



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE GENERADORES
SÍNCRONOS EN TERMOELÉCTRICAS E
HIDROELÉCTRICAS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

P R E S E N T A:

NEFTALÍ PÉREZ GÓMEZ

ASESOR:

**DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
DR. GILBERTO GONZÁLEZ ÁVALOS**



Morelia Michoacán, Febrero de 2018

Dedicatoria

Con amor:

A mis padres, Enoch Pérez López y Manuela Gómez García, por darme la vida, por creer en mí, por su invaluable apoyo que me brindaron para poder culminar mi carrera profesional y quienes aprendieron a gozar y a enriquecerse a través de un amor humilde, respetuoso y único.

A mis hermanos: Cruz Arelis, Sandra Griselda, Elsi Estefany y José Luis que me brindaron su apoyo en los momentos difíciles.

Y con gratitud:

A mi Dios por cuidarme en todo momento y brindarme de todo lo necesario para poder llegar al día de hoy.

Agradecimientos

A mi asesor, Doctor Gilberto González Ávalos por brindarme sus conocimientos, su dedicación y constante apoyo en la realización de este trabajo.

A mis sinodales que aceptaron tomarse el tiempo para leer esta tesis.

A mis profesores que fueron parte de formación académica.

A la Facultad de Ingeniería Eléctrica (FIE).

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH)

Índice

Dedicatoria	i
Agradecimientos.....	ii
Índice	1
Índice de figuras.....	3
NOMENCLATURA	5
RESUMEN	7
ABSTRACT	8
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	9
1.1. LOS GENERADORES SINCRONOS EN LAS CENTRALES	9
1.2. OBJETIVO	11
1.3. JUSTIFICACIÓN	12
1.4. METODOLOGÍA.....	12
1.5. CONTENIDO DE LA TESIS	13
CAPÍTULO 2 ANTECEDENTES DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS	14
2.1. INTRODUCCIÓN	14
2.2. ANTECEDENTES	17
2.3. FUENTES RENOVABLES	28
2.3.1. ENERGÍA HIDROELÉCTRICA	30
2.3.2. ENERGÍA EÓLICA	37
2.3.3. PLANTAS SOLARES	45
2.3.4. CENTRALES DE LA ENERGÍA DE LAS MAREAS	51
2.3.5. CENTRALES DE ENERGÍA GEOTÉRMICA	53
2.4. FUENTES NO RENOVABLES.....	59
2.4.1. CENTRALES TERMoeLECTRICAS	60
2.4.2. CENTRALES NUCLEOLÉCTRICAS	63
2.4.3. CENTRALES DE TURBINAS DE GAS	67
CAPÍTULO 3 MODELADO DEL GENERADOR SÍNCRONO	70

3.1. INTRODUCCIÓN	70
3.2. TRANSFORMADA DE PARK	70
3.3. LA MAQUINA SINCRONA	73
3.4. DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.....	76
3.4.1. ECUACIONES DE LOS ENLACES DE FLUJO LA MÁQUINA SINCRONA	78
3.4.2. ECUACIONES DE VOLTAJE DE LA MAQUINA SINCRONA.....	80
3.4.3. ECUACIONES DE TENSIÓN-CORRIENTE DE LA MÁQUINA.....	86
3.4.4. ECUACIONES DE PAR DE LA MÁQUINA SÍNCRONA	86
 CAPÍTULO 4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS GENERADORES SINCRONOS	91
4.1. INTRODUCCIÓN	91
4.2. SIMULACIÓN DE SISTEMAS EN 20-SIM.....	91
4.2.1. COMPONENTES BÁSICOS EN 20-SIM.....	92
4.3. MODELADO DE UN GENERADOR SINCRONO EN 20- SIM	98
4.4. RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE UN GENERADOR SINCRONO DE UNA HIDROELÉCTRICA.....	105
4.5. RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE UN GENERADOR SINCRONO DE UNA TERMOELÉCTRICA	108
4.6. RESULTADOS COMPARATIVOS DE LAS DOS CENTRALES ELÉCTRICAS ..	112
 CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
5.1. CONCLUSIONES	117
5.2. RECOMENDACIONES.....	118
 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	119

Índice de figuras

Figura 1.1 Rotor de una máquina eléctrica	10
Figura 1.2 Estator de una máquina eléctrica.....	10
Figura 2.1 Estación generadora de electricidad.	14
Figura 2.2 Generador construido por George Westinghouse.	15
Figura 2.3 Presidente lázaro cardenas recorre la planta de CFE.	16
Figura 2.4 Gráfica del registro histórico de la generación de energía eléctrica en México [2]. ...	19
Figura 2.5 Central hidroeléctrica “El Infiernillo”, año 1954.	24
Figura 2.6 Central hidroeléctrica “Chicoasen”, Chiapas.	25
Figura 2.7 Central hidroeléctrica “El Cajón”, Nayarit, México.	26
Figura 2.8 Turbinas dentro de la presa “Hoover” en Black Canyon, Nevada [6].	30
Figura 2.9 Potencia instalada e instalable para seis grandes áreas del mundo.	31
Figura 2.10 Vista aérea de la presa “Hoover”, Nevada, construido entre 1931 y 1936 [6].	33
Figura 2.11 Circulación atmosférica general.	38
Figura 2.12 Distribución estimada de la velocidad del viento.	39
Figura 2.13 Diversos componentes de un aerogenerador [7].	40
Figura 2.14 Transformaciones de energía en un aerogenerador.	41
Figura 2.15 Generador síncrono (cortesía de Aerogeneradores Canarios) [7].	43
Figura 2.16 Aerogenerador E-33 (Fuente: Enercon).	44
Figura 2.17 Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar.	46
Figura 2.18 Sistema solar con torre y heliostato.	48
Figura 2.19 Colectores cilindro-parabólicos.	49
Figura 2.20 Discos parabólicos (Stirling).	50
Figura 2.21 Esquema conceptual de una forma de aprovechamiento de las mareas.	51
Figura 2.22 Generador mareomotriz de corriente de marea.	52
Figura 2.23 Esquema conceptual de una planta térmica convencional.	54
Figura 2.24 Esquema conceptual de una planta geotérmica para generación eléctrica.	54
Figura 2.25 Esquema conceptual de una planta de conversión directa.	56
Figura 2.26 Esquema conceptual de un sistema de expansión súbita de una etapa.	56
Figura 2.27 Esquema conceptual de un sistema de expansión súbita de dos etapas.	58
Figura 2.28 Esquema conceptual de un sistema de ciclo binario.	58
Figura 2.29 Esquema de funcionamiento de una planta termoeléctrica clásica.	62
Figura 2.30 Esquema de dos centrales (Térmica convencional y nuclear).	64
Figura 2.31 Esquema de una central nuclear de agua a presión (PWR).	65
Figura 2.32 Esquema de una central de agua en ebullición (BWR).	66
Figura 2.33 Esquema de una central de ciclo combinado.	68
Figura 3.1 Diagrama de la máquina síncrona.	74
Figura 3.2 a) Rotor cilíndrico; b) Rotor de polos salientes.	75
Figura 3.3 Circuitos del estator y rotor de una máquina síncrona [14].	77
Figura 3.4 Devanado con convención generador [14].	81
Figura 3.5 Esquema de bobinado de la máquina síncrona [12].	83
Figura 4.1 Ventana del editor en 20-sim.	93
Figura 4.2 Simulador en 20-sim.	94
Figura 4.3 Uso de diagrama de bloques en el editor.	95
Figura 4.4 Ventana del simulador.	96
Figura 4.5 Ventana del editor de parámetros.	96

Figura 4.6 Ventana para ejecutar propiedades.	97
Figura 4.7 Resultados de simulación.	98
Figura 4.8 Voltajes simétricos balanceados.	99
Figura 4.9 Voltajes simétricos balanceados en el eje de referencia giratorio.	99
Figura 4.10 Marco de referencia a-b-c, d-q y a-b-c-	100
Figura 4.11 Diagrama de bloques para pasar al marco de referencia rotativo a,b,c a d,q,0 y del marco d,q,0 al marco a,b,c.	101
Figura 4.12 Modelo general del generador síncrono.	102
Figura 4.13 Diagrama de bloques para obtener $i_d(f_3)$	103
Figura 4.14 Propiedades del bloque f_3 para obtener i_d	104
Figura 4.15 Diagrama de bloques para obtener el par eléctrico T_e	105
Figura 4.16 Respuesta de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos salientes. .	106
Figura 4.17 Desglose de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos salientes. ...	106
Figura 4.18 Gráfica de velocidad y par.	107
Figura 4.19 Valores de par y velocidad.	108
Figura 4.20 Respuesta de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos lisos.	109
Figura 4.21 Desglose de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos lisos.	109
Figura 4.22 Gráfica de par y velocidad de un generador con rotor de polos lisos.	110
Figura 4.23 Valores de par y velocidad.	111
Figura 4.24 Par y velocidad de los dos rotores.	111
Figura 4.25 Velocidad eléctrica y mecánica de un rotor de polos salientes.	112
Figura 4.26 Valores máximos de la W_{elec} y W_{mec} de un rotor de polos salientes.	113
Figura 4.27 Velocidad eléctrica y mecánica de un generador con rotor de polos lisos.	114
Figura 4.28 Valores máximos de W_{elec} y W_{mec} de un rotor de polos lisos.	114
Figura 4.29 Respuesta de un rotor de polos lisos y uno de polos salientes.	115
Figura 4.30 Desglose de las dos velocidades de diferente rotor.	115

NOMENCLATURA

a, b, c	Fases
BWR	Reactor de agua en ebullición.
θ_r	Ángulo del rotor respecto a la fase a.
$\emptyset$	Ángulo del factor de potencia.
CV	Caballo de Vapor equivalente a 736 watts.
d	Eje directo
E	Voltaje pico.
e_a, e_b, e_c	Voltaje en la fase a, b, c.
ρ	Densidad del agua equivalente a 1,000 kg/m^3 .
λ	Enlaces de flujo.
f	Frecuencia
f_d	Devanado de campo.
G	Matriz (dL/d θ).
g	Aceleración de la gravedad equivalente a 9.8 m/s^2 .
H	Salto bruto en metros.
HZ	Hertz
HP	Horse Power (caballo de fuerza)
I, i	Corriente.
IMTA	Instituto Mexicano de Tecnología del Agua.
Kwh	Kilo-watts-hora.
k_d	Devanado de amortiguamiento en el eje d.
k_q	Devanado de amortiguamiento en el eje q.
L	Inductancia.
L_{aa}, L_{bb}, L_{cc}	Inductancias propias en el estator.
L_{ab}, L_{bb}, L_{cd}	Inductancias mutuas en el estator.

L_{FF}	Inductancias propias en el devanado de campo del rotor.
L_D, L_Q	Inductancias propias en el devanado de amortiguamiento del rotor.
LIE	Ley de la industria Eléctrica.
n_s	Velocidad de sincronismo.
$\mathbf{P}$	Transformada de park.
P	Número de pares de polos.
PWR	Reactor de agua a Presión.
$\mathbf{P}^{-1}$	Transformada inversa de park
Q	Caudal del agua en m^3/s .
q	Eje de cuadratura.
RPM(rpm)	Revoluciones por minuto
r	Resistencia
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
T	Tiempo (segundos).
T_m	Par mecánico.
T_e	Par eléctrico.
Twh	Tera-watts-hora.
UO ₂	Óxido de uranio.
V	Voltaje.
V_{abc}	Voltajes en el marco abc.
V_{dq0}	Voltajes en el marco dq0.
v_s	Voltaje en el estator.
v_r	Voltaje en el rotor.
ω	Velocidad angular.
w_s	Velocidad síncrona.
w_r	Velocidad del rotor.

RESUMEN

ANÁLISIS COMPARATIVO DE GENERADORES SÍNCRONOS EN TERMOELÉCTRICAS E HIDROELÉCTRICAS.

Los generadores síncronos, como principal tipo de máquina empleada en la producción de energía eléctrica, deben de ser estudiados exhaustivamente para garantizar la operación confiable y segura de cualquier sistema eléctrico de potencia (SEP).

En el presente trabajo se presenta el modelado de la máquina síncrona trifásica en términos de las coordenadas originales, abc.

El modelo matemático resultante es un sistema de ecuaciones con coeficientes variantes en el tiempo por lo que trabajar con estas variantes se torna difícil, por lo que se acude a la matriz de inductancias de la máquina para poder trabajar adecuadamente y llegar así hasta la simulación para realizar la comparación los generadores.

Se derivan las ecuaciones que describen los fenómenos electromagnéticos y dinámicos que ocurren durante el funcionamiento de la máquina.

Estas expresiones se obtienen a partir de las ecuaciones básicas que se relacionan con el voltaje y encadenamientos de flujo, trabajando de igual manera con la Transformada de Park.

El sistema simulado consiste en dos tipos de rotores, polos salientes y polos lisos, del cual se analizan las comparaciones del momento de arranque de cada una de las máquinas.

Palabras Claves: Generador síncrono, par, velocidad de sincronismo, velocidad mecánica, polos lisos, polos salientes.

ABSTRACT

COMPARATIVE ANALYSIS OF SYNCHRONOUS GENERATORS IN THERMOELECTRIC AND HYDROELECTRIC.

Synchronous generators, as the main type of machine used in the production of electrical energy, must be studied exhaustively to guarantee the reliable and safe operation of any SEP.

In the present work the modeling of the three-phase synchronous machine is presented in terms of the original coordinates, abc.

The resulting mathematical model is a system of equations with time-varying coefficients, so working with these variants becomes difficult, so we go to the matrix of inductances of the machine to work properly and thus arrive at the simulation to perform the comparison generators.

The equations that describe the electromagnetic and dynamic phenomena that occur during the operation of the machine are derived.

These expressions are obtained from the basic equations that are related to the voltage and flow chains, working in the same way with the Park Transform.

The simulated system consists of two types of rotors, salient poles and smooth poles, from which the comparisons of the starting moment of each of the machines are analyzed

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

El uso de la energía eléctrica está muy extendido en la sociedad moderna, por lo que dicha energía es de vital importancia para nuestro desarrollo por lo que resulta imposible para nuestra forma de vida actual sobrevivir sin electricidad, la energía eléctrica está presente casi en todo, fábricas, oficinas, entretenimiento, iluminación, etc., para obtener la energía eléctrica se requiere de una conversión de potencia mecánica a una potencia eléctrica y es aquí donde se hacen presente los generadores síncronos o también llamados alternadores, estas máquinas son capaces de convertir energía mecánica en energía eléctrica.

Los generadores síncronos son por definición síncronos, lo que quiere decir que la frecuencia eléctrica se produce y entrelaza o sincroniza con la tasa mecánica de rotación del generador.

A lo largo de los años las máquinas eléctricas han tenido diferentes aplicaciones, todas ellas en beneficio del ser humano, las cuales han dependido de las necesidades que han presentado. La energía eléctrica ha representado una de las necesidades más grandes a satisfacer, en particular para los sistemas eléctricos de potencia, el generador síncrono es parte fundamental en las plantas de generación de energía eléctrica. Por lo tanto, es necesario tener conocimiento de los principios básicos de su conformación y operación.

Es por ello que la presente tesis es una investigación que tiene por objetivo la comparación de Generadores Síncronos en Termoeléctricas e Hidroeléctricas. En este primer capítulo se verán los generadores síncronos en las centrales, es decir, la gran importancia que han tenido los generadores en la generación de la Energía Eléctrica.

1.1. LOS GENERADORES SINCRONOS EN LAS CENTRALES

Un generador es una máquina eléctrica rotativa capaz de transformar la energía mecánica en energía eléctrica, esta transformación de energía se lleva a cabo gracias a dos de sus elementos

principales: la parte móvil llamada *rotor* que va conectada con el eje de la turbina, actúa como inductor y puede estar constituido por un imán permanente o más frecuentemente por un electroimán, como se muestra en la figura 1.1.

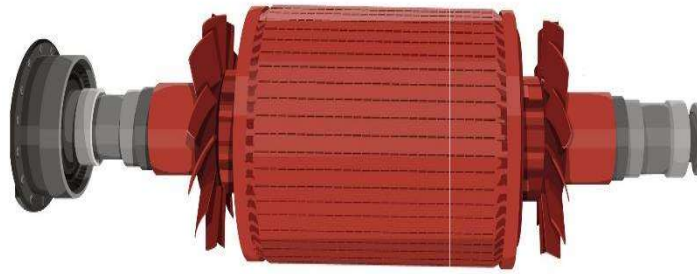


Figura 1.1 Rotor de una máquina eléctrica

La parte fija se le llama *estator* que ésta a su vez actúa como inducido y está constituido por bobinas por las que circula la corriente, como se muestra en la figura 1.2.



Figura 1.2 Estator de una máquina eléctrica.

Cuando el rotor gira, el flujo del campo magnético a través del estator varía con el tiempo, por lo que se generará una corriente eléctrica. El rotor se monta en un eje que descansa en dos rodamientos o cojinetes, el espacio de aire que separa el estator del rotor, necesario para que pueda girar la máquina se denomina *entrehierro*.

Por la *Ley de Faraday*, al hacer girar una espira dentro de un campo magnético, se produce una variación del flujo de dicho campo a través de la espira y por tanto se genera una corriente

eléctrica. En las centrales de generación de energía eléctrica (*térmicas, hidráulicas, nucleares*) la energía mecánica que el generador transforma en energía eléctrica proviene del movimiento de una turbina, esto dependiendo del tipo de central, es decir por vapor de agua, aire o agua.

Los generadores trifásicos que se usan en las centrales eléctricas se rigen por el número de vueltas de sus máquinas motrices. Los generadores acoplados a las turbinas se construyen para velocidades muy distintas según su potencia, altura de salto y tipo de turbina. Estos generadores trifásicos son para frecuencias de 60Hz. Hasta la velocidad de 750 rpm el rotor es de tipo de polos salientes y son de eje vertical. Sin embargo, para velocidades superiores a 750 rpm el rotor es de tipo cilíndrico y son de tipo horizontal.

En cuanto a las centrales térmicas con combustibles convencionales (carbón, gas natural, gasoil) se emplean turbogeneradores. La característica fundamental que las diferencia es la velocidad de giro síncrono de 3000 rpm (60Hz). En este caso los rotores cilíndricos con bobinados de excitación distribuidos; con esta velocidad normalmente el generador puede alcanzar alrededor de una potencia de 50 MVA.

No obstante, en cuanto al estator, este también se encuentra sometido a grandes esfuerzos mecánicos (cuando más sufre es en caso de cortocircuitos). Cuando se producen perturbaciones en la red a continuación aparecen las temidas oscilaciones mecánicas en el rotor y por lo tanto, da lugar a pérdidas de sincronismo en los generadores. Si los alternadores se accionan por medio de turbinas hidráulicas o motores diésel se pondrán rotores multipolares. Las velocidades de sincronismo son inferiores a 100 rpm. En las grandes centrales hidráulicas las velocidades de sincronismo están dentro del intervalo 60-125 rpm, llegando a tener como mucho 24 pares de polos.

1.2. OBJETIVO

El objetivo de esta tesis es realizar un análisis comparativo de los generadores síncronos con rotor de polos salientes y de polos lisos para comprender su funcionamiento ante un aumento de polos en los diferentes rotores, observar los cambios que se producen en la señal del par

eléctrico y la velocidad mecánica que se obtiene, donde dicha comparación se realizará entre la velocidad eléctrica y velocidad mecánica, todo esto será para observar cuál de estas dos centrales logra alcanzar rápidamente su estado de operación, es decir, alcanzar la estabilidad.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Esta investigación tiene la importancia de determinar la situación actual de los generadores eléctricos que se encuentran en dos centrales distintas, la Central Termoeléctrica Petacalco y la Central Hidroeléctrica Infiernillo. La importancia de esta investigación radica, entonces, en el impacto que pueda tener en un futuro para las próximas construcciones de centrales generadoras de energía.

1.4. METODOLOGÍA

En esta investigación se pretende obtener nuevos conocimientos en el campo de la aplicación o bien diagnosticar necesidades y problemas a efectos de aplicar los conocimientos con fines prácticos. Los datos que se han de mencionar en la presente investigación son datos recabados directamente de las centrales eléctricas, con los datos obtenidos se podrá evaluar el grado de seguridad del sistema eléctrico.

De las dos centrales a estudiar se pretende ver cuál de las dos unidades es más económica debido a que ambas utilizan diferentes tipos de energía para su correcto funcionamiento, otro punto importante a obtener en ésta investigación es que ante una falla en algún generador síncrono cuál de ellas puede operar más rápido, es decir, cuál de estas dos centrales despacharía la demanda requerida con el menor costo posible y así poder tomar medidas de seguridad para que el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) sea más confiable

1.5. CONTENIDO DE LA TESIS

El trabajo de tesis consta de cinco capítulos, conformados de la siguiente manera:

En el primer capítulo se plantea la situación para la realización de la presente investigación. Se describe una breve historia que han tenido los generadores síncronos en las centrales eléctricas, es decir, los parámetros eléctricos de la máquina síncrona, metodología y problemática para su determinación, también se plantean los objetivos principales del trabajo.

En el segundo capítulo se presenta los antecedentes de centrales eléctricas así como una breve descripción de las diferentes fuentes de energía que actualmente están teniendo auge.

En el capítulo 3 se realiza un modelado del generador síncrono, donde dicho modelado se lleva acabo con la herramienta *20-SIM* donde se observan los procedimientos realizados para la obtención de los parámetros del generador.

En el capítulo 4 se describe el análisis comparativo de los generadores estudiados, con la ayuda del modelado presentado en el capítulo 3 se realiza dicho análisis y así tener los resultados para concluir que generador es el más adecuado, es decir el más eficiente.

En el capítulo 5 se resumen las conclusiones del trabajo realizado y se recomiendan posibles actividades que pueden complementar la presente investigación. Finalmente, se detallan las principales aportaciones del presente trabajo de investigación.

CAPÍTULO 2 ANTECEDENTES DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS

2.1. INTRODUCCIÓN

A principios de 1882, Edison dio a conocer al mundo la primera estación generadora de electricidad a partir del vapor, tal como se muestra en la figura 2.1.

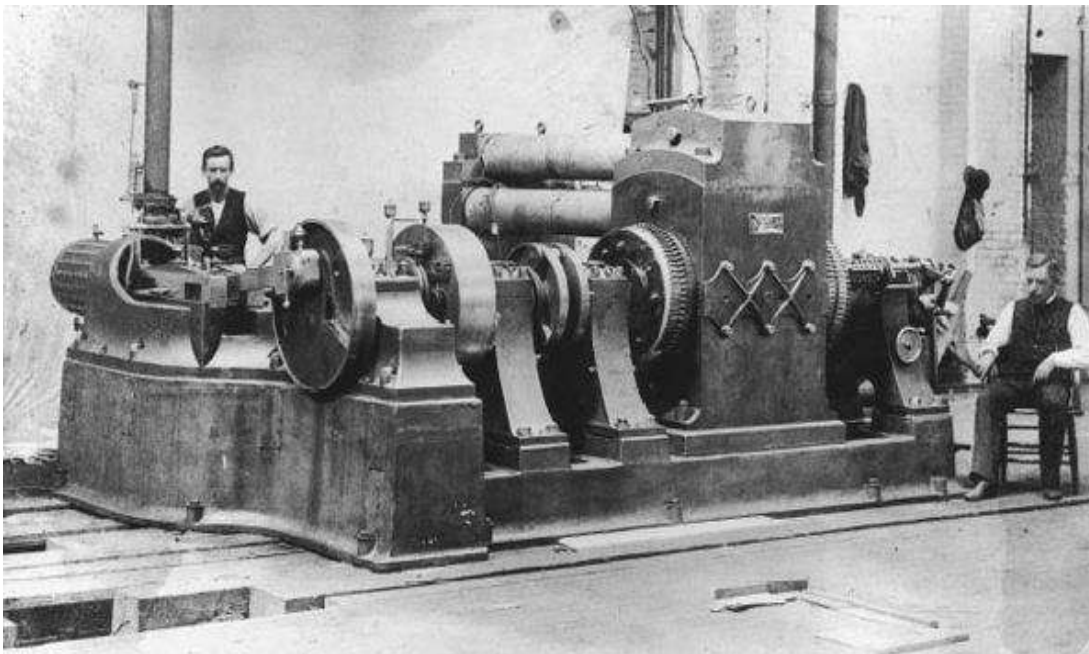


Figura 2.1 Estación generadora de electricidad.

Un poco más tarde, en septiembre de 1882 Edison abrió la central eléctrica de Pearl Street en la ciudad de Nueva York, usando corriente continua. El uso de la corriente continua obligaba a que la generación de ésta fuera cerca del local que la necesitaba o incluso en el mismo local ya que Edison no sabía transformar el voltaje. El voltaje utilizado para cualquier sistema eléctrico es muy importante. Aumentando el voltaje, se reduce la corriente por lo que se reduce la pérdida resistiva del cable. Desafortunadamente, también aumento el daño cuando hay contacto directo

y que se tenga que utilizar aislantes más gruesos. Nikola Tesla, a pesar de haber trabajado para Edison durante un corto periodo de tiempo, entendía la teoría eléctrica de manera diferente. Inventó un sistema alternativo utilizando la corriente alterna. Tesla se dio cuenta que mientras se doblaba el voltaje, la corriente se dividía por dos y se reducía así las pérdidas en tres cuartas partes. Solo la corriente alterna permite la transformación entre niveles del voltaje en distintos puntos del sistema (circuito). Esto permitía utilizar altos voltajes para una distribución eficiente, donde los riesgos podían ser fácilmente mitigados por un buen diseño de la red, a la vez que permitía voltajes menos peligrosos para ser suministrados. En 1880, George Westinghouse se fijó en el trabajo de Tesla, Westinghouse poseía la patente de un tipo de transformador de voltaje que podía trabajar con alto voltaje y era sencillo de construir. El sistema de Westinghouse podía encender las luces y calefacciones de Edison, pero le faltaba un motor de inducción de corriente alterna. Con Tesla y sus patentes, Westinghouse construye en 1891 el sistema eléctrico en las minas de oro de Telluride, en Colorado. El sistema utilizaba un generador (figura 2.2) a partir de agua de 100 CV que alimentaba a un motor de 100CV a través de una línea eléctrica de 4 kilómetros usando un sistema polifásico [1].

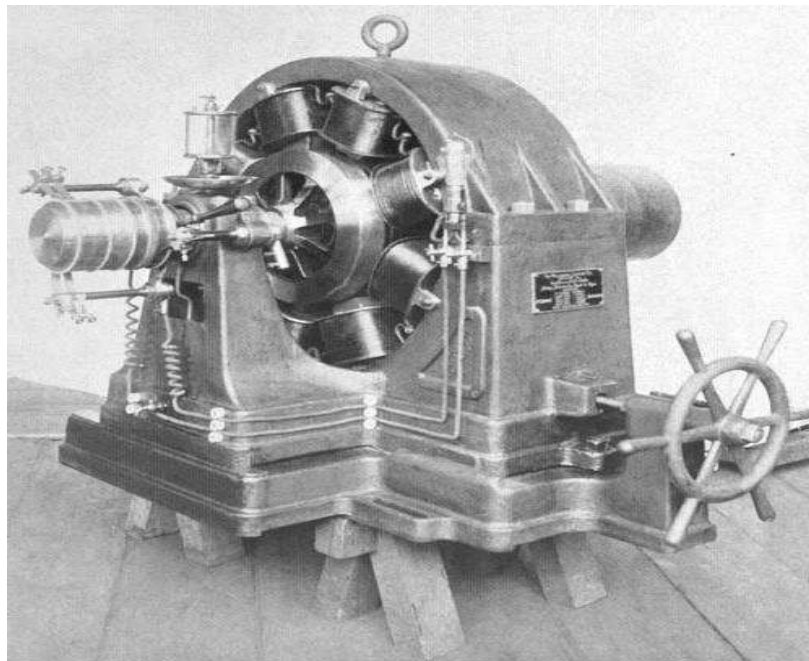


Figura 2.2 Generador construido por George Westinghouse.

En México, unos cuantos años después, se construyen sus primeras instalaciones. Batopilas en Chihuahua, fue la primera central del país en 1889; así, a nuestra nación se le considera pionera en la generación de energía eléctrica. Por 48 años, empresas privadas extranjeras instalaron pequeñas hidroeléctricas y comercializaron el producto en territorio mexicano. En 1937, el gobierno del presidente Lázaro Cárdenas (figura 2.3) creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con ello, la generación de energía eléctrica pasó a ser del Estado [2].

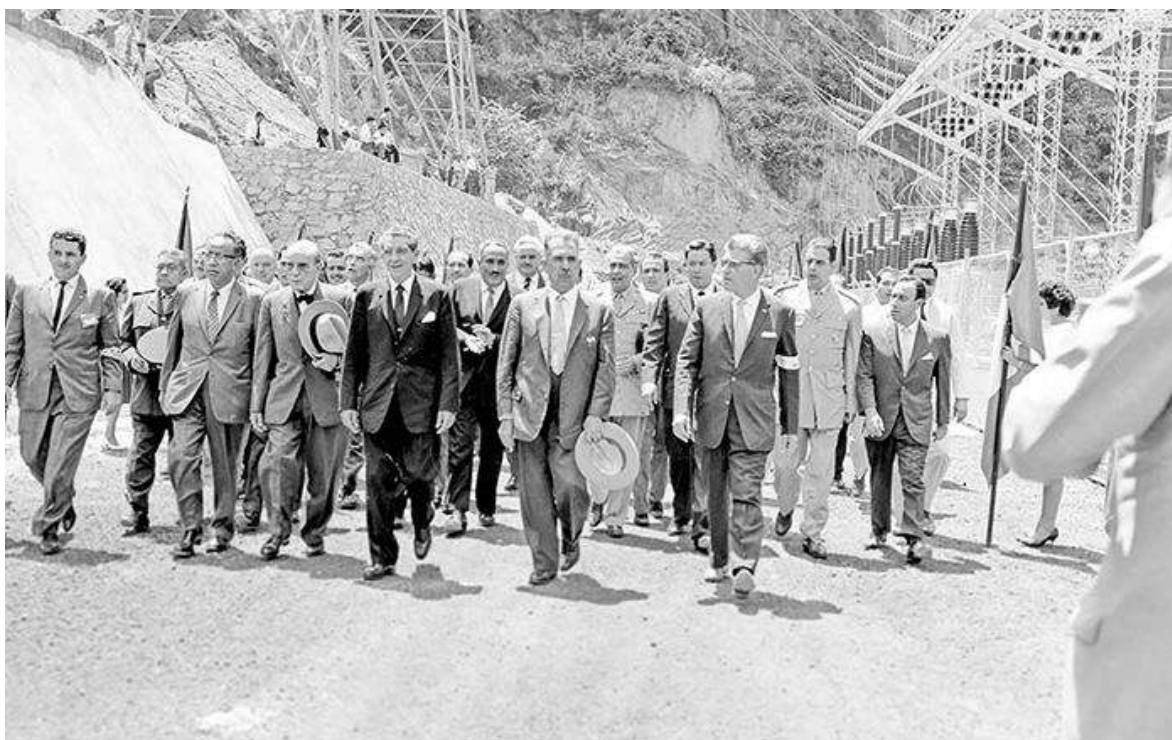


Figura 2.3 Presidente Lázaro Cárdenas recorre la planta de CFE.

Hoy en día, el mundo tiene la necesidad de recurrir al desarrollo sustentable, utilizando recursos renovables para generar energía eléctrica y abatir con ello el cambio climático. En ese sentido, en México, el recurso renovable que más le favorece por su geografía, topografía y relieve es el hídrico. Cabe señalar que desde el 14 de agosto de 1937, fecha en que se creó la CFE, el país cuenta con 64 centrales hidroeléctricas; de ellas, veinte son de gran importancia y las 44 restantes son centrales pequeñas; 57 son plantas hidroeléctricas que producen energía eléctrica y siete están fuera de operación: El Durazno, Huazuntlán, Ixtapantongo, Santa Bárbara, Las Rosas, Tepazolco y Tingambato. En total se tienen 181 unidades generadoras de este tipo. Las veinte

centrales más grandes se distribuyen de la siguiente manera: cinco en la Gerencia Regional de Producción Noroeste, dos en la Gerencia Regional de Producción Norte, cinco en la Gerencia Regional de Producción Occidente, dos en la Gerencia Regional de Producción Central y seis en la Gerencia Regional de Producción Sureste. México debe tener como directriz la sustentabilidad, con base en el uso de recursos renovables. Los países que han agotado su potencial hidroeléctrico intentarán vender su tecnología y los países como México deberán incrementar sustancialmente la construcción de este tipo de centrales, por las grandes ventajas que ofrecen sobre otras fuentes de energía. En las últimas décadas del siglo XX, no se construyeron en el país centrales hidroeléctricas, ya que a mediados del siglo referido, por ser más económicamente factibles para las finanzas públicas, se construyeron *centrales termoelectricas*, ya que se consideraban más baratas; a esto se sumó el yacimiento natural de petróleo encontrado en marzo de 1971, conocido como Cantarell, que hizo al gobierno inclinarse por centrales que utilizaran combustibles fósiles y así liberar las finanzas públicas; situación que hoy en día, con el problema de tipo ambiental que se experimenta el mundo, se considera un error [2].

2.2. ANTECEDENTES

En el siglo XIX apareció lo que es conocido como “*turbina*”; esta innovación fue desarrollada por Eourneyron, Jonval y Girard en Francia; por Thomson en Inglaterra, y en los Estados Unidos por James Francis y Lester Allen Pelton, con lo cual se llevaron a cabo los primeros aprovechamientos del recurso hidráulico para generar energía eléctrica alimentados mediante tuberías a presión. Se conoce que el primer sistema público hidroeléctrico comenzó a operar en 1881, en la pequeña población de Goldaming, en Surrey, Inglaterra, pero debido a problemas de tipo eléctrico no tuvo éxito. La primera hidroeléctrica en Norteamérica fue construida sobre el río Fox, en Appleton Wisconsin, en el año de 1882. Gracias a un dínamo, Edison podía iluminar 550 lámparas. Aristides Berges construye un aprovechamiento de 200 m de caída y 700 kW de potencia, en las cercanías de Grenoble, Francia, y en 1882 desarrolla otro aprovechamiento de esas características, con una caída de 500 m, con una potencia de 1 800 kW, logrando una regulación, gracias a varias tomas construidas en los lagos. Para los años de 1883 y 1884, se construye la línea de transmisión para una potencia de 5kV, con una longitud de 14 km y, con

ello, la primera red de distribución, alimentada por una pequeña central hidroeléctrica localizada en los Alpes. Pero no fue sino hasta el final del siglo XIX, cuando la energía de los ríos se aprovecha como energía eléctrica, dando lugar al nacimiento de la *hidroelectricidad* [2].

En México, las empresas eléctricas privadas eran las encargadas de suministrar la energía eléctrica a las principales ciudades, siendo los iniciadores de ello los empresarios mineros de Batopilas, Chihuahua, los cuales, en el año de 1889, comenzaron las obras pendientes para aprovechar las aguas del río del mismo nombre, con objeto de generar energía para las instalaciones de la explotación minera. Un importante personaje en este sentido fue Alejandro R. Shepard, quien acopló a los molinos de trituración dos generadores de vapor movidos por otras tantas turbinas hidráulicas de 15 horsepower (HP), debiendo construir una presa derivadora de 187 m de longitud junto con un canal de conducción de 3 800 m, que tenía una sección rectangular, una bocatoma con rejillas y compuertas de control, y dos tuberías a presión de 1 m de diámetro y 22 m de longitud, que alimentaban a las pequeñas turbinas para una caída de 16 metros.

Esto fue el detonante para que en México, por esas fechas, surgieran otras pequeñas plantas hidroeléctricas en distintas zonas del país, todas con una sola idea: poder abastecer del recurso hídrico a un primer mercado surgido del trabajo en las minas durante los procesos de extracción, fundición y refinación de metales, y el derivado de una incipiente industria, que poco a poco fue creciendo hasta concretarse en fábricas de hilados y tejidos, molinos de harina, fábricas de cigarros y cervezas, artículos de yute, vidrio, madera.

Todo empezó a cambiar en cuanto al progreso mexicano; se abrían posibilidades de un nuevo horizonte comercial a partir de las nuevas plantas generadoras de electricidad, cuya capacidad excedía, en muchos casos, a las necesidades de las minas y fábricas a cuyo servicio estaban destinadas, pues la energía sobrante podía venderse con facilidad a consumidores comerciales, industriales y particulares, o a las autoridades, para proporcionar servicios públicos, tales como tranvías, alumbrado público, bombeo de agua potable, etcétera. Así, para 1900 ya existían por lo menos 15 plantas hidráulicas generadoras de electricidad, con una capacidad de 12 000 kW, que abastecían diversas industrias y fábricas, tal como se muestra en la gráfica de la figura 2.4.

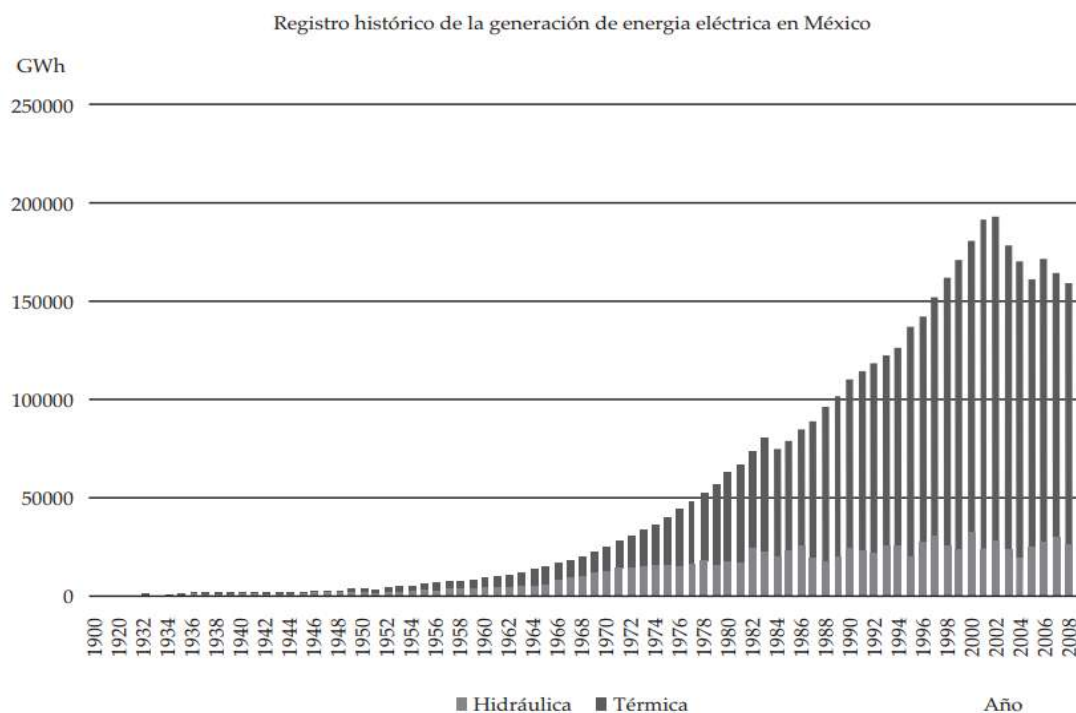


Figura 2.4 Gráfica del registro histórico de la generación de energía eléctrica en México [2].

De acuerdo a los datos anteriores representados en la gráfica de la figura 2.4, se puede apreciar que a partir de 1982, las cifras corresponden al total del servicio público, de 1986 incluye exclusivamente a los servicios público y privado, de 1985 a 1991 le corresponde a Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Mediante estas modestas plantas, México, a finales del siglo XIX, estaba prácticamente a la par de los países industrializados. Al empezar el siglo XX, la naciente industria mexicana pronto rebasó sus primeros y estrechos límites, para entonces cubrir su nueva necesidad de instalaciones generadoras de mayor capacidad, a fin de hacer frente a la creciente demanda de energía eléctrica. Para ello se proyectó aprovechar los recursos hidráulicos de importancia que se podían encontrar en el país y se pensó en la cuenca del río Necaxa. En el año 1900, basados en la idea de un doctor francés de apellido Valquiere, se decidió iniciar trabajos de captación de las aguas del río Necaxa, a fin de generar energía eléctrica; con este objeto se organizó la Société du Necaxa y el doctor Valquiere obtuvo del gobierno mexicano la concesión para utilizar dichas aguas para usos industriales, pero con la condición de que ello fuera únicamente dentro de la región; para ese fin

se iniciaron los trabajos de perforación de un túnel, que fracasó. Derivado de ello se provocó que la concesión y propiedades fueran vendidas en 1903 a la Mexican Light and Power Company, Ltd., formada por Frederick Stark Pearson, un ingeniero electricista de origen estadounidense, quien con gran visión e iniciativa, vislumbró la posibilidad de aprovechar en gran escala los recursos hidráulicos de la cuenca del Necaxa para la generación de energía eléctrica y su transmisión al Distrito Federal y a la región Mineral del Oro, en el Estado de México. En un tiempo extraordinariamente corto se realizaron los estudios, proyecto y construcción, permitiendo con ello que el 3 de diciembre de 1905 se efectuara la primera prueba de la planta Necaxa, y el miércoles 6 de ese mismo mes, *entraron en operación las unidades 3 y 7*, transmitiendo a la ciudad de México en forma permanente la energía generada, mediante las líneas de transmisión de 60 kV. En 1906 se instalaron un total de seis unidades más en la primera etapa, para dar una capacidad instalada de casi 50 MW [2].

En 1914 aumentó su capacidad a 82.5 MW, alcanzando en el año 1922 los 99 MW hasta concluir en 1950 la instalación de la unidad 10 y llegar a la capacidad nominal de un gran total de 115 MW. El 14 de agosto de 1937, el general Lázaro Cárdenas, presidente de México, firmó un decreto mediante el cual creó la *Comisión Federal de Electricidad (CFE)*, para generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica en territorio nacional. La primera obra de importancia que emprendió la CFE fue la Planta Hidroeléctrica de Ixtapantongo, parte integrante de lo que posteriormente sería el Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán. En 1938 se inició la construcción de la planta, la cual se concluyó en 1944; también en los primeros años de su creación, la CFE construyó las centrales hidroeléctricas de Xía, en Oaxaca; *Bartolinas en Michoacán*, y Río Ingenio en Nayarit [2].

Las centrales de las cuales se tiene registro por parte de la Comisión Federal de Electricidad desde el año de 1940 hasta la actualidad se observan en la tabla 2.1 [2].

Tabla 2.1 Listado de centrales eléctricas [3]

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Bartolinas	2	20-nov-1940	1	Tacámbaro, Michoacán
Jumatán	4	17-jul-1941	2	Tepic, Nayarit
Ixtapantongo (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	3	29-ago-1944	0	Valle de Bravo, Estado de México

Continuación de la tabla 2.1

Zumpimito	4	01-oct-1944	6	Uruapan, Michoacán
Las Rosas	1	01-ene-1949	0	Cadereyta, Querétaro
Colimilla	4	01-ene-1950	51	Tonalá, Jalisco
Santa Bárbara (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	3	19-oct-1950	0	Santo Tomás de los Plátanos, Estado de México
Minas	3	10-mar-1951	15	Las Minas, Veracruz
Encanto	2	19-oct-1951	10	Tlapacoyan, Veracruz
Texolo	2	01-nov-1951	2	Teocelo, Veracruz
Electroquímica	1	01-oct-1952	1	Cd. Valles, San Luis Potosí
Schpciná	3	07-may-1953	2	Venustiano Carranza, Chiapas
Tepazolco	2	16-abr-1953	0	Xochitlán, Puebla
Falcón	3	15-nov-1954	32	Nueva Cd. Guerrero, Tamaulipas
Cóbano	2	25-abr-1955	52	Gabriel Zamora, Michoacán
El Durazno (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	2	01-oct-1955	0	Valle de Bravo, Estado de México
Oviáchic	2	28-ago-1957	19	Cajeme, Sonora
Tingambato (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	3	24-sep-1957	0	Otzoloapan, Estado de México
San Pedro Porúas	2	01-oct-1958	3	Villa Madero, Michoacán
Mocúzari	1	03-mar-1959	10	Álamos, Sonora
Temascal	6	18-jun-1959	354	San Miguel Soyaltepec, Oaxaca
Chilapan	4	01-sep-1960	26	Catemaco, Veracruz
27 de Septiembre (El Fuerte)	3	27-ago-1960	59	El Fuerte, Sinaloa
Bombará	4	20-mar-1961	5	Soyaló, Chiapas
Mazatepec	4	06-jul-1962	220	Tlatlauquitepec, Puebla
Cupatitzio	2	14-ago-1962	72	Uruapan, Michoacán
Tamazulapan	2	12-dic-1962	2	Tamazulapan, Oaxaca
Luis M. Rojas (Intermedia)	1	01-ene-1963	5	Tonalá, Jalisco
Salvador Alvarado (Sanalona)	2	08-may-1963	14	Culiacán, Sinaloa
Manuel M. Diéguez (Santa Rosa)	2	02-sep-1964	61	Amatitán, Jalisco

Continuación de la tabla 2.1.

Plutarco Elías Calles (<i>El Navillo</i>)	3	12-nov-1964	135	Soyopa, Sonora
Infiernillo	6	28-ene-1965	1 120	La Unión, Guerrero
Ambrosio Figueroa (<i>La Venta</i>)	5	31-may-1965	30	La Venta, Guerrero
Camilo Arriaga (<i>El Salto</i>)	2	26-jul-1966	18	El Naranjo, San Luis Potosí
José Cecilio del Valle	3	26-abr-1967	21	Tapachula, Chiapas
Huazuntlán	1	01-ago-1968	0	Zotopan, Veracruz
Malpaso	6	29-ene-1969	1 080	Tecpatán, Chiapas
Villita	4	01-sep-1973	300	Lázaro Cárdenas, Michoacán
Belisario Domínguez (<i>Angostura</i>)	5	14-jul-1976	900	Venustiano Carranza, Chiapas
Humaya	2	27-nov-1976	90	Badiraguato, Sinaloa
Manuel Moreno Torres (<i>Chicoasén</i>)	8	29-may-1981	2 400	Chicoasén, Chiapas
Carlos Ramírez Ulloa (<i>El Cerro</i>)	3	16-dic-1986	600	Apaxtla, Guerrero
La Amistad	2	01-may-1987	66	Acuña, Coahuila
Bacurato	2	16-jul-1987	92	Sinaloa de Leyva, Sinaloa
Ángel Albino Corzo (<i>Perúitas</i>)	4	15-sep-1987	420	Ostuacán, Chiapas
Raúl J. Marsal	2	13-ago-1991	100	Cosalá, Sinaloa
Valentín Gómez Farías (<i>Agua Prieta</i>)	2	15-sep-1993	240	Zapopan, Jalisco
Aguamilpa Solidaridad	3	15-sep-1994	960	Tepic, Nayarit
Colina	1	01-sep-1996	3	San Francisco Conchos, Chihuahua
Luis Donald Colosio (<i>Huites</i>)	2	15-sep-1996	422	Choix, Sinaloa
Fernando Hiriart Balderrama (<i>Zinapán</i>)	2	27-sep-1996	292	Zimapan, Hidalgo
Leonardo Rodríguez Alcaine (<i>El Cajón</i>)	2	01-mar-2007	750	Santa María del Oro, Nayarit

Después de la creación de la CFE se incrementó considerablemente la generación de energía eléctrica basada en el uso del recurso hídrico. Dando seguimiento al crecimiento hidroeléctrico en México bajo el control de la CFE, en los años cuarenta se construyen, además de Ixtapantongo, varias plantas hidroeléctricas, como Zumpimito, Colotlipa y Colimilla, instalándose una capacidad de 129 MW; en los años cincuenta, con la construcción de plantas

como Santa Bárbara, Tingambato, Temascal, Cóbano y Oviachic, se instaló un total de 679 MW; en los años sesenta se construyeron plantas tan importantes como El Fuerte, Novillo, Santa Rosa, Cupatitzio, Mazatepec, Infiernillo y Malpaso, con una capacidad total de 2 032 MW; posteriormente, en los años setenta se construyeron las plantas de Humaya, Villita y Angostura, con un total instalado de 1 990 MW; más adelante, en los años ochenta, con la construcción de Chicoasén, Caracol, Peñitas, Amistad y Bacurato, la potencia equipada alcanzó los 2 542 MW. Durante el último decenio del siglo XX se construyeron las centrales hidroeléctricas de Agua Prieta, Comedero, Aguamilpa y Zimapán, Ampliación Temascal, Chilatán, Tecate, San Juan Tetelcingo, Xúchiles, Boca del Cerro y Huites, donde se alcanzó un total de 11 576 MW de potencia instalada de centrales hidroeléctricas. En este periodo sobresalieron dos proyectos hidroeléctricos importantes, uno de ellos fue Zimapán, que ocupó el lugar 14 entre las presas de concreto con solución de arco más altas en el mundo; el otro proyecto de alta envergadura fue la construcción de Aguamilpa, con una cortina de 190 m, que ocupó en ese entonces el primer lugar mundial entre las presas de enrocamiento con losa de concreto en su paramento de aguas arriba; posteriormente, el proyecto hidroeléctrico El Cajón superó en tamaño de cortina y paramento a Aguamilpa, siendo así el proyecto hidroeléctrico con cara de concreto y enrocamiento más alta de Latinoamérica en su tipo [2].

De acuerdo con el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (*IMTA, 2011*), los recursos hidráulicos mundiales representan un potencial de energía por aprovechar que se estima en 36 000 TWh; sin embargo, el margen de aprovechamiento que se tiene estimado es de 15 000 TWh (al año 2011); de este valor, aproximadamente el 1% es el potencial calculado para México, es decir, 159 TWh anuales. Para determinar lo anterior, se llevaron a cabo una serie de comparaciones entre los porcentajes de aprovechamiento de los recursos hidráulicos, para fines de energía, en el mundo. El mayor desarrollo hidroeléctrico de México después de 1937, con 4 800 MW, se localiza en la cuenca del río Grijalva y está integrado por las centrales Angostura (Belisario Domínguez), Chicoasén (Manuel Moreno Torres), Malpaso (Netzahualcóyotl) y Peñitas (Ángel Albino Corzo). A diciembre de 2008 representaba 42.3% de la capacidad hidroeléctrica total en operación. Otro desarrollo importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al occidente del territorio mexicano. Está conformado por la central hidroeléctrica Caracol (Carlos Ramírez Ulloa), La Villita (José María Morelos), **Infiernillo (Adolfo López**

Mateos) ver (figura 2.5), con un total de 1 900 MW, que corresponden al 16.7% de la capacidad hidroeléctrica total.



Figura 2.5 Central hidroeléctrica “El Infiernillo”, año 1954.

En 2007 entró en operación en la cuenca del río Santiago la central El Cajón como ya se mencionó con 750 MW, que junto con Aguamilpa se localiza en Nayarit. Ambas participan con 1 710 MW, lo que equivale a 15.1% de la capacidad instalada de este tipo de tecnología en el país. También se cuenta con Huites (Luis Donaldo Colosio), en el noroeste de México, con dos unidades turbogeneradoras de 211 MW cada una; así como Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama) en el centro del país, también con dos unidades de 146 MW cada una, que representan el 6.3% de la capacidad hidroeléctrica total. El 19.6% restante se encuentra distribuido principalmente en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Pánuco, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

A continuación se analizan las centrales hidroeléctricas más importantes del pasado reciente: La presa hidroeléctrica “Malpaso”, ubicada en el noroeste de Chiapas, a 40 kilómetros del punto

donde limitan los estados de Veracruz, Oaxaca y Chiapas, es la primera y más importante hidroeléctrica construida para el desarrollo del sureste en México sobre el río Grijalva. En esa región se tiene la mayor concentración de agua del país México. El erario público se hizo cargo de la construcción (entre 1958 y 1966). La ***Central Hidroeléctrica Infiernillo*** se encuentra en el límite entre los estados de Michoacán y Guerrero sobre el río Balsas, tiene una capacidad de almacenamiento de 5 500 millones de metros cúbicos de agua y cuenta con una capacidad instalada de 1 120 MW. Su cortina tiene 149 metros de altura, 350 metros de longitud y fue la primera presa construida con estas dimensiones en México (su construcción se terminó en 1963). Debido a que esta central hidroeléctrica se localiza en la zona de mayor riesgo sísmico del país, continuamente se evalúa el comportamiento dinámico de sus estructuras, lo cual genera un costo adicional al costo directo que el gobierno mexicano desembolsó para su construcción.

La Central Hidroeléctrica Chicoasén está ubicada sobre el río Grijalva, en el municipio de Chicoasén, Chiapas (figura 2.6).



Figura 2.6 Central hidroeléctrica “Chicoasen”, Chiapas.

Esta central cuenta con ocho unidades turbogeneradoras de 300 MW cada una, para una capacidad instalada total de 2 400 MW. Estas unidades entraron en operación comercial en 1980. La energía que genera es transportada a través de diez líneas de transmisión a los estados de Veracruz y Chiapas. Fue un gran éxito para la CFE, y se construyó con dinero del erario público. La Presa Hidroeléctrica Aguamilpa en Nayarit fue concluida en 1993. Está conformada por una cortina de enrocamiento con cara de concreto, con una altura de 187 metros de altura, (la más alta de su tipo en América Latina en ese entonces); el agua de su embalse tiene un volumen de 6 950 millones de metros cúbicos a lo largo de 50 kilómetros sobre el río Santiago y el río Huaynamota; tiene una capacidad instalada de 960 MW. La presa de Aguamilpa no sólo permite una importante generación de energía eléctrica, sino que regula las avenidas de los ríos para evitar la inundación de los pueblos ubicados río abajo.

Finalmente, la última magna obra en centrales hidroeléctricas en México fue El Cajón. Comenzó a construirse en el año 2003 y está ubicada en el estado de Nayarit (figura 2.7) [2].



Figura 2.7 Central hidroeléctrica “El Cajón”, Nayarit, México.

Es uno de los proyectos más importantes de su tipo, ya que fue diseñado con una capacidad de generación de 750 megawatts (MW) a través de una cortina de 190 metros de altura, (la más alta de su tipo en el mundo hasta ese entonces); el agua de su embalse tiene un volumen de alrededor

de 2 393 millones de metros cúbicos. Durante su desarrollo se generaron aproximadamente seis mil empleos directos y fue diseñada completamente por ingenieros mexicanos.

Las energías renovables no han sido un punto medular en México, sobre todo porque se considera al petróleo como fuente medular de progreso. Un poco más del 85% de la energía consumida en el territorio mexicano proviene de fuentes fósiles. Desde hace unos años, el actual director de la CFE ha anunciado que México siempre ha tenido la intención de aumentar la utilización de energías renovables hasta llegar a un 28% antes del año 2012. Para esto se cuenta con una fuente de energía renovable muy discutida por el alto impacto ecológico: las centrales hidroeléctricas. Se vislumbra a corto plazo (en los próximos diez años) el desarrollo de importantes proyectos hidroeléctricos, como La Yesca (Nayarit), La Parota (Guerrero), Paso de la Reina (Oaxaca), Copainala (Chiapas) y Las Cruces (Nayarit), los cuales se llevarán a cabo mediante la modalidad de obra pública financiada como contratos Pidiregas. Este mecanismo indudablemente es y será el modo de inversión actual y futuro del gobierno federal mexicano.

A lo largo de la historia de México se vislumbra que la generación de energía eléctrica tiene como base primordial satisfacer la demanda del sector eléctrico y, con ello, su diversificación, para lograr dicho suministro; pero no fue sino a partir del gobierno de Lázaro Cárdenas cuando se creó la CFE que se le dio un verdadero rumbo a la generación de energía eléctrica. Otro impulso en pro del uso de la energía se da en 1960, al nacionalizarse la industria eléctrica. Desde ese entonces, la CFE parte de una planeación estructurada [2].

Debido a diversos acuerdos que México ha celebrado con países desarrollados, como Estados Unidos y Canadá, se ha ido regulando en materia de proyectos magnos, como centrales hidroeléctricas. A partir del descubrimiento en los años setenta del yacimiento petrolero Cantarell, las centrales termoeléctricas se volvieron rentables y disminuyó el interés en las centrales que utilizaban recursos renovables. Empero, a partir de la conciencia mundial en torno al llamado cambio climático, se ha detonado el interés por el desarrollo de centrales hidroeléctricas debido a que no usan combustibles fósiles. De las centrales que utilizan recursos renovables con las que México genera energía eléctrica, las más factibles son las centrales hidroeléctricas. La historia muestra que la ingeniería mexicana ha buscado un crecimiento en el aprovechamiento del recurso hídrico, pero México todavía depende en gran medida de centrales que utilizan combustibles fósiles; sin embargo, la política actual es buscar un desarrollo

sustentable. Hoy día, la CFE se enfoca en la construcción de centrales hidroeléctricas y tiene identificados 506 posibles proyectos a desarrollarse en México.

A inicios del siglo XX en México, se tenía especial cuidado en el medio ambiente, incluso hasta el año de 1950, cuando la generación de energía eléctrica era producida en un porcentaje mayor por centrales hidroeléctricas; posteriormente, debido a decisiones de tipo político y con el afán de evitar inversiones importantes, se recurrió a las **centrales termoeléctricas**. Se debe volver a la generación de energía eléctrica mediante recursos renovables, donde indudablemente México es beneficiado con el recurso hídrico para este objetivo. Cabe señalar que en nuestro país, los organismos gubernamentales que se ocupan de la construcción de los aprovechamientos hidráulicos deben estar conscientes de la importancia del medio ambiente. Como ejemplo, la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos de la CFE realiza estudios cada vez más completos tendientes a prever y mitigar los impactos en los ecosistemas. Es necesario manifestar que el actual mecanismo de obra pública conocido como Pidiregas ha sido la directriz para la construcción de centrales hidroeléctricas, ya que las políticas actuales en el mundo están basadas en las afectaciones climáticas que propician efecto de gas invernadero por el excesivo uso de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. En México, la fuente generadora de energía más factible que utiliza recursos renovables son las hidroeléctricas, pero se necesita la participación de la iniciativa privada para poder salvaguardar las finanzas públicas y mantener constante el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, a fin de garantizar siempre el abastecimiento del recurso eléctrico y con ello cubrir la demanda de energía eléctrica, abrir mercados internacionales (venta de certificados de bonos de carbono) y sobre todo generar progreso en México de una manera sustentable [4].

2.3. FUENTES RENOVABLES

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana; se renuevan continuamente, a diferencia de los combustibles fósiles, de los que existen unas determinadas cantidades o reservas, agotables en un plazo más o menos determinado. Las principales formas de energías renovables que existen son: la biomasa, hidráulica, eólica, solar, geotérmica y las energías marinas.

Las energías renovables provienen, de forma directa o indirecta, de la energía del Sol; constituyen una excepción la energía geotérmica y la de las mareas. En la actualidad, la contribución de las energías renovables (con respecto al consumo total de energía primaria) a nivel mundial ronda el 8% y en Europa es del 6%; estos porcentajes corresponden casi exclusivamente a energía hidráulica y biomasa [5].

Existe una creciente concienciación a nivel mundial en lo que se refiere a la problemática energética, debido fundamentalmente a:

- La gran dependencia energética del exterior de los países industrializados.
- El agotamiento y encarecimiento de los recursos energéticos fósiles.
- Los recientes descubrimientos sobre el origen antropogénico (causado por el hombre) del cambio climático.

Europa representa el 15% del consumo energético mundial y, si no se fomentan políticas de promoción de las energías renovables, la dependencia de las importaciones de petróleo podría llegar al 90% en el 2020.

Todas las previsiones realizadas por distintos organismos indican un enorme incremento en el uso de las energías renovables a medio plazo. La Unión Europea se ha fijado como objetivo triplicar la aportación actual de las energías renovables en el año 2020, llegando al 20% del consumo total de energía primaria y al 10% de biocarburantes en Europa.

Una implantación generalizada de sistemas de energías renovables tendría repercusiones positivas en muchos ámbitos, como por ejemplo:

- Se reduciría la dependencia energética externa.
- Se favorecería el desarrollo de la industria local y se generaría empleo.

2.3.1. ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La hidroelectricidad es cualquier electricidad generada por la energía contenida en el agua, pero la mayoría de las veces la palabra se utiliza para referirse a la electricidad generada por las represas hidroeléctricas. Estas presas aprovechan la energía cinética contenida en el agua en movimiento de un río y la convierten en energía mecánica por medio de una turbina. A su vez, la turbina convierte la energía en energía eléctrica que puede distribuirse a miles o incluso millones de usuarios (figura 2.8).

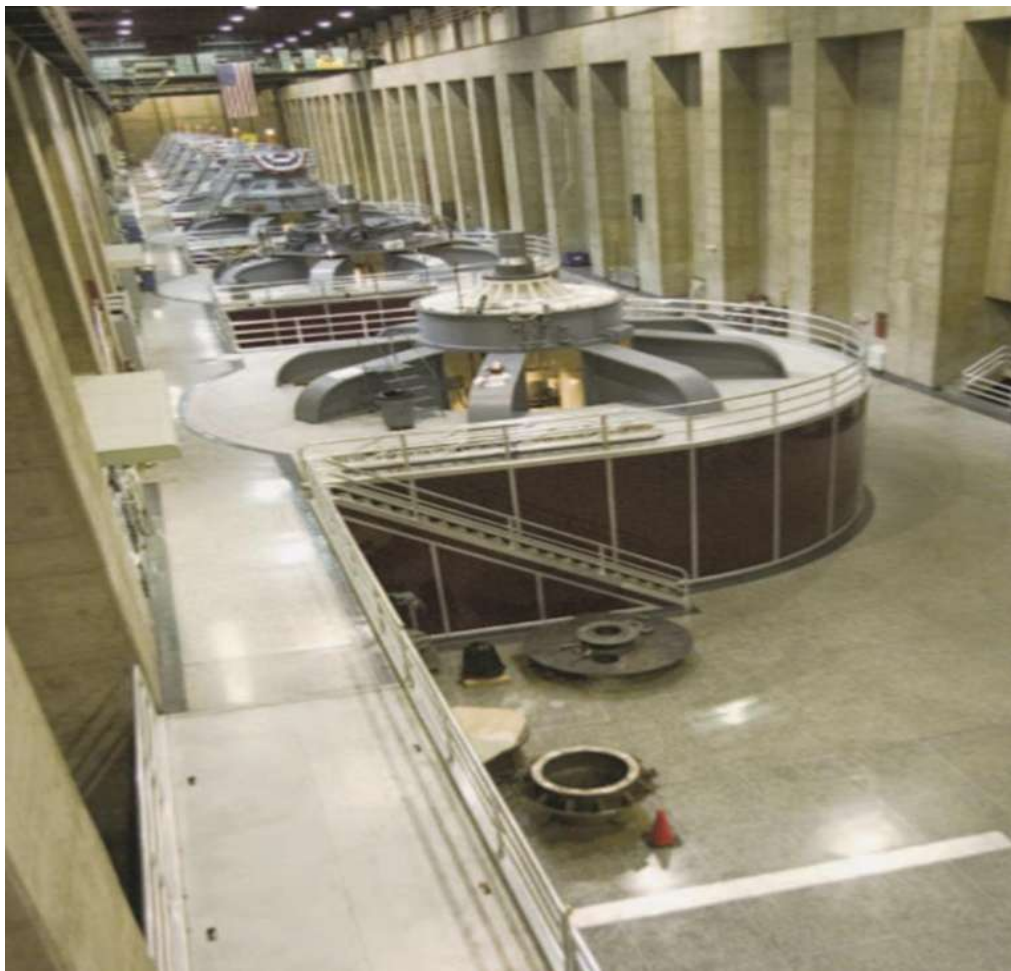


Figura 2.8 Turbinas dentro de la presa “Hoover” en Black Canyon, Nevada [6].

a) Potencial de la Energía Hidráulica

A grandes rasgos, teniendo en cuenta los niveles de precipitación media anual en el mundo y la altura media de los terrenos sobre el nivel del suelo, puede estimarse que la energía potencial hidráulica es equivalente a casi el doble del consumo anual de energía primaria en el mundo.

Sin embargo, es evidente que un porcentaje del potencial estimado no puede ser explotado, ya que una parte del agua será siempre inaccesible y otra se evaporará antes de que pueda usarse.

Si se utiliza el caudal medio de los ríos para estimar el potencial hidráulico mundial se concluye que la energía total anual es, aproximadamente, una cuarta parte del estimado a partir de las precipitaciones.

Estimaciones actuales del potencial hidroeléctrico técnicamente explotable en el mundo sugieren una capacidad del orden de 2-3 TW, con una producción anual de 10,000-20,000 TWh.

En la actualidad, la capacidad de generación hidroeléctrica instalada en el mundo (figura 2.9) sin tener en cuenta los sistemas de pequeña escala y las instalaciones privadas, es aproximadamente de 630 GW, con una producción anual de 2,200 TWh, es decir un 10% del potencial técnico explotable [7].

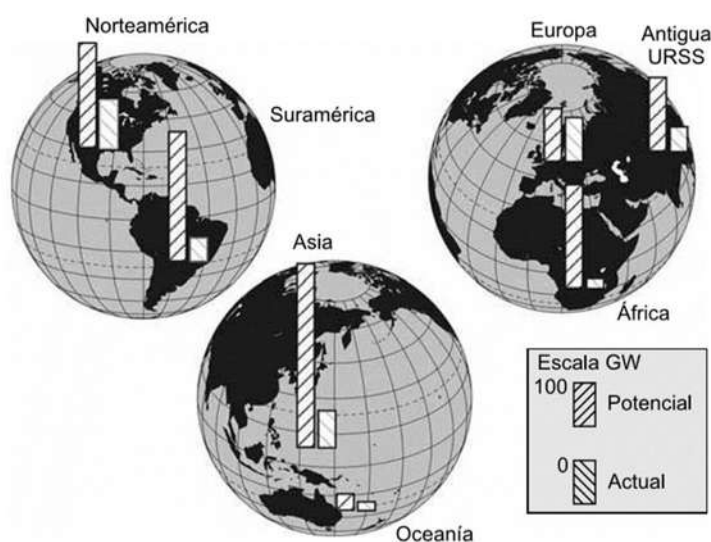


Figura 2.9 Potencia instalada e instalable para seis grandes áreas del mundo.

b) Medida del potencial hidráulico

La potencia en watts de este recurso se puede estimar haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$P = \rho g Q H \quad (2.1)$$

donde ρ (1.000 kg/m^3) es la densidad del agua, Q es el caudal de agua en m^3/s que se descarga en las turbinas, g (9.8 m/s^2) la aceleración de la gravedad y H es el salto bruto en metros.

Para estimar este recurso se precisa conocer el salto bruto y la evolución temporal del caudal [7].

c) Medida del caudal

Para conocer la evolución de los caudales medios diarios en la zona del río donde se desea instalar la central hidroeléctrica se puede recurrir a la información registrada en las estaciones de aforo que estén instaladas en la zona de interés, las cuales registran los caudales máximos instantáneos y los medios diarios.

El aforo de una corriente de agua es la medida del caudal Q circulante que pasa por una sección A en un momento determinado, tal como se observa en la ecuación:

$$Q = v A \quad (2.2)$$

donde v es la velocidad de la corriente de agua y A es la sección que es atravesada por la misma.

d) Medida del salto bruto

El salto bruto es la distancia vertical H , entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga.

e) Componentes de una hidroeléctrica

Una represa hidroeléctrica consta de los siguientes componentes:

- Presa: La presa está construida para retener el agua que está contenida en un embalse. Esta agua se considera como energía almacenada, que luego se libera como energía cinética cuando los operadores de la presa permiten que el agua fluya (figura 2.10).
- Entrada: Las compuertas se abren para permitir que el agua en el depósito fluya hacia un conducto, que es una tubería que conduce a la turbina.



Figura 2.10 Vista aérea de la presa “Hoover”, Nevada, construido entre 1931 y 1936 [6].

El agua recorre la energía cinética a medida que fluye hacia abajo a través del conducto forzado, que sirve para "disparar" el agua en la turbina.

➤ Turbina: Una turbina es de muchas maneras como las cuchillas de un molino de viento o las venas de un molinete. El agua fluye por la turbina, golpeando sus palas y girándola. El diseño más común de la turbina utilizado en grandes y modernas centrales hidroeléctricas es la turbina Francis, que es un disco con cuchillas curvadas. En las mayores plantas hidroeléctricas, estas turbinas son enormes, con un peso de hasta 170 toneladas o más. Los más grandes giran a una velocidad de aproximadamente 90 revoluciones por minuto.

➤ Generador: La turbina está unida por un eje al generador, que en realidad produce la electricidad. Los generadores se basan en el principio de inducción electromagnética, descubierto por el científico británico Michael Faraday (1791-1867) en 1831. Faraday descubrió que como un metal que conduce la electricidad, como el alambre de cobre, se mueve a través de un campo magnético, una corriente eléctrica puede ser inducida o creada, en el alambre del flujo de electrones. La energía mecánica del cable móvil se convierte en energía eléctrica. En una planta hidroeléctrica, la energía mecánica es suministrada por la turbina, que a su vez es alimentada por la energía cinética del agua en movimiento [6].

El generador puede ser de corriente continua (dinamo) o de corriente alterna (alternador). El alternador está compuesto de dos partes fundamentales: el rotor o inductor móvil, encargado de generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina y el estator o inducido fijo, en el que se genera la corriente eléctrica.

Respecto a la posición de su árbol de giro, los generadores se clasifican en generadores de eje vertical y generadores de eje horizontal. Las máquinas eléctricas de corriente alterna típicamente utilizadas se clasifican en *máquinas síncronas* y *máquinas asíncronas o de inducción*.

La mayor desventaja de los generadores asíncronos es que necesitan de una batería de condensadores conectada a la salida, la cual compense la energía reactiva demandada por el generador. Para la creación del campo magnético el generador asíncrono debe estar conectado a la red y tomar de ella la corriente reactiva necesaria. Cuando la turbina hidráulica incrementa la

potencia se produce un incremento en el deslizamiento. Ya que la red eléctrica es la que fija la frecuencia no se precisa que la turbina disponga de un regulador de velocidad. Para llevar a cabo el arranque del generador asíncrono se actúa sobre la admisión de agua en la turbina, de tal manera que ésta se vaya acelerando hasta que el generador se aproxime a su velocidad de sincronismo, instante en el que se cierra el interruptor automático de línea.

En los generadores síncronos es necesario alimentar el devanado del rotor con corriente continua, la cual origina un campo magnético giratorio en el interior del generador que, a su vez, produce un sistema trifásico de voltajes en los arrollamientos del estator.

Debido a que el rotor del generador gira, es necesario utilizar mecanismos especiales para llevar a cabo el suministro de la corriente continua de excitación. Básicamente, la corriente continua puede ser suministrada por tres mecanismos de excitación: autoexcitación, excitación auxiliar y excitación sin escobillas.

La *excitación auxiliar* consiste en alimentar el devanado inductor mediante la corriente continua generada por una dinamo auxiliar regulada por un reóstato y montada sobre el árbol del generador sincrónico.

La *autoexcitación* consiste en tomar la corriente desde los terminales del generador, transformarla mediante un transformador de excitación, rectificarla mediante un sistema electrónico estático e inyectarla en el devanado inductor mediante un dispositivo de escobillas y anillos rozantes que rodean al árbol de la máquina, pero aislados del mismo árbol. A pesar de los problemas de mantenimiento que genera la combinación de anillos rozantes y escobillas, las máquinas síncronas pequeñas suelen emplear este sistema de excitación ya que, funcionalmente, es el menos costoso para inyectar la corriente de campo.

- Transformador: Un transformador convierte la corriente alterna producida por el generador y la convierte en una corriente de voltaje superior.
- Líneas eléctricas: Las líneas eléctricas transmiten la potencia de la central eléctrica a la red eléctrica, donde puede ser utilizada por los consumidores.

- Caudal de salida: Los tubos llamados canales de cola, canalizan el agua hacia el río, río abajo. Las centrales hidroeléctricas se presentan en tres tipos básicos:
- Cabeza alta: Cabeza se refiere a la diferencia de nivel entre la fuente del agua y el punto en el que se extrae la energía. Asumiendo que otras cosas son iguales, cuanto más alta es la cabeza, más potencia se genera. Una planta hidroeléctrica de alta cabeza es aquella que utiliza una presa y un reservorio para proporcionar la energía cinética que alimenta la planta.
- Corredor del río: Por el contrario, una planta de río no requiere represa o represa muy baja. Opera enteramente, o casi enteramente, del flujo de la corriente del río. Ninguna energía se almacena en un depósito. Estas plantas hidroeléctricas son generalmente pequeñas, produciendo menos de aproximadamente 25 kilowatts.
- Bombeo de almacenamiento: Algunas centrales hidroeléctricas dependen de un sistema de dos depósitos. El depósito superior funciona exactamente igual que el depósito en una planta de cabeza alta: El agua del depósito fluye a través de la planta para girar las turbinas, luego sale de la planta y reentrará el río, río abajo. En una planta de bombeo, el agua que sale de la planta se almacena en un depósito inferior en vez de volver a entrar en el río. Usando una turbina reversible, normalmente durante las horas pico (u horas cuando el uso de energía es bajo, por lo general por la noche), el agua es bombeada desde el depósito inferior hasta el más alto para rellenarlo. Esto da a la planta más agua para usar para generar electricidad.

f) Beneficios de la hidroelectricidad

El principal beneficio de la energía hidroeléctrica, al igual que la potencia proporcionada por las ruedas hidráulicas, es que los combustibles fósiles no tienen que quemarse, liberando partículas y gases de efecto invernadero (tales como dióxido de carbono y dióxido de azufre) a la atmósfera, donde producen smog y contribuir al calentamiento global ya la lluvia ácida.

La energía hidroeléctrica también es gratuita en el sentido de que no se necesita comprar combustible para producirla, aunque por supuesto hay que gastar dinero para construir y mantener la central eléctrica y distribuir energía a los consumidores. Otro beneficio importante de la energía hidroeléctrica es que es renovable. Con el tiempo, será cada vez más costoso extraer los combustibles fósiles de la tierra hasta que finalmente estos combustibles serán totalmente agotados. La energía hidroeléctrica permanecerá disponible mientras haya ríos.

2.3.2. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica no es más que la energía cinética de una masa de aire en movimiento. Su origen se encuentra en la existencia sobre la tierra de masas de aire a diferentes temperaturas, originadas por diferentes intensidades de radiación solar, a nivel global o local, las cuales producen corrientes ascendentes y descendentes, formando anillos de circulación del aire. La energía eólica es, por consiguiente, un pequeño porcentaje de la energía solar incidente sobre el planeta.

Los rayos solares inciden perpendicularmente en el ecuador y calientan más la superficie de la Tierra, ya que se reparten sobre una superficie más pequeña que en los polos. Estas diferencias de insolación dan lugar a diferentes zonas térmicas que provocan diferencias de densidad en las masas de aire. En el ecuador, el aire al calentarse se hace más ligero (menos denso) y asciende a las capas altas de la atmósfera dejando tras de sí una zona de baja presión; en los polos, el aire es más pesado (más denso) y desciende aumentando la presión.

El aire que envuelve a la Tierra, como cualquier gas, se mueve desde la zona de mayor presión atmosférica (mayor densidad) a las de menor presión; es decir, si la tierra no girase y su superficie fuese homogénea el aire se movería desde los polos al ecuador por las capas bajas de la atmósfera y del ecuador a los polos por las capas altas siguiendo un ciclo de movimiento de aire en cada hemisferio, ver figura 2.11 [7].

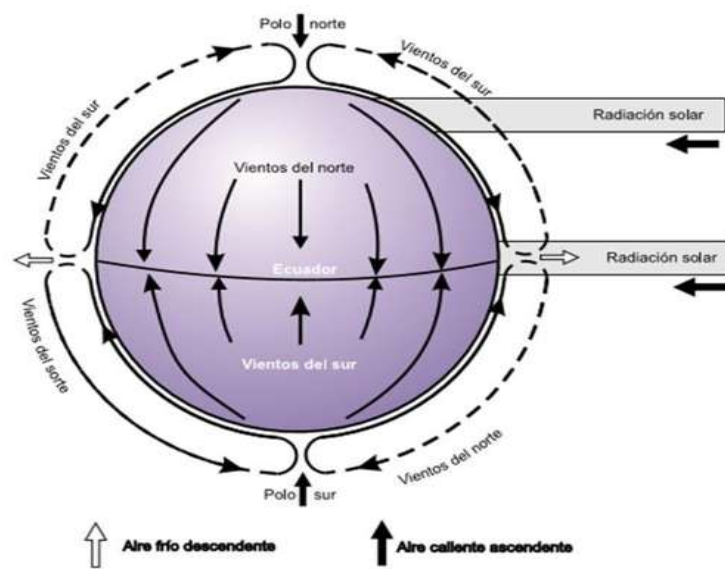


Figura 2.11 Circulación atmosférica general.

a) Potencial energético

Es variable, en función de la hora del día, del año, de la situación geográfica general y de la topografía local. Por razones técnicas, es imposible extraer toda la energía cinética existente en una corriente de aire.

A manera de ejemplo, en un viento de 8 m/s de media anual, pueden extraerse alrededor de 2.800 kWh por m^2 y año. Un viento de 13 m/s, a través de una superficie de $150 m^2$, tiene una potencia de 198 kW [5].

En teoría, los vientos distribuyen anualmente entre $2,5 \cdot 10^5$ y $5 \cdot 10^5$ kWh. Una cantidad enorme de energía, pero solo una parte de la misma puede ser aprovechada, ya que se presenta en forma muy diluida [7].

En la figura 2.12 se muestra la distribución estimada del potencial eólico en el mundo.



Clase	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Velocidad(m/s)	0	4,4	5,1	5,6	6,0	6,4	7,0	9,4	10,1	>11,1
10m Altura	4,4	5,1	5,6	6,0	6,4	7,0	9,4	10,1	11,1	

Figura 2.12 Distribución estimada de la velocidad del viento.

b) Formas de aprovechamiento

El aprovechamiento de esta fuente energética es su conversión directa en energía mecánica a través del giro del eje de la turbina eólica con una cierta potencia. Esta energía mecánica puede transformarse posteriormente en energía potencial (bombeo) o energía eléctrica (por accionamiento de un generador eléctrico acoplado al eje de la turbina).

A partir de la segunda mitad del siglo xx las máquinas eólicas no han experimentado evoluciones radicales en su diseño; todas ellas están integradas por un conjunto de subsistemas cuyo objetivo es captar la energía cinética del viento y transformarla en energía eléctrica (fundamentalmente) de la forma más óptima posible.

De forma general pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes:

- Subsistema de captación.
- Subsistema de transmisión mecánica.
- Subsistema de generación eléctrica.
- Subsistema de orientación.
- Subsistema de regulación.
- Subsistema soporte.

A título de referencia, en la figura 2.13 se indica la ubicación de algunos componentes de un aerogenerador.

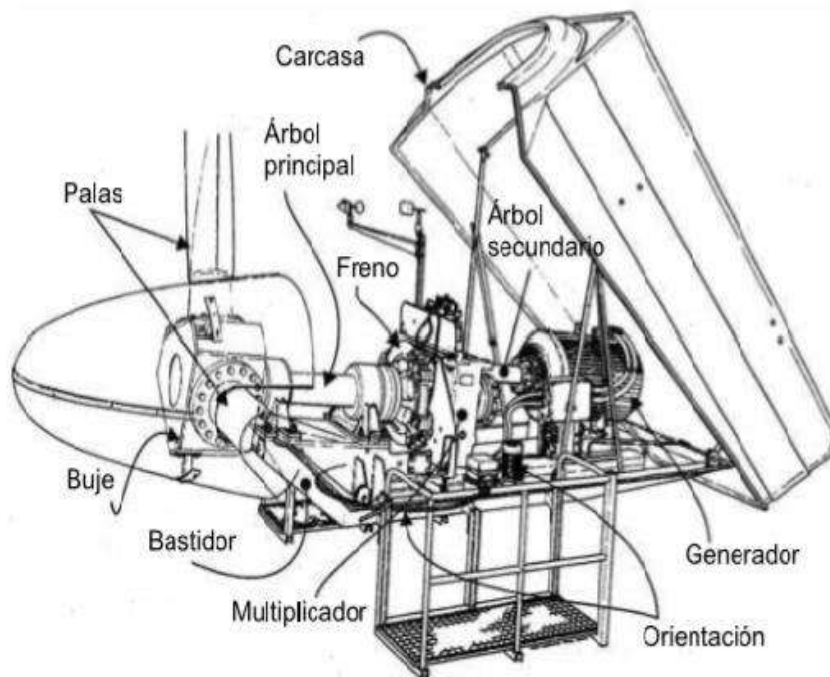


Figura 2.13 Diversos componentes de un aerogenerador [7].

Como puede observarse en la figura 2.14, la energía cinética de la masa de aire se convierte en energía de rotación (del rotor) y, por tanto, en energía mecánica del tren de potencia

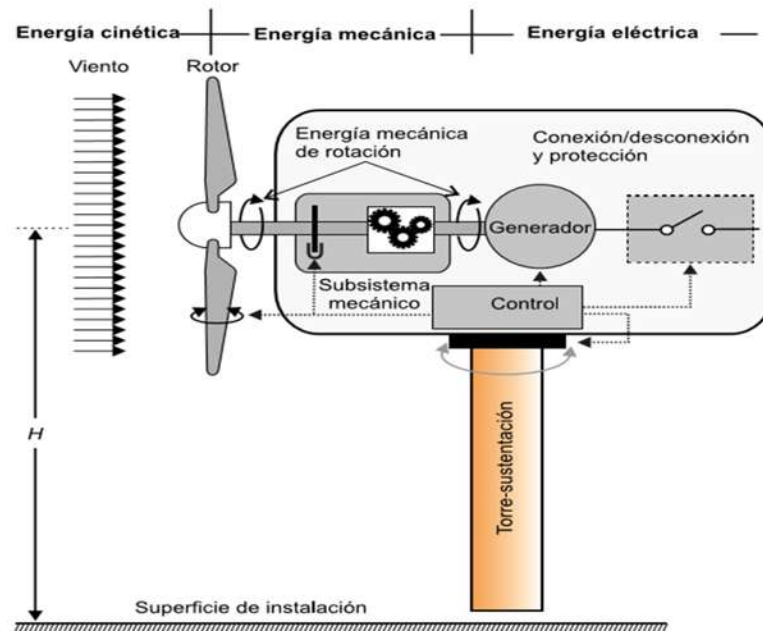


Figura 2.14 Transformaciones de energía en un aerogenerador.

Normalmente, las turbinas eólicas disponen de una caja multiplicadora de engranajes con el propósito de incrementar el número de revoluciones del rotor hasta el número de revoluciones del generador eléctrico, que normalmente ha de girar a un número mayor de revoluciones que el rotor. Posteriormente, la energía mecánica del tren de potencia es transformada en energía eléctrica mediante un generador eléctrico.

El subsistema de captación es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Está integrado por el **rotor**, el cual se compone de las palas y del buje. En función de la posición del eje de giro del rotor las máquinas eólicas se clasifican en máquinas de *eje horizontal* y de *eje vertical*. El rotor es a menudo considerado como el subsistema más importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento como del de costes.

Los componentes más importantes del rotor son las palas. Ellas son los dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar potencia útil. Dependiendo del número de palas de los rotores éstos se clasifican en rotores *multipala* (o **rotores lentos**), con un número de palas comprendido entre 6 y 24, y en rotores *tipo hélice* (o **rotores rápidos**).

El sistema eléctrico de un aerogenerador incluye todos los dispositivos que intervienen en el proceso de conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, si bien el generador constituye el foco de dicho sistema. Los generadores que actualmente se utilizan en las aeroturbinas suelen ser **alternadores**, que a su vez pueden ser de inducción (asíncronos) o de excitación (síncronos). Cada uno de estos tipos de generadores tiene diferentes características, tanto en los requerimientos de entrada como en las particularidades de la corriente de salida.

Un generador asíncrono más empleado es el de tipo de jaula de ardilla, aunque también puede construirse de rotor devanado. El generador asíncrono produce energía eléctrica, en el estator, cuando la velocidad de giro de su rotor, impulsado por el eje de alta, es superior a la velocidad de giro del campo magnético de excitación creado por el estator [6].

La velocidad de giro (n) de este tipo de generadores está ligada con la de sincronismo (n_s) por el denominado deslizamiento (s) tal como se observa en la siguiente ecuación:

$$s = \frac{n - n_s}{n_s} \quad (2.3)$$

La velocidad de sincronismo, en rpm, está relacionada con el número de pares de polos (p) de la máquina y con la frecuencia de la corriente eléctrica (f) en Hz, según la siguiente ecuación:

$$n_s = \frac{60 f}{p} \quad (2.4)$$

a) Reservas

La energía eólica almacenada en los vientos en todo el mundo se estima entre 2,500 y 5,000 TWh año, de los cuales entre un 1% y un 2% serían recuperables. La energía eólica no se distribuye uniformemente sobre el planeta, ni tampoco se mantiene constante a lo largo de todo el año. En las máquinas eólicas de gran potencia el deslizamiento suele ser pequeño (entre 1% y un 5%), por tanto, el margen de variación de la velocidad del generador eléctrico no es significativa.

El generador asíncrono necesita tomar energía de la red para crear el campo de excitación del estator. Esta energía, al alimentar una bobina, consumirá corriente desfasada de la tensión (energía reactiva), con lo que la línea eléctrica de distribución a la que se encuentra conectada la instalación eólica desestabilizada su $\cos \varphi$. Sin embargo, el generador asíncrono en jaula de ardilla es muy simple y al no contar con elementos que giren en tensión eléctrica requiere bajos niveles de mantenimiento. Algunos fabricantes de aerogeneradores, debido a la relación existente entre el rendimiento de los generadores asíncronos y el nivel de carga, han equipados a sus máquinas con dos generadores acoplado al mismo rotor. Uno que opera cuando las velocidades de viento son bajas y otro que entra en funcionamiento cuando las velocidades del viento son altas [6].

En la figura 2.15 se muestra un generador asíncrono de 225 kW de potencia nominal que se utiliza en una turbina eólica.

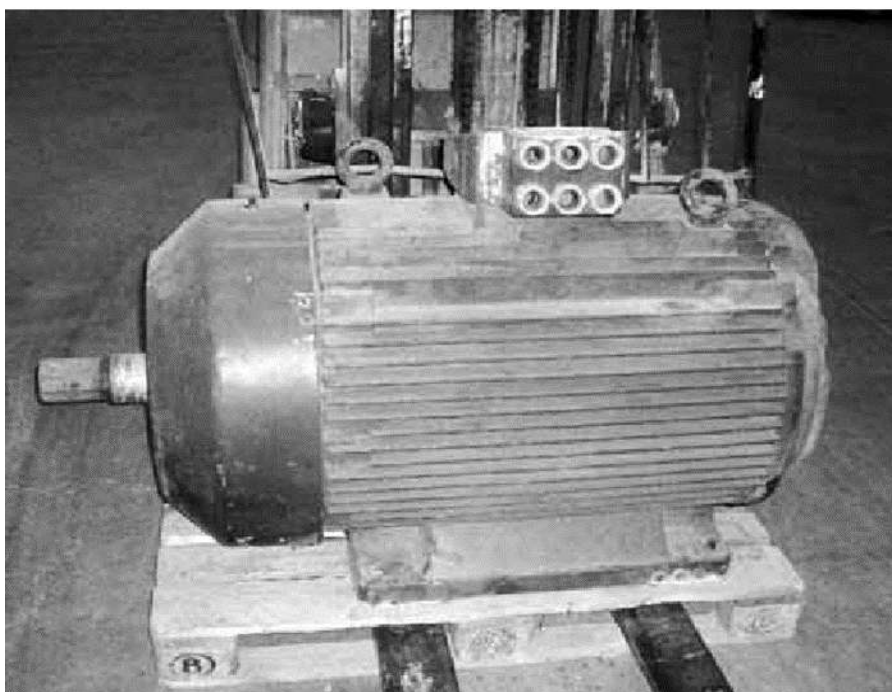


Figura 2.15 Generador síncrono (cortesía de Aerogeneradores Canarios) [7].

El generador síncrono precisa de un campo magnético giratorio para convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Dicho campo magnético se puede crear mediante imanes permanentes situados en el rotor o por electroimanes alimentados por corriente continua.

El segundo tipo, hasta ahora más utilizado, está formado por un rotor compuesto por electroimanes generadores del campo magnético y de un estator en cuyo devanado se producirá la corriente alterna. Los electroimanes del rotor del generador son alimentados con corriente continua que puede ser obtenida utilizando diferentes sistemas de excitación. Uno de dicho sistemas utiliza la corriente continua obtenida al rectificar parte de la corriente eléctrica alterna que se genera.

Las máquinas síncronas giran siempre a la velocidad de sincronismo. Por tanto, para una frecuencia f dada, si se incrementa el número de pares de polos se disminuye la velocidad de sincronismo. Aprovechando esta característica algunos fabricantes han equipado a sus turbinas eólicas con generadores síncronos con pares de polos suficientes para eliminar la caja multiplicadora y reducir el tamaño de la máquina (figura 2.16).



Figura 2.16 Aerogenerador E-33 (Fuente: Enercon).

El sistema eléctrico de un aerogenerador de eje horizontal está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si su rotor opera a revoluciones constantes o

revoluciones variables, y por el sistema de utilización, ya sea conexión directa a la red o funcionamiento aislado, por lo que se pueden presentar diversas posibilidades:

- Generadores asíncronos operando a velocidad de giro constante y conectado directamente a la red.
- Generadores síncronos con convertidores AC/DC/AC operando a velocidad de giro variable conectados a la red.
- Generadores asíncronos con control de deslizamiento. Una posibilidad de conseguir un generador asíncrono de velocidad variable se logra modificando el deslizamiento. Algunas turbinas disponen de control dinámico del deslizamiento, para ello emplean resistores en el rotor del generador eliminando la necesidad de usar anillos de deslizamiento.

c) Producción y Consumo

Por las características de esta energía, la producción y el consumo son prácticamente idénticos. Toda la energía eléctrica producida en los aerogeneradores se inyecta en la red. En todo el mundo hay instalados más de 59 GW, con un elevado crecimiento anual [6]. Destacan Alemania 18,43 GW, seguida de España con 10,02 GW y Estados Unidos con 9,2 GW.

2.3.3. PLANTAS SOLARES

El Sol es el origen de la energía solar y de las otras fuentes renovables de energía. Esta estrella es un enorme reactor de fusión nuclear que transforma parte de su masa en energía de acuerdo con la ecuación de Einstein $E = m \cdot c^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m ; c es la velocidad de la luz.

a) Potencial de la energía solar térmica

Puede estimarse que la emisión solar total al espacio, asumiendo una temperatura del Sol de 5.760 K, es de $3,84 \cdot 10^{26} \text{ W}$. No obstante, solo una diminuta fracción de ella es interceptada por la Tierra, debido a que la energía recibida es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol (150 millones de kilómetros). La potencia recibida en la parte superior de la atmósfera sobre una superficie perpendicular al rayo de sol, en el caso de una distancia al Sol promedio, se denomina constante solar, cuyo valor aproximado es de 1.367 kW/m^2 . Esta cantidad se reduce hasta aproximadamente 900 W/m^2 cuando atraviesa la atmósfera y llega al suelo [7].

b) Tecnologías para aprovechar la energía solar térmica

La tecnología actual que se utiliza para captar la energía solar directa y convertirla en una forma eficiente de energía se ha desarrollado en dos direcciones (figura 2.17)

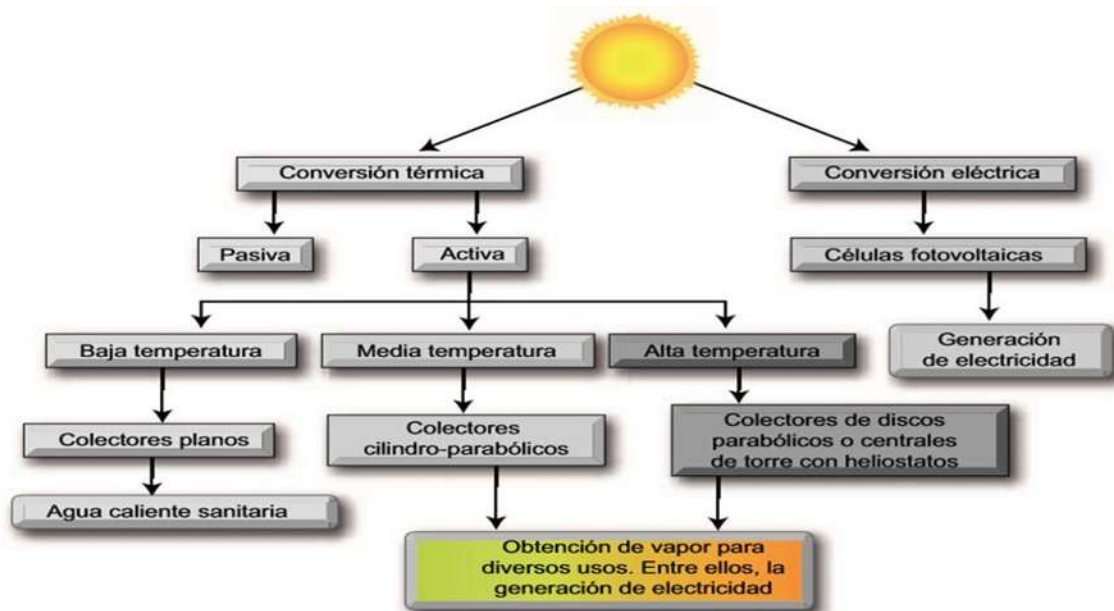


Figura 2.17 Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar.

Tecnología de *conversión térmica*, que absorbe la energía solar y la transforman en calor. Mediante esta tecnología es posible también obtener indirectamente electricidad mediante la transformación del calor con una máquina termodinámica.

Tecnología de *conversión eléctrica*, que permite la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica.

La tecnología solar térmica de media temperatura suele tener dos aplicaciones diferentes: La producción de calor en procesos industriales. Por ejemplo, vapor a temperaturas superiores a los 150 °C. La generación de electricidad mediante la conexión del fluido caliente (hasta 400 °C) utilizado por los colectores a un sistema convencional de producción de electricidad a partir de un ciclo térmico. El principio básico de funcionamiento de estos sistemas solares es sencillo: la radiación solar se capta y el calor se transfiere a un fluido (generalmente agua o aire). Para aprovechar la energía solar térmica se usa el captador solar, también denominado colector o placa solar [5].

El colector es el elemento que capta la energía solar. Normalmente consta de los siguientes elementos:

- Cubierta frontal transparente, por lo general vidrio.
- Superficie absorbente, por donde circula el fluido (normalmente agua) y que suele ser de color negro.
- Aislamiento térmico, para evitar las pérdidas de calor.
- Carcasa externa, para su protección.

El colector solar basa su funcionamiento en el efecto invernadero: la radiación solar –rayos solares– (onda corta) incide en el vidrio y lo atraviesa y es absorbida por una superficie que se calienta.

c) Energía solar térmica de alta temperatura

Para alcanzar temperaturas lo suficientemente altas que produzcan electricidad es imprescindible recurrir a un sistema de concentración de los rayos solares. Estos sistemas requieren de un dispositivo de seguimiento solar, de tal forma que siguen al Sol en su recorrido diario, consiguiendo así una mayor captación de la radiación solar.

d) Sistema solar con torre central receptor con heliostatos

Suelen estar constituidas por una serie de espejos denominados heliostatos (figura 2.18) que reflejan los rayos solares hacia una torre central, concentrando la radiación solar en un sólo punto, donde se alcanzan temperaturas que pueden llegar a los 1000 °C.

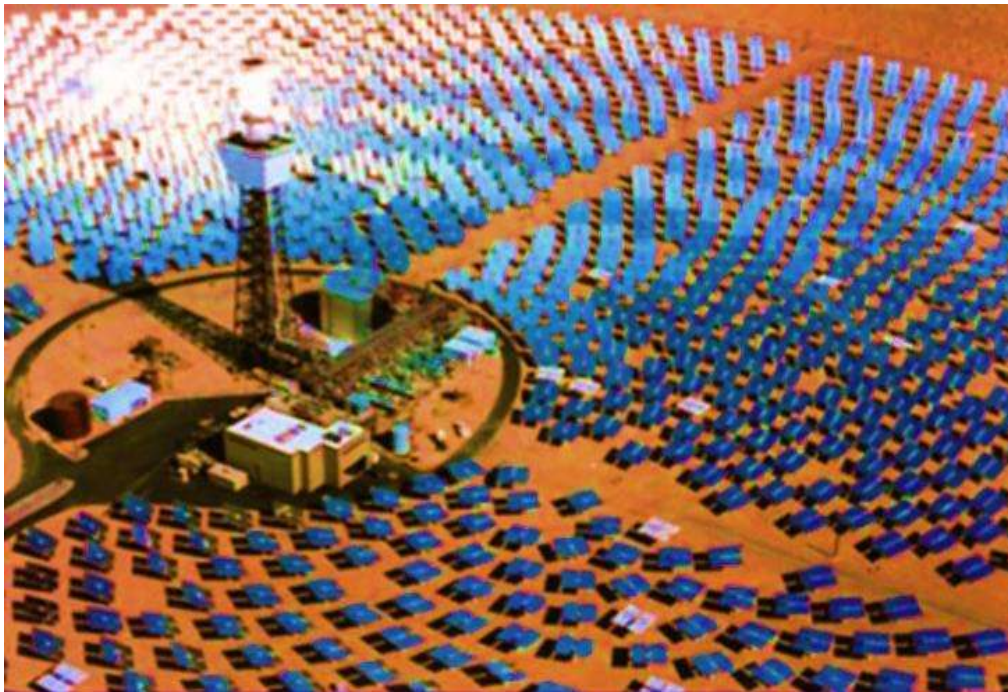


Figura 2.18 Sistema solar con torre y heliostato.

Estas centrales han sido construidas en diversos tamaños, desde 0,5 a 10 MW.

a) Colectores cilíndrico-parabólicos

El colector consiste en un espejo cilindro-parabólico (figura 2.19) que refleja la radiación solar sobre un tubo de vidrio dispuesto a lo largo de la línea focal del espejo. El fluido caloportador (que se calienta y transporta el calor) pasa por una tubería situada en el foco de los colectores, pudiendo alcanzar temperaturas de 400 °C, y se utiliza para producir vapor sobrecalentado, que alimenta una turbina convencional y genera así energía eléctrica [5].



Figura 2.19 Colectores cilindro-parabólicos.

a) Discos parabólicos (Stirling)

Están constituidos por espejos parabólicos en cuyo foco se sitúa el receptor solar (figura 2.20). Son sistemas indicados para la producción de energía eléctrica en aislado (lugares a los que no llega la red eléctrica). Esta tecnología es adecuada para una producción descentralizada, cercana al lugar de consumo, con los ahorros en infraestructura de distribución que ello supone. Un

disco Stirling de 8,5 m de diámetro es capaz de producir 10 kW. En la actualidad es capaz de competir con pequeños motores diésel en regiones donde el coste del diésel alcance 0,76 euros/litro; aunque en un futuro próximo será competitivo incluso para precios de diésel de 0,35 euros/l. En la actualidad se construyen sistemas con una potencia que va desde 7 kW hasta 50 kW [7].



Figura 2.20 Discos parabólicos (Stirling).

a) Aplicaciones de la energía solar térmica de alta temperatura.

La energía solar térmica de alta temperatura se utiliza para producir electricidad. Estos sistemas utilizan el calor de la radiación solar para calentar un fluido y producir vapor, que acciona una turbina que, a su vez, se acopla a un generador eléctrico.

El principio de funcionamiento es como el de una central térmica convencional, diferenciándose en la forma de producir el vapor, que es por calentamiento solar, alcanzándose temperaturas de 1000 °C.

2.3.4. CENTRALES DE LA ENERGÍA DE LAS MAREAS

Las mareas son debidas a las acciones gravitatorias de la Luna y el Sol. La energía mareomotriz utiliza la diferencia entre las mareas para generar electricidad. Para un aprovechamiento rentable es necesario que la diferencia entre marea alta y baja sea, al menos de 5 metros. Se estima que, en todo el planeta, sólo se localizarían 40 ubicaciones para su explotación rentable, con un potencial total de unos 15 000 MW (algo menos del 0,01% del consumo mundial de electricidad) [7].

La amplitud de las mareas da lugar a que el agua de los mares contenga energía cinética. Esta energía, denominada mareomotriz, se puede utilizar de dos formas. Una forma consiste en la construcción de diques que cierran una bahía para conseguir recoger y almacenar el agua cuando sube la marea. El agua marina se retiene mediante compuertas hasta la bajamar y se libera en las horas intermareales para que, aprovechando la energía potencial originada por el desnivel mar-dique, pueda accionar las turbinas que, acopladas a un generador eléctrico, producen electricidad (figura 2.21).

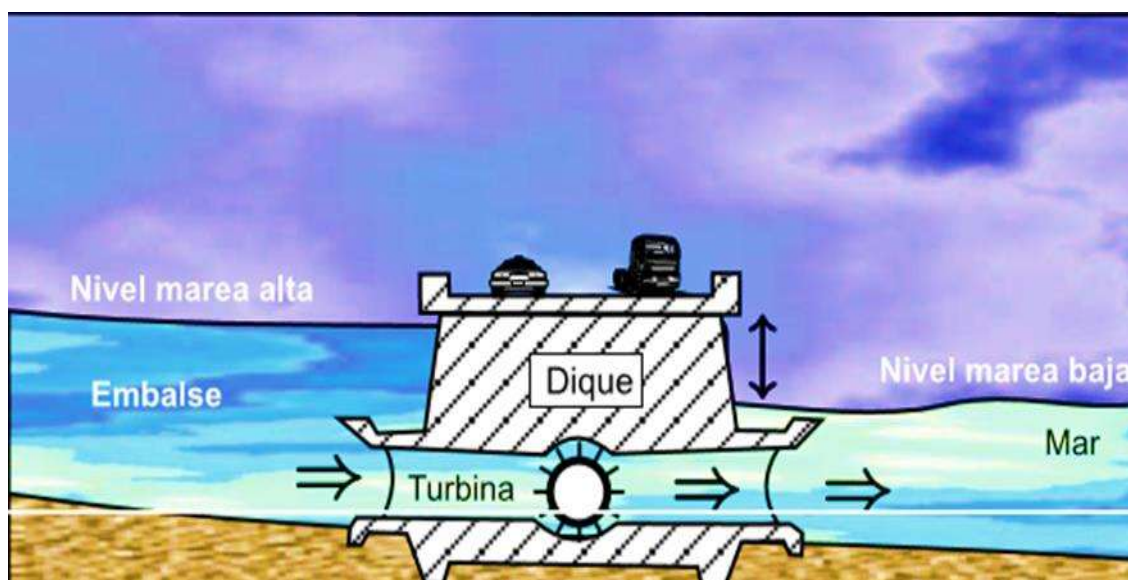


Figura 2.21 Esquema conceptual de una forma de aprovechamiento de las mareas.

a) Potencial de la energía de las mareas

La potencia asociada a las mareas se estima del orden de 3 TW. Sin embargo, para el aprovechamiento eficaz de la energía mareomotriz es necesario que la amplitud de las mareas sea al menos de cinco metros y que exista una bahía apropiada para la recogida y almacenamiento del agua en las pleamares. Además, la potencia disponible en las costas se reduce a valores del orden de 1 TW, ya que, teniendo en cuenta las pequeñas amplitudes de las mareas comparadas con los saltos de los aprovechamientos hidroeléctricos, es necesario disponer de grandes volúmenes de agua y, por tanto, se precisan grandes desarrollos en las anchuras de los diques. El WEC (World Energy Council) ha estimado en 22.000 TWh la energía total anual de las mareas. De esta energía, se considera que solamente una porción (200 TWh) podría ser rentable [1].

b) Métodos de generación

- Generador de la corriente de marea: Los generadores de corriente de marea hacen uso de la energía cinética del agua en movimiento a las turbinas de la energía, de manera similar al viento (aire en movimiento) que utilizan las turbinas eólicas (figura 2.22). Este método está ganando popularidad debido a costos más bajos y a un menor impacto ecológico en comparación con las presas de marea.

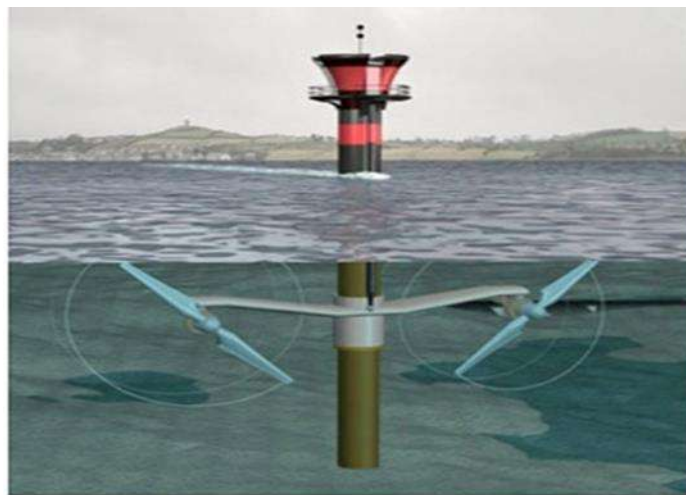


Figura 2.22 Generador mareomotriz de corriente de marea.

- Presa de marea: Las presas de marea hacen uso de la energía potencial que existe en la diferencia de altura (o pérdida de carga) entre las mareas altas y bajas. Las presas son esencialmente los diques en todo el ancho de un estuario, y sufren los altos costes de la infraestructura civil, la escasez mundial de sitios viables y las cuestiones ambientales.
- Energía mareomotriz dinámica: La energía mareomotriz dinámica es una tecnología de generación teórica que explota la interacción entre las energías cinética y potencial en las corrientes de marea. Se propone que las presas muy largas (por ejemplo 30 a 50 km de longitud) se construyan desde las costas hacia afuera en el mar o el océano, sin encerrar un área. Se introducen por la presa diferencias de fase de mareas, lo que lleva a un diferencial de nivel de agua importante (por lo menos 2.3 metros) en aguas marinas ribereñas poco profundas con corrientes de mareas que oscilan paralelas a la costa, como las que encontramos en el reino unido, china y corea. Cada represa genera energía en una escala de 6 a 17 GW [6].

2.3.5. CENTRALES DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

El nombre geotérmica deriva de dos palabras griegas: geo que significa Tierra y thermo que significa calor. La energía interna de la Tierra procede del calor acumulado en su núcleo durante el proceso de formación del planeta (hace aproximadamente 4.600 millones de años) y, fundamentalmente, de las radiaciones emitidas por la desintegración atómica de elementos químicos radiactivos (uranio 238, torio 232, potasio 40) presentes en el interior de la misma.

Para poder extraer esta energía es necesaria la presencia de agua cerca de estas zonas calientes. La explotación de esta fuente de energía se realiza perforando el suelo y extrayendo el agua, su vapor, o una mezcla de ambos, que sirven de vehículo de transporte.

Normalmente, como ocurre con las fuentes de energía térmica convencionales (figura 2.23), su aprovechamiento pasa por la utilización del vapor a suficiente presión para accionar una turbina que, acoplada a un generador eléctrico, produzca corriente eléctrica (figura 2.24).

Sin embargo, cuando se trata de yacimientos que disponen de fluidos a bajas temperaturas, los cuales son los más abundantes, el calor suele explotarse directamente, sin conversión en otro tipo de energía [7].

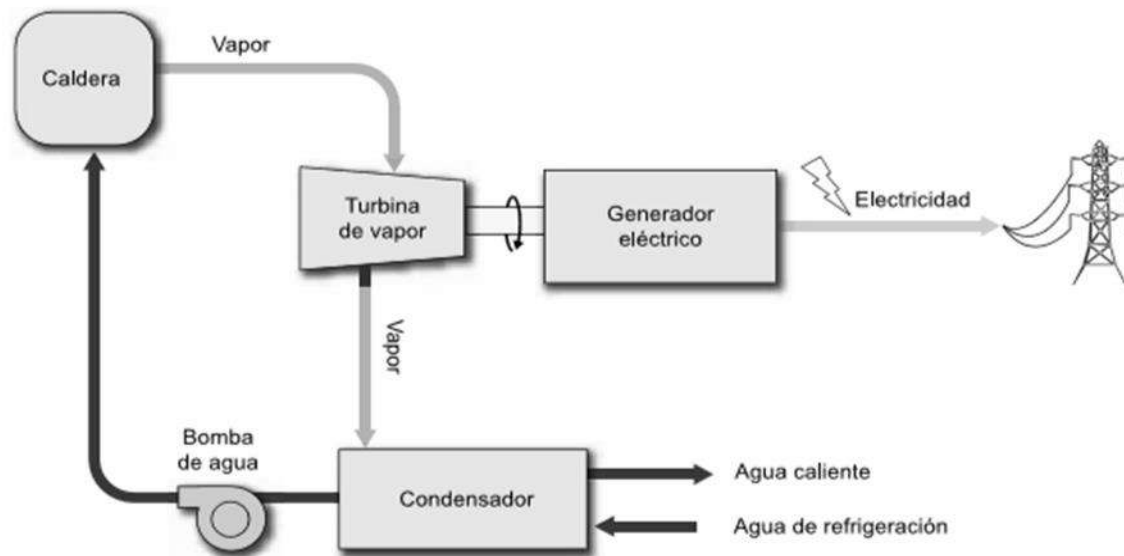


Figura 2.23 Esquema conceptual de una planta térmica convencional.

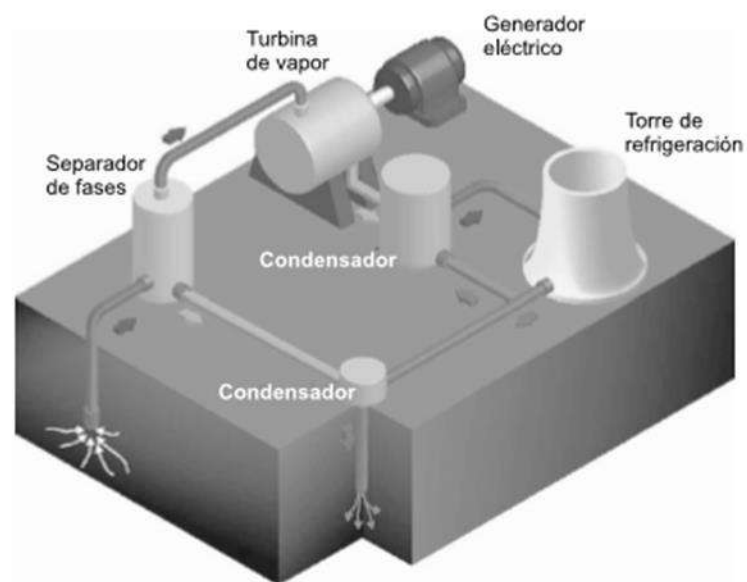


Figura 2.24 Esquema conceptual de una planta geotérmica para generación eléctrica.

a) Potencial de la energía geotérmica

Se estima que este recurso energético supone unos 30 millones de Tera watts. Sin embargo, solo es aprovechable una pequeña parte.

b) Clasificación de los dispositivos de captación

El aprovechamiento de los yacimientos geotérmicos depende de la entalpía del mismo. Si la entalpía es alta, el aprovechamiento se lleva a cabo en plantas térmicas de diseño específico. En estas plantas se transforma la energía térmica en energía eléctrica utilizando un ciclo termodinámico denominado ciclo de Rankine. En este ciclo, al igual que las plantas térmicas convencionales, se emplea calor para evaporar un líquido, que posteriormente se utiliza en el accionamiento de una turbina, la cual se acopla a un generador eléctrico para producir energía eléctrica. Si la entalpía es baja, el calor suele emplearse para el calentamiento de un fluido, aunque también podrían utilizarse para la generación de electricidad con muy bajos rendimientos.

Existen diversos tipos de sistemas para el aprovechamiento de fuentes geotérmicas de alta entalpía. Entre éstos se pueden destacar los cuatro siguientes:

- Sistemas de conversión directa.
- Sistemas de expansión súbita de una etapa.
- Sistemas de expansión súbita de dos etapas.
- Sistemas de ciclo binario.

c) Sistemas de conversión directa

Los sistemas de conversión directa (figura 2.25) se utilizan en aquellos yacimientos hidrotérmicos donde predomina el vapor seco. En este caso, el vapor supercalentado (a 180°C-185°C y 0,8 MPa-0,9 MPa) que llega a la superficie se emplea directamente, después que las partículas sólidas y los gases no condensables hayan sido separados, para accionar una turbina que, gracias a un generador mecánicamente conectado a ella, produce corriente eléctrica. El vapor, una vez pasa por la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada. Al agua obtenida en el condensador se la hace pasar por una torre de enfriamiento; una fracción importante del agua que se ha enfriado en la torre se envía al condensador para que sirva de fluido refrigerante y, el resto, se inyecta de nuevo en el acuífero [6].

La causa fundamental es la diferencia de presiones a la entrada de la turbina.

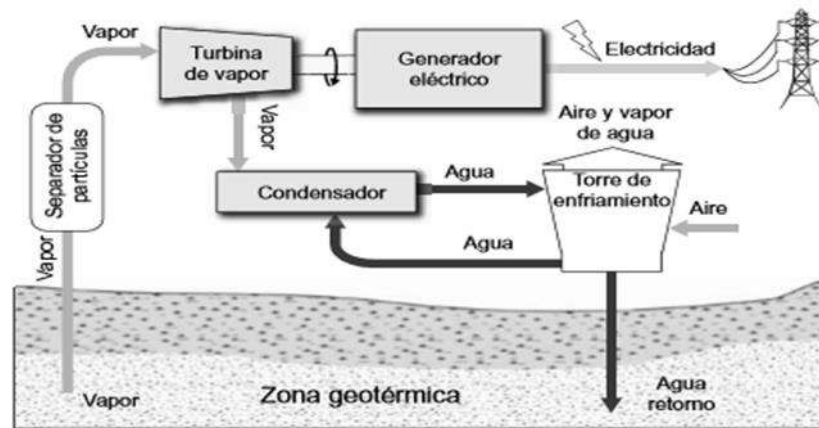


Figura 2.25 Esquema conceptual de una planta de conversión directa.

En una central geotérmica la presión máxima suele ser del orden de 0,9 MPa mientras que en una central convencional dicha presión puede elevarse hasta 17,5 MPa.

d) Sistemas de expansión súbita de una etapa

Los sistemas de expansión súbita de una etapa (figura 2.26) se emplean en los yacimientos hidrotérmicos donde predomina el agua líquida.

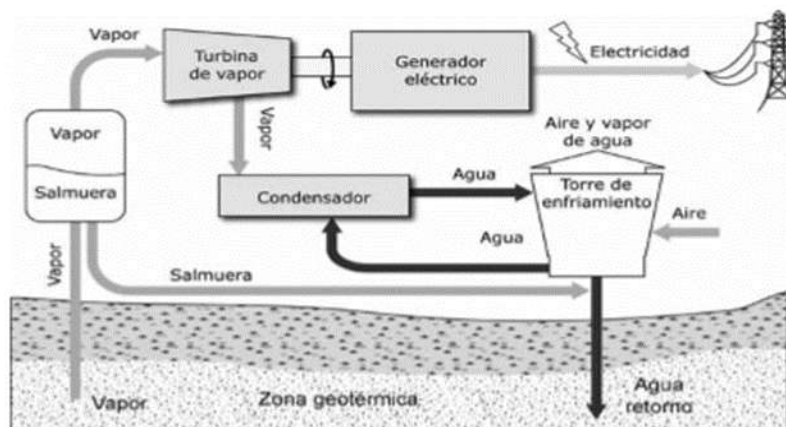


Figura 2.26 Esquema conceptual de un sistema de expansión súbita de una etapa.

En estos sistemas, el agua puede expansionarse súbitamente durante el ascenso a la superficie o mediante el empleo de un recipiente de expansión, originando que parte del líquido se evapore instantáneamente. Por tanto, es necesario utilizar un separador de fases que permita dirigir el vapor (155°C - 165°C y $0,5\text{ MPa}$ - $0,6\text{ MPa}$) hacia la turbina y el agua no evaporada hacia el acuífero. El vapor obtenido se expande por una turbina que, acoplada mecánicamente a un generador eléctrico, produce corriente eléctrica. Al igual que ocurría en los sistemas de conversión directa, el vapor, una vez que pasa por la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada. Parte de esta agua constituye a su vez el fluido de refrigeración, una vez ha sido enfriada en una torre de refrigeración. El resto del agua condensada se inyecta de nuevo en el acuífero.

e) Sistemas de expansión súbita de dos etapas

Los sistemas de expansión súbita de dos etapas (figura 2.27) se emplean en los yacimientos hidrotérmicos donde predomina el agua líquida con bajos contenidos de impurezas. Tienen como objetivo mejorar el rendimiento de los sistemas de expansión de una etapa. Las diferencias de los sistemas de una etapa frente a los de dos etapas se encuentran en la existencia de dos etapas de expansión del agua que llega a la superficie desde el acuífero y en que la turbina dispone de dos cuerpos; un cuerpo que trabaja al alta presión y un cuerpo que trabaja a baja presión. En los sistemas de evaporación súbita de dos etapas, el vapor obtenido en la primera expansión se dirige al cuerpo de alta presión de la turbina, mientras que el líquido obtenido en el primer separador de fases es de nuevo expansionado (a menor presión que en la primera etapa). El vapor resultante de la segunda expansión es conducido al cuerpo de baja presión de la turbina, mientras que el agua residual se inyecta de nuevo en el acuífero. Como puede observarse en la figura 2.27, el cuerpo de baja presión de la turbina se alimenta, además del vapor procedente de la segunda etapa de expansión, del vapor saliente del cuerpo de alta de la turbina [7].

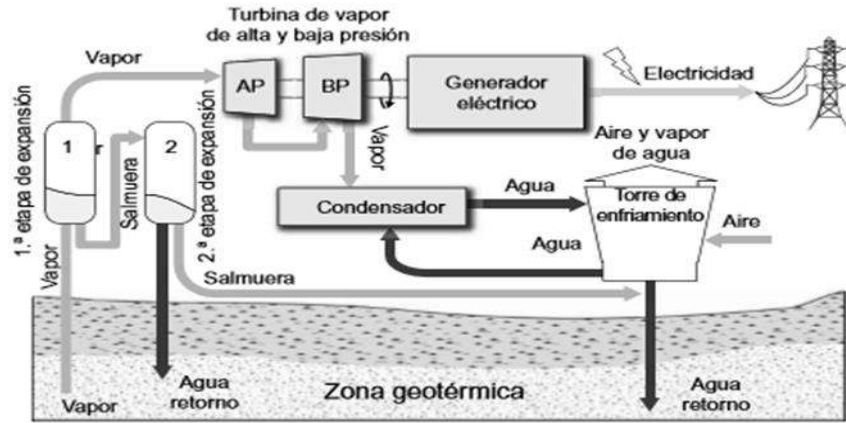


Figura 2.27 Esquema conceptual de un sistema de expansión súbita de dos etapas.

El vapor, una vez que pasa por el cuerpo de baja de la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada.

f) Sistemas de ciclo binario

Los sistemas de ciclo binario pueden ser utilizados en los yacimientos hidrotérmicos de entalpía media (100°C - 200°C), donde predomina el agua líquida (figura 2.28). Este tipo de plantas emplean un segundo fluido de trabajo, con un punto de ebullición (a presión atmosférica) inferior al del agua, tales como isopentano, freón, isobutano, etc., los cuales se evaporizan y se usan para accionar la turbina.

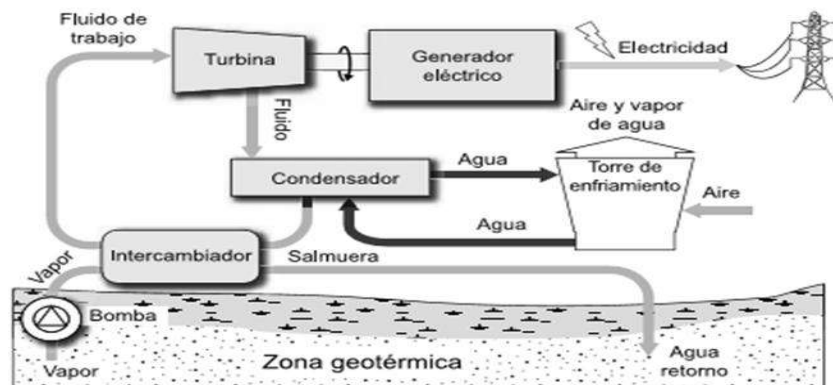


Figura 2.28 Esquema conceptual de un sistema de ciclo binario.

Estos sistemas, además de presentar la ventaja de permitir utilizar yacimientos geotérmicos de temperaturas medias, admiten la explotación de yacimientos con acuíferos con un mayor porcentaje de impurezas, especialmente si estos están bajo una presión tal que no tenga lugar la evaporación súbita. El líquido extraído del acuífero, una vez ha cedido su calor al fluido de trabajo en el intercambiador de calor, retorna de nuevo al yacimiento. El fluido secundario trabaja de acuerdo con el ciclo convencional Rankine. El fluido de trabajo, transformado en vapor recalentado a su paso por el evaporador, se dirige a la turbina con el objeto de accionarla. El generador, mecánicamente acoplado a la turbina, es el encargado de generar electricidad. Los gases del fluido de trabajo, una vez se expanden en la turbina, se condensan en un intercambiador de calor. El intercambiador es refrigerado con agua mediante un circuito que dispone de refrigeración. Las plantas de ciclo binario se construyen generalmente en unidades modulares de pequeño tamaño, las cuales pueden ser interconectadas para constituir plantas eléctricas de decenas de megawatts.

2.4. FUENTES NO RENOVABLES

Las fuentes no renovables son los métodos de obtención de energía mediante una fuente de energía agotable. Este concepto se tiene en cuenta a escala de la vida humana, ya que determinados procesos, como la acumulación de carbono, han tardado hasta quinientos millones de años.

En general, las energías no renovables son las que consumen algún tipo de combustible (petróleo, carbón, uranio). Mientras que las *energías renovables* utilizan otros tipos de recursos energéticos (radiación solar, la energía cinética del viento, la fuerza del agua, el movimiento de las mareas). Aunque propiamente hablando algunos combustibles, en un futuro próximo, pueden consistir materias primas consideradas renovables, como por ejemplo el hidrógeno.

Hay dos tipos de fuentes de energía no renovable (o agotable):

- Las fuentes de energía no renovables convencionales. Se trata de los combustibles fósiles: el carbón, el petróleo y el gas natural y las reacciones químicas entre determinados materiales (baterías).

- Las fuentes de energía no renovables no convencionales. Estas fuentes provienen de los agro combustibles, biocombustibles, o combustibles cultivados, y los combustibles nucleares (uranio y plutonio) utilizados en las centrales de energía nuclear.

La energía geotérmica, en general, se considera como energía renovable, pero hay un determinado tipo de energía geotérmica que aprovecha las aguas calientes que también sería no renovable en determinadas localizaciones

El concepto de energía no renovable está muy relacionado con el de recursos no renovables. Los recursos no renovables son todos aquellos recursos que el ritmo de consumo es más elevado que el ritmo de generación. Los recursos no renovables incluyen las energías renovables, pero también materiales y minerales. El caso de los combustibles fósiles, por ejemplo del carbón, se trata de un mineral no renovable con el que se obtiene una energía no renovable.

2.4.1. CENTRALES TERMOELECTRICAS

Estas centrales utilizan un combustible fósil (carbón, fuel-oil, o gas), que se quema en una caldera para producir vapor de agua.

El vapor de agua a alta presión se transforma también en energía mecánica mediante una turbina de vapor. Finalmente la turbina de vapor mueve el generador eléctrico. La eficiencia energética de las centrales térmicas dependerá fundamentalmente del poder calorífico del combustible. El rendimiento de estas centrales nunca supera el 45%. Debido a la inercia térmica de la caldera (unas 7 horas) no es posible utilizarlas como centrales de regulación ya que no se puede realizar su arranque o parada de forma rápida. En ciertas ocasiones estas centrales se dejan desconectar de red, es decir sin generar energía, pero operando en caliente con la caldera en funcionamiento. Las centrales nucleares son una variante de central térmica con un reactor nuclear donde la fisión de un material como el uranio provoca una cantidad muy grande de calor. Este calor se transfiere a un fluido (por ejemplo CO₂ o sodio líquido), y a continuación mediante un intercambiador se transfiere a un circuito de agua para crear vapor de agua dentro de la caldera. A partir de aquí el

funcionamiento es como en una central térmica convencional. Las centrales nucleares no se pueden emplear nunca como centrales de regulación ya que el proceso de parada y arranque el reactor es muy costoso y se realiza solamente de forma planificada con mucha antelación en los períodos programados de parada del reactor para su mantenimiento. En las centrales nucleares, aunque los costes de inversión son muy altos [8].

a) Descripción de las partes de la planta y su funcionamiento

El funcionamiento de todas las plantas térmicas, o termoeléctricas, es semejante a la (figura 2.29). El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la planta, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta, se emplea para calentar el agua, que se encuentra en la caldera, y producir el vapor. Este con una alta presión, hace girar los álabes de la turbina, cuyo eje rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando de nuevo el ciclo.

El agua en circulación que refrigera el condensador expulsa el calor extraído a la atmósfera a través de las torres de refrigeración, grandes estructuras que identifican estas plantas; parte del calor extraído pasa a un río próximo, lago o al mar.

Las torres de refrigeración son enormes cilindros contraídos a media altura (hiperboloides), que emiten constantemente, vapor de agua (que se forma durante el ciclo) no contaminante, a la atmósfera. Para minimizar los efectos contaminantes de la combustión sobre el entorno, la planta dispone de una chimenea de gran altura (llegan a los 300 m) y de unos precipitadores que retienen las cenizas y otros volátiles de la combustión. Las cenizas se recuperan para su aprovechamiento en procesos de metalurgia y en el campo de la construcción, donde se mezclan con el cemento.

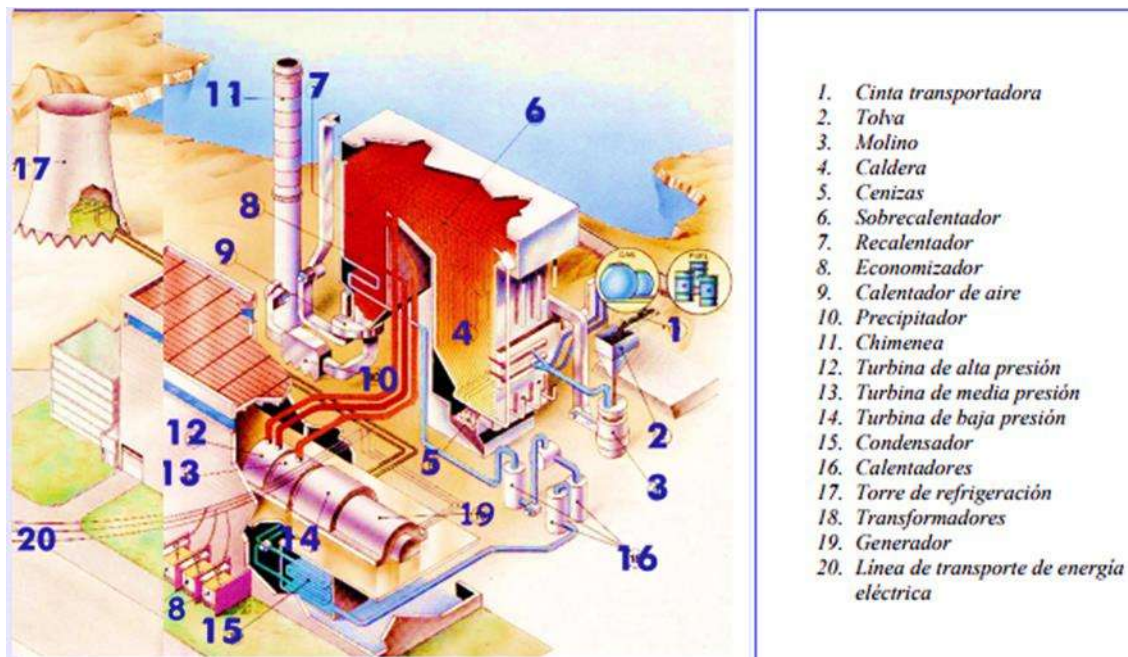


Figura 2.29 Esquema de funcionamiento de una planta termoeléctrica clásica.

El funcionamiento de una planta termoeléctrica de carbón, como la representada en la (Figura 2.29) es la siguiente:

El combustible está almacenado en los parques adyacentes de la planta, desde donde, mediante **cintas transportadoras** (1), es conducido al **molino** (3) para ser triturado. Una vez pulverizado, se inyecta, mezclado con aire caliente a presión, en la **caldera** (4) para su combustión. Dentro de la caldera se produce el vapor que acciona los álabes de los cuerpos de las **turbinas de alta presión** (12), **media presión** (13) y **baja presión** (14), haciendo girar el rotor de la turbina que se mueve solidariamente con el rotor del **generador** (19), donde se produce energía eléctrica, la cual es transportada mediante **líneas de transporta a alta tensión** (20) a los centros de consumo. Después de accionar las turbinas, el vapor pasa a la fase líquida en el **condensador** (15). El agua obtenida por la condensación del vapor se somete a diversas etapas de **calentamiento** (16) y se inyecta de nuevo en la caldera en las condiciones de presión y temperatura más adecuadas para obtener el máximo rendimiento del ciclo. El sistema de agua de circulación que refrigera el condensador puede operarse en circuito cerrado, trasladando el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante **torres de refrigeración** (17), o descargando dicho calor directamente al mar o al río.

Para minimizar los efectos de la combustión de carbón sobre el medio ambiente, la planta posee una **chimenea** (11) de gran altura -las hay de más de 300 metros, que dispersa los contaminantes en las capas altas de la atmósfera, y **precipitadores** (10) que retienen buena parte de los mismos en el interior de la propia planta [8].

2.4.2. CENTRALES NUCLEOLÉCTRICAS

Una nucleoelectrica es una central térmica de producción de electricidad. Su principio de funcionamiento es esencialmente el mismo que el de las plantas que funcionan con carbón, combustóleo o gas: la conversión de calor en energía eléctrica.

Esta conversión se realiza en tres etapas: En la primera, la energía del combustible se utiliza para producir vapor a elevada presión y temperatura. En la segunda etapa la energía del vapor se transforma en movimiento de una turbina. En la tercera, el giro del eje de la turbina se transmite a un generador, que produce energía eléctrica.

La transformación de energía térmica en otro tipo de energía tiene un rendimiento limitado por el Segundo Principio de la Termodinámica. Esto quiere decir que por cada unidad de energía producida por el combustible, sólo una tercera parte se convierte en trabajo mecánico y se ceden al medio ambiente las dos terceras partes restantes en forma de calor.

Las centrales nucleoelectricas se diferencian de las demás centrales térmicas solamente en la primera etapa de conversión, es decir, en la forma de producir vapor. En las centrales convencionales el vapor se produce en una caldera donde se quema de una forma continua carbón, combustóleo o gas natural [9].

La caldera consta de los siguientes elementos:

- Un dispositivo de inyección de combustible. (carbón pulverizado, combustóleo o gas)
- Un sistema de inyección de aire para que el combustible pueda quemarse.
- Un sistema de eliminación de los gases producidos en la combustión (chimenea).
- Un mecanismo de eliminación de cenizas cuando la central funciona con carbón.

- Unos tubos por los que circula agua que al calentarse con el fuego de la caldera se convierte en vapor.

Las centrales nucleoelectricas tienen un reactor nuclear, que equivale a la caldera de las centrales convencionales. El reactor no tiene sistemas de inyección continua de combustible y aire, ni en él se necesita un dispositivo de eliminación continua de residuos sólidos. Tampoco se producen gases de combustión (figura 2.30).

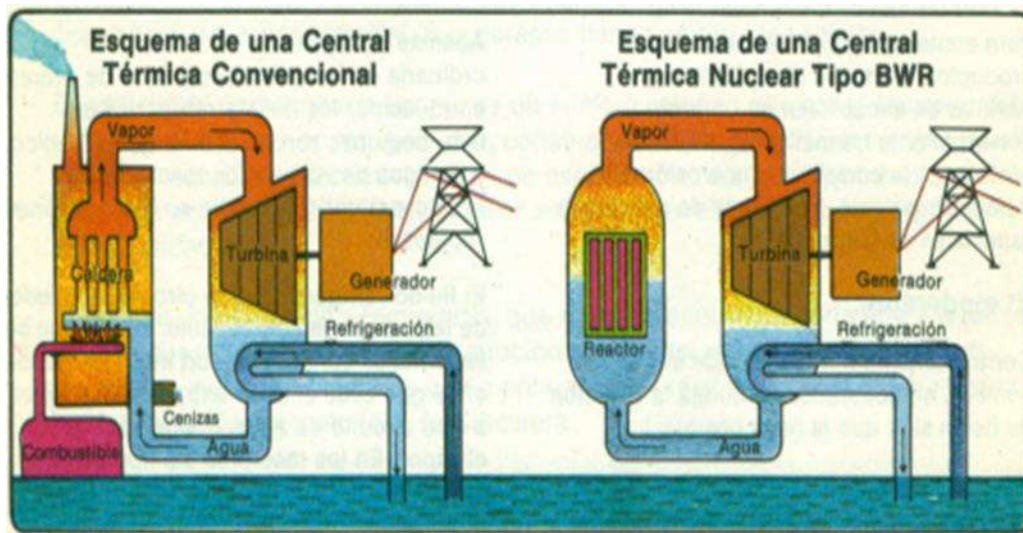


Figura 2.30 Esquema de dos centrales (Térmica convencional y nuclear).

a) Tipos de reactores nucleares

Los tipos de reactores nucleares pueden clasificarse ateniéndose a diversos criterios, los más comunes son los siguientes:

- Según la velocidad de los neutrones que producen las reacciones de fisión: reactores rápidos y reactores térmicos.
- Según el combustible utilizado: reactores de uranio natural, en los que la proporción de uranio 235 en el combustible es la misma que se encuentra en la Naturaleza, esto es,

aproximadamente 0,7%, reactores de uranio enriquecido en los que la proporción de uranio 235 se ha aumentado hasta alcanzar un 3 ó 4%.

- Según el moderador utilizado: los que utilizan agua ligera, agua pesada o grafito.
- Según el material usado como refrigerante: los materiales más utilizados son el agua (ligera o pesada) o un gas (anhídrido carbónico o helio), que a veces actúan simultáneamente como refrigerante y moderador. Otros refrigerantes posibles son: aire, vapor de agua, metales líquidos o sales fundidas.

Hay varios tipos de centrales nucleares en operación comercial. Sus diferencias estriban en los distintos tipos de reactores que utilizan para producir energía, ya que una vez producido el vapor, todas emplean los mismos sistemas convencionales. Con esta consideración, algunos tipos de centrales o de reactores en operación comercial son:

- Reactor de agua a presión (PWR) ver figura El reactor de agua a presión es el tipo de reactor más ampliamente utilizado en el mundo y ha sido desarrollado principalmente en Estados Unidos, R.F. Alemania, Francia y Japón. En este reactor, el agua se utiliza como moderador y como refrigerante. El combustible es uranio enriquecido, en forma de óxido. El agua de refrigeración que circula a gran presión, lleva la energía generada en el núcleo del reactor a un intercambiador de calor, donde se produce el vapor que alimentará el turbogruppo [10].

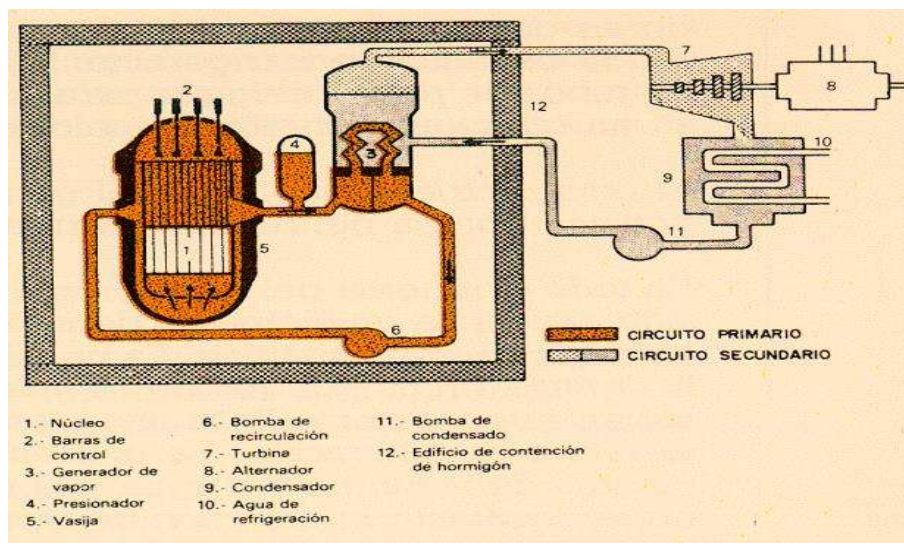


Figura 2.31 Esquema de una central nuclear de agua a presión (PWR).

- **Reactor de agua en ebullición (BWR)** El reactor de agua en ebullición, al igual que el anterior, es ampliamente utilizado y su tecnología ha sido desarrollada, principalmente, en Estados Unidos, Suecia y la R.F. Alemana. En este reactor, el agua se utiliza como moderador y como refrigerante. El combustible es uranio enriquecido en forma de óxido [10].

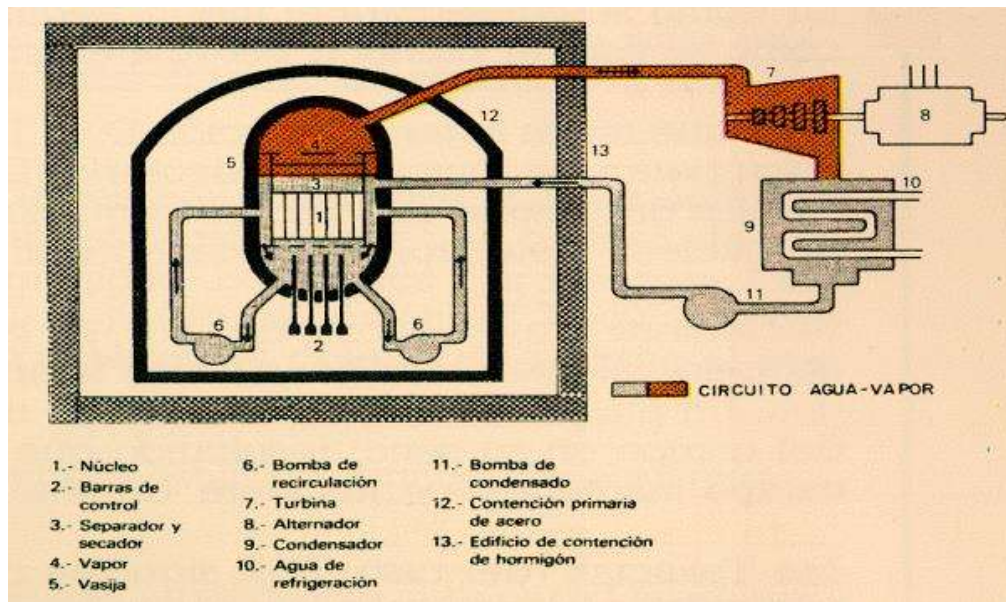


Figura 2.32 Esquema de una central de agua en ebullición (BWR).

b) Producción de energía eléctrica

La rotación de la turbina provocada por el vapor se transmite a un generador, el cual consiste de conductores eléctricos que giran en un campo magnético, produciendo electricidad. Esquemáticamente un generador podría ser un cable en forma de U que girase entre los polos de un imán; el giro produce electricidad.

La energía eléctrica producida pasa a la subestación donde se eleva su tensión para disminuir las pérdidas por calentamiento en las líneas de transmisión, ya que la potencia es el producto del voltaje por la corriente y las pérdidas de transmisión son proporcionales al cuadrado de la corriente. Mediante las líneas de transmisión, la energía se integra al sistema que la hace llegar a los usuarios.

2.4.3. CENTRALES DE TURBINAS DE GAS

En las centrales térmicas de turbinas de gas, la electricidad se produce por medio de generadores acoplados a turbinas que se operan con gases inflamables. En las centrales que combinan el uso de gas y vapor, se aprovecha el calor de las turbinas de gas para producir el vapor que utilizarán las turbinas de vapor. En las denominadas «plantas de cogeneración», pequeñas centrales térmicas de gas, se utiliza un motor de combustión, en lugar de una turbina, para accionar el generador. Estas plantas se utilizan a menudo para cubrir las puntas de carga en la red eléctrica. Las turbinas de gas son turbomáquinas que, de un modo general, pertenecen al grupo de máquinas térmicas generadoras y cuya franja de operación va desde pequeñas potencias (30 KW para las microturbinas) hasta 500 MW para los últimos desarrollos. De esta forma, compiten tanto con los motores alternativos (ciclos termodinámicos OTTO y DIESEL) como con la instalaciones de vapor de pequeña y media potencia. Sus principales ventajas son su pequeño peso y volumen en relación a su potencia y la flexibilidad de su operación. Esto hace que sean máquinas cuyo uso para determinadas aplicaciones, especialmente las referidas a la generación de electricidad y a la propulsión de buques y aviones, esté en claro aumento. Al ser máquinas rotativas presentan una clara ventaja frente a los motores alternativos, por la ausencia de movimientos alternativos y de rozamientos entre superficies sólidas (como las que se dan entre pistón y camisa), lo que se traduce en menores problemas de equilibrado y menores consumos de aceite lubricante, que además no están en contacto con superficies calientes ni con productos de combustión. Comparadas con las turbinas de vapor, las turbinas de gas apenas tienen necesidades de refrigeración, lo que facilita enormemente su instalación. Además, su baja inercia térmica les permite alcanzar su plena carga en tiempos muy bajos, lo que las hace ideales para determinadas aplicaciones en las que se requiere variaciones de carga rápidas (regulación de red o abastecimiento de picos de demanda).

En la actualidad se están construyendo numerosas centrales termoeléctricas de las denominadas de ciclo combinado, que son un tipo de central que utiliza gas natural, gasóleo o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas. Luego los gases de escape de la turbina de gas todavía tienen una elevada temperatura, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar energía eléctrica.

Como la diferencia de temperatura que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55% (figura 2.33).

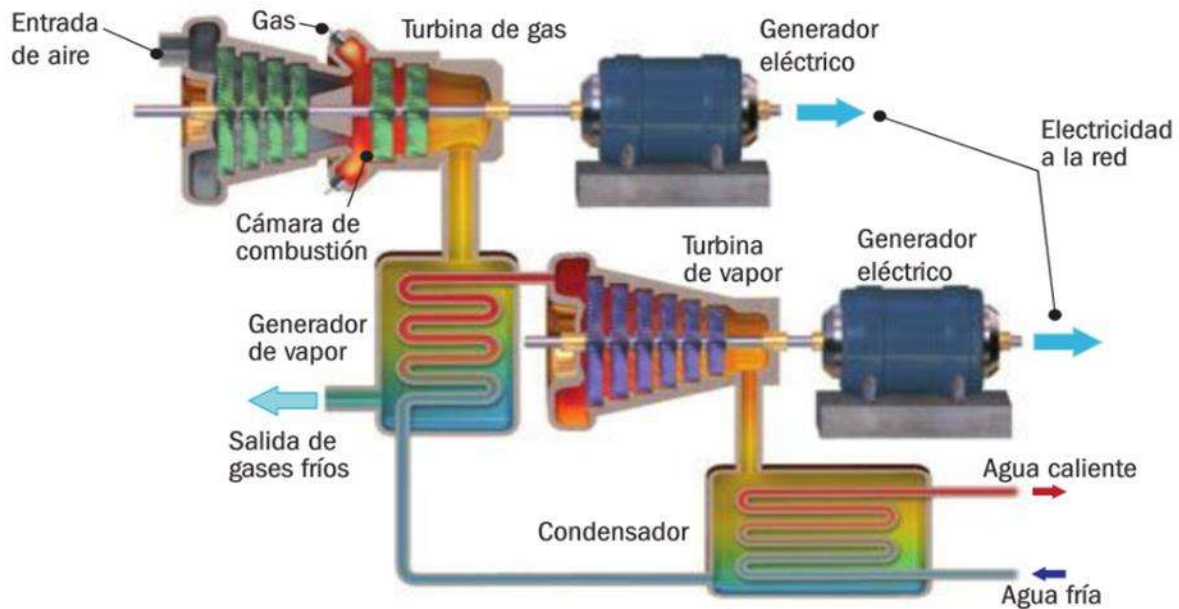


Figura 2.33 Esquema de una central de ciclo combinado.

El ciclo combinado se basa en la unión de dos ciclos de potencia (ciclos de producción de energía) de manera que el calor que genera uno lo aprovecha el otro ciclo. En concreto, se utiliza un ciclo de potencia de gas y un ciclo de potencia de vapor.

Ventajas:

- Son económicas.
- Son eficientes.
- El coste del combustible es bajo.
- Las obras de construcción son rápidas
- Pueden trabajar ininterrumpidamente.
- El combustible tarda bastante en consumirse.

Desventajas:

- Contaminan el aire.

- Calientan el agua de las torres de refrigeración y ésta vuelve caliente al río o al mar con lo que el ecosistema de ese lugar muere o desaparece, ya que nunca logra adaptarse.
- Los tendidos eléctricos pueden provocar trastornos en las personas que viven por donde pasan los cables.
- Puede provocar lluvia ácida.
- Aumenta los niveles de ozono en el aire.
- Consume demasiada agua.
- Requiere tendidos, cableados, transformadores y subestaciones eléctricas, que cuestan mucho dinero y alteran el paisaje

CAPÍTULO 3 MODELADO DEL GENERADOR SÍNCRONO

3.1. INTRODUCCIÓN

Los generadores síncronos son la fuente principal de toda la energía eléctrica que consumimos, por lo que se convierte en uno de los elementos más importantes dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia (**SEP**). Estas máquinas son los convertidores de energía más grandes del mundo, convierten energía mecánica en energía eléctrica, en potencias de hasta 1500 MW [12]. El estudio del comportamiento del generador tanto en condiciones de estado estable, como en condiciones dinámicas, es fundamental en las actividades de análisis, planeación, control y operación del (SEP).

Un modelo se juzga por el grado de acercamiento que se tenga todo respecto al fenómeno que se represente, un modelo detallado implica mayor complejidad y plantea problemas en su implantación computacional, aunque se acerque a los resultados reales; mientras que un modelo simplificado, que es más fácil de manejar y comprender, dará resultados menos exactos para determinadas aplicaciones, pero en otros casos se puede dar respuestas que se consideren satisfactorias.

El modelado es un proceso detallado y complejo en el que se busca representar de la mejor manera un sistema o fenómeno, para el caso de la máquina síncrona se deben de tomar una serie de consideraciones que se explican en el presente capítulo.

3.2. TRANSFORMADA DE PARK

A finales de 1920, R. H. Park [11] formuló un cambio de variables, que reemplaza las variables (corrientes y enlaces de flujos) del estator de una máquina síncrona con variables asociadas a los devanados ficticios montados sobre el rotor. A esta transformación se le conoce como transformación de Park y revolucionó el análisis de las máquinas eléctricas ya que tiene la

propiedad única de eliminar la dependencia de la posición angular del rotor de las inductancias de las máquinas síncronas que ocurren debido a circuitos eléctricos en movimiento relativo y circuitos eléctricos con reluctancia magnética variable.

Esta idea unificadora dio origen a lo que se conoce como teoría generalizada de máquinas eléctricas, que se basa en la transformación general de marco de referencia para representar a cualquier máquina eléctrica rotatoria por medio de un sólo modelo, llamado máquina generalizada, al variar sus parámetros.

El cambio de marco de referencia no sólo es aplicable a máquinas eléctricas rotatorias, sino que es extensivo para cualquier elemento del sistema eléctrico de potencia, ya sea estático y con inductancias constantes como es el caso de las líneas de transmisión y transformadores así como para los sistemas de control. Esto es muy importante, dado que al transformar las máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia a un marco de referencia dado, es necesario transformar todos los demás elementos del sistema al mismo marco de referencia, lo cual es posible gracias a la transformación general.

Tal transformación general ($\mathbf{P}$) se representa por un cambio de variables trifásicas de un circuito (V_{abc}) a variables en un marco de referencia arbitrario (V_{dq0}) [12].

$$V_{dq0} = \mathbf{P}V_{abc} \quad (3.1)$$

Donde los vectores de voltaje se definen como:

$$V_{0dq} = \begin{bmatrix} V_0 \\ V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$V_{abc} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Y la matriz $\mathbf{P}$, de la Transformada de Park, se define como:

$$\mathbf{P} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

El Flujo Magnético principal del bobinado de campo está a lo largo de la dirección del eje d del rotor. Esto produce una Fuerza Electromotriz (fem) que se atrasa al Flujo Magnético en 90° . Por lo tanto, la fem E de la máquina, se encuentra a lo largo del eje q del rotor.

Si la transformación (3.4) es única, una transformación inversa también es posible, con lo cual se puede escribir:

$$V_{abc} = \mathbf{P}^{-1} \cdot V_{0dq} \quad (3.5)$$

La inversa de la transformación $(\mathbf{P})^{-1}$ es:

$$(\mathbf{P})^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos \theta & \sin \theta \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

De la ecuación (3.6) se percibe que $(\mathbf{P})^{-1} = \mathbf{P}^T$; es decir, la inversa de la matriz $\mathbf{P}$ es igual a la transpuesta de la misma. Esto significa que la transformación $\mathbf{P}$ es ortogonal y, a su vez, significa que la Transformada de Park es invariante en la potencia [11].

La Transformada de Park, está basada en la proyección de los valores de tensión y corriente de referencia en los ejes y transformándolos en un eje dinámico cuyo ángulo de referencia corresponde al ángulo de fase de las tensiones y corrientes. Por su parte establece métodos

generales para calcular corriente, potencia y torque en máquinas síncronas de polos saliente y de rotor liso tanto en condiciones de estado estacionario como transitorio.

La transformada de Park permite obtener valores trifásicos de un sistema de referencia fijo de una magnitud expresada en un sistema de referencia ortonormal giratorio y conociendo el ángulo de desfase entre los sistemas. La transformada inversa permite hacer lo contrario, si se tiene un sistema ortonormal con eje de referencia fijo, y el desfase, se puede obtener el sistema con eje de referencia giratorio.

Aunque las ecuaciones de transformación son válidas sin importar la forma de onda de las variables ni la secuencia de fases, es importante considerar las características de la transformación cuando el sistema trifásico es simétrico y los voltajes y corrientes forman un circuito trifásico balanceado de secuencia positiva. Un circuito trifásico balanceado se define como cantidades senoidales iguales que están desfasadas 120° . Debido a esto, la suma de las variables es cero, por lo que las variables en el eje 0 son cero.

3.3. LA MAQUINA SINCRONA

En términos prácticos, las máquinas síncronas tienen su mayor aplicación en potencias elevadas, particularmente como generadores ya sea a bajas revoluciones en centrales hidroeléctricas, o bien a altas revoluciones en turbinas de vapor o gas. En la operación como generador desacoplado de la red, la frecuencia de las corrientes generadas depende directamente de la velocidad mecánica del eje.

A continuación se describe, de manera breve, como está constituida la máquina síncrona, los diferentes tipos, ubicación y excitación de los devanados que forman parte de la misma; el funcionamiento básico de operación como motor y como generador así como las aplicaciones más importantes en los SEP's.

La máquina síncrona se puede modelar con seis devanados: tres devanados de fase que son los devanados trifásicos montados en el estator y se encuentran distribuidos 120° ; tres devanados

más en el rotor, el devanado de campo que proporciona la excitación a la máquina y dos devanados de amortiguamiento. La (Figura 3.1) muestra claramente tales devanados [12].

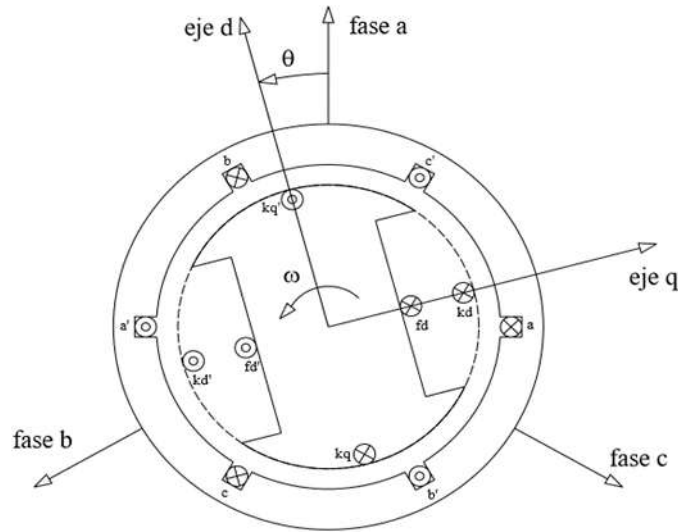


Figura 3.1 Diagrama de la máquina síncrona.

La característica principal de las máquinas síncronas es: la frecuencia de los voltajes y corrientes del devanado trifásico está directamente relacionada con la velocidad del rotor y el número de pares de polos (p), es decir:

$$f = \omega_s p \quad (3.7)$$

El devanado de campo puede ser alimentado por medio de anillos deslizantes o directamente con sistemas de excitación rotatorios, donde éstos últimos son generadores síncronos trifásicos de configuración invertida montados en la flecha del generador principal.

La corriente que alimenta al devanado de campo del generador principal se obtiene rectificando la corriente del devanado trifásico del excitador de manera controlada (con tiristores), o sin controlar (con diodos), teniendo así una conexión directa.

Los generadores síncronos se clasifican por su construcción en: Campo giratorio y Armadura giratorio, por su tipo de excitación en autoexcitados y excitación separada, y por su tipo de rotor

en: Polos Salientes (con saliencia); para velocidades iguales o menores de 1800 RPM y polos lisos (sin saliencia); para velocidades iguales a 3600 RPM, [13] (Figura 3.2).

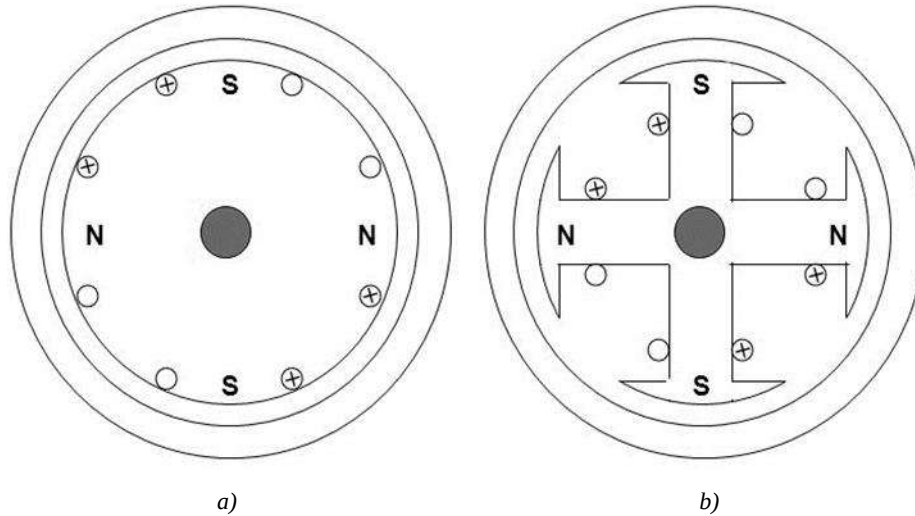


Figura 3.2 a) Rotor cilíndrico; b) Rotor de polos salientes.

El tipo de primomotor a utilizar es lo que determinará el tipo de rotor, dentro de los cuales se encuentran dos grupos de generadores: **turbogeneradores** e **hidrogeneradores**.

Se le dice genéricamente "turbogenerador" al generador eléctrico (alternador) de bajo número de pares de polos (2 o 4), es decir, de elevada velocidad de giro (3000 r.p.m. o más), que normalmente son movidos por turbinas de vapor o turbinas de gas (en este caso, generalmente, con un reductor de velocidad). Debido a que la dimensión de las ranuras es pequeña en relación del diámetro del rotor, se considera de rotor liso (cilíndrico), (figura 3.2a), con un entrehierro uniforme.

Por otro lado los hidrogeneradores, son aquellos donde el movimiento de la flecha lo proporciona una turbina hidráulica, se caracterizan por ser máquinas de baja velocidad, lo que implica un gran número de polos para satisfacer la frecuencia requerida. El devanado de campo es concentrado, se aloja en forma de carrete que se monta sobre el rotor, (figura 3.2b), provocando discontinuidades en el entrehierro y recibiendo el nombre de rotor de polos

salientes. En un generador hidráulico el rotor es de mayor diámetro que el de un turbogenerador para las mismas condiciones nominales de placa.

3.4. DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

Para desarrollar el modelo matemático de la máquina síncrona, se asume lo siguiente:

- Los devanados del estator están distribuidos sinusoidalmente a lo largo del entrehierro así como los efectos mutuos con el rotor.
- Las capacitancias de todos los devanados pueden ser despreciadas.
- Las ranuras del rotor no causan una apreciable variación de las inductancias del rotor con respecto la posición de este.
- La histéresis magnética es despreciable.
- Los efectos de saturación magnética son despreciables.
- Los materiales magnéticos no tienen pérdidas por corrientes de Eddy e histéresis.

Los circuitos involucrados en el análisis de la máquina síncrona se muestran en la figura 3.3. El estator consiste de un devanado de armadura trifásica por el cual circulan corrientes alternas. El circuito del rotor se compone de los devanados de campo y de amortiguamiento, y el campo está conectado a una fuente de corriente directa.

Para propósito de análisis se asumen que las corrientes de amortiguamiento fluyen en dos conjuntos de circuitos cerrados: En uno de estos conjuntos el flujo está en línea con el campo a lo largo del eje d , y en el otro conjunto el flujo está en ángulo recto al eje del campo o a lo largo del eje q . Eléctricamente los circuitos de amortiguamiento independientes pueden no existir, pero en el análisis de diseño de la máquina se usan un gran número de circuitos para representar los efectos del amortiguamiento.

En la figura 3.3 se define θ como el ángulo en que está adelantado el eje d al centro de línea del devanado de la fase a en la dirección de rotación, y se relaciona con la velocidad angular del rotor y el tiempo como:

$$\theta = \omega_r t \quad (3.8)$$

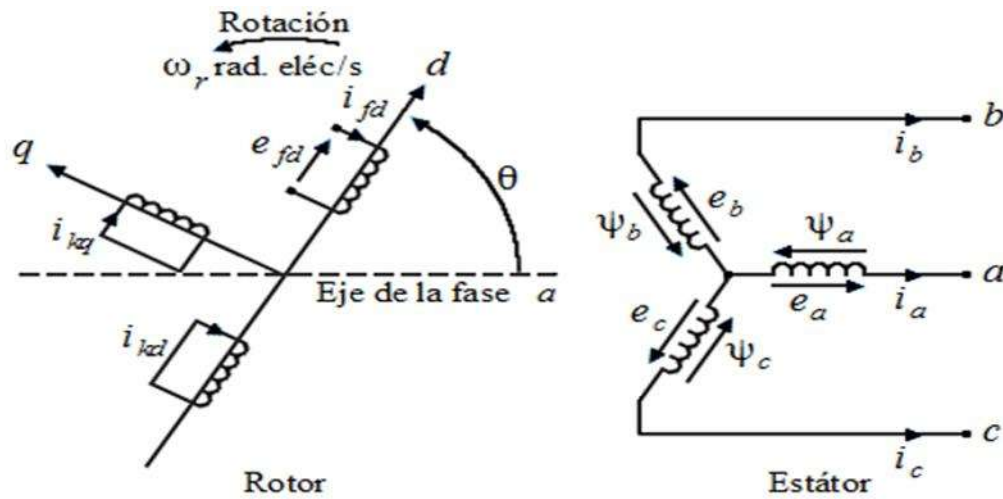


Figura 3.3 Circuitos del estator y rotor de una máquina síncrona [14].

donde:

- a, b, c : Son los devanados del estator por fase.
- fd : Devanado de campo.
- kd : Circuito de amortiguamiento en el eje d .
- kq : Circuito de amortiguamiento en el eje q .
- k : $1, 2, \dots, n$; n es el número de circuitos de amortiguamiento.
- θ : Es el ángulo en que adelanta el eje d al eje magnético del devanado de la fase a , en radianes eléctricos.
- ω_r : Velocidad angular del rotor, en rad/s eléctricos.

3.4.1. ECUACIONES DE LOS ENLACES DE FLUJO LA MÁQUINA SINCRONA

La figura 3.1 puede ser descrita como una red que consiste de seis bobinas mutuamente acopladas. Estas corresponden a los tres bobinados de fase *sa-fa*, *sb-fb* y *sc-fc* (donde “s” indica el inicio y “f” el final de cada bobinado); el bobinado de campo F-F’; y los dos bobinados amortiguadores D-D’ [11].

La relación entre las inductancias de las bobinas y las corrientes que en ellas circulan con sus correspondientes enlaces de flujo magnético, se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bF} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cF} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{QF} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Las expresiones para las inductancias se dan de la siguiente manera:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Inductancias propias} \\ \mathbf{L}_s \oplus \mathbf{L}_m \oplus \mathbf{00} \end{array} \right\} \begin{cases} L_{aa} = L_s - L_m \cos 2\theta \\ L_{bb} = L_s - L_m \cos 2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{cc} = L_s - L_m \cos 2\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (3.10)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{Inductancias mutuas} \\ \mathbf{M}_s \oplus \mathbf{L}_m \oplus \mathbf{00} \end{array} \right\} \begin{cases} L_{ab} = -L_m \cos 2\left(\theta - \frac{\pi}{6}\right) \\ L_{bc} = -L_m \cos 2\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \\ L_{ca} = -L_m \cos 2\left(\theta - \frac{5\pi}{6}\right) \end{cases} \quad (3.11)$$

$$\text{Rotor} \left\{ \begin{array}{l} \text{Inductancias propias} \left\{ \begin{array}{l} \text{Devanado de campo: } L_{FF} \\ \text{Devanado de amortiguamiento D: } L_D \\ \text{Devanado de amortiguamiento Q: } L_Q \end{array} \right\} \\ \text{Inductancia mutuas} \left\{ \begin{array}{l} \text{Campo/devanado D: } M_r \\ \text{Campo/devanado Q: } 0 \\ \text{Devanado D/campo Q: } 0 \end{array} \right\} \end{array} \right. \quad (3.12)$$

$$\text{Inductancias mutuas} \left\{ \begin{array}{l} \text{Armadura/campo} \left\{ \begin{array}{l} L_{aF} \quad L_{Fa} \quad M_F \cos \theta \\ L_{bF} \quad L_{Fb} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cF} \quad L_{Fc} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado D} \left\{ \begin{array}{l} L_{aD} \quad L_{Da} \quad M_D \cos \theta \\ L_{bD} \quad L_{Db} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cD} \quad L_{Dc} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado Q} \left\{ \begin{array}{l} L_{aQ} \quad L_{Qa} \quad M_Q \sin \theta \\ L_{bQ} \quad L_{Qb} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cQ} \quad L_{Qc} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \end{array} \right. \quad (3.14)$$

$$\text{Inductancias mutuas} \left\{ \begin{array}{l} \text{Armadura/campo} \left\{ \begin{array}{l} L_{aF} \quad L_{Fa} \quad M_F \cos \theta \\ L_{bF} \quad L_{Fb} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cF} \quad L_{Fc} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado D} \left\{ \begin{array}{l} L_{aD} \quad L_{Da} \quad M_D \cos \theta \\ L_{bD} \quad L_{Db} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cD} \quad L_{Dc} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado Q} \left\{ \begin{array}{l} L_{aQ} \quad L_{Qa} \quad M_Q \sin \theta \\ L_{bQ} \quad L_{Qb} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cQ} \quad L_{Qc} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \end{array} \right. \quad (3.15)$$

$$\text{Inductancias mutuas} \left\{ \begin{array}{l} \text{Armadura/campo} \left\{ \begin{array}{l} L_{aF} \quad L_{Fa} \quad M_F \cos \theta \\ L_{bF} \quad L_{Fb} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cF} \quad L_{Fc} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado D} \left\{ \begin{array}{l} L_{aD} \quad L_{Da} \quad M_D \cos \theta \\ L_{bD} \quad L_{Db} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cD} \quad L_{Dc} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado Q} \left\{ \begin{array}{l} L_{aQ} \quad L_{Qa} \quad M_Q \sin \theta \\ L_{bQ} \quad L_{Qb} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cQ} \quad L_{Qc} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \end{array} \right. \quad (3.16)$$

$$\text{Inductancias mutuas} \left\{ \begin{array}{l} \text{Armadura/campo} \left\{ \begin{array}{l} L_{aF} \quad L_{Fa} \quad M_F \cos \theta \\ L_{bF} \quad L_{Fb} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cF} \quad L_{Fc} \quad M_F \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado D} \left\{ \begin{array}{l} L_{aD} \quad L_{Da} \quad M_D \cos \theta \\ L_{bD} \quad L_{Db} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cD} \quad L_{Dc} \quad M_D \cos \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \\ \text{Armadura/devanado Q} \left\{ \begin{array}{l} L_{aQ} \quad L_{Qa} \quad M_Q \sin \theta \\ L_{bQ} \quad L_{Qb} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \\ L_{cQ} \quad L_{Qc} \quad M_Q \sin \left(\theta - \frac{2\gamma}{3} \right) \end{array} \right\} \end{array} \right. \quad (3.16)$$

La ecuación (3.9) puede ser simplificada refiriendo todas las cantidades del estator al marco de referencia del rotor aplicando la Transformada de Park a los ejes a-b-c:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{abc} \\ \mathbf{v}_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{aR} \\ L_{Ra} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde:

L_{aa} : Inductancias propias de estator.

L_{aR}, L_{Ra} : Inductancias mutuas entre el estator y rotor.

L_{RR} : Inductancias propias del rotor.

$\mathbf{P}$: Transformada de Park.

$\mathbf{U}$: Matriz identidad de orden 3.

Resolviendo la ecuación (3.17) con las operaciones adecuadas se obtiene la siguiente matriz de inductancias en el marco $0dq$.

$$\begin{bmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & KM_F & KM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & KM_Q \\ 0 & 0 & 0 & L_F & M_R & 0 \\ 0 & 0 & 0 & M_R & L_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Donde se definen las nuevas constantes:

$$L_d = \frac{3}{2} L_s - M_s = \left(\frac{3}{2}\right) L_m \quad L_q = \frac{3}{2} L_s + M_s = \left(\frac{3}{2}\right) L_m \quad L_0 = \frac{2}{3} L_s \quad k = \sqrt{\frac{3}{2}} \quad (3.19)$$

Es importante observar que la matriz de inductancias de la ecuación (3.18) es constante. Esto se debe a que la Transformada de Park retira la dependencia del tiempo de esta matriz al referir las cantidades del estator al rotor, sobre un marco de referencia (0-d-q) que gira a la misma velocidad del rotor, también se observa que la matriz es simétrica.

3.4.2. ECUACIONES DE VOLTAJE DE LA MAQUINA SINCRONA

En este apartado se muestra el procedimiento para obtener el modelo en variables de estado de la máquina síncrona. Todo esto parte de la ecuación básica para el voltaje en terminales de un devanado, tal como se aprecia en la figura 3.4 y en la ecuación (3.20).

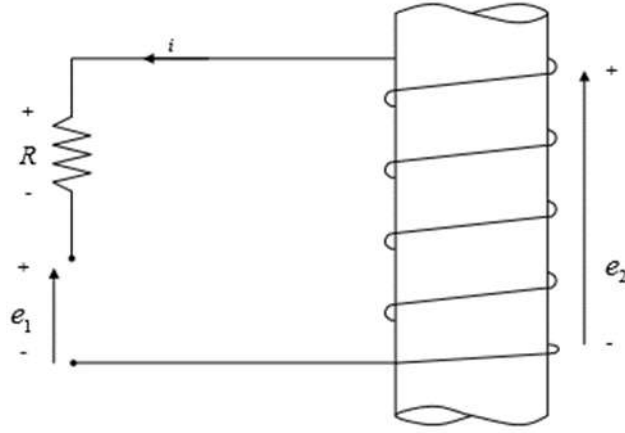


Figura 3.4 Devanado con convención generador [14].

$$V_1 = -Ri - \frac{d\lambda}{dt} \quad (3.20)$$

Como se puede observar en la ecuación (3.20), el modelo del voltaje en un devanado permite tener como variables a los enlaces de flujo o a las corrientes, sin embargo, el modelo de enlaces de flujo facilita la solución numérica por lo que es preferible un modelo que solo contenga a los enlaces de flujo como variables de estado, para ello se puede emplear:

$$\lambda = Li \quad (3.21)$$

Empleando las ecuaciones anteriores para describir a la máquina síncrona, tanto para el estator y el rotor se tendrá, empleando una convención como generador:

$$V_s = -\frac{d\lambda_s}{dt} - R_s i_s \quad (3.22)$$

$$V_r = \frac{d\lambda_r}{dt} + R_r i_r \quad (3.23)$$

donde:

$$V_s = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

$$V_r = \begin{bmatrix} v_{fd} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$i_s = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$i_r = \begin{bmatrix} i_{fd} \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$\lambda_s = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$\lambda_r = \begin{bmatrix} \lambda_{fd} \\ \lambda_{kd} \\ \lambda_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Las corrientes y tensiones de las ecuaciones anteriores se dan de la siguiente manera:

$$v_a = V_m \sin \omega t \quad (3.30)$$

$$v_b = V_m \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (3.31)$$

$$v_c = V_m \sin \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (3.32)$$

$$i_a = I_m \sin \omega t \quad (3.33)$$

$$i_b = I_m \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (3.34)$$

$$i_c = I_m \sin \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (3.35)$$

Las ecuaciones de tensión de un generador tienen la misma forma que la expresión matemática (3.20). Los circuitos son representados en la figura 3.5, donde las bobinas son exactamente idénticas como en la figura 3.1. Para simplificar el diseño, las inductancias mutuas son omitidas de este diagrama, pero son consideradas para el desarrollo de las correspondientes expresiones matemáticas.

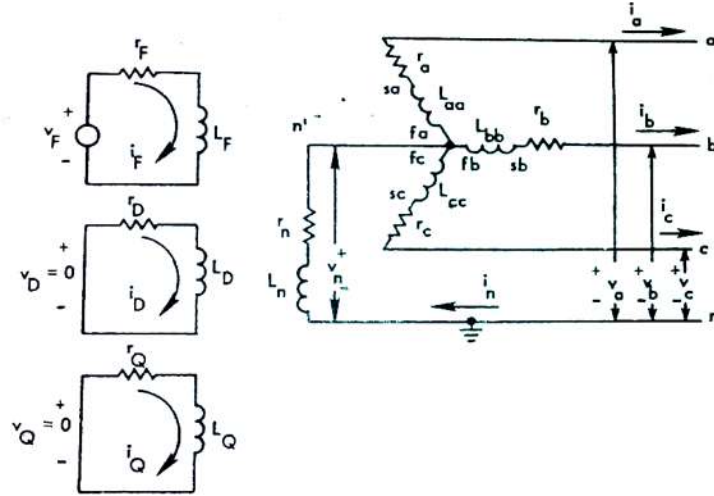


Figura 3.5 Esquema de bobinado de la máquina síncrona [12].

Para el circuito de la figura 3.5 podemos escribir las ecuaciones de las tensiones de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ \cancel{v_F} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

En forma compacta las tensiones se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{abc} & 0 \\ 0 & r_F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

La ecuación (3.38) relaciona la tensión en el estator y en el rotor con las corrientes en cada fase del estator y el rotor, así como las variaciones del flujo magnético.

Donde r_{abc} y r_{FDQ} son matrices de resistencias diagonales de los devanados a, b, y c y de campo. Amortiguador en D y amortiguador en Q. Los términos con $\dot{\lambda}$ denotan el flujo magnético concentrado en el devanado correspondiente.

En la ecuación (3.38) se tienen presencia de coeficientes que varían en el tiempo, lo que a simple vista se torna un poco difícil su evaluación, por lo que se recurre a la Transformada de Park a la partición del estator, para ello se requiere que, a la ecuación (3.38) sea multiplicada por:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix}$$

Por definición:

$$\begin{bmatrix} v_{0dq} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Para el lado izquierdo de (3.39). Para la caída de tensión de resistencia se calcula:

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P}^A & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \\ & = \begin{bmatrix} \mathbf{P}R_{abc}\mathbf{P}^A & 0 \\ 0 & R_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0dq} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \\ & = \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0dq} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (3.40) \end{aligned}$$

El segundo término en el lado derecho de (3.39) se transforma como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_{abc} \\ \dot{\lambda}_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}\dot{\lambda}_{abc} \\ \dot{\lambda}_{FDQ} \end{bmatrix}$$

Evaluable $\mathbf{P}_{abc}$ obtenemos lo siguiente:

$$\mathbf{P}_{abc} = \mathbf{P}_{0dq}^{-1} \mathbf{P}_{abc} \mathbf{P}_{0dq} \quad (3.41)$$

Por lo que se puede demostrar que el término de voltaje de velocidad se da de la siguiente manera:

$$\mathbf{P}_{0dq}^{-1} \mathbf{P}_{abc} \mathbf{P}_{0dq} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_0 \\ \omega_d \\ \omega_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \omega_d \\ \omega_q \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Al pasar las variables de la ecuación (3.38) al marco de referencia $dq0$ y después de aplicar un poco de algebra, se llega a la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} v_{0dq} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0dq} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \omega_0 \\ \omega_d \\ \omega_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{0dq}^{-1} \mathbf{P}_{abc} \mathbf{P}_{0dq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Para condiciones balanceadas, el voltaje de secuencia cero es cero.

$$R_{dq} = \begin{bmatrix} r_d & 0 \\ 0 & r_q \end{bmatrix} ; \quad S = \begin{bmatrix} \omega_d \\ \omega_q \end{bmatrix}$$

Por lo que para condiciones balanceadas la ecuación (3.43) se puede escribir sin la ecuación de secuencia cero como:

$$\begin{bmatrix} v_{dq} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{dq} & 0 \\ 0 & R_F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dq} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_d \\ \omega_q \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

3.4.3. ECUACIONES DE TENSION-CORRIENTE DE LA MÁQUINA

En esta subsección será descrita la expresión matemática completa de las ecuaciones de tensión en función de las corrientes i , y variaciones de corriente $\dot{i}$, utilizando la Transformada de Park. Para ello en la ecuación (3.43) son sustituidos los términos del flujo magnético, λ y $\dot{\lambda}$, por sus correspondientes expresiones de corriente. Para lograr esto, se recurre a la expresión matemática (3.18), y se obtiene la siguiente ecuación matricial de tensión:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_F \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_d & 0 & \omega L_q \\ 0 & r_F & 0 \\ -\omega L_d & \omega k M_F & r_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_D \\ i_F \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & k M_F & 0 \\ k M_F & L_F & 0 \\ 0 & 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_F \\ \dot{i}_q \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

donde $k = \sqrt{\frac{2}{3}}$. De la ecuación (3.45) se observa que los términos, dependientes de la frecuencia angular, ω , en la ecuación del eje d son debidas a las corrientes del eje q (i_q). Similarmente, los términos dependientes de la frecuencia angular ω en el eje q se deben a las corrientes del eje d (i_d , i_F e i_D) [15].

3.4.4. ECUACIONES DE PAR DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

El par electromecánico de la máquina está determinado por la interacción entre las fuerzas magnetomotrices no alineadas. Por una parte la fuerza magnetomotriz del campo produce par al interactuar con los enlaces de flujo de la bobina que representa al eje q . La fuerza magnetomotriz del eje d produce par en su interacción con la fuerza magnetomotriz de los devanados en cuadratura.

Exactamente igual pero con sentido contrario, la fuerza magnetomotriz del eje q produce un par con la fuerza magnetomotriz del eje d . Si las reluctancias de los campos magnéticos d y q son iguales, estos dos pares se anulan. Cuando la reluctancia del eje d es menor que la del eje q , el par

que produce la fuerza magnetomotriz del eje d sobre el eje q es mayor que en la dirección contraria y se produce un par neto resultante debido a la variación de reluctancia entre los dos ejes. Desde otro punto de vista se puede interpretar que la pieza polar intenta alinearse con la fuerza electromotriz resultante en la máquina.

La ecuación de oscilación [16] es aquella que representa la aceleración o desaceleración del rotor cuando se presenta un desequilibrio en el par y la inercia combinada del generador y el primo motor es acelerada por el desbalance de pares aplicados, es por ello que la ecuación de movimiento se da de la siguiente manera:

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - T_d + T_a \quad (3.46)$$

donde:

- T_J : Constante del rotor o momento de inercia combinado del generador y turbina en $\text{kg} \cdot \text{m}^2$
- ω : Velocidad angular del rotor en $\text{rad.meca}/\text{seg}$
- T_m : Par mecánico de entrada en N.m
- T_e : Par electromecánico en N.m
- T_d : Par de amortiguamiento
- T_a : Par acelerante en N.m

Por tanto el par eléctrico se define de la siguiente manera:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{p}{2}\right) \Psi_d i_q - \Psi_q i_d \quad (3.47)$$

donde

p : Es el número de pares de polos.

El torque de amortiguamiento se define como:

$$T_d = D \dot{\gamma} \quad (3.48)$$

donde

D : Es una constante de amortiguación.

Recordando que los enlaces de flujo pueden expresarse en términos de las corrientes, escribimos lo siguiente:

$$\psi_d = L_d i_d + k M_F I_F \quad \psi_q = L_q i_q \quad (3.49)$$

Al multiplicar la constante del rotor con la velocidad del campo giratorio junto con la ecuación (3.47), se obtiene lo siguiente:

$$T_J \omega_m T_m \left(\frac{3}{2} \right) \left(\frac{p}{2} \right) \psi_d i_q - \psi_q i_d = D \eta \quad (3.50)$$

En la ecuación (3.50) se pueden sustituir los valores de las inductancias y se obtiene lo siguiente:

$$T_J \omega_m T_m \left(\frac{3}{2} \right) \left(\frac{p}{2} \right) L_d i_d i_q - k M_F I_F i_q - L_q i_q i_d = D \eta \quad (3.51)$$

Finalmente la ecuación de oscilación electromecánica puede escribirse de la siguiente manera:

$$\omega_m T_J \frac{T_m}{T_J} = \left[\frac{3p}{4T_J} L_d i_q - \frac{3p}{4T_J} k M_F I_F i_q - \frac{3p}{4T_J} L_q i_d - \frac{D}{T_J} \right] \begin{bmatrix} i_d \\ i_F \\ i_q \\ \eta \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Ahora incorporamos la ecuación (3.52) en (3.45), obtenemos la siguiente matriz de tensión, corriente y ecuaciones electromecánicas:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_F \\ v_q \\ T_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_d & 0 & \omega L_q & 0 \\ 0 & r_F & 0 & 0 \\ \omega L_d & \omega k M_F & r_q & 0 \\ \frac{3p L_d i_q}{4} & \frac{3p k M_F I_F i_q}{4} & \frac{3p L_q i_d}{4} & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_F \\ i_q \\ \eta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & k M_F & 0 & 0 \\ k M_F & L_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & 0 & T_J \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_F \\ \dot{i}_q \\ \dot{\eta} \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

De la ecuación (3.53) se necesita otra formulación, es decir se pretende tener como variables de estado las corrientes en la máquina, eliminando el vector de enlaces de flujo de las ecuaciones del generador. Realizando las operaciones algebraicas necesarias se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} L_d & M & 0 & 0 \\ M & L_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & 0 & T_J \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{f}_3 \\ \dot{f}_5 \\ \dot{f}_{11} \\ \dot{f}_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_d & 0 & 0 & \sigma_q \dot{\tau}_q \\ 0 & \sigma_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_q & \dot{\tau}_d \\ \dot{\tau}_q & 0 & \sigma_d \dot{\tau}_d & \dot{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_3 \\ f_5 \\ f_{11} \\ f_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_6 \\ e_{12} \\ e_{16} \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

Vemos que en la ecuación (3.54) se presenta un cambio de variables en el vector columna que multiplica la matriz de inductancias, donde $\dot{f}_3$, $\dot{f}_5$, $\dot{f}_{11}$ y $\dot{f}_{18}$ representan la derivada en el eje de directo, la derivada en el devanado de campo, la derivada en el eje de cuadratura y la derivada de la velocidad angular.

El vector columna de la ecuación (3.54) que contiene las variables e_1 , e_6 , e_{12} y e_{16} representan los voltajes en el eje directo, el voltaje en el devanado de campo, el voltaje en el eje de cuadratura y el par mecánico.

$$\begin{bmatrix} \dot{f}_3 \\ \dot{f}_5 \\ \dot{f}_{11} \\ \dot{f}_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & M & 0 & 0 \\ M & L_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & 0 & T_J \end{bmatrix}^{-1} \left\{ \begin{bmatrix} \sigma_d & 0 & 0 & \sigma_q \dot{\tau}_q \\ 0 & \sigma_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_q & \dot{\tau}_d \\ G \dot{\tau}_q & 0 & \sigma_d \dot{\tau}_d & \dot{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_3 \\ f_5 \\ f_{11} \\ f_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_6 \\ e_{12} \\ e_{16} \end{bmatrix} \right\} \quad (3.55)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{f}_3 \\ \dot{f}_5 \\ \dot{f}_{11} \\ \dot{f}_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_d \otimes L_1 & \sigma_f \otimes L_2 & 0 & \sigma_q \dot{\tau}_q \otimes L_1 \\ \sigma_d \otimes L_3 & \sigma_f \otimes L_4 & 0 & \sigma_q \dot{\tau}_q \otimes L_3 \\ 0 & 0 & \frac{\sigma_q}{L_q} & \frac{\dot{\tau}_d}{L_q} \\ \frac{G \dot{\tau}_q}{T_J} & 0 & \frac{\sigma_d \dot{\tau}_d}{T_J} & \frac{\dot{D}}{T_J} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_3 \\ f_5 \\ f_{11} \\ f_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_1 \otimes e_1 \oplus L_2 \otimes e_6 \\ L_3 \otimes e_1 \oplus L_4 \otimes e_6 \\ \frac{1}{L_q} e_{12} \\ \frac{1}{T_J} e_{16} \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

$$\begin{bmatrix} f_3 \\ f_5 \\ f_{11} \\ f_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & 0 & a_{24} \\ 0 & 0 & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & 0 & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_3 \\ f_5 \\ f_{11} \\ f_{18} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{11} \otimes e_1 \otimes b_{12} \otimes e_6 \\ b_{21} \otimes e_1 \otimes b_{22} \otimes e_6 \\ b_{31} \otimes e_{12} \\ b_{41} \otimes e_{16} \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS GENERADORES SINCRONOS

4.1. INTRODUCCIÓN

Debido a la gran importancia del generador síncrono en una central termoeléctrica e hidroeléctrica y en la generación de electricidad, es fácil comprender la necesidad de poseer una herramienta computacional adecuada que permita la simulación de los diferentes modelos matemáticos de los generadores considerando tanto las características del rotor como las inductancias mutuas diferentes entre estator y rotor.

En este capítulo se presenta y explica el sistema de simulación utilizado utilizando dos tipos de rotores (rotor liso y rotor con saliencia). El modelo de un generador consiste de dos partes fundamentales: las ecuaciones de aceleración del rotor del conjunto turbina-generador y la dinámica del flujo eléctrico del generador. El modelo de un generador síncrono es usualmente representado por un modelo $qd0$ o modelo de Park. Las tres fases se transforman en un equivalente de dos ejes, con el eje directo (d) en fase con el campo del rotor y el de cuadratura (q).

4.2. SIMULACIÓN DE SISTEMAS EN 20-SIM

20-SIM fue desarrollado en el laboratorio de control de la Universidad de Twente, como sucesor del paquete TUTSIM. Después de un extensivo examen, en Agosto de 1995, la versión 1.0 de CAMAS fue comercialmente liberado bajo el nombre de 20 – SIM. La última versión tiene origen en varios prototipos (MAX, CAMAS y TUTSIM). Usa varios algoritmos de integración avanzada. Permite crear submodelos y combinarlos para formar un modelo complejo. Utiliza el sistema de modelado a través de diagramas de iconos, Bond Graphs y ecuaciones. Permite una interacción cerrada con MATLAB y SIMULINK. Comprende cajas de herramientas para la optimización de parámetros, generación de código ANSI – C, linealización, animación gráfica y animación 3D. 20-sim admite cuatro métodos para modelar sistemas dinámicos: diagramas

icónicos, diagramas de bloques, gráficos de enlaces y ecuaciones, permite utilizar todos estos métodos en un modelo. El paquete cuenta con soporte avanzado para el modelado de gráficos de bloques, lo que lo hace muy conocido en las comunidades de gráficos de bloques [17].

Para modelar sistemas físicos, el paquete proporciona bibliotecas para sistemas eléctricos, sistemas mecánicos, sistemas hidráulicos y sistemas térmicos. Para diagramas de bloques, se proporcionan bibliotecas comparables a las de Simulink. Una característica del software es la opción de crear modelos con ecuaciones diferenciales y empaquetarlos como elementos de diagrama de bloques o componentes físicos. Los modelos 20-sim se pueden simular utilizando los métodos de integración numérica más modernos.

Después de verificar y procesar, los modelos se convierten directamente en códigos de máquina, lo que resulta en simulaciones de alta velocidad. A diferencia de Simulink, los resultados de la simulación se muestran en 20-sim en una ventana separada llamada Simulator. El simulador es versátil: los diagramas pueden mostrarse horizontal y verticalmente como diagramas basados en tiempo y frecuencia y animaciones 3D.

20-sim es autocontenido, es decir, no se requiere ningún software adicional y todas las cajas de herramientas están incluidas. Las cajas de herramientas están disponibles para la construcción de modelos, análisis de dominio de tiempo, análisis de dominio de frecuencia y diseño de controlador. Para habilitar la creación de scripts, es necesario instalar Matlab, GNU Octave o Python [17].

4.2.1. COMPONENTES BÁSICOS EN 20-SIM

20-sim consta de dos ventanas principales y muchas herramientas. La primera ventana es el Editor y la segunda es el Simulador, (figura 4.1). El editor se usa para ingresar y editar modelos. El Editor se abre automáticamente cuando se inicia 20-sim:

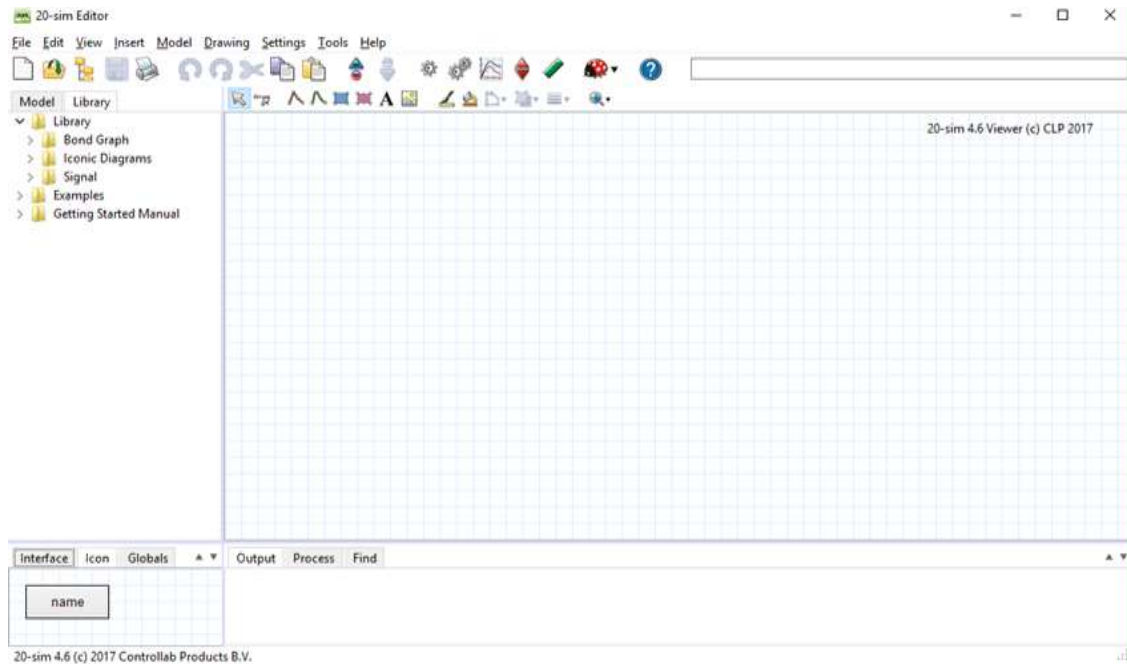


Figura 4.1 Ventana del editor en 20-sim.

El editor consta de cuatro partes:

- **Model tab / Library tab:** la pestaña Modelo muestra la jerarquía del modelo, es decir, la composición de todos los elementos del modelo. La pestaña Biblioteca muestra la biblioteca 20-sim.
- **Graphical Editor / Equation Editor:** en el nivel más bajo de la jerarquía, este editor mostrará las ecuaciones del modelo. En los niveles superiores, este editor mostrará las partes gráficas de su modelo.
- **Output tab / Process tab / Find tab:** la pestaña Salida muestra los archivos que se abren y almacenan. La pestaña Proceso muestra los mensajes del compilador. La pestaña Buscar muestra los resultados de búsqueda.
- **Interface tab / Icon tab / Globals tab:** La pestaña Interfaz muestra la interfaz (entradas, salidas, puertos) de un modelo seleccionado. Al hacer doble clic se abrirá el Editor de Interfaces. La pestaña Icono muestra el icono de un modelo seleccionado. Al hacer doble clic se abrirá el Editor de iconos. La pestaña Globales mostrará los parámetros globales y las variables de su modelo. Al hacer doble clic se abrirá el Editor de relaciones globales.

Algunos elementos en la barra de tareas del editor gráfico se presentan a continuación:

-  Botón para seleccionar modelos y objetos.
-  Icono para insertar terminales.
-  Botón para crear conexiones entre modelos.
-  Botón para dibujar líneas.
-  Botón para dibujar splines.

El simulador (figura 4.2) se usa para simular y analizar los modelos. El Simulador se abre en el *Editor* haciendo clic en el botón Iniciar Simulador del menú Modelo.

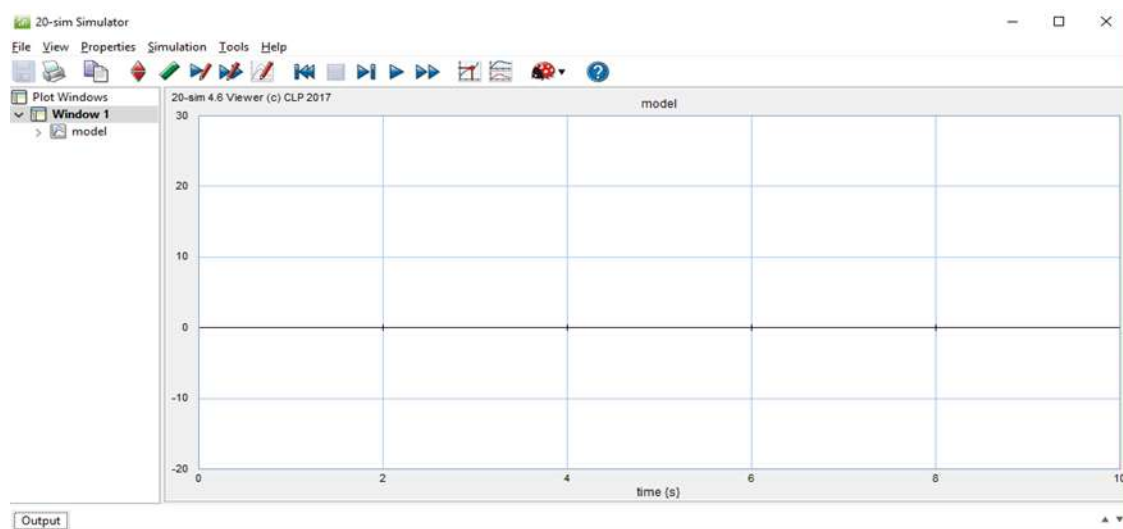


Figura 4.2 Simulador en 20-sim.

Dentro de 20-SIM encontramos los diagramas de bloques, (figura 4.3), los cuales permiten representar gráficamente las relaciones matemáticas entre señales en un sistema. Son especialmente adecuados para modelar sistemas de control.

En 20-sim se encuentra disponible una gran biblioteca de elementos del diagrama de bloques. Los elementos se muestran en el Editor por iconos. Se puede crear modelos de diagrama de bloques arrastrando los elementos al editor gráfico y hacer las conexiones adecuadas entre los elementos.

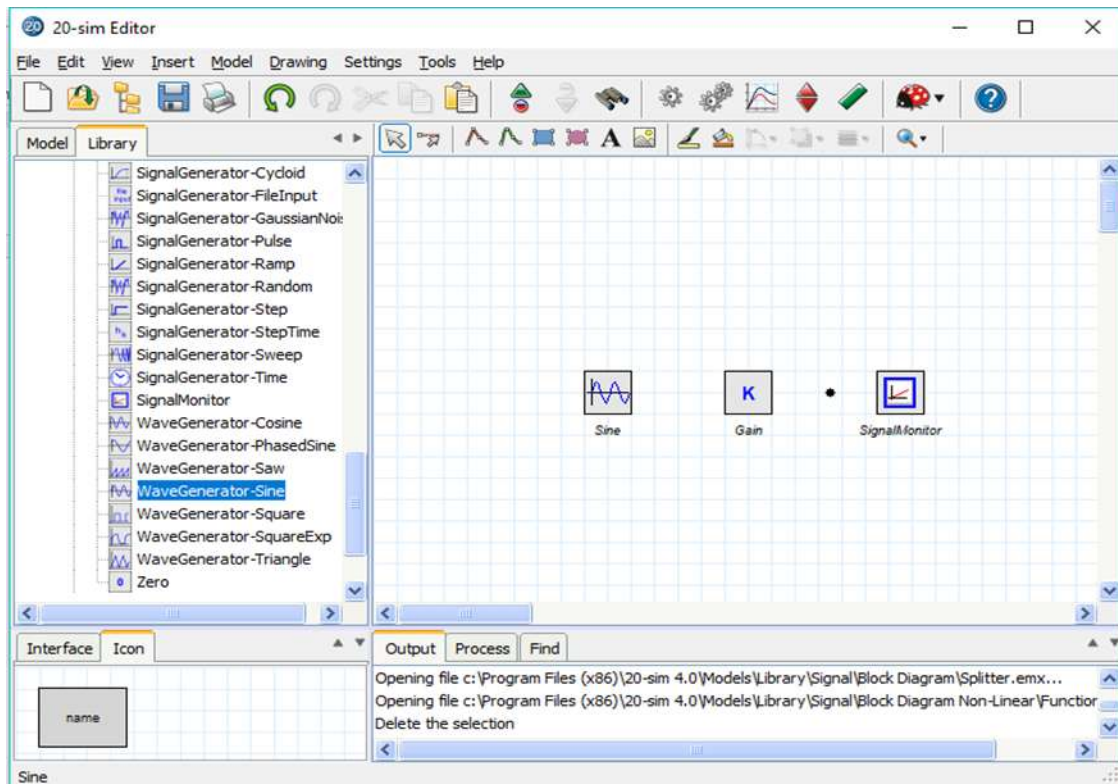


Figura 4.3 Uso de diagrama de bloques en el editor.

Desde el Explorador de la Biblioteca (izquierda) se puede arrastrar y soltar elementos en el Editor Gráfico (derecha), tal como se observa en la figura 4.3.

20-sim tiene una gran biblioteca de elementos del diagrama de bloques como lineal, no lineal, discreto y elementos fuente. En 20-sim se puede crear elementos personalizados del diagrama de bloques y agregarlos a las bibliotecas existentes o combinarlas en bibliotecas recientemente definidas. La base de los elementos del diagrama de bloques es el uso de señales de entrada y salida. 20-sim permite crear elementos de diagrama de bloques definidos por el usuario con un número arbitrario de señales de entrada y salida. Los tamaños de señal pueden ser 1 (predeterminado) o más grande.

Una vez ingresado el diagrama de bloques del sistema a analizar se procede a iniciar la simulación presionando el botón (start simulator)  donde se abrirá la siguiente ventana de la figura 4.4, una ventana del simulador con un diagrama vacío.

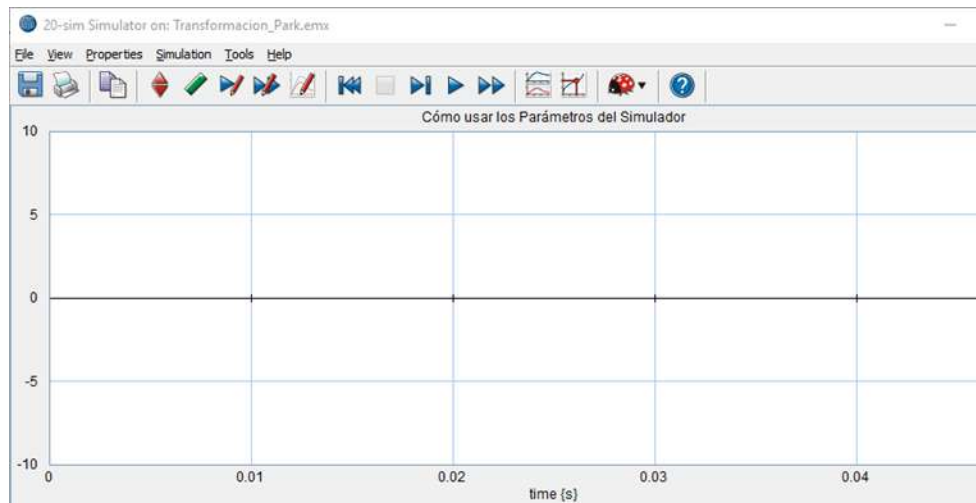


Figura 4.4 Ventana del simulador.

En la barra de herramientas del simulador, en el menú Propiedades, se selecciona el comando Parámetros o en su caso presionar el botón parámetros . El Editor de parámetros muestra todos los parámetros de su modelo. Es una herramienta útil para cambiar rápidamente el valor de un parámetro. Verificar que los valores de los parámetros del modelo a analizar sean iguales a los valores que se presentan en la siguiente ventana de parámetros, ver figura 4.5.

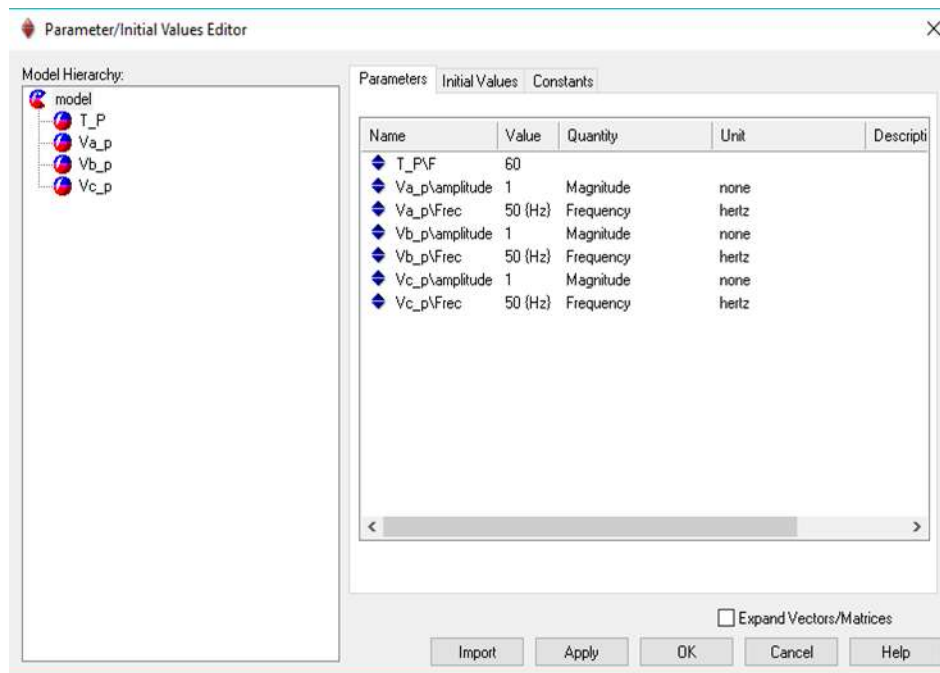


Figura 4.5 Ventana del editor de parámetros.

El editor de parámetros permite realizar cambios rápidamente durante la simulación y así poder ajustar algunos valores de las gráficas que se obtienen durante una simulación.

Dentro de la ventana de simulación se encuentra la opción Ejecutar  donde este botón muestra la configuración de la simulación, es decir, se puede cambiar el tiempo de finalización, el método de integración, tal como se muestra en la figura 4.6.

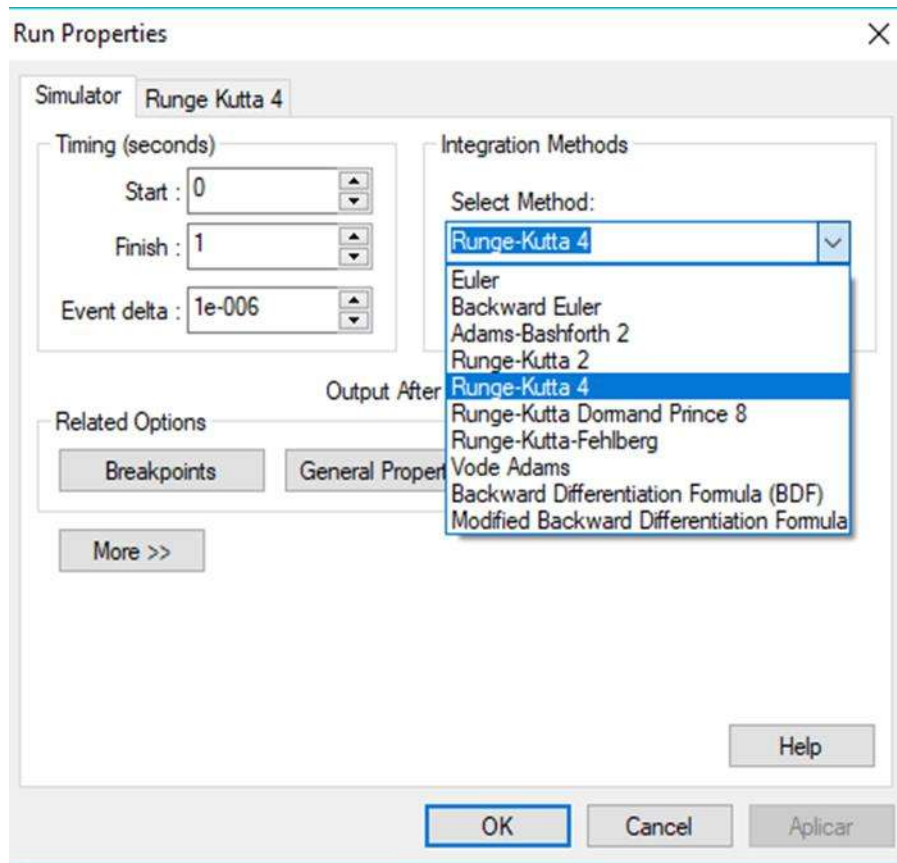


Figura 4.6 Ventana para ejecutar propiedades.

Se pueden seleccionar configuraciones específicas para el método seleccionado haciendo clic en el Conjunto Botón Propiedades y así establecer el tamaño adecuado.

Desde el menú simulación, se presiona el botón Run Simulation  donde se podrá ejecutar para iniciar la simulación. El resultado que se obtendrá al ejecutarse la simulación, será el que se presenta en la figura 4.7, donde se muestran los resultados de todo el diagrama de bloques.

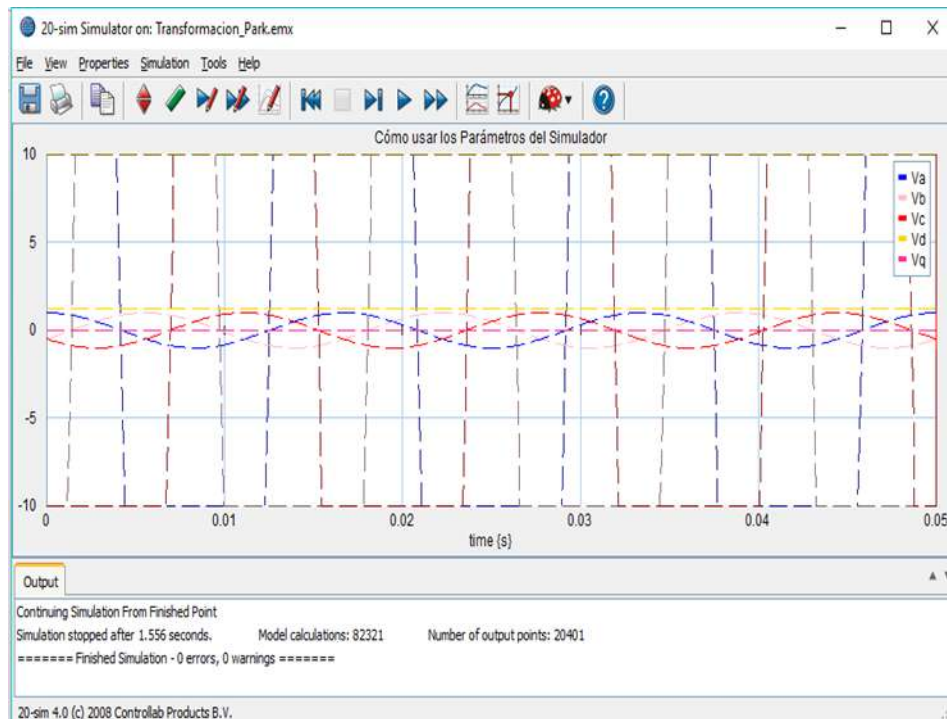


Figura 4.7 Resultados de simulación.

Es así como se utiliza este software para pequeños sistemas, lo antes mencionado es algo básico que fue utilizado para obtener ciertos resultados de los generadores síncronos. En la siguiente sección se presentan los modelos utilizados para poder modelar los tipos de rotor de los generadores.

4.3. MODELADO DE UN GENERADOR SINCRONO EN 20- SIM

La transformación de componentes simétricas desacopla sistemas simétricos y polifásicos cíclicos. Sistemas simétricos como líneas de transmisión idealmente transpuestas, transformadores y cargas pueden ser desacoplados por alguna transformación modal, pero la principal ventaja de la transformación de componentes simétricas es el desacople de sistemas cíclicos como motores de inducción y máquinas síncronas de rotor cilíndrico. Para y otras transformaciones rotacionales son empleadas para simplificar el modelo de la máquina síncrona de rotor de polos salientes.

En este tema de investigación se asume un sistema trifásico balanceado y se requiere descomponerlo en las componentes $dq0$ (figura 4.9), sin embargo, bajo condiciones balanceadas, no existirán componentes en el eje 0. Antes de presentar la simulación del generador síncrono, se observará el comportamiento de las señales en el marco de referencia abc a $dq0$. En la figura 4.8 se muestra un sistema de voltajes simétricos balanceados, a una frecuencia de 60 Hz.

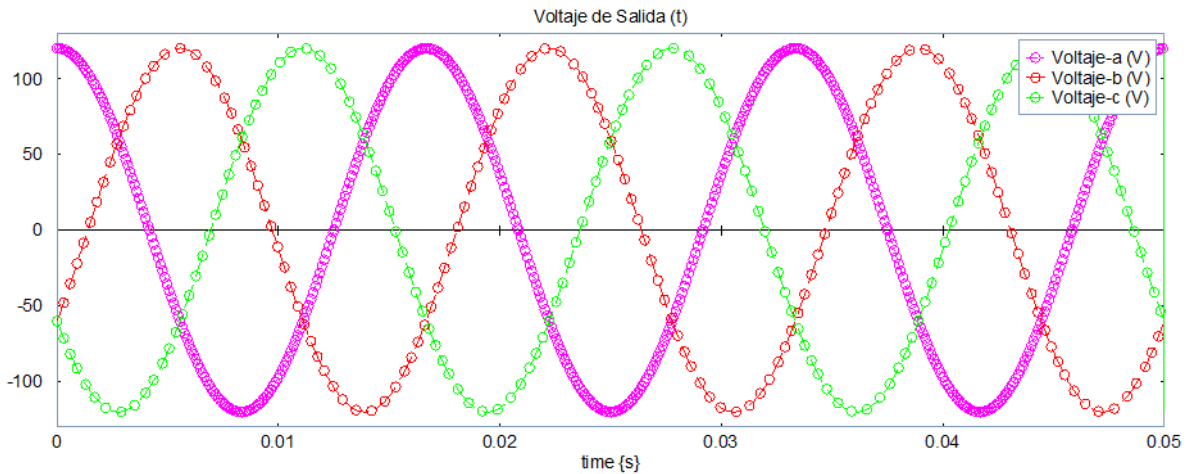


Figura 4.8 Voltajes simétricos balanceados.

En la figura 4.9 se muestran los voltajes de la figura 4.8 transformados a un marco de referencia rotatorio.

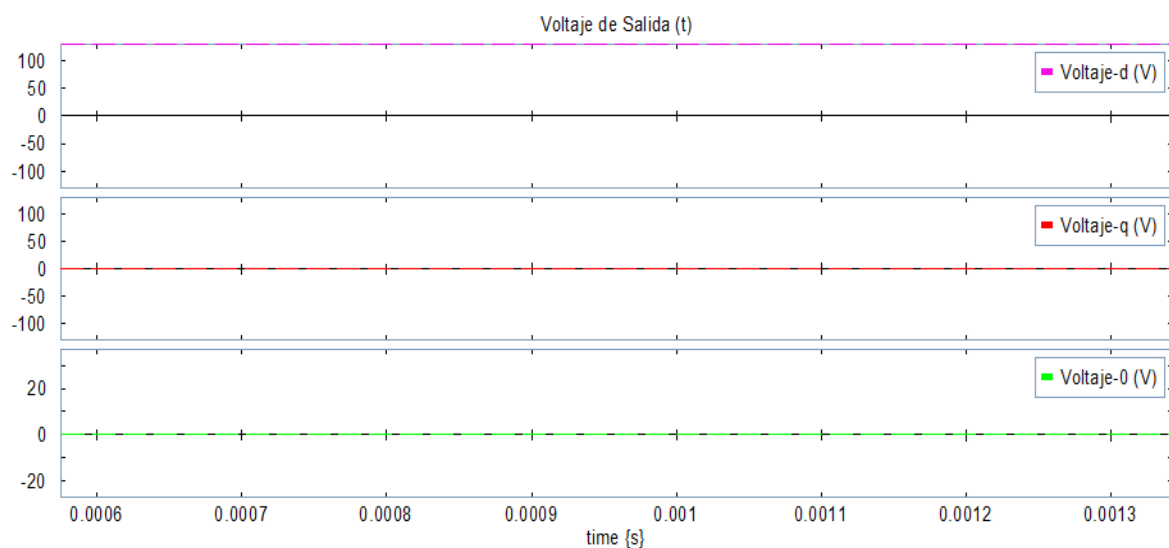


Figura 4.9 Voltajes simétricos balanceados en el eje de referencia giratorio.

En el sistema de referencia giratorio se deben de producir voltajes DC tal como se muestra en la figura 4.9, donde las líneas en color rosa representan el voltaje d mientras que la línea roja representa el voltaje q .

En la figura 4.10 se puede apreciar los voltajes en el marco de referencia $a-b-c$ a $d-q-0$ y de la transformación $d-q-0$ al marco de referencia $a-b-c$, es decir la transformada inversa de Park.

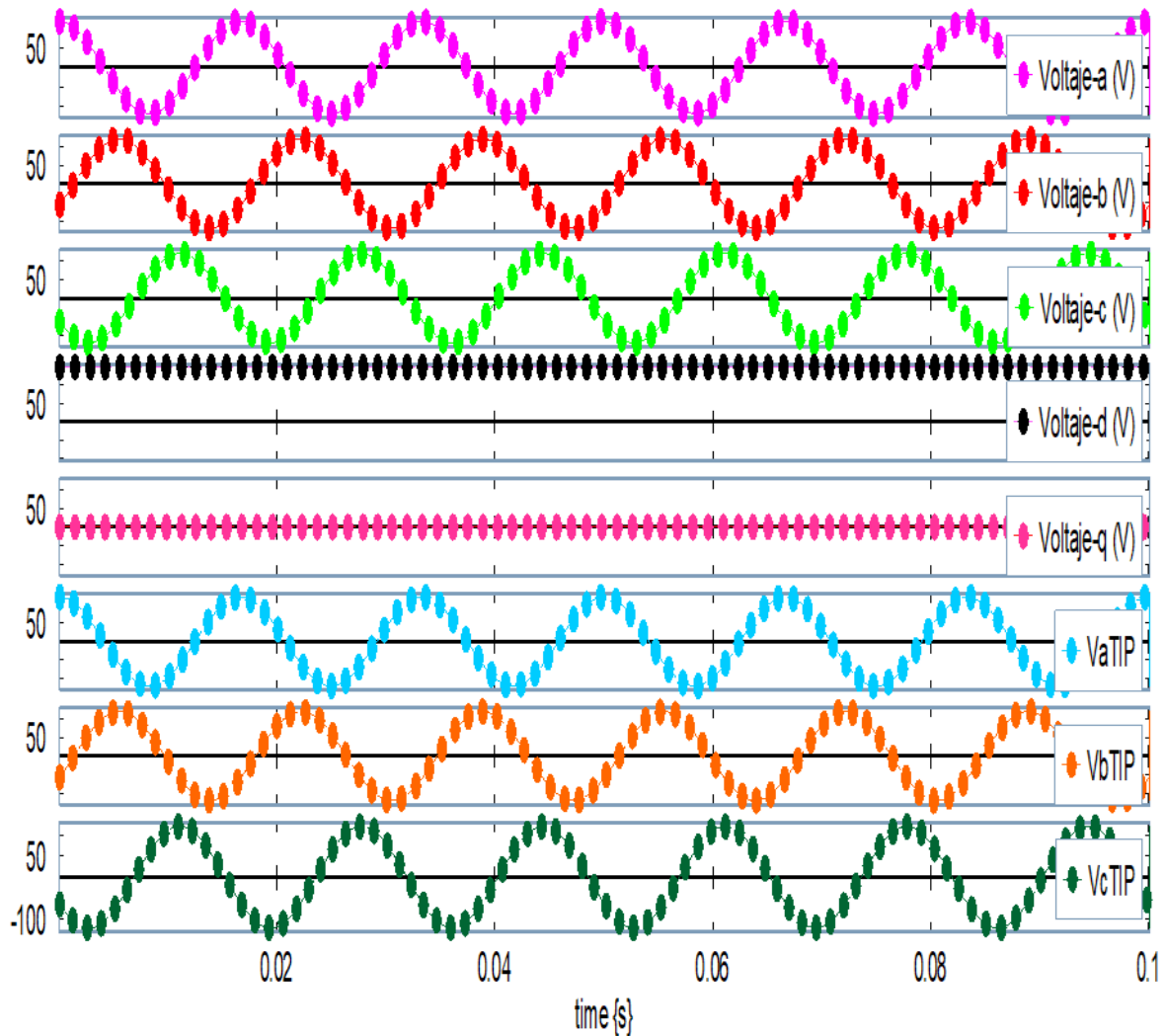


Figura 4.10 Marco de referencia a-b-c, d-q y a-b-c-

Las gráficas mostradas en la figura 4.10 se obtuvieron empleando los diagramas que se presentan en la figura 4.11. En la figura anterior se observa que el voltaje en el marco de referencia 0 se omite, esto debido que no existen componentes en el eje 0 .

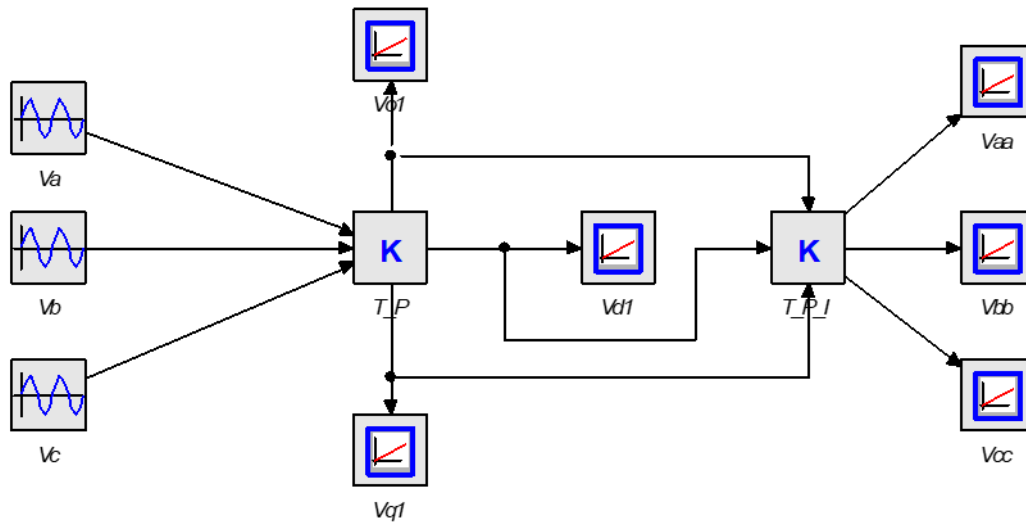


Figura 4.11 Diagrama de bloques para pasar al marco de referencia rotativo a,b,c a d,q,0 y del marco d,q,0 al marco a,b,c.

Donde los bloques que llevan por nombre V_a , V_b y V_c son los que generan una onda sinusoidal y en conjunto con estos tres diagramas se generan tres fases balanceadas, es decir, de igual amplitud y frecuencia pero desfasadas 120° eléctricos entre sí. Las salidas de estos tres bloques conectan con un bloque de ganancia K que a su vez tiene por nombre T_P , que viene siendo la Transformada de Park (ecuación 3.4). Este bloque está multiplicando la señal de entrada (V_a , V_b y V_c) por el valor que tiene la ganancia, es decir, la Transformada de Park. En la figura 4.11 se observan tres bloques con el nombre V_{o1} , V_{d1} y V_{q1} que vienen siendo un marco de referencia giratorio (Ecuación 3.1), donde los bloques son la señal del monitor, es decir, muestran los valores de su entrada en el simulador. Todo lo anterior fue para pasar del marco de referencia de coordenadas trifásicas abc al marco de referencia giratorio $dq0$, por lo que para regresar al marco de referencia abc se aplica la transformada inversa de Park (ecuación 3.6) tal como se puede apreciar en el bloque de ganancia K que tiene por nombre T_{P_I} , los valores de esta ganancia se muestran en el capítulo 3. A la salida de este bloque se tienen tres salidas que cada una conecta a la entrada de una señal de monitor donde se presentan los valores del marco de referencia abc . Para la simulación del generador síncrono, se consideran 2 tipos de generadores, hidráulico y térmico, con polos salientes y rotor liso respectivamente, por lo general, los de polos salientes son impulsados por turbinas hidráulicas de baja velocidad, y los cilíndricos, por turbinas de vapor de alta velocidad. En la figura 4.12 se presenta el diagrama de bloques para el modelo general de un generador síncrono.

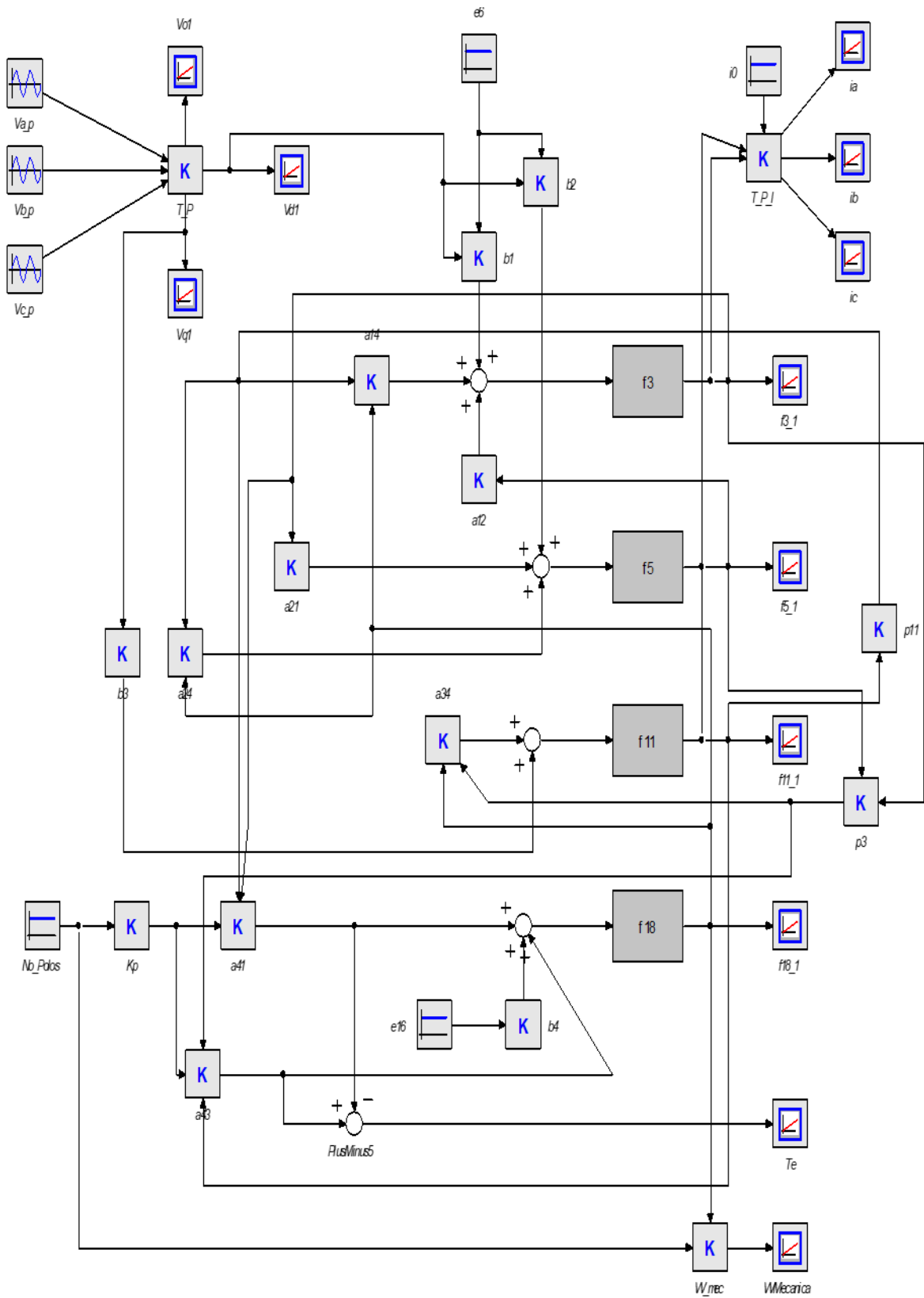


Figura 4.12 Modelo general del generador síncrono.

Los diagramas de bloques que se presentan en la figura 4.12 son en sí el modelo general de un generador síncrono, todo esto tomado de las ecuaciones (3.53-3.57) del cual ciertos bloques se desglosan para dar una pequeña explicación de lo que se obtiene:

La figura 4.11 que representa la transformada de Park, es incluida en el modelo del generador síncrono donde se observa que a la salida de la ganancia K (T_P) hay una conexión que se dirige a la entrada del bloque K ($b1$), así como el bloque que tiene por nombre ($e6$) donde es utilizado para ingresar un valor constante (C). La salida de este modelo es igual al parámetro C , es decir con un valor constante ($output = C$), representa el voltaje en el devanado de campo (V_F). En el diagrama se observa que el bloque ($e6$) se conecta a la entrada de la ganancia K ($b2$) para ser multiplicada, tal como se muestra en la figura 4.13.

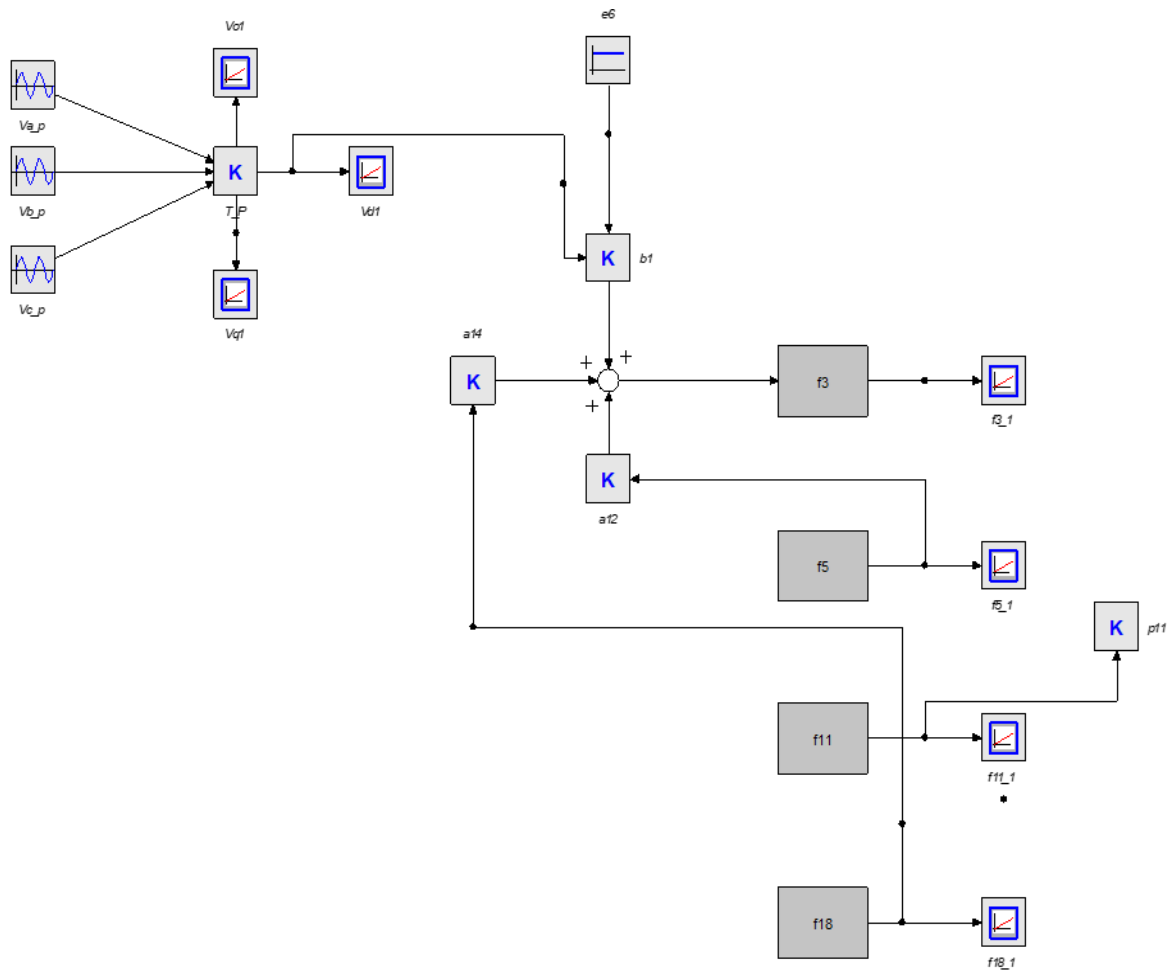


Figura 4.13 Diagrama de bloques para obtener $i_d(f3)$.

Donde $(b1)$ es el producto de los voltajes V_d y V_F por la matriz de inductancias establecidas en la ecuación (3.55).

De acuerdo a la figura anterior y de acuerdo a la ecuación (3.56), la salida de $K(b1)$, $K(a14)$ y $K(a12)$ se conectan a un (sumador/restador). Las tres señales agregadas al sumador se conectan a un bloque que tiene las características de un sistema de control de lazo cerrado llamado $(f3)$, donde la salida de este sistema dependerá de las consideraciones y correcciones realizadas por la retroalimentación que viene siendo $K(a11)$ ver figura 4.14.

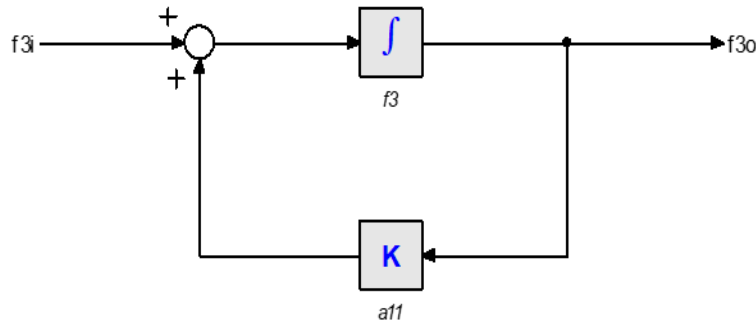


Figura 4.14 Propiedades del bloque $f3$ para obtener i_d .

Los bloques que llevan por nombre $(f5)$, $(f11)$ y $(f18)$ son tomados de la ecuación (3.54) donde se observan que son dos matrices diferentes, una representa a las inductancias y otra la matriz de resistencias. $f5$ representa la corriente i_F , $f11$ representa la corriente i_q y $f18$ representa la velocidad angular en rad/seg.

Todos los bloques que se presentan en la figura 4.12 se pueden comprender mejor si las matrices presentadas en la ecuación (3.54) se pasan a un sistema de ecuaciones, esto con el objetivo de observar las conexiones que se realizan en cada bloque para la obtención de los parámetros de salida del generador.

Como se menciona en el título de este capítulo, el principal objetivo será el análisis comparativo de los dos tipos de generadores mencionados, por lo que hemos de analizar los voltajes, corrientes, el par mecánico de entrada y el par eléctrico.

Otro bloque con valor constante que se incluye en esta simulación es el bloque que tendrá el número de polos del generador (No_Polos). Para obtener la respuesta del par eléctrico (T_e) se toma la ecuación (3.47) donde se observa la presencia de los enlaces de flujo, corrientes, así como el número de polos ver figura 4.15.

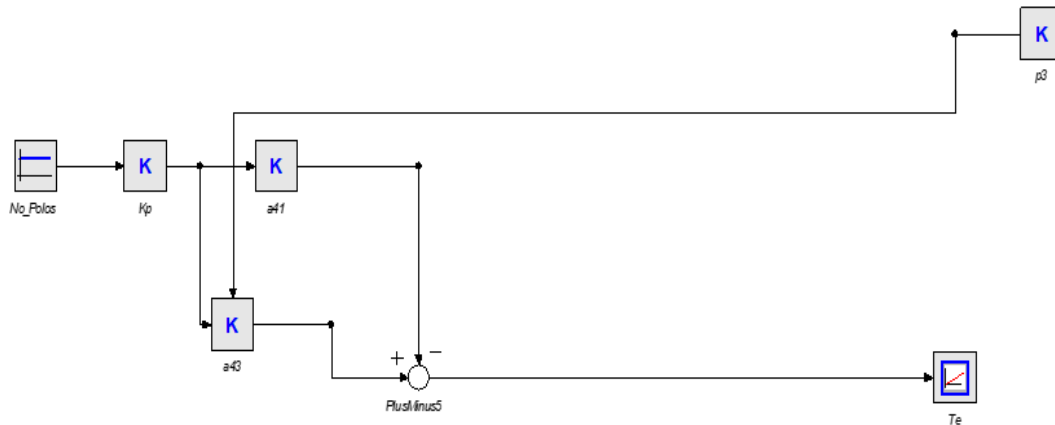


Figura 4.15 Diagrama de bloques para obtener el par eléctrico T_e .

En la figura anterior se realiza un desglose de todos los bloques para comprender mejor la obtención del par eléctrico mediante la ecuación (3.47). Los bloques ($a43$) y ($a41$) representa los enlaces de flujo en el marco de referencia giratorio $dq0$.

4.4. RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE UN GENERADOR SINCRONO DE UNA HIDROELÉCTRICA

El rotor de polos salientes es utilizado para turbinas hidráulicas para sistemas de baja velocidad principalmente en máquinas de velocidad menor a 1200 rpm, por lo que es frecuente encontrar máquinas con este tipo de rotor movidas por turbinas hidráulicas.

Para la simulación del generador hidráulico, se tienen 36 polos o bien 18 pares de polos trabajando a una frecuencia de voltaje de 60 Hz por lo que la turbina hidráulica está girando a 200 rpm. En los diagramas de bloques se obtiene las corrientes en el marco de referencia giratorio y de igual manera se obtienen las corrientes en marco de referencia abc , todo esto con la ayuda de la *Transformada Inversa de Park*, esto se observa en la figura 4.16.

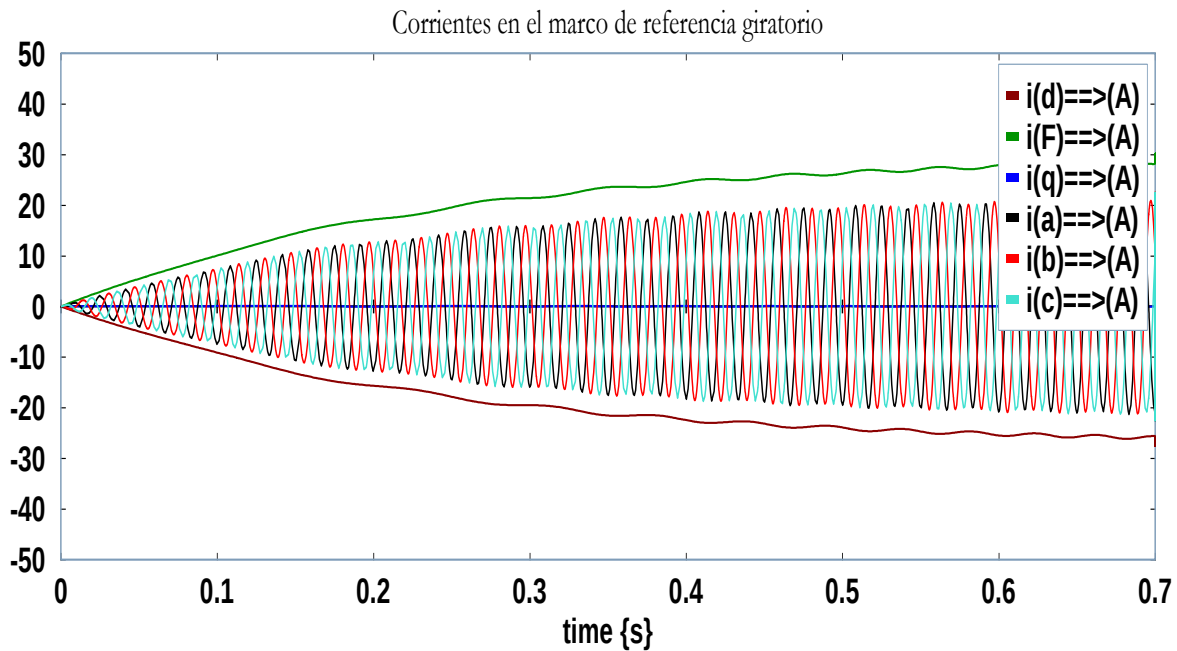


Figura 4.16 Respuesta de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos salientes.

De acuerdo a la figura 4.16 se observa el comportamiento de las corrientes en el momento en que la máquina empieza a operar, el objetivo de la transformada de Park es el de generar valores constantes, esto se observa mejor en la figura 4.17 en donde las gráficas se desglosan para observar cada señal por separado.

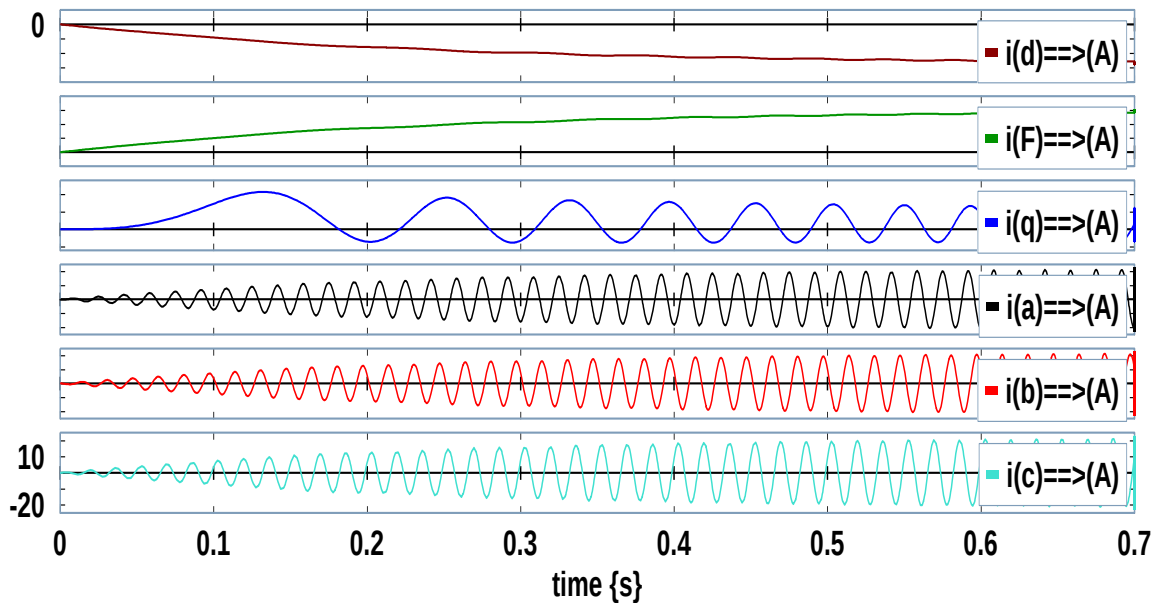


Figura 4.17 Desglose de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos salientes.

En la figura 4.17 se observa el comportamiento de las corrientes en el marco de referencia giratorio y al igual se obtiene las componentes en el marco de referencia abc, se observa que se obtienen valores constantes con la implementación de la transformada de Park, en un determinado tiempo las corrientes se hacen constantes.

Después de haber obtenido las corrientes, se procede a obtener dos señales muy importantes para observar el comportamiento del generador de polos salientes, dichas señales a obtener son las del par eléctrico (T_e) y la velocidad (w), esto se aprecia en la figura 4.18.

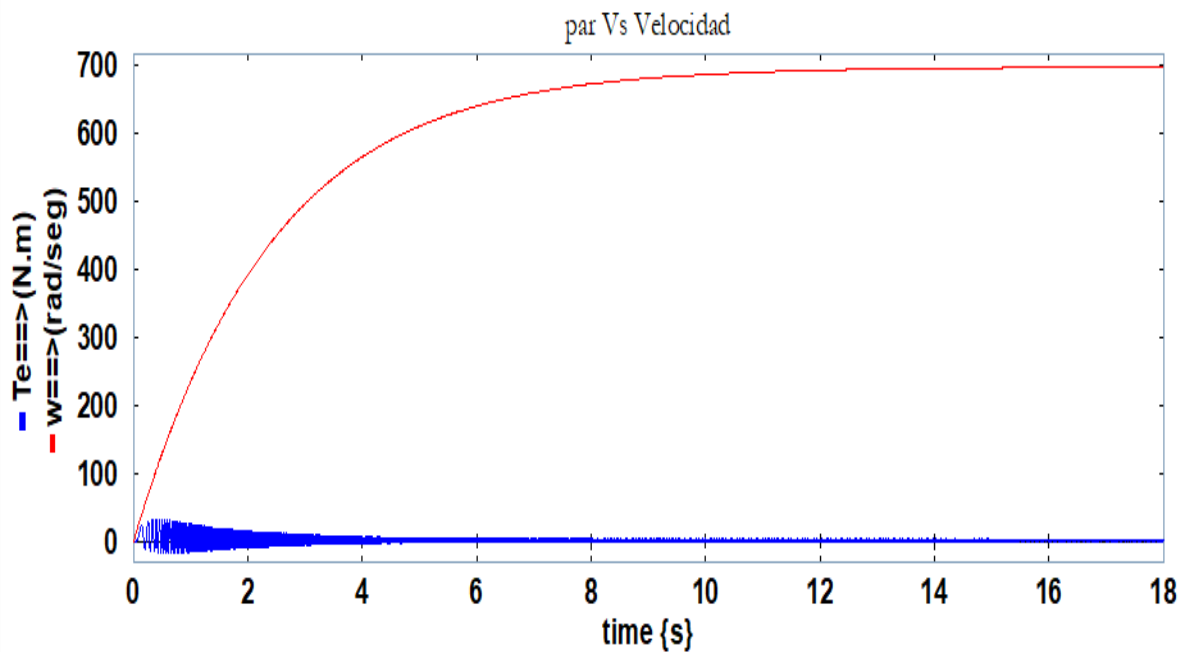


Figura 4.18 Gráfica de velocidad y par.

En la figura anterior se observa la relación que se tiene entre el par y la velocidad, se observa que la máquina alcanza su estabilidad en el tiempo (15.36s). En el momento en que la máquina empieza a operar se presentan oscilaciones del par eléctrico y a medida que la máquina va alcanzando a estabilizarse el par eléctrico disminuye considerablemente, se alcanza un par máximo con valor de 31.91 N.m.

En la figura 4.19 se colocan los valores de oscilación del par eléctrico y estabilidad de la velocidad.

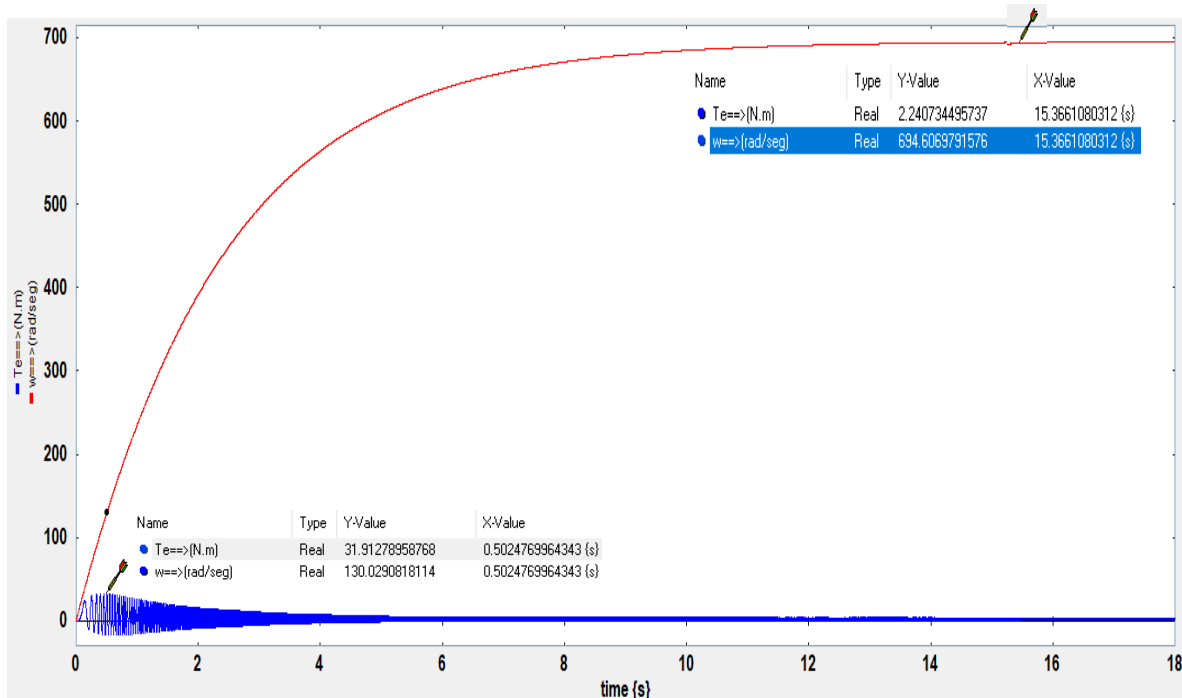


Figura 4.19 Valores de par y velocidad.

De acuerdo a la figura anterior se observa que a medida que la velocidad aumenta el par eléctrico aumenta en determinado tiempo alcanzando un par eléctrico máximo, conforme la velocidad va alcanzando un punto estable el par eléctrico de igual manera alcanza un valor estable junto con la velocidad.

4.5. RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE UN GENERADOR SINCRONO DE UNA TERMOELÉCTRICA

Es bien sabido que las turbinas de vapor de alta velocidad son más pequeñas y más eficientes que las de baja velocidad. Lo mismo sucede con los generadores síncronos de alta velocidad. Sin embargo, para generar la frecuencia requerida no podemos utilizar menos de dos polos y esto fija la velocidad más alta posible. En un sistema de 60 Hz es de 3600 r/min. La siguiente velocidad más baja es de 1800 r/min, que corresponde a una máquina de 4 polos. Por consiguiente, estos generadores de turbina de vapor poseen ya sea 2 o 4 polos, para ello en la simulación se utilizan 4 polos o 2 pares de polos, a una frecuencia de voltaje de 60 Hz logrando

alcanzar una velocidad de giro de 1800 rpm, ver figura 4.20, donde se obtienen las diferentes corrientes.

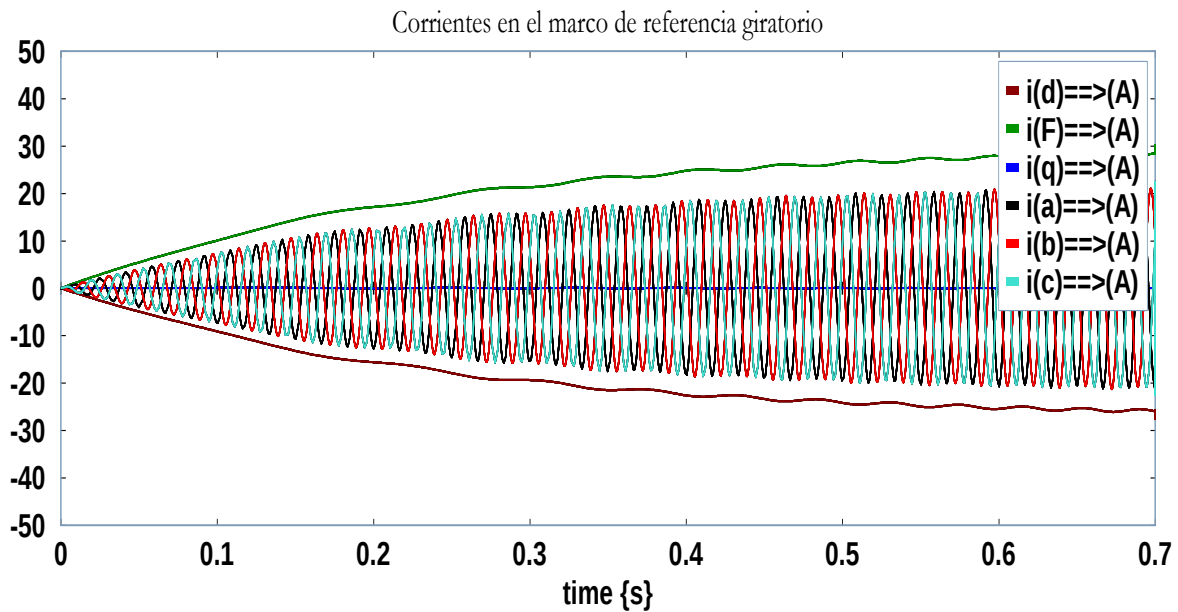


Figura 4.20 Respuesta de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos lisos.

Realizando un desglose de las señales presentadas para visualizar mejor lo que se obtuvo y sobre todo observar el cambio que produce la *Transformada de Park*, se tiene la siguiente respuesta que se presenta en la figura 4.21.

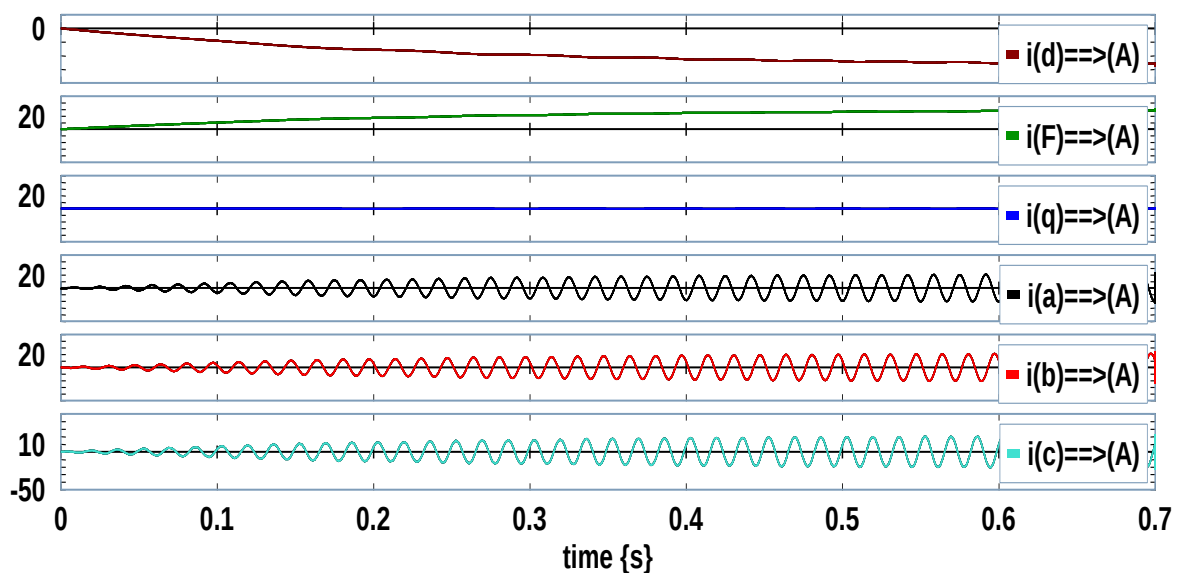


Figura 4.21 Desglose de las corrientes del generador síncrono con rotor de polos lisos.

En las figuras 4.20 y 4.21 se observan las corrientes que se obtienen en el generador síncrono, es decir la corriente en el eje de cuadratura (i_q), la corriente en el eje directo (i_d), la corriente de campo (i_F). Se observa que las corrientes transformadas, en determinado tiempo se hacen constantes, se observan algunas oscilaciones que son generadas en el momento en que la máquina empieza a operar y también se observa el cambio que realiza la transformación de un marco de referencia giratorio, todo esto para lograr realizar mejor el análisis de un generador.

Las gráficas del par eléctrico y la velocidad del generador con polos lisos se muestran en la figura 4.22.

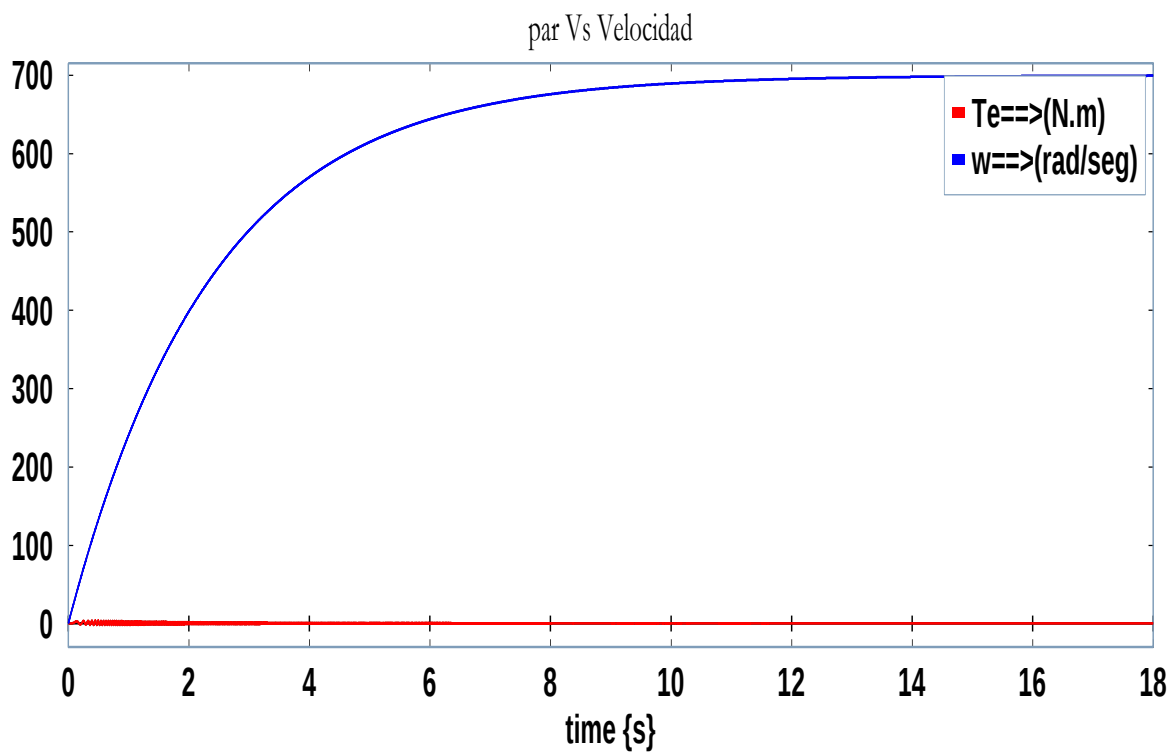


Figura 4.22 Gráfica de par y velocidad de un generador con rotor de polos lisos.

En la figura 4.22 se observa la respuesta que se tiene en un rotor de polos lisos, se observa que las oscilaciones en el par son menores comparados con el rotor de polos salientes.

Para este tipo de rotores se ocupa de menos par y el tamaño del rotor es un tanto más pequeño por lo que les permite girar a velocidades muy altas.

En la figura 4.23 se aprecian los valores que se tienen en el par eléctrico y en la velocidad y así poder observar el tiempo en el que se estabiliza la velocidad.

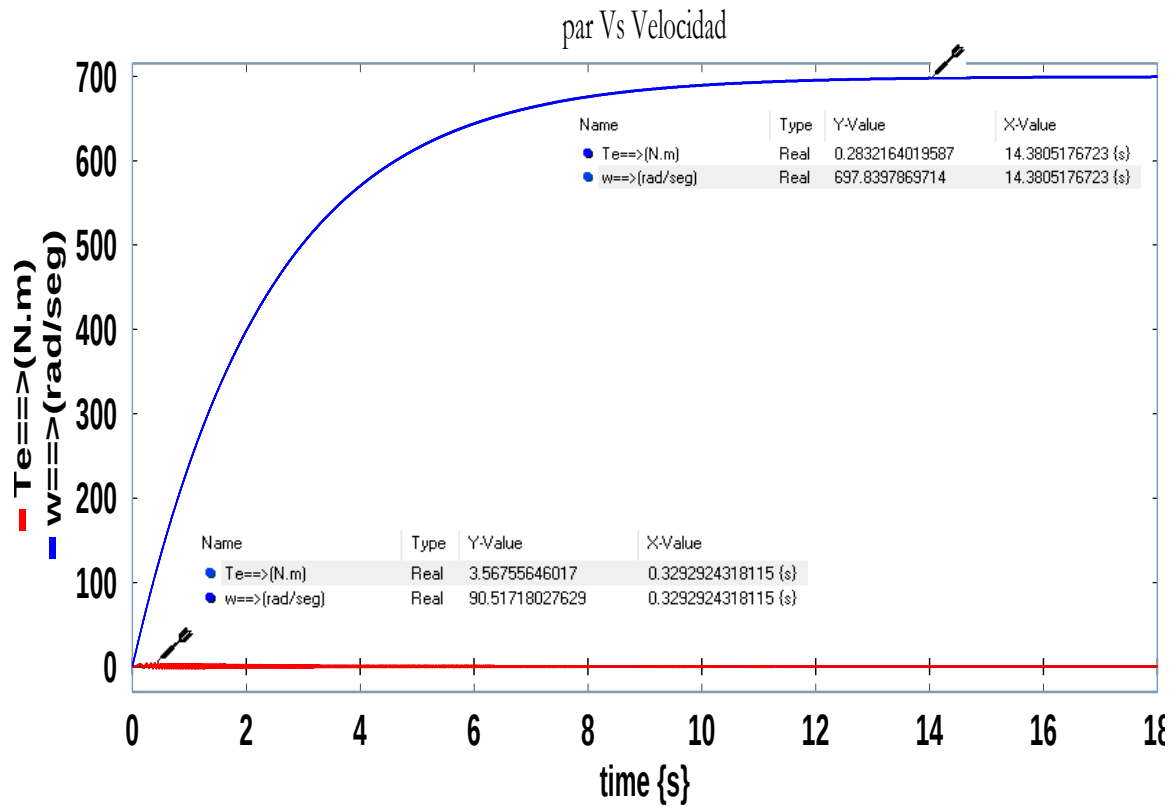


Figura 4.23 Valores de par y velocidad.

De acuerdo a la figura 4.23 se observa que la velocidad alcanza su estabilidad en un tiempo de 14.38 s y el valor del par máximo que se presenta es de 3.56 N.m en un tiempo de 0.32 s.

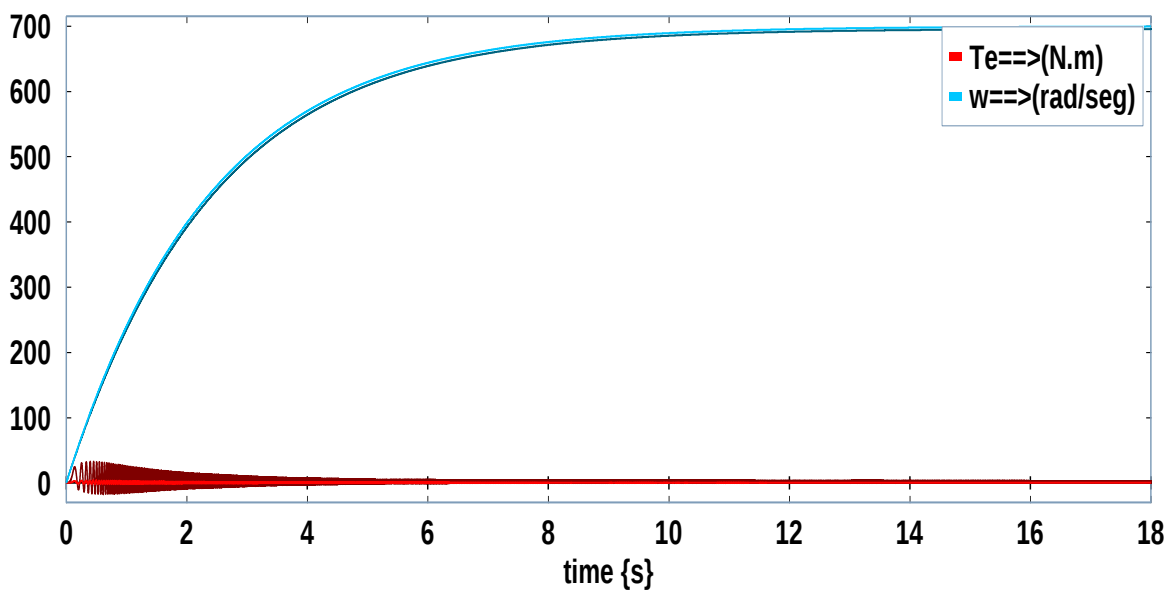


Figura 4.24 Par y velocidad de los dos rotores.

En la figura 4.24 se unen las señales de los dos tipos de rotores, donde primeramente se observa las oscilaciones que se tienen el par, donde una alcanza un par máximo (señal en color café) mientras que la señal en color rojo disminuye considerablemente, esto nos indica que el rotor de polos lisos requiere de menos fuerza máxima para que el generador empiece a operar y logrando su estabilidad en un menor tiempo.

4.6. RESULTADOS COMPARATIVOS DE LAS DOS CENTRALES ELÉCTRICAS

Para realizar el análisis de estas dos centrales ya estudiadas procederemos a obtener algunas gráficas donde se observará la diferencia que existe entre la velocidad eléctrica, velocidad mecánica respecto al par eléctrico (figura 4.25) y así poder realizar el análisis comparativo entre estas dos centrales de generación de energía eléctrica.

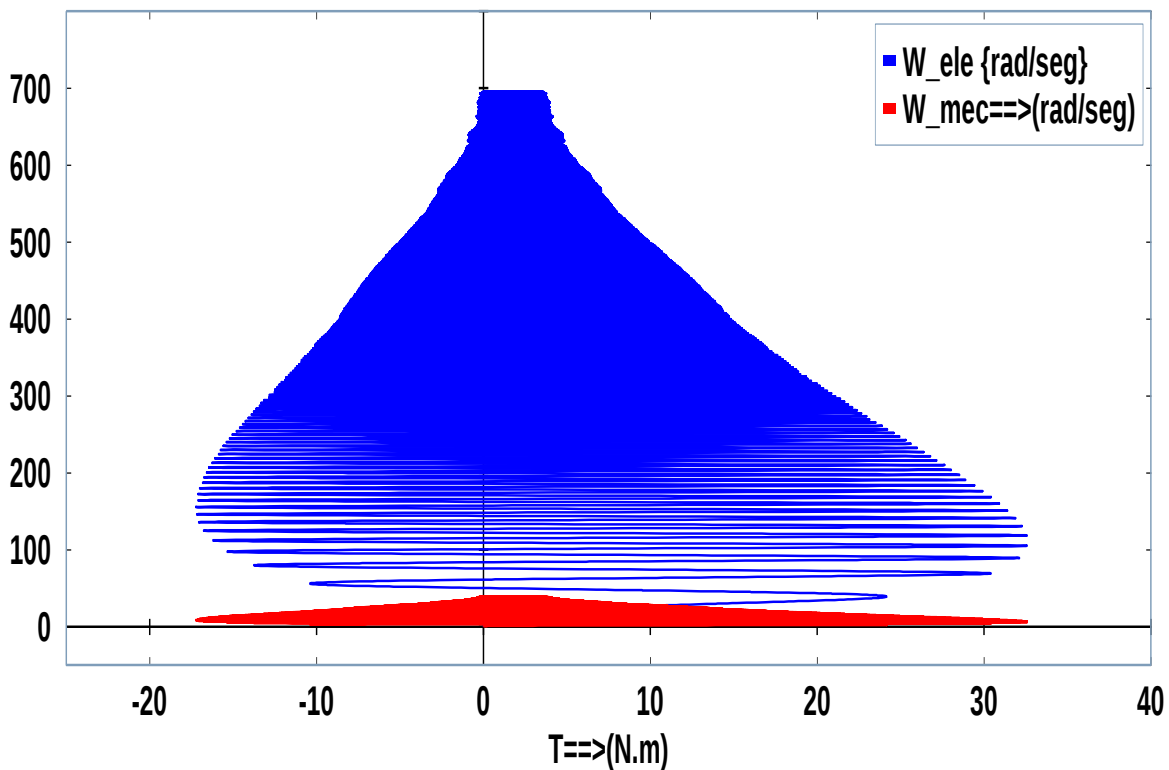


Figura 4.25 Velocidad eléctrica y mecánica de un rotor de polos salientes.

De acuerdo a la figura 4.25 se observa el comportamiento que tiene la velocidad mecánica y eléctrica del rotor de polos salientes. Vemos que cuando la velocidad mecánica alcanza su punto máximo de operación (figura 4.26) la velocidad eléctrica va iniciando su operación, es decir este tipo de máquinas requiere de más par para que la máquina opere de manera estable, esto se puede observar en la figura 4.26, donde en el eje x se tiene un valor de 32.58 N.m para la velocidad mecánica.

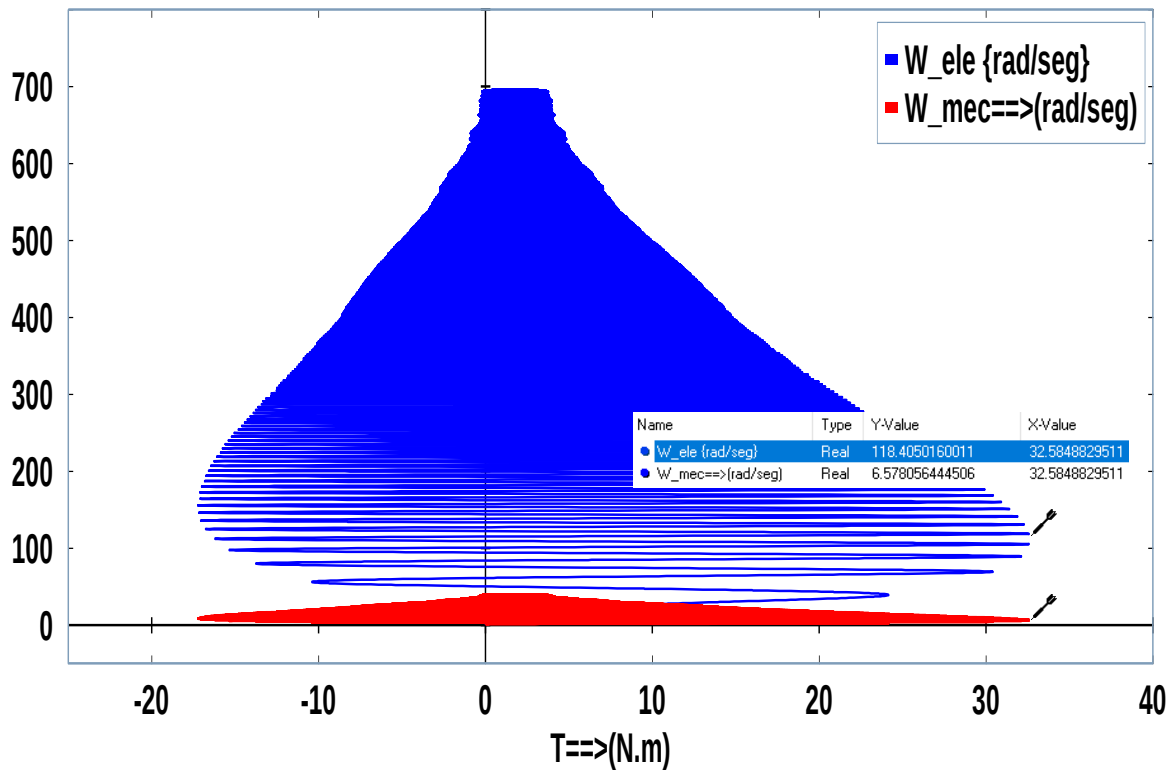


Figura 4.26 Valores máximos de la W_{elec} y W_{mec} de un rotor de polos salientes.

Una vez analizado el rotor de polos salientes, se procede a obtener las señales de velocidad eléctrica y velocidad mecánica de un generador de rotor de polos lisos con 4 polos o 2 pares de polos ver figura 4.27.

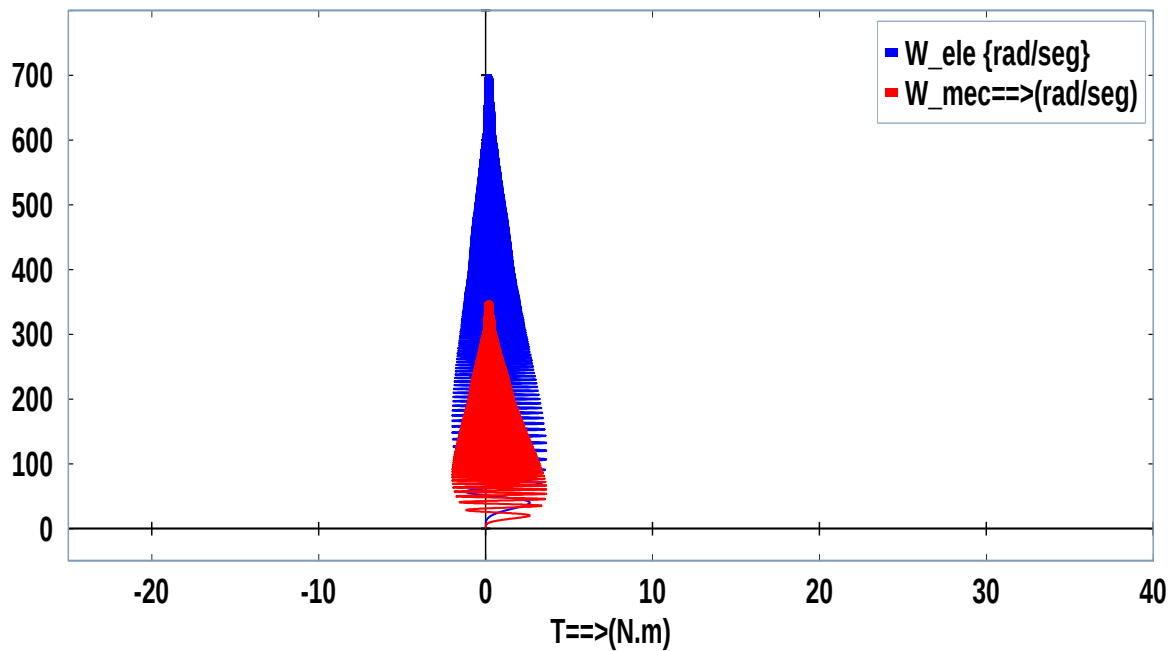


Figura 4.27 Velocidad eléctrica y mecánica de un generador con rotor de polos lisos.

En los generadores con este tipo de rotores (lisos) se observa que se requiere de menor par para que pueda operar, esto se observa en la figura 4.28, donde el par eléctrico T_e toma un valor de 3.64 N.m.

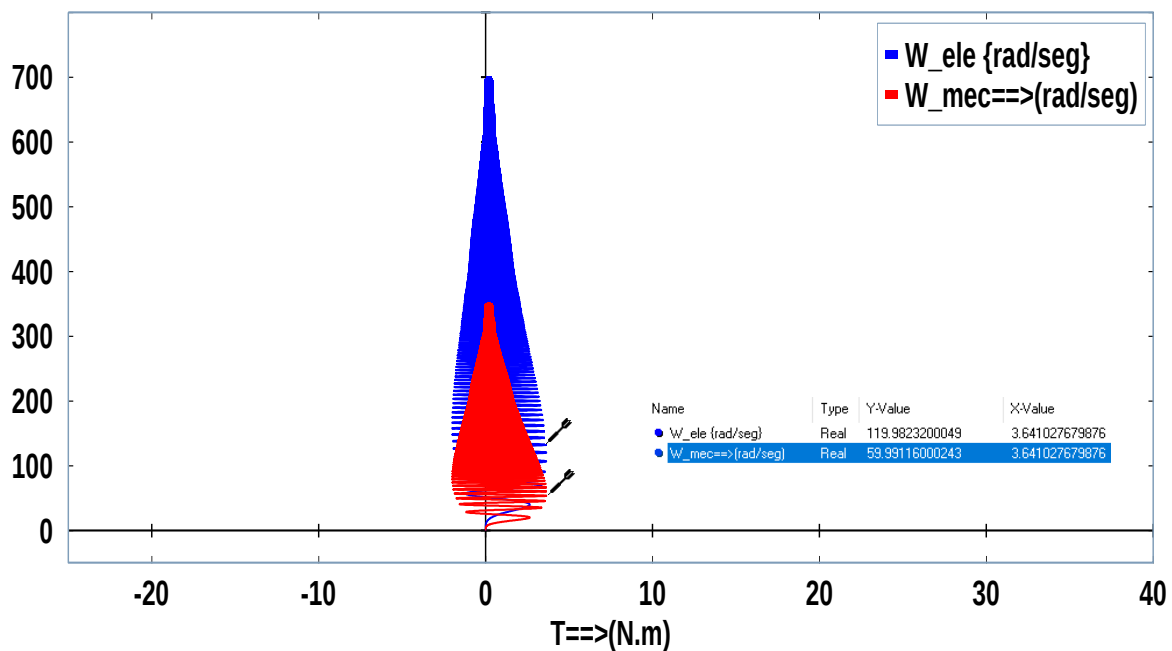


Figura 4.28 Valores máximos de W_{elec} y W_{mec} de un rotor de polos lisos.

Comparando las gráficas de la figura 4.26 y 4.28 que son dos máquinas que trabajan con rotores diferentes, en uno, el par es máximo al inicio del arranque, donde disminuye paulatinamente a medida que la máquina alcanza su estado de operación. Es importante resaltar que el máximo aprovechamiento del combustible, se consigue alrededor del régimen de par máximo. Si graficamos los dos tipos de rotores en un mismo plano se observan las grandes diferencias que se presentan en las diferentes máquinas, tal como se observan en las figuras 4.29 y 4.30.

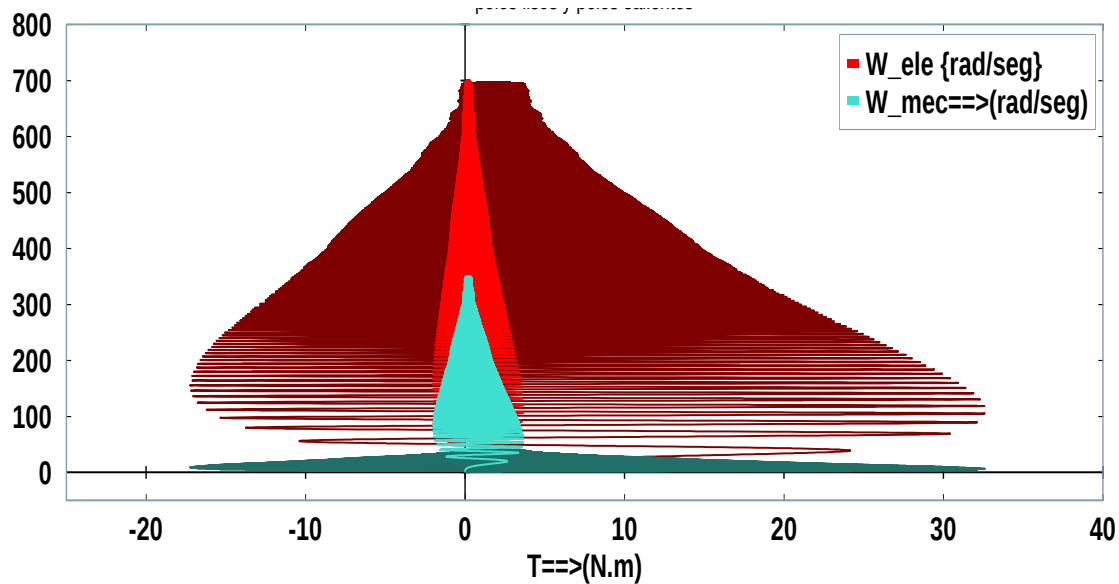


Figura 4.29 Respuesta de un rotor de polos lisos y uno de polos salientes.

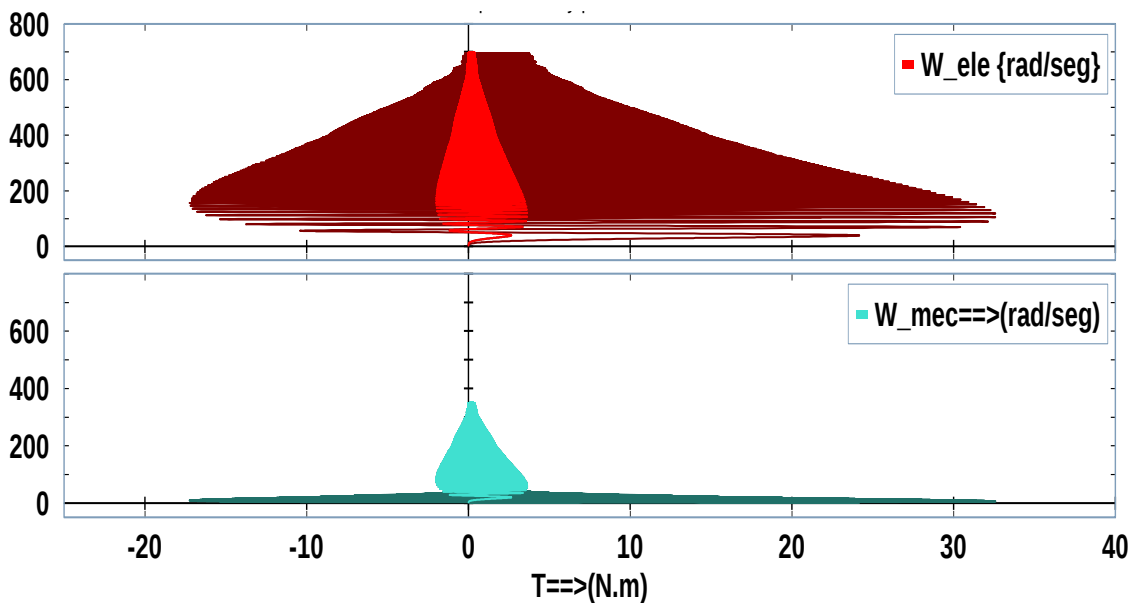


Figura 4.30 Desglose de las dos velocidades de diferente rotor.

La velocidad a la que han de girar los rotores dependerán del número de polos y de la frecuencia que se ha de utilizar, para los rotores lisos con una frecuencia de 60 Hz con 2 o 4 polos, tendrán un rango de 3600 y 1800 rpm mientras que en un rotor de polos salientes a una frecuencia de 60 Hz con 6 o más polos giraran a 1200 rpm.

Si los dos tipos de generadores demandan la misma potencia y teniendo diferentes tipos de rotores, una diferencia que se ha de encontrar en un estudio es tiempo en que una de estas dos máquinas alcanza su estabilidad o su estado máximo de operación.

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

De los estudios y análisis desarrollados en el presente trabajo, permitió llegar a las siguientes conclusiones:

- La formulación de enlaces de flujo es la más eficiente para modelar la máquina síncrona, requiere de menor número de operaciones numéricas y es más estable.
- Se detalla la obtención de los parámetros del generador para la simulación en coordenada abc y llevarla al marco de referencia giratorio $dq0$, donde se logró demostrar la efectividad de esta transformación.
- El modelo de la máquina síncrona en el marco de referencia $dq0$ permite observar fácilmente el comportamiento de todas las variables de intervienen, además de que elimina la dependencia de las variables a la posición del rotor.
- Los datos obtenidos en la comparación de los dos tipos de rotores se observaron que existen diferencias bastante altas entre los modelos de máquinas de polos lisos que entre los modelos de polos salientes. Para ambos tipos de máquinas, los resultados difieren más al incrementarse cierta magnitud. Al realizar los análisis con los dos tipos de rotores podemos concluir que se llegó al objetivo antes mencionado, se observaron diferentes señales que fueron obtenidas al hacer un aumento de polos. Una de las dos máquinas requiere de más fuerza para que se rompa la inercia mecánica y así el generador logre alcanzar su estado de operación.

- Se utilizó el programa 20-sim con la finalidad de ir adentrándonos a nuevos software, esto debido que en el campo de trabajo se utilizan simulaciones en 3D teniendo una interacción con otros softwares ya conocido como es el caso de MATLAB.

5.2. RECOMENDACIONES

Algunos temas Importantes a desarrollar en investigaciones futuras y que complementan el análisis del comportamiento dinámico del generador son:

- Incluir el modelado del sistema de excitación y estudiar sus efectos en el control de voltaje.
- Modelar los efectos de la turbina y/o caldera sobre la potencia mecánica.
- Incluir los efectos de la saturación magnética

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] electrocrew, «electrocrew,» 13 Marzo 2012. [En línea]. Available: <https://electrocrew.wordpress.com/2012/03/13/mercado-de-la-energia-electrica-historia-fundamentos-y-modos-de-generacion/>. [Último acceso: 15 Diciembre 2016].
- [2] M. M.-F. Leonarno de Jesús Ramos-Gutiérrez, «LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN MÉXICO,» *Tecnología y Ciencias del Agua*, vol. 3, nº 2, p. 19, 2012.
- [3] C. F. d. Electricidad, «Dirección de Operación/Subdirección de Generación,» *Listado de Centrales Generadoras*, p. 9, 16 Mayo 2011.
- [4] CFE, «Historia de la CFE,» CFE, 17 Marzo 2017. [En línea]. Available: <http://www.aniversariocfe.com/historia-de-la-cfe/>. [Último acceso: 8 Enero 2017].
- [5] G. P. I. C. H. R. Julieta C. Schallenberg Rodriguez, *Energías renovables y eficiencia energética*, Canarias: Instituto Tecnológico de Canarias, 2008.
- [6] N. S. a. J. Weisblatt, *alternative ENERGY*, Farmington Hills: THOMSON GALE, 2006.
- [7] R. C. P. A. C. S. M. A. C. G. José Antonio Carta González, *Centrales de energías renovables*, Madrid (España): PEARSON EDUCACIÓN, 2009.
- [8] R. A. García, «SAEM Thales,» [En línea]. Available: <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/portadaframeset.html>.
- [9] D. M. CARREIRA, *INGENIERÍA DE REACTORES NUCLEARES*, MADRID: Reverté, S. A., 1968.
- [10] F. Nuclear, «INTRODUCCIÓN A LOS REACTORES NUCLEARES,» de *Foro de la Industria Nuclear Española*, MADRID, 2008.
- [11] F. M. González-Longatt, «ENTENDIENDO LA TRANSFORMADA DE PARK,» *IEEE*, vol. 1, pp. 1-4, 2004.
- [12] P. a. F. A. Anderson, «The Synchronous Machine,» de *Power System control and Stability*, OIWA State, University Press, 1977, pp. 83-150.
- [13] T. Wildi, «Generadores Síncronos,» de *MÁQUINAS ELÉCTRICAS Y SISTEMAS DE POTENCIA*, MÉXICO, PEARSON PRENTICE HALL, 2007, pp. 343-370.

- [14] P. KUNDUR, de *Power System Stability and Control*, Toronto, Ontario, McGraw-Hill, Inc, 1994, pp. 45-166.
- [15] E. R. C. V. Manuel Leonardo Sosa Ríos, «Modelo de la máquina síncrona utilizado en estudios de estabilidad,» *UNE, ITAIPU Binacional*, pp. 59-68.
- [16] A. A. F. P.M. ANDERSON, «The Elementary Mathematical Model,» de *Power System Control and Stability*, IOWA STATE, University Press, 1977, pp. 13-52.
- [17] C. Products, «20sim,» Controllab Products B.V., [En línea]. Available: <http://www.20sim.com/>. [Último acceso: 18 abril 2017].