
UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

Posgrado de Ingeniería Eléctrica

**ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA, DISEÑO
Y OPERACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
BASADA EN FUENTES MAREMOTRICES.**

TESIS

Que para obtener el Grado de

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta

GAFFIE SALDIVAR URQUIZA

DR. J. AURELIO MEDINA RÍOS
Director de Tesis

SEPTIEMBRE 2009



DEDICATORIA.

DEDICADO A:

Con todo el cariño y amor, dedico este trabajo a mis padres, Alfredo Saldivar Guijosa y Victoria E. Urquiza Marín.

A mi hermano Alfredo Saldivar Urquiza.

A toda mi familia, la cual ha sido en muchos momentos importantes en mi vida, un apoyo incondicional y una motivación constante.

Por ellos, soy lo que soy, y sigo adelante.



AGRADECIMIENTOS.

A mi director de tesis, el Dr. Aurelio Medina Ríos, que me permitió elaborar uno de sus proyectos, y en el cual, a demostrado para conmigo, un apoyo, paciencia y enriquecimiento para lograr esta tesis.

A los profesores del posgrado de Ingeniería Eléctrica, con quienes siempre tuve el soporte intelectual y moral, para cualquier duda que se presentara, sus comentarios y sugerencias son importantes para el desarrollo de la tesis, en particular al Dr. Rico Melgoza y su interés especial en el área de las series de tiempo, sus comentarios y sugerencias han sido alicientes.

A mis compañeros de la escuela, quienes hemos creado un entorno de armonía y amistad, a lo largo del proceso de elaboración de nuestros trabajos, y con lo cual hemos permitido fortalecer más los lazos de amistad.

A los trabajadores del posgrado, con los quien tuve el apoyo y aliento para realizar mis estudios de maestría, y quienes estuvieron ahí para ayudarme y motivarme para la culminación de la misma, y apoyarme en varios aspectos de mi vida.

A la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad, en particular al Ing. Roberto Cadenas, al Ing. Serafín López Ríos, y todo el equipo de trabajo quienes con gran entusiasmo y disposición, estuvieron cerca durante el desarrollo de la tesis, su apoyo fue de gran ayuda, sus comentarios y su interés estarán plasmados en esta tesis.

A una gran persona quien ya no está nosotros, pero su esencia estará acompañándonos el resto de nuestro camino en la vida, el Ingeniero Catarino Cadenas (q.e.p.d), cuya experiencia y pláticas fueron motivantes para mi persona.



RESUMEN

En esta tesis se mencionan algunas técnicas de factibilidad para el desarrollo de la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento del recurso de las mareas. se establece una metodología de evaluación para el recurso mareomotriz tomando en cuenta las características de sitios potenciales a nivel Nacional.

Tres aspectos principales que definen un estudio de factibilidad son: Técnico, Económico y Ambiental. Para la factibilidad técnica, en esta tesis se exploran los métodos para el análisis de series de tiempo de mareas. Mediante estos métodos y técnicas de pronóstico, se está en posición de definir las características principales de la central.

Una vez que se ha caracterizado el recurso, mediante técnicas para el estudio de series de tiempo, se propone la realización de casos de estudio para un arreglo de una central mareomotriz, con la finalidad de determinar características de operación de la central, de las especificaciones del equipo electromecánico, así como de características básicas de la obra civil.

Los casos de estudio presentados analizan la condición de operación en transitorio y de estado estable de la central mareomotriz, incluyendo el desarrollo de los modelos en el dominio del tiempo para la turbina y el generador incorporando los controles.

Finalmente, para esta tesis se aportan las conclusiones para cada uno de los aspectos antes mencionados además de proponer trabajos de investigación futuros a realizar en el mismo campo del conocimiento.



ABSTRACT

In this Thesis feasibility and forecast techniques related to power generation through tidal resources are described. A methodology is defined for evaluation of the tidal resource, taking into account the characteristics of the national potential locations.

Three main aspects are defined in feasibility studies for tidal generation: technical, economical and environmental. The investigation being reported deals with the technical feasibility aspect, accounting for the involved methods for the analysis of tidal time series. Based on these methods and appropriate forecast techniques it is possible to determinate the main tidal power plant characteristics.

Once the tidal resource has been characterized, through time series techniques, case studies are proposed for a tidal power plant arrangement, for determination of the plant operation characteristics, the electromechanic equipment nameplate data, as well as the general civil construction specifications.

Case studies are presented to analyze the transient and steady state operation conditions of tidal power plant, included the developed models in the time domain for the turbine, tidal generators with control effects incorporated.

Finally, the main conclusions resulting from the developed investigation are drawn, with future research work proposed in the same field of knowledge.



TABLA DE CONTENIDO.

INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3 OBJETIVO DE LA TESIS.....	3
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS CAPÍTULOS.....	4
FUENTES MAREOMOTRICES DE GENERACIÓN.....	6
2.1 INTRODUCCIÓN.....	6
2.2 FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA: UNA PERSPECTIVA.....	7
2.3 TIPOS DE FUENTES MAREOMOTRICES.....	12
2.3.1 ENERGÍA EXTRAÍDA DE LAS OLAS DE MAR.....	13
2.3.1.1 <i>Conocimiento</i>	13
2.3.1.2 <i>Desarrollo de tecnología</i>	14
2.3.1.3 <i>Perspectivas</i>	18
2.3.2 CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA DEL OCÉANO (C.T.E.O).....	18
2.3.2.1 <i>Conocimiento</i>	18
2.3.2.2 <i>Desarrollo de tecnología</i>	19
2.3.2.3 <i>Proyectos</i>	20
2.3.2.4 <i>Perspectivas</i>	20
2.3.3 CORRIENTES MARINAS.....	21
2.3.3.1 <i>Conocimiento</i>	22
2.3.3.2 <i>Recursos</i>	23
2.3.3.3 <i>Tecnología</i>	23
2.3.4 ENERGÍA MAREOMOTRIZ.....	26
2.3.4.1 <i>Conocimiento</i>	26
2.3.4.2 <i>Recursos</i>	29
2.3.4.3 <i>Tecnología disponible</i>	30
2.3.4.4 <i>Modos de operación de las centrales</i>	39
2.3.4.5 <i>Proyectos existentes</i>	46
2.3.4.6 <i>Perspectivas</i>	47
Mundiales.....	48
Nacionales.....	48
2.4 CONCLUSIONES.....	49
ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD PARA EL DISEÑO DE FUENTES MAREOMOTRICES.....	51
3.1 INTRODUCCIÓN.....	51

3.2	HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD.	51
3.2.1	ANÁLISIS MEDIANTE SERIES DE TIEMPO.	51
3.2.1.1	Modelado clásico de Series de Tiempo.	52
3.2.1.2	Serie estacionaria.	53
3.2.1.3	Métodos de predicción más comunes.	53
3.2.1.4	Promedio Móvil.	56
3.2.1.5	Modelos de Promediación Móvil Autoregresivos Integrados (ARIMA).	59
a)	Proceso Auto-regresivo (AR).	59
b)	Proceso de Media Móvil (MA).	60
c)	Proceso Compuesto Auto regresivo de Media Móvil (ARMA).	61
d)	Proceso de Media Móvil Auto Regresivos Integrados (ARIMA).	61
3.2.1.6	Análisis Armónico (análisis y predicción de mareas)	64
a)	Series de Fourier (análisis armónico)	65
b)	Análisis y predicción de mareas.	67
c)	Predicción.	70
3.2.2	OTROS MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD.	70
3.2.2.1	Modelado de Procesos caóticos.	70
a)	Modelado de Procesos caóticos mediante Modelos Locales.	71
3.2.2.2	Redes Neuronales Artificiales.	71
a)	Definiciones.	72
b)	Modelo.	72
c)	Estructuras.	74
d)	Métodos.	74
3.3	APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE FACTIBILIDAD A CONDICIONES REGIONALES Y NACIONALES.	75
3.3.1	PERSPECTIVAS REGIONALES.	76
3.3.2	PERSPECTIVAS NACIONALES.	76
3.3.3	CASO DE ESTUDIO.	76
3.3.3.1	Análisis clásico de la serie.	78
a)	Tratamiento de la serie de tiempo.	78
b)	Estadística básica y análisis de frecuencia.	79
c)	Predicción de la serie por análisis clásico.	81
3.3.3.2	Análisis Armónico Clásico.	85
3.3.3.3	Análisis de modelos ARIMA.	88
3.3.3.4	Redes neuronales.	91
3.4	CONCLUSIONES.	92
	DISEÑO DE FUENTES MAREOMOTRICES DE GENERACIÓN.	94
4.1	INTRODUCCIÓN.	94
4.2	SELECCIÓN DEL SITIO.	94
4.3	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DEL SITIO.	94
4.4	DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES.	96
4.4.1	ELECCIÓN DE LA TURBINA.	96
4.4.2	CARACTERÍSTICAS DE LAS TURBINAS.	98
4.4.3	NÚMERO DE TURBINAS A UTILIZAR.	101
4.4.4	VELOCIDAD DE ROTACIÓN DE LA FLECHA.	103
4.4.5	OBRA CIVIL PRINCIPAL.	104

4.4.6	EQUIPO ELECTROMECAÁNICO	105
4.4.7	EQUIPO ELÉCTRICO PRINCIPAL.....	105
4.5	INCORPORACIÓN DE LOS CONTROLADORES.....	107
4.5.1	MODELO MATEMÁTICO DE LA TURBINA HIDRÁULICA.	108
4.5.2	SISTEMA DE CONTROL DEL GRUPO TURBINA-GENERADOR.....	110
4.5.3	SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD (GOBERNADOR).....	111
4.5.4	SISTEMA DE CONTROL DE ÁNGULO DE PASO DEL RODETE.	115
4.5.5	SISTEMA DE EXCITACIÓN.	115
4.6	DESCRIPCIÓN DEL MODELO Y SIMULACIÓN DIGITAL.	119
4.6.1	PLANTEAMIENTO DEL MODELO.	121
4.6.1.1	<i>Restricciones.</i>	122
4.7	CONCLUSIONES.....	122
OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO Y ESTADO TRANSITORIO DE LA CENTRAL MAREOMOTRIZ.		124
5.1	INTRODUCCIÓN.....	124
5.2	CASO DE ESTUDIO.	124
5.2.1	DESCRIPCIÓN.	124
5.2.2	ESTRUCTURA DE LOS DATOS A UTILIZAR.	127
5.2.3	RESTRICCIONES.	128
5.2.4	OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO.	128
5.2.5	OPERACIÓN EN ESTADO TRANSITORIO.	132
5.3	CONCLUSIONES.....	138
CONCLUSIONES GENERALES Y TRABAJOS FUTUROS.		139
6.1	CONCLUSIONES GENERALES.	139
6.2	RESULTADOS OBTENIDOS.	140
6.3	TRABAJOS FUTUROS.	141
APENDICE A		143
A.1 MODELOS AUTOREGRESIVOS.....		143
A.2 ANÁLISIS DE REGRESIÓN.....		143
A.2.1	REGRESIÓN LINEAL SIMPLE.....	143
	<i>Intervalos de confianza.....</i>	147
A.2.2	REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE.....	147
APENDICE B		150



APÉNDICE C	159
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.....	160

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

∇	Operador de diferencias hacia atrás.
B	Operador de retardo.
μ	Media aritmética poblacional.
\bar{x}	Media aritmética muestral.
ϕ_i	Coeficientes del proceso autoregresivo AR.
θ_i	Coeficientes del proceso Media Móvil MA.
ε	Termino constante.
σ^2	Varianza.
$\hat{\sigma}^2$	Varianza muestral.
σ	Desviación típica o desviación estándar poblacional.
$\hat{\sigma}$	Desviación típica o desviación estándar muestral.
m_t	Componente de tendencia.
s_t	Componente cíclica o estacional.
Y_t	Componente aleatoria.
P_m	Potencia promedio
ρ	Densidad del agua (Kg./cm ³)
A	Área de la sección transversal (m ²)
V	Velocidad de la corriente de agua (m/s)
P	Potencia eléctrica (Watts)
g	Aceleración de la gravedad 9.81 $\frac{m}{s^2}$
m	Masa de agua Kg .

H	Carga neta o Salto neto m
Q	Caudal o Gasto m^3/s
η	Eficiencia de la planta
R	Rango de mareas.
g_c	Factor de conversión de unidades.
M_2	Constituyente lunar semidiurno, cuya frecuencia es de dos ciclos por día lunar o $28.98^\circ/h$.
S_2	Constituyente lunar semidiurno, de frecuencia de dos ciclos por día, o $30^\circ/h$
P_1	Constituyente diurno solar, con frecuencia de $14.96^\circ/h$
K_1	Constituyente Diurno Solar, con frecuencia de $15.04^\circ/h$
O_1	Constituyente lunar con frecuencia de $13.94^\circ/h$
N_2	Constituyente lunar semidiurno pequeño con frecuencia de $28.44^\circ/h$
L_2	Constituyente lunar semidiurno largo con frecuencia de $29.53^\circ/h$
T_2	Constituyente solar semidiurno grande, frecuencia de $29.96^\circ/h$
R_2	Constituyente solar semidiurno pequeño, frecuencia de $30.04^\circ/h$
M_f	Constituyente lunar de periodo largo $1.10^\circ/h$
S_{sa}	Constituyente semi anual de periodo largo $0.08^\circ/h$
K_2	Constituyente lunar-solar semidiurno $30.08^\circ/h$
MWe	Unidad SI potencia eléctrica
KWe	Unidad SI potencia eléctrica
$^\circ C$	Grados centígrados
atm	Unidad de medida de presión atmósfera
SENER	Secretaria de Energía
SSD	Sistema de Simulación Digital (para esta tesis el simulador de MATLAB Simulink)



	®)
IEA	International Energy Agency
C.T.E.O	Conversión de la Energía Térmica del Océano
MA(q)	Proceso de Media Móvil de orden q
AR(p)	Proceso auto-regresivo de orden p
ARIMA(p,d,q)	Proceso Auto-regresivo de Media Móvil de orden p,d,q
ARIMA(p,d,q)	Proceso Auto-regresivo integrado de Media Móvil de orden p,d,q
ARIMA(P,S,Q)	Proceso Auto-regresivo integrado de Media Móvil de orden P,S,Q estacional
RMS	Error Medio Cuadrático (Root Mean Square)
FAC	Función de auto-correlación
FACP	Función de auto-correlación Parcial
fsa	Análisis de espectro de frecuencia (por sus siglas en ingles)
h	Horas
EPN	Energía Potencial Neta
n_s	Velocidad específica en SI
n_{QE}	Velocidad específica
y_R	Posición del pistón del servomotor de los álabes el rodete (p.u)
y_W	Posición del pistón del servomotor de los álabes en el distribuidor (p.u)
q_0	Descarga de la turbina, valor inicial (p.u)
q	Descarga de turbina (p.u)
h_0	Carga de la turbina, valor inicial (p.u)
h	Carga de la turbina(p.u)
T_w	Constante de inicio de la columna de agua, (s)
s	Operador Laplace

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.1.- Capacidad instalada mundial de electricidad, Fuente: [IEA, 2006].....	7
Figura 1.2.- Perspectiva de la participación de tecnologías en la capacidad instalada en el servicio publico al 2018	12
Figura 2.3.- Parte cilíndrica de orientación de la ola (Izquierda) y Esquema de funcionamiento (Derecha).	15
Figura 2.4.- Aspecto físico del dispositivo flotante WAVEPLANE.	15
Figura 2.6.- Perspectivas visuales del dispositivo PELAMIS.	16
Figura 2.7.- Perspectivas del convertidor de energía WAVE DRAGON, con fotografías tomadas por la compañía EARTH VISION.	17
Figura 2.8.- Esquema básico de funcionamiento del convertidor de energía WAVEDRAGON.....	17
Figura 2.9.-Imágenes del concepto de la turbina marina, de la compañía MCT.....	24
Figura 2.10.- Proyecto ENEMAR con la patente de un tipo de turbina de eje vertical KOBOLD.	25
Figura 2.11.- Puesta en operación e impresión artística del dispositivo STINGRAY.....	25
Figura 2.12.- Impresión artística y vista del dispositivo TidEl.[Fuente: http://www.smdhydrovision.com/products/]	26
Figura 2.13.- Posición astronómica, para la creación de las mareas vivas y las mareas muertas.....	27
Figura 2.14.- Mapa de Baja California, ubicando la localización posible de una central mareomotriz proyecto México Tercer Milenio.	30
Figura 2.15.- Esquema clásico para una central mareomotriz.	33
Figura 2.16.- Toma satelital obtenida con el software gratuito de GOOGLE EARTH, de la ubicación de la central de la RANCE, en Francia.....	33
Figura 2.17.- Localización de la central de ANAPOLIS ROYAL, en Nueva Escocia, Canadá.	34
Figura 2.18.- Vista área de la obra de molino hidráulico accionado por la marea, localizado en la costa este del Reino Unido	35
Figura 2.19.- Partes principales que constituyen al grupo bulbo	36
Figura 2.20.- Disposición general de los grupos bulbo.	36
Figura 2.21.- Turbina tipo bulbo instalada en el dique	37

Figura 2.22.- Turbina con generador en la periferia.	38
Figura 2.23.- Configuración general para un turbina tipo tubular.....	38
Figura 2.24.- Esquema de simple efecto para una central mareomotriz.	40
Figura 2.25.- Configuración del ciclo de generación simple.	43
Figura 2.26.- Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse.....	43
Figura 2.27.-Esquema del ciclo de doble efecto.	44
Figura 2.28.- Esquema de operación en el ciclo de doble efecto.....	44
Figura 2.29.- Simple efecto con bombeo, durante en vaciado del embalse.....	45
Figura 2.30.- Ciclo de doble efecto con bombeo.	45
Figura 2.31.- Vista panorámica Central de La Rance.....	46
Figura 2.32.- Vista de la central Mareomotriz en Canadá.....	47
Figura 3.1.- Característica de las series de tiempo.....	54
Figura 3.2 .-Representación de la neurona básica-	73
Figura 3.3.-Tipos de funciones de transferencia utilizadas comúnmente en las redes neuronaes artificiales.....	74
Figura 3.4.- Gráfica de la serie de tiempo de mareas en el golfo de Sta. Clara, Son. Con nivel de referencia BMI	77
Figura 3.5.- Ejemplo de envolvente de nivel para determinar el rango de marea en un periodo de tiempo.	78
Figura 3.6.-Serie de tiempo del rango de marea para el Golfo de Santa Clara, Son.	79
Figura 3.7.- Ocurrencia de mareas en años diferentes 2001 y 2002.	80
Figura 3.8.- Promedios móviles simples para la serie de tiempo de marea, aplicando diferentes valores del factor N.....	81
Figura 3.9.-Regresión del promedio móvil y pronóstico de la serie, para N=20.....	82
Figura 3.10.- Suavización exponencial de la serie de tiempo de marea, con el valor de error en la predicción.	83
Figura 3.11.- Ajuste de la serie por la suavización exponencial y pronóstico de 69 datos en adelante.	83
Figura 3.12.- Análisis del espectro de frecuencias para la señal de mareas.	84
Figura 3.13.- Estimación de la serie de marea para 744 observaciones (un mes).	85

Figura 3.14.- Serie de tiempo del Golfo de Sta. Clara, 01-Enero-2001 al 31-Enero-2001	86
Figura 3.15.- Comparación de la serie original y la serie obtenida con el análisis armónico de mareas. La grafica superior, indica el uso de 5 constituyentes principales.	87
Figura 3.16.- Datos comparativos de medida, ajuste y predicción de la serie de tiempo de marea, Sta. Clara, Son.....	88
Figura 3.17.- Función de autocorrelación para el año 2001 de la serie de tiempo de marea del Golfo de Santa Clara, Son.	89
Figura 3.18.- Función parcial de autocorrelación.	89
Figura 3.19.- Señal de marea ajustada con el modelo AR (2) y el pronóstico de 100 puntos hacia delante.....	90
Figura 3.20.- Datos de ajuste y pronóstico de 100 puntos de la serie así como los límites de error de predicción.....	90
Figura 3.21.- Curva de ajuste y error de predicción para la serie de tiempo de marea normalizada a valores entre 0 y 1; red neuronal con 5 retardos, 5 capas ocultas máximas.	91
Figura 3.22.- Curva de ajuste y error de predicción para la serie de tiempo de marea normalizada a valores entre 0 y 1; red neuronal con 2 retardos, 2 máximo de capas ocultas.	92
Figura 4.1.- Relación de la energía E y la capacidad instalada de turbina ND^2 para proyectos mareomotrices estudiados.....	98
Figura 4.2.- características generales para cada tipo de turbina de baja carga.....	105
Figura 4.3.- Configuraciones actuales del grupo turbina generador para esquemas hidroeléctricos con recurso variable.	106
Figura 4.4.- Esquema conceptual del equipo y obra civil para central mareomotriz con turbinas tipo bulbo.	107
Figura 4.5.- Clasificación de las turbinas de baja carga y control de velocidad.	108
Figura 4.6.- Esquema conceptual del control de la turbina con doble regulación.....	108
Figura 4.7.- Diagrama simplificado de funcionamiento del lazo primario de control.	112
Figura 4.8.- Diagrama de bloques para el lazo de control primario.	113
Figura 4.9.- Lazo cerrado del control automático de velocidad-potencia.	114
Figura 4.10.- Diagrama de bloques para el control de posicionamiento de los álabes de rodete de turbina.	115
Figura 4.11.- Esquema del sistema de excitación sin escobillas [Elgerd, 1982].	116

Figura 4.12.- Diagrama de bloques del modelo lineal de amplificación y el sistema de excitación del AVR.	118
Figura 4.13.- Diagrama de bloques en lazo cerrado de control de voltaje AVR	119
Figura 4.14.- Modelo No Lineal de una Turbina Hidráulica [IEEE 1992].	119
Figura 4.15.- Bloque del gobernador y de la turbina hidráulica implementado en SSD.....	120
Figura 4.16.- Modelo dinámico no lineal del sistema turbina hidráulica [IEEE 1992].	120
Figura 4.17.- Diagrama de bloques para el servomotor para el control de la apertura de compuerta.	120
Figura 4.18.- Bloque representativo de implementación en SSD del modelo de la máquina sincronía en variables abc.....	121
Figura 4.19.- Modelo No Lineal de una Turbina Hidráulica tipo Kaplan con alabes móviles en el rodete y distribuidor [Kosterev, 2004]	122
Figura 5.1.- Incorporación de los controles de álabes móviles en el rodete en el SSD.	125
Figura 5.2.- Esquema propuesto para el sistema con turbina Kaplan con álabes móviles en el rodete.....	126
Figura 5.3.- Característica de comportamiento de la cámara de compuerta, de ángulo de pala y potencia en valores por unidad.	129
Figura 5.4.- Comportamiento de las corrientes eléctricas en las terminales del generador.....	129
Figura 5.5.- Potencia mecánica, ángulo de alabe, compuerta de admisión y velocidad angular en estado estacionario.	130
Figura 5.6.- Voltaje de fase a en el bus de 13,8 kV con tiempo de estabilización de 2.5 s.	131
Figura 5.7.- Característica de voltaje de campo en el sistema de excitación	131
Figura 5.8.- Diagrama Eléctrico propuesto para la interconexión de la central mareomotriz y simulación de una falla trifásica y monofásica en el bus de 13,8 kV.	132
Figura 5.9.- Comportamiento dinámico de las corriente ABC bus 230 kV falla monofásica.....	132
Figura 5.10.- Comportamiento transitorio en falla monofásica de la apertura de la compuerta de admisión.	133
Figura 5.11.- Comportamiento del voltaje L-N en la fase A en el bus de 230 kV falla monofásica.....	133
Figura 5.12.- Comportamiento dinámico de la velocidad de la turbina Wm. Falla monofásica bus 230 kV.....	134
Figura 5.13.- Característica de la apertura de compuerta y ángulo de paso de los álabes móviles.	134



Figura 5.14.- Comportamiento dinámico de los voltajes en el bus 230 kV en presencia de una falla monofásica.	135
Figura 5.15.- Comportamiento dinámico de las corrientes de estator durante la presencia de una falla trifásica en el bus 230 kV.	136
Figura 5.16.- Comportamiento dinámico de la velocidad angular de la turbina Kaplan	136
Figura 5.17.- Comportamiento dinámico del paso variable de los álabes del rodete (arriba) y potencia mecánica Pm a la salida del HTG (abajo), falla trifásica.	137



LISTA DE TABLAS.

Tabla 1.1.- Capacidad Instalada en servicio público por tipo de generación a Marzo de 2009. Fuente:CFE	8
Tabla 2.2.- Sitios Mundiales potenciales para el desarrollo de la energía mareomotriz [Diez, 1990].....	29
Tabla 2.3.- Características técnicas de algunas plantas mareomotrices existentes, alrededor del mundo.	47
Tabla 3.1.- Patrones teóricos de FAC y FACP para modelos ARMA	63
Tabla 3.2.- Análisis de frecuencias de la serie de tiempo del rango de mareas diario en el Golfo de Santa Clara, Son.	79
Tabla 3.3.-Principales frecuencias para la señal de marea en un periodo de un mes.	84
Tabla 3.4.- Análisis armónico: amplitudes y ángulos de desfase de los principales constituyentes.	87
Tabla 3.5.- Estimación de los coeficientes de los modelos autoregresivos de orden 2 y 3 propuestos.	90
Tabla 3.6.- Resumen de resultados para análisis de series de tiempo.	93
Tabla 4.1.-Intervalo operativo del salto para las diferentes clases de turbinas hidráulicas.	97
Tabla 4.2.- Intervalo de velocidades específicas para cada tipo de turbinas.	99
Tabla 4.3.- Velocidad específica para cada tipo de turbina hidráulica.	99
Tabla 4.4.- Velocidad específica para turbinas Kaplan y Bulbo.	101
Tabla 4.5.- Diámetro del rodete máximo para los datos de estudio.....	101
Tabla 4.5.- Número estimado de turbinas para los tipos de turbinas analizados.	103
Tabla 4.6.- tabla de velocidad mecánica dependiendo del número de polos.	104
Tabla 5.1.- Parámetros del control de turbina	127



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN.

1.1 Antecedentes.

Durante varios años se han desarrollado sistemas de generación de energía eléctrica basados en la explotación de combustibles fósiles, caídas de agua, vapor del subsuelo, etc. Sin embargo en los últimos años, se ha tomado conciencia en la escasez y exigencia de los recursos energéticos, así como en una preocupación global ambiental, por lo que se ha prestando nuevamente atención hacia las fuentes renovables no convencionales de energía, como proyectos factibles para la generación de energía eléctrica segura, confiable, a menor costo y de bajo impacto ambiental. En la actualidad la energía solar y el viento son las fuerzas naturales que se aprovechan y desarrollan con mayor rapidez (aunque la energía potencial hidroeléctrica es más antigua, siempre se le ha considerado una fuente convencional renovable). Además, en los últimos años se han desarrollado sistemas que aprovechan otros recursos naturales y con tecnologías no convencionales, para la producción de la energía eléctrica. Una de estas tecnologías se usa para transformar el potencial energético de los océanos [Huacuz, 2001], [Kubota 2003], [Pontes y Falcao, 2005].

Esto no es nada nuevo, ya que las civilizaciones antiguas, aprovechaban las mareas para desarrollar un trabajo en los molinos de agua. Este principio sirvió como motivación para aprovechar las antiguas construcciones de los molinos, para adaptarlos para la generación eléctrica local, mediante la instalación de generadores de pequeña capacidad que están conectados a la flecha del molino. Con ello se solventaba un problema de demanda eléctrica local. Sin embargo, desde el punto de vista de generación de energía eléctrica a gran escala, no se tenían los recursos tecnológicos para poder realizar este tipo de proyectos. Posteriormente, países como Francia, Rusia y Canadá fueron los precursores en la implementación de proyectos mareomotrices a gran escala [Rice y Baker, 1987], [EL-Wakil, 1984], [A.C.Baker, 1991]. Los principales desarrollos mareomotrices a gran escala se iniciaron en los años 60 cuando se construyó la primera planta de generación mareomotriz, en la



costa francesa, llamada LA RANGE [Considine,1977]. Otros proyectos desarrollados para demostrar la factibilidad de la extracción de la energía de los océanos se ven plasmados en la central de Anápolis, Nueva Escocia [Rice y Baker, 1987].

Por otro lado, una tendencia actual es la de la generación cerca del lugar de consumo para el abastecimiento de la demanda local, donde generalmente se combinan diferentes fuentes de energía. Para centrales de pequeña escala¹, se buscan nuevas tecnologías para la explotación de caídas de agua pequeñas para la generación local, de las condiciones de corrientes marinas así como otros fenómenos oceánicos.

Con el desarrollo y mejora de máquinas primarias (turbinas), con los métodos de construcción actualizados y los materiales apropiados resistentes a ambientes severos, se tiene la oportunidad de aprovechar varios recursos de fuentes renovables a pequeña y gran escala.

La energía de los océanos, se puede aprovechar principalmente en 4 formas de manifestación energética: **olas, mareas, cambios de temperatura y corrientes marinas**. El recurso puede ser limitado e intermitente, pero la energía ganada es importante para el aporte del suministro de energía para la demanda futura.

En el caso del **estudio de localización** de las zonas con características de recurso renovable potencialmente aprovechable, el uso del análisis mediante las series de tiempo es una herramienta útil para el estudio de factibilidad; en el caso de series de tiempo de las mareas, se pueden determinar las condiciones apropiadas para aprovechar el recurso renovable de las mismas. A través de datos históricos globales y mediciones locales del recurso se puede estimar el potencial energético del mismo.

1.2 Planteamiento del problema.

Como marco de referencia se requieren investigar las tecnologías disponibles para aprovechar las fuentes naturales oceánicas y proponer el uso de los proyectos mareomotrices. Para la evaluación y caracterización del recurso mareomotriz se aplican técnicas de análisis de series de tiempo.

¹ Cuando se define una central hidroeléctrica, una categorización de la central es por la capacidad de generación kW; por otro lado, también se clasifican por la diferencia de nivel del agua. Cuando se dice que una central es de pequeña escala, se refiere a la clasificación de acuerdo a la capacidad de generación.



La descripción de los criterios de diseño para los componentes de las centrales mareomotrices, atendiendo a la selección de los mismos en base al recurso disponible. Establecer los criterios económicos, ambientales y sociales que impactan a este recurso renovable.

La representación y descripción del comportamiento eléctrico de esta tecnología y explorar el comportamiento de variable del recurso.

La definición del problema en esta tesis, es describir el fenómeno de las mareas, caracterizar y estimar el potencial energético mareomotriz, definir las características técnicas principales de las centrales mareomotrices y representar el comportamiento electromecánico mediante la simulación en un caso de estudio.

1.3 Objetivo de la tesis.

El objetivo general de la tesis es definir los lineamientos básicos para el estudio de factibilidad de la generación distribuida basada en la energía mareomotriz. Los objetivos particulares a lograr son los siguientes:

- Caracterizar el recurso mareomotriz.
- Estimar el potencial energético para sitios nacionales que tengan características adecuadas para la instalación de una central mareomotriz.
- Aplicar y comparar diferentes técnicas de análisis y modelado de series de tiempo aplicables a la serie de tiempo de mareas.
- Establecer las características técnicas principales de las centrales mareomotrices.
- Analizar el comportamiento dinámico y de estado estable de una configuración propuesta para la parte eléctrica de la central mareomotriz incluyendo los controles adecuados.

1.4 Justificación.

Como una forma de solución al problema del crecimiento de la demanda eléctrica mediante mecanismos de desarrollo sustentable se buscan alternativas de generación de energía con recursos renovables no convencionales tales como la energía del viento, del sol, los cauces de los ríos, los océanos, etc.



Esta diversificación de fuentes primarias de energía para la generación de energía eléctrica también ha contribuido a la práctica de la generación distribuida. A nivel mundial, la preocupación por la conservación de los recursos energéticos no renovables y la reducción del impacto ambiental, han promovido y desarrollado proyectos de energía renovable no convencionales. En este marco [ONU 1998] los países desarrollados han contribuido al desarrollo de estas tecnologías. Para el caso de las fuentes renovables de los océanos, proyectos a gran escala han demostrado ser viables con experiencias de operación aceptables [Rice y Baker, 1987] [A.C.Baker, 1991].

En México, con el propósito de contribuir a la diversificación de las fuentes de suministro de Energía Eléctrica y abastecer de energía a la demanda creciente, se han iniciado estrategias para impulsar el desarrollo de las fuentes alternativas para la generación de energía eléctrica [SENER 2002]. Así mismo, esto permite la participación de recursos no contaminantes que ayuden a la mitigación del cambio climático y al medio ambiente en general.

Por lo tanto, se requiere de la continua investigación del aprovechamiento de los recursos de fuentes alternativas de energía, incluyendo las fuentes de los océanos, que interactúen adecuadamente con el medio natural, el impacto visual, atendiendo a las exigencias técnicas, de calidad de la energía, de la confiabilidad y al suministro rentable a bajo costo.

1.5 Descripción general de los capítulos.

En el **Capítulo 1**, se da un breve antecedente de la energía mareomotriz, y se presenta el planteamiento del problema, los objetivos a lograr y la justificación del trabajo desarrollado.

En el **Capítulo 2** se describe el concepto físico que gobierna el comportamiento de los sistemas mareométricos. Se da una descripción general de los tipos de fuentes alternativas de energía basadas en la energía de los océanos. Varias de las tecnologías están en la etapa de desarrollo y otras han logrado desarrollarse en beneficio de la diversificación de fuentes de energía. Se revisan los 4 tipos principales de tecnologías mareométricas que se han estudiado: la energía de las olas, la energía de las mareas (corrientes y embalsamiento), el gradiente de temperatura y las corrientes marinas. Finalmente se da un panorama mundial y nacional de la energía renovable no convencional, describiendo las perspectivas de la energía de las mareas.



En el **Capítulo 3** se describen las técnicas de análisis de series de tiempo como herramientas técnicas para el estudio de factibilidad del recurso mareomotriz.

Con los resultados obtenidos, se determinan las características de la central, tales como potencial energético, equipos electromecánicos, modo de operación, modo de interconexión a la red, entre otras.

En el **Capítulo 4** se tratan las características técnicas de las centrales mareomotrices. Con los resultados obtenidos, se establece un criterio genérico para el diseño de centrales de este tipo. Analizando las características del recurso y entendiendo el fenómeno de las mareas, se propone el grupo turbina-generator a utilizar, sin entrar a detalle al proceso de diseño, únicamente a las peculiaridades más sobresalientes (ubicación de generador, tipo de paletas, rodetes, número de polos, equipo electromecánico, etc.)

Se realiza un análisis energético, para definir la energía teórica potencial que se puede extraer de un sitio en particular, así como la descripción de la interacción de los equipos electromecánicos con el sistema eléctrico y la carga conectada.

En el **Capítulo 5** se describe un caso de estudio para centrales mareomotrices. Se presenta la simulación digital una vez definidas las características principales de las centrales mareomotrices, tomando en cuenta los aspectos técnicos establecidos. Se estudia el comportamiento de la central mareomotriz eléctrica considerando su interacción con la carga y la red eléctrica tanto en estado estable como la dinámica interna.

En el **Capítulo 6**, se mencionan las conclusiones a las que se llegaron con la investigación reportada en esta tesis. Así mismo, se dan las recomendaciones y sugerencias pertinentes para trabajos de investigación futuros en el mismo campo del conocimiento.



CAPÍTULO 2

FUENTES MAREOMOTRICES DE GENERACIÓN.

2.1 Introducción.

Actualmente, el desarrollo de las fuentes renovables no convencionales de energía, ha dedicado los últimos años a establecer nuevas y mejores formas para proporcionar recursos energéticos para la humanidad. La creciente preocupación por la conservación de los recursos no renovables, así como preocupaciones ambientales y sociales, ha traído consigo un incremento en la búsqueda de producción de energía², que interactúe adecuadamente con el medio natural, el impacto visual, atendiendo a las exigencias técnicas, a la confiabilidad y al suministro rentable a bajo costo.

La ciencia de la energía renovable es un área que nuestros antepasados habían establecido para proveer de recursos energéticos para su uso y e impulsando el desarrollo de la sociedad (molinos hidráulicos, molinos de viento, almacenamiento de agua, etc.). En la actualidad, los sistemas de conversión de energía eléctrica, se basan principalmente en el uso de materias primas provenientes de los combustibles fósiles (combustóleo, carbón, gas natural) [IEA,2006]; para el caso de energías renovables se provee una parte de la energía eléctrica mediante el aprovechamiento de caídas de agua, o causas de ríos, así como otros medios tales como la energía nuclear; para las energías renovables no convencionales, tales como la energía solar, eólica, oceánica, etc., se observa un crecimiento en su aprovechamiento para la generación de energía eléctrica [IEA,2006]. Por lo que la tendencia actual es la de la diversificación en el uso de fuentes no convencionales y renovables a nivel mundial.

En este capítulo, se da un panorama general actual de las fuentes alternativas de energía, con respecto a las energías convencionales. Se explica específicamente, las fuentes renovables basadas en la energía oceánica aprovechable, finalizando con mayor detalle, con los sistemas mareomotrices.

² Actualmente, se busca retomar la aceptación de la energía nuclear, como un medio de generación de energía eléctrica, a pesar de las implicaciones de riesgo y daño ecológico que representan. En México se tienen 4 dispositivos nucleares en operación, 3 de ellos en instituciones de investigación y la central Laguna Verde CFE, con capacidad de 1,365MW efectivos (FUENTE: SENER).

2.2 Fuentes renovables de energía: una perspectiva.

Actualmente, las fuentes renovables de energía han incrementado su contribución en el aporte de energía global, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles, y mitigando el impacto ambiental [IEA, 2006]. Mundialmente, la capacidad instalada para fuentes no convencionales³ de generación de energía eléctrica al 2006 fue de aproximadamente 106 GW que representa el 2.66% de la capacidad total instalada [IEA, 2006] tal como se muestra en la Figura 1.1 ; la energía neta generada al 2006 fue de aproximadamente 400 TWh.

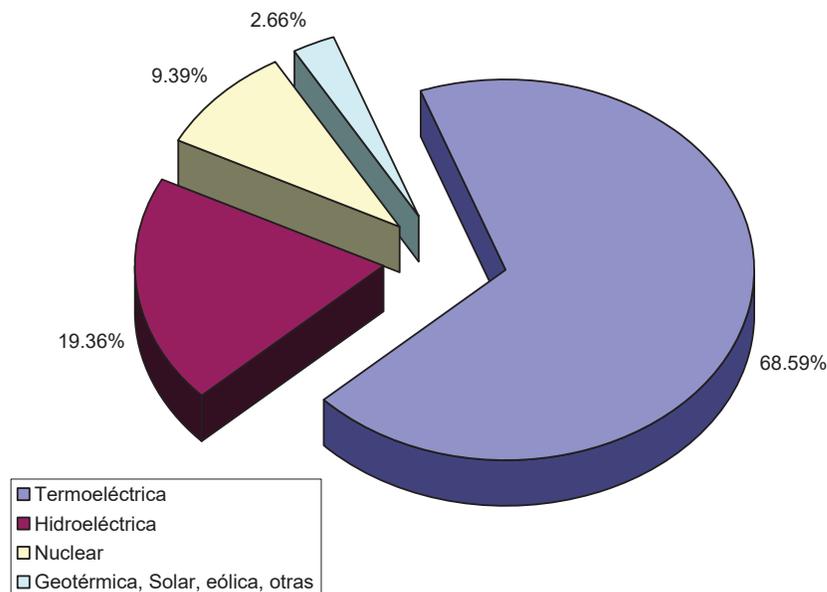


Figura 1.1.- Capacidad instalada mundial de electricidad, Fuente: [IEA, 2006]

Para principios de los años 80, en México, la producción de energía eléctrica basada en energías renovables⁴ inicia sus mayores aportes, teniendo un crecimiento considerable para el año 2006 [IEA, 2006]. A marzo de 2009, se tiene una capacidad instalada en servicio público de generación de energía renovable no convencional considerando únicamente la energía geotérmica y la energía

³ No incluye la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas.

⁴ Se consideran como fuentes renovables no convencionales, la energía geotérmica, la energía eólica, energía solar, energía de los océanos, etc.

eólica de aproximadamente 1049 MW [CFE, 2009] que representa el 2.10% de la capacidad instalada total, tal como lo muestra la Tabla 1.1.

Tabla 1.1.- Capacidad Instalada en servicio público por tipo de generación a Marzo de 2009. Fuente:CFE

Tipo	MW	porcentaje
Termoeléctrica	22,404.69	45%
Hidroeléctrica	11,094.90	22%
Carboeléctrica	2,600.00	5%
Geotermoeléctrica	964.5	2%
Eoloeléctrica	85.25	0.17%
Nucleoeléctrica	1,364.88	3%
Termoeléctrica PIE	11,456.90	23%
Total	49,971.12	100%

Los actores importantes en el desarrollo de éstas tecnologías son la energía geotérmica, eólica y solar. Para las centrales eólicas, se contempla en el plan de expansión de la CFE, la inclusión de 5 proyectos eoloeléctricos de 101.4 MW cada uno, en la modalidad de productores independientes de energía [POISE, 2008]. Los proyectos geotermoeléctricos incluyen la expansión de aproximadamente 300 MW, en la modalidad de sector público de generación [POISE, 2008]. La participación de la energía solar en sus modalidades de sistemas fotovoltaicos y termosolares se limita actualmente a la participación en la generación doméstica y calentamiento de agua. Para desarrollos de energía termosolar se contempla la inclusión de un campo solar de 12 MW sumado a la instalación de una central de ciclo combinado en el proyecto de Agua Prieta II, en el cual el campo solar aportará vapor generado con la energía térmica solar [POISE, 2008]. Actualmente se realiza el proceso de licitación para un central termoeléctrica incluido un campo solar a gran escala, denominado Puerto Libertad. Cabe mencionar que en el sector fotovoltaico se ha instalado el primer fraccionamiento piloto con tecnología de interconexión a red de 220 viviendas con capacidad de 1 kW para cada vivienda, en módulos solares⁵.

En muchos países, los proyectos de energía basada en energías renovables han sido posibles a lo largo de varios años debido a los apoyos internacionales así como a los cambios legislativos y gubernamentales en cada país, respecto a su política energética. El desarrollo de estas tecnologías, y subsidios provenientes de organizaciones internacionales, han sido factor clave para la promoción de dichos proyectos con recursos energéticos no convencionales renovables. Así mismo, convenios

⁵ genc.iiie.org.mx/genc/fotovoltaico/.../Vecindario%20Fotovoltaico.pdf

internacionales⁶ [ONU, 1998], cuya premisa es la conservación de los recursos naturales, la salud y conservación del medio ambiente, han dado la pauta para el crecimiento energético basado en fuentes renovables de energía.

En México, se tienen reformas energéticas que pretenden contribuir a la aplicación de la generación distribuida, así como del uso de energías renovables a gran escala para el suministro de energía eléctrica [SENER, 2002]. La Comisión Federal de Electricidad CFE, en conjunto con otras organizaciones gubernamentales han desarrollado proyectos de energía renovable, mediante la explotación de la energía geotérmica, la energía hidroeléctrica en centrales pequeñas y la energía eólica, principalmente [CFE, 2008]. Otros desarrollos contemplan los sistemas fotovoltaicos domésticos, sistemas fototérmicos a gran escala, calentamiento de agua doméstica e industrial, sistemas híbridos aislados (electrificación rural), la explotación de la biomasa, la quema de basura, entre otras. Actualmente se siguen promoviendo y desarrollando proyectos de energía renovable domésticos y a gran escala [CONAE, 2002] [CFE, 2008] [IIE, 2008].

Por otro lado, los inversionistas declaran que falta mucho aún por desarrollar en el ámbito de las energías renovables. En una entrevista para la revista **Energíahoy**⁷ la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) a través de su presidente afirma: *“Las energías renovables en cualquier parte del mundo necesitan apoyo... Hay empresas que empezaron a desarrollar proyectos eólicos desde hace ocho o nueve años y esto no se ha concretado por la falta de contratos que regulen la interconexión de los parques eólicos a la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que opera CFE”*.

Empresas como la francesa EDF (Électricité de France) ó la española Unión FENOSA coinciden en que “el dinero no es problema”, ya que cuentan con una cartera de varios miles de millones de euros para invertir en México en proyectos de energía renovable. En México existen dos esquemas para desarrollar proyectos de energía renovable: Productor Independiente de Energía (PIE), que depende la compra de energía por parte de la CFE y el autoabastecimiento que esta a cargo de la industria privada. Para el primer caso, la CFE necesita subsidios para comprar esta energía; en el caso del

⁶ El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un instrumento internacional, firmado por la mayoría de los países industrializados, que tiene por objeto reducir las emisiones de seis gases provocadores de calentamiento global (dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆)), en un porcentaje aproximado de un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990.

⁷ <http://energiahoy.com/> año 3, N° 35 Febrero 2007



autoabastecimiento éstos no reciben apoyo del Banco Mundial ni tampoco subsidios; de acuerdo a la AMDEE solo se tienen incentivos fiscales para la deducción en el primer año.

“Lo que pedimos es que nos dejen hacer los proyectos, no que las instituciones nos pongan barreras”, comenta la AMDEE.

La Secretaría de Energía (SENER) reconoce a través de la publicación “*Energías Renovables para el desarrollo Sustentable en México 2006*” reconoce que existen múltiples barreras que limitan el desarrollo de los proyectos renovables. La visión de corto plazo con que se diseña la política energética y la valoración de los beneficios que implican las energías renovables son algunas de estas barreras.

Sin embargo, se han logrado iniciativas de ley, tal como *el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía (LAFRE)* que en caso de ser aprobadas en el congreso, aportarían un abanico de instrumentos que fomenten el desarrollo de las energías renovables. De manera paralela, la SENER y el Banco Mundial están desarrollando un esquema para implementar un “fondo verde” para dar incentivos a los PIE’s. De igual manera, con el apoyo del Banco Mundial, en México se desarrolla el proyecto de *Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)*. para apoyar la infraestructura requerida para el desarrollo de los proyectos de energía renovable, la CFE esta licitando los proyectos de expansión de líneas de transmisión y subestaciones [POISE, 2008]. Algunas otras ideas para el fortalecimiento, sustentabilidad, rentabilidad, confiabilidad y disponibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a [Huacuz, 2001], se tienen los siguientes elementos a desarrollar:

- Tecnología
- Recursos humanos.
- Esquemas de financiamiento.
- Normas y especificaciones Técnicas.

Para lograr abatir esta problemática, se definen las siguientes estrategias [Huacuz, 2001]:

- Asociación con la industria.
- Vinculación con la academia.
- Financiamiento compartido.
- Colaboración internacional.



En México se espera, para el 2018, un incremento en la participación de las tecnologías de generación en la capacidad instalada para centrales con fuentes renovables (ver Figura 1.2). Por lo tanto, bajo los marcos regulatorios existentes, e identificando la problemática para la viabilidad de fuentes renovables en México, se puede decir que se están dando los pasos hacia una reforma energética para el desarrollo sustentable, basada en parte en la confiabilidad y disponibilidad que los recursos renovables ofrecen, además de cumplir con los criterios de seguridad, impacto ambiental y conservación del medio ambiente.

Otra forma de contribuir a la solución del problema de demanda eléctrica futura, es la de implementar a mayor escala el concepto de ahorro y calidad de la energía, desde el punto de vista de la carga, así como una serie de incentivos propuestos para la elaboración de proyectos de generación eléctrica para la pequeña y mediana industria, consumidoras de gran recurso eléctrico; dejando la parte de generación de potencia eléctrica a los proyectos de generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables [SENER, 2002].

Podemos decir entonces que la perspectiva de las fuentes renovables en México se ve favorecida por los siguientes aspectos [SENER, 2002]:

- Amplia disponibilidad de recursos energéticos renovables en el territorio nacional.
- Existencia de campo de aplicación con posibilidades rentables, como es el caso de la generación distribuida y la pequeña generación, entre otras.
- Beneficios ambientales que ofrecen el uso de recursos renovables en sustitución de combustibles fósiles, y sus bajas emisiones de contaminantes.

Varias tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables están disponibles en el mercado; algunas están ya muy maduras y otras en proceso de desarrollo.

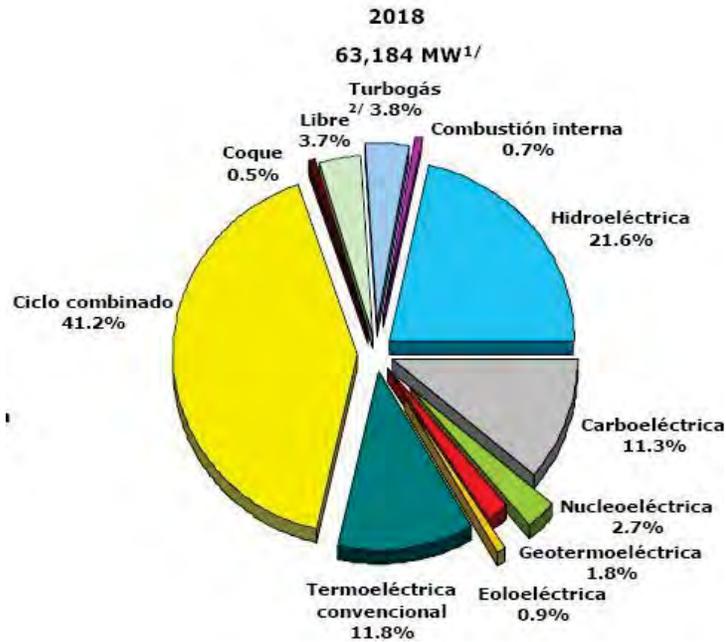


Figura 1.2.- Perspectiva de la participación de tecnologías en la capacidad instalada en el servicio público al 2018

2.3 Tipos de fuentes mareomotrices.

Los océanos contienen una gran cantidad de fuentes de energía que son aprovechadas de varias maneras. Los sistemas de conversión de energía marítima más desarrollados se refieren a la **Energía Mareomotriz**, **Energía Térmica (O.T.E.C. Ocean Thermal Energy Conversión por sus siglas en inglés)**, **Corrientes Marinas (Current Tidal Power)** y **Olas de Mar (Wave Energy)**. La tecnología para acaparar la energía de estas fuentes está en diferentes etapas de desarrollo. Para este capítulo se mencionan cada una de ellas, la tecnología propuesta, las ventajas y desventajas, así como los aspectos socio-ambientales que conllevan la instalación de estos sistemas de conversión de energía.

En el caso de las centrales mareomotrices, la similitud con una central hidroeléctrica permite tener un punto de partida importante, ya que se tiene una gran experiencia en centrales hidroeléctricas; para las tecnologías emergentes en el aprovechamiento de los recursos oceánicos, el desarrollo de las tecnologías es más prematuro. Puesto que el esquema general clásico de un sistema eléctrico es el de la generación, transmisión y distribución, se han adoptado dos vertientes particulares para los proyectos oceánicos: la generación a gran escala y la generación distribuida. La generación distribuida se puede describir de acuerdo a [Huacuz, 2001] como, “*emplazamiento estratégico de*



pequeñas unidades generadoras cerca del consumidor, donde el valor obtenido de la energía es mayor que el valor del servicio recibido de la red". La mayor parte de los proyectos existentes de centrales mareomotrices, tienen un esquema eléctrico de generación a gran escala con conexión a la red eléctrica, ya que los sistemas mareomotrices no pueden tener una capacidad firme de generación, debido a la naturaleza misma del sistema⁸; en algunos casos se conjuntan con otras fuentes de generación para distribuir la energía uniformemente.

2.3.1 Energía extraída de las olas de mar.

Una de las fuentes de aprovechamiento de los océanos, y cuya tecnología se está explorando de una manera primitiva, pero considerable, es la energía potencial y cinética de las olas. Aunque no es una idea nueva, ya que se tienen registros de patentes desde el siglo XVIII, se piensa que a partir de los años 70's se inicia una exploración más científica del proceso de las olas y su aprovechamiento. Actualmente, pocos son los proyectos que han alcanzado la fase de construcción (prototipo), aunque se sabe de un proyecto que ha alcanzado una etapa de comercialización⁹.

2.3.1.1 Conocimiento.

De la radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra, una fracción se invierte en un calentamiento desigual de la misma, lo que provoca en la atmósfera zonas de altas y bajas presiones, generando desplazamientos del aire (viento) de mayor o menor intensidad. El oleaje es una consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar. El oleaje es un acumulador de energía, desde que se genera la ola hasta cuando llega a su punto de ruptura, digamos en una playa. La intensidad del oleaje depende de la intensidad del viento, de su duración y de la longitud sobre la cual éste transmite energía a la ola [Fernández, 1990]. Esto estrictamente hablando es una suposición, ya que no se ha podido definir con precisión cuál es el verdadero ciclo para generar una ola. Como se menciona anteriormente, el viento es uno de los factores más comunes para determinar la longitud, amplitud e intensidad de una ola; aunque estos factores pueden

⁸ Aunque si pueden convivir con otras fuentes de energía eléctrica renovable, permitiendo a un sistema de control y supervisión definir la estrategia de demanda.

⁹ De acuerdo al boletín de Mayo del 2005, de la compañía Ocean Power Delivery Ltd, se llega a un acuerdo con un consorcio Portugués, para la fase de construcción, del primer parque comercial de energía de las olas. <http://www.oceanpd.com/LatestNews/>.



incrementarse por la acción de una perturbación no común, tal como un terremoto, una tormenta, etc.

Las olas debidas al viento, son las que contienen más energía, la cual puede ser aprovechada para la generación de energía eléctrica. El oleaje real del mar es una superposición compleja de numerosos trenes de olas no regulares con distintos valores de su período, altura, dirección, etc., siendo su estudio muy complejo. Finalmente lo que se busca es determinar la cantidad de energía almacenada que se podría aprovechar en la generación de energía eléctrica. Otras ramas de la ciencia, como la física y las matemáticas, tienen áreas de interés en modelos matemáticos para representar la formación, distribución, y liberación de la energía de un oleaje¹⁰.

Las dificultades técnicas de extraer la energía potencial del oleaje están relacionadas con la naturaleza de las mismas así como la de construir estructuras capaces de soportar ambientes extremos en el océano, sin aprovechar el recurso de una manera segura, confiable y eficiente.

2.3.1.2 Desarrollo de tecnología.

Se han desarrollado algunos prototipos en diferentes países. Algunos de estos continúan en la etapa de prueba, aunque ya tienen alrededor de 10 años de concepción. Una clasificación tradicional para los proyectos de generación mediante las olas, se basa en la localización de los mismos la cual puede ser:

- Sobre la costa (on shore).
- Cerca de la costa (near shore).
- Lejos de la costa (off shore).

Aunque se sabe de otra clasificación de acuerdo al funcionamiento del dispositivo¹¹. Estas clasificaciones son subjetivas, por lo que aun no se consideran estandarizadas, ya que cada compañía que desarrolla su proyecto, define sus lineamientos específicos para la clasificación.

Existen pues, proyectos que han llegado a la etapa de desarrollo de prototipos, se mencionan solo algunos de ellos, los que han sido desarrollados con mayor énfasis.

¹⁰ Generalmente una representación ideal de las olas, es mediante una expresión sinusoidal. Una explicación matemática de la energía que se puede extraer de las olas, se da en [EL-Wakil, 1984].

¹¹ Esta clasificación se encuentra en el portal de la “Compañía Danesa para el Desarrollo de la Energía de las Olas (Danish Wave Energy Development Ltd.)”. <http://www.waveplane.com/>

Un prototipo denominado WAVEPLANE, que se ha desarrollado desde 1994, por una compañía de Dinamarca. Este consiste en una especie de isla flotante, la cual apunta en dirección de la ola; la ola rompe en la bahía del dispositivo, y mediante las entradas de agua, dirige a la misma hacia un tubo de entrada de turbina. La orientación que se le da a la ola es tal que se produce un movimiento circular dentro del tubo de agua, por lo que este movimiento es capaz de mover una turbina, y por ende girar la flecha de un generador. Una explicación de las partes del prototipo y su funcionamiento se dan en [Cubota, 2003], así como en liga <http://www.waveplane.com/>. La Figura 2.3 y Figura 2.4 muestran el principio de funcionamiento y el aspecto físico del dispositivo, respectivamente.

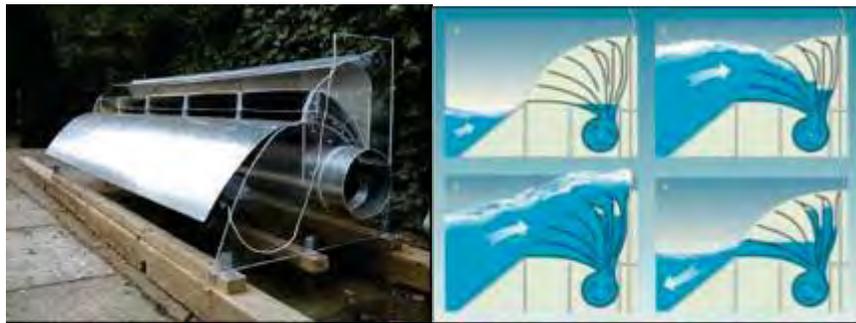


Figura 2.3.- Parte cilíndrica de orientación de la ola (Izquierda) y Esquema de funcionamiento (Derecha).



Figura 2.4.- Aspecto físico del dispositivo flotante WAVEPLANE.

- **El convertidor de energía de las olas PELAMIS**, mostrado en la Figura 2.5 y Figura 2.6, es una estructura flotante semisumergida, compuesta por secciones cilíndricas de acero, unidas por juntas flexibles. El dispositivo fue creado por la compañía Escocesa “Suministro de Energía Oceánica Sociedad Anónima S.A” (Ocean Power Delivery Ltd.)¹², que inició operaciones en 1998; Esta estructura está diseñada para operar lejos de la costa (off shore

¹² Visite el sitio <http://www.oceanpd.com/> para más información.

system), donde se ancla al lecho marino (ver Figura 2.6), la cual puede proveer hasta 30 MWe de potencia, mediante un arreglo tipo granja eléctrica mostrado en la Figura 2.5. Cada junta contiene una bomba hidráulica, la cual, con el movimiento de las olas, bombea aceite a gran presión hacia unos motores hidráulicos, los cuales mueven a su vez un generador eléctrico, para producir electricidad. La etapa de prototipo está ya bien establecida, por lo que se espera su desarrollo comercial.



Figura 2.5.- Ilustraciones del dispositivo PELAMIS.

(Izquierda).-Impresión artística de un parque marino, con el dispositivo PELAMIS.
(Derecha).-Acarreo en bote de un solo dispositivo PELAMIS, durante las pruebas iniciales de este prototipo a gran escala. (FUENTE: <http://www.oceanpd.com/LatestNews/>).

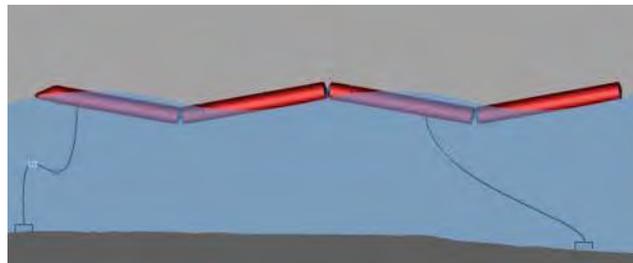


Figura 2.6.- Perspectivas visuales del dispositivo PELAMIS.

(Arriba).-Impresión artística, con vista lateral de la instalación del dispositivo PELAMIS.
(Abajo).-Acarreo mar adentro, para las pruebas finales, e interconexión a la red eléctrica del dispositivo PELAMIS.
(FUENTE: <http://www.oceanpd.com/LatestNews/>)



- El dispositivo de almacenamiento **WAVEDRAGON TM**, es del tipo de flotante, para operar lejos de la costa (offshore system). Basado en el principio básico de la generación hidráulica, este consiste de una plataforma flotante, la cual cuenta con brazos reflectores de olas, que orientan las mismas hacia un pequeño embalse localizado sobre la plataforma (ver Figura 2.7); posteriormente, esta agua acumulada es liberada nuevamente hacia el mar, mediante turbinas axiales de baja carga (ver Figura 2.8). Desarrollado por la compañía Danesa **WAVEDRAGON APS**, este dispositivo está en una etapa de prototipo a gran escala, al cual se le han practicado varias pruebas de desempeño. Cabe mencionar que este dispositivo, está diseñado para aprovechar la energía potencial del agua acumulada, por lo que es necesario estabilizar la estructura que se localiza mar adentro. Información más precisa y detallada del convertidor de energía se encuentra en <http://www.wavedragon.net>.



Figura 2.7.- Perspectivas del convertidor de energía WAVE DRAGON, con fotografías tomadas por la compañía EARTH VISION.
(FUENTE: <http://www.wavedragon.net/press/index.htm>).

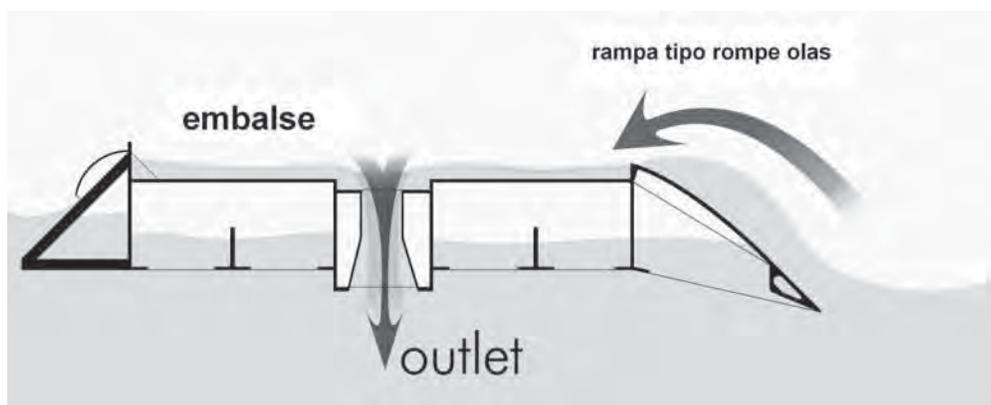


Figura 2.8.- Esquema básico de funcionamiento del convertidor de energía WAVEDRAGON.
(FUENTE: <http://www.wavedragon.net/press/index.htm>).



Se están desarrollando muchas otras ideas novedosas y funcionales; la meta común es definir un mecanismo que sea rentable y eficiente, el cual pueda tener competitividad en la generación de energía eléctrica.

2.3.1.3 Perspectivas.

Como se ha visto en los esquemas presentados anteriormente, la tecnología y las ideas innovadoras para el aprovechamiento de la energía de las olas está ganando terreno en el área de las fuentes renovables. Otras tecnologías se presentan en <http://www.wavegen.co.uk/>, <http://www.energetech.com.au/>, <http://www.aquaenergygroup.com/>, <http://www.engb.com/>, <http://www.orecon.com/>, <http://www.oceanpowertechnologies.com/>, <http://www.clearpower.ie/>, <http://www.wavemill.com/>, <http://www.seavolt.com/>, <http://www.waveswing.com/>. Las fuentes de energía de los océanos, son tecnologías son puntuales, es decir dependen de factores como la geografía de la zona, la localización del recurso, factores ambientales entre otros factores. Sin embargo, se tiene la característica oscilatoria del recurso, por lo que aun cuando es intermitente, su comportamiento a futuro podría representarse oportunamente. La exploración determinar los sitios potenciales para su desarrollo, sugiere una recopilación de información además de establecer estrategias de aprovechamiento de recurso. Como expectativa, la tecnología de los sistemas de generación en base a las olas de mar requiere de un proceso de innovación mediante la investigación y el desarrollo.

2.3.2 Conversión de la Energía Térmica del Océano (C.T.E.O).

2.3.2.1 Conocimiento.

Las máquinas térmicas son mecanismos cíclicos que reciben calor de una fuente caliente (de alta temperatura), producen un trabajo neto y eliminan calor a un sumidero térmico de baja temperatura; cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre la fuente de calor y el sumidero, mayor será la eficiencia teórica de conversión de energía.

Un dispositivo para la conversión de la energía térmica del océano consiste en una máquina térmica diseñada para operar entre una temperatura relativamente cálida, como es la de la superficie del océano, y otra más baja, como la temperatura del agua que se encuentra a grandes profundidades.

En la práctica, la diferencia de temperatura requerida para que la operación resulte económica es de alrededor de 20°C [Diez 1990]; a un nivel de 600 a 900 metros bajo la superficie del océano, la



temperatura es de aproximadamente 5°C [Diez 1990]. Para lograr la diferencia de temperatura deseada ya citada, se deben buscar regiones geográficas de la superficie del océano calentadas por el sol, en donde la temperatura promedio sea de 25°C a 30°C, como mínimo.

Un sistema C.E.T.O. es un ciclo de potencia de vapor, tipo Rankine, que opera en condiciones bastante especiales. Como las temperaturas en el evaporador y el condensador son bajas, se debe escoger un fluido de trabajo cuya presión de vapor sea bastante grande a esas temperaturas; por ejemplo, el propano (C₃H₈) tiene una presión de vapor de aproximadamente 5.5 atm a 5°C, y un valor aproximado de 9.5 atm a 25°C; el amoníaco tiene a las temperaturas citadas, presiones de vapor de 5.2 atm y 10.3 atm respectivamente; existen otros fluidos con características térmicas similares.

El agua tibia de la superficie del océano se succiona hacia un intercambiador de calor o evaporador, en donde se evapora el fluido de trabajo del ciclo Rankine; el vapor pasa por una turbina que acciona un generador eléctrico y penetra en el condensador.

El agua fría que se bombea de las profundidades del océano mediante una tubería telescópica, se emplea para enfriar el fluido de trabajo que, al condensarse y volver al estado líquido, se bombea al evaporador y se inicia así un nuevo ciclo.

2.3.2.2 Desarrollo de tecnología.

El primer científico en proponer la idea de la conversión de la energía, mediante la diferencia de temperaturas de los océanos, fue el francés Jacques Arsene d'Arsonval, en el año de 1881. Pasaron más de 50 años para que esta idea tuviera sus primeros pasos de construcción. En 1930, el científico Georges Claude, discípulo de d'Arsonval, construye un prototipo de una planta de generación C.E.T.O, en la bahía de matanzas en Cuba. Esta central funcionaba con un ciclo térmico abierto, el cual se le denominó “ciclo de Claude”. Posteriormente, se realizaron mejoras al sistema y se construyó un sistema similar de ciclo abierto, en las costas de Brasil. Sin embargo, no se lograron los objetivos necesarios, ya que las dos centrales fueron destruidas por el mal clima y el oleaje. Para el año de 1960, se propone un diseño de C.E.T.O, mediante un ciclo cerrado, el cual posteriormente se le conocería como “ciclo abierto de Anderson”. Para el año de 1974, se establece el laboratorio de



energía natural de Hawai (por sus siglas en inglés Natural Energy Laboratory of Hawaii NELHA)¹³, lo cual da una pauta para un desarrollo más extensivo de las centrales C.E.T.O.

2.3.2.3 Proyectos.

Uno de los primeros proyectos de centrales C.E.T.O, fue desarrollado por la NELHA; con un prototipo de central llamado mini OTEC (por sus siglas en inglés Ocean thermal Energy Conversion System), de 50 KWe de generación y con operación en ciclo cerrado. Aunque la eficiencia de este sistema era pequeña, se tuvo gran conocimiento y experiencia en el desarrollo de tecnologías C.E.T.O.

En el año de 1980, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (Department of Energy U.S), realiza una central prototipo, llamada OTEC-1, la cual tenía como objetivo probar nuevos diseños en los intercambiadores de calor, y otros dispositivos constitutivos de la central. Por lo que no estaba contemplado en ese tiempo, la instalación de la turbina y el generador. Por lo tanto, solo sirvió como experimento para simular una central con capacidad de 1 MW.

En 1981, Japón presenta su prototipo de central C.E.T.O, localizada en la república de NAURU, en las costas del océano pacífico. Con capacidad de 100 KWe y en operación de ciclo cerrado, esta central superó las expectativas de los ingenieros de diseño, al tener una generación de 31 KWe continuos, durante la etapa de pruebas. Posteriormente, en 1982, los japoneses lograrían expandir esta capacidad, hasta 40 KWe.

Para 1993, el centro de investigaciones NELHA, logra realizar pruebas efectivas, en una central de prueba localizada en Keahole point, Hawai, logrando producir hasta 50 KWe de generación neta.

2.3.2.4 Perspectivas.

Actualmente, Estados Unidos, mediante el centro de investigaciones NELHA, es uno de los desarrolladores de nueva tecnología C.E.T.O. Otros países como Japón, Francia, Alemania y los países bajos, son de los principales desarrolladores de la tecnología para aprovechar la diferencia de temperaturas en los océanos. Con datos de medición actualizados, se puede desarrollar mapa del recurso lo que permite estimar el potencial de aprovechamiento; por ejemplo, en Estados Unidos, se sabe que en el Golfo de México, y el sureste de las costas de Florida, se presentan las diferencias de

¹³ Página en línea <http://www.nelha.org/>.



temperaturas más importantes, y que presentan las condiciones geográficas necesarias para llevar a cabo la experimentación de sistemas C.E.T.O.

Los principales problemas que se han presentado en las plantas pilotos construidas hasta este momento, son los relacionados con los elevados costos de construcción y diseño. La mejora en los ciclos térmicos que se involucran en el proceso de conversión, es otra de las metas a mejorar¹⁴. Organizaciones tales como el Centro Internacional del Pacífico para la Investigación de Alta Tecnología (Pacific International Center for High Technology Research PICHTR) y el Instituto de Investigación de la Energía Solar (Solar Energy Research Institute SERI), que forma parte del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (National Renewable Energy Laboratory NREL)¹⁵ en los Estados Unidos, así como la compañía de Ingeniería Oceánica y Sistemas de Energía (Ocean Engineering & Energy systems OCEES) son los líderes en el desarrollo y diseño de sistemas C.E.T.O.

Como ventajas, podemos decir que es un recurso inagotable, que proporciona una capacidad base de producción de energía eléctrica, ya que las diferencias de temperatura en los océanos, son en general, estables. Un sistema C.E.T.O, puede producir energía eléctrica para una comunidad localizada en regiones aisladas donde es más costosa la producción y/o adquisición de combustibles fósiles, para la generación de la misma cantidad de energía. Además, las instalaciones localizadas en las cercanías de las costas, propiciarían un desarrollo de arrecifes artificiales, los cuales traerían consigo, una migración de peces.

Las desventajas, se relacionan con la cuestión ambiental. Estas son: la contaminación de las aguas marinas debido a corrosión, así como el cambio ecológico que representaría el bombeo de aguas profundas. Temas relacionados con estos sistemas de conversión de la energía, se pueden encontrar en [Pontes y Falcao, 2005], [Fernández, 1990], [EL-Wakil, 1984].

2.3.3 Corrientes Marinas.

Actualmente, la energía cinética del océano es aprovechada para la generación de la energía eléctrica. Basado en el principio de aprovechamiento del recurso eólico, los convertidores de energía submarinos son similares a un “molino de viento bajo el agua”. Aunque esta tecnología está en

¹⁴ Recientemente, la compañía Energy Inc. (<http://www.exergyinc.com/>) realiza la patente de un nuevo ciclo térmico (ciclo Kalina), que es más eficiente que los ciclos térmicos convencionales.

¹⁵ Se puede acceder a los sitios de Internet, <http://www.nrel.gov/>, <http://www.pichtr.org/>, <http://www.ocees.com/>, para mayor información de esta, y otras tecnologías renovables.

desarrollo, se tienen propuestas interesantes para la aplicación de la tecnología, desarrollando una variedad de dispositivos para explotar el recurso de las corrientes marinas.

2.3.3.1 Conocimiento.

Las corrientes marinas son originadas en un proceso complejo que involucra la absorción de la radiación solar en el océano, así como la atmósfera, seguida por su transformación y distribución desde el ecuador hacia los polos, llegando finalmente, a las costas de los continentes.

Otro tipo de corriente marina es la que se produce en combinación con las mareas; otros factores que contribuyen al flujo marino, son la salinidad y la diferencia de temperaturas. Estos efectos se acrecientan en las proximidades de las costas o en claros entre islas y tierra firme.

La potencia instantánea que se puede extraer de un sistema de corrientes marinas, se define por la expresión¹⁶[Pontes y Falcao, 2005]:

$$P \text{ kW} = 0.5\rho AV^3 \quad (2.1)$$

Donde:

- ρ Densidad del agua (Kg/m^3)
- A área de la sección transversal (m^2)
- V velocidad de la corriente de agua (m/s)

Una forma tradicional de representar la expresión (2.1), es mediante la densidad de potencia, la cual nos da:

$$\frac{P \text{ kW}}{A \text{ m}^2} = 0.5\rho V^3 \quad (2.2)$$

Expresado en términos de KW por unidad de área.

Una diferencia importante respecto a corrientes marinas y los vientos, es que estos últimos son multi direccionales y erráticos; por lo que se hace difícil su estudio y predicción. Por otro lado, las corrientes marinas son más estables, generalmente bi-direccionales, lo que da una pauta para poder anticipar y caracterizar el recurso disponible.

En general, se puede aplicar la teoría de las fuentes eólicas, para poder determinar la energía posible extraída de las corrientes marinas.

¹⁶ Esta expresión es la misma utilizada en la industria eólica, para la determinación de la energía potencial del viento.

2.3.3.2 Recursos.

Se estima que a nivel mundial, la cantidad de energía que se tiene en las corrientes marinas, es de aproximadamente 5 TW [Diez, 1990]. Sin embargo, la extracción de la energía es práctica solo si las corrientes marinas se presentan en lugares específicos que faciliten la implantación de plantas de generación. Por lo tanto, solo una pequeña fracción de esta energía puede ser convertida en energía eléctrica u otras formas de energía. En México, las mayores corrientes registradas, se presentan en el Golfo de México. Los mapas geográficos marinos, pueden utilizarse para definir los sitios potenciales de aprovechamiento del recurso.

2.3.3.3 Tecnología.

Si se consideran las corrientes marinas que se manifiestan mediante el fenómeno de las mareas, la tecnología para aprovechar este tipo de centrales, es en muchas ocasiones, la misma utilizada para las centrales mareomotrices.

Para las corrientes marinas no provenientes de las mareas, los estudios se han basado en la experiencia obtenida en los campos eólicos. Por lo tanto, la tecnología es similar a un generador eólico, pero con las características específicas de sumergimiento en el agua de mar y lejos de las costas.

La idea es pues, establecer granjas marinas, localizadas en los puntos óptimos donde se presenten las corrientes marinas, transportar la energía eléctrica generada, a través de un sistema de transmisión acuática, y posteriormente integrar esta energía, al sistema eléctrico general.

Actualmente, se tienen proyectos en etapa de construcción y clasificados de acuerdo a los modos de operación de la tecnología:

- **Dispositivos basados en turbinas de eje horizontal.**

La compañía Británica “Turbinas para Corrientes Marinas S.A” (Marine Currents Turbine MCT Ltd)¹⁷, ha desarrollado, dentro de una primera fase, el grupo turbina-generador axial para corrientes marinas; llamado “SEAFLOW”; este dispositivo está localizado lejos de la costa, siendo la capacidad del prototipo de 300kW.

¹⁷ Visite el sitio Web <http://www.marineturbines.com/>.



Figura 2.9.-Imágenes del concepto de la turbina marina, de la compañía MCT.
Izquierda.- Imagen del prototipo de la plataforma de ubicación de los elementos del sistema marino.
Derecha.- Impresión artística del concepto de turbinas gemelas en una sola estructura, esto para aumentar la capacidad del sistema.

La estructura de una sola pila, permite la elevación del grupo turbina-generator, para realizar inspección y mantenimiento del mismo, por lo que no se requiere realizar un mantenimiento bajo el agua. Para una segunda y tercera etapa se pretende, de acuerdo a MCT, la realización de la turbina de doble grupo (ver Figura 2.9, derecha), y posteriormente comercializar la granja marina.

- **Dispositivos basados en turbinas de eje vertical.**

La compañía italiana ENEMAR¹⁸, ha desarrollado un prototipo de central de corrientes marinas flotante, denominado KOBOLD, con capacidad de 140kW de generación, fue puesta en marcha en la etapa de pruebas en los años 90's. En la Figura 2.10 se muestran fotografías de este dispositivo.



¹⁸ Ver el sitio http://www.pontediarchimede.com/language_us/ para mayor información.

Figura 2.10.- Proyecto ENEMAR con la patente de un tipo de turbina de eje vertical KOBOLD.

- **Dispositivos basados en desplazamientos lineales.**

La compañía británica “The Engineering Business Limited”¹⁹, ha desarrollado un dispositivo hidráulico para la conversión de la energía de las corrientes marinas, llamado STINGRAY; el principio de funcionamiento es convertir la energía cinética de la corriente marina, en energía hidráulica de un fluido tal como el aceite, el cual a su vez mueve un motor hidráulico que está conectado a la flecha de un generador eléctrico. La estructura permanece totalmente sumergida y anclada al lecho marino (ver Figura 2.11).



Figura 2.11.- Puesta en operación e impresión artística del dispositivo STINGRAY.

Otro concepto, realizado por la compañía británica SMD Hydrovision²⁰, consiste en un generador por corrientes marinas, al cual le llaman TideI; con un par de turbinas reversibles, de 500kW de capacidad, el arreglo se localiza sumergido en el océano donde se presenten las corrientes marinas adecuadas; el dispositivo tiene particularidad de poder orientarse de acuerdo a la dirección de la corriente marina, por lo que es capaz de aprovecharla en ambos sentidos según se ilustra en la

¹⁹ Acceder al sitio en Internet <http://www.engb.com/> para más información.

²⁰ Visite el sitio <http://www.smdhydrovision.com/products/> para mayor referencia.



Figura 2.12.- Impresión artística y vista del dispositivo TidEL.[Fuente:<http://www.smdhydrovision.com/products/>]

Este dispositivo está diseñado para una localización lejos de la costa, a una profundidad de 30 m. o más, y donde las corrientes marinas tengan un máximo de velocidad de 2.5 m/s. el impacto visual para en la construcción es mínimo. Actualmente, el proyecto está en etapa de prototipo y se continúa con la investigación y mejora del mismo.

2.3.4 *Energía mareomotriz.*

La energía mareomotriz ha comprobado ser el sistema de conversión de energía con mayor experiencia en el campo de las fuentes renovables de los océanos. La planta actualmente en operación de 240 MW localizada en las costas de Francia, es la primera en su tipo y con más de 30 años de operación. La experiencia ganada a lo largo de estos años, a partir de esta central, ha sido la referencia y la motivación para continuar el desarrollo de otros proyectos de generación basados en las mareas.

2.3.4.1 **Conocimiento.**

Se sabe que las mareas son producidas principalmente, por la interacción de los campos gravitacionales de la tierra, respecto a los del sol y la luna. Los movimientos relativos de estos cuerpos celestes, causan que la superficie marina tenga elevaciones y depresiones periódicas de su nivel. En [A.C.Baker, 1991] y [DFO, 1983], se explican detalladamente los fenómenos físicos que intervienen en la generación de las mareas.

Gracias a estas interacciones físicas de los cuerpos celestes, y a la rotación de la tierra, existen 3 tipos de mareas principales [Hammons, 1993]; la clasificación y los ciclos o periodos de este tipo de mareas son:

Ciclo de medio día.- se debe a la rotación de la tierra y la interacción con el campo gravitacional de la luna, lo cual nos da un periodo de 12 horas y 25 minutos para presentarse consecutivamente una marea alta.

Mareas Semidiurnas, con variación mensual.- el periodo fundamental de estas mareas, iguala al periodo fundamental de la luna (12 hr 25 min), es decir, por día se tienen dos pleamares y dos bajamares. Aquí se presenta igualmente el periodo de 14 días, que origina las máximas y mínimas de mareas.

Mareas Diurnas, con variación mensual.- el periodo corresponde a la rotación total de la luna, con respecto a la tierra (24hr 50 min.); de acuerdo a una latitud y ángulo de posición respecto a la luna, un punto en el océano presenta una característica en particular, lo cual se manifiesta en este tipo de mareas, donde se presenta únicamente una pleamar y una bajamar por día.

Mareas Mixtas.- Es la combinación de las características de las mareas semidiurnas y las mareas diurnas.

Ciclo de 14 días.- es el resultado de la superposición de los campos gravitacionales de la luna y el sol mostrados en la Figura 2.13. En luna nueva o en luna llena, el campo gravitacional del sol se suma al campo gravitacional ejercido por la luna, lo cual da como fenómeno una amplitud de **máxima marea o mareas vivas**, llamada también de la terminología en inglés **spring tides**.

En el cuarto menguante de la luna, la atracción solar cancela casi por completo el campo gravitacional que ejerce la luna, por lo que se presenta el periodo de **mínima marea, mareas muertas o neap tides**.

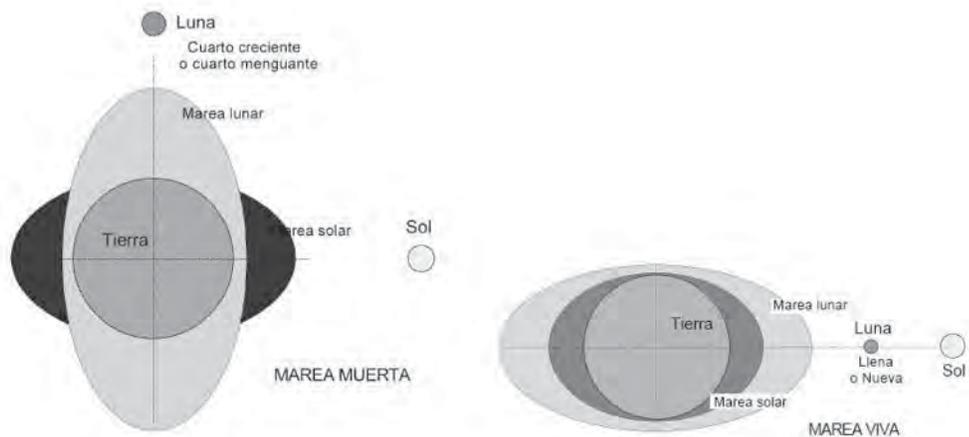


Figura 2.13.- Posición astronómica, para la creación de las mareas vivas y las mareas muertas.



Otros ciclos, nombrados ciclo de medio año y ciclo de 19 años²¹, se presentan debido a otras interacciones entre los campos gravitacionales (eclipses, explosiones solares, etc.).

Lejos de la costa, el rango medio de marea podría ser aproximadamente de 0.5m. Por lo que un aspecto que influye en el incremento de este rango, en locaciones costeras y que varía de una zona costera a otra, es un proceso complejo. Algunos aspectos que se pueden mencionar son:

- Reflexiones de las ondas de agua en las costas.
- Fenómeno de resonancia [A.C. Baker, 1991] [Cosidine, 1977].
- La entrada de la onda de marea en el estuario.
- Configuración geográfica del estuario o bahía.
- Condiciones meteorológicas (sistemas de baja presión, vientos, etc.)

La extracción de la energía de las mareas se considera que es práctica cuando el rango medio de marea está entre 3 y 5 metros [Hammons, 1993]; así también la topología del lugar debe ser favorable para la instalación de los centros de generación.

Como ejemplos, pueden mencionarse algunas de las localidades existentes en el mundo listadas en la Tabla 2.2 que presentan estas características (el rango de medio de mareas excede los 14 m. en estos puntos); el estuario de La Rance al noroeste de Francia, el estuario Severn en el sur-oeste del Reino Unido, la bahía de Fundy al este de Canadá, son los principales sitios que han desarrollado la generación de la energía eléctrica por medio de las mareas en centrales a gran escala.

La cantidad de energía teórica disponible de las mareas es aproximadamente el cuadrado del rango mareomotriz. La energía de una planta mareomotriz es altamente predecible en tiempo y magnitud [El-Wakil, 1984]. Lo anterior es un aspecto importante, ya que estas características permitirían el despacho de energía de una manera más precisa.

²¹ En las instituciones donde se realiza la recolección, y tratamiento de información del nivel del mar, generalmente toman a este ciclo de 19 años, para determinar los niveles de referencia (en inglés “Tidal datum”) de las mediciones. Es decir, el nivel medio del mar MSL, el nivel bajo LSH, el nivel más bajo LLSH, el nivel alto HSH, y el más alto HSSH. por lo tanto, cada 19 años vuelven a determinar estos niveles de referencia.

Tabla 2.2.- Sitios Mundiales potenciales para el desarrollo de la energía mareomotriz [Diez, 1990].

PAÍS	Emplazamiento	Altura media de marea metros	Superficie embalsada km ²	Potencia estimada MW	Producción aproximada GWh/año
Argentina	San José	5,9	778	5040	9400
	Golfo Nuevo	3,7	2376	6570	
	Río Deseado	3,6	73	180	
	Santa Cruz	7,5	222	2420	
	Río Gallegos	7,5	177	1900	
Australia	Bahía de Secure	7	140	1480	
	Ensenada de Walcott	7	260	2800	
Canadá	Cobequid	12,4	240	5338	14000
	Cumberland	10,9	90	1400	
	Shepody	10	115	1800	
Rusia	Bahía de Mezen	6,76	2640	15000	45000
	Penzhinsk, Mar de Okhost	11,4	20	87400	190000
	Bahía de Tugur	6,81	1080	7800	16200
USA	Turnagain Arm	7,5		6500	16600
	Knit Arm	7,5		2900	
	Pasamaquoddy	5,5			
India	Golfo de Khambat	6,8	1970	7000	15000
	Golfo de Kutch	5	170	900	
UK	Severn	7	520	8640	17000
	Mersey	6,5	81	700	
	Duddon	5,6	20	100	
	Wyre	6	5,8	64	
	Conwy	5,2	5,5	33	
Corea	Garolim	4,7	100	400	
	Cheonsu	4,5			
México	Río Colorado	6,7			

2.3.4.2 Recursos.

Como se ha mencionado, la localización de este tipo de plantas es de una manera puntual, ya que se consideran aspectos tanto naturales (rango de mareas) así como aspectos geográficos que permiten la ubicación de las instalaciones, sin causar un impacto fuerte al entorno natural. Los ejemplos de centrales existentes han dado una vasta experiencia respecto a los puntos mencionados anteriormente; así mismo, se han desarrollado nuevas formas de construcción de la obra civil, así como estrategias para la selección, ubicación y puesta en marcha de las mismas.

En México existen sitios latentes para los cuales se pudiera estudiar la posibilidad de la proyección de un central del tipo mareomotriz. En el golfo de baja California, en el pacifico noroeste mostrado en la Figura 2.14, se ha visto que las mareas tienen un rango superior a los 5 metros. Proyectos propuestos, tales como [Alcaraz 2001] sugieren una extracción de energía eléctrica en la desembocadura del Río Colorado, en la isla Montague, cuya energía teórica se estima en unos

800MW. En el Golfo de Santa Clara, Sonora, igualmente se presentan rangos de mareas extremos, los cuales pueden aprovecharse para la generación de energía eléctrica.

Así mismo, en la misma zona geográfica, se identifica un sitio posible, localizado en la Isla Tiburones.

2.3.4.3 Tecnología disponible.

Una planta mareomotriz es similar en muchos aspectos a una planta hidroeléctrica convencional; una de las diferencias son los pequeños saltos utilizados en la central mareomotriz, el diseño propio de la tubería de entrada-salida del agua, la forma de construcción, etc. La teoría que rige a las centrales hidráulicas convencionales es la misma, pero la gran diferencia es la cantidad y el tiempo de generación²².



Figura 2.14.- Mapa de Baja California, ubicando la localización posible de una central mareomotriz proyecto México Tercer Milenio.

Una de las ideas para el aprovechamiento de las mareas, es que al presentarse la marea, está trae consigo corrientes de marea (tidal currents)²³, cuyo caudal puede ser aprovechado para mover una turbina; generalmente este tipo de centrales es del tipo mini hidráulico, y no requiere sino contar con

²² La generación mareomotriz, no es continua en el día, depende de las mareas. Así mismo la cantidad de energía liberada al sistema en un determinado tiempo, depende de la configuración o esquema de la central. Más adelante se definirán estos esquemas principales y de mayor uso en la actualidad.

²³ Ver definición en [NOAA,2000].



las condiciones de marea necesarias y una localización geográfica o en una desembocadura de un río hacia el mar, donde se puedan instalar las máquinas; algo muy similar sucede en las centrales denominadas **mini hidráulicas sobre el río (run off the river)**²⁴.

Actualmente se están desarrollando otras tecnologías, que se denominan sistemas no terrestres (**off-shore systems**), que se localizan mar adentro; algunas de estas tecnologías se mencionaran más adelante, pero cabe decir que igualmente se intentan aprovechar los flujos de agua producidos por las mareas (**Tidal streams o tidal currents**).

Dado que el fenómeno de las mareas, es del tipo cíclico no periódico, estamos supeditados al mismo, para obtener una carga de energía que sea económica y técnicamente aprovechable, y por lo tanto, a una conversión de energía no continua, por lo que esto sugiere una característica esencial de estas centrales. Los esquemas tradicionales de pequeñas centrales hidroeléctricas marcan en sus configuraciones tener la red hidroeléctrica conectada a la red nacional (**on grid system**), para dar robustez al sistema (**stand-along system**) y como una red independiente alimentando una carga en particular (**off grid system**). Estos esquemas requieren de una generación de energía eléctrica lo más estable posible, en otras palabras, requieren de una capacidad firme de generación²⁵, para atender la demanda, ya sea del usuario local o la demanda eléctrica de la red nacional. Por lo tanto, en los sistemas hidroeléctricos basados en el esquema sobre el río, no es común tener una red independiente alimentando a una carga²⁶, ya que la energía generada, fluctúa con el flujo de agua; esto mismo sucede con el proceso de generación de las mareas. Aun cuando sean esquemas con almacenamiento de agua, en el caso de las mareas, esto no permite mantener una carga constante (salto)²⁷; existe un proceso de llenado y vaciado del estuario, lo que provoca una variación en el tiempo del salto de agua.

Por lo tanto, y en general, los sistemas mareomotrices normalmente consideran una configuración conectada a la red nacional o interactuando con otras fuentes de generación distribuida, suministrando picos de energía al sistema, y donde el sistema tiene que ser capaz de aceptar y distribuir esta energía, de una manera segura y confiable, al menor costo y sin mayores pérdidas de la misma.

²⁴ Existen dos configuraciones principales, para centrales hidroeléctricas de baja carga, donde la diferencia estriba en la presencia de un reservorio y dique. Estas configuraciones tienen sus características en particular. Una explicación completa se encuentra en [RETSscreen, 2004] y [Layman, 1998].

²⁵ Este es uno de los principales retos para la aceptación y competencia de la generación renovable, en comparación con las fuentes de energía convencionales.

²⁶ A menos que el caudal mínimo del afluente sea lo suficiente para permitir una generación óptima de energía eléctrica.

²⁷ Los esquemas mareomotrices y su funcionamiento se verán más adelante en este capítulo.



Por otro lado, observando que el conocimiento y la tecnología de las centrales mareomotrices está basada en las centrales hidráulicas pequeñas, se puede decir que la dificultad y factibilidad de este tipo de generación, se debe principalmente a sitios potenciales, factores económicos, y aspectos ambientales. Aunque la tecnología está disponible, y los métodos de construcción de obra civil se están desarrollando rápidamente, reduciendo costos y tiempo de ejecución, siguen pesando aspectos de rentabilidad y manejo de la energía generada mediante este tipo de centrales. El reto es pues, buscar la manera de optimizar la generación, tanto en cantidad como en tiempo, para convertir a este tipo de centrales en una forma de generación de energía más rentable.

El esquema que se ha estudiado con mayor énfasis, y que ha demostrado ser el de mayor eficiencia en cuanto al tiempo y cantidad de energía aprovechada, es el de la central con embalse, mediante la construcción de un dique, en la geografía de un estuario o bahía²⁸. La central mareomotriz consiste esencialmente de un dique construido a lo largo de un estuario, lo que permite la construcción de una represa natural cuyos bordes son simplemente la geografía de la zona. Con una serie de compuertas de toma y un conjunto de turbinas de baja carga, generalmente de flujo axial, inmersas a lo largo del dique de concreto, se aprovecha el fenómeno de las mareas, para almacenar y posteriormente vaciar la carga acumulada detrás del dique, mediante las turbinas.

Además, generalmente el diseño tiene que prever la navegación en el estuario y comúnmente se aprovecha el dique para la unión terrestre entre dos zonas geográficas. Esta construcción está a un nivel mayor de lo que el agua alcanza durante la marea alta.

La Figura 2.15 presenta una configuración típica en el arreglo de equipos de las centrales mareomotrices. Una propuesta para el embalse de la marea en el estuario de Severn, Reino Unido [UK, 2000] tiene esta misma configuración.

²⁸ Estuario.-Área costera semicerrada donde las aguas saladas se mezclan con el agua dulce de los ríos; una bahía es un área entrante de agua de mar hacia zona terrestre, donde no existe una desembocadura de río.

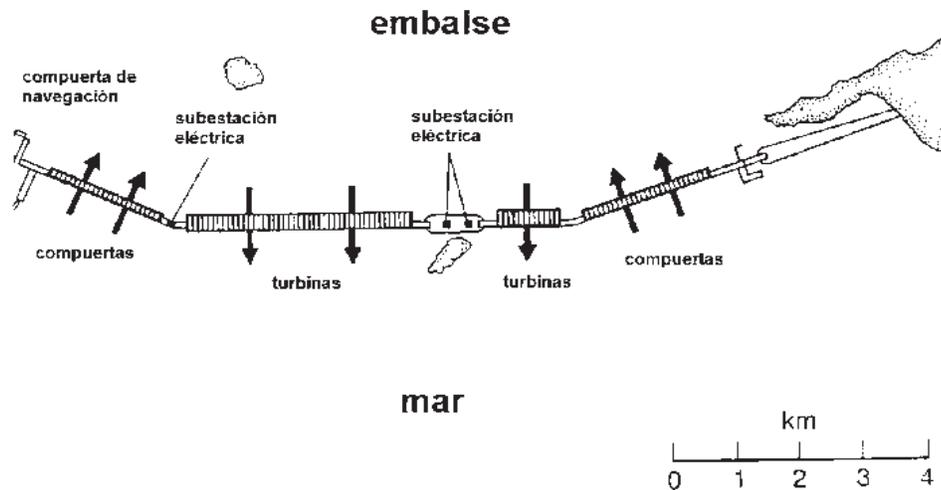


Figura 2.15.- Esquema clásico para una central mareomotriz.

Las Figura 2.16 y Figura 2.17 muestran fotografías de algunos de los sitios antes mencionados. El proceso de construcción del dique, normalmente involucra el uso de cajones prefabricados, hechos de concreto o acero, los cuales son construidos en localidades específicas aledañas al sitio, de donde posteriormente son trasladados al mismo, colocados de una manera adecuada sobre el fondo marino anteriormente preparado para este fin. Este método de los cajones de concreto o acero, fue implementado en la central de La Rance en los años 60's; lo cual probó ser un método seguro y de bajo costo [A.C.Baker, 1991], [Considine, 1977].



Figura 2.16.- Toma satelital obtenida con el software gratuito de GOOGLE EARTH, de la ubicación de la central de la RANCE, en Francia.

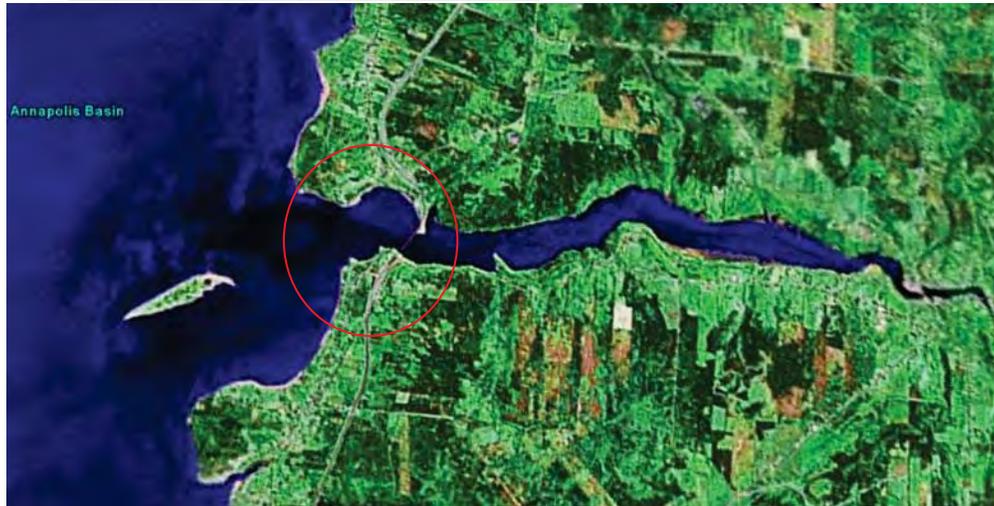


Figura 2.17.- Localización de la central de ANAPOLIS ROYAL, en Nueva Escocia, Canadá.

El desarrollo e innovación de máquinas primarias para el aprovechamiento de las condiciones naturales hidráulicas de baja carga y gran volumen, han traído consigo de igual manera, las condiciones necesarias para las turbinas de las centrales mareomotrices. Las turbinas de eje horizontal de flujo axial (tipo Kaplan o propela), han probado ser las maquinarias de mayor uso en las centrales mareomotrices, debido a sus características de funcionamiento. Sin embargo, se reconocen otros tipos de turbinas que pueden ser utilizadas, de acuerdo a las necesidades del proyecto.

Como historia, se puede decir que las primeras turbinas del tipo mareomotriz fueron las ruedas hidráulicas utilizadas en los molinos de agua, ver Figura 2.18. Para el año de 1945, se inició la realización de un proyecto mareomotriz a gran escala, en los países europeos, principalmente en el Reino Unido [UK, 2000]. Basados en las experiencias de las máquinas de los antiguos molinos, se propusieron arreglos de turbinas con el eje horizontal. Esto implicó que el flujo de agua tuviera que perder carga, debido a la configuración de las tuberías hidráulicas. Por ello, para reducir éstas pérdidas, se desarrollaron tres esquemas principales, que son los más comunes en la actualidad. Estos son:



Figura 2.18.- Vista área de la obra de molino hidráulico accionado por la marea, localizado en la costa este del Reino Unido
[FUENTE: <http://www.elingtidemill.wanadoo.co.uk/sitem.html>]

- Grupo turbina-generador periférico (**Rim generator turbine**).
- Turbina tubular forma “S” (**Tubular “S” turbine**).
- Turbina Bulbo (**Bulb Turbine**).

Turbinas tipo bulbo.- los grupos bulbo no son más que un grupo especial de la turbina hélice (Kaplan). El agua corre axialmente alrededor de la turbina, ver Figura 2.19. Donde el diseño novedoso y el utilizado en la actualidad es el de los grupos turbina-generador encerrados en un compartimiento hermético, sumergido en el agua según se muestra en la Figura 2.20 y la Figura 2.21. La ventaja de usar este tipo de máquinas es la del flujo de agua de manera axial, esto permite una mejor distribución de las velocidades del agua sobre las palas, lo que permite una disminución del diámetro de las mismas, y por lo tanto una disminución de la obra civil requerida, para una misma potencia en comparación con las de eje vertical. Las turbinas bulbo son capaces de tener una **doble regulación**, ya que cuentan con alabes ajustables en el rodete y alabes de distribución móviles (alabes guía). Esto hace posible una característica única e importante en estos grupos, la de ser una **máquina reversible**, y que puede utilizarse como **bomba** para un sistema de bombeo.

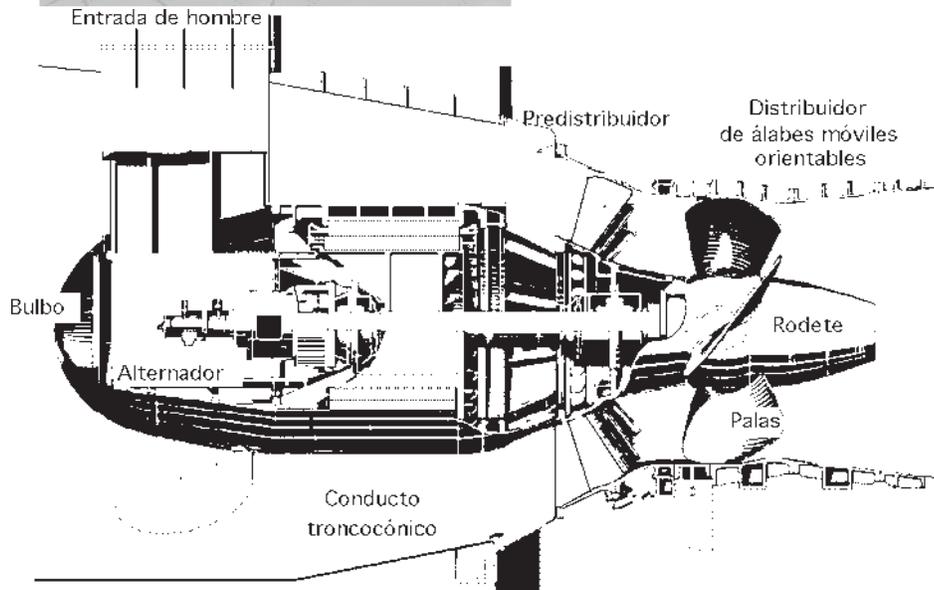


Figura 2.19.- Partes principales que constituyen al grupo bulbo (FUENTE: [Fernández, 1990]).

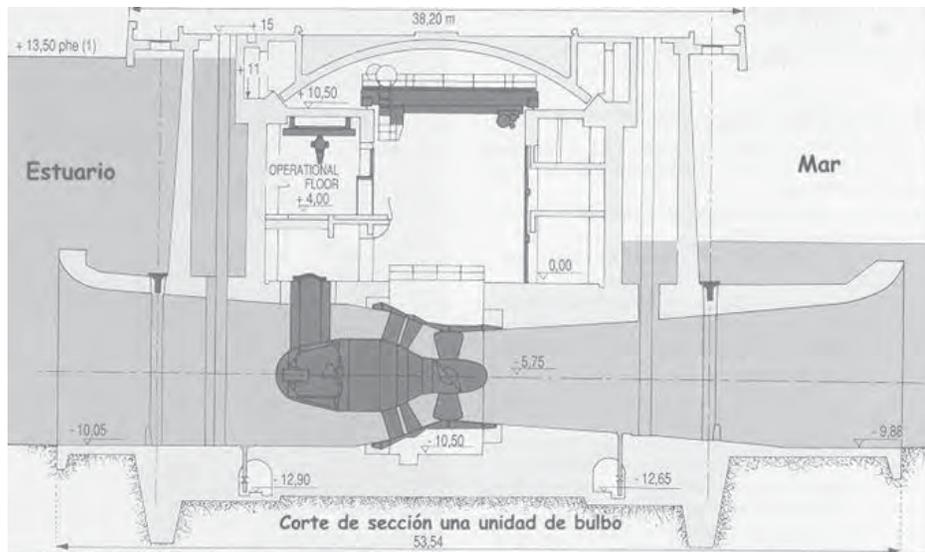


Figura 2.20.- Disposición general de los grupos bulbo.

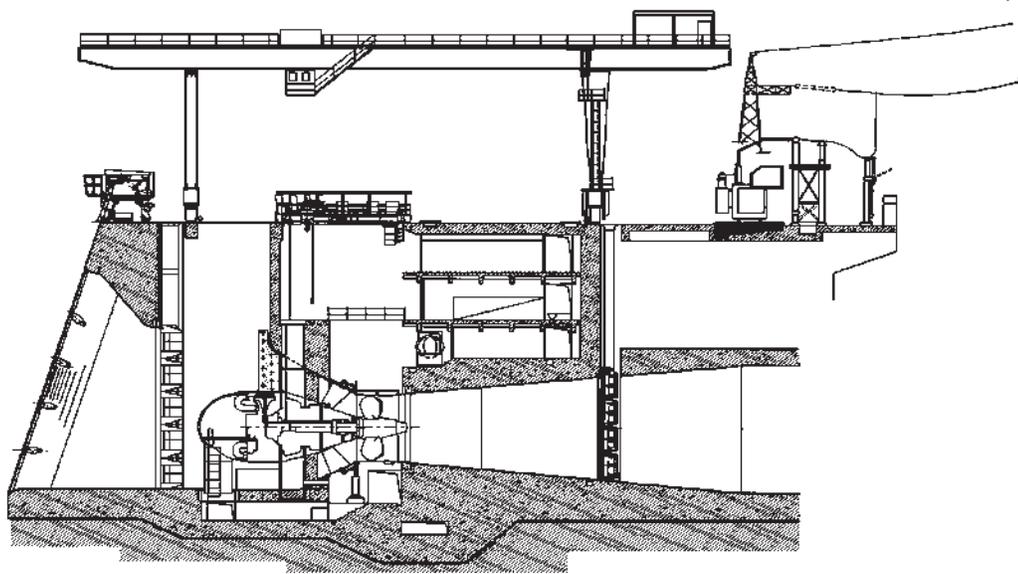


Figura 2.21.- Turbina tipo bulbo instalada en el dique
(FUENTE: [Fernández, 1990].

Una dificultad de este tipo de disposiciones es que al estar sumergida la turbina en el agua, hace difícil su mantenimiento así como la necesidad de evitar el paso del agua al compartimiento donde se ubica el generador. La central de La Rance en la costa de Bretaña en Francia, utiliza este tipo de turbinas.

Turbinas con generador periférico.- También llamadas turbinas STRAFLO²⁹, donde el rotor del generador está ajustado en las puntas de los álabes del rodete, y el estator está localizado en las afueras del compartimiento donde se localiza la turbina según se muestra en la Figura 2.22. Estas turbinas son menos costosas que las de tipo bulbo ya que reducen la longitud y la falta de la flecha del generador. Sin embargo, la aplicación es limitada ya que no pueden funcionar como bombas (los alabes del rodete no pueden ser ajustados), como en el caso de las turbinas tipo bulbo. Este es el tipo de turbina utilizada en la central, que en un principio sirvió de prototipo de las instalaciones de 20 MW en la ciudad de Anápolis Royal, Nueva Escocia en la bahía de Fundy.

²⁹ Diseño de turbina que alude al vocablo en inglés “straight flow” (flujo axial), patentada por la compañía alemana VATECH _SIEMENS (<http://www.vatech-hydro.com/>).

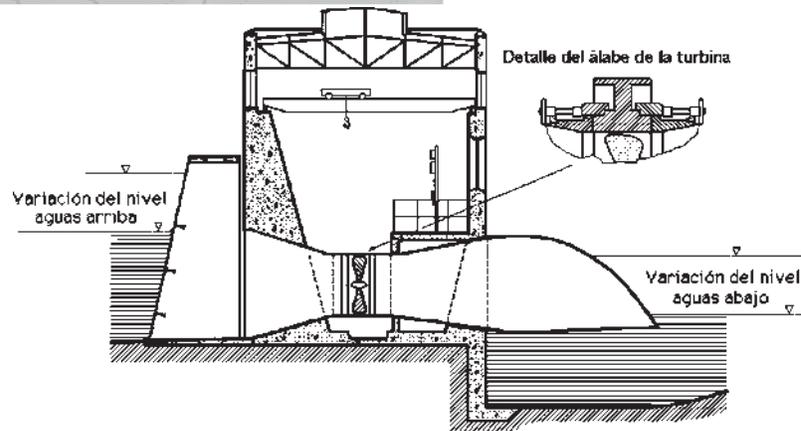


Figura 2.22.- Turbina con generador en la periferia.

Turbinas tubulares.- Grupo de turbina utilizada principalmente para desarrollos de baja carga. El generador está montado sobre el dique, lo cual implica una disminución del espacio necesario en la obra civil, ya que la casa de máquinas es menor así como son menores los requerimientos para el tubo de aspiración³⁰ según se ilustra en la Figura 2.23. Esta turbina está equipada con alabes de distribución y alabes ajustables (permite una mayor flexibilidad en la operación de la planta). Un aspecto principal en estas centrales es la adecuación de un incremento de la velocidad, mediante una caja de engranes. Sin embargo, actualmente no se han considerado para la instalación en centrales mareomotrices³¹.

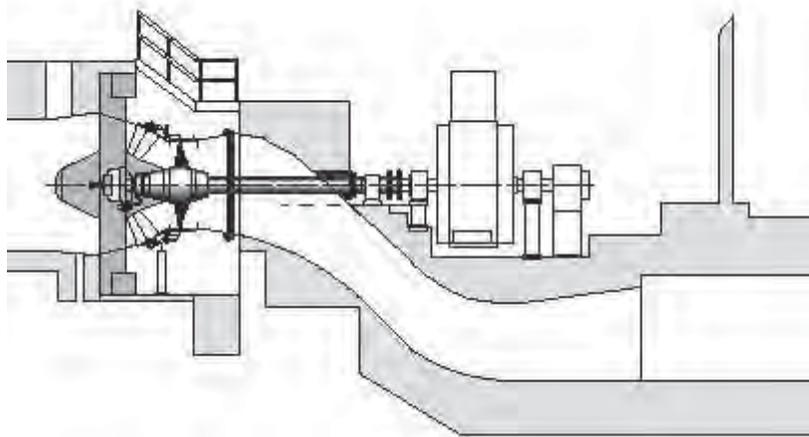


Figura 2.23.- Configuración general para un turbina tipo tubular.

³⁰ Estructura metálica o de concreto, localizada aguas debajo de la turbina, y cuya finalidad es la de devolver la energía cinética al agua.

³¹ Como dato obtenido, no se han construido turbinas de este tipo a gran escala, desde el último prototipo para la presa Harry Truman en los Estados Unidos en 1976 [Fernández, 1990].

2.3.4.4 Modos de operación de las centrales.

Ciclo de simple efecto (generación en la bajamar).

La generación durante la marea baja es el modo de operación más simple para las centrales mareomotrices. Con un único embalse, que se forma al construir un dique, el ciclo de producción de energía eléctrica se realiza cuando se hace fluir el agua acumulada en el embalse hacia el mar, cuando las condiciones de la marea son lo suficientemente bajas para obtener una caída de agua aprovechable, ver Figura 2.25. Primeramente, se ha de realizar el llenado del embalse, con las compuertas abiertas, cuando ocurre una pleamar; una vez que los niveles de agua en ambos lados del dique son iguales, se cierran las compuertas y se espera un determinado tiempo para abrir las compuertas, y dejar fluir el agua a través de las turbinas hacia el mar, y así generar energía eléctrica. La energía potencial de un sistema hidráulico de generación convencional se define como [Mataix, 1982]:

$$EP = mgH \quad (2.3)$$

EP → Energía potencial

m → masa de agua Kg .

g → aceleración de la gravedad $9.81 \frac{m}{s^2}$

H → Carga neta o Salto neto m

La potencia teórica que se puede extraer de un sistema hidráulico convencional [Gulliver y Roger, 1991], es:

$$P \text{ kW} = \frac{g\rho QH\eta}{1000} \quad (2.4)$$

Donde:

ρ - peso específico del agua de mar $1025 \frac{Kg}{m^3}$

Q- Caudal o Gasto $\frac{m^3}{s}$

g- Aceleración de la gravedad $\frac{m}{s^2}$

η - eficiencia de la planta

Sin embargo, para definir la energía potencial que se puede extraer de un sistema basado en la energía mareomotriz, debemos redefinir la Ecuación (2.4) en términos del rango de marea R^{32} ; por lo que el salto neto H no es el mismo que el rango de marea R , ya que el nivel del reservorio creado en la bahía, varía cuando se deja fluir el agua del vaso hacia el mar.

La masa de agua almacenada en la bahía se define como $m = RA\rho$, donde R es el rango de marea en m y A es el área de superficie del embalse en m^2 . Además, $H = \frac{R}{2}$ aproximadamente; sustituyendo estas expresiones en la Ecuación (2.3), se tiene que:

$$EP = RA\rho g \frac{R}{2} \tag{2.5}$$

$$EP = \frac{1}{2} A\rho g R^2$$

Una forma más exhaustiva de definir la energía potencial de un sistema de mareomotriz de simple efecto, es mediante la descripción de la Figura 2.24 [El-Wakil, 1984]. Para un rango de marea R , y una carga intermedia h en el proceso de vaciado de la bahía, el diferencial de trabajo realizado por el agua es igual a su energía potencial sobre un tiempo determinado, es decir,

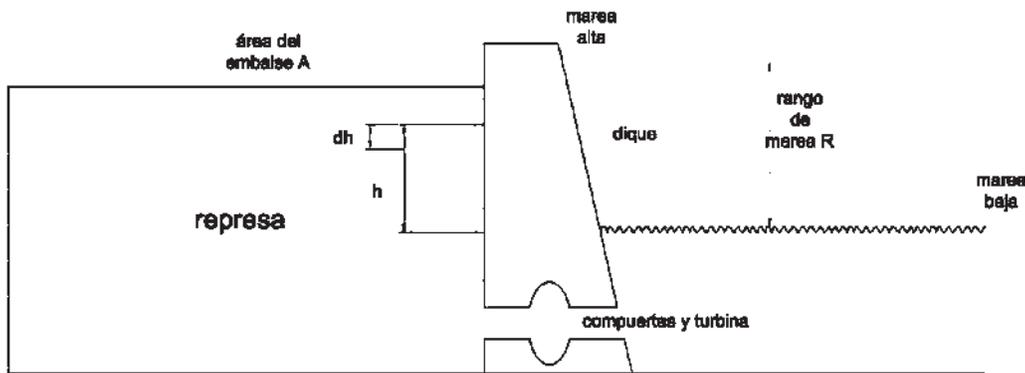


Figura 2.24.- Esquema de simple efecto para una central mareomotriz.

$$dW = \frac{g}{g_c} dmh \tag{2.6}$$

³² El rango de marea se define como la diferencia de niveles de marea alta – marea baja.

Pero el diferencial de masa es

$$dm = -\rho A dh \quad (2.7)$$

Luego entonces, sustituyendo (2.7) en (2.6), se obtiene;

$$dW = -\frac{g}{g_c} \rho A h dh \quad (2.8)$$

Donde g_c es un factor de conversión para las unidades.

El trabajo teórico realizado en un periodo de vaciado de la represa, se obtiene integrando la Ecuación (2.8), por lo tanto:

$$\begin{aligned} W &= \int_R^0 dW = -\frac{g}{g_c} \rho A \int_R^0 h dh \quad (2.9) \\ W &= -\frac{g}{g_c} \rho A \left[0 - \frac{R^2}{2} \right] \\ W &= \frac{1}{2} \frac{g}{g_c} \rho A R^2 \end{aligned}$$

Lo cual nos lleva a una misma expresión, tal como la Ecuación (2.5). La potencia promedio teórica que se puede extraer del sistema, en un periodo que se repite cada 6 horas, 12.5 minutos es decir, 22,350 segundos; entonces:

$$\begin{aligned} P_{av} &= \frac{W}{\text{periodo}} \quad (2.10) \\ P_{promedio} &= \frac{1}{44,700} \frac{g}{g_c} \rho A R^2 \end{aligned}$$

Donde P_{av} está dado en $\frac{\text{ft. lb}_f}{\text{seg}}$ o en W.



La expresión (2.10) da una estimación de la energía posible que se puede extraer del sistema; sin embargo, esta será menor debido a la eficiencia del sistema hidráulico y el sistema eléctrico³³.

Si queremos definir la producción neta de energía, tendremos que relacionar el rango de la marea observado en forma horaria, junto con el caudal asociado a este rango.

De la hidráulica convencional, tenemos la relación [Mataix, 1982]:

$$P = g\rho QH \quad (2.11)$$

Al relacionar el rango de marea R , y su caudal asociado Q , mediante la Ecuación (2.11), se utilizan las características específicas de los fabricantes, para determinar el tipo de turbina y estimar la energía asociada.

Para representar la variabilidad de carga de la central se puede aproximar el lado del embalse mediante una expresión lineal $f h = ah + b$ y el lado del mar mediante una función trigonométrica de la forma $f h = A \sin wt + \theta$ [Mataix, 1982].

En general, se puede describir el proceso de simple efecto, en tres etapas de acuerdo como se ilustra en la Figura 2.26:

1. Cuando sube la marea se abren las compuertas y se llena el embalse.
2. Cuando comienza a bajar la marea, se cierran las compuertas y se espera un tiempo del orden de 3 horas, para alcanzar una diferencia de nivel adecuada entre el mar y el embalse.
3. Posteriormente se hace fluir el agua por las turbinas, durante un periodo de 5-6 horas, generando energía eléctrica.

³³ En algunos textos mencionan que esta potencia será alrededor del 25 al 30 por ciento de la potencia teórica calculada. A este porcentaje también se le conoce como factor de planta.

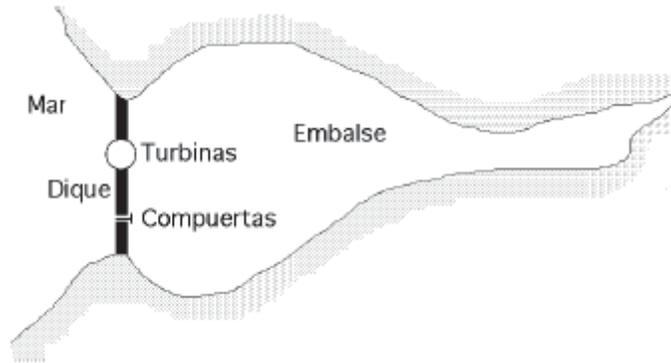


Figura 2.25.- Configuración del ciclo de generación simple.

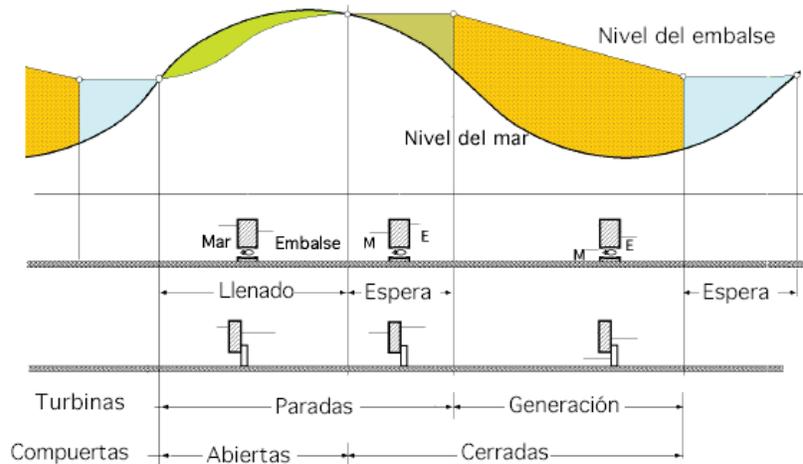


Figura 2.26.- Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse.

Ciclo de generación durante el flujo (pleamar).- En este modo de operación, el ciclo es inverso, ya que se genera durante el llenado del embalse. Sin embargo, esto implica disminuir la cantidad de agua en el embalse, a un nivel más bajo que el de la bajamar, por lo que la navegación en el mismo se afectaría considerablemente, así como se tendrían mayores impactos ecológicos y ambientales. Este tipo de forma de operación generalmente no es adoptada con una forma de generación viable.

Ciclo de generación de doble efecto (flujo y reflujo).- La generación de energía se realiza con ambas mareas, lo que define la utilización de un tipo de turbina que funcione en ambos sentidos, cuyos grupos se denominan *turbinas reversibles*,³⁴ ver Figura 2.27.

³⁴ Esto eleva el costo de la turbina, ya que se requiere de una turbina con álabes orientables en el rodete, así como de un distribuidor con paletas igualmente dirigibles; sin mencionar los accesorios de control requeridos para controlar estos sistemas.

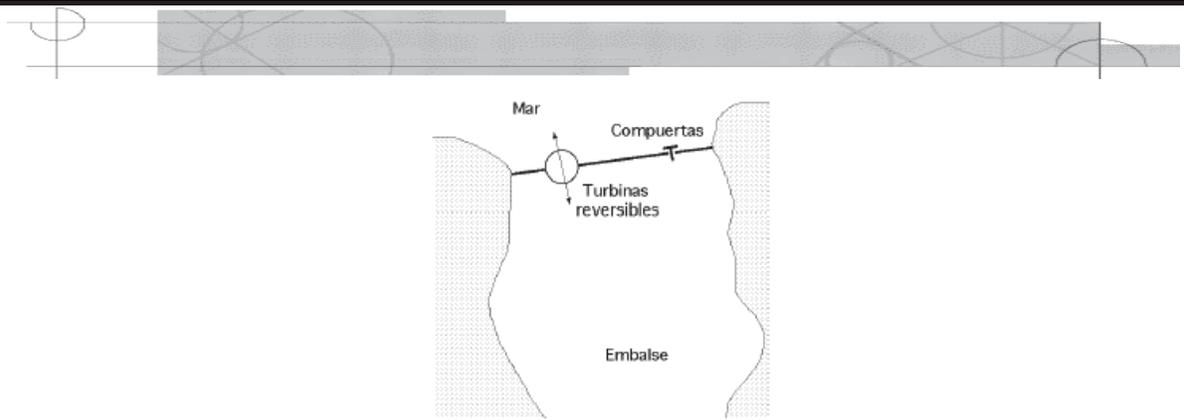


Figura 2.27.-Esquema del ciclo de doble efecto.

La ventaja de este tipo de configuración no es la cantidad de energía que se puede suministrar, sino que se aumenta el periodo durante el cual se genera durante el día. El factor de utilización de la planta aumenta, con lo que se tiene aproximadamente un 18% más de energía disponible.

Los tiempos de funcionamiento son del orden de 6 a 7 horas por marea, por lo que se tienen ciclos de generación del orden de 12 a 14 horas por día; con tiempos de espera de 2 a 3 horas por marea según se muestra en la Figura 2.28.

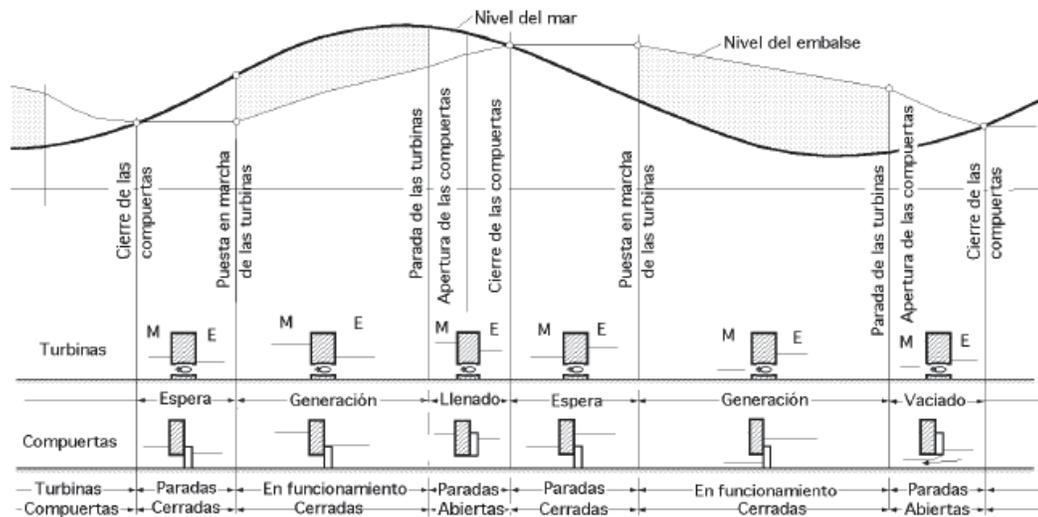


Figura 2.28.- Esquema de operación en el ciclo de doble efecto.

Ciclos de generación por bombeo.- en cualquiera de los modos de operación mencionados anteriormente, podemos aumentar la flexibilidad y la potencia de salida de las centrales, mediante el uso de máquinas hidráulicas que funcionen como bombas.

El ciclo de generación por bombeo lo podemos definir, como la generación por simple efecto, en donde es posible incrementar el nivel del embalse al principio del ciclo de generación, y de esta manera se incrementa la cantidad de energía generada, ver Figura 2.29 y Figura 2.30.

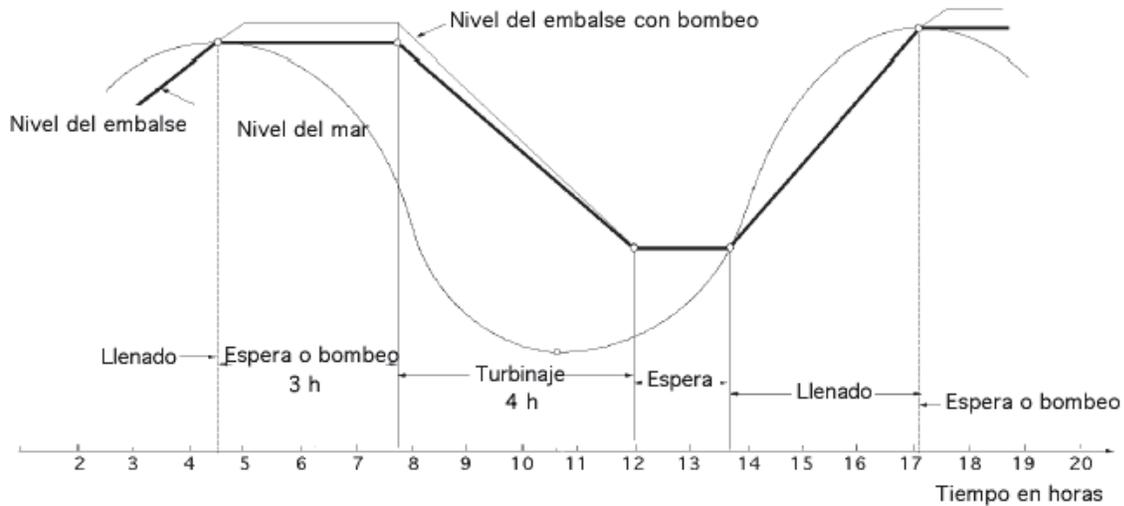


Figura 2.29.- Simple efecto con bombeo, durante en vaciado del embalse.

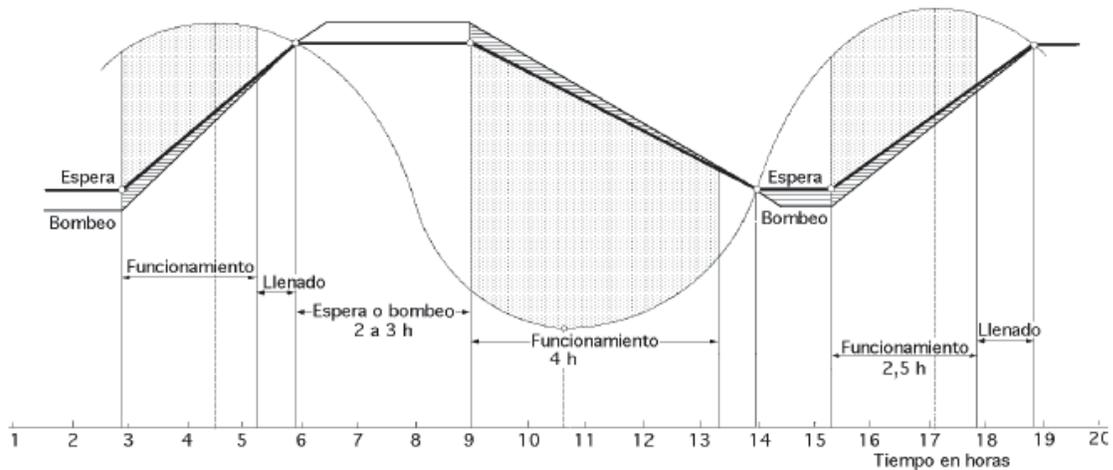


Figura 2.30.- Ciclo de doble efecto con bombeo.

La experiencia confirma, que es más económico y ambientalmente aceptable limitar la generación a la fase de refluo, bajar, ya que la carrera de marea en el embalse estaría entonces dentro de la mitad superior de la que existía previamente. La central de La Rance en Francia ha manejado estos inconvenientes, y su operación actual es por simple efecto en el refluo y con bombeo.

El desarrollo de las turbinas bulbo reversibles, ha sido en gran medida por la experiencia ganada por la central La Rance. Para aumentar el tiempo de explotación de la central, las turbinas son diseñadas para poder ser utilizadas como bombas, manejadas por el generador; de manera que cuando el nivel del mar esté cercano al del embalse, se incrementa el nivel del mismo en unos cuantos metros, para cuando llegue el ciclo de generación, se tenga una mayor carga durante un periodo de tiempo mayor.

Sin embargo, la generación no ocurre de igual manera para cada día, ya que los fenómenos que interactúan en la formación de las mareas son variados de un día a otro, por lo que esta generación de la planta mareomotriz, no coincidirá con los tiempos de demanda máxima del sistema, por lo que se suministrarán pulsos intermitentes de energía por día, a diferentes tiempos. Sin embargo, la energía producida que proviene de las fuentes renovables tiene un mayor valor respecto a las centrales convencionales; así mismo el ingreso de una nueva fuente de energía siempre permite un incremento en el factor de carga, es decir, permite contribuir a la capacidad del sistema ante la demanda de energía.

2.3.4.5 Proyectos existentes.

Actualmente, pocas plantas han sido construidas a lo largo del mundo. La primera central de potencia de este tipo fue desarrollada en los años 60's, cuya construcción culminó en el año de 1967; esta es la central de La Rance, localizada al noroeste de la costa Francesa (Figura 2.31). Las características de esta planta son:

Capacidad de 240 MW, con 24 unidades bulbo de 10 MW c/u, embalse de 17 Km². en la actualidad cumple más de 30 años en operación. Esta primera central, sirvió como centro de estudio para el desarrollo de las turbinas reversibles, así como de las mejoras en la obra civil, el impacto ambiental, materiales, etc.



Figura 2.31.- Vista panorámica Central de La Rance.

En 1984, el gobierno Canadiense puso en operación la central de Anápolis Royal, localizada en las costas de Nueva Escocia, en la bahía de Fundy, ver Figura 2.32; de 18 MW y utilizando un antiguo dique de control de mareas, utilizado para antiguos molinos, fue concebida para demostrar el funcionamiento de un nuevo tipo de turbina denominada STRAFLO.



Figura 2.32.- Vista de la central Mareomotriz en Canadá.

Otros proyectos son la planta experimental de 400 KW en Kislaya Guna, construida en 1968 en Rusia, en el mar de Barents; la central Jianxia de 3.4 MW construida en China entre 1980 y 1986. Algunos detalles de las plantas existentes se dan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3.- Características técnicas de algunas plantas mareomotrices existentes, alrededor del mundo.

sitio	Rango medio de marea (m)	Área del Embalse (Km ²)	Capacidad instalada	Potencia aproximada anual (GWh/año)	En operación (año)
La Rance (Francia)	8	17	240	540	1966
Kislaya Guba (Rusia)	2.4	2	0.4	-	1968
Jingxia (China)	7.1	2	3.2	11	1980-86
Anápolis Royal (Canadá)	0.6	6	17.8	30	1984

2.3.4.6 Perspectivas.

El desarrollo tecnológico e innovaciones respecto a las máquinas primarias hidráulicas proporcionan un panorama favorecedor para el desarrollo de las centrales del tipo mareomotriz. Los proyectos existentes dan una vasta experiencia en la construcción, operación y mantenimiento de las mismas. La razón principal para pensar en la generación alternativa como un medio de generación de energía



eléctrica limpia y sustentable, radica en la explotación desmesurada de los recursos energéticos no renovables.

La preocupación por el medio ambiente en los últimos años, ha sido también un factor determinante para el surgimiento de ideas novedosas para abastecer de energía a la población mundial.

Mundiales.

El protocolo de Kyoto³⁵, es una medida de regulación ambiental global, ante la preocupación emergida en los últimos años por el cambio climático global [ONU, 1998]. Ante las disposiciones emitidas por el tratado, los países comprometidos a cumplir estas exigencias han estado buscando formas novedosas para la generación de energía eléctrica amigable con el ambiente. De aquí la intensificación de programas de estudio para las fuentes alternas de energía; entre estas, la energía mareomotriz.

De igual manera, mediante técnicas novedosas en la construcción, así como la mejora en la rentabilidad y coste de las mismas, mediante tratados y agencias internacionales.

El Reino Unido continúa con el estudio para la generación de energía mediante una central mareomotriz, que se localizaría en el estuario de Severn, Reino Unido. Canadá está en perspectivas de expansión para la central existente, a lo largo de la bahía de Fundy. China y Rusia continúan con los proyectos de viabilidad para centrales mareomotrices.

En el continente americano, países como Argentina, tienen perspectivas de generación mareomotriz. En la Tabla 2.2, se mencionan algunos sitios potenciales para el desarrollo de la energía mareomotriz.

Las perspectivas para desarrollos actuales han sido frenados por el costo inicial de las instalaciones, así como una contribución de la tecnología, lo que ha permitido la proyección de centrales a pequeña escala y con otras tecnologías.

Nacionales.

Se han establecido reformas regulatorias y de mercados eléctricos globales, respecto a la energía alternativa de centrales eólicas, solares, hidráulicas y de desechos naturales, [IEA, 2006]³⁶. El fondo

³⁵ Pacto internacional firmado en el año 1997, por más de 160 países industrializados y cuyo propósito fundamental es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente.

³⁶ La Agencia Internacional de Energía IEA (Internacional Energy Agency) promueve, entre otros aspectos globales, la búsqueda de recursos alternativos de generación de energía, para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, definiendo políticas y marcos regulatorios de energía, que son provistas por el país en cuestión. Visite <http://www.iea.org/textbase/pamsdb/grcountry.aspx?country=Mexico>.



para el Medio Ambiente Mundial (Global Environment Facility GEF), es “una organización financiera independiente, que provee fondos económicos a países en vías de desarrollo, para la implantación de proyectos que beneficien el medio ambiente global y que promuevan una mejor interacción entre comunidades locales”³⁷; esta organización tiene aportaciones de diferentes organizaciones mundiales, y a través del Banco Mundial (World Bank) se proveen dichos fondos. México es país participante de este programa, desde el año de 1994. Este tipo de tratados internacionales, permite una estrategia de disminución de inversiones para proyectos de centrales de energía. Esto permitiría mitigar los costos de inversión relacionados con los proyectos de centrales mareomotrices.

De acuerdo a la información obtenida en la página de Internet de la Secretaria de Energía [SENER, 2002], no se tienen centrales mareomotrices de ningún tipo instaladas en México. De igual manera solo se sabe de estudios realizados por desarrolladores particulares; en México no se tiene aún un programa definido para el desarrollo de centrales mareomotrices, aunque se han detectado sitios potenciales para su aprovechamiento. Sin embargo, se sabe que las cuestiones económicas y ambientales, han sido factor decisivo para la no concepción de centrales mareomotrices en nuestro país.

2.4 Conclusiones.

Se han definido cuatro importantes fuentes de energía que se pueden extraer de los océanos: Conversión de la energía de las mareas, corrientes marinas, las olas y las diferencias térmicas de los océanos.

En este capítulo se ha revisado la tecnología disponible, para la generación eléctrica basada en la energía de los océanos. Igualmente se han mencionado las perspectivas a largo plazo para este tipo de fuentes de energía eléctrica.

Cada una de las formas de extracción de energía oceánica se encuentra en una etapa de desarrollo diferente. La energía extraída por medio de las mareas, es la más antigua y es hasta la fecha, la que ha logrado tomar un lugar importante dentro de las energías alternativas existentes. Este hecho se ha demostrado con la funcionalidad por más de 30 años, de una central mareomotriz de gran potencia, localizada en Francia. Sin embargo, una dificultad para su desarrollo, ha sido la cuestión de inversión, respecto a las centrales convencionales de energía eléctrica así como los factores

³⁷ Visite la página de Internet <http://www.gefweb.org/>.



ambientales asociados con este tipo de centrales, que aunque se cree por la experiencia que son mínimos, aun no se tiene un conocimiento preciso del impacto total ambiental.

La preocupación del medio ambiente global, ha propiciado y fomentado una nueva percepción en utilización y desarrollo de conocimientos para la generación de tecnología amigable con el medio ambiente; en un contexto mundial, programas impulsores se están desarrollando para la viabilidad de la generación por medio de la extracción de la energía de los océanos.

En México, se han definido sitios potenciales; sin embargo, factores ambientales, legislativos y económicos, han sido la principal causa de la casi nula investigación acerca de la energía alternativa de los océanos.



CAPÍTULO 3

ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD PARA EL DISEÑO DE FUENTES MAREOMOTRICES.

3.1 Introducción.

Dentro de los estudios de factibilidad se determinan tres aspectos principales para la viabilidad de un proyecto: factibilidad técnica, factibilidad económica, factibilidad ambiental. Para la presente tesis, se realiza el análisis y predicción de la serie de tiempo de mediciones de mareas, con la finalidad de determinar el potencial energético mareomotriz. En esta tesis, se tratan los estudios de factibilidad técnica, haciendo únicamente referencia a los estudios económicos y ambientales.

Dentro de la factibilidad técnica, se determina el recurso energético de un sitio potencial; un aspecto inicial importante para el desarrollo de un proyecto mareomotriz es la identificación de los sitios potenciales que nos brinden las condiciones óptimas para su instalación; es decir, por cuanto tiempo podemos anticipar los niveles de las mareas para encontrar este punto óptimo. Una característica importante en la operación de las centrales mareomotrices, es la ventaja de poder anticipar el fenómeno de las mareas, y por ende, estimar en tiempo y cantidad, la energía aprovechable. Por lo tanto, mediante las técnicas de predicción descritas en este capítulo, así como el software utilizado para validar los resultados, serán una herramienta importante para el desarrollo de esta tesis.

3.2 Herramientas para el estudio de Factibilidad.

Para el análisis de factibilidad técnica, particularmente para determinar el recurso disponible, es necesario caracterizar el fenómeno de las mareas. Con conocimientos físicos y mediante mediciones (observaciones) del nivel del mar, utilizaremos técnicas de análisis y predicción de series de tiempo, para realizar esta caracterización del recurso.

3.2.1 *Análisis Mediante Series de Tiempo.*

Se llama Series de Tiempo a un conjunto de observaciones sobre valores que toma una variable (cuantitativa) en diferentes momentos del tiempo, normalmente equiespaciados [Box y Jenkins, 1994]. El primer paso para analizar una serie de tiempo es graficarla, esto permite:

Identificar la tendencia, la estacionalidad, las variaciones irregulares (componente aleatoria). Un **modelo clásico** para una serie de tiempo, puede ser expresado como suma o producto de tres componentes: tendencia, estacional y un término de error aleatorio. Una vez validado el modelo, este nos permite caracterizar valores a futuro de la serie, es decir, se utiliza para **predecir** lo que ocurrirá con una variable en el futuro a partir del comportamiento de esa variable en el **pasado**.

Por lo tanto, uno de los problemas que se intenta resolver con el análisis de las series de tiempo es la **predicción**. Esto es, dada una serie de mediciones, el objetivo de interés es describir el comportamiento de la serie, investigar el mecanismo generador de la misma, buscar posibles patrones temporales que permitan sobrepasar la incertidumbre del futuro. La selección de un **modelo** para la representación de la serie, y su pronóstico, puede estar dado mediante algunos conceptos:

- El horizonte de tiempo para realizar la proyección.
- La disponibilidad de los datos.
- La exactitud requerida.

Otros modelos que se aplican en este trabajo, son el **análisis armónico**, **modelos ARIMA** y modelos con **Redes Neuronales Artificiales**. La comparación de estos modelos, permitirá determinar cual de ellos, realiza una mejor caracterización y pronóstico de las mareas.

3.2.1.1 Modelado clásico de Series de Tiempo.

El análisis clásico de las series de tiempo sugiere que el conjunto de observaciones o mediciones obtenidas, son una realización de una variable aleatoria, con media cero y varianza constante pero desconocida (serie estacionaria) [Brockwell, 2002]. Además, se dice que estas observaciones son la consecuencia de una suma de elementos de TENDENCIA, CÍCLICOS O ESTACIONALES, y de la misma variable ALEATORIA. En otras palabras, este es un **modelo clásico de descomposición**³⁸ de la serie [Brockwell, 2002], el cual lo podemos expresar como:

³⁸ Este es un modelo propuesto tipo aditivo; pudiera ser que consideremos un modelo multiplicativo.


$$X_t = m_t + s_t + Y_t \quad (3.1)$$

Donde X_t es una variable aleatoria, cuya realización, son las observaciones obtenidas de la serie de tiempo, m_t es la función de tendencia, s_t es la función de componente cíclica o estacional, Y_t es un **ruido blanco**³⁹, que es estacionario en el sentido que la media y la varianza no dependan del tiempo. En algunas ocasiones, se requiere de un tratamiento inicial de la serie, aplicando una transformación a la misma, para poder representar de una manera más precisa a la serie en cuestión.

Por lo tanto, de acuerdo a la expresión (3.1), la meta es estimar y extraer las partes determinísticas m_t y s_t , considerando que el residuo o parte aleatoria Y_t , nos lleve a una serie de tiempo estacionaria, a la cual se pueda determinar su comportamiento, y con ello estar en posición de realizar un pronóstico de la variable X_t .

Observando el modelo clásico de la Ecuación (3.1), se dice que nos es necesario que la serie de tiempo contenga todos los elementos formativos de la misma, tal como se describe en la sección 3.2.1.3 de esta tesis. Puede ser que una gran variedad de series de tiempo sean modeladas mediante un análisis clásico; sin embargo, existen otras técnicas para representar a otro grupo de series de tiempo. Estas técnicas se describen en las siguientes secciones.

3.2.1.2 Serie estacionaria.

Los datos de la serie de tiempo se pueden comportar de una manera diferente a través del tiempo, puede presentarse una tendencia o simplemente no tener algún comportamiento específico. Se dice que una serie de tiempo es **estacionaria** cuando el valor de su media, varianza y covarianza no varían sistemáticamente con el tiempo.

Cuando se analizan los datos de la serie, y en donde los movimientos de tendencia se ven confusos, es necesario filtrar los datos (minería de datos), para encontrar una relación más directa de los datos y sus tendencias⁴⁰.

3.2.1.3 Métodos de predicción más comunes.

³⁹ (White Noise) proceso aleatorio con media cero y varianza constante pero desconocida $Y_t \sim WN \ 0, \sigma^2$

⁴⁰ En el análisis clásico, esto se realiza mediante la aplicación de filtros numéricos, para encontrar las variaciones de tendencia y/o cíclicas. Así mismo, esta es la filosofía de los modelos ARIMA, la cual convierte una serie de tiempo no estacionaria, a una nueva serie, mediante una diferenciación discreta, la cual es estacionaria.

La aproximación de datos mediante una función que defina la relación entre ellos, es un aspecto importante para el desarrollo del pronóstico de series de tiempo. Esto nos permite evaluar la bondad de nuestros modelos y por consecuencia el desempeño del mismo para realizar el pronóstico.

A lo largo de varios años, se han desarrollado varias técnicas para determinar el comportamiento futuro de los procesos sociales, naturales, científicos, etc. que la humanidad intenta conocer. Existen varios enfoques para la modelación de procesos, mediante el análisis de la serie de tiempo. Estas metodologías se mencionan a continuación:

Modelos regresivos, los cuales se pueden subdividir en *modelos móviles simples y dobles*, *modelos para series de tiempo estocásticas*, *modelos de espacio de estados*, *sistemas expertos y redes neuronales*, así como la metodología de ajuste de curvas mediante funciones determinadas (interpolación y extrapolación).

Clasificamos a las series de tiempo de una manera general, donde mediante un análisis gráfico podemos determinar ciertos comportamientos a priori, y cuyas definiciones proporcionarán información acerca del modelo para pronóstico que más se adecue a la serie. Estas son las series de tiempo estacionarias, series de tiempo con tendencia, series de tiempo con picos, series de tiempo en pasos, series de tiempo cíclicas (estacionales o periódicas) y una combinación de todas las anteriores. En la Figura 3.1, se muestran las siguientes formas de series de tiempo más comunes.

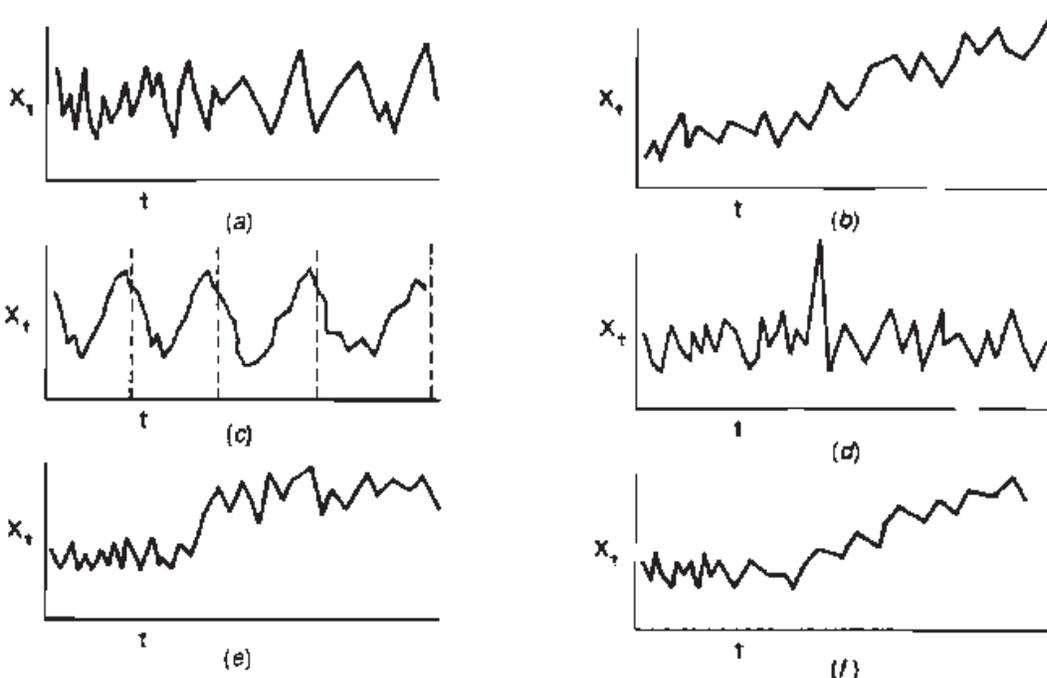


Figura 3.1.- Característica de las series de tiempo.

a).-proceso constante. B).- proceso con tendencia lineal. C.-variación cíclica. D).- proceso con impulso. E).-proceso con paso. F).- combinación de procesos.

Como forma general, los métodos de representación, y por la tanto de predicción de series de tiempo, los podemos esquematizar en:

- **Modelado clásico.-** Estimar y extraer las componentes de tendencia y estacionales, y esperar que el residuo tenga un comportamiento estacionario.

Generalmente, la componente de tendencia se puede **estimar** mediante modelos no paramétricos especiales para ello (medias móviles, suavización exponencial, filtros de suavización). Otra manera es proponer una relación determinística para su representación, mediante un análisis gráfico previo, y utilizando el análisis de regresión, mediante el uso de la filosofía de los mínimos cuadrados, encontrando así los parámetros del modelo de tendencia propuesto.

En el caso de la componente cíclica, se puede estimar y posteriormente extraer, mediante la **metodología Winter** [Brockwell, 2002].

Otra aproximación para remover la tendencia y/o la estacionalidad de la serie, es mediante el uso de la **diferenciación** [Brockwell, 2002]. Definimos al operador de primera diferencia como:

$$\nabla X_t = X_t - X_{t-1} \quad (3.2)$$

El cual está relacionado con el operador de retraso B , como:

$$\nabla X_t = 1 - B X_t \quad (3.3)$$

Donde B se define como $BX_t = X_{t-1}$. Los binomios así obtenidos deben ser tratados tal cual una variable real, sin olvidar el significado que los operadores conllevan.

Aplicando diferencias sucesivas, para una serie de tiempo que es no estacionaria y que contiene una componente de tendencia, podemos llegar a una nueva serie de tiempo que es estacionaria. Generalmente, el orden de la diferenciación es pequeño, ya que a la mayoría de las series de tiempo que presentan una tendencia, se les puede estimar y remover dicha tendencia, mediante un polinomio de grado pequeño.

En el caso de que la serie de tiempo presente tendencia y estacionalidad, igualmente podemos aplicar la diferenciación, pero introduciendo el concepto de **diferenciación estacional**⁴¹, la cual se define en esencia, a partir de la diferenciación convencional. Esto es:

$$\nabla_s X_t = 1 - B^s X_t \quad (3.4)$$

Debe cuidarse de no confundir estos operadores con el operador de diferencias de la expresión (3.3). Por lo tanto, se aplica el operador de diferencias estacional, para remover la estacionalidad de la serie, y posteriormente se estima la parte de tendencia o se aplica la diferenciación convencional.

Otra técnica para la modelación de la parte estacional es mediante el uso de funciones trigonométricas. Esta es la base para el análisis de series de tiempo que tienen un comportamiento periódico dentro de un intervalo de tiempo. Las funciones trigonométricas, por sus características, son una herramienta acorde para el modelado de procesos con componente estacional⁴².

3.2.1.4 Promedio Móvil.

Para el caso de un proceso constante, el promedio móvil es equivalente al método de los mínimos cuadrados para las últimas N observaciones. Para procesos con tendencia lineal, se puede utilizar el método de los mínimos cuadrados o métodos heurísticos. Los promedios móviles son útiles para buscar semejanzas en la información, cuando la señal en estudio parece obscurecerse debido a la presencia de ruido. Esto es, en el caso de la determinación de una trayectoria de tendencia, que está presente en una serie de tiempo de la forma de la expresión (3.1), la promediación móvil es útil para remover la parte de tendencia, y posteriormente analizar el sistema resultante; es decir, se realiza un filtrado numérico a la serie.

Supongamos que la serie de tiempo es generada por un proceso constante, de la forma [Montgomery, 1990]:

$$x_t = b + e \quad (3.5)$$

Donde e son variables aleatorias no correlacionadas con media cero y varianza σ_e^2 y b es un parámetro desconocido. Para el pronóstico de valores futuros de la serie de tiempo, es necesario

⁴¹ Se verá que en el modelado de procesos ARIMA, esta es una parte importante que se ha seguido utilizando para convertir una serie no estacionaria y estacional, en una serie estacionaria sin tendencia.

⁴² Más adelante en esta tesis, se muestra que el análisis armónico de series de tiempo de las mareas, se basa en este principio de las funciones trigonométricas.

estimar el valor de b . Además, suponemos que tenemos todos los valores historia de la serie desde $x_1, x_2 \dots x_T$, donde T se define como el valor final. Aplicando el criterio de los mínimos cuadrados, obtenemos:

$$\begin{aligned}
 \ell b &= \sum_{t=1}^T x_t - b^2 \\
 \frac{\partial \ell}{\partial b} &= -2 \sum_{t=1}^T x_t - b \\
 &= -2 \left(\sum_{t=1}^T x_t - b \sum_{t=1}^T 1 \right) = 0 \\
 &= -2 \left(\sum_{t=1}^T x_t - bT \right) = 0
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

Despejando el estimado de b , se tiene que:

$$\hat{b} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T x_t \tag{3.7}$$

La expresión (3.7), es la media aritmética de las T observaciones. Esta media aritmética, incluye todos los valores pasados de la serie x_t ; pero como el valor de b cambia suavemente con el tiempo, es razonable pensar en dar un peso mayor a las últimas N observaciones. Aplicando el criterio de mínimos cuadrados a esta suposición, se obtiene:

$$\begin{aligned}
 \ell b &= \sum_{t=T-N+1}^T x_t - b^2 \\
 \frac{\partial \ell}{\partial b} &= -2 \sum_{t=T-N+1}^T x_t - b = 0
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Y la solución que minimiza el estimado del parámetro b , es:

$$\hat{b} = \frac{1}{N} \sum_{t=T-N+1}^T x_t \equiv M_T \tag{3.9}$$

Por lo que M_T es en efecto el promedio de las N observaciones más recientes. A este proceso se le denomina *Promedio Móvil Simple de periodo N* [Montgomery, 1990].

$$M_T = \frac{x_T + x_{T-1} + x_{T-2} + \dots + x_{T-N+1}}{N} \quad (3.10)$$

Una expresión equivalente para calcular el promedio Móvil Simple, se deriva de⁴³:

$$M_T = \frac{x_T + x_{T-1} + x_{T-2} + \dots + x_{T-N+1} + x_{T-N} - x_{T-N}}{N} \quad (3.11)$$

$$M_T = \frac{x_T}{N} + \frac{x_{T-1} + x_{T-2} + \dots + x_{T-N+1} + x_{T-N}}{N} - \frac{x_{T-N}}{N}$$

Y se define el promedio en el tiempo t-1, se tiene que $M_{T-1} = \frac{x_{T-1} + x_{T-2} + \dots + x_{T-N+1} + x_{T-N}}{N}$, por lo que la Ecuación (3.11), se convierte en:

$$M_T = M_{T-1} + \frac{x_T - x_{T-N}}{N} \quad (3.12)$$

La Ecuación (3.12) permite obtener el estimado M_T , en base al promedio anterior $M_{(T-1)}$. El pronóstico del proceso de Promediación Móvil, se define como⁴⁴:

$$\hat{x}_{T+\tau} = M_T = \hat{b} \quad (3.13)$$

Ya que se han definido las expresiones que ayudan a representar este proceso constante, se debe determinar cual es el valor de N más apropiado que permita representar de una mejor manera al sistema que se está tratando de modelar. Para ello, no existen sino suposiciones, la cuales se basan en la experiencia y buen juicio del analista. Sin embargo de acuerdo a la suposición de que los errores son variables independientes, la varianza de M_T (o de b) es σ^2/N , entonces para valores pequeños de N , la varianza es relativamente grande. Por lo contrario, para valores grandes de N , esta varianza tiende a decrecer [Montgomery, 1990]. Por lo tanto, cuando el proceso manifieste un comportamiento constante, el ajuste valor de b podría ser mejor si tomamos un valor grande de N , y si el proceso manifiesta cambios, desearíamos usar valores pequeños de N , para que M_T pueda responder a los cambios de b .

Por lo anterior, se deduce que N es un parámetro de gran importancia. Pero en las etapas de programación, podría representar alguna problema, ya que tendríamos que buscar la manera de

⁴³ Es lo mismo tomar el periodo $x_{T-1}, \dots, x_{T-N+1}$,

⁴⁴ Recordar la Ecuación (3.5) y (3.9).

hacer que este valor N cambie de acuerdo a las condiciones del proceso; así mismo, como se requieren de los datos anteriores de la serie de tiempo, un valor de N grande, nos representaría un costo en almacenamiento computacional. Algunas otras técnicas, como el doble promedio móvil para un proceso constante, se definen en [Montgomery, 1990].

3.2.1.5 Modelos de Promediación Móvil Autoregresivos Integrados (ARIMA).

La suposición de que la variable de error, y por lo tanto las observaciones, son independientes es muchas veces errónea; esta es la consideración dada en los métodos de predicción de suavizado exponencial y su variantes [Sotomane, 2003].

Es decir, existe otra metodología desarrollada por Box y Jenkins [Box y Jenkins, 1994], la cual propone una relación entre la misma variable en estudio, pero con un retraso en el tiempo. Dejar que la misma historia de la variable explique el comportamiento presente así como el futuro, es la idea básica para esta metodología.

Esto es, muchas observaciones de las series de tiempo, son altamente dependientes. Por lo tanto, los métodos de predicción basados en la suavización exponencial no toman en cuenta esta dependencia, por lo que la eficiencia del método disminuye considerablemente. Por lo tanto, existen técnicas desarrolladas para tomar ventaja de la dependencia de las observaciones. Estas técnicas son las denominadas modelos auto-regresivos (AR), modelos de media móvil (MA) y la combinación de ellos (ARMA) junto con la integración (ARIMA).

a) Proceso Auto-regresivo (AR).

Un caso especial del filtro lineal, es el modelo auto-regresivo. Este se describe mediante la expresión [Box y Jenkins, 1994]:

$$x_t = \varepsilon + \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} + \dots + \phi_p x_{t-p} + e_t \quad (3.14)$$

Donde

La Ecuación (3.14) define un proceso autoregresivo de orden p AR (p) con ϕ_p como coeficiente de autoregresión; es decir, se tienen p parámetros a definir, más dos parámetros que son la constante ε y la varianza σ^2 . Se llama auto-regresivo porque la observación actual x_t está definida por regresores anteriores de la misma variable x .

Otra manera de definir al proceso autoregresivo, es utilizando el operador de atraso B , por lo tanto,

$$\begin{aligned}
 x_t &= \varepsilon + \phi_1 B^1 + \phi_2 B^2 + \dots + \phi_p B^p x_t + e_t \\
 \text{o} \\
 1 - \phi_1 B^1 - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p x_t &= \varepsilon + e_t \\
 \Phi_p B x_t &= \varepsilon + e_t
 \end{aligned}
 \tag{3.15}$$

Donde

$$\Phi_p B = 1 - \phi_1 B^1 - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p$$

El proceso autoregresivo puede representar tanto series de tiempo estacionarias así como no estacionarias.

Si las raíces del polinomio $\Phi_p(B)=0$ caen fuera del círculo unitario, entonces el proceso es estacionario. La media del proceso auto-regresivo se define como [Box y Jenkins, 1994]:

$$\mu = \frac{\varepsilon}{1 - \sum_{j=1}^p \phi_j} \tag{3.16}$$

b) Proceso de Media Móvil (MA).

De la misma manera, el proceso de media móvil es un caso especial del filtro lineal, pero considerando los q pesos con valor diferente de cero. La expresión que describe este comportamiento es:

$$x_t = \mu + e_t - \theta_1 e_{t-1} - \theta_2 e_{t-2} - \dots - \theta_q e_{t-q} \tag{3.17}$$

La Ecuación (3.17) define un proceso de media móvil de orden q , y se abrevia MA (q). En términos del operador de retraso, el proceso MA (q) es:

$$\begin{aligned}
 x_t &= \mu + 1 - \theta_1 B^1 - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q e_t \\
 &= \mu + \Theta_q B e_t
 \end{aligned}
 \tag{3.18}$$

Ya que existe un número finito de valores de ponderación θ , cualquier proceso MA (q) será estacionario, sin importar cuáles sean los valores que se escojan para las ponderaciones.

c) Proceso Compuesto Auto regresivo de Media Móvil (ARMA).

El proceso ARMA se define por la combinación de los procesos AR y MA, para la representación de una serie de tiempo. Por lo tanto, el orden ARMA es de p y q ARMA (p, q) . La expresión es la siguiente:

$$x_t = \varepsilon + \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} + \dots + \phi_p x_{t-p} - \theta_1 e_{t-1} - \theta_2 e_{t-2} - \dots - \theta_q e_{t-q} + e_t \quad (3.19)$$

Usando el operador de retardo, tenemos:

$$\Phi_p B x_t = \varepsilon + \Theta_q B e_t \quad (3.20)$$

Las propiedades de los modelos AR y MA, definen las del conjunto ARMA, donde dependiendo de si las raíces del polinomio $\Phi_p(B)=0$, están fuera del círculo unitario, el proceso es estacionario y es invertible⁴⁵ o si las raíces del polinomio $\Theta_q(B)=0$ están igualmente fuera del círculo unitario.

d) Proceso de Media Móvil Auto Regresivos Integrados (ARIMA).

Los modelos AR y MA, han tenido gran aceptación para la representación de una gran variedad de series de tiempo estacionarias. Una extensión en el análisis de estos modelos, nos llevan a la aplicación para la formulación de series de tiempo no estacionarias.

Se dice que una serie de tiempo es no estacionaria en la media, si en un segmento local a través del tiempo de las observaciones, parecen igual en comportamiento, excepto en la media [Brockwell, 2002]. Similarmente, es posible tener series de tiempo que tengan comportamiento no estacionario tanto en la media como en la tendencia; esto es, si tomamos dos segmentos locales de la serie, estos serán diferentes.

Para incorporar el comportamiento no estacionario de la serie, en el análisis del proceso ARMA, es necesario definir el concepto de diferenciación de la serie. Esto es, se ha visto que para reducir la no

⁴⁵ El término de invertibilidad se refiere a que un proceso AR puede representarse por medio de un proceso MA y viceversa. Ver [Montgomery, 1990], [Box y Jenkins, 1994] para el análisis de la invertibilidad.

estacionariedad de la serie, y obtener una nueva serie que es estacionaria, es razonable usar diferenciaciones sucesivas [Brockwell, 2002].

Si una serie de tiempo no estacionaria, se puede reducir a una serie estacionaria, aplicando un grado de diferenciación aceptable, decimos que la serie de tiempo original es **no estacionaria homogénea** [Brockwell, 2002].

Definimos entonces el operador de diferencias hacia atrás ∇ como:

$$\nabla x_t = x_t - x_{t-1} \quad (3.21)$$

Es posible relacionar en base al operador de retardo B , al operador de diferencias hacia atrás, $\nabla=1-B$. por lo tanto, una diferenciación de mayor orden puede expresarse como:

$$\nabla^2 = 1-B^2, \nabla^3 = 1-B^3, \dots, \nabla^d = 1-B^d$$

Tomando como ejemplo la segunda diferenciación ($d=2$), tenemos:

$$\nabla^2 x_t = 1-B^2 x_t = 1-2B+B^2 x_t = x_t - 2x_{t-1} + x_{t-2}$$

Diferenciando una serie de tiempo x_t de tamaño n , produce una nueva serie de tiempo $w_t = \nabla^d x_t$ de tamaño $n-d$.

Un modelo capaz de representar una gran variedad de series de tiempo no estacionarias, es el modelo **ARIMA de orden (p, d, q)** .

$$\Phi_p B \nabla^d x_t = \Theta_q B e_t \quad (3.22)$$

$$\Phi_p B w_t = \Theta_q B e_t \quad (3.23)$$

Donde $\Phi_p B$ es el polinomio con retardo B de orden p , $\Theta_q B$ es el polinomio con retardo B de orden q . Esto es, el modelo representa la d -ésima diferenciación de la serie original como un proceso que contiene p parámetros autoregresivos y q parámetros de media móvil.

Si la serie w_t tiene media no cero μ_w , entonces el modelo ARIMA (p, d, q) será:



$$\Phi_p B w_t = \mu_w + \Theta_q B e_t \quad (3.24)$$

Se puede aplicar una definición extendida a series de tiempo estacionales, para definir un gran número de series de tiempo. Para ello, recordemos el operador estacional de diferencias hacia atrás, introducido en la expresión (3.4). Un modelo generalizado extendido para representar una serie de tiempo estacional es:

$$\Phi_p B \Lambda_P B^s \nabla^d \nabla^s x_t = \mu_x + \Theta_q B \Gamma_Q B^s e_t \quad (3.25)$$

Los polinomios $\Lambda_P B^s$ y $\Gamma_Q B^s$ son los polinomios estacionales de la parte AR (P) y MA (Q), respectivamente. El superíndice s indica el polinomio estacional y la diferenciación estacional, P y Q son el orden de los polinomios estacionales, respectivamente.

El tratamiento del proceso ARIMA estacional, es igualmente válido para el sistema ARIMA no estacional; con las diferenciaciones estacionales y no estacionales, se logra cubrir una amplia variedad de series de tiempo que se pueden representar, tanto estacionarias como no estacionarias. He aquí un gran potencial de la metodología ARIMA (p, d, q) y ARIMA (P, S, Q) estacional; el modelo más general es el descrito en la expresión (3.25), ya que abarca tanto series no estacionarias, como series de tiempo con comportamientos estacionales. Para el análisis de la serie se requiere de la aportación de la función de auto correlación (FAC) y de la función de autocorrelación parcial (FACP) [Brockwell, 2002]. Estas son medidas descriptivas de la relación existente entre la misma variable pero en rezagos en el tiempo.

La metodología Box-Jenkins [Box y Jenkins, 1994], sugiere 4 pasos fundamentales para el estudio de la serie:

- Identificación.- encontrar los valores p, d, q del modelo general mediante la FAC y la FACP. En la Tabla 3.1, se establecen patrones típicos para modelos ARMA; similarmente en [Box y Jenkins, 1994] se definen patrones para modelos ARIMA.

Tabla 3.1.- Patrones teóricos de FAC y FACP para modelos ARMA

<u>Tipo de modelo</u>	<u>Patrón típico FAC</u>	<u>Patrón típico FACP</u>
$AR(p)$	Decrece exponencialmente o con un patrón sinusoidal o ambos	Picos grandes a lo largo de los p rezagos.
$MA(q)$	Picos grandes a lo largo de los q rezagos.	Decrece exponencialmente

ARMA(p,q)	Decrece exponencialmente	Decrece exponencialmente
-----------	--------------------------	--------------------------

- Estimación.- Estimar los parámetros identificados mediante mínimos cuadrados u otros métodos de estimación no lineal.
- Verificación.- Después de seleccionar el modelo ARIMA apropiado, se trata de ver si el modelo ajusta correctamente los datos (bondad del ajuste); si esto no ocurre, se regresa a los pasos anteriores.
- Predicción.- La predicción es la parte fundamental de la modelación ARIMA, el proceso es iterativo para llegar a la mejor predicción.

3.2.1.6 Análisis Armónico (análisis y predicción de mareas)

Una de las herramientas más utilizadas en el análisis y predicción de mareas, se basa en el análisis armónico de señales. La característica de la serie de tiempo de la marea, la cual es casi periódica y tiene patrones de comportamiento cíclicos y estacionales, sugiere pues que el análisis armónico es una herramienta matemática de gran potencial.

En el **análisis clásico** de series de tiempo, la parte estacional s_t puede representarse mediante **funciones trigonométricas** [Montgomery, 1990]. Conociendo el periodo estacional L , es posible definir a x_t , mediante un par de senos y cósenos, y utilizando una identidad trigonométrica conocida para:

$$x_t = b \operatorname{sen} w t + \theta \quad (3.26)$$

Obtenemos la expresión:

$$x_t = b_1 \operatorname{sen} w t + b_2 \cos w t \quad (3.27)$$

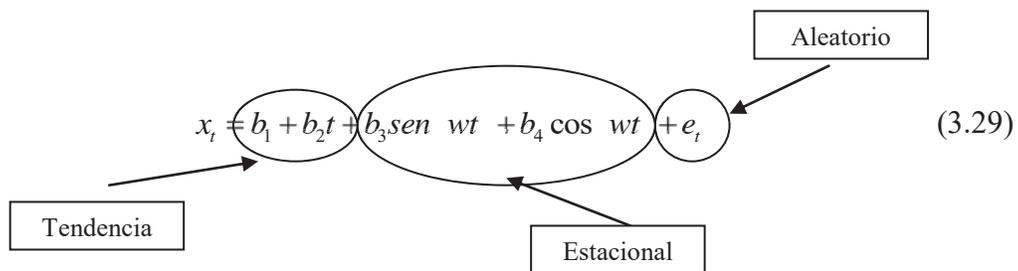
Donde $b_1 = b \cos w\theta$, $b_2 = b \operatorname{sen} w\theta$, $w = 2\pi \frac{1}{L}$, y L el periodo de repetición del comportamiento de la serie, a lo largo de un intervalo de tiempo dado.

Se puede agregar un término constante a la expresión (3.27), que representa una desviación u offset; así mismo, como se ha mencionado anteriormente, se tiene el supuesto de que las observaciones x_t son una realización de un proceso estocástico; otra interpretación de esta parte estocástica, es la

suposición de que las observaciones (mediciones), tienen un cierto grado de error, ya que ningún instrumento de medición es perfecto, por lo que se dice que existe una variable aleatoria que altera estas mediciones. Luego entonces, un modelo simple para un proceso estacional, puede definirse como:

$$x_t = b_1 + b_2 \text{sen } wt + b_3 \text{cos } wt + e_t \quad (3.28)$$

De igual manera, se puede incluir el término de tendencia m_t , que mejor describa este proceso para el modelo de la expresión (3.28). Por ejemplo, una línea recta de tendencia para un proceso estacional simétrico estaría definido por:



Así mismo, se puede decir que si el proceso no es simétrico, es decir, si presenta variaciones intermedias dentro del intervalo de tiempo del análisis, se pueden agregar términos de variación “rápida”, en la expresión (3.28), que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema. Por principio, se da un repaso al análisis de funciones mediante las **Series de Fourier**, y posteriormente veremos su aplicación a las series de tiempo de las mareas. Programas computacionales basados en estos principios son los que actualmente definen el comportamiento y predicción de las mareas, y cuyos resultados son dados a conocer mediante los atlas de mareas con la predicción anual de las mismas.

a) Series de Fourier (análisis armónico)

También denominado **análisis armónico** de funciones, la serie de Fourier⁴⁶ [Chapra, 2003] tiene una aplicación importante en la aproximación de funciones matemáticas y ha encontrado un vasto desarrollo en varias áreas científicas y de la ingeniería.

⁴⁶ Su nombre se debe al matemático francés Joseph Fourier, quien en 1807, presenta un compendio para la solución de Ecuaciones Diferenciales parciales, y da paso al análisis armónico de funciones; aunque su trabajo fue reconocido totalmente hasta el año de 1822.

El teorema de Fourier, establece que una función periódica puede representarse por medio de una **serie trigonométrica**, es decir, por una suma infinita de funciones seno y coseno. Se dice que una función es periódica si:

$$f(t) = f(t+T)$$

Donde $(T = \frac{1}{f})$, es el inverso de la frecuencia f de la señal, denominada periodo de la función. La

función expresada en el rango $\left[-\frac{T}{2}, \frac{T}{2}\right]$, tiene una representación de la serie de Fourier, como:

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos n\omega_0 t + b_n \sin n\omega_0 t] \quad (3.30)$$

Donde a_0, a_n, b_n son los coeficientes de Fourier. A n se le conoce como el número de armónicos⁴⁷; la frecuencia angular fundamental de la función $f(t)$ es ω_0 $\omega_0 = 2\pi f_0$. Esta es la representación de la serie de **Fourier Trigonométrica**; existe otra representación de la serie, denominada forma compleja de la serie de Fourier, y que es ampliamente usada en el área de la ingeniería eléctrica. Para esta tesis, la serie trigonométrica será la que se utiliza.

Algunas propiedades de la función $f(t)$, tales como la **simetría**, ayudan a definir propiedades específicas en el cálculo de la serie, en particular, para el cálculo de los coeficientes dados por las expresiones (3.31), (3.32) y (3.33). La solución analítica para encontrar los coeficientes de Fourier lleva a las expresiones:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt \quad (3.31)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos n\omega_0 t dt \quad (3.32)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin n\omega_0 t dt \quad (3.33)$$

Algunos de estos aspectos generales de la aplicación de la serie de Fourier en la representación de funciones, permiten expresar la serie de tiempo de las mareas, mediante un análisis armónico.

⁴⁷ Múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la señal $f(t)$.

b) Análisis y predicción de mareas.

Básicamente, el análisis de mareas consiste en identificar, de una muestra de observaciones de los niveles del mar, las amplitudes y ángulos de defasamiento respecto al equilibrio de marea.

Haciendo uso de la teoría de las series de Fourier y del análisis de las fuerzas que producen las mareas, se puede modelar y predecir la serie de tiempo de las mareas.

Mediante un análisis de las fuerzas de los cuerpos celestes que interactúan para la producción de las mareas, se definen las **frecuencias de los constituyentes principales** que definen al fenómeno de las mareas [DFO, 1983]. Luego entonces se tiene que las principales frecuencias que se presentan en las series de tiempo de las mareas son:

M_2 - Constituyente lunar semidiurno, cuya frecuencia es de dos ciclos por día lunar⁴⁸ o $28.98^\circ/h$.

S_2 - Constituyente lunar semidiurno, de frecuencia de dos ciclos por día, o $30^\circ/h$

P_1 - Constituyente diurno solar, con frecuencia de $14.96^\circ/h$

K_1 - Constituyente Diurno Solar, con frecuencia de $15.04^\circ/h$

O_1 - Constituyente lunar con frecuencia de $13.94^\circ/h$

N_2 - Constituyente lunar semidiurno pequeño con frecuencia de $28.44^\circ/h$

L_2 - Constituyente lunar semidiurno largo con frecuencia de $29.53^\circ/h$

T_2 - Constituyente solar semidiurno grande, frecuencia de $29.96^\circ/h$

R_2 - Constituyente solar semidiurno pequeño, frecuencia de $30.04^\circ/h$

M_f - constituyente lunar de periodo largo $1.10^\circ/h$

S_{sa} - Constituyente semi anual de periodo largo $0.08^\circ/h$

⁴⁸ El día lunar es de 24 horas 50 minutos.

K_2 – Constituyente lunar-solar semidiurno $30.08^\circ/h$

Un análisis detallado de la obtención de estos y otros constituyentes, así como su descripción e impacto en las mareas, además de los sistemas de generación mareométricos, se da en [DFO, 1983] y en [A.C.Baker, 1991].

Se sabe que el ciclo de las mareas no es un proceso periódico, ya que no se repite exactamente a intervalos fijos tales como un día, un mes, o un año; por lo que propiamente la metodología del análisis mediante la serie de Fourier expuesta en la sección a), estaría limitado únicamente a la obtención de los constituyentes principales de las observaciones recolectadas entre estos intervalos de tiempo. Por lo que no sería de gran utilidad, ya que la finalidad, es la **predicción** de la serie.

Por lo tanto, se asume que en el análisis de la serie de Fourier, el periodo T es infinito, y que por lo tanto todas las frecuencias son candidatas para usarse [DF0, 1983].

En su forma discreta de la serie de Fourier [Arrillaga, 2001], y comparando con la expresión para el análisis armónico de marea en [DFO, 1983], el nivel de marea puede expresarse como:

$$h(t) = \sum_{n=0}^n H'_n \cos(E'_n - g_n) + e \quad (3.34)$$

Que puede escribirse también como:

$$h(t) = H'_0 + \sum_{n=1}^n H'_n \cos(E'_n) \cos(g_n) + \sin(E'_n) \sin(g_n) + e \quad (3.35)$$

Donde:

$h(t)$ - Nivel instantáneo (m).

H'_0 - promedio de las observaciones, en la terminología de mareas es Z_0 (m)

H'_n - Amplitud de n -ésimo constituyente (m).

E'_n - Angulo de referencia medido localmente, con zona horaria GMT⁴⁹ (rad o grados)

g_n - Angulo de defasamiento (rad o grados).

⁴⁹ GMT Greenwich Mean Time. Una de las designaciones para las zonas horarias.

n – Número de armónicos o constituyentes necesarios para representar la señal adecuadamente.

Una modulación existente en la amplitud y el ángulo de la marea [DFO, 1983], redefine a la Ecuación (3.35) como:

$$\begin{aligned}
 h(t) &= H_0' + \sum_{n=1}^n f_n H_n \cos(w_n t + \theta_n) \cos g_n + \sin(w_n t + \theta_n) \sin g_n + e \\
 h(t) &= H_0' + \sum_{n=1}^n A_n \cos(w_n t + \theta_n) + B_n \sin(w_n t + \theta_n) + e \quad (3.36) \\
 A_n &= H_n' \cos g_n \\
 B_n &= H_n' \sin g_n
 \end{aligned}$$

Donde:

f_n - Factor de modulación de amplitud, también se le conoce como argumento astronómico.

w_n - velocidad angular (rad/h o grados/h)

θ_n - Factor angular de modulación.

De forma matricial podemos escribir la Ecuación (3.36), de la forma [Rabbany, 2004]:

$$\vec{h}(t) = \vec{A}\vec{x} \quad (3.37)$$

Donde $\vec{h}(t)$ es el vector de observaciones instantáneas en t , con $(N \times 1)$ elementos, x es el vector de coeficientes con $(2n+1) \times 1$ elementos. La matriz A tiene dimensiones $N \times (2n+1)$, en forma matricial se expresa como:

$$\begin{bmatrix} h(t_1) \\ h(t_2) \\ h(t_3) \\ \vdots \\ h(t_N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \cos w_1 t_1 + \theta_1 & \sin w_1 t_1 + \theta_1 & \cdots & \cos w_n t_1 + \theta_n & \sin w_n t_1 + \theta_n \\ 1 & \cos w_1 t_2 + \theta_1 & \sin w_1 t_2 + \theta_1 & \cdots & \cos w_n t_2 + \theta_n & \sin w_n t_2 + \theta_n \\ 1 & \cos w_1 t_3 + \theta_1 & \sin w_1 t_3 + \theta_1 & \cdots & \cos w_n t_3 + \theta_n & \sin w_n t_3 + \theta_n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots \\ 1 & \cos w_1 t_N + \theta_1 & \sin w_1 t_N + \theta_1 & \cdots & \cos w_n t_N + \theta_n & \sin(w_n t_N + \theta_n) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_0' \\ A_1 \\ B_1 \\ \vdots \\ A_n \\ B_n \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

La solución por mínimos cuadrados para una sola frecuencia [Arrillaga, 2001] se extiende para n número de frecuencias, y con la Ecuación (3.37), se obtiene la solución:

$$\hat{x} = A^T A^{-1} A^T h \quad (3.39)$$

Los parámetros de interés, tales como las magnitudes H_n y los ángulos de defasamiento g_n se obtienen por [Tianghang y Vaniceck, 2004]:

$$H_n = \sqrt{A_n^2 + B_n^2}$$

$$g_n = \arctan\left(\frac{B_n}{A_n}\right)$$

c) Predicción

Una vez determinados los constituyentes apropiados para representar la serie de tiempo del nivel del mar, podemos estimar a futuro los valores de la misma, mediante la Ecuación (3.40). Para determinar la bondad de nuestro ajuste, se utilizan los valores del error medio cuadrático (error RMS), así mismo el coeficiente de determinación permite evaluar de una manera cuantitativa la bondad del ajuste; además, otra forma de justificar la bondad del ajuste [Chapra, 2003], es mediante la gráfica del correlograma del residuo y su histograma, para verificar la aleatoriedad y su distribución normal, respectivamente.

$$h(t) = Z_0 + \sum_{i=1}^n C_i \cos(2\pi f_i t - \phi_i) \quad (3.40)$$

Donde:

$h(t)$ Es el valor instantáneo del nivel de marea (m).

Z_0 Es el valor promedio de las observaciones (m).

C_i Magnitud de los constituyentes, obtenidos del análisis armónico de mareas (m).

f_i Frecuencia de los constituyentes (cph).

ϕ_i Ángulo de defasamiento de los constituyentes (rad o grados).

3.2.2 Otros Métodos para el Análisis de Factibilidad.

3.2.2.1 Modelado de Procesos caóticos.

Cuando se tiene un proceso aleatorio, en muchas ocasiones, ciertos sistemas presentan, bajo ciertas condiciones, un comportamiento aleatorio, que aparentemente no tiene un orden establecido. Este tipo de sistemas son difíciles de modelar debido a su comportamiento errático y sin un patrón



aparente. Por lo tanto, las herramientas convencionales para análisis de series de tiempo suelen ser inadecuadas.

a) Modelado de Procesos caóticos mediante Modelos Locales.

Con las variables observadas, se han desarrollado técnicas para el análisis de un conjunto de muestras obtenidas experimentalmente de un proceso determinado; tenemos pues un conjunto de datos obtenidos experimentalmente, con los que pretendemos “descubrir” la relación que mejor describa la dependencia de la salida respecto a la entrada del sistema.

Esta relación resulta muchas veces de una manera no lineal, y cuyo patrón de comportamiento no atiende a alguna relación matemática en particular. Esto es, tiene un comportamiento caótico, que a simple vista parece inestable. La idea es encontrar la relación que existe entre las variables, buscando el orden dentro de lo que aparentemente no está relacionado.

Para representar el comportamiento de un proceso mediante un modelo estadístico se tienen dos vertientes. Por una parte, se tienen los modelos globales, los cuales utilizan todo el conjunto de datos disponibles, lo que los hace ser en general, más complicados para encontrar la relación entrada-salida (modelo) que describa a “todos” los elementos de los datos, además de que se requiere de un esfuerzo computacional mayor. Por otro lado, se proponen modelos “locales” los cuales utilizan cierta cantidad de puntos del conjunto de datos, para determinar, mediante un modelo más simple, la relación de estos.

Esta metodología es utilizada para el modelado de series tiempo caóticas altamente no lineales [Mcnames, 1999].

Una descripción de series de tiempo caóticas, así como su análisis y predicción, se puede encontrar en [Mcnames, 1999] y [Mcnames, Suykens Vandewalle, 1999].

3.2.2.2 Redes Neuronales Artificiales.

Los modelos de redes neuronales artificiales, en el campo de la inteligencia artificial, surgen a partir de la analogía con el comportamiento de las redes neuronales biológicas, cuyo comportamiento se trata de emular [Winston, 1994].

Las redes neuronales Artificiales (RNA), son ejemplos de modelos dinámicos no lineales. Debido a su complejidad por la no linealidad, el principal reto es el de determinar los parámetros del mismo. La característica de las redes neuronales artificiales permite utilizar modelos matemáticos simples



locales, para representar un modelo global del sistema. Las redes RNA se utilizan cuando no se conoce el modelo que relacione las variables de entrada-salida del sistema. Es decir, se puede proponer la estructura de la red neuronal que mejor describa la relación entre las variables E/S.

a) Definiciones.

Una red neuronal Artificial (RNA), es un sistema de aprendizaje, mediante un método iterativo, en el cual se van ajustando los valores de los parámetros del modelo de red neuronal, de una manera gradual.

Otras clasificaciones se dan en [Bolívar, 2005]:

“Las redes neuronales artificiales son modelos matemáticos multiparamétricos no lineales, capaces de inducir una correspondencia entre conjuntos de patrones de información (relación estímulo-respuesta)”.

Las Redes Neuronales Artificiales RNA, no se programan, mejor dicho aprenden o se entrenan; ciertos tipos de redes neuronales artificiales realizan este proceso de aprendizaje mediante ensayo y error [Bolívar, 2005].

b) Modelo.

La definición del modelo matemático de la red neuronal artificial, alude al comportamiento de las neuronas reales; de esta analogía surge la estructura básica y comportamientos definidos que describen al modelo matemático básico de la Red Neuronal Artificial⁵⁰.

El modelo más simple es de una sola “neurona” o estructura básica, la cual se define de acuerdo a la cantidad y arreglo de las mismas, diferentes esquemas de redes neuronales se proponen en [Matlab, 2005].

El comportamiento de la estructura básica se define en general como:

Para una entrada escalar \mathbf{p} , se transmite hacia la función de umbral o de transferencia, mediante un peso \mathbf{w} , cuya magnitud define la fuerza con la que se transmite \mathbf{p} . Adicionalmente, a este modelo se le agrega un término \mathbf{b} , el cual se puede interpretar como un peso de margen de error, pero que es constante con valor unitario ver Figura 3.2 [Matlab, 2005].

⁵⁰ Para una explicación más detallada ver referencia [Winston, 1994].

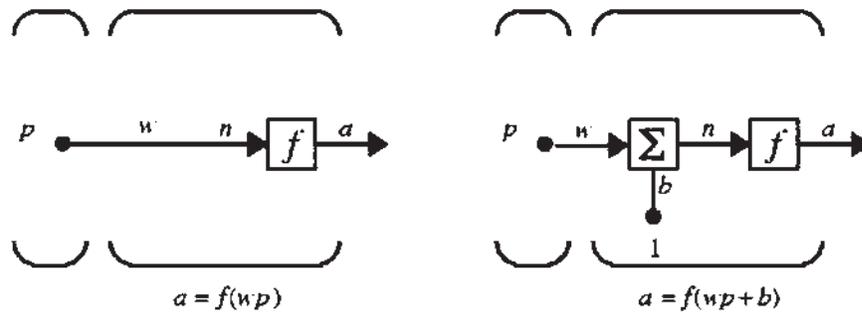


Figura 3.2 .-Representación de la neurona básica-
 El esquema de la izquierda es una neurona artificial simple (escalar) sin peso de error. La de la derecha consta de un peso de error sumado al producto $w p$, cuya salida es n .

El valor de entrada hacia la función de umbral es n , y se define como $n = w p$, para el caso de la neurona artificial sin “*bias*”; para el caso de la red con *bias*, se tiene que $n = w p + b$. El valor de salida de la neurona es el parámetro a .

Dado que la neurona real se le conoce como un dispositivo de todo o nada⁵¹, la función de umbral f , es la que determina dicho comportamiento. Las funciones de umbral utilizadas comúnmente en las redes neuronales artificiales son del tipo escalón, sigmoide y lineal (ver Figura 3.3).

Como definimos anteriormente, las cantidades w y b son parámetros ajustables. De aquí la idea principal que rodea a las redes neuronales artificiales, donde se trata de ajustar estos parámetros para que la red se comporte de una manera determinada⁵².

Por lo tanto, la red neuronal se tiene que entrenar, mediante los datos de prueba, para definir la tarea a realizar, y posteriormente se validan los resultados mediante un conjunto de datos denominados datos de validación.

Es decir, hay dos fases importantes en la definición del modelo de la red neuronal artificial; está la fase de entrenamiento⁵³, la cual ajusta los valores de w y b , y una vez obtenidos estos valores para la tarea específica, se valida el modelo con los datos de validación.

⁵¹ Esta definición se basa en los estudios realizados en el funcionamiento e interacción de las neuronas en el cerebro. Una explicación de esta definición se encuentra en [Winston, 1994].

⁵² La fase de entrenamiento de las redes artificiales, pretende encontrar los valores óptimos para los parámetros w y b , para realizar una tarea en particular; más aun, podríamos cambiar la estructura de la red para lograr el comportamiento deseado.

⁵³ Una de las técnicas utilizadas en la fase de entrenamiento, es la de la propagación inversa, la cual consiste en general, de afectar los valores w , observar la salida a , y ver que tanto se tiene error de acuerdo a lo que esperábamos obtener, y así sucesivamente hasta obtener la respuesta global deseada.

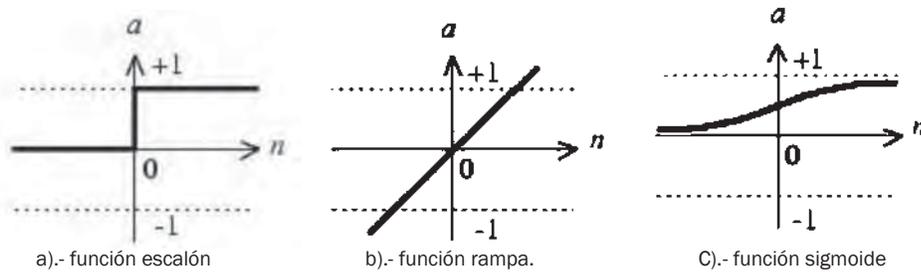


Figura 3.3.-Tipos de funciones de transferencia utilizadas comúnmente en las redes neuronales artificiales.

La figura a) es utilizada comúnmente en el área de clasificación y reconocimiento de patrones. La figura b) es utilizada para diseñar filtros lineales. La figura c) se utiliza en redes neuronales artificiales con retropropagación.

c) Estructuras.

Generalmente, en el campo de aplicación para el análisis de series de tiempo, la estructura de la red neuronal se define por un proceso de prueba y error; dejando al analista en una posición de elección de esta misma.

En general, la estructura básica de la red neuronal se compone de una capa entrada, una o varias capas ocultas de transición y una capa de salida. La tarea es elegir las capas ocultas que mejor describan y representen a la serie bajo estudio.

d) Métodos.

La aplicación de la metodología de redes neuronales ha encontrado un crecimiento amplio en varias áreas de las ciencias. Para el caso del análisis y predicción de series de tiempo, la idea fundamental es definir una estructura adecuada para el análisis y establecer un algoritmo de aprendizaje de la red. Dado que las ponderaciones de las capas generalmente no se conocen, se está frente a un problema de optimización. Existen varios algoritmos propuestos para trabajar la parte de identificación del sistema en las redes neuronales artificiales (RNA); entre los cuales, el más utilizado es el de la retropropagación. Una vez que se han definido los valores óptimos de las ponderaciones, estamos en posición de realizar el pronóstico. Para ello, de una serie de tiempo se extrae un subconjunto de datos con la finalidad de usarlos como un conjunto de entrenamiento (etapa de identificación); posteriormente el resto de los datos serán los datos de comprobación del desempeño del modelo propuesto (etapa de validación).

3.3 Aplicación de técnicas de Factibilidad a condiciones Regionales y Nacionales.

Las técnicas de factibilidad se basan en la anticipación de eventos, los cuales afectan la concepción de un proyecto. Para esta tesis, las técnicas de factibilidad vistas en las secciones anteriores, son útiles para determinar una localización puntual de una planta de generación distribuida que se basa en el fenómeno de las mareas, así mismo, esto permite anticipar en tiempo y cantidad, la energía posible que se extraerá del sistema.

Se estudiarán las series de tiempo del nivel del mar, muestreada en una región donde se creen propicias las condiciones para aprovechar el potencial marítimo. La serie de tiempo en estudio se obtuvo de la base de datos del CICESE (Centro de Investigación Científica y de Educación superior de Ensenada), mediante una red nacional de monitoreo del nivel del mar [CICESE, 2005]. Los datos que se tienen son del tipo horario, con promedios diarios, mensuales y anuales.

Existe también una red nacional que lleva a cabo la Secretaria de marina SEMAR⁵⁴ de medición oceanográfica del nivel del mar. Así mismo existen otras redes internacionales para el monitoreo del nivel de océano [CICESE, 2005].

Para realizar el estudio, se utilizará el programa de estadística MINITAB y otras aplicaciones de MATLAB⁵⁵, los cuales permiten utilizar una herramienta completa en el estudio de las series de tiempo. La facilidad de su uso así como el despliegue de reportes, hace de estos programas, aplicaciones aceptables para su uso.

La serie de tiempo de las mareas tiene un comportamiento estacional, ya que se repite en periodos determinados; aparentemente es una serie estacionaria ya que no presenta a simple vista una tendencia a largo plazo. Primeramente aplicaremos los modelos clásicos para series de tiempo, tales como el promedio móvil y ajuste exponencial.

En el caso de la metodología BOX_JENKINS, el primer paso es determinar mediante un análisis previo el modelo ARIMA que se más adecue a la serie. Una manera de visualizar el mejor modelo que represente a una serie de tiempo, es el de graficar los diagramas de las funciones de

⁵⁴ <http://www.semar.gob.mx/>

⁵⁵ Software de análisis matemático www.mathworks.com



autocorrelación simple y la función de autocorrelación parcial. Estos esquemas se comparan con algunas gráficas ya establecidas de los modelos ARIMA. Si fuese el caso que no se cumpliera el hecho de que para aplicar los modelos BOX-JENKINS se supone una serie de tiempo que proviene de un proceso estacionario, entonces se utilizan otras herramientas para su análisis, y por lo tanto para su predicción.

3.3.1 *Perspectivas Regionales.*

En las zonas costeras de Michoacán, hasta la fecha de esta investigación, no se han ubicado sitios potenciales para realizar un estudio de factibilidad de la energía mareomotriz. Los desarrollos que más se han estudiado son los de las centrales mini hidráulicas, que en algunos casos, utilizan la misma tecnología para las centrales mareomotrices [Gallardo, 2006].

3.3.2 *Perspectivas Nacionales.*

En México se ha visto que en el golfo de Baja California, se presentan rangos de mareas superiores a los 6 metros. En general, la parte norte del golfo de California en la desembocadura del río Colorado, se observan niveles de mareas adecuados para la explotación mareomotriz. Esto permite establecer un sitio de interés, y posteriormente desarrollar el estudio de factibilidad para centrales mareomotrices. A continuación se presenta mediante un caso de estudio de serie de tiempo de mareas, la perspectiva en un sitio particular de la República Mexicana donde se puede determinar el potencial mareomotriz en la región.

3.3.3 *Caso de estudio*

Se tiene una serie de tiempo del Golfo de Santa Clara, Sonora (31 42 N, 114 30 W) [CICESE, 2005], obtenida a partir del 1 de enero del 2001, iniciando a las 00:00 hrs. (Zona Local) al 31 de diciembre del 2005 terminando a las 00:00 Hrs. (ver Figura 3.4). El número de observaciones es de 43801 (1825 días, ó 5 años). Esta serie de tiempo fue elegida para el estudio, ya que en esta zona geográfica, se presentan rangos de mareas factibles para su aprovechamiento; además se tuvo la disponibilidad de los datos.

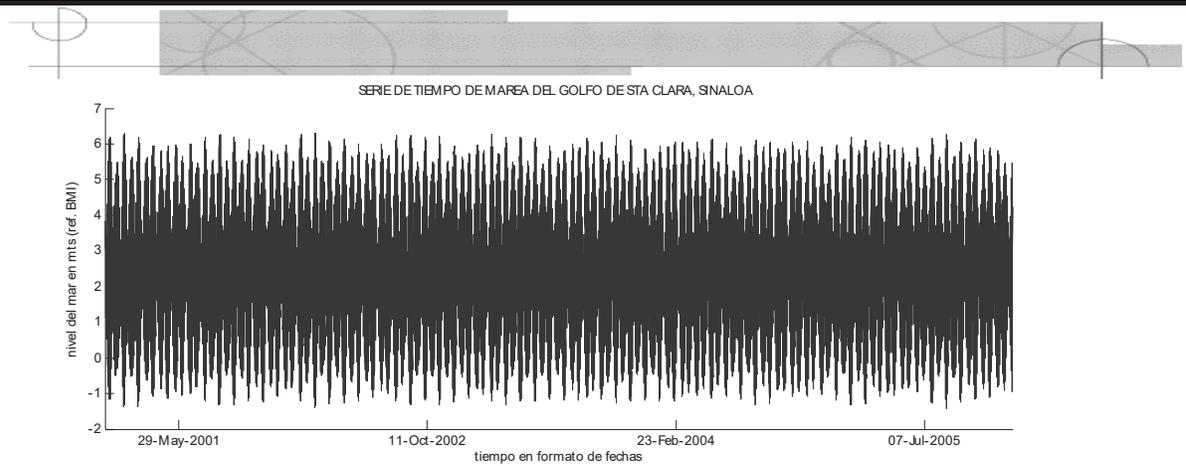


Figura 3.4.- Gráfica de la serie de tiempo de mareas en el golfo de Sta. Clara, Son. Con nivel de referencia BMI (Bajamar Media Inferior).

Otros aspectos que se toman en cuenta para la elección de la información, fue la descripción de los planos de mareas las cuales son referencias de nivel utilizadas para la medición de la serie de tiempo de mareas [NOAA 2000]. Estas referencias son importantes, ya que determinan una conexión con la geográfica terrestre. Es importante saber interpretar estas referencias, ya que con ello podemos definir el rango de mareas de la zona geográfica a utilizar.

De acuerdo a [González 2006]: “Las mareas tienen modulaciones de las principales componentes con períodos de casi 19 años. Es por esta razón que los planos de referencia deben provenir de las estadísticas diarias durante todo ese tiempo”.

Los planos de mareas que se utilizan para la serie de tiempo en estudio son [González 2006]⁵⁶:

Nivel Medio del Mar (NM): Es el nivel promedio de los datos de nivel del mar durante el periodo de mediciones.

Bajamar Media Inferior (BMI): Es el nivel promedio de las bajamares más grandes en el día durante el periodo de mediciones.

Bajamar Media (BM): Es el nivel promedio de las bajamares en el día durante el periodo de mediciones

Nivel de Media Marea (MM): Es el promedio de Bajamares y Pleamares durante el periodo de mediciones.

Pleamar Media (PM): Es el nivel promedio de las pleamares en el día durante el periodo de mediciones.

⁵⁶ A estos planos de mareas se les conoce como DATUMS.

Pleamar Media Superior (PMS): Es el nivel promedio de las pleamares más grandes en el día durante el periodo de mediciones

Cero de la regla: Un plano imaginario por debajo del nivel más bajo de la marea. Este plano esta ligado directamente al banco de nivel primario en la estación mareo gráfica.

3.3.3.1 Análisis clásico de la serie.

Se describe la serie de tiempo de niveles de mar tomadas en el golfo de Santa Clara, Sonora por medio de la estadística clásica con la finalidad de caracterizar el recurso.

a) Tratamiento de la serie de tiempo

Dado que el interés del recurso es el de la diferencia de niveles máximos y mínimos que se presentan en un periodo de tiempo, es necesario extraer la información de dichos extremos los cuales describen la envolvente de la serie, ver Figura 3.5; *Error! No se encuentra el origen de la referencia.*, esto con la finalidad de determinar el rango promedio diario de las mediciones.

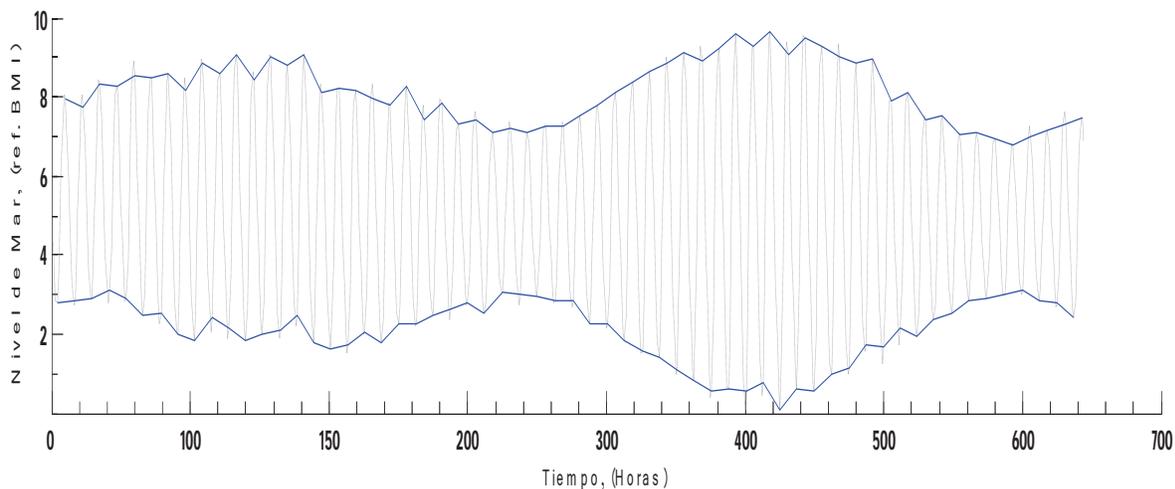


Figura 3.5.- Ejemplo de envolvente de nivel para determinar el rango de marea en un periodo de tiempo.

Con la envolvente para cada uno de los años se obtiene el comportamiento de los máximos y mínimos de mareas, además de una descripción del rango de la serie para un periodo en particular. Posteriormente se determinan los máximos y mínimos diarios para cada uno de los años, dando como resultado una nueva serie para el rango de mareas según se muestra en la Figura 3.6, que finalmente son los datos de interés para el estudio de factibilidad.

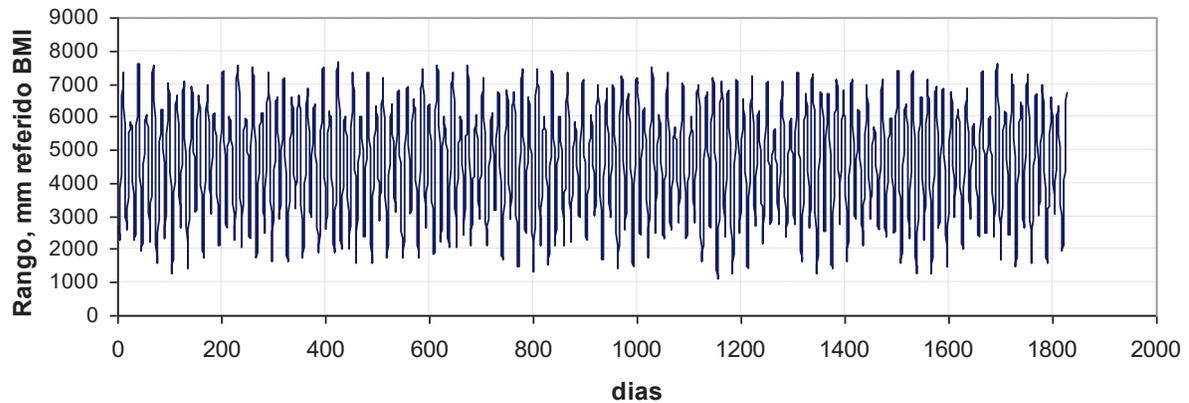


Figura 3.6.-Serie de tiempo del rango de marea para el Golfo de Santa Clara, Son.

Esta nueva serie cuenta con 1826 observaciones diarias anuales del mismo periodo. Para desarrollar el cálculo de los máximos y mínimos de esta serie se utilizó un algoritmo desarrollado por [Pastor, 2005].

b) Estadística básica y análisis de frecuencia.

Para determinar un comportamiento general del recurso, analizamos la serie del rango de mareas mediante la ocurrencia de los rangos de marea diarios; de la serie de tiempo del Golfo de Santa Clara de 43824 horas, se obtuvo un rango promedio anual de **4.68 m**. El análisis de frecuencias, mostrado en la Tabla 3.2, permite observar que la mayor parte del tiempo, el rango de mareas oscila en **5.5 m** (14.24% de los 5 años de observaciones). Este indicador representa que el rango de mareas se tendría en una generación dentro de este rango, por el periodo determinado.

Si comparamos los periodos coincidentes, por ejemplo de dos años mostrado en la Figura 3.7, se observa que el comportamiento del recurso se mantiene con un comportamiento similar, lo cual nos indica una variación cíclica estacional, lo cual se había anticipado debido a la naturaleza del recurso.

Tabla 3.2.- Análisis de frecuencias de la serie de tiempo del rango de mareas diario en el Golfo de Santa Clara, Son.

<i>Rango(mm)</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% acumulado</i>	<i>Relativa</i>	
1132.72	1	0.05%	0.05%	
1736.14	42	2.35%	2.30%	
2339.56	110	8.38%	6.02%	
2942.98	184	18.46%	10.08%	
3546.40	187	28.70%	10.24%	
4149.82	197	39.49%	10.79%	
4753.24	158	48.14%	8.65%	

5356.66	202	59.20%	11.06%
5960.08	260	73.44%	14.24%
6563.50	233	86.20%	12.76%
7166.92	189	96.55%	10.35%
y mayor...	63	100.00%	3.45%
totales	1826		100.00%

Este aspecto es importante, ya que permite administrar el recurso de una manera más adecuada. Además, el valor promedio de rango de mareas sirve para estimar el potencial del recurso mareomotriz.

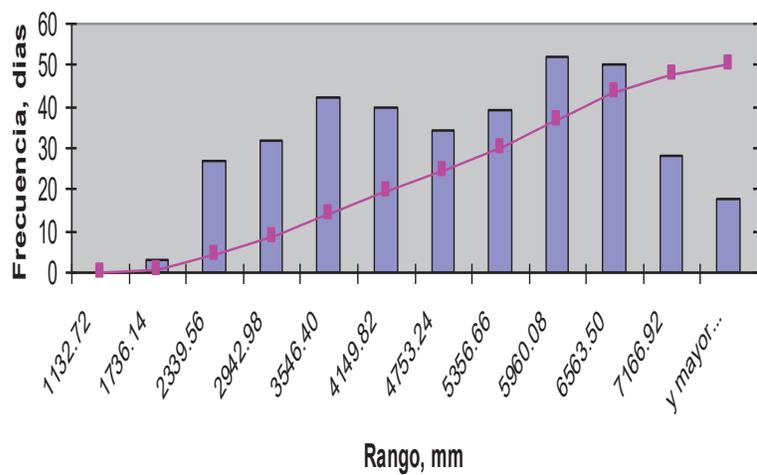
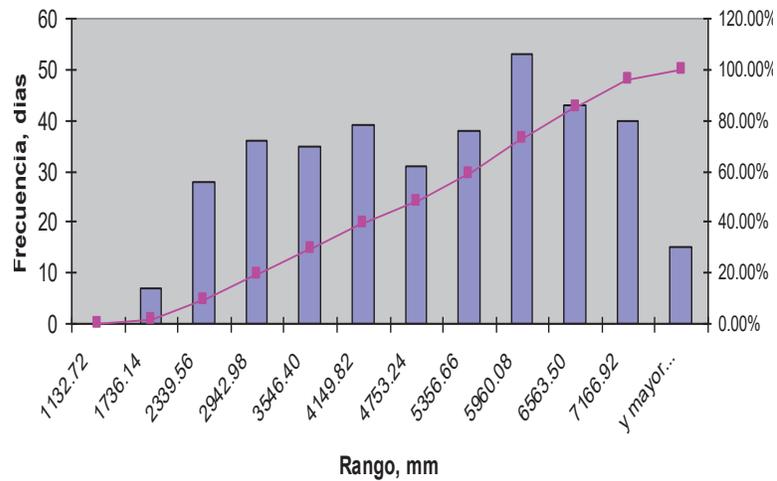


Figura 3.7.- Ocurrencia de mareas en años diferentes 2001 y 2002.

Así mismo, la estimación de energía se puede realizar con el análisis de frecuencias, asociando una curva característica de grupos turbina-generator que existen en el mercado para el tipo de recurso mareomotriz. El inconveniente de la estimación de producción de energía por medio de la distribución de frecuencias es que la propia metodología agrupa los rangos de mareas, por lo que únicamente se obtiene una producción dentro de un periodo, más no por periodos tales como horarios, de 10 minutos, etc.

c) Predicción de la serie por análisis clásico.

i. Promedios móviles

Al aplicar en un periodo de dos meses de un año de la serie de tiempo de Sta. Clara, un ajuste mediante un promedio móvil simple con valores de N entre 10 y 100, se obtienen los resultados que se muestran en la Figura 3.8.

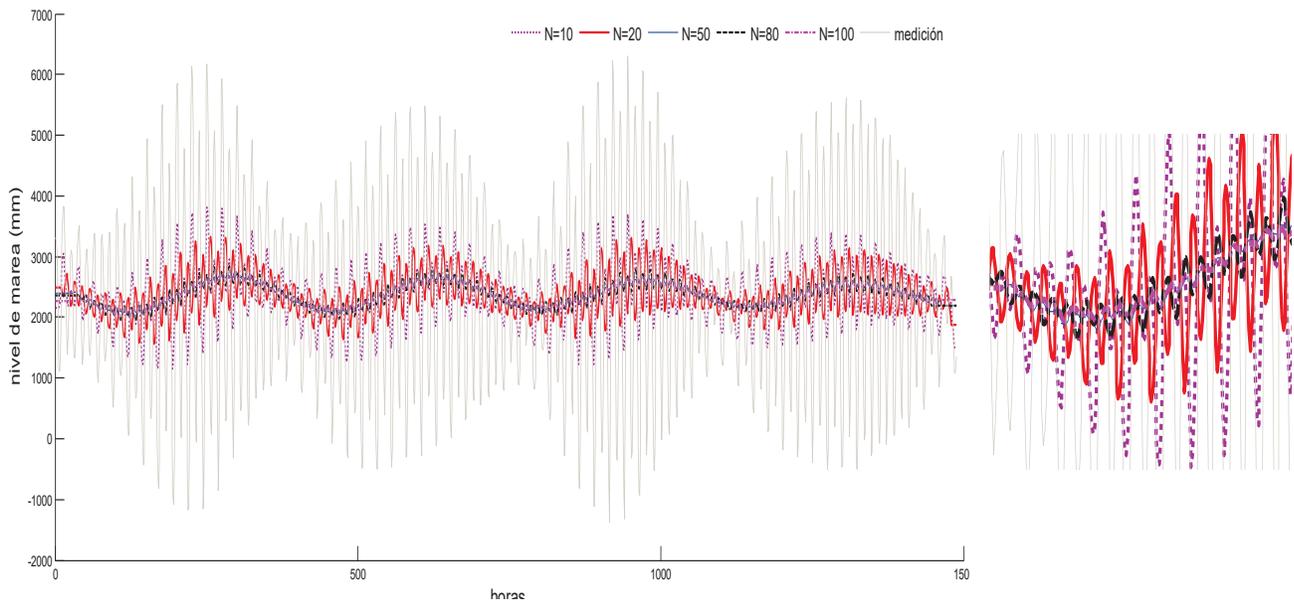


Figura 3.8.- Promedios móviles simples para la serie de tiempo de marea, aplicando diferentes valores del factor N.

De acuerdo a la Figura 3.8, el promedio móvil representa adecuadamente la trayectoria de los datos, aunque como resultado de la promediación, se tiene una atenuación de la serie. a la derecha se muestra un acercamiento de la serie para notar la evolvente de la serie y la adaptación para diferentes valores de N. Para valores pequeños de N, se tiene una variación rápida en la estimación.

Realizando el pronóstico para 69 valores en adelante, con los valores de marea ajustados, se concluye que la serie se suaviza rápidamente con una tendencia hacia la media muestral de la serie según se puede observar en la Figura 3.9. en la derecha se muestra un acercamiento de la serie, para notar el efecto de la envolvente y aproximación de la serie.

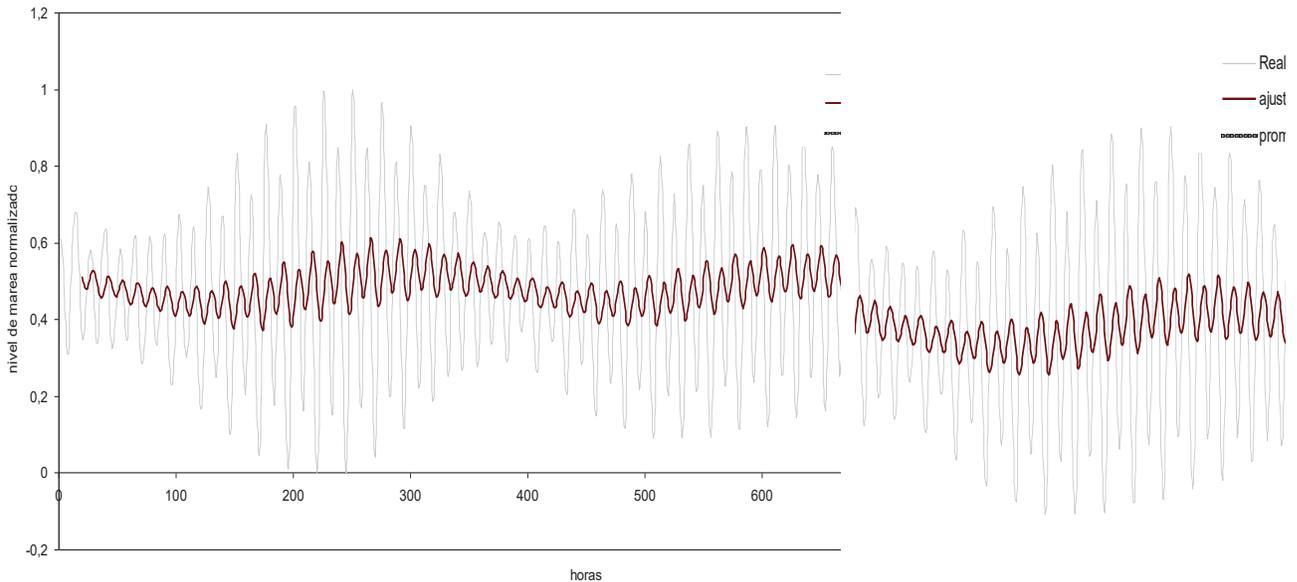


Figura 3.9.-Regresión del promedio móvil y pronóstico de la serie, para N=20.

ii. Suavización exponencial.

Para la misma serie de tiempo de referencia, se realiza la suavización exponencial, mediante la aplicación de análisis de datos integrada en el paquete Microsoft Excel y aplicando diferentes valores del factor de suavización⁵⁷ [Microsoft, 2003].

De acuerdo a la Figura 3.10, la suavización exponencial representa adecuadamente la serie para un valor de $\alpha=0.1$, $\alpha=0.2$ y $\alpha=0.5$; para el pronóstico, si se analiza la expresión:

$$X_t^{prons} = \beta X_{t-1}^{medida} + \alpha X_{t-1}^{prons} \tag{3.41}$$

⁵⁷ Los valores de 0,2 a 0,3 son constantes de suavización adecuadas. Estos valores indican que el pronóstico actual debe ajustarse entre un 20% y un 30% del error en el pronóstico anterior. Las constantes mayores generan una respuesta más rápida, pero pueden producir proyecciones erróneas. Las constantes más pequeñas pueden dar como resultado retrasos prolongados en los valores pronosticados

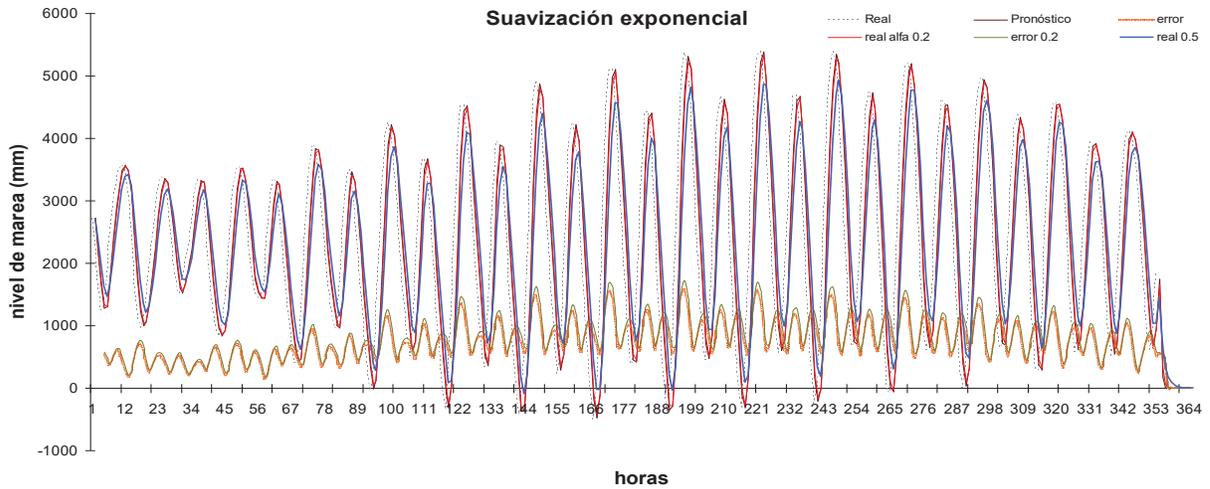


Figura 3.10.- Suavización exponencial de la serie de tiempo de marea, con el valor de error en la predicción.

Se observa que los valores de ponderación α y β varían de acuerdo a $\beta = 1 - \alpha$. Así mismo, de acuerdo a la Ecuación, el pronóstico requiere de valores anteriores medidos y pronosticados, por lo que existe una pérdida de datos para pronosticar un paso adelante después del último valor medido, tal como se observa en la Figura 3.11; por lo que se concluye que el pronóstico es a corto plazo.

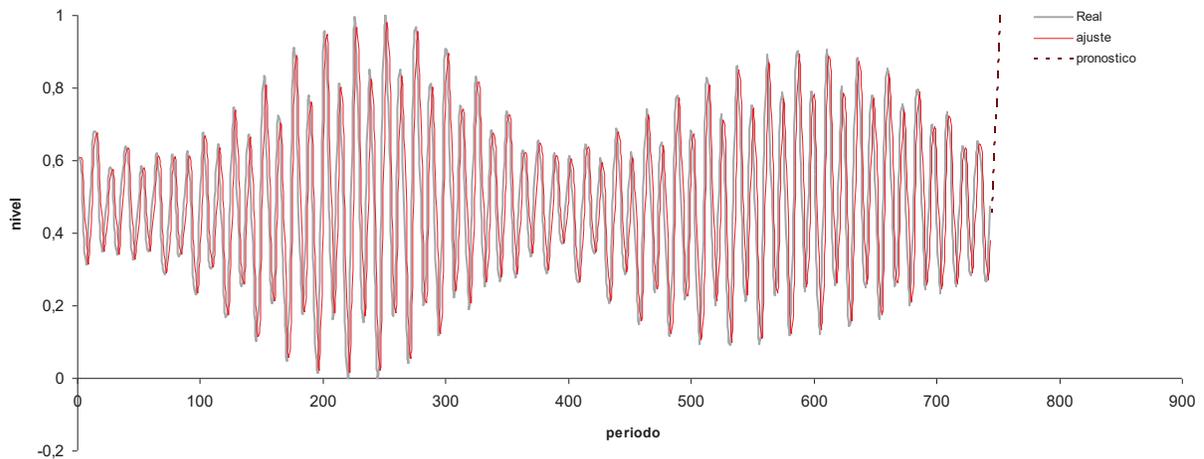


Figura 3.11.- Ajuste de la serie por la suavización exponencial y pronóstico de 69 datos en adelante.

iii. Funciones trigonométricas

Inicialmente, dadas las funciones trigonométricas de la forma de la Ecuación (3.27) se quiere conocer el espectro de frecuencia de la señal para determinar los valores de frecuencia ω_1 y ω_2 .

$$x_t = b_1 \text{sen } \omega_1 t + b_2 \text{cos } \omega_2 t \quad (3.42)$$

Mediante la transformada de Fourier se aplica el análisis de espectro de frecuencia a la señal de marea, cuyo gráfico se muestra en la Figura 3.12:

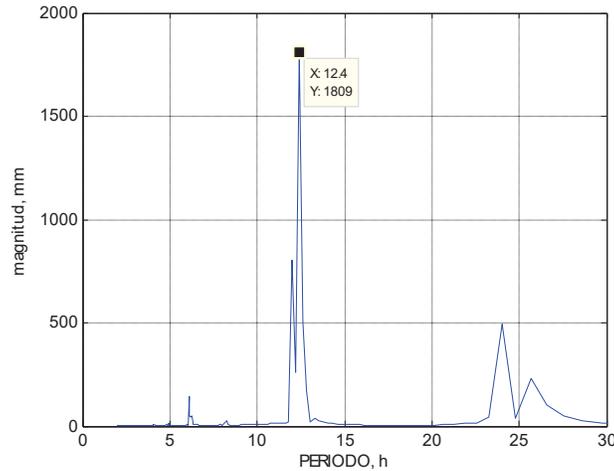


Figura 3.12.- Análisis del espectro de frecuencias para la señal de mareas.

Las dos aportaciones más significativas, ocurren en valores de periodo de 6 h, 12.4 h, 24 h tal como se observa en la Figura 3.12. En la Tabla 3.3 se resumen los datos obtenidos con la rutina *fsa.m* de las señales principales:

Fourier Spectral Analysis
 Numero de muestras: 744
 Intervalo: 1.00 h
 Dias: 30.96
 Valor medio a0: 2378.6588 mm

Tabla 3.3.-Principales frecuencias para la señal de marea en un periodo de un mes.

W_2 (deg/h)	W_2 (rad/h)	frecuencia (cph)	periodo (horas)	amplitud (mm)	ángulo (deg)
29.032	0.50670849	0.080645161	12.4	1809.2855	72.2645
30.000	0.52359878	0.083333333	12	806.7721	286.9725
15.000	0.26179939	0.041666667	24	493.381	178.2558
0.968	0.01689028	0.002688172	372	285.1575	274.5574
14.032	0.24490884	0.038978453	25.6552	231.3546	348.8075
59.032	1.03030062	0.163977437	6.0984	140.745	258.29
57.581	1.00497198	0.159946258	6.2521	50.5356	250.9008
27.097	0.47292843	0.075268898	13.2857	37.7441	217.9098
43.548	0.76005967	0.120967254	8.2667	27.2641	82.766
16.452	0.28713419	0.045698826	21.8824	15.9006	331.8281

De los datos de la Tabla 3.3, se puede observar que los periodos principales de la señal son similares a los establecidos por [DFO, 1983] (ver Apéndice C). Es decir, el espectro de la señal de la marea está bien representado.

En la Figura 3.13 se observa el efecto de tomar en cuenta únicamente 2 periodos y posteriormente reflejar una mejora en el modelo mediante la incursión de todos los periodos principales; la gráfica en color azul es la serie medida y la señal de color rojo es la estimada con las frecuencias obtenidas. Nótese que el estimado de la serie es semejante en forma y magnitud siendo para el primer caso, un coeficiente de correlación de 0.91 y para la gráfica siguiente se muestra el ajuste con un valor de correlación de 0.95. Nótese un desfase aparente que no es más que la serie pronosticada a la cual se le extrajo la media de las observaciones, esto con la finalidad de mostrar el comportamiento de las señales.

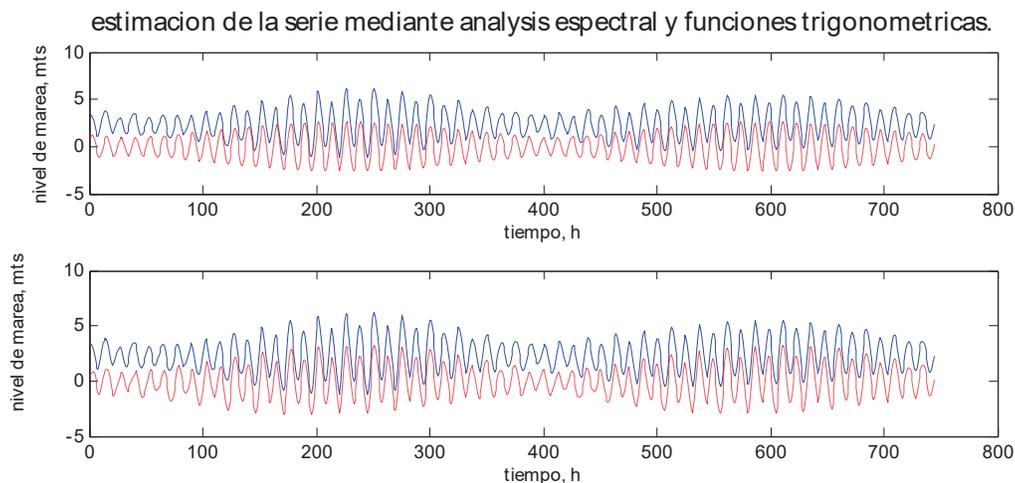


Figura 3.13.- Estimación de la serie de marea para 744 observaciones (un mes).
Arriba: estimado de la serie utilizando 2 términos de los periodos principales $CC=0.91$. Abajo: estimación utilizando todos los términos principales $=0.95$.

3.3.3.2 Análisis Armónico Clásico.

Como paso inicial para el análisis de la serie de tiempo, se grafica la misma tal como se muestra la Figura 3.4. De aquí se observa que la serie de tiempo de mareas es una serie de tiempo estacionaria, ya que no presenta una tendencia a largo plazo (por lo menos ésta es nuestra primera intuición). Igualmente, se ve que se tiene un comportamiento cíclico estacional, con bajamares y pleamares máximas para cada mes.

Este comportamiento estacional se repite de una manera muy similar para los meses subsecuentes. Para periodos diarios se presentan dos pleamares y dos bajamares (mareas del tipo semidurno). De igual manera, este comportamiento se repite para los días posteriores.

Por lo tanto, tenemos una serie de tiempo **sin tendencia**, aparentemente **estacionaria**, con ciclos estacionales **diarios y mensuales** tal como lo muestra la Figura 3.14 para un periodo en particular. Esta descripción corrobora el comportamiento físico del mecanismo generador de las mareas, descrito en el apartado 2.3.4.1 de esta tesis. Otros periodos largos pueden estar presentes; sin embargo, es necesaria la disponibilidad de observaciones que abarquen estos periodos, tales como los de 19 años. Generalmente, se disponen únicamente de observaciones menores a estos periodos.

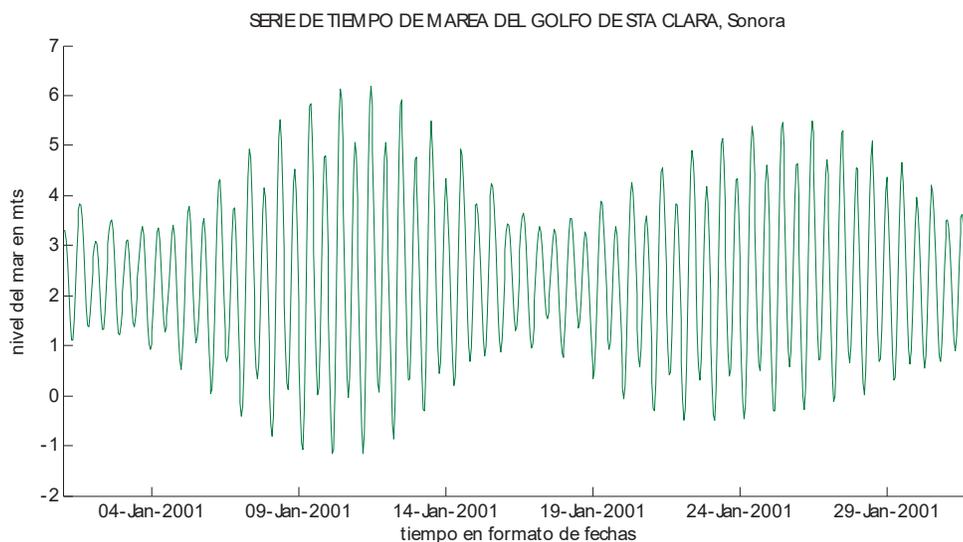


Figura 3.14.- Serie de tiempo del Golfo de Sta. Clara, 01-Enero-2001 al 31-Enero-2001

Como parte de la representación de la serie de tiempo de las mareas, una técnica que describe a la serie es mediante una metodología basada en el análisis armónico de funciones el cual es descrito en la sección 3.2.1.6 de esta tesis. Basado en este análisis, se describe el comportamiento de las mareas en el golfo de Sta. Clara aplicando el algoritmo de Foreman [Foreman, 1977], el cual fue traducido a código de Matlab [Pawlowicz, 2002].

De la serie de tiempo original, se extrajo el primer mes de observaciones, que corresponde al mes de Enero del 2001, ver Figura 3.14 (31 días: 744 obs. Horarias.); con esta serie de tiempo, se realiza la identificación de los constituyentes principales (ver Apéndice C) tales como M2, S2, N2, K1, O1. En la Tabla 3.4 se muestran los resultados obtenidos para los principales constituyentes:

Tabla 3.4.- Análisis armónico: amplitudes y ángulos de desfase de los principales constituyentes. Serie de tiempo de mareas para el Golfo de Sta. Clara, México. 1 mes de observaciones (745 obs. horarias).

Constituyentes	Periodo T (horas) ($f=1/T$)	C amplitud (m)	Φ (grados°)
M2	12.4206	1.8612	213.2019
S2	12.0000	0.8667	72.3535
N2	12.6583	0.4578	83.6146
K1	23.9345	0.5178	85.9280
O1	25.8193	0.2817	213.6907

Con estos datos es posible reconstruir la señal y comparar con los datos reales para los periodos de tiempo en cuestión; tal como se muestra en la Figura 3.15 :

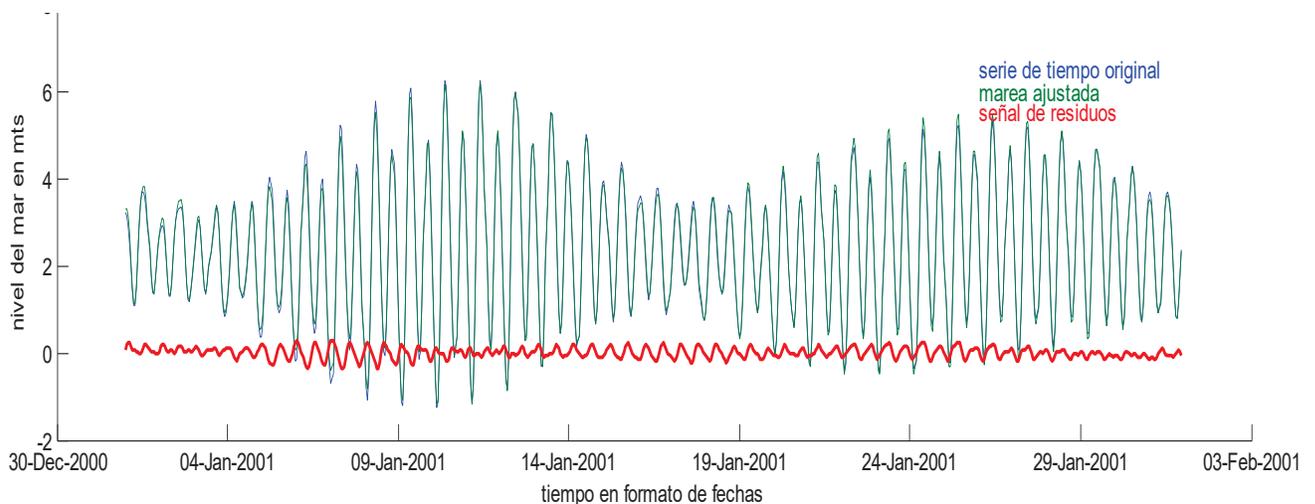


Figura 3.15.- Comparación de la serie original y la serie obtenida con el análisis armónico de mareas. La grafica superior, indica el uso de 5 constituyentes principales.

Obsérvese de la Figura 3.15, que el número de constituyentes aplicados resulta en una representación satisfactoria de la historia de la serie de tiempo; además, nótese que de acuerdo a la estadística de correlación de la serie estimada y la serie original sus correlaciones son altas (0.9969); es decir, el 99% de las observaciones fueron representadas satisfactoriamente con el modelo armónico. Si incrementamos el número de constituyentes para el análisis armónico, se observa que no se tiene una mejora importante en la estimación; esto se debe a que los constituyentes más lentos

sugieren poca influencia en el comportamiento de las mareas (tienen periodos de tiempo grandes, y por lo tanto amplitudes de mareas pequeñas).

Al definir y modelar el modelo armónico, se puede realizar el pronóstico de la serie, usando la expresión (3.40) y los datos obtenidos en la Tabla 3.4. El pronóstico se realiza para el 31 de Enero del 2001 al 05 de Febrero del 2001. Al comparar el mes utilizado para la extracción de los constituyentes y al realizar el pronóstico para el periodo mencionado, se obtuvo la gráfica de la Figura 3.16:

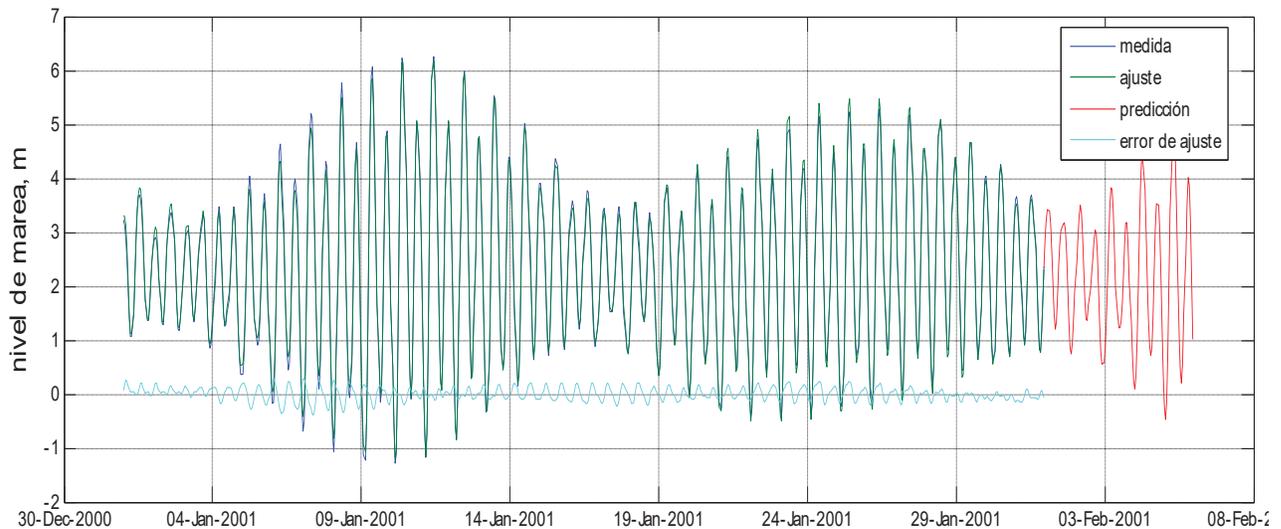


Figura 3.16.- Datos comparativos de medida, ajuste y predicción de la serie de tiempo de marea, Sta. Clara, Son.

Como puede observarse en la Figura 3.16, con los constituyentes estimados, el error de ajuste respecto a la serie medida es bajo y la predicción representa adecuadamente a los valores futuros de la serie. El modelo debe ser recalculado periódicamente, para ajustar el término de error entre la serie observada y la serie pronosticada.

3.3.3.3 Análisis de modelos ARIMA.

Para el análisis de la serie de tiempo de mareas, se calcula la función de autocorrelación parcial y la función de autocorrelación para un año en particular, ver Figura 3.17 y Figura 3.18; las funciones FAC y FACP describen cuan correlacionados están los valores medidos entre si, pero en retardos de la misma. Aplicando los criterios del modelado ARIMA descritos en la sección 3.2.1.5 de esta tesis. Para la serie de Sta. Clara, se detecta un patrón estacional en la FAC, así como un decaimiento exponencial en la FACP, tal como lo muestran la Figura 3.17 y la Figura 3.18.

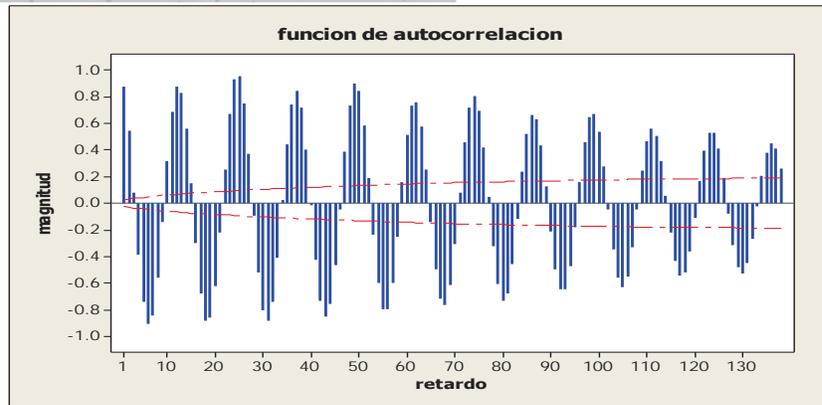


Figura 3.17.- Función de autocorrelación para el año 2001 de la serie de tiempo de marea del Golfo de Santa Clara, Son.

De acuerdo a la metodología ARMA descrita en la sección 3.2.1.5 de esta tesis, se tienen patrones típicos teóricos para diferentes modelos [Box y Jenkins 1994]; esta primera estimación permite ver que la serie de marea tiene un comportamiento estacional de acuerdo a la FAC (patrón sinusoidal) y picos en los p rezagos de la FACP; este es un modelo inicial que sugiere parámetros del tipo AR.

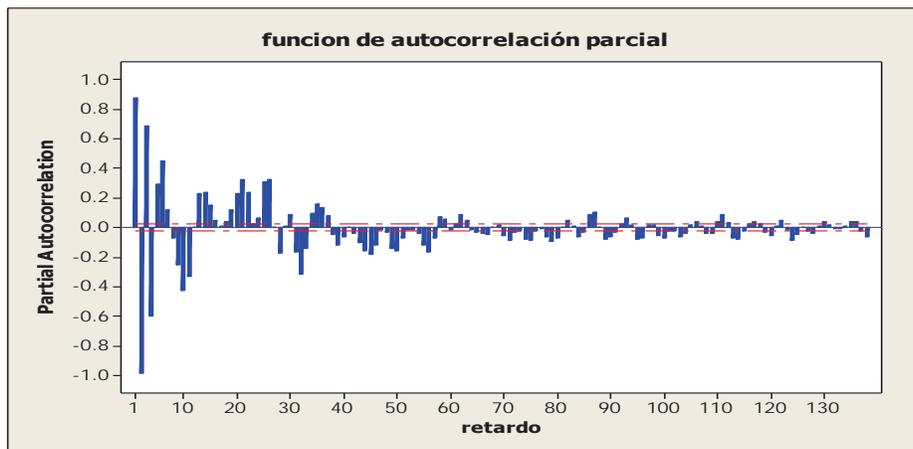


Figura 3.18.- Función parcial de autocorrelación.

a) Modelo AR

Para el análisis de la serie, se proponen tres casos con modelos autoregresivos AR de orden 2 y 3, respectivamente. Para cada modelo se calculan los coeficientes del modelo general de acuerdo a la expresión (3.14) es decir, para un modelo de orden 3, AR (3), se tiene la expresión particular de la forma $x_t = \varepsilon + \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} + \phi_3 x_{t-3} + e_t$. En la siguiente tabla se resumen los coeficientes estimados para cada modelo:

Tabla 3.5.- Estimación de los coeficientes de los modelos autoregresivos de orden 2 y 3 propuestos.

AR(2)	AR(3)
Media $\mu = 1.74734$	Media $\mu = 2.49809$
$\phi(1) = -0.98578$	$\phi(1) = -2.31728$
$\phi(2) = 0.21152$	$\phi(2) = 0.76257$
	$\phi(3) = 0.02733$

Modelo estimado para AR (3) $X_t = 2.498 - 2.31X_{t-1} + 0.7625 X_{t-2} + 0.02733 X_{t-3}$

Modelo estimado para AR (2) $X_t = 1.74 - 0.9857X_{t-1} + 0.1152 X_{t-2}$

En ambos casos, el ajuste de la serie es confiable, pero para el pronóstico su desempeño fue inferior, ya que el margen de error se amplía rápidamente, así lo muestran las Figura 3.19 y Figura 3.20, respectivamente.

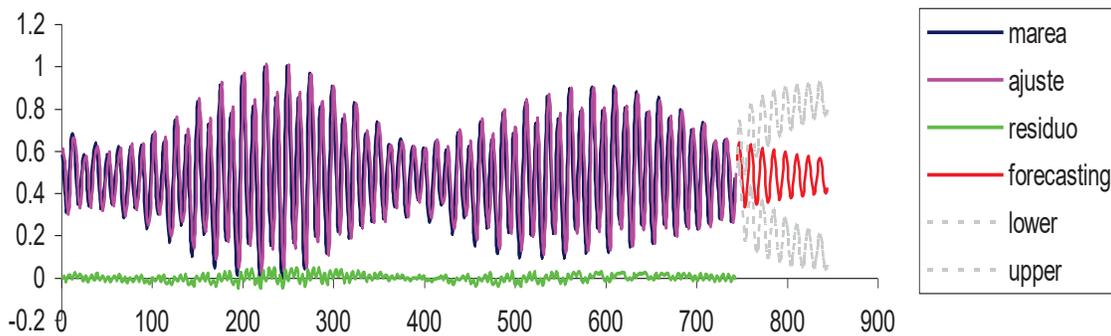


Figura 3.19.- Señal de marea ajustada con el modelo AR (2) y el pronóstico de 100 puntos hacia adelante.

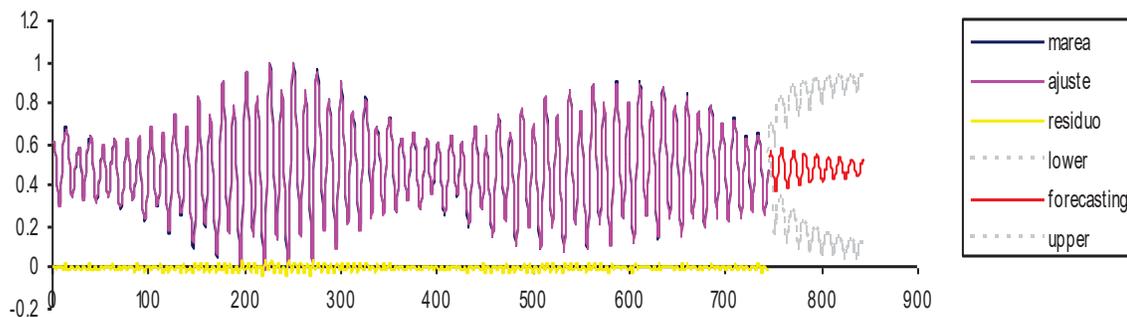


Figura 3.20.- Datos de ajuste y pronóstico de 100 puntos de la serie así como los límites de error de predicción.

Dado que el proceso de validación y estimado del modelo es una metodología recursiva, es posible encontrar una variedad de modelos que mejoren el desempeño durante la caracterización y el pronóstico de la serie. Para esta tesis se propusieron dos modelos tipo AR para representar el

comportamiento de la serie; por lo tanto es de esperarse que puedan aplicarse otros modelos con mejor desempeño. Sin embargo, se ha descrito correctamente la metodología y el desempeño de los modelos propuestos.

3.3.3.4 Redes neuronales

Para el caso de estudio con la red neuronal, se utilizan períodos coincidentes de la serie de tiempo de marea con la finalidad de comparar las estimaciones para cada modelo; para el caso de estudio de la red neuronal, se propone utilizar un algoritmo desarrollado en [Mohammadi Abbasi-Nejad, 2005] el cuál implementa una red neuronal óptima de retropropagación en adelante [Matlab, 2005]; se han desarrollado otros trabajos con este tipo de configuración de la red en [Rabbany, 2004]. El algoritmo estima la mejor configuración de la red, dentro de un rango de capas ocultas a especificar. En la Figura 3.21 se muestra la serie estimada vs la serie medida, el valor de error medio cuadrático RME es el óptimo de acuerdo a la técnica utilizada, para un valor máximo de 5 capas ocultas (RME= 0.0025657, 3 capas óptimas, 5 retardos).

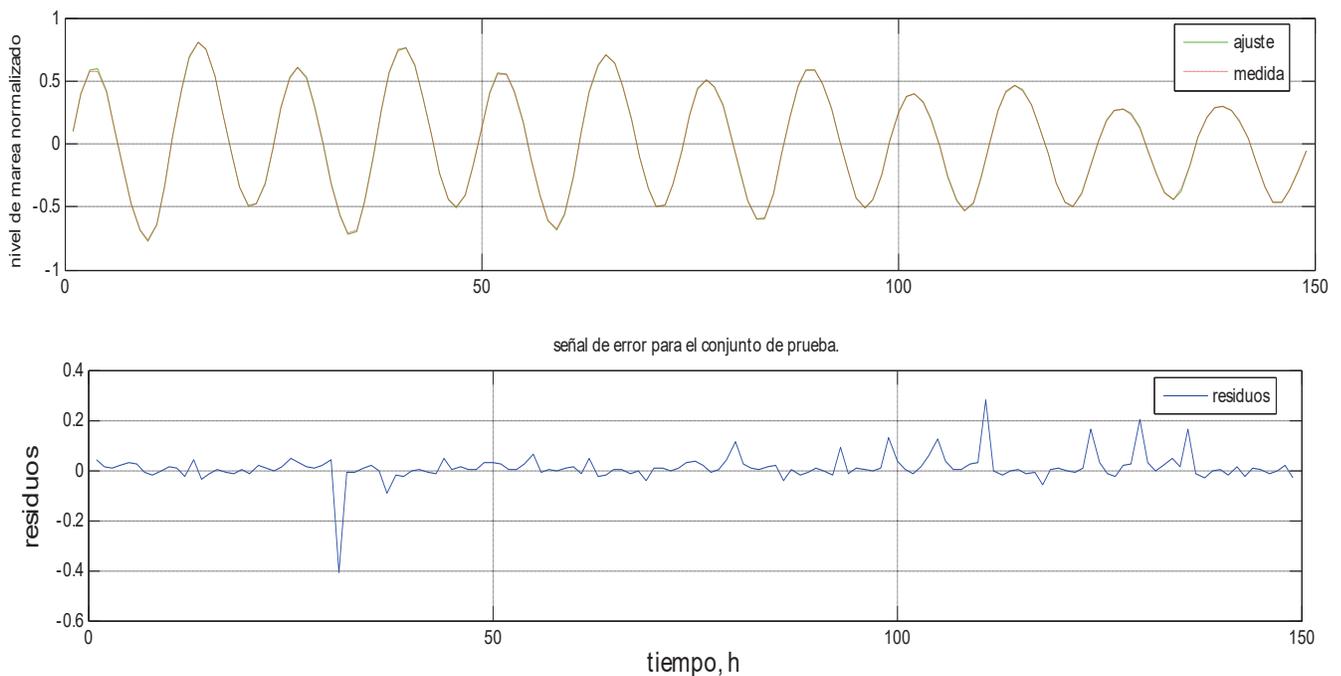


Figura 3.21.- Curva de ajuste y error de predicción para la serie de tiempo de marea normalizada a valores entre 0 y 1; red neuronal con 5 retardos, 5 capas ocultas máximas.

Básicamente, el algoritmo de la red neuronal consiste en encontrar el modelo óptimo que mejor ajuste los datos de prueba de la serie de tiempo; una vez que se determina la configuración de la red

se puede aplicar el pronóstico de la serie. En la Figura 3.21 y la Figura 3.22 se muestran los resultados para un ajuste y pronóstico de la serie del Golfo de Santa Clara.

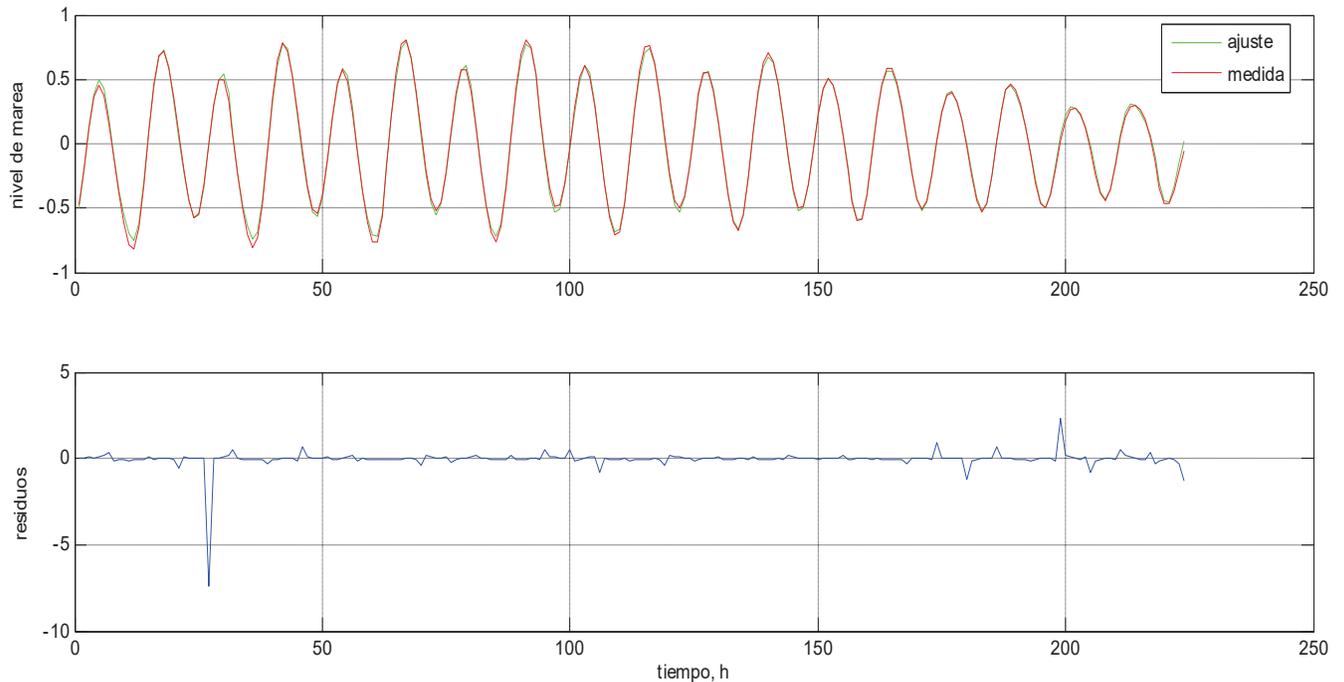


Figura 3.22.- Curva de ajuste y error de predicción para la serie de tiempo de marea normalizada a valores entre 0 y 1; red neuronal con 2 retardos, 2 máximo de capas ocultas.

El ajuste y el pronóstico de la serie se mejoran con el uso de la red neuronal, donde la señal de residuo es baja, por lo que se concluye que se tiene una buena aproximación de la serie.

3.4 Conclusiones.

El análisis estadístico de la serie de tiempo de marea del Golfo de Sta. Clara, Sonora (2001-2005) es una serie con valores horarios con un período de 5 años. Con el análisis de frecuencias se determinó un rango promedio anual del 4.68 m. Además, el 14% del tiempo el rango de mareas oscila en los 5.5 m.

Se han utilizado 4 técnicas para ajuste y predicción de la serie de tiempo de mareas: Análisis clásico, análisis con modelado ARIMA, análisis armónico de mareas y análisis con una red neuronal artificial RNA. La Tabla 3.6 muestra un resumen de la bondad del ajuste para cada uno de los modelos implementados.

Tabla 3.6.- Resumen de resultados para análisis de series de tiempo.

Análisis clásico				ARIMA			armónico	RNA
	P. Móvil	exponencial	Trigonométrico	AR(3)	AR(2)			
Características	Atenuación de la serie	Ajuste rápido	Calculo de periodos	Requiere un retardo	Requiere un retardo		Ajuste de la serie por constituyentes	Aprendizaje para el ajuste
Coefficiente de correlación	0.045	0.8211	0.9572	0.9985	0.9966		0.9969	0.9993

De los resultados mostrados, se concluye que el modelo que mejor describe a la serie de tiempo de las mareas es el modelo de red neuronal.

Con la elección del modelo más apropiado de la serie de mareas, se puede estimar la cantidad del recurso mareomotriz, y con ello determinar las características básicas de la central.

Mediante la aplicación de las técnicas de pronostico de serie de tiempo se puede estimar el recurso de marea y por lo tanto el recurso energético disponible para un periodo a futuro. Esto permite administrar la energía eléctrica para escenarios futuros del sistema eléctrico Nacional.



CAPÍTULO 4

DISEÑO DE FUENTES MAREOMOTRICES DE GENERACIÓN.

4.1 Introducción.

Una vez que se determinan los aspectos de factibilidad de la planta, es posible definir algunas de las características especiales requeridas para el diseño de las centrales mareomotrices. Esto es, se pueden definir aspectos técnicos relevantes de los elementos de la central.

4.2 Selección del sitio.

La identificación de sitios potenciales para la explotación del recurso mareomotriz se inicia con la localización de estuarios o bahías que presenten las condiciones naturales de rango de mareas; así mismo, mediante el apoyo de cartas de batimetría, de la geología y topografía del sitio, se puede establecer un proyecto preliminar para la explotación del recurso. Además, la disponibilidad de datos medidos en la región de interés permite explorar el recurso mareomotriz. Para esta tesis se determina que en la parte norte del golfo de Baja California se tiene evidencia física de que existe una variación del nivel del mar debido a las mareas de un valor considerable, además, se tienen datos de medición para sitios dentro de la zona [CICESE 2005]. Otros sitios potenciales se han mencionado en la Sección 2 de esta tesis.

4.3 Estimación del potencial del sitio.

Como se ha mencionado, una característica primordial que distingue al recurso mareomotriz de un sistema hidráulico convencional, es que a pesar de la variación local de la marea, está presenta un comportamiento de tendencia uniforme y es altamente predecible. Además, la cantidad de agua para un ciclo de marea es casi uniforme por lo que no se tienen días húmedos o secos, tal como en los ciclos hidrológicos [H. Clark, 2007].

Para un esquema mareomotriz, la energía potencial neta disponible depende principalmente del área del embalse y del rango de marea; es decir, del volumen ganado en el embalse ya sea durante la pleamar o bajamar y del potencial estático acumulado en el mismo. Si A es el área del embalse expresada en km^2 y R es el rango de mareas, la energía potencial neta (EPN) se define como [H. Clark, 2007]:

$$\begin{aligned}
 EPN &= 1.025 \times 981 A \times 10^{10} R \times 10^2 \times 10^{-7} \text{ W-s} \\
 &= 1.005 \times 10^{10} AR^2 \text{ W-s} \\
 &= 2793AR^2 \text{ kWh por marea}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

Para un número de mareas de 705 por año, se tiene:

$$EPN = 1.97 \times 10^6 AR^2 \text{ kWh anual}
 \tag{4.2}$$

Luego entonces, la potencia promedio para un ciclo de marea es de:

$$P_m = 225 AR^2 \text{ kW}
 \tag{4.3}$$

Aun cuando se ha considerado un área de embalse constante y una propagación de la marea uniforme, las ecuaciones establecidas anteriormente, permiten estimar el potencial energético en forma preliminar para la elección de varios sitios potenciales [H. Clark, 2007].

Así mismo, el área de embalse a utilizar depende de las condiciones geográficas identificadas, de la profundidad del estuario, de los costos de construcción de la obra civil, entre otros. Se puede expresar la Ecuación (4.3) en términos de la densidad de energía expresada en $\frac{kW}{km^2}$ potencia por unidad de área, por lo que se obtiene un potencial energético estimado del lugar.

Estimado el potencial energético, mediante el análisis de la serie de tiempo de marea, se determina la potencia promedio que puede ser extraída. Al realizar esta estimación, se definen las características básicas del sistema mareomotriz.

Al aplicar métodos estadísticos a la serie de tiempo de marea, se obtiene un rango promedio anual de 4.68 m.; de esta manera, se aplica la expresión (4.3) para el potencial de energía en términos de unidad de área, donde se tiene que:

$$\begin{aligned}
 P_m/A &= 225R^2 \text{ kW/km}^2 \\
 P_m/A &= 225 \cdot 4.6^2 \\
 &= 5 \text{ MW/km}^2
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

Dependiendo del área disponible, de la batimetría del fondo marino, de la geografía del sitio, entre otros factores, se puede determinar la potencia promedio a instalar. Supongamos que el área de embalse en el estuario o bahía es de 1 km^2 , entonces se tiene un potencial teórico de 5 MW a extraer; sin embargo, esta potencia aprovechable es menor debido a las eficiencias de los sistemas de conversión de energía; la práctica dice que esta eficiencia está entre un 25 y un 30% de la potencia aprovechable [EL-Wakil, 1984], lo cual nos da una potencia neta de 1.5 MW.

4.4 Determinación de las características de las centrales.

Al determinar los sitios potenciales, se procede a realizar un elaborado proceso de discriminación de sitios, esto basado mayormente en los estudios factibilidad asociados, los cuales involucran varias tareas específicas a realizar, tales como la posible configuración de la red eléctrica asociada preliminar, los estudios de batimetría, los estudios económicos, y las características de la central y de los equipos electromecánicos principales. Además, ya que se ha estimado un potencial aprovechable, se determinan las características principales de la central. Para esta tesis no se ha elaborado un estudio de costo beneficio ya que no se cuentan con los datos económicos de los elementos que conforman la central, por lo que se asume que es económicamente viable el arreglo de la central.

4.4.1 Elección de la turbina.

Para sistemas de baja carga, algunos criterios de selección de la configuración son [H. Clark, 2007]:

- Rango de descarga.
- Salto neto.
- Geomorfología del terreno.
- Requerimientos ambientales (visual y ruido)
- Costos de construcción.

La Tabla 4.1 muestra el intervalo del salto operativo para los diferentes tipos de turbinas [ESHA, 1998]:

Tabla 4.1.-Intervalo operativo del salto para las diferentes clases de turbinas hidráulicas.

Tipo de turbina	Intervalo del salto operativo, m
Kaplan y propela	$2 < H < 40$
Francis	$25 < H < 350$
Pelton	$50 < H < 1300$
Crossflow	$5 < H < 200$
Turgo	$50 < H < 250$

Dado que el salto de operación del sistema para esta tesis es de aprox. 5 m. promedio, se proponen dos tipos de turbina que operan en estos rangos de baja carga y alto volumen de caudal, estas son las unidades **Kaplan y la tipo Bulbo**, según se muestra en la Tabla 4.1 . Estos sistemas permiten un rango de operación variable, lo cual permite aprovechar el máximo de energía para diferentes rangos de operación, esto debido a la naturaleza variable del recurso mareomotriz. Como se mencionó en el Capítulo 2 de esta tesis, también se tiene la turbina tipo **strafo**, la cual opera igualmente en cargas bajas y alto caudal, sin embargo esta no permite optimizar la producción de energía eléctrica, ya que no es posible orientar los álabes del rodete. Una característica positiva para las turbinas strafos es que al tener el generador fuera de la cámara de la turbina, se tienen menores pérdidas hidráulicas en los conductos, por lo que se reduce igualmente el espacio para ventilación además se facilita el acceso para mantenimiento y no requiere de un sistema adicional enfriamiento y de sellado tal como en las unidades tipo bulbo [H. Clark, 2007].

Si se considera que se tiene una baja carga que se requiere aprovechar y por lo tanto se tienen grandes volúmenes de agua, el tamaño de la unidad incrementa el costo por KW instalado por lo que se requiere de un punto óptimo para las dimensiones físicas de las unidades. Atendiendo a estas consideraciones, se tienen las relaciones:

$$P \propto D^2 \quad (4.5)$$

$$n \propto \frac{1}{D} \quad (4.6)$$

$$n \propto \sqrt{H} \quad (4.7)$$

Donde P es la potencia eléctrica, D es el diámetro de la turbina, n es la velocidad mecánica y H es la carga hidráulica disponible.

4.4.2 Características de las turbinas

Para determinar el número de turbinas a utilizar, en este caso de estudio se tiene una potencia aprovechable de 1.5 MW; al estimar el volumen requerido para liberar esta energía se determina el número de turbinas. En mayor medida el análisis económico es el que determina finalmente el número de turbinas a utilizar. La Figura 4.1 muestra la relación del total de área de turbina requerida ND^2 vs. El recurso energético AR^2 para proyectos mareométricos estudiados, donde N es el número de turbinas a utilizar, A es el área del embalse, D el diámetro de turbina, [A.C.Baker, 1991]. La gráfica de la Figura 4.1 permite calcular de una manera razonable el número de turbinas N para las características de turbina deseadas.

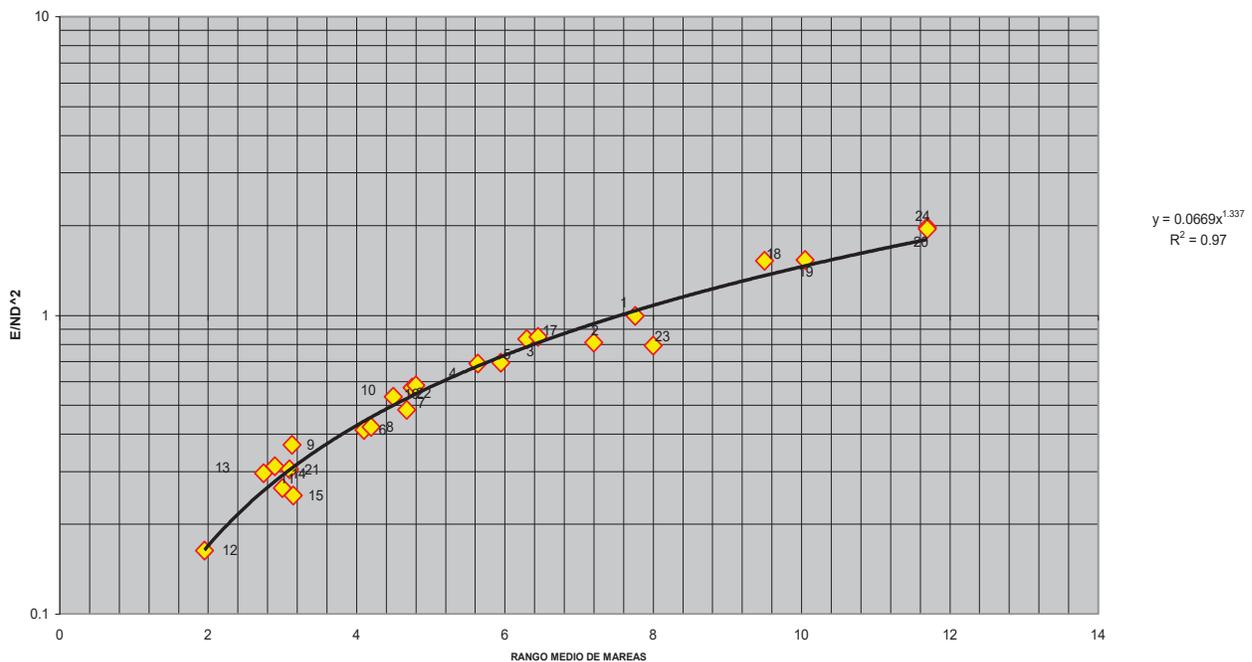


Figura 4.1.- Relación de la energía E y la capacidad instalada de turbina ND^2 para proyectos mareométricos estudiados.

Por otro lado, una característica particular que los fabricantes determinan para cada tipo de turbina es la denominada velocidad específica; la velocidad específica permite relacionar las características de salto, caudal y velocidad para el sitio en particular. Para el caso de las turbinas kaplan y bulbo se tiene el diseño específico de las mismas [ESHA 1998], de acuerdo con los parámetros que caracterizan a cualquier turbina hidráulica:

$Q \rightarrow$ descarga, m^3/s
 $H \rightarrow$ salto, m
 $n \rightarrow$ velocidad de rotación, RPM

Luego entonces la velocidad específica de la máquina, la cual es un parámetro de diseño general y alude a una relación de similitud con modelos de prueba de los fabricantes, puede calcularse como:

$$n_{QE} = \frac{n\sqrt{Q}}{E^{3/4}} \quad (4.8)$$

$E \rightarrow$ energía específica de la turbina, J/Kg

Otra expresión de similitud para calcular la velocidad específica en unidades SI, es:

$$n_s = 995n_{QE} \quad (4.9)$$

El valor típico de la velocidad específica n_{QE} para cada tipo de turbina se muestra en la siguiente tabla [ESHA, 1998]:

Tabla 4.2.- Intervalo de velocidades específicas para cada tipo de turbinas.

Pelton (1 chorro)	$0.005 \leq n_{QE} \leq 0.025$
Pelton (n chorros)	$0.055n^{0.5} \leq n_{QE} \leq 0.025n^{0.5}$
Francis	$0.005 \leq n_{QE} \leq 0.33$
Kaplan, propela, bulbo	$0.19 \leq n_{QE} \leq 1.55$

De la estadística de los fabricantes, se han desarrollado relaciones para el cálculo de la velocidad específica de turbinas, de acuerdo al tipo y salto neto H_n , esto se muestra en la Tabla 4.2 [ESHA, 1998]:

Tabla 4.3.- Velocidad específica para cada tipo de turbina hidráulica.

Pelton (1 chorro)	$n_{QE} = \frac{0.0859}{H_n^{0.243}}$
Francis	$n_{QE} = \frac{1.924}{H_n^{0.512}}$
Kaplan	$n_{QE} = \frac{2.294}{H_n^{0.486}}$

Propela	$n_{QE} = \frac{2.716}{H_n^{0.5}}$
bulbo	$n_{QE} = \frac{1.528}{H_n^{0.2837}}$

Para el potencial calculado en la sección 4.3, y al aplicar la Ecuación (2.4) se tiene un caudal aproximado mediante la expresión Q de:

$$Q = \frac{P \times 1000}{g \rho H}$$

$$Q = \frac{1500 \times 1000}{9.81 \cdot 1025 \cdot 4.6} \quad (4.10)$$

$$Q = 32.42 \text{ m}^3/\text{s}$$

Con los parámetros preliminares de la turbina los cuales son $Hn = 4.6 \text{ m}$, $P = 1500 \text{ kW}$ y $Q = 32.42 \text{ m}^3/\text{s}$, se propone el estudio de las características de las turbinas tanto Kaplan como bulbo. Para la turbina Kaplan, el diámetro externo del rodete D_e se tienen las siguientes expresiones [ESHA, 1998]:

$$D_e = 84.5 \cdot 0.79 + 1.602 \cdot n_e \cdot \frac{\sqrt{H_n}}{60 \cdot n} \quad (4.11)$$

Para el diámetro del cubo de la turbina se tiene la relación:

$$D_i = \left(0.25 + \frac{0.0951}{n_{QE}} \right) \cdot D_e \quad (4.12)$$

Para cualquier turbina tipo horizontal axial, en este caso la unidad tipo bulbo, se tiene la siguiente característica:

$$n_s = \frac{nD}{H_n^{0.5}} \quad (4.13)$$

La Ecuación (4.13) permite determinar el diámetro D de la turbina axial tipo bulbo; además, al aplicar la expresión (4.9) se expresa la Ecuación (4.13) en términos de la velocidad específica n_{QE} .

Para los dos tipos de turbinas elegidos se tiene:

Tabla 4.4.- Velocidad específica para turbinas Kaplan y Bulbo.

Turbina bulbo	Turbina Kaplan	Relación de Velocidad n (t/s)	Máximo n_{QE} (Tabla 4.2)	Velocidad estimada n rpm=(t/s)(60)
$n_{QE} = \frac{1.528}{H_n^{0.2837}}$	$n_{QE} = \frac{2.294}{H_n^{0.486}}$	$n = \frac{n_{QE} E^{3/4}}{\sqrt{Q}}$	1.55	4.738*60=284
0.9910	1.092	$3.057 n_{QE}$		

Si se intenta usar un acoplamiento directo con el generador eléctrico, la velocidad mecánica debe elegirse de acuerdo a la Tabla 4.7, esto es para 60 Hz se tiene una velocidad mecánica aproximada a la estimada de 284 rpm, lo cual resulta en una velocidad máxima de 257 rpm. Por lo tanto, al utilizar nuevamente la expresión (4.8) para esta velocidad máxima, se tiene que:

$$n_{QE} = \frac{n\sqrt{Q}}{E^{3/4}} = \frac{4.73\sqrt{32.42}}{9.81 \times 4.6^{3/4}} = 1.5468 \quad (4.14)$$

Por lo tanto, las dimensiones máximas que se pueden especificar para cada tipo de turbina depende de la velocidad de rotación mecánica de la turbina, por lo que para la velocidad específica de la turbina estimada en la Ecuación (4.14), se determina el diámetro D para cada tipo de turbina:

Tabla 4.5.- Diámetro del rodete máximo para los datos de estudio.

Turbina bulbo	Turbina Kaplan
$n_s = 995 n_{QE} = \frac{nD}{H_n^{0.5}}$	$D_e = 84.5 \cdot 0.79 + 1.602 \cdot n_e \cdot \frac{\sqrt{H_n}}{60 \cdot n}$ $D_i = \left(0.25 + \frac{0.0951}{n_{QE}} \right) \cdot D_e$
$D = 11.62m$	$D_e = 2.086m$ $D_i = 0.6497m$

4.4.3 Número de turbinas a utilizar

El número de turbinas es un aspecto de optimización del recurso, ya que el diámetro y número de turbinas dependerán de diferentes factores, como el volumen de agua embalsada, el salto o diferencia de niveles entre el embalse y el mar, el caudal de agua que fluye por los ductos de las turbinas, etc.



Se puede imaginar fácilmente que al tener un gran volumen de agua y un salto relativamente alto, serán necesarias un gran número de turbinas, ya que para aprovechar toda esa energía potencial se requieren el número de equipos necesarios para dejar fluir el agua hasta el mínimo nivel de altura necesario para generar energía.

Si tuviésemos un gran volumen de agua, con un caudal bueno pero insuficiente para poder desfogar toda el agua en el tiempo que se tiene entre cada marea no estaríamos aprovechando la energía al 100%. Es verdad que la turbina que se tendría sería bastante eficiente, ya que al ser menor el área por donde se podría liberar el agua, causando un gran caudal que fluiría por las turbinas, elevando la velocidad de operación y así la generación. Pero también debemos tener en cuenta que es posible obtener mayor energía con un mayor número de turbinas, aunque estas no funcionen tan eficientemente.

Al conocer el caudal que fluirá por cada una de los ductos donde están instaladas las turbinas que se obtuvo con la Ecuación anterior, podremos conocer el área transversal de los ductos con la siguiente fórmula:

$$A = \frac{Q}{2gHcd}^{\frac{1}{2}} \quad (4.15)$$

Al tener el área de la sección transversal del ducto por donde fluirá la corriente de agua se puede obtener el radio con una ecuación muy sencilla, y a su vez el diámetro de dicho ducto.

$$R = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (4.16)$$

Las relaciones mencionadas anteriormente, nos permiten conocer la potencia extraíble, el número de turbinas a utilizar y las características del diámetro del rotor.

Por otro lado, con las características determinadas en las secciones anteriores, se aplica la relación mostrada en la Figura 4.1 lo cual permite estimar el número de turbinas a utilizar para los tipos de turbina antes estudiados. Para el potencial energético de 1.5 MW estimado se tiene una energía potencial anual calculada de 13140 MWh y un rango de marea de 4.6 m y los datos obtenidos en la Tabla 4.5; al realizar una aproximación de la curva que describe la gráfica 4.1 mediante la expresión:

$$y = ax^b \quad (4.17)$$

Se tiene la función de aproximación $y = 0.0669x^{1.337}$. Al aplicar esta expresión se tiene un factor el cual es el valor del eje de las abscisas de la gráfica 4.4. Luego entonces:

$$E / ND^2 = 0.51467 \quad (4.18)$$

Despejando la variable N y evaluando la expresión (4.18) se calcula el número de turbinas como:

$$N = \frac{E}{0.51467D^2} = \frac{1.3140GWh}{0.51467D^2} \quad (4.19)$$

Al aplicar la expresión (4.19) para los resultados de la Tabla 4.5, se tiene el valor de N para los dos tipos de turbinas estudiados:

Tabla 4.6.- Número estimado de turbinas para los tipos de turbinas analizados.

Turbina bulbo	Turbina Kaplan
$D = 11.62m$	$D_e = 2.086m \quad D_i = 0.6497m$
$N = 0.0189$	$N = 0.5867$

La Tabla 4.6 muestra que una sola turbina se aplica para las características estimadas del recurso. Posteriormente se requiere de un análisis cuantitativo de los costos de inversión para determinar el número exacto de turbinas, atendiendo a la operación posible de la central mareomotriz.

4.4.4 **Velocidad de rotación de la flecha**

Generalmente, para que el acoplamiento de la turbina con el generador cumpla con los requerimientos del sistema eléctrico, se requiere establecer una velocidad de rotación que cumpla con la expresión:

$$n = \frac{120f}{pa} \quad (4.20)$$

Donde:

$pa \rightarrow$ número de polos del generador

$n \rightarrow$ velocidad mecánica de rotación, RPM

$f \rightarrow$ frecuencia eléctrica del sistema, Hz

La Tabla 4.7 muestra la velocidad síncrona para diferentes arreglos tanto de frecuencia como número de polos. Cabe mencionar que la elección del número de revoluciones para el acoplamiento con el generador depende de las características de rendimiento de los materiales de construcción de las máquinas rotatorias, de la potencia que se espera obtener, etc. El número de polos generalmente

está asociado a la dimensión del generador por lo que mayor número de polos implica un mayor volumen del generador aun cuando esto represente un número menor de revoluciones.

Tabla 4.7.- tabla de velocidad mecánica dependiendo del número de polos.

numero de polos	frecuencia, Hz		numero de polos	frecuencia, Hz	
	50	60		50	60
2	3000	3600	16	375	450
4	1500	1800	18	333	400
6	1000	1200	20	300	360
8	750	900	22	272	327
10	600	720	24	250	300
12	500	600	26	231	377
14	428	540	28	214	257

El sistema eléctrico Nacional opera a una frecuencia de 60 ciclos por segundo, por lo que para un sistema tanto aislado como conectado a la red, es imprescindible sincronizar a este valor de frecuencia de generación.

4.4.5 *Obra civil principal.*

El diseño del canal de compuerta de entrada del fluido y el diseño del tubo de aspiración de la turbina, están principalmente en función del diámetro del rotor de la misma. Las características del tubo de aspiración de la turbina se analizan con la finalidad de reducir las pérdidas hidráulicas; para los diámetros calculados en los tipos de turbina tipo Kaplan y Bulbo en la sección 4.4 y de acuerdo la Figura 4.2 [H. Clark, 2007] se expresan las dimensiones del tubo de aspiración en función del diámetro del rodete de turbina.

Las dimensiones de la casa de máquinas depende del tipo de turbina a utilizar; en el caso de las turbinas Kaplan y bulbo el diseño es generalmente asociado a la ubicación del generador dentro o fuera del compartimiento de turbina, de la aplicación de la caja de engranes y del tipo de transmisión a utilizar. En la actualidad, para centrales pequeñas, el fabricante ofrece la construcción de la casa de máquinas y la instalación del grupo turbina-generador dentro de un mismo compartimiento formado por estructura y diseñado para su instalación fuera del sitio, en la Figura 4.4 se muestra un ejemplo de este tipo de construcciones y el arreglo de equipos.

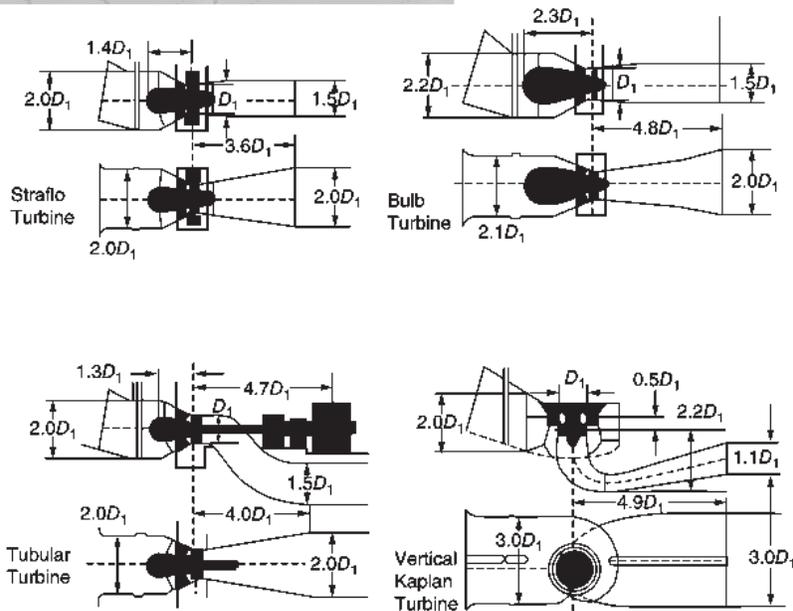


Figura 4.2.- características generales para cada tipo de turbina de baja carga.

Para el armado de los cajones prefabricados donde se instalan los equipos electromecánicos principales es bien conocida por lo que está no representa una dificultad en el diseño de la central. Este cajón deberá de cumplir con ciertas características:

- Seguridad respecto a la altura del camino instalado en la parte superior del mismo.
- Equipos para mantenimiento y reparación tales como grúas.

4.4.6 Equipo electromecánico

Para sistemas mareomotrices a pequeña escala, generalmente se requieren compuertas de admisión del lado del embalse. Estas suelen ser de tipo cortina y se instalan en la etapa de prefabricación del cajón. Otros elementos asociados son la rejilla de limpieza, válvulas de corte, etc.

4.4.7 Equipo eléctrico principal

El equipo eléctrico principal de la central es el generador eléctrico. Existen dos tipos principales de generadores: síncronos y asíncronos. Los generadores síncronos están equipados con un sistema de excitación para producir el campo magnético giratorio que generalmente está instalado en el rotor de la máquina. Estos pueden funcionar aislado de la red ya que su excitación no depende de una red externa. Los generadores síncronos suelen emplearse en centrales con potencia superior a 2.000

KVA conectadas a la red, o en centrales de pequeña potencia aislados. Su principal desventaja es el costo adicional del equipo auxiliar requerido.

Los generadores asíncronos pueden ser de dos tipos: el denominado jaula de ardilla en el cual el rotor está conformado por barras paralelas cortocircuitadas en los extremos mediante anillos. En el modo de operación como motor, el inducido magnético en el rotor interactúa con el campo magnético giratorio aplicado en el estator. En el modo de operación como generador, la máquina primaria tendrá que girar arriba de la velocidad de sincronismo y extraer la energía producida a través del estator; la máquina es simple y poco costosa en su construcción, pero operativamente tiene la desventaja de que depende de la frecuencia del sistema. El otro tipo, el generador con rotor devanado, permite el acceso a las variables del rotor a través de sistema de anillos rozantes. La desventaja del generador asíncrono es que requiere de una fuente externa para el aporte de potencia reactiva para la generación del campo magnético giratorio en el estator, por lo que la conexión a un sistema aislado es difícil y costosa de realizar.

Actualmente, con la electrónica de potencia es posible tener diferentes configuraciones que permiten aceptar el recurso mareomotriz que es variable por naturaleza, tal es el caso para proyectos hidroeléctricos de velocidad variable, tal como se muestra en la Figura 4.3 donde ASG se refiere a generador asíncrono por sus siglas en ingles y SG a generador síncrono. Esto permite una velocidad variable en la rotación de la turbina.

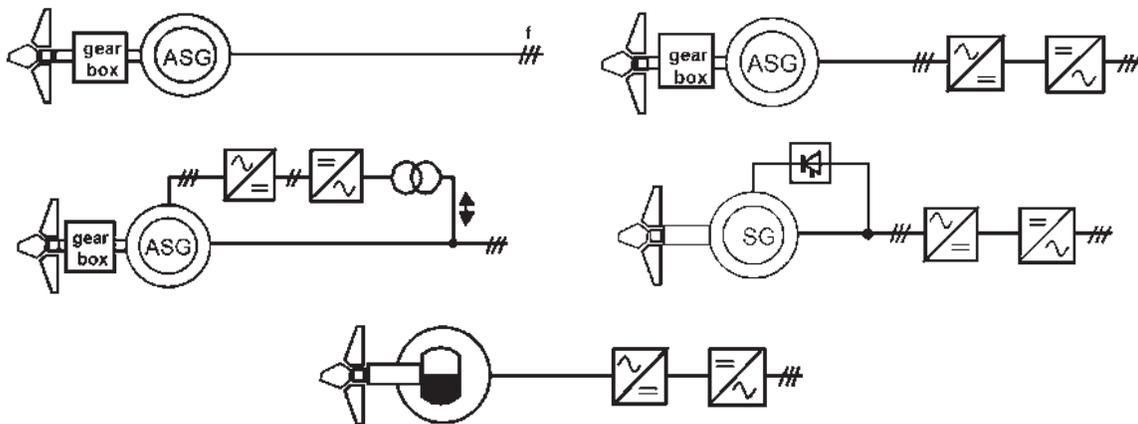


Figura 4.3.- Configuraciones actuales del grupo turbina generador para esquemas hidroeléctricos con recurso variable.

Los generadores eléctricos utilizados para la generación mareomotriz son del tipo síncrono y asíncrono. El generador síncrono es el más utilizado en sistemas mareomotrices. Para generadores de baja capacidad, el voltaje de generación está entre los 400 y 690 V; por lo tanto se requiere de un

transformador elevador que permita evacuar la energía producida, ya sea a la carga directamente conectada o hacia el sistema eléctrico al cual se interconecta. Dado que el voltaje de operación se incrementa al aumentar la potencia, entonces para generadores de mediana capacidad se tienen voltajes de operación entre los 5kV y 24kV. La eficiencia de los pequeños generadores es del orden del 0.97.

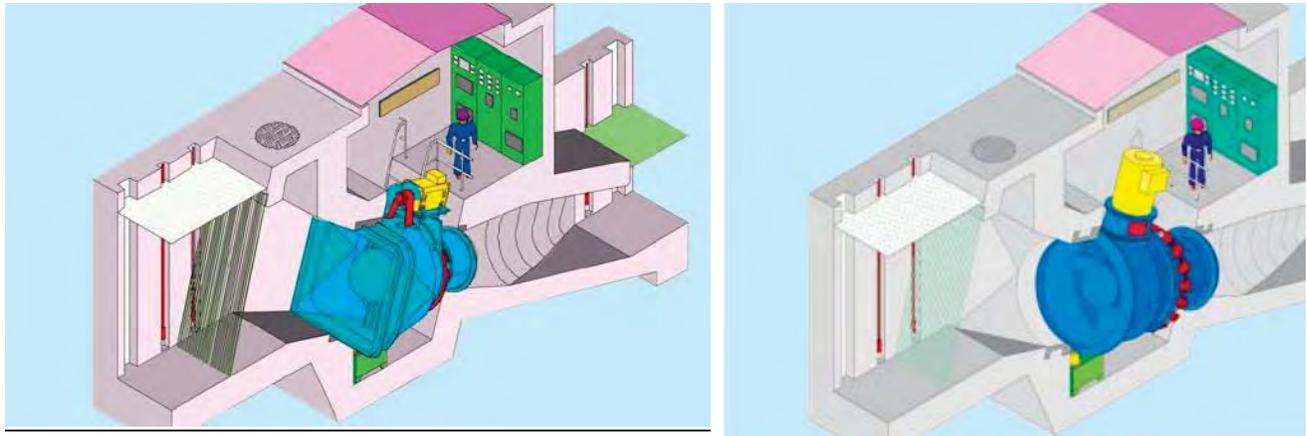


Figura 4.4.- Esquema conceptual del equipo y obra civil para central mareomotriz con turbinas tipo bulbo. Izquierda.- Concepto con turbina-generador con incrementador de velocidad tipo cinta. Derecha.- conceptual de turbina-generador tipo bulbo con caja de engranes. FUENTE: VATECH HYDRO Brochure (<http://www.andritz.com/hydro-media-media-center-compact-hydro>)

4.5 Incorporación de los controladores.

Las turbinas hidráulicas con álabes ajustables son llamadas turbinas doblemente reguladas, por lo que el sistema de control además de atender a la apertura de las paletas del distribuidor también regula el ángulo de posicionamiento de los álabes en el rodete. El ángulo de paso de álabes en el rodete se determina de acuerdo al valor de apertura del distribuidor y el al salto neto actual. La relación y_R, y_W, H se define para obtener la mejor eficiencia en cualquier punto de operación del sistema. Esta relación se logra mediante un dispositivo especial llamado *combinador* (CAM).

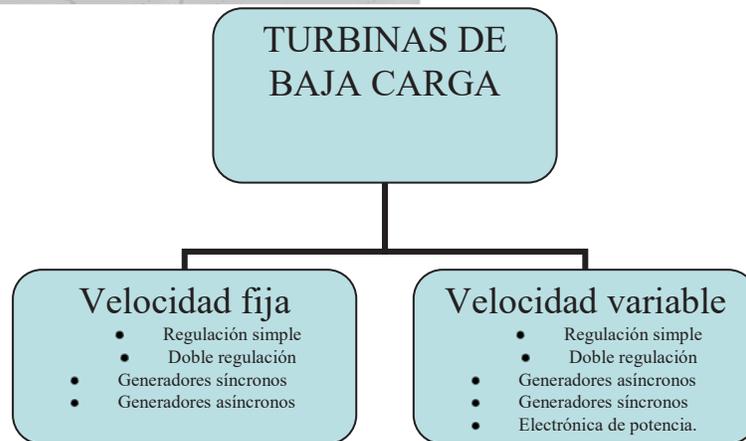


Figura 4.5.- Clasificación de las turbinas de baja carga y control de velocidad.

En la Figura 4.6 se muestra el diagrama de bloques para una turbina de doble regulación [Kosterev, 2004]. Las ventajas y desventajas de la doble regulación se mencionan en el capítulo 2, en la Figura 4.5 se muestra un diagrama de clasificación para las turbinas de baja carga.

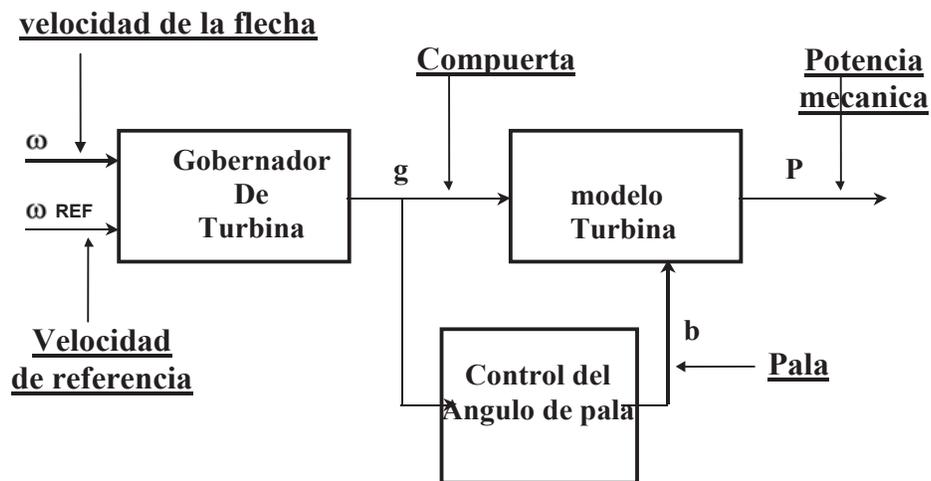


Figura 4.6.- Esquema conceptual del control de la turbina con doble regulación.

4.5.1 Modelo Matemático de la Turbina Hidráulica.

Debido a que las turbinas hidráulicas con doble regulación son utilizadas generalmente para cargas hidráulicas bajas con tuberías cortas, el agua y el conducto pueden representarse como un fluido incomprensible bajo el régimen de columna de agua no elástica [IEEE, 1992], por lo que la Ecuación que representa dicho modelo es [Brezovec y Kuzle, 2006]:

$$\frac{q - q_0}{h - h_0} = \frac{1}{T_w s} \quad (4.21)$$

Donde,

q_0 Descarga de la turbina, valor inicial (p.u)

q Descarga de turbina (p.u)

h_0 Carga de la turbina, valor inicial (p.u)

h Carga de la turbina(p.u)

T_w Constante de inicio de la columna de agua, (s)

El par mecánico de la turbina en el acoplamiento con el generador, se calcula de acuerdo a la relación:

$$m = \frac{qh\eta_t}{\omega} \quad (4.22)$$

Donde,

m Torque de la turbina (p.u)

η_t Eficiencia de la turbina

ω Velocidad (p.u)

La descarga y la eficiencia de la turbina de doble regulación están en función del salto, de la velocidad, de la posición del distribuidor y de la apertura de los álabes del rodete:

$$q = q(h, \omega, y_w, y_R) \quad (4.23)$$

$$\eta_t = \eta_t(h, \omega, y_w, y_R) \quad (4.24)$$

Estas funciones no lineales se describen las *curvas características de las turbinas*. En un generador hidroeléctrico bajo operación normal, la velocidad es casi constante especialmente cuando la unidad esta conectada a un gran sistema eléctrico de potencia. Sin considerar la variación de velocidad, las expresiones para la descarga y la eficiencia de las ecuaciones (4.23) y (4.24) respectivamente, se convierten en funciones de tres variables:

$$q = q(h, y_w, y_R) \quad (4.25)$$

$$\eta_t = \eta_t(h, y_w, y_R) \quad (4.26)$$

Las curvas características se definen para un salto específico h_{char} . Si la descarga de la turbina, determinada de las curvas características se define como q_{y_W, y_R} , la descarga de la turbina para un salto h , de acuerdo a las leyes de similaridad [Mataix, 1982] se puede expresar como:

$$q = q_{y_W, y_R} \sqrt{\frac{h}{h_{char}}} \quad (4.27)$$

Aun cuando la eficiencia de la turbina puede variar significativamente cuando el salto varia, la curva característica de eficiencia se considera solo para un salto específico h_{char} , es decir la Ecuación (4.26) puede expresarse en función de dos variables, tal como:

$$\eta_t = \eta_t_{y_W, y_R} \quad (4.28)$$

Para sistemas con un **recurso mareomotriz con embalse** se asume que el salto de la máquina varía lentamente durante el ciclo de generación por lo que las expresiones para la eficiencia y la descarga, consideran estas variaciones como constantes. Para el caso de sistemas con un recurso como el de las **corrientes provocadas por las mareas**, se asume una variación del recurso rápida y por lo tanto se requiere de un control de ángulo de palas en el rodete y el distribuidor con la finalidad de absorber la variabilidad del recurso, es decir, se tiene una velocidad variable en la turbina por lo que se requieren de otros elementos y configuraciones tal como se muestra en la Figura 4.3.

Las funciones de descarga (Ecuación (4.27)) y eficiencia (Ecuación(4.28)) junto con las expresiones de par mecánico (Ecuación(4.22)) y la columna de agua (Ecuación (4.21)) expresan el modelo no lineal de la turbina hidráulica con doble regulación [Brezovec y Kuzle, 2006]. Este modelo matemático cumple con las características descritas en [IEEE, 1992] pero considerando la dependencia de la descarga y la eficiencia con los parámetros de posición y apertura de los álabes del distribuidor y de los álabes del rodete.

Para esta tesis se considera un recurso mareomotriz con embalse al cual se requiere la doble regulación para controlar y optimizar el recurso disponible en un periodo de tiempo determinado.

4.5.2 Sistema de Control del grupo turbina-generador.



El balance entre carga y la generación debe mantenerse dentro de los límites establecidos. Si ocurre una desviación de la demanda en cantidades pequeñas impredecibles, esto trae consigo un cambio en el estado actual del sistema. El sistema automático de control debe detectar estos cambios y realizar acciones para eliminar rápida y efectivamente estas desviaciones. Los dos lazos de control principales para un sistema de generación son: el *Regulador Automático de Voltaje* (AVR por sus siglas en inglés), el cual controla la magnitud del voltaje en terminales V de la máquina y el *Control Automático Carga-Frecuencia*, también conocido como *Control Automático de Generación* (AGC por sus siglas en inglés) el cual tiene la función de regular la potencia de salida (MW) y la frecuencia (velocidad) del generador. El sistema de control de carga-frecuencia contempla dos lazos de regulación: un lazo de control primario (regulación primaria) relativamente rápido el cual responde a desviaciones de frecuencia, las cuales son mediciones indirectas de las desviaciones de potencia. *Mediante el gobernador y las válvulas de control* el flujo de vapor o agua, es controlado para mantener el balance demanda-generación. Al referir como “acción rápida”, se quiere decir que estas desviaciones ocurren en períodos de uno a varios segundos. *Un lazo secundario más lento* (regulación secundaria), mantiene un ajuste fino de la frecuencia, además de llevar a cabo acciones para mantener el intercambio de potencia entre áreas de generación. Este lazo secundario es insensible a los cambios rápidos de frecuencia y demanda, pero toma acciones para cambios que ocurren en períodos de minutos en el sistema eléctrico.

4.5.3 Sistema de Control de Velocidad (Gobernador)

La acción básica del control automático de generación es mantener los megawatts deseados en el generador y tomar acciones para controlar la frecuencia. Una característica importante es que el lazo de control mantendrá el control de la unidad en operación normal, es decir, ante cambios lentos y pequeños de la demanda y la frecuencia. Cuando ocurren grandes desviaciones en el balance de potencia y la frecuencia, se tendrán que aplicar acciones de control más drásticas [Elgerd, 1982].

La potencia real en un sistema de potencia es controlada mediante el control del par de cada una de las turbinas en el sistema. Este sistema se denomina sistema de control de *velocidad de la turbina o gobernador de turbina*. En la Figura 4.7 se muestra un diagrama esquemático general del lazo primario del control automático de velocidad potencia para el grupo turbina-generador.

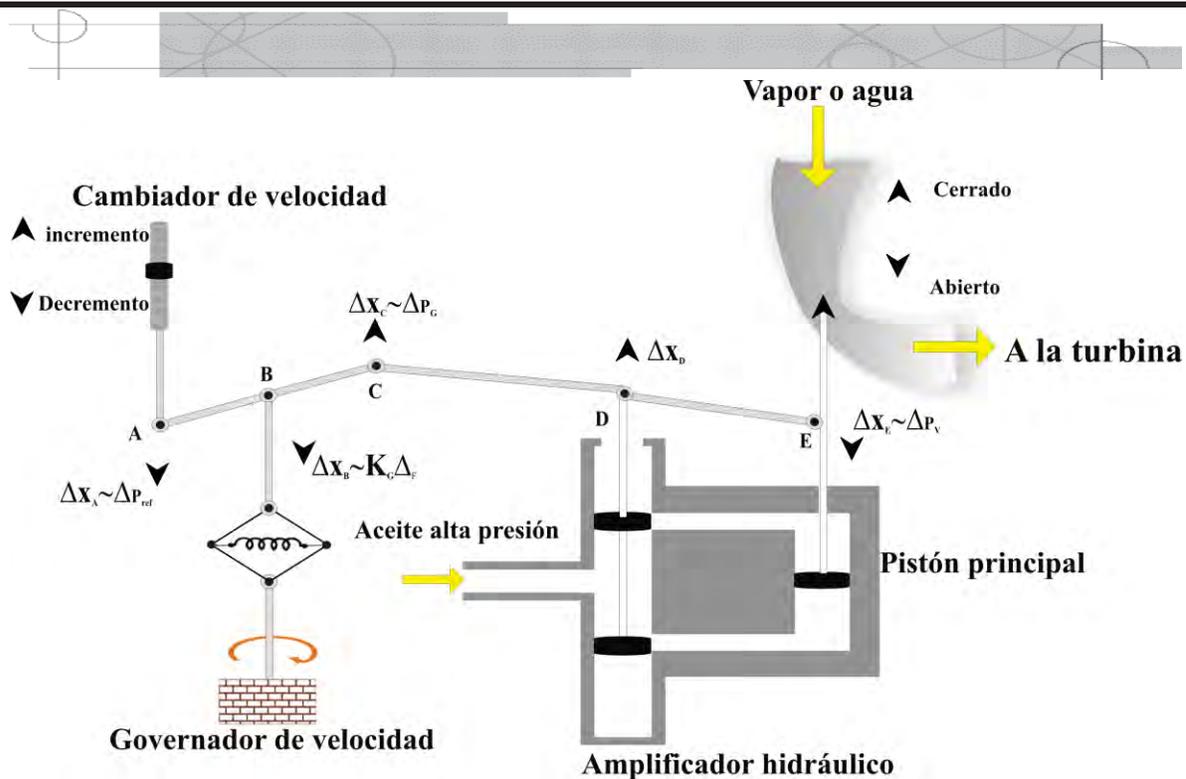


Figura 4.7.- Diagrama simplificado de funcionamiento del lazo primario de control.

De la Figura 4.7 se puede describir el comportamiento del lazo primario. Al controlar la posición de la válvula de control, se tiene un control del flujo de vapor o de agua que pasa a través de la turbina; en consecuencia se tiene un control de la velocidad de la misma. Así mismo, mediante el cambiador de velocidad, se puede ajustar directamente el set point de referencia de potencia, e indirectamente con el cambio en la posición del pistón principal al igual que con el ajuste en la posición del gobernador se afecta la salida de potencia y frecuencia del generador. Al realizar un análisis del comportamiento del sistema mostrado en la Figura 4.7, se puede decir que el gobernador tiene dos entradas: cambios ΔP_{ref} en el set point de referencia y cambios en la frecuencia Δf . Un incremento en la potencia de salida ΔP_g resulta de un incremento en la ΔP_{ref} y un decremento en la Δf . Por lo tanto, se puede expresar esta relación como:

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \quad \text{MW} \quad (4.29)$$

Donde la constante R tiene dimensiones de Hertz por megawatt y se denomina *constante de regulación*. Tomando la transformada de Laplace para la Ecuación (4.29), se tiene la representación en diagrama de bloques de la

Figura 4.8. El modelo del mecanismo hidráulico del actuador de la válvula puede deducirse de igual manera del diagrama de la Figura 4.7. Por lo que se tiene la función de transferencia del actuador, dada por:

$$G_H \ s = \frac{\Delta P_v}{\Delta P_g} = \frac{1}{1 + sT_H} \quad (4.30)$$

Donde,

ΔP_v Posición de la válvula de control

T_H Constante de tiempo hidráulica, (s)

De acuerdo a [Elgerd, 1982] es posible representar la dinámica de la turbina, en términos de la función de transferencia:

$$G_T = \frac{1}{1 + sT_T} \quad (4.31)$$

Una variedad de modelos de la dinámica de las turbinas más comunes se describe en el Apéndice D en [Elgerd, 1982].

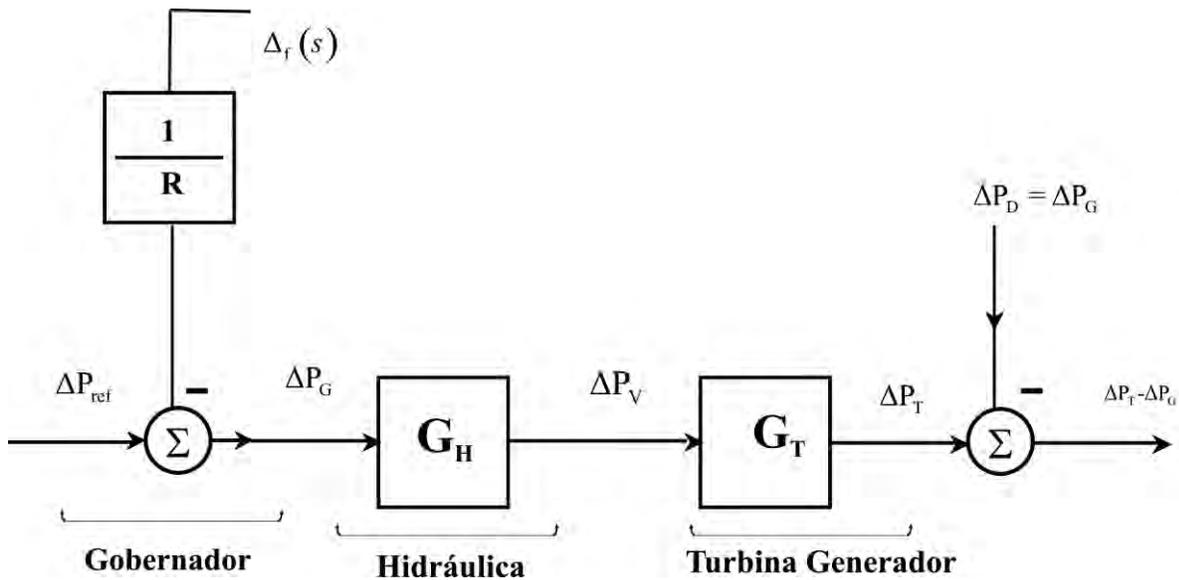


Figura 4.8.- Diagrama de bloques para el lazo de control primario.

Finalmente, para completar el lazo de control primario y secundario del control automático de generación, se requiere de una representación del sistema de potencia al cual esta ligado el generador. De acuerdo a [Elgerd, 1982], la función de transferencia que puede representar al sistema, es:

$$G_p \ s = \frac{K_p}{1 + sT_p} \quad (4.32)$$

Donde,

$$T_p = \frac{2H}{f^0 D} \quad (4.33)$$

$$K_p = \frac{1}{D} \quad (4.34)$$

D Parámetro de razón de cambio en la demanda, (MW/Hz)

K_p Constante del sistema, (Hz/p.u MW)

f^0 Frecuencia del sistema en estado normal de operación (Hz)

H Constante de inercia, (s)

T_p Constante de tiempo del sistema, (s)

La

Figura 4.9 muestra el diagrama de bloques en lazo cerrado para el control automático de generación. La función de transferencia marcada en líneas punteadas, es el enlace para desarrollar la función del lazo de control secundario, el cual ya se ha descrito en párrafos anteriores. Para un grupo turbina generadora que esta suministrando energía a una sola carga y aislada del sistema, el lazo de control secundario no existe.

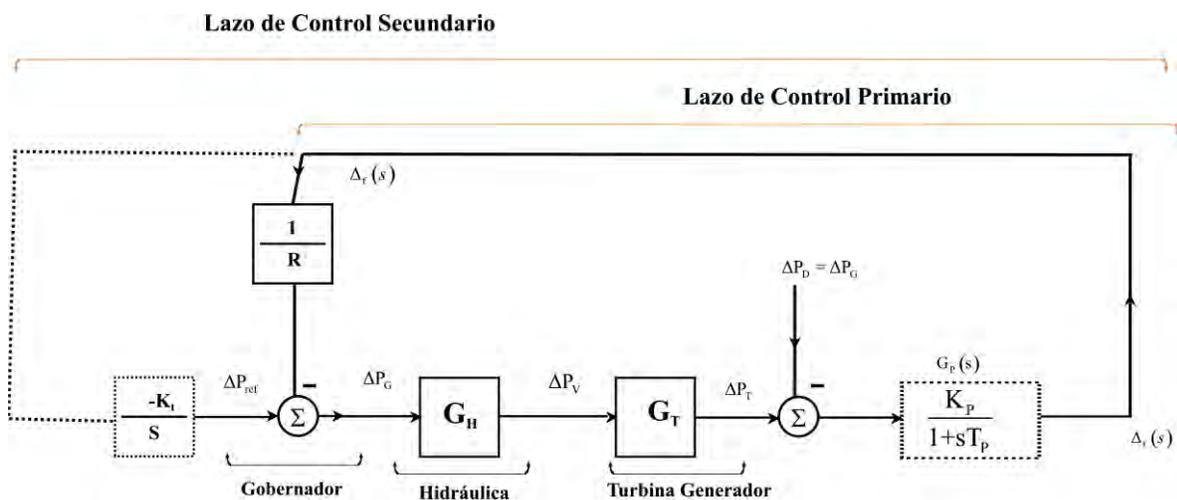
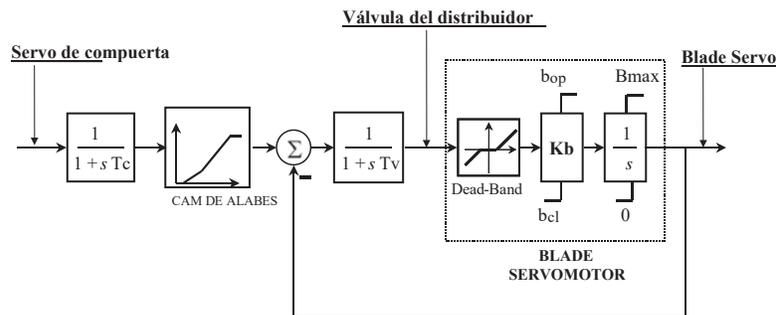


Figura 4.9.- Lazo cerrado del control automático de velocidad-potencia.

4.5.4 Sistema de control de ángulo de paso del rodete.

Para las turbinas de axiales de baja carga se han establecido criterios para manejar el rendimiento operativo de la central. Al poder variar el ángulo de ataque de los álabes de la turbina permite variar la eficiencia de la máquina, lo cual implica un sistema adicional y requerimiento de la central. En la Figura 4.6 se representa el arreglo general del control de ángulo de paso de alabes. Generalmente este ángulo de pala varía en función de la posición de la válvula principal. Las ecuaciones (4.25) y (4.26) muestran la dependencia del caudal y la eficiencia de la turbina, respectivamente. Para representar el desplazamiento de los álabes del rodete se propone un control de álabes estudiado en



[Kosterev, 2004], cuyo diagrama de bloques se muestra en la siguiente figura:

Figura 4.10.- Diagrama de bloques para el control de posicionamiento de los álabes de rodete de turbina.

4.5.5 Sistema de excitación.

En general el sistema de excitación es la parte de la unidad eléctrica que provee y regula el suministro de la corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona para crear el campo magnético del rotor. Como un sistema integral el control del sistema de excitación se denomina regulador automático de voltaje o AVR (por sus siglas en inglés).

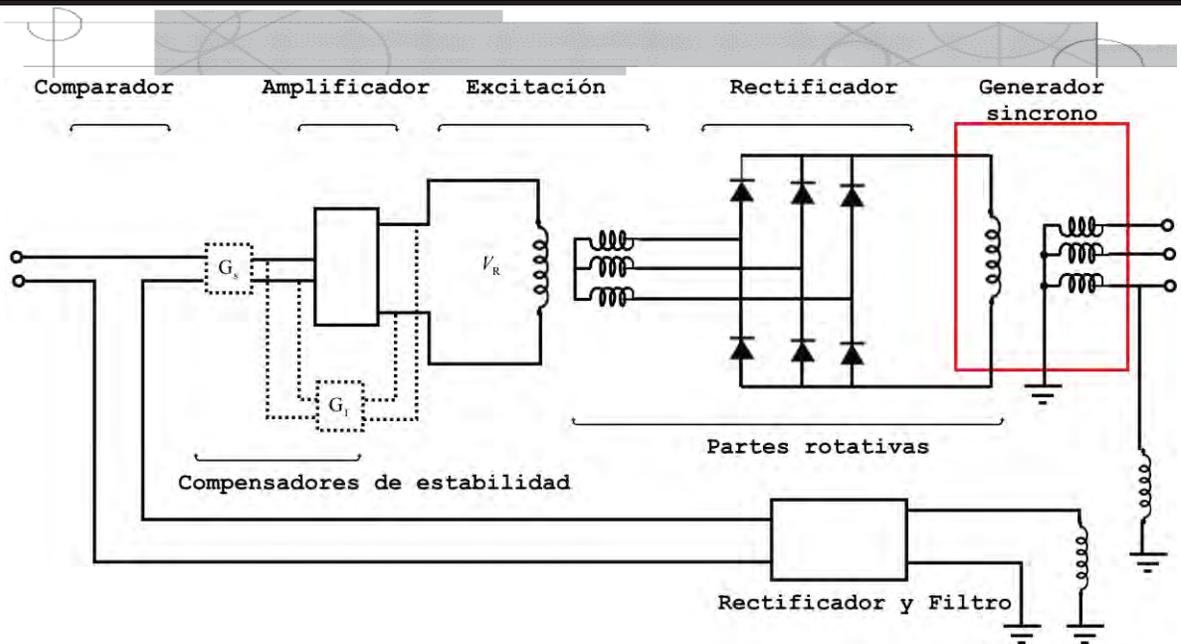


Figura 4.11.- Esquema del sistema de excitación sin escobillas [Elgerd, 1982].

El regulador automático de voltaje tiene la finalidad de monitorear y controlar la potencia en el circuito de excitación con la consigna de controlar la potencia reactiva y el voltaje en terminales de la máquina, es decir el factor de potencia de la unidad. En los esquemas modernos de generación, existen dos tipos de sistemas de excitación que se usan comúnmente, estos son:

Excitación sin escobillas.- Este sistema consiste en un generador de AC auxiliar el cual tiene la característica de tener el devanado de campo en el estator por lo que se induce una corriente alterna en el rotor al cual se le añade un sistema de rectificación rotatorio.

Excitador estático.- la corriente de excitación se extrae de la generación de la unidad principal a través de un transformador; mediante un sistema de rectificación se alimenta al devanado de campo del generador principal mediante un sistema de anillos rozantes y escobillas. De acuerdo a la Figura 4.11, donde se muestra un diagrama general para un sistema de excitación sin escobillas [Elgerd, 1982], se requiere de una amplificación de la señal de error de voltaje. La función de transferencia que describe esta amplificación es:

$$G_e = \frac{\Delta v_R(s)}{\Delta e(s)} = \frac{K_A}{1 + sT_A} \quad (4.35)$$

K_A Ganancia del amplificador

T_A Constante de tiempo del amplificador (s)

La función de transferencia del sistema de excitación es expresado como:

$$G_e = \frac{\Delta v_f(s)}{\Delta v_R(s)} = \frac{K_e}{1 + sT_e} \quad (4.36)$$

K_e Ganancia del excitatriz

T_e Constante de tiempo del excitatriz (s)

Donde K_e depende de la proporción de corriente de campo i_e y de las características físicas del circuito de la excitatriz. La constante de tiempo T_e depende de los parámetros de resistencia e inductancia del circuito. El modelo lineal en diagrama de bloques del amplificador-excitación se muestra en la

Figura 4.12. Para complementar el lazo cerrado de control para el AVR, se modela el circuito de campo del generador; la función de transferencia del campo del generador es:

$$\frac{\Delta E(s)}{\Delta v_f(s)} \cong \frac{\Delta |V|(s)}{\Delta v_f(s)} = \frac{K_F}{1 + sT'_{do}} \quad (4.37)$$

K_F Ganancia del campo del generador

T'_{do} Constante de tiempo en circuito abierto de eje directo, (s)

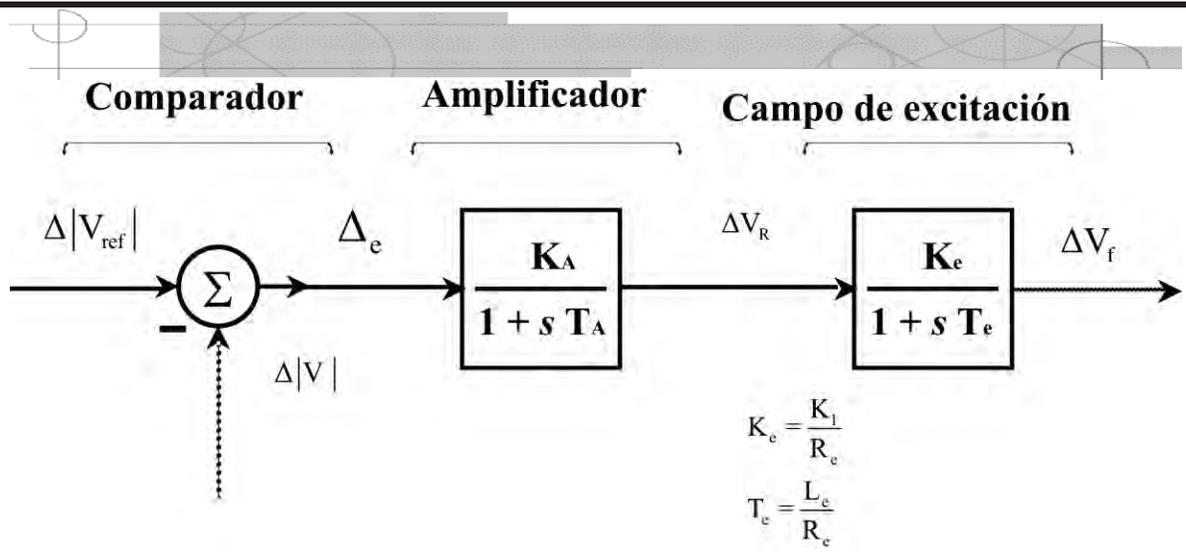


Figura 4.12.- Diagrama de bloques del modelo lineal de amplificación y el sistema de excitación del AVR.

Así el lazo de control para el control automático de voltaje AVR se muestra en la

Figura 4.13. La Ecuación (4.38) representa la función de transferencia en lazo abierto del AVR.

$$G_s = \frac{K_F}{1 + sT'_{do} \quad 1 + sT_A \quad 1 + sT_e} \quad (4.38)$$

Donde,

$K \square K_A K_e K_F$ Ganancia de lazo abierto

De la ecuación (4.38) se puede descubrir el comportamiento estático del lazo de control AVR [Elgerd, 1982], de lo cual se puede deducir que el error estático decrece con el incremento de la ganancia K. para la respuesta dinámica del lazo de control, se requiere que este sea estable. La respuesta dinámica del lazo de control depende de la posición de los polos de la ecuación característica de lazo cerrado. El lazo abierto de control es de tercer orden [Elgerd, 1982] (ver Ecuación (4.38). para que el sistema sea estable, el lugar de las raíces de la ecuación característica debe cumplir los criterios de control establecidos. La ganancia K afecta la respuesta dinámica del sistema por lo que se requiere de una compensación para cumplir los criterios del error estático y la estabilidad del lazo de control [Elgerd, 1982]. Por lo tanto, en la

Figura 4.11 se muestra en líneas punteadas la compensación del lazo de control AVR; esta compensación se puede lograr mediante la adición de la compensación de estabilidad serie o en retroalimentación, por ejemplo, la compensación en fase serie en adelante, lo cual agrega un cero a

la función de transferencia de lazo abierto, por lo que las características de error estático y de respuesta dinámica se mejoran [Elgerd, 1982].

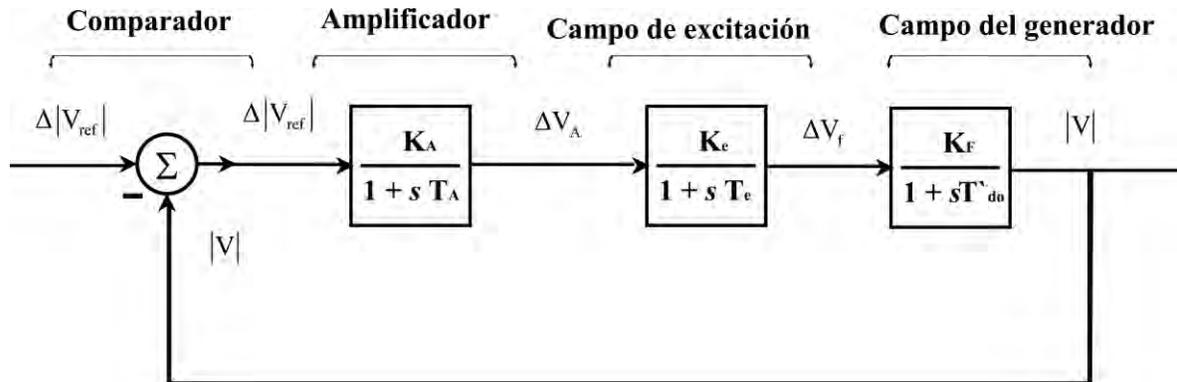


Figura 4.13.- Diagrama de bloques en lazo cerrado de control de voltaje AVR

4.6 Descripción del modelo y simulación digital.

La descripción dada en la sección 4.5 propone los modelos matemáticos para presentar cada uno de los componentes del sistema. El modelo descrito del grupo turbina-generador es el propuesto para las centrales hidroeléctricas convencionales [Elgerd, 1982]. Para el modelado de la turbina hidráulica y sus elementos asociados representado por [IEEE 1992], tal como lo muestra la Figura 4.14.

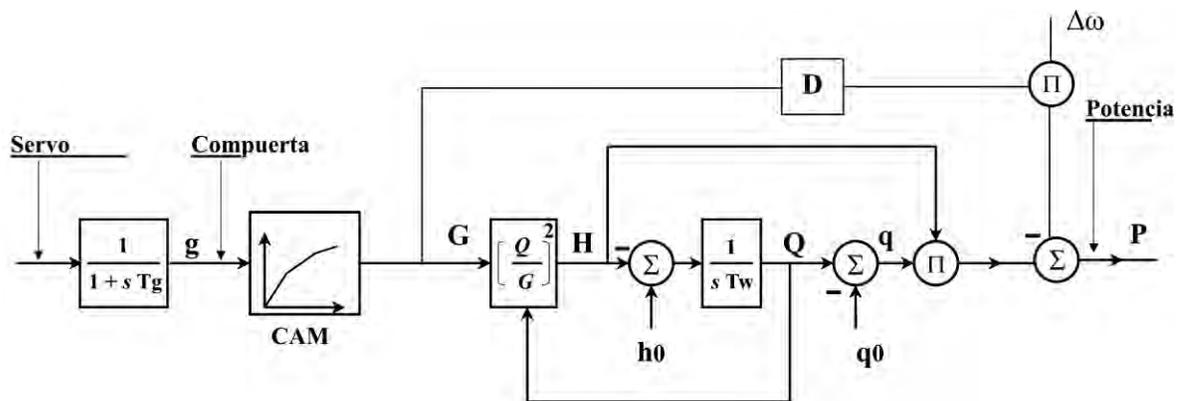


Figura 4.14.- Modelo No Lineal de una Turbina Hidráulica [IEEE 1992].

La Figura 4.14 representa el modelo dinámico del sistema hidráulico y es implementado en el software de Simulación Digital (SSD) para sistemas eléctricos y componentes, como un modelo de turbina [Matlab, 2005] la Figura 4.16 muestra el arreglo en bloques implementado en SSD tal como

se describe en la Sección 4.5.1 . El modelo matemático en diagrama de bloques implementado en el SSD, para el lazo de control primario descrito en la Sección 4.5.1 y 4.5.3 se muestra en la Figura 4.15. El bloque implementado en el SSD para el gobernador de la turbina, contempla una estrategia de control Proporcional-Integral-Diferencial (PID) tal como se describe en [IEEE 1992].

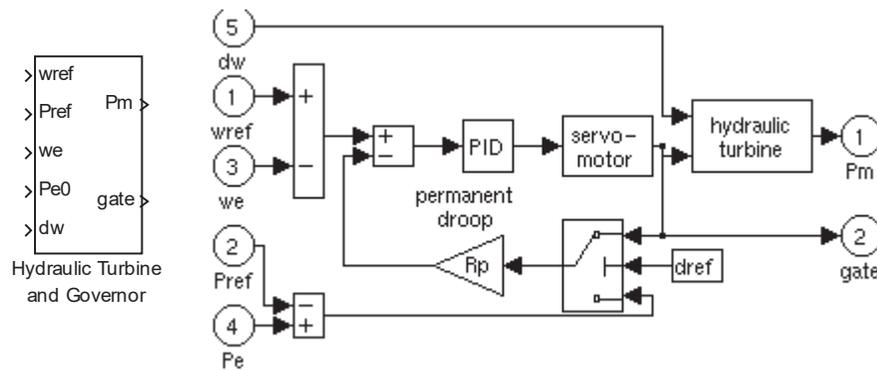


Figura 4.15.- Bloque del gobernador y de la turbina hidráulica implementado en SSD.

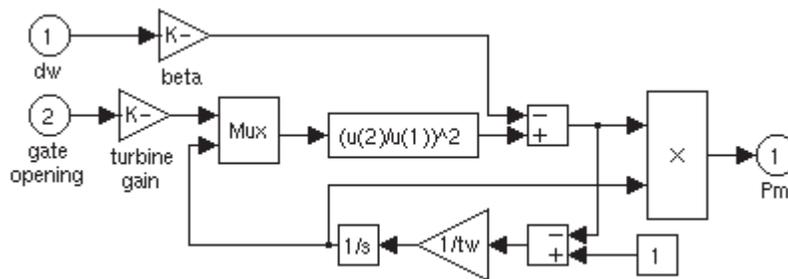


Figura 4.16.- Modelo dinámico no lineal del sistema turbina hidráulica [IEEE 1992].

La función de transferencia que describe al servomotor de la compuerta para el control del caudal, se describe por el diagrama de bloques de la Figura 4.17, implementado en SSD.

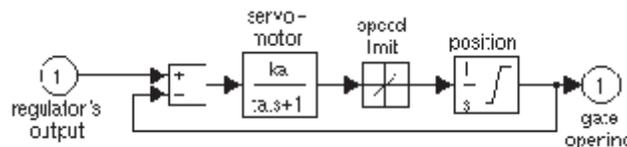


Figura 4.17.- Diagrama de bloques para el servomotor para el control de la apertura de compuerta.

El controlador de la turbina es del tipo doble regulación, por lo que el sistema de paso de cambio de los álabes en el rodete se muestra en la Figura 4.10 y se describe [Kosterev, 2004]. El sistema de control de voltaje del generador eléctrico es el implementado en SSD y se describe en la sección

4.5.5. el modelo dinámico de la máquina síncrona se implementa en SSD como un sistema en variables de máquina. Sin embargo, el SSD permite proponer diferentes modelados de la máquina, tal como el variables dqo. En la Figura 4.18 se muestra el bloque representativo de la máquina síncrona.

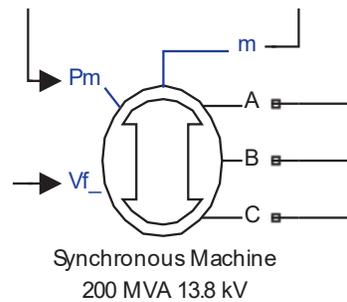


Figura 4.18.- Bloque representativo de implementación en SSD del modelo de la máquina síncrona en variables abc.

El bloque representativo para el modelo del sistema de control de voltaje es el descrito en [Elgerd, 1982] y [IEEE 1992]. En la sección 4.5.5 se da una breve descripción de las funciones de transferencia y la representación en diagramas de bloques para el sistema de control AVR, del cual forma parte el sistema de excitación.

4.6.1 *Planteamiento del Modelo.*

Para representar la variabilidad del potencial mareomotriz, se propone establecer una serie de curvas de comportamiento o curvas características de la turbina, tal como se describe en [Brezovec y Kuzle, 2006]. Para describir el comportamiento de las curvas características, el SSD tiene una función de interpolación/extrapolación denominada “Look up 2D Table”, la cual permite desarrollar la relación de las variables descritas en la Sección 4.5.1. Con las condiciones establecidas en la 4.5 y la implementación del control de álabes del rodete tal como se describe en la Sección 4.5.4, el arreglo propuesto para el sistema eléctrico se muestra en la Figura 5.2. Se propone una configuración utilizada en [Kosterev, 2004] para tomar en cuenta el sistema de control de paso de los álabes, por lo que se anexa la ganancia de potencia en el modelo de turbina implementado en [IEEE, 1992].

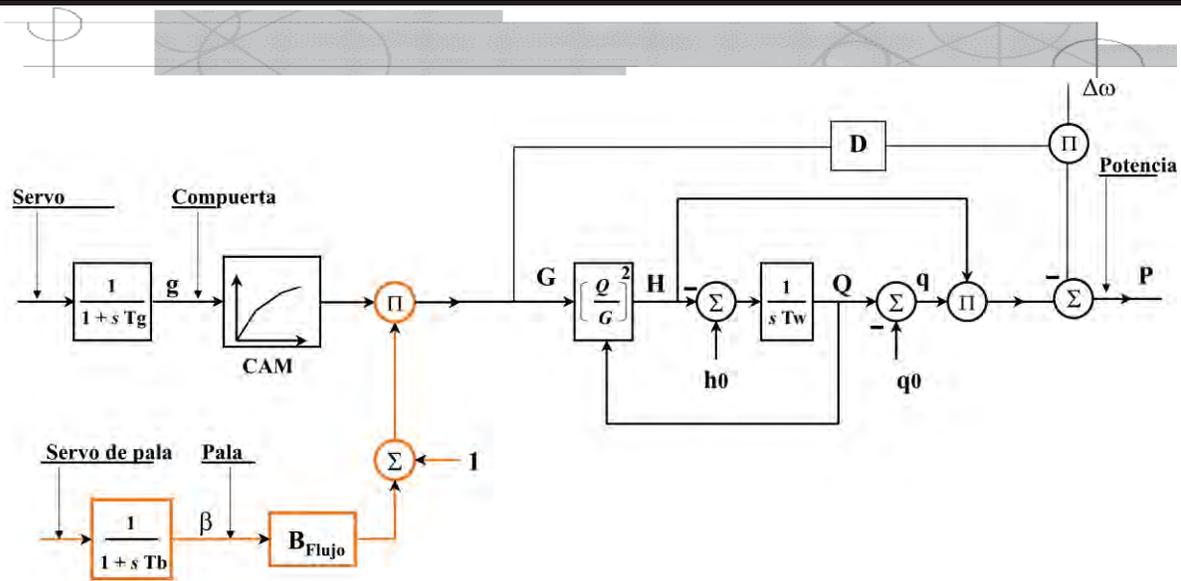


Figura 4.19.- Modelo No Lineal de una Turbina Hidráulica tipo Kaplan con alabes móviles en el rodete y distribuidor [Kosterev, 2004]

4.6.1.1 Restricciones.

Para el estado estable y transitorio del sistema, se asume la conexión a un bus infinito y no un sistema aislado. Para el control de la turbina, no se modificaron los aspectos de control para la simulación de la doble regulación.

En la parte de la estimación de potencia mecánica de la turbina, se especifican valores de rango de mareas y no salto neto H .

Los módulos de visualización de variables en SSD son los apropiados para mostrar resultados y conclusiones, por lo que no se hace necesario aplicar otros paquetes para la simulación.

4.7 Conclusiones.

- Para este capítulo se determinó el potencial energético del sitio en estudio, se determinaron las características principales de los equipos electromecánicos y se establecieron los criterios para determinar la configuración de la red eléctrica y de la selección del equipo eléctrico. Para el caso de estudio de esta tesis se aplica una red eléctrica conectada a un sistema interconectado.
- Se propone el software base y se mencionan los modelos de simulación para los elementos de la central. El modelo del gobernador es el implementado en varios programas de análisis de sistema eléctrico y validado por el IEEE.



- La representación del cambio de paso del alabe del rotor para la representación de la turbina de flujo axial con palas en el rodete móviles, se obtiene de validaciones reales que se realizaron en [Kosterev, 2004].
- Se mencionan las configuraciones para generadores de velocidad variable las cuales pueden ser implementadas en las centrales mareomotrices tal como se muestra en la Figura 4.3. Para el caso de estudio de esta tesis, se aplica un generador del tipo síncrono y los parámetros del mismo se obtuvieron de parámetros estándar para máquinas síncronas hidráulicas [IEEE 1994].
- De los catálogos de los fabricantes, se proporcionan parámetros estándar de las turbinas hidráulicas, tales como diámetro del rodete, curvas de desempeño, etc. De aquí se utilizan para representar la variabilidad del recurso.



CAPÍTULO 5

OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO Y ESTADO TRANSITORIO DE LA CENTRAL MAREOMOTRIZ.



5.1 Introducción.

En este capítulo se analizan los efectos del control de ángulo de paso de los alabes móviles en el rodete de la turbina Kaplan, ante condiciones de estado estable y de estado transitorio en el esquema eléctrico propuesto con turbina Kaplan, usada en centrales mareomotrices.

5.2 Caso de estudio.

El caso de estudio es una red eléctrica que interactúa con una carga en el lado de generación; otra carga es alimentada a través del transformador de la central y el sistema eléctrico de potencia, representado por una fuente de potencia. La generación con turbina Kaplan consiste de un generador síncrono de 1.5 MW a 13,8 kV, un transformador elevador de 2MVA @13.8kV/230kV, una turbina de flujo axial de baja carga considerando la incorporación de los controles del ángulo de paso de los alabes de turbina, así como los controles del gobernador y del sistema de excitación (ver Figura 5.1). Una carga está conectada en el lado de alto voltaje del transformador principal y otra conectada en el lado del generador; éstas son alimentadas por el generador y el sistema eléctrico de potencia, el cual está representado por una fuente eléctrica.

5.2.1 Descripción.

Una característica fundamental de la potencia eléctrica es que la energía producida debe balancearse con la carga instalada (requerimiento de potencia del sistema). Esto puede realizarse por medio del incremento o decremento de la carga o de la potencia generada lo cual resulta en un efecto de

amortiguamiento. Las computadoras localizadas en centros de control instalados estratégicamente a lo largo del país monitorean la red y realizan los ajustes necesarios para mantener a la red estable.

Por otro lado, en un sistema aislado o fuera de red, el balance entre la generación y la carga es más inmediato. Si la potencia generada no es usada por el sistema, este debe tirarse o almacenarse. La potencia tirada, como lo sugiere el nombre, es como una potencia desperdiciada. Alternativamente, la potencia generada puede almacenarse, cargando un banco de baterías o aprovechando el exceso de energía para realizar trabajo.

El diagrama de bloques de la incorporación de los controles de los alabes móviles de la turbina se muestran en la Figura 5.1. El esquema del sistema con turbina Kaplan representa un sistema hidráulico tal como lo muestra la Figura 5.2. Dado que el esquema mareomotriz contempla una variación lenta en el salto de la turbina, se hace la suposición que durante un periodo de tiempo determinado, el recurso se mantiene constante. La característica importante a representar es la de la incorporación de los controles de ángulo de paso de la turbina.

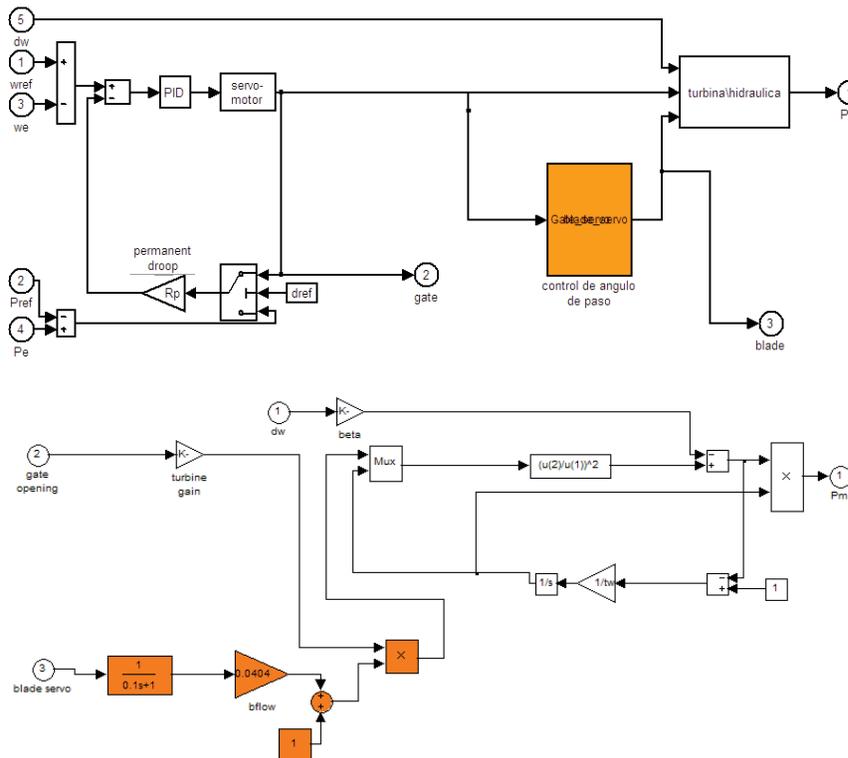


Figura 5.1.- Incorporación de los controles de álabes móviles en el rodete en el SSD.

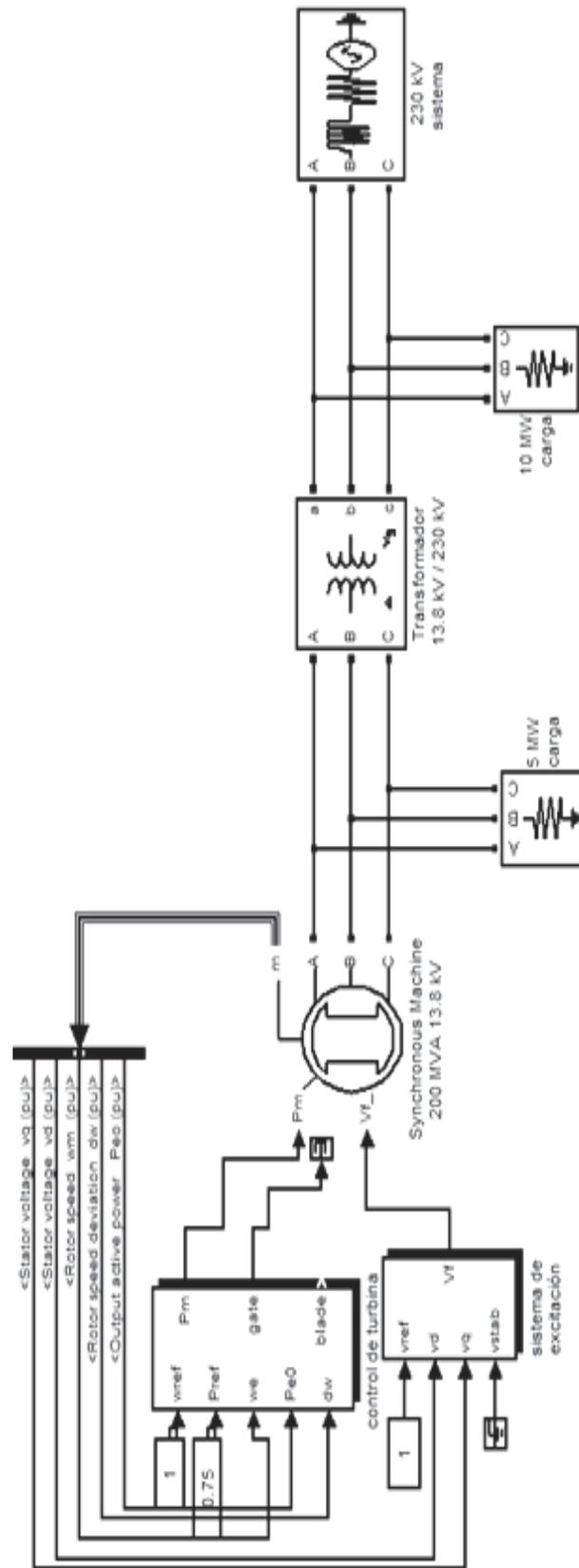


Figura 5.2.- Esquema propuesto para el sistema con turbina Kaplan con álabes móviles en el rodete.

5.2.2 Estructura de los datos a utilizar.

Los datos disponibles para los componentes de los esquemas de control y modelo de turbina se obtuvieron de [Kosterev, 2004], y se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 5.1.- Parámetros del control de turbina

Gobernador de velocidad	
Tf = 0.1;	Constante de tiempo de motor de la bola
Tp = 0.1;	constante de válvula de distribución
Kg = 10.0;	ganancia del servo de compuerta
Uop = 0.2;	máximo de apertura de compuerta
Ucl = -0.2;	máximo de cierre de compuerta
Glim = 1.0;	máxima apertura de compuerta
Rp = 0.052;	caída permanente
Rt = 0.35;	caída temporal
Tr = 3.2;	constante de tiempo de reset
ParT.Gdb = 0.00;	banda muerta del servo de compuerta
Control del ángulo de pala	
Tc = 0.1;	constante de tiempo de pala
Tv = 0.2;	constante de tiempo del control de la válvula de distribución
Kb = 1/8;	ganancia del servo de la pala
Bmax = 15.0;	máximo ángulo de ajuste de pala
Bmin = 0.0;	mínimo ángulo de pala
Bdb = 0.05;	banda muerta del servo de pala(deg)
Turbina	
Bflow = 0.0404	incremento de flujo debido a ajuste de pala
Tg = 0.1;	constante de tiempo de compuerta
Tb = 0.3;	constante de tiempo de pala
Tw = 2.0;	constante de tiempo de inicio de columna de agua
flow0 = 0.1;	flujo de turbina no-carga
head0, m = 81 / 81;	salto en estado estable
Generador	
Voltaje nominal, L-L, V	13800
Potencia Nominal, MW	1.5
Pares de polos	32
Frecuencia nominal, Hz	60
turbina	
N°	1
Diámetro del rodete, m	11 máx.
Velocidad nominal, RPM	257
Caudal nominal, m3/s	32.42
Salto nominal, m	5



5.2.3 *Restricciones.*

El modelo de la turbina Kaplan es suficiente para el análisis del sistema hidráulico; sin embargo, para estudios más detallados del comportamiento de la turbina éste se vuelve inadecuado debido a que no considera el modelo hidrodinámico en régimen variable [Kosterev, 2004].

No se ha representado la variación del potencial hidráulico en la simulación, ya que las variaciones de las mareas se consideran en lapsos de tiempo mayores a los presentados en eventos eléctricos en la red. Para el caso de sistemas con variaciones rápidas del recurso hidráulico, se requiere de caracterizar el comportamiento de máquinas eléctricas de velocidad variable, tales como las que se utilizan en los sistemas de corrientes marinas y sistemas minihidráulicos.

El modelo dinámico típico mostrado en [IEEE, 1992], no representa el control de ángulo de paso del alabe del rodete, por lo que el modelo utilizado para esta tesis es una característica para representar el comportamiento de la turbina tipo Kaplan y sus controles.

5.2.4 *Operación en estado estacionario.*

La operación en estado estacionario describe el comportamiento de la potencia de la turbina, la regulación de la compuerta de admisión y el ángulo de ataque de los alabes de la turbina. Para determinar los valores en estado estable se utiliza la herramienta de inicialización del SSD. Para una condición inicial de potencia de aproximadamente 0.80 pu (set point 1.1 MW), corresponde a una apertura de compuerta de aprox. 0.75 pu y un ángulo de ataque inicial de aprox. 0.45 pu (ver Figura 5.3). En azul se muestra la característica de la potencia en función del ángulo de apertura de compuerta de admisión de la turbina, en color verde se muestra la relación entre el ángulo de paso de álabes del rodete y la compuerta [Brezovec et.al., 2006].

Para mostrar el comportamiento en estado estable, se inicializan las variables del generador en valores cero. En la Figura 5.5 se muestra el comportamiento de las corrientes y voltajes así como el de la compuerta de admisión y desplazamiento de alabes del rodete.

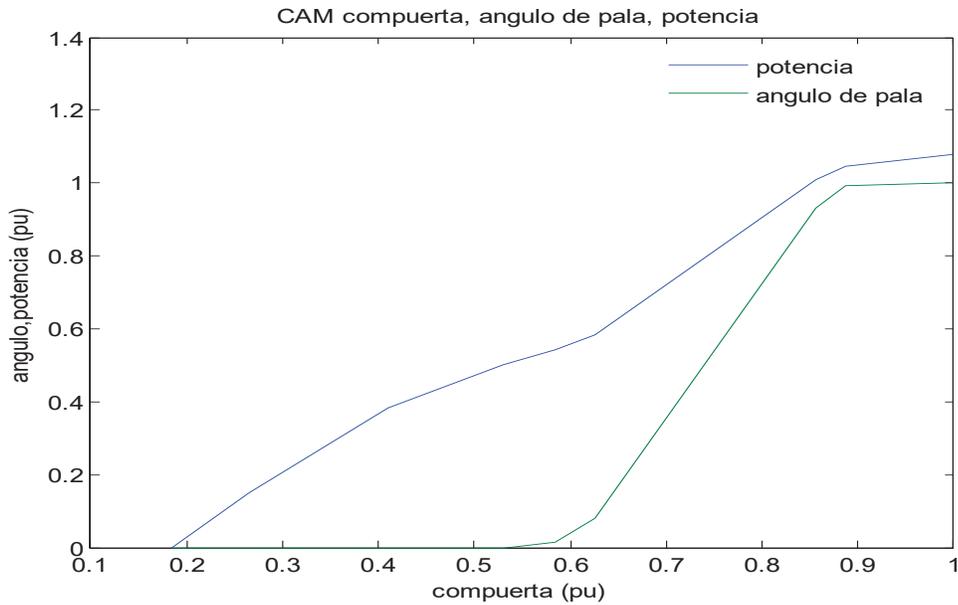


Figura 5.3.- Característica de comportamiento de la cámara de compuerta, de ángulo de pala y potencia en valores por unidad.

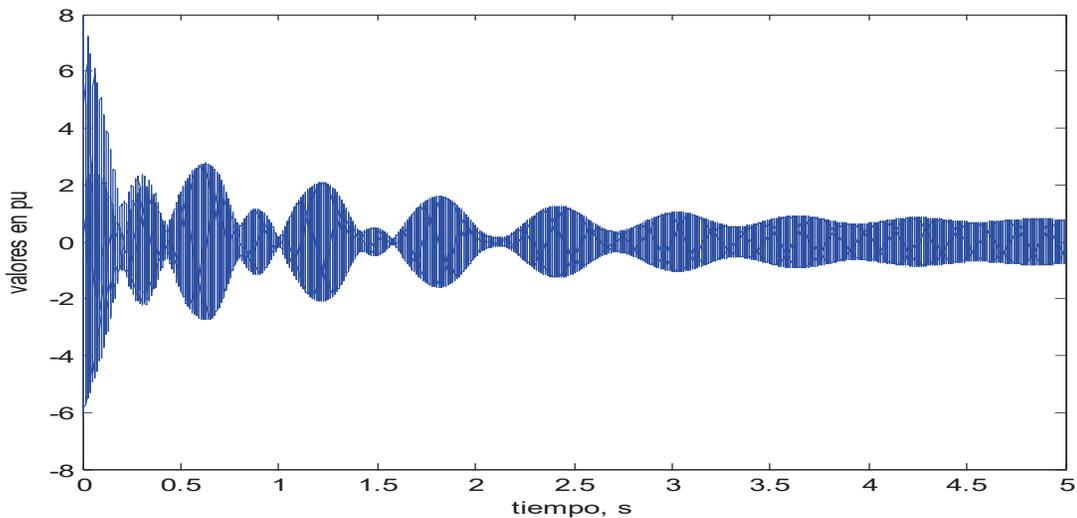


Figura 5.4.- Comportamiento de las corrientes eléctricas en las terminales del generador.

De la Figura 5.4 se observa que las corrientes en las terminales del generador presentan una variación amplia al iniciar en valores cero y alcanzan el estado estable en aproximadamente 4 segundos. En la Figura 5.5 se muestra en color negro, la velocidad angular del generador la cual alcanza su valor en estado estable en aproximadamente 5 segundos. En rojo se muestra la potencia mecánica de salida del sistema de regulación de potencia, en azul se observa la acción de control de la compuerta de admisión y en color cian se observa el ajuste del ángulo de paso de los alabes en el rodete. Cada variable alcanza su estado estable en los 5 segundos e inician en las cantidades iniciales antes mencionadas.

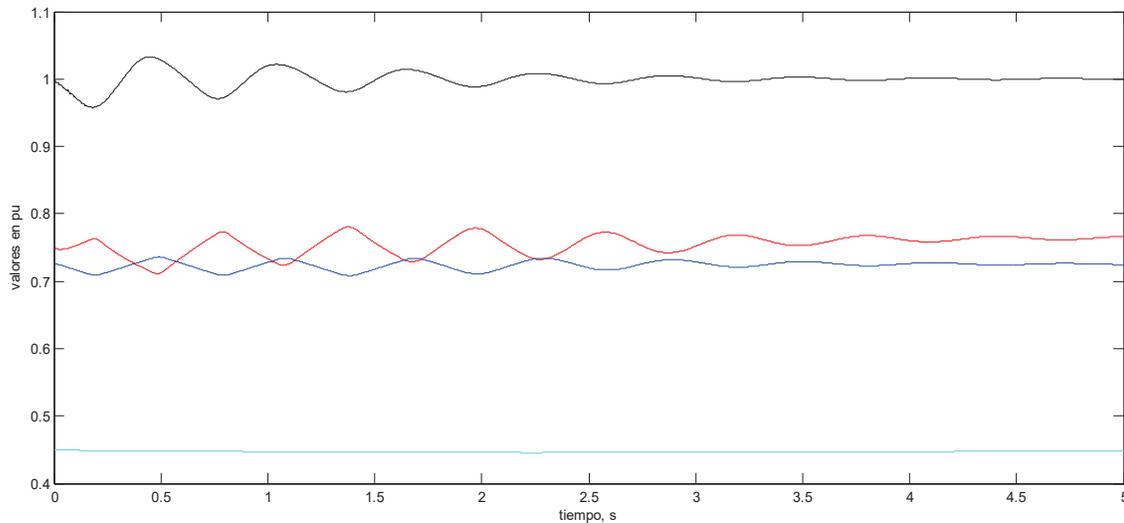


Figura 5.5.- Potencia mecánica, ángulo de alabe, compuerta de admisión y velocidad angular en estado estacionario.

las cargas son de 0.6 MW y 1MW, en el lado de 13,8 V y 230 kV respectivamente. El transformador es trifásico de 2 MVA@13.8 kV/230kV delta / estrella aterrizada. Los valores nominales para el transformador y el generador eléctrico son los tipificados en [IEEE 1991]. El modelo del gobernador de la turbina es el presentado en [IEEE, 1992] el cual se utiliza en el software de simulación propuesto (ver Figura 5.1). El voltaje en terminales del generador alcanza el estado estable en aproximadamente 2.5 segundos; esta rápida estabilización se debe a que el sistema de excitación tiene un tiempo de respuesta mayor al del sistema de control de potencia. la Figura 5.6 muestra el voltaje de la fase A en el bus de 13,8 kV.

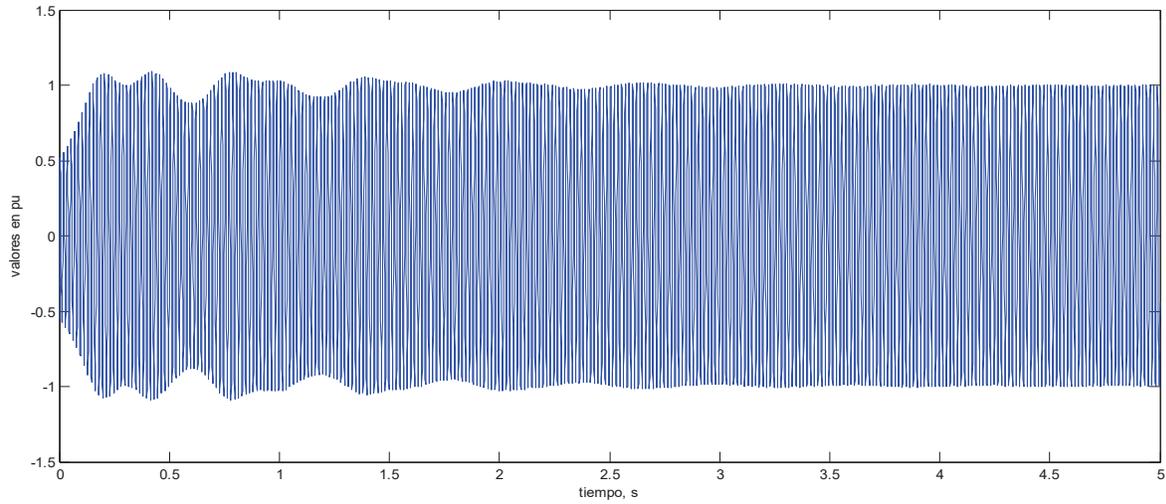


Figura 5.6.- Voltaje de fase a en el bus de 13,8 kV con tiempo de estabilización de 2.5 s.

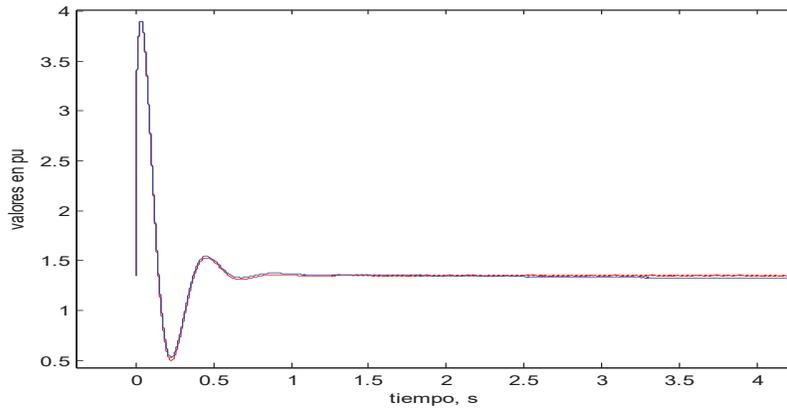


Figura 5.7.- Característica de voltaje de campo en el sistema de excitación

La señal del voltaje de campo del sistema de excitación inicia en valor de 1.35 pu y rápidamente alcance su valor estable en aproximadamente 1 segundo.

5.2.5 Operación en estado transitorio.

Para el estudio transitorio, se considera una falla trifásica y una falla monofásica aplicada en el bus de alta tensión, tal como lo muestra la Figura 5.8.

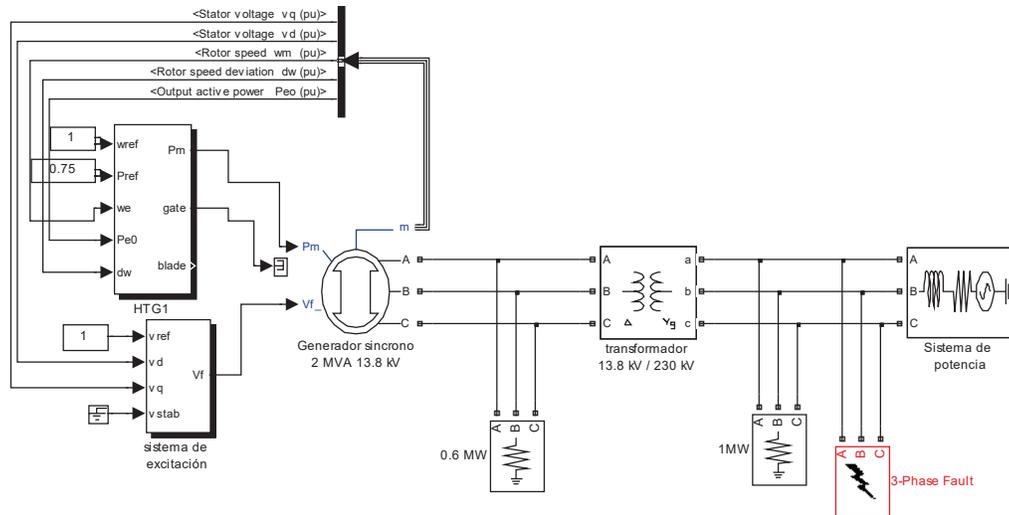


Figura 5.8.- Diagrama Eléctrico propuesto para la interconexión de la central mareomotriz y simulación de una falla trifásica y monofásica en el bus de 13,8 kV.

Falla monofásica

Para el comportamiento transitorio, el sistema está operando en estado transitorio. Al aplicar una falla trifásica en la red de alta tensión con duración de 200ms aplicada en tiempo de simulación 0.1 segundos, tal como lo muestra la Figura 5.10, se tiene una variación en la apertura de la compuerta de la válvula de control lo cual permite la acción de control en la velocidad y por lo tanto en la potencia de generación del sistema. De igual manera, el comportamiento del sistema de ángulo de paso del alabe del rodete actúa como amortiguador para la variación de frecuencia.

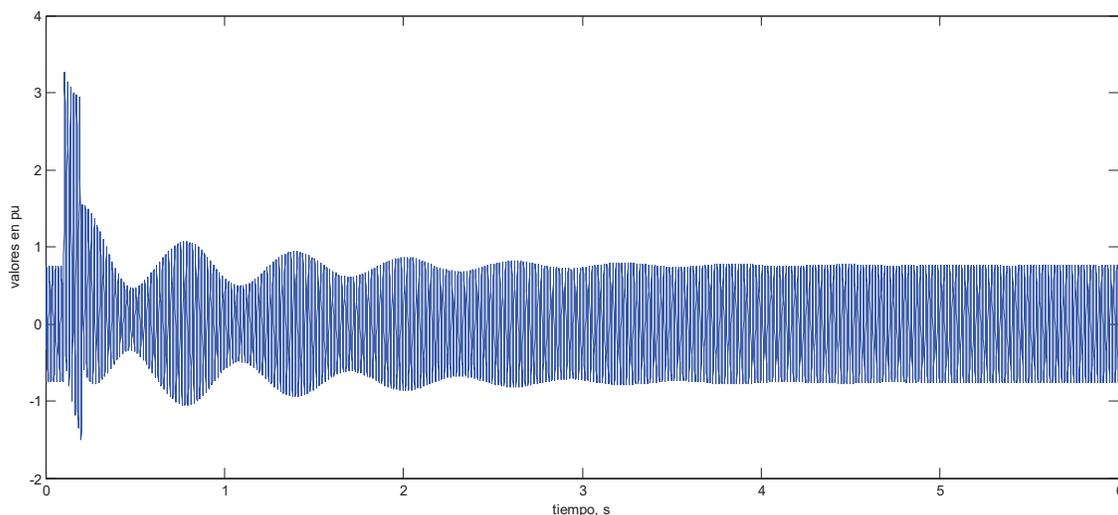


Figura 5. 9.- Comportamiento dinámico de las corriente ABC bus 230 kV falla monofásica.

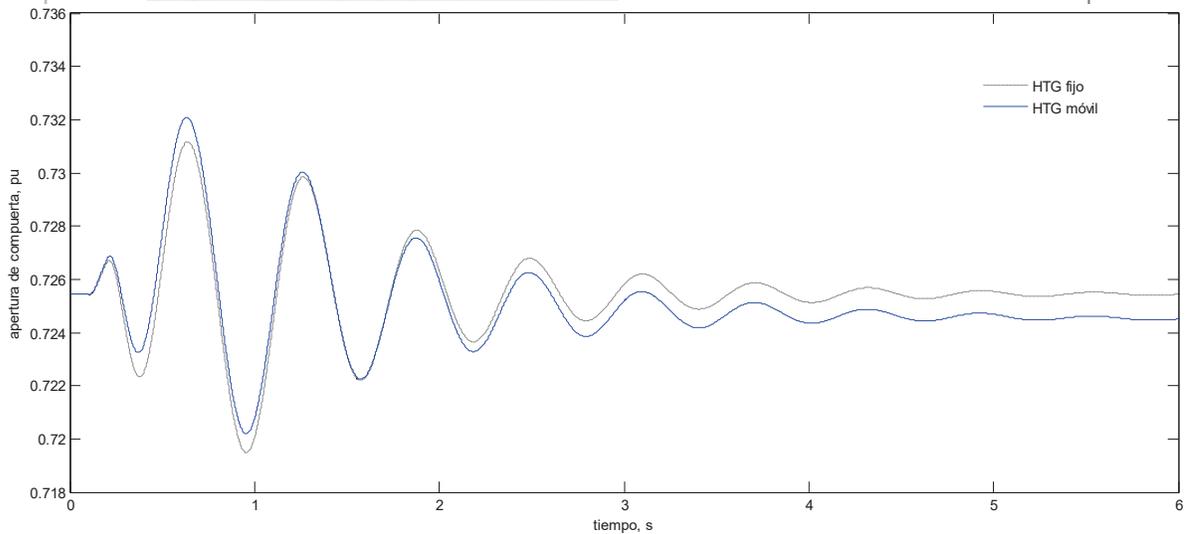


Figura 5.10.- Comportamiento transitorio en falla monofásica de la apertura de la compuerta de admisión.

En la Figura 5.10 se muestra el comportamiento oscilatorio de la acción de control en la apertura de la compuerta de admisión de la turbina; en color azul se muestra la oscilación considerando el control de los álabes móviles del rodete; como referencia, se muestra la variable de compuerta para un control de turbina (HTG por sus siglas en inglés) sin considerar los álabes móviles. El control de alabes aporta un amortiguamiento a la apertura de compuerta; en los primeros instantes, el comportamiento es similar ya que el control de álabes se “activa” dependiendo de la variación de la compuerta. La Figura 5.11 muestra la aplicación de la falla monofásica, observe el voltaje en el bus de alta tensión.

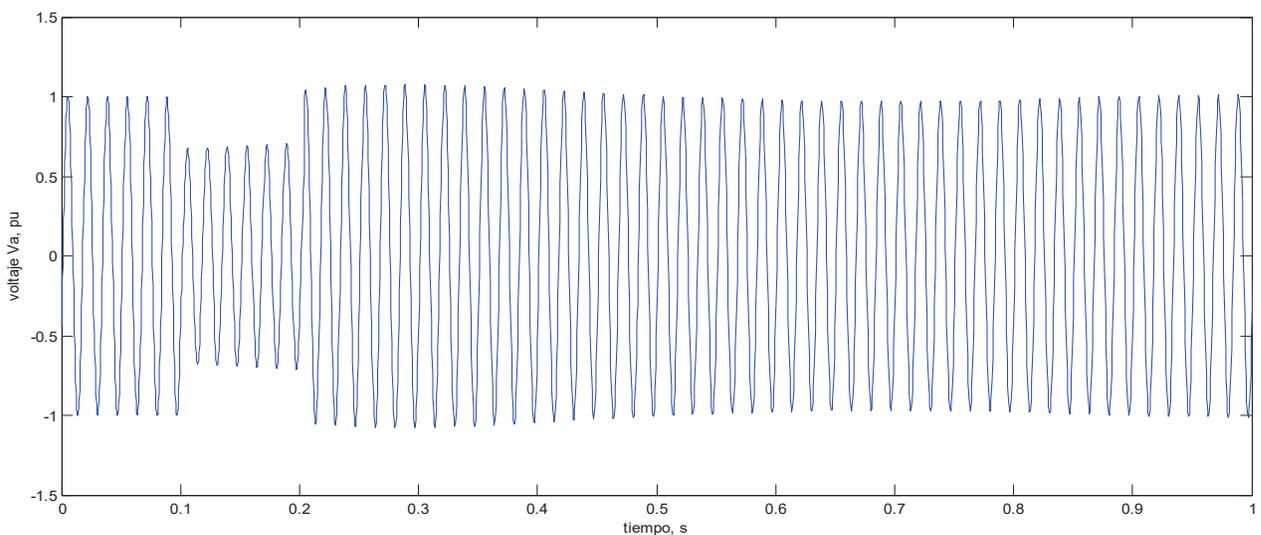


Figura 5.11.- Comportamiento del voltaje L-N en la fase A en el bus de 230 kV falla monofásica.

La recuperación de la velocidad angular del sistema, mostrado en la Figura 5.12, se observa en la parte izquierda en color azul la aplicación de la falla en 0.1 segundos; el control de los álabes móviles amortigua las oscilaciones de la velocidad en los primeros instantes de tiempo, sin afectar la envolvente dinámica general. En color rojo se muestra el comportamiento sin considerar el control de álabes móviles. El comportamiento dinámico de la velocidad alcanza su recuperación en aproximadamente 7 segundos, según se muestra en la parte derecha de la Figura 5.12.

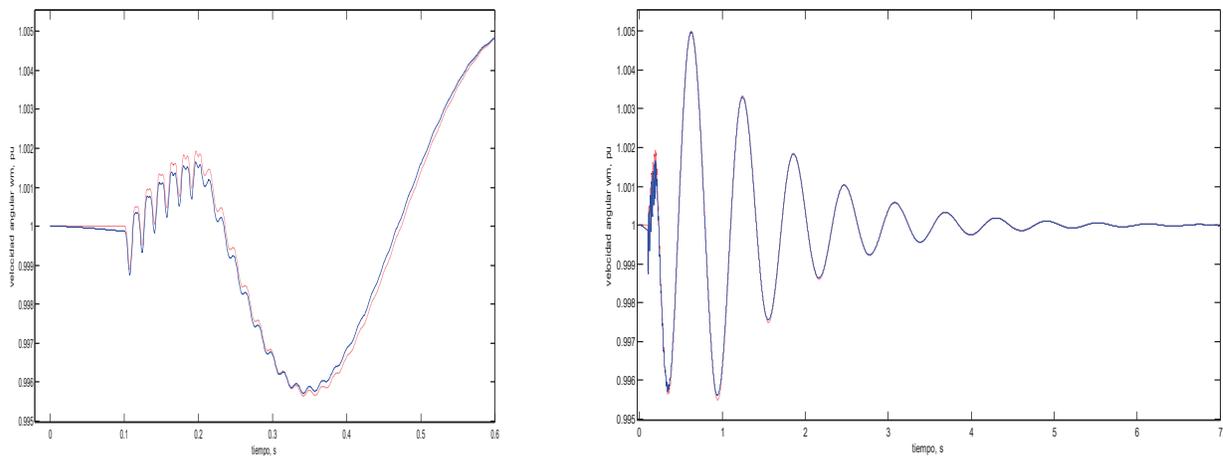


Figura 5.12.- Comportamiento dinámico de la velocidad de la turbina Wm. Falla monofásica bus 230 kV.

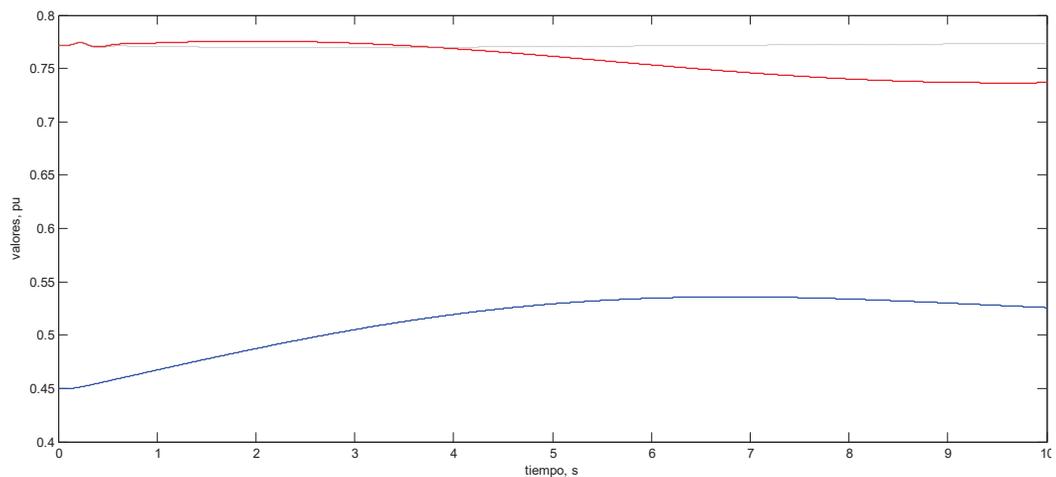


Figura 5.13.- Característica de la apertura de compuerta y ángulo de paso de los álabes móviles.

La Figura 5.13 muestra la respuesta transitoria del ángulo de paso del rodete de la turbina Kaplan, en función de la apertura de compuerta. Esta característica de cámara de apertura CAM es la descrita en la Figura 5.3. para un cambio en la apertura de compuerta, corresponde una acción de aportación de la cámara de los álabes móviles. Como referencia se muestra la apertura de compuerta en color gris

acotado, sin considerar el aporte del ángulo de paso de los álabes del rodete. Al saturarse la apertura de compuerta, la aportación en la potencia mecánica de la turbina se afecta por la característica de los álabes móviles.

Falla Trifásica

Se considera la aplicación de una falla trifásica en el bus de 230 kV. la simulación contempla una operación en estado estable antes de la falla y posteriormente está se libera en 200ms.

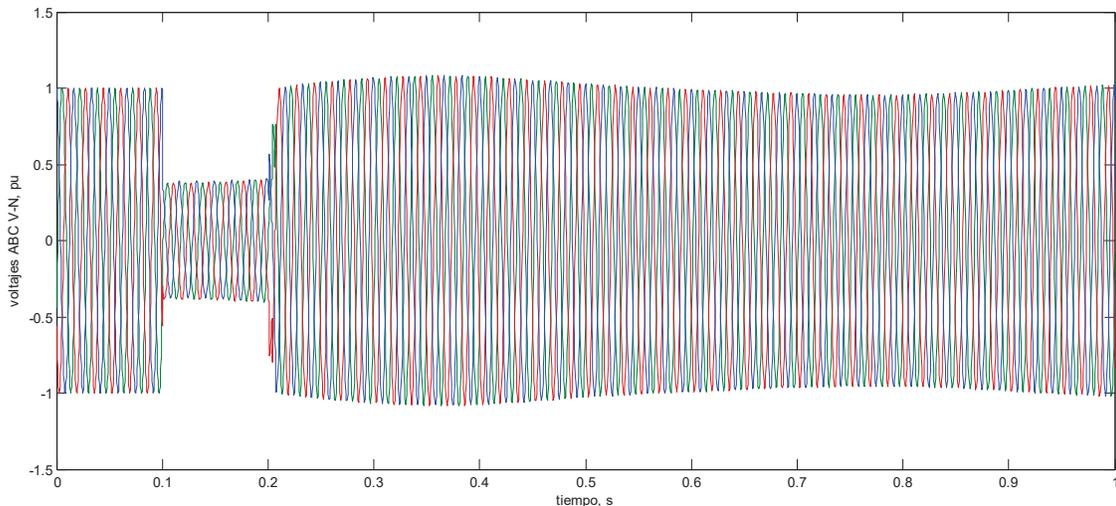


Figura 5.14.- Comportamiento dinámico de los voltajes en el bus 230 kV en presencia de una falla monofásica.

La Figura 5.14 muestra el abatimiento de los voltajes aplicando una falla trifásica en el bus de 230 kV, durante este disturbio las corrientes en el estator se incrementan (ver Figura 5.15) y al liberarse la falla se llega al estado estable en 3 segundos aproximadamente.

En la Figura 5.16 se muestra la dinámica de la velocidad angular del generador. En color rojo se muestra el comportamiento de la velocidad sin considerar el ángulo de paso variable de los álabes del rodete. El estado estable se alcanza en aproximadamente 6 segundos del tiempo de la simulación.

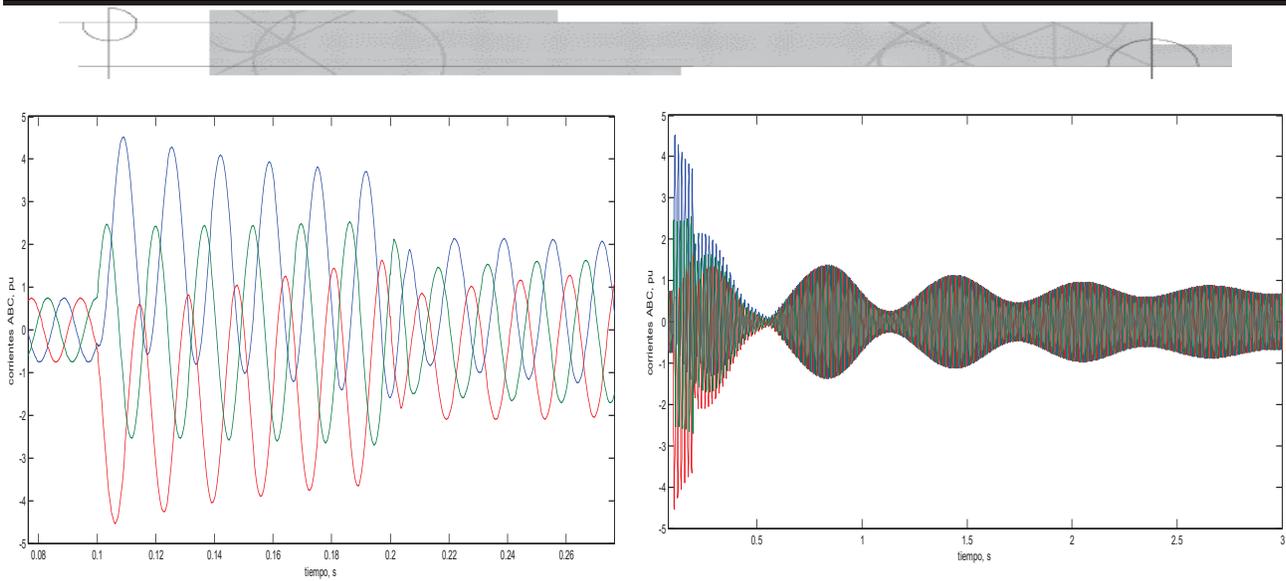


Figura 5.15.- Comportamiento dinámico de las corrientes de estator durante la presencia de una falla trifásica en el bus 230 kV.

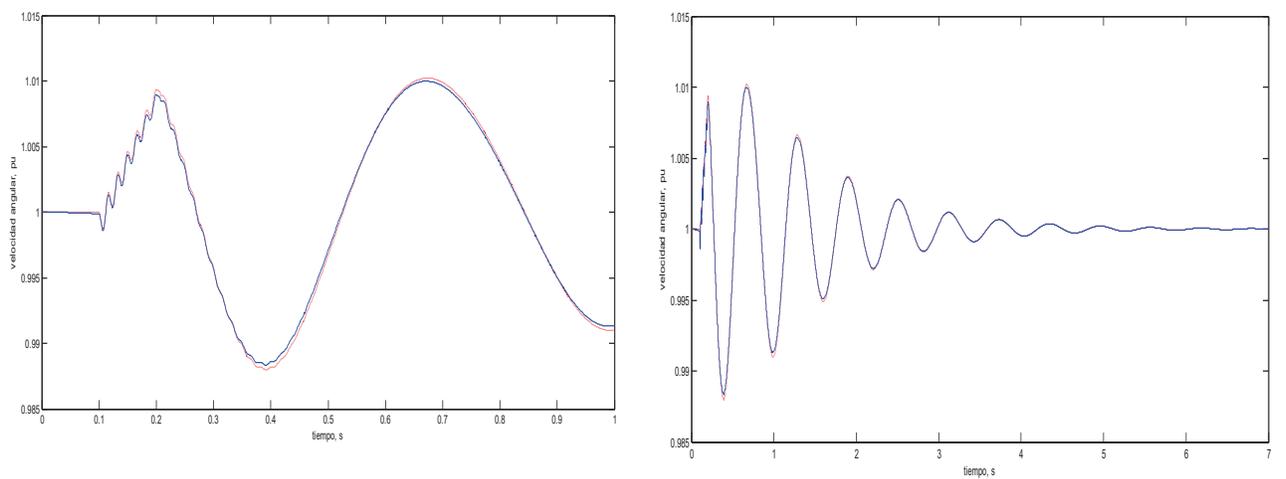


Figura 5.16.- Comportamiento dinámico de la velocidad angular de la turbina Kaplan .

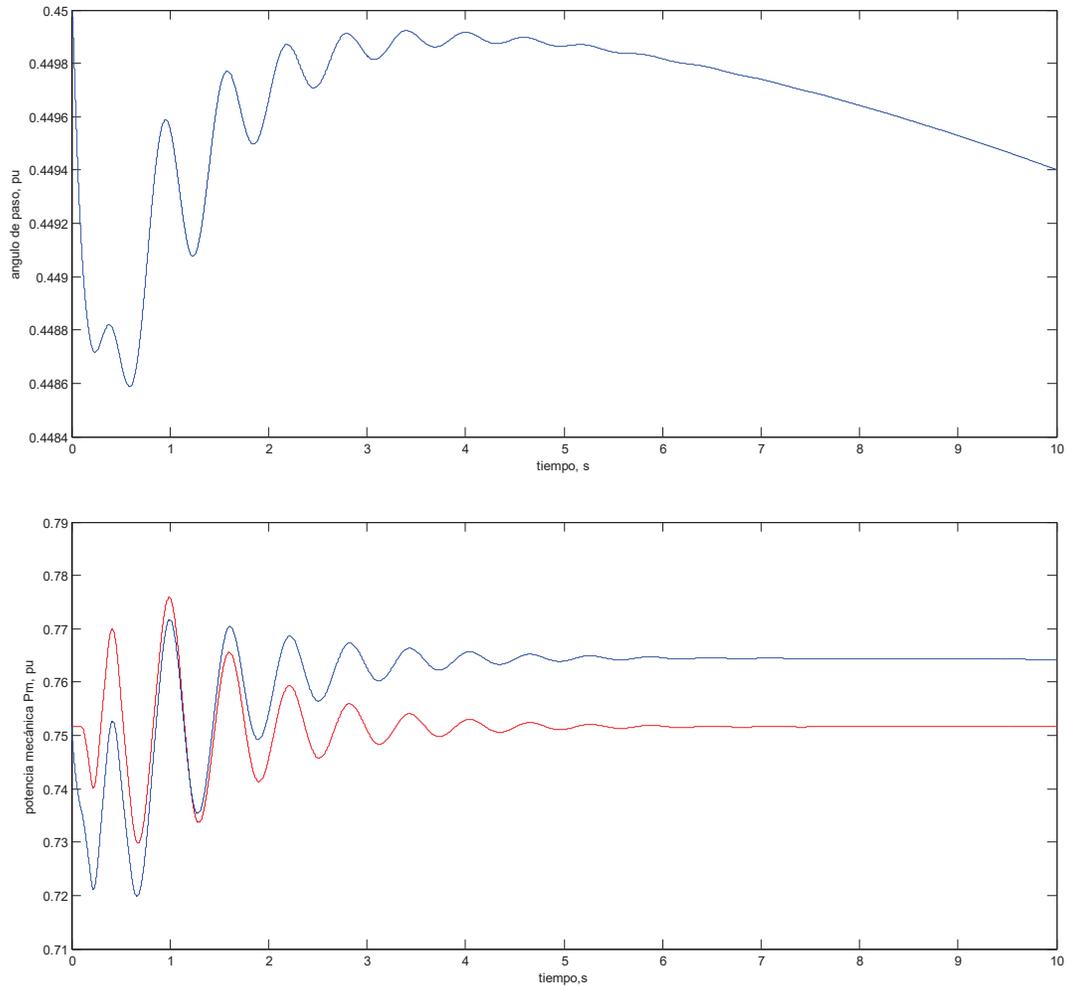


Figura 5.17.- Comportamiento dinámico del paso variable de los álabes del rodete (arriba) y potencia mecánica Pm a la salida del HTG (abajo), falla trifásica.

En la Figura 5.17 se muestran los comportamientos dinámicos de las variables del ángulo de paso del rodete y la potencia mecánica, respectivamente. En color rojo se muestra el comportamiento de la potencia mecánica a la salida del HTG sin considerar la aportación del ángulo de paso. Se puede observar de la figura, que la potencia mecánica en color azul, presenta una ganancia en su valor, debido a la acción del sistema de cambio de ángulo de paso.

5.3 Conclusiones.

- Se ha implementado el control de ángulo de paso para la turbina tipo kaplan.
- El desempeño es similar para el modelo estándar pero con aporte de eficiencia para la turbina mecánica.
- En el comportamiento de estado estable del sistema eléctrico propuesto, el comportamiento del modelo implementado de gobernador y control de ángulo del álabes representa un comportamiento aceptable.
- En estado transitorio, el modelo del ángulo de alabe aporta un amortiguamiento a las oscilaciones de potencia mecánica de la turbina, lo que hace que se llega a un valor de potencia menor para un mismo disturbio.
- Se presentaron los casos de estudio de comportamiento en estado estable, y la presencia de dos tipos de fallas: Trifásica y monofásica en el bus de 13,8kV del sistema utilizado.



CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES GENERALES Y TRABAJOS FUTUROS.

6.1 Conclusiones Generales.

El aprovechamiento de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica se ha desarrollado en los últimos años con mayor énfasis. El desarrollo de esta tesis se contempla el estudio de la generación de energía eléctrica en base al recurso mareomotriz. Se presentan los proyectos existentes y las tecnologías disponibles. Se han estudiado las herramientas de factibilidad técnica para el estudio del recurso y finalmente se propone un caso de estudio con un sistema que incorpora el cambio del ángulo de paso de los álabes del rodete de una turbina tipo kaplan. Se incorporaron los controles propuestos y se realizó el estudio de comportamiento dinámico y de estado estable del sistema. De lo anterior, se dan las conclusiones generales para esta tesis:

- Se investigaron las tecnologías disponibles para el aprovechamiento del recurso de las mareas y los océanos en general.
- Se describe una perspectiva de las fuentes renovables para su aprovechamiento para la generación de energía eléctrica.
- En esta tesis se describen las herramientas para el estudio de factibilidad técnica del recurso mareomotriz, mediante el análisis de las series de tiempo. Para el caso de las mareas se concluye que aun cuando las redes neuronales demuestran una mejor caracterización del recursos, las técnicas de análisis armónico ha demostrado ser la más adecuada para el pronóstico además que permite representar los aspectos físicos que involucran al fenómeno de las mareas.
- Se describen los aspectos generales en los cuales se deben diseñar los sistemas basados en fuentes mareomotrices. Para esta tesis se determinó la aplicación de las turbinas tipo Kaplan para el desarrollo del sistema. Se establece una configuración del sistema mareomotriz



considerando un embalse y el cual esta conectado a una red eléctrica, esto con debido a la variabilidad del recurso.

- Actualmente, los modelos dinámicos de turbinas implementados en el SSD, no contemplan la variación en los álabes de la turbina. Se implementa un modelo de turbina tipo kaplan con alabes móviles en el rodete, lo que determina un aumento en la eficiencia y potencia mecánica de la turbina.
- Se describe el comportamiento en estado estable y estado transitorio del sistema con turbina tipo kaplan con álabes móviles implementado, mediante un caso de estudio. Se describe la incorporación del lazo de control para el cambio del ángulo de paso de álabes del rodete y su influencia en la potencia mecánica de la turbina.

6.2 Resultados obtenidos.

En esta tesis, se investigó el recurso oceánico para la extracción de la energía eléctrica. Se analizaron cuatro vertientes para el aprovechamiento de los océanos:

- Energía de las olas.
- Energía térmica oceánica.
- Energía de las corrientes marinas y de las mareas.
- Energía mareomotriz.

Se estableció un panorama de las energías renovables de los océanos en el ámbito internacional tanto como Nacional.

Para el análisis de series de tiempo de las mareas, se analizaron y se implementaron las rutinas para 4 modelos diferentes, cada modelo presenta un ajuste para la serie, y un desempeño para la predicción de la misma. Como se estableció en el Capítulo 3, los modelos de análisis armónico de mareas y la red neuronal son los más adecuados para el ajuste y pronóstico. Mediante esta caracterización del recurso, se establece la característica principal del recurso, tal como es el rango promedio R. mediante la determinación del rango promedio, se pudo establecer la energía potencial para un ciclo de marea. Así mismo, se estableció la potencia energética posible de aprovechar. Al determinar estos dos parámetros, se describieron las características principales de la central. El modo de operación de la central se elige en base a la tecnología disponible, a los costos de



instalación, de la característica del recurso, etc. Para este caso, se eligió un modo de operación de simple efecto, con embalse.

Para el análisis del modelo del sistema mareomotriz, se implementó un modelo de turbina tipo kaplan, el cual considera un sistema de doble regulación y el cual permite una mayor flexibilidad para el control de la velocidad y la potencia de la turbina. Esto permitió describir la influencia del sistema de control del ángulo de paso de las palas en el rodete respecto a la potencia mecánica obtenida.

Para el análisis transitorio del sistema mareomotriz, se establecieron criterios de operación en el cual, la central esta operando a un cierto nivel de marea y a una condición de estado estable en la velocidad y la potencia. Se analizaron los estudios ante falla trifásica y monofásica, con lo que se describe la aportación del sistema de control de álabes en el rodete.

6.3 Trabajos Futuros.

El estudio de las fuentes renovables no convencionales es ampliamente estudiado en los últimos años. Generalmente, el recurso renovable para la generación de energía eléctrica, implica una característica variable del recurso. El recurso mareomotriz y su aprovechamiento en la generación de la energía eléctrica están siendo desarrollados fuertemente en los últimos años; para este campo de aplicación se sugieren algunos trabajos futuros:

- Investigar la interacción de los sistemas mareomotrices con otras fuentes de energía.
- La calidad de la energía en los sistemas mareomotrices a pequeña y gran escala.
- Investigar nuevas formas para el aprovechamiento de los recursos de los océanos.
- Modelar el recurso mareomotriz mediante técnicas más confiables para el pronóstico del recurso.
- Investigar la integración de la potencia mareomotriz generada al sistema eléctrico al cual están conectados.
- Implementar modelos digitales estándar para turbinas hidráulicas basadas en el recurso mareomotriz.
- Investigar los sistemas de control automático para esquemas mareomotrices.



- Desarrollar un modelo hidráulico mareomotriz optimizado para determinar la energía generada (numero de turbinas, tiempos de inicio de generación, tamaño de turbinas, etc.).

APENDICE A

A.1 Modelos autoregresivos.

El análisis de regresión, en el ajuste de datos experimentales, es una técnica estadística para modelar e investigar la relación que mantienen dos o más variables. La utilidad que daremos a los métodos de regresión, será para la estimación de parámetros en sistemas de predicción.

Existen varias formulaciones para las curvas de ajustes para un conjunto de datos; la elección de la ecuación que mejor describa a este conjunto de datos, es mediante un análisis gráfico. En general, se expresa el ajuste mediante una relación polinomial de orden n ; otras ecuaciones que aparecen en la práctica son del tipo Hiperbólico, exponencial, curva logística, ecuaciones trigonométricas.

A.2 Análisis de regresión.

A.2.1 Regresión Lineal simple.

Supongamos que deseamos conocer la relación de una variable independiente z y una variable dependiente x . si asumimos que la relación verdadera del conjunto de puntos x_i, z_i es una línea recta, entonces podemos escribir la relación de la variable esperada x , para cada valor de z , como:

$$x = b_0 + b_1 z \quad (\text{A. 1})$$

Donde las variables b_0 y b_1 son constantes desconocidas. Así también se puede expresar la relación de la observación x para cada valor de z como:

$$x = b_0 + b_1 z + e \quad (\text{A. 2})$$

Donde e , es una componente de ruido u error aleatorio. A la Ecuación (A.2), usualmente se le conoce como *modelo de regresión lineal simple*.

A la variable z se le prefiere denominar como predictor y a la variable x como respuesta.

Las variables x y z , pueden ser series de tiempo, por lo que entonces tendríamos un modelo de regresión de series de tiempo; así también x y z pueden ser variables cualesquiera. Un caso particular de la regresión lineal, es cuando la variable respuesta x , es una serie de tiempo⁵⁸.

Así mismo, una vez propuesto el modelo que define la relación de nuestras variables x y z (por lo menos eso creemos de ellas), el siguiente punto a determinar son los parámetros b_0 y b_1 . Existen varias técnicas para encontrar estos parámetros; una de las más usadas es la técnica de los **mínimos cuadrados**. En la cual, los estimados de b_0 y b_1 se eligen de tal manera que se minimice el error o la suma al cuadrado de los residuos.

Supongamos que tenemos n número de observaciones disponibles $x_1, z_1, x_2, z_2, \dots, x_n, z_n$; el modelo descrito, de acuerdo a estas observaciones es:

$$x_i = b_0 + b_1 z_i + e_i \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (\text{A. 3})$$

Por lo tanto, la función de los mínimos cuadrados (Least-Squares Function LSF), se describe como:

$$LSF \ b_0, b_1 = \sum_{i=1}^n (x_i - b_0 - b_1 z_i)^2 \quad (\text{A. 4})$$

La suma del error al cuadrado es igual al cuadrado de las desviaciones entre la variable observada x , y la línea $b_0 + b_1 z$. Para estimar los parámetros b_0 y b_1 , debemos determinar los estimados \hat{b}_0, \hat{b}_1 , de tal manera que minimicen a la función (A.4). Por lo tanto, es necesario que se satisfaga

$$\frac{\partial LSF}{\partial b_0} = \frac{\partial LSF}{\partial b_1} = 0$$

Esto nos da las siguientes ecuaciones,

$$\frac{\partial LSF}{\partial b_0} = -2 \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{b}_0 - \hat{b}_1 z_i) = 0 \quad (\text{A. 5})$$

$$\frac{\partial LSF}{\partial b_1} = -2 \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{b}_0 - \hat{b}_1 z_i) z_i = 0 \quad (\text{A. 6})$$

Las ecuaciones (A.5) y (A.6) pueden reescribirse como:

⁵⁸ Ver ejemplo 2.2, de [Montgomery, 1990], Pág. 27.

$$n\hat{b}_0 + \hat{b}_1 \sum_{i=1}^n z_i = \sum_{i=1}^n x_i \quad (\text{A. 7})$$

$$\hat{b}_0 \sum_{i=1}^n z_i + \hat{b}_1 \sum_{i=1}^n z_i^2 = \sum_{i=1}^n z_i x_i \quad (\text{A. 8})$$

Las ecuaciones (A.7) y (A.8) se llaman ecuaciones *normales de mínimos cuadrados*.

La media de x y z se define como:

$$\bar{x} = \left(\frac{1}{n}\right) \sum_{i=1}^n x_i \quad \bar{z} = \left(\frac{1}{n}\right) \sum_{i=1}^n z_i$$

Podemos definir la forma matricial las ecuaciones (A.7) y (A.8), de la siguiente manera,

$$\begin{bmatrix} n & \bar{z} \\ \sum_{i=1}^n z_i & \sum_{i=1}^n z_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{b}_0 \\ \hat{b}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{x} \\ \sum_{i=1}^n z_i x_i \end{bmatrix} \quad (\text{A. 9})$$

$$A \quad c = b$$

Donde A es una matriz de $M \times M$, c es un vector $M \times 1$ y b es un vector de $M \times 1$. Invertiendo la matriz A^{59} , podemos encontrar los valores estimados de b_0 y b_1 , contenidos en el vector c .

$$c = A^{-1} b \quad (\text{A. 10})$$

Por lo tanto, el modelo de ajuste de regresión lineal simple es:

$$\hat{x} = \hat{b}_0 + \hat{b}_1 z \quad (\text{A. 11})$$

Esto es, para cada valor de la variable de predicción z , la Ecuación (A.11), producirá el valor de predicción de la variable de respuesta x .

Los valores ajustados \hat{x}_i , para cada valor de observación \hat{z}_i , desde $i = 1, 2, \dots, n$, tienen la relación,

$$\hat{x}_i = \hat{b}_0 + \hat{b}_1 z_i, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

La diferencia entre el i -ésimo valor ajustado \hat{x}_i y la variable observada x_i , se le denomina residuo,

⁵⁹ Esto es cierto, si y solo si existe la inversa de la matriz, es decir, que la matriz A sea singular.

$$r_i = x_i - \hat{x}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{A. 12})$$

Si el modelo de regresión es un buen ajuste de las observaciones, entonces en los residuos probablemente no habrá una relación obvia⁶⁰.

Como una propiedad general, asumimos en los mínimos cuadrados que se tiene un error con media cero $E e_i = 0$ y varianza constante pero desconocida $V e_i = \sigma^2$.

Esta varianza puede calcularse por medio de la Ecuación siguiente:

$$\hat{\sigma}_E^2 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i - \hat{x}_i^2}{n-2} \quad (\text{A. 13})$$

La cantidad del numerador se llama residuo de la suma de los cuadrados. Expresando este numerador de manera más conveniente para un cálculo computacional, tenemos:

$$\sum_{i=1}^n x_i - \hat{x}_i^2 = \sum x_i^2 - \frac{\left(\sum x_i\right)^2}{n} - \hat{b}_1 S_{zx} = S_{xx} - \hat{b}_1 S_{zx}$$

Por lo tanto,

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{S_{xx} - \hat{b}_1 S_{zx}}{n-2} \quad (\text{A. 14})$$

La cantidad S_{xx} se denomina la suma de los cuadrados de la variable x , a la cantidad S_{zx} se le denomina la suma de los productos entre las variables z y x .

Como vimos, el enfoque de los mínimos cuadrados, nos será útil en la aproximación de funciones, en específico para determinar las ecuaciones normales de la interpolación y así como en la regresión no lineal de la serie trigonométrica de Fourier; esto para el modelado y análisis de la serie de tiempo de las mareas.

⁶⁰ Ver [Montgomery, 1990], Pág. 32.

Existen paquetes computacionales que realizan esta tarea, mediante el enfoque de los mínimos cuadrados. Aunque existen otros enfoques para determinar los parámetros del modelo, la técnica de los mínimos cuadrados es la más utilizada.

Intervalos de confianza.

Dado que estamos hablando de cálculos aproximados de los coeficientes del modelo, tenemos que hablar una incertidumbre de los mismos. Por lo que en el lenguaje de la estadística se definen no cantidades específicas, sino rangos en los cuales pueden caer estos valores.

Además de establecer un valor aproximado de los parámetros b_0, b_1 , se establecen estos intervalos de confianza, y probar ciertas hipótesis estadísticas de estos parámetros.

Asumimos entonces que el error del modelo es normalmente distribuido, así como las asunciones que habíamos mencionada anteriormente, media cero y varianza constante. Por ende, las observaciones x_i son normalmente distribuidas ya que el error tiene esta característica.

A.2.2 Regresión Lineal Múltiple.

Si la variable respuesta x depende no solo de de un regresor, sino de varios regresores, entonces tenemos la forma de un modelo lineal múltiple.

$$x = b_0 + b_1z_1 + b_2z_2 + b_3z_3 + \dots b_kz_k + e \quad (\text{A. 15})$$

Donde $b_1, b_2, b_3, \dots, b_k$ son parámetros desconocidos y e es el componente de error aleatorio.

La Ecuación (A.15) es la expresión del modelo lineal múltiple. Mediante la notación matricial, la expresión (A.15) se puede escribir como:

$$X = BZ + E \quad (\text{A. 16})$$

Donde las matrices se definen como:

$$X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad Z = \begin{bmatrix} 1 & z_{11} & z_{12} & \cdots & z_{1k} \\ 1 & z_{21} & z_{22} & \cdots & z_{2k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & z_{n1} & z_{n2} & \cdots & z_{nk} \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ \vdots \\ b_k \end{bmatrix}, \quad E = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_n \end{bmatrix}$$

Podemos obtener la matriz de parámetros B , mediante la solución de los mínimos cuadrados. Para ello, se tiene que suponer que el error E tiene una media cero, una varianza constante y desconocida y el error no está correlacionado.

Considerando que e es la suma de todos los errores al cuadrado, tenemos:

$$E_{b_0, b_1, \dots, b_k} = \sum_{i=1}^n e_i^2$$

En notación matricial se tiene:

$$e_B = E^T E = (X - ZB)^T (X - ZB) \quad (\text{A. 17})$$

Desarrollando el lado derecho de la igualdad en la Ecuación (A.17), tenemos:

$$e_B = X^T X - X^T ZB - Z^T B^T X + B^T Z^T ZB$$

Reduciendo términos llegamos a la expresión:

$$e_B = X^T X - 2B^T Z^T X + B^T Z^T ZB \quad (\text{A. 18})$$

Para minimizar el error, se deriva la Ecuación (A.18) con respecto de B , es decir, se debe satisfacer que $\frac{\partial E}{\partial B} = 0$; realizando esta derivación en la Ecuación (A.18), tenemos el siguiente resultado:

$$-2 \cdot Z^T X + 2Z^T Z \cdot \hat{B} = 0 \quad (\text{A. 19})$$

Así, despejando términos de la Ecuación (A.19), tenemos la ecuación normal de los mínimos cuadrados,

$$Z^T Z \cdot \hat{B} = Z^T X \quad (\text{A. 20})$$

Por lo tanto, para poder encontrar los estimadores de B , se realiza si y solo si el producto matricial $Z^T Z$ tiene inversa, así:

$$\hat{B} = (Z^T Z)^{-1} Z^T X \quad (\text{A. 21})$$

La Ecuación (A.21) es la solución a la ecuación normal, y cuyo producto matricial $Z^T Z^{-1} Z^T$ es conocido también como la pseudo inversa de la matriz Z .

Así mismo, en el área de estudio de aproximación de curvas, la función que depende de los parámetros del sistema, así como de la o las variables independientes, se puede expresar de una manera general. La finalidad de tener un conocimiento anterior de la serie de tiempo, nos permite elegir el tipo de expresión que mayormente se adecue para la representación de la misma. En muchos casos, esta función es del tipo no lineal, en el sentido de las variables independientes; aunque puede ser igualmente no lineal, en el sentido de los parámetros del sistema. En general, un modelo se expresa de la forma:

$$x = f(\bar{z}; \bar{\beta}) + e$$

Donde x se le denomina variable de respuesta, f es una expresión matemática que relaciona a la variable x con respecto a la variable z , que se denomina variable de predicción; β son los parámetros del sistema, y estos nunca se conocen con exactitud, pero se pueden determinar los más cercanos posible; e es el error asociado con la medición de las anteriores variables. En general estas tres cantidades son vectores que representan a un conjunto de variables. Por lo tanto, los mínimos cuadrados tienen la expresión:

$$e^2 = \bar{x} - f(\bar{z}; \bar{\beta})^2$$

El concepto general, es definir una expresión matemática f , posteriormente calcular los parámetros mediante el criterio de los mínimos cuadrados. Dado que en análisis realizado con anterioridad, involucra derivadas, actualmente se utilizan paquetes computacionales que, mediante un método iterativo numérico, resuelve las ecuaciones normales de los mínimos cuadrados.

APENDICE B

MEDIDAS ESTADÍSTICAS BÁSICAS.

Medidas de centralización

- **La media aritmética** o media muestral, de un conjunto de N observaciones $X_1, X_2 \dots X_N$, representada por \bar{X} , se define como:

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N}$$

- **La mediana** de un conjunto de datos, los cuales se ordenan por magnitud, son los valores medios. Ejemplo:

Sean los números 3,4,4,5,6,8,8,8,10 tiene la mediana de 6.

- **La moda** de un conjunto de observaciones es aquel valor que se presenta con la mayor frecuencia, es decir es el valor más común. La moda puede no existir, incluso si existe puede no ser única.
- **La raíz media cuadrática R.M.S** se define como:

$$R.M.S = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N X_j^2}{N}} = \sqrt{\frac{X_1^2 + X_2^2 + \dots + X_N^2}{N}}$$

Otras medidas de dispersión son la **media aritmética ponderada**, la **media geométrica**, **media armónica**, **cuartiles**, **deciles**, **percentiles**.

Medidas de dispersión.

La dispersión o variación de un conjunto de datos, es el **grado cuantitativo** de estos, para desviarse de un valor **medio**.

- La **desviación media o promedio de desviación** de un conjunto de N muestras u observaciones, está dada por:

$$M.D = \frac{\sum_{j=1}^N |X_j - \bar{X}|}{N} = \frac{|X_1 - \bar{X}| + |X_2 - \bar{X}| + \dots + |X_N - \bar{X}|}{N}$$

Que nos define una sumatoria de los valores absolutos del valor X_j menos la media aritmética \bar{X} , dividido entre el número de elementos N .

- La **desviación típica o desviación estándar** de un conjunto de N muestras u observaciones se representa por la letra s (Standard) o el símbolo σ y se define como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N X_j - \bar{X}^2}{N}} = \sqrt{\frac{X_1 - \bar{X}^2 + X_2 - \bar{X}^2 + \dots + X_N - \bar{X}^2}{N}}$$

Nota: La desviación o dispersión puede medirse respecto a otra variable que no sea la media aritmética, pero se ha demostrado que de todas las desviaciones típicas, la mínima es aquella respecto a \bar{X} .

- La **varianza** de un conjunto de N muestras u observaciones se define como la desviación típica al cuadrado. σ^2
- El **coeficiente de variación** es el cociente de la desviación estándar entre la media aritmética del conjunto de muestras, y generalmente se expresa en términos de porcentajes (cantidad adimensional). Se define como:

$$C.V = \frac{\sigma}{\bar{X}} * 100\%$$



- **Variable normalizada.-** en muchas ocasiones, se requiere comparar diferentes distribuciones probabilísticas, pero sin tomar en cuenta la unidades de medición del conjunto de muestras. Por lo que se realiza una normalización de la variable X , respecto a su media \bar{X} y a su desviación estándar σ , cuya nueva serie Z es adimensional.

$$Z = \frac{X - \bar{X}}{\sigma}$$

Distribuciones de probabilidad.

Si p es la probabilidad de que ocurra un suceso X , la **esperanza matemática** o **esperanza E** , está se define por:

$$E X = pX$$

Si X es una variable aleatoria que puede tomar valores $X_1, X_2 \dots X_k$ con probabilidades respectivas $p_1, p_2 \dots p_k$, la esperanza se define como:

$$E X = \sum_{j=1}^k p_j X_j$$

Distribución de probabilidad normal.- es una de las distribuciones más importantes en la estadística; también denominada curva normal o distribución de Gauss, se define por medio de la expresión:

$$Y = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \frac{x - \mu}{\sigma}^2}$$

Donde

σ es la desviación estándar

σ^2 es la varianza.

μ es la media poblacional. (Puede sustituirse por la media muestral \bar{X})

Si la variable X viene en forma normalizada $\left(Z = \frac{X - \bar{X}}{\sigma} \right)$, entonces la expresión para la distribución normal es:

$$Y_{norm} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}Z^2}$$

En este caso se dice que Z tiene una **distribución uniforme** con media cero y varianza 1.

Otras distribuciones de probabilidad, son la distribución discreta de **POISSON** y **BINOMIAL**.

Medidas cualitativas en la bondad de un ajuste de curvas.

- **Coefficiente de determinación.-** se define como:

$$r^2 = \frac{\sum Y_{est.} - \bar{Y}^2}{\sum Y - \bar{Y}^2}$$

En el ajuste de curvas (análisis de regresión) en el sentido de mínimos cuadrados, podemos definir estas medidas cuantitativas del ajuste.

Sea

$$Sr = \sum_{i=1}^N e_i^2 = \sum_{i=1}^N Y_{medida} - Y_{mod}^2$$

$$e = Y_{medida} - Y_{mod}$$

Que es la suma total de los errores e (residuos) al cuadrado. Por ejemplo para un modelo lineal, se tiene la forma:

$$Y_{mod} = a_0 + a_1 X + e$$

Mediante las observaciones Y_{medida} , podemos ajustar los puntos Y, X , e identificar los parámetros a_0 y a_1 del modelo, en el sentido de mínimos cuadrados. Ahora, para saber que tan bueno fue nuestro ajuste, tenemos medidas cualitativas estadísticas, tales como el coeficiente de determinación o el coeficiente de correlación. Entonces,

$$Sr = \sum_{i=1}^N e_i^2 = \sum_{i=1}^N Y_{medida} - a_0 + a_1 X^2$$

Y definimos el **coeficiente de determinación** por:

$$r^2 = \frac{S_t - S_r}{S_t}$$

Donde S_t es la suma cuadrática de las desviaciones de las observaciones respecto a la media aritmética de las mismas.

$$S_t = \sum_{i=1}^N Y_{medida} - \bar{Y}_{medida}^2$$

Note que S_r y S_t , son definiciones similares, pero una esta dispersa respecto a otra valor de dispersión que no es la media aritmética, sino la ecuación de tendencia del modelo propuesto para el ajuste.

- **Coeficiente de correlación.-** Se define como la raíz del coeficiente de determinación

$$C.C = \sqrt{r^2}$$

El valor de $C.C$ está entre cero y la unidad; si es cero quiere decir que el modelo de ajuste no es representativo del conjunto de observaciones, de lo contrario, si $CC=1$, entonces, en teoría querría decir que el modelo es 100% representativo del conjunto de datos.

Nota: es necesario aplicar otras cantidades cuantitativas de la bondad del ajuste, para asegurar que nuestro modelo es representativo en una “buena manera” de los datos. El hecho de que CC sea cercano a la unidad no es garantía de que el ajuste sea bueno. Es bueno graficar los datos observados VS los datos obtenidos a partir del modelo.

- **Error típico de la estima.-** también se le conoce como error medio cuadrático de la estima RMS. Se define como la desviación de los valores de Y observados, respecto al modelo de regresión propuesto (tal como definimos a S_r), y cuya suma cuadrática se divide respecto a $N-2$ (a esto se le conoce como grados de libertad); el valor de 2 alude a que para el ejemplo

de la regresión lineal, se estimaron 2 parámetros; en general se tendrían $N-p$ grados de libertad, donde p es el número de parámetros a estimar.

$$e_{RMS} = S_{y/x} = \sqrt{\frac{S_r}{N-2}}$$

Nota: el subíndice “y/x” designa que para cada valor de x se tiene un estimado de y .

- **Revisión Gráfica.**- así como utilizamos un diagrama de dispersión de los puntos (x, y) , para visualizar un patrón de comportamiento (lineal, cuadrático, polinomial, exponencial), y estimar los parámetros del modelo propuesto; así mismo, una vez establecido este modelo, se puede observar el la bondad del ajuste en el diagrama de dispersión.

IDENTIFICACIÓN DEL MODELO ARMA (p, q)

Asumiendo que la serie de tiempo histórica es **estacionaria**, podemos utilizar las graficas de las funciones de autocorrelación muestral y la autocorrelación parcial muestral, como herramientas principales para la identificación del modelo ARMA. Es decir, tenemos que conocer los valores de p y/o q que determinan el orden y el comportamiento del modelo.

Función de autocorrelación ACF

En el análisis de series de tiempo univariantes, es común formular un modelo (clásico, ARIMA) que depende de la misma variable pero en un periodo de retraso h . por lo tanto, para comprobar que tenemos una serie estacionaria sin tendencia y sin comportamiento estacional; es necesario definir una función cuantitativa de la relación que existe entre la variable X_t y un regresor X_{t-h} . Introducimos el concepto de **función de auto correlación muestral ACF**, que se basa en el concepto del coeficiente de correlación. Está se define como:

$$\hat{\rho}_h = \frac{\hat{\gamma}_h}{\hat{\gamma}_0}$$

Donde $\hat{\rho}_h$ es la función de autocorrelación muestral en el rezago h .

$\hat{\gamma}_h$ Es la función de autocovarianza muestral **ACVF** en el rezago h .

$\hat{\gamma}_0$ Es la función varianza muestral.

En general, podemos expresar la ACVF por medio de:

$$\hat{\gamma}_h = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{N-h} (X_t - \bar{X})(X_{t+h} - \bar{X}) \quad ; \text{ Para } h \geq 1$$

N es el número de muestras de la serie de tiempo.

Si $h=0$, tenemos definida la expresión para la función de varianza γ_0 , como:

$$\hat{\sigma}^2 = \hat{\gamma}_0 = \frac{\sum_{t=1}^N (X_t - \bar{X})^2}{N}$$

Por lo tanto,

$$\hat{\rho}_h = \frac{\sum_{t=1}^{N-h} (X_t - \bar{X})(X_{t+h} - \bar{X})}{\sum_{t=1}^N (X_t - \bar{X})^2}$$

Ya que generalmente desconocemos la función de autocorrelación teórica, podemos realizar una grafica de la función de autocorrelación muestral $\hat{\rho}_h$, respecto al valor de h , con la finalidad de identificar el modelo ARMA que más se adecue.

La función de autocorrelación es útil en la etapa del modelado de procesos ARIMA, así como para la comprobación de la correlación que sigue una serie de tiempo respecto a si misma en lapsos de tiempo distinto. Esto nos permite determinar si existe una tendencia o una parte estacional de la serie, las cuales nos dicen que está de alguna manera correlacionada la serie de tiempo, con valores pasados de la misma.

En el caso de procesos ARMA, ARIMA, SARIMA, se ha dedicado mucho estudio a encontrar **funciones de autocorrelación teóricas** ρ_h que sirven como patrones muestra para posteriormente, comparar las funciones de **autocorrelación muestral** $\hat{\rho}_h$ con las funciones teóricas de autocorrelación. Aunque existe una gran variedad de funciones para diferentes modelos ARMA, ARIMA, SARIMA, es difícil abarcar todos los posibles modelos. Sin embargo, estos modelos bases de las funciones de autocorrelación, son una guía para determinar el proceso que se quiere representar.

Función de autocorrelación parcial PACF

La función de autocorrelación parcial muestral, es igualmente una herramienta para definir el tipo de modelo a utilizar, en la etapa de identificación de modelos ARMA. Así mismo, es una manera de comprobar si una serie de tiempo pertenece al tipo de variable aleatoria. Basado en la ACF, podemos decir que la PACF es una ACF restrictiva.

Generalmente, se utiliza en como identificación de la parte autoregresiva AR del modelo ARMA.

Características teóricas (patrones teóricos) de ACF y PACF para modelos ARMA

A continuación se resumen algunas características de las ACF y PACF teóricas para la identificación de modelos ARMA.

Modelo	Patrón típico ACF	Patrón típico PACF
AR(p)	Decrece exponencialmente o sinusoidalmente u ambos	Picos grandes a lo largo de los p rezagos.
MA(q)	Picos grandes a lo largo de los q rezagos.	Decrece exponencialmente
ARMA(p,q)	Decrece exponencialmente	Decrece exponencialmente

Comentario.- Para la parte del modelado del proceso ARMA, sabemos que no conocemos la función ACF y PACF teóricas de la serie de tiempo que intentamos representar. Por lo tanto, gráficos de las funciones ACF y PACF muestrales son de gran utilidad (en realidad estas son las herramientas principales para la identificación del modelo). Posteriormente, comparamos los patrones teóricos de la tabla con los observados de la gráfica de ACF y PACF muestrales; esto nos dará un indicio del o los modelos que son candidatos a representar nuestra serie.

Aunque esta secuencia no es una regla, es una **buena guía** para la fase inicial del modelado; más aun, si se sabe que los patrones teóricos de las funciones ACF y PACF de los ARMA (p, q) se vuelven cada vez más complicados de determinar. Por ello, también se requiere de experiencia y buen juicio, en el momento de la fase de identificación del modelo.

ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO ARMA (p, q)

Una vez que conocemos la estructura del modelo ARMA, es decir los valores de p y q , estamos en posición de realizar la **estimación** de sus parámetros. Para ello, como mencionamos en secciones anteriores, podemos utilizar dos metodologías principales:

Estimación por mínimos cuadrados ponderados (Least Squares Criterion).



- Mínimos cuadrados ordinarios.
- Mínimos cuadrados generalizados.

Estimación por el algoritmo de máxima verosimilitud (likelihood estimator).

Si el proceso ARMA resulta ser un AR puro ($q=0$), entonces es fácil aplicar los mínimos cuadrados ordinarios (mínimos cuadrados lineales) tal como se describe en la sección.

Desafortunadamente, para los modelos MA puros ($p=0$) o los modelos mixtos, esto no es tan sencillo, ya que los parámetros se vuelven dependientes del tiempo; es decir, si tiene una función no lineal respecto a los parámetros. En este caso es necesario recurrir a formas más generales de estimación, tales como los mínimos cuadrados generalizados, algoritmo de máxima verosimilitud, o el algoritmo de estimación no lineal de Marquardt.

Cualquier algoritmo de estimación no lineal, requiere de estimaciones a priori de los parámetros (valores iniciales para comenzar el proceso iterativo). En el caso de los modelos ARIMA, la estimación preliminar de los parámetros, se basa en las relaciones entre las autocorrelaciones y los parámetros del modelo.

Algunas metodologías para la estimación preliminar de los parámetros son:

- Estimación Yulk-Walker.
- Algoritmo de Burg.
- Algoritmo de las innovaciones.
- El algoritmo de Hannan-Rissanen.

Afortunadamente, muchos de los paquetes computacionales actuales ofrecen en sus rutinas, uno o varios de estos algoritmos.

APÉNDICE C

PRINCIPALES CONSTITUYENTES DE MAREAS

constituyente	<i>freq (cph)</i>	<i>w (rad/h)</i>	<i>fe (deg/h)</i>
MM	0.0015	0.0095	0.54
MSF	0.0028	0.0177	1.02
ALP1	0.0344	0.2161	12.38
2Q1	0.0357	0.2244	12.86
Q1	0.0372	0.2339	13.40
O1	0.0387	0.2433	13.94
NO1	0.0403	0.2530	14.50
P1	0.0416	0.2611	14.96
K1	0.0418	0.2625	15.04
J1	0.0433	0.2720	15.58
OO1	0.0448	0.2817	16.14
UPSI	0.0463	0.2912	16.68
EPS2	0.0762	0.4787	27.42
MU2	0.0777	0.4881	27.97
N2	0.0790	0.4964	28.44
M2	0.0805	0.5059	28.98
L2	0.0820	0.5153	29.53
S2	0.0833	0.5236	30.00
K2	0.0836	0.5250	30.08
ETA2	0.0851	0.5345	30.63
MO3	0.1192	0.7492	42.93
M3	0.1208	0.7588	43.48
MK3	0.1223	0.7684	44.02
SK3	0.1251	0.7861	45.04
MN4	0.1595	1.0022	57.42
M4	0.1610	1.0117	57.97
SN4	0.1623	1.0199	58.44
MS4	0.1638	1.0294	58.98
S4	0.1667	1.0472	60.00
2MK5	0.2028	1.2742	73.01
2SK5	0.2085	1.3097	75.04
2MN6	0.2400	1.5081	86.41
M6	0.2415	1.5176	86.95
2MS6	0.2444	1.5354	87.97
2SM6	0.2472	1.5531	88.98
3MK7	0.2833	1.7801	101.99
MS	0.3221	2.0235	115.94
M10	0.4026	2.5294	144.92

Referencias y Bibliografía.

- [Alcaraz, 2001] Alcaraz Frías, Manuel Web **“Proyecto Nacional México Tercer Milenio”** (<http://www.mexicotm.com>), 2001
- [Anderson, 1993] Anderson, M.Paul, Fouad, A.A. **“Power System Control and Stability”** ; IEEE Press , 1993
- [Arrillaga, 2001] Arrillaga, J.; Watson C.R.; Chen, S. **“Power System Quality Assessment”** .Editorial Wiley, 2001
- [Baker, 1991] Baker, A.C. **“Tidal Power”**. IEE Energy Series, 1991.
- [Bolívar, 2005] Bolívar, Simón Universidad; **“Aprendizaje de Redes Neuronales Naturales y Artificiales”**, Departamento de Inteligencia Artificial, Sitio Web, 2005
- [Box y Jenkins, 1994] Box, George E.P., Jenkins, Gwilym M., Reinsel, Gregory C. **“Time Series Analysis Forecasting and Control”**; 3a Edición, Editorial Prentice Hall, 1994.
- [Brezovec, et. al., 2006] Brezovec, Miljenko; Kuzle, Igor **“Nonlinear Digital Simulation Model of Hydroelectric Power Unit With Kaplan Turbine ”** ; IEEE Transactions on Energy Conversion Vol. 21, N° 1, Marzo 2006
- [Brockwell, 2002] Brockwell, Peter J., Davis, Richard A. **“Introduction to Time Series and Forecasting”**; Springer Texts in Statistics; 2a Edición. 2002.
- [CFE, 2008] Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE, Proyectos desarrollados, Alejandro Volta 659 Morelia, Mich., México 2008
- [CFE, 2009] Comisión Federal de Electricidad CFE página Web <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Estadísticas/>
- [Chapra, 2003] Chapra S., Steven; Canale P. Raymond **“Métodos Numéricos para Ingenieros”**, 4a edición, McGraw Hill, 2003.
- [CICESE, 2005] CICESE **“Departamento de Oceanografía Física”**, Web <http://nivelmar.cicese.mx/>, 2005.

-
- [CICESE, 2008] <http://oceanografia.cicese.mx/predmar/> página web
- [CICESE, 2008] <http://oceanografia.cicese.mx/predmar/> página web
- [CONAE, 2002] CONAE Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, informe “**Recursos de energía renovable en México**”, Secretaria de Energía SENER, 28 de febrero del 2002, México.
- [Considine,1977] Considine, Douglas M. “**Energy Technology Handbook**”, Consulter Engineer, Los Angeles, California. McGraw-Hill 1977.
- [DFO, 1983] DFO Department of Fisheries and Oceans, “**Canadian Tidal Manual**”, Ottawa, Canada, 1983.
- [Diez, 1990] Diez Fernández, Pedro “**Energía Mareomotriz**”, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, España,1990
- [Diez, 1990] Diez Fernández, Pedro “**Energía Mareotérmica**”, departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, universidad de Cantabria, España. 1990.
- [Elgerd, 1982] Elgerd, Olle I.; “**Electric Energy Systems Theory: An Introduction**” professor of Electrical Engineering, University of Florida, USA McGraw-hill, 1982.
- [EL-Wakil, 1984] El-Wakil, M.M “**Power Plant Technology**”, professor of mechanical and nuclear engineering, university of Wisconsin, McGraw-hill, 1984.
- [ESHA, 1998] ESHA, European Small Hydropower Association “**Layman’s Guidebook, How to Develop a Small Hydro Site**”, , web <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/dg17home.htm>, 1998
- [Foreman, 1977] Foreman, M.G.G “**Manual for tidal heights analysis and prediction**”, Institute of Ocean Sciences, Pacific Marine Science report 77-10, 1977.
- [Gallardo, 2006] Gallardo Peña, Rafael “**Factibilidad y Diseño de Sistemas de Generación Distribuida Basados en Micro-Generación Hidráulica**”, tesis de maestría Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo UMSNH, Postgrado de Ingeniería Eléctrica UMSNH, Marzo 2006.
- [González, 2006] González, Juan I. “**Ayuda de Software de Predicción de Mareas en México MAR versión 0.7**”, CICESE, Oceanografía Física, 2006

-
- [Gulliver y Roger, 1991] Gulliver, S. John, E.A., Roger **“Hydropower Engineering Handbook”**; McGraw-Hill 1991.
- [H. Clark, 2007] H. Clark, Robert **“Elements of Tidal-Electric Engineering”**, IEEE press Wiley publication, 2007
- [Hammons, 1993] Hammons, James Thomas **“Tidal Power”**, Senior Member IEEE, Proceedings of the IEEE, Vol. 8 N°3, Marzo, 1993.
- [Huacuz, 2001] Huacuz V. Jorge M.; presentación, **“Generación distribuida con Energías Renovables: Experiencias en México”**. Gerencia de energías no renovables IIE (Instituto de Investigaciones Eléctricas). Cuernavaca, Morelos, 2001
- [IEA, 2006] IEA **“International Energy Agency IEA”**, <http://www.iea.org/statist/index.htm>, 2006
- [IEEE, 1992] IEEE **“Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies”**. Transactions on Power Systems, Vol. 7, no. 1, Febrero 1992.
- [IIE, 2008] Instituto de Investigaciones Eléctricas IIE página Web <http://www.iie.org.mx/sitioIIE/sitio/indice.php>
- [Ingrid, 2000] Ingrid Schjolberg, Sintef **“A Comparison Study Between Artificial Neural Networks And AR Models: Applied to Norwegian Inflow Time Series”**, Energy Research, IEEE, 2000.
- [Kosterev, 2004] Kosterev, Dmitry **“Hydro Turbine-Governor Model Validation in Pacific Northwest”**, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 2, MAY 2004
- [Kubota, 2003] Kubota, I. Fujita, H. Watanabe, I. Noda, H. Noguchi, K. Murota, A. Uezono **“A New Type of Overtopping Ocean Wave-Driven Pump Without Moving Parts”**, 2003
- [Mataix, 1982] Mataix, Claudio **“Máquinas Hidráulicas y Mecánica de Fluidos”**, 2ª Edición, 1982
- [Matlab, 2005] Matlab **“Ayuda de Matlab”**, Toolbox de Redes Neuronales, versión 7, 2005.

-
- [Mcnames, 1999] Mcnames, j.; Suykens, a.k; Vandewalle, j. **“Winning Entry of The K.U Leuven Time Series Prediction Competition”**, Publicación de International Journal of Bifurcation and Chaos, vol. 9, n° 8, Agosto 1999.
- [Mcnames, 1999] Mcnames, James **“Innovations in Local Modeling for Time Series Prediction”**, Universidad de Standford; Mayo 1999.
- [Microsoft, 2003] Microsoft EXCEL **“Ayuda de Microsoft EXCEL”**, herramienta de análisis de datos, versión 2003
- [Mohammadi, 2005] Mohammadi, Shapour; Abbasi-Nejad, Hossein **“Rutina annearly.m”**, Faculty of Economics, University of Tehran, shmohammadi@gmail.com 2005
- [Montgomery, 1990] Montgomery Douglas, C.; A. Johnson, Lynwood; Gardiner S., John; **“Forecasting and Time Series Analysis”**, Segunda Edición, McGraw-Hill, 1990.
- [NOAA 2000] NOAA, **“Tidal Datums and Their Application”**, National Oceanic and Atmospheric Administration, Canada, Junio 2000.
- [NOAA, 2000] NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration **“Tide and Current Glossary”**, Silver Spring MD, National Ocean Service (NOS), Enero 2000.
- [NOAA, 2008] NOAA <http://nosdataexplorer.noaa.gov/> página Web 2008
- [ONU, 1998] ONU, Organización de las Naciones Unidas **“Protocolo de Kyoto de la convención Marco de referencia de las naciones unidas para el cambio climático global”**, 1998
- [Pastor, 2005] Pastor, Gómez Nelio **“Identificación de Sistemas Dinámicos Variantes e Invariantes en el Tiempo Basada en las Características Cualitativas de la Respuesta Transitoria”**, tesis doctoral, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo UMSNH, Postgrado de Ingeniería Eléctrica, , Agosto 2005
- [Pawlowicz, 2002] Pawlowicz, Rich; Beardsley, Bob; Lentz, Steve **“Classical Tidal Harmonic Analysis Including Error Estimates in Matlab Using T_Tide”** Department of Earth and Ocean Sciences, University of British Columbia; Computer & Geosciences 28, Pág. 929-937, 2002.

-
- [Pontes y Falcao, 2005] Pontes, Ma. Teresa, Falcao, Antonio **“Ocean Energy Conversion”** , Universidad Nacional de Ingeniería y Tecnología Industrial, Instituto Superior Técnico; Lisboa, Portugal, 2005
- [Rabbany, 2004] Rabbany A., El; Diasty M. El and Raahemifar , k. **“Sequential tidal Height Prediction Using Artificial Neural Network”**, Department of Civil Engineering, Ontario, Canada, 2004
- [Retscreen, 2004] Retscreen Internacional, Ministerio de los Recursos Naturales de Canadá, **“Guía Práctica Para Proyectos Hidroeléctricos de Baja Carga”**, (www.retscreen.net.),2004
- [Rice y Baker,1987] Rice, R.G; Baker , G.C. **“The Annapolis Experience”**, IEEE press, 1987
- [SENER, 2002] SENER Secretaria de Energía, informe **“Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011 ”**, 1ª edición, 2002 www.energia.gob.mx
- [Sotomane, 2003] Sotomane Cassimo Sumila, Constantino **“Extracción de Patrones Temporales en Base de Datos de Series de Tiempo”**, Tesis de Maestría UMSNH , Marzo 2003
- [Tianghang y Vaniceck, 2004] Tianhang, Hou; Vaniceck, Petr **“Towards a Real-Time Tidal Analysis and Prediction”**; Universidad de New Brunswick. N.B Canada, 2004.
- [UK, 2000] UK **“Severn Study Report Tidal Power”**, 2002.
- [UNESCO, 1985] UNESCO **“Manual on Sea Level Measurement and Interpretation”**, vol.1 basic procedures. Intergovernmental Oceanographic Commission, 1985
- [Winston, 1994] Winston, Patrick Henry **“Inteligencia Artificial”**; 3ª edición, 1994.