencia se debe a un súbito aumento o disminución de carga. La regulación de la frecuencia la realiza la empresa productora de electricidad como se observó anteriormente.

En relación con la tensión no es fácil hablar de sus condiciones a lo largo del sistema. Existe una dependencia de la tensión con respecto a la frecuencia. Si la frecuencia es baja, la tensión también baja, hasta que sus reguladores lo recuperan.

Elementos para la regulación de tensión:

1. Reguladores de Tensión
2. Bancos de Capacitores (utilizado en baja tensión).
3. Compensadores Estáticos de VAR's. (detecta las variaciones de tensión y de potencia reactiva).
4. Banco de Inductores (para alta tensión).
5. Reguladores Síncronos (en la máquina síncrona).
6. Transformadores con taps (modificando el número de vueltas del transformador).
7. Los Generadores (variando la corriente de excitación en el rotor).

También se regula la forma de onda, la cual debe de ser senoidal. La causa por la cual se modifica la forma de onda se debe a la presencia de armónicas la cual es generada por los equipos electrónicos (televisiones, computadoras, equipo de control, etc.) de los usuarios. Con la colocación de filtros se resuelve dicho problema.

Economía.

La economía es la parte del costo de producción de la energía eléctrica, que depende del cumplimiento de los requerimientos como calidad, continuidad y seguridad.

La asignación de generación de las unidades de las plantas para el área o sistema en forma económica es la selección de potencia generada por cada unidad y mediante elementos restrictivos.

Entre los primeros se puede mencionar la disponibilidad de unidades generadoras, su eficiencia y costo de la materia prima, esto es el costo de los combustibles fósiles y nucleares, y potencial hidráulico. También entre estos elementos está la configuración de la red en términos de pérdidas inherentes.

Entre los elementos restrictivos se pueden mencionar los requisitos de reserva dictados por el grado de seguridad, limitaciones tanto en las unidades generadoras como en los elementos del sistema, características del potencial hidráulico y en ocasiones muy importantes la velocidad de desarrollo de carga.

Seguridad.

La seguridad es el estado de operación que presenta un sistema eléctrico al ocurrir alguna contingencia, y que permanezca operando sin exceder la capacidad de los equipos, sin violar los rangos permisibles de tensión y frecuencia, ni provocar afectación alguna a los usuarios.

EJERCICIO

Un generador alimenta una determinada carga, se va a conectar a una segunda carga en paralelo con la primera, el generador tiene una frecuencia de operación en vacío de 61.0 Hz y una pendiente o característica de carga de $S_p = 1 \text{ MW} / \text{Hz}$, la carga 1 consume una potencia real de 1 000 kW con FP = 0.8 en atraso, mientras que la carga 2 consume una potencia de 800 kW con FP = 0.707 en adelanto, calcular:

$$P = N (f_o - f_n)$$

P : potencia de salida del generador

N : característica de carga

f_o : frecuencia del generador en vacío

f_n : frecuencia del sistema

- a) Antes de cerrar el interruptor, ¿Cuál es la frecuencia de operación del sistema?

$$f_n = f_o - (P / S_p)$$

$$f_n = (61.0) - (1\,000 \text{ kW} / 1 \text{ MHz} / \text{Hz}) = 60 \text{ Hz}$$

- b) Después de cerrar el interruptor ¿Cuál es la frecuencia de operación del sistema?

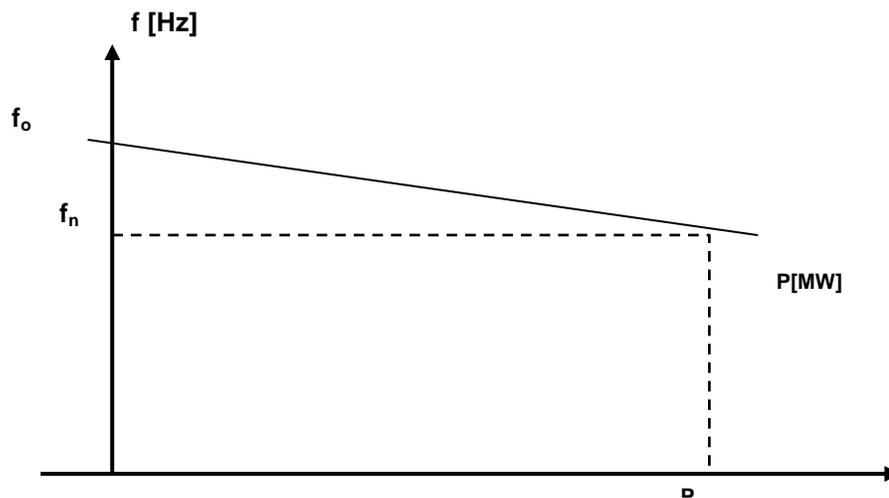
$$f_n = f_o - (P / S_p)$$

$$f_n = 61.0 - (1\,800 \text{ kW} / 1 \text{ MW} / \text{Hz}) = 61.0 - 1.8 = 59.2 \text{ Hz}$$

Si se toman en cuenta los resultados del inciso a) también se puede resolver el problema y se llega a los mismos resultados.

$$f_n = f_o - (P / S_p)$$

$$f_n = 60 - (800 \text{ kW} / 1 \text{ MW} / \text{Hz}) = 60 - .8 = 59.2 \text{ Hz}$$



Gráfica potencia-frecuencia de un generador

P : potencia [MW]

P_n : Potencia del generador a potencia nominal

f_o : frecuencia del generador en vacío

f_n : frecuencia del generador a carga plena

CAPÍTULO 7

IMPACTO SOBRE EL AMBIENTE POR LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.



Terminando con nuestro estudio de las plantas generadoras, es importante analizar las implicaciones e impacto sobre el ambiente de la generación de energía eléctrica debido al uso de las fuentes de energía no renovables. También es importante analizar la situación hidrológica de nuestro país para tener un amplio panorama del potencial de energía hidráulica con el que contamos. Finalmente los daños ocasionados a nuestro planeta hoy en día se han venido regulando de manera importante por lo cual analizaremos algunas de las normas vigentes en lo que respecta a la generación de energía eléctrica

7.1. FUENTES DE ENERGÍA NO RENOVABLE.

En nuestra vida diaria frecuentemente usamos el término de energía, el cual como sabemos es un fenómeno físico indispensable que hace que todo funcione. En nuestro ambiente existen dos tipos de energía, las primarias y las secundarias. Las energías primarias son todos aquellos recursos naturales que se encuentran disponibles en forma directa, es decir, tal cual como los produce la naturaleza, así son aprovechados por el ser humano, como por ejemplo: el petróleo, el gas natural, el carbón mineral y el uranio. Las energías secundarias son el resultado de la modificación de las características iniciales de los recursos primarios a través de un tratamiento físico o químico.

Como hemos observado dentro de esta clasificación de energías encontramos a los recursos fósiles (petróleo, gas natural y carbón), los cuales son recursos energéticos que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que una vez consumidas en su totalidad no pueden volver a producirse. A este tipo de recursos finitos los llamamos energías no renovables ya que no existe un sistema de producción que los genere nuevamente.



Figura. 7.1 Combustibles fósiles.

Desde la prehistoria con el uso del fuego el hombre empieza a utilizar este tipo de energía para satisfacer algunas necesidades para alimentación, calefacción, iluminación, entre otras. Fue en el período de 1750-1830 en el desarrollo de la Revolución Industrial, figura 7.2, que se comienzan a explotar de manera descontrolada todo tipo de combustibles fósiles, el carbón (coque) principalmente.

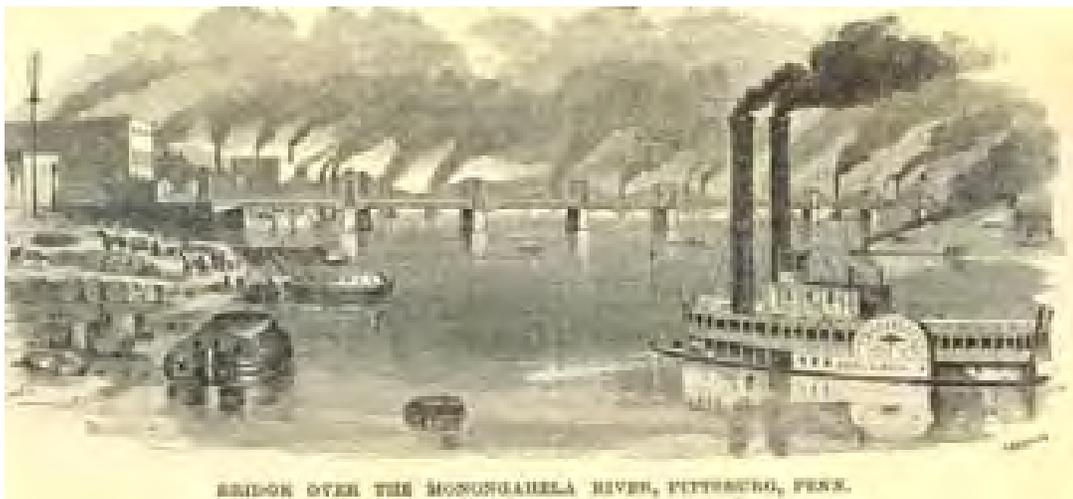


Figura. 7.2 La Revolución Industrial.

Actualmente los combustibles con mayor uso destinados para la generación de energía eléctrica son: petróleo (el diesel y el combustóleo), el gas natural, el carbón y el uranio, los cuales describimos a continuación:

Petróleo.

El petróleo se genera a partir de la descomposición de organismos de origen vegetal y animal depositados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar, que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas. La palabra petróleo proveniente del latín petroleum (petra = piedra y oleum = aceite) y significa aceite de piedra.

Durante el 2004, la demanda de petrolíferos en México se ubicó en 1,358.7 miles de barriles de petróleo crudo equivalente (mbdpce). El sector transporte fue el de mayor consumo con el 62.8 % (853.5 mbdpce), siguiéndole el sector eléctrico con una participación del 22.7 % (308.39 mbdpce) y, por último, el industrial y el petrolero representaron de manera conjunta el 14.5 % (196.81 mbdpce). Vease Gráfica



Figura. 7.3 Gráfica DEMANDA NACIONAL DE PETROLÍFEROS EN EL AÑO 2004 1,358.7 mbdpce(Secretaría de Energía)

Gas Natural.

El gas natural es un hidrocarburo conformado por metano y pequeñas cantidades de etano, se encuentra, de acuerdo con el tipo de yacimiento, en forma gaseosa o en solución con aceite crudo Es apropiado para su utilización como materia prima. Se utiliza como combustible en los sectores industrial (incluido el petroquímico), residencial y eléctrico. Durante el 2004 el sector eléctrico ocupó un 36% aproximadamente en el consumo de este combustible para la generación. Lo anterior lo podemos observar en la siguiente figura.

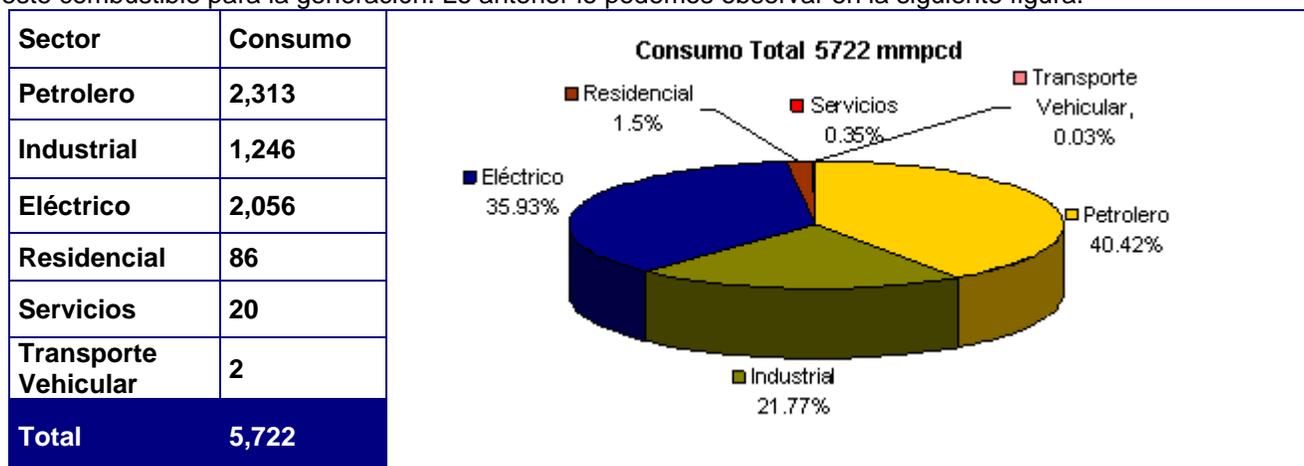


Figura. 7.4 DEMANDA NACIONAL DE PETROLÍFEROS EN EL AÑO 2004(SENER con base e información de CFE, CRE, IMP y PEMEX)

La demanda de gas natural ha tenido un aumento acelerado, al grado de que a partir del año 2003 se suprimieron las exportaciones para cubrir el crecimiento del consumo interno. Tal incremento en la demanda de este hidrocarburo se debe a la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado, al uso moderado del combustóleo en el sector industrial y en menor medida, al uso de gas natural en el sector residencial y de servicios.

Carbón:

Combustible sólido de color negro o marrón que contiene esencialmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Proviene de la degradación de organismos vegetales sometidos a grandes presiones y temperaturas durante un largo periodo de tiempo. Este combustible constituye, junto con el petróleo y el gas natural, la fuente de energía más utilizada en la actualidad.

Los tipos de carbón más representativos son el térmico y el metalúrgico o coquizable. El carbón térmico generalmente se usa como combustible para la generación de calor y de energía eléctrica. El carbón metalúrgico se emplea principalmente en la fabricación de acero.

Por lo que respecta a la demanda del carbón mineral, casi el 70% corresponde al sector energía y el restante 30% al sector siderúrgico.

México no es un gran productor de carbón y los incrementos en su consumo para la generación de energía eléctrica tendrán que ser cubiertos mediante importación. La gran cantidad de países exportadores de carbón aseguran su abundancia en un futuro y como consecuencia, el incremento a sus precios va a ser moderado respecto al gas natural.

Uranio:

El Uranio es utilizado como fuente de energía (nucleoenergía), para lo cual requiere ser procesado (enriquecido y purificado). El mineral se fisiona y se usa como combustible en los reactores nucleares. Existen dos formas de generar energía nuclear: por fisión y por fusión.

- **Fisión nuclear:** Proceso en el que las partículas que forman el núcleo del átomo son separadas por una fuerza externa, liberando gran cantidad de energía en forma de luz y de calor.

Cuando la liberación de energía se produce de una sola vez genera una enorme explosión, esto es lo que sucede con las bombas atómicas. En una planta de fisión nuclear, los núcleos de los átomos de uranio se separan mediante una reacción en cadena controlada, lo que permite que la liberación de energía se realice lentamente.

El principal problema con la fisión nuclear es que libera gran cantidad de radiación, peligrosa para el ser humano. Por ello, los reactores de las plantas nucleares están cubiertos por una espesa capa de concreto.

- La fusión nuclear consiste en unir núcleos pequeños para construir un núcleo más grande.

Actualmente, se realizan experimentos para intentar controlar la fusión nuclear de modo que la energía liberada pueda aprovecharse y que, principalmente el proceso emita mucha menos radiación dañina para el ser humano, pero hasta ahora no se ha logrado producir una fusión controlada que permita aprovechar la energía.

El material más utilizado para generar energía es el nuclear uranio 235. La energía nuclear tiene diversos usos, en nuestro país se usa en aplicaciones tales como medicina, agricultura y en la generación de electricidad.

Las reservas probadas de uranio en México son de 14,600 toneladas, de las cuales 10,600 son económicamente explotables de acuerdo a las necesidades que se presente, cierta cantidad es enviada a Estados Unidos o Francia para que sean enriquecidos y purificados y así sean aprovechados en la central nuclear de Laguna Verde, en Veracruz.

7.2. LIMITACIÓN DE LOS RECURSOS HIDRÁULICOS.

Hidrología.

La hidrología es la ciencia que estudia las leyes que regulan la formación, aparición y distribución del agua sobre la superficie y en las capas superiores de la corteza terrestre.

Ciclo Hidrológico.

El ciclo hidrológico comienza cuando se evapora el agua de los océanos, este vapor se concentra en la atmósfera y se forman nubes, estas se trasladan a tierra firme por la acción de los vientos, debido a los cambios de temperatura el vapor de agua se condensa en gotas y entonces se precipita en forma de lluvia, la cual escurre por diferentes suelos y corrientes subterráneas, formando lagos y ríos desde los cuales se evapora nuevamente hacia las nubes o llega a los mares para también evaporarse hacia las nubes donde se concentra cerrando otra vez el ciclo, como se muestra a continuación:



Figura. 7.5 Ciclo hidrológico.

El agua además de ser un elemento vital para la vida en el planeta, es uno de los recursos energéticos más importantes debido a su disponibilidad, ya que se trata de un recurso renovable que no produce contaminación y principalmente produce trabajo a la temperatura ambiente.

La mayor importancia para explotar un río recae en su potencia, la cual depende de su caudal y desnivel, es decir, a mayor caudal y desnivel mayor potencia. La elevación sobre el nivel del mar de todos los continentes es en promedio de 800 metros, elevación potencial suficiente para producir mucho trabajo, pero por razones naturales no se utiliza toda esa energía virtualmente disponible.

Limitaciones de los Recursos Hidráulicos.

Las principales limitaciones para el aprovechamiento de la energía hidráulica disponible son que las condiciones topográficas no resultan las más adecuadas:

- Una limitación encontrada en nuestro país es su estructura montañosa que contiene un curso accidentado de los ríos, como consecuencia el difícil acceso y altos costos de construcción para incrementar la infraestructura hidroeléctrica.
- Otro impedimento es la gran cantidad de fallas tectónicas localizadas dentro del país, dichas fallas deben considerarse en la construcción de presas ya que el riesgo de sismicidad es grande, sobre todo en las zonas de fallas activas o donde se modifican sustancialmente los niveles freáticos.

Las principales limitaciones geográficas son:

- Nuestro país cuenta con regiones hidrológicamente catalogadas como húmedas (cerca del 50% cae en las regiones tropicales, como Chiapas, Oaxaca, Tabasco, Veracruz, Campeche, Yucatán, Quintana Roo) y secas (Baja California, Sonora, Chihuahua, Durango, Zacatecas, Coahuila, Nuevo León) de acuerdo a la cantidad de lluvia anual, que se concentran en regiones específicas (ver figura 7.5). Impidiendo en la mayoría de las regiones la construcción de presas en diferentes ríos. El mayor potencial hidrológico lo encontramos en el río Grijalva.
- Los ríos transportan cantidades de agua muy diferentes según las estaciones del año. De Junio a Octubre se genera la mayor cantidad de lluvias en el año.



Figura. 7.5 Hidrología de México

Algunas de las consecuencias que implica la construcción de una presa son las siguientes:

- Los proyectos con presas de gran envergadura causan cambios ambientales irreversibles, como son las inundaciones de suelos fértiles o habitados así como los cambios en el ecosistema.
- Cambios en los patrones de las corrientes de vientos por efecto de la creación de embalses.
- Creación de microclimas y cambios de humedad en el área de influencia de los embalses.

- El impacto positivo es que la generación hidroeléctrica apoya el desarrollo económico y mejora la calidad de vida en el área servida y además mejora las oportunidades de empleo durante la construcción.
- Evitar inundaciones en zonas cercanas a la cuenca y el almacenamiento de agua para la agricultura, recreación, piscicultura, entre otras ventajas.

La evaluación del impacto ambiental de los proyectos hidráulicos permite identificar en las etapas de construcción el tipo y magnitud de los problemas ambientales potenciales y establecer las medidas preventivas y/o correctivas pertinentes de acuerdo al tipo de uso de presa que se requiera como vemos en seguida.



Figura. 7.6 Usos de presas.

7.3. EMISIÓN DE CONTAMINANTES AL MEDIO AMBIENTE.

La electricidad como sabemos es un factor esencial de todas las economías tanto nacionales como internacionales. Sin embargo, el sector eléctrico, tanto en el contexto nacional como en el internacional, se considera una notable amenaza desde el punto de vista de los recursos y el medio ambiente. En este sentido, la contaminación atmosférica y los gases de invernadero constituyen las principales preocupaciones.

Las plantas generadoras que queman combustibles fósiles como carbón, diesel y gas natural para la generación de energía eléctrica, producen una gran parte del abasto de electricidad, lo cual los sitúa como factores importantes en el proceso de la economía. Por otro lado es fundamental considerar que estas plantas también son responsables de una parte significativa de la contaminación atmosférica y los gases de invernadero liberados en cada país.

Las emisiones atmosféricas de las plantas generadoras que emplean combustibles fósiles son fundamentalmente cuatro tipos de contaminantes:

1. Dióxido de azufre (SO₂):

Tanto el carbón como el petróleo contienen concentraciones diversas de azufre, lo que puede dar como resultado que las centrales eléctricas produzcan SO₂ cuando queman estos combustibles. El gas natural es una fuente relativamente menor de SO₂ durante la combustión. Las centrales eléctricas de México contribuyen con 55% de sus emisiones nacionales de SO₂. Los daños ocasionados son:

a) Atmósfera:

El SO₂ tiene carácter reductor y como tal sufre una serie de transformaciones a partir del momento en que aparece en la atmósfera. Las emisiones de SO₂ de las centrales eléctricas reaccionan con otras sustancias químicas en la atmósfera para formar partículas de sulfato, las cuales contribuyen de manera importante a la mezcla de partículas finas que circulan en el aire que respiramos.

b) Seres humanos:

Se ha relacionado a las partículas finas con varios problemas serios de salud humana, en particular en niños, adultos mayores e individuos que padecen enfermedades cardiovasculares o pulmonares (por ejemplo, asma).

c) Naturaleza:

Las emisiones de SO₂ también contribuyen de manera importante a la deposición ácida, conocida comúnmente como "lluvia ácida", que puede ocasionar daños a peces y otras formas de vida acuática, bosques, cosechas, edificios, y monumentos. Las partículas finas que se forman a partir de las emisiones de SO₂ también contribuyen de manera significativa a la escasa visibilidad en el ambiente.

2. Óxidos de nitrógeno (NO_x):

Las emisiones de NO_x se forman como un subproducto de la quema de combustibles a altas temperaturas y se producen durante la quema de todos los combustibles fósiles. Las centrales eléctricas de México contribuyen con 27% de sus emisiones nacionales de NO_x. Los vehículos automotores y otras fuentes de combustión también son responsables en un grado importante de las emisiones de NO_x, en particular en áreas pobladas. Los daños ocasionados son:

a) Atmósfera:

Los compuestos de nitrógeno engendran reacciones fotoquímicas en la atmósfera, sobre todo en el caso de ciudades con mucha luminosidad y contaminadas.

b) Ser humano:

Las emisiones de NO_x contribuyen a la formación de smog lo que ocasiona problemas respiratorios en humanos y daños a las cosechas.

c) Naturaleza:

Los NO_x contribuyen a la formación de lluvia ácida. La deposición atmosférica de nitrógeno derivado de los NO_x y otros compuestos que contienen nitrógeno contribuyen a la eutrofización de vías fluviales y estuarios costeros. La eutrofización es el resultado de un aumento en la acumulación de nutrientes en un cuerpo de agua. Esto produce la proliferación de algas, lo que puede reducir o eliminar el oxígeno disponible para otras plantas y animales acuáticos.

3. Mercurio (Hg):

Las centrales eléctricas, al igual que otras fuentes naturales e industriales, emiten cantidades significativas de mercurio a la atmósfera. El petróleo y el gas natural contienen concentraciones relativamente pequeñas de mercurio, dependiendo de su origen, y no se consideran fuentes importantes de mercurio en este momento. Sólo tres centrales eléctricas funcionaron a base de carbón en México en 2002. Estas centrales fueron responsables del 3% de las emisiones atmosféricas de mercurio. Los daños ocasionados son:

a) Atmósfera:

Hay varias formas químicas de mercurio emitidas por estas centrales. Una de ellas, el mercurio elemental, se deposita de manera relativamente lenta después de su emisión, de modo que su transporte a distancia a través de la atmósfera puede tener un alcance global. Otra forma de mercurio emitida por las centrales eléctricas es el mercurio oxidado o ionizado. Un tipo de mercurio oxidado se disuelve fácilmente en el agua, es menos volátil que el mercurio elemental y se adhiere con relativa facilidad a las superficies, por lo que se puede depositar con rapidez en la dirección del viento desde su fuente.

b) Naturaleza:

Como resultado de una menor distancia de transporte, algunas formas de mercurio oxidado pueden entrar con mayor rapidez en la cadena alimentaria cerca de su fuente de emisión en comparación con las emisiones de mercurio elemental. Cuando el mercurio se deposita, ya sea en su forma elemental u oxidada, los procesos biológicos lo pueden transformar en un compuesto muy tóxico llamado metilmercurio.

En cuerpos de agua, el metilmercurio se concentra en los tejidos de los peces, generalmente en mayores concentraciones en los peces depredadores más grandes que se alimentan de peces más pequeños y otros organismos inferiores en la cadena alimenticia. Las aves que se alimentan de peces, como los somorgujos, también acumulan altos niveles de mercurio en sus cuerpos. Además, la exposición humana al metilmercurio en América del Norte también se debe primordialmente al consumo de pescado.

c) Ser humano:

El metilmercurio puede perjudicar varios sistemas de órganos en la gente; la gravedad de los efectos depende en gran medida de la magnitud y el momento de la exposición (por ejemplo, durante el desarrollo fetal o como niño o adulto). El mercurio es una neurotoxina del desarrollo que puede dañar el sistema nervioso central de un niño pequeño o un feto. De acuerdo con algunos estudios, en adultos el mercurio tiene efectos cardiovasculares y puede afectar sus sistemas inmunológico y reproductivo.

4. Dióxido de carbono (CO2) (un importante gas de efecto invernadero):

La producción de gas invernadero debido al aumento de CO₂ en la atmósfera sobre la biosfera es inmensa, pues puede provocar desde alteraciones climáticas hasta perturbaciones en el desenvolvimiento normal de los seres vivos. Las centrales eléctricas que usan combustibles fósiles en México son responsables de 30% de sus emisiones nacionales de CO₂ por lo que contribuyen significativamente a las emisiones de gases de invernadero en sus territorios. Los daños ocasionados son:

a) Atmósfera:

Los gases de invernadero en la atmósfera absorben la luz infrarroja que de otro modo atravesaría la atmósfera en su camino hacia el espacio exterior. Al almacenar la energía de la luz en la atmósfera, los gases de invernadero calientan el planeta de manera importante, creando condiciones menos propicias para la vida. El aumento de las concentraciones de estos gases más allá de los niveles naturales recientes derivado de actividades humanas incrementa la capacidad de la atmósfera para absorber energía de la luz, lo que a su vez eleva la temperatura promedio global.

b) Naturaleza y seres humanos:

Este cambio de temperatura global puede afectar los patrones climáticos globales, lo que puede ocasionar la elevación de los niveles del mar, la destrucción de hábitat de animales y plantas, tormentas más frecuentes y severas, derretimiento de los glaciares y sequías.

Todas estas sustancias químicas están relacionadas con serias preocupaciones por la salud humana y el medio ambiente.

A continuación presentamos las emisiones atmosféricas producidas en América del Norte, los cuales son los responsables de una parte significativa tanto de la contaminación atmosférica anual como de los gases de invernadero liberados al ambiente en cada país y posteriormente la emisión de los diferentes contaminantes de las centrales eléctricas de México:

Contaminante	Canadá ^a	México ^b	Estados Unidos ^c
Dióxido de azufre (SO ₂)	20%	55%	69%
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	11%	27%	32%
Mercurio (Hg)	25%	3%	40%
Dióxido de carbono (CO ₂)	22%	30%	39%

Tabla 7.1 Contribución porcentual del sector de generación de electricidad al total de emisiones nacionales

Emissiones de dióxido de azufre SO₂ de centrales eléctricas de México, según volumen anual.

	CENTRAL ESTADO	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, MWh	EMISIONES DE SO ₂ , toneladas	ÍNDICE DE EMISIONES DE SO ₂ , kg/MWh	COMBUSTIBLE (EQUIVALENTE)
1	CT. Páez A. López Mateos (Tampón), Veracruz	15,000,000	253,430	16.89	Petróleo
2	CT. Francisco Pérez Ríos (Tula), Hidalgo	9,794,170	158,926	16.23	Petróleo
3	CT. Plutarco Elías Calles (Pretzonco), Guerrero	13,879,470	118,207	8.49	Carbón
4	CT. Gen. Manuel Álvarez (Marzanillo I), Colima	6,499,140	100,002	15.40	Petróleo
5	CT. José López Portillo (Río Comonfort), Coahuila	7,515,660	104,213	13.87	Carbón
6	CT. Carlos R. Coahuila	6,636,350	102,709	15.48	Carbón
7	CT. Altamira, Tamaulipas	4,656,860	69,451	14.91	Petróleo
8	CT. Salamanca, Guanajuato	4,841,380	69,019	14.26	Petróleo
9	CT. Marzanillo II, Colima	5,034,400	75,416	14.98	Petróleo
10	CT. Puerto Libertad, Sonora	3,346,190	61,159	18.28	Petróleo
11	CT. José Acosta Pizaro (Martín R), Sonora	3,094,120	61,155	19.76	Petróleo
12	CT. Villa de Reyes (San Luis Potosí), San Luis Potosí	2,905,990	45,727	15.73	Petróleo
13	CT. Carlos Rodríguez Rivera (Guaymas II), Sonora	2,299,290	41,972	18.29	Petróleo
14	CT. Guadalupe Victoria (Lerdo), Durango	1,990,460	36,179	18.17	Petróleo
15	CT. Juan de Dios Villa P. (Tepic), Jalisco	1,996,550	36,131	18.12	Petróleo
16	CT. Francisco Villa (Delmas), Chihuahua	1,916,730	33,166	17.30	Petróleo
17	CT. Mordano y Nuevo León	2,508,090	38,792	15.47	Petróleo
18	CT. Emilio Portes Gil (Río Bravo), Tamaulipas	1,785,990	24,888	13.93	Petróleo
19	CT. Benito Juárez (Santitas), Chihuahua	1,276,900	22,379	17.53	Petróleo
20	CT. Carpecho II (Lerma), Coahuila	810,720	17,743	21.89	Petróleo
21	CT. Mérida II, Yucatán	1,099,710	17,497	15.90	Petróleo
22	CT. Pasa Ríos, Veracruz	654,040	12,768	19.52	Petróleo
23	CT. Felipe Carrillo P. (Militado), Yucatán	414,070	8,409	20.31	Petróleo
24	CT. Presidente Juárez (Tijuana), Baja California	1,493,840	30,19	4.71	Petróleo
25	CT. Punta Prieta II, Baja California Sur	621,360	6,004	9.66	Petróleo
26	C.C. Puerto San Carlos, Baja California Sur	479,690	5,933	12.36	Petróleo
27	CT. Nachi-Coccom, Yucatán	248,470	5,838	23.49	Petróleo
28	CT. Guaymas I, Sonora	169,750	5,106	30.14	Petróleo
29	CTG. Cancún, Quintana Roo	72,770	325	4.46	Diésel
30	C. P.R. Las Cruces, Guerrero	48,400	198	4.09	Diésel
31	C.C.C. El Saiz, Querétaro	1,370,540	178	0.13	Gas natural
32	CTG. Ciudad Constitución, Baja California Sur	33,690	171	5.08	Diésel
33	CTG. Los Cabos, Baja California Sur	30,920	134	4.34	Diésel
34	C.C.C. Felipe Carrillo P. (Militado), Yucatán	1,517,600	123	0.08	Diésel
35	C.C. Guerrero Negro, Baja California Sur	36,390	117	3.22	Diésel
36	CTG. Cabrera Industrial, Sonora	25,140	109	4.34	Diésel
37	CTG. Hilo, Quintana Roo	27,620	99	3.59	Diésel
38	C.C. Santa Rosalia, Baja California Sur	20,220	87	4.30	Diésel
39	CTG. Culiacán, Sinaloa	17,350	63	3.63	Diésel
40	CTG. Pangu, Chihuahua	15,580	62	3.97	Diésel
41	C. T.G. Tamaulipas, Nuevo León	13,600	57	4.24	Diésel

CENTRAL	ESTADO	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, MW	EMISIONES DE SO ₂ toneladas	INDICE DE EMISIONES DE SO ₂ kg/MWh	COMBUSTIBLE PRIMARIO
42	CTG Ciudad Obregón, Sonora	10780	53	4.95	Diésel
43	CTG Punta Prieta I (La Paz), Baja California Sur	9870	51	5.17	Diésel
44	CCI Villa Constitución, Baja California Sur	17,170	50	2.93	Diésel
45	Pueblo Nuevo (Misión), Sonora	10050	46	3.63	Diésel
46	CTG Ciprés, Baja California	10,120	45	4.44	Diésel
47	C. TG. El Verde, Jalisco	25,110	44	1.58	Gas natural
48	CTG Arroyo de Coyote, Tamaulipas	6540	41	6.21	Diésel
49	C. TG. Xal-Ha, Quintana Roo	8770	40	4.59	Diésel
50	CTG Chihuahua I, Chihuahua	7390	37	4.93	Diésel
51	Huam Nogales (Misión), Sonora	7730	28	3.67	Diésel
52	CTG Mexical, Baja California	5330	26	4.90	Diésel
53	CTG Presidente Juárez (Tijuana), Baja California	648,420	25	0.04	Gas natural
54	CTG, Equipamex, Coahuila	4560	23	4.90	Diésel
55	C. TG Industrial (Guadalupe), Chihuahua	1980	19	9.41	Diésel
56	CT La Laguna, Durango	175,590	15	0.09	Gas natural
57	CTG Paríes El Miró Bravo), Tamaulipas	1031,400	14	0.01	Gas natural
58	C.C.C. Chihuahua II (El Encino), Chihuahua	2,049,700	12	0.00	Gas natural
59	CT Valle de México, México	3,894,120	11	0.00	Gas natural
60	C.C.C. Benito Juárez (Samalayuca II), Chihuahua	3,901,850	10	0.00	Gas natural
61	C.C.C. Río Páez Río (Tula), Hidalgo	3,093,840	8	0.00	Gas natural
62	C.C.C. Dos Bocas, Veracruz	2,428,890	7	0.00	Gas natural
63	C.C.C. Humalá, Nuevo León	2,331,450	6	0.00	Gas natural
64	CCI Yacón, Sonora	1930	5	2.54	Diésel
65	C.C.C. Presidente Juárez (Rosetta), Baja California	2,077,250	4	0.00	Gas natural
66	CTG El Sauc, Quintana Roo	1,498,570	4	0.00	Gas natural
67	CTG Mercedes, Coahuila	n/a	4	n/a	Gas natural
68	C.C.C. Gómez Palacio, Durango	1,045,260	3	0.00	Gas natural
69	C.C.C. Humalá B, Nuevo León	1,333,060	3	0.00	Gas natural
70	CTG La Laguna, Durango	62,260	2	0.03	Gas natural
71	CT Jorge Luque (LFC) México	497,160	2	0.00	Gas natural
72	CTG Hermosillo, Sonora	507,160	2	0.00	Gas natural
73	CTG Chihuahua II (El Encino), Chihuahua	329,140	1	0.00	Gas natural
74	CTG Humalá, Nuevo León	280,700	1	0.00	Gas natural
75	CT San Jerónimo, Nuevo León	222,010	1	0.00	Gas natural
76	C. TG Jorge Luque (Sachetá) (LFC), México	145,390	1	0.00	Gas natural
77	C. TG. Nonoalco (LFC) DF	131,420	1	0.00	Gas natural
78	CTG Valle de México (LFC), México	104,780	0.45	0.00	Gas natural
79	C. TG Chilón, Coahuila	25,250	0.12	0.00	Gas natural
80	CTG Universidad, Nuevo León	17,220	0.09	0.01	Gas natural
81	CTG Lerma, Nuevo León	16,570	0.09	0.01	Gas natural
82	CTG Fundidora, Nuevo León	4,810	0.03	0.01	Gas natural

Emissiones de óxido de nitrógeno NO_x de centrales eléctricas de México, según volumen anual.

CENTRAL ESTADO	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, MWh	EMISIONES DE NO _x , toneladas	ÍNDICE DE EMISIONES DE NO _x , kg/MWh	COMBUSTIBLE PRIMARIO	
1	CT José López Portillo (Río Encarnación), Coahuila	7510,500	45200	6.11	Carbón
2	CT Carlin & Coahuila	6226,850	40000	6.44	Carbón
3	CT Pylares Elías Calles (Petalcalca), Guerrero	19,879,470	30331	2.28	Carbón
4	CT PMA A. López Mateos (Tuxpan), Veracruz	152311650	15,809	1.06	Petróleo
5	CT Francisco Pérez Ros (Tula), Hidalgo	6274,170	10948	1.72	Petróleo
6	CT Atlixco, Tamaulipas	4655,050	8099	1.88	Petróleo
7	CT Gen. Manuel Álvarez (Montemilpá II), Colima	6,449,140	6,146	0.95	Petróleo
8	CT Salazarita, Guanajuato	4,241,280	5,359	1.11	Petróleo
9	CT Montemilpá II, Colima	5,074,400	4,555	0.90	Petróleo
10	CCC Benito Juárez (Sarmatayuca II), Chihuahua	3291,950	4,140	1.06	Gas natural
11	CCC Fco. Pérez Ríos (Tula), Hidalgo	3290,240	4098	1.25	Gas natural
12	CT José Antonio Ruiz (Matamoros II), Sonora	6284,120	4,056	1.23	Petróleo
13	CCC Dos Bocas, Veracruz	2,429,890	3712	1.53	Gas natural
14	CTG. Páezes III (Río Bravo), Tamaulipas	1,031,400	3,437	3.33	Gas natural
15	CT Monterrey Nuevo León	2538,000	3,429	1.35	Petróleo
16	CT Puerto Libertad, Sonora	3340,740	3,289	0.98	Petróleo
17	CCC Chihuahua II (El Encino), Chihuahua	2,949,790	3,264	1.11	Gas natural
18	CT Villa de México, México	3,994,120	3,096	0.80	Gas natural
19	CCC Hualde, Nuevo León	2321,480	3,009	1.29	Gas natural
20	CT Carlos Rodríguez Rivera (Guaymas II), Sonora	2,259,290	2,958	1.31	Petróleo
21	CT Villa de Reyes (San Luis Potosí), San Luis Potosí	2,925,990	2,882	0.98	Petróleo
22	CT Francisco Villa (Delicias), Chihuahua	1,919,710	2,871	1.50	Petróleo
23	CT José de Dios, RMA F (Topolobampo), Sinaloa	1,290,250	2,775	1.99	Petróleo
24	CT Presidente Juárez (Tijuana), Baja California	1,489,940	2,392	1.61	Petróleo
25	CCC Presidente Juárez (Fresnillo), Baja California	2,072,250	2,242	1.08	Gas natural
26	CTG. El Sinc, Querétaro	1,495,870	2,221	1.48	Gas natural
27	CCC Felipe Carrillo F (Villahahida), Veracruz	1,512,600	2,026	1.34	Gas natural
28	CCC El Sinc, Querétaro	1,270,540	1,885	1.48	Gas natural
29	CT Guadalupe Victoria (León), Durango	1,280,460	1,892	0.96	Petróleo
30	CT Benito Juárez (Sarmatayuca I), Chihuahua	1,202,900	1,814	1.47	Petróleo
31	CCC Gómez Palacios, Durango	1,045,260	1,668	1.60	Gas natural
32	CT Emilio Páezes III (Río Bravo), Tamaulipas	1,246,200	1,634	0.94	Petróleo
33	CCC Hualde II, Nuevo León	1,233,090	1,418	1.06	Gas natural
34	CTG. Presidente Juárez (Tijuana), Baja California	648,420	1,222	1.88	Gas natural
35	CT Minde II, Yucatán	1,090,710	1,151	1.05	Petróleo
36	CCI Puerto San Carlos, Baja California Sur	470,680	1,149	2.44	Petróleo
37	CT Rosa Ros, Veracruz	654,040	1,124	1.72	Petróleo
38	CT Campeche II (Linnol), Campeche	812,720	1,005	1.24	Petróleo
39	CCI Guerrero Negro, Baja California Sur	39,290	908	24.80	Diésel
40	CTG. Hermosillo, Sonora	502,150	875	1.73	Gas natural
41	CT Jorge López (LFC), México	422,190	847	1.70	Gas natural

	CENTRAL, ESTADO	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, MWh	EMISIONES DE NO _x , toneladas	ÍNDICE DE EMISIONES DE NO _x , kg/MWh	COMBUSTIBLE PRIMARIO
42	C.E. Punta Prieta II, Baja California Sur	621,630	633	1.04	Petróleo
43	C.E. Felipe Carrillo P. (Naboká-B), Yucatán	414,970	709	1.71	Petróleo
44	C.C.L. Santa Rosalía, Baja California Sur	26,320	667	25.42	Gasol
45	C.TG. Chihuahua II (El Encino), Chihuahua	329,140	562	1.72	Gas natural
46	C.TG. Cancún, Quintana Roo	70,770	508	6.54	Gasol
47	C.TG. Hualah, Nuevo León	290,700	427	1.04	Gas natural
48	C.E. Guaymas I, Sonora	160,760	408	2.16	Petróleo
49	C.C.L. Villa Constitución, Baja California Sur	12,170	326	225.1	Gasol
50	Pueblo Nuevo (Móvil), Sonora	12,050	355	29.48	Gasol
51	C.E. Nachi-Croon, Yucatán	240,470	332	1.38	Petróleo
52	C. TG. Jorge López (Luchania) (LFC), México	145,390	326	2.24	Gas natural
53	C. TG. Los Cruzes, Guerrero	46,400	306	6.68	Gasol
54	C.E. La Laguna, Durango	170,590	303	1.69	Gas natural
55	C. TG. Mexcala (LFC), DF	131,470	291	2.13	Gas natural
56	C.TG. Ciudad Constitución, Baja California Sur	30,690	297	9.71	Gasol
57	C.TG. Valle de México (LFC), México	104,780	242	2.31	Gas natural
58	C.E. San Jerónimo, Nuevo León	222,010	218	0.98	Gas natural
59	Nuevo Mojales (Móvil), Sonora	7,730	219	28.29	Gasol
60	C.TG. Minchaca, Coahuila	n/a	217	n/a	Gas natural
61	C.TG. Los Cabos, Baja California Sur	30,900	208	6.72	Gasol
62	C.TG. Cabezas Industrial, Sonora	26,140	171	6.53	Gasol
63	C.TG. La Laguna, Durango	62,290	168	2.59	Gas natural
64	C.TG. Nizuc, Quintana Roo	27,630	158	5.64	Gasol
65	C. TG. El Verde, Jalisco	291,110	114	3.93	Gas natural
66	C.TG. Culiacán, Sinaloa	12,950	66	5.11	Gasol
67	C.TG. Parque, Chihuahua	15,560	66	6.19	Gasol
68	C. TG. Tecnológico, Nuevo León	10,400	64	6.11	Gasol
69	C.TG. Ciudad Obregón, Sonora	10,780	63	7.71	Gasol
70	C.TG. Punta Prieta I (La Pied), Baja California Sur	6,870	70	8.05	Gasol
71	C.TG. Ciénega, Baja California	10,120	70	6.92	Gasol
72	C. TG. Chávet, Coahuila	25,050	65	2.58	Gas natural
73	C.TG. Arroyo de Coyula, Tamaulipas	6,540	63	9.61	Gasol
74	C. TG. XAHU, Quintana Roo	6,770	63	7.16	Gasol
75	C.TG. Chihuahua I, Chihuahua	2,940	57	2.16	Gasol
76	C.TG. Universidad, Nuevo León	17,220	50	2.93	Gas natural
77	C.TG. Leona, Nuevo León	10,370	48	2.91	Gas natural
78	C.C.L. Yecora, Sonora	1,890	41	21.63	Gasol
79	C.TG. Mexcala, Baja California	5,330	41	3.07	Gasol
80	C.TG. Esperanza, Coahuila	4,590	36	7.66	Gasol
81	C. TG. Industrial (Luzang), Chihuahua	1,290	29	14.66	Gasol
82	C.TG. Fundición, Nuevo León	4,810	13	2.79	Gas natural

Emissiones de dióxido de carbono CO₂ de centrales eléctricas de México, según volumen anual.

	CENTRAL, ESTADO	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, MWh	EMISIONES DE CO ₂ , toneladas	ÍNDICE DE EMISIONES DE CO ₂ , kg/MWh	COMBUSTIBLE PRIMARIO
1	CT. Fito. A. López Mateos (Tapani), Veracruz	15,010,000	10,603,007	706	Petróleo
2	CT. Platero Blas Gallo (Petrópolis), Veracruz	13,079,470	8,247,112	634	Carbón
3	CT. Francisco Pérez Ríos (Tolu), Hidalgo	8,734,170	7,270,831	847	Petróleo
4	CT. Carbon 8, Coahuila	8,636,358	6,485,822	751	Carbón
5	CT. José López Portillo (Río Escobedo), Coahuila	7,515,500	6,277,828	836	Carbón
6	CT. Gen. Manuel Álvarez (Marzanillo 8), Colima	6,440,140	4,802,000	746	Petróleo
7	CT. Sotomayor, Guanajuato	4,941,300	3,762,227	761	Petróleo
8	CT. Altamira, Tamaulipas	4,655,850	3,710,679	797	Petróleo
9	CT. Marzanillo 8, Colima	5,034,400	3,382,769	672	Petróleo
10	CT. Puerto Libertad, Sonora	3,348,740	2,604,183	777	Petróleo
11	CT. José Acosta Pique (Miguelín 8), Sinaloa	3,284,120	2,601,298	792	Petróleo
12	CT. Valle de México, México	5,994,120	2,182,656	364	Gas natural
13	CT. Villa de Reyes San Luis Potosí, San Luis Potosí	2,925,000	2,175,608	744	Petróleo
14	CT. Modesto, Nuevo León	2,538,000	2,046,405	806	Petróleo
15	CT. Carlos Rodríguez Riera (Guaymas 8), Sonora	2,202,200	1,784,843	810	Petróleo
16	CT. Guadalupe Victoria (León), Durango	1,080,400	1,408,768	1,304	Petróleo
17	CT. Juan de Dios Bált P. (Tepic), Sinaloa	1,096,000	1,404,530	1,281	Petróleo
18	CT. Francisco Villa (Delicias), Chihuahua	1,819,200	1,484,702	819	Petróleo
19	CCC: Benito Juárez (San Mateo 8), Chihuahua	3,001,900	1,407,067	472	Gas natural
20	CCC: Fox, Pérez Ríos (Tolu), Hidalgo	3,260,000	1,446,000	444	Gas natural
21	CCC: Dos Bocas, Veracruz	2,428,800	1,315,800	542	Gas natural
22	CT. Emilio Portes Gil (Río Bravo), Tamaulipas	1,347,000	1,263,872	938	Petróleo
23	CTA. Puerto 88 (Río Bravo), Tamaulipas	1,031,400	1,216,256	1,179	Gas natural
24	CT. Presidente Juárez (Tijuana), Baja California	1,488,840	1,181,188	794	Petróleo
25	CCC: Chihuahua 8 (El Encino), Chihuahua	2,849,200	1,155,406	406	Gas natural
26	CCC: Hualtá, Nuevo León	2,281,400	1,066,807	468	Gas natural
27	CT. Benito Juárez Guadalupe 8, Chihuahua	1,282,000	972,687	760	Petróleo
28	CT. Minerva II, Yucatán	1,099,710	897,935	817	Petróleo
29	CT. Campeche II (Lerma), Campeche	812,200	704,042	867	Petróleo
30	CCC: Presidente Juárez (Tijuana), Baja California	2,977,250	734,784	247	Gas natural
31	CTA. El Saiz, Querétaro	1,495,070	732,424	490	Gas natural
32	CCC: Felipe Carrillo P. (Villahadida), Yucatán	1,517,000	685,122	452	Gas natural
33	CCC: El Saiz, Querétaro	1,370,540	645,002	471	Gas natural
34	CT. Pinar Ríos, Veracruz	664,080	606,247	913	Petróleo
35	CCC: Gómez Palacio, Durango	1,045,200	591,360	566	Gas natural
36	CT. Pardo Peña 8, Baja California Sur	621,000	573,406	923	Petróleo
37	CCC: Hualtá II, Nuevo León	1,333,000	562,768	422	Gas natural
38	CTA. Presidente Juárez (Tijuana), Baja California	648,450	427,061	659	Gas natural
39	CT. Felipe Carrillo P. (Villahadida), Yucatán	414,000	381,182	921	Petróleo
40	CT. Jorge López (LFCL), México	497,100	382,660	769	Gas natural
41	CTA. Huerfano, Sonora	678,150	310,150	459	Gas natural

CENTRAL, ESTADO		GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, MWh	EMISIONES DE CO ₂ , toneladas	ÍNDICE DE EMISIONES DE CO ₂ , kg/MWh	COMBUSTIBLE PRIMARIO
42	C.C. Puerto San Carlos, Baja California Sur	470,090	280,008	604	Petróleo
43	C.T. Nechí-Coccos, Yucatán	343,470	262,614	1,259	Petróleo
44	C.E. Guaymas I, Sonora	189,250	217,070	1,142	Petróleo
45	C.Ts. Chihuahua II (El Encino), Chihuahua	229,140	206,206	927	Gas natural
46	C.T. San Jerónimo, Nuevo León	222,040	154,502	695	Gas natural
47	C.Ts. Huamán, Nuevo León	250,700	151,433	568	Gas natural
48	C.T. La Laguna, Durango	179,590	129,943	723	Gas natural
49	C. Td. Jorge López (Archería) (LFC), México	145,040	115,693	798	Gas natural
50	C. Td. Novales (LFC), DF	131,470	99,471	752	Gas natural
51	C.Ts. Cancun, Quintana Roo	73,770	93,666	1,190	Diésel
52	C.Ts. Valle de México (LFC), México	104,290	85,478	818	Gas natural
53	C.Ts. Minchaca, Coahuila	n/a	76,026	n/a	Gas natural
54	C.Ts. La Laguna Durango	62,260	59,003	939	Gas natural
55	C. Td. Las Grutas, Guerrero	46,400	58,123	1,168	Diésel
56	C.Ts. Ciudad Constitución, Baja California Sur	33,830	47,566	1,412	Diésel
57	C.Ts. Los Cabos, Baja California Sur	30,900	37,315	1,208	Diésel
58	C.C. Guerrero Negro, Baja California Sur	30,300	36,226	919	Diésel
59	C.Ts. Caltona Industrial, Sonora	29,140	33,438	1,144	Diésel
60	C. Td. El Verde, Jalisco	29,110	28,381	975	Gas natural
61	C.Ts. Huetar, Quintana Roo	27,680	27,941	1,011	Diésel
62	C.C. Santa Rosalita, Baja California Sur	26,220	24,540	936	Diésel
63	C. Td. Chisec, Coahuila	25,250	23,100	915	Gas natural
64	C.Ts. Universidad, Nuevo León	17,200	17,684	1,028	Gas natural
65	C.Ts. Culiacán, Sinaloa	17,550	17,572	1,001	Diésel
66	C.Ts. Piquero, Chihuahua	15,580	17,206	1,104	Diésel
67	C.Ts. Loria, Nuevo León	16,570	17,121	1,033	Gas natural
68	C. Td. Tecnológico, Nuevo León	13,400	15,794	1,179	Diésel
69	C.Ts. Ciudad Obregón, Sonora	10,290	14,927	1,279	Diésel
70	C.C. Villa Constitución, Baja California Sur	12,170	14,226	829	Diésel
71	C.Ts. Puerta Prieta I (La Paz), Baja California Sur	9,070	14,173	1,495	Diésel
72	Puerto Nuevo (Mdl), Sonora	12,050	13,092	1,095	Diésel
73	C.Ts. Ciprés, Baja California	9,120	12,499	1,295	Diésel
74	C.Ts. Arroyo de Coyote, Tamaulipas	6,540	11,297	1,322	Diésel
75	C. Td. Xul-Há, Quintana Roo	5,770	11,192	1,276	Diésel
76	C.Ts. Chihuahua I, Chihuahua	7,980	10,168	1,258	Diésel
77	Nuevo Négales (Mdl), Sonora	5,730	8,047	1,041	Diésel
78	C.Ts. Mexcal, Baja California	5,330	7,259	1,399	Diésel
79	C.Ts. Esperanza, Coahuila	4,500	6,276	1,367	Diésel
80	C. Td. Industrial (Uruao), Chihuahua	1,880	5,175	2,615	Diésel
81	C.Ts. Panadero, Nuevo León	4,810	4,702	960	Gas natural
82	C.C. Yécora, Sonora	1,800	1,514	864	Diésel

7.4. NORMATIVIDAD APLICABLE A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Antecedentes de la normatividad ambiental:

Aunque de manera indirecta ya desde tiempos de la colonia ha existido preocupación por proteger elementos específicos del ambiente, mediante la expedición de leyes, fue hasta 1971 que se inició la estructuración de un marco legal en materia de protección ambiental al promulgarse la Ley Federal para Prevenir y Controlar la Contaminación Ambiental, la cual fue derogada en febrero de 1982, cuando entró en vigor la Ley Federal de Protección al Ambiente, cuyo propósito fue regular los ámbitos en que la contaminación podía tener lugar, así como sus efectos ambientales. En esta Ley se incorporó la evaluación del impacto ambiental de las obras públicas y privadas con la finalidad de formar un instrumento elemental para enfrentar la problemática ambiental.

Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (vigente).

La Ley Federal de Protección al Ambiente fue derogada en 1988, cuando entró en vigor la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, actualmente vigente, la cual en su sección V, trata sobre la Evaluación del Impacto Ambiental para obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico, por ejemplo en obras hidráulicas e industria química, petroquímica, eléctrica, etc. Por lo cual se debe tomar como un elemento de planeación que permite predecir, evitar y en su caso atenuar el deterioro de los ecosistemas que implica la realización de obras o actividades de carácter público o privado.

Con la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente se modificó la concepción tradicional del análisis de proyectos, que puede afectar significativamente el ambiente, no solamente durante la planeación, construcción, operación y mantenimiento, sino también con la ocurrencia de un evento extraordinario. Se incluyó el concepto de riesgo ambiental cuando las obras o actividades que impliquen un riesgo ambiental, los promotores del proyecto deberán presentar ante la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL), o en su caso a las autoridades locales en materia de ecología, un estudio de riesgo, en el que se defina el daño potencial que la obra o actividad representaría para la población, sus bienes y el ambiente, durante todas las etapas de proyecto y en caso de accidente, así como las medidas de seguridad y operación convenientes para evitar, mitigar o controlar efectos adversos.

NOM-085-SEMARNAT-1994.

En lo que respecta a las emisiones de partículas contaminantes a la atmósfera, las plantas que las producen se deben de apegar a las normas mexicanas como lo es la emitida por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la NOM-085-SEMARNAT-1994, la cual regula la contaminación atmosférica-Fuentes fijas- Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión, publicada el 2 de diciembre de 1994.

En esta norma, los límites máximos permisibles de emisiones a la atmósfera, desde fuentes fijas, se clasificaron en dos periodos:

- El primero (1994-1997) es de transición. PEMEX mejora su infraestructura para mejorar la calidad de los combustibles, y tanto CFE como las plantas industriales deberán preparar sus equipos de combustión para reducir los niveles de emisiones.
- En el segundo periodo (1998 en adelante) la norma fija niveles de emisión más estrictos y establece niveles regionales de emisión.

Esta norma divide al país en tres zonas:

a) Zona metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM).

El área comprendida por las 16 delegaciones políticas del Distrito Federal y 17 municipios del estado de México: Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán de Romero Rubio, Cuautitlán Izcalli, Chalco de Covarrubias, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, San Vicente Chicoloapan, Nicolás Romero, Tecámac, Tlalnepantla y Tultitlán.

b) Zonas críticas.

Las metropolitanas de Monterrey, y Guadalajara; los centros de población de Coatzacoalcos- Minatitlán, en el estado de Veracruz; Irapuato-Celaya-Salamanca en el estado de Guanajuato; Tula-Vito- Apasco en los estados de Hidalgo y de México; corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira, en el estado de Tamaulipas; el municipio de Tijuana, en el estado de Baja California y el municipio de Cd. Juárez, en el estado de Chihuahua.

c) Resto del país (RP).

En el siguiente diagrama observamos donde se encuentran las zonas con mayores índices de contaminación de México las cuáles son clasificadas por la SEMARNAT como zonas críticas.



Figura. 7.8 Zonas críticas definidas en la NOM-085-SEMARNAT-1994.

Respecto a las centrales que sólo utilicen combustibles gaseosos, no hay valores límite en la densidad del humo, las partículas y el bióxido de azufre; sólo existen valores en cuanto a los óxidos de nitrógeno (capacidades mayores a 5,250 MJ/h) y al exceso de aire de combustión en todas las capacidades. En los periodos 1994-1997 y a partir de 1998, se presentan valores límite para capacidades de 30.56 MW o mayores.

Los valores vigentes a partir de 1998 son más estrictos y son:

Periodo	Capacidad del equipo de combustión		Óxidos de nitrógeno ppm V (kg/10 ⁸ kcal)			Exceso de aire de combustión (% volumen)
	MJ/h	MW	ZMCM	ZC	RP	
1994 -1997	Mayor de 110,000	Mayor de 30.56	160 (0.409)	280 (0.716)	400 (1.023)	30
A partir de 1998	Mayor de 110,000	Mayor de 30.56	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	20

Los valores específicos para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h (30.56 MW), que queman combustibles sólidos son:

Periodo	Partículas mg/m ³ (kg/10 ⁸ kcal)			Bióxido de azufre ppm V (kg/10 ⁸ kcal)			Óxidos de nitrógeno ppm V (kg/10 ⁸ kcal)			Exceso de aire de combustión (% volumen)
	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	
1994-1997	70 (0.105)	325 (0.498)	435 (0.664)	1,100 (4.32)	2,100 (8.24)	2,600 (9.81)	160 (0.449)	280 (0.785)	400 (1.122)	30
A partir de 1998	60 (0.090)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.16)	1,100 (4.31)	2,200 (8.18)	110 (0.309)	110 (0.309)	375 (1.052)	20

Los valores específicos para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h (30.56 MW), que queman combustibles líquidos son:

Periodo	Partículas mg/m ³ (kg/10 ⁸ kcal)			Bióxido de azufre ppm V (kg/10 ⁸ kcal)			Óxidos de nitrógeno ppm V (kg/10 ⁸ kcal)			Exceso de aire de combustión (% volumen)
	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	
1994-1997	70 (0.099)	325 (0.462)	500 (0.710)	1,100 (4.12)	2,100 (7.81)	2,600 (9.81)	160 (0.427)	280 (0.748)	400 (1.089)	30
A partir de 1998	60 (0.085)	250 (0.355)	350 (0.497)	550 (2.04)	1,100 (4.08)	2,200 (8.18)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.000)	20

Hoy en día para hacer frente a estos problemas ambientales, todas las industrias incluyendo el sector eléctrico, ha implementado técnicas para el control de contaminantes atmosféricos, las cuáles se pueden clasificar en tres categorías: sustitución de combustibles, modificación a la combustión y control después de la combustión.

La sustitución de combustibles reduce los óxidos de azufre o de nitrógeno al quemar combustibles con menores contenidos de azufre o nitrógeno, respectivamente; las partículas sólidas también se reducen cuando energéticos más limpios son utilizados. La modificación de la combustión incluye cualquier cambio físico u operacional en la caldera y es aplicado principalmente para el control de los óxidos de nitrógeno. El control después de la combustión del combustible se utiliza para el control de emisiones de partículas sólidas y para los óxidos de azufre y de nitrógeno.

EJERCICIOS

7.1. Considere una central termoeléctrica con una capacidad total de 915 MW con un factor de carga del 72.5 % y un rendimiento del 40 %. Determinar las cantidad de carbón requerido para generar energía eléctrica por cada hora si se emplea:

- Carbón como combustible.
- Combustóleo como combustible.

Sabiendo que:

Combustible	Capacidad calorífica (MJ/kg)
Carbón	29.7
Combustóleo	40.5

Solución:

Transformando KW A MJ / h, tenemos que:

$$915 \text{ MW} \left(\frac{(1 \text{ MJ} / \text{seg})(3600 \text{ seg})}{(1 \text{ MW})(1 \text{ hr})} \right) = 3.24 \times 10^3 \text{ MJ} / \text{hr}$$

Para obtener el combustible requerido tenemos:

$$\text{combustible requerido} = \frac{\text{trabajo de la planta} \times \text{factor de carga}}{\text{rendimiento} \times \text{capacidad calorífica}}$$

Entonces para:

$$\text{a) carbón requerido} = \left(\frac{(3.294 \times 10^3 \text{ MJ} / \text{hr})(0.725)}{(0.4)(29.7 \text{ MJ} / \text{kg})} \right) = 201 \text{ kg} / \text{h}$$

$$\text{b) carbón requerido} = \left(\frac{(3.294 \times 10^3 \text{ MJ} / \text{hr})(0.725)}{(0.4)(40.5 \text{ MJ} / \text{kg})} \right) = 147 \text{ kg} / \text{h}$$

Podemos decir que la central que usa combustóleo necesita menos combustible para generar la misma cantidad de energía eléctrica que genera una cuyo combustible es el carbón.

7.2. Calcular la cantidad de material necesario para alimentar una planta eléctrica con capacidad de 1 000 MW, si en un día utiliza $2.4 \cdot 10^{11}$ BTU, si se alimenta de carbón y uranio, calcular la energía producida en un año por cada planta.

$$P = 1\,000 \text{ MW}$$

$$E = 2.4 \cdot 10^{11}$$

$$1 \text{ Tons carbon} = 25 \text{ BTU}$$

$$1 \text{ Tons } ^{235}\text{U} = 70 \cdot 10^{12} \text{ BTU}$$

$$1 \text{ kWhr} = 3\,413 \text{ BTU}$$

a) Para el carbón la masa requerida es M

$$M = (2.4 \cdot 10^{11} \text{ BTU} / \text{día}) \cdot (1 \text{ Tons carbon} / 25 \cdot 10^6 \text{ BTU})$$

$$M = 9\,600 \text{ Tons/día}$$

b) Para el uranio la masa requerida es M

$$M = (2.4 \cdot 10^{11} \text{ BTU} / \text{día}) \cdot (1 \text{ Tons carbon} / 70 \cdot 10^{12} \text{ BTU}) \cdot (1\,000 \text{ Kg} / 1 \text{ Tons})$$

$$M = 3.4 \text{ Kg} / \text{día}$$

c) La energía producida por cada planta respectivamente es E

La energía necesaria en un año es

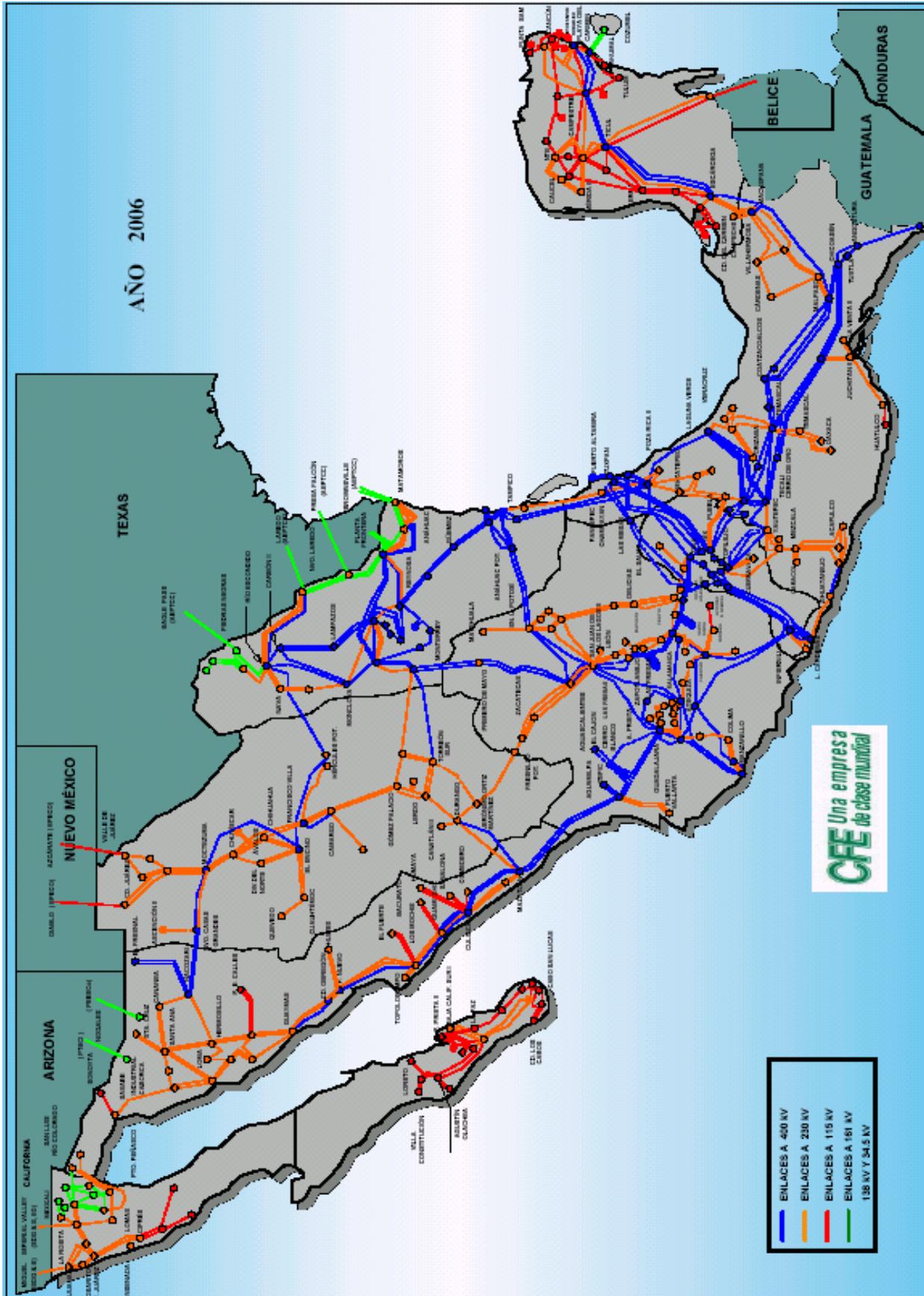
$$e = (2.4 \cdot 10^{11} \text{ BTU} / \text{día}) \cdot 365 \text{ día}$$

$$e = 8.76 \cdot 10^{13} \text{ BTU}$$

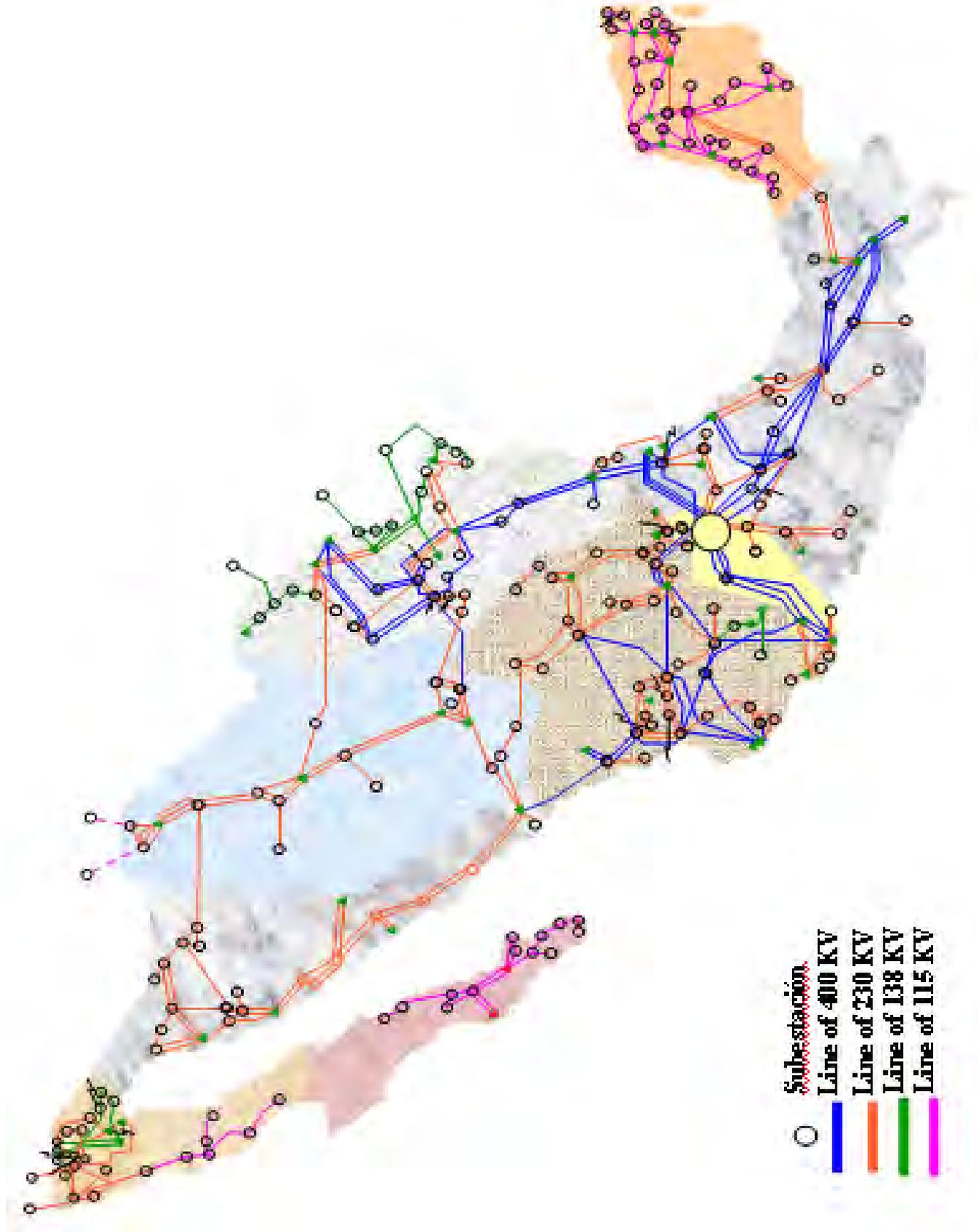
$$E = (8.76 \cdot 10^{13} \text{ BTU}) \cdot (1 \text{ kW Hr} / 3\,413 \text{ BTU})$$

$$E = 25.67 \cdot 10^6 \text{ MW Hr}$$

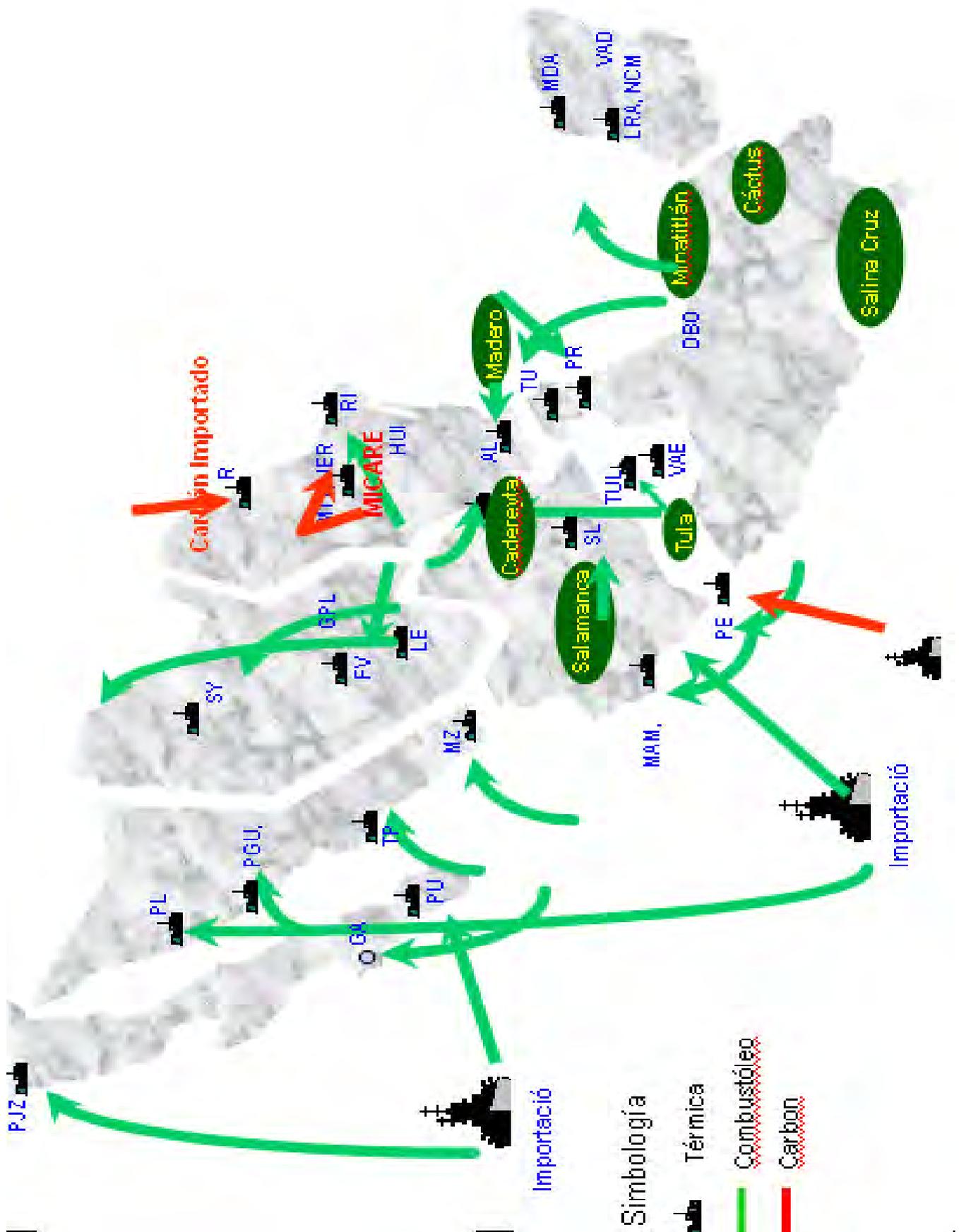
ANEXO MAPAS:



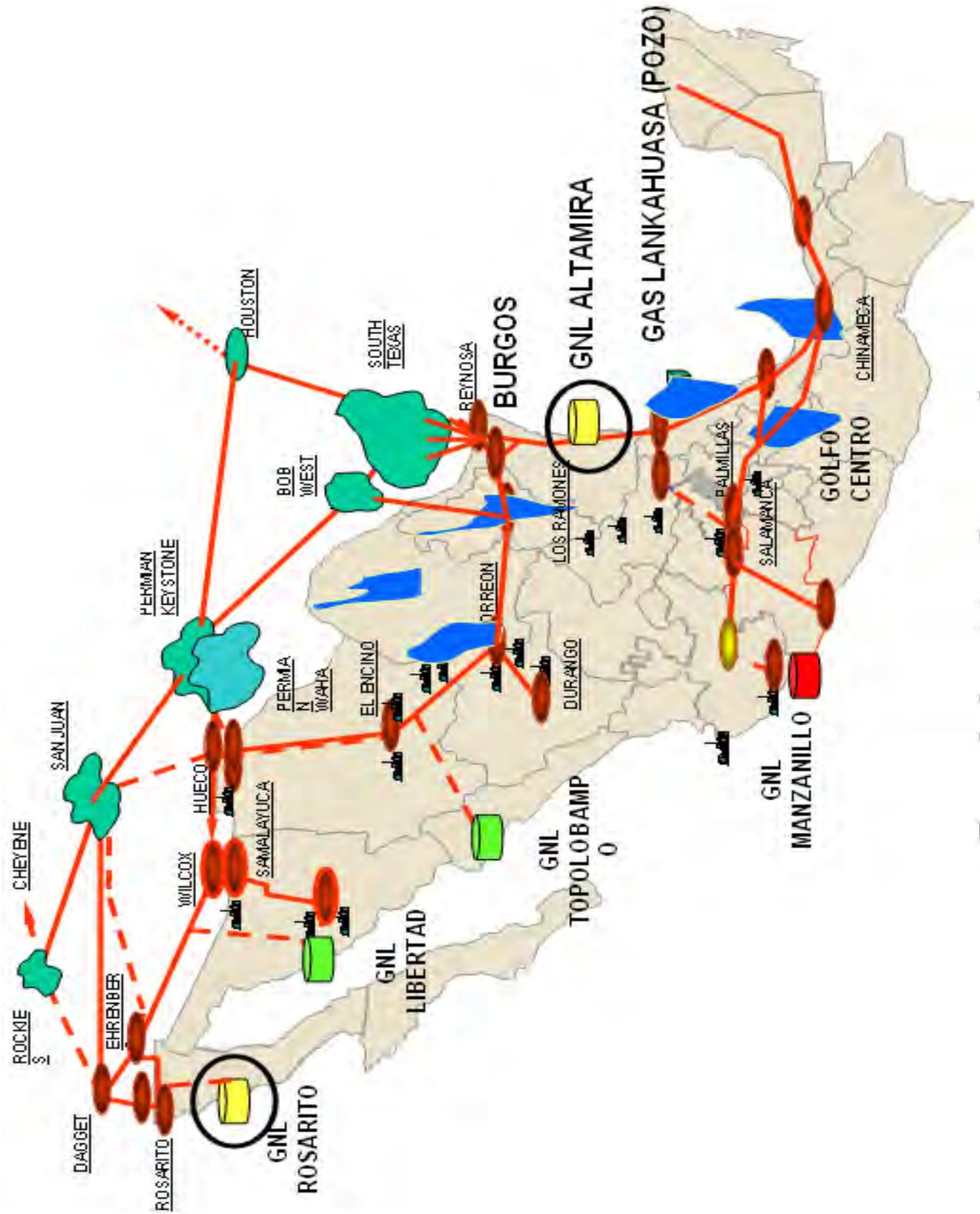
Distintos tipos de líneas de transmisión.



Fuentes de combustóleo y Carbón.



Fuentes de abastecimiento de gas natural.



CONCLUSIÓN:

El presente trabajo de esta tesis tuvo como base la asignatura de plantas generadoras, por lo que esperamos que cualquier estudiante que la curse se pueda apoyar de manera cómoda y confiable en nuestro trabajo desarrollado con arduo empeño y dedicación, ya que al final de cuentas el principal objetivo de nuestro trabajo, es crear una herramienta confiable para la enseñanza de ésta asignatura en beneficio de la comunidad universitaria y de cualquier persona interesada en el tema de la generación eléctrica.

Se ha podido identificar al generador eléctrico como el corazón de la planta, como hemos observamos su estudio en el tema dos, es el elemento fundamental en cuestión de generación eléctrica y el estudio minucioso presentado tanto en forma cualitativa como cuantitativamente nos ha dejado ver su gran importancia y complejidad en cuanto a su estructura y su funcionamiento. No olvidemos también la gran relevancia que presenta en cuanto a su conexión a tierra, las sobretensiones que lo afectan, su modo de operación, las características de la carga que requiere (cantidad de potencia activa y reactiva), elementos que garantizarán la calidad de la energía eléctrica entregada.

En lo referido a las características internas de la planta, respecto a su equipo y arreglos, observamos que no son tan sencillos los componentes que lo conforman, cada equipo tiene su función bien definida y por pequeño o insignificante que parezca alguno de sus elementos, sin su existencia o mal funcionamiento, no sería posible la generación de energía de forma segura y confiable.

Por otro lado, el análisis del despacho económico de carga, resultó ser un tema de gran importancia ya que de acuerdo a la demanda requerida, algunas plantas trabajarán y otras no, de acuerdo a cuestiones económicas, sin descuidar la calidad y continuidad de la energía que se entrega.

Finalmente, con el análisis de los impactos ambientales producidas por la generación de energía eléctrica, esperamos crear en los lectores, una conciencia del cuidado ecológico para procurar generar energía limpia y de forma sustentable, tratando de producir el menor daño posible a nuestro medio ambiente, fomentando el desarrollo y uso de las energías alternativas que no dañen el medio ambiente.

En ningún tema se tocó lo referente a la obra civil, sino que el análisis fue meramente con un enfoque eléctrico, es por ello que nuestro trabajo es exclusivamente enfocado para el área eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA.

- Amador, Víctor .**Generadores, Motores y Transformadores Eléctricos.** México, UNAM, Facultad de Ingeniería. 1992.
- Buchhold-Happoldt. **Centrales y Redes Eléctricas.** España, Editorial Labor, 1971.
- Seoanez Mariano. **Ingeniería del Medio Ambiente.** España, Ediciones Mundi-Prensa, 1999.
- Campos, Leticia. **La Electricidad en México y Área Conurbada.** México, Siglo XXI Editores, 2005.
- Cardwell, Donald. **Historia de la Tecnología.** España, Alianza Editorial, 1994.
- Carr, Thomas. **Electric Power Stations,** England, Chapmand and Hall, 1991.
- Carranza, Eduardo. **Apuntes de máquinas síncronas.** Facultad de Ingeniería.
- Cisneros, Salvador. **Operación del Sistema de Potencia Eléctrica.** CFE
- Chapman, Stephen. **Máquinas Eléctricas.** México, Mc Graw-Hill, 1993.
- Christine, Clarence. **Electrotecnia General,** Argentina, Ediar, 1995.
- De la Garza, Enrique y varios autores. **Historia de la Industria Eléctrica en México,** Volumen I. México, UAM Iztapalapa, 1994.
- Emery, E. **Motores y Generadores Eléctricas,** España, Aguilar, 1991.
- Enríquez, Gilberto. **Elementos de Centrales Eléctricas Vol. I y II** México Limusa, 1995.
- Espinosa, Roberto. **Sistemas de Distribución,** México, Limusa, Trillas, 1990.
- Expósito, Antonio y varios autores. **Análisis y Operación de Energía Eléctrica,** España, Mc Graw-Hill. 2000.
- Expósito, Antonio y varios autores. **Sistema Eléctrico de Potencia,** España, Prentice-Hall.
- Glover, J. y Sarma, Mulukutla. **Power System Analysis and Desing,** USA, PWS Publishing Sarma, 1994.
- Grainger, John y Stevenson Jr, William D. **Análisis de Sistemas de Potencia.** México, Mc Graw-Hill. 1996.
- Kimbark, Edward. **Power System Stability,** EUA, Jhon Wiley and Sons.
- Henrich, Roger A. Energy. USA, Saunders Collage Publishing, 1992.
- Jaramillo, G. **Electricidad y Magnetismo.** México, Trillas-UNAM, Facultad de Ingeniería, 1997.
- Juárez, José. **Sistemas de Distribución de la Energía Eléctrica,** UAM Azcapozalco, 1995.
- Matsch, Leander. **Máquinas Electromecánicas y Electromagnéticas.** México, Alfaoemga, 1990.
- Miller, Paul y varios autores. **Power Planta Air Emission,** Comisión para la Cooperación Ambiental de America del Norte, EUA y Canada.
- Miranda, Alejandro. Tesis, **Estudio de la Prospectiva de la Generación de Energía Eléctrica en México.** México, Facultad de Ingeniería.
- Morales, Arturo. **Apuntes de Plantas Generadoras y Presentaciones.** Facultad de Ingeniería.

- Morales, Arturo. **Tesis de maestría: Sobretensiones.** Facultad de Ingeniería.
- López, Alfredo. **Apuntes de Plantas Generadoras.** Facultad de Ingeniería.
- Ogata, Katsuhiko. **Ingeniería de Control Moderna,** México, Prentice Hall, 1980.
- Orielle, Ángel. **Centrales Eléctricas Vol. II,** España, Ediciones UPC
- Potes, Santo. **Centrales Eléctricas,** España, Editorial Gustavo Gili, 1971.
- Raúll, José. **Subestaciones Eléctricas,** México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000.
- Reséndiz, Daniel. **El Rompecabezas de la Ingeniería.** México, FCE, 2008.
- Reyes, Miguel. **Máquinas hidráulicas.** México, editorial Alfaomega, 1993.
- Sáenz, Javier. **Máquinas Eléctricas.** España, Pearson Educación, 2002.
- Thaler, Julius. **Máquinas Eléctricas Estado Dinámico y Permanente,** México, Limusa-Weslwy, 1979.
- Turk, Amos. **Ecología, Contaminación y Medio Ambiente, México,** Nueva Editorial Iberoamericana, 1973.
- Vazquez, David. **Apuntes Sistemas Eléctricos de Potencia II.** Facultad de Ingeniería.
- Viejo, Manuel. **Energía Hidroeléctrica, Turbinas y Plantas Generadoras,** México, Limusa, 1977.
- Viqueira, Jacinto. **Introducción a la Ingeniería.** México, Limusa, 1994.
- Viqueira, Jacinto. **Redes Eléctricas Vol. I y II. México,** UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Viqueira, Jacinto. **Energía e Impacto Ambiental.** México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
- Willian, Roadstrum. **Ingeniería Eléctrica para todos los Ingenieros,** Alfaomega.

MANUALES.

- Sistema de Excitación Estático para Generadores Síncronos de Centrales Eléctricas. CFE W4101-16, CFE 2005
- Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional. CFE.
- Central Termoeléctrica Petacalco. CFE.

PÁGINAS DE INTERNET.

- Generación de Electricidad CFE
www.cfe.gob.mx/en/LaEmpresa/generacionelectricidad/
- Historia de CFE
www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/historia/
- Estadísticas CFE
www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Estadísticas/
- Comisión Nacional de Energía Atómica

www.cnea.gov.ar/xxi/

International Electrotechnical Commission. IEC
www.iec.ch

Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico. ANCE
www.ance.org.mx

Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE
www.ieee.org

Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM,
<http://www.juridicas.unam.mx/publica/rev/boletin/cont/92/art/art4.htm>

Association of German Engineers. VDI
www.vdi.de

National Fire Protection Association. NFPA
www.nfpa.org

American National Standards Institute. ANSI
www.ansi.org

International Council on Large Electric Systems. CIGRE
www.cigre.org

National Electrical Manufacturers Association. NEMA
www.nema.org

Underwriters Laboratories Inc. UL
www.ul.com

Instituto de Investigaciones Eléctricas. IIE
www.iie.org.mx/

Diseño estratégico de proyectos eléctricos y su impacto ambiental.
<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/lacgec2002/37.pdf>

Tutorial IEEE de protección de generadores síncronos.
www.scribd.com/doc/10989562/TUTORIAL-IEEE-DE-PROTECCION-DE-GENERADORES-SINCRONICOS

Compensación de potencia reactiva.
www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/2155/1/images/Comp_pot_reactiva.pdf

Régimen Permanente de la Máquina Síncrona.
www.cenda.usb.ve/publicaciones/trabajosdeascenso.