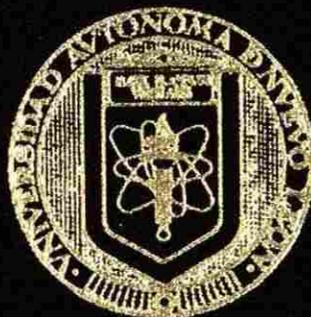


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA



METODOLOGIAS PARA EL ANALISIS
ECONOMICO Y ELECTRICO DE
PLANTAS DE COGENERACION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA

P R E S E N T A :

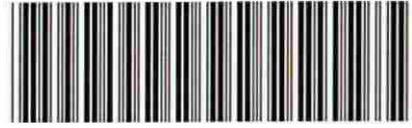
JOSE RAMON VEGA GALAZ

CD. UNIVERSITARIA

DICIEMBRE DE 1993

METODOLOGIAS PARA EL ANALISIS
ECONOMICO Y ELECTRICO DE
PLANTAS DE COGENERACION

TD
Z5853
.M2
FIME
1993
V4



1020070705



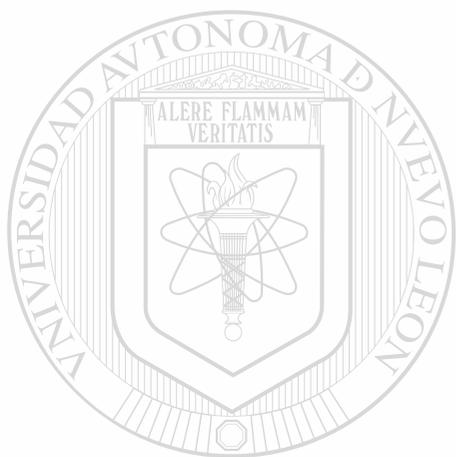
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

TD
Z5853
.H2
F14E
1993
v4

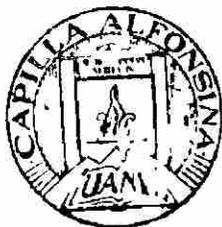


UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

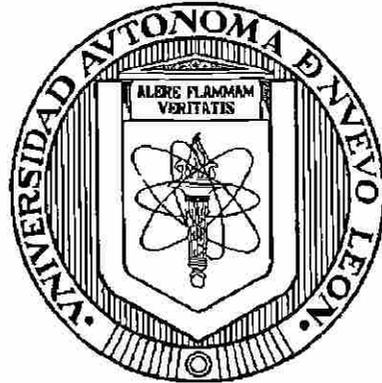


FONDO TESIS

32624

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO Y ELÉCTRICO DE
PLANTAS DE COGENERACIÓN**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

**DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
PRESENTA**

JOSÉ RAMÓN VEGA GALAZ

MONTERREY, N. L.

DICIEMBRE, 1993

**METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO Y ELÉCTRICO DE
PLANTAS DE COGENERACIÓN**

Los miembros del Comité aprueban la Tesis
Doctoral de José Ramón Vega Galaz

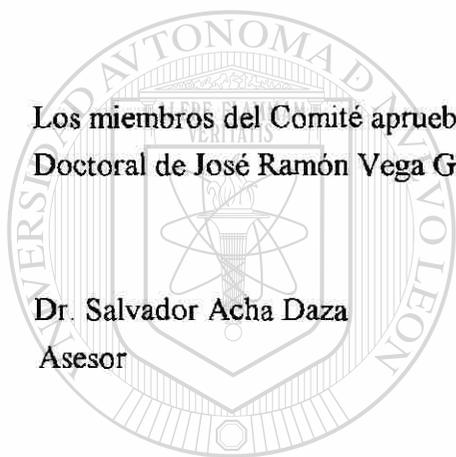
Dr. Salvador Acha Daza
Asesor

Dr. Florencio Aboytes García

Dr. Héctor Jorge Altuvé Ferrer

Dr. Oscar Leonel Chacón Mondragón

Dr. Jesús de León Morales



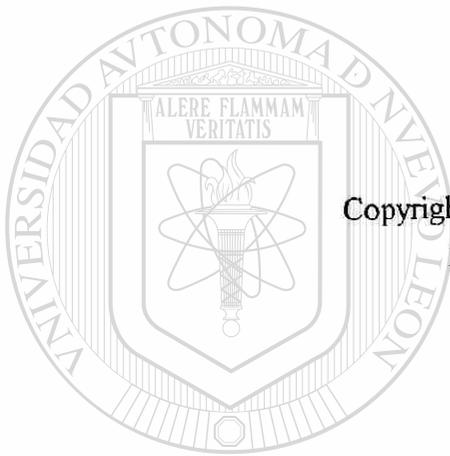
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

®

[Handwritten signatures of Dr. Florencio Aboytes García, Dr. Héctor Jorge Altuvé Ferrer, Dr. Oscar Leonel Chacón Mondragón, and Dr. Jesús de León Morales]



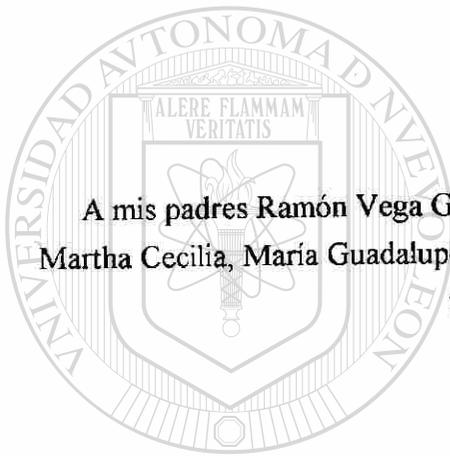
Copyright © 1993 por José Ramón Vega Galaz
Reservados todos los derechos

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



A mis padres Ramón Vega Galaz y Cecilia Galaz de Vega. A mis hermanas y hermanos Martha Cecilia, María Guadalupe, Martín Manuel, Ricardo Francisco, Ramón y Juan Pablo. A todos mis parientes y amigos.

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su paciencia a lo largo de este trabajo que ha esperado ansiosamente su terminación para *ya empezar a producir*.

Al Dr. Salvador Acha Daza, asesor de este trabajo por su continuo impulso, orientación y sugerencias. Igualmente al Dr. Florencio Aboytes García por sus sugerencias y asesoría a proyectos anteriores que de alguna manera están presentes en esta tesis. Al Dr. José Manuel Cañedo Castañeda y al Dr. Oscar Chacón Mondragón por los conocimientos que me transmitieron en las diferentes clases y conversaciones extraclases. De igual modo, extendo mi agradecimiento al Dr. Héctor Altuve Ferrer por sus acertados comentarios acerca del enfoque de la tesis y en particular sobre el tema de protecciones. Igualmente a los profesores de la especialidad en Control, especialmente al Dr. Jesús de León Morales por sus comentarios durante la revisión de la tesis.

Agradezco a las personas de Nylon de México, S. A. que me facilitaron información, comentarios y parte de su tiempo para realizar este trabajo. Especialmente al Ing. Carlos Ortiz De La Garza, Ing. Efraín Ramírez, Ing. Norma Aguirre, Ing. Juan Luis Arellanes y demás personal del departamento de proyectos y calderas.

Quisiera también agradecer todos los comentarios hechos a este trabajo por parte de los profesores y alumnos del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica de la FIME-UANL, los cuales fueron de gran utilidad. A la Srta. Cristina Díaz Miranda por su colaboración en la elaboración de los dibujos y correcciones.

A los responsables y amigos de los Centros Universitarios Montesilla, Monte Real y Sierra Madre por su apoyo moral y bibliográfico en la realización de la tesis.

Finalmente agradezco al CONACYT el apoyo económico brindado para la realización de mis estudios de doctorado.

Diciembre de 1993

RESUMEN

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO Y ELÉCTRICO DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

Publicación No. _____

José Ramón Vega Galaz, Dr. en Ing.

Universidad Autónoma de Nuevo León, 1993

Profesor Asesor: Dr. Salvador Acha Daza

Se presenta una metodología para el análisis económico y eléctrico de plantas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor.

La metodología para el análisis económico consta de tres partes: disponibilidad de energía de acuerdo a diferentes esquemas posibles para cogenerar, dimensionamiento de la planta y determinación de índices económicos. Además se incluye, dentro del procedimiento para determinar los índices económicos, el modo de calcular los ahorros que se obtienen en industrias con potencial para instalar sistemas de cogeneración, tomando en cuenta todas las alternativas consideradas para su implementación. Se describe como el cálculo de los índices económicos permiten visualizar la mejor de las alternativas en base a criterios aplicados sobre los resultados encontrados. Se incluye además, junto a esta metodología, la formulación del despacho económico partiendo de curvas de costos encontradas a partir de relaciones termodinámicas y una comparación de la relación costo-beneficio de plantas de cogeneración contra una convencional. Asimismo, se presenta un caso de estudio para ejemplificar el uso de la metodología económica.

La metodología para el análisis eléctrico trata específicamente de la operación de la planta en estado transitorio. Se proponen los estudios que deben hacerse y su finalidad, también se hacen algunas consideraciones sobre la problemática de las protecciones en plantas de cogeneración, así como sus diferentes modos en que puede operar y los disturbios a que puede estar sometida durante su operación. Para hacer esos estudios se utilizan modelos

matemáticos que describen el comportamiento dinámico de cada uno de los elementos que componen la planta de cogeneración y posteriormente son integrados según los casos que se deseen simular y analizar. Los componentes de la planta considerados en la modelación y simulación son: la caldera, la turbina y su control de velocidad, el generador eléctrico y sus controles de voltaje y estabilizador, la carga eléctrica y térmica. Los modelos son simulados en una computadora personal PC compatible utilizando el programa SIMNON®. La validación de los resultados de simulación se realiza en base a predicciones teóricas y a datos de experiencia de la operación del elemento o el conjunto de elementos simulados.

Finalmente se proporcionan las conclusiones, aportaciones y posibles trabajos futuros en esta misma línea de investigación.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xx

CAPÍTULOS

INTRODUCCIÓN	1
1.1 Motivación	1
1.1.1 Objetiva	2
1.1.2 Subjetiva	4
1.2 Consideraciones históricas y filosóficas acerca del conocimiento científico	6
1.2.1 Naturaleza del conocer científico	7
1.2.2 Las ciencias positivas	8
1.2.2.1 El método de las ciencias	9
1.2.2.2 Resumen histórico de la ciencia	11
1.2.2.3 Clasificación de las ciencias	13
1.2.3 Ubicación de la ingeniería en este contexto	15
1.2.4 Disciplinas y metodología involucradas en esta tesis	16
1.3 Estado actual de la investigación sobre plantas de cogeneración	17
1.3.1 Énfasis en aspectos térmicos y mecánicos	17
1.3.1.1 Tecnologías encaminadas a obtener mayor eficiencia	17
1.3.1.2 Análisis de los ciclos térmicos	18
1.3.2 Operación óptima de plantas de cogeneración	19
1.3.2.1 Uso de programación lineal (LP)	19
1.3.2.2 Uso de programación lineal mezclada con entera (MILP)	20
1.3.2.3 Uso de algoritmos computacionales	22
1.3.3 Cuestiones de análisis y diseño eléctrico	22

ÍNDICE (continuación)

1.3.3.1 Aspectos del diseño eléctrico de la planta.....	22
1.3.3.2 Análisis de sistemas eléctricos incluyendo cogeneradores	23
1.3.3.3 Aspectos de planeación, operación y seguridad	24
1.3.4 Cuestiones económicas de plantas de cogeneración.....	25
1.3.4.1 Uso de software.....	25
1.3.4.2 Trabajos misceláneos relacionados con cuestiones económicas	26
1.3.4.3 Aspectos políticos y económicos de plantas de cogeneración.....	26
1.3.4.4 Evaluación del precio de la energía eléctrica.....	27
1.3.5 Conclusiones de la revisión bibliográfica	27
1.4 Alcance y enfoque de la tesis	28
1.4.1 Estructura y contenido de la tesis.....	30
2. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	32
2.1 Introducción.....	32
2.2 Disponibilidad de energía para generar electricidad.....	33
2.2.1 Análisis del Ciclo Rankine	34
2.2.2 Indicadores del Rendimiento Térmico.....	41
2.2.2.1 Rendimiento Térmico.....	42
2.2.2.2 Razón de Calor.....	42
2.3 Capacidad de la planta de cogeneración.....	44
2.3.1 Formulación del problema	46
2.3.2 Comportamiento de la inversión	47
2.3.3 Costos de operación y mantenimiento	48
2.3.4 Costo integrado y capacidad mínima.....	50
2.4 Índices económicos	54
2.4.1 Posibles Alternativas.....	55
2.4.2 Estimación de ahorros	55
2.4.3 Indicadores Económicos: VPN, TIR, FRC, RI y DFE.....	60
2.4.3.1 El valor presente neto VPN.....	61
2.4.3.2 Tasa interna de rendimiento, TIR.	61
2.4.3.3 El factor de recuperación de capital FRC.	62
2.4.3.4 Retorno de la inversión RI.	63

ÍNDICE (continuación)

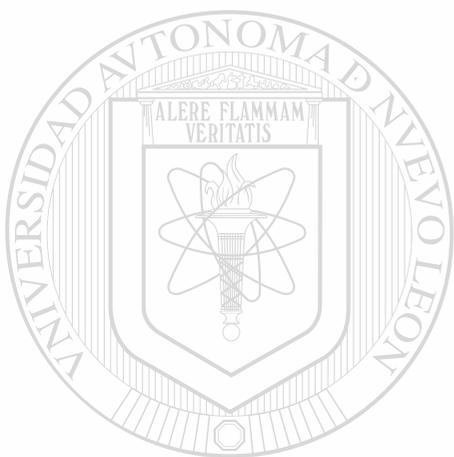
2.4.3.5 Descuento de flujos de efectivo, DFE.....	63
2.5 Comparación de costos entre una planta convencional y una cogeneración	64
2.6 Despacho económico de unidades cogeneratoras	67
2.7 Caso de estudio.....	72
3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO.....	79
3.1 Introducción.....	79
3.2 Modelos utilizados para simular la planta.....	80
3.2.1 Modelo del generador eléctrico.....	80
3.2.1.1 Generador conectado a la compañía suministradora de energía eléctrica y con carga eléctrica local.....	81
3.2.1.2 Cogenerador independiente.....	84
3.2.1.3 Cogenerador conectado a la compañía suministradora de energía eléctrica sin carga eléctrica local.....	85
3.2.1.4 Modelo del sistema de excitación (SE).....	85
3.2.1.5 Modelo del sistema estabilizador (PSS).....	86
3.2.2 Modelos de turbinas de vapor (T) y su control de velocidad (SG).....	87
3.2.2.1 Turbina de contra-presión (TCP).....	87
3.2.2.2 Turbina de extracción-condensado (TEC).....	88
3.2.2.3 Sistema gobernador (SG).....	90
3.2.3 Modelo de la caldera y sus controles (B).....	92
3.2.4 Modelo de las cargas eléctricas y térmicas	97
3.2.4.1 Cargas eléctricas.....	97
3.2.4.2 Cargas térmicas	97
3.2.5 Verificación de los resultados de la simulación.....	98
3.3 Propuesta de la Metodología	100
3.3.1 Estudios a realizar y su finalidad	100
3.3.2 Problemática de la protección eléctrica en sistemas de cogeneración	102
3.3.3 Disturbios a estudiar.....	108
3.3.4 Modos de operación.....	110
3.4 Simulación del comportamiento eléctrico de la planta.....	111
3.4.1 Software y hardware utilizados en la simulación.....	112

ÍNDICE (continuación)

3.4.2 Consideraciones sobre los métodos numéricos	113
3.4.3 Algoritmo paso por paso para realizar la simulación de la planta	118
4. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE PLANTAS CON COGENERACIÓN	121
4.1 Cogenerador independiente con carga eléctrica local en terminales	121
4.1.1 Corto circuito trifásico en terminales del generador durante 0.27 seg., caso inestable	121
4.1.2 Corto circuito trifásico en terminales del generador durante 0.26 seg., caso estable	123
4.2 Cogenerador exportador con variaciones de voltaje en la barra infinita	123
4.2.1 Duración de la variación por 120 ciclos	123
4.2.2 Duración del disturbio por un período de 6 ciclos	125
4.3 Simulación de la caldera tipo domo aislada del sistema de cogeneración	126
4.4 Cogenerador exportador con carga local	128
4.4.1 Aumento en la carga eléctrica local en $t=10$ seg.	128
4.4.2 Cortocircuito trifásico en terminales del generador	130
4.4.3 Desconexión de la compañía eléctrica por un lapso de 0.32 seg.	132
4.4.4 Disminución en la carga térmica	134
4.4.5 Aumento en la carga térmica	136
4.5 Cogenerador exportador sin carga eléctrica en terminales	139
4.5.1 Cortocircuito trifásico en terminales del generador durante 0.18 seg.	140
4.5.2 Variación de voltaje en la barra infinita a 0.5 p.u. durante 0.43 seg.	141
4.5.3 Desconexión de la compañía eléctrica por 0.17 seg.	142
4.5.4 Toma de carga del generador sincronizado a la red	143
4.5.5 Simulación de arranque en frío	144
4.5.6 Variación de la carga térmica en forma de onda cuadrada	145
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	148
5.1 Conclusiones generales	148
5.1.1 Conclusiones del análisis económico	149
5.1.2 Conclusiones del análisis eléctrico	151

ÍNDICE (continuación)

5.2 Aportaciones.....	154
5.3 Recomendaciones para trabajos futuros.....	155
REFERENCIAS.....	156
APÉNDICES.....	177



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

LISTA DE FIGURAS

1.1	Algunos esquemas de motores primarios de plantas de cogeneración	29
2.1	Ciclo térmico Rankine para cogenerar energía eléctrica y térmica utilizando el vapor generado para la demanda de vapor del proceso, turbina de contra-presión (CP).....	34
2.2	Ciclo Rankine operando a flujo máximo de vapor utilizando turbina de extracción-condensado (EC).	34
2.3	Proceso de transformación del combustible a las formas térmica y eléctrica a través de los distintos elementos que componen la planta	35
2.4	Alternativa (c) del ciclo térmico para cogenerar energía eléctrica y térmica. Puede tener una turbina de contra-presión si la suma de los flujos de vapor es igual a la que requiere el proceso.....	36
2.5	Comportamiento de la eficiencia de la caldera contra flujo máximo	37
<hr/>		
2.6	Eficiencia de una turbina para uso industrial a) contra-presión, b) con condensador.....	39
2.7	Comparación de la eficiencia térmica del ciclo convencional de generación de energía eléctrica contra plantas de cogeneración.....	44
2.8	Costo de construcción de una planta de cogeneración contra capacidad.....	45
2.9	Comportamiento del costo total comprando energía a la compañía suministradora de energía eléctrica y cogenerando	52
2.10	Flujo de vapor contra flujo de combustible. La pendiente es el factor de consumo, f_c	58

LISTA DE FIGURAS (continuación)

2.11	Comportamiento del ahorro para diferentes capacidades de generación.....	59
2.12	Distribución en el tiempo de los ahorros anuales producidos por la inversión en $n=0$	59
2.13	Potencia eléctrica generada en función del flujo de vapor para cada tipo de alternativa a comparar	64
2.14	Relación costo-beneficio para cada opción evaluada.	65
2.15	Costo por hora para una cogeneración con turbina EC. Flujo al proceso a 8 Kg/seg	69
2.16	Costo por hora para una cogeneración con turbina CP.....	70
2.17	Costo por hora para una cogeneración con turbina convencional.	70
2.18	Comparación del VPN contra interés para dos alternativas de cogeneración. a) turbina CP, b) turbina EC.....	77
2.19	Descuento de los flujos de efectivo para la turbina EC.....	78
2.20	Descuento de flujos de efectivo para el caso de la turbina CP.....	78
3.1	Diagrama unifilar del generador sin carga local conectado a la barra infinita.....	81
3.2	Esquema del cogenerador operando en forma aislada	84
3.3	Diagrama unifilar del generador sin carga local conectado a la barra infinita.....	85
3.4	Diagrama de bloques del sistema de excitación ST1 del IEEE.....	86

LISTA DE FIGURAS (continuación)

3.5	Diagrama esquemático de una turbina CP.....	87
3.6	Modelo de la turbina CP considerando el efecto de la caldera	88
3.7	Diagrama esquemático de la turbina	88
3.8	Diagrama de bloques de la turbina EC	88
3.9	Diagrama de bloques del sistema gobernador SG1 de velocidad para turbinas de vapor [41].....	90
3.10	Efecto de P_o sobre el tiempo de estabilización de la potencia mecánica (P_m).....	91
3.11	Diagrama de bloques del sistema gobernador SG2 del IEEE [56].....	92
3.12	Diagrama de bloques de la caldera usada para simulación en estudios de estabilidad	94
3.13	Diagrama de bloques de la caldera de la Fig. 3.12 representada en el dominio de Laplace.....	95
3.14	Representación de los efectos de presión de la caldera tipo domo propuesta por IEEE [56]	96
3.15	Esquemas típicos de protección para generadores pequeños operando aislados en un (a) sistema de bajo voltaje (b) sistema de voltaje medio.....	104
3.16	Esquemas típicos de protección para generadores de capacidad media.....	104
3.17	Esquema típico de protección de un generador de gran capacidad.....	105

LISTA DE FIGURAS (continuación)

3.18 Simulación de un cogenerador exportador al desconectarse la compañía eléctrica por 1.5 seg.	107
3.19 Planta cogeneradora de pequeña capacidad interconectada con el sistema externo.....	108
3.20 Variación instantánea del voltaje en la línea de alimentación de la compañía suministradora de energía eléctrica	109
3.21 Esquema del cogenerador operando en forma aislada	110
3.22 Esquema del cogenerador operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica.....	111
3.23 Esquema del cogenerador operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica con carga eléctrica local.....	111
3.24 Esquema modular de la planta de Cogeneración mostrando las variables que interactúan entre los subsistemas	113
4.1 Cogenerador operando aislado. Comportamiento de variables cuando sucede un c.c. trifásico en terminales durante 0.27 seg. Inestable	122
4.2 Cogenerador independiente. Disturbio: corto circuito trifásico en terminales durante 0.26 seg. Permanece estable después del disturbio; tiempo en seg.....	122
4.3 Frecuencia y voltaje en terminales del generador para un abatimiento en el voltaje de la barra infinita a magnitud a) 0.8 y b) 0.0 durante 120 ciclos	124
4.4 Variación del voltaje de excitación , voltaje en terminales y potencia reactiva del cogenerador para un abatimiento en el voltaje de la barra infinita a 0.0 p.u. durante 120 ciclos; tiempo en seg.	124

LISTA DE FIGURAS (continuación)

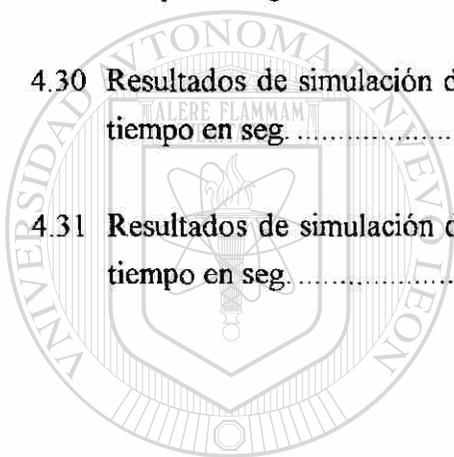
4.5	Variación de la frecuencia y voltaje en terminales del cogenerador para un abatimiento del voltaje en la barra infinita a valores de a) 0.9 y b) 0.0 durante 6 ciclos, tiempo en seg.	125
4.6	Variación del voltaje en terminales, voltaje de excitación y potencia reactiva del cogenerador para un abatimiento del voltaje en la barra infinita a valores de a) 0.9 y b) 0.0 durante 6 ciclos; tiempo en seg.	125
4.7	Resultados de simulación de la caldera tipo domo aislada del ciclo Rankine.	127
4.8	Resultados de simulación de la caldera tipo domo: Q, ms, Pman, Pt.....	127
4.9	Resultados de simulación del caso sección 4.4.1; cogenerador exportador, aumento de carga local; tiempo en seg.....	129
4.10	Resultados de simulación del caso sección 4.4.1; cogenerador exportador, aumento de carga local, tiempo en seg.....	130
4.11	Resultados de simulación del caso sección 4.4.2; cogenerador exportador, corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.	131
4.12	Resultados de simulación del caso sección 4.4.2; cogenerador exportador corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.	131
4.13	Resultados de simulación del caso sección 4.4.3; cogenerador exportador, desconexión de la compañía eléctrica; tiempo en seg.....	133
4.14	Resultados de simulación del caso sección 4.4.3; cogenerador exportador, desconexión de la compañía eléctrica; tiempo en seg.....	133
4.15	Resultados de simulación del caso sección 4.4.3; cogenerador exportador, desconexión de la compañía eléctrica; tiempo en seg.....	135

LISTA DE FIGURAS (continuación)

4.16	Resultados de simulación del caso sección 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica; tiempo en seg.....	135
4.17	Resultados de simulación del caso 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica, tiempo en seg.....	136
4.18	Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica.	137
4.19	Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica; tiempo en seg.	137
4.20	Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica; tiempo en seg.....	138
4.21	Resultados de simulación del caso sección 4.5.2; cogenerador exportador sin carga eléctrica local bajo corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.....	140
4.22	Resultados de simulación del caso sección 4.5.2; cogenerador exportador sin carga eléctrica local bajo corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.....	140
4.23	Resultados de simulación del caso sección 4.5.1; cogenerador exportador sin carga eléctrica local con variaciones de voltaje en la barra infinita; tiempo en seg. ...	141
4.24	Resultados de simulación del caso sección 4.5.1; cogenerador exportador sin carga eléctrica local con variaciones de voltaje en la barra infinita; tiempo en seg. ...	141
4.25	Resultados de simulación del caso sección 4.5.3; cogenerador exportador desconectado de la compañía eléctrica durante 0.17seg.....	142
4.26	Resultados de simulación del caso sección 4.5.3; cogenerador exportador desconectado de la compañía eléctrica durante 0.17seg.....	142

LISTA DE FIGURAS (continuación)

4.27	Resultados de simulación del caso sección 4.5.4; cogenerador sincronizado y tomando carga; tiempo en seg.	143
4.28	Resultados de simulación del caso sección 4.5.4; cogenerador sincronizado y tomando carga; tiempo en seg.	144
4.29	Resultados de simulación del caso sección 4.5.5; simulación de arranque en frío; tiempo en seg.	145
4.30	Resultados de simulación del caso sección 4.5.6; variación de la carga térmica; tiempo en seg.	146
4.31	Resultados de simulación del caso sección 4.5.6; variación de la carga térmica; tiempo en seg.	146



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

LISTA DE TABLAS

1.1	Posibles clasificaciones de ciencia.....	14
2.1	Términos que componen la ecuación del ahorro anual.....	66
2.2	Presión, temperatura, flujo máx., edad y volumen de combustible para fuego suplementario.....	85
2.3	Consumo de vapor del proceso, consumo de combustible de la caldera, consumo de energía eléctrica y demanda pico.....	87
2.4	Condiciones de operación del proceso térmico	87
2.5	Datos de operación del condensador de la turbina EC.....	88
2.6	Eficiencias de la caldera, la turbina y el generador.....	89
2.7	Resultados del análisis del ciclo Rankine.....	90
2.8	Datos de los combustibles y tarifa eléctrica.....	90
2.9	Costos de construcción, total y específico.....	91
2.10	Resumen de índices de potencias de generación usando aceite #6	92
2.11	Resumen de índices económicos.....	92
3.1	Representación de funciones de transferencia típicas en el dominio de Laplace y en el dominio del tiempo.....	86
3.2	Protecciones usadas en generadores industriales	103
3.3	Clasificación de generadores eléctricos de acuerdo a su capacidad.....	103

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Los temas tratados en esta tesis se relacionan con varias disciplinas que forman parte de las ciencias técnicas y exactas: electrotecnia, termodinámica, matemática, economía, computación. Cada una de ellas con sus respectivas subdivisiones intervienen como base de las metodologías propuestas para el análisis de sistemas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor. Esta participación multidisciplinaria dentro de un mismo trabajo es exigida por la naturaleza misma de una planta de cogeneración, dado que en ella interviene una gran variedad de procesos físicos que son estudiados por las distintas ramas de las ciencias mencionadas anteriormente. Lo anterior exige hacer algunas consideraciones sobre el conocimiento científico, que se presentan en la sección 1.2.

El contenido de esta introducción puede resumirse como sigue: En primer lugar se expone la motivación de esta tesis y su importancia ante la situación energética actual. Posteriormente se hacen algunas consideraciones históricas y filosóficas acerca del método científico y la ubicación de la ingeniería en este contexto, con el fin de tener una base externa que permita juzgar el valor de los resultados encontrados con mayor objetividad. Más adelante se presenta el estado actual de la investigación sobre plantas de cogeneración y los distintos enfoques que se han venido dando desde que empezó a cobrar interés su investigación. Finalmente se exponen el alcance, enfoque y estructura que se dará a la presente tesis.

1.1 Motivación

Se puede decir que este trabajo ha tenido dos tipos de motivaciones, una objetiva y otra subjetiva. La primera surgió como una necesidad real de contar con mejores herramientas para analizar, desde el punto de vista técnico-económico, la problemática que trae consigo la instalación de plantas que combinan la generación de electricidad con la producción de calor. Uno de los problemas que se plantea actualmente es el de la justificación económica y el modo de operar las plantas de cogeneración para tener la mejor calidad posible en el suministro

eléctrico. Por otro lado, la motivación subjetiva o personal está basada en el deseo de contribuir a la solución de estos problemas técnicos, conjuntando los conocimientos recibidos a lo largo de varios años de formación académica. A continuación se explica con detalle cada una de ellas.

1.1.1 Objetiva

Debido a la limitación natural de la energía no renovable, cada vez es más urgente hacer uso eficiente de ésta. Se entiende por energía no renovable aquella que se obtiene a partir de los combustibles fósiles derivados del petróleo, como el gas natural, el combustóleo, la gasolina, y el diesel. También pertenecen a este tipo de energía el carbón mineral y el uranio. Unido a este esfuerzo por utilizar de manera eficiente la energía no renovable, existen proyectos para incorporar cada vez más los sistemas de energía renovable al uso diario, tanto a nivel industrial como en hoteles, oficinas, comercios, residencias, etc. Algunos ejemplos de energía renovable son las de tipo: solar, geotérmico, eólico, oceánico e hidráulico.

La energía solar puede aprovecharse de diferentes modos; se han desarrollado tecnologías para aplicaciones en sistemas de refrigeración, ciclos Rankine [3], calentamiento de agua para uso residencial, producción de electricidad a través de celdas fotovoltaicas, etc.. Algunas publicaciones recientes tratan aspectos relacionados con la utilización de celdas fotovoltaicas [25-29], habiéndose notado un incremento en publicaciones relacionadas con este tema.

La energía geotérmica tiene aplicaciones en plantas productoras de energía eléctrica; actualmente se investiga en este campo para aprovechar el magma de los volcanes y el calor que se encuentra a grandes profundidades de la tierra [93]. En [30] aparece un trabajo relacionado con este tipo de energía.

La energía eólica aprovecha la fuerza del aire para producir energía eléctrica a través de generadores. Algunos esfuerzos recientes de investigación en esta dirección pueden verse en [31, 32].

La energía oceánica se aprovecha a través de las mareas o del gradiente térmico a diferentes profundidades del océano. La energía hidráulica es de aplicación muy extendida, principalmente por medio de las centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, la mayoría de estas fuentes alternas de energía renovable están en un nivel incipiente en cuanto a su aplicación y sus beneficios se harán sentir a más largo plazo. Por tanto, una tendencia actual predominante es tratar de utilizar de manera más eficiente los recursos energéticos no renovables, para lo cual se han desarrollado nuevas tecnologías o se han retomado otras que estaban siendo poco usadas; tal es el caso de los sistemas de cogeneración.

En los trabajos [1] de 1962 y [2] de 1955 se hace mención a esta técnica sin llamarle cogeneración, sino 'generación de producto secundario', en inglés "by product generation". Es decir, aunque ya existía esta técnica, no se le había dado suficiente importancia. Esta 'generación de producto secundario' se aplicó al caso de turbinas de vapor acopladas a un generador eléctrico o directamente a una carga mecánica que además suministra vapor a un proceso, siendo este último el producto secundario o subproducto; en [102], trabajo de publicación reciente, se reafirma esta antigua definición. De aquí se desprende el concepto más aceptado de cogeneración: Producción simultánea de dos o más tipos de energía a partir de una misma fuente de combustible. Esta definición puede verse en [1], [4], [5], [35], [82], [102], [104] y [106], con pequeñas diferencias, pero manteniendo el mismo concepto de fondo.

Otra tecnología encaminada a lograr un uso más racional de la energía es la de los ciclos combinados, los cuales operan con una eficiencia térmica más alta que los ciclos convencionales de vapor y que la turbina de gas en forma aislada. En [3] se presentan los conceptos más importantes de este tipo de plantas. Un análisis completo de estos ciclos pueden verse en [111]. También se ha logrado aumentar la eficiencia de las turbinas de gas usando vapor generado por una caldera de recuperación a la salida de los gases de la turbina (similar al ciclo combinado) e inyectándolo al combustor [36]. A estas turbinas de gas se les conoce por las siglas STIG, que significan "Steam turbine injected gas".

Otros intentos por hacer más eficiente el uso de la energía eléctrica son los diseños de almacenadores de energía mediante materiales superconductores. En [37] y [38] se presentan resultados de proyectos de investigación realizados en esta dirección. En esta misma línea de investigación se encuentra el almacenamiento de energía usando baterías, un trabajo relacionado con esta tecnología puede verse en [33]. También se han aplicado el almacenamiento térmico y los sistemas duales de combustible, fundamentalmente en sistemas de administración de cargas [103]. Se está trabajando también en la construcción de generadores en base a materiales superconductores, todavía a nivel experimental [34].

Es de notar el creciente interés existente por conservar y usar de forma más eficiente la energía. Otra manifestación de este interés es el aumento de los congresos relacionados con este tema. Todo esto hace ver la importancia de abordar el tema del ahorro de energía, y más específicamente en esta investigación, el de plantas de cogeneración. Por ejemplo, algunos de los congresos más importantes son: "Energy-Sources Technology Conference and Exhibition", ASME. (b) "Waste Heat Utilization: Presented at the Winter Annual Meeting of The ASME". (c) "International Joint Power Generation", IEEE. (d) "POWER-GEN, International Power Generation Exhibition & Conference". (e) International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration", ASME IGTI COGEN-TURBO. (f) "Southern Biomass Conference". (g) "World Congress on Desalination and Water Reuse". (h) National CHP Conference, United Kingdom". (i) "Cogeneration and Energy Conservation for the 90's", American Cogeneration Association.

1.1.2 Subjetiva

Quizá parezca paradójico decir que una motivación subjetiva sea el compromiso con la verdad objetiva, especialmente cuando en el pensamiento actual la actitud ante la verdad objetiva en cualquier orden de conocimiento está en crisis.

Pretensiones más allá de lo que el método científico es capaz de resolver, son comunes hoy en día incluso entre científicos que en nombre de la ciencia proclaman ideas falsas confundiendo al no especialista. Algunos científicos son hábiles para mezclar sus afirmaciones científicas con ideas materialistas, racionalistas, idealistas, inmanentistas, positivistas, etc., que nada tienen que ver con la ciencia, sino más bien con una ideología.

Además, caben ante la verdad diversas actitudes. Para unos algo es verdadero sólo si se demuestra científicamente, esto dicen los científicos, que lo proclaman en nombre de la ciencia, siendo en realidad una posición filosófica. Así lo afirman J. C. Eccles, premio Nobel por sus estudios sobre el cerebro humano y D. N. Robinson: "Ahora hay casi una sinonimia entre 'verdadero y científico' y una convicción general de que lo que no es científico no puede ser verdadero. Así, el profano se dirige hacia las 'ciencias de la conducta' y a las 'ciencias sociales' para buscar directrices en los asuntos de la vida diaria, como podrían dirigirse hacia la Física y la Química para dirigir su comprensión de la naturaleza bruta. Tal como se entienden las cosas, el ámbito del pensamiento está ocupado sólo por dos tipos de entidades: la *verdad* científica y la *opinión* puramente subjetiva. Por tanto, no puede haber fundamento

válido para oponerse a algo contra lo cual la ciencia no ha legislado, ni para defender lo que la ciencia no ha establecido" [14].

Otros niegan la verdad objetiva o tratan de prescindir de ella; tal es el caso de los que reducen la ciencia a una visión meramente instrumental o funcional. Juan Pablo II hace notar esto en un discurso a universitarios en Colonia (15 de nov. de 1980): "Si la ciencia es entendida fundamentalmente como 'ciencia técnica', se la puede concebir como la búsqueda de un sistema que conduzca a un triunfo técnico. Aquello que conduce al éxito vale como 'conocimiento'. El mundo presentado a la ciencia viene a ser como una simple suma de fenómenos sobre los que puede trabajar; su objeto, un conjunto funcional que se investiga únicamente por su funcionalidad. Tal ciencia podrá concebirse incluso como simple función. El concepto de verdad resulta superfluo; a veces se prescinde expresamente de él. La razón misma aparecerá finalmente como simple función o como instrumento de un ser, cuya existencia tiene sentido fuera del campo del conocimiento y de la ciencia; tal vez en el simple hecho de vivir. Nuestra cultura está impregnada en todos sus sectores de una ciencia que procede de una perspectiva funcional". Esta actitud sobre la verdad influida por la ciencia, lleva fácilmente al relativismo moral que no admite una moral objetiva, reduciendo las normas de comportamiento a puntos de vista subjetivos y particulares, lo cual equivale a negar que existan normas válidas [14].

El espíritu de compromiso con la verdad al que se hace referencia al principio de este apartado y que motivó en gran medida la elaboración de esta tesis, queda mejor reflejado por un diálogo sucedido en la antigua Grecia y recogido en *El Banquete*, donde Agatón, discípulo de Sócrates, le dice: "Sócrates, a ti no sería yo capaz de contradecirte. Que quede el asunto tal como tú dices. No, por cierto, querido Agatón; es a la verdad a la que no puedes contradecir, pues a Sócrates no es nada difícil" [13]. Unido a este compromiso con la verdad está implícito también un compromiso con la conducta personal a la que todo investigador convencido de su labor debe ceñirse como una necesidad para hacer trabajos con valor objetivo en su respectiva disciplina.

Además, un investigador requiere desarrollar una serie de habilidades y virtudes para lograr los objetivos de un proyecto y que la transmisión de sus conocimientos y metodologías sean eficaces. Estas características y defectos los describe de manera precisa Stanley Jaki, conocido filósofo de la ciencia citado por J. J. Sanguinetti [11], "La ciencia debe cultivarse unida a muchas otras cualidades morales propias del buen saber: amor a la verdad, orden y

ecuanimidad, prudencia, humildad intelectual. De este modo contribuye a la formación humana de quienes se dedican a ella. Son deformaciones impropias de una mentalidad científica la pretensión de saberlo todo, la rutina, el afán de impresionar a la opinión pública, la actitud escéptica, el declarar como verdad segura lo que por el momento sólo es hipótesis, etc. Cuando una persona estudia, enseña o investiga con estas virtudes, que los buenos científicos suelen tener, alcanza frutos humanos que la pura metodología no es capaz de conseguir" [131]. Este ambiente de honestidad intelectual según apreciación del autor se ha logrado bastante bien en el Programa Doctoral de la FIME-UANL, y ha sido para mí un factor de motivación.

1.2 Consideraciones históricas y filosóficas acerca del conocimiento científico

Las definiciones y conceptos expuestas en esta sección han sido tomadas prácticamente íntegras de la referencia [11] dado que, en opinión del autor, es un trabajo serio y riguroso en la dirección justa y por tanto resultan muy claras para explicar los aspectos básicos de la filosofía e historia del conocimiento científico.

Resulta natural que haya diversidad de metodologías entre las distintas especialidades y por tanto entre los especialistas de las múltiples disciplinas que componen el cuerpo de conocimiento de las ciencias experimentales. Todo esto tiene una explicación histórica y filosófica. A continuación se hace una sinopsis acerca de estos aspectos de la ciencia en general y de la ciencia experimental en particular, con el fin de ubicar a la ingeniería y más exclusivamente la ingeniería de potencia eléctrica dentro de este contexto. Estas consideraciones resultan útiles especialmente para poder valorar con mayor claridad el alcance de los resultados que proporcionan los métodos propios de la ciencia experimental y en particular de la ingeniería.

1.2.1 Naturaleza del conocer científico

El estudio lógico de la ciencia es la consideración refleja del pensamiento humano, cuando éste procede siguiendo un orden científico. Esta manera de ver la ciencia lo estudia la epistemología o filosofía de la ciencia. Es decir, se dedica a explorar los mecanismos lógicos que sigue el entendimiento humano para conocer la realidad en forma ordenada y sistemática. Dicho en forma sintética, trata de conocer cómo conocemos. Esta disciplina ayuda a desentrañar la naturaleza del conocimiento científico.

Una definición tomada de la experiencia de cualquier trabajo científico puede ser: "La ciencia es el conocimiento ordenado y mediato de los entes y sus propiedades, por medio de sus causas". Se distingue del conocimiento ordinario, el cual es inmediato y no se pregunta por las causas; en cambio, el conocimiento científico actúa en forma ordenada, sistemática, metódica, se pregunta por causas últimas, propiedades, etc.. Algo que lo distingue del conocimiento espontáneo es que la ciencia demuestra sus afirmaciones a través de razonamientos que tienen conexión lógica. No por esto desprecia el conocimiento ordinario, sino que cuenta con él, lo da por hecho.

Esta noción de ciencia se adapta en forma análoga a las diversas ciencias dependiendo del objeto que traten. Pueden distinguirse dos tipos de objeto: a) el material y b) el formal. El material es el tipo de realidad considerada genéricamente por una ciencia, este puede ser el mismo para varias ciencias. El formal o propio es el aspecto de los entes considerado específicamente por una ciencia y es, por tanto, el que la diferencia de las demás.

Un error común al hablar de ciencia, es el considerar que la auténtica ciencia sería sólo la físico-matemática y que las demás llegarán a serlo cuando adopten su método. Estas ideas se deben en parte al influjo de filosofías que no han resuelto correctamente el problema del conocimiento. Son consecuentes también con el materialismo, ya que si el hombre no puede conocer las realidades espirituales, o si todo es material, es lógica la preeminencia de las ciencias de la materia. Este error se debe más a una posición existencial que científica, pues está claro que es imposible tratar de captar realidades o entes espirituales con los sentidos del ser humano o valiéndose de algún instrumento de medición, ya que por su misma naturaleza caen bajo un conocimiento distinto del sensitivo, el cual sólo puede percibir entes materiales y en el cual se desarrolla la ciencia experimental. Haciendo una analogía se puede decir que es imposible atrapar peces de 10 cm de largo con una red con cuadros que miden 20 cm de lado por cada cuadro; algo similar sucede con los seres espirituales (o suprasensibles en el lenguaje platónico), tales como el alma humana, Dios, etc. los cuales no pueden conocerse a través del método científico experimental. Se requiere una red más fina, esta nos la proporciona la ciencia filosófica. Aún más específicamente relacionada con la ciencia experimental es la filosofía de la naturaleza, la cual estudia bajo el método propio de este modo de conocer la realidad todos aquellos presupuestos que la ciencia da por hechos, como, por ejemplo, la existencia de un mundo real externo a la persona.

El conocimiento científico abarca dos grandes ramas: la filosofía y las ciencias particulares (también llamadas simplemente ciencias o ciencias positivas). La filosofía considera las causas primeras y radicales del universo; las demás ciencias, en cambio, van a sus causas próximas y particulares. Son dos niveles de profundidad que puede adoptar el saber humano. A continuación se verá con más detalle el ámbito de desarrollo de las ciencias positivas, su método, un breve resumen histórico, la distinción que existe entre ellas y una posible clasificación. Se necesita, pues, en opinión del autor, un humanismo que integre ambos modos de acceder a la realidad y que encamine al hombre a reconciliarse consigo mismo y con la naturaleza.

1.2.2 Las ciencias positivas

La ciencia positiva o particular estudia un tipo específico de entes, en sus principios próximos. La diversidad específica de las cosas hace necesario un examen particularizado de cada una de ellas, que ordinariamente se realiza en cuanto se inscriben en un género de la realidad. Por ejemplo, la biología, la mineralogía, etc., abarcan un determinado género de la realidad. Analiza con detalle un grupo de entes dotados de una propiedad peculiar. Su campo de investigación es un sector del mundo, una región del universo, y su objeto formal es la propiedad que caracteriza a ese ámbito de la realidad (el movimiento, el calor, la cantidad, la vida, etc.).

Cada ciencia particular supone y comprende ciertas nociones fundamentales, pero no las estudia directamente: hacerlo así, en el orden científico, implica pasar al plano filosófico. En sus análisis pormenorizados, la ciencia particular no se detiene en explicar la esencia de su objeto formal y de otros conceptos que le están estrechamente ligados. Por ejemplo, para el filósofo de la matemática es importante preguntarse ¿qué es esencialmente el número? mientras que el matemático supone el concepto de número, lo entiende, pero sus cálculos por sí solos no llevan a comprender mejor qué es el número. Si se desea profundizar en su naturaleza, justificar las definiciones primitivas, es preciso pasar al plano de la filosofía. Así, en este siglo existen varias corrientes de interpretación filosófica de la matemática (logicismo, formalismo, intuicionismo); en física sucede algo similar, se plantean discusiones filosóficas sobre la naturaleza del azar, la necesidad, la simetría, etc.

1.2.2.1 El método de las ciencias

Método científico es el modo ordenado de proceder para el conocimiento de la verdad en el ámbito de una determinada disciplina científica. Aunque cada ciencia tiene sus métodos específicos, se pueden extraer aspectos comunes:

- 1) Los principios se toman de la experiencia, a la que todo saber humano debe referirse para conocer la realidad. Sin embargo, los principios a veces pueden ser hipótesis o postulados.
- 2) A partir de los principios la ciencia utiliza la demostración, para obtener conclusiones que componen substancialmente el saber científico.

Pueden distinguirse:

- a) El método de descubrimiento o de investigación (*via inventionis*), más intuitivo y desorganizado, en el que tienen lugar la experiencia, la razón, las hipótesis de trabajo, y casi todos los elementos lógicos de la ciencia. La investigación comprende varios pasos, como por ejemplo:

- selección y determinación de los problemas más importantes;
- estudio de las posibles soluciones, confrontando varias posiciones históricas o de otros autores;
- formulación de las conclusiones seguras, distinguiéndolas de las hipotéticas;
- crítica de las posiciones adversas.

Se puede distinguir el análisis, o movimiento de la mente, que va de las cuestiones generales a sus partes; y la síntesis, que reconstruye el todo partiendo de los resultados del análisis.

- b) El método científico propiamente dicho (*via disciplinae*) comprende los pasos lógicos, y no meramente temporales, que integran el desarrollo racional del saber. Este orden pertenece a la ciencia en estado perfecto, cuando ya está organizada y debidamente fundamentada, y en condiciones de ser enseñada.

Las ciencias de la naturaleza se caracterizan por su continuo uso de la experiencia, que si es provocada artificialmente, para producir hechos en condiciones favorables para su observación, se llama experimentación. El radio de la experiencia se amplía con el uso de instrumentos de observación y medida, como el microscopio, el telescopio, la fotografía, el radar, etc. Los instrumentos sirven también para hacer objetivas ciertas observaciones, y para darles un rango de intersubjetividad, en cuanto proporcionan datos accesibles a todos los investigadores.

Por otro lado, las ciencias naturales trabajan también con hipótesis, enunciados universales o particulares cuya verdad no consta, pero que explican suficientemente una serie de hechos. Este tipo de razonamiento se llama hipotético-deductivo. Algunos criterios para la formulación de hipótesis válidas son: Coherencia con otros sectores de la ciencia, verificación empírica suficiente, fecundidad o capacidad de explicar nuevos fenómenos que otras hipótesis no explican y simplicidad en el sentido de que pocas causas sean capaces de explicar grupos de fenómenos de diversa índole. En las hipótesis se contienen a veces aspectos convencionales, esquemáticos, especialmente cuando entran en juego relaciones matemáticas, pero nunca al margen de la realidad como los postulados matemáticos puros.

Una vez establecidos los principios, el método científico entra en su fase racional. La demostración es el uso del raciocinio en la ciencia. Las reglas silogísticas se aplican con todo rigor en el ámbito de las ciencias. La diferencia entre silogismo y demostración es sólo material: el argumento demostrativo parte de principios, que no son proposiciones universales sin más, sino premisas concernientes al objeto de cada ciencia. Y su resultado son conclusiones que, desde el punto de vista lógico, consisten en proposiciones que expresan una propiedad del objeto formal de la ciencia. Hay dos tipos de demostración: *quia* (de los efectos a las causas) y *propter quid* (de las causas a los efectos). El investigador utiliza una u otra, según conozca antes el efecto o la causa. La demostración *quia* utiliza la inducción para construir la premisa mayor, la cual se elabora induciendo los efectos y se concluye diciendo que el efecto es *quia* (porque) la causa es. También suele llamarse demostración *a posteriori*. Es importante distinguir el tipo de causalidad a que se acude para dar una explicación: final formal, eficiente, material, parcial o total, remota o próxima, etc. La demostración *propter quid* es ampliamente utilizada por las ciencias. Las matemáticas, por ejemplo, utilizan preferentemente este modo de demostrar, y por eso esta ciencia es esencialmente deductiva. La conclusión de la demostración *propter quid* será necesaria o probable según la necesidad con que la causa produzca su efecto. Por ejemplo, si los cálculos de corriente a través de un

conductor son exactos, necesariamente pasará esa corriente a través de él. Si los efectos son contingentes, la conclusión es contingente, entendiendo por contingente aquello que puede darse o no darse, lo contrario de necesario. Si la causa se conoce hipotéticamente, la conclusión será condicionada.

1.2.2.2 Resumen histórico de la ciencia

Se presenta a continuación una síntesis histórica de las principales manifestaciones de ciencia que ha tenido la humanidad desde la antigüedad. Es conveniente tener en cuenta el riesgo que lleva consigo todo intento de resumir algo; con esta advertencia en mente se procede como sigue.

Antigüedad. La ciencia nace en la antigua Grecia, más o menos mezclada con la filosofía, como intento de buscar los principios detrás del flujo de los fenómenos sensibles. Se desarrollan la geometría (axiomatizada por Euclides), la astronomía (culminando con Hiparco y Ptolomeo), la mecánica (Arquímides), la medicina (Galeno), la óptica (Herón), la lógica (Aristóteles, los estoicos). Aristóteles establece los niveles de ciencia según grados de inmaterialidad (física, matemática y metafísica).

Edad media. Los autores cristianos recogen el legado científico grecolatino, introduciendo la teología sobrenatural, aún más elevada que la metafísica aristotélica. La razón está en armonía con la fe, las ciencias humanas con la teología pero el saber humano en último término se ordena al saber teológico. Las universidades europeas fueron el foco más poderoso de los estudios científicos medievales. Al principio estuvieron centradas en la teología y las artes liberales, especialmente la lógica. Con la llegada en el siglo XIII del *corpus aristotelicum* y de las obras de los árabes, comenzó el interés por las ciencias naturales y las matemáticas, especialmente en Oxford y París. Estos estudios conducirán al nacimiento de la ciencia moderna [132, 133].

Edad moderna. Es la época de formación de la ciencia moderna, empezando por la mecánica, la astronomía, y la matemática; el éxito de esta empresa se debe a la aplicación metódica de la experimentación y a la lectura matemática de los fenómenos. Los grandes científicos de los siglos XVI y XVII (Copérnico, Kepler, Galileo, Newton) no se oponen a la filosofía ni a la teología y consideran que la ciencia es conocimiento cierto de la realidad, en sus principios causales; no admiten, sin embargo, la filosofía natural aristotélica, que es reemplazada por la

nueva física (concebida aún como una filosofía). En algunos filósofos (Descartes, Gassendi, Bacon) se forja una visión mecanicista del mundo físico, que terminará por aliarse con la ciencia. En el siglo XVIII, los filósofos de la Enciclopedia empiezan a difundir el ideal científicista, según el cual sólo es válido el conocimiento físico-matemático, que habría de desterrar los "mitos" religiosos y las ideas filosóficas, demasiado abstractas. Se produce la ruptura entre la ciencia y la fe. Kant considera ilegítima la metafísica, otorgando valor cognoscitivo sólo a la física y a la matemática; las convicciones metafísicas quedan fuera del campo del conocer científico. En el siglo XX aparece el positivismo clásico con Stuart Mill, Spencer y Compté. La filosofía y la teología serían etapas superadas de las ciencias positivas, mismas que no dan a conocer la naturaleza de las cosas, sino sólo los fenómenos, las regularidades constantes expresadas en fórmulas matemáticas.

Edad contemporánea. Se caracteriza por la crisis del dogmatismo científico, favorecida por la nueva matemática (aparición de geometrías no-euclidianas) y la nueva física (teorías de la relatividad y cuántica, que producen la caída del mecanicismo); influyen también las ideas del criticismo clásico (Locke, Hume, Kant). Esto conduce a cierto ambiente relativista, aunque como consecuencia positiva se ha de mencionar también una mayor conciencia de los límites del saber científico. Problemas sociales más recientes (peligro atómico, contaminación de la naturaleza, crisis de la energía) contribuyen a desmitificar las ideas científicistas del siglo pasado. En forma sintética se mencionarán los nombres de científicos contemporáneos sobresalientes y la teoría epistemológica que defienden: Poincaré (convencionalismo), Bergson (fenomenología), Husserl (existencialismo), Duhem (antipositivismo), W. James (pragmatismo o instrumentalismo), E. Mach (empirocriticismo), Lenin (positivismo dogmático), Frege (intencionalismo), Russell (extensionalismo), Hilbert (axiomatismo formal), Gödel (mostró los límites del axiomatismo), Brouwer (intuicionismo), Wittgenstein, M. Schlick, Carnap, Neurath y Reichenbach (neopositivismo del Círculo de Viena, verificacionismo), Bridgman (operacionalismo), Plank, Einstein, De Broglie, Schrödinger, Heisenberg (realismo, sin compartir el neopositivismo), Karl Popper (falsacionismo), Thomas Kuhn (historicismo de la ciencia), Stegmüller, Toulmin, Feyerabend, Lakatos, Bunge (siguen gravitando en torno al problema atacado por Kuhn).

1.2.2.3 Clasificación de las ciencias

Una clasificación definitiva de las ciencias es prácticamente imposible, pues los criterios de división son muy diversos. Algunas clasificaciones posibles pueden hacerse de acuerdo a la

Tabla 1.1. Ciertamente, dentro de cada una de las ciencias caben muchas subdivisiones siguiendo el mismo esquema presentado de la Tabla 1.1. Existen muchos tipos de ciencias especulativas y prácticas. Dentro de la física puede hacerse una extensa clasificación según los cuerpos que se estudien, etc. Las ciencias son diversas y tienen sus propios métodos, pero entre todas ellas hay una profunda unidad, basada en la unidad de las cosas. Existe un peligro de atomización de las ciencias, o también de querer reducirlas a un único método, a una única ciencia particular (cientificismo, con sus múltiples manifestaciones, como el matematicismo, mecanicismo, fisicismo, etc.); el extremo contrario sería identificar todas las ciencias particulares con la filosofía, negándoles carácter autónomo.

TABLA 1.1
POSIBLES CLASIFICACIONES DE CIENCIA

	CRITERIO DE CLASIFICACIÓN	SE DIVIDEN EN:
1)	Por su finalidad	Especulativas y prácticas
2)	Ámbitos de la realidad que estudian	Cuerpos: física, química. Cantidad: matemáticas Vida: biología Hombre: c. humanas Dios: c. teológicas
3)	Según su método	Deductivas y experimentales
4)	Grados de inmaterialidad y modos de abstracción paralelamente	Física, matemática, metafísica

Subalternación o subordinación de una ciencia a otra es la dependencia de un saber científico respecto a otro, del que recibe algunos conocimientos. La economía, por ejemplo, se coloca bajo otra ciencia distinta (subalterna), como la estadística, en la medida en que acoge principios estadísticos y los utiliza convenientemente para su objeto de estudio. La ciencia subordinada supone nociones y principios que se estudian a fondo en la ciencia subalternante, y que no es necesario volver a replantear; este último saber ya se ha demostrado y, en consecuencia, se puede acoger como base segura. Por ejemplo, cualquier ciencia utiliza principios lógicos; la física emplea conocimientos matemáticos; la sociología cuenta con datos históricos. Caben subalternaciones en diversos sentidos, según criterios de jerarquía entre las ciencias, lo que se explica por el orden de grados de perfección de los seres del universo. Esto da lugar a ciencias superiores e inferiores, según la perfección de la realidad que traten. También puede

establecerse un grado en las ciencias según la comprensión de las cosas que traten; las ciencias que aporten mayor intelección sobre los seres serán más valiosas que las que no lo hacen.

La subalternación de una ciencia en otra puede ser material o formal. En la subalternación material, una ciencia superior recibe principios de otra inferior, que viene a ser como su auxiliar; en este caso se ha de evitar el peligro del reduccionismo: por ejemplo, la psicología se sirve de la fisico-química, pero no se puede reducir a ella. La subalternación formal se produce cuando una ciencia de rango inferior recibe conocimientos de otra más alta, que da a conocer plenamente su objeto material. Más concretamente, las ciencias particulares se fundamentan formalmente en la filosofía; este fenómeno ocurre necesariamente incluso entre los autores que estiman ser más positivistas. También las ciencias prácticas se subordinan formalmente a la ética, pues cualquier objetivo práctico del hombre en medicina, economía, política, educación, es regulado por normas, que orientan el actuar humano a ciertas finalidades últimas, cuyo estudio corresponde a la ética. Sin esta regulación, el ejercicio de los saberes prácticos fácilmente puede infringir el orden moral (por ejemplo, practicar la medicina de modo contrario a la ley moral natural).

La filosofía necesita materialmente de las ciencias particulares, pues éstas proporcionan datos concretos sobre la realidad, que una doctrina filosófica realista no puede ignorar, pero no necesita de estos datos en todo detalle y minuciosidad, sino más bien tomados globalmente, debidamente seleccionados, para que sobre ellos pueda realizarse la reflexión filosófica.

Las ciencias particulares necesitan formalmente de la filosofía, ya que sólo con el análisis filosófico se dictamina sobre la naturaleza de la materia de estudio de una ciencia. Esto se puede hacer con el sentido común, con el simple conocer espontáneo, pero si se desea ser riguroso, se debe acudir a una filosofía científicamente elaborada. Cualquier empresa científica presupone que existe el mundo externo, que es ordenado, y que el hombre puede conocerlo; desentrañar estos presupuestos es tarea de la filosofía.

1.2.3 Ubicación de la ingeniería en este contexto

Atendiendo a la Tabla 1.1 se puede hacer una ubicación de la ingeniería dentro del contexto general de la ciencia. Por su finalidad, la ingeniería es una ciencia práctica, ya que no se limita a describir su objeto de estudio, sino que es normativa, es decir, establece cómo debe hacerse algo determinado, desciende al plano fáctico, ejecuta, lo cual es propio de la técnica.

Naturalmente, como todas las ciencias prácticas, la ingeniería se subordina a una ciencia especulativa correspondiente, es decir, a la física y a las matemáticas. Esto es, porque el punto de partida de la acción humana radica siempre en el conocimiento de las cosas, no se guía por el solo instinto. Lo mismo sucede con otras disciplinas, las cuales toman teorías de otras.

Según el método, la ingeniería es una ciencia técnica donde domina la experimentación, sin embargo, es innegable el valor de la deducción como parte de ésta, sin ser lo más fundamental de ella. Es decir, la ingeniería se dirige a transformar la realidad para un uso específico en beneficio del hombre, no para contemplarla. Si se desprecia esta finalidad al hacer trabajos ingenieriles es fácil caer en lo que hoy se ha dado en llamar la ingeniería "cosmética" o también "vedettismo", o sea trabajos que carecen de una auténtica proyección social.

Según el grado de inmaterialidad, grado de abstracción y ámbito de la realidad que estudia, la ingeniería cae dentro de las ciencias físicas, ya que estudia los cuerpos a un nivel de abstracción físico. Esto no es sinónimo de simplicidad, pues cada vez existen más cuerpos artificiales que la técnica ha ido desarrollando. Tal es el caso del equipo que se utiliza en los sistemas eléctricos de potencia, los cuales para su estudio se pueden basar en modelaciones abstractas de ciertos aspectos que se desean analizar o sintetizar.

1.2.4 Disciplinas y metodología involucradas en esta tesis

En esta tesis están involucradas varias disciplinas de la ingeniería. Teniendo como centro la electrotecnia, en relación con la energía eléctrica, producto final de una planta de generación de electricidad, además se requiere el auxilio de otras ramas de la ingeniería, como la termodinámica. Esta es necesaria como herramienta de análisis del proceso de conversión de energía del combustible fósil en calor y, posteriormente, en energía mecánica y eléctrica. La termodinámica se hace indispensable también por la naturaleza misma de las plantas de cogeneración, es decir, la producción simultánea de calor y electricidad exige una herramienta de análisis interdisciplinaria (ingeniería eléctrica y termodinámica). Esta misma rama de la ingeniería se hace necesaria en la modelación de la caldera y la turbina en estudios del comportamiento eléctrico de la planta.

También se recurrió a la ingeniería económica para establecer la metodología que permite hacer una justificación de la instalación de plantas de cogeneración. Interviene, aunque no de manera tan notaria y explícita, la ingeniería mecánica. Esto se ve en la modelación de partes

mecánicas de la planta, como el control de la caldera y la turbina. Además, aporta la ecuación que modela la interacción electromecánica en el turbogenerador, comúnmente llamada ecuación de oscilación, obtenida a partir de la segunda ley de Newton.

La metodología general para esta tesis es la misma que utiliza la ingeniería como ciencia práctica. Es decir, se sirve de las teorías físicas y matemáticas con sus leyes y principios propios para establecer el punto de partida. Como se explicó antes, toda ciencia establece sus principios en base a la experiencia; para la metodología económica, la experiencia fue adquirida en base a las necesidades de una industria local de energía eléctrica y calorífica. Es decir, partiendo de un caso particular, se trata de hacer una generalización, con las debidas modificaciones a la formulación, para establecer un procedimiento que proporcione más claridad acerca de la justificación económica de una planta de cogeneración. En la metodología del análisis eléctrico se involucran también varias disciplinas; para la obtención de los modelos se usa la deducción, en base a principios proporcionados por la teoría de circuitos para las componentes eléctricas, la teoría termodinámica para la caldera y la turbina, y la mecánica para formular la ecuación de oscilación. Con estos modelos se realizan simulaciones digitales para crear diferentes escenarios que permitan hacer un análisis de la planta en condiciones transitorias. Las simulaciones proporcionan una oportunidad de hacer experimentación, con las limitaciones y ventajas que éstas llevan consigo, para de ahí deducir algunas conclusiones sobre la manera de operar la planta bajo condiciones de emergencia.

Debe notarse que la computadora digital juega un papel importante en la fase de experimentación de este estudio. La corroboración en base a medidas de campo, aunque proporciona mayor certeza, añade la dificultad de tener que hacer todo un montaje para realizarlas.

1.3 Estado actual de la investigación sobre plantas de cogeneración

En la literatura reciente aparece una gran variedad de trabajos relacionados con plantas de cogeneración. En esta sección se tratará de presentar el estado del arte de esta área de investigación, con el fin de situar las contribuciones de esta tesis con base en las referencias con que fue posible disponer en el trabajo.

Haciendo una clasificación de las referencias según los distintos enfoques, pueden distinguirse cuatro grupos principales, que en forma general pueden denominarse según los aspectos que abordan, y que son: 1) Énfasis en aspectos térmicos y mecánicos, 2) Operación óptima de plantas de cogeneración a corto plazo, 3) Cuestiones de diseño eléctrico y 4) Factibilidad económica.

1.3.1 Énfasis en aspectos térmicos y mecánicos

En este apartado se comentan los tipos de trabajos que tocan el tema de las plantas de cogeneración desde un punto de vista térmico o mecánico. En realidad la parte térmica puede considerarse parte de la mecánica en cuanto a la relación tan estrecha que existe entre la teoría básica de ambas disciplinas, por lo que la separación es más que nada didáctica. A continuación se resumen los principales trabajos reportados.

1.3.1.1 Tecnologías encaminadas a obtener mayor eficiencia

En estos trabajos se proponen nuevas tecnologías para elevar la eficiencia de los ciclos que utilizan turbinas de gas y vapor. Por ejemplo, en [36] Price y Anderson muestran una nueva tecnología para aumentar la eficiencia de turbinas de gas con caldera recuperadora de calor. Esto lo logran inyectando una fracción de vapor al combustor de la turbina de gas, el cual ha sido generado por la caldera de recuperación; esta caldera es básicamente un intercambiador de calor entre el agua de entrada y los gases de salida de la turbina de gas.

F. G. Baily [78] presenta los resultados de la línea de turbinas de vapor STAG de General Electric para ciclos combinados. Estas turbinas están diseñadas para que se ajusten exactamente a la cantidad de calor que es desalojado por la salida de una o más turbinas de gas. El equipo incluye un recuperador de calor optimizado de tipo HRSG ("heat recovery steam generator").

En otro trabajo similar de F. G. Baily *et al.* [80] se hace una revisión de muchos desarrollos tecnológicos encaminados a elevar la confiabilidad y funcionamiento de turbinas de vapor para plantas de cogeneración. Estas tecnologías se centran en el empaquetamiento y control de este tipo de aparatos. Además, se hacen algunas consideraciones generales sobre la aplicación de sistemas de cogeneración basados en turbinas de vapor.

En [94], [95] y [96] se trata el tema de nuevas tecnologías desde un punto de vista de divulgación. En [94] Chapman y Johanson se refieren a los generadores de potencia eléctrica conocidos con el nombre de Magnetohidrodinámicos (MHD), los cuales utilizan el principio de inducción de electricidad debido al roce de un fluido con un conductor. En [95] Bajura y Webb explican el vínculo entre las turbinas de gas y el carbón; es decir, utilizan una nueva tecnología para producir gas a partir del carbón, para después ser inyectado a la turbina. En [96] Valenti describe una nueva tecnología aplicada a plantas de ciclo combinado para disminuir las emisiones de contaminantes y ahorrar combustible.

LaHaye y Zabolotny [110] muestran el desarrollo de una nueva tecnología para aprovechar combustibles sólidos de bajo poder calorífico, como el aceite residual, desperdicios de madera, etc., en plantas de ciclo combinado. El trabajo especula acerca de su posible competitividad con otras formas de generación de energía eléctrica, y concluye sobre una eventual rentabilidad a partir del próximo siglo.

Hein [46] propone un modo particular de operar la torre de enfriamiento de la turbina de vapor de extracción-condensado para disminuir los costos variables de toda la planta, aumentando la generación interna durante las horas pico.

1.3.1.2 Análisis de los ciclos térmicos

Bidard [108] explica la conveniencia, como ingeniero, de manejar los conceptos de exergía y anergía en lugar de entropía y energía en el análisis de ciclos termodinámicos. Esto lo hace basado, no solo en la experiencia diaria, sino en el propio desarrollo de los principios termodinámicos. Concluye que con esta nomenclatura es posible eliminar todas las inconsistencias del lenguaje que actualmente existen al hablar de entropía y energía. También afirma que en algunos casos es posible predecir directamente la situación óptima sin hacer ninguna iteración, gracias a la teoría de Prigogine (científico ruso, profesor de la Universidad Libre de Bruselas, premio Nobel de Química en 1977 por su teoría termodinámica acerca de las estructuras disipativas).

Por otro lado, Bidini y Bosio [111] examinan el funcionamiento de ciclos combinados de turbinas de gas con enfriamiento interior. Hacen un análisis basados en la segunda ley de la termodinámica y lo comparan con las turbinas de gas con inyección de vapor al combustor (STIG) para determinar los rangos apropiados de trabajo y sus limitaciones.

Huang [118] propone una metodología para evaluar el funcionamiento global de plantas de ciclo combinado, basada en consideraciones tanto de energía como de exergía. La evaluación va encaminada principalmente a evaluar la eficiencia global de este tipo de plantas, así como hacer notar la importancia de tener altas eficiencias de segunda ley para poder contar con una alta eficiencia global de la planta. En los resultados examina cinco ciclos combinados usando cinco turbinas de diseño reciente.

Guillen *et al.* [121] encuentra el modelo de entrada-salida para plantas de ciclo combinado partiendo de la teoría básica de la termodinámica.

1.3.2 Operación óptima de plantas de cogeneración

Aunque estos trabajos caen bajo en el área económica de las plantas de cogeneración, el cual se verá más adelante, se ha decidido tratarlo por separado, debido a su especial interés para la investigación y a la abundante literatura reportada con relación a este tema. En este grupo de trabajos la optimización se plantea y resuelve para períodos de tiempo cortos: minutos y horas. La solución a este problema es muy variada, sin embargo, pueden encontrarse algunos puntos en común, que se detallan a continuación:

1.3.2.1 Uso de programación lineal (LP)

Este grupo de trabajos tienen en común la utilización de programación lineal para encontrar el punto de operación óptimo en un horizonte de tiempo corto. Sus diferencias estriban en el modo de formular el problema y en el tipo de planta que se desea optimizar. Por ejemplo, Ghoudjehbaklou y Püttgen [50] propusieron en 1987 una formulación para la optimización de la operación de plantas pequeñas productoras de electricidad bajo tarifas variantes en el tiempo. La solución la encuentran utilizando programación lineal. En 1989 Püttgen y MacGregor [43] formularon el problema de optimización incluyendo tarifas de energía eléctrica variantes en el tiempo, aplicado a ciclos topes y bases que incluyen transacción de energía con una compañía suministradora externa. La novedad de este trabajo con respecto al anterior es la consideración explícita de la parte térmica dentro de la modelación de la planta. La función objetivo utilizada en este último trabajo puede verse en la ecuación (1.1).

$$\sum_{k=1}^N [p_k (Y_{3k} + Y_{7k} + Y_{10k}) - q_k (Y_{1k} + Y_{5k}) - r_k (Y_{2k} + (1/\gamma)Y_{3k} + Y_{4k}) - s_k (Y_{8k} + Y_{9k} + (1/\gamma)Y_{10k}) - t_k (Y_{12k})] \quad (1.1)$$

Donde p, q, r, s, t son coeficientes de costo (\$/MWh) y las Y_k son flujos de energía térmica y eléctrica dentro de la planta, expresados en MW. El subíndice k es el período en el cual se está operando y N es el número total de períodos a considerar en el horizonte de tiempo. La suma total calcula las ganancias totales del sistema de cogeneración, las cuales deben ser maximizadas considerando las debidas restricciones.

Moslehi *et al.* [71] hace una optimización similar a la de Püttgen, pero sin considerar una tarifa variante en el tiempo. Además, considera que tanto la cogeneración como la compañía suministradora de energía eléctrica pertenecen al mismo propietario, lo que deja abierta la posibilidad de considerar una nueva formulación con diferentes propietarios, tal como lo propone Wollenberg en la discusión hecha a este trabajo. La formulación de la función objetivo en este caso está dada en base al costo por hora de la operación de la planta.

1.3.2.2 Uso de programación lineal mezclada con entera (MILP)

Otros trabajos utilizan técnicas de programación lineal mezclada con entera (MILP). Por ejemplo, Consonni *et al.* [104, 114] formula la función objetivo en base a la ganancia por hora del sistema de cogeneración y la optimiza encontrando el valor de las variables de decisión que maximizan esta ganancia; la función es expresada de acuerdo a la ecuación (1.2). La programación entera es usada para poner en funcionamiento o sacar de servicio equipos dentro de la planta durante el proceso de optimización.

$$PR = RE_{es} + RE_{hc} - EX_{eb} - EX_{bl} - EX_{cog} - EX_{o\&m} \quad (1.2) \quad \text{®}$$

donde:

PR	Ganancia total (\$/hr)
RE _{es}	Ganancia por electricidad vendida (\$/hr)
RE _{hc}	Ganancia por calor suministrado a los clientes (\$/hr)
EX _{eb}	Gastos de electricidad comprada (\$/hr)
EX _{bl}	Gastos de las calderas auxiliares (\$/hr)
EX _{cog}	Gastos de combustible para cogenerar (\$/hr)
EX _{o&m}	Gastos de operación y mantenimiento (\$/hr)

En [48] Couch *et al.* hace ver la importancia de hacer optimizaciones de diferentes componentes de una planta industrial, donde se incluyen equipos como calderas, sobre

calentadores, grupos de turbogeneradores, equipos de bombeo, etc.. Para solucionar los cinco ejemplos propuestos en su reporte se utilizan programación lineal seccionalizada mezclada con entera (algoritmo SLM). Este algoritmo se implementa en el software llamado SLLP ("Seccionally linearizing linear program).

Frangopoulos [105] hace una optimización de la operación de un motor Diesel arreglado para aprovechar el calor disipado en el sistema de enfriamiento y también el calor de los gases de escape. Formula la función objetivo en base a los costos anuales de propiedad y operación, la cual debe ser minimizada para encontrar el punto óptimo de operación.

Seeger y Verstege [113] hacen una optimización utilizando técnicas MILP. Explican la modelación utilizada para las turbinas y calderas de recuperación, haciendo la optimización no para un punto de operación en particular, sino para todo el intervalo de duración de la curva de demanda térmica y eléctrica. Otro trabajo similar es el de K. Ito *et al.* [117], que analiza el efecto de los almacenadores de calor en la optimización de la operación de una cogeneración. La cogeneración sobre la que se trabaja es en base a un motor Diesel. También se utiliza programación dinámica mezclada con programación entera. Se muestra cómo el volumen del tanque de almacenamiento influye en la política diaria de operación y en la economía a largo plazo de la planta.

H. Asano *et al.* [72] investigaron sobre el efecto de la política de tarifa variable con el tiempo en la operación y dimensionamiento óptimo de una planta de cogeneración. Utilizan técnicas de programación lineal mezclada con entera. De modo similar Maher y Musgrove [122] realizan la modelación de plantas de cogeneración de ciclo combinado y realizan su optimización de la operación utilizando programación lineal mezclada con entera. También consideran tarifas variables con en el tiempo.

1.3.2.3 Uso de algoritmos computacionales

Otras publicaciones utilizan el enfoque tradicional de despacho económico utilizando curvas de entrada-salida, "heat rate", etc., buscando la mezcla que satisface las demandas de calor y electricidad a un mínimo costo mediante el operador Lagrangiano. Por ejemplo, Bengiamin [40] formula el problema para el caso de varias turbinas de vapor de contrapresión y extracción-condensado en base a relaciones termodinámicas, y finalmente obtiene una función de costo incremental que se utiliza en el algoritmo de solución, el cual busca la

mezcla que minimiza el costo total combinado de todas las turbinas. Baughman *et al.* [45] hacen una optimización de una planta de cogeneración que incluye sistemas de almacenamiento de energía utilizando la hoja de cálculo Excel. Explican la formulación sin mencionar qué técnica utilizaron para llevar a cabo la optimización. Se ilustran resultados con algunos ejemplos particulares.

1.3.3 Cuestiones de análisis y diseño eléctrico

La literatura consultada concerniente a cuestiones relacionadas con el análisis y diseño eléctrico se resume a continuación. También se incluyen en este apartado aquellas referencias que mencionan aspectos eléctricos de planeación, operación y seguridad de sistemas eléctricos que cuentan con sistemas de cogeneración. Aunque las protecciones pertenecen a este apartado se ruega al lector consultar la sección 3.3.2, donde se hacen referencias a los trabajos correspondientes a este tema.

1.3.3.1 Aspectos del diseño eléctrico de la planta

El manual de sistemas eléctricos de potencia industriales de Donald Beeman [2] expone en uno de sus capítulos las técnicas tradicionales para dimensionamiento de equipos eléctricos como alimentadores, conductores, interruptores, etc., utilizados en la distribución interna de energía eléctrica, incluyendo aquellos sistemas que cuentan con generadores propios conectados a su sistema eléctrico de distribución. Otro trabajo de este tipo es el de M. Polonyi [12], el cual describe en forma breve los controles y su problemática de operación en sistemas eléctricos de potencia. Más específicamente trata el modelado lineal de la caldera, la turbina y el regulador de voltaje y velocidad. Hace algunas discusiones útiles para entender la problemática de control de sistemas eléctricos que incluyen cogeneradores.

Daley [35] hace algunas consideraciones sobre la operación y diseño de cogeneradores industriales operando en paralelo con la compañía eléctrica externa. Describe las protecciones, controles de velocidad y excitación que en su experiencia le parecen convenientes para una operación confiable de estos sistemas. Muestra resultados de mediciones de campo y explica la conveniencia de utilizar máquinas síncronas en vez de generadores de inducción en plantas cogeneratoras, dados los requerimientos de potencia reactiva para operar un generador de inducción. De modo contrario a esto último, J. R. Parsons [39] analiza la conveniencia de usar generadores de inducción en plantas de cogeneración. Para lograr esto hace una comparación

de un generador de inducción de 3000 KW con uno síncrono de tamaño similar dentro de un esquema típico de cogeneración. Las principales razones que da a favor de los generadores de inducción es su bajo costo, su capacidad para no generar armónicas, su simplicidad y su confiabilidad.

Entre los trabajos relacionados con el dimensionamiento de los equipos eléctricos está el de Jones [47], quien explica el diseño y desarrollo del sistema de distribución eléctrica con la característica particular de ser flexible; Z. Mohiuddin [53] muestra el diseño de un sistema de distribución eléctrica que contiene varios generadores, permaneciendo dentro de los niveles de cortocircuito disponibles del equipo en voltaje medio. Otros, como Hogwood y Rice [66], discuten algunos aspectos eléctricos del diseño de sistemas de cogeneración: arreglo del sistema eléctrico, integración de la nueva generación dentro del sistema eléctrico de la planta, cortocircuitos, diagramas unifilares, características del generador, sistemas de excitación, tamaño de los transformadores elevadores y sus características, transformadores auxiliares, sistemas de distribución y sistemas de aterrizaje.

1.3.3.2 Análisis de sistemas eléctricos incluyendo cogeneradores

Momoh y Chuku [65] resumen brevemente algunos de los proyectos de investigación hechos por cuatro estudiantes de la Universidad de Howard. En uno de estos proyectos se investigó el efecto en la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia de la agregación de plantas de cogeneración. Para lograr esto se corre un caso base de estabilidad utilizando la red de 14 nodos del IEEE con parámetros reales proporcionados por una compañía eléctrica. Posteriormente se corren casos adicionales para la misma falla del caso base, pero haciendo variaciones en los parámetros de algunas de las máquinas incluidas en la red. Finalmente, se concluye que los problemas de estabilidad aumentan cuando se van agregando cogeneradores. Para solucionar esto sugieren cambiar el esquema de protección y lo proponen como futuro trabajo de investigación.

Otro trabajo relacionado con el análisis de sistemas eléctricos es el de R. H. McFadden [55], el cual presenta un programa computacional para estudiar la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos industriales. Utiliza el modelo clásico del generador y lo aplica a un sistema industrial con 5 generadores, además de incluir la interconexión con la compañía externa de energía eléctrica. Los resultados mostrados son para un par de fallas, en donde en una de ellas uno de los generadores se hace inestable. Se hacen algunos comentarios sobre las

protecciones de este tipo de sistemas. Otro trabajo relacionado con la estabilidad de sistemas de cogeneración es el de Lee Wei -Jen *et al.* [67]. En este artículo se discute el efecto del modelado de las cargas eléctricas en los resultados del estudio de estabilidad de este tipo de plantas. Se aplican los diferentes modelos de cargas propuestos en el estudio de una planta petroquímica que cuenta con varios cogeneradores instalados. El estudio incluye el modelado de la turbina y su control de velocidad, el sistema de excitación y el generador.

Finalmente en este apartado se puede incluir el trabajo de Tsai-Hsiang Chen *et al.* [58] en el cual se describen los modelos trifásicos en estado estable del cogenerador y el transformador elevador para hacer análisis de sistemas de distribución.

1.3.3.3 Aspectos de planeación, operación y seguridad

En este apartado pueden incluirse aquellas publicaciones que tocan el tema de la operación desde el punto de vista eléctrico, ya sea mencionando la problemática o haciendo algún tipo de análisis [52, 44]. Otros artículos [24, 42] consideran el diseño desde el punto de vista de la planeación y la seguridad de las plantas de cogeneración operando en paralelo con grandes sistemas eléctricos de potencia. En otro trabajo Shor [68] sugiere que durante la etapa de planeación deben hacerse algunas consideraciones en la especificación del equipo a usar para mejorar la disponibilidad del sistema de cogeneración durante cargas pico.

1.3.4 Cuestiones económicas de plantas de cogeneración

Bajo este apartado se detallan los trabajos que abordan el tema económico de plantas de cogeneración buscando diferentes objetivos en la formulación y análisis. En las subsecciones siguientes se hace un resumen de algunos de los trabajos reportados recientemente en la literatura.

1.3.4.1 Uso de software

Estos trabajos normalmente hacen el análisis para un esquema determinado de la planta de cogeneración con el fin de evaluar su viabilidad económica antes de hacer su instalación. Por ejemplo, Babus'Haq *et al.* [106] realizan este análisis para paquetes de cogeneración pequeños, siendo el resultado final el período de recuperación de la inversión estando conectados o sin conectarse a la red eléctrica externa. La referencia [88] es un software comercial para

hacer algunos estudios térmicos particulares, contando con una rutina para evaluar la factibilidad de una planta de cogeneración siguiendo el esquema norteamericano de impuestos, durante y después de la construcción de la planta. El resultado final en forma de índices económicos, tales como la tasa interna de rendimiento (TIR), el periodo de recuperación de la inversión (RI) y el valor presente neto (VPN). Este software puede aplicarse tanto a turbinas de gas como de vapor.

En otro trabajo, R. Brunet y J. Irani [109] de Francia, muestran un software para estudios de proyectos y administración de la instalación de turbinas de gas y vapor. En este trabajo se toman en cuenta las variaciones de tarifas con respecto al tiempo. Turner *et al.* [115] del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Texas A&M utilizan el software CELCAP ("Civil engineering laboratory cogeneration analysis program") para evaluar la factibilidad económica de varios escenarios de posibles plantas de cogeneración a instalar en el Campus de la Universidad de Houston. Se toman en cuenta varios tipos de motores reciprocantes y turbinas de gas en un intervalo de 6 a 12 MW de capacidad.

1.3.4.2 Trabajos misceláneos relacionados con cuestiones económicas

En estos trabajos se utilizan procedimientos muy diversos y difíciles de situar en una metodología específica. Sin embargo, todos tratan aspectos económicos y en particular la factibilidad de plantas de cogeneración. Por ejemplo, Farghal *et al.* [62] hace una justificación económica de plantas de cogeneración basadas tanto en turbinas de gas como de vapor. Toman en cuenta el punto de vista y el papel que juega la compañía suministradora de energía eléctrica externa en este tipo de decisiones. Incluyen modelos estadísticos en la modelación de las cargas térmicas y eléctricas. Realizan el cálculo de flujo de efectivo en el tiempo a largo plazo, la relación beneficio-inversión y un análisis de sensibilidad de los principales parámetros económicos para seleccionar la estrategia óptima de cogeneración entre la industria y la compañía eléctrica externa.

Abel Leal [81] y Roberto Páez [82] hacen un estudio de factibilidad económica utilizando varias suposiciones para simplificar el análisis, por ejemplo, suponen una cierta capacidad de la planta de antemano, con operación aislada solamente. Tienen la particularidad y el mérito de hacer referencia a la problemática de las industrias para las cuales hicieron la factibilidad.

B. M. Kaupang [79] y Borglin [107] especulan sobre el futuro de fuentes de generación y hacen ver la importancia de realizar en el presente una buena selección del tipo de unidades generadoras a instalar. En el análisis de selección se utilizan curvas comparativas de costos anuales contra factor de capacidad, las cuales muestran claramente la opción que requiere un menor costo de operación para un determinado factor de capacidad (hrs de uso /año).

A. H. Santos *et al.* [119] de Brasil proponen una metodología para evaluar el exceso o déficit de energía y capacidad en sistemas de cogeneración. Esto es con el fin conocer la interacción energética con la compañía eléctrica externa bajo contrato y de este modo contribuir al dimensionamiento del sistema de cogeneración. Para esto utilizan series de Gram Charlier para ajustar las funciones de distribución de probabilidad relacionadas con los consumos de calor y trabajo.

1.3.4.3 Aspectos políticos y económicos de plantas de cogeneración

Dentro de este grupo de publicaciones pueden considerarse los que abordan el problema desde el punto de vista político, económico como [97, 98, 99]. Elvira Sandoval [97], del Instituto de Investigaciones Eléctricas, publicó una entrevista del director del Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico en México (PAESE), Ing. Mateo Treviño, donde se menciona la estrategia de incluir plantas de cogeneración como un medio para ahorrar energía.

Glenn Zorpette y K. Fitzgerald [98] revisan la situación energética en los Estados Unidos, mencionando el peligro de factores como la guerra en el Golfo Pérsico en el buen funcionamiento de la estructura energética de su país. La revista *ENR* [99] hace una reseña de la construcción de una planta de cogeneración de gran capacidad como consecuencia de la ley de regulación de compañías eléctricas en los Estados Unidos.

1.3.4.4 Evaluación del precio de la energía eléctrica

En esta sección se consideran los trabajos que evalúan el precio más conveniente de la energía eléctrica en la presencia de cogeneradores utilizando teoría de juegos [61, 70]. Aunque muchos admiten que los precios están sujetos a manipulaciones políticas, estos trabajos tienden a evaluar el impacto de los cogeneradores en el proceso de determinación de los precios de energía eléctrica. En el capítulo 2 se dan más detalles de estos trabajos.

Una técnica diferente a la teoría de juegos para fijar precios es el mecanismo propuesto por MacGregor y Püttgen [69]. En particular resuelven el siguiente problema: Dado un calendario óptimo de una planta pequeña de cogeneración (SPPF, "Small power producing facility") el cual fue encontrado considerando precios variables en el tiempo bajo la teoría de costo marginal de generación, ¿qué incentivos en los precios son factibles de lograr de tal modo que una recalendarización de la operación de la SPPF permita a la compañía suministradora de energía eléctrica disponer del exceso de capacidad en determinados intervalos de tiempo? En el artículo se muestra que la solución puede derivarse del problema dual de programación lineal.

1.3.5 Conclusiones de la revisión bibliográfica

De todos los trabajos anteriores se puede notar que las plantas de cogeneración han sido estudiadas por diferentes especialistas, según su campo de conocimiento. Es decir, los expertos en termodinámica han hecho trabajos donde se analizan diferentes tipos de plantas de cogeneración desde su perspectiva. Los que conocen de técnicas de optimización las han aplicado considerando las particularidades de esta tecnología para producir energía eléctrica y térmica simultáneamente. Los especialistas que entienden de protecciones han acomodado sus conocimientos a la nueva problemática que presenta el hecho de conectar cogeneradores a un sistema de distribución o a la red de una gran compañía eléctrica. Los conocedores de ingeniería económica han estudiado la factibilidad de instalar plantas de cogeneración adaptando las reglas propias de esta disciplina a la situación concreta de una planta de cogeneración. Los dedicados al análisis de sistemas eléctricos de potencia empiezan a estudiar los efectos de añadir sistemas de cogeneración interconectados a la red usual de suministro de energía eléctrica. En esta tesis se han integrado diferentes aspectos termodinámicos y económicos en una metodología, así como el establecimiento de una sistematización para el análisis del comportamiento transitorio de este tipo de plantas.

1.4 Alcance y enfoque de la tesis

Existe una gran variedad de tipos de plantas para cogenerar energía. Por esta razón se puede hacer una clasificación atendiendo a diferentes características: capacidad, tipo de carga que abastecen, combustible que utiliza el motor primario, tipo de motor primario, modo en que opera, arreglo de los distintos componentes, etc. Sin embargo, puede hablarse principalmente de dos tipos de sistemas de cogeneración, caracterizados por su motor

primario: (1) Sistemas de cogeneración que utilizan turbina de gas y (2) aquellos que utilizan turbinas de vapor. En la referencia [104] (ver Figura 1.1) se muestran seis arreglos distintos de sistemas de cogeneración y la manera en que pueden ser modelados para efectos de operación óptima a corto plazo. Estos seis tipos son: a) Turbina de gas con caldera de recuperación de calor para el proceso. b) Turbina de vapor a contrapresión sin condensador. c) Motor de combustión interna con recuperador de calor. d) Turbina de vapor de extracción-condensado. e) Turbina de gas con inyección de vapor y caldera de recuperación de calor para el proceso. f) Turbina de gas con caldera de recuperación de calor para inyectar a una turbina de vapor (ciclo combinado). Otros sistemas de cogeneración menos comunes son los que utilizan motores Diesel [105]. También se cuentan entre estos los generadores magnetohidrodinámicos [94]. Existen también sistemas de cogeneración para uso residencial o comercial a pequeña escala, comúnmente llamados "paquetes de mini-cogeneración" [106].

Sin pretender haber dado una clasificación exhaustiva de los sistemas de cogeneración existentes hasta la fecha, la presente servirá de marco de referencia para la dirección de este trabajo. Es decir, al hablar de sistemas de cogeneración se estará aludiendo al caso de los que utilizan turbinas de vapor como motor primario y por tanto son analizados desde el punto de vista de la termodinámica como un ciclo Rankine, a diferencia de las turbinas de gas, las cuales utilizan el ciclo Brayton.

El punto de vista económico se estudiará en base a los indicadores de uso tradicional en la evaluación de proyectos. En el análisis eléctrico se tratará al cogenerador como una máquina interconectada a un gran sistema o barra infinita, si está operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica, y será tratado como una máquina con una carga resistiva-inductiva conectada a sus terminales cuando opera en forma independiente de la compañía suministradora de energía. La justificación de la modelación para el estudio transitorio será explicada en el capítulo 3.

Por otro lado, han aparecido publicaciones en las que se tratan problemas relacionados con la contaminación ambiental producida por plantas generadoras de electricidad a partir de hidrocarburos. Es bien sabido que los motores primarios y generadores de vapor que operan a base de combustibles derivados del petróleo emiten sustancias contaminantes a la atmósfera como producto de la combustión. Algunos problemas que se han notado a causa de estos contaminantes son por ejemplo: la lluvia ácida, el 'smog' producido por emisión de NO_x en la combustión de aire a muy altas temperaturas, por ejemplo en turbinas de gas, y cambios en el

clima, como efecto invernadero, debido a la emisión de CO_2 cuando se queman carbón y/o aceite combustible, también llamado combustóleo. Por tanto, cuando se piensa instalar este tipo de plantas, es necesario adaptarse a las leyes anticontaminantes dispuestas por la legislación. Sin embargo, estos aspectos no serán tratados en esta tesis.

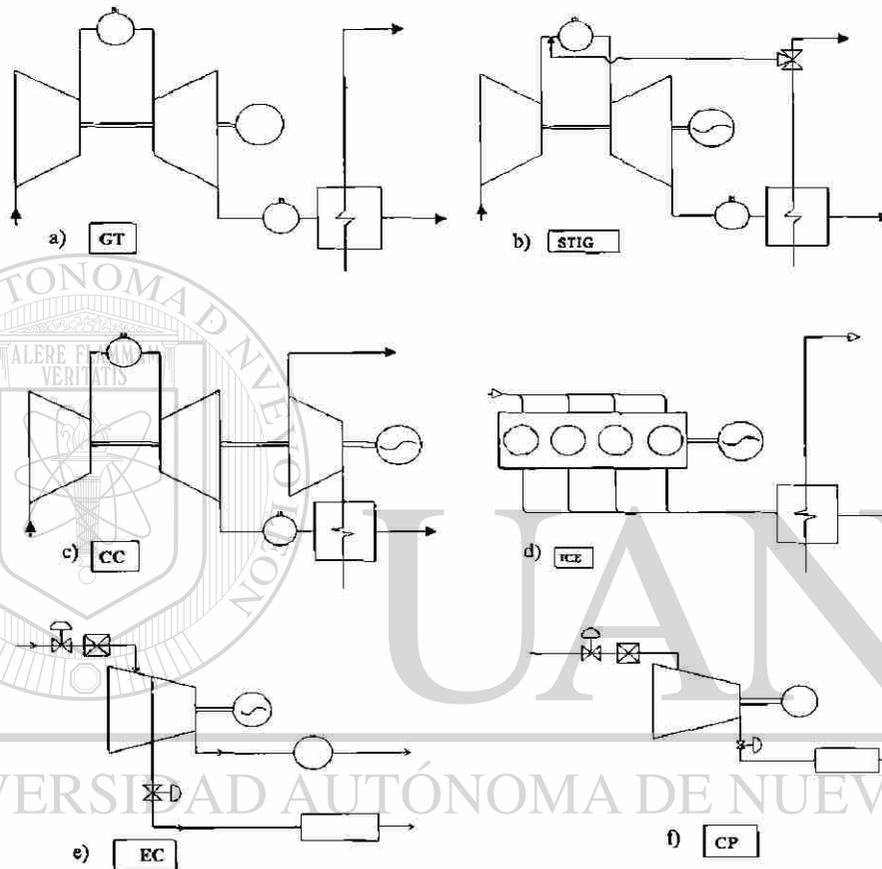


Figura 1.1 Algunos esquemas de motores primarios de plantas de cogeneración. a) GT, turbina de gas con caldera recuperadora de calor. b) STIG, Turbina de gas con caldera recuperadora de calor e inyección de vapor al combustor. c) CC, ciclo combinado de turbina de gas y vapor y caldera recuperadora de calor para proceso. d) ICE, Motor de combustión interna. e) EC, Turbina de vapor de extracción-condensado. f) CP, Turbina de vapor de contra-presión.

1.4.1 Estructura y contenido de la tesis

En el capítulo 1 se presenta una introducción al tema de la tesis, donde se detalla la motivación que llevó al desarrollo de este trabajo, tanto desde el punto de vista objetivo como subjetivo. Se hacen, además, algunas consideraciones históricas y filosóficas acerca del método científico; su naturaleza, su modo de proceder, una clasificación de las ciencias, la ubicación de la ingeniería dentro del cuerpo del conocimiento científico y disciplinas

involucradas a lo largo de la tesis. Finalmente se presenta el estado actual de la investigación sobre plantas de cogeneración, el alcance y el enfoque del trabajo.

En el capítulo 2 se procede a explicar paso a paso el análisis económico de plantas de cogeneración basadas en turbinas de vapor. Se utilizan conceptos de termodinámica para fundamentar el análisis de los dos esquemas tratados; por un lado los ciclos que utilizan turbinas de vapor de contra-presión y aquellos que utilizan turbinas de extracción-condensado. Posteriormente se hace un análisis para seleccionar el tamaño de planta más conveniente; se formula el problema considerando el comportamiento de la inversión, los costos de operación y de mantenimiento. Más adelante se establecen los índices económicos usados para evaluar las distintas alternativas que tienen posibilidad de ser implementadas, el modo de calcularlos y la interpretación y alcance. Se hace una comparación de la razón costo/beneficio para las dos turbinas usadas en cogeneración y en el ciclo convencional. También se incluye una sección que trata la problemática de despacho económico incluyendo unidades cogeneradoras. Finalmente, se resuelve un caso de estudio con datos reales de una fábrica de fibras sintéticas actualmente en operación y con posibilidades de instalar un sistema de cogeneración.

En el capítulo 3 se presenta la metodología para el análisis eléctrico de la planta. Se describen los diferentes modelos utilizados para realizar la simulación digital: modelo del generador en sus diferentes modos de operación, modelos de las turbinas de vapor (CP y EC), modelo de la caldera y sus controles y finalmente el modelo de las cargas térmicas y eléctricas. Se describe el software y hardware utilizado en la simulación, se hacen algunas consideraciones sobre los métodos numéricos, modos en que puede operar la planta, disturbios simulados, comentarios sobre las protecciones, la metodología para el análisis eléctrico y finalmente se analizan resultados de casos particulares.

Por último, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones, las recomendaciones y las aportaciones de este trabajo de investigación. Se describen las conclusiones generales distinguiéndolas de las que se desprenden de cada uno de los capítulos. Se incluye, además, apéndices con los archivos de trabajo, algoritmos, etc., utilizados en los diferentes capítulos. También se adjunta una lista de referencias y bibliografía relacionada con la tesis.

Capítulo 2

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

2.1 Introducción

Es común que al tratar de justificar económicamente la realización de un proyecto de ingeniería por aproximaciones demasiado burdas o intuición no se muestre claramente el porque de una determinada decisión y qué procedimiento se siguió. En el presente capítulo se propone una metodología en la que se hace una evaluación económica sistemática para industrias con posibilidades de instalar plantas de cogeneración.

Para la toma de decisión sobre el tipo y capacidad de planta de cogeneración se requiere de un estudio de factibilidad económica. En un diseño de planta nueva se puede considerar un mayor número de posibilidades a evaluar que en una planta con parte del equipo ya instalado; por ejemplo, el tener instaladas las calderas que suministran vapor al proceso, es la situación que aparece con más frecuencia, especialmente en México, donde la legislación para instalar este tipo de equipo se aprobó recientemente [100], [101] y [124]. Es decir, muchas industrias con procesos térmicos en operación tendrán que evaluar el tipo y capacidad de planta a instalar, en caso de desear cogenerar. Algunos esfuerzos en este sentido pueden verse en los últimos 8 años en [5], [60], [62], [79], [81], [82], [107], [106], [108] y [109]. Esto hace ver el creciente interés que ha tenido esta problemática motivada por su elevado precio, la escasez de combustible fósil y por tanto la necesidad de utilizar el combustible más racionalmente.

Industrias con calderas que suministran vapor a un proceso térmico, tienen la oportunidad de evaluar sistemas de cogeneración con turbinas de vapor (ciclo Rankine) en sus diferentes tipos: contra-presión (CP) y extracción-condensado (EC). Algunos autores [5] recomiendan instalar turbinas de vapor siempre que la razón de potencia eléctrica a calor sea menor a RPC_{max} ($RPC_{max}=0.29$); es decir, que el consumo de calor sea mayor al de electricidad de acuerdo a (2.1).

además de las deficiencias comunes que suelen aparecer en el servicio diario por anomalías en los oleoductos, gasoductos y transporte terrestre. Otra restricción es el volumen contratado.

2.2.1 Análisis del ciclo Rankine

Para cuantificar la cantidad de energía eléctrica y térmica que es posible cogenerar, es necesario hacer un balance de energía de los distintos elementos que componen la planta de cogeneración. El análisis varía de acuerdo al modo de operación que se seleccione. Esta operación puede ser de:

- (a) Generar vapor según la demanda del proceso.
- (b) Generar vapor a la máxima capacidad de la caldera o calderas con que se cuente.
- (c) Una combinación de las dos primeras opciones, si se tiene más de una caldera.

Para la opción (a) sólo es posible utilizar una turbina de contra-presión (sin condensador) con extracción de vapor a las condiciones del proceso. Existe la posibilidad de hacer una o varias extracciones de vapor entre la máxima presión (comúnmente llamada presión de estrangulación) y la mínima (proceso que utilice la mínima presión). Un esquema de esta alternativa usando una sola extracción puede verse en la Figura 2.1. Este tipo de arreglos conviene que la operación sea siempre en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica ya que no se tiene control sobre la potencia eléctrica cogenerada.

Para la opción (b) sólo es posible implementarse utilizando una turbina que incluya condensador. Puede haber una o varias extracciones de vapor antes de condensarlo. Las extracciones pueden ser automáticas o no, [80] La Figura 2.2 muestra el esquema del ciclo térmico para esta alternativa.

En esta opción se puede controlar la potencia eléctrica generada independientemente de la demanda térmica y resulta de mayor beneficio para la economía de la industria el que ésta pueda absorber los picos de carga eléctrica dentro de ella suponiendo que el generador propio (cogenerador) sea de menor capacidad a la carga instalada. Cuando la capacidad del generador es mayor al de la carga instalada, este efecto no repercute en la economía de la industria propietaria, con la posibilidad de exportar excedente de generación a la compañía suministradora de energía eléctrica de acuerdo al tipo de contrato establecido. En la Figura 2.3 puede verse el proceso de transformación de la energía desde el combustible usado para

producir vapor en la caldera, hasta los productos finales: calor y electricidad.

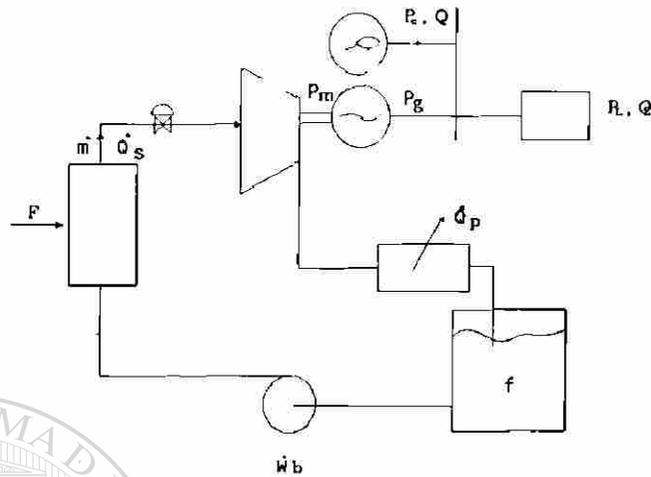


Figura 2.1. Ciclo térmico Rankine para cogenerar energía eléctrica y térmica utilizando el vapor generado para la demanda de vapor del proceso, turbina de contra-presión (CP).

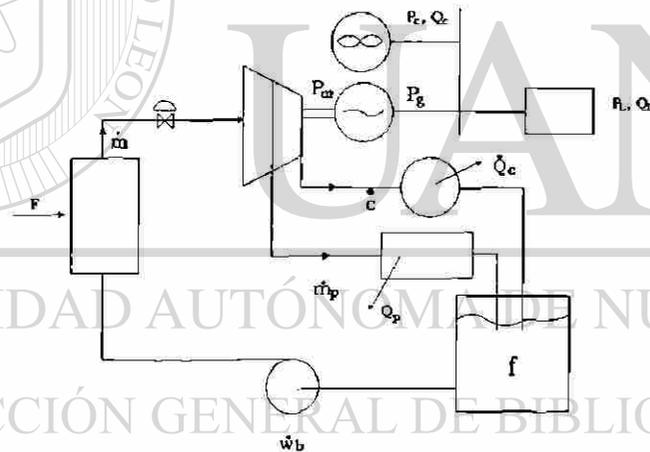


Figura 2.2. Ciclo Rankine operando a flujo máximo de vapor utilizando turbina de extracción-condensado (EC).

La tercera alternativa (c) se ilustra en la Figura 2.4 para el caso de dos calderas, una operando a flujo máximo y la otra a un valor menor a su capacidad nominal.

Es evidente que estas tres opciones no agotan todas las posibilidades que se pueden encontrar en situaciones reales, ya que también se pueden hacer combinaciones con calderas de distinta presión y temperatura máxima de operación; por ejemplo, agrupando calderas de alta presión, intermedias y de baja presión. De lo anterior se puede pensar en la instalación de

turbinas a cada nivel de presión y temperatura resultante de cada agrupación. Esto da una idea de la cantidad de situaciones reales que pueden presentarse al efectuar un estudio de disponibilidad de energía para cogenerar, pues lo que se necesita partir de una esquema del ciclo térmico para iniciar este análisis.

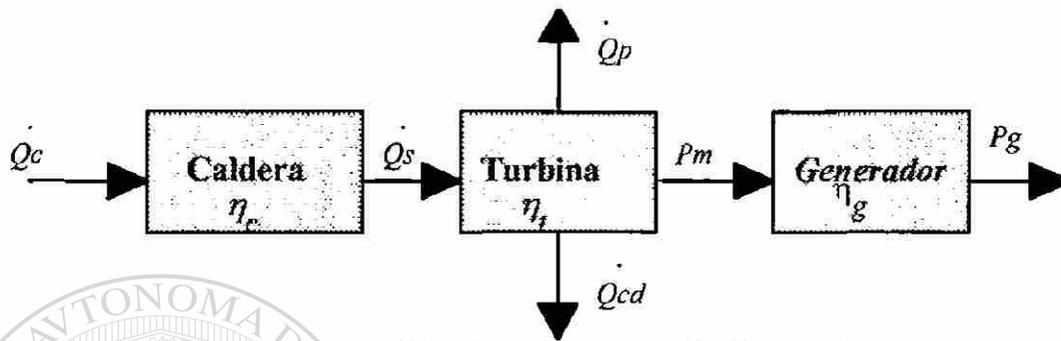


Figura 2.3. Proceso de transformación del combustible a través de los distintos elementos que componen la planta a las formas térmica y eléctrica.

Antes de hacer el análisis de cada alternativa planteada debe conocerse la energía global de que dispone la industria para cogenerar. Esta energía global disponible está dada por la suma de la capacidad de cada caldera, expresada por (2.2).

$$\dot{Q}_s = \sum_{i=1}^B \dot{m}_i (h_{li} - h_{fi}) \quad (2.2)$$

donde:

\dot{Q}_s Potencia calorífica total disponible para cogenerar (KW).

\dot{m}_i Flujo de vapor de la caldera (Kg/s).

B Numero de calderas.

h_{li} Entalpía a la salida del sobrecalentador de la caldera (J/Kg).

h_{fi} Entalpía del agua de alimentación a la caldera (J/Kg).

de manera similar puede hacerse este cálculo utilizando (2.3).

$$\dot{Q}_s = \sum_{i=1}^B \eta_{c_i} H_c \dot{m}_i f_{c_i} \quad (2.3)$$

donde :

- Q_s : Calor transferido al vapor (KW).
 η_{ci} : Eficiencia de 2a. ley de la caldera i, (adimensional, <1.0).
 H_c : Capacidad calorífica del combustible (KWh/Kg).
 m_i : flujo de vapor de la caldera i (Kg/hr).
 f_{ci} : factor de evaporación de la caldera i (Kg/hr/Kg/hr), Fig. 2.10.

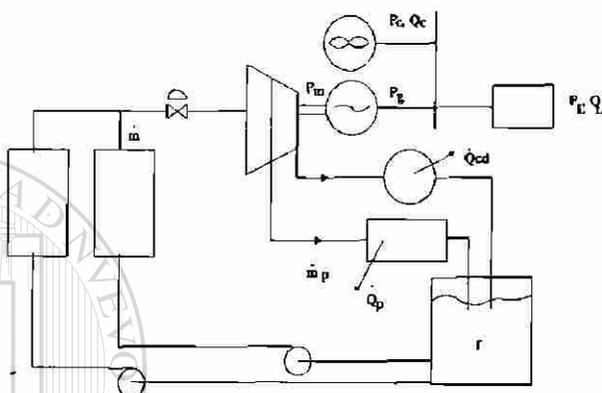


Figura 2.4. Alternativa (c) del ciclo térmico para cogenerar energía eléctrica y térmica. Puede tener una turbina de contra-presión si la suma de los flujos de vapor es igual a la que requiere el proceso.

La eficiencia de la caldera nos indica su capacidad para transformar la energía calorífica que posee el combustible a energía contenida en el vapor. De la ecuación (2.3) puede verse que el calor transferido por la caldera Q_c en el proceso de combustión es mayor al que finalmente recibe el agua Q_s ya que $\eta_c < 1$. Esto se expresa en (2.4).

$$Q_c = \frac{Q_s}{\eta_c} \quad (2.4)$$

La eficiencia varía con la evaporación, como puede verse en la Figura 2.5, y puede caracterizarse matemáticamente por (2.5). Las calderas generalmente trabajan alrededor de un 85% de eficiencia. Ver ajuste de curva en Apéndice A.2.14.

La eficiencia también se ve afectada por el tipo de combustible usado. El resultado de (2.2) y (2.3) debe ser el mismo; sin embargo, puede resultar diferente si el factor de consumo de combustible (f_c) no está bien evaluado por el diseñador.

$$\eta_c = a + b m + c m^2 \quad (2.5)$$

donde:

- η_c : eficiencia de la caldera.
- m : flujo de masa (Kg/s).
- a, b, c : coeficientes resultantes del ajuste de curva.

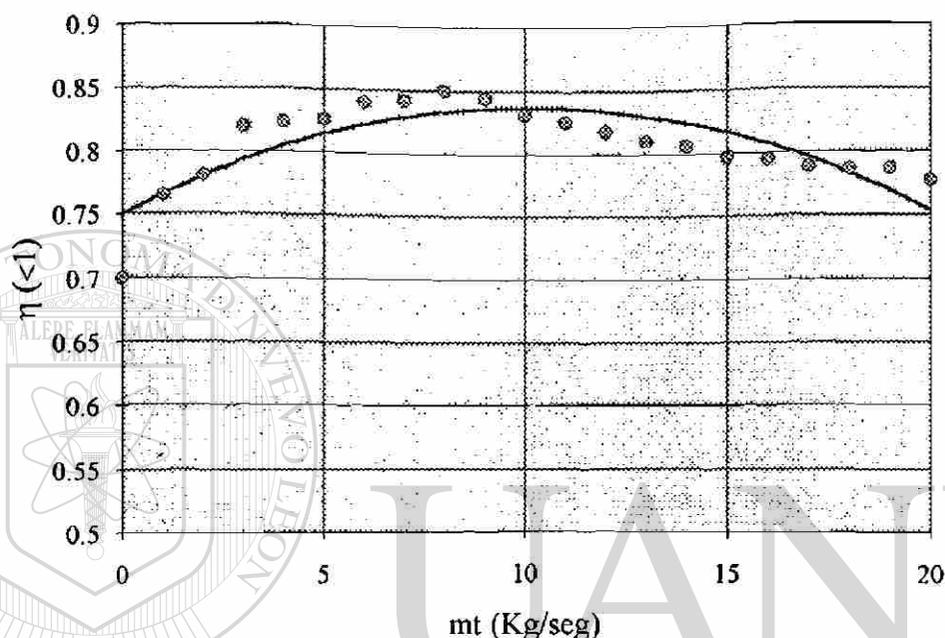


Figura 2.5 Comportamiento de la eficiencia de la caldera contra flujo máximo.

El balance del ciclo Rankine de acuerdo a la ley de conservación de la energía viene dado por (2.5). El trabajo hecho por las bombas de circulación y demás equipo auxiliar de la caldera, está considerado dentro de la carga eléctrica (P_L) de la industria bajo estudio.

$$\dot{Q}_s - P_m - \dot{Q}_{cd} - \dot{Q}_p - \dot{Q}_l = 0 \quad (2.6)$$

donde \dot{Q}_s viene dada por (2.2). El trabajo P_m hecho por la turbina según la primera ley de la termodinámica está dada por (2.7). El calor disipado en el condensador \dot{Q}_{cd} se expresa por medio de (2.8). El calor suministrado al proceso \dot{Q}_p viene dado por (2.9), y finalmente \dot{Q}_l cuantifica las pérdidas térmicas en sus diferentes formas a lo largo del ciclo. Cada término de (2.6) está en Watts (W).

$$P_m = \sum_{i=1}^T \eta_{ti} \left[\dot{m}_{t_i} (h_{t_i} - h_{p_i}) + (\dot{m}_{t_i} - \dot{m}_{p_i}) (h_{p_i} - h_{c_i}) \right] \quad (2.7)$$

$$\dot{Q}_{cd} = \sum_{i=1}^C (\dot{m}_{t_i} - \dot{m}_{p_i}) (h_{c_i} - h_{f_i}) \quad (2.8)$$

$$\dot{Q}_p = \sum_{i=1}^P \dot{m}_{p_i} (h_{p_i} - h_{f_i}) \quad (2.9)$$

donde:

T número de turbinas.

P número de procesos.

C número de turbinas con condensador.

h_{ti} entalpía a la entrada de la turbina i (J/Kg).

h_{pi} entalpía en la extracción de la turbina i que alimenta al proceso p . Las ecuaciones (2.5)-(2.7) consideran turbinas con una sola extracción (J/Kg).

h_{ci} entalpía a las condiciones de presión y temperatura del condensador (J/Kg).

h_{fi} entalpía a las condiciones de presión y temperatura en el deareador, (J/Kg).

\dot{m}_{ti} flujo de masa de vapor a la entrada de la turbina (Kg/s).

\dot{m}_{pi} flujo de masa de vapor que utiliza el proceso (Kg/s).

η_{ti} rendimiento interno de la turbina (eficiencia de 2a. ley), se supone el mismo rendimiento para cada una de las etapas de la turbina. Esta suposición se cumple para la mayoría de las turbinas con varias extracciones (<1).

P_m potencia mecánica en el eje de la turbina (W)

Es de notar que la eficiencia de la turbina depende del flujo de vapor que pasa a través de ella, Figura 2.6. Esta puede ajustarse a una recta de acuerdo datos similares a los presentados en [6]. Se debe tener cuidado al manejar los valores de flujo de masa, ya que \dot{Q}_{cd} debe ser exactamente cero para la turbina de contra-presión, ya que no tiene instalado condensador; además, el segundo término del cálculo de potencia mecánica (2.7), es cero en turbinas CP.

El sistema eléctrico aprovechará un porcentaje de la potencia en el eje de la turbina proporcional a la eficiencia del generador eléctrico. Esta potencia eléctrica queda expresada por (2.10), y su relación puede observarse en la Figura 2.3. El valor de la entalpía se define en base a la presión y temperatura del vapor. Esta se define en forma analítica como la suma de la

energía interna (u) más el producto de la presión por el volumen específico ($p\nu$). La ecuación (2.11) muestra esto.

$$P_g \eta_g P_m \quad (2.10)$$

$$h u + p\nu \quad (2.11)$$

$$u = f(T) \quad (2.12)$$

donde:

h : entalpía (J/Kg)

u : energía interna (J/Kg)

p : presión del vapor (KPa)

ν : volumen específico (m^3/Kg)

T : temperatura ($^{\circ}C$)

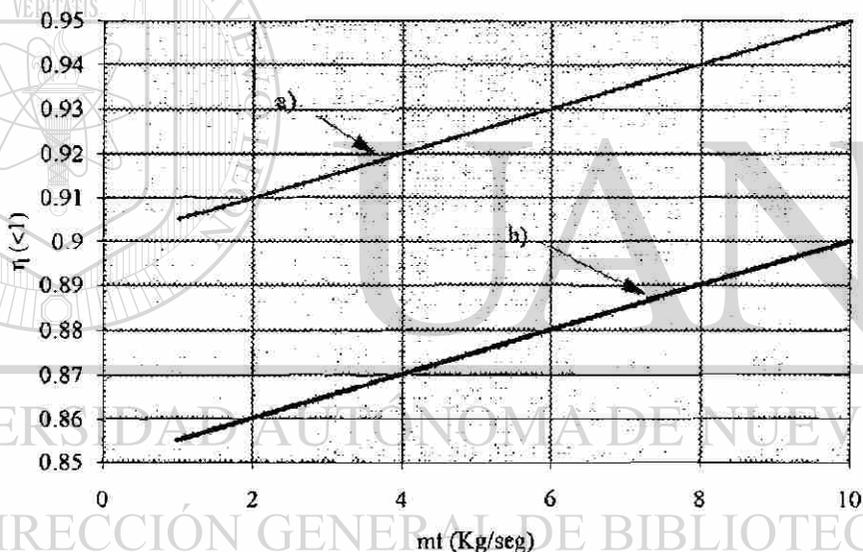


Figura 2.6. Eficiencia de una turbina para uso industrial a) contra-presión, b) con condensador.

La temperatura no aparece explícitamente ya que la energía interna la contiene implícitamente. El valor numérico de la entalpía puede encontrarse usando un diagrama de Mollier [6] o mediante aproximaciones numéricas de este diagrama. El caso estudiado en la sección 2.5 utiliza una aproximación lineal para los valores de entalpía del vapor en la línea de saturación. Para el vapor sobrecalentado se hace una lectura directa del diagrama de Mollier y se da como dato al archivo de trabajo, ver Apéndice A.2.3. El flujo de masa puede manejarse en base al valor máximo y mínimo que puede tomar durante la operación. Otra manera de considerarlo es en base a una función discreta en el tiempo en un período determinado. La discretización

puede hacerse a intervalos estacionales, mensuales, diarios, por horas, etc. Entre más pequeño sea el intervalo seleccionado para hacer el estudio de disponibilidad, se tendrá mayor visión de lo que será la operación diaria. Esta discretización es posible hacerla a través de un vector que contenga los datos de flujo de masa para todos los intervalos dentro del periodo de tiempo considerado. Es decir, si el análisis se hace en un año con intervalos mensuales, $K=12$, el vector se expresa de acuerdo a (2.13).

$$\dot{m}_t = [\dot{m}_1, \dot{m}_2, \dot{m}_3, \dots, \dot{m}_K] \quad (2.13)$$

donde:

\dot{m}_t : vector que contiene el flujo másico de todo el periodo T_n

\dot{m}_j : flujos de vapor discretizados en K periodos. $j = 1, 2, \dots, K$. (Kg/hr).

De la misma manera puede expresarse el flujo de vapor suministrado al proceso en cada uno de los periodos previstos en el estudio. Dado que las entalpías son cantidades constantes en el tiempo y los flujos, por el contrario, tienen una dependencia con respecto al tiempo, las energías resultantes serán variantes en el tiempo y con las mismas dimensiones vectoriales que los flujos, ver ecuaciones (2.2), (2.3), (2.7) y (2.9). Esta característica será de utilidad para caracterizar la potencia eléctrica y calorífica generada por la planta.

Con la ayuda de paquetes para computadora personal que utilizan lenguajes altamente declarativos, es posible hacer este tipo de análisis con relativa facilidad. Un ejemplo de estos paquetes son el MathCad y el MATLAB los cuales facilitan el uso de operaciones que involucran matrices y vectores. En la sección 2.5 puede verse la explicación de un caso utilizando este software.

2.2.2 Indicadores del rendimiento térmico

Para hacer una comparación entre distintas alternativas de generación de energía eléctrica desde el punto de vista térmico, es necesario hacer una evaluación que indique cual de ellas es la más conveniente en una base común de comparación. Debe tenerse en cuenta que la mejor opción, desde el punto de vista térmico, no necesariamente es la mejor desde el punto de vista económico. Esto se verá más claramente al explicar los aspectos económicos que intervienen en la producción de energía eléctrica, además de ser ilustrado con un caso, ver sección 2.7.

2.2.2.1 Rendimiento térmico

Esta evaluación se puede realizar mediante indicadores del rendimiento térmico, mecánico y eléctrico. Sin embargo, aunque es importante el rendimiento de cada uno de los elementos del sistema, lo que mejor da una idea al hacer una comparación, es el rendimiento o eficiencia térmica global del ciclo. Esta se expresa de la forma mostrada en (2.14)

$$\eta_T = \frac{E_u}{Q_c} \quad (2.14)$$

donde:

- η_T Eficiencia térmica de 1a. ley del ciclo Rankine (>1)
- E_u Potencia eléctrica y calorífica útil (KW)
- Q_c Calor suministrado por la caldera (KW_t)

La potencia útil está dada por la suma de todas las formas de energía provenientes de una misma fuente de calor. En un sistema de cogeneración viene dado por la suma de calor y potencia eléctrica (2.15).

$$\dot{E}_u = \dot{Q}_p + P_m \quad (2.15)$$

La eficiencia térmica del ciclo indica que porcentaje del calor suministrado por el combustible en la caldera ha sido convertido a energía útil.

2.2.2.2 Razón de calor

Es posible usar varias formulaciones de la Razón de Calor, más comúnmente usado por los ingenieros en Potencia con el nombre de "Heat Rate", la cantidad de potencia calorífica expresada Kcal/hr necesaria para producir un KW de potencia eléctrica (2.16). Al hacer la división de potencia calorífica sobre potencia eléctrica esta definición desaparece quedando expresado como energía en Kcal necesaria para generar un KWh, ver unidades de HR en (2.16). Es posible traducir a costos la producción de energía eléctrica multiplicando el "Heat Rate" por el costo del combustible utilizado por unidad de energía (\$/Kcal). En forma analítica se expresa con (2.17).

$$HR = \frac{\dot{Q}_c}{P_g} \quad (2.16)$$

donde:

- Q_c : calor suministrado en el proceso de combustión (BTU/hr).
 P_g : potencia eléctrica generada (KW_e).
 HR : "Heat Rate" o razón de calor (BTU/h)/KW o (BTU/KWh).

$$\lambda = C_{cf} HR \quad (2.17)$$

donde:

- λ : costo de la energía eléctrica (\$/KWh).
 C_{cf} : costo del combustible por unidad de energía (\$/BTU).

Un planta tiene mayor eficiencia térmica a medida que su "heat rate" es menor para una potencia de generación dada. De hecho, la eficiencia térmica del ciclo Rankine se relaciona en forma inversa con la razón de calor de acuerdo a (2.18).

$$HR = \frac{k}{\eta_r}, \quad (2.18)$$

donde $k=3413$ es un factor de conversión de BTU a KWh. Sin embargo, para una planta de cogeneración deben distinguirse los dos tipos de energía que utiliza para cuantificar la cantidad de combustible convertido a calor y a electricidad respectivamente. Notar, por lo tanto, que estas definiciones (2.16), (2.17) y (2.18) sólo son aplicables a ciclos convencionales. Si se usa la ecuación (2.18) en plantas de cogeneración se debe interpretar como el calor necesario para producir un KWh útil, donde este último es la suma de la energía eléctrica más calor.

De cualquier manera esta distinción puede hacerse asignando la parte de combustible que le corresponde a cada una de las formas de energía: combustible correspondiente a la producción de calor (2.19) y combustible correspondiente a la producción de electricidad (2.20).

$$CCC = \frac{\dot{Q}_c - P_m - \dot{Q}_{cd} - \dot{Q}_l}{\dot{Q}_p} \quad (2.19)$$

$$CCE = \frac{\dot{Q}_c - \dot{Q}_p}{P_g} \quad (2.20)$$

donde:

- CCC : combustible correspondiente a calor (BTU/KWh).
 CCE : combustible correspondiente a electricidad (BTU/KWh)

Estas mismas ecuaciones (2.19) y (2.20) pueden utilizarse para calcular el costo por KWh para cada uno de los diferentes tipos de energía. Notar que en CCE se descuentan todas las disipaciones de calor en el ciclo mientras que en CCC sólo se descuenta la potencia mecánica, de esta manera el costo total puede calcularse de modo coherente haciendo una suma de ambos términos.

2.3 Capacidad de la planta de cogeneración

El siglo pasado Nicolás Carnot (1796-1832) formuló las condiciones para tener un ciclo de máxima economía, las cuales establecen la máxima eficiencia térmica que es posible tener en un ciclo termodinámico. Sin embargo, estas condiciones no se pueden alcanzar en la práctica debido a limitaciones en las propiedades de la sustancia de trabajo dentro del ciclo [6]. Algunos autores piensan que lo establecido por Carnot realmente no es una eficiencia sino simplemente un factor [108], ya que incluso, teóricamente, no se puede llegar a tener una eficiencia del cien por ciento; es decir, el transformar todo el calor en trabajo.

Por otro lado, se sabe que el costo de construcción de una planta de cogeneración por KW generado (\$/KW) disminuye a medida que aumenta la capacidad de ésta, ver Figura 2.8. La referencia [110] muestra este comportamiento mediante gráficas para un caso particular; considerando diferentes tipos de plantas. Por lo anterior, se infiere que la capacidad óptima de una planta de cogeneración es un problema tanto termodinámico como económico.

A principios de este siglo los diseños de las fabricas incluían la producción de energía eléctrica. Con las ventajas de las grandes plantas (economía de escala, ver Figura 2.8) la generación dentro de las fabricas se fue eliminando ya que la producción a pequeña escala no competía con las plantas de gran tamaño.

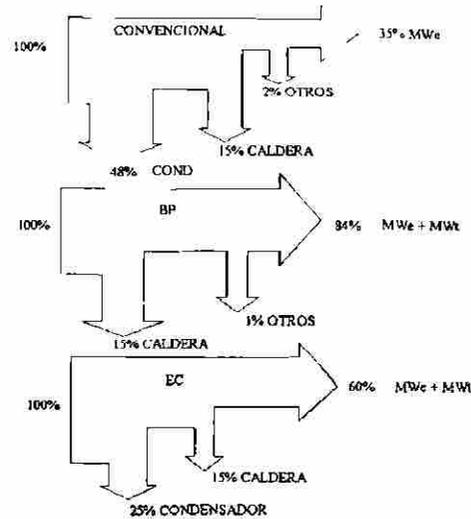


Figura 2.7 Comparación de la eficiencia térmica del ciclo convencional de generación de energía eléctrica contra plantas de cogeneración.

La crisis del petróleo en los años 70 obligo a buscar un uso más racional, pues la baja eficiencia de las plantas termoeléctricas desaprovecha una gran cantidad de energía térmica en su proceso de conversión de energía. Esto trajo consigo el volver a la producción a pequeña escala combinándolo con el aprovechamiento de calor, ya que su eficiencia térmica es mayor a la de las plantas convencionales.

$$\eta_{Tcog} > \eta_{Tconv} \quad (2.21)$$

La Figura 2.7 muestra la eficiencia térmica de las plantas de cogeneración que utilizan vapor en comparación con los ciclos convencionales. Se observa como la eficiencia térmica de primera ley es mayor cuando se usan turbinas a CP. En el caso de turbinas EC aunque es menos eficiente a las de CP sigue siendo mayor al ciclo convencional. Los valores manejados son los típicos en este tipo de plantas; sin embargo, éstos cambian conforme varían las condiciones de operación como se verá en el caso de estudio.

El problema es complejo desde su formulación y por el número de variables. Es sensible a cambios de precios de combustible y/o electricidad, lo cual es aleatorio pues cambian de acuerdo a políticas tarifarias o a cambios en la oferta y demanda o inflación. También es sensible al tipo de tarifa, al tipo de contrato, las demandas eléctricas (MW_e) y térmicas (MW_t), la situación financiera del inversionista, etc. En la siguiente sección se presenta una alternativa de solución a este problema.

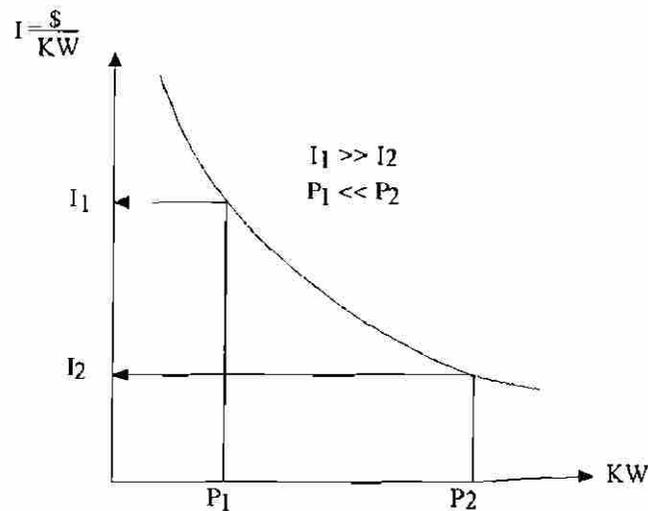


Figura 2.8. Costo de construcción de una planta de cogeneración contra capacidad.

2.3.1 Formulación del problema

Dado el comportamiento de los costos de construcción, ver Figura 2.8, es posible hacer la búsqueda de una capacidad de la planta que sea más conveniente desde el punto de vista económico; es decir, que proporcione el mínimo costo anual. Esta formulación permite encontrar el valor mínimo de capacidad que debe instalarse para tener un mayor beneficio económico, en comparación con el costo anual que se tiene cuando el suministro de energía eléctrica es hecho por la compañía suministradora de energía eléctrica. Este cálculo debe realizarse para cada tipo de primo-motor que piensa instalarse.

En primer lugar se procederá a explicar la obtención de la curva de inversión, enseguida se explicará como se consideraron los costos de operación y mantenimiento y finalmente una discusión sobre el alcance de los resultados que proporciona esta formulación.

Este procedimiento es aplicable a plantas operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica ya que el dimensionamiento de la capacidad de un generador independiente o auto-abastecedor es directo. Por ejemplo, en [12] se recomienda una capacidad del doble de la carga eléctrica instalada para evitar problemas de estabilidad en el arranque y paro de cargas grandes. Por otro lado, la legislación mexicana tiene previsto que la capacidad del generador sea compatible con la para instalación de plantas privadas operando en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica [124].

2.3.2 Comportamiento de la inversión

La inversión específica o costo de construcción por MW instalado de una planta de cogeneración cambia dependiendo de la capacidad de esta. Este comportamiento se puede obtener de datos directos de fabricantes y se muestra en la Figura 2.8.

Una vez obtenida la información para construir la Figura 2.8, es posible hacer un ajuste de curva para aproximarlos a una función matemática. La forma de la función que se escogió se muestra en (2.22)

$$I = a_1 e^{b_1 P_g} + a_2 e^{-b_2 P_g} + \dots + a_k e^{-b_k P_g} \quad (2.22)$$

donde:

I	:	inversión específica (\$/KW).
a_1, a_2, \dots, a_k	:	coeficientes lineales.
b_1, b_2, \dots, b_k	:	coeficientes no lineales.
k	:	número de términos que se quieren aproximar.

Tanto los coeficientes lineales como no-lineales son encontrados mediante el algoritmo Simplex de minimización [10], el cual va cambiando en cada iteración estos coeficientes hasta que los datos de inversión específica proporcionados por el fabricante concuerdan con los obtenidos por la ecuación. En el Apéndice A.1.2 puede verse un listado de este algoritmo usando el paquete MATLAB; los resultados de un caso particular se analizarán en la sección 2.7.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Aunque la ecuación (2.22) arroja el monto total de la inversión, para propósitos de este análisis es necesario convertirla a una cantidad anual equivalente. Para esto, se utilizan el Factor de Recuperación de Capital (FRC) el cual se explica en la sección 2.4.3. para que la inversión anualizada quede expresada por (2.23).

$$I_A = I * FRC \quad (2.23)$$

donde:

I_A	:	inversión anualizada (\$/KW)
I	:	inversión (\$/KW)
FRC	:	factor de recuperación de capital

2.3.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación vienen dados en base a los precios del gas o combustóleo (aceite #6), según lo que este previsto usarse en la operación diaria, y a sus propiedades físicas. Intervienen además otros factores como son la eficiencia de la turbina y la caldera las cuales pueden encontrarse evaluando (2.5), mediante el ajuste de curva, y habiendo establecido las condiciones de flujo para cada componente. También se considera en este costo, el período de operación de la planta de cogeneración y su disponibilidad anual; los diseños modernos de turbinas de vapor normalmente operan con una disponibilidad mayor al 90% anual [42],[78]. La expresión (2.24) dá el valor del costo de operación para gas y combustóleo respectivamente sin incluir aún el del agua consumida por el condensador. El agua utilizada por la caldera para ser evaporada se encuentra en un ciclo cerrado sin contacto con el medio ambiente, por lo que el volumen de pérdida es mucho menor comparado con el de la torre de enfriamiento la cual opera en contacto directo con la atmósfera.

$$C_{op} = \begin{cases} C_G = \frac{C_g T_n f_d}{\eta_c H_g} & \text{Gas} \\ C_C = \frac{C_c T_n f_d}{\rho_c \eta_c H_c} & \text{Combustoleo} \end{cases} \quad (2.24)$$

donde:

C_C	Costo del combustóleo por unidad de potencia (\$/KW).
C_G	Costo del gas por unidad de potencia (\$/KW).
C_g	Costo del gas por unidad de volumen (\$/m ³).
T_n	Período de estudio (hrs)
f_d	Factor de disponibilidad (< 1)
C_c	Costo del combustóleo por unidad de volumen (\$/lt).
ρ_c	Densidad del combustóleo (Kg/lt).
H_g	Capacidad calorífica del gas (KWh/m ³).
H_c	Capacidad calorífica del combustóleo (KWh/Kg).
η_c	Eficiencia de la caldera (< 1).

En el caso de turbinas EC debe añadirse al costo de operación, el volumen de agua de reposición utilizado en la torre de enfriamiento. Es decir, el costo asociado a la operación del condensador debe expresarse por (2.25) cuando se utiliza combustóleo en la caldera.

$$C_{cd} = C_{op} + \frac{C_A G_A T_n f_d}{\dot{Q}_{cd}} \quad (2.25)$$

donde:

- C_{cd} Costo total de operación del condensador (\$/KW_t)
- C_{op} Costo del combustible asociado al condensador (\$/KW_t), ec. (2.24)
- C_A Costo del agua de reposición de la torre de enfriamiento (\$/m³)
- G_A Consumo de agua de reposición por unidad de tiempo (m³/hr)
- T_n Período considerado para realizar el estudio (hrs)
- f_d Factor de disponibilidad de la turbina EC (<1)
- \dot{Q}_{cd} Calor disipado en el condensador (KW_t), ec. (2.8)

Tanto el consumo de agua (G_A) como el calor disipado en el condensador (\dot{Q}_{cd}) dependen de las condiciones ambientales como temperatura, presión y humedad; por lo tanto, el cálculo de C_{cd} debe hacerse de acuerdo a estas condiciones, además de partir de una determinada presión y título de vapor deseados en el condensador. Se debe tener en cuenta que el consumo de agua de reposición aumenta a medida que se especifique una menor presión en el condensador. El cálculo del consumo de agua de reposición puede hacerse utilizando un software para este propósito [88]. Los costos de mantenimiento se estiman en base a un porcentaje de la inversión, y normalmente las industrias manejan valores estándares para estimar este gasto en sus proyectos. En la referencia [5] se sugiere un valor de 3% de la inversión para el mantenimiento de plantas de generación de energía eléctrica. En el porcentaje estimado para el mantenimiento se incluyen los costos de personal. El costo por mantenimiento queda expresado según (2.26)

$$C_M = I_A f_M \quad (2.26)$$

donde:

- C_M costo de mantenimiento (\$/KW).
- I_A inversión anualizada (\$/KW)
- f_M factor de mantenimiento
- fM factor de mantenimiento

2.3.4 Costo integrado y capacidad mínima

Una vez conocido el comportamiento de la inversión, los costos de operación y mantenimiento, se pueden definir por (2.27) para cada una de las posibles variantes de la planta. C_I el costo integrado de inversión, operación y mantenimiento.

$$C_I - I_A + C_{op} + C_M \quad (2.27)$$

y se tendrán dos coeficientes de costo integrado substituyendo (2.24) en (2.27) dependiendo si están funcionando con gas o combustóleo. Por ejemplo, substituyendo (2.23), (2.24) con gas y (2.26) en (2.27) se obtiene en (2.28) una expresión explícita del costo integrado de inversión, operación con gas, y mantenimiento.

$$C_I = [a_1 e^{b_1 P_g} + a_2 e^{b_2 P_g}] (f_M + FRC) + \frac{C_g T_n f_d}{\eta_c H_g} \quad (2.28)$$

De modo similar a (2.28) debe hacerse el desarrollo cuando se utilice combustóleo en la operación. Si se tienen varias calderas, unas funcionando con gas y otras con combustóleo, el C_I debe dividirse en el número de generadores eléctricos y calderas correspondientes, como se verá al final de esta sección. Si se tienen varias calderas alimentando un cabezal en donde se abastecen varias turbinas, cada una operando con distintos combustibles, es difícil hacer una separación del tipo de combustible cargable a electricidad para cada una de ellas, situación que queda fuera del alcance de la presente formulación.

Para que la formulación quede completa deben considerarse otros costos; estos se explicarán enseguida basándose en (2.29).

$$Z_{cog} = C_I \frac{P_g}{\eta_g} + C_{cv} P_{cv} + C_R P_R + C_{cd} \dot{Q}_{cd} + C_{op} \dot{Q}_I \quad (2.29)$$

donde:

- Z_{cog} costo total de la cogeneración en el periodo T_n (\$)
- C_I costo integrado, ec. (2.27) (\$/KW)
- P_g potencia eléctrica cogenerada (\$/KW)
- η_g Eficiencia del generador (< 1).
- C_{cv} costo de la energía comprada/vendida (\$/KW)

P_{cv}	potencia eléctrica comprada/vendida a la compañía suministradora de energía eléctrica (KW)
C_R	costo del respaldo contratado (\$/KW)
P_R	potencia de respaldo contratada (KW)
C_{cd}	costo de condensación (\$/KW)
Q_{cd}	calor disipado en el condensador (KW)
Q_l	calor de pérdidas (KW)

El primer término ya ha quedado explicado anteriormente. El costo de la energía comprada o vendida, C_{cv} puede desglosarse como la suma del costo de energía y la demanda pico (2.30).

$$C_{cv} = C_d + T_n f_a C_e \quad (2.30)$$

donde:

C_e	costo de la energía comprada/vendida a la compañía suministradora de energía eléctrica (\$/KWh).
T_n	período bajo estudio (hrs).
f_a	factor de ajuste (≤ 1).
C_d	costo de la demanda pico (\$/KW).

Tanto C_e como C_d varían con el tipo de tarifa contratada para la compra de energía; para el caso de venta, aunque se habla de la posibilidad de poder hacerlo [124], aún no están establecidos los mecanismos y condiciones a través de los cuales esto podrá llevarse a cabo. Se debe considerar también el caso en el que C_e y C_d cambian en el tiempo cuando se contratan tarifas horarias. El factor de ajuste f_a , es igual a 1 cuando se tiene una curva de demanda plana y disminuye de valor dependiendo del comportamiento de esta curva. Su valor puede calcularse en base a la experiencia utilizando los registros de energía que se tienen para efectos de facturación. Conocido el consumo de energía real en periodos pasados (E_r , KWh) y la demanda pico (D_p , KW_e) en un determinado período (T_n , hrs), el factor de ajuste se puede calcular con (2.31).

$$f_a = \frac{E_r}{D_p T_n} \quad (2.31)$$

La potencia P_{cv} es la cantidad faltante o excedente sobre la carga eléctrica instalada por el usuario con respecto a la capacidad instalada de generación eléctrica propia. Esto se expresa

matemáticamente con $P_{cv} = P_L - P_g$. Puede notarse que si la capacidad del cogenerador es menor a la carga instalada ($P_g < P_L$) P_{cv} sería positiva, es decir, se importa energía eléctrica de la compañía suministradora dándose un costo adicional por este concepto, ver (2.29). En caso contrario ($P_g > P_L$), P_{cv} sería negativa, lo cual significa que se tiene un cogenerador exportador reduciendo el costo total en (2.29).

El costo de la potencia eléctrica respaldada por la compañía suministradora de energía eléctrica (C_R), depende del acuerdo que se establece por contrato entre ambas partes: cogenerador y red eléctrica. El monto de la potencia que se desea respaldar depende de la capacidad instalada del cogenerador (P_g) y la carga local (P_L). Cuando se está exportando, la potencia de respaldo debe ser igual a la carga eléctrica local máxima ($P_R = P_L$), suponiendo el caso más crítico. Si se está importando, la potencia de respaldo deberá ser igual a la capacidad máxima del cogenerador ($P_R = P_g$). Por lo tanto, para una carga local dada (P_L), la potencia respaldada va cambiando a medida que varía P_g .

La inversión y mantenimiento del condensador debe incluirse en el costo de inversión y en el mantenimiento de la planta, por lo que este término sólo considera el costo de operación. Tanto el calor disipado en el condensador (Q_{cd}) como el de pérdidas (Q_l) se obtienen según lo explicado en 2.2.1.

La ecuación (2.29) puede arreglarse para ser expresada eliminando el calor de pérdidas disipado en el ciclo, permitiendo visualizar las variables que intervienen en el costo total de la planta durante el período T_n . Esta nueva ecuación (2.32) considera la capacidad de la caldera (Q_c) como dato de partida. Además se ve claramente el valor del calor disipado en el proceso térmico (Q_p) y la demanda máxima de la carga eléctrica (P_L). También queda expresado de modo claro el término donde aparece la variable de decisión (P_g), potencia eléctrica cogenerada y la potencia de respaldo (P_R).

$$Z_{cog} = \left(\frac{(C_I - C_{cd})}{\eta_g} - C_{cv} \right) P_g + C_{cd} \dot{Q}_c - C_{cd} \dot{Q}_p + C_{cv} P_L + C_R P_R - (C_{cd} - C_{op}) Q_l \quad (2.32)$$

Al evaluar esta fórmula se debe tener cuidado, ya que P_R cambia de valor para plantas exportadoras e importadoras de energía eléctrica como se explicó anteriormente. Esta

ecuación funciona independientemente del tipo de turbina (EC ó CP), ya que el calor disipado en el condensador (si existe ó no) queda expresado en forma implícita.

Tomando como variable independiente la capacidad de cogenerar energía eléctrica, es posible hacer una comparación entre el costo Z_{cog} y el que se tendría si se cuenta solamente con suministro de la compañía proveedora de energía eléctrica. Este último costo vendría dado por (2.33).

$$Z_{cia} = (C_d + C_{ef} T_N) P_L \quad (2.33)$$

En esta ecuación la variable independiente debe ser la capacidad instalada en KW_c de la carga eléctrica (P_L), para hacer la comparación de los costos totales considerando la situación más común: recibir todo el suministro de la compañía suministradora de energía eléctrica contra operación en paralelo cogeneración-compañía suministradora de energía eléctrica. De hecho, la operación en paralelo es la única que es posible comparar contra el no tener cogenerador ya que en operación aislada la capacidad debe ser el doble de la carga instalada como se explicó antes.

Como puede observarse Fig. 2.9, la capacidad más conveniente debe ser mayor a P_g^* , ya que los costos de la planta de cogeneración (2.29) ó (2.32) empiezan a ser menores a los que se tendrían con el suministro único de la compañía proveedora de energía eléctrica (2.33). Este valor P_g^* de potencia eléctrica se encuentra cuando $Z_{cia} = Z_{cog}$. La Fig. 2.9 considera una tarifa específica y un valor de demanda eléctrica fija al evaluar (2.32) y (2.33).

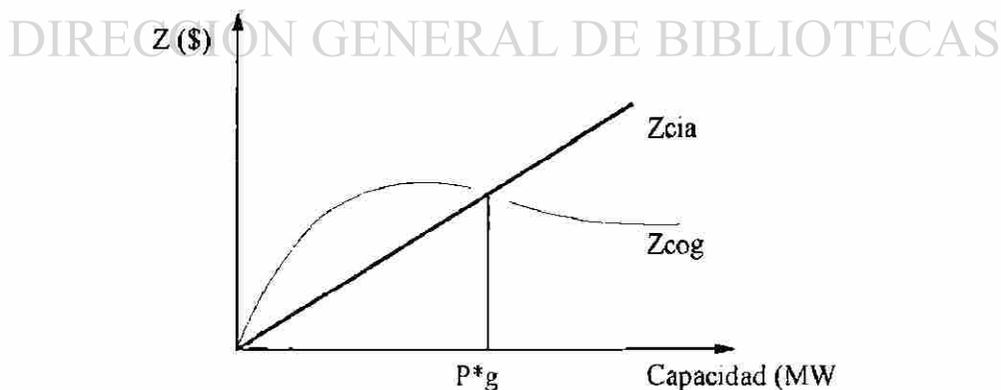


Figura 2.9. Comportamiento del costo total comprando energía a la compañía suministradora de energía eléctrica y cogenerando.

El punto de cruce se puede encontrar mediante un algoritmo para resolver ecuaciones no-lineales (aproximaciones sucesivas o alguno similar). También puede resolverse utilizando funciones preconstruidas en paquetes como MATLAB ó MathCad. La característica no-lineal se debe a que C_I es un coeficiente que depende precisamente de la variable de decisión P_g .

Cuando hay posibilidad de instalar varios cogeneradores el costo de la planta viene dado por (2.34). Debe tenerse en cuenta que cuando se usan turbinas CP el término de costos de condensación es cero, lo cual simplifica el análisis. En (2.34) debe tenerse cuidado al substituir los coeficientes de costos, ya que el número de cogeneradores no necesariamente coincide con el número de condensadores.

Utilizando (2.34) es posible realizar el análisis de capacidad siguiendo el procedimiento explicado anteriormente en el caso de un ciclo sencillo.

$$Z_{cog} = \sum_{i=1}^G C_{I_i} P_{g_i} + C_{cv} P_{cv} + C_R P_R + \sum_{i=1}^C C_{cd_i} Q_{cd_i} \quad (2.34)$$

donde:

G : número de cogeneradores

C : número de condensadores

Este procedimiento para determinar la capacidad de la planta tiene la desventaja de no poder visualizar si la capacidad encontrada produce un ahorro positivo o negativo. Este problema se resuelve al encontrar los ahorros generados para la capacidad encontrada, como se verá en sección 2.4.2. Otro de los inconvenientes es que el modelado es en forma determinística, lo cual se cumpliría si los parámetros, como por ejemplo los precios del combustible, se mantienen constantes durante T_n y las demandas fueran cíclicas para los siguientes periodos.

2.4 Índices económicos

Para tomar una decisión sobre la capacidad, inversión y tipo de planta de cogeneración, es necesario utilizar indicadores económicos que den el dato preciso de la rentabilidad de una planta. Se explicará el método para dar solución a este problema que se plantea en la etapa de diseño aunque, en la mayoría de los casos, se utiliza como estrategia para disminuir costos de energía en industrias que ya están operando.

2.4.1 Posibles alternativas

Antes de encontrar indicadores económicos para una planta de cogeneración, es necesario analizar todos los posibles escenarios sobre los cuales se encontrarán dichos indicadores.

Las industrias típicas que están en posibilidad de instalar este tipo de plantas son: papele-
ras, ingenios azucareros, fibras químicas, cervecerías, etc.; en general lo puede hacer toda in-
dustria que cuente con una o varias calderas instaladas para satisfacer su demanda térmica.
También lo pueden hacer aquellas industrias con necesidad de usar vapor para nuevas cargas
térmicas que pueden ser suministradas a través del vapor generado en una caldera de recu-
peración de una turbina de gas, la cual a su vez mueve un generador eléctrico. Generalmente
los sistemas de cogeneración que utilizan turbinas de gas tienen una capacidad mayor a la
carga instalada, con posibilidad de vender energía eléctrica a la compañía proveedora de
energía eléctrica. Sin embargo, además de las características cualitativas mencionadas ante-
riormente, es necesario hacer un estudio cuantitativo para ver si es económicamente factible
su instalación.

Muchas veces se aducen razones comerciales o de beneficio global a la economía para
motivar la instalación de plantas cogeneradoras basadas en turbinas de gas. Esta cuestión
queda abierta para su estudio con mayor detalle. Como se explicó en 2.1 se hará énfasis a
plantas de cogeneración basadas en turbinas de vapor, es decir, con un $RPC < RPC_{max}$.

2.4.2 Estimación de ahorros

Una cuestión importante en la determinación de los índices económicos de una planta de
cogeneración, es la estimación de ahorros que produce su instalación. El ahorro se define
como el costo total de energía, en sus diferentes formas, que se deja de pagar debido a la ge-
neración propia de energía eléctrica. En plantas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor
lo normal es que aumente el consumo de energía primaria (gas y/o combustóleo) y disminuya
el consumo de energía eléctrica. Por lo tanto, el ahorro que se obtiene al instalar una planta de
cogeneración se puede expresar en forma analítica según (2.35).

$$A_n = Z_e - Z_c - Z_M - Z_R \quad (2.35)$$

donde:

A_n Ahorro obtenido en el período T_n (\$)

Z_e	Costo no pagado de energía eléctrica en T_n (\$)
Z_c	Costo del combustible extra cargable a electricidad y a las calderas de emergencia en T_n (\$)
Z_M	Costo de mantenimiento pagado al final del período T_n (\$)
Z_R	Costo del respaldo proporcionado por la compañía suministradora de energía eléctrica en el período T_n (\$)

Cada uno de los términos de (2.35) se detallan en la Tabla 2.1. Notar que el costo de combustible adicional, requerido para operar una planta de cogeneración, se calcula en base a los incrementos en el volumen de combustible usado en el tiempo de operación de la planta: (2.41) de la Tabla 2.1. Estos incrementos de consumo de combustible pueden calcularse de diversos modos, y se explicarán enseguida algunos de ellos indicando las ventajas y desventajas que presentan. En primer lugar se puede utilizar (2.36).

$$\Delta V_c = \frac{\dot{Q}_c T_n f_d}{\rho_c H_c} + V_{c\beta} - V_c \quad (2.36)$$

donde:

ΔV_c	Incremento en el consumo de combustible cargable a electricidad (m^3).
\dot{Q}_c	Flujo de calor suministrado en la combustión de la caldera (KW_t), ec. (2.4)
ρ_c	Densidad del combustóleo (Kg/m^3)
T_n	Período de estudio (hrs)
f_d	Factor de disponibilidad del generador eléctrico (<1)
H_c	Capacidad calorífica del combustóleo (KW/Kg)
V_c	Volumen de combustóleo utilizado por el proceso (m^3)
$V_{c\beta}$	Volumen de combustóleo usado para mantener encendidas las calderas en espera para casos de emergencia (m^3); depende del tipo de caldera.

Tanto la densidad del combustóleo ρ_c , como su capacidad calorífica H_c , son propiedades físicas que pueden encontrarse en un manual de ingeniería química o directamente con la compañía que suministra el combustóleo. El flujo de calor generado por la caldera es un resultado del análisis del ciclo Rankine, véase (2.2) y (2.4). Este procedimiento tiene la desventaja de no tomar en cuenta el resultado de capacidad que satisface las condiciones de máxima economía estudiados en 2.3.

Otra manera de calcular el volumen adicional para generar electricidad es usando el factor de consumo de combustible. Normalmente este dato lo proporciona el fabricante de la caldera en forma tabular ó gráfica, como en la Fig. 2.10. La ecuación toma la siguiente forma

$$\Delta V_c = \frac{m_I f_c T_n f_d}{\rho_c} + V_{cfs} - V_c \quad (2.37)$$

donde:

- ΔV_c Incremento en el consumo de combustible cargable a electricidad (m^3)
- m_I Flujo de vapor generado por la caldera (Kg/hr), dato del fabricante. Este flujo puede ser caracterizado por un vector, como se explicó en 2.2.1 y obtenerse como resultado un vector de incrementos de volumen de combustible.
- ρ_c Densidad del combustóleo (Kg/ m^3)
- f_d Factor de disponibilidad del generador eléctrico. (<1)
- f_c Factor de consumo de combustible, Figura 2.10
- T_n Período de estudio (hrs)
- V_c Volumen de combustóleo utilizado por el proceso (m^3)
- V_{cfs} Volumen de combustóleo usado para mantener encendidas las calderas en espera para casos de emergencia (m^3). Dato determinado por el tipo de caldera que se usará para casos de emergencia.

Cuando la caldera trabaja con gas natural debe tenerse cuidado con las unidades del factor de consumo, este debe estar dado en $m^3/(Kg/hr)$ y omitirse la densidad ya que en este caso no se utiliza. Esta ecuación (2.37) tiene la misma desventaja que (2.36) más el error que pueda introducir una estimación inexacta del factor de consumo de combustible f_c , de parte del fabricante. La ventaja con respecto a (2.36) es que evita el cálculo de Q_c utilizando directamente el flujo de vapor generado por la caldera.

Otra manera de calcular el costo de combustible cargable a electricidad viene dado por (2.42). Esta expresión evita el cálculo del calor suministrado por la caldera y los posibles errores introducidos por el factor de consumo. Sustituyendo las ecuaciones de la Tabla 2.2 en (2.35) se puede expresar el ahorro de la forma (2.43) utilizando (2.41), ó por la expresión (2.44) sustituyendo (2.42).

TABLA 2.1
TÉRMINOS QUE COMPONEN LA ECUACIÓN DEL AHORRO ANUAL

$Z_M = C_M P_g$	Los dos factores de esta ecuación pueden ser conocidos según lo explicado en 2.3. Notar que la potencia generada puede ser un conjunto de valores que cumplan con la condición de capacidad establecida en 2.3.	(2.38)
$Z_R = C_R P_R$	El costo de respaldo es fijado por el tipo de contrato. La potencia respaldada depende de la capacidad del cogenerador, ver sección 2.3.	(2.39)
$Z_e = C_{cv} P_g$	Ambos factores ya han sido explicados anteriormente en la sección 2.3.4	(2.40)
$Z_c = \Delta V_c C_c + \Delta V_g C_g$	Los términos son conocidos excepto los incrementos de volumen de gas y combustóleo los cuales se explican en esta sección. Ver ecuaciones (2.36) y (2.37).	(2.41)
$Z_c = C_{op} P_g + V_{cfs} C_c + V_{gfs} C_g$	Esta expresión es otra manera de calcular el costo de combustible cargable a electricidad y a calderas de emergencia. Todos los términos son conocidos.	(2.42)

$$A_n = \left(C_{cv} - \frac{C_{op}}{\eta_g} - C_M \right) P_g - C_c V_{cfs} - C_g V_{gfs} - C_R P_R \quad (2.43)$$

$$A_n = (C_{cv} - C_M) P_g - (C_c \Delta V_c + C_g \Delta V_g) - C_R P_R \quad (2.44)$$

Puede observarse de (2.36) y (2.37) que se requiere contar con los datos de consumo de gas natural V_g en (m^3) y combustóleo V_c en (lts) durante el período de estudio T_n . Es conveniente tener la información de este período completo para hacer el estudio económico en base a los intervalos en que se divide este período, la fidelidad de la información y su detalle impactará en la exactitud de los ahorros. También es necesario conocer los costos por unidad de estos combustibles: C_c en (\$/lt) para el combustóleo y C_g en (\$/ m^3) para el gas natural. Otra alternativa para calcular el ahorro es considerar el menor consumo, el mayor y un promedio. En el caso estudiado en la sección 2.7 se utilizó un promedio.

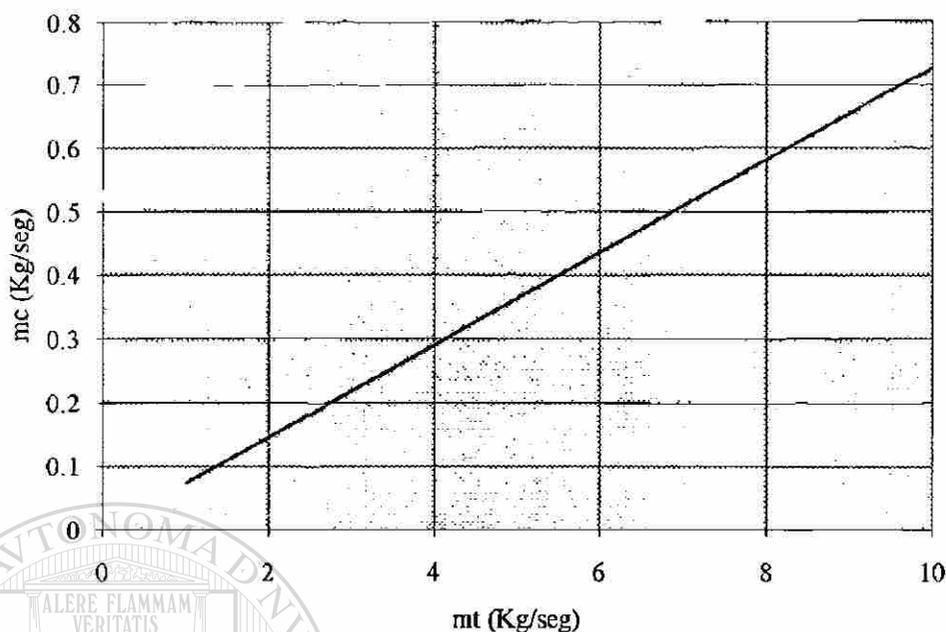


Figura 2.10 Flujo de vapor contra flujo de combustible. La pendiente es el factor de consumo, f_c .

Otra información importante para la estimación de ahorros es el número de calderas (N), su capacidad máxima de evaporación ($m_{I_{max}}$), presión y temperatura (P , T) que puede alcanzar cada una con el sobrecalentador operando. El factor de consumo de combustible f_c , debe estar dado a las condiciones de presión y temperatura en el sobrecalentador. Normalmente esta sigue una línea recta, y su Figura 2.10, la forma analítica aparece en (2.3) y (2.4). La exactitud en la estimación de ahorros depende de la aproximación adecuada de esta función. Para la eficiencia de la caldera a distintas cantidades de evaporación, ver Figura 2.5. Las ecuaciones (2.43), (2.44) para calcular los ahorros producidos por la instalación de una planta de cogeneración arrojan el mismo resultado aunque el procedimiento sea distinto; su uso depende de la información que esté disponible al momento de hacer el estudio.

También puede notarse que estas ecuaciones tienen algunos términos semejantes a los de (2.29), (2.32) y (2.34), sin embargo, es más conveniente utilizar A_n en los cálculos de los índices económicos como se presentará en 2.4.3. En la Figura 2.11 puede observarse que estas ecuaciones proporcionan el ahorro en el periodo T_n y pueden ser usadas para determinar una cota mínima de la capacidad del generador eléctrico (P_g^{**}). Esta cota mínima puede servir para hacer una discriminación de capacidad de modo similar a como se hizo en la cota encontrada en el análisis de capacidad (sección 2.3). Se observa que el cogenerador importador produce ahorros positivos para $P_g^{**} > 0$.

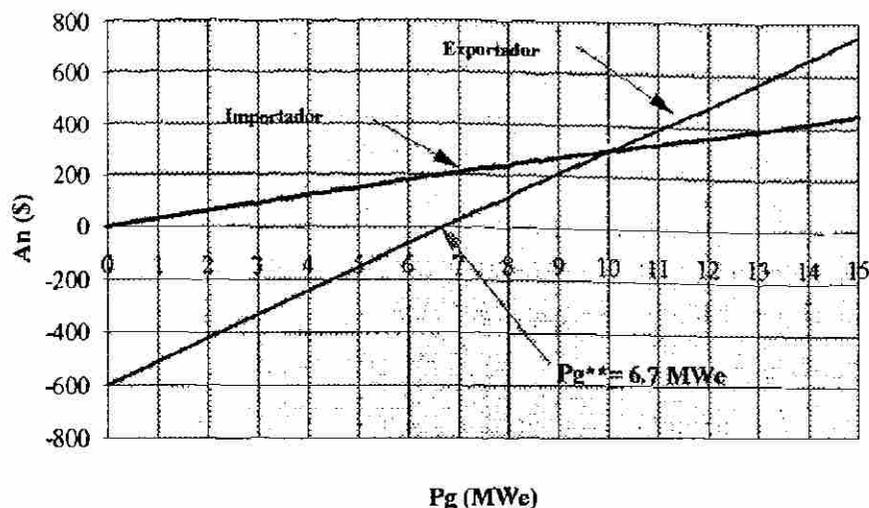


Figura 2.11 Comportamiento del ahorro para diferentes capacidades de generación.

2.4.3 Indicadores económicos: VPN, TIR, FRC, RI y DFE

Antes de explicar cada uno de los indicadores económicos más usados en la evaluación de proyectos, es conveniente tener claro el concepto de interés. De manera simple éste se define como la renta que alguien paga por utilizar dinero que le han prestado. Por tanto, el valor del interés es el que causa los cambios de valor del dinero con respecto al tiempo. Puede haber intereses simples, compuestos, nominal, real y efectivo [9]. Los índices económicos de este trabajo estarán hechos en base al interés compuesto solamente. Los otros tipos de interés pueden incluirse en un trabajo más centrado en aspectos financieros. También se dejará de lado lo referente al efecto de la inflación y los impuestos. Con esta definición de interés es posible comprender los índices de uso común en ingeniería económica. En la Figura 2.12 se ilustra la salida ó inversión (flecha hacia abajo) y entrada de dinero (flecha hacia arriba) a lo largo del tiempo de vida del proyecto, este movimiento de efectivo es el que normalmente se da en una planta de cogeneración. Se supondrá que el ahorro estimado para un período dado se mantendrá constante, es decir, que la serie de flujos de efectivo una vez hecha la inversión en $n=0$ se mantendrá constante.

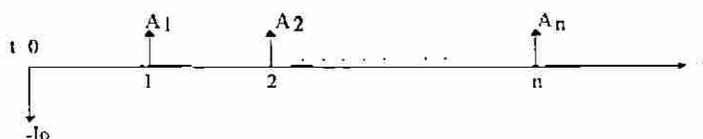


Figura 2.12 Distribución en el tiempo de los ahorros anuales producidos por la inversión en $n=0$.

Enseguida se explica cada uno de los índices económicos comentando el alcance de su aplicación.

2.4.3.1 Valor presente neto, VPN

Es un indicador usado con frecuencia en proyectos de ingeniería. Su definición analítica viene dada por (2.45). Esta ecuación traslada los flujos de dinero a través del tiempo a un valor presente en $t=0$.

$$VPN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \left(\frac{A_n}{(1+i)^n} \right) \quad (2.45)$$

donde:

VPN	Valor presente neto (\$)
N	Períodos de vida del Proyecto, (normalmente años).
A_n	Flujo de dinero en $t=n$ (\$)
I_0	Inversión en $n=0$ (\$)
i	Tasa de interés (%)

Los ahorros estimados a lo largo de la vida del proyecto trasladados a valor presente, para un determinado interés, deben ser mayor al monto de la inversión (I_0) para que el proyecto sea factible económicamente, es decir, el VPN debe ser positivo. Si el VPN es evaluado utilizando un interés igual a la Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva ($TREMA$), se asegura que si el VPN obtenido es positivo, el proyecto se puede implementar sin problemas de pérdidas. La $TREMA$ es una tasa de interés mayor al costo de capital, se fija de acuerdo a las fuentes de financiamiento con que cuente el propietario del proyecto. Cuando se comparan varias alternativas, la que tiene mejor rendimiento económico es la que arroja un mayor VPN . En el Apéndice A.1.1 puede verse la rutina, programada en MATLAB para calcular el VPN para un determinado rango de $TREMAS$. Notar que el algoritmo puede generar el VPN para varias alternativas de inversión al mismo tiempo. En el caso estudiado en 2.7 se evalúan dos alternativas; turbina EC y CP.

2.4.3.2 Tasa interna de rendimiento, TIR

Se define a TIR como el interés que hace cero el VPN . En algunos proyectos no es posible encontrar esta tasa dado que por sus características el VP solamente es negativo o positivo;

otros proyectos tienen múltiples tasas, otros sólo tienen una. Este índice debe satisfacer (2.46). En términos económicos TIR representa la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero.

$$-I_0 + \sum_{n=0}^N \frac{A_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (2.46)$$

donde:

A_n	Flujo de efectivo neto en el período n (\$)
N	Tiempo de vida del proyecto, normalmente años
TIR	Tasa interna de rendimiento (%)

Este índice se utiliza como comparación con la *TREMA* (Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva). Si la $TIR > TREMA$ entonces el proyecto es viable económicamente. Este método, es equivalente al del *VPN* ya que si la TIR es mayor a la *TREMA* significa que el *VPN* es positivo, de lo contrario el *VPN* sería negativo. En el caso de plantas de cogeneración el desembolso de la inversión se hace normalmente al inicio de la implementación y la entrada de dinero se recibe una vez que la planta está en operación. La naturaleza de este tipo de proyectos, produce solamente una TIR lo cual facilita el análisis.

2.4.3.3 Factor de recuperación de capital, FRC

Con este factor es posible descomponer una inversión inicial en una serie de flujos de efectivo conocido el interés y la vida del proyecto. Su expresión matemática está dada por: (2.47).

$$FRC = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2.47)$$

La transformación de un valor presente en cantidades iguales distribuidas a lo largo del tiempo puede calcularse por medio de (2.48). El interés depende de la fuente de financiamiento; es decir, toma el valor de la *TREMA* correspondiente a esa fuente.

$$A_n = I_0(FRC) \quad (2.48)$$

Cuando A_n , calculada en base al FRC , es mayor al ahorro producido por la instalación de un determinado tipo de planta de cogeneración, el proyecto conviene ser implementado.

2.4.3.4 Retorno de la inversión, RI

Es uno de los indicadores económicos más utilizados en la evaluación económica de proyectos de ingeniería, sin embargo, aunque da una buena aproximación sobre la factibilidad de un proyecto es poco confiable, dado que no toma en cuenta el valor del dinero en función del tiempo. Se define RI como la relación del monto total de la inversión hecha al inicio del proyecto sobre los ahorros ó beneficios que arrojará dicha inversión. Analíticamente lo define (2.49).

$$RI = \frac{I_o}{A_n} \quad (2.49)$$

donde:

RI	Retorno de la inversión (periodos de duración T_n)
I_o	monto de la inversión en $n=0$ (\$)
A_n	Ahorro producido por la cogeneración en el periodo T_n (\$)

El indicador RI tiene la desventaja de no tomar en cuenta el cambio de valor del dinero a través del tiempo de acuerdo con un interés. Esta desventaja queda superada utilizando el método del descuento de flujos de efectivo (DFE) como se explicará en 2.4.3.5. Si además la inversión está repartida a lo largo del tiempo, debido a la forma de financiamiento, es posible trasladar todas esas salidas de dinero al presente una vez conocido el monto, el tiempo y el interés con el que es prestado. La inversión inicial siempre es posible conocerla independientemente del tipo de financiamiento.

2.4.3.5 Descuento de flujos de efectivo, DFE

Otra manera de obtener el retorno de la inversión RI , considerando el interés, es expresando el valor presente VP , en función del tiempo de vida del proyecto para un valor de $TREMA$ determinado. Se puede expresar por:

$$DFE_n = I_o + \frac{A_n}{(1 + TREMA)^n} \quad (2.50)$$

donde:

n	$0, 1, 2, \dots, N$	Períodos dentro del tiempo de vida del proyecto (N)
DFE_n		Valor presente en el período n (\$)

Al graficar DFE_n contra n se puede observar como se van descontando los flujos de efectivo para cada periodo hasta alcanzar un valor en $n=N$, si este valor es positivo el proyecto es factible, puede notarse que es el mismo criterio del VPN pero analizado en forma alterna. Cuando el DFE_n se hace igual a cero quiere decir que la inversión ha sido recuperada. El tiempo en que esto sucede debe ser similar al RI , la diferencia es que en este caso si se está considerado la renta del dinero ó su valor con respecto al tiempo. En el caso de estudio se verá una aplicación de este indicador. Como se puede observar, todos los indicadores son equivalentes. La aplicación de uno u otro depende de la información con que se cuente y en ocasiones de preferencias subjetivas de claridad de un método con respecto a otro. Cualquier método, con excepción del RI , llevará a tomar la misma decisión.

2.5 Comparación de costos entre una planta convencional y una cogeneración

Para hacer una comparación entre una planta de cogeneración y una convencional en condiciones similares es necesario hacer algunas suposiciones. Se debe suponer una misma capacidad, condiciones de presión y temperatura en la caldera y el condensador iguales, no tomar en cuenta el costo financiero de las plantas y condiciones de demanda eléctrica similares. Se sabe *a priori* que las plantas convencionales tienen una menor inversión específica dado que suelen ser de capacidades mayores a las plantas cogeneradoras de uso industrial basadas en vapor, Fig. 2.8. Sin embargo, para poder realizar la comparación en condiciones similares, se tomará en cuenta solamente los costos de operación.

Antes de hacer los cálculos de costos se deben tener los resultados del ciclo Rankine para cada tipo de turbina, ver Apéndice A.2.7. El estudio del ciclo Rankine permite hacer el cálculo de la potencia eléctrica generada en un determinado rango de operación, dependiendo de las condiciones de flujo en la caldera y demanda del proceso para el caso de la turbina CP. Los resultados de potencia eléctrica para un caso particular, con y sin cogeneración, pueden verse en la Figura 2.13. Además de la potencia eléctrica se requieren los resultados de calor disipado en el condensador, el calor usado en el proceso y pérdidas para realizar el cálculo de costos y beneficio, Apéndice A.2.7.

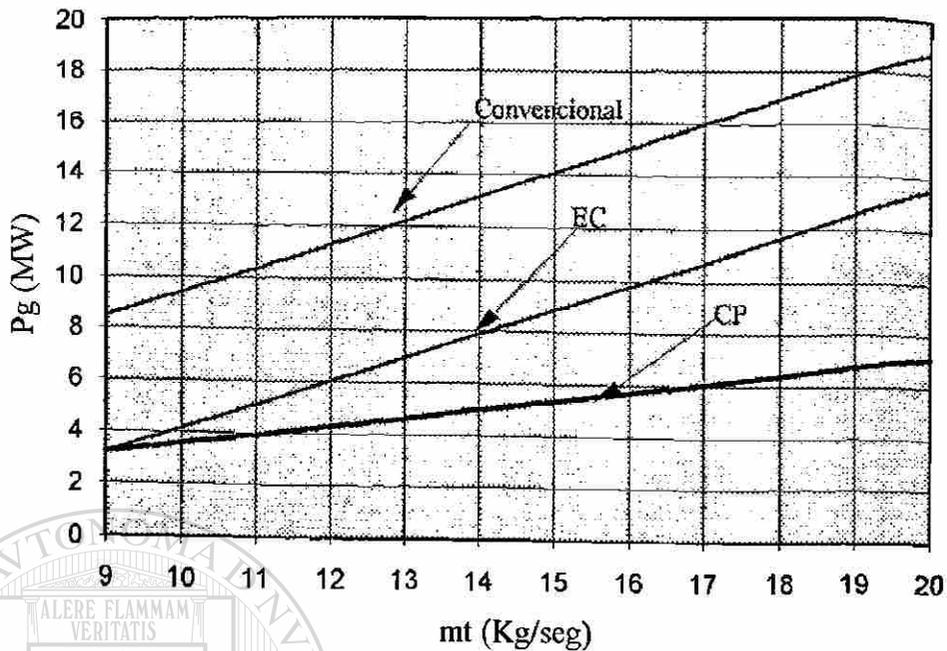


Figura 2.13 Potencia eléctrica generada en función del flujo de vapor para cada tipo de alternativa a comparar.

Se puede intuir que si se comparan los costos de una planta convencional con una cogeneración pueden resultar ligeramente diferentes considerando las hipótesis hechas al inicio de esta sección. Por tanto, es conveniente evaluar también el beneficio que arroja cada una de estas opciones para poder notar la diferencia, utilizando la relación costo-beneficio de acuerdo a la ecuación 2.51.

$$RCB = \frac{Z}{B} \quad (2.51) \quad \text{®}$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

donde:

- RCB Relación costo-beneficio (\$/\$)
- Z Costo de operación de la planta durante T_n (\$)
- B Beneficio durante T_n (\$)

El costo se puede calcular según las ecuaciones 2.52 para la cogeneración utilizando turbina EC, 2.53 utilizando turbina CP y 2.54 para una planta convencional.

$$Z_{cog_{EC}} = C_R P_R + C_{cd} \dot{Q}_{cd} + C_{op} \dot{Q}_l \quad (2.52)$$

$$Z_{cog_{CP}} = C_R P_R + C_{op} \dot{Q}_l \quad (2.53)$$

$$Z_{conv} = C_{cd} \dot{Q}_{cd} + C_{op} \dot{Q}_l \quad (2.54)$$

El beneficio para cada opción puede cuantificarse de acuerdo a la ecuación 2.55 para ambas turbinas EC, CP y la ec. 2.56 para la turbina convencional.

$$B_{cog_{EC}} = C_{op} (P_g + \dot{Q}_p) \quad (2.55)$$

$$B_{conv} = C_{op} P_g \quad (2.56)$$

Todos los términos de estas ecuaciones ya han sido explicados en las secciones 2.2 y 2.3. Haciendo las debidas substituciones de costos y beneficios en 2.51 se pueden encontrar resultados como los mostrados en la Figura 2.14. Los cálculos se muestran en el Apéndice A.2.7. Como puede observarse en la Figura 2.14 resulta tener mayor costo con respecto al beneficio la planta convencional en comparación con una cogeneración, ya sea con turbina EC ó CP. Este es un resultado que refleja la eficiencia térmica de cada opción; es decir, a mayor eficiencia térmica, menor costo-beneficio. Lo anterior es el resultado de no considerar el costo financiero dentro de esta evaluación.

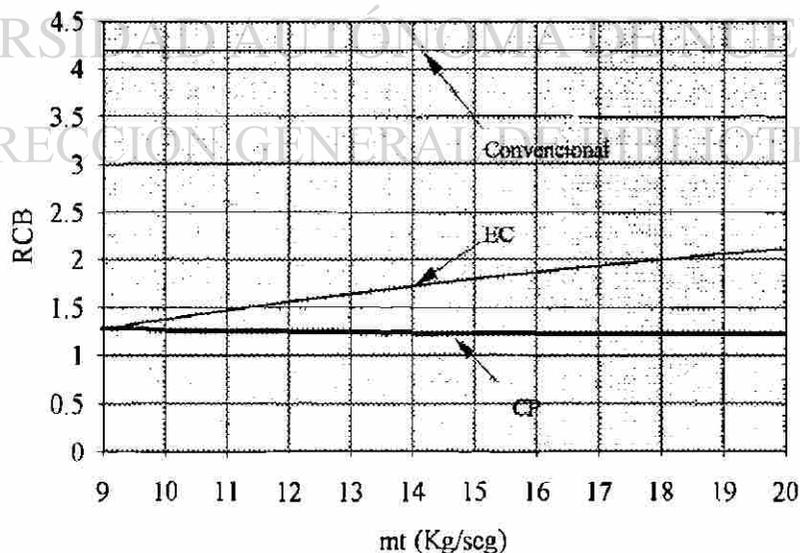


Figura 2.14 Relación costo-beneficio para cada opción evaluada.

2.6 Despacho económico de unidades cogeneradoras

El objetivo principal del diseño de una planta de cogeneración es satisfacer las demandas de calor y electricidad de uso interno a la máxima eficiencia posible, mientras que para la compañía suministradora de energía eléctrica consiste en satisfacer el crecimiento y oscilación de las cargas. Estos objetivos pueden entrar en conflicto cuando se piensa trabajar en paralelo si no existe mutuo entendimiento e información apropiada de ambas partes. Lo anterior exige a la cogeneración tomar en cuenta durante la etapa de planeación, las necesidades de la compañía suministradora de energía eléctrica y por tanto facilitar por parte de esta toda la información necesaria acerca de sus condiciones del punto de conexión. Si esta información es deficiente se pueden cometer errores en el dimensionamiento de equipo eléctrico y valores de disparo de la planta de cogeneración, así como en la operación diaria [44]. Esta información puede ser crítica en el sentido de que si las restricciones impuestas por la compañía suministradora de energía eléctrica solo pueden satisfacerse aumentando la inversión de equipo en la cogeneración probablemente, el proyecto de cogeneración resulte no ser factible económicamente para su propietario. Este aumento de inversión puede ser necesario para hacer la cogeneración más flexible y por tanto con mayor disponibilidad para ser operada, y esta flexibilidad está dada en gran medida por la capacidad de condensación con que se cuente [44]. La disponibilidad del cogenerador durante horas pico puede ser crítica, por lo cual deben hacerse las consideraciones necesarias en la etapa de diseño [68].

Otro aspecto importante a considerar en el contrato de operación conjunta son los precios de transacción en la compra y venta de energía eléctrica entre la cogeneración y la compañía proveedora de energía eléctrica. La legislación de México aún no ha establecido bajo que condiciones se hará esta transacción. La primera metodología propuesta para marcar precios de energía eléctrica y de uso común, es el de costo-promedio. Otros sugieren utilizar el costo-marginal dado que este es el que produce una distribución óptima de los recursos energéticos. Dado que la demanda eléctrica varía día con día, año con año, estación con estación, etc. el costo marginal también lo hace ya que su valor depende de la demanda. Esta metodología de precios ha sido utilizada en algunos países como Francia, desde 1957, con el nombre de tarifa verde. En otros países como Japón le llaman precios tiempo de uso "Time of Use Pricing, TUP" o precios de carga pico "Peak Load Pricing, PLP". La aparición de plantas de cogeneración, ya sea importador o exportador, operando en paralelo con grandes compañías eléctricas ha motivado que se exploren nuevos métodos para marcar precios justos y de beneficio común. Un ejemplo de esto son la utilización de teoría de juegos para solucionar

este problema [70] y [61]. Otras metodologías de precios utilizan el concepto de mercado de energía, donde cada competidor vende o compra energía de acuerdo a señales de precios, cambiando estos cada cierto período de tiempo y suponiendo que cada competidor se comportaría como un tomador de precios, similar al concepto de competencia perfecta. A este sistema de precios le llaman precios seccionados "Spot Pricing", el problema lo resuelven planteando la formulación dual de programación lineal [69].

En la literatura se reportan trabajos de optimización de plantas de cogeneración vistas desde el punto de vista de su propietario, considerando la interacción con la compañía eléctrica como un generador más y en algunos casos sin tomar en cuenta esa interacción ([40], [43], [45], [48], [50], [71], [72], [113], [114], [117], [122]). Existe en este campo una deficiencia en estudios de optimización visto desde la compañía suministradora de energía eléctrica. Una posible razón, en el caso de los Estados Unidos donde se tiene una gran cantidad de plantas cogeneradoras operando en paralelo a compañías eléctricas, es la restricción legal que tienen de comprar todos los excedentes de las cogeneraciones calificadas, Apéndice C.5, que operan interconectadas a ellas. Esta situación en un estudio de despacho económico lleva a considerar la inyección de potencia, por parte de una cogeneración, como una disminución en la demanda, la cual puede quedar reflejada en las restricciones dentro de la formulación del despacho económico. Dado que no se cuenta con una estructura legal bien definida en nuestro país, se puede usar tres esquemas de interacción compañía eléctrica-cogeneración, explicadas a continuación.

Suponiendo el caso de que la compañía eléctrica acuerde dejar libre a los sistemas de cogeneración, enviando a cada uno de ellos el precio al cual compra o vende la energía a lo largo del horizonte de planeación, se estaría haciendo un despacho en forma indirecta ya que los cogeneradores se verían obligados regular su generación de acuerdo a los precios recibidos. Esto podría no ser aceptado por los propietarios de los cogeneradores pues quedan obligados a operar según las necesidades externas a su planta quedando quizá fuera de competencia por no operar en su punto de mayor eficiencia y afectando la recuperación de la inversión. Otro posible escenario de operación es el de suponer que la compañía eléctrica envía un calendario donde se especifiquen los niveles de generación permitidos para las cogeneraciones en un determinado horizonte de planeación. Esto serviría de dato de partida tanto para la cogeneración como para la compañía eléctrica, para realizar sus estudios internos de optimización y ejecutarlo mediante sus sistemas administradores de energía o centros de control.

También podría disponerse en el contrato un mínimo de disponibilidad para ser despachada como requisito para calificar como una cogeneración que opera en paralelo a la compañía eléctrica. Esto es más crítico en el caso de los exportadores que en los importadores. Con estos requisitos es posible incluir en el estudio de factibilidad los costos de inversión que implica construir una planta de cogeneración con los requisitos de despacho solicitados.

Una vez acordado de ambas partes las condiciones normales de operación conjunta y el modo de marcar los precios, es posible incluir dentro del despacho económico de la compañía suministradora de energía eléctrica a las plantas de cogeneración. Este despacho solo es posible en cogeneraciones exportadoras pues las que no alcanzan a cubrir su propia demanda eléctrica local pueden considerarse como cargas desde el punto de vista económico, sin perder de vista que físicamente se tiene uno o varios generadores los cuales pueden repercutir desde el punto en aspectos eléctricos, por ejemplo en la contribución de corrientes de falla, estabilidad ante perturbaciones, etc. Por otro lado lo más probable es que las cogeneraciones importadoras cuenten con turbinas CP las cuales generan electricidad según la demanda de vapor al proceso y por tanto imposible de despachar a menos que los excesos de vapor sean condensados sin utilizarse lo cual es ineficiente, o en caso de faltar vapor al proceso por las necesidades exigidas en el despacho, éste puede complementarse por una caldera auxiliar generando vapor a las condiciones del proceso.

La formulación básica del despacho económico consiste en minimizar los costos totales de operación del sistema eléctrico de potencia sujeto a las restricciones de satisfacción de la demanda. Matemáticamente se expresa según la ecuación 2.57.

$$\nabla F_T - \lambda \nabla \phi = 0 \quad (2.57)$$

donde:

- ∇ Función gradiente o derivada total
- F_T Costo total por hora del sistema eléctrico, $F_1 + F_2 + \dots + F_n$ (\$/hr)
- λ Multiplicadores de Lagrange (\$/KWh)
- ϕ Restricciones, $P_{g1} + P_{g2} + \dots + P_{gn} - P_L - P_P - \theta$, (KW)

Además se debe considerar que cada generador o planta tiene un rango de potencia que puede despachar y que la demanda P_L está variando a lo largo del horizonte de planeación. También se debe considerar las pérdidas en la red eléctrica según la configuración actual del sistema a estudiar.

La función del costo por hora F_i tiene un comportamiento general en forma cuadrática en función de la potencia generada. Esta normalmente se obtiene a partir del "Heat Rate" de cada planta el cual a su vez se obtiene a partir de pruebas experimentales. Otra alternativa para obtener el costo por hora es a través de relaciones termodinámicas; este método se utilizó para encontrar la función del costo por hora para plantas de cogeneración basadas en turbinas de vapor. El procedimiento consiste en analizar el ciclo Rankine para un determinado rango de flujo de vapor entrando a la turbina y a partir de este análisis construir las funciones de Costo Cargable a Electricidad CCE según el tipo de turbina utilizado. A partir del CCE se determina el costo por hora el cual se aproxima a un polinomio cuadrático utilizando mínimos cuadrados. En el Apéndice A.2.8 al A.2.13 puede verse con detalle el procedimiento para cada una de las turbinas; EC, CP y convencional. Las Figuras 2.15, 2.16 y 2.17 muestran el comportamiento del costo por hora para un caso particular de turbinas de vapor.

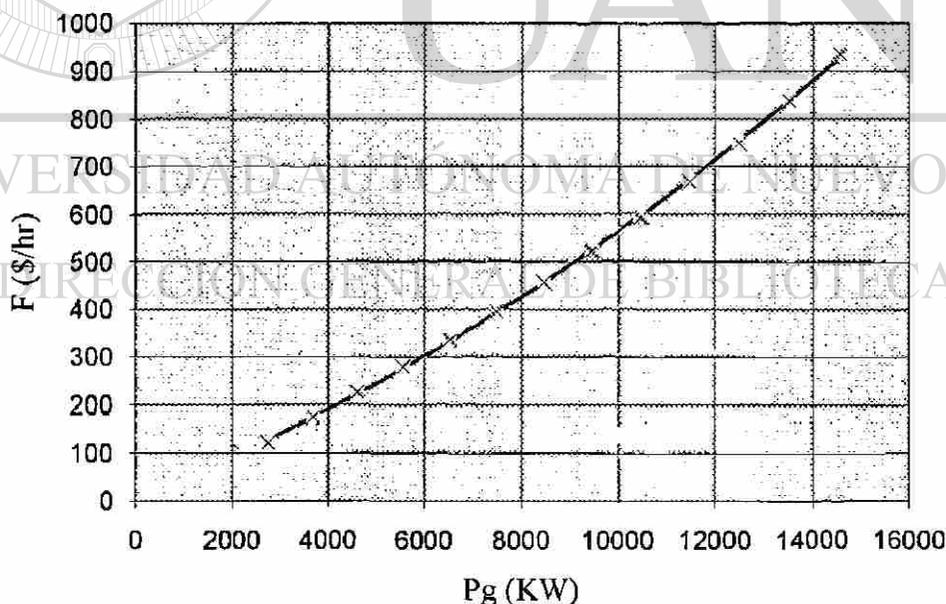


Figura 2.15 Costo por hora para una cogeneración con turbina EC. Flujo al proceso a 8 Kg/seg.

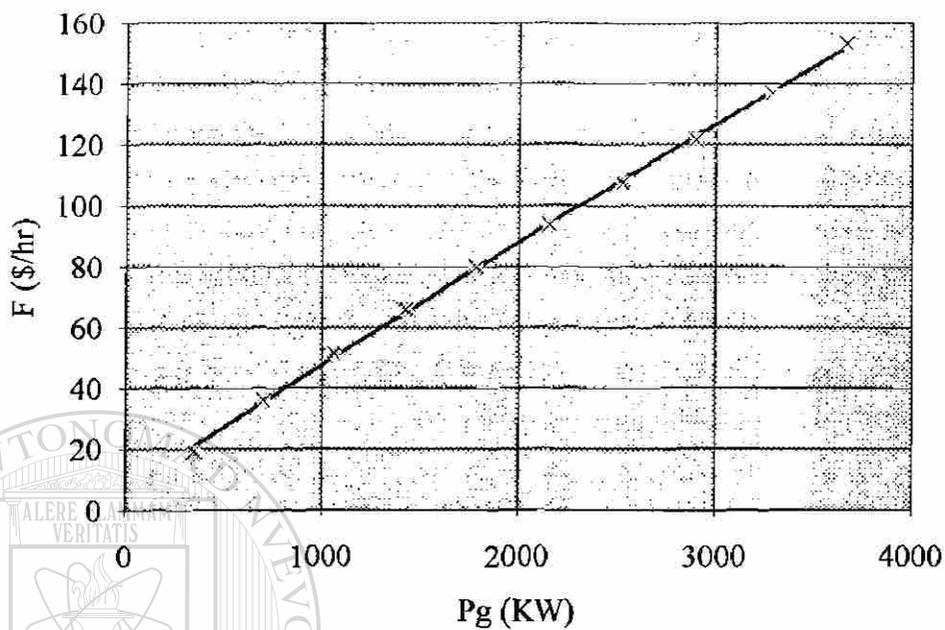


Figura 2.16 Costo por hora para una cogeneración con turbina CP.

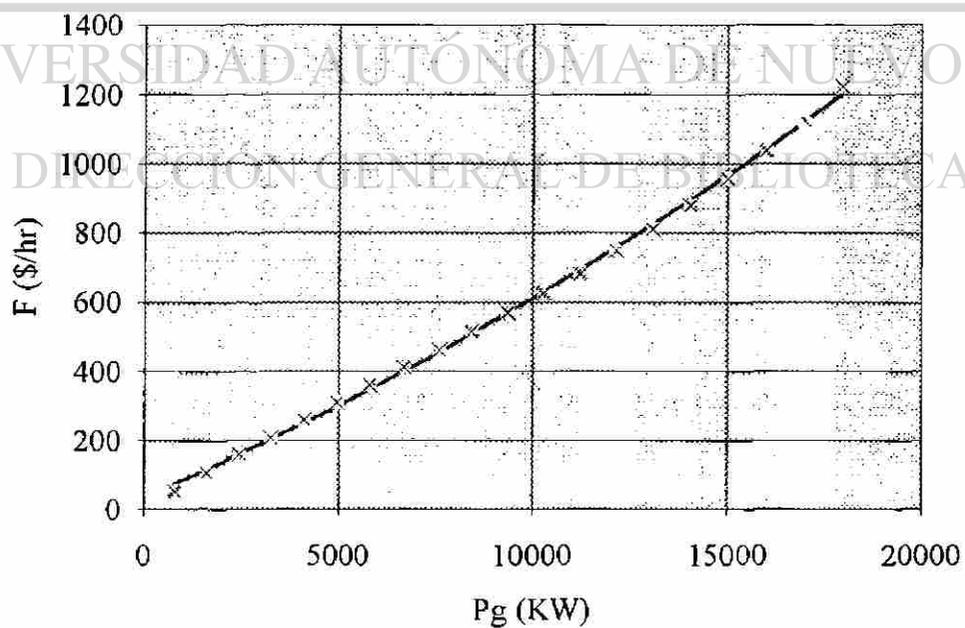


Figura 2.17 Costo por hora para una cogeneración con turbina convencional.

(2.9). Debido a la disponibilidad de información con que se cuenta se discretizará cada período $T_n = 1$ año, en un total de 12 intervalos, es decir $K=12$ en (2.13). Una vez encontradas las entalpías de entrada y salida del proceso en base a los datos de la Tabla 2.4 se sustituyen en (2.9) para encontrar el calor disipado por el proceso. Este calor se sustituye en (2.1) junto con la demanda eléctrica de la Tabla 2.3. De esta manera se obtiene un *RPC* promedio de 0.28, por tanto, de acuerdo al diagrama de flujo del Apéndice C.1 debe instalarse una turbina de vapor, EC ó CP. Ver cálculos en el Apéndice A.2.2.

Dado que las condiciones de presión, temperatura y flujo de las calderas 1, 2 y 3 son pequeñas para generar electricidad y el tiempo de vida que les queda es poco en comparación con la caldera 4, se optó por considerar solamente ésta última para el análisis de factibilidad económica, las otras tres se consideran en el análisis como calderas de emergencia las cuales necesitan un determinado volumen de combustible para mantenerlas a fuego mínimo, ver Tabla 2.2. Siguiendo el diagrama de flujo (Apéndice C.1) el paso siguiente es hacer el análisis del ciclo Rankine. Para este análisis se requieren los datos de operación del condensador de la turbina EC, estos dependen del diseño de la torre de enfriamiento y se dan en la Tabla 2.5. Los resultados del análisis del ciclo Rankine se resumen en la Tabla 2.7.

TABLA 2.3

CONSUMO DE VAPOR DEL PROCESO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LA CALDERA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DEMANDA PICO

Mes	m_p (Kg/hr)	V_c (lts)x1000	V_g (m ³)x1000	E_r (KWh)	D_p (KWe)
Enero	23401.75	1378	414	3535318.8	5441.778
Febrero	30307.20	1187	418	3079942.4	4922.7598
Marzo	34721.23	1194	559	3333626.8	4908.9626
Abril	33406.83	1116	584	3534095.6	5553.7788
Mayo	36454.25	1501	356	3816609.6	5736.3888
Junio	39094.44	830	1296	3736921.2	5736.3888
Julio	34336.80	1341	479	3800128	5804.5632
Agosto	38498.47	1639	131	4052474.8	6030.5938
Septiembre	39006.17	1456	266	3826611.2	5834.1866
Octubre	35801.32	990	802	4088347.6	6100.7972
Noviembre	30392.78	454	1263	3965117.2	5946.5932
Diciembre	30162.93	351	1402	3994358.4	6100.7972

TABLA 2.4
CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL PROCESO TÉRMICO

Punto	Entrada	Salida
P (KPa)	1374.34	101.14
T (°C)	194.222	-

TABLA 2.5
DATOS DE OPERACIÓN DEL CONDENSADOR DE LA TURBINA EC

P_c (KPa)	T_c (°C)	x (<1)
Presión	Temperatura	Título
20.65	60.74	0.8

Para la turbina EC se supone que la caldera puede operar a su flujo máximo en tanto que en la turbina CP el flujo cambia de acuerdo a la demanda del proceso térmico. Esta consideración es útil a la hora de substituir los datos de flujos de vapor en las ecuaciones del análisis del ciclo Rankine (2.2)-(2.13). Las eficiencias utilizadas aparecen en la Tabla 2.6.

Una vez decidido el tipo de primo-motor a usar y finalizado el análisis del ciclo Rankine se procede a determinar la capacidad. Considerando que ya se cuenta con las calderas, la inversión adicional para completar la planta viene dada de acuerdo a la Tabla 2.9.

Siguiendo el algoritmo para encontrar la capacidad adecuada, Apéndice C.3, se obtiene un valor de $P_g^* = 29870 \text{ KW}_e$ para turbinas EC el cual es mayor a P_g del resultado del ciclo Rankine para turbinas EC, Tabla 2.7. Siguiendo el diagrama de flujo general pasamos al cálculo de índices económicos aunque sea mayor a P_g dado que el cálculo de ahorros resultó de $P_g^{**} = 1319 \text{ KW}_e$ lo que asegura que los ahorros serán positivos para capacidades mayores a este valor. Otra posibilidad es la de hacer estimaciones de nuevas inversiones añadiendo otras calderas, de tal manera que $P_g^* < P_g$.

TABLA 2.6
EFICIENCIAS DE LA CALDERA, TURBINA Y GENERADOR

	1/2 carga	3/4 carga	Carga nominal
Caldera, Gas (η_c)	83.5 %	83 %	82.5 %
Caldera, Aceite (η_c)	87.2 %	87 %	86.8 %
Turbina ^{a,b} (η)	80 %	88 %	92 %
Generador ^b (η_g)	92 %	95%	98%

^a Se considera la misma eficiencia para ambas etapas de la turbina EC

^b Estos valores de eficiencias son aproximados y se usa el de carga nominal para el análisis

Para turbinas CP el $P_g^* = 9712 \text{ KW}_e$ resultó ser mayor al calculado por el ciclo Rankine, ver Apéndice A.2.6 y Tabla 2.7 respectivamente. En el cálculo de los ahorros anuales se encontró un $P_g^{**} = 1332 \text{ KW}_e$ para descartar capacidades de cogeneración que no produzcan ahorros positivos. Los costos de los combustibles y sus propiedades físicas se resumen en la Tabla 2.8, siendo la tarifa eléctrica utilizada por esta industria la No. 12, como puede verse en esta misma tabla.

TABLA 2.7
RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL CICLO RANKINE*

	EC	CP
h_l (KJ/Kg)	3179	3179
h_p (KJ/Kg)	2785	2785
h_c (KJ/Kg)	2138	-
h_f (KJ/Kg)	419	419
Q_c (KW _t)	56890	30491
Q_p (KW _t)	22215	22215
Q_{cd} (KW _t)	13974	0
Q_l (KW _t)	9507	4938
P_g (KW _e)	10970	3338
η_T (%)	57.61	83.8
CCC (BTU/KWh)	3413	3413
CCE (BTU/KWh)	10776	1377
HR (BTU/KWh)	5878	4073

*Valores promedio

Dado que los dos tipos de turbinas de vapor (EC y CP) pueden ser instaladas, una vez calculados los ahorros producidos por cada opción lo siguiente es comparar los índices económicos para cada una de las alternativas. El resultado del cálculo de índices puede verse en la Tabla 2.11 y en las Figuras 2.18, 2.19 y 2.20 para cada tipo de turbina.

TABLA 2.8
DATOS DE LOS COMBUSTIBLES Y TARIFA ELÉCTRICA

	Gas	Combustóleo*
Costo	0.21 \$/m ³	0.18 \$/lt
Capacidad calorífica	9.84 KWh/m ³	11.96 KWh/Kg
Densidad	-	0.986 Kg/lt
	C_e	C_d
Tarifa No. 12	0.11 \$/KWh	26.44 \$/KWh

* También se le conoce como aceite No. 6 y sus propiedades físicas cambian dependiendo del lugar de donde sea extraído [3].

Una vez calculados los índices económicos, sigue la aplicación de los criterios para finalmente tomar una decisión sobre la mejor alternativa. Estos criterios son los que se explicaron en la sección 2.4. De los resultados puede inferirse que desde el punto de vista económico es más conveniente la instalación de una turbina tipo EC aunque resulta ser más eficiente una turbina tipo CP desde el punto de vista térmico: eficiencia de 1ª ley.

Una vez terminado el análisis desde el punto de vista del propietario de la cogeneración debe confirmarse si cumple con los requisitos legales dispuestos por la legislación del país en materia de generación de energía eléctrica por parte de empresas privadas. Esta legislación es clara en el caso de auto-abastecedores, sin embargo, aún no se ha establecido la forma de operación entre plantas pequeñas de cogeneración en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica (CFE). En Estados Unidos se debe cumplir con lo establecido en el diagrama de flujo del Apéndice C.5 desde el punto de vista térmico.

TABLA 2.9
COSTOS DE CONSTRUCCIÓN, TOTAL Y ESPECÍFICO

EC			CP		
P_g (KW)	I (\$/KW)	I_o (\$)	P_g (KW)	I_o (\$)	I (\$/KW)
1000	\$10,060	\$10,060,000	1000	\$11,240	\$11,240,000
2225	\$7,160	\$15,930,000	2225	\$8,753	\$19,480,000
3450	\$5,572	\$19,220,000	3450	\$7,084	\$24,440,000
4675	\$4,697	\$21,960,000	4675	\$5,962	\$27,870,000
5900	\$4,208	\$24,830,000	5900	\$5,207	\$30,720,000
7125	\$3,929	\$28,000,000	7125	\$4,696	\$33,460,000
8350	\$3,764	\$31,430,000	8350	\$4,349	\$36,310,000
9575	\$3,660	\$35,050,000	9575	\$4,110	\$39,350,000
10800	\$3,590	\$38,780,000	10800	\$3,944	\$42,590,000
12030	\$3,539	\$42,550,000	12030	\$3,826	\$46,010,000
13250	\$3,497	\$46,340,000	13250	\$3,742	\$49,580,000
14480	\$3,461	\$50,100,000	14480	\$3,678	\$53,240,000

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

TABLA 2.10
RESUMEN DE ÍNDICES DE POTENCIAS DE GENERACIÓN USANDO ACEITE #6

	EC	CP
P_g	10970 KW	3338 KW
P_g^*	29870 KW	9712 KW
P_g^{**}	1319 KW	1332 KW

TABLA 2.11
RESUMEN DE ÍNDICES ECONÓMICOS*

	EC		CP	
	GAS	ACEITE #6	GAS	ACEITE #6
TIR	12 %	14 % ^a	d	d,a
VPN	(\$242,312)	\$4,399,733	(\$17,517,505)	(\$15,116,258)
DFE	b	b	c	c
RI	7.52 años	6.72 años	27.45 años	20.08 años
FRC	0.13	0.13	0.13	0.13

*TREMA = 12%, N=20 años, para P_g usada ver Tabla 2.7

^a Ver Figura 2.18

^b Ver Figura 2.19

^c Ver Figura 2.20

^d Resultaron valores negativos

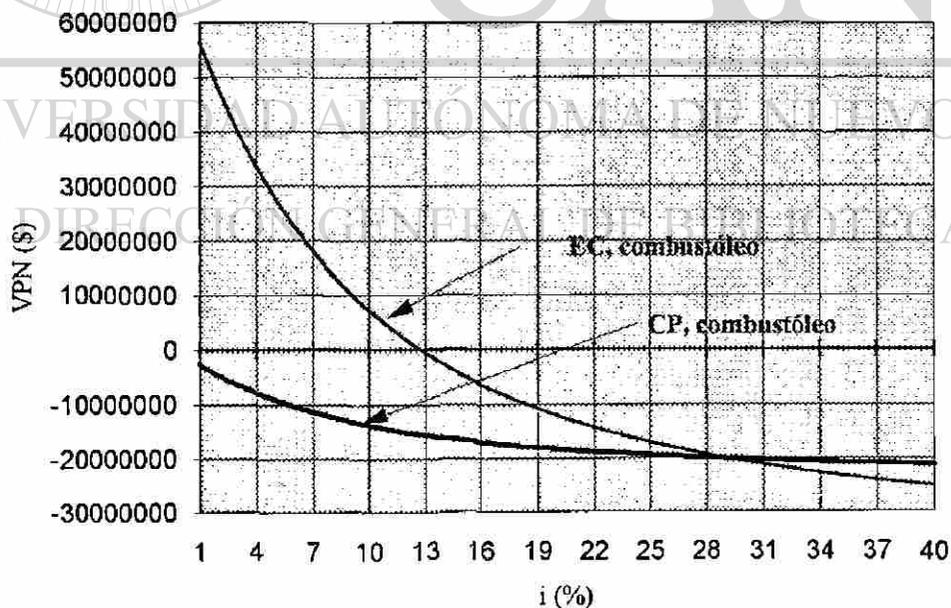


Figura 2.18. Comparación del VPN contra interés para dos alternativas de cogeneración. a) turbina CP, b) turbina EC.

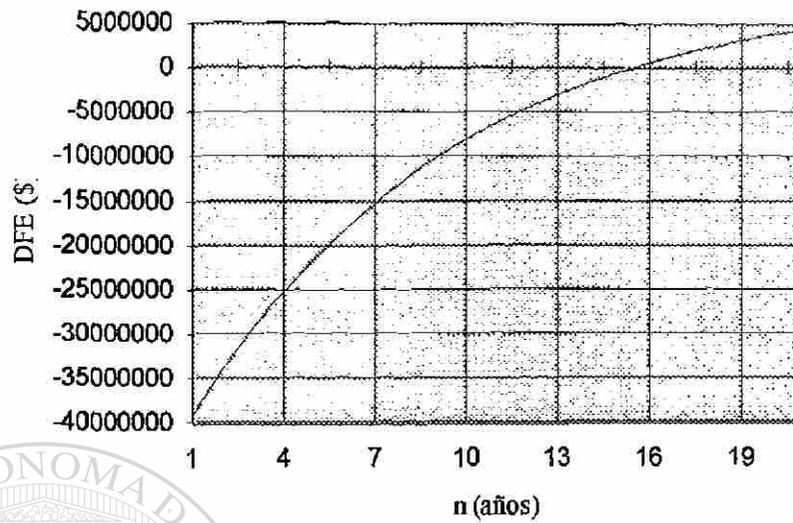


Figura 2.19 Descuento de los flujos de efectivo para la turbina EC usando combustóleo.

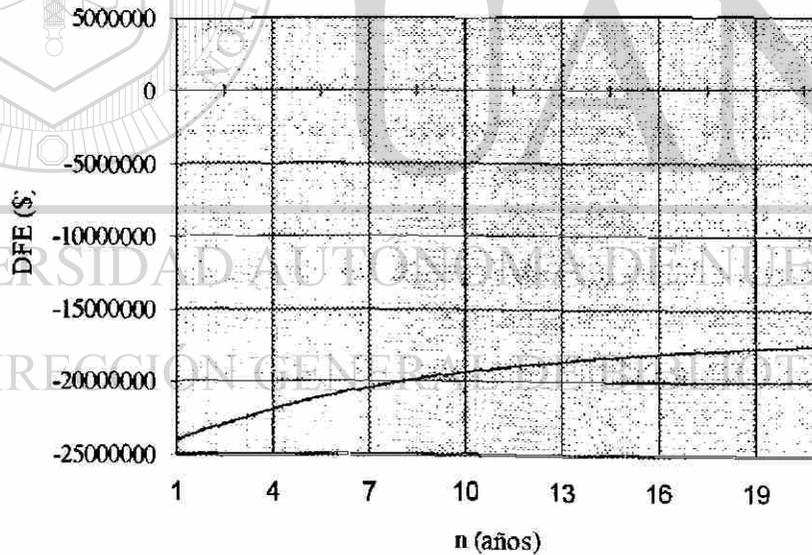


Figura 2.20 Descuento de Flujos de los flujos de efectivo para el caso de la turbina CP utilizando gas.

Capítulo 3

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

3.1 Introducción

Una vez obtenidos los resultados del análisis económico, se procede a realizar el análisis eléctrico de las alternativas que resultaron ser factibles de instalarse. Para realizar este análisis se propone una metodología general de acuerdo a los criterios explicados a lo largo de este capítulo y bajo ciertas suposiciones.

Esta metodología supone lo siguiente. 1) Que es aplicada solamente a sistemas de cogeneración basados en turbinas de vapor. 2) Que se conocen los modelos y los parámetros de cada componente de la planta, es decir, el generador, la caldera, la turbina, el sistema de excitación, el sistema gobernador, la carga eléctrica, la carga térmica y el estabilizador si se cuenta con él. 3) Que los modelos ya están programados en el formato del programa SIMNON y están disponibles para ser usados en cualquier caso que se desee estudiar, en caso contrario se tiene que proceder a su programación y validación antes de ser integrados a la planta. 4) Que los cambios de potencia mecánica serán dados desde la caldera, es decir, con el modo de control turbina siguiendo caldera. 5) El sistema de cogeneración cuenta con un solo generador eléctrico o se cuenta con los parámetros de varios generadores equivalentes agrupados en uno solo.

La metodología toma como dato de partida el resultado del análisis económico. Seguidamente deben seleccionarse los modelos de los diferentes componentes de la planta según el modo de operación que se haya previsto y el tipo de estudio a realizar. Finalmente se debe realizar la simulación y el análisis del caso o los casos que sean necesarios para alcanzar los objetivos fijados en el estudio. En las siguientes secciones se explican cada uno de estos aspectos en forma detallada.

3.2 Modelos utilizados para simular la planta

Los modelos utilizados para simular la planta han sido tomados de la literatura, por tanto se da por supuesta su validez. Se tomaron modelos sencillos con el fin de ejemplificar la metodología para el análisis eléctrico. De igual modo, el sistema eléctrico se supone balanceado de tal manera que pueda representarse utilizando secuencia positiva solamente.

3.2.1 Modelo del generador eléctrico

Aun cuando no se descarta la opción de utilizar generadores de inducción [39] en plantas de uso industrial, en este trabajo se analiza solamente el comportamiento de generadores sincros debido a las desventajas que los primeros presentan. Básicamente su inconveniente radica en el problema de regulación de voltaje, debido a la limitación física de no generar suficiente potencia reactiva (KVAR); en [35] puede verse una discusión completa de esta cuestión.

La operación de la planta de cogeneración desde el punto de vista eléctrico requiere una evaluación del comportamiento dinámico de las principales variables para asegurar la mejor calidad en el suministro de energía. Para esto es necesario contar con modelos adecuados para las distintas situaciones en las que puede operar una planta de cogeneración, las cuales se explican en la sección 3.4.

En el presente capítulo se hará una descripción de los modelos utilizados para la simulación computacional del generador eléctrico, tomando como referencia sus distintos modos de operación. Primero se tratará el modelo del generador conectado en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica considerando carga eléctrica conectada en sus terminales, enseguida se estudiará el generador operando en forma aislada y finalmente operando en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica, pero sin carga local en sus terminales. Pueden existir casos de plantas de cogeneración con más de un generador eléctrico interconectados entre sí; sin embargo, se estudiará el caso de plantas con una sola máquina. Este estudio se puede aplicar a plantas en las que sea posible agrupar varios generadores en uno equivalente, por tanto, no es aplicable a grupos de generadores que no sea posible agruparlos en uno equivalente.

3.2.1.1 Generador conectado a la compañía suministradora de energía eléctrica y con carga eléctrica local

Una vez resuelto el problema del dimensionamiento de la planta de acuerdo al procedimiento visto en el capítulo 2, se procede a explicar el modelo del generador síncrono con carga conectada a sus terminales y operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica. Este modelo será utilizado para simular el comportamiento transitorio del generador bajo distintos disturbios. Se ha encontrado [83] que la forma más conveniente para simular la máquina síncrona es a través de la corriente en terminales; esta corriente debe estar en función de las variables de estado que describen el comportamiento dinámico del generador. La ecuación (3.1), expresada en forma matricial, muestra la manera adecuada para realizar simulaciones. Las ecuaciones algebraicas de este modelo están escritas en un sistema de coordenadas real-imaginario (r-i), obtenidas a partir de la representación en coordenadas d-q. La transformación a coordenadas r-i se hace utilizando la matriz A (3.8), la cual contiene una combinación de senos y cosenos de una de las variables de estado de la máquina; el ángulo de carga δ se expresa en radianes.

$$\mathbf{I}_t = \left[\mathbf{Z}_e - \left[\mathbf{U} + \mathbf{Z}_e \mathbf{Z}_L^{-1} \right] \mathbf{Z}_g^T \right]^{-1} \left[(\mathbf{U} + \mathbf{Z}_e \mathbf{Z}_L^{-1}) \mathbf{E}' - \mathbf{V}_\infty \right] \quad (3.1)$$

donde:

- \mathbf{I}_t corriente en terminales (p.u.), ver ecuación (3.2)
- \mathbf{U} matriz identidad (2x2), ver ecuación (3.3)
- \mathbf{Z}_e impedancia exterior (p.u.), ver ecuación (3.3)
- \mathbf{Z}_L impedancia de la carga (p.u.), ver sección 3.2.1
- \mathbf{E}' voltaje detrás de la reactancia del generador (p.u.), ver ecuación (3.5)
- \mathbf{V}_∞ voltaje en la barra infinita (p.u.), ver ecuación (3.6)
- \mathbf{Z}_g Impedancia interna del generador (p.u.), ver ecuación (3.7)

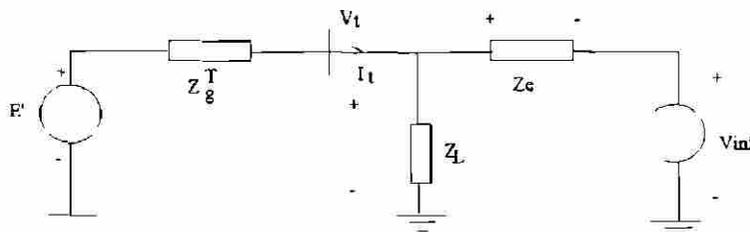


Figura 3.1 Diagrama unifilar del generador con carga local conectado a la barra infinita.

Aunque la manera más compacta de expresar el modelo del generador y, en particular, la corriente en terminales, es a través de una forma matricial, el simulador SIMNON sólo acepta expresiones algebraicas. Por consiguiente se da la forma siguiente a cada término de (3.1).

$$\mathbf{I}_t = \begin{bmatrix} I_r \\ I_i \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

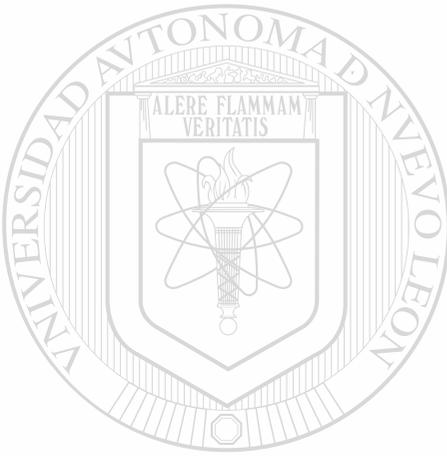
$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{Z}_e = \begin{bmatrix} r_e & -X_e \\ X_e & r_e \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{E}' = \begin{bmatrix} E'_r \\ E'_i \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{V}_\infty = \begin{bmatrix} V_{\infty r} \\ V_{\infty i} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{Z}_g = \begin{bmatrix} -r & X'_d \\ -X'_q & -r \end{bmatrix} \quad (3.7)$$



$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\sin(\delta) \\ \sin(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

El resultado final de la transformación de los ejes de coordenadas se ve en la forma que adquiere (3.7). Es decir, una vez transformada, queda como (3.9).

$$\mathbf{Z}_g^T = \mathbf{A} \mathbf{Z}_g \mathbf{A}^{-1} \quad (3.9)$$

Se requieren dos ecuaciones algebraicas que complementen el modelo para fines de simulación y análisis, éstas son el voltaje en terminales (3.10) y la potencia eléctrica (3.11).

$$\mathbf{V}_t = \mathbf{Z}_e \mathbf{I}_t + \mathbf{V}_\infty \quad (3.10)$$

$$P_e = \text{Re}(\mathbf{V}_t \mathbf{I}_t^*) = V_r I_r + V_i I_i \quad (3.11)$$

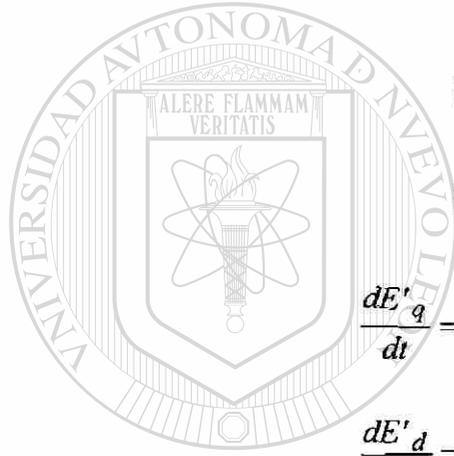
Todas las variables que componen (3.1) están expresadas en coordenadas r-i. Además de estas ecuaciones algebraicas se requiere un conjunto de ecuaciones diferenciales que representen los cambios en el tiempo de las variables de estado. El orden del modelo propuesto es 4: dos estados pertenecen a la ecuación de oscilación (3.12) y (3.13), los otros dos representan los cambios de voltajes internos detrás de la reactancia del generador (3.14) y (3.15) para cada uno de los ejes, d y q.

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_o \quad (3.12)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{M} (P_m - P_e) \quad (3.13)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = -\frac{1}{\tau'_{do}} [E_{fd} + E'_q - (X_d - X'_d) I_d] \quad (3.14)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = -\frac{1}{\tau'_{qo}} [E'_d + (X_q - X'_q) I_q] \quad (3.15)$$



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

En las ecuaciones diferenciales se siguen manteniendo las componentes d-q, que son obtenidas a partir de las coordenadas r-i y la matriz A, como se ve en (3.16) y (3.17).

$$\begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_r \\ I_i \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$\begin{bmatrix} E'_q \\ E'_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E'_r \\ E'_i \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Para transformar los ejes d-q a los ejes r-i se hace uso de la inversa de la matriz A para las variables de interés. Las ecuaciones (3.1)-(3.17) son suficientes para hacer una simulación de la máquina síncrona considerando operación manual del regulador de voltaje ($E_{fd} = \text{cte.}$) y

suponiendo que el sistema turbina-gobernador mantiene una potencia mecánica constante ($P_m = \text{cte.}$). La conexión con estos subsistemas de la máquina síncrona se explicará en 3.4. En el apéndice B.2.2 pueden verse las ecuaciones escritas de acuerdo al formato del simulador SIMNON.

3.2.1.2 Cogenerador independiente

Las ecuaciones diferenciales que modelan el comportamiento dinámico del generador eléctrico operando en forma independiente de la compañía suministradora de energía eléctrica son idénticas al caso anterior, ver ecuaciones (3.12), (3.13), (3.14) y (3.15), lo que cambia es la forma de las ecuaciones algebraicas. Suponiendo carga local modelada de acuerdo a (3.23) y (3.24), la corriente en terminales queda expresada por (3.18). Ver el diagrama unifilar de este generador en la Fig. 3.2.

$$\mathbf{I}_t = [\mathbf{Z}_L - \mathbf{Z}_g^T]^{-1} \mathbf{E}' \quad (3.18)$$

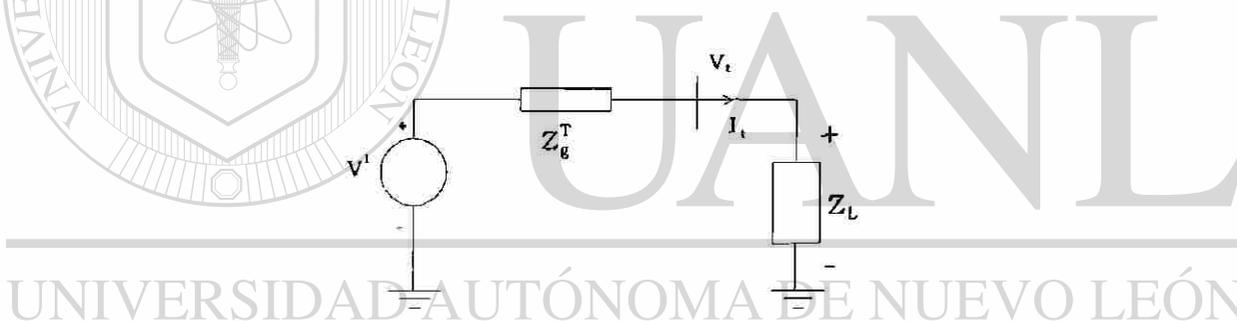


Figura 3.2 Diagrama unifilar del cogenerador operando en forma aislada.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

El modelo completo de esta máquina puede verse en el apéndice B.2.3. La potencia eléctrica se expresa de forma idéntica a (3.11). En cambio, el voltaje en terminales se debe expresar de acuerdo a (3.19) o (3.20).

$$\mathbf{V}_t = \mathbf{Z}_L \mathbf{I}_t \quad (3.19)$$

$$\mathbf{V}_t = \mathbf{E}' + \mathbf{Z}_g^T \mathbf{I}_t \quad (3.20)$$

3.2.1.3 Cogenerador conectado a la compañía suministradora de energía eléctrica sin carga eléctrica local

Como en el caso anterior, las ecuaciones diferenciales siguen siendo las mismas para este modelo, ver (3.12)-(3.15). También se mantienen iguales la ecuación de voltaje en terminales (3.10) y la potencia eléctrica (3.11). La única ecuación que cambia su forma es la corriente en terminales:

$$I_t = [Z_e - Z_g^T]^{-1} [E' - V_\infty], \quad (3.21)$$

donde todos los términos de la ecuación (3.21) ya han sido explicados.

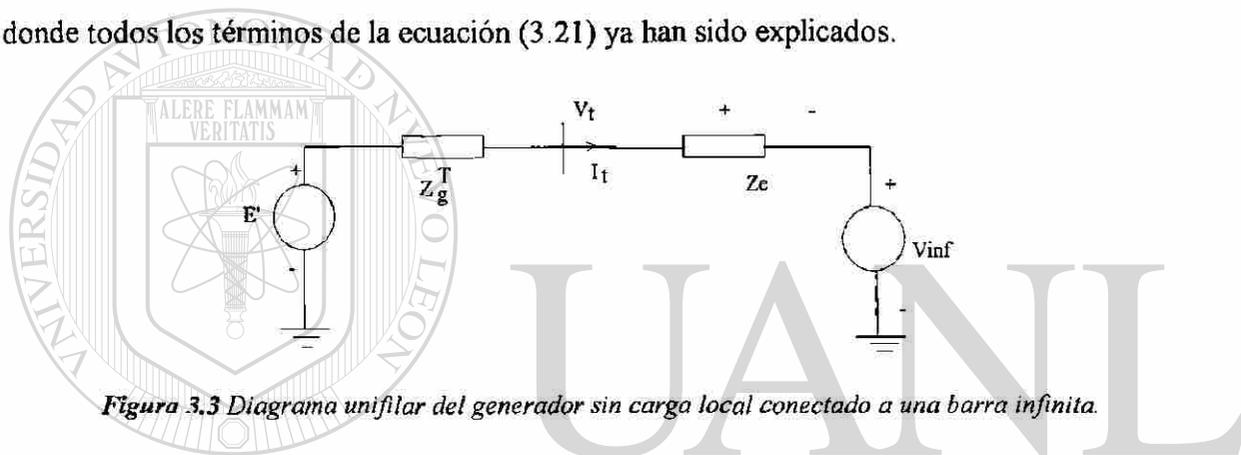


Figura 3.3 Diagrama unifilar del generador sin carga local conectado a una barra infinita.

3.2.1.4 Modelo del sistema de excitación (SE)

Los modelos DC1-DC, DC2-DC, DC3, AC1, AC2, AC3, AC4, ST1, ST2 y ST3 de [63] han sido considerados para incluirse como un subsistema de la planta de cogeneración. La Figura 3.4 muestra el diagrama de bloques del sistema de excitación ST1. Este representa un excitador estático con el valor del limitador de salida dependiendo del voltaje en terminales del generador. Esta característica puede simularse con SIMNON sin dificultad. La referencia [83] muestra la manera de hacer la descomposición de estos modelos para que puedan ser introducidos según el formato de SIMNON. La idea principal para lograr esta descomposición es la de pasar los diagramas de bloque en el dominio de Laplace a su correspondiente ecuación diferencial en el dominio del tiempo. A continuación se resumen los tres tipos de bloques más comunes en sistemas de control de voltaje y su representación equivalente en forma de ecuación diferencial, Tabla 3.1

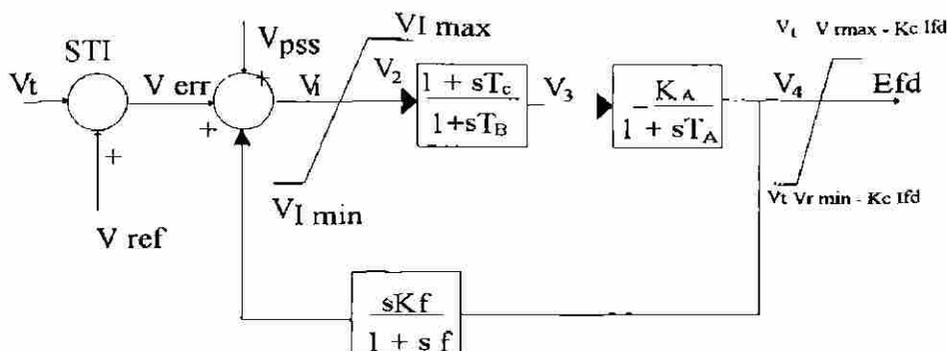


Figura 3.4 Diagrama de bloques del sistema de excitación ST1 del IEEE.

En el apéndice B.2.4 y B.2.5 pueden verse dos modelos de sistema de excitación siguiendo el formato SIMNON. Se tienen definidas las entradas y salidas para ser interconectadas con el modelo de la máquina síncrona.

TABLA 3.1
REPRESENTACIÓN DE FUNCIONES DE TRANSFERENCIA TÍPICAS EN EL DOMINIO DE LAPLACE Y EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

Tipo de función	Laplace	Tiempo
Primer orden	$\frac{Y}{U} = \frac{K}{\tau s + 1}$	$\frac{dy}{dt} = \frac{1}{\tau}(Ku - y)$
Adelanto-atraso	$\frac{Y}{U} = K \frac{1 + \tau_C s}{1 + \tau_B s}$	$y = x_1 + x_2, \quad x_1 = K \left(\frac{\tau_c}{\tau_b} \right) u, \quad \frac{dx_2}{dt} = \frac{1}{\tau_B} (Ku - y)$
Derivador en el numerador	$\frac{Y}{U} = \frac{KS}{\tau s + 1}$	$y = x_1 - x_2, \quad x_1 = \frac{Ku}{\tau}, \quad \frac{dx_2}{dt} = \frac{y}{\tau}$

3.2.1.5 Modelo del sistema estabilizador (PSS)

Se consideran los modelos de dos tipos de estabilizadores. Uno recibe como señal de entrada la potencia eléctrica generada P_e y otro recibe la velocidad angular ω . En ambos se tiene un voltaje de salida V_s que entra al comparador del sistema de excitación como una señal suplementaria. La señal V_s introduce amortiguamiento positivo a la máquina síncrona durante un transitorio electromecánico y favorece la operación segura del generador reduciendo la posibilidad de salida por pérdida de sincronismo. En [112] se muestran resultados de simulaciones en que el efecto del sistema de excitación sobre el amortiguamiento de la máquina

síncrona, después de la primera oscilación, es negativo, o sea, que favorece la salida de sincronismo. En estos casos el sistema estabilizador tiene una función importante para contrarrestar este efecto.

3.2.2 Modelos de turbinas de vapor (T) y su control de velocidad (SG)

A continuación se presentan los modelos de dos tipos de turbinas de vapor utilizados para la cogeneración de energía: turbina de contra-presión (CP) y turbina de extracción-condensado (EC). Existe una mayor variedad de tipos de turbinas utilizadas en plantas cogeneradoras en base a vapor [78], sin embargo, la deducción puede hacerse a partir de estos dos tipos básicos. Es decir, la variedad de turbinas de vapor se debe a que algunas tienen más de una extracción o estas extracciones son manuales o automáticas.

3.2.2.1 Turbina de contra-presión (TCP)

La Figura 3.5 muestra el esquema físico de una turbina de contra-presión. La característica principal de esta turbina es que el flujo de vapor que le llega de la caldera o de un cabezal general es el mismo que se tiene a la salida.

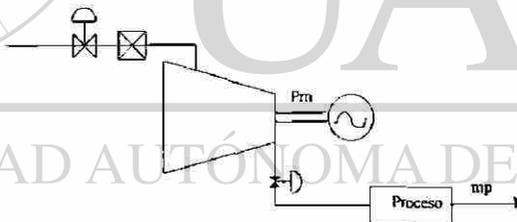


Figura 3.5 Diagrama esquemático de una turbina CP.

El modelo de esta turbina en el dominio de Laplace se representa por una función de transferencia de primer orden, (3.22). Sin embargo, su gobernador debe incluir tanto las variaciones de velocidad en el eje, como las variaciones de flujo del vapor entregado al proceso.

$$\frac{P_{GV}}{P_m} = \frac{1}{1 + T_t S} \quad (3.22)$$

Donde T_t es la constante de tiempo que caracteriza la respuesta de la turbina. Su valor depende de las condiciones de presión, temperatura del vapor y del volumen del depósito de vapor que se encuentra a la entrada de la turbina. Este modelo de turbina no considera el efecto de la caldera, para esto debe utilizarse el modelo mostrado en la Figura 3.6.

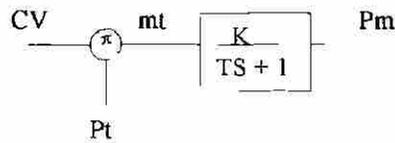


Figura 3.6 Modelo de la turbina CP considerando el efecto de la caldera.

3.2.2.2 Turbina de extracción-condensado (TEC)

Un diagrama representativo de la configuración física de esta turbina puede verse en la Figura 3.7. Su principal característica es la extracción intermedia que se hace al proceso mediante una válvula automática y que la descarga de vapor de la segunda etapa se hace directamente al condensador. Existen algunas turbinas con más de una extracción [80]; sin embargo en esta investigación se considera solamente una extracción.

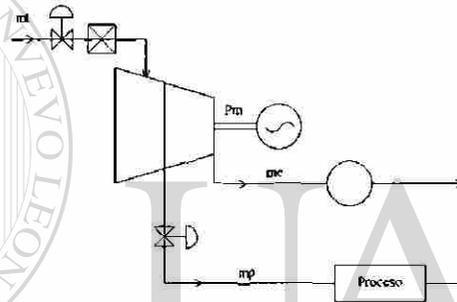


Figura 3.7 Diagrama esquemático de la turbina EC.

La demanda de vapor al proceso tiene influencia sobre el comportamiento dinámico de la turbina EC. Para poder visualizar este efecto es necesario incluir el control de flujo al proceso en su modelación.

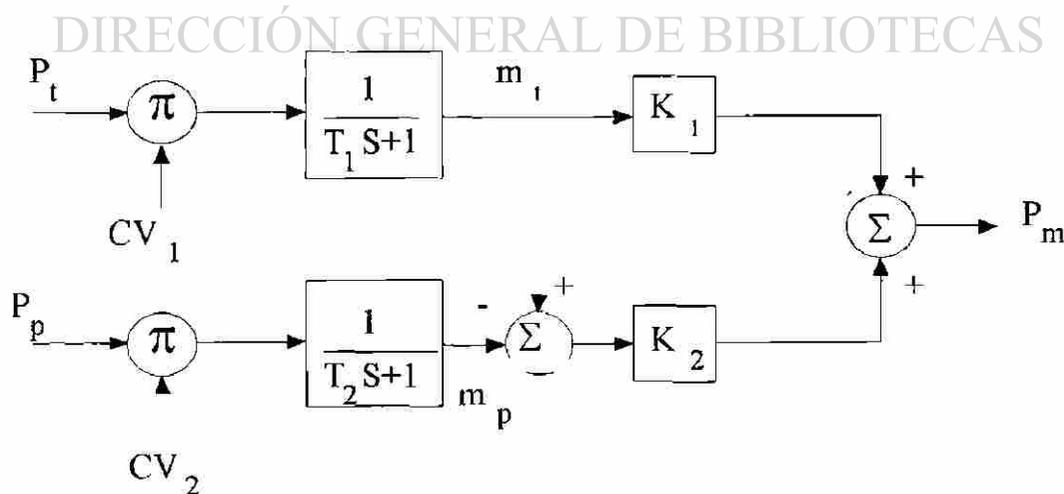


Figura 3.8 Diagrama de bloques de la turbina EC.

Cada una de las variables y parámetros que intervienen en este modelo se explican a continuación.

- P_1 Presión de estrangulamiento a la entrada de la turbina (en Kilo Pascales, KPa). Esta presión es la salida de la caldera.
- P_p Presión requerida por el proceso térmico (KPa). Esta presión es un valor de referencia.
- CV_1 Porcentaje de apertura de la válvula automática a la entrada de la turbina (<1). Esta señal proviene de la salida del sistema gobernador.
- CV_2 Porcentaje de apertura de la válvula automática a la entrada del proceso (<1). Esta señal es la salida del control de flujo al proceso.
- T_1 Constante de tiempo en la primera etapa de la turbina (seg). Esta constante puede calcularse con los datos de presión, temperatura y volumen en el depósito de vapor a la entrada de la turbina ("steam chest") [41].
- T_2 Constante de tiempo debida a la extracción de vapor (seg). Caso similar al anterior.
- K_1 Ganancia de la primera etapa de la turbina, h_1-h_p , diferencias de entalpías (KJ/Kg). Estas entalpías son funciones de la presión y temperatura de operación en los puntos 1 y p respectivamente.
- K_2 Ganancia en la segunda etapa de la turbina, h_p-h_c , diferencias de entalpías (KJ/Kg). Estas entalpías pueden calcularse de modo similar a las anteriores.
-
- m_t Flujo de vapor en la primera etapa (Kg/seg). Es el que proporciona la caldera si no se tiene control sobre los KW_e generados. Si existe control sobre los KW_e de salida este flujo cambia de acuerdo a este lazo de control.
- m_p Flujo de vapor al proceso (Kg/seg). Varía con la demanda de calor requerida por el proceso, su control se realiza mediante una válvula automática.
- P_m Potencia total de salida de la turbina (KW). Potencia que se le transmite al generador eléctrico a través de la flecha del turbo-generador.

Las presiones deben ser convertidas a valores por unidad para que al ser multiplicadas por el porcentaje de apertura de las válvulas arrojen un valor dado en Kg/seg. Esto puede lograrse convirtiendo la presión nominal de operación a su flujo correspondiente a régimen nominal. La coordinación entre la caldera y la turbina depende de la estrategia de control que convenga seguir para un caso determinado, esto se tratará en la sección 3.2.3.

3.2.2.3 Sistema gobernador (SG)

Aunque en [41] se presenta un modelo generalizado del sistema gobernador para turbinas de vapor, éste no incluye el efecto de cambio de presión en la caldera. Una actualización de estos modelos, presentada en [56], toma en cuenta esta variable. La Figura 3.9 muestra el diagrama de bloques de uno de estos sistemas gobernadores reportados en [41]. El efecto de la presión es considerado a la entrada de las válvulas de control de la turbina, combinándola con la salida del sistema gobernador a través de un multiplicador, ver Figura 3.7. Es decir, el producto de presión por el porcentaje de apertura de la válvula da el flujo de vapor que entra a la turbina; ver Figura 3.11 (tomada de [56]), donde se designa el porcentaje de apertura de la válvula de admisión de vapor a la turbina con la variable CV .

El modelo de la Figura 3.9 no incluye el efecto del cambio de presión del vapor. Por lo tanto, la salida de este sistema gobernador arroja directamente la potencia de entrada a la turbina (P_{GV}) antes de ser transformada a potencia mecánica (P_m). Este modelo es apropiado para estudios de períodos cortos, es decir, para tiempos menores al que la presión de la caldera empieza a cambiar de valor. También se puede utilizar suponiendo que la caldera está siendo controlada con el esquema turbina siguiendo caldera, el cual mantiene una presión prácticamente constante en el vapor de entrada a la turbina, ver sección 3.2.3. El listado para este modelo según el formato de SIMNON puede verse en el apéndice B.2.9, el cual incluye valores típicos de los parámetros y límites de operación.

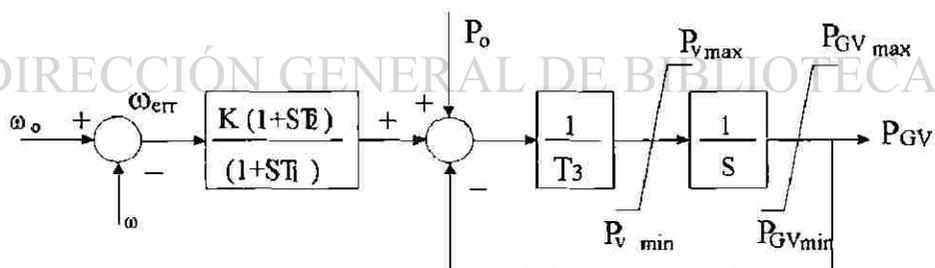


Figura 3.9 Diagrama de bloques del sistema gobernador SG1 de velocidad para turbinas de vapor [41].

Con los modelos de sistema gobernador (SG1 y SG2) no es posible controlar la potencia mecánica P_m que se desea transmitir al generador a través de la flecha de la turbina; solamente se puede controlar la velocidad angular e indirectamente la potencia a través de cambios de velocidad provocados por los cambios de carga eléctrica del generador o cualquier otro desbalance entre la potencia mecánica y la eléctrica. Por tanto, estos modelos sólo pueden

utilizarse en el esquema de control turbina siguiendo caldera (ver sección 3.3), es decir, los cambios de generación se inician desde los controles de la caldera.

Efectuando simulaciones de estos modelos, con los parámetros que aparecen en el apéndice B del caso 2, se ha observado que con una condición inicial $\omega(0)=0$ no es posible llegar a un equilibrio para un arranque en frío (todas las variables de estado en cero excepto la velocidad angular). Es mejor suponer un valor inicial $\omega(0)=\omega_{ref}$ en la velocidad angular, y eventualmente esta llega al valor deseado. También se observó la influencia de P_o como condición inicial de la potencia transferida a la turbina P_{GV} y la potencia mecánica P_m en el tiempo de estabilización de la potencia mecánica, ver Figura 3.10.

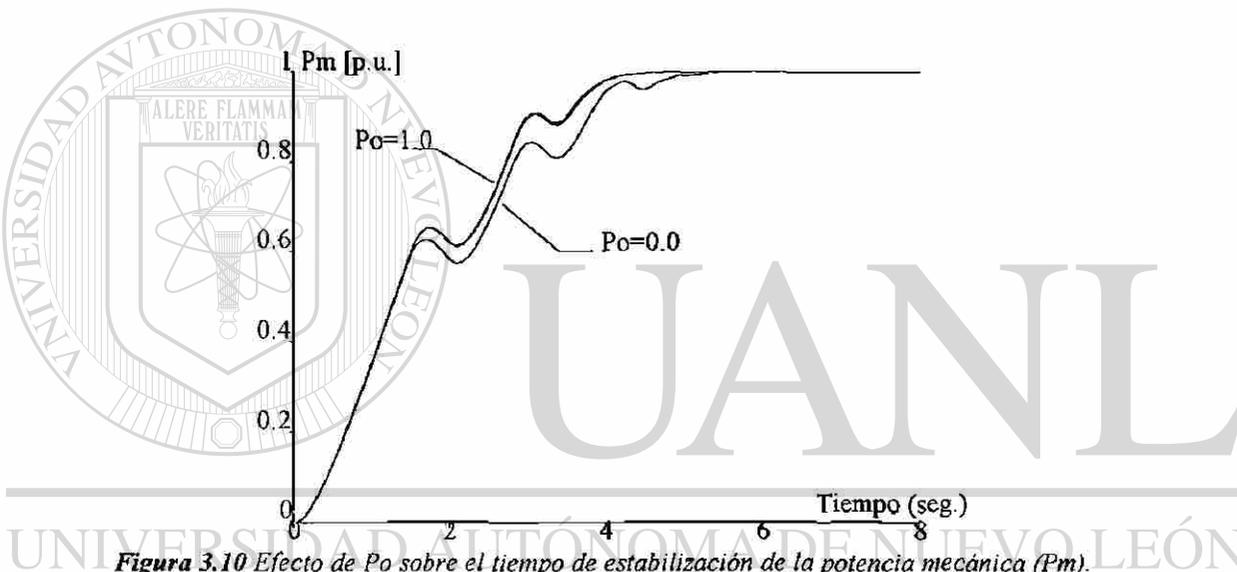


Figura 3.10 Efecto de P_o sobre el tiempo de estabilización de la potencia mecánica (P_m).

Debe notarse cómo disminuye el tiempo de estabilización a medida que aumenta el valor de P_o . También se nota que el valor de potencia mecánica estable es igual al valor del tope máximo del limitador con-cuerda (P_{GVmax}), independientemente del valor de P_o . De las observaciones anteriores se puede concluir que P_o no es un valor de referencia al que se desea llegar, sino, como se comentó anteriormente, una condición inicial. Los cambios de generación deben iniciarse en el control de la caldera. El sistema gobernador [56] utilizado para visualizar efectos de cambio de presión en la caldera es el que se muestra en la Figura 3.11. Este modelo considera los cambios de presión debidos a la dinámica de la caldera; por tanto, puede acoplarse a los modelos de las turbinas EC o CP de las Figuras 3.8 y 3.6 respectivamente. El listado para SIMNON puede verse en el apéndice B.2.10. La pendiente del limitador sin-cuerda de este gobernador es igual a uno, sus límites representan la posición

de la válvula. El limitador con-cuerda modela el intervalo de operación de la válvula al estar abriendo (valor típico, -0.4) y al estar cerrando (valor típico, +0.5). En el listado del apéndice B.2.10 puede verse el modo de programarse estos limitadores en el lenguaje de SIMNON.

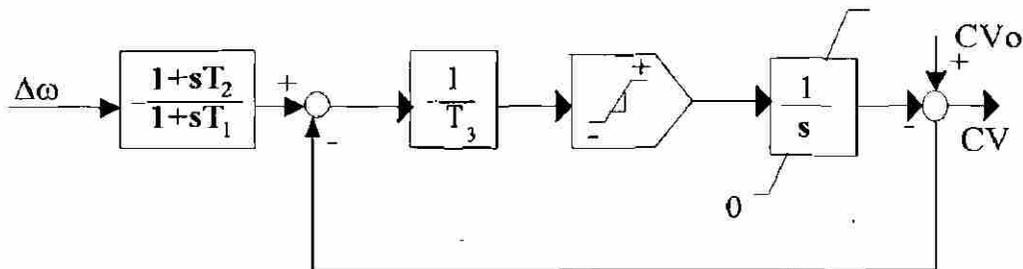


Figura 3.11 Diagrama de bloques del sistema gobernador SG2 del IEEE [56].

3.2.3 Modelo de la caldera y sus controles (B)

La caldera es una componente compleja de una planta de producción de energía eléctrica en base a vapor. Su complejidad se debe a los distintos mecanismos de que está compuesta y los distintos modos de operación. Dentro de las calderas utilizadas para producir electricidad pueden distinguirse dos tipos principales: Caldera tipo domo ("drum") y caldera tipo un-paso ("once-through"). Los combustibles primarios que utilizan son variados: gas natural, combustible, carbón, basura tratada y combustible vegetal, como madera y bagazo de caña principalmente. Desde el punto de vista de análisis de potencia eléctrica interesa saber cómo está siendo operada la caldera para poder llevar a cabo la simulación y el análisis adecuadamente. Existen tres formas comúnmente utilizadas:

- *Caldera siguiendo turbina.* En este control los cambios de generación son iniciados por las válvulas de control de la turbina, mientras los controles de la caldera responden con la acción apropiada, hasta llegar a los valores de flujo y presión de referencia. La principal ventaja de este esquema de control es que mejora la calidad de la frecuencia. La desventaja es que puede alejar a la caldera de su punto óptimo de operación, haciéndola consumir mayor cantidad de combustible para una misma potencia generada y, por tanto, introducir una operación ineficiente.
- *Turbina siguiendo caldera.* Las válvulas de control de la caldera están hechas para regular su presión y los cambios de generación se inician variando entradas a la caldera. Su

ventaja es que permite tener presión casi constante en la caldera . En este modo de control no se usa la energía almacenada en el domo de la caldera. Su principal desventaja es que los cambios de generación son más lentos y por tanto la regulación de la frecuencia es de menor calidad.

- *Control coordinado.* La señal de la carga demandada es modificada por variaciones de frecuencia proporcionales al inverso del estadismo ($1/R$) y por señales proporcionales a las variaciones de presión en la caldera.

Las variables que intervienen en el modelo de caldera presentado en la Figura 3.12 siguiendo el sistema internacional de unidades (SI) se explican a continuación:

W_f	Flujo de combustible (Kg/hr)
W_e	Flujo del agua de alimentación (Kg/hr)
$IC's$	Condiciones iniciales (depende de qué variable de estado se trate)
$K's$	Agrupación de parámetros constantes (depende de cuál se trate)
L_{fs}	Carrera del alimentador de carbón (m)
h_{sat}	hd-he: entalpía en el domo-entalpía H ₂ O de alimentación (KJ/Kg)
M_w	Masa efectiva de metal-agua en contacto (Kg)
T_f	Temperatura del gas (°K)
K_m	Coefficiente de transferencia de calor por conducción entre los gases y el metal (KW/°K)
K_w	Coefficiente de transferencia de calor por conducción entre el metal y el agua (KW/°K)
C_{pm}	Calor específico del metal (KW/(Kg°K))
Q_{gm}	Calor removido de los gases calientes (KW)
Q_{mw}	Calor transferido al agua (KW)
V^*	Volumen efectivo en el domo (m ³)
P_t	Presión del vapor a la turbina (KPa)
R_a	Densidad del aire (Kg/m ³)
R_e	Densidad del carbón (Kg/m ³)
R_t	Densidad del vapor de entrada a la turbina (Kg/m ³)
Δh_f	hd-he: entalpía en el domo - entalpía del agua de alimentación (KJ/Kg)
K_{af}	Razón de la mezcla aire/combustible (adimensional)

El modelo de caldera de la Figura 3.12 es el que propone J. P. McDonald en la referencia [120]. Está basado en principios físicos de termodinámica y fenómenos de transporte de fluidos y modelado siguiendo la filosofía llamada de modelado deductivo, cuya idea principal es aplicar los principios físicos que intervienen en los diferentes procesos naturales y su control dentro de la caldera. Como se observa, es de naturaleza no-lineal, a pesar de haber hecho algunas simplificaciones en su deducción, como se explica en [120]. Básicamente, sólo se toman en cuenta los efectos de conducción agua-metal, dejando de lado los efectos de radiación y convección, lo cual complicaría demasiado el modelo.

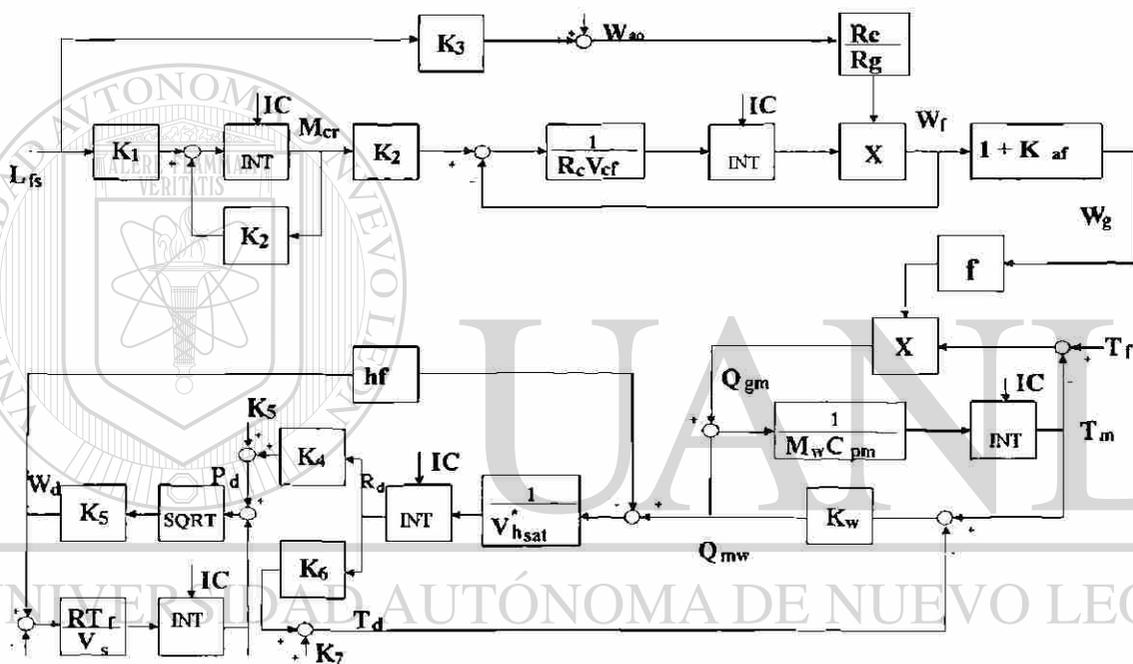


Figura 3.12 Diagrama de bloques de la caldera usada para simulación en estudios de estabilidad [120].

En el paquete SIMNON es suficiente la representación de la Figura 3.12 para realizar una simulación en el tiempo; sin embargo, resulta más claro entender los procesos que intervienen en la caldera contando con ese mismo modelo representado en el dominio de Laplace. Además, el modelo permite ser simulado en otros paquetes que requieren representación en el dominio de la frecuencia, por ejemplo, el paquete VISSIM de aparición reciente. Este diagrama de bloques puede verse en la Figura 3.13.

La variable que se está controlando en este modelo de caldera es la presión P_t , ya que es la que interesa para el análisis desde el punto de vista de potencia; otras variables, como el nivel

de agua en el domo, no intervienen en el proceso energético de manera directa. Para lograr su control se cuenta con un lazo de alimentación de combustible, en este caso carbón, en la parte superior de la Figura 3.9. Al lado derecho se encuentra la representación del proceso de transferencia de calor entre los gases de combustión y las paredes metálicas, Q_{gm} , lo mismo que la transferencia de calor desde el metal hacia el agua, Q_{mw} . Al lado inferior izquierdo pueden observarse los bloques con los que se calculan las condiciones de presión en el domo, P_d y la no-linealidad introducida por una raíz cuadrada para encontrar el flujo de vapor en el domo W_d . Finalmente aparece un bloque integrador con una constante, RT_t/V_s , cuya salida es la presión del vapor, P_t .

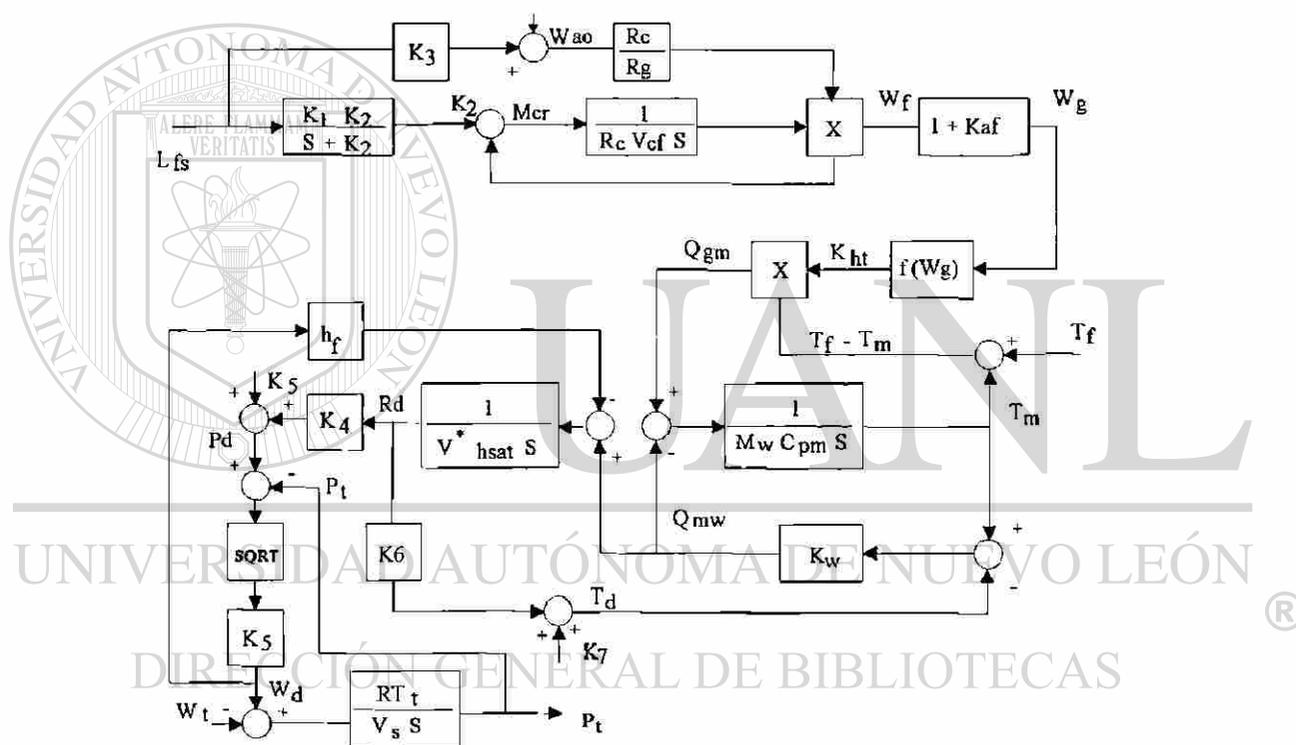


Figura 3.13 Diagrama de bloques de la caldera de la Fig. 3.12 representada en el dominio de Laplace.

Las calderas cuentan con tres lazos de control: nivel, presión y combustión. Estos tres lazos están relacionados entre sí; sin embargo, para su estudio dinámico en sistemas de potencia sólo se incluyen los lazos de presión y combustión. Se supone que el regulador de nivel lo mantiene constante. Una razón de esta simplificación es que la potencia de salida de la turbina depende únicamente de las variaciones de presión del vapor. El lazo de control de nivel no interviene en el proceso energético, es decir, no aparece el combustible o la energía como variable de control [12]; sin embargo, el nivel es importante controlarlo por cuestiones

de seguridad [12]. Aunque el modelo presentado [120] es apropiado para entender los fenómenos que intervienen en la generación de vapor y para simulación, se usará un modelo más sencillo propuesto por el IEEE para estudios de estabilidad de sistemas de potencia [56]; su representación puede verse en la Figura 3.14. No se utilizó el modelo de McDonald debido a la falta de disponibilidad de parámetros para realizar la simulación.

El modelo del IEEE cuenta con la representación de los mismos procesos descritos en la caldera anterior, pero de modo más simplificado. Aparece la no-linealidad introducida por la raíz cuadrada para calcular el flujo de vapor en el domo y las constantes de tiempo en el proceso de calentamiento del agua T_w , también aparecen las constantes C_D y C_{SH} con el efecto integral en los bloques que dan la presión del vapor en el domo, P_d y la presión a la salida de la caldera, P_t . El manejo de combustible viene representado por un bloque de primer orden con una constante de tiempo T_F . En el apéndice B.2.11 se muestra el listado de esta caldera para el paquete SIMNON, incluyendo valores comunes de los parámetros.

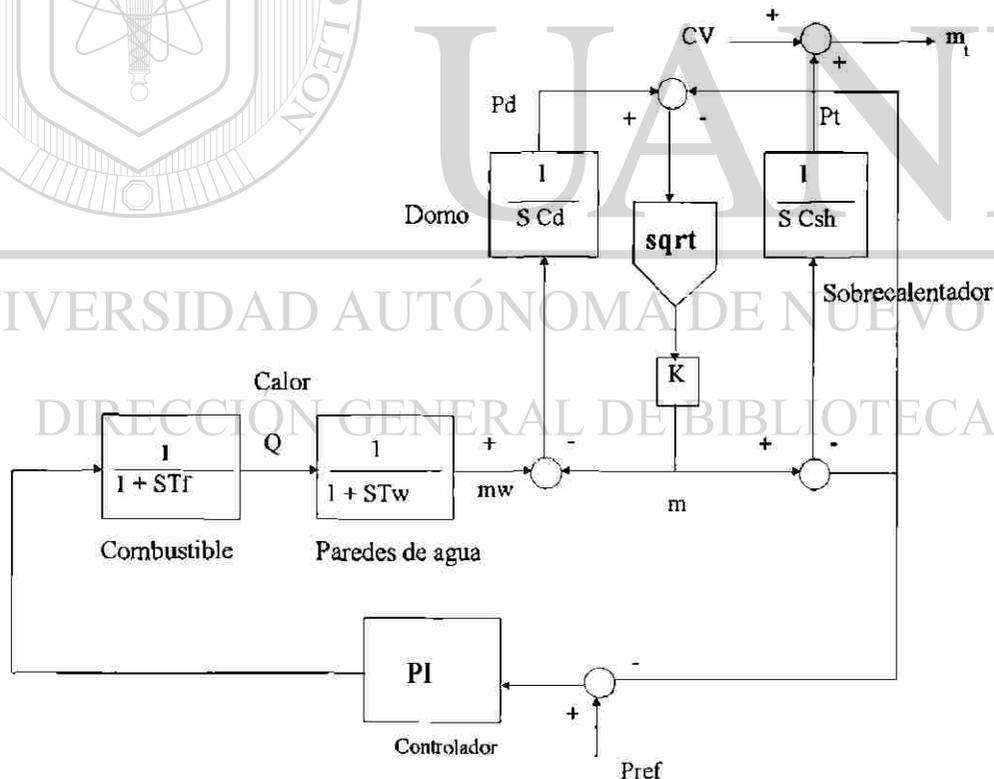


Figura 3.14 Representación de los efectos de presión de la caldera tipo domo propuesta por IEEE [56].

3.2.4 Modelo de las cargas eléctricas y térmicas

Un elemento importante a modelar dentro de la planta de cogeneración son los consumidores, tanto eléctricos como térmicos. Algunos trabajos [67, 123] resaltan la importancia de un determinado modelo de carga eléctrica para estudios de estabilidad transitoria de plantas de cogeneración; sin embargo, este trabajo incluye los modelos más sencillos, ya que cumplen con los objetivos fijados para estos estudios. Se deja para futuros desarrollos el poder refinar estos modelos, tanto en la parte eléctrica como la térmica.

3.2.4.1 Cargas eléctricas

El modelo usado es el de impedancia constante. Es decir, se considera que la máquina síncrona tiene conectada en sus terminales una resistencia en serie con una inductancia. La ecuación (3.23) muestra la forma matricial de admitancias equivalentes.

$$\mathbf{Z}_L^{-1} = \frac{1}{(R_L^2 + X_L^2)} \begin{bmatrix} R_L & X_L \\ -X_L & R_L \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Si consideramos un capacitor conectado en paralelo a una resistencia, la carga quedaría expresada en forma matricial de acuerdo a (3.24).

$$\mathbf{Z}_L^{-1} = \frac{1}{(R_L^2 + X_C^2)} \begin{bmatrix} R_L & -X_C \\ X_C & R_L \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Dado que en ambos casos la forma matricial es la misma, excepto por el signo dentro de la matriz, se puede considerar que la carga es cualquiera de las dos anteriores, sustituyendo los valores apropiados de X_L y X_C al efectuar la simulación.

3.2.4.2 Cargas térmicas

La carga térmica no interviene directamente en el transitorio eléctrico, sin embargo, su modelo debe considerarse para cuantificar su efecto en la dinámica de la turbina y de la caldera. Es decir, el efecto de las variaciones de la carga térmica en el fenómeno eléctrico se

manifiesta de forma indirecta a través de la caldera y la turbina. Dado que el flujo de vapor y la presión al proceso son controlados a través de válvulas, por medio de la modelación puede calcularse la potencia que absorbe el proceso según el valor de flujo y presión de ese momento. Esto puede expresarse con la ecuación (3.25), la cual es el resultado de un balance de energía aplicado entre la entrada y salida del proceso.

$$\dot{Q}_p = \dot{m}_p [h_p(P_p, T_p) - h_f(P_f, T_f)] \quad (3.25)$$

donde:

Q_p	Calor disipado por el proceso (KW _t)
m_p	Flujo de masa al proceso (Kg/hr)
h_p	Entalpía a la entrada del proceso (KJ/Kg)
h_f	Entalpía a la salida del proceso (KJ/Kg)
P_p, P_f	Presión a la entrada y salida del proceso (KPa)
T_p, T_f	Temperatura a la entrada y salida del proceso (°C)

La entalpía h_f se mantiene constante por intervalos de tiempo grandes, ya que depende prácticamente de la temperatura y la presión ambientales. T_p puede suponerse constante sin introducir demasiado error, por lo que puede considerarse que la potencia consumida en forma de calor por el proceso depende únicamente del flujo y la presión del vapor a la entrada de éste. Se incluirán en el modelo de la turbina el control de flujo y presión de extracción al proceso. La carga térmica se considerará un subsistema que tiene como entrada el flujo y la presión de extracción, y como salida la potencia calorífica que se absorbe.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.2.5 Verificación de los resultados de la simulación

A partir de las ideas expuestas en [83], a continuación se describe el modo de obtener resultados confiables en la simulación de los modelos utilizados para el estudio de estabilidad transitoria de la planta de cogeneración.

1. Una vez introducidas las ecuaciones que modelan el subsistema que se desea verificar, dar un valor de cero a las condiciones iniciales de todas las variables de estado.
2. Mover las referencias presentes en el modelo del subsistema (gobernador, excitador, etc.) a un valor deseado, que sea factible.

3. Correr la simulación para un tiempo mayor a la constante de tiempo más grande con el comando `SIMU 0 T`, donde T es el tiempo final de simulación. No debe haber perturbaciones ni cambios de referencia en $[0, T]$.
4. Observar el comportamiento de las variables de estado durante el periodo de simulación $[0, T]$ con el comando `ASHOW v_1, v_2, \dots, v_N` . Donde v_1, v_2, \dots, v_N son las variables de estado.
5. Si todas las variables de estado permanecen sin cambio en el tiempo establecido para la simulación, se logra un punto de operación. Se debe interpretar su significado físico, es decir, si toman valores de acuerdo al sistema real. Si siguen variando puede ocurrir que todavía no llegan a un punto de equilibrio, o que el modelado de ese sistema, o de uno de los subsistemas de la planta, está mal planteado. En algunos casos la aparente inestabilidad se debe al método numérico o a una combinación de ambos problemas. Para corregir el problema de inestabilidad debida al método numérico, puede cambiarse al algoritmo Dormand-Prince [91] y disminuir el error y el paso de integración. Esto último puede aumentar demasiado el tiempo de ejecución, dependiendo del tipo de hardware utilizado; sin embargo, de esa manera se aseguran resultados confiables.
6. Si la interpretación física de los resultados corresponde a un punto de operación con sentido físico, el sistema ha quedado validado y las condiciones de equilibrio pueden grabarse usando el comando `SAVE nombre`, haciendo antes un cambio en las condiciones iniciales con el comando `INIT $v_1: v_1$` para cada una de las variables de estado. Si la interpretación física no corresponde a lo esperado, deben revisarse los modelos para encontrar la causa del error. Si el problema persiste, una vez que los modelos han sido introducidos correctamente, se pueden efectuar varias corridas haciendo combinaciones del paso de integración, el método numérico y el error de integración en forma heurística, hasta dar con la predicción teórica; en general no se recomienda el método Euler, debido a que el error de integración suele ser acumulativo [17]. Dado que las condiciones iniciales particularizan fuertemente la solución de este tipo de modelos matemáticos no-lineales, es recomendable partir de otros valores de condiciones iniciales para encontrar un equilibrio estable. Esto último puede forzarse procediendo a la inversa, es decir, utilizando una rutina fuera del simulador donde se puedan hacer combinaciones de valores deseados en algunas de las variables y resolver el sistema de ecuaciones resultante [83]. Un resultado de experiencia que ayuda a tener una solución en forma rápida es que el valor inicial de la velocidad angular ω , sea igual al de estado estable, o sea, 377 rad/seg.

7. Una vez que se tiene la certeza de que la simulación de los modelos arroja resultados congruentes con el problema que se desea simular, deben provocarse diferentes disturbios (ver sección 3.3) para observar el comportamiento transitorio de la planta. Interesa de modo especial el sincronismo del generador eléctrico (δ y ω estables), la presión P_d en el domo de la caldera, la corriente y el voltaje de generación I_t , V_t . Estas variables deben permanecer dentro de sus límites de operación para evitar pérdidas de sincronismo del generador eléctrico.

3.3 Propuesta de la Metodología

Para asegurar la operación confiable de una planta de cogeneración desde el punto de vista eléctrico, se requiere una evaluación del comportamiento de la frecuencia y el voltaje ante disturbios severos y pequeños dentro o fuera de la planta. También es necesario evaluar las variables frecuencia y voltaje para distintos modos de operación, es decir, operando en forma independiente de la compañía suministradora de energía eléctrica o en paralelo con ella. Esta evaluación debe también incluir estudios de coordinación en el sistema de protección del cogenerador o cogeneradores, de tal manera que se garantice una operación confiable. A continuación se detalla cada uno de estos aspectos.

3.3.1 Estudios a realizar y su finalidad

El estudio de estabilidad transitoria consiste en simular el comportamiento de las máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia en el dominio del tiempo, cuando éste se somete a disturbios severos. Su objetivo es determinar la habilidad de los generadores para permanecer en sincronismo en presencia de grandes perturbaciones. Este estudio puede efectuarse con las facilidades de la herramienta de simulación presentada en la sección 3.4.

En caso de no tenerse un amortiguamiento adecuado en un sistema de cogeneración dado, cuando se somete a un estudio de estabilidad transitoria, se puede optar por incluir un sistema estabilizador y simular su efecto en condiciones de perturbaciones severas. También se puede optar por observar el efecto de diferentes sistemas de excitación y gobernanación, buscando en forma heurística cuál es la mejor combinación de las componentes de la planta para una operación adecuada.

Normalmente los estudios de estabilidad transitoria se hacen para verificar la dinámica rápida, es decir, en un intervalo de tiempo de hasta 1 seg. En algunos casos se requiere conocer lo que sucede varios segundos después de un disturbio severo y ver el efecto de los controles después de esta perturbación. Para esto es necesario incluir el efecto de los controles en el comportamiento dinámico de la planta, y de este modo establecer la medida en que contribuyen a mejorar o empeorar la estabilidad del generador. Esta evaluación se debe hacer mediante simulaciones para distintas combinaciones de sistemas de excitación y gobernador.

El estudio de estabilidad dinámica consiste en simular el comportamiento transitorio del generador eléctrico cuando es perturbado por pequeñas variaciones en algunas de las variables de operación; comúnmente estas perturbaciones son provocadas por cambios en la carga eléctrica sin sacar a la planta de su punto de operación. En plantas de cogeneración se tienen, además, perturbaciones debidas a los cambios en la demanda térmica. Esto lleva a la necesidad de evaluar el comportamiento dinámico global de la planta cuando es sometida a este tipo de disturbios pequeños.

La finalidad de los estudios de estabilidad dinámica consiste principalmente en la evaluación del comportamiento de la frecuencia y el voltaje ante pequeños disturbios y la determinación de si estas variables se mantienen dentro de los límites especificados para una operación confiable. Además, con este estudio es posible determinar si habrá variaciones fuera de un intervalo apropiado de operación en los nodos cercanos al que está conectado el cogenerador cuando se tienen disturbios en él. Es decir, ante un funcionamiento anormal del sistema eléctrico propio o de la compañía externa, como por ejemplo, oscilaciones no deseadas, como consecuencia de la instalación de un cogenerador, se deben probar diferentes tipos de sistemas de control de voltaje y frecuencia y estabilizadores para corregir esas posibles anomalías.

Dado que el efecto de los cambios de carga térmica son apreciables para tiempos considerablemente mayores a los requeridos para observar los fenómenos transitorios eléctricos, es necesario realizar este tipo de estudios considerando el efecto de la dinámica lenta de la planta, es decir, se deben considerar dentro del estudio los efectos del sistema regulador de velocidad, y la dinámica de la turbina y la caldera.

3.3.2 Problemática de la protección eléctrica en sistemas de cogeneración

Las fallas más comunes que pueden ocurrir en el interior del estator de un generador se enuncian a continuación: a) Cortocircuitos entre fases, b) Cortocircuitos entre espiras de una fase y c) Cortocircuitos a tierra [86]. En cuanto a los regímenes anormales que pueden presentarse en la operación están: a) Sobrecorrientes balanceadas o desbalanceadas en el estator debidas a sobrecargas o cortocircuitos externos, b) Pérdida o reducción de excitación, c) Sobrevoltaje, d) Contactos con tierra en el rotor, e) Pérdida del motor primario (motorización), f) Pérdida de sincronismo, g) Conexión asincrónica, h) Oscilaciones subsíncronas i) Sobre calentamiento del rotor por sobreexcitación, j) Otros (vibración, sobrevelocidad, problemas en los rodamientos, etcétera) [86].

De acuerdo a la filosofía básica de las protecciones, consistente en proteger el equipo y mitigar la propagación de las fallas, un generador eléctrico puede contar con las protecciones mencionadas en la Tabla 3.2, pudiendo haber diferencias de un generador a otro según un conjunto de factores [35, 49, 51, 64, 116]. También influyen en la especificación de las protecciones las condiciones impuestas por el contrato cuando se tiene operación en paralelo a una compañía suministradora de energía eléctrica [44].

Las protecciones que deben instalarse a un generador en particular dependen de varios factores. La capacidad, el tipo y la importancia relativa del generador en el sistema son aspectos determinantes, pero también influyen otros, como su conexión, los tipos de sistemas de regulación y control que tiene, o el hecho de si la planta generadora es atendida o no. En las Figuras 3.15, 3.16 y 3.17 [86] se muestran esquemas típicos de protección para generadores industriales de pequeña, mediana y gran capacidad. La potencia nominal aparente y su voltaje en terminales correspondiente a cada intervalo de capacidades pueden verse en la Tabla 3.3.

Los esquemas de protección mostrados en las Figuras 3.15 a 3.17 no incluyen los aspectos referentes a la interconexión con la compañía suministradora de energía eléctrica. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los generadores pequeños se conectan a un transformador cuyo secundario debe estar en estrella y con el neutro aterrizado en el caso de tener el primario del sistema de distribución a un voltaje distinto del cogenerador. Normalmente las plantas industriales pequeñas utilizan un voltaje de 2.4 o 3.16 kV en el primario del sistema de distribución, lo cual facilita la conexión directa de un generador

mediano sin necesidad de un transformador adicional [66]. En plantas industriales medianas y grandes normalmente se utiliza 13.8 kV en el primario del sistema de distribución; en este caso puede utilizarse un transformador elevador para conectar el cogenerador a la barra de alta tensión de la compañía suministradora de energía eléctrica.

TABLA 3.2
PROTECCIONES USADAS EN GENERADORES INDUSTRIALES

Nombre de la protección	Nomenclatura
1) Sobrecarga (alarma)	49
2) Diferencial	87
3) Sobrecorriente	50/51
4) Sobrecorriente en el neutro	51G
5) Sobrecorriente instantánea de fase y neutro	50, 50N
6) Direccional de sobrecorriente	67
7) Sobrecorriente con control de voltaje	51 V
8) Bajo/alto voltaje en el neutro	27N, 59N
9) Corriente de secuencia negativa	46
10) Secuencia de fase del voltaje	47
11) Sobrevoltaje instantáneo	59
12) Bajo voltaje	27
13) Relación voltaje/frecuencia (sobreexcitación)	24
14) Baja frecuencia	81
15) Pérdida de excitación	40
16) Direccional de potencia	32
17) Falla de tierra en el campo	64 F

TABLA 3.3
CLASIFICACIÓN DE GENERADORES ELÉCTRICOS DE ACUERDO A SU CAPACIDAD

Capacidad	Voltaje en terminales	Potencia aparente nominal
Pequeño	≤ 600 V	≤ 1000 KVA
Pequeño	≥ 600 V	≤ 500 KVA
Mediano	> 600 V	$\leq 12\ 500$ KVA
Grande	> 600 V	$> 12\ 500$ KVA

Tanto los diseñadores de la cogeneración como los ingenieros de la compañía eléctrica deben abordar las siguientes cuestiones para ser incluidas en la especificación de las protecciones de la interconexión y así lograr una mejor operación conjunta [49]: 1) Prácticas de protección primaria y de respaldo, 2) Prácticas de recierre automático, 3) Características de las principales cargas de la compañía eléctrica, especialmente las que se encuentren cerca de la cogeneración, 4) Calendario de mantenimiento para el sistema de cogeneración y el sistema de transmisión de la compañía eléctrica, 5) Rutinas de operación de las líneas de transmisión cerca de la cogeneración y su razón de salidas asociadas.

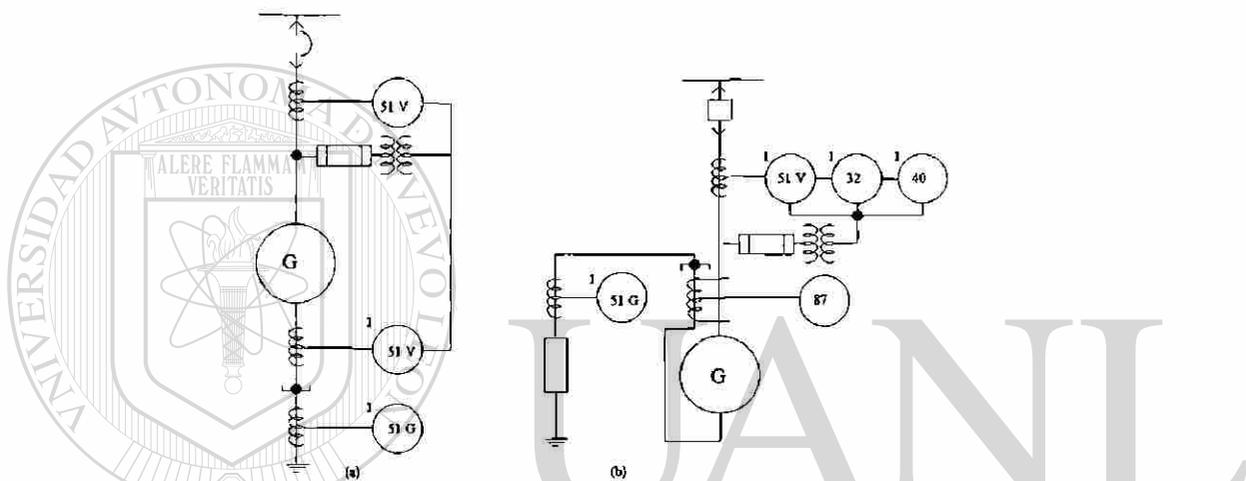


Figura 3.15 Esquemas típicos de protección para generadores pequeños operando aislados en un (a) sistema de bajo voltaje (b) sistema de voltaje medio.

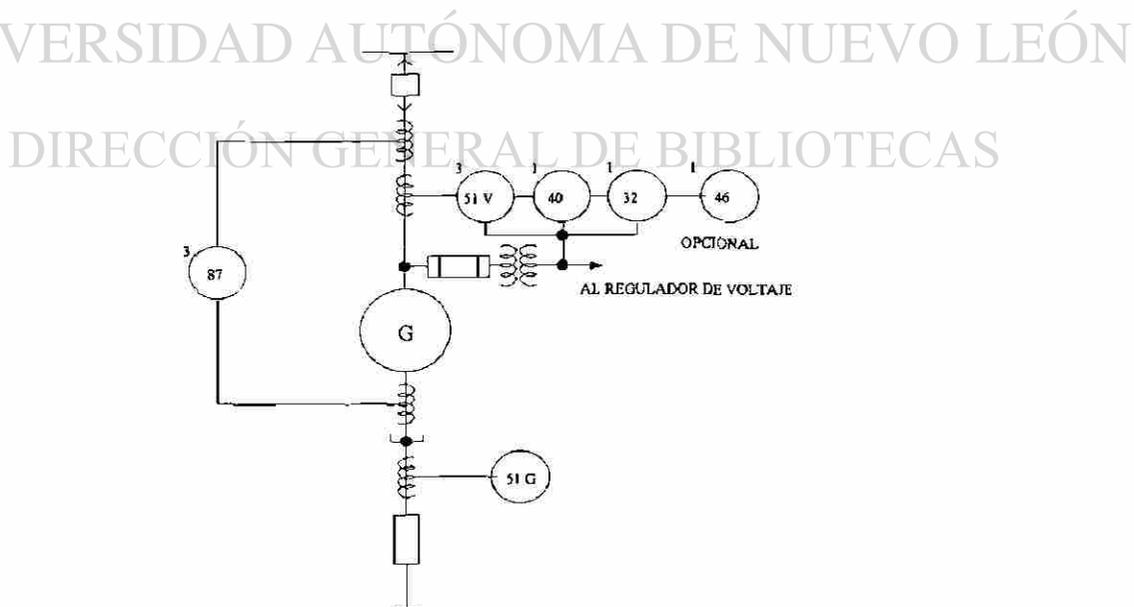


Figura 3.16 Esquema típico de protección para generadores de capacidad media.

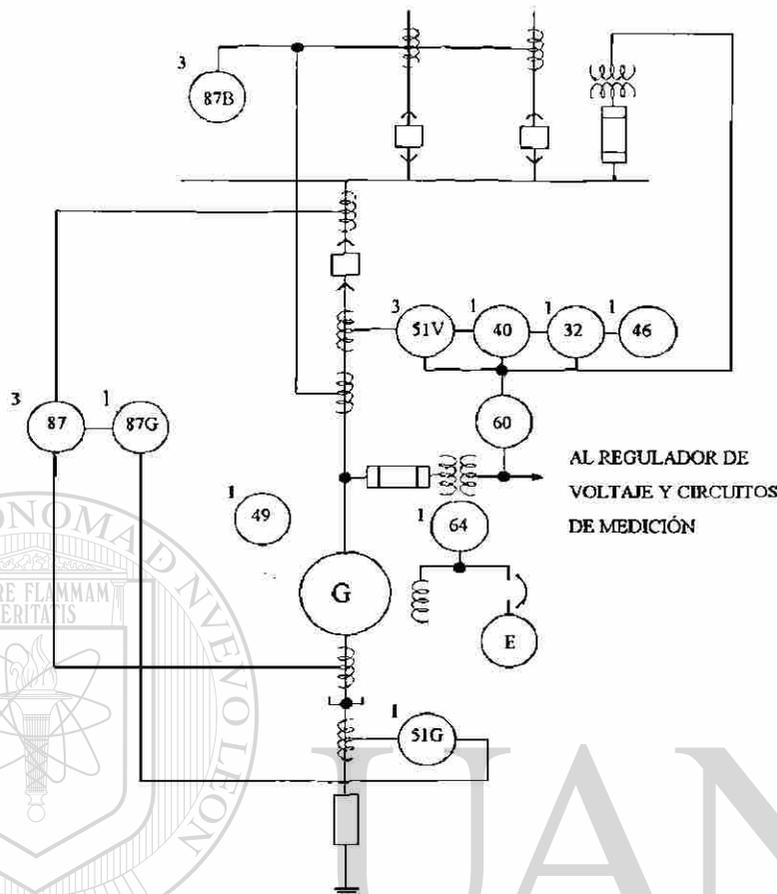


Figura 3.17 Esquema típico de protección para generadores de gran capacidad.

La mayoría de los autores coinciden en que la protección contra operación aislada por separación de la compañía eléctrica es el aspecto principal y más variante en el diseño del sistema eléctrico de una cogeneración [86, 49, 64, 51, 44].

Cuando la interconexión entre la compañía eléctrica y el cogenerador es abierta a causa de algún evento pueden resultar dos situaciones:

1) Si la carga total conectada al cogenerador excede su capacidad ($P_L > P_G$, importador) la frecuencia y el voltaje se reducirán. La razón de caída de frecuencia con respecto al tiempo dependerá del exceso de carga conectado al sistema de cogeneración en el momento del disturbio y de la generación e inercia de los generadores. Para determinar el valor de la frecuencia y el tiempo de retraso al cual debe operar la protección de baja frecuencia en forma segura y tratando de evitar operaciones no deseadas es necesario realizar un estudio de estabilidad transitoria. Otras posibles situaciones que pueden darse dentro de este mismo contexto son:

1.1) Si P_L es cercana a P_G el voltaje permanecerá invariante, existirá un punto de equilibrio entre ambas potencias y la cogeneración seguirá operando en forma aislada.

1.2) Si P_L es relativamente cercana a P_G , pero no exactamente igual, es posible alcanzar un equilibrio a través de los controles de velocidad y voltaje. De nuevo habrá una operación estable.

1.3) Si P_L es mucho mayor a P_G habría que desconectar el generador o planear una estrategia de corte de carga local para tratar de salvar la continuidad de la operación de las cargas más críticas.

2) Si $P_G > P_L$ (exportador) habrá sobrevoltaje y aumento de frecuencia. Además habrá sobreexcitación de los núcleos de los transformadores, por lo que aparece una distorsión de la onda del sistema de potencia. Esto añade el problema de que muchos de los relevadores no responden apropiadamente cuando está presente la distorsión de la onda.

A modo de ilustración, la Figura 3.18 muestra el resultado de la simulación en el dominio del tiempo de un cogenerador exportando ($P_G > P_L$) a la compañía eléctrica, la cual es desconectada un lapso de 1.5 seg., durante el cual la frecuencia toma valores de hasta 62 Hz en el momento del recierre, para después llegar a su valor normal de operación (60 Hz). Se supone que el generador siguió conectado a la carga local gracias al retraso de tiempo en el relevador de alta frecuencia esperando el posible recierre de la interconexión a la compañía eléctrica, para lo cual debió estar ajustado con 15 segundos de retraso al menos, de otra manera el disparo hubiese ocurrido. Como puede observarse en la Figura 3.18, el tiempo de simulación fue de 50 segundos, para lo cual se utilizó la herramienta de simulación descrita en este capítulo, en donde se incluyen los efectos de los controles de velocidad y de voltaje. En la sección 4.6 se explican con mayor detalle los pasos seguidos para llegar a este resultado. Adicionalmente se muestran otros casos similares a este en el capítulo 4 para una mejor comprensión de la metodología.

Para la situación descrita en el inciso 1) anterior ($P_G < P_L$), la protección puede realizar la función separadora a través de un relevador de baja frecuencia y otro direccional de potencia. El elemento de baja frecuencia responde a la caída de frecuencia asociada con la sobrecarga del generador, y el relevador direccional opera cuando fluye un valor excesivo de potencia activa hacia el sistema. Este segundo relevador no siempre es aplicable, pues su ajuste depende del régimen de operación de la cogeneración [86]. Para determinar el valor de la frecuencia y el tiempo de retraso al cual debe operar la protección de baja frecuencia en forma

segura y tratando de evitar operaciones no deseadas es necesario realizar un estudio de estabilidad transitoria.

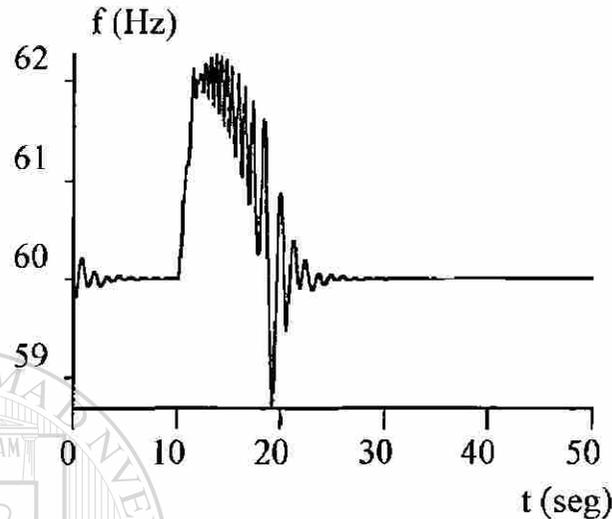


Figura 3.18 Simulación de un cogenerador exportador al desconectarse la compañía eléctrica por 1.5 seg.

La Figura 3.19 muestra un esquema posible de protección separadora. La carga local de la zona de la planta generadora se divide en dos partes, conectadas a las barras C_1 y C_2 , de modo que si el interruptor 5 dispara, la planta queda alimentando una carga adecuada para su capacidad. Si ocurre un cortocircuito en las líneas AB o BC_1 que implica la necesidad de sacarlas de servicio, la planta no puede alimentar la carga que le queda conectada, y hay que tomar medidas para descargarla y evitar su disparo. Para ello, en el interruptor 5 se coloca una protección direccional, controlada por un relevador de baja frecuencia, que opera cuando la frecuencia cae y la potencia activa está dirigida de C_2 a C_1 .

La mayoría de los autores concuerda en un ± 0.5 Hz de tolerancia para operar la protección por cambios de frecuencia en la interconexión cogenerador-compañía suministradora de energía eléctrica. Sin embargo, cuando el generador es un exportador neto, se le pide que no se desconecte en caso de baja frecuencia hasta los 58 Hz, ya que es el momento en que más se le necesita. Esto se debe a que la salida del cogenerador empeoraría la situación de la frecuencia al crecer el desbalance de potencia generada y demandada. El retraso en tiempo para accionar la protección por baja/alta frecuencia depende en gran medida de las características de construcción de la turbina, ya que la fatiga que pueden soportar debido a sobrecargas es función de su diseño.

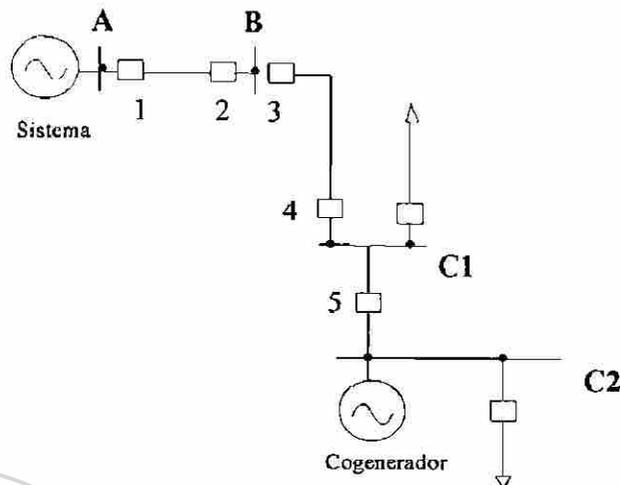


Figura 3.19 Planta cogeneradora de pequeña capacidad interconectada con el sistema externo.

En cuanto a la protección de respaldo, se recomienda incluirla en ambas partes de la interconexión cogeneración-compañía eléctrica. Por parte de la compañía eléctrica es suficiente instalar relevadores de sobrecorriente (51 y 51N), sin embargo, para el cogenerador es más conveniente disponer de relevadores de distancia o direccionales de sobrecorriente (21 y 67) [64].

La práctica de recierre automático recomendable para la interconexión cogenerador-compañía eléctrica es la de tipo de retraso en tiempo. Se ha demostrado que el recierre automático de alta velocidad produce pares demasiado grandes en los motores de inducción conectados como cargas locales, por lo cual no es recomendable su aplicación. Estos pares pueden alcanzar valores mayores a 4 veces el valor nominal de diseño de los motores de inducción, lo cual es perjudicial para el tiempo de vida de estos equipos [64].

3.3.3 Disturbios a estudiar

Se considerarán los siguientes disturbios para simular la planta de cogeneración en estado transitorio:

- Cambios de carga eléctrica/térmica. Ver casos 4.4.1, 4.4.4, 4.4.5 y 4.5.6
- Variaciones momentáneas de voltaje en la barra de alimentación al sistema eléctrico. Ver Figura 3.20. Los casos 4.2 y 4.5.2 muestran este disturbio.

- c) Cortocircuito trifásico en terminales del generador. Ver casos 4.1, 4.4.2 y 4.5.2.
- d) Cambio de condiciones en las variables de operación a través de los controles partiendo de un punto de operación o arranque en frío (cambio en las referencias). Los casos 4.3 y 4.5.5 simulan este disturbio.
- e) Pérdida de la carga.
- f) Pérdida de la caldera.
- g) Pérdida del cogenerador cuando opera en paralelo a la compañía eléctrica. Ver el caso 4.4.3

Todos estos disturbios son severos, excepto a), b) y d), que son parte de la operación cotidiana. El disturbio b) puede ser severo si la variación de voltaje que sufre la compañía suministradora de energía eléctrica es a valores cerca de 0 y por un período mayor a 1 segundo. La Figura 3.20 muestra el registro de una variación de voltaje en el lado de la compañía suministradora de energía eléctrica, usando un registrador de eventos que está sensando continuamente el voltaje de alimentación de la línea de 115 kV en el lado de bajo voltaje del transformador principal, 13.8 kV. Este voltaje es reducido a través de un transformador de potencial a la escala mostrada en la Figura 3.20.

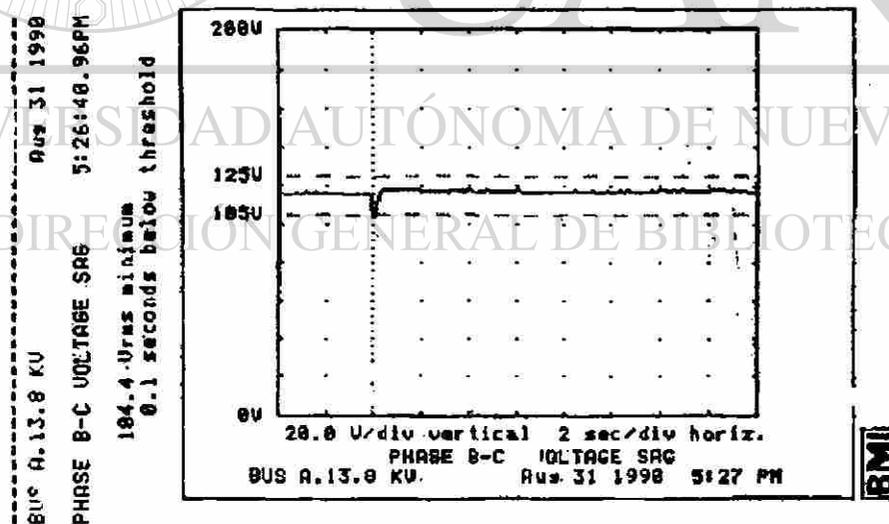


Figura 3.20 Variación instantánea del voltaje en la línea de alimentación de la compañía suministradora de energía eléctrica.

3.3.4 Modos de operación

En las plantas de cogeneración se pueden presentar diferentes modos de operación, según las circunstancias del sistema eléctrico propio y de la compañía suministradora de energía eléctrica. Es decir, se pueden dar básicamente dos situaciones: 1) Operación independiente de la compañía suministradora de energía eléctrica y 2) Operación en paralelo cogenerador-compañía suministradora de energía eléctrica. Este último caso puede presentarse con carga eléctrica en las terminales del generador o sin ella. Las Figuras 3.21, 3.22 y 3.18 muestran el diagrama esquemático de la parte eléctrica de estos modos de operación.

La operación independiente o auto-abastecimiento sólo puede realizarse utilizando turbinas EC, dada la naturaleza de su diseño, en caso de planear la instalación de una sola turbina. Es decir, con estas turbinas se puede controlar los KW_e cogenerados regulando el flujo de vapor que va hacia el condensador. En cambio las turbinas CP, deben operar siempre en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica, pues en este caso no se puede tener control sobre los KW_e cogenerados; esto se debe a que el flujo de vapor que pasa a través de esta turbina depende de la demanda del proceso; por tanto, si se quisiera controlar la potencia eléctrica según la demanda de las cargas locales se tendría un faltante o un exceso de vapor en el proceso, según las cantidades demandadas. Esto exige que este tipo de turbinas CP deban estar siempre interconectadas al sistema eléctrico de la compañía suministradora de energía eléctrica, a menos que se cuente con varias turbinas, calderas y procesos dentro de la industria propietaria y se puedan hacer combinaciones que permitan diseñar estrategias de control en la que intervengan todos estos elementos.

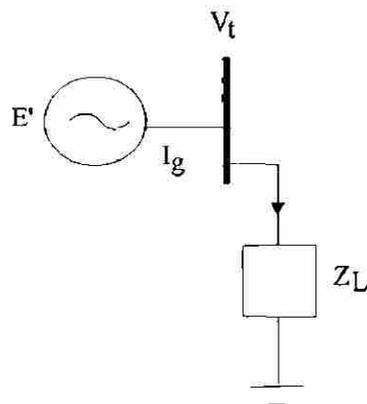


Figura 3.21 Esquema del cogenerador operando en forma aislada.

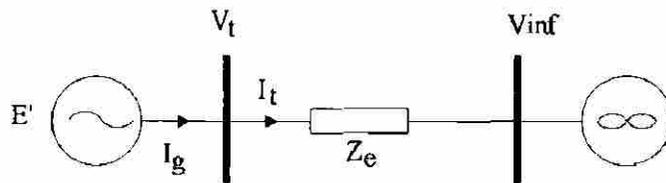


Figura 3.22 Esquema del cogenerador operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica.

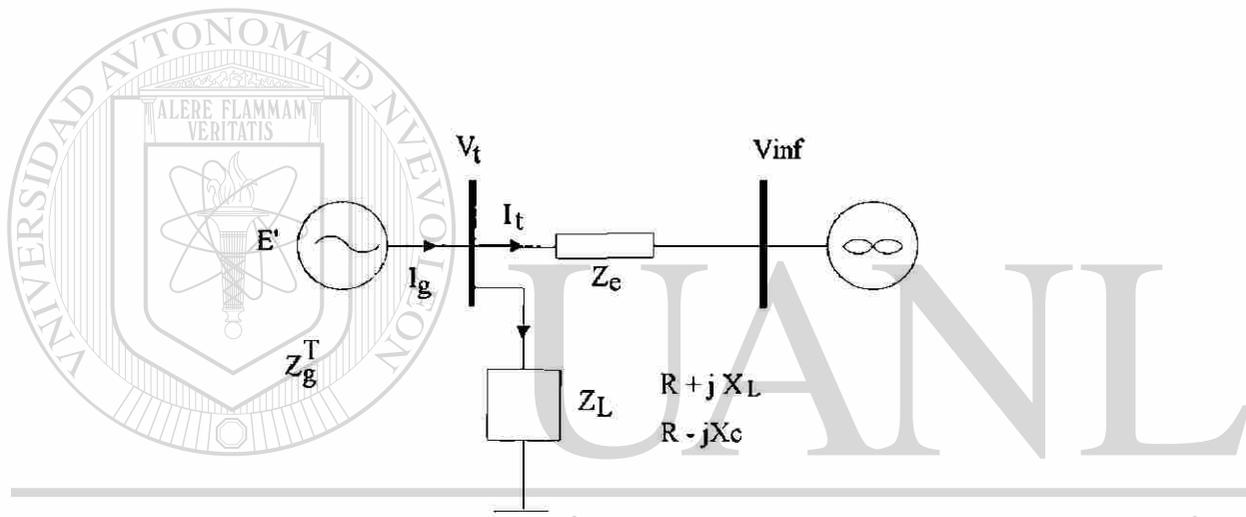


Figura 3.23 Esquema del cogenerador operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica con carga eléctrica local.

3.4 Simulación del comportamiento eléctrico de la planta

Una vez establecidos los modelos involucrados en una planta de cogeneración, se procede a realizar la simulación y el análisis de diferentes casos de acuerdo a escenarios que puedan presentarse durante su operación. Se explicará en esta sección cómo se integraron los diferentes modelos siguiendo el concepto modular facilitado por el programa SIMNON, y considerando el tipo de computadora utilizada y el algoritmo para realizar la simulación.

3.4.1 Software y hardware utilizados en la simulación

El hardware utilizado es una computadora personal con microprocesador Cx486DLC de 33 MHz, 640 KB de memoria RAM base y 3072 KB de memoria RAM extendida. El disco duro es tipo 47 de 130 MB.

El software es el paquete SIMNON versión 3.10, orientado a simular sistemas dinámicos en el dominio del tiempo. El modelo a simular debe ser introducido en forma de ecuaciones diferenciales y algebraicas siguiendo un determinado formato [88] y [63]. Su aplicación más común es para simulación de sistemas de control continuos, discretos o una mezcla de ambos, y también ha demostrado ser útil en la simulación de sistemas eléctricos de potencia en estado transitorio. Hasta donde el autor tiene conocimiento no se ha hecho hasta el momento ninguna aplicación a sistemas eléctricos multimáquinas. Este último caso requiere la solución de la red para cada paso de integración, la cual está planteada en base a ecuaciones algebraicas no-lineales, por lo que se dificulta la solución con este paquete. Una ventaja del SIMNON es que pueden simularse sistemas conectando partes según la manera en que interactúan las variables. Es decir, un gran sistema se puede formar con subsistemas y hacer las conexiones de éstos desde otro subsistema. Esto permite visualizar con mayor claridad la modelación de un sistema complejo, como es el caso de una planta de cogeneración. Sin embargo, las componentes eléctricas no es posible tratarlas como subsistemas, y por tanto no se pueden hacer conexiones externas para integrar todo en un solo sistema. Esto particulariza el modo de modelar e introducir en el paquete la situación en que se encuentre el generador eléctrico: aislado, en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica, con o sin carga local, con uno o varios generadores y con cualquier otra combinación o situación concreta que pueda presentarse.

El paquete SIMNON tiene implementados cuatro métodos numéricos: Runge-Kutta-Fehlberg 2/3 y 4/5, Runge Kutta-Dormand-Prince 4/5 y Euler. Todos tienen paso de integración automático, excepto el de Euler. Tiene además la opción de manejar diferentes errores por truncamiento en la integración, el mínimo es de 1×10^{-6} . Otras características del paquete son las facilidades para intercambiar parámetros y condiciones iniciales. También permite introducir con facilidad no-linealidades analíticas, como funciones trascendentes o a través de condicionales como limitadores con cuerda, sin cuerda, bandas muertas, saturación, etc. Esta característica es especialmente importante para estudios de estabilidad transitoria, donde se simulan disturbios severos que normalmente llevan al control de velocidad y de

voltaje a sobrepasar momentáneamente los límites de operación. Todos los modelos de los subsistemas de la planta de cogeneración son de naturaleza no-lineal: la caldera, la turbina, el generador eléctrico y todos los controles. Por lo tanto, SIMNON permite hacer las simulaciones con facilidad, manejando un sistema complejo en forma modular, dividiéndolo en subsistemas; así, la planta de cogeneración puede verse en forma modular como en la Figura 3.24.

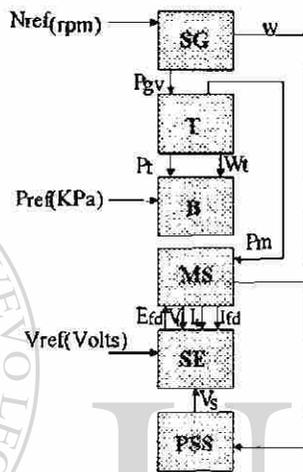


Figura 3.24 Esquema modular de la planta de cogeneración mostrando las variables que interactúan entre los subsistemas.

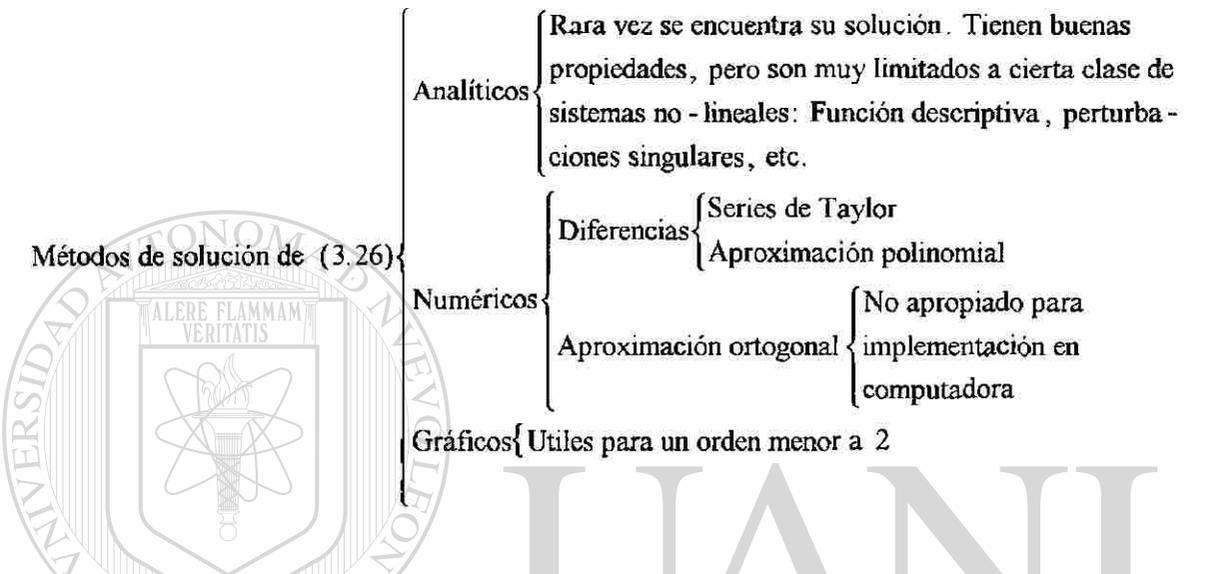
— Se puede observar el modo en que interactúan las variables de cada uno de los subsistemas entre sí y el lugar donde se fijan las referencias de las variables de operación: V_{ref} (V), N_{ref} (rpm), P_o (KW) y P_{ref} (KPa).

3.4.2 Consideraciones sobre los métodos numéricos

La solución de sistemas dinámicos modelados con ecuaciones diferenciales no-lineales, como es el caso de una planta de cogeneración, de la forma mostrada en (3.26), es conocida con el nombre de problema de valor inicial (PVI), ya que las condiciones iniciales desempeñan una función importante en la solución.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, t) \tag{3.26}$$

Actualmente no existen métodos analíticos que den una solución cerrada para las ecuaciones diferenciales no-lineales, como sucede en el caso de los sistemas lineales. Por ejemplo, algunos métodos aproximados son los que utilizan una función descriptiva, los métodos de perturbaciones singulares, los métodos gráficos y los métodos numéricos. El cuadro sinóptico resume lo expuesto [16], [17].



Estos son sólo algunos de los métodos que se encuentran disponibles para realizar análisis de sistemas no-lineales. Para el análisis de la planta de cogeneración, se utilizarán los métodos numéricos implementados en el paquete SIMNON.

Tres teoremas garantizan condiciones suficientes para que la solución de (3.26) exista y sea única. Estos solamente se enuncian a continuación [17].

Teorema de Peano. Si $f(x,t)$ es continua en (x_0, t_0) , entonces existe al menos una solución de (3.1) con condiciones iniciales $x(t_0) = x_0$ sobre algún intervalo de tiempo $t_0 - \varepsilon \leq t \leq t_0 + \varepsilon$, donde $\varepsilon > 0$. Este teorema no garantiza la unicidad de la solución, sólo la existencia. Para que la solución sea única $f(x,t)$ debe satisfacer la condición de Lipschitz.

Definición de función Lipschitz. Una función $f(x,t): \mathbb{R}^{n+1} \rightarrow \mathbb{R}^n$ se dice que satisface una condición de Lipschitz con respecto a x en un conjunto cerrado y acotado $D \subset \mathbb{R}^{n+1}$ si existe una constante L , la constante de Lipschitz, tal que $\|f(x',t) - f(x'',t)\| \leq L\|x' - x''\| \forall (x',t) \in D$ y $(x'',t) \in D$.

Teorema de Picard. Si $f(x, t)$ es continua en $D \subset \mathbf{R}^{n+1}$ y satisface una condición de Lipschitz con respecto a x en D , entonces para cualquier $(x_0, t_0) \in D$ existe una solución única $x(t)$ que satisface la condición inicial $x(t_0) = x_0$ y la cual está definida sobre algún intervalo de tiempo $t_0 - \varepsilon \leq t \leq t_0 + \varepsilon$, donde $\varepsilon > 0$. Más aún, la solución $x(t)$ depende continuamente de x_0 y t_0 .

Teorema de Wintner. Sea $f(x, t)$ continua en el $(n+1)$ -espacio dimensional \mathbf{R}^{n+1} . Si es posible encontrar una función continua $L(r)$, donde $r = [x_1^2 + x_2^2 + \dots + x_n^2]^{1/2}$ tal que

$$|f_i(x_1, x_2, \dots, x_n, t)| < L(r), \quad i = 1, 2, \dots, n$$

para todos los valores de $0 \leq r < \infty$, y si $\int_0^\infty \frac{dr}{L(r)} = \infty$, entonces todas las soluciones de $f(x, t)$ están definidas para todo tiempo $-\infty < t < \infty$.

Dado que estos teoremas son difíciles de verificar para cada uno de los problemas a resolver, una posición práctica es la suposición de que todo sistema de la forma (3.26) tiene solución y es única. Si el algoritmo utilizado se comporta de modo anormal, se debe recurrir a los teoremas para verificar si han sido violados.

— Existen dos ideas principales para resolver la ecuación (3.26) utilizando métodos numéricos: uno es a través de la aproximación ortogonal de la función y el otro es usando métodos de diferencias. La aproximación ortogonal no es apropiada para una implementación computacional [17]; los métodos de diferencias, en cambio, son los de uso más extendido, debido a su facilidad para ser implementados en computadora.

De los métodos de diferencias hay una gran variedad de algoritmos para resolver el problema del valor inicial, y dentro de estos pueden distinguirse dos tipos, basados en dos principios:

- (a) Haciendo una expansión de serie de Taylor de $x(t)$ con respecto a un punto t_n [16, 17].
- (b) Haciendo una aproximación polinomial basada en el teorema de aproximación de Weierstrass [17].

Los algoritmos tipo (a), basados en la expansión de serie de Taylor, son llamados algoritmos Runge-Kutta (R-K), los cuales son de paso simple y son formulados en forma explícita. Estos algoritmos no hacen la evaluación directa de la serie de Taylor en cada punto, pues esto es ineficiente desde el punto de vista computacional. Los algoritmos R-K evitan la evaluación de las derivadas parciales utilizando un artificio matemático que introduce un error de truncamiento $\varepsilon_T = O(h^p)$, donde h es el tamaño del paso de integración y p el orden del algoritmo Runge-Kutta [17].

Los algoritmos tipo (b), basados en aproximación polinomial, son llamados algoritmos de integración numérica (AIN), debido a que son similares a los que se usan en la integración numérica de funciones. El orden se refiere al máximo grado del polinomio al cual es aproximada la solución; no tiene relación con el orden de los métodos R-K. Estos algoritmos están formulados en forma implícita y son de paso de integración múltiple. Se dice que son implícitos, porque en la fórmula de la integración numérica aparece el término x_{n+1} en ambos lados de la ecuación.

Ambos enfoques tienen sus ventajas y sus desventajas; los R-K son especialmente adecuados para soluciones que varían rápidamente, mientras que los AIN son más convenientes cuando la solución no varía demasiado. Debido a que los métodos AIN multi-paso no son auto-arrancables, deben ser combinados con los R-K para tener algoritmos eficientes, ya que estos últimos tienen la información suficiente (x_0, t_0) para iniciar la solución de $f(x, t)$.

Todos los métodos numéricos introducen error durante el proceso de solución del sistema de ecuaciones diferenciales. Este error cambia dependiendo del algoritmo y del tamaño de la palabra de la computadora que se use. Existen, pues, tres tipos de errores:

- *Error de truncamiento.* Este error es introducido por el algoritmo, (3.27).
- *Error de redondeo.* Este error depende de la longitud de palabra de la computadora. También es conocido como error de máquina, (3.28).
- *Error total.* Es la suma de los dos errores anteriores, (3.29).

$$\hat{\varepsilon}_{t_k} = \|\hat{\mathbf{x}}(t_k) - \mathbf{x}_k\| \quad (3.27)$$

$$\hat{\varepsilon}_{r_k} \stackrel{\Delta}{=} \|x_k - \bar{x}_k\| \quad (3.28)$$

$$\hat{\varepsilon}_k \stackrel{\Delta}{=} \|\hat{x}(t_k) - \bar{x}_k\| \quad (3.29)$$

donde:

$\bar{x}(t_k)$ Solución exacta de $f(x,t)$

x_k Solución de $f(x,t)$ incluyendo el error por truncamiento

\bar{x}_k Solución de $f(x,t)$ incluyendo el error por truncamiento y redondeo

$$t_k = t_0 + \sum_{i=1}^k h_i \quad k = 1, 2, \dots, N$$

h_i Tamaño del paso de integración.

Una vez seleccionado un tipo de máquina, el error de redondeo no es posible reducirlo, pero se propaga de modo diferente para cada algoritmo particular. También es conocido [15] que el error de redondeo aumenta con la reducción del paso de integración h_i y aumenta el tiempo de ejecución del algoritmo. En cambio, el error por truncamiento tiene un efecto inverso, disminuye a medida que el paso de integración es disminuido. Esta dificultad está superada en los algoritmos manejados por SIMNON, ya que utilizan un paso de integración adaptable, limitando de esta manera el error. Un buen algoritmo debe tener dos propiedades:

- *Numéricamente estable.* Un algoritmo estable es aquel cuyos errores de redondeo y por truncamiento decrecen a medida que se incrementa el número de pasos de integración.
- *Convergente.* Un algoritmo es convergente si la solución calculada converge a $\bar{x}(t)$ uniformemente $\forall t \in [0, T]$ cuando $n \rightarrow \infty$.

Los algoritmos programados en SIMNON cumplen con estas características, a excepción del método de Euler, el cual introduce un error considerable. Por tanto, en esta investigación se ha usado principalmente el Runge-Kutta 4/5 Fehlberg. Este es un algoritmo de paso simple con tamaño adaptable al valor del error, que, como se verá en los casos simulados, arroja resultados confiables.

3.4.3 Algoritmo paso por paso para realizar la simulación de la planta

Una vez que se tienen los modelos matemáticos que representan los diferentes subsistemas de la planta de cogeneración y se cuenta con el software para ser simulado, la secuencia a seguir para simular el estado transitorio de la planta de cogeneración es la presentada en el diagrama del Apéndice C.6 y en el algoritmo descrito a continuación:

1. Definir el tipo de operación que se desea analizar:

- a) Aislada
- b) En paralelo sin carga eléctrica local
- c) En paralelo con carga eléctrica local

2. Seleccionar el modelo que se desea usar para realizar la simulación del generador dependiendo del tipo de operación a analizar.

- a) MS3 para la operación del generador independiente de la barra infinita.
- b) MS1 o MS6. Ambas están conectada a una barra infinita a través de una reactancia exterior, pero MS2 tiene un modelo más detallado de la máquina (orden 6, incluye los devanados amortiguadores en los ejes d y q).

- c) MS2 o MS7 para operación en paralelo con carga local en terminales. La única diferencia de estos modelos de máquina síncrona es que MS7 admite los parámetros R_L , X_L de la carga dados desde un archivo CONTINUOUS SYSTEM, en donde se pueden hacer manipulaciones de estos valores para simular entradas o salidas de cargas.

3. Seleccionar el sistema de excitación dependiendo de la máquina que se desee simular y analizar. Los que se proporcionan ya probados son los que se mencionan a continuación:

- a) Escoger el sistema de excitación SE1 (DC1-DC en la nomenclatura del IEEE) si se piensa trabajar con un generador que tenga respuesta lenta bajo disturbios. Este sistema de excitación es el de corriente directa sin escobillas.
- b) SE7 (AC4 en la nomenclatura del IEEE). Este modelo representa sistemas de excitación alimentados por corriente alterna.

- c) SE8 (ST1 en la nomenclatura del IEEE). Este modelo representa sistemas de excitación estáticos.

4. Seleccionar el sistema gobernador dependiendo del tipo de turbina y caldera utilizada en la simulación.

- a) SG1 no considera el efecto de cambio de presión de la caldera. Este modelo es útil en casos donde no se desee simular la dinámica lenta de la planta.
- b) SG2 toma en cuenta los cambios de presión en la caldera. Este modelo es el que debe utilizarse para simular la dinámica lenta de la planta.

5. Seleccionar el sistema estabilizador si se tiene previsto que la planta llevará uno instalado. El autor no tiene referencias de alguna planta que esté operando con un estabilizador de este tipo.

6. Seleccionar el tipo de turbina. La operación en paralelo con o sin carga local admite cualquiera de los dos tipos de turbinas de vapor consideradas en el estudio, EC o CP. En el caso de operación aislada sólo es posible incluir la turbina EC debido a su característica de operación y control.

7. Seleccionar el tipo de caldera. Se puede incluir la caldera B2 propuesta por IEEE como se explicó en el capítulo 3.

8. Escribir el archivo CONNECTING SYSTEM para hacer las conexiones de los componentes seleccionados de la planta. En el Apéndice B.3 se muestran varios ejemplos de este tipo de archivo. La idea principal es establecer las relaciones correspondientes entre las entradas y salidas de cada uno de los componentes de la planta.

9. Seleccionar los disturbios que se desee estudiar. En la sección 3.3 se describen aquellos disturbios que se deben incluir en el estudio. No todos los modelos están programados para simular todos los disturbios. Para asegurarse que los modelos permiten simular los disturbios que se piensa incluir en el estudio, ver antes el listado de éstos en los apéndices correspondientes.

10. Seleccionar las variables de las que se desea conocer el comportamiento transitorio. Dado que el principal objetivo de la simulación de la planta es evaluar las variaciones de

frecuencia y voltaje en condiciones transitorias, es lógico que deban seleccionarse al menos estas dos. Más aún, el comportamiento de la frecuencia indicará si el generador permanece estable después de un disturbio.

11. Escribir el archivo MACRO, incluyendo los componentes seleccionados para el análisis, además del archivo CONNECTING SYSTEM para unir todos esos componentes. Este archivo debe incluir también la programación de los disturbios que se desea estudiar y que así lo permitan los modelos utilizados de acuerdo a lo establecido en la sección 3.2. Los casos mostrados en el capítulo 4 con sus respectivos archivos son una buena referencia para realizar la programación de este archivo MACRO. También deben darse en este archivo las variables de salida seleccionadas para realizar el análisis.

12. Construir el archivo de datos con los parámetros de cada uno de los elementos de la planta para ser llamados con el comando GET del archivo MACRO. Este archivo sólo es necesario si no se quieren utilizar los parámetros que vienen ya asignados en cada archivo de los modelos.

13. Hacer la validación según la secuencia dada en la sección 3.5.

14. Correr los casos programados en el archivo MACRO e imprimir en pantalla o en papel las gráficas de los resultados de simulación.

15. Realizar el análisis basado en los resultados de simulación.

16. Si se desea hacer un cambio en alguno de los parámetros o valor de referencia en los controles se puede hacer alterando el archivo de datos conformado en el paso 12 y continuar con el algoritmo. Si no se desea hacer cambios en estos parámetros, seguir con el algoritmo.

17. Si se desea cambiar el tipo de modelo utilizado en alguno de los componentes de la planta, volver al paso 11 para escribir nuevamente el archivo MACRO y seguir la secuencia del algoritmo. Si no hay cambios en los modelos, terminar el algoritmo.

Capítulo 4

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE PLANTAS CON COGENERACIÓN

En este capítulo se presentan resultados de simulación de la planta de cogeneración considerando diferentes situaciones de operación, así como su comportamiento ante diferentes disturbios. Los modelos usados fueron presentados en el capítulo anterior y en las corridas efectuadas los parámetros utilizados, en los diferentes subsistemas, se pueden consultar en el Apéndice B. Se incluye en cada caso el análisis relacionado con los resultados encontrados. Todos los casos propuestos se analizan bajo el supuesto de que el esquema de cogeneración ha resultado ser factible desde el punto de vista económico.

4.1 Cogenerador independiente con carga eléctrica local en terminales

Esta simulación supone que la potencia mecánica P_m y el voltaje E_{fd} permanecen constantes, es decir, se analiza a la máquina no regulada. Las siguientes dos subsecciones muestran la simulación de la máquina sometida a un cortocircuito trifásico en terminales del generador mostrando el caso estable e inestable, dependiendo del tiempo de liberación de falla. Los elementos que componen este caso son el MS3.T, C11.T y CONN10.T del Apéndice B.

4.1.1 Corto circuito trifásico en terminales del generador durante 0.27 seg., caso inestable

Puede observarse en los resultados gráficos de la Figura 4.1 cómo la máquina se aleja inmediatamente de su punto de operación al provocar la falla en $t=5$ seg., aumentando la frecuencia bruscamente y colapsándose el voltaje. Este disturbio causa inestabilidad, mostrando fuertes oscilaciones en las variables eléctricas, de este modo la protección debe disparar la máquina a la frecuencia de corte (60 ± 0.5 Hz), tomando en consideración el tiempo de retraso al que fue ajustado. Este estudio indica el criterio para la selección o ajuste de disparo que eliminaría la falla eléctrica.

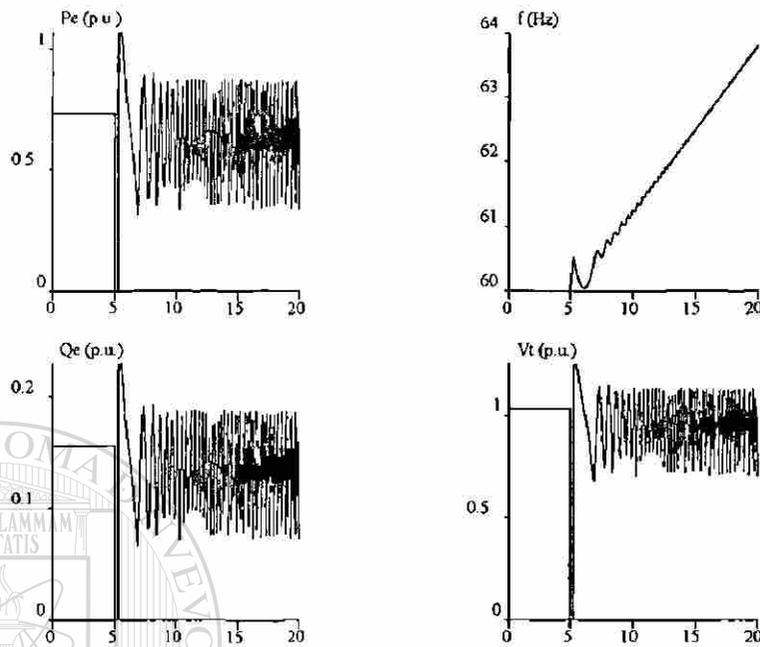


Figura 4.1 Cogenerador operando aislado. Comportamiento de variables cuando sucede un c.c. trifásico en terminales durante 0.27 seg. Inestable; tiempo en seg.

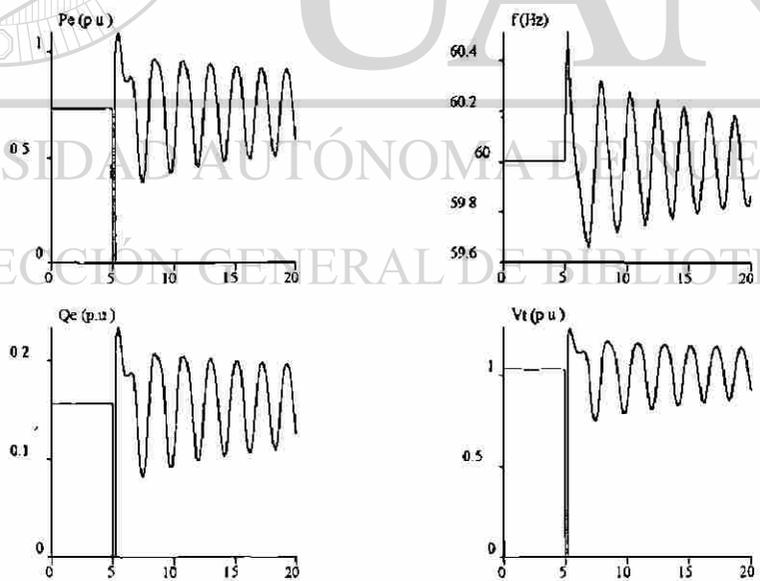


Figura 4.2 Cogenerador independiente. Disturbio: corto circuito trifásico en terminales durante 0.26 seg. Permanece estable después del disturbio; tiempo en seg.

4.1.2 Corto circuito trifásico en terminales del generador durante 0.26 seg., caso estable

Puede observarse en la Figura 4.2 cómo la potencia eléctrica activa, la potencia reactiva y el voltaje en terminales toman un valor de cero durante el tiempo de falla. Una vez liberada la falla en 0.26 seg. las variables siguen oscilando y eventualmente vuelven a equilibrarse en el punto de operación previo a la falla. La frecuencia empieza a incrementarse pero no excede la tolerancia (± 0.5 Hz). En este caso el generador puede seguir en operación después del disturbio.

De los casos presentados se puede concluir que el tiempo máximo de duración de falla que soporta este generador en operación independiente es de 0.26 seg. Si la falla excede este tiempo deben tomarse acciones de control adicionales para evitar su salida de operación; como por ejemplo: colocar un sistema de excitación con mayor voltaje de techo.

4.2 Cogenerador exportador con variaciones de voltaje en la barra infinita

Un problema común es el encontrar variaciones de voltaje por períodos cortos en la red de alimentación de una industria. Por lo tanto es importante analizar el comportamiento de las variables eléctricas ante esta eventualidad. Este caso se simula suponiendo que el cogenerador está conectado al sistema eléctrico de suministro de energía y con carga eléctrica local. Se utilizaron los siguientes archivos para la simulación de este caso: C15.T, CONN15.T, MS7.T, ZL1.T, T3.T, SG2.T, SE7.T y B2.T, los cuales pueden consultarse en el Apéndice B.

4.2.1 Duración de la variación por 120 ciclos

En las Figuras 4.3 y 4.4 se puede observar el efecto en el voltaje de las terminales del cogenerador y la frecuencia, provocado por un abatimiento del 20% y de un 100% en la magnitud del voltaje en la barra de conexión con la compañía externa. Las variaciones son mucho mayores cuando la magnitud del voltaje en la barra infinita se reduce a cero como era de esperarse. El caso b) la acción de los controles regresan a la máquina a su estado de operación normal 26 seg. después de haberse liberado la falla. Se observa que el excitador permanece oscilando alrededor de su voltaje de techo antes de la recuperación total. En el caso a), ante un disturbio del 20%, tanto la frecuencia como el voltaje permanecen dentro de un rango de variaciones que puede considerarse adecuado.

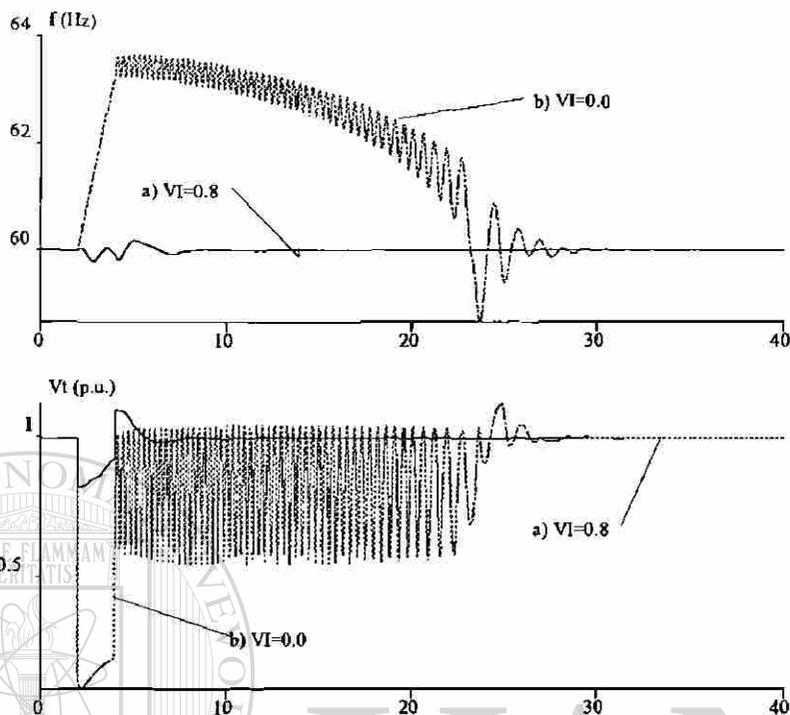


Figura 4.3 Frecuencia y voltaje en terminales del generador para un abatimiento en el voltaje de la barra infinita a magnitud a) 0.8 y b) 0.0 durante 120 ciclos; tiempo en seg.

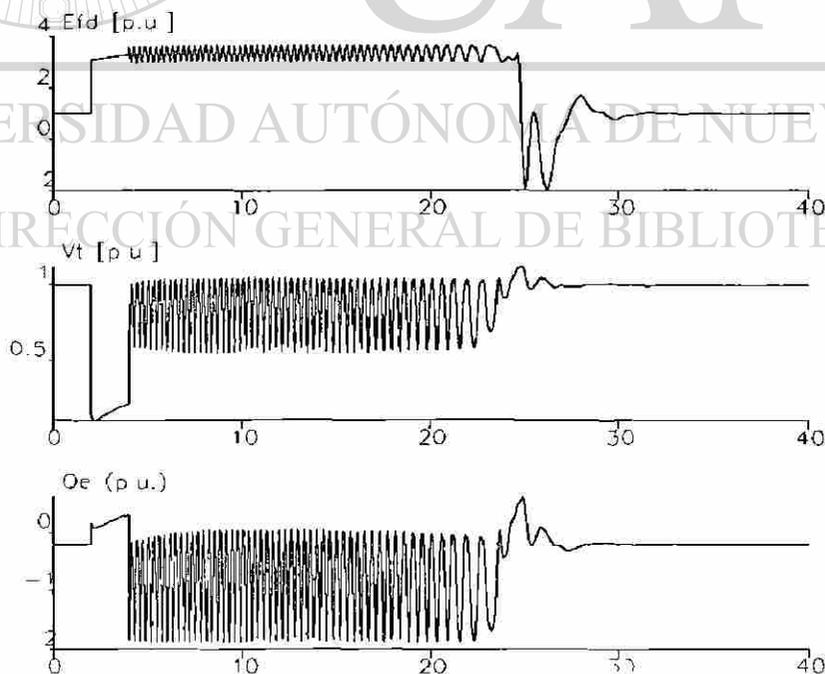


Figura 4.4 Variación del voltaje de excitación, voltaje en terminales y potencia reactiva del cogenerador para un abatimiento en el voltaje de la barra infinita a 0.0 p.u. durante 120 ciclos; tiempo en seg.

4.2.2 Duración del disturbio por un período de 6 ciclos

Este caso presenta resultados bajo condiciones iguales al apartado 4.2.1, pero con el abatimiento del voltaje en la barra infinita por un período de 6 ciclos. En las Figuras 4.5 y 4.6 puede observarse los resultados de simulación.

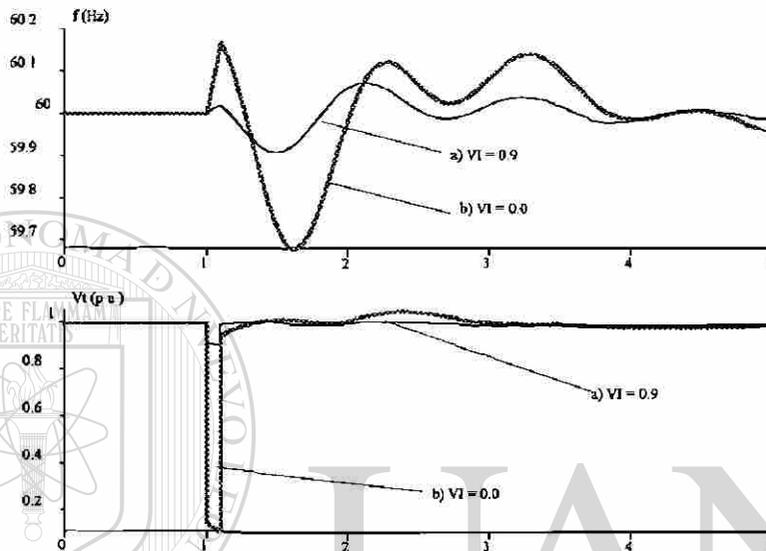


Figura 4.5 Variación de la frecuencia y voltaje en terminales del cogenerador para un abatimiento del voltaje en la barra infinita a valores de a) 0.9 y b) 0.0 durante 6 ciclos, tiempo en seg.

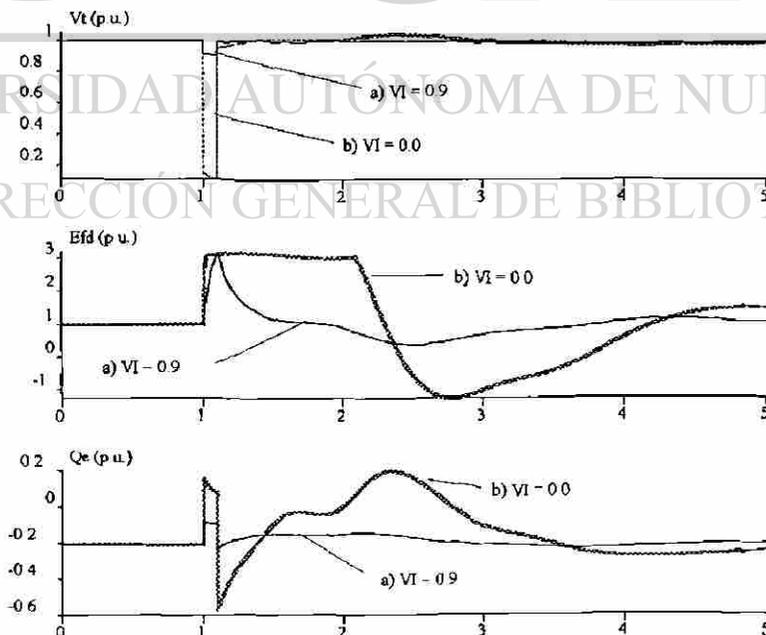


Figura 4.6 Variación del voltaje en terminales, voltaje de excitación y potencia reactiva del cogenerador para un abatimiento del voltaje en la barra infinita a valores de a) 0.9 y b) 0.0 durante 6 ciclos; tiempo en seg.

Dado que el tiempo del disturbio es mucho menor al caso 4.2.1 los efectos sobre el cogenerador son menores, como puede verse en los resultados de simulación, pero permiten evaluar el efecto sobre la frecuencia y sus excursiones, así como las del voltaje y la potencia reactiva. Estas variaciones y su duración son importantes en cargas sensitivas a la frecuencia, así como en dispositivos y esquemas de protección por oscilaciones o variaciones de frecuencia.

4.3 Simulación de la caldera tipo domo aislada del sistema de cogeneración

A efecto de analizar la importancia y la influencia del comportamiento de la caldera tipo domo sobre el proceso dinámico, tanto mecánico como térmico y eléctrico, se hace necesario un estudio de la caldera considerándola aislada de los demás componentes del ciclo Rankine. Para esta simulación se supone que la presión del vapor a la salida de la caldera es comparada contra una referencia deseada y que la presión del vapor es regulada a través de un controlador PI, ver Apéndice B, archivo B2.T. Este caso fue simulado utilizando el archivo MACRO C5.T y los elementos B2 y CONN5.

De los resultados de simulación de la caldera tipo domo, usando parámetros típicos [56], puede observarse que el tiempo de estabilización es de 800 segs. Esto significa que en la dinámica global de la planta será una componente con dinámica de largo plazo, sin embargo estas variaciones de la presión no son despreciables en el comportamiento global de la dinámica de la planta. En los resultados de la variación de flujo de vapor m_s , en la Figura 4.8, es importante notar que no alcanza el mismo valor en por unidad que la presión P_t , mostrada en esta misma figura. Esto se debe a que el valor del flujo de vapor es proporcional al porcentaje de apertura CV , de la válvula, en este caso $CV = 0.5$, y dado que la presión P_t de estado estable es 1.0 el flujo m_s de estado estable resultó ser 0.5 como se esperaba. En la Figura 4.7 las variables graficadas son: presión de referencia en la caldera P_{set} , error de presión P_{err} , la presión del vapor en el domo P_d y el flujo de vapor en el domo, m . Las variables graficadas en la Figura 4.8 corresponde a calor transferido al agua Q , la presión de estrangulamiento a la salida de la caldera P_t , flujo de vapor generado m_s y la señal de presión enviada por el controlador PI, P_{man} .

La forma de la respuesta puede ser modificada haciendo cambios en los parámetros del controlador PI. A este respecto puede recurrirse a la teoría del control para lograr un ajuste óptimo y lograr una respuesta específica. Al efectuar alguna simulación se debe tener cuidado

de que el argumento de la raíz cuadrada no tome valores negativos. Como experiencia, el autor encontró que al inicio de la simulación este radical toma valores negativos; para evitar este problema se decidió obtener la raíz cuadrada del valor absoluto de su argumento para evitar terminación abrupta durante la corrida de la simulación por cálculo incorrecto (argumento negativo dentro de la raíz cuadrada). En estado transitorio $P_d > P_t$, lo contrario no es posible físicamente. En estado estable $P_d = P_t$. Durante la simulación puede resultar un escenario irreal asignando valores a $CV > 1$ y por tanto una $P_t > P_d$.

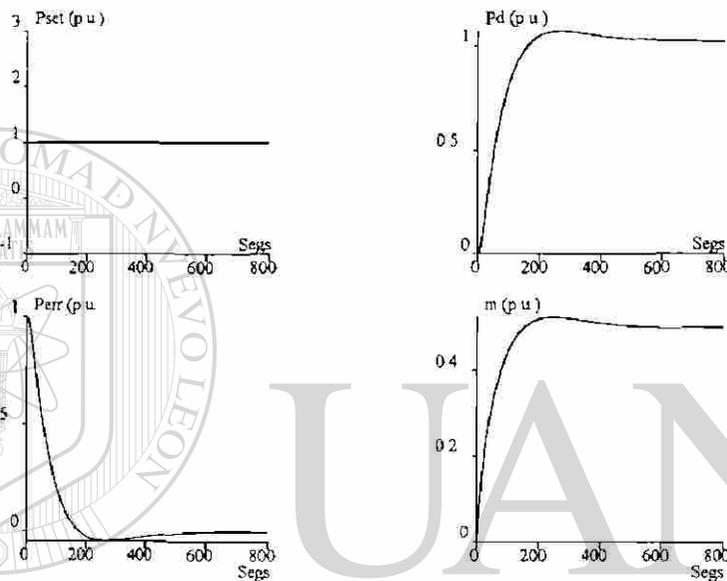


Figura 4.7 Resultados de simulación de la caldera tipo domo aislada del ciclo Rankine.

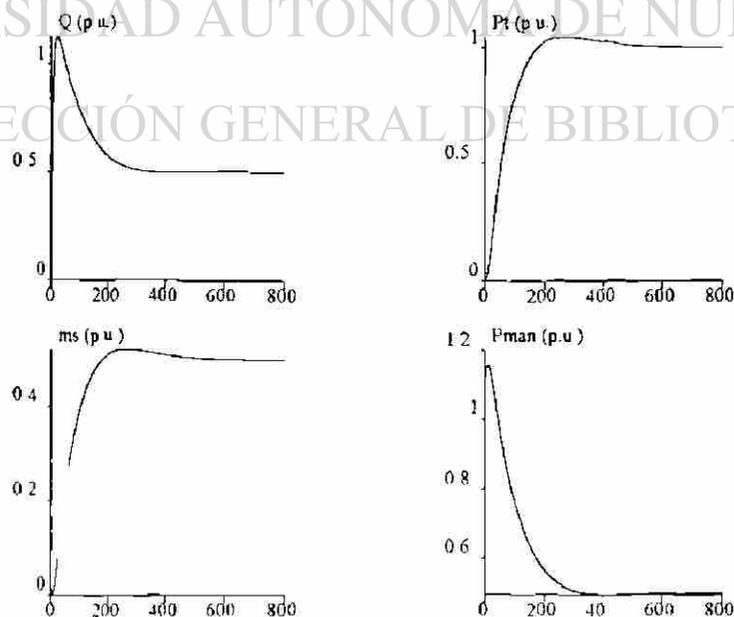


Figura 4.8 Resultados de simulación de la caldera tipo domo: Q, ms, Pman, Pt: tiempo en seg.

4.4 Cogenerador exportador con carga local

El caso más frecuente es tener al cogenerador exportando parte de la energía eléctrica generada, así es importante conocer las variaciones eléctricas, mecánicas y termodinámicas de las principales variables ante diferentes disturbios. A continuación se enumeran los elementos que componen este caso y su localización en el Apéndice B, así como las condiciones de operación o predisturbio, el valor de las referencias de los controles, variables a observar y los disturbios simulados. El archivo MACRO que ejecuta este caso es el C8.T. La conexión está dada en el archivo CONN8.T.

Subsistema	Referencias	Apéndice
MS2	*	B.2.2
T3 (TEC)	*	B.2.11
B2	Pref : 0.5 p.u.	B.2.14
SE7	Vref : 1.0 p.u.	B.2.6
SG2	Nref : 3600 rpm	B.2.13

*La máquina síncrona y la turbina no reciben entradas de referencia de los controles

Operación: Carga térmica y eléctrica local y exportando a la compañía eléctrica. El modo de control de la parte mecánica es el de turbina siguiendo caldera.

Condiciones de predisturbio: Operando en estado estable y sincronizado a la red.

Observar:

- 1) Cambios en potencia de la carga y frecuencia durante el transitorio.
- 2) Efecto del sistema de excitación y sistema gobernador.
- 3) Influencia de la turbina y la caldera sobre la respuesta de la máquina síncrona.

Disturbio: Se establece en cada apartado.

4.4.1 Aumento en la carga eléctrica local en t=10 seg.

Este disturbio es simulado cambiando el valor de los parámetros R, X de la carga eléctrica que inicialmente demandaba $P_L=0.12$ y $Q_L=-0.1$ para llegar a $P_L=0.3$, $Q_L=-0.2$ en un

determinado lapso de tiempo. Como puede verse en la Figura 4.9, la potencia real que toma la carga aumenta a un valor constante estando precedida de algunas oscilaciones. Estos cambios de carga son comunes en la operación diaria de un sistema de esta naturaleza. Físicamente puede ser el arranque de un motor o la conexión de otro tipo de carga. Se observa en los resultados de simulación cómo todas las variables graficadas oscilan de modo semejante para después estabilizarse en un valor constante en el tiempo. Realizando simulaciones con distintos valores de carga se puede encontrar el máximo escalón de potencia que soporta este sistema sin perder estabilidad. Para este caso la P_m y la P_t se mantienen constantes, las variaciones de carga eléctrica pequeñas no hacen actuar al control de la turbina y de la caldera. El voltaje y la frecuencia en terminales V_t y f se mantienen dentro de una tolerancia que puede ser aceptable durante el transitorio. Esto lleva a concluir que los pequeños cambios de carga durante la operación diaria no deben afectar en gran medida la calidad de la frecuencia y del voltaje dentro de la planta industrial, y el estudio presentado ayuda a evaluar la problemática planteada.

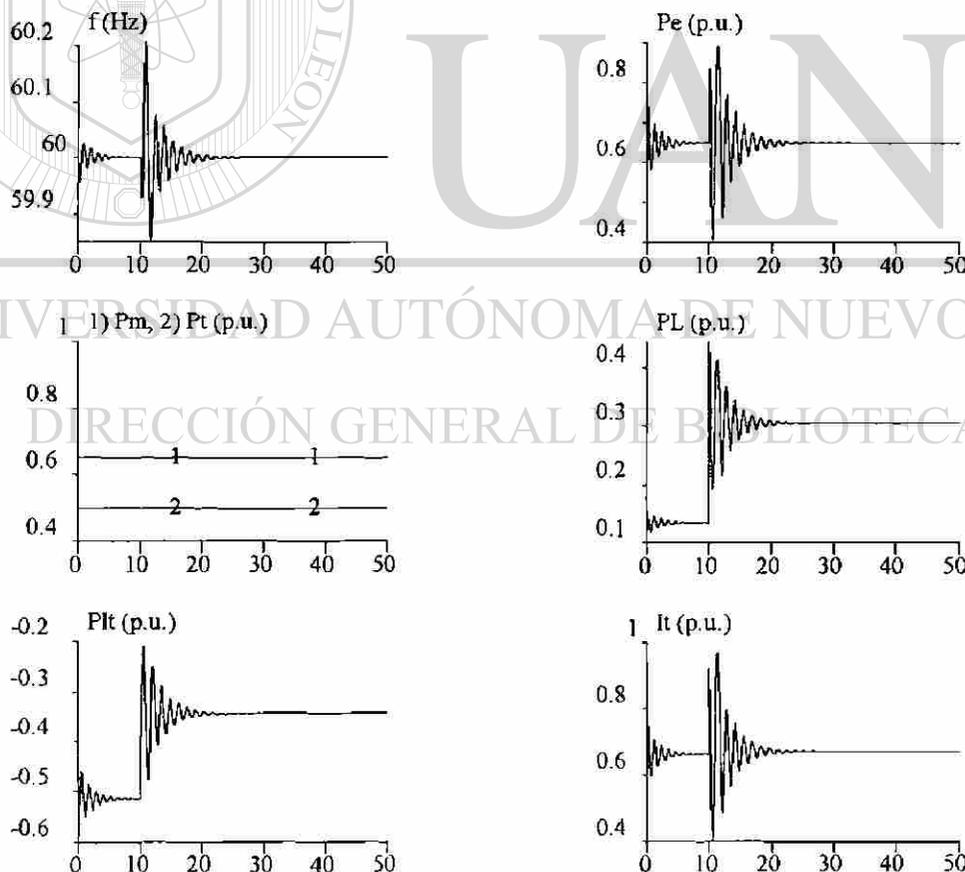


Figura 4.9 Resultados de simulación del caso sección 4.4.1; cogenerador exportador, aumento de carga local; tiempo en seg.

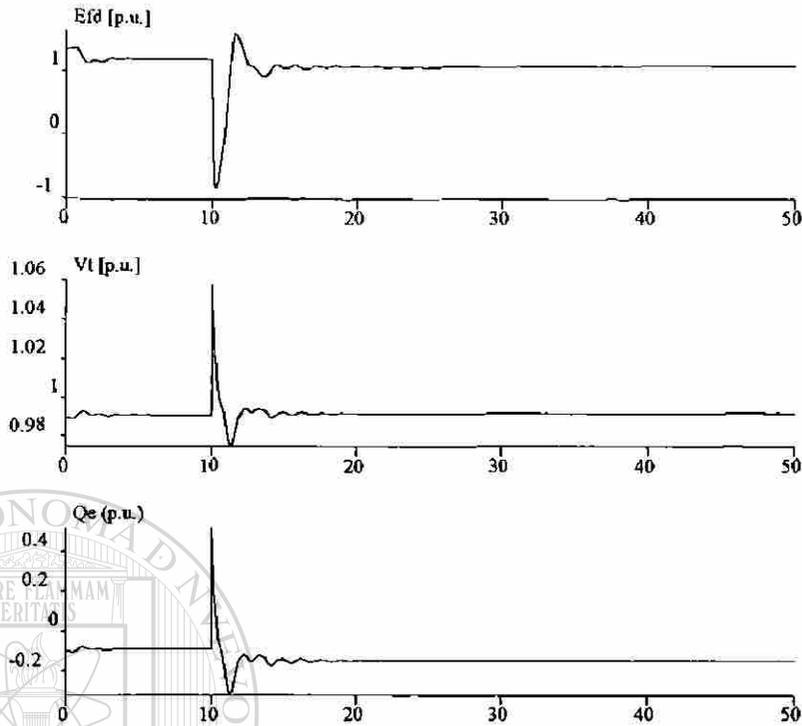


Figura 4.10 Resultados de simulación del caso sección 4.4.1; cogenerador exportador, aumento de carga local, tiempo en seg.

4.4.2 Cortocircuito trifásico en terminales del generador

En esta situación se supone al cogenerador conectado al sistema y entregando potencia activa al sistema cuando se provoca una falla trifásica en terminales del generador. El tiempo se propone de 0.39 seg.. Se supone que una vez liberada la falla la carga sigue conectada a las terminales del cogenerador. Se encontró que para tiempos de falla mayores a 0.39 seg. la máquina se hace inestable. Se puede notar en la Figura 4.11 cómo la presión del vapor en la caldera P_t y la potencia mecánica de la turbina P_m , transmitida al generador permanecen constantes a lo largo del transitorio. La frecuencia en terminales oscila hasta volver a su estado normal de operación. En la Figura 4.12 se puede observar cómo el voltaje de excitación E_{fd} toma valores de techo durante la permanencia de la falla, y una vez liberada ésta se va al otro extremo del limitador para equilibrar las oscilaciones de voltaje en terminales hasta que regresa a su valor normal de predisturbio. La planta regresa a las mismas condiciones que se tenían antes de la falla y una vez liberado el corto circuito trifásico. En la Figura 4.11 se tiene que la corriente en terminales I_t alcanza cerca de 3 p.u. durante el período de falla, si el generador no soporta este valor de sobrecorriente por razones de diseño éste

debe ser disparado, aún cuando desde el punto de vista de estabilidad se logra llegar a un estado permanente.

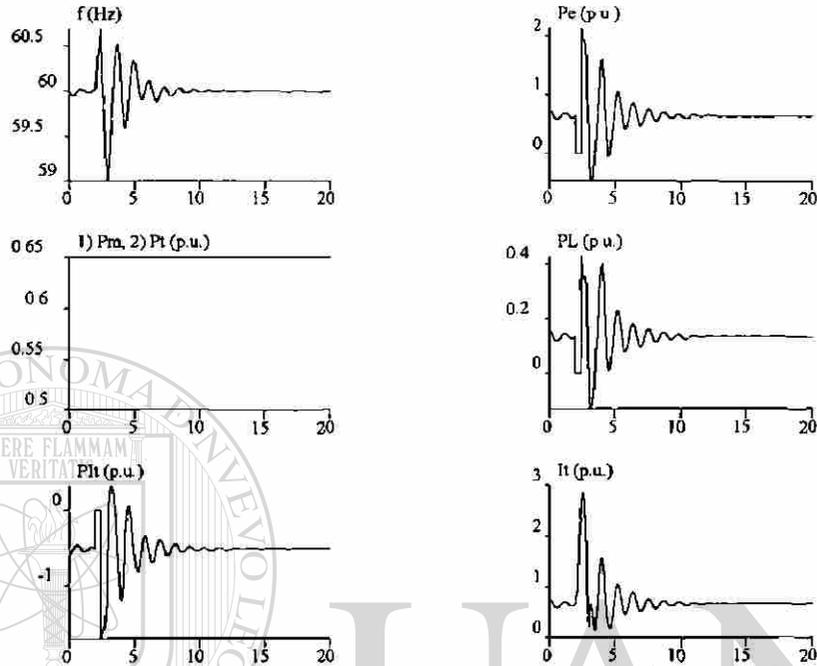


Figura 4.11 Resultados de simulación del caso sección 4.4.2; cogenerador exportador, corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.

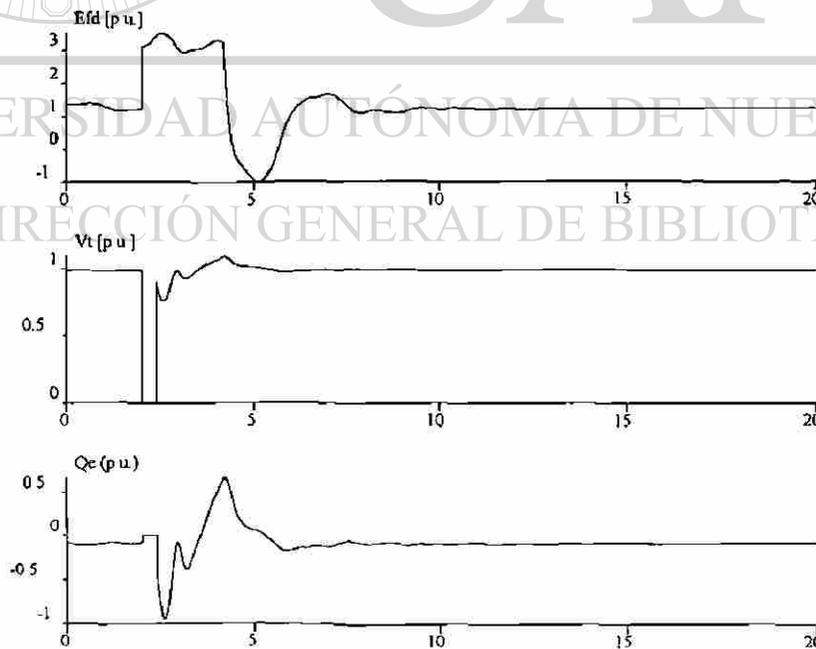


Figura 4.12 Resultados de simulación del caso sección 4.4.2; cogenerador exportador corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.

4.4.3 Desconexión de la compañía eléctrica por un lapso de 0.32 seg.

Por diversas circunstancias, como descargas atmosféricas, operaciones en falso o una maniobra equivocada, puede tenerse una desconexión temporal del cogenerador respecto a la compañía suministradora de energía, de aquí que se requiera la simulación y el análisis dinámico ante esta contingencia, cuyos resultados sirven para evaluar sus efectos y tomar medidas correctivas apropiadas.

Esta simulación es realizada aumentando a un valor muy grande (1000.0) la reactancia externa X_e conectada al generador durante el tiempo de falla. Ver Apéndice B.2.

El efecto teórico esperado es el aumento de la frecuencia y voltaje, suponiendo condición de exportación de potencia al sistema, tal como puede observarse en las Figuras 4.13 y 4.14. También puede notarse cómo en este rango de simulación el efecto de la caldera y de la turbina no es apreciable dado que tanto la presión como el par mecánico permanecen invariantes en el tiempo. Ante el aumento de voltaje el sistema de excitación reacciona posicionándose en el techo negativo del limitador a fin de contrarrestar el cambio del voltaje en terminales del generador, ver Figura 4.14. Una vez transcurridos los 0.32 seg. se supone que se tiene una reconexión exitosa con el sistema llegando eventualmente a lograr el estado estable nuevamente.

Se observa también en la Figura 4.13 que la carga local P_L aumenta la potencia demandada durante el período que dura la falla, lo cual se debe al aumento del voltaje en terminales, provocado a su vez por el disturbio mismo y a que la carga está modelada como una impedancia constante. Por otro lado la transmisión de potencia a la barra infinita se reduce a cero como se muestra en la Figura 4.13. Estos dos resultados coinciden con lo teóricamente esperado .

Este disturbio es de interés para el ajuste de la protección por alta/baja frecuencia como se explicó en la sección 3.3.2.

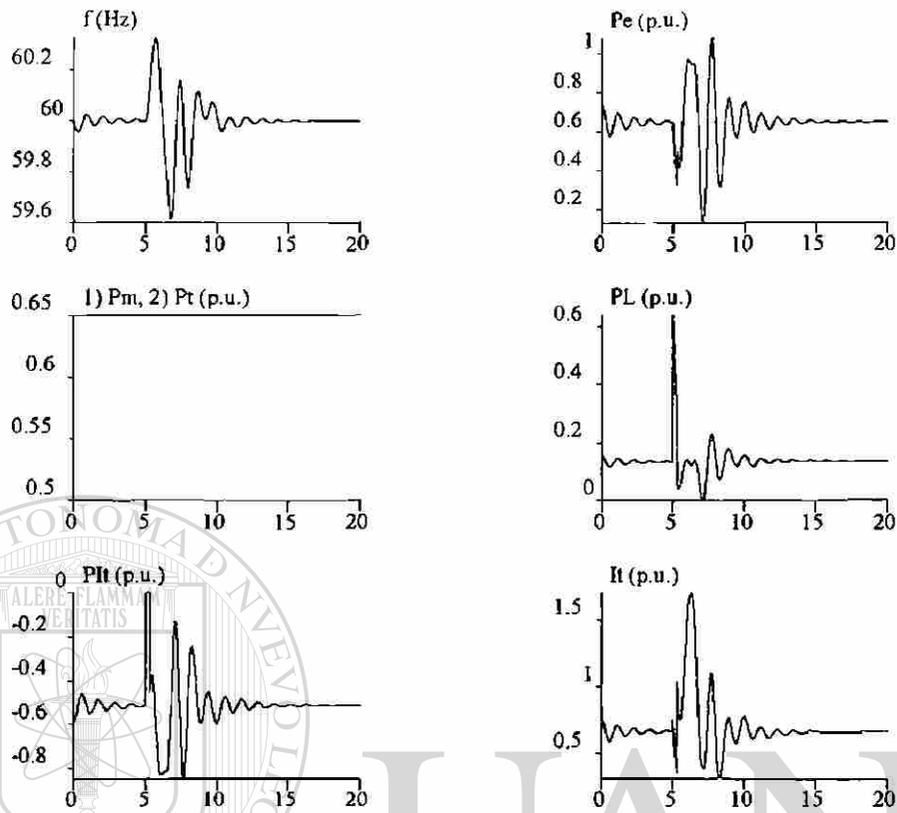


Figura 4.13 Resultados de simulación del caso sección 4.4.3; cogenerador exportador, desconexión de la compañía eléctrica; tiempo en seg.

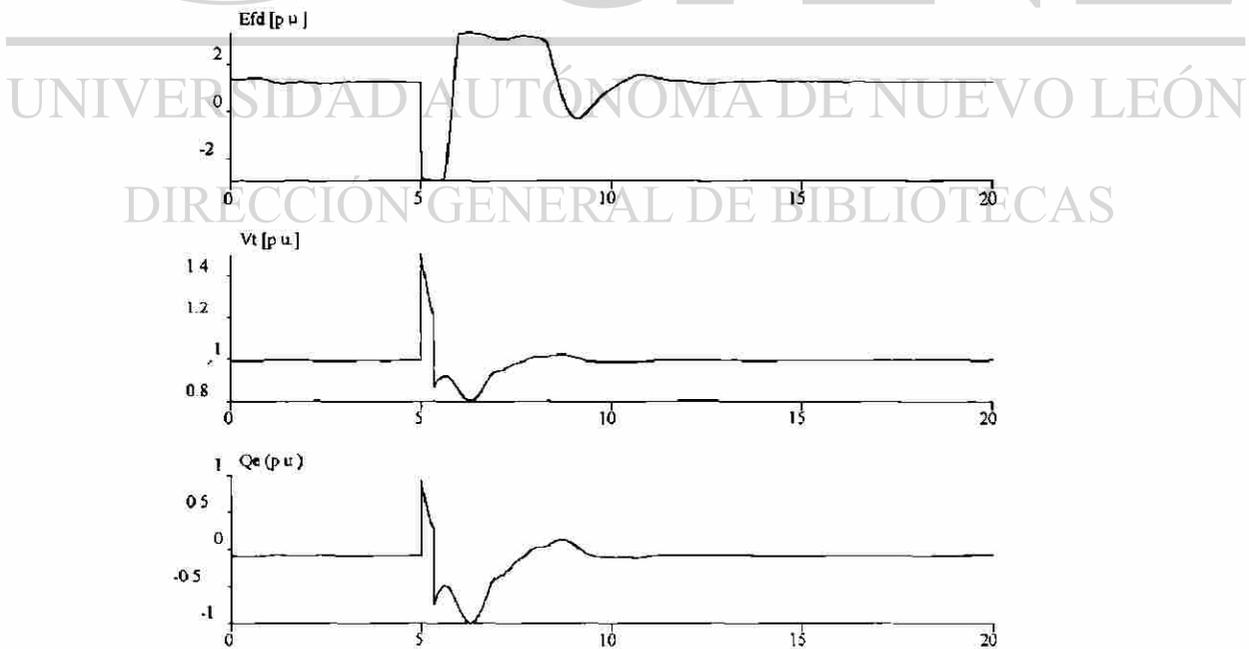


Figura 4.14 Resultados de simulación del caso sección 4.4.3; cogenerador exportador, desconexión de la compañía eléctrica; tiempo en seg.

4.4.4 Disminución en la carga térmica

Además de los cambios y disturbios eléctricos se debe analizar el comportamiento cuando la contingencia se presenta en el sistema térmico de la planta de cogeneración. El aumento de carga térmica se simuló reduciendo el valor de CVp (apertura de la válvula de vapor al proceso) a un valor de 0.5 en $t=50$ seg., lo cual se refleja en una disminución del flujo de masa de vapor, como puede apreciarse en la Figura 4.15. Dado que el calor disipado es directamente proporcional a los cambios de flujo de masa, de acuerdo a (3.25), al variar su magnitud también varía el valor del calor disipado por el proceso en proporción directa a la diferencia de entalpías de entrada y salida del proceso (h_p y h_f). El efecto de este disturbio en algunas variables eléctricas de la planta pueden observarse en la Figura 4.16 y 4.17. Se puede observar en la Figura 4.17 que la potencia mecánica P_m aumenta al decrecer el flujo de masa al proceso, esto verifica la predicción teórica del cálculo de potencia en la flecha de la turbina EC expuesta en el análisis del ciclo Rankine. Es decir, al mantenerse constante la entrada de vapor a la turbina (m_s) cualquier variación en el flujo de masa al proceso (m_p) altera el valor de potencia mecánica, ver (2.7). La Figura 4.17 muestra el aumento en la generación de potencia eléctrica (P_e) debida al incremento de potencia mecánica. Este aumento en la potencia eléctrica es distribuido entre la carga local (P_L) y la compañía suministradora de energía eléctrica (PI_t) para seguir operando en estado estable en un nuevo punto.

Puede observarse también que el voltaje en el excitador (E_{fd}) aumenta al aumentar la carga térmica (m_p) mientras que el voltaje en terminales (V_t) disminuye al igual que la potencia reactiva generada (Q_e). Las variaciones de estas variables están dentro de un rango muy pequeño; menor al 10 % para el voltaje en el excitador y menores al 1% para la potencia y voltaje en terminales.

La frecuencia también sufre pequeñas oscilaciones en el momento de iniciarse el cambio de carga térmica, menores a ± 0.02 Hz alrededor del punto de operación. Las oscilaciones durante el transitorio provocado por el cambio de carga térmica duran aproximadamente 10 seg., sin embargo, a pesar de ser un período considerable, no sobrepasan las tolerancias permitidas. Este estudio tiene por finalidad mostrar el tipo de resultados ante estas variaciones en la carga térmica y evaluar sobre que variables se tienen los impactos mayores.

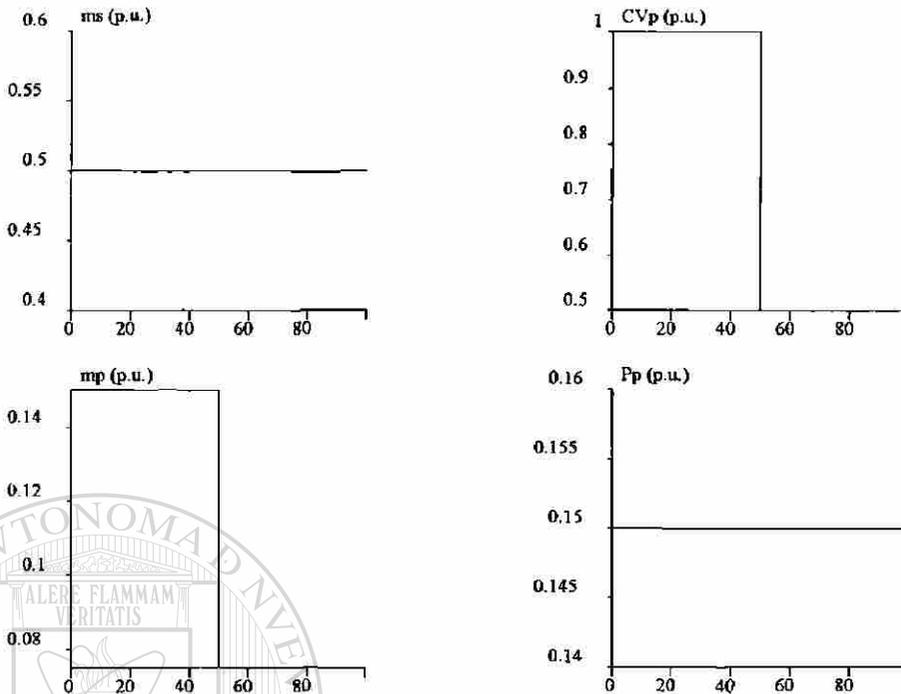


Figura 4.15 Resultados de simulación del caso sección 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica; tiempo en seg.

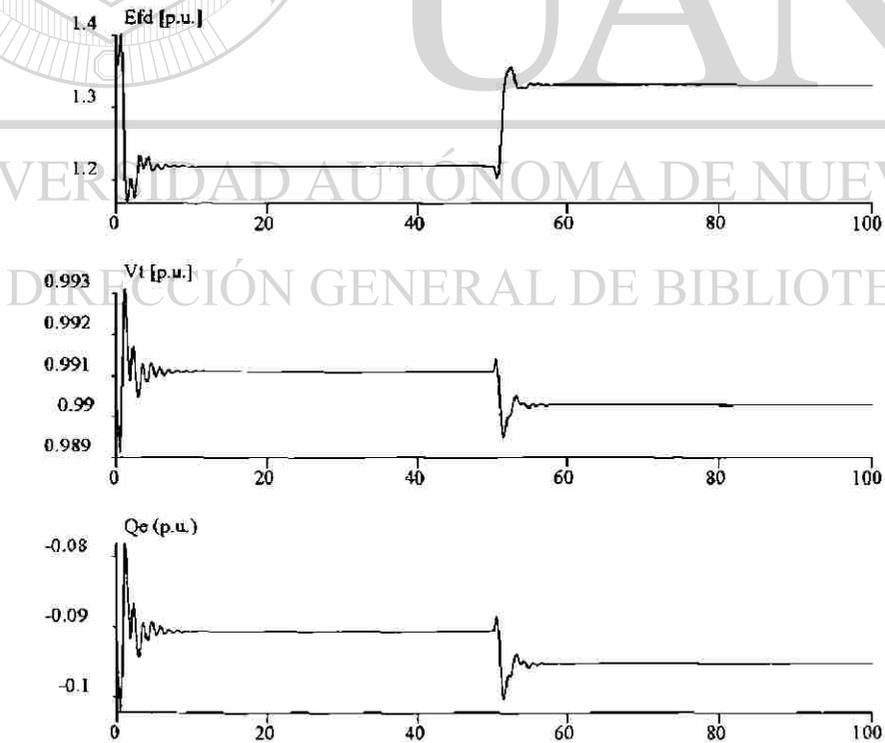


Figura 4.16 Resultados de simulación del caso sección 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica; tiempo en seg.

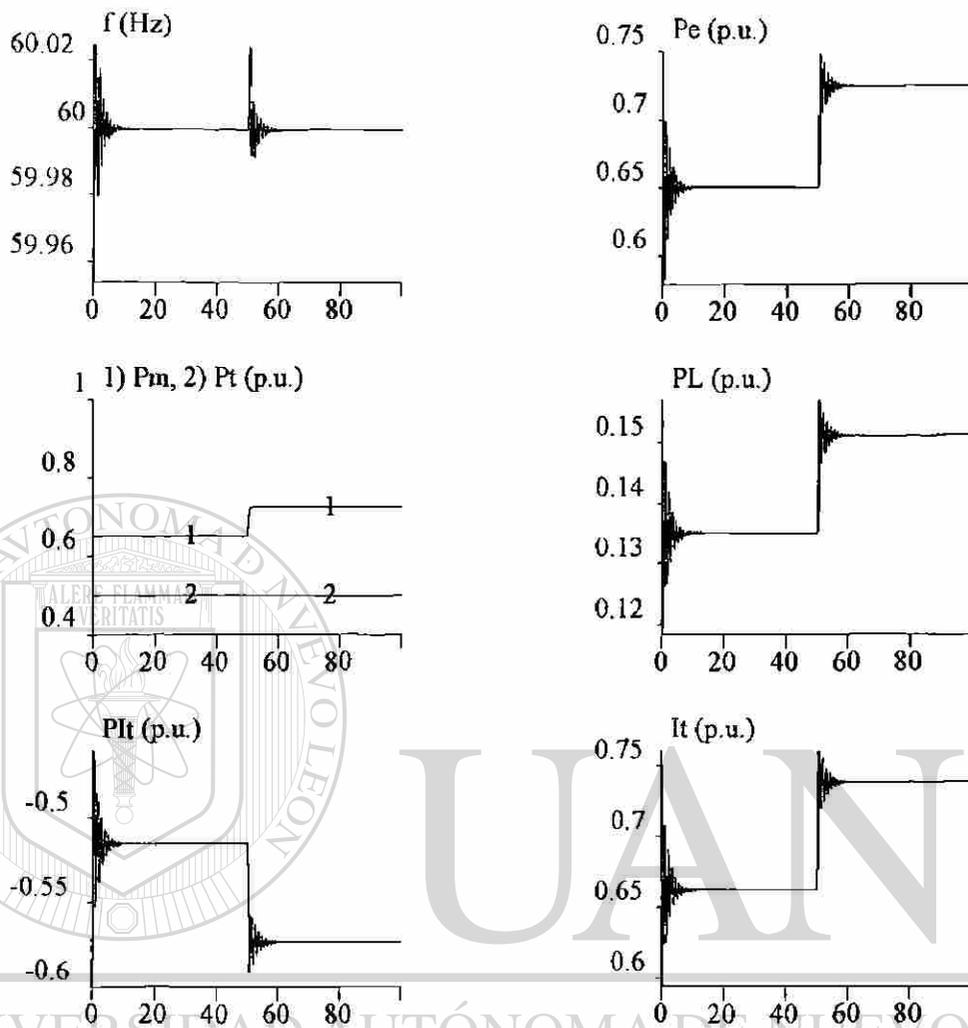


Figura 4.17 Resultados de simulación del caso 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica, tiempo en seg.

4.4.5 Aumento en la carga térmica

Otro caso que es conveniente analizar es el del aumento de demanda en el proceso térmico al que suministra la planta de cogeneración, así esta sección presenta tales resultados y el análisis correspondiente.

En la simulación del aumento de carga térmica resultó que los efectos son similares al decremento en la carga térmica pero el nuevo punto de operación se desplaza con signo contrario con respecto al caso anterior.

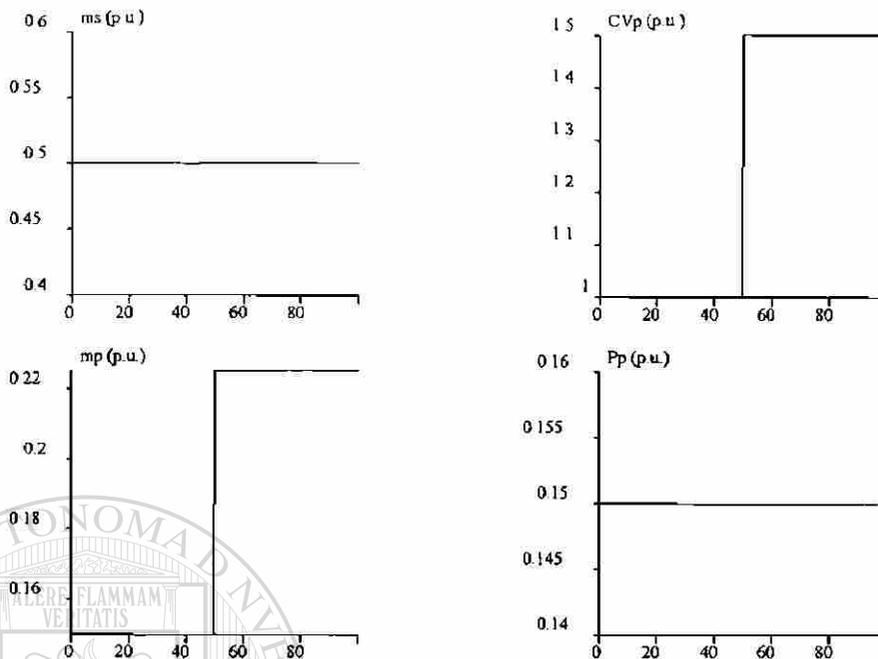


Figura 4.18 Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica.

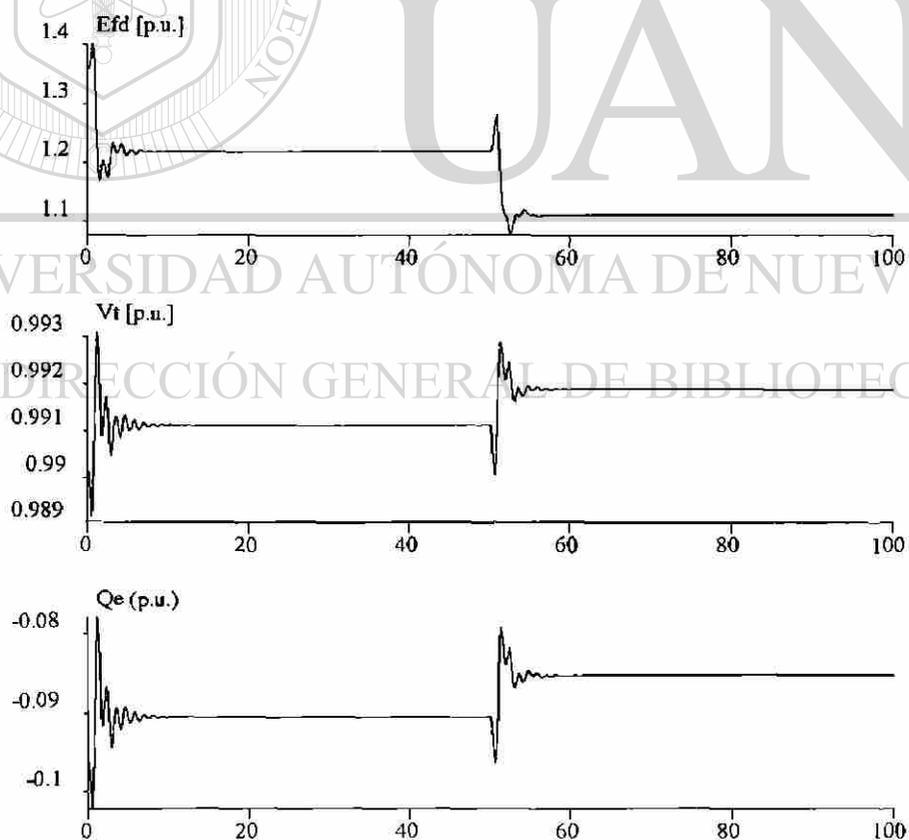


Figura 4.19 Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica; tiempo en seg.

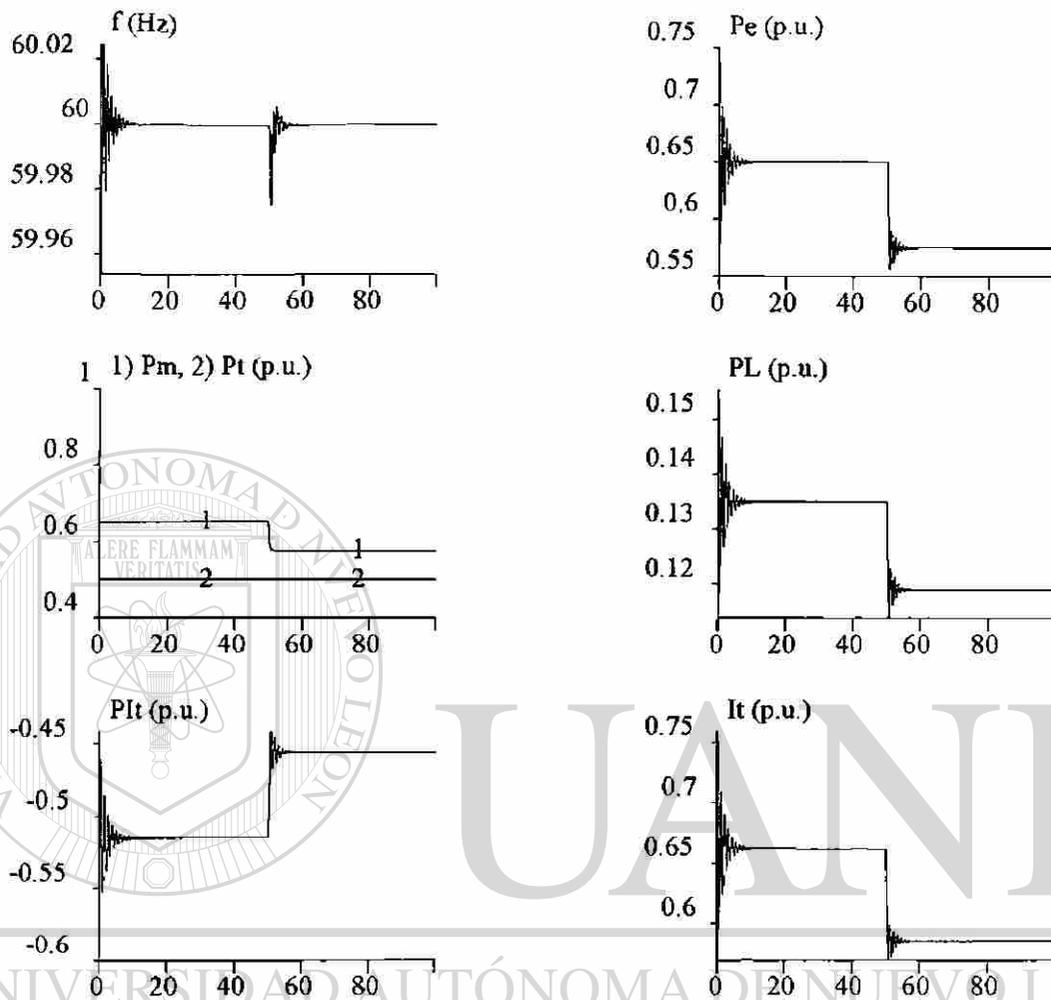


Figura 4.20 Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica; tiempo en seg.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Del análisis de los dos casos anteriores se puede concluir que, bajo las condiciones de simulación adoptadas, un cambio en la carga térmica de $\pm 50\%$ no excede los límites tolerables ni de la frecuencia ni del voltaje en terminales. Sin embargo, puede ser ésta una condición no deseada por la compañía suministradora de energía eléctrica por el hecho de que el exceso o decremento en la generación eléctrica del cogenerador deba ser absorbida o suministrada por ésta cada vez que sucedan este tipo de cambios en la carga térmica. Este tipo de simulaciones muestra objetivamente los cambios esperados y si éstos cambios los puede o no tolerar, de acuerdo a los convenios establecidos, la compañía suministradora de energía.

4.5 Cogenerador exportador sin carga eléctrica en terminales

Este caso es de interés práctico en situaciones donde se cuente con un generador impulsado por una turbina a contra-presión. Estas turbinas tienen la particularidad de estar instaladas en un ciclo tope, es decir, el producto secundario es la electricidad, dependiendo su producción de las necesidades del producto primario, o sea de la energía térmica. Por tanto no se tiene control sobre los KW_e generados, los cuales son exportados totalmente a la compañía eléctrica a través de una interconexión.

A continuación se presentan los elementos que componen este caso y su localización en el apéndice, así como las condiciones de operación antes del disturbio, el valor de referencia para los controles, las variables a observar y los disturbios simulados. Los archivos MACRO y CONNECTING utilizados para simular este caso son el C9.T y el CONN9.T. El modo de control de la turbina y la caldera es el de turbina siguiendo caldera. Se supone operación en estado estable y sincronizado a la red para todos las simulaciones excepto la del arranque en frío.

Subsistema	Referencias	Apéndice
MS6	*	B.2.4
T2 (TCP)	*	B.2.10
B2	Pref : 0.8 p.u.	B.2.14
SE1	Vref : 0.9 p.u.	B.2.5
SG2	Nref : 3600 rpm	B.2.13

* La máquina síncrona y la turbina reciben señales de referencia de los controles

Los disturbios estudiados son algunos que pueden presentarse en la operación diaria de este tipo de generadores. Los resultados son utilizados para el ajuste de protecciones y el dimensionamiento del equipo eléctrico utilizado en la interconexión entre el cogenerador y la compañía eléctrica.

4.5.1 Cortocircuito trifásico en terminales del generador durante 0.18 seg.

El tiempo crítico en el cual la máquina permanece en sincronismo después del disturbio fue de 0.18 seg., ver Figuras: 4.21 y 4.22. Los efectos son similares al caso de la sección 4.5.2.

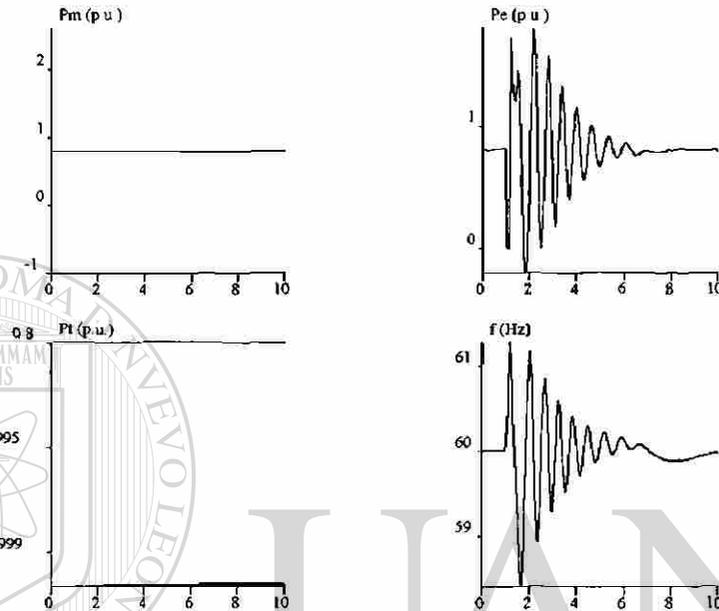


Figura 4.21 Resultados de simulación del caso sección 4.5.2; cogenerador exportador sin carga eléctrica local bajo corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.

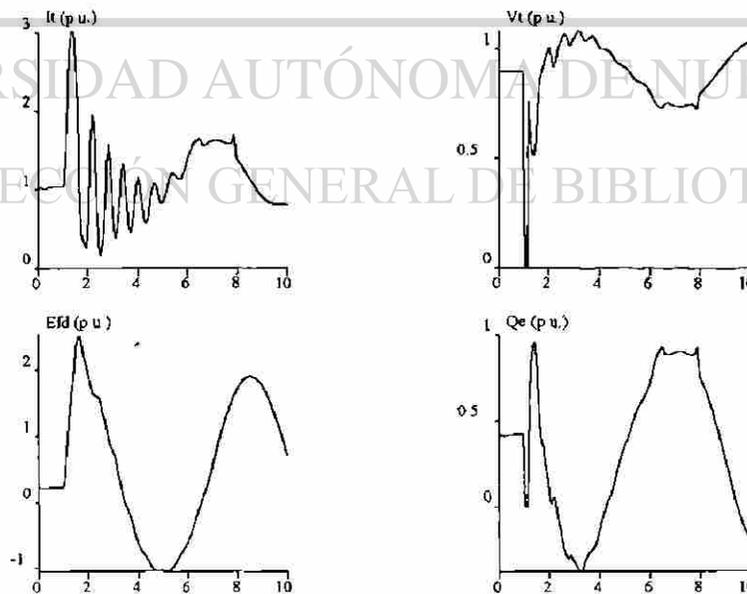


Figura 4.22 Resultados de simulación del caso sección 4.5.2; cogenerador exportador bajo corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.

4.5.2 Variación de voltaje en la barra infinita a 0.5 p.u. durante 0.43 seg.

Para este caso el tiempo crítico en el que la máquina puede seguir en sincronismo después del disturbio resultó de 0.43 seg. Ver Figuras 4.23 y 4.24. Se observa que las variables mecánicas no sufren variación apreciable y el efecto mayor se presenta sobre las variables eléctricas.

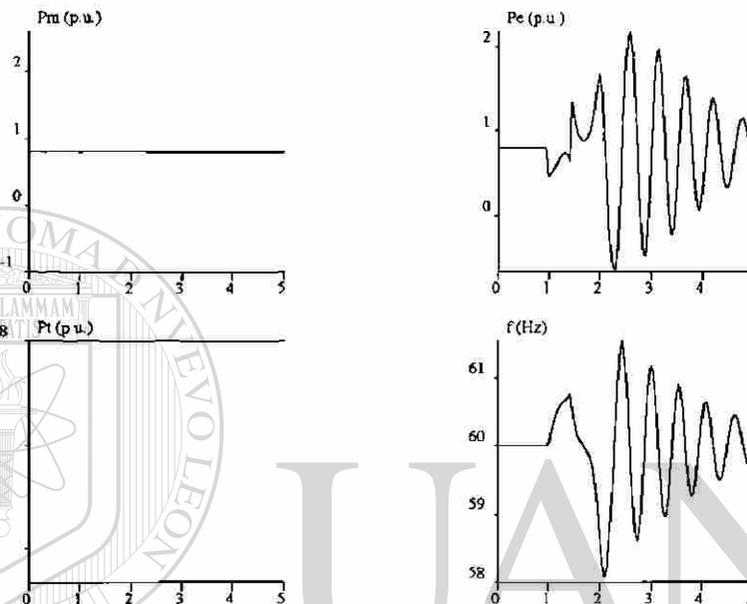


Figura 4.23 Resultados de simulación del caso sección 4.5.1; cogenerador exportador sin carga eléctrica local con variaciones de voltaje en la barra infinita; tiempo en seg.

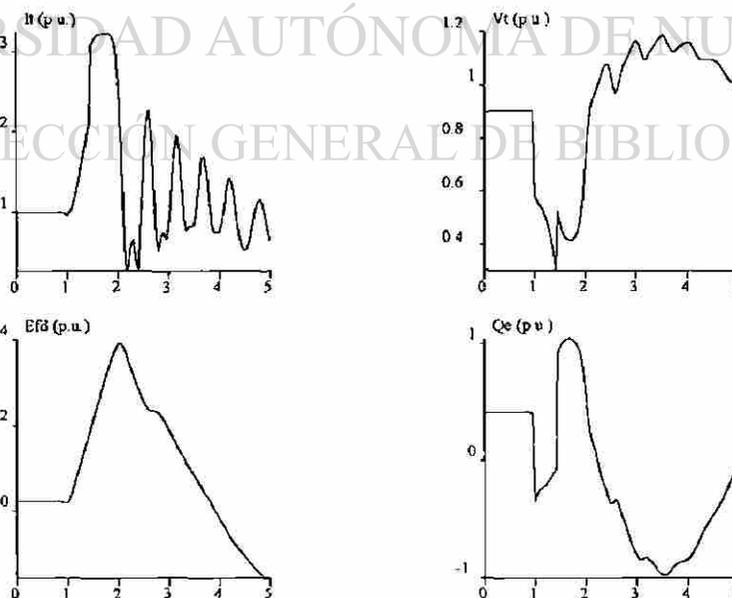


Figura 4.24 Resultados de simulación del caso sección 4.5.1; cogenerador exportador sin carga eléctrica local con variaciones de voltaje en la barra infinita; tiempo en seg.

4.5.3 Desconexión de la compañía eléctrica por 0.17 seg.

El tiempo máximo que puede perderse la interconexión al sistema eléctrico sin perder sincronismo es de 0.17 seg., este caso es mostrado en las Figuras 4.25 y 4.26. El tiempo crítico obtenido es similar al tiempo obtenido cuando se tiene corto circuito en terminales, lo mismo puede decirse de los efectos sobre las variables mostradas en los resultados.

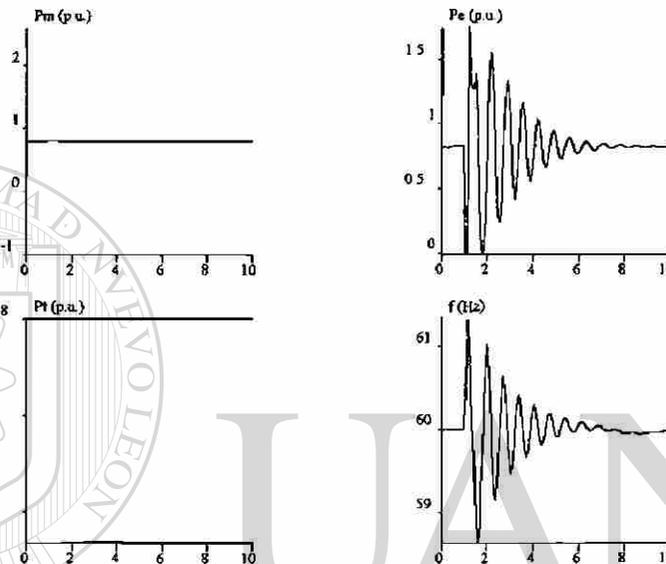


Figura 4.25 Resultados de simulación del caso sección 4.5.3; cogenerador exportador desconectado de la compañía eléctrica durante 0.17seg.; tiempo en seg.

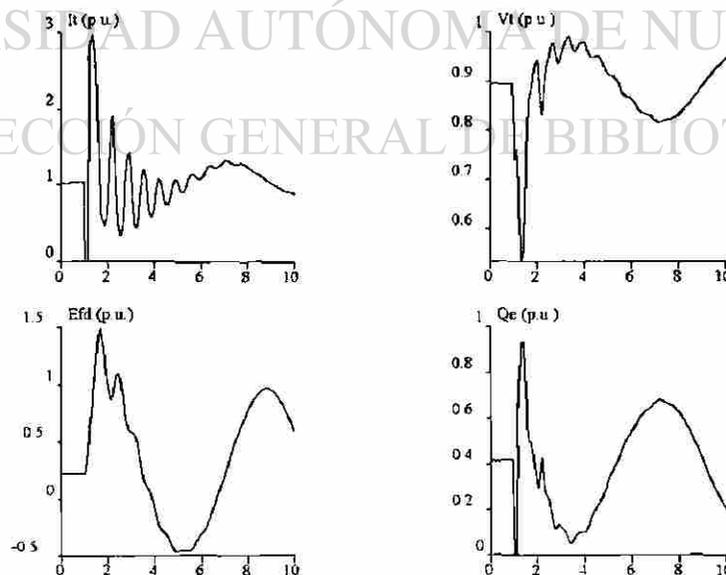


Figura 4.26 Resultados de simulación del caso sección 4.5.3; cogenerador exportador desconectado de la compañía eléctrica durante 0.17 seg..

4.5.4 Toma de carga del generador sincronizado a la red

Esta simulación muestra el caso de una máquina que estando sincronizada a la compañía suministradora de energía eléctrica aún no ha empezado a tomar carga eléctrica. El suministrar carga al sistema requiere de aumentar la presión del vapor proveniente de la caldera, su comportamiento se muestra en la Figura 4.27 cuando se le da un escalón de 0.8 p.u.; la turbina sigue a la caldera y lo mismo hace la potencia eléctrica generada. Como puede observarse en la Figura 4.28 las variables eléctricas sufren oscilaciones por un tiempo de varios segundos para más adelante estabilizarse en un valor constante en el tiempo, esto sucede cuando la presión en la caldera ha llegado a el valor de referencia.

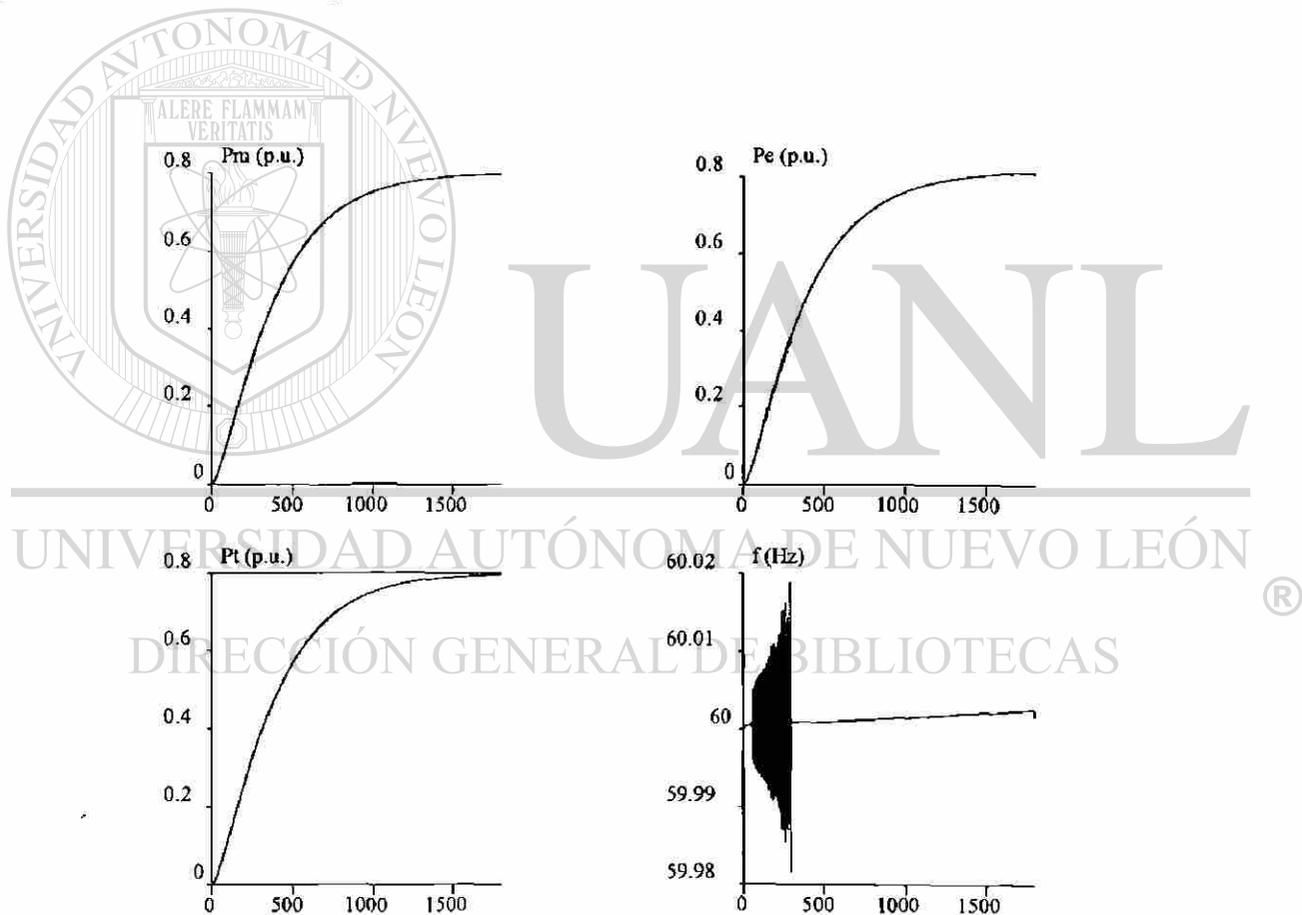


Figura 4.27 Resultados de simulación del caso sección 4.5.4; cogenerador sincronizado y tomando carga; tiempo en seg.

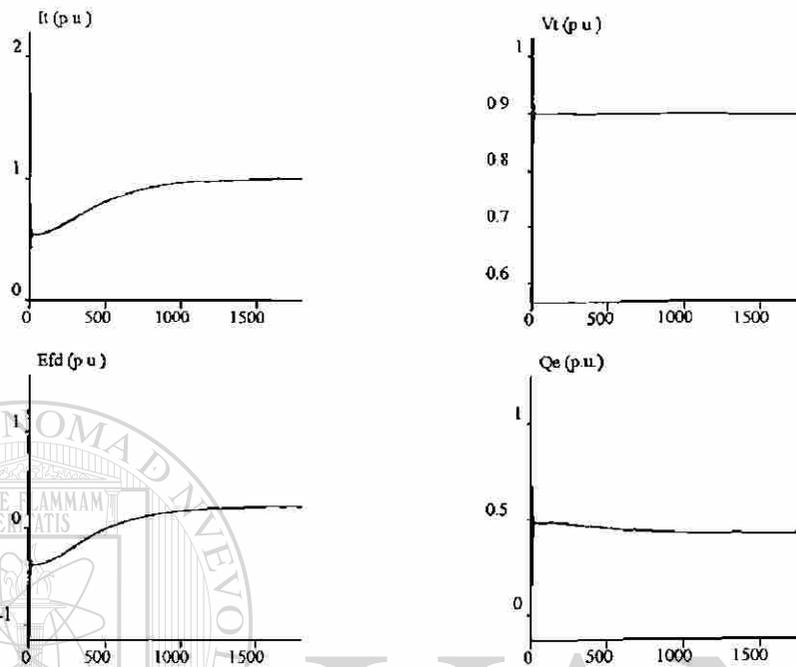


Figura 4.28 Resultados de simulación del caso sección 4.5.4; cogenerador sincronizado y tomando carga; tiempo en seg.

4.5.5 Simulación de arranque en frío

En este caso se trata de ilustrar la versatilidad y uso de la herramienta disponible, ya que todos los componentes de la planta son unidos para simular un arranque en frío. Los parámetros utilizados son típicos [41, 56, 83] para cada uno de los componentes. El modo de control es el de turbina siguiendo a la caldera, ya que los cambios de potencia generada son iniciados desde el valor de la referencia de presión en la caldera. La turbina se ajusta su operación a los valores de flujo y presión del vapor que sale de la caldera.

Como puede observarse en la Figura 4.29, la potencia mecánica P_m crece lentamente para eventualmente alcanzar su estado estable, la potencia eléctrica P_e sigue a la mecánica aunque esta última sufre fuertes oscilaciones; cerca de 5 p.u., a los 40 segundos, un poco antes de que la frecuencia alcance su valor estable. Puede observarse que otras variables como el voltaje en terminales V_t y la potencia reactiva Q_e llegan a su valor de estado estable al mismo tiempo que la frecuencia f y la velocidad angular ω .

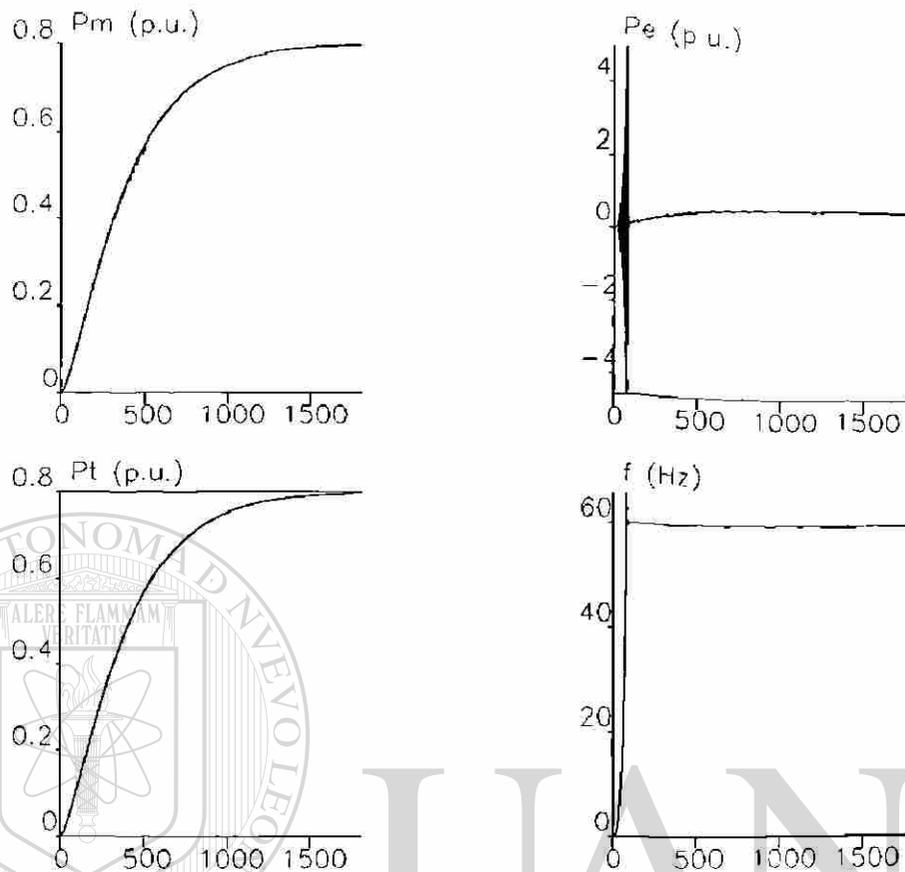


Figura 4.29 Resultados de simulación del caso sección 4.5.5; simulación de arranque en frío; tiempo en seg.

4.5.6 Variación de la carga térmica en forma de onda cuadrada

Esta simulación representa el caso de tener una carga térmica que varía su demanda en forma de onda cuadrada, lo cual puede presentarse en procesos intermitentes pero con un patrón repetitivo. Se puede observar en la Figura 4.30 que la potencia mecánica P_m sufre fuertes variaciones de forma similar a como lo hace la carga térmica. Sin embargo, el efecto sobre la frecuencia en terminales se mantiene dentro de un intervalo razonable (± 0.2 Hz). Otras variables eléctricas mostradas en la Figura 4.31, sufren fuertes variaciones con respecto a su punto de operación inicial dado en $t=0$ seg.

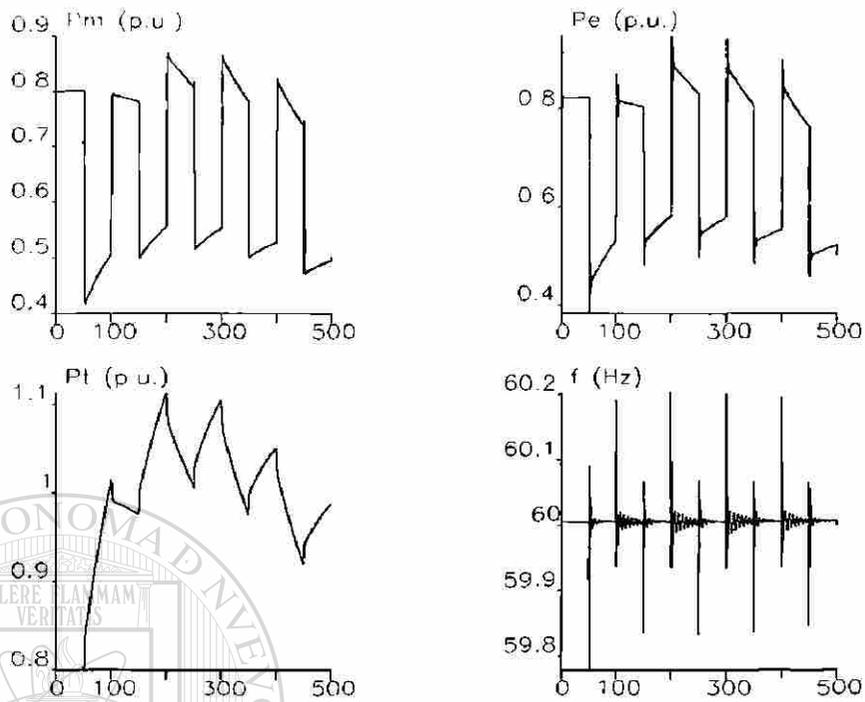


Figura 4.30 Resultados de simulación del caso sección 4.5.6; variación de la carga térmica; tiempo en seg.

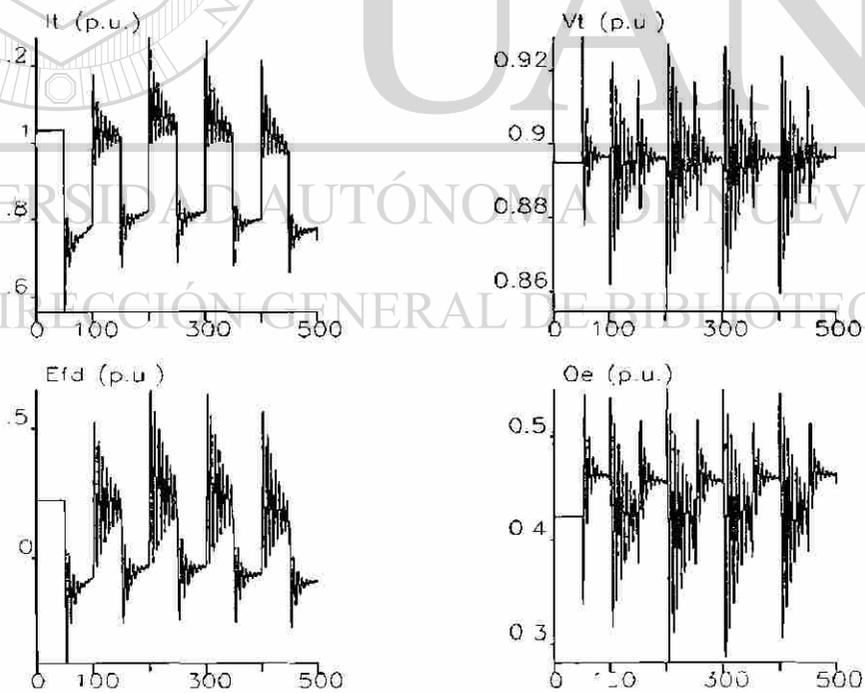
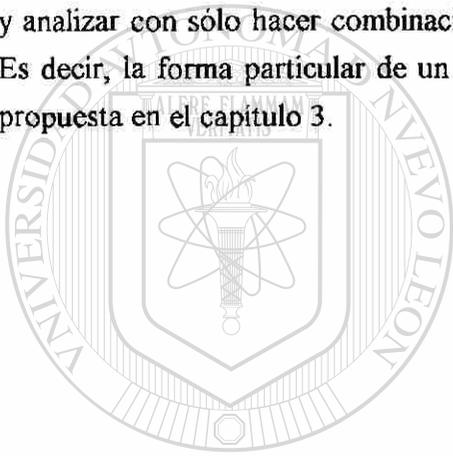


Figura 4.31 Resultados de simulación del caso sección 4.5.6; variación de la carga térmica; tiempo en seg.

En los casos presentados en este capítulo, se han mostrado resultados que es posible obtener en base a la herramienta de simulación utilizada siendo factible el efectuar el análisis transitorio de variables eléctricas y térmicas de una planta de cogeneración. Se puede notar por los resultados encontrados, que es posible conocer con relativa facilidad el comportamiento transitorio de variables de la planta de cogeneración que basa su operación en turbinas de vapor.

En este capítulo se incluyeron a manera de ilustración algunos casos típicos que pueden presentarse en la operación de este tipo de plantas que se usan para producir energía eléctrica/térmica. Sin embargo es notable la gran cantidad de escenarios que es posible simular y analizar con sólo hacer combinaciones de los modelos y sus parámetros según se requiera. Es decir, la forma particular de un determinado análisis se puede lograr con la metodología propuesta en el capítulo 3.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones generales

El análisis de sistemas de cogeneración abarca múltiples disciplinas científico-técnicas. Un estudio que tome en cuenta todos los aspectos involucrados en este tipo de plantas, como los económicos, termodinámicos, eléctricos y ecológicos, resulta muy ambicioso. Por tanto es necesario separar cada uno de estos aspectos y hacer el estudio con relativa independencia de los demás sin olvidar que sólo es una separación artificial para lograr atacar un problema concreto y llegar a un resultado.

En la presente investigación se ha tratado el tema económico y los problemas de comportamiento térmico y electromecánico haciendo énfasis en la formulación del problema en forma determinista. En realidad el problema debe abordarse con un enfoque estocástico, dado que se tienen algunas variables, como las demandas térmica y eléctrica, los precios de electricidad y combustible, que pueden considerarse como variables aleatorias. De esta manera se puede tener en esta misma línea de investigación una formulación estocástica para la solución del problema.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Debido a diferencias que suele haber en la apreciación de los trabajos de investigación por las diversas disciplinas del conocimiento, se presentaron en el primer capítulo algunas anotaciones sobre el método científico, y las opiniones particulares del autor a este respecto. El autor considera que tener una idea más clara sobre el método científico y el proceso que ha seguido la ciencia y su filosofía ayuda a valorar los resultados de cualquier investigación, como es el caso de esta tesis, que ha tocado varias disciplinas de la ingeniería. La clave para una mejor compaginación, en opinión del autor, entre las diferentes ramas del saber es reconocer la ordenación y subalternación que existe, usando fundamentos reales, entre las diversas ciencias. Es decir, existen ciencias distintas porque existen entes distintos: Se tiene a la física porque existen entes corpóreos que siguen ciertas leyes naturales y pueden someterse a un tratamiento científico: hay matemáticas porque existen entes de razón abstraídos de la

realidad o postulados *a priori* con los cuales se pueden hacer otras construcciones mentales, y deducir nuevas propiedades matemáticas, etc.; se desarrolla la ingeniería porque existen necesidades prácticas en la vida que el hombre se propone resolver y se sirve de la física y de la matemática para ello; hay ciencias humanísticas porque hay seres humanos que desean entender mejor su existencia presente por medio de las ciencias sociales y su existencia pasada por medio de la historia; hay ciencias filosóficas y teológicas según el autor porque existe un Ser Necesario y subsistente por sí mismo, demostrado racionalmente mediante el principio de causalidad, que se ha revelado según lo constatan los hechos históricos [13]. Este orden impuesto por la misma realidad de los seres reales o de razón es el que debe reconocerse para comprender mejor las diferencias entre todas las disciplinas.

5.1.1 Conclusiones del análisis económico

La metodología para el análisis económico proporciona una herramienta general para la evaluación de plantas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor. Esta herramienta es presentada en forma de algoritmo computacional, implementado en el paquete MathCad, el cual permite manejar expresiones matemáticas en un ambiente gráfico, así como textos y gráficas, de modo similar a las hojas electrónicas de cálculo.

No es posible generalizar resultados sobre la viabilidad económica, es decir, afirmar o negar en forma global si las plantas de cogeneración conviene o no instalarlas; es necesario, por el contrario, hacer un estudio caso por caso. Sin embargo, se pueden obtener algunas conclusiones generales y otras de naturaleza limitada, debido a las hipótesis hechas en el estudio. Se presentan estas conclusiones:

- La metodología para el análisis económico muestra con claridad los pasos que deben seguirse para obtener los resultados de disponibilidad de energía para cogenerar, cuál debe ser la capacidad más conveniente de la planta y los indicadores económicos para la toma de decisión de la planta más atractiva a ser instalada.
- Los precios de combustible y electricidad influyen en el cálculo de los índices económicos para la toma de decisión sobre la instalación o no de la planta. Dado que el análisis puede complementarse tomando en cuenta incentivos fiscales, diferentes fuentes de financiamiento, etc., el resultado final del análisis puede variar si estos aspectos son tomados en cuenta.

- El tipo de turbina tiene incidencia en los resultados del análisis económico. En el caso particular estudiado en la sección 2.5 resultó más atractivo instalar una turbina de extracción-condensado.
- A medida que crece el tamaño de la planta, decrece el costo anual de construcción, mientras el ahorro anual aumenta. Se observa de los modelos propuestos que la correlación entre la capacidad de la planta y los índices económicos es no-lineal. A medida que el tamaño de planta crece, los índices económicos tienden a ser mejores. Sin embargo, esta conclusión se basa en una inversión inicial en que no se tienen en cuenta las distintas formas de financiamiento posible.
- Con los precios y propiedades físicas de los combustibles estudiados en el caso de la sección 2.5 genera mayor ahorro la utilización de combustóleo que de gas natural. Sin embargo, desde el punto de vista ecológico, es más conveniente usar gas natural; o bien llegar a un compromiso económico-ecológico a través de un modelo que maneje el control de emisiones a la atmósfera.
- El contrato con la compañía suministradora de energía eléctrica, la tarifa y el costo del respaldo, tiene un peso importante en la determinación del tipo de planta, su capacidad y políticas de operación. El aumento de tarifas favorece la viabilidad económica. Sin embargo, debe hacerse un estudio similar para el caso de tarifas horarias con el objetivo de cuantificar en forma exacta su impacto en la factibilidad económica del proyecto.
- En el trabajo se establece un procedimiento para obtener la función de costo de plantas de cogeneración en función de la potencia eléctrica cogenerada a partir de relaciones termodinámicas y se propone para ello el uso de ajuste cuadrático utilizando el programa MathCad. Con estos resultados se tiene información para empezar el estudio de despacho económico de sistemas eléctricos donde aparecen los generadores independientes que desean suministrar energía a la red. Sobre este tema se comentará con más detalle en las recomendaciones.

5.1.2 Conclusiones del análisis eléctrico

- En la presente investigación se abordó la problemática de comportamiento dinámico electromecánico para una planta con cogeneración basada en turbinas de vapor y sujeta a disturbios, así como a regímenes de operación cambiantes; tanto en la demanda eléctrica como en los requerimientos térmicos. El resultado se concreta en una metodología para el estudio de variables eléctricas y térmicas de una planta de cogeneración en estado estable, así como su comportamiento ante contingencias. Los estudios incluidos en la metodología propuesta ayudan a determinar la selección de esquemas y equipo de protección, la estabilidad y variaciones de frecuencia eléctrica ante fallas y el máximo tiempo permisible de liberación de la falla. Los estudios ayudan a establecer políticas de operación y de explotación de la planta.
- Una vez que el análisis de factibilidad económica arroja un resultado positivo se requiere plantear una serie de estudios en régimen de estado estable para diferentes condiciones como: operación aislada con carga eléctrica y térmica local, operación sincrónica con el sistema aportando o recibiendo potencia eléctrica con o sin demanda térmica local. El resultado de estado estable determina los valores de potencia real, potencia reactiva, corrientes y voltajes en las barras representadas en el estudio eléctrico, así como los valores de estado estable de todas las variables térmicas que son necesarias para establecer las condiciones iniciales de los estudios transitorios y dinámicos. En la presente investigación esta determinación se hace por medio de integración numérica de las ecuaciones diferenciales del modelo propuesto; asignando valores a las referencias de voltaje en terminales, a la velocidad mecánica y a la presión del vapor en la caldera.
- Una vez determinado el estudio de estado estable se requiere un estudio de fallas eléctricas a fin de establecer capacidad interruptiva y parte del esquema de protecciones. Asimismo es importante analizar los efectos del tiempo de liberación de la falla sobre las excursiones de frecuencia y los voltajes nodales a fin de no causar efectos adversos en los procesos eléctricos de las cargas locales. También se considera la propagación del disturbio eléctrico hacia el proceso termodinámico, pero por ser de respuesta mucho más lenta no debe influir significativamente con grandes excursiones en las variables térmicas. Los estudios de fallas trifásica en terminales y falla monofásica por ser la más severa y la más frecuente respectivamente, son las que se deben realizar ordinariamente. En el presente trabajo se realiza el estudio de fallas imponiendo la condición eléctrica a las ecuaciones

diferenciales del modelo, e integrando en el tiempo, partiendo de un estado estable hasta terminar la simulación en el tiempo especificado para el estudio.

- El estudio de estabilidad transitoria es importante para determinar si bajo los disturbios y contingencias severas como: fallas, pérdida súbita de la conexión a la red de suministro y grandes demandas térmicas la planta puede llegar en un tiempo razonable a un nuevo estado estable. La forma de trabajar el modelo electromecánico y térmico permite el estudio de estos fenómenos de manera semejante a como se plantea en el caso de fallas, es decir la condición de perturbación se impone a las ecuaciones diferenciales y se integran en el tiempo durante el tiempo especificado para el estudio. En estos estudios no es importante el modelo detallado de la turbina y de la caldera, así como su esquema de control.
- Los estudios eléctricos mencionados deben complementarse con el análisis de estabilidad dinámica, a fin de estudiar oscilaciones lentas que puedan afectar la operación, debido a intercambios de potencia entre la planta de cogeneración y el sistema eléctrico. Para estas simulaciones es posible modelar linealmente el generador, así como la turbina-gobernador y permitir la inclusión de un modelo de estabilizador a fin de evaluar su valor en el amortiguamiento de oscilaciones y determinar la conveniencia de instalarlo o no. En caso de concluir la necesidad del estabilizador, la herramienta de simulación usada puede extenderse para estudiar los ajustes más recomendables.
- La dinámica de largo plazo involucra simulaciones que requieren modelos apropiados de turbina y caldera principalmente. Estos estudios complementan a los ya descritos y su utilidad se tiene en incluir fenómenos termodinámicos con una constante de tiempo grande, pero que son importantes para la caracterización completa de la planta de cogeneración y su operación con condiciones cambiantes en el tiempo y que pueden tener efectos acumulativos adversos.
- En forma concreta se puede concluir que se ha expuesto una metodología para efectuar la simulación y el análisis del comportamiento dinámico ante perturbaciones de una planta de cogeneración. Como herramienta conveniente se usó el programa SIMNON aprovechando un enfoque modular de crear modelos e interconectarlos con un archivo apropiado. Con la programación modular que permite el SIMNON sólo es necesario alterar el archivo CONNECTING SYSTEM para generar nuevas interconexiones entre los diferentes

subsistemas que componen la planta. Para variar los parámetros y generar nuevos casos de estudio, puede hacerse directamente en los archivos de cada subsistema o en un nuevo archivo que es llamado con el comando GET.

- Los modelos usados en el presente trabajo son sencillos, pero conservan características que permiten obtener conclusiones válidas, dentro del tipo de fenómenos que se desea representar. Un modelo más complejo de cada una de las componentes permite obtener un resultado más fino, pero que en la etapa de prueba y desarrollo de una metodología no presenta una ventaja el incluirlo.
 - Para asegurar resultados confiables se programaron las ecuaciones diferenciales no-lineales y se simularon disturbios con respuestas conocidas a fin de verificar lo programado en cuanto a valores y signos. También se duplicaron resultados presentados en la literatura por autores que proporcionan datos completos.
 - La consideración del efecto de la caldera para estudios de estabilidad dinámica se puede apreciar para tiempos de simulación considerablemente mayores al del transitorio eléctrico. Su utilidad se hace evidente cuando se simulan las variaciones de la carga térmica, dado que en este caso, debe incluirse los cambios de presión del vapor debidos a la caldera.
-
- Para los casos estudiados con pequeñas variaciones de carga eléctrica y térmica se obtienen variaciones de frecuencia y voltaje dentro de rangos aceptables; mostrando un comportamiento dinámico estable.
 - Para grandes perturbaciones como cortocircuitos trifásicos, se encontró el tiempo crítico de liberación de falla para que la planta de cogeneración permanezca en sincronismo.

5.2 Aportaciones

A continuación se enumeran las contribuciones fundamentales de este trabajo de investigación:

Se diseñó una nueva metodología, programada en MathCad, para efectuar el análisis económico de ciclos de Rankine de cogeneración de energía eléctrica y térmica. Esta variante es importante respecto a los trabajos mencionados en la sección 1.3.4.1.

Se establece una metodología para efectuar un análisis eléctrico y termodinámico de plantas de cogeneración enunciando en forma detallada los estudios a realizar, así como su utilidad para determinar el comportamiento dinámico de variables eléctricas y termodinámicas; resultados que llevan directamente a la selección o mejora de equipo y sus controles o bien a establecer políticas apropiadas de operación de la planta.

Se usa un concepto modular para programar modelos de cada una de los componentes del sistema no-lineal, tanto de la parte eléctrica como de la parte térmica de la planta de cogeneración, lo cual resulta en una técnica ventajosa y muy útil para extender o reemplazar los modelos: de carga eléctrica, generador y sus controles, la turbina y la caldera.

Conceptualmente al establecer la integración numérica de ecuaciones diferenciales no-lineales se permite plantear una secuencia de eventos o disturbios, tanto eléctricos como térmicos o de cambios en valores de referencia de controles en el tiempo. Con el uso apropiado de los módulos y los modelos que representan, la técnica propuesta permite simular respuestas transitorias, dinámicas o de largo plazo.

El trabajo desarrollado representa una base importante para estudios de simulación de factibilidad económica y de análisis dinámico para el entrenamiento de estudiantes e ingenieros interesados en aspectos del comportamiento de plantas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor.

A partir de las relaciones termodinámicas programadas se propone un procedimiento para obtener la función de costo incremental. Esta función es requerida en el despacho económico cuando la planta de cogeneración sea analizada por sus méritos económicos desde un punto de vista del sistema y sea factible operarla en modo coordinado.

5.3 Recomendaciones para trabajos futuros

En base a la experiencia adquirida por el autor durante el desarrollo de la investigación se sugieren algunos trabajos futuros relacionados con plantas de cogeneración.

Análisis económico de plantas de cogeneración basadas en turbinas de gas. Para esto es necesario abordar la teoría de turbomáquinas de fluido compresible, la cual fundamentalmente es la aplicación del análisis del ciclo Brayton, el cual está basado en la primera y segunda ley de la termodinámica además de balances de materia. Este tipo de plantas requiere una atención especial para su estudio, dado que sus características de operación y diseño son distintas que para turbinas de vapor. También se requiere un estudio específico para las plantas de cogeneración basadas en turbinas de gas que suministrarán energía a varias industrias con distintos propietarios bajo el acuerdo previsto en la nueva ley mexicana [124].

Se requiere incluir modelos probabilísticos en las demandas de calor y de electricidad para realizar la factibilidad económica. Esta formulación puede dar otro punto de vista en la solución del problema de factibilidad económica respecto a la solución determinística presentada en esta tesis.

Se requiere una investigación sobre las diferentes alternativas de financiamiento de un proyecto para ver su efecto en la toma de decisión de la inversión. Es necesario obtener información de las posibles fuentes de financiamiento para este tipo de proyectos, condiciones bajo las que se otorgan los préstamos, etc. y de este modo una variable adicional en la modelación económica de la planta.

La consideración de diferentes tipos de tarifas, escalamiento de precios de combustible, electricidad y costo de capital en el análisis económico. Lo cual requiere una nueva programación de los las rutinas propuestas en el capítulo dos. También se requiere hacer una nueva formulación del modelo económico de la planta para tomar en cuenta el efecto de la inflación.

Abordar el análisis transitorio de plantas que utilizan turbinas de gas. Este estudio requiere de mayor atención en su representación, ya que según la experiencia del autor, existe poca literatura sobre este aspecto. La idea central en este trabajo es la de incorporar los mismos conceptos de simulación por módulos aplicada a turbinas de gas.

Modelado, análisis y simulación de plantas de cogeneración considerando el caso multimáquinas. Este problema es especialmente importante en complejos industriales donde existen varias plantas de cogeneración interconectadas entre sí. Un paquete de aparición reciente llamado SIMULINK puede servir para hacer estas simulaciones, ya que permite programar algoritmos para la solución de ecuaciones algebraicas no-lineales y realizar la integración de las ecuaciones diferenciales sin utilizar una programación detallada. Esta facilidad es una ventaja sobre SIMNON y VISSIM los cuales requieren mayor labor de adaptación del modelo del sistema eléctrico para poder efectuar una simulación tipo multimáquinas en estos paquetes.

Mediciones de campo para corroborar resultados de simulación de la planta de cogeneración. Esto servirá para tener una verificación experimental de los resultados encontrados por simulación computacional lo cual requiere contar con una planta en operación y un esquema apropiado de adquisición de datos. También pueden lograrse resultados de esta naturaleza con un laboratorio diseñado para este fin, lo cual permitiría mejorar los modelos y los parámetros utilizados en la simulación de la planta.

Simulación de los modos de control caldera siguiendo turbina y del control coordinado de la caldera y la turbina. Para esto es necesario definir la modelación de cada uno de estos modos de control.

Dada su importancia es recomendable ampliar el estudio de las protecciones aplicadas a sistemas de cogeneración que operan en paralelo con una compañía eléctrica. Más específicamente a las situaciones que puedan presentarse en esta interacción; de cogenerador-compañía eléctrica en situaciones de operación anormal.

Se sugiere organizar un trabajo donde se establezcan las condiciones que debe cumplir una planta de cogeneración, con posibilidades de ser instalada, para calificar desde el punto de vista legal, apoyado en criterios técnicos, como productor independiente económicamente justificable. Aunque ya existen criterios en Estados Unidos para este fin, ver Apéndice C.5, no es posible trasladarlos a México tal como se usan en ese país. La red eléctrica nacional cuenta con necesidades distintas a las de Estados Unidos, su configuración y problemática de operación es distinta. Por último, se recomienda ampliamente y de manera prioritaria abordar el estudio del impacto ecológico de plantas de cogeneración, según los diferentes tipos de combustibles usados en el proceso de producción de la energía eléctrica.

REFERENCIAS

- [1] Faires V. M., *Thermodynamics*, 4th edition, McMillan Co., N.Y., 1962.
- [2] Beeman Donald, *Industrial Power Systems Handbook*, McGraw Hill, 1955, 1st edition, New York, N.Y.
- [3] Polo Manuel, *Turbomáquinas de Fluido Compresible*, Limusa, Monterrey, 1984.
- [4] Thuman Albert, *Fundamentals of Energy Engineering*, The Fairmont Press, Inc. PHI, New Jersey, 1984.
- [5] Stoll Harry G. et al., *Least-Cost Electric Utility Planning*, John Wiley and Sons, 1989, General Electric Company, Schenectady, N.Y.
- [6] Gaffert G. A., *Steam Power Stations*, McGraw Hill, Chicago, 1952.
-
- [7] Evans R. D., *Electrical T&D Reference Book*, Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pennsylvania, 4th. edition, 1950.
- [8] Grant E. L. and Grant Ireson, W., *Principles of Engineering Economy*, 4th. Edition. The Ronald Press Company, New York, 1964.
- [9] Coss Bu Raúl, *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*, 2ª edición, Editorial Limusa, Monterrey, N. L., 1986.
- [10] Himmelblau David M., *Applied Nonlinear Programming*, McGraw-Hill Book Company, Austin, Texas, 1972.
- [11] Sanguinetti Juan José, *Lógica*, Segunda edición, Ediciones Universidad de Navarra, Pamplona, 1985.

- [12] Polonyi Michael J. G., *Power & Process Control Systems*, McGraw Hill, 1991.
- [13] Gómez Pérez Rafael, *Historia básica de la filosofía*, Ed. Magisterio, Madrid, España, 1986.
- [14] Artigas Mariano, *Ciencia, Razón y Fe*, Libros MC, 3a. ed., Madrid, España, 1986.
- [15] Chapra Steven C. and Canale Raymond P., *Numerical Methods for Engineers*, 2nd. Edition, McGraw Hill, New York, N. Y., 1988.
- [16] Vidyasagar M., *Nonlinear Systems Analysis*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J., 1978.
- [17] Chua L., and Lin P. M., *Computer-Aided Analysis of Electronic Circuits: Algorithms and Computational Techniques*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J., 1975.
- [18] Krause P. C., *Analysis of Electric Machine*, McGraw Hill, New York, 1986.
- [19] Newman Donald G., *Análisis Económico en Ingeniería*, 2ª. edición, McGraw Hill, 1985, U.S.A.
-
- [20] Thuesen H. G., Fabrycky W. J., Thuesen G. J. *Economía del Proyecto en Ingeniería*, PHI, 5a. edición, 1981, U.S.A.
- [21] Manrique J. A., *Termodinámica*, Harla, Monterrey, 1976.
- [22] Artigas Mariano, *Filosofía de la Ciencia Experimental*, Primera edición, Ediciones Universidad de Navarra, Pamplona, 1989.
- [23] Artigas Mariano y Sanguinetti Juan José, *Filosofía de la Naturaleza*, Primera edición, Ediciones Universidad de Navarra, Pamplona, 1984.

- [24] Dialynas E. N., "Impact of Cogeneration and Small Power Producing Facilities on the Power System Reliability Indices," *IEEE Trans on Energy Conversion*, September, 1989, pp. 368-374.
- [25] Schaefer J. C., "Review of Photovoltaic Power Plant Performance and Economics," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1990, pp. 232-238.
- [26] Rahman S., "Economic Impact of Integrating Photovoltaics with Conventional Electric Utility Operation," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1990, pp. 422-428.
- [27] Salameh Z. M. and Lynch W. A., "Performance Analysis of a PV-Powered Health Clinic with Multi-Stage Dual Priority Regulator," *IEEE Trans. on Energy Conversion*. December, 1990, pp. 646-652.
- [28] Abouzahr I. and Ramakumar R., "Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Closed Form Solution Approach," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, March, 1991, pp. 1-11.
- [29] Kabouris J. and Contaxis G. C., "Optimum Expansion Planning of an Unconventional Generation System Operating in Parallel with a Large Scale Network," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1991, pp. 394-400.
- [30] Hammons T. J. et al., "Geothermal Electric Power Generation in Iceland for the Proposed Iceland/United Kingdom HVDC Power Link," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1991. pp. 289-296.
- [31] Demoulias C. S. and Dokopoulos P. S., "Transient Behaviour and Self-Excitation of Wind-Driven Induction Generator After its Disconnection from the Power Grid," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1990, pp. 272-278.
- [32] Abouzahr I. and Ramakumar R., "Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Wind Electric Conversion Systems: a Closed Form Solution Approach," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1990, pp. 445-452.

- [33] Reckrodt R. C., Anderson M. D. and Kluczny R. M., "Economic Models for Battery Energy Storage: Improvements for Existing Methods," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, December, 1990, pp. 659-665.
- [34] Kirtley J. L. et al., "Ten MVA Superconducting Generator Development: Status at the End of 1989," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1991, pp. 274-281.
- [35] Daley J. M., "Design Considerations for Operating On-Site Generator in Parallel with Utility Service," *IEEE Trans. on Industry Applications-21*, Jan/Feb, 1985.
- [36] Kenneth R. Price and Willard A. Anderson, "New Cogeneration Plant Provides Steam for Oxnard Papermaking Facility," *Tappi Journal*, July, 1991.
- [37] Tam K. S. and Kumar P., "Application of Superconductive Magnetic Energy Storage in an Asynchronous Link Between Power Systems," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1990, pp. 436-444.
- [38] Lasseter R. H. and Jalali S. G., "Power Conditioning Systems for Superconductive Magnetic Energy Storage," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1991, pp. 381-387.
-
- [39] Parsons John R., "Cogeneration Application of Induction Generators," *Trans. on Industry Applications-IEEE*, May/June, 1984, pp. 497-503.
- [40] Bengiamin N. N., "Operation of Cogeneration Plants with Power Purchase Facilities," *Trans. on Power Apparatus and Systems, IEEE* October, 1983, pp. 3467-3472.
- [41] IEEE Committe Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," *Trans. on Power Systems, IEEE* December, 1974, pp. 1904-1915.
- [42] Smith Morton J., "Reliability, Availability, and Maintainability of Utility and Industrial Cogeneration Power Plants," *Trans. on Industry Applications, IEEE*, July/August, 1991, pp. 669-673.

- [43] Püttgen H. B., MacGregor, P. R., "Optimum Scheduling Procedure for Cogenerating Small Power Producing Facilities," *Trans. on Power Systems, IEEE*, August 1989, pp. 957-964.
- [44] Whipple D. P. and Trefny, J. F., "Current Electric System Operating Problems from a Cogenerator's Viewpoint," *Trans. on Power Systems, IEEE*. Vol. 4., August, 1989.
- [45] Baughman M. L., Eisner N. A., Merrill P. S. "Optimizing Combined Cogeneration and Thermal Storage Systems: an Engineering Economics Approach," *Trans. on Power Systems IEEE*, August, 1989, pp. 974-980.
- [46] Hein G. Arthur, "Saving Energy Costs with your Condensing Turbine Generator," *Tappi Journal*, July 1991.
- [47] Jones R. W., "Design and Development of a Flexible Power Distribution System," *Tappi Journal*, Sept, 1990, p.219.
- [48] Couch R. T., Stacy G. D., Houston B. F. and Gaines L. D., "Allocation of Plant Energy Resources," *AICHE*, October, 1981.
-
- [49] Powell Louie J., "An Industrial View of Utility Cogeneration Protection Requirements," *Trans. on Industry Applications IEEE*, Jan/Feb, 1988, pp. 75-81.
- [50] Ghoudjehbaklou H., Püttgen H. B., "Optimization Topics Related to Small Power Producing Facilities Operating Under Energy Spot Pricing Policies," *Trans. on Power Systems, IEEE*, May, 1987, pp. 296-302.
- [51] Harlow J. M., "A Multifunction Protective Relay for the Cogeneration Industry," *Computer Applications on Power, IEEE*, October, 1990.
- [52] Prince W. R. et al., "Current Operating Problems Associated with Non-Utility Generation," *Trans. on Power Systems IEEE*, October, 1989, pp. 1534-1541.

- [53] Mohiuddin Zafer, "Designing Large Multisource Power System within Available Short-Circuit Ratings of Medium-Voltage Equipment," *Tappi Journal*, July, 1990, pp. 73-80.
- [54] Bergman S. , Mattson S. E. and Östberg A. B., "Modular Simulation Model for a Wind Turbine System," *Journal of Energy*, Vol. 7, No. 4, July-August, 1983.
- [55] McFadden Richard H., "Stability Considerations for Industrial Power Systems," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-13, No. 2, March/April, 1977.
- [56] IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, "Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power System Studies," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, May 1991, pp. 753-761.
- [57] Clark Harrison K. , Feltes, James W. , "Industrial and Cogeneration Protection Problems Requiring Simulation," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. 25, pp. 766-775, July/August, 1989.
- [58] Chen Tsai-Hsiang, Chen Mo-Shing, Inoue Toshio, "Three-Phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution Systems Analysis," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 6, pp. 1671-77, October, 1991.
- [59] Ehmke H. J., "Size Optimization for Cogeneration Plants," *Energy*, Oxford, England, Vol. 15, pp. 35-44, January, 1990.
- [60] Gransell Hans, "Evaluating Cogeneration Options," *EPRI Journal*, Vol. 14, pp. 38-40, October/November, 1989.
- [61] Haurie A., Loulou R., Savard G., "A two-player game model of power cogeneration in New England," *IEEE Trans. on Automatic Control*, Vol. 37, pp. 1451-56, September 1992.

- [62] Farghal S. A., El Dewieny R. M., and Riad A. M., "Economic justification of cogeneration systems for industrial steam users and utility systems," *IEE Proceedings*, vol. 136, No. 2, pp. 100-107, March, 1989.
- [63] IEEE Committee Report, "Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 2, February 1981.
- [64] Rook Michael, Goff Leon E., Potaohney George J., Powell L. J., "Application of protective relays on a large industrial-utility tie with industrial cogeneration," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 6, pp. 2804-2812, June, 1981.
- [65] Momoh J. A., Chuku A. U., Austin R., "Bridging the gap for future educators and researchers in electric energy systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6 No. 3, pp. 1254-1258, August, 1991.
- [66] Hogwood Jr. Edward E., Rice David E., "The electrical aspects of cogeneration system design," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-23, No. 4, pp. 712-722, July/August, 1987.
- [67] Lee Wei-Jen, Chen Mo-Shing, Williams Lucas B., "Load Model for Stability Studies," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-23, No. 1, pp. 159-165, January/February, 1987.
- [68] Shor S. W., "Design features for high peak-load availability in cogeneration plants," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-23, No. 4, pp. 748-753, July/August, 1987.
- [69] MacGregor Paul R. and Püttgen Hans B., "Spot price based control mechanism for electric utility systems with small power producing facilities," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 683-690, May, 1991.
- [70] Akira Maeda and Kaya Yoichi, "Game theory approach to use of non-commercial power plants under time-of-use pricing," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, pp. 1052-1059, August, 1992.

- [71] Moslehi K., Khadem M., Bernal R. and Hernández G., "Optimization of multiplant cogeneration system operation including electric and steam networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 484-489, May, 1991.
- [72] Asano H. et al, "Impacts of time-of-use rates on the optimal sizing and operation of cogeneration systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, pp. 1444-1450, November, 1992.
- [73] Prince W. R., Nielsen E. K., McNair H. D., "A Survey of Current Operational Problems," *Trans. on Power Systems-IEEE*, October, 1989, pp. 1492-1498.
- [74] Hammons T. J. and Geddes A. G., "Assesment of Alternative Energy Sources for Generation of Electricity in the UK Following Privatisation of the Electricity Supply Industry," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, December, 1990, pp. 609-615.
- [75] Jaboori M. G., Saied M. M. and Hanafy A. A. R., "A Contribution to the Simulation and Design Optimization of Photovoltaic Systems," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1991, pp. 401-406.
- [76] Dieck-Assad G., "Development of a state space boiler model for process optimization," *Simulation*, pp. 201-213, October 1990.
- [77] Alvarado F. L., Cañizares C. A., et al., "Instructional Use of Declarative Languages for the Study of Machine Transients," *IEEE/PES 1990*, Winter Meeting, Atlanta, Georgia, February 4-8, 1990.
- [78] Baily F. G., *Steam Turbines for STAG and other Combined-Cycle Power Systems*, General Electric Turbine Reference Library, GER-3582B, Schenectady, New York, June, 1990.
- [79] Kaupang B. M., *Combined-Cycle Economics*, General Electric Turbine Reference Library, GER-3584A, Schenectady, New York, September, 1989.

- [80] Baily F. G., Peterson R. J. and Gentner R. T., *Steam Turbines for Industrial and Cogeneration Applications*, GER-3614, Schenectady, New York, September, 1989.
- [81] Leal Abel, *Estudio de Inversión para Cogenerar*, 1981, Planta Akra-II, Monterrey, N.L., México, Reporte Interno.
- [82] Páez Roberto, *Estudio de Alternativas para Generar Energía Eléctrica*, 1985, Planta Akra-I, Monterrey, N. L., México, Reporte Interno.
- [83] Vega Galaz J. R. y Aboytes G. F., *Simulación de Máquinas Síncronas y Controles de Excitación Utilizando Computadoras Personales*, Proyecto de Investigación DIE-89-02 y DIE-91-05, Doctorado en Ingeniería Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, Julio, 1991.
- [84] Aboytes G. F., et al. *Control de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia*, Centro Nacional de Control de Energía, Depto. de Investigación y Desarrollo, C.F.E., Julio de 1991, Monterrey, N. L., México.
- [85] Rodríguez Borroto Miguel, *Control de la combustión en generadores de vapor*, Universidad Central de las Villas, Santa Clara, Cuba, Presentado en el Seminario Técnico del Programa Doctoral FIME-UANL, Monterrey, N. L., México, Marzo 1993.
- [86] Altuve Ferrer Héctor Jorge, *Protección de sistemas eléctricos industriales*, Universidad Central de las Villas, Santa Clara, Cuba. Material del curso de Postgrado Protección de Sistemas Industriales, Programa Doctoral FIME-UANL, Monterrey, N. L., México, Octubre 1992.
- [87] Fisk R. W., Kovacik J. M., *Consideraciones sobre la aplicación de cogeneración*, General Electric, GER-3430C-S, Agosto, 1992.
- [88] Thermal Analysis Systems Company, *Engineering Software for the Energy Analyst who Uses The IBM-PC and Compatibles*, 725 Parkview Cir Elk, Grove Village, IL 60007.

- [89] ____ *MathCad*, Mathsoft, Inc. One Kendall Square, Cambridge, MA 02139, 1986.
- [90] Moler Cleve, Little John and Bangert Steve, 1987, *PC-MATLAB*, The Math Works, Inc., Sherborn, Massachusetts.
- [91] Elmqvist Hilding, Åstrom Karl, Schontal Tomas, *SIMNON User's Guide for MS-DOS Computers*, Version 3.10, Studentlitteratur AB. Lund, Sweden, 1990.
- [92] Lasdon Leon and Waren Allan, *General Interactive Optimizer*, Lindo Systems Inc., 1981, Microsoft Corporation.
- [93] Mercado Sergio, "La Geotermia Avanzada, Una Posible Solución Energética," *Boletín IIE*, Marzo/Abril, 1991.
- [94] Chapman J. N. and Johanson N. R., "MHD Generators in Power Production," *Mechanical Engineering*, September 1991, pp. 64-68.
- [95] Bajura R. A., Webb H. A., "The Marriage of Gas Turbines and Coal," *Mechanical Engineering*, September, 1991, pp. 58-63.
- [96] Valenti Michael, "Combined Cycle Plants: Burning Cleaner and Saving Fuel," *Mechanical Engineering*, September, 1991, pp. 46-50.
- [97] Elvira Sandoval, Ma. Alejandra, "El PAESE, respuesta de la CFE para lograr un uso más racional y eficiente de la energía eléctrica en el país," (Entrevista al Ing. Mateo Trevino Gaspari), *Boletín IIE*, Marzo/Abril, 1991.
- [98] Zorpette Glenn, Fitzgerald Karen, "Energy Outlook," *IEEE Spectrum*, March, 1991.
- [99] ____ "Big Cogeneration Plant Part of Utility Program," *ENR*, July 13, 1989.
- [100] Diario Oficial de la Nación, México, D. F., Mayo, 1991.
- [101] Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, México, 1990.

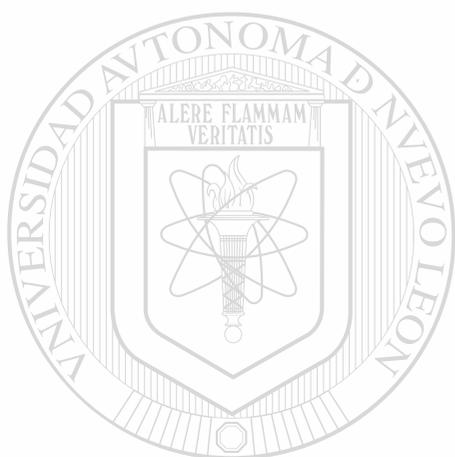
- [102] Bhinder F. S., Salsi A., "Waste Heat Recovery Cycles and Their Control Requirements," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 299-303.
- [103] Rabl Veronika A. et al., "Fundamentals of Load Management," *IEEE Tutorial Course*, 89EH0289-9-PWR, Piscataway, NJ., 1988.
- [104] Consonni S., Lozza G. and Macchi E., "Optimization of Cogeneration Systems Operation Part A: Prime Movers Modelization," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 313-322.
- [105] Frangopoulos C. A., "Thermoeconomic Optimization of Design and Operation of Diesel-Engine Cogeneration Systems," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 431-436.
- [106] Babus'Haq R., Pearson J., O'Callaghan P., Probert D., "Feasibility Assessment of a Mini-Cogeneration Package," *3rd International Symposium on Turbomachinery Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 165-168.
- [107] Borglin S. H., "The Best Choice of Power Plant for an Electricity Supply System Now Beginning to Grow Again," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 1-10.
- [108] Bidard R. A., "Some Aspects of Anergetics," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 51-58.

- [109] Brunet R. and Irani J., "Total Energy by Gas Engines or Turbines in Processing Industry and Tertiary Sector - Mechatron Software: a Useful Tool for Project Study and Installation Management," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France August 30-Sept. 1, 1989, pp. 249-255
- [110] LaHaye P. G. and Zabolotny E., "Externally-Fired Combined Cycle (EFCC)," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 263-274.
- [111] Bidini G. and Bosio A., "A Second-Law Analysis of Intercooled Gas Turbine Combined Cycles," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 281-287.
- [112] Vega-Galaz J. R., Aboytes G. F., "Análisis y Simulación de Sistemas de Excitación en Estudios de Estabilidad," *RVP-90 del IEEE*, Memorias de Generación, Acapulco, Guerrero, México, 1990.
- [113] Seeger Thomas and Johannes Verstege, "Short Term Scheduling in Cogeneration Systems," *PICA-IEEE*, 1991, Baltimore, Maryland, May 7-10.
- [114] Consonni S., Lozza G., and Macchi E., "Optimization of Cogeneration Systems Operation Part B: Solution Algorithm and Examples of Optimum Operating Strategies," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30 Sept. 1, 1989, pp. 323-331.
- [115] Turner W. D., Somassundaram S. and Muraya, N., "Feasibility Study for the University of Houston, Texas, Cogeneration System," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 385-392.

- [116] Domínguez Victor E., Cejudo Orlando, "Esquemas de Protección Contra Fallas a Tierra en Sistemas Industriales con Generación Propia y Criterios Básicos para Mejorar la Coordinación de Protecciones," *Reunión de Verano de Potencia IEEE*, Julio de 1989, Acapulco, Guerrero.
- [117] Ito K., Yokoyama R., Yamaguchi T. and Matsumoto Y., "Optimal Operation of a Cogeneration Plant Including a Heat Storage Tank," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 437-445.
- [118] Huang F. F., "A Methodology for Overall Performance Evaluation of Combined Gas-Steam Power Plants Based on Energy as Well as Exergy Consideration," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 447-454.
- [119] Santos A. H. M., Nogueira L. A. H., Haddad J. and Balestieri J. A. P., "The Use of Gram Charlier Series to Evaluate the Energetical Surplus in Cogeneration Systems," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 455-460.
-
- [120] McDonald J. P., "Adequacy and Philosophy of Modeling, Dynamic System Performance Representation of the Boiler-Turbine," *IEEE Winter Meeting Papers*, New York, N.Y., 1975.
- [121] Guillén I., De La Torre A. y Nieva R., "Modelo de Entrada-Salida de Plantas de Ciclo Combinado," *Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México*, Acapulco, Guerrero, Julio 22-27, 1990.
- [122] Maher K. J., Musgrove A. R. de L., "Optimisation Model of a Combined Cycle Cogeneration System," *IFAC Power System Modelling and Control Applications*, Brussels, Belgium 1988, pp. 189-194.

- [123] Aréchiga L. D. y Cañedo J. M. "Estudio de las Cargas Eléctricas en Sistemas de Potencia Reales, Problemática y Procedimiento de Solución," *RVP-IEEE 1992*, Acapulco, Guerrero, México.
- [124] Escofet A., "An Overview of the Market for Energy Technologies in Mexico," *Power Generation, Energy Management & Environmental Sourcebook*, The Fairmont Press, Inc., Lilburn, GA., 1992.
- [125] Mitchell E. D., "Cogeneration Design Considering Optimum Use of Surplus Power," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration*, ASME COGEN-TURBO, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 393-396.
- [126] Eggenberger M. A., "A Simplified Analysis of the No-Load Stability of Mechanical-Hydraulic Speed Control Systems for Steam Turbines," *ASME*, Paper 60-WA-34.
- [127] Chávez Salinas Roberto y González Archundia Alfonso, "Generadores Eléctricos en Petróleos Mexicanos," *Reunión de Verano de Potencia IEEE*, Julio, 1988, Acapulco, Guerrero.
- [128] Prasuhn Alan L., *Fundamentals of Fluid Mechanics*, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1980.
- [129] Zemansky Mark W., *Heat and Thermodynamics*, McGraw-Hill Book Co. New York, 1943.
- [130] Lee John Francis and Sears Francis Weston, *Thermodynamics*, Addison-Wesley Publishing Company Inc., Reading, Massachusetts, U.S.A., London, England, 1955.
- [131] Jaki Stanley, *The Relevance of Physics*, The University of Chicago Press, Chicago y Londres, 1966.
- [132] Jaki Stanley, *The Road of science and the Ways to God*, The University of Chicago Press, Chicago, 1978

[133] Jaki Stanley, *The Origin of Science and the Science of its Origin*, Scottish Academic Press, Edinburgh 1978.)



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



APÉNDICE A

ARCHIVOS UTILIZADOS EN LOS PAQUETES MATLAB Y MATHCAD PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APÉNDICE A
ARCHIVOS UTILIZADOS EN LOS PAQUETES MATLAB Y
MATHCAD PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO

A.1 MATLAB

A.1.1 Rutina para encontrar el VPN contra interes, VPN.M

```
clc
clear
echo on
%      Estudio de Alternativas de Cogeneracion
%      Calculo del valor presente neto (VPN) para un rango de
%      0 a 100% de interes. Estudio Grafico.
%
%.....evaluando VPN.....espere un momento
echo off
ahorro=[1044224.84
        443570.05];
inv=[8888888.88
     8000000.00];
interval=1; %intervalo del interes
n=20; %years del proyecto
imax=40;
I=0:interval:imax;
for opcion=1:2
    for i=1:n
        F(i)=ahorro(opcion);
    end
    F(n+1)=-inv(opcion);
    l=0;
    for i=0:interval:imax
        k=0;
        for t=n:-1:0
            k=k+1;
            int=i*0.01;
            x(k)=(1/(1+int))^t;
        end
        l=l+1;
        pw(l,opcion)=F*x';
    end
end
```

```

end
end
plot(I,pw),grid,xlabel('interes'),ylabel('VPN')
title('2 posibles alternativas de inversion')
meta graph1
□

```

A.1.2 Rutina para el ajuste de curva de la inversión específica, INV_ESP.M

```

echo on
clc
pause
global Data
Data = ...
[1 1000
2 700
4 500
5 400
8 350
10 290
12 250
13 240
14 190
15 170];
t = Data(:,1);
y = Data(:,2);
plot(t,y,'o'), title('Input data'), pause
clc
lam = [1 0 0 0 0]';
lam = fmins('hiperfun',lam,.1)
pause
□

```

```

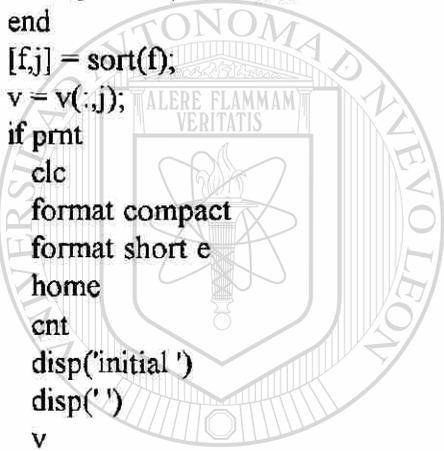
function [x, cnt] = fmins(funfcn,x,tol,prnt)
% C. Moler, 8-19-86
% Copyright (c) 1986-88 by the MathWorks, Inc.
% Ref. D. J. Woods, Report 85-5, Dept. Math. Sciences, Rice Univ.,
% May, 1985.
[n,m] = size(x);
if m > n
    x = x';
    n = m;
end
if nargin < 3, tol = 1.e-3; end

```

```

if nargin < 4, prnt = 0; end
cnt = 0;
v = 0.9*x;
f = feval(funfcn,v);
for j = 1:n
    y = x;
    if y(j) ~= 0
        y(j) = 1.1*y(j);
    else
        y(j) = 0.1;
    end
    v = [v y];
    f = [f feval(funfcn,y)];
end
[f,j] = sort(f);
v = v(:,j);
if prnt
    clc
    format compact
    format short e
    home
    cnt
    disp('initial ')
    disp(' ')
    v
    f
end
while 1
    test = 0;
    for j = 2:n+1, test = max(test,norm(v(:,j)-v(:,1),1)); end
    if test <= tol, break, end
    [v,f,how] = neldstep(funfcn,v,f);
    cnt = cnt + 1;
    if prnt
        home
        cnt
        disp(how)
        disp(' ')
        v
        f
        test
    end
end
end
x = v(:,1);

```



UANL

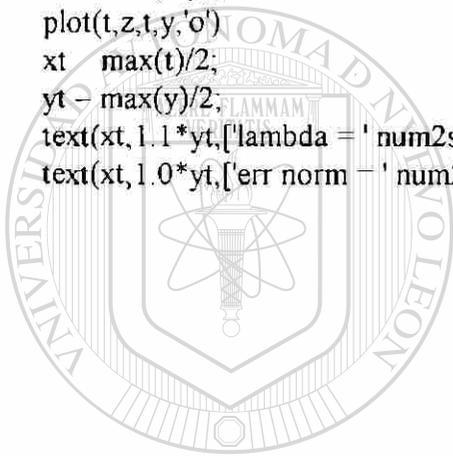
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

```
if prnt, format, end
```

```
function [f,c] = hiperfun(lam,c)
% y = c(1)*exp(-lam(1)*t) + ... + c(n)*exp(-lam(n)*t)
t = Data(:,1), y = Data(:,2);
A = zeros(length(t),length(lam));
for j = 1 size(lam)
    A(:,j) = exp(-lam(j)*t);
end
c = A\y;
z = A*c;
f = norm(z-y);
plot(t,z,t,y,'o')
xt = max(t)/2;
yt = max(y)/2;
text(xt,1.1*yt,['lambda = ' num2str(lam(1)) ' ' num2str(lam(2))])
text(xt,1.0*yt,['err norm = ' num2str(f)])
```



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

A.2 MATHCAD

A.2.1 Análisis del ciclo Rankine turbina EC, EC_RANK.MCD

ANALISIS DEL CICLO RANKINE PARA TURBINA EC

Definición de Unidades:

S. I.	S. Ingles	C.G.S.
$m := 1L$	$plg := 0.0254m$	$cm := \left[\frac{1}{100} \right] \cdot m$
$kg := 1M$	$ft := 0.305m$	$gm := \left[\frac{1}{1000} \right] \cdot kg$
$seg := 1T$	$lbm := 0.454 \cdot kg$	$hr := 3600 \cdot seg$
$N := kg \cdot m \cdot seg^{-2}$	$lbf := 4.44 \cdot N$	
$joule := N \cdot m$	$psi := 1 \cdot \frac{lbf}{plg^2}$	$Po := 14.696 \cdot psi$
$KJ := joule \cdot 10^3$	$gc := 32.17 \cdot lbm \cdot \frac{ft}{lbf \cdot seg^2}$	
$g := 9.80665 \cdot \frac{m}{seg^2}$		
$Watt := \frac{joule}{seg}$	$BTU := 1055.05585262 \cdot joule$	$HP := 746 \cdot Watt$

CONVERSIONES:

$$KW := 1000 \cdot Watt \quad MW := 1000 \cdot KW$$

$$hr := 3600 \cdot seg \quad oC(oF) := (oF - 32) \cdot \frac{5}{9} \quad oF(oC) := oC \cdot \begin{bmatrix} 9 \\ - \\ 5 \end{bmatrix} + 32$$

ENTRADA DE DATOS DE FLUJO PARA EL PROCESO Y LA TURBINA

$$i := 0 \dots 11 \quad MP := READPRN(MP) \cdot \frac{lbm}{hr}$$

$$MT2 := 138900 \cdot \frac{lbm}{hr}$$

PROPIEDADES DEL VAPOR:

$Psat := \text{READPRN}(\text{PRESSURE})$ $T_{\text{super}} := \text{READPRN}(T_{\text{SUPER}})$
 $T_{\text{sat}} := \text{READPRN}(\text{TEMP})$ $P_{\text{super}} := \text{READPRN}(P_{\text{SUPER}})$
 $Hg := \text{READPRN}(HG)$ $H_{\text{super}} := \text{READPRN}(H_{\text{SUPER}})$
 $Hf := \text{READPRN}(HF)$

$hf(p) := \text{linterp}(Psat, Hf, p) \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$ $Tp(p) := \text{linterp}(Psat, Tsat, p)$
 $hg(p) := \text{linterp}(Psat, Hg, p) \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$

ESQUEMA 2: Caldera, turbina con extracción a condiciones de proceso, condensador. La caldera cuenta con economizador y sobrecalentador. No se considera el trabajo hecho por el motor del tiro forzado de la caldera, bomba de alimentación y recirculación de agua ya que es una fracción muy pequeña comparada con el de la turbina. Calderas funcionando a condiciones de diseño. Dado que el flujo a condiciones de diseño es mayor que el requerido por el proceso es necesario condensar el exceso de vapor y regresarlo a la caldera.

DEFINICION DE CADA ESTADO:

Condiciones a la
entrada de la turbina

Condiciones a la salida
de la turbina.

$$P1 := 590 \cdot \text{psi} + P_0$$

$$Pp := 185 \cdot \text{psi} + P_0$$

$$P1 = 604.696 \cdot \text{psi}$$

$$Pp = 199.696 \cdot \text{psi}$$

$$T1 := 725$$

$$Tp(199.696) = 381.584$$

$$h1 := 1368 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

$$hp := hg(199.696)$$

$$hp = 1198.317 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

Condiciones en el condensador

$$P3 := 3 \cdot \text{psi} \quad (\text{presion de vacio, absoluta})$$

$x_3 := 0.8$ Título, depende de las características de la turbina (valor de s_3) y la presión de operación del condensador. $x_3 = (s_3 - s_{f3}) / s_{fg3}$
Es decir, $s_3 = s_2 = s_1$ en proceso ideal, s_{f3} y s_{fg3} es función del valor de presión en el condensador.

$$hg_3 := hg(3)$$

$$hf_3 := hf(3)$$

$$hg_3 = 1122.536 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

$$hf_3 = 109.239 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

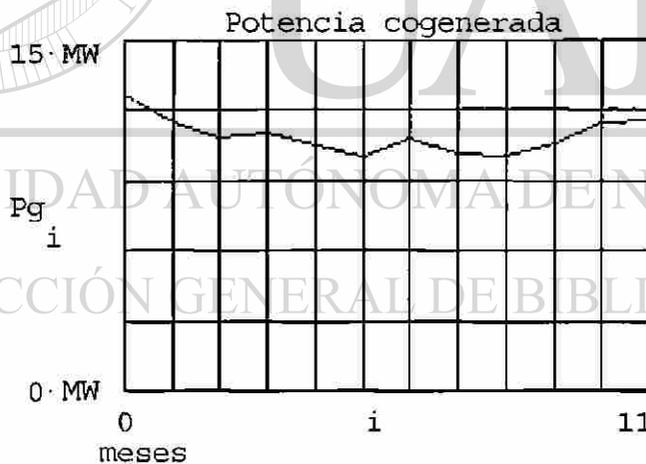
$$h_3 := hf_3 + x_3 \cdot (hg_3 - hf_3)$$

$$h_3 = 919.876 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

POTENCIA DESARROLLADA POR LA TURBINA ($n_t = 0.92$) $n_t := 0.92$
 $n_g := 0.98$

$$P_{m_i} := n_t \cdot \left[\frac{MT_2}{i} \cdot (h_1 - h_p) + \left[\frac{MT_2}{i} - \frac{MP}{i} \right] \cdot (h_p - h_3) \right]$$

$$P_g := n_g \cdot P_m$$



CALOR SUMINISTRADO POR LA CALDERA $n_c := 0.85$ $hf := hf(14.7)$

$$Q_{c_i} := \left[\frac{1}{n_c} \right] \cdot \frac{MT_2}{i,0} \cdot (h_1 - hf)$$

CALOR SUMINISTRADO AL PROCESO

$$Q_{p_i} := MP_i \cdot (h_p - h_f)$$

CALOR DISIPADO EN EL CONDENSADOR

$$Q_{cd_i} := \left[MT2_{i,0} - MP_i \right] \cdot (h_3 - h_f)$$

$$Q_l := Q_c - Q_p - Q_{cd} - P_m$$

EFICIENCIA TERMICA (1a. Ley)

$$n_{T_i} := \frac{Q_{p_i} + P_{g_i}}{Q_{c_i}}$$

$$CCE_i := \frac{P_{g_i}}{Q_{c_i} - Q_{p_i}}$$

$$k := 3413 \cdot \left[\frac{BTU}{KW \cdot hr} \right]$$

$$CCC_i := \frac{k}{Q_{c_i} - P_{m_i} - Q_{cd_i} - Q_{l_i}} \cdot Q_{p_i}$$

HEAT RATE

$$HR_i := \frac{k}{n_{T_i}}$$

FLUJO MAXIMO Y MINIMO EN EL CONDENSADOR

$$mc := MT2 - MP$$

$$\max(mc) = 39658.852 \cdot \frac{kg}{hr}$$

$$\min(mc) = 23966.156 \cdot \frac{kg}{hr}$$

TEMPERATURA DEL VAPOR CONDENSADO k := 13 ..14

(psi) (°F)

Psat k	Tsat k
2.889	140
3.718	150

Interpolando se tiene que:

$$T_p(3) = 141.339 \quad ^\circ\text{F}$$

CONSUMO DE AGUA EN LA TORRE DE ENFRIAMIENTO

Agua de reposición: Ar := 182.2017 GPM

Resultado obtenido con el paquete
Thermal Analyst, cfr. [70]

RESULTADOS:

$$h1 = 3179.111 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

$$hp = 2784.782 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

$$h3 = 2137.711 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

WRITEPRN(RANK_EC1) := h1

APPENDPRN(RANK_EC1) := hp

APPENDPRN(RANK_EC1) := h3

$$hf = 418.566 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := hf3

$$\text{mean}(Qc) = 56889.414 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(Qc)

$$\text{mean}(Qp) = 22215.271 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(Qp)

$$\text{mean}(Qcd) = 13973.743 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(Qcd)

$$\text{mean}(Ql) = 9506.771 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(Ql)

$$\text{mean}(Pg) = 10969.756 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(Pg)

$$\text{mean}(nT) = 0.583$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(nT)

$$\text{mean}(CCC) = 3413 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(CCC)

$$\text{mean}(CCE) = 10775.591 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$$

APPENDPRN(RANK_EC1) := mean(CCE)

$$\text{mean}(HR) = 5878.168 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$$

A.2.2 Análisis del ciclo Rankine para turbina CP, CP_RANK.MCD

ANALISIS DEL CICLO RANKINE UTILIZANDO TURBINA CP

Definicion de Unidades:

S. I.	S. Ingles	C.G.S.
m := 1L	plg := 0.0254m	cm := $\left[\frac{1}{100} \right] \cdot m$
kg := 1M	ft := 0.305m	gm := $\left[\frac{1}{1000} \right] \cdot kg$
seg := 1T	lbm := 0.454 · kg	hr := 3600 · seg
N := kg · m · seg ⁻²	lbf := 4.44 · N	
joule := N · m	psi := $1 \cdot \frac{lbf}{plg^2}$	Po := 14.696 · psi
KJ := 1000 · joule		
g := $9.80665 \cdot \frac{m}{seg^2}$	gc := $32.17 \cdot lbm \cdot \frac{ft}{lbf \cdot seg^2}$	

Watt := $\frac{joule}{seg}$	BTU := $1055.05585262 \cdot joule$	HP := 746 · Watt
	MBTU := BTU · 10	

CONVERSIONES:

KW := 1000 · Watt	MW := 1000 · KW	
hr := 3600 · seg	oC(oF) := $(oF - 32) \cdot \frac{5}{9}$	oF(oC) := $oC \cdot \left[\frac{9}{5} \right] + 32$

ENTRADA DE DATOS DE FLUJO PARA EL PROCESO Y LA TURBINA

i := 0 .. 11	MP := READPRN(MP) · $\frac{lbm}{hr}$	PL _i := 6100 · KW
--------------	--------------------------------------	------------------------------

PROPIEDADES DEL VAPOR:

$$Psat := \text{READPRN}(\text{PRESSURE})$$

$$Tsuper := \text{READPRN}(\text{TSUPER})$$

$$Tsat := \text{READPRN}(\text{TEMP})$$

$$Psuper := \text{READPRN}(\text{PSUPER})$$

$$Hg := \text{READPRN}(\text{HG})$$

$$Hsuper := \text{READPRN}(\text{HSUPER})$$

$$Hf := \text{READPRN}(\text{HF})$$

$$hf(p) := \text{linterp}(Psat, Hf, p) \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}} \quad Tp(p) := \text{linterp}(Psat, Tsat, p)$$

$$hg(p) := \text{linterp}(Psat, Hg, p) \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

ESQUEMA 1: Caldera, turbina de contrapresión con salida de vapor a condiciones de proceso, sin condensador. La caldera cuenta con economizador y sobrecalentador. No se considera el trabajo hecho por el motor del tiro forzado de la caldera, bomba de alimentación y recirculación de agua ya que es una fracción muy pequeña comparada con el de la turbina.

DEFINICION DE CADA ESTADO:

Condiciones a la
entrada de la turbina

Condiciones a la salida
de la turbina.

$$P1 := 590 \cdot \text{psi} + P_o$$

$$Pp := 185 \cdot \text{psi} + P_o$$

$$P1 = 604.696 \cdot \text{psi}$$

$$Pp = 199.696 \cdot \text{psi}$$

$$T1 := 725$$

$$Tp(199.696) = 381.584$$

POTENCIA DESARROLLADA POR LA TURBINA ($n_t = 92\%$)

$$n_t := 0.92$$

$$n_g := 0.98$$

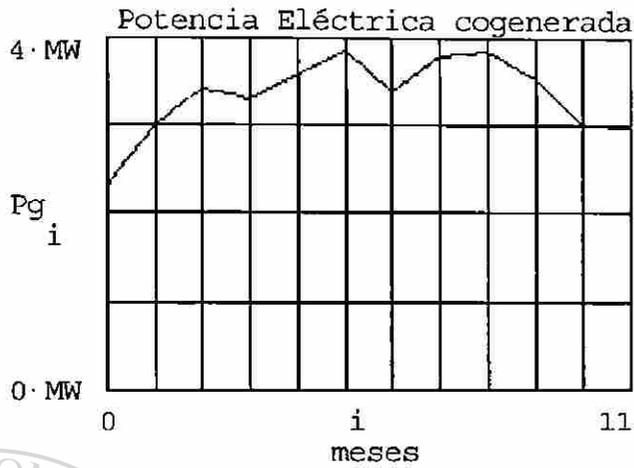
$$h1 := 1368 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

$$hp := hg(199.696)$$

$$Pm_i := n_t \cdot MP_i \cdot (h1 - hp)$$

$$hp = 1198.317 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

$$Pg := n_g \cdot Pm$$



CALOR SUMINISTRADO POR LA CALDERA $n_c := 0.85$ $h_f := hf(14.7)$

$$Q_{c,i} := \left[\frac{1}{n_c} \right] \cdot MP_i \cdot (h_1 - h_f)$$

CALOR SUMINISTRADO AL PROCESO

$$Q_{p,i} := MP_i \cdot (h_p - h_f)$$

$$n_{T,i} := \frac{Q_{p,i} + P_{g,i}}{Q_{c,i}} \quad k := 3413 \cdot \frac{BTU}{KW \cdot hr}$$

$$Q_{l,i} := Q_{c,i} - P_{g,i} - Q_{p,i} \quad HR_i := \frac{k}{n_{T,i}} \quad RPC_i := \frac{PL_i}{Q_{p,i}}$$

$$CCC_i := \frac{k}{Q_{c,i} - P_{g,i} - Q_{l,i}} \quad CCE_i := \frac{k}{Q_{c,i} - Q_{p,i}} \cdot P_{g,i}$$

RESULTADOS

$$h1 = 3179.111 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

WRITEPRN(RANK_CP1) := h1

$$hp = 2784.782 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := hp

$$hf = 418.566 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := hf

$$\text{mean}(Qc) = 30491.101 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Qc)

$$\text{mean}(Qp) = 22215.271 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Qp)

$$\text{mean}(Q1) = 4937.958 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Q1)

$$\text{mean}(Pg) = 3337.872 \cdot \text{KW}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Pg)

$$\text{mean}(^nT) = 0.838$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(^nT)

$$\text{mean}(CCC) = 3413 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(CCC)

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(CCE)

$$\text{mean}(CCE) = 1376.558 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$$

APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(RPC)

$$\text{mean}(HR) = 4072.537 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$$

$$\text{mean}(RPC) = 0.28 \cdot \frac{\text{KW}}{\text{KW}}$$

$$C_G := \frac{C_g \cdot T \cdot fd}{n \cdot n_t \cdot n_c \cdot H_g} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T \cdot fd}{n \cdot n_t \cdot n_c \cdot \rho_c \cdot H_c} \quad C_C = 150.7 \quad \$/KW$$

P := 500,2225 ..15000
g

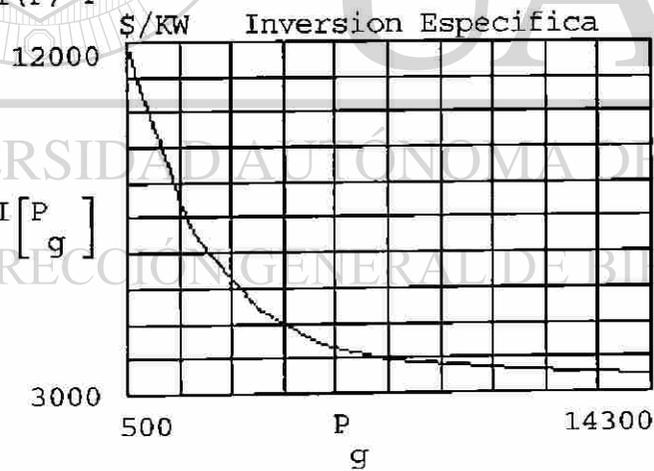
a1 := 3822 a2 := 10333
b1 := 0.000007 b2 := 0.0005

$$I(P) := a1 \cdot e^{-b1 \cdot P} + a2 \cdot e^{-b2 \cdot P}$$

$$CI_G(P) := I(P) \cdot \left[\frac{f}{M} + FRC \right] + C_G$$

$$CI_C(P) := I(P) \cdot \left[\frac{f}{M} + FRC \right] + C_C$$

$$I_o(P) := I(P) \cdot P$$



$$C_{cv} := C_d + \frac{T}{n} \cdot f_a \cdot C_e \quad C_{cv} = 833.55 \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$

$$G_A := \frac{182.2 \cdot 60 \cdot 3.785}{1000} \quad G_A = 41.38 \quad \text{m}^3/\text{hr}$$

$$C_A := 2 \quad \$/\text{m}^3 \quad Q_{cd} := 13000 \quad \text{KW}$$

$$C_{cd}_G := C_G + \frac{C_A \cdot G_A \cdot T \cdot fd}{Q_{cd}} \quad C_{cd}_G = 271.89 \quad \$/\text{KW}$$

$$C_{cd}_C := C_C + \frac{C_A \cdot G_A \cdot T \cdot fd}{Q_{cd}} \quad C_{cd}_C = 200.88 \quad \$/\text{KW}$$

Del ciclo Rankine: $ht := 3179.11$ $hp := 2784.78$ $hc := 2137.71$
 $hf := 418.56$ $mt := 17.52$
 $k1 := ht - hp$ $k2 := hp - hc$ $k3 := hc - hf$

$$Q_c := 60280 \quad \text{KW}$$

$$Q_p := 22215 \quad \text{KW}$$

$$P_R := PL \quad \text{Exportando}$$

$$P_R(P) := P_g \quad \text{Importando}$$

$$Q_l(P) := Q_c - \frac{P}{n_g} - Q_{cd}(P)$$

$$\text{Importando } P_R(P) := P_g \quad (P_g < PL)$$

$$Zg1_G(P) := CI_G(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P$$

$$Zg2_G(P) := C_{cd}_G \cdot Q_{cd}(P) + C_G \cdot Q_l(P)$$

$$Zg_G(P) := Zg1_G(P) + Zg2_G(P)$$

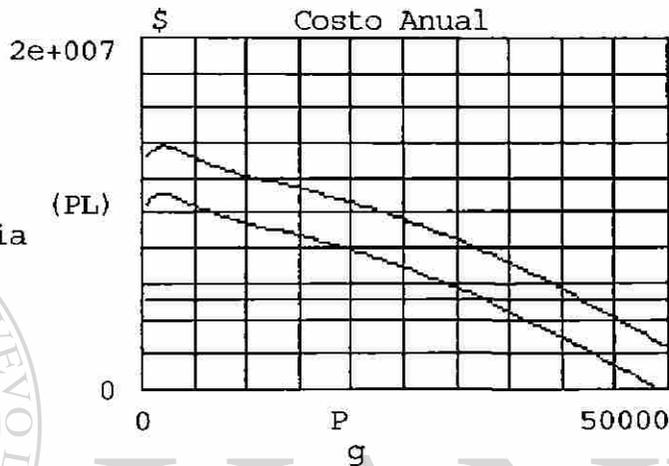
$$Zg1_C(P) := CI_C(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P$$

$$Zg2_C(P) := Ccd_C \cdot Q_{cd}(P) + C_C \cdot Q_1(P)$$

$$Zg_C(P) := Zg1_C(P) + Zg2_C(P)$$

$$Z_{cia}(P) := C_{cv} \cdot P \quad P_g := 500,1000 \dots 50000$$

$$Zg_G \left[\frac{P}{g} \right], Zg_C \left[\frac{P}{g} \right], Z_{cia}(PL)$$



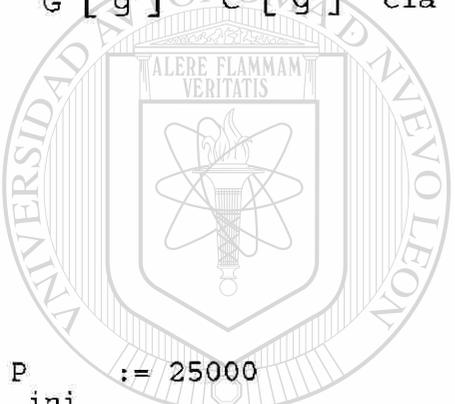
$$P_{ini} := 25000$$

$$P := P_{ini}$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

$$\text{root} \left[Zg_C(P) - Z_{cia}(PL), P \right] = 32582.12 \quad \text{suposición } P_g < PL \text{ violada}$$

$$\text{root} \left[Zg_G(P) - Z_{cia}(PL), P \right] = 41836.66 \quad \text{suposición } P_g < PL \text{ violada}$$



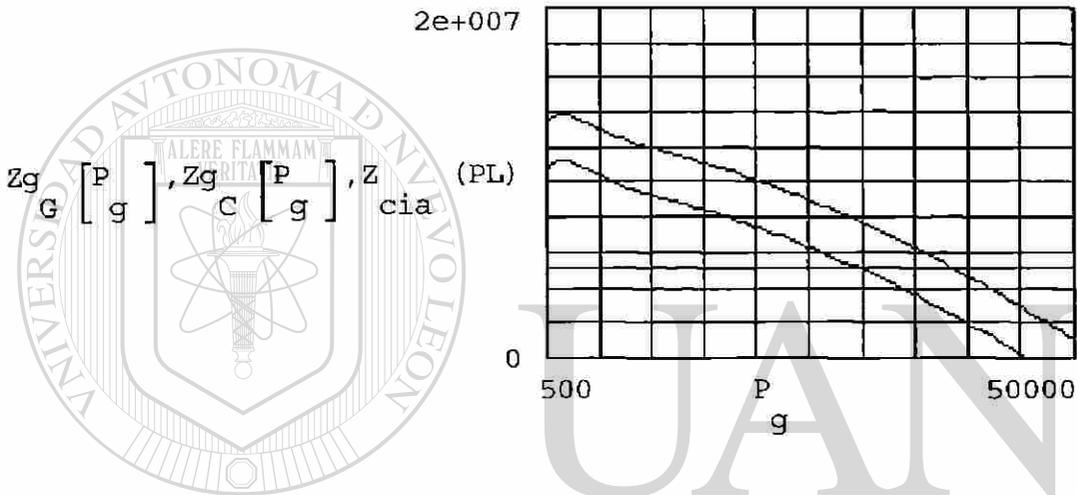
UANL KW

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Exportando $P_R := PL$ ($P_g > PL$) Imposible hacer este análisis dado que $P_g < PL$, dato de partida.

$$Zg_G(P) := CI_G(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + Zg2_G(P)$$

$$Zg_C(P) := CI_C(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + Zg2_C(P)$$



$$P_{gC} := \text{root} [Zg_C(P) - Z_{cia}(PL), P] \quad \text{OK hipotesis } P_g > PL$$

$$P_{gG} := \text{root} [Zg_G(P) - Z_{cia}(PL), P] \quad \text{OK hipotesis } P_g > PL$$

$$P_g > P_{gC} \quad \square \quad P_{gC} = 29872.86 \quad \text{KW} \quad P_{gG} = 38776.33 \quad \text{KW}$$

$$PG := \begin{bmatrix} P_{gC} \\ P_{gG} \end{bmatrix} \quad \text{WRITEPRN(Pot_EC_Size) := PG}$$

$$C_G := \frac{C_g \cdot T \cdot f_d}{n \cdot n_t \cdot n_c \cdot H_g} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T \cdot f_d}{n \cdot n_t \cdot n_c \cdot \rho_c \cdot H_c} \quad C_C = 150.7 \quad \$/KW$$

P := 500, 1000 .. 15000
g

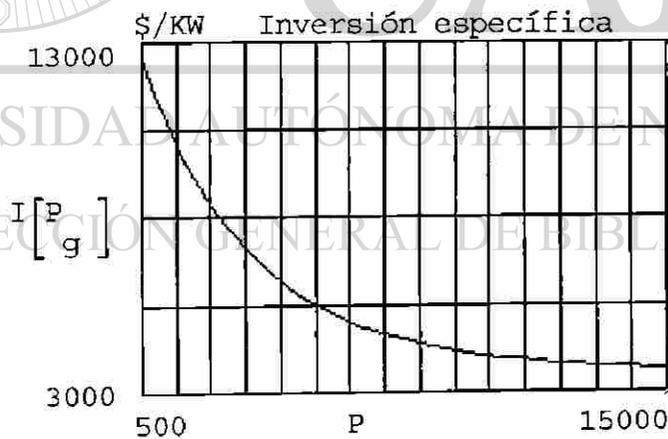
a1 := 3833 a2 := 10333

b1 := 0.0000045 b2 := 0.00033

$$I(P) := a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot P} + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot P}$$

$$CI_G(P) := I(P) \cdot \left[\frac{f}{M} + FRC \right] + C_G$$

$$CI_C(P) := I(P) \cdot \left[\frac{f}{M} + FRC \right] + C_C$$



$$C_{cv} := C_d + \frac{T}{n} \cdot f_a \cdot C_e \quad C_{cv} = 833.55 \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$

$$G_A := \frac{182.2 \cdot 60 \cdot 3.785}{1000} \quad G_A = 41.38 \quad \text{m}^3/\text{hr}$$

$$C_A := 2 \quad \$/\text{m}^3 \quad Q_{cd} := 10000 \quad \text{KW}$$

$$Q_c := 30500 \quad \text{KW}$$

$$Q_p := 22215 \quad \text{KW}$$

$$Q_1(P) := Q_c - Q_p - P$$

$$P_R := PL \quad \text{Exportando}$$

$$P_R(P) := P \quad \text{Importando}$$

$$\text{Importando } P_R(P) := P \quad (P_g < PL)$$

$$Z_{gG}(P) := C_{IG}(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_G \cdot Q_1(P)$$

$$Z_{gC}(P) := C_{IC}(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_C \cdot Q_1(P)$$

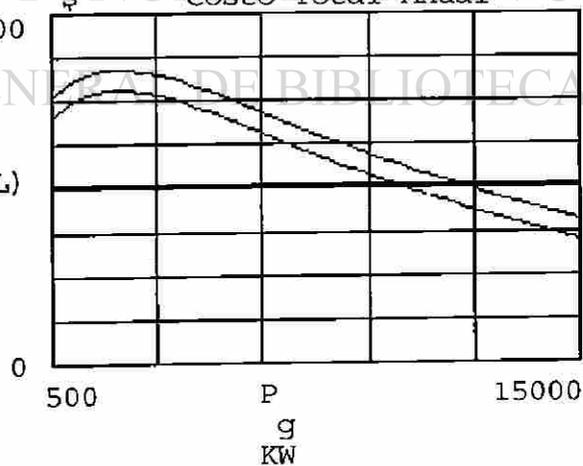
$$Z_{cia}(P) := C_{cv} \cdot P$$

\$ Costo Total Anual

10000000

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$Z_{gG} \left[\frac{P}{g} \right], Z_{gC} \left[\frac{P}{g} \right], Z_{cia}(PL)$$



$$P_{ini} := 25000$$

$$P := P_{ini}$$

$$\text{root} \left[Zg_C(P) - Z_{cia}(PL), P \right] = 9998.87 \quad \text{contradice suposición } P_g < PL$$

$$\text{root} \left[Zg_G(P) - Z_{cia}(PL), P \right] = 11754.15 \quad \text{contradice suposición } P_g < PL$$

Exportando $P := PL$ ($P_g > PL$) Imposible hacer este análisis dado que P_g del Rankine $< PL$ a menos que se invierta en otra caldera para aumentar P_g

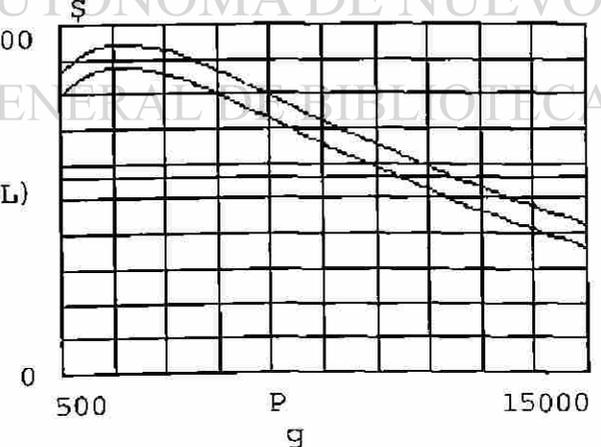
$$Zg_G(P) := CI_G(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_G \cdot Q_1(P)$$

$$Zg_C(P) := CI_C(P) \cdot \left[\frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_C \cdot Q_1(P)$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$Zg_G \left[\frac{P}{g} \right], Zg_C \left[\frac{P}{g} \right], Z_{cia}(PL)$



```

Pg_C := root [Zg_C (P) - Z_cia (PL), P]      Pg_C = 9711.9
OK hipotesis Pg>PL

Pg_G := root [Zg_G (P) - Z_cia (PL), P]      Pg_G = 11297.46
OK hipotesis Pg>PL

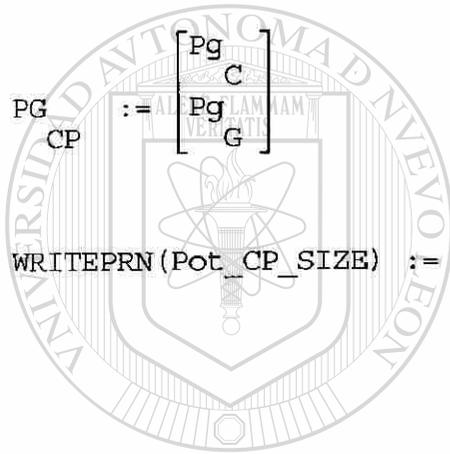
```

```
Pg > Pg_C  ▣
```

```

PG_CP := [Pg_C
           Pg_G]
WRITEPRN (Pot_CP_SIZE) := PG_CP

```



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



$$I(P) := a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot P} + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot P}$$

$$C_{cv} := C_d + T_n \cdot f_a \cdot C_e \quad C_{cv} = 833.55 \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$

$$FRC := \text{int} \cdot \frac{(1 + \text{int})^N}{(1 + \text{int})^N - 1}$$

$$C_G := \frac{C_g \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot H_g} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot \rho_c \cdot H_g} \quad C_C = 183.18 \quad \$/KW$$

$$C_M(P) := I(P) \cdot FRC \cdot f_M \quad P_R := P \quad (\text{Importando})$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

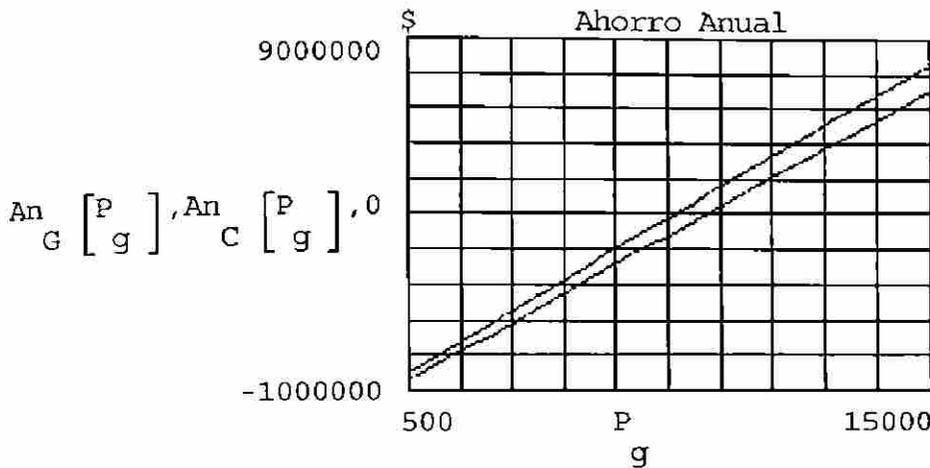
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$V_{c_{fs}} := 0 \cdot T_n \quad V_{g_{fs}} := 520 \cdot T_n$$

$$An_G(P) := \left[C_{cv} - \frac{C_G}{n_g} \right] - C_M(P) \cdot P - C_c \cdot V_{c_{fs}} - C_g \cdot V_{g_{fs}} - C_R \cdot P$$

$$V_{c_{fs}} := 486 \cdot T_n \quad V_{g_{fs}} := 0 \cdot T_n$$

$$An_C(P) := \left[C_{cv} - \frac{C_C}{n_g} \right] - C_M(P) \cdot P - C_c \cdot V_{c_{fs}} - C_g \cdot V_{g_{fs}} - C_R \cdot P$$



P := 25000

$PgG := \text{root}[An_G(P), P]$ $PgC := \text{root}[An_C(P), P]$ $PG := [PgC]$

$Io(P) := I(P) \cdot P$ $Pg := 10970$

$RI_C(P) := \frac{Io(P)}{An_C(P)}$ $RI_G(P) := \frac{Io(P)}{An_G(P)}$

$RI_C(Pg) = 6.72$ $RI_G(Pg) = 7.52$

CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO, VPN

$n := 1..N$ $n1 := 0..N$ $Ix := Io(Pg)$

$vpn(Io, A, int) := -Io + \sum_n \frac{A}{n(1+int)}$

$An_C := An_C(Pg)$

$An_G := An_G(Pg)$

$VPN_C(i_) := vpn[Ix, An_C, i_]$

$VPN_G(i_) := vpn[Ix, An_G, i_]$

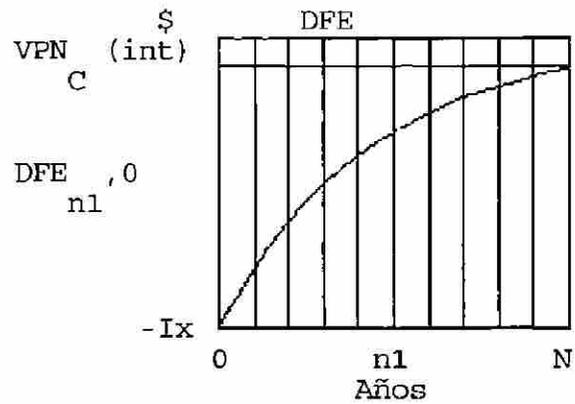
$VPN_C(TREMA) = 4399733.91$

$VPN_G(TREMA) = -242312.35$

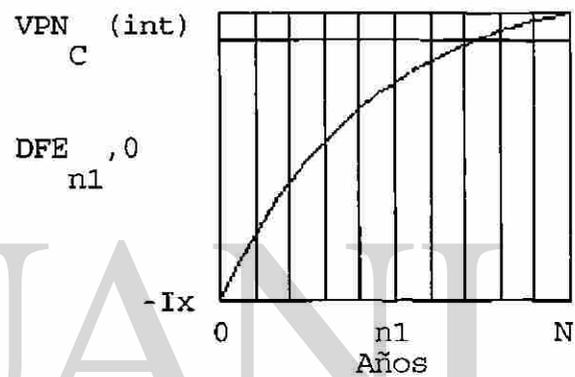
DESCUENTO DE FLUJOS DE EFECTIVO, DFE

```
DFE := -Ix
0
DFE := DFE + An · (1 + TREMA)-n
n n-1 G n
```

TREMA = 0.12



```
DFE := DFE + An · (1 + TREMA)-n
n n-1 C n
```



CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO, TIR

int_o := 10·% Valor inicial para iterar

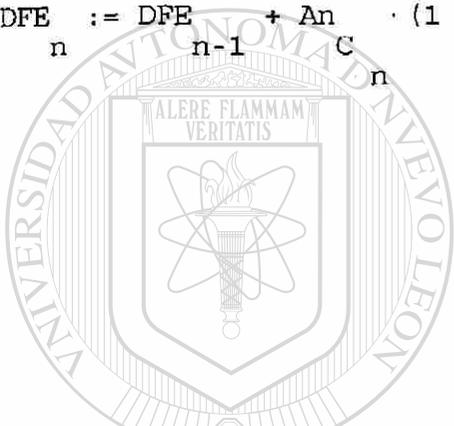
TIR(Io,An,int) := root(vpn(Io,An,int),int)

int := int_o

TIR_C := TIR[Ix,An_C,int] TIR_C = 0.14

TIR_G := TIR[Ix,An_G,int] TIR_G = 0.12

```
WRITEPRN(EC_RES_E) := P j := 0.01,0.02 ..0.50
g APPENDPRN(EC_RES_E) := Io [ P ]
APPENDPRN(EC_RES_E) := PG
APPENDPRN(EC_RES_E) := I [ P ] APPENDPRN(EC_RES_E) := DFE
APPENDPRN(EC_RES_E) := VPNC(j)
```



UANL

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



$$I(P) := a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot P} + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot P}$$

$$C_{cv} := C_d + T_n \cdot f_a \cdot C_e \quad C_{cv} = 833.55 \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$

$$FRC := \text{int} \cdot \frac{(1 + \text{int})^N}{(1 + \text{int})^N - 1} \quad FRC = 0.13$$

$$C_G := \frac{C_g \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot H_g} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot \rho_c \cdot H_g} \quad C_C = 183.18 \quad \$/KW$$

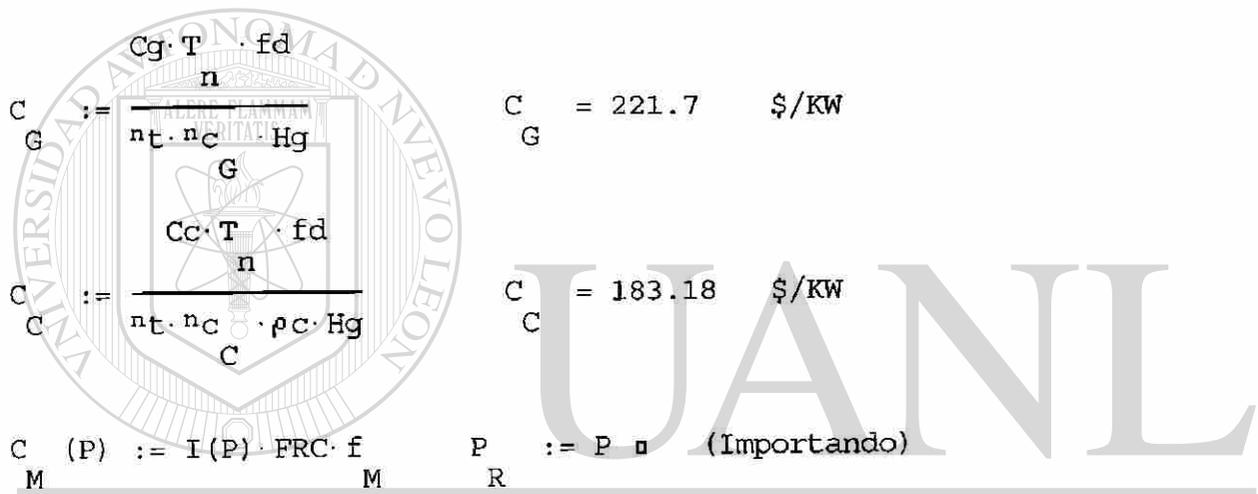
$$C_M(P) := I(P) \cdot FRC \cdot f_M \quad P_R := P_M \quad (\text{Importando})$$

$$V_{cfs} := 0 \cdot T_n \quad V_{gfs} := 520 \cdot T_n$$

$$An_G(P) := \left[C_{cv} - \frac{C_G}{n_g} \right] - C_M(P) \cdot P - C_c \cdot V_{cfs} - C_g \cdot V_{gfs} - C_R \cdot P$$

$$V_{cfs} := 486 \cdot T_n \quad V_{gfs} := 0 \cdot T_n$$

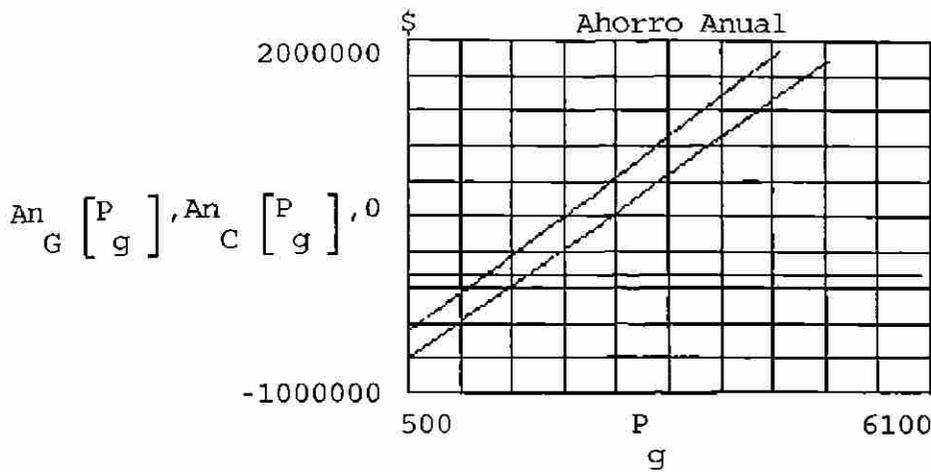
$$An_C(P) := \left[C_{cv} - \frac{C_C}{n_g} \right] - C_M(P) \cdot P - C_c \cdot V_{cfs} - C_g \cdot V_{gfs} - C_R \cdot P$$



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS





```

P := 25000
Pg_G := root [An_G (P), P]
Pg_C := root [An_C (P), P]
Io(P) := I(P) * P
Pg := 3338
PG := [Pg_C, Pg_G, Io(P)]
RI_C (P) := Io(P) / An_C (P)
RI_G (P) := Io(P) / An_G (P)
RI_C (Pg) = 20.08
RI_G (Pg) = 27.45
    
```

n := 1 .. N
 nl := 0 .. N

$$v_{PN}(I_0, A, i) = R - I_0 E + \sum_{n=1}^N \frac{ENFE \cdot NATO(1V + Nint)^{-n}}{n}$$

```

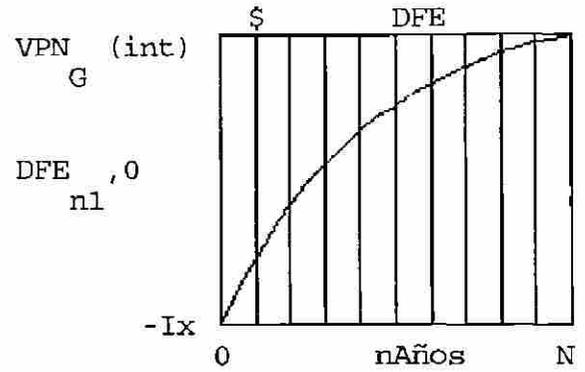
An_C := An_C (Pg)
An_G := An_G (Pg)
Ix := Io(Pg)
V_{PN}_C (i_) := v_{PN}[Ix, An_C, i_]
V_{PN}_G (i_) := v_{PN}[Ix, An_G, i_]
V_{PN}_C (TREMA) = -15116258.58
V_{PN}_G (TREMA) = -17517505.02
    
```

DESCUENTO DE FLUJOS DE EFECTIVO, DFE

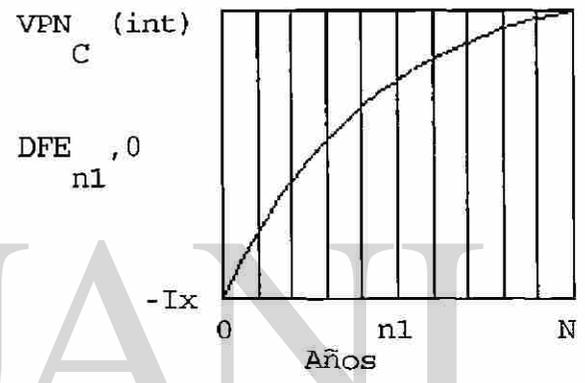
$$DFE_0 := -Ix$$

$$DFE_n := DFE_{n-1} + \frac{An}{G} \cdot (1 + TREMA)^{-n}$$

TREMA = 0.12



$$DFE_n := DFE_{n-1} + \frac{An}{C} \cdot (1 + TREMA)^{-n}$$

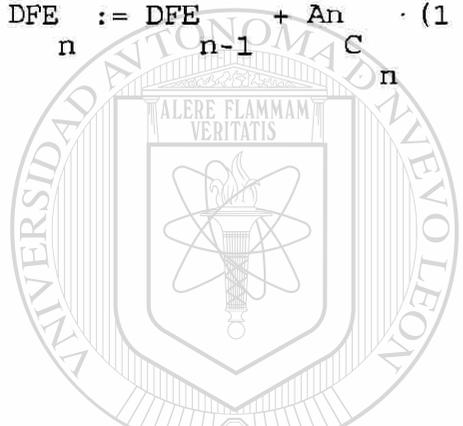


CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO, TIR

```
int_o := 1.0
TIR(Io, An, int) := root(vpn(Io, An, int), int)
```

```
int := int_o
TIR_C := TIR[Ix, An_C, int]    TIR_C = -0.0004
TIR_G := TIR[Ix, An_G, int]    TIR_G = -0.02842
```

```
WRITEPRN(CP_RES_ECO) := P
APPENDPRN(CP_RES_ECO) := DFE_g
APPENDPRN(CP_RES_ECO) := Io [ P_n1 ]
APPENDPRN(CP_RES_ECO) := PG
APPENDPRN(CP_RES_ECO) := VPN(j)
APPENDPRN(CP_RES_ECO) := I [ P_C ]
```



UANL

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



A.2.7 Relación Costo Beneficio para las turbinas CP, EC y Convencional, RCB.MCD

CALCULO DE LA RELACION COSTO BENEFICIO COGENERACION vs CICLO CONVENCIONAL

Definicion de Unidades:

S. I.	S. Ingles	C.G.S.
m := 1L	plg := 0.0254m	cm := $\left[\frac{1}{100} \right] \cdot m$
kg := 1M	ft := 0.305m	gm := $\left[\frac{1}{1000} \right] \cdot kg$
seg := 1T	lbm := 0.454 · kg	hr := 3600 · seg
Φ := 1Q	lbf := 4.44 · N	Po := 14.696 · psi
N := kg · m · seg ⁻²	psi := 1 · $\frac{lbf}{plg^2}$	lt := 1000 · cm ³
joule := N · m	gc := 32.17 · lbm · $\frac{ft}{lbf \cdot seg^2}$	
KJ := joule · 10 ³		
g := 9.80665 · $\frac{m}{seg^2}$		
Watt := $\frac{joule}{seg}$	BTU := 1055.05585262 · joule	HP := 746 · Watt

CONVERSIONES:

$$KW := 1000 \cdot Watt \quad MW := 1000 \cdot KW$$

$$hr := 3600 \cdot seg \quad oC(oF) := (oF - 32) \cdot \frac{5}{9} \quad oF(oC) := oC \cdot \left[\begin{array}{c} 9 \\ - \\ 5 \end{array} \right] + 32$$

ENTRADA DE DATOS DE FLUJO PARA EL PROCESO Y LA TURBINA

$$MT := 9 \cdot \frac{kg}{seg}, 10 \cdot \frac{kg}{seg} \dots 20 \cdot \frac{kg}{seg} \quad MP := 9 \cdot \frac{kg}{seg}$$

PROPIEDADES DEL VAPOR:

Psat := READPRN(PRESSURE)

Tsuper := READPRN(TSUPER)

Tsat := READPRN(TEMP)

Psuper := READPRN(PSUPER)

Hg := READPRN(HG)

Hsuper := READPRN(HSUPER)

Hf := READPRN(HF)

hf(p) := linterp(Psat, Hf, p) $\cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$ Tp(p) := linterp(Psat, Tsuper, p)

hg(p) := linterp(Psat, Hg, p) $\cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$

DEFINICION DE CADA ESTADO:

Condiciones a la
entrada de la turbina

P1 := 590 · psi + Po

P1 = 604.696 · psi

T1 := 725

h1 := 1368 $\cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$

Condiciones a la salida
de la turbina.

Pp := 185 · psi + Po

Pp = 199.696 · psi

Tp(199.696) = 381.584

hp := hg(199.696)

hp = 2784.782 $\cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$

Condiciones en el condensador

P3 := 3 · psi (presion de vacio, absoluta)

x3 := 0.8

hg3 := hg(3)

hf3 := hf(3)

hg3 = 1122.536 $\cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$

hf3 = 253.862 $\cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$

h3 := hf3 + x3 · (hg3 - hf3)

h3 = 2137.711 $\cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$

POTENCIA DESARROLLADA POR LA TURBINA ($n_t = 0.92$) $n_t := 0.92$
 $n_g := 0.98$

$$P_{m \text{ cog.EC}} (M) := n_t \cdot (M \cdot (h_1 - h_p) + (M - M_P) \cdot (h_p - h_3))$$

$$P_{m \text{ cog.CP}} (M) := n_t \cdot (M \cdot (h_1 - h_p))$$

$$P_{m \text{ conv}} (M) := n_t \cdot (M \cdot (h_1 - h_3))$$

$$P_{g \text{ cog.EC}} (M) := n_g \cdot P_{m \text{ cog.EC}} (M)$$

$$P_{g \text{ cog.CP}} (M) := n_g \cdot P_{m \text{ cog.CP}} (M)$$

$$P_{g \text{ conv}} (M) := n_g \cdot P_{m \text{ conv}} (M)$$

CALOR SUMINISTRADO POR LA CALDERA $n_c := 0.868$
 n_c

$$Q_c (M) := \left[\frac{1}{n_c} \right] \cdot M \cdot (h_1 - h_{f3})$$

CALOR SUMINISTRADO AL PROCESO

$$Q_{p \text{ EC}} := M_P \cdot (h_p - h_{f3})$$

$$Q_{p \text{ CP}} (M) := M \cdot (h_p - h_{f3})$$

CALOR DISIPADO EN EL CONDENSADOR

$$h_f := h_f(14.7)$$

$$h_f = 418.566 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

$$Q_{cd \text{ cog}} (M) := (M - M_P) \cdot (h_3 - h_f)$$

$$Q_{cd \text{ conv}} (M) := (M) \cdot (h_3 - h_f)$$

CALOR DE PERDIDAS

$$Q1_{\text{cog.EC}} (M) := Qc (M) - Qp_{\text{EC}} - Qcd_{\text{cog}} (M) - Pg_{\text{cog.EC}} (M)$$

$$Q1_{\text{cog.CP}} (M) := Qc (M) - Qp_{\text{CP}} (M) - Pg_{\text{cog.CP}} (M)$$

$$Q1_{\text{conv}} (M) := Qc (M) - Qcd_{\text{conv}} (M) - Pg_{\text{conv}} (M)$$

ENERGIA UTIL

$$Eu_{\text{EC}} (M) := Pg_{\text{cog.EC}} (M) + Qp_{\text{EC}}$$

$$Eu_{\text{CP}} (M) := Pg_{\text{cog.CP}} (M) + Qp_{\text{CP}} (M)$$

$$C_{\text{C}} := 150.7 \cdot \frac{\Phi}{\text{KW}}$$

$$C_{\text{cd.C}} := 200.88 \cdot \frac{\Phi}{\text{KW}}$$

$$M := 10$$

$$C_{\text{R}} := 29.08 \cdot \frac{\Phi}{\text{KW}}$$

$$P_{\text{R}} := 15000 \cdot \text{KW}$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



COSTOS DE OPERACION PARA CADA OPCION

TURBINA EC

$$Z1 (M) := Qcd_{\text{cog}} (M) \cdot C_{\text{cd.C}} + Q1_{\text{cog.EC}} (M) \cdot C_{\text{C}} + C_{\text{R}} \cdot P_{\text{R}}$$

$$Z2 (M) := C_{\text{C}} \cdot Pg_{\text{cog.EC}} (M) + Qp_{\text{EC}} \cdot C_{\text{C}}$$

$$Z_{\text{cog.EC}} (M) := Z1 (M) + Z2 (M)$$

TURBINA CP

$$Z_{CP1} (M) := Q1_{cog.CP} (M) \cdot \frac{C}{C} + \frac{C}{R} \cdot P_R$$

$$Z_{CP2} (M) := \frac{C}{C} \cdot P_{g,cog.CP} (M) + Q_{p,CP} (M) \cdot \frac{C}{C}$$

$$Z_{cog.CP} (M) := Z_{CP1} (M) + Z_{CP2} (M)$$

TURBINA CONVENCIONAL

$$Z_{conv} (M) := Q_{cd,conv} (M) \cdot \frac{C}{cd.C} + Q1_{conv} (M) \cdot \frac{C}{C} + \frac{C}{C} \cdot P_{g,conv} (M)$$

CALCULO DEL BENEFICIO

$$B_{cog.EC} (M) := \left[P_{g,cog.EC} (M) + Q_{p,EC} \right] \cdot \frac{C}{C}$$

$$B_{cog.CP} (M) := \left[P_{g,cog.CP} (M) + Q_{p,CP} \right] \cdot \frac{C}{C}$$

$$B_{conv} (M) := \left[P_{g,conv} (M) \right] \cdot \frac{C}{C}$$

CALCULO DE LA RELACION COSTO-BENEFICIO DE BIBLIOTECAS

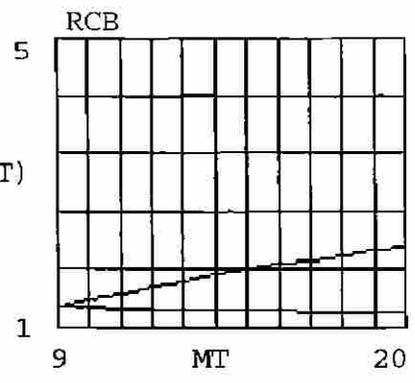
$$RCB_{cog.EC} (M) := \frac{Z_{cog.EC} (M)}{B_{cog.EC} (M)}$$

$$RCB_{cog.CP} (M) := \frac{Z_{cog.CP} (M)}{B_{cog.CP} (M)}$$

$$RCB_{conv} (M) := \frac{Z_{conv} (M)}{B_{conv} (M)}$$

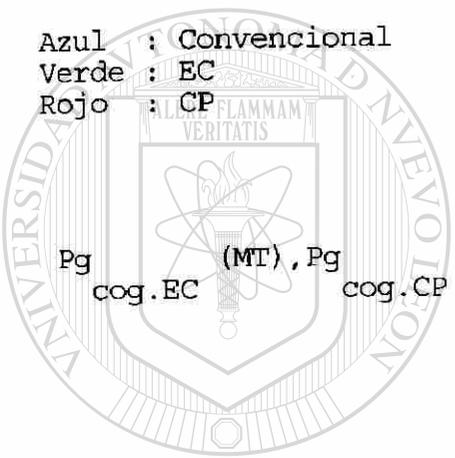
RESULTADOS

RCB_{cog.EC} (MT), RCB_{cog.CP} (MT), RCB_{conv} (MT)

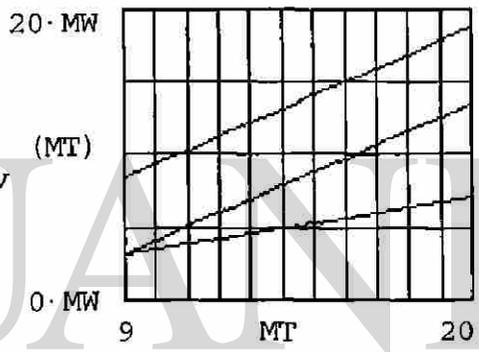


Flujo de vapor (kg/s)

Azul : Convencional
 Verde : EC
 Rojo : CP



Pg_{cog.EC} (MT), Pg_{cog.CP} (MT), Pg_{conv} (MT)



Flujo de vapor (kg/s)

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

WRITEPRN(RCB) := RCB_{cog.EC} (MT)

APPENDPRN(RCB) := RCB_{cog.CP} (MT) APPENDPRN(RCB) := Pg_{cog.CP} (MT) · MW

APPENDPRN(RCB) := RCB_{conv} (MT) APPENDPRN(RCB) := Pg_{conv} (MT) · MW

APPENDPRN(RCB) := Pg_{cog.EC} (MT) · MW APPENDPRN(RCB) := MT · $\frac{\text{kg}}{\text{hr}}$

A.2.8 Cálculo del CCE y función de costo para la turbina EC, EC_CEE_C.MCD

CALCULO DEL CEE, TURBINA EC

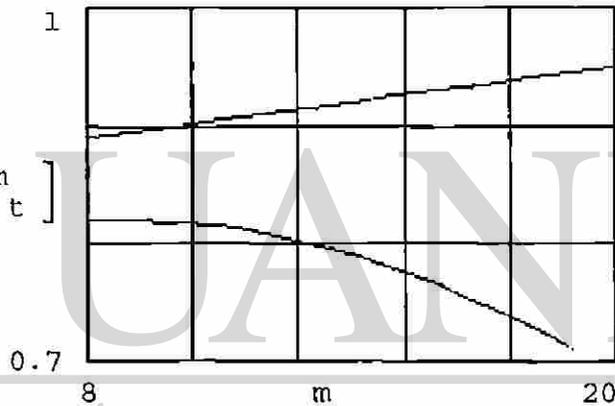
$$m_t := 8,9 \dots 20$$

$$a := 0.005 \quad b := 0.85 \quad b_0 := 0.749 \quad b_1 := 0.017$$

$$b_2 := -0.001$$

$$n_t(m) := a \cdot m + b \quad n_c(mt) := b_0 + b_1 \cdot mt + b_2 \cdot mt^2$$

$$n_g := 0.98$$



$$h_1 := 3179$$

$$h_p := 2785$$

$$h_c := 2138$$

$$h_f := 419$$

$$P_g(mt, mp) := n_g \cdot n_t \left[\frac{m}{t} \right] \cdot (mt \cdot (h_1 - h_p) + (mt - mp) \cdot (h_p - h_c))$$

$$Q_c(mt) := \frac{1}{n_c(mt)} \cdot mt \cdot (h_1 - h_f)$$

$$Q_p(mp) := mp \cdot (h_p - h_f)$$

$$m := 8 \quad MW := 1000$$

$$p_1$$

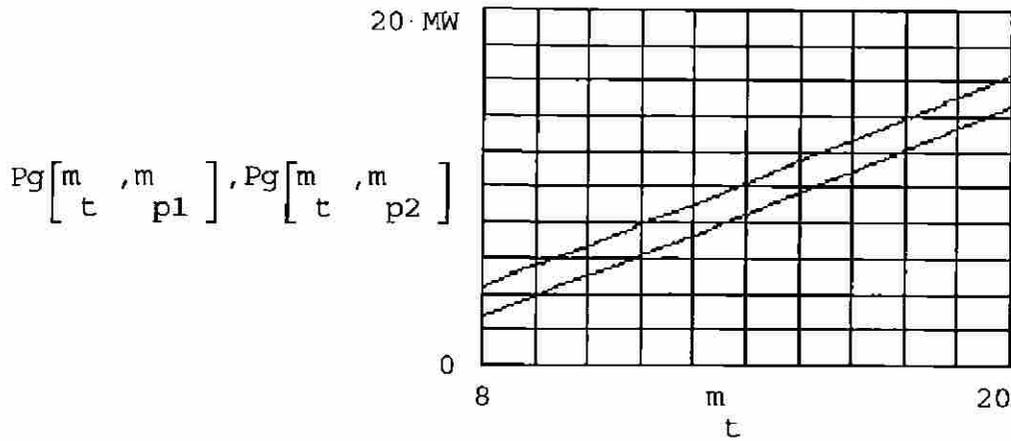
$$m := 5$$

$$p_2$$

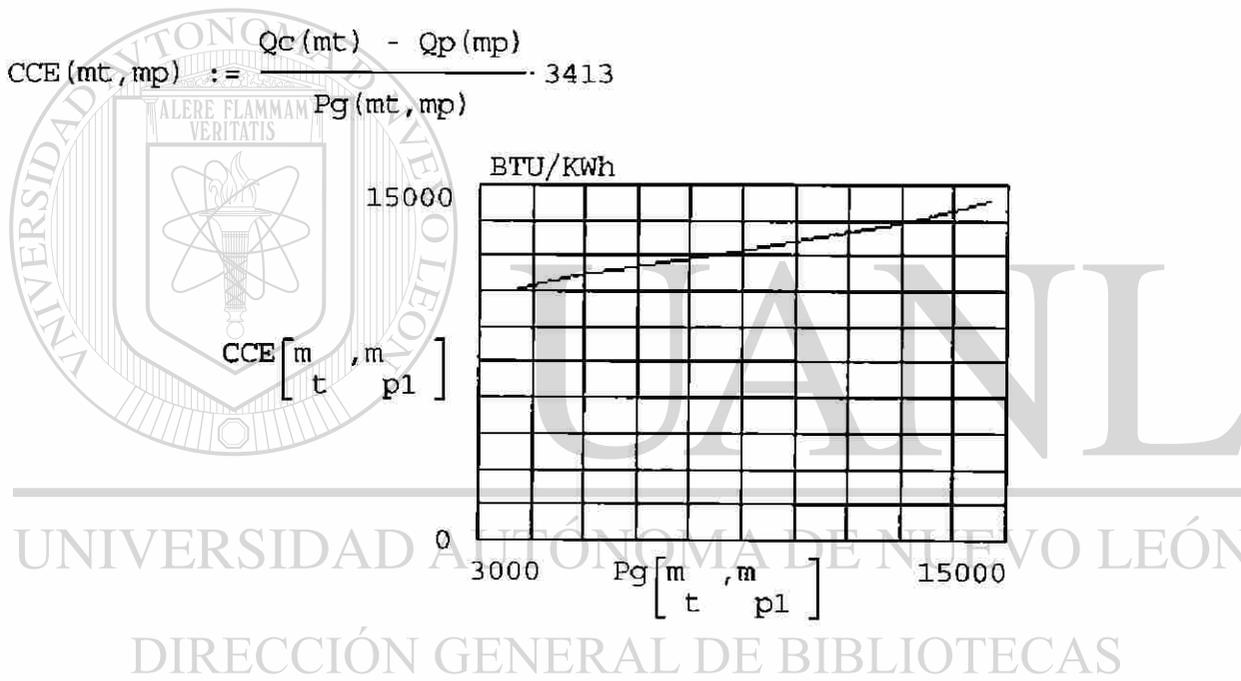
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

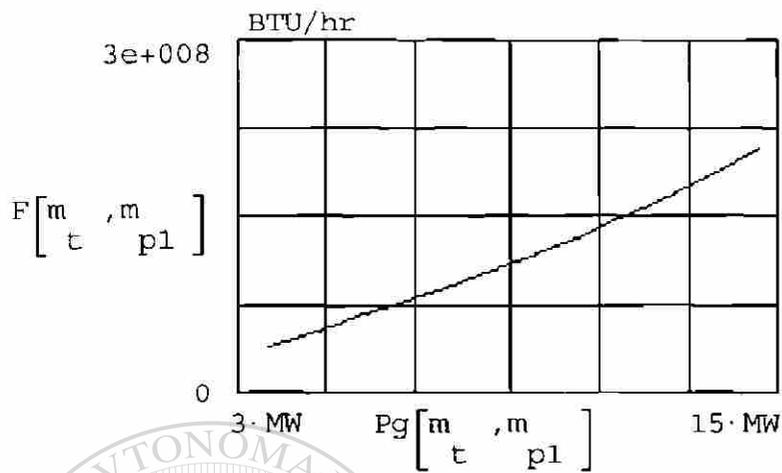


$$CCE(mt, mp) := \frac{Qc(mt) - Qp(mp)}{Pg(mt, mp)} \cdot 3413$$



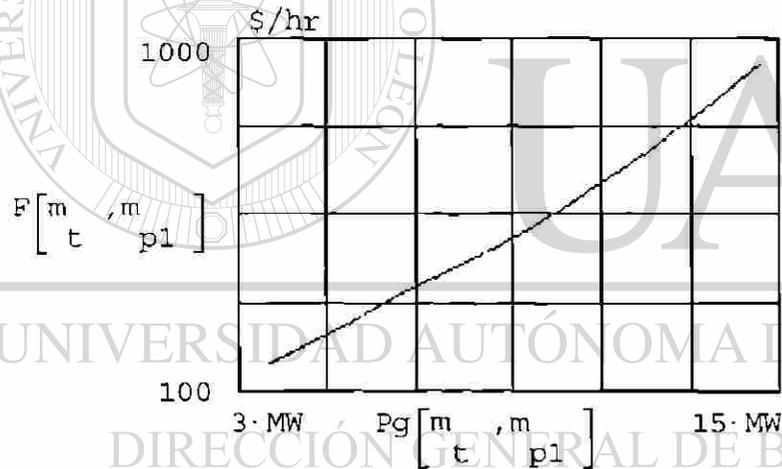
```
WRITEPRN(CCE_EC) := CCE [m, m]
                    [t, p1]
```

$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg_{mt, mp}$$



$$C := 4.473 \cdot 10^{-6}$$

$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg_{mt, mp} \cdot C$$



$$WRITEPRN(Pg_{EC}) := Pg_{m_t, m_p1} \cdot 1000$$

$$WRITEPRN(F_{EC}) := F_{m_t, m_p1}$$

A.2.9 Ajuste del CCE y costo incremental para la turbina EC, EC_CEE_A.MCD

"HEAT RATE" Y COSTO INCREMENTAL PARA UNA TURBINA EC

Lectura de datos:

```
x := READPRN(Pg_EC) * .001      N := length(x)
y := READPRN(F_EC)              N = 13
```

Estadísticas de las muestras:

```
mean(x) = 8543.231              mean(y) = 483.785
stdev(x) = 3683.146            var(y) = 62408.534
```

Ajuste lineal:

```
corr(x,y) = 0.997
m := slope(x,y)                 b := intercept(x,y)
linear(x) := m * x + b
```

Calculo del error medio al cuadrado

$$SSE_L := \sum_L [(y - \text{linear}(x))^2]$$

$$MSE_L := \frac{SSE_L}{N - 2} \quad MSE_L = 507.696$$

Ajuste cuadrático

$$x2 := \overline{\begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix}} \quad i := 0 \dots N - 1$$

$$X_{i,0} := 1 \quad X_{i,1} := x \quad X_{i,2} := x^2$$

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y)$$

$$b = \begin{bmatrix} 9.3311224548 \\ 0.0383835021 \\ 0.000001693 \end{bmatrix}$$

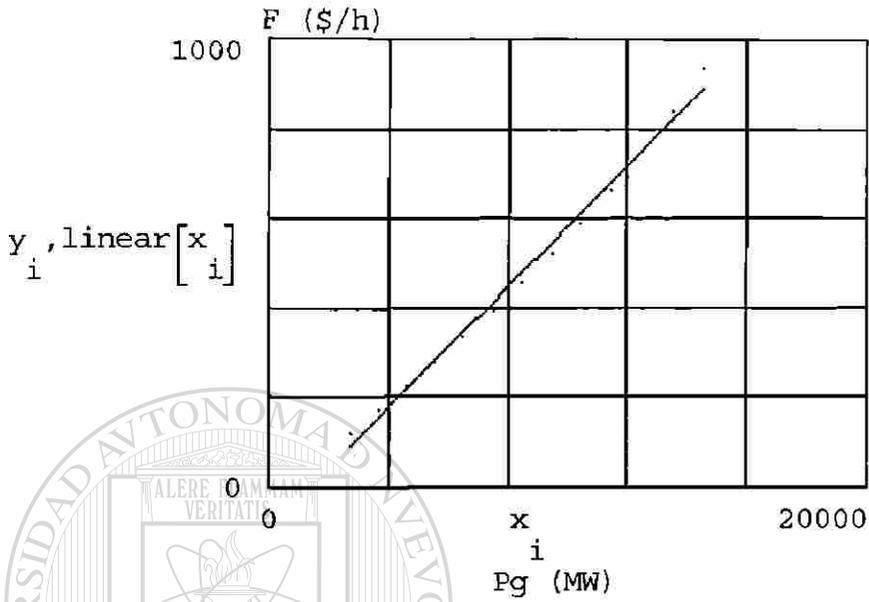
Curva ajustada:

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

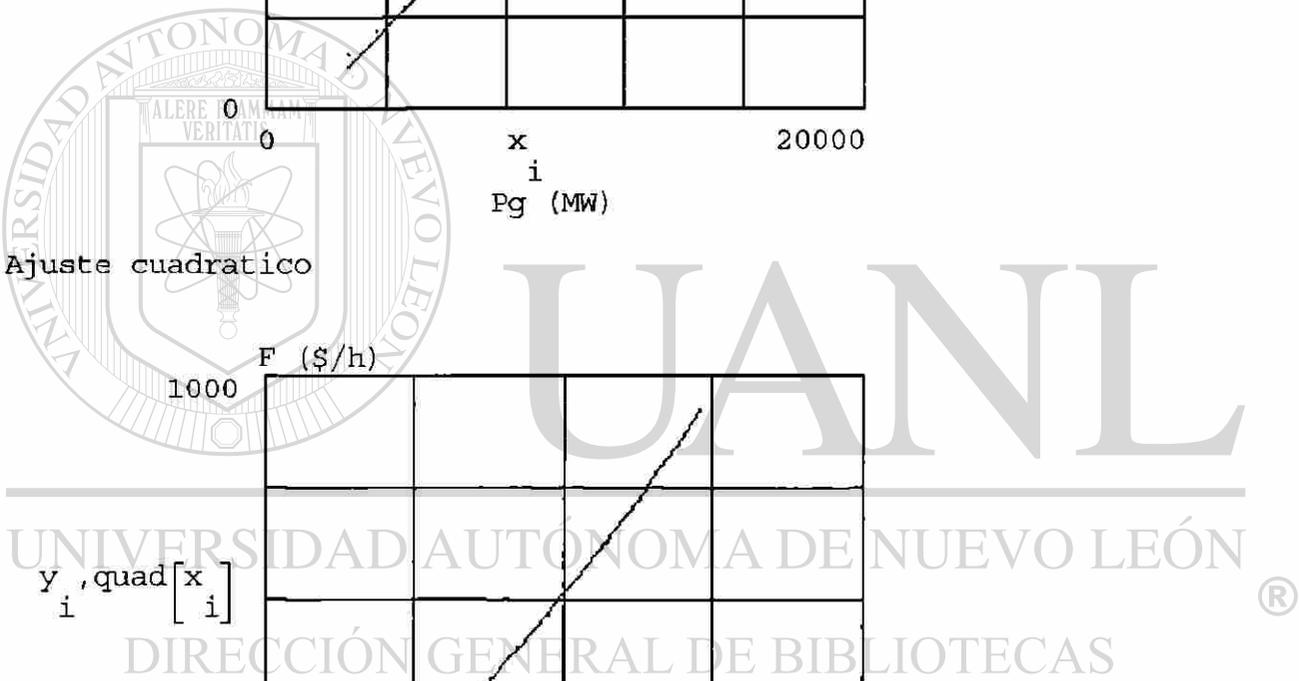
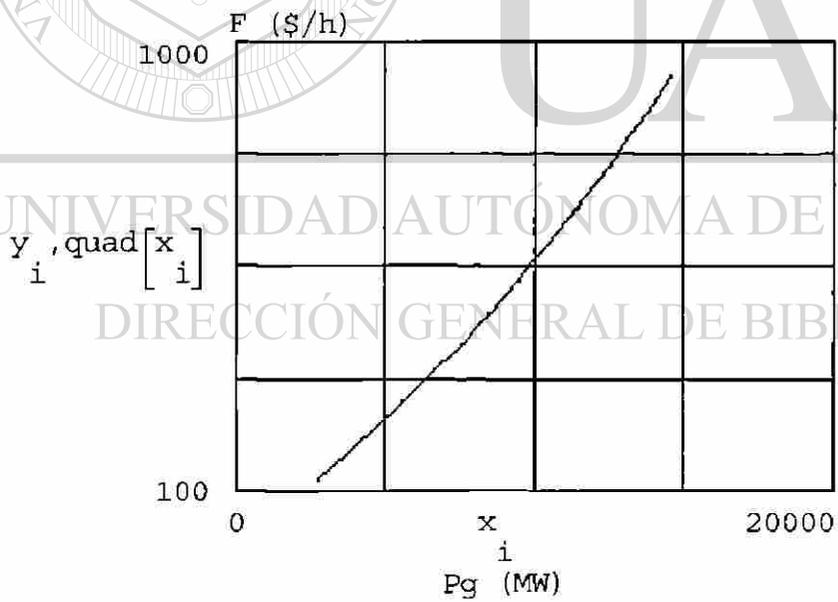
$$SSE_Q := \sum \left[(y - \text{quad}(x))^2 \right]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 19.928$$

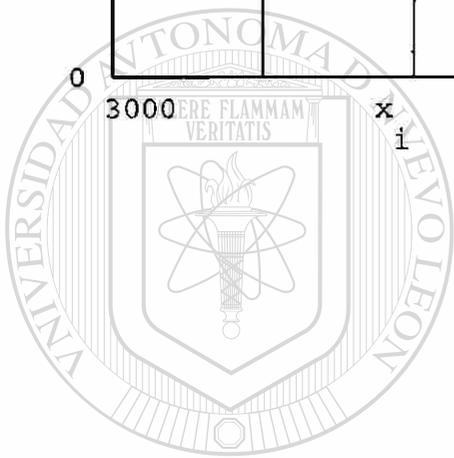
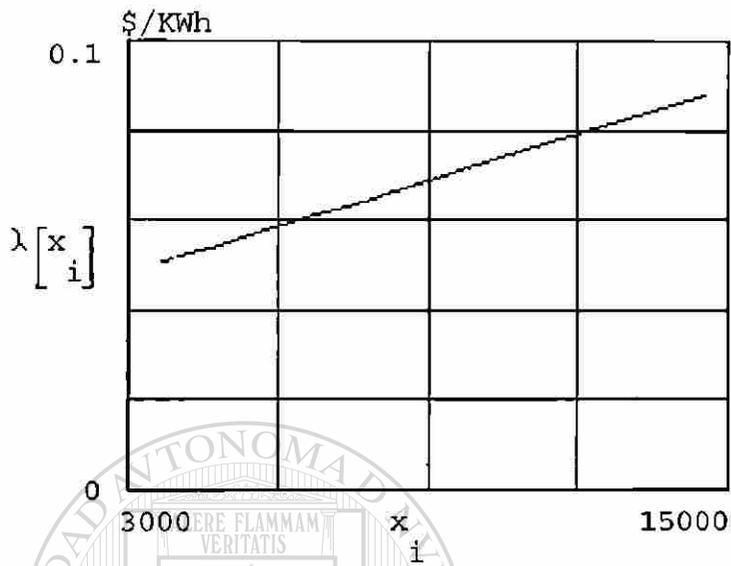
Ajuste lineal



Ajuste cuadrático



$$\lambda(Pg) := b_1 + 2 \cdot b_2 \cdot Pg$$



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



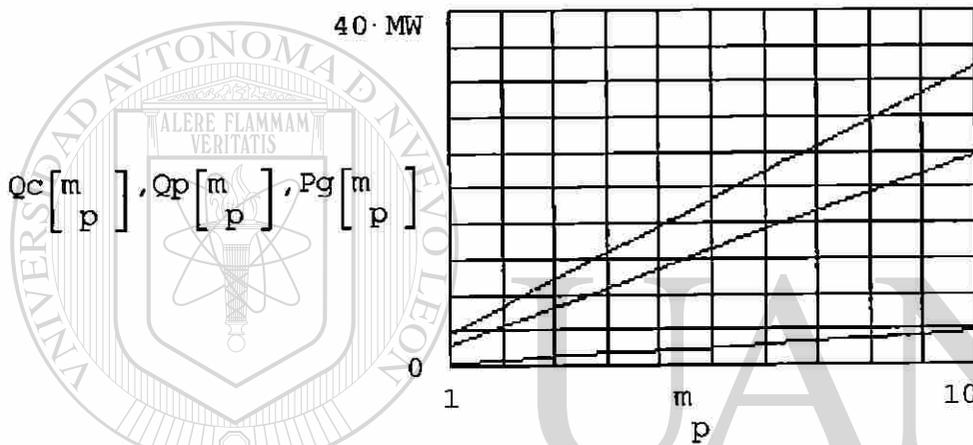
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$h1 := 3179 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad C_c := 4.473 \cdot \frac{\Phi}{\text{MBTU}}$$

$$hp := 2785 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad hf := 419 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

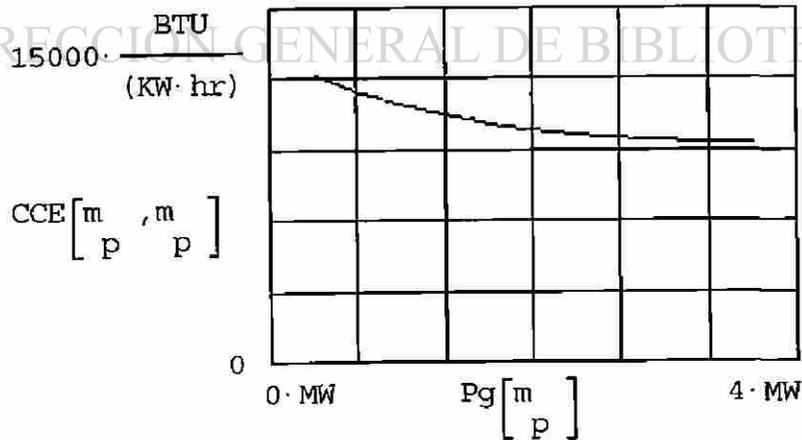
$$Pg(\text{mp}) := \eta_g \cdot \eta_t(\text{mp}) \cdot (\text{mp} \cdot (h1 - hp)) \quad Qc(\text{mt}) := \frac{1}{\eta_c(\text{mt})} \cdot \text{mt} \cdot (h1 - hf)$$

$$Qp(\text{mp}) := \text{mp} \cdot (hp - hf)$$

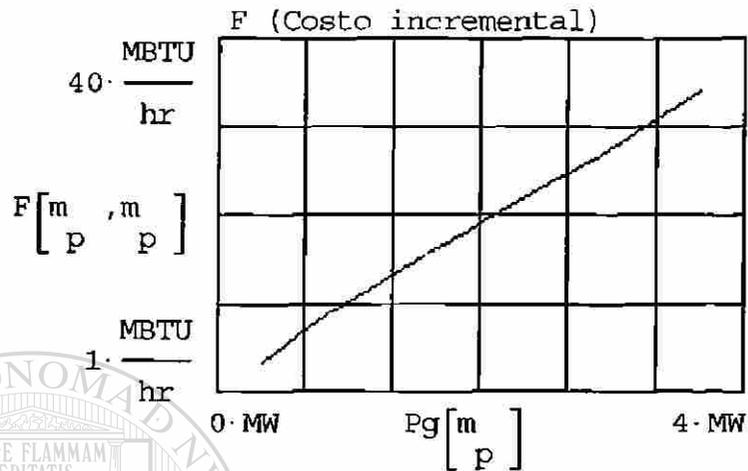


$$\text{CCE}(\text{mt}, \text{mp}) := \frac{Qc(\text{mt}) - Qp(\text{mp})}{Pg(\text{mp})}$$

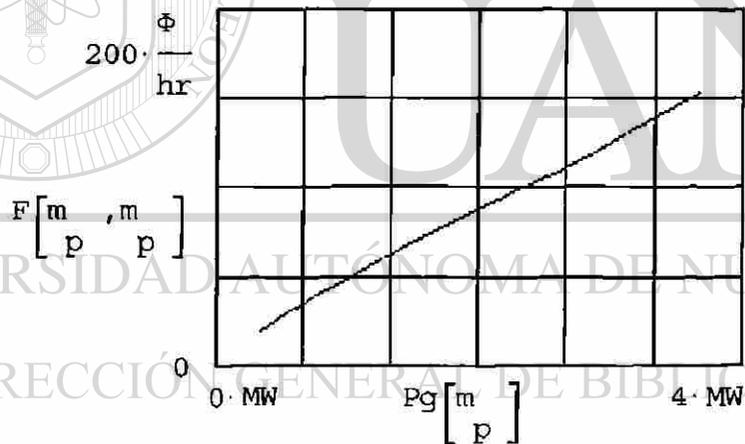
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg(mp)$$



$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg(mp) \cdot C$$



$$\text{WRITEPRN}(Pg_CP) := Pg [m_p] \cdot 0.001$$

$$\text{WRITEPRN}(F_CP) := F [m_p, m_p] \cdot \frac{\text{hr}}{\Phi}$$

A.2.11 Ajuste del CEE y costo incremental para la turbina CP, CP_CEE_A.MCD

"HEAT RATE" Y COSTO INCREMENTAL, PARA UNA TURBINA CP

Lectura de datos:

```
x := READPRN(Pg_CP)      N := length(x)
y := READPRN(F_CP)      N = 10
```

Estadísticas de las muestras:

```
mean(x) = 1985.71          mean(y) = 86.456
stdev(x) = 1059.2409      var(y) = 1752.073
```

Ajuste lineal:

```
corr(x,y) = 0.9995
m := slope(x,y)          b := intercept(x,y)
m = 0.0395               b = 8.0276
```

$\text{linear}(x) := m \cdot x + b$

Calculo del error medio al cuadrado

$$SSE_L := \sum [(y - \text{linear}(x))^2]$$

$$MSE_L := \frac{SSE_L}{N - 2} \quad MSE_L = 2.255$$

Ajuste cuadrático

$$x2 := \begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix} \quad i := 0 \dots N - 1$$

$$X_{i,0} := 1 \quad X_{i,1} := x \quad X_{i,2} := x^2$$

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y)$$

$$b = \begin{bmatrix} 5.9476496718 \\ 0.0423770343 \\ -0.0000007187 \end{bmatrix}$$

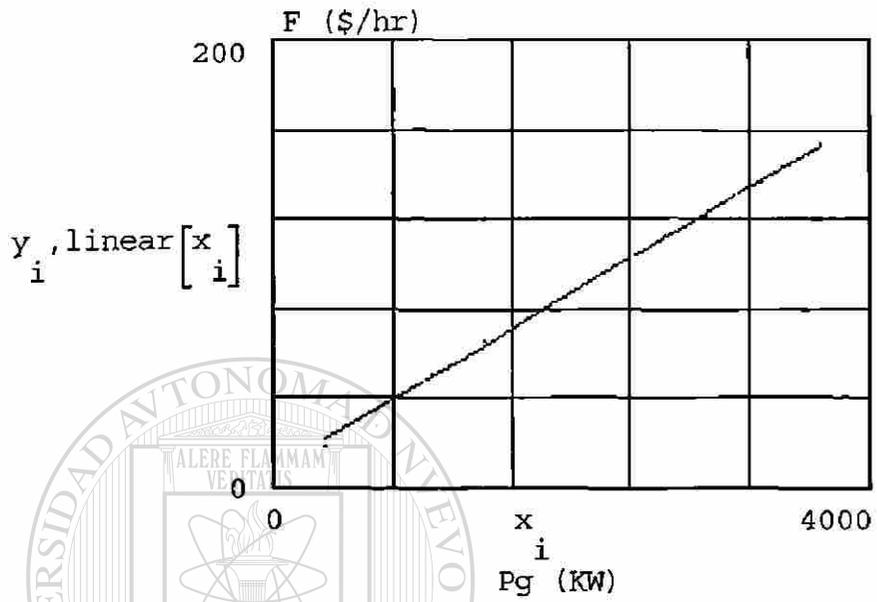
Curva ajustada:

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

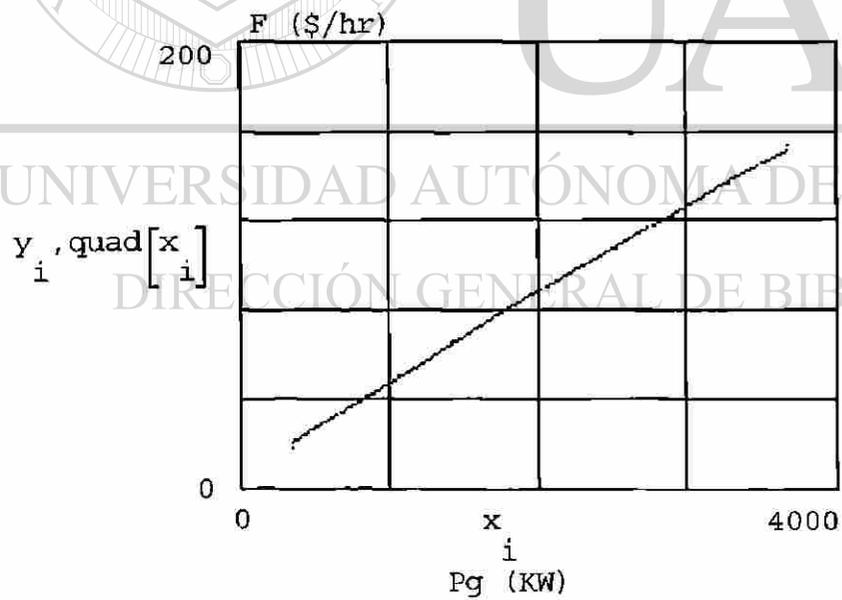
$$SSE_Q := \sum \left[(y - \text{quad}(x))^2 \right]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 1.857$$

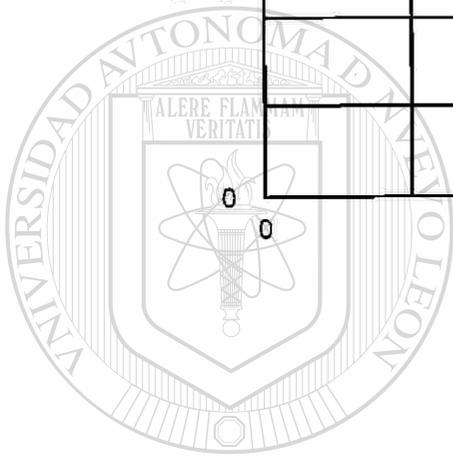
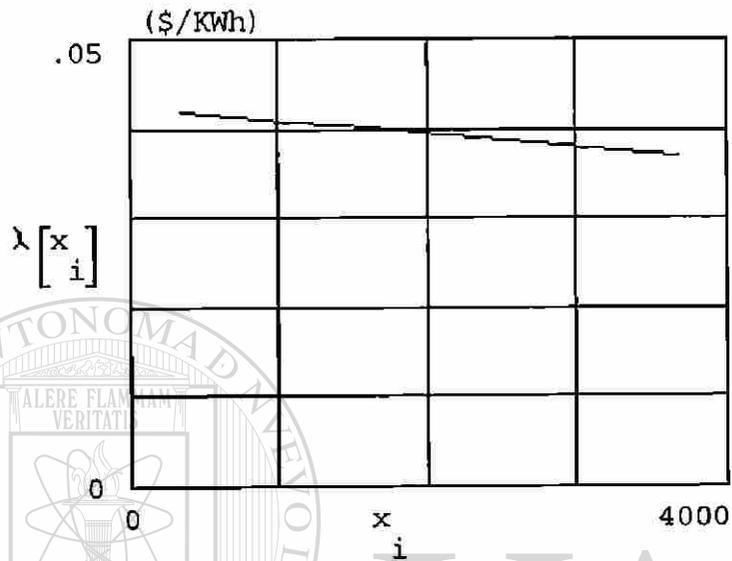
Ajuste lineal



Ajuste cuadrático



$$\lambda(P_g) := b_1 + 2 \cdot b_2 \cdot P_g \quad \text{Costo incremental}$$



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



A.2.12 Cálculo del HR y función de costo de turbina convencional, CON_HR_C.MCD

CALCULO DEL CCE PARA TURBINA CONVENCIONAL

$m := 1L \quad Kg := 1M \quad seg := 1T \quad \Phi := 1Q$
 $hr := 3600 \cdot seg \quad KJ := 1000 \cdot N \cdot m$
 $N := Kg \cdot \frac{m}{seg}$

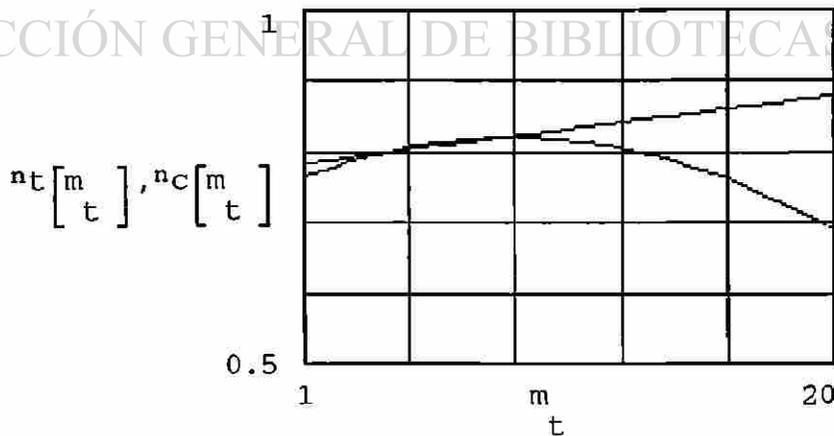
$KW := \frac{KJ}{seg} \quad MW := 1000 \cdot KW$
 $BTU := \frac{KW \cdot hr}{3413}$
 $MBTU := 10 \cdot BTU$

$m_t := 1 \cdot \frac{Kg}{seg}, 2 \cdot \frac{Kg}{seg} \dots 20 \cdot \frac{Kg}{seg}$
 $a := 0.005 \cdot \frac{seg}{Kg}$

$b_0 := 0.749$
 $b_1 := 0.017 \cdot \frac{seg}{Kg}$
 $b_2 := -0.001 \cdot \left[\frac{seg}{Kg} \right]^2$
 $b := 0.78$

$n_t(m) := a \cdot m + b$
 $n_c(m) := b_2 \cdot m^2 + b_1 \cdot m + b_0$
 $n_g := 0.98$

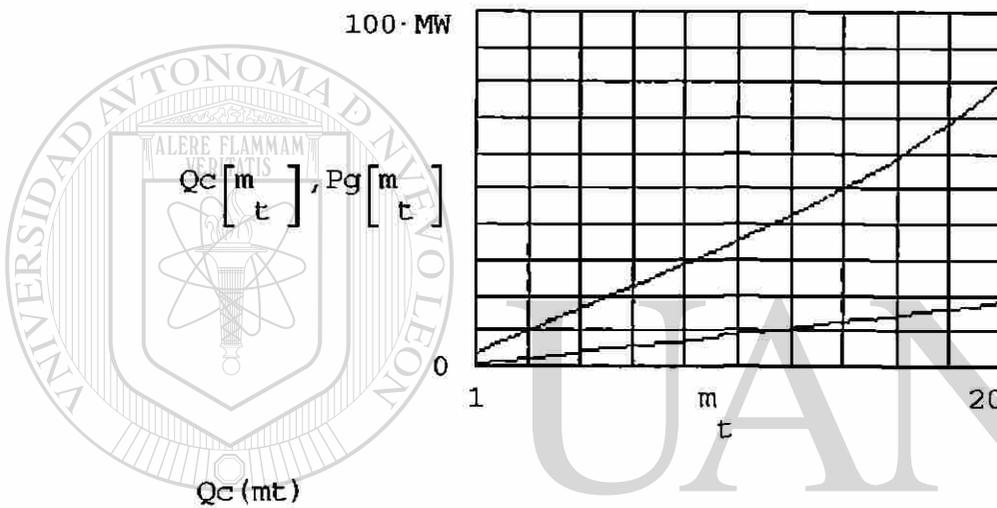
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



$$h1 := 3179 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad hc := 2138 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$hp := 2785 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad hf := 419 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

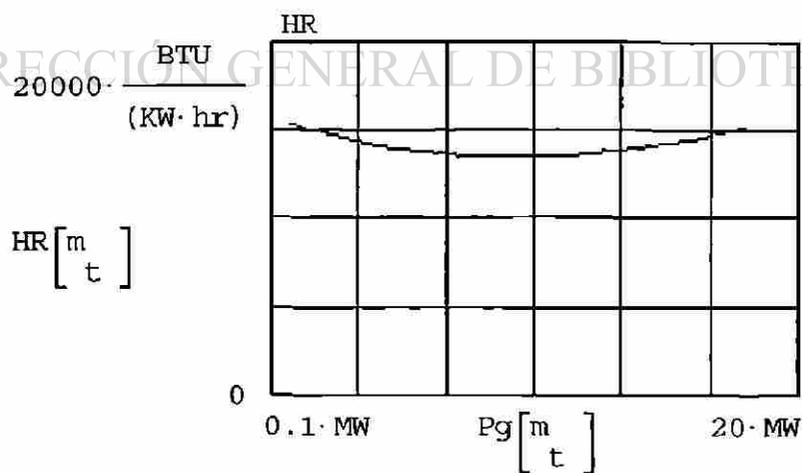
$$Pg(\text{mt}) := \eta_g \cdot \eta_t(\text{mt}) \cdot (\text{mt} \cdot (h1 - hc)) \quad Qc(\text{mt}) := \frac{1}{\eta_c(\text{mt})} \cdot \text{mt} \cdot (h1 - hf)$$



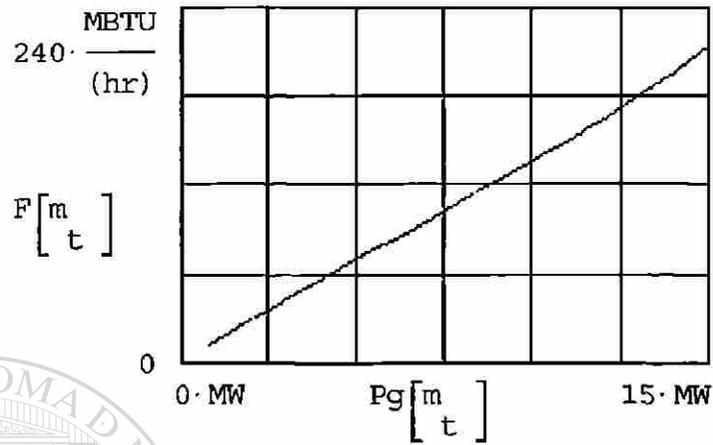
$$HR(\text{mt}) := \frac{Qc(\text{mt})}{Pg(\text{mt})}$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

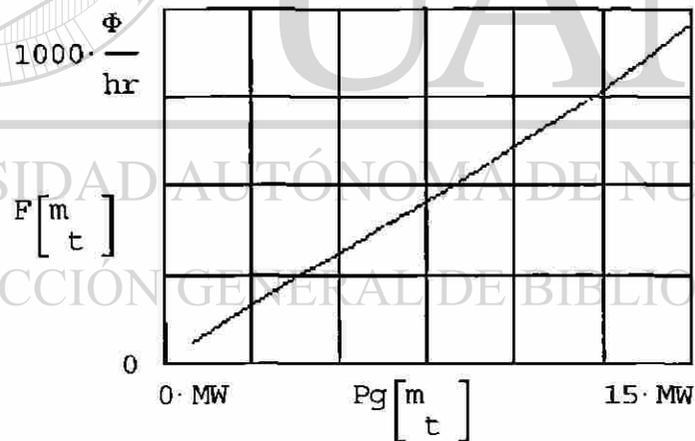


$$F(\text{mt}) := \text{HR}(\text{mt}) \cdot \text{Pg}(\text{mt})$$



$$C_c := 4.473 \cdot \frac{\Phi}{\text{MBTU}}$$

$$F(\text{mt}) := \text{HR}(\text{mt}) \cdot \text{Pg}(\text{mt}) \cdot C_c$$



$$\text{WRITEPRN}(\text{Pg_Conv}) := \text{Pg} \left[\frac{\text{m}}{\text{t}} \right] \cdot 0.001$$

$$\text{WRITEPRN}(\text{F_Conv}) := F \left[\frac{\text{m}}{\text{t}} \right] \cdot \frac{\text{hr}}{\Phi}$$

A.2.13 Ajuste del HR y costo incremental de turbina convencional, CON_HR_A.MCD

"HEAT RATE" Y COSTO INCREMENTAL PARA UNA TURBINA CONVENCIONAL

Lectura de datos:

```
x := READPRN(Pg_CONV)      N := length(x)
y := (READPRN(F_CONV))     N = 20
```

Estadísticas de las muestras:

```
mean(x) = 9087.44          mean(y) = 575.519
stdev(x) = 5208.8665      var(y) = 116438.106
```

Ajuste lineal:

```
corr(x,y) = 0.9973
m := slope(x,y)          b := intercept(x,y)
m = 0.0653              b = -18.1862
```

$\text{linear}(x) := m \cdot x + b$

Calculo del error medio al cuadrado

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$SSE_L := \sum [(y - \text{linear}(x))^2]$$

$$MSE_L := \frac{SSE_L}{N - 2} \quad MSE_L = 698.197$$

Ajuste cuadrático

$$x2 := \overline{\begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix}} \quad i := 0 \dots N - 1$$

$$X_{i,0} := 1 \quad X^{<1>} := x \quad X^{<2>} := x2$$

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y)$$

$$b = \begin{bmatrix} 36.8961891756 \\ 0.0480256997 \\ 0.0000009314 \end{bmatrix}$$

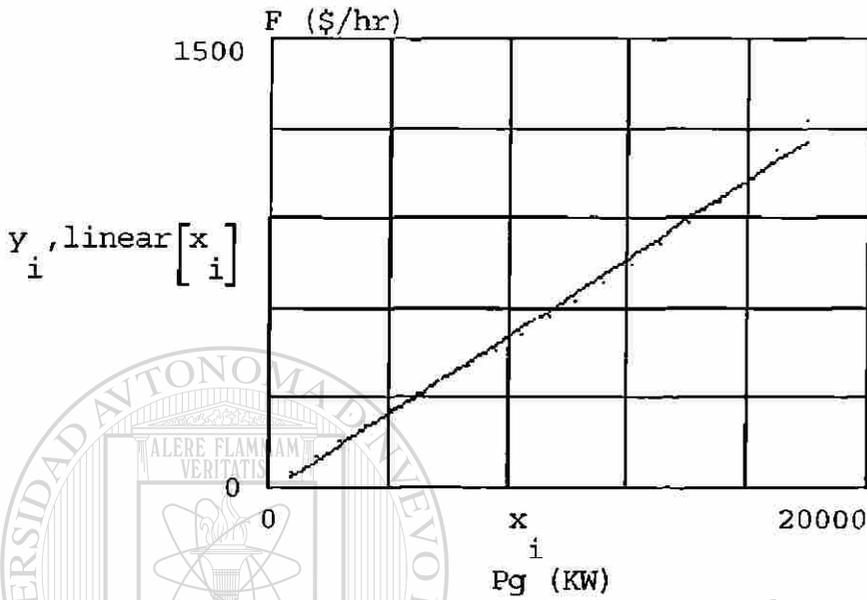
Curva ajustada:

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

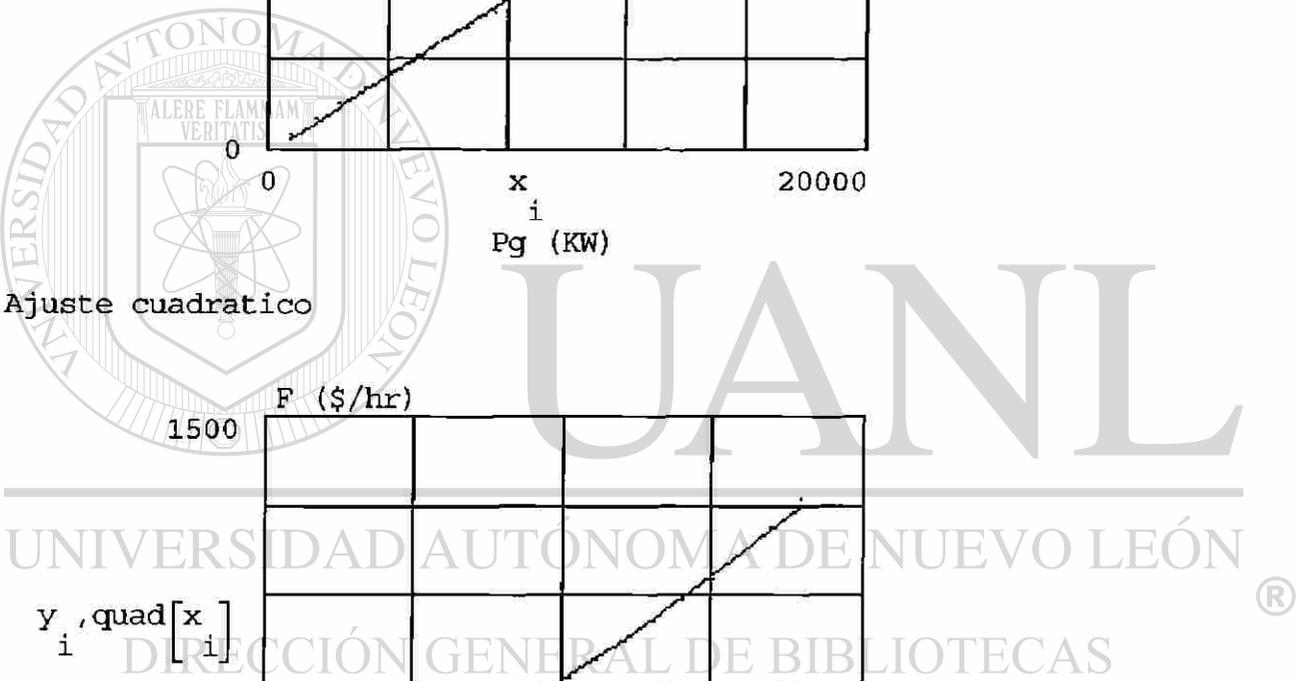
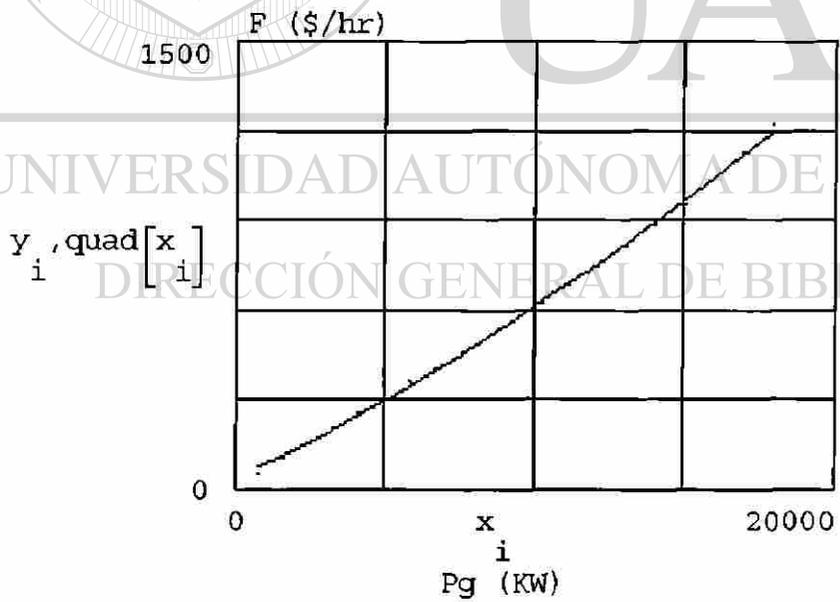
$$SSE_Q := \sum \left[(y - \text{quad}(x))^2 \right]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 143.3464$$

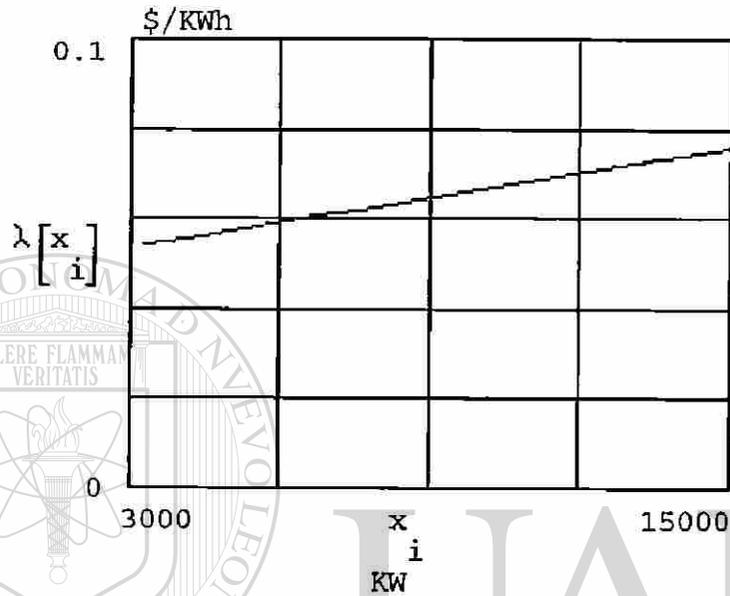
Ajuste lineal



Ajuste cuadrático



$$\lambda(Pg) := b_1 + 2 \cdot b_2 \cdot Pg$$



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

A.2.14 Ajuste de curva de la eficiencia de la caldera, EFF_CALD.MCD

AJUSTE DE CURVA DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA

Datos tabulares de flujo (Kg/seg) contra eficiencia (<1>)

k := 0,1 ..20

k	y := k
0	0.70
1	0.765
2	0.781
3	0.82
4	0.823
5	0.826
6	0.84
7	0.842
8	0.85
9	0.844
10	0.831
11	0.825
12	0.818
13	0.810
14	0.806
15	0.797
16	0.795
17	0.788
18	0.787
19	0.786
20	0.777

x := k
k

x2 := $\begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix}$

N := length(x)

i := 0 ..N - 1

X_{i,0} := 1

X^{<1>} := x

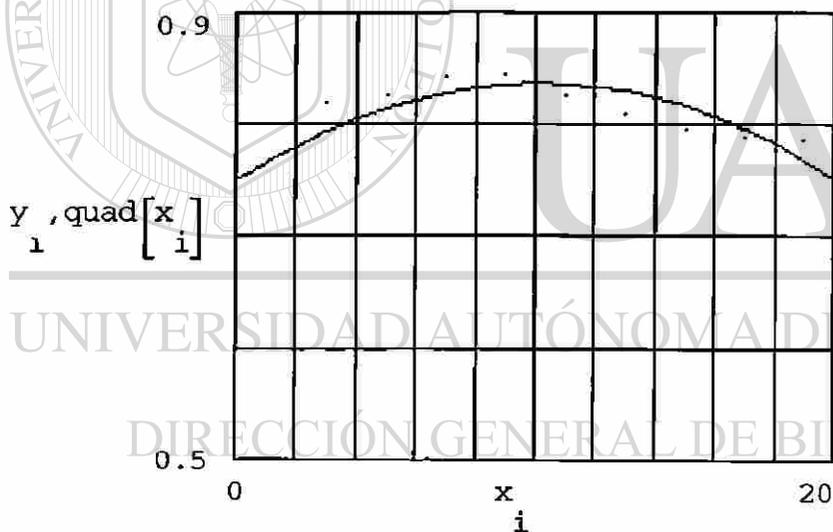
X^{<2>} := x2

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y) \quad b = \begin{bmatrix} 0.749 \\ 0.017 \\ -0.001 \end{bmatrix}$$

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

$$SSE_Q := \sum [(y - \text{quad}(x))^2]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 0$$





APÉNDICE B

ARCHIVOS UTILIZADOS EN SIMNON PARA SIMULAR EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA PLANTA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APÉNDICE B

ARCHIVOS UTILIZADOS EN SIMNON PARA SIMULAR EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA PLANTA

B.1 Archivos MACRO

B.1.1 Caso 5, C5.T

```
MACRO c5
"Archivo c5.t 11-VI-93
"Validacion de la Caldera 2
write(ff)'Caldera, ref. [102], IEEE'
write'B2'
syst b2 conn5
split 2 2
error 1e-6
store Q[b2] ms[b2] Pt[b2] Pset[b2] Pman[b2] Perr[b2]
store Pd[b2] m[b2] mw[b2]-ADD
simu 0 10 "Sistema no perturbado, todas las referencias en cero.
ashow Q[b2]
text'Q (p.u.)'
ashow ms[b2]
text'ms (p.u.)'
ashow Pt[b2]
text'Pt (p.u.)'
ashow Pman[b2]
text'Pman (p.u.)'
continue
ashow Pset[b2]
text'Pset (p.u.)'
ashow Perr[b2]
text'Perr (p.u.)'
ashow Pd[b2]
text'Pd (p.u.)'
ashow m[b2]
text'm (p.u.)'
par cv:0.5
par pset:1
par kc:1.1
```

```

par ti:120
simu 0 800
ashow Q[b2]
text'Q (p.u.)'
ashow ms[b2]
text'ms (p.u.)'
ashow Pt[b2]
text'Pt (p.u.)'
ashow Pman[b2]
text'Pman (p.u.)'
continue
ashow Pset[b2]
text'Pset (p.u.)'
ashow Perr[b2]
text'Perr (p.u.)'
ashow Pd[b2]
text'Pd (p.u.)'
ashow m[b2]
text'm (p.u.)'
END

```

B.1.2 Caso 8, C8.T

MACRO c8 "Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-
"lelo a la Cia. de Luz. Turbina EC

```

split 3 2
error 1e-6
syst ms2 t3 sg2 b2 se7 conn8
store f[ms2] vt[ms2] del[ms2] Efd[se7]
store Pm[t3] ms[b2] CV[sg2] Pt[b2] -add
store cvp[t3] Pe[ms2] Qe[ms2] pit[ms2]-add
store pla[ms2] qla[ms2] qit[ms2] it[ms2]-add
label menu
get initc8b
write(ff)          CASO 8'
write' '
write'Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-'
write'lelo a la Cia. de Luz incluyendo controles de excitacion,'
write'gobernador, turbina EC y caldera.'
write' '
write' '
write'Tipos de distubios a simular:'
write' '

```

```

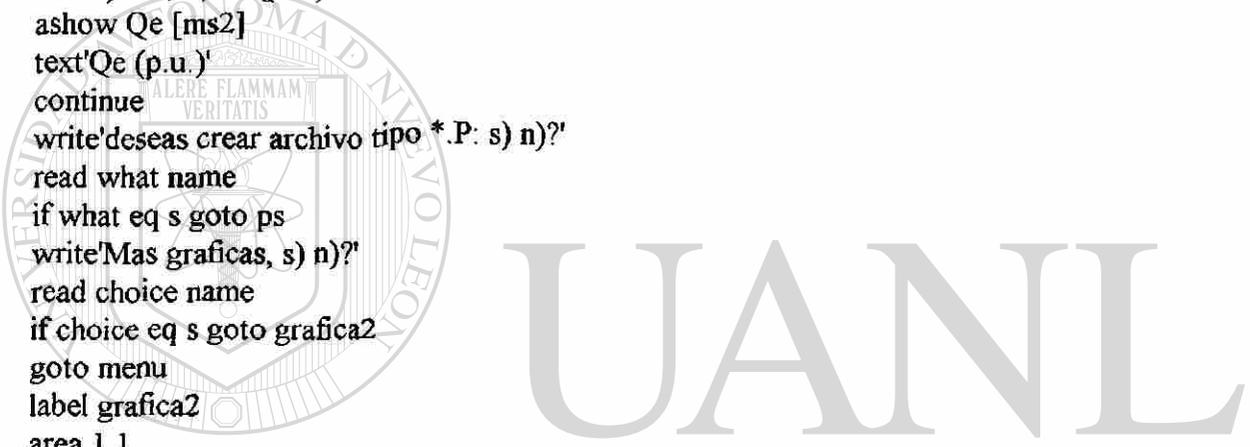
write'd1) Aumento repentino de carga electrica local
write'd2) CC 3f en terminales del generador por 0.3 seg'
write'd3) Perdida de la Compañia Suministradora de E. El,ctrica 1 seg'
write'd4) No perturbado'
write' '
write's) salir'
write'Que disturbio deseas?'
read choice name
goto choice
"Disturbio: aumento de carga durante 3 seg
label d1
par ti2[ms2]:10.0
par tf2[ms2]:60.0
par RLd[ms2]:0.06
par XLd[ms2]:0.2
simu 0 50
par ti2[ms2]:0
par tf2[ms2]:0
par RLd[ms2]:0.3
par XLd[ms2]:0.6
goto graficar
"Disturbio: cc trifasico en terminales del generador 0.3 seg
label d2
par ti1[ms2]:2
par tf1[ms2]:2.39 "tcr=0.39 para seguir en sincronismo
simu 0 20
par ti1[ms2]:0
par tf1[ms2]:0
goto graficar
"Disturbio: Perdida de la CSEE
label d3
par ti3[ms2]:2
par tf3[ms2]:2.32 "tcr=0.32 seg para recierre con exito
par Xed[ms2]:1000
simu 0 10
par ti3[ms2]:0
par tf3[ms2]:0
par Xed[ms2]:0.2
goto grafica2
label d4
get inite8b
simu 0 10
label graficar
area 1 1

```

```

ashow f[ms2]
text'f (Hz)'
area 2 1
ashow Efd[se7]
text'Efd (p.u.)'
area 1 2
ashow Vt[ms2]
text'Vt (p.u.)'
area 2 2
ashow Pe[ms2]
text'Pe (p.u.)'
ashow pm[t3] pt[b2]-mark
text'1) Pm, 2) Pt (p.u.)'
ashow Qe [ms2]
text'Qe (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'Mas graficas, s) n)?'
read choice name
if choice eq s goto grafica2
goto menu
label grafica2
area 1 1
ashow f[ms2]
text'f [Hz]'
area 2 1
ashow Efd[se7]
text'Efd [p.u.]'
area 1 2
ashow Vt[ms2]
text'Vt [p.u.]'
area 2 2
ashow pia[ms2]
text'PL (p.u.)'
ashow pm[t3]
text'Pm [p.u.]'
ashow pit [ms2]
text'Pit (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps

```



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

®

```

goto menu
label ps
write'como quieres que se llame el archivo PS de tu ultima grafica?'
read file name
hcopy/file
write'g) Mas graficas, m) menu?'
read choice name
if choice eq g goto grafica2
goto menu
label s
END

```

B.1.3 Caso 9, C9.T

```

MACRO c9
"Archivo c9.t 21-X-93
"Generador (VI), S. Excitador DC1-DC, Gobernador 2, Turbina 2, Estabilizador 2
"Caldera 2
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
error 1e-6
algor dopri45r
hcopy on
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD
store CVp[t2] mp[t2] Pset[b2] Efd[se1] -ADD
label menu
write(ff)'TIPOS DE DISTURBIOS A SIMULAR'
write'generador-excitador-gobernador-turbina-caldera pss2.'
write'MS6 SE1 T2 SG2 B2 PSS2'
write"
write'd1) Variacion del voltaje en la barra inf. T seg'
write'd2) CC 3f en terminales del generador por T seg'
write'd3) Perdida de la Compañia Suministradora de E. El,ctrica T seg'
write'd4) No perturbado y referencias en cero'
write'd5) Arranque en frio (20 min); refs en cero para t<0'
write'd6) cambio en la demanda de vapor del proceso'
write'd7) Toma de carga suponiendo maquina ya sincronizada'
write"
write's) salir'
write'Que disturbio deseas?'
read choice name
goto choice
"Disturbio: Variacion de voltaje en la barra inf T seg

```

```

label d1
get datc9a
write'dar el tiempo inicial y final de falla ti, tf?'
read ti num; tf real
par ti1[ms6]:ti
par tf1[ms6]:tf
par V1dp1[ms6]:0.00
par V2qp1[ms6]:0.50
Par tif: 10
simu 0 5 0
par ti1[ms6]:0
par tf1[ms6]:0
par V1dp1[ms6]:0.45
par V2qp1[ms6]:0.90
goto graf1
"Disturbio: cc trifasico en terminales del generador 0.3 seg
label d2
get datc9a
write'dar el tiempo inicial y final de falla ti, tf?'
read ti num; tf real
par ti2[ms6]:ti
par tf2[ms6]:tf "tcr= para seguir en sincronismo
Par tif: 11
simu 0 10 0
par ti2[ms6]:0
par tf2[ms6]:0
goto graf1
"Disturbio: Perdida de la CSEE
label d3
get datc9a
write'dar el tiempo inicial y final de falla ti, tf?'
read ti num; tf real
par ti3[ms6]:ti
par tf3[ms6]:tf "tcr= seg para recierre con exito
par Xep1[ms6]:1000
par Xep2[ms6]:0.20
Par tif: 11
simu 0 10 0
par ti3[ms6]:0
par tf3[ms6]:0
par Xep1[ms6]:0.2
par Xep2[ms6]:0.20
goto graf1
label d4

```

"Sistema no perturbado, todas las referencias en cero.

```
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD
store Pset[b2] Efd[se1] -ADD
par V1dp1[ms6]:0.00
par V2qp1[ms6]:0.00
par V1dp2[ms6]:0.00
par V2qp2[ms6]:0.00
Par tif:11
simu 0 10 0
```

goto graf1

label d5

"Arranque en frio referencias en cero para t<0

```
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD
store Pset[b2] Efd[se1] -ADD
par Vref:0.9
par Nref:3600
par Pset0:0.8
par Pset1:0.8
par t1[conn9]:0
par t2[conn9]:600
```

par CVo:1.0

par ti[b2]:40 "Integrador del PI de la caldera

par kc[b2]:0.1 "Ganancia del PI de la caldera

par tif:2000

simu 0 1800 0.6 "30 minutos

goto graf1

label d6

"Cambio en la demanda de vapor al proceso

get datc9b

par tif:50

simu 0 500 0.5

goto graf1

label d7

"Toma de carga del generador suponiendo que esta sincronizado

```
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
```

```
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
```

```
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
```

```
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD
```

```

store Pset[b2] Efd[se1] -ADD
init xw[ms6]:376.9911 "Ya sincronizado
par Vref:0.9
par Nref:3600
par Pset0:0.8
par Pset1:0.8
par t1[conn9]:0
par t2[conn9]:600
par CVo:1.0
par ti[b2]:40 "Integrador del PI de la caldera
par kc[b2]:0.1 "Ganancia del PI de la caldera
par tif:2000
simu 0 1800 0.6 "30 minutos
goto graf1
label graf1
split 2 2
ashow pm[t2]
text'Pm (p.u.)'
ashow Pt[b2] Pset[b2]
text'Pt (p.u.)'
ashow pe
text'Pe (p.u.)'
ashow f
text'f (Hz)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
label graf2
ashow It[ms6]
text'It (p.u.)'
ashow efd[se1]
text'Efd (p.u.)'
ashow Vt[ms6]
text'Vt (p.u.)'
ashow qe
text'Qe (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
goto menu
label ps
write'como quieres que se llame el archivo PS de tu ultima grafica?'

```

```

read file name
hcopy/file
write'g) graf2, m) menu?'
read choice name
if choice eq g goto graf2
goto menu
label s
END□

```

B.1.4 Caso 11, C11.T

MACRO c11 "Simulacion de la MS conectada a una carga local indepen-
"diente de la Cia. de Luz.

```

write(ff)'Simulacion de la MS conectada a una carga local indepen-'
write'diente de la Cia. de Luz. Cambio en la carga.'
syst ms3 com10
store del w xl rl Pe Qe vt It f
get datc1 la "archivo con datos de un equilibrio
par ti2:5.0
par tf2:5.26 "Tiempo critico para seguir en sincronismo para este disturbio
error 1e-6
simu 0 20
split 2 2
hcopy on
area 1 1
ashow Pe
text'Pe (p.u.)'
area 1 2
ashow f
text'f (Hz)'
area 2 1
ashow Qe
text 'Qe (p.u.)'
area 2 2
ashow Vt
text 'Vt (p.u.)'
mark a 8 15.5
mark"CC 3f en terminales por 6 ciclos
end
□

```

B.1.5 Caso 15, C15.T

MACRO c15 "Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-
"lelo a la Cia. de Luz. Turbina EC

```

split 3 2
error 1e-6
algor rkf45
syst ms7 zl1 t3 sg2 b2 se7 conn15
store f[ms7] vt[ms7] del[ms7] Efd[se7]
store Pm[t3] ms[b2] CV[sg2] Pt[b2] -add
store cvp[t3] Pe[ms7] Qe[ms7] pit[ms7]-add
store pla[ms7] qla[ms7] qit[ms7] it[ms7]-add
store Pp[t3] mpe[t3] zeqr[zl1] zeqi[zl1] -add
label menu
get initc15b
write(ff)'Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-'
write'lelo a la Cia. de Luz incluyendo controles de excitacion,'
write'governador, turbina EC y caldera.'
write' '
write' '
write'Tipos de disturbios a simular:'
write' '
write'd1) Cambio repentino de carga por un periodo de T seg'
write'd2) CC 3f en terminales del generador por 0.3 seg'
write'd3) Perdida de la Compañia Suministradora de E. El,ctrica 1 seg'
write'd4) No perturbado'
write'd5) Corte de carga para salvar la continuidad de servicio'
write' ante salida de la compañía eléctrica.'
write'd6) Variación de voltaje en la barra infinita'
write' '
write's) salir'
write'Que disturbio deseas?'
read choice name
goto choice
"Disturbio: aumento de carga durante 3 seg
label d1
par ti[zl1]:10.0
par tf[zl1]:60.0
par r1[zl1]:0.6
par x1[zl1]:1.2
par r2[zl1]:0.6
par x2[zl1]:1.2
let Tsim=50
simu 0 Tsim

```

```

par ti[zl1]:0
par tf[zl1]:0
goto graficar
"Disturbio: cc trifasico en terminales del generador 0.3 seg
label d2
par ti1[ms7]:10
par tf1[ms7]:12.17 "tcr= para seguir en sincronismo
let Tsim=100
simu 0 Tsim
par ti1[ms7]:0
par tf1[ms7]:0
goto graficar
"Disturbio: Perdida de la CSEE
label d3
par ti3[ms7]:10
par tf3[ms7]:11.5 " tcr=regresa para todo tiempo pero con
par Xed[ms7]:1000 " distintos comportamientos de la frecuencia.
let Tsim=50
simu 0 Tsim
par ti3[ms7]:0
par tf3[ms7]:0
par Xed[ms7]:0.2
goto graficar
label d4
get initc15b
simu 0 10
goto graficar
"Corte de carga para salvar la continuidad de servicio ante perdida
"de la compañía suministradora de energía eléctrica.
label d5
par ti3[ms7]:10
par tf3[ms7]:15 "tcr= regresa para todo tiempo pero con
par Xed[ms7]:1000 " distintos comportamientos de la frecuencia.
let Tsim=1200
simu 0 Tsim
par ti3[ms7]:0
par tf3[ms7]:0
par Xed[ms7]:0.2
goto graficar
"Variación de voltaje en la CSEE
label d6
get date15c
write'Teclear Ti Tf Tsim Vlr d :'
read Ti real;Tf real;Tsim real;Vlr real

```

```

par ti4[ms7]:Ti
par tf4[ms7]:Tf
par VIRD[ms7]:VIR
simu 0 Tsim/a1
par ti4[ms7]:0
par tf4[ms7]:0
par VIRD[ms7]:1.0
write'simular otro caso? s) n)'
read choice name
if choice eq n goto graf4
write'Teclear Ti Tf Tsim VIRD : '
read Ti real;Tf real;Tsim real;VIR real
par ti4[ms7]:Ti
par tf4[ms7]:Tf
par VIRD[ms7]:VIR
simu 0 Tsim/a2
par ti4[ms7]:0
par tf4[ms7]:0
par VIRD[ms7]:1.0
label graf4
split 2 1
hcopy on
area 1 1
ashow f/a1
show f/a2
text'f (Hz)'
area 2 1
ashow vt/a1
show vt/a2
text'Vt (p.u.)'
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'Mas casos, s) n)?'
read choicc name
if choice eq s goto d6
write'g1) g2) g3) Mas graficas?, m) menu?'
read choice name
if choice eq g1 goto graficar
if choice eq g2 goto grafica2
if choice eq g3 goto graf3
if choice eq m goto menu
label graficar
hcopy on

```

```

split 3 2
area 1 1
ashow f[ms7]
text'f (Hz)'
area 2 1
axes h 0 Tsim v 0.4 1
show pm[t3] pt[b2]-mark
text'1) Pm, 2) Pt (p.u.)'
area 1 2
ashow Pe[ms7]
text'Pe (p.u.)'
area 2 2
ashow pla[ms7]
text'PL (p.u.)'
area 3 1
ashow pit[ms7]
text'PIt (p.u.)'
area 3 2
ashow It[ms7]
text'It (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'Mas graficas, s) n)?'
read choice name
if choice eq s goto grafica2
goto menu
label grafica2
hcopy on
split 3 1
area 1 1
ashow Efd[se7]
text'Efd [p.u.]'
area 2 1
ashow Vt[ms7]
text'Vt [p.u.]'
area 3 1
ashow Qe [ms7]
text'Qe (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps

```

```

write'Mas graficas, s) n)?'
read choice name
if choice eq s goto graf3
goto menu
label graf3
hcopy on
split 2 2
area 1 1
ashow ms[b2]
text'ms (p.u.)'
area 2 1
ashow mpe[t3]
text'mp (p.u.)'
area 1 2
ashow CVp[t3]
text'CVp (p.u.)'
area 2 2
ashow Pp[t3]
text'Pp (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'g1) g2) g3) Mas graficas?, m) menu?'
read choice name
if choice eq g1 goto graficar
if choice eq g2 goto grafica2
if choice eq g3 goto graf3
if choice eq m goto menu
label ps
write'como quieres que se llame el archivo PS de tu ultima grafica?'
read file name
hcopy/file
write'g1) g2) g3) g4) Mas graficas?, m) menu?'
read choice name
if choice eq g1 goto graficar
if choice eq g2 goto grafica2
if choice eq g3 goto graf3
if choice eq g4 goto graf4
if choice eq m goto menu
label s
END

```

B.2 Archivos CONTINUOUS SYSTEM de los subsistemas de la planta

B.2.1 Máquina Síncrona, MS1.T

CONTINUOUS SYSTEM ms1

"Maquina sincrona - bus infinito. Modelo IV

"Archivo: ms1.t 28-IV-93

INPUT Efd Pm wref

OUTPUT It Vt Ifd w

STATE Eqt Edt xdelta xw

DER dEqt dEdt dxdelta dxw

TIME t

w=xw

werr=abs(wref-w)

A1=xdelta-2*pi

A2=xdelta+2*pi

delta=if(xdelta>2*pi)then A1 else if(xdelta<-2*pi)then A2 else xdelta

del = delta*(180/pi)

c11 = re + r - (1/2)*(Xqt - Xdt)*sin(2*delta)

c12 = -Xe - Xqt*(sin(delta)*sin(delta))-Xdt*(cos(delta)*cos(delta))

c21 = Xe + Xqt*(cos(delta)*cos(delta)) + Xdt*(sin(delta)*sin(delta))

c22 = re + r + cos(delta)*sin(delta)*(Xqt-Xdt)

dc = c11*c22 - c21*c12

c11i = c22/dc

c12i = -c12/dc

c21i = -c21/dc

c22i = c11/dc

Ir = c11i*(Ert - VIr) + c12i*(Eit - VIi)

Ii = c21i*(Ert - VIr) + c22i*(Eit - VIi)

Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)

Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)

Vq = Vr*cos(delta) + Vi*sin(delta)

Ert = Eqt*cos(delta)-Edt*sin(delta)

Eit = Eqt*sin(delta)+Edt*cos(delta)

Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))

It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))

Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))

Pe = Vr*Ir + Vi*Ii

Qe = Vi*Ir - Vr*Ii

"Xe = if(werr<Es)and(wref>0)then 0.08 else 1000000

Xe = if(t>td)then Xed else 0.08

Vr = if (t>Ti and t<Tf) then 0 else Ir*re - Ii*Xe + VIr

Vi = if (t>Ti and t<Tf) then 0 else Ir*Xe + Ii*re + VIi

```

Ifd = Eqd/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - XI
Lf = Rf * Tdo
f=w/(2*pi)
dxw = (1/M)*(Pm - Pe)
dxdelta = xw - wref
dEqd = (-1/Tdo)*(Efd + Eqd - (Xd - Xdt)*Id)
dEdt = (-1/Tqo)*(Edt + (Xq - Xqt)*Iq)
Vlr : 1.0 "p.u.
Vli : 0.0 "p.u.
pi : 3.14159265358979
" Tabla D.3, F8 de la ref. [8] del Proyecto I.
MVA : 160.0
WR : 634.0
Es : 1.0 "error de sincronizacion (rad/seg)
Ev : 0.1 "error de voltaje sincronizacion (p.u.)
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=M/(pi*fo) H=11 seg
r : 0.0 "p.u.
re : 0.00 "p.u.
XI : 0.15 "p.u.
Rf : 0.15 "p.u.
Xed : 0.08 "p.u.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Td : 0.05 "segs.
Ti : 0.05 "segs.
Tf : 0.05 "segs.
Xd : 1.7 "p.u.
Xq : 1.64 "p.u.
Xdt : 0.245 "p.u.
Xqt : 0.38 "p.u.
Eqd : 0 "p.u.
Edt : 0 "p.u.
xdelta: 0 "rad
xw : 0 "rad/seg
END
□

```

B.2.2 Máquina Síncrona, MS2.T

CONTINUOUS SYSTEM ms2

"Modelo IV incluyendo carga conectada en terminales del generador

"y conectado a la barra infinita.

"Archivo: ms2.t

"20-V-93

INPUT Efd Pm wref

OUTPUT It Vt Ifd w

STATE Eqt Edt delta xw

DER dEqt dEdt ddelta dxw

TIME t

$$dEqt = (-1/Tdo)*(Efd + Eqt - (Xd - Xdt)*Id)$$

$$dEdt = (-1/Tqo)*(Edt + (Xq - Xqt)*Iq)$$

$$ddelta = xw - wref$$

$$dxw = (1/M)*(Pm - Pe)$$

$$del = delta * (180/3.1416)$$

$$f = w/(2*pi)$$

$$w = xw$$

$$nr = ((Re*RL + Xe*XL)/(RL*RL + XL*XL)) + 1$$

$$ni = ((RL*Xe - Re*XL)/(RL*RL + XL*XL))$$

$$Zg11 = -r + (Xqt - Xdt)*sin(delta)*cos(delta)$$

$$Zg12 = Xqt*sin(delta)*sin(delta) + Xdt*cos(delta)*cos(delta)$$

$$Zg21 = -Xqt*cos(delta)*cos(delta) - Xdt*sin(delta)*sin(delta)$$

$$Zg22 = -r - (Xqt - Xdt)*sin(delta)*cos(delta)$$

$$z11 = Re - nr*Zg11 + ni*Zg21$$

$$z12 = -Xe - nr*Zg12 + ni*Zg22$$

$$z21 = Xe - ni*Zg11 - nr*Zg21$$

$$z22 = Re - ni*Zg12 - nr*Zg22$$

$$dze = z11*z22 - z21*z12$$

$$ze11 = z22/dze$$

$$ze12 = -z12/dze$$

$$ze21 = -z21/dze$$

$$ze22 = z11/dze$$

$$Ir = (nr*ze11 + ni*ze12)*Ert - (ni*ze11 - nr*ze12)*Eit - ze11*Vr - ze12*Vi$$

$$Ii = (nr*ze21 + ni*ze22)*Ert - (ni*ze21 - nr*ze22)*Eit - ze21*Vr - ze22*Vi$$

$$Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)$$

$$Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)$$

$$Ert = Eqt*cos(delta) - Edt*sin(delta)$$

$$Eit = Eqt*sin(delta) + Edt*cos(delta)$$

$$Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))$$

$$It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))$$

$$Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))$$

$$dN = ni*ni + nr*nr$$

```

n1 = nr/dN
n2 = ni/dN
n3 = -ni/dN
n4 = nr/dN
Vr=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Vraux
Vi=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Viaux
Vraux=(n1*Re+n2*Xe)*Ir+(n2*Re-n1*Xe)*Ii+VIr
Viaux=(n3*Re+n4*Xe)*Ir+(n4*Re-n3*Xe)*Ii+VVi
Pe = Vr*Ir + Vi*Ii
Qe = Vi*Ir - Vr*Ii
Iitr = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vlr-Vr)*Re + (Vli - Vi)*Xe)
Iiti = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vli-Vi)*Re - (Vlr - Vr)*Xe)
Plt = Vlr*Iitr + Vli*Iiti
Qlt = Vli*Iitr - Vlr*Iiti
Qtl = Vi*(-Iitr) - Vr*(-Iiti)
ILr = Ir + Iitr
ILi = Ii + Iiti
PLa = Vr*ILr + Vi*ILi "En base a los voltajes y corrientes de la red.
QLa = Vi*ILr - Vr*ILi
PLc = Pe + Plt
QLc = Qe - Qtl "Comprobacion del balance de potencia
XL = if(t>Ti2 and t<Tf2) then XLd else 0.6
RL = if(t>Ti2 and t<Tf2) then RLd else 0.3
Xe = if(t>Ti3 and t<Tf3) then Xed else 0.2
Ifd = Eqd/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - XII
Lf = Rf * Tdo
Vlr : 1.0 "p.u.
Vli : 0.0 "p.u.
pi : 3.14159265358979 "[
"Tabla D.3 de la ref. [8]
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=3 seg
Rf : 0.15 "p.u.
Xll : 0.15 "p.u. dispersion
r : 0.0 "p.u.
Re : 0.00 "p.u.
Xed : 0.2 "p.u.
XLd : 0.6 "p.u.
RLd : 0.3 "p.u.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Td : 0.5 "segs.
Ti1 : 0.0 "segs. cc. 3f
Tf1 : 0.0 "segs. cc. 3f

```

```

Ti2 : 0.0      "segs. cambio de carga
Tf2 : 0.0      "segs. cambio de carga
Ti3 : 0.0      "segs. cambio de reactancia exterior
Tf3 : 0.0      "segs. cambio de reactancia exterior
Xd  : 1.7      "p.u.
Xq  : 1.64     "p.u.
Xdt : 0.245    "p.u.
Xqt : 0.38     "p.u.
Eq  : 0        "p.u.
Ed  : 0        "p.u.
delta : 0      "radianes
xw  : 0        "rad/seg
END
□

```

B.2.3 Máquina Síncrona, MS3.T

CONTINUOUS SYSTEM ms3

"Modelo IV operando en forma independiente de la Cia. de Luz.

"Carga local modelada como una impedancia constante. R,X en serie

"Disturbios que pueden simularse:

"1) Cambio de carga electrica, RL, XL

"2) Corto circuito 3f en terminales

"Archivo: ms3 t

STATE Eqt Edt delta xw

DER dEqt dEdt ddelta dxw

TIME t

INPUT Pm Efd wref

OUTPUT Vt It Ild w

w = xw

del = delta * (180/3.1416)

detZ=RL*RL + XL*XL +XL*(Xqt+Xdt) + 2*RL*r + r*r +Xdt*Xqt

Z11=(RL + r + (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta))/detZ

Z12=(XL + Xqt*sin(delta)*sin(delta) + Xdt*cos(delta)*cos(delta))/detZ

Z21=(-XL + Xqt*cos(delta)*cos(delta) + Xdt*sin(delta)*sin(delta))/detZ

Z22=(RL + r -(Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta))/detZ

Ir = Z11*Ert + Z12*Eit

Ii = Z21*Ert + Z22*Eit

Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)

Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)

Vq = Vr*cos(delta) + Vi*sin(delta)

Ert = Eqt*cos(delta)-Edt*sin(delta)

Eit = Eqt*sin(delta)+Edt*cos(delta)

```

Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))
It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))
Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))
Pe = Vr*Ir + Vi*Ii
Qe = Vi*Ir - Vr*Ii
Ifd = Eqd/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - XII
Lf = Rf * Tdo
f=w/(2*pi)
dxw = (1/M)*(Pm - Pe)
ddelta = xw - wref
dEqd = (-1/Tdo)*(Efd + Eqd - (Xd - Xdt)*Id)
dEdt = (-1/Tqo)*(Edt + (Xq - Xqt)*Iq)
pi : 3.14159265358979
"Tabla D.3 de la ref. [8]
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=11 seg
r : 0.0 "p.u.
Rf : 0.15
XII : 0.15
RL = if (t>Ti1 and t<Tf1) then RLc else 1.4
XL = if (t>Ti1 and t<Tf1) then XLc else 0.3
Vr = if (t>Ti2 and t<Tf2) then 0 else Ir*RL - Ii*XL
Vi = if (t>Ti2 and t<Tf2) then 0 else Ir*XL + Ii*RL
RLc : 1.4
XLc : 0.3
Ti1 : 0.5
Tf1 : 0.5
Ti2 : 0.05 "segs.
Tf2 : 0.05 "segs.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Xd : 1.7 "p.u.
Xq : 1.64 "p.u.
Xdt : 0.245 "p.u.
Xqt : 0.38 "p.u.
Eqd : 0.0 "p.u.
Edt : 0.0 "p.u.
delta : 0.0 "radianes
xw : 0.0 "rad/seg
END
□

```

B.2.4 Máquina Síncrona, MS6.T

CONTINUOUS SYSTEM ms6

"Archivo: ms6.t 28-IV-93

"Modelo VI de MS - barra Inf. a través de una línea

STATE Eqt Edt Fkd Fkq xw delta

DER dEqt dEdt dFkd dFkq dxw ddelta

TIME t

INPUT Efd Pm wref

OUTPUT It Vt Ifd w

w = xw

 $f = w / (2 * \pi)$

rx = re + ra

X1 = Xdt - Xds

X2 = Xd - Xdt

X3 = Xdt - Xl

X4 = Xds - Xl

X5 = Xqt - Xqs

X6 = Xq - Xqt

X7 = Xqt - Xl

X8 = Xqs - Xl

Xm = Xe * X4 / X3

Xn = X1 * Xe / X3

Xo = Xds * Xe

Xp = rx * X8 / X7

Xr = rx * X5 / X7

Xs = rx * Xqs

r1 = rx * X4 / X3

r2 = rx * X1 / X3

r3 = rx * Xds

r4 = Xe * X8 / X7

r5 = Xe * X5 / X7

r6 = Xe * Xqs

VI = sqrt(V1d * V1d + V2q * V2q)

V1d = VI * sin(delta)

V1q = VI * cos(delta)

Vinf = sqrt(V1d * V1d + V1q * V1q)

D = rx * rx + Xe * Xe

DETA = D * D + D * (r6 + Xo) + Xo * r6

a11 = (D + r6) / DETA

a12 = -Xs / DETA

a21 = -r3 / DETA

a22 = (D + Xo) / DETA

Cid = (Xm * Eqt - Xp * Edt + Xn * Fkd - Xr * Fkq - Xe * V1q - rx * V1d)

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$Ciq = (r1 * Eqt + r4 * Edt + r2 * Fkd + r5 * Fkq - rx * VIq + Xe * VId)$
 $id = a11 * Cid + a12 * Ciq$
 $iq = a21 * Cid + a22 * Ciq$
 $it = \text{sqrt}(id * id + iq * iq)$
 $Fd = (1/X3) * (Eqt * X4 + Fkd * X1) - id * Xds$
 $Fq = (1/X7) * (Edt * X8 + Fkq * X5) - iq * Xqs$
 $Pe = Vd * id + Vq * iq$
 $Qe = Vd * Iq - Vq * Id$
 $Vd = \text{if}(t > Ti2 \text{ and } t < Tf2) \text{ then } 0 \text{ else } -Fq * (w/wo)$
 $Vq = \text{if}(t > Ti2 \text{ and } t < Tf2) \text{ then } 0 \text{ else } Fd * (w/wo)$
 $Vt = \text{sqrt}(Vd * Vd + Vq * Vq)$
 $\text{del} = \text{delta} * (180/\text{pi})$
 $Ifd = Eqt/Xmd - (Xmd/Lf) * id$
 $Xmd = Xd - Xl$
 $Lf = Rf * Tdot$
 $H = WR/MVA \text{ "segundos"}$
 $Fs = As * \text{exp}(Bs * Eqt) \text{ "funcion de saturacion de la maquina"}$
 $XadIfd = (X1 * X2 / (X3 * X3)) * (Eqt - Fkd + id * (X3 * X4 / X1)) + Fs$
 $XaqIlq = (X5 * X6 / (X7 * X7)) * (Edt - Fkq + iq * (X7 * X8 / X5)) + Edt$
 $dEq = (1/Tdot) * (Efd - XadIfd)$
 $dEdt = (1/Tqot) * (-XaqIlq)$
 $dFkd = (1/Tdos) * (Eqt - Fkd - id * (Xdt - Xl))$
 $dFkq = (1/Tqos) * (Edt - Fkq - iq * (Xqt - Xl))$
 $dxw = (wo / (2 * H)) * (Pm - Pe)$
 $d\text{delta} = xw - wref$

"Parametros de la maquina (Tabla D.2 Anderson)

"Unit no. H9 (Hydro Unit), Rated MVA 86, Rated KV 13.6, Rated PF 0.90

MVA : 86.0

$wo = 2 * \text{pi} * 60$

ra : 0.0

Xl : 0.14

Xd : 1.05

Xdt : 0.32

Xds : 0.258

Rf : 0.15 "p.u.

Tdot: 4.0

Tdos: 0.051

Xq : 0.67

Xqt : 0.67

Xqs : 0.306

Tqot: 0.0001

Tqos: 0.033

WR : 233.0 "MW*s

pi : 3.14159265358979

```

As : 0.0
Bs : 0.0
"Condiciones iniciales
Eqt : 0.0
Edt : 0.0
Fkd : 0.0
Fkq : 0.0
xw : 0.0 "rad/seg
delta: 0.0 "radianes
"Parametros de la linea
re : 0.0
Ti1 : 0
Tf1 : 0
Ti2 : 0
Tf2 : 0
Ti3 : 0
Tf3 : 0
Xe = if (t>Ti3 and t<Tf3) then Xep1 else Xep2
V1d = if (t>Ti1 and t<Tf1) then V1dp1 else V1dp2
V2q = if (t>Ti1 and t<Tf1) then V2qp1 else V2qp2
Xep1 : 0.2
Xep2 : 0.2
V1dp1 : 0.45
V2qp1 : 0.90
V1dp2 : 0.45
V2qp2 : 0.90
END
□

```

B.2.5 Máquina Síncrona, MS7.T

CONTINUOUS SYSTEM ms7

"Modelo IV incluyendo carga conectada en terminales del generador

"y conectado a la barra infinita.

"Archivo: ms7.t

"29-X-93

INPUT E_{fd} P_m w_{ref} R_L X_L

OUTPUT I_t V_t I_{fd} w

STATE E_{qt} E_{dt} delta x_w

DER dE_{qt} dE_{dt} ddelta dx_w

TIME t

dE_{qt} = (-1/T_{do})*(E_{fd} + E_{qt} - (X_d - X_{dt})*I_d)

dE_{dt} = (-1/T_{qo})*(E_{dt} + (X_q - X_{qt})*I_q)

ddelta = x_w - w_{ref}

$dxw = (1/M)*(Pm - Pe)$
 $del = delta * (180/3.1416)$
 $f = w/(2*pi)$
 $w = xw$
 $nr = ((Re*RL+Xe*XL)/(RL*RL+XL*XL))+1$
 $ni = ((RL*Xe-Re*XL)/(RL*RL+XL*XL))$
 $Zg11 = -r + (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta)$
 $Zg12 = Xqt*sin(delta)*sin(delta) + Xdt*cos(delta)*cos(delta)$
 $Zg21 = -Xqt*cos(delta)*cos(delta) - Xdt*sin(delta)*sin(delta)$
 $Zg22 = -r - (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta)$
 $z11 = Re - nr*Zg11 + ni*Zg21$
 $z12 = -Xe - nr*Zg12 + ni*Zg22$
 $z21 = Xe - ni*Zg11 - nr*Zg21$
 $z22 = Re - ni*Zg12 - nr*Zg22$
 $dze = z11*z22 - z21*z12$
 $ze11 = z22/dze$
 $ze12 = -z12/dze$
 $ze21 = -z21/dze$
 $ze22 = z11/dze$
 $Ir = (nr*ze11+ni*ze12)*Ert-(ni*ze11-nr*ze12)*Eit-ze11*Vlr-ze12*Vli$
 $Ii = (nr*ze21+ni*ze22)*Ert-(ni*ze21-nr*ze22)*Eit-ze21*Vlr-ze22*Vli$
 $Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)$
 $Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)$
 $Ert = Eqt*cos(delta)-Edt*sin(delta)$
 $Eit = Eqt*sin(delta)+Edt*cos(delta)$
 $Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))$
 $It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))$
 $Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))$
 $dN = ni*ni + nr*nr$
 $n1 = nr/dN$
 $n2 = ni/dN$
 $n3 = -ni/dN$
 $n4 = nr/dN$
 $Vr=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Vraux$
 $Vi=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Viaux$
 $Vraux=(n1*Re+n2*Xe)*Ir+(n2*Re-n1*Xe)*Ii+Vlr$
 $Viaux=(n3*Re+n4*Xe)*Ir+(n4*Re-n3*Xe)*Ii+Vli$
 $Pe = Vr*Ir + Vi*Ii$
 $Qe = Vi*Ir - Vr*Ii$
 $Iltr = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vlr-Vr)*Re + (Vli - Vi)*Xe)$
 $Ilti = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vli-Vi)*Re - (Vlr - Vr)*Xe)$
 $Plt = Vlr*Iltr + Vli*Ilti$
 $Qlt = Vli*Iltr - Vlr*Ilti$
 $QtI = Vi*(-Iltr) - Vr*(-Ilti)$

```

ILr = Ir + Itr
ILi = li + Ili
PLa = Vr*ILr + Vi*ILi "En base a los voltajes y corrientes de la red.
QLa = Vi*ILr - Vr*ILi
PLc = Pe + Pit
QLc = Qe - Qti "Comprobacion del balance de potencia
Xe = if(t>Ti3 and t<Tf3) then Xed else 0.2
Ifd = Eqd/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - Xll
Lf = Rf * Tdo
Vlr = if(t>Ti4 and t<Tf4) then Vlr0 else 1.0 "p.u.
Vli = if(t>Ti4 and t<Tf4) then Vli0 else 0.0 "p.u.
Ti4 : 0.0
Tf4 : 0.0
Vlr0 : 1.0
Vli0 : 0.0
pi : 3.14159265358979 "[]
"Tabla D.3 de la ref. [8]
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=3 seg
Rf : 0.15 "p.u.
Xll : 0.15 "p.u. dispersion
r : 0.0 "p.u.
Re : 0.00 "p.u.
Xed : 0.2 "p.u.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Td : 0.5 "segs.
Ti1 : 0.0 "segs. cc. 3f
Tf1 : 0.0 "segs. cc. 3f
Ti3 : 0.0 "segs. cambio de reactancia exterior
Tf3 : 0.0 "segs. cambio de reactancia exterior
Xd : 1.7 "p.u.
Xq : 1.64 "p.u.
Xdt : 0.245 "p.u.
Xqt : 0.38 "p.u.
Eqd : 0 "p.u.
Edt : 0 "p.u.
delta : 0 "radianes
xw : 0 "rad/seg
END
□

```

B.2.6 Sistema excitador, SE1.T

```

CONTINUOUS SYSTEM se1
"Sistema de Excitacion DC1-DC del IEEE
"Archivo: se1.t 28-IV-93
STATE Vrr xEfd Vf X2
DER dVrr dxEfd dVf dX2
TIME t
INPUT Vt Vs Vref
OUTPUT Efd
Efd=xEfd
X1 = V1*(Tc/Tb)
V2 = X1 + X2
V1 = Vref - Vt - Vs - Vf
V3 = Vrr - (SE + Ke)*xEfd
SE = A*exp(B*xEfd)
u=Ka*V2
VFE=(SE+Ke)*xEfd
ff = (1/Ta)*(Ka*V2 - Vrr)
dVrr=if(ff>0)and(Vrr>VRmax)then 0 else if(ff<0)and(Vrr<VRmin)then 0 else ff
dxEfd = (1/Te)*(V3)
dVf = (1/Tf)*(Kf/Te)*V3 - Vf)
dX2 = (1/Tb)*((1-(Tc/Tb))*V1 - X2)
"Sistema de excitacion NA101 RR=0.50
Tr : 0.06
Ka : 25
Ta : 0.2
VRmax : 1.00
VRmin : -1.00
Ke : -0.0497
Te : 0.56
A : 0.0013
B : 1.3547
Efdmax : 4.02
Efdmin : -4.02
Kf : 0.0896
Tf : 0.35
Tb : 1.0
Tc : 1.0
xEfd : 0.0 "p.u.
Vrr : 0.0 "p.u.
Vf : 0.0 "p.u.
X2 : 0.0 "p.u.
END

```

B.2.7 Sistema excitador, SE7.T

CONTINUOUS SYSTEM se7 "Sistema de Excitacion AC4 del IEEE

"Archivo: se7.t

STATE Vrr X2

DER dVrr dX2

TIME t

INPUT Vt Vref Vs

OUTPUT Efd

vv = Ka*V3

vyy= (Tb-Tc)*Vy

Verr = Vref - Vt

V1 = Verr + Vs

Vy = if (V1>Vimax) then Vimax else if (V1 < Vimin) then Vimin else V1

X1 =Tc*Vy/Tb

V3 =X1 + X2

Efdmax=Vrmax-Kc*Ifd

Efdmin=Vrmin-Kc*Ifd

Efd=if(Vrr>Efdmax) then Efdmax else if(Vrr < Efdmin) then Efdmin else Vrr

dVrr = (1/Ta) * (Ka * V3 - Vrr)

dX2 = (1/(Tb*Tb))*((Tb-Tc)*Vy - Tb*X2)

Ka : 137

Ta : 0.89

Vrmax : 3

Vrmin :-3

Kc : 0.1

Tb : 0.06

Tc : 0.173

Vpss : 0.0

Vimin :-2

Vimax : 2

Vrr : 0.0 "p.u.

X2 : 0.0 "p.u.

END

□

B.2.8 Sistema Excitador, SE8.T

CONTINUOUS SYSTEM se8 "SE tipo ST1 del IEEE

"Archivo: se8.t

STATE x2 v4 vf

DER dx2 dv4 dvf

TIME t

INPUT Vref Vt Vs Ifd

OUTPUT Efd

$V1 = Vref - Vt + Vs - Vf$

$V2 = \text{if}(V1 > VImax) \text{ then } VImax \text{ else if}(V1 < VImin) \text{ then } VImin \text{ else } V1$

$x1 = V2 * (Tc / Tb)$

$V3 = X1 + X2$

$Efdmax = Vt * Vrmax - Kc * Ifd$

$Efdmin = Vt * Vrmin - Kc * Ifd$

$Efd = \text{if}(V4 > Efdmax) \text{ then } Efdmax \text{ else if}(V4 < Efdmin) \text{ then } Efdmin \text{ else } V4$

$dx2 = (1 / (Tb * Tb)) * ((Tb - Tc) * V2 - Tb * X2)$

$dV4 = (1 / Ta) * (Ka * V3 - V4)$

$dVf = (1 / Tf) * ((Kf / Ta) * (Ka * V3 - V4) - Vf)$

VImax : 5.15

VImin : -5.15

Vrmax : 5.15

Vrmin : -5.15

Ta : 0.2

Tb : 10

Tc : 1

Tf : 1

Ka : 400

Kf : 0.1

Kc : 0.0

"Condiciones iniciales del excitador

x2 : 0.0

Vf : 0.0

V4 : 0.0

END

□

B.2.9 Estabilizador de potencia, PSS2.T

CONTINUOUS SYSTEM pss2

"Archivo: pss2.t

"Sistema estabilizador con entrada de velocidad

STATE z1 z2

DER dz1 dz2

TIME t

INPUT w

OUTPUT Vs

 $y1 = w$ $y2 = z2 + z3$ $z3 = KS*(T1/T2)*y1$ $Vs = \text{if } (y2 > VS_{max}) \text{ then } VS_{max} \text{ else if } (y2 < VS_{min}) \text{ then } VS_{min} \text{ else } y2$ $dz1 = (1/T0)*y1$ $dz2 = (1/T2)*(KS*(1-(T1/T2))*y1 - z2)$

To : 3.0

T1 : 2.0

T2 : 0.1

KS : 3.0

VSmin : -0.05

VSmax : 0.05

z1 : 0.0

z2 : 0.0

END

□

B.2.10 Turbina CP, T1.T

CONTINUOUS SYSTEM t1

state x

der dx

"Archivo t1.t

"29-IV-93

"Modelo dinamico de la turbina (CP)

 $" 1*(0 \ 0 \ 1)/(0 \ 0.3 \ 1); 0s; 0 \ 0$

input Pgv

output Pm

 $dx = -x/Tt + Pgv$ $Pm = x/Tt$

Tt: 0.3

END

□

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

B.2.11 Turbina CP considerando efecto de la caldera, T2.T

```

CONTINUOUS SYSTEM t2
state x
der dx
"Archivo t2.t
"11-VI-93
"Modelo dinamico de la turbina (CP) considerando efecto de la caldera
" 1*(0 0 1)/(0 0.3 1); 0s; 0 0
input ms
output Pm
dx=-x/Tt+ms
Pm=x/Tt
Tt: 0.3
end

```

B.2.12 Turbina EC, T3.T

```

CONTINUOUS SYSTEM t3
state x1 x2
der dx1 dx2
"Archivo t3.t
"13-VII-93
"Modelo dinamico de la turbina (EC) considerando efecto de la caldera
" 1*(0 0 1)/(0 0.3 1); 0s; 0 0
input ms
output Pm
mp=CVp*Pp
CVp=if (t>td2)and(t<td1)then CVpo else CVp1
dx1=-x1/T1+ms
dx2=-x2/T2+mp
Pm1=x1/T1
Pm2=x/2T2
Pm=Pm1+Pm2
T1: 0.3
T2: 0.3
Pp: 0.25
CVpo: 1.0
CVp1: 0.0
END
□

```

B.2.13 Sistema gobernador de velocidad, SG1.T

CONTINUOUS SYSTEM sg1

"Archivo: sg1.t 28-IV-93

"Sistema gobernador de velocidad

"Entradas: Nref; velocidad de referencia (rpm)

" polos; numero de polos del generador []

" Po; condición inicial

" w; velocidad actual del turbo-generador (rad/seg)

"Salidas: Pgv; Potencia a la entrada de la turbina (p.u.)

INPUT Nref Po w polos

OUTPUT Pgv wref

STATE x2 P4

DER dx2 dP4

TIME t

wref=Nref*(polos/2)*(pi/30) " rad/seg

werr=wref-w

x1=K*(T2/T1)*werr

dx2=(1/T1)*(K*werr-x1-x2)

P1=x1+x2

Perr=Po+P1-Pgv

P2=Perr/T3

P3=max(min(P2,Pup),Pdown)

dP4=P3

Pgv=MAX(MIN(P4,Pmax),Pmin)

"Parametros del SG DEH Control System (Westinghouse), ref.[102]

T1 : 7.5 "segs.

T2 : 2.8 "segs.

T3 : 0.1 "segs.

K : 20.0 "p.u. (R=0.05, K=1/R)

pi : 3.1416

Pdown :-0.4

Pup : 0.5

Pmax : 1.0

Pmin : 0.0

P4 : 0

x2 : 0

END

□

B.2.14 Sistema gobernador de velocidad incluyendo efecto de caldera, SG2.T

CONTINUOUS SYSTEM sg2

"Archivo: sg2.t 11-VI-93

"Sistema gobernador de velocidad

"Entradas: Nref, velocidad de referencia (rpm)

" polos; numero de polos del generador []

" CVo; Apertura de valvula en t=0- [p.u.]

" w; velocidad actual del turbo-generador (rad/seg)

"Salidas: CV; Apertura de las valvulas de la turbina

INPUT Nref CVo w polos

OUTPUT CV wref

STATE x2 P4

DER dx2 dP4

TIME t

wref=Nref*(polos/2)*(pi/30) "rad/seg

werr=wref-w

x1=K*(T2/T1)*werr

dx2=(1/T1)*(K*werr-x1-x2)

P1=x1+x2

Perr=CVo+P1-CV

P2=Perr/T3

P3=max(min(P2,Pup),Pdown)

dP4=P3

CV=MAX(MIN(P4,Pmax),Pmin)

"Parametros del SG DEH Control System (Westinghouse), ref.[47]

T1 : 7.5 "segs.

T2 : 2.8 "segs.

T3 : 0.1 "segs.

K : 20.0 "p.u. (R=0.05, K=1/R)

pi : 3.14159265358979

Pdown :-0.4

Pup : 0.5

Pmax : 1.0

Pmin : 0.0

P4 : 0

x2 : 0

END

□

B.2.15 Caldera tipo domo, B2.T

CONTINUOUS SYSTEM b2

"Modelo de la caldera, ref. [56], p. 758

"Archivo: b2.t

"11-VI-93

"Incluye lazo de control de presión y combustión

INPUT Pset CV

OUTPUT ms

"INPUTS

"Pset : Presión deseada

"CV : Porcentaje de apertura válvula de control

"OUTPUT

"ms : flujos de vapor a la turbina, igual a la potencia en p.u.

STATE e Pt Pd mw Q

DER de dPt dPd dmw dQ

TIME t

Perr=Pset-Pt

Pman=Kc*Perr+e

PdPt=Pd-Pt

m=if PdPt>0 then K*(sqrt(PdPt)) else 0

ms=CV*Pt

dQ=(Pman-Q)/TF

dmw=(Q-mw)/Tw

dPd=Kd*(mw-m)/Cd

dPt=(m-ms)/Csh

de=(Kc/TI)*Perr

TF : 5.0 "segs.

Tw : 6.0 "segs.

Cd : 150.0 "segs.

Csh : 10.0 "segs.

Kc : 1

TI : 10.0 "segs.

K : 3.5

Kd : 2.0

Q : 0

mw : 0

Pd : 0

Pt : 0

e : 0

END

□

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

®

B.2.16 Dos cargas R,L conectadas en paralelo, ZL1.T

CONTINUOUS SYSTEM ZL1

"Archivo ZL1.t

"29-X-93

"Modelo de la carga electrica en prefalla y postfalla

"Carga: dos impedancias R,L en paralelo

Time t

OUTPUT Zeqr Zeqi

"Prefalla: ambos alimentadores cerrados

$$Zeqr1 = (\text{SQR}(r1) * r2 + r1 * (\text{SQR}(r2) + \text{SQR}(x2)) + r2 * \text{SQR}(x1)) / \text{MagZ}$$
$$Zeqi1 = (\text{SQR}(r1) * x2 + x1 * (\text{SQR}(r2) + x2 * (x1 + x2))) / \text{MagZ}$$
$$\text{MagZ} = \text{SQR}(r1) + 2 * r1 * r2 + \text{SQR}(r2) + \text{SQR}(x1 + x2)$$
"Falla: apertura del alimentador 1 ($r1 + jx1$)

Zeqr2=r2

Zeqi2=x2

Zeqr=if(t>ti and t<tf) then Zeqr2 else Zeqr1

Zeqi=if(t>ti and t<tf) then Zeqi2 else Zeqi1

r1 : 0.5

x1 : 0.5

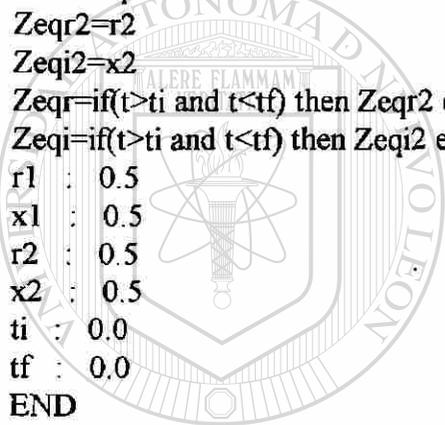
r2 : 0.5

x2 : 0.5

ti : 0.0

tf : 0.0

END



UANL

 UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 ®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

B.3 Archivos CONNECTING SYSTEM

B.3.1 Conxión de los subsistemas en el caso 5, CONN5.t

```
CONNECTING SYSTEM conn5
"Archivo conn5.t
"Conexion de los elementos del caso 5
"B2
"11-VI-93
Time t
CV[b2]=CV
CVp[b2]=1.0
Pset[b2]=Pset
CV : 1.0
CVp : 1.0
Pset : 0.0
END□
```

B.3.2 Conexión de subsistemas del caso 8, CONN8.T

```
CONNECTING SYSTEM conn8
"Archivo conn8.t
"Conexion de los elementos del caso 8
"MS2 SE7 T3 SG2 B2
"15-X-93
Time t
Nref[sg2]=Nref
polos[sg2]=polos
CVo[sg2]=CVo
w[sg2]=w[ms2]
CVp[t3]=CVp
CV[t3]=CV[sg2]
Pt[t3]=Pt[b2]
Pp[t3]=Pp
Pm[ms2]=Pm[t3]
Efd[ms2]=Efd[se7]
wref[ms2]=wref[sg2]
Vref[se7]=Vref
Vs[se7]=Vs
Vt[se7]=Vt[ms2]
Ifd[se7]=Ifd[ms2]
Pset[b2]=Pseto
CV[b2]=CV[sg2]
CVp[b2]=1.0
```

U A N L

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

®

```

Nref : 3600.0
polos : 2.0
CVo : 1.0
Pseto : 0.5
Vref : 1.0
Vs : 0.0
CVp = if (t>ti and t<tf) then CVpaux else CVps
CVpaux = if Amp*sqw(t/Prd)<0 then CVpmin else Amp*sqw(t/Prd)
CVpmin : 0.7
CVps : 1.0
ti : 0.0
tf : 0.0
Amp : 1.1
Prd : 5.0
Pp = Pt[b2]*0.3
END

```

B.3.3 Conexión de subsistemas del caso 9, CONN9.T

CONNECTING SYSTEM conn9

"Archivo conn9.t

"Conexion de los elementos del caso 3

"SG2 T2 MS6 SE1 PSS2

"21-X-93

Time t

Nref[sg2]=Nref

polos[sg2]=polos

CVo[sg2]=CVo

w[sg2]=w[ms6]

CV[t2]=CV[sg2]

Pt[t2]=Pt[b2]

CVp[t2]=CVp

Pset[b2]=if t<t1 then 0 else if t>t2 then Pset1 else Pset0

CV[b2]=CV[sg2]

CVp[b2]=CVp

Pm[ms6]=Pm[t2]

Efd[ms6]=Efd[se1]

wref[ms6]=wref[sg2]

Vref[se1]=Vref

Vs[se1]=Vs

Vt[se1]=Vt[ms6]

w[pss2]=w[ms6]

Nref: 0.0

polos: 2.0

```

CVo : 0.0
CVp = if t>tif then CVpaux else CVps
CVpaux = if Amp*sqw(t/Prd)<0 then CVpmin else Amp*sqw(t/Prd)
CVpmin: 0.5
CVps : 1.0
tif : 1.0
Amp : 1.0
Prd : 3.0 "secs
Pset0: 0.0
Pset1: 0.0
t1 : 0.0
t2 : 0.0
Vref: 0.0
Vs : 0.0
END□

```

B.3.4 Conexión de subsistemas del caso 11, CONN10.T

CONNECTING SYSTEM conn10

"Archivo conn10.t

"Conexión de los elementos del caso 10, 11, 12 y 13

"MS3

"26-X-93

Time t

Pm[ms3]=Pm

Efd[ms3]=Efd

wref[ms3]=wref

Pm : 0.0

Efd : 0.0

wref: 376.9911

END□

B.3.5 Conexión de subsistemas del caso 15, CONN15.T

CONNECTING SYSTEM conn15

"Archivo conn15.t

"Conexion de los elementos del caso 8

"MS7 ZL1 SE7 T3 SG2 B2

"29-X-93

Time t

Nref[sg2]=Nref

polos[sg2]=polos

CVo[sg2]=CVo

w[sg2]=w[ms7]

CVp[t3]=CVp

CV[t3]=CV[sg2]

Pt[t3]=Pt[b2]

Pp[t3]=Pp

Pm[ms7]=Pm[t3]

Efd[ms7]=Efd[se7]

wref[ms7]=wref[sg2]

RL[ms7]=Zeqr[ZL1]

XL[ms7]=Zeqi[ZL1]

Vref[se7]=Vref

Vs[se7]=Vs

Vt[se7]=Vt[ms7]

Ifd[se7]=Ifd[ms7]

Pset[b2]=Pseto

CV[b2]=CV[sg2]

CVp[b2]=1.0

Nref : 3600.0

polos: 2.0

CVo : 1.0

Pseto: 0.5

Vref : 1.0

Vs : 0.0

CVp = 1.0

Pp = Pt[b2]*0.3

END

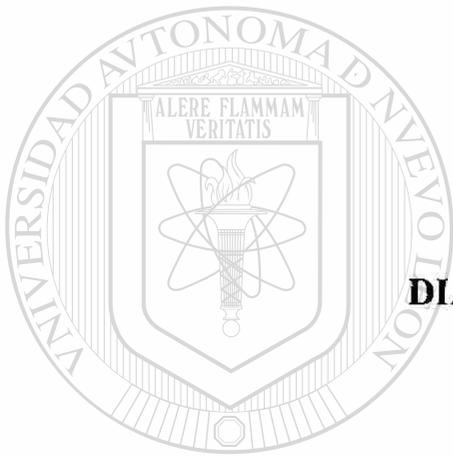
□

U A N L

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



APÉNDICE C
DIAGRAMAS DE FLUJO

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

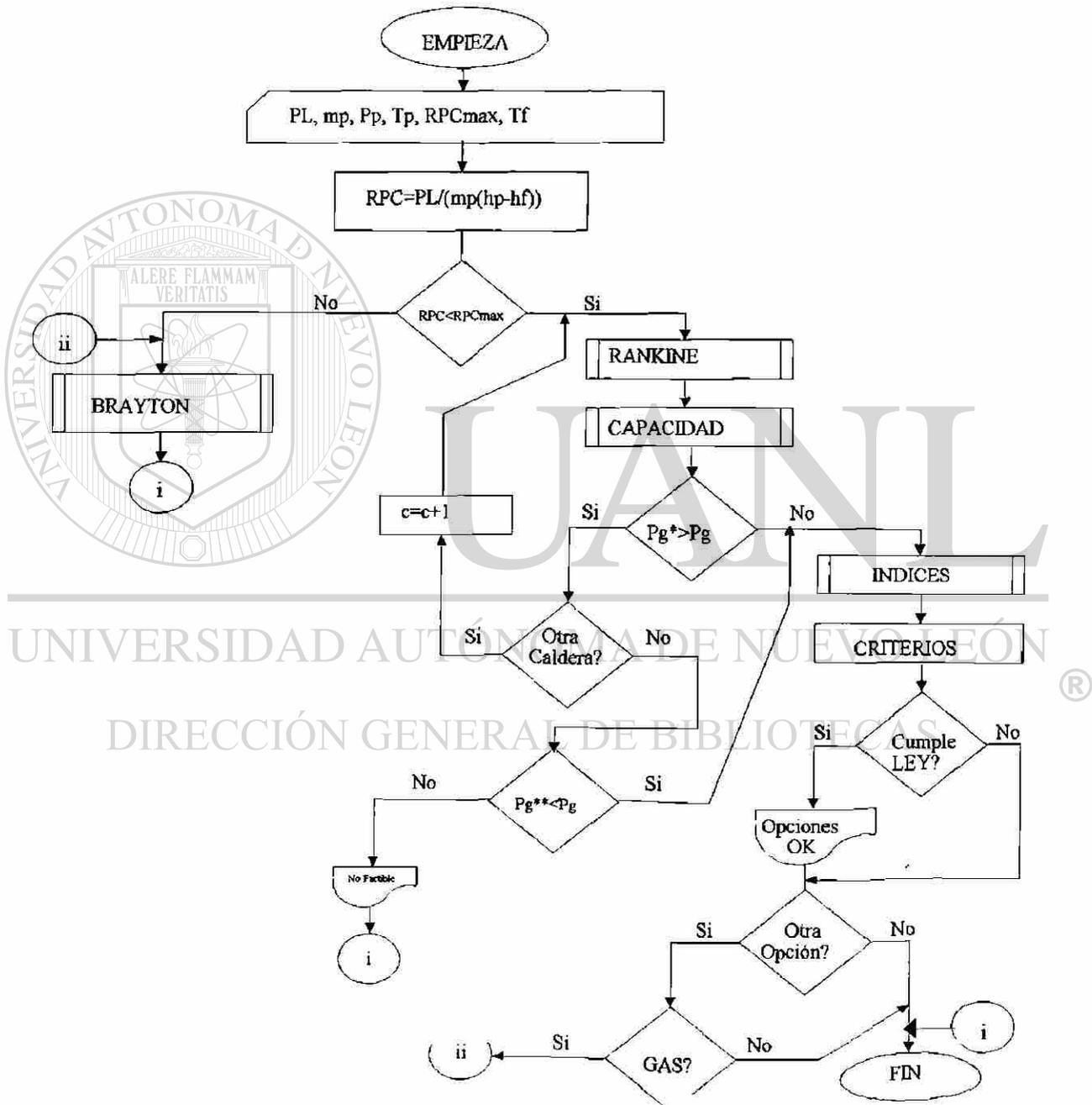
®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

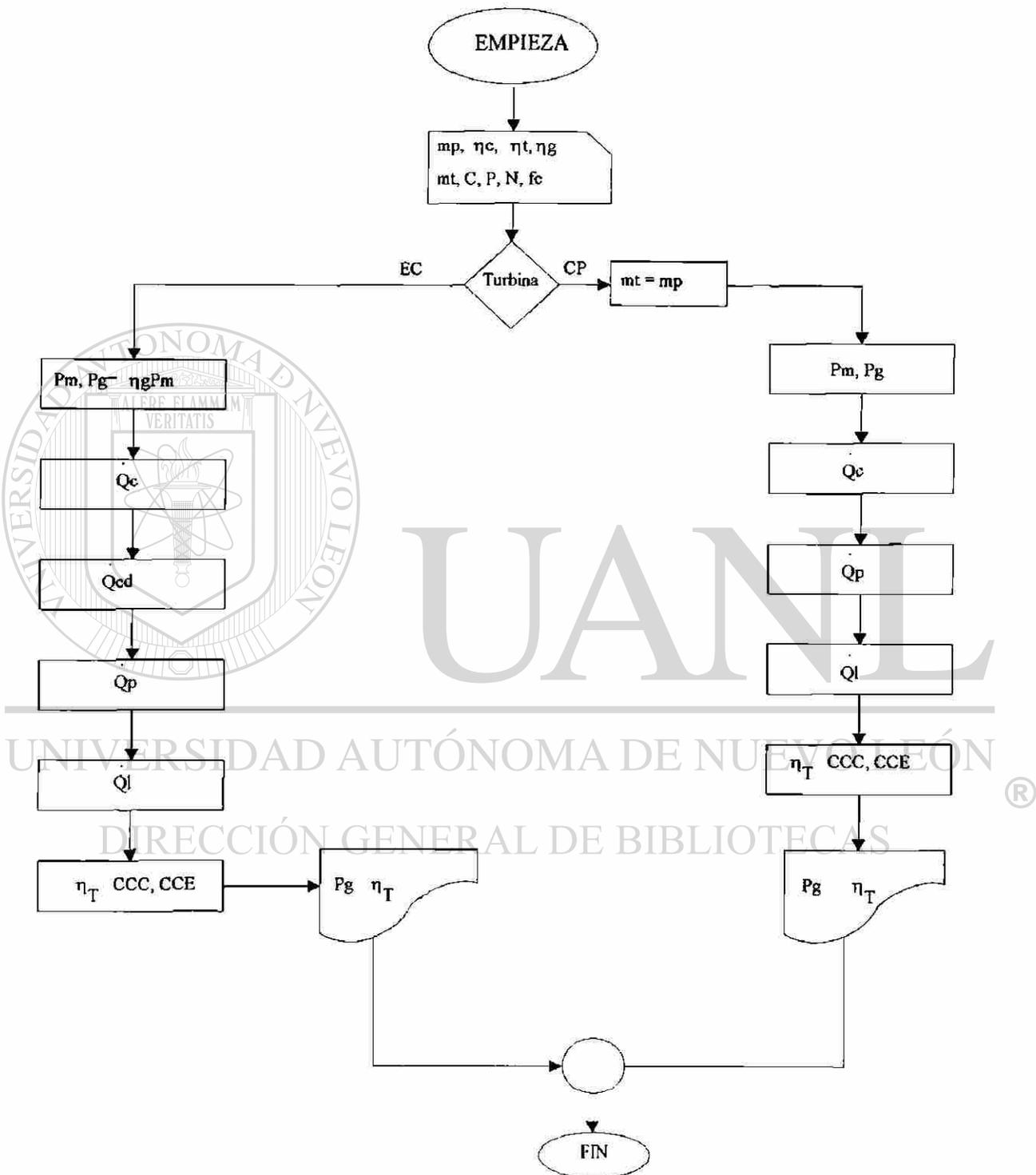
APÉNDICE C

DIAGRAMAS DE FLUJO

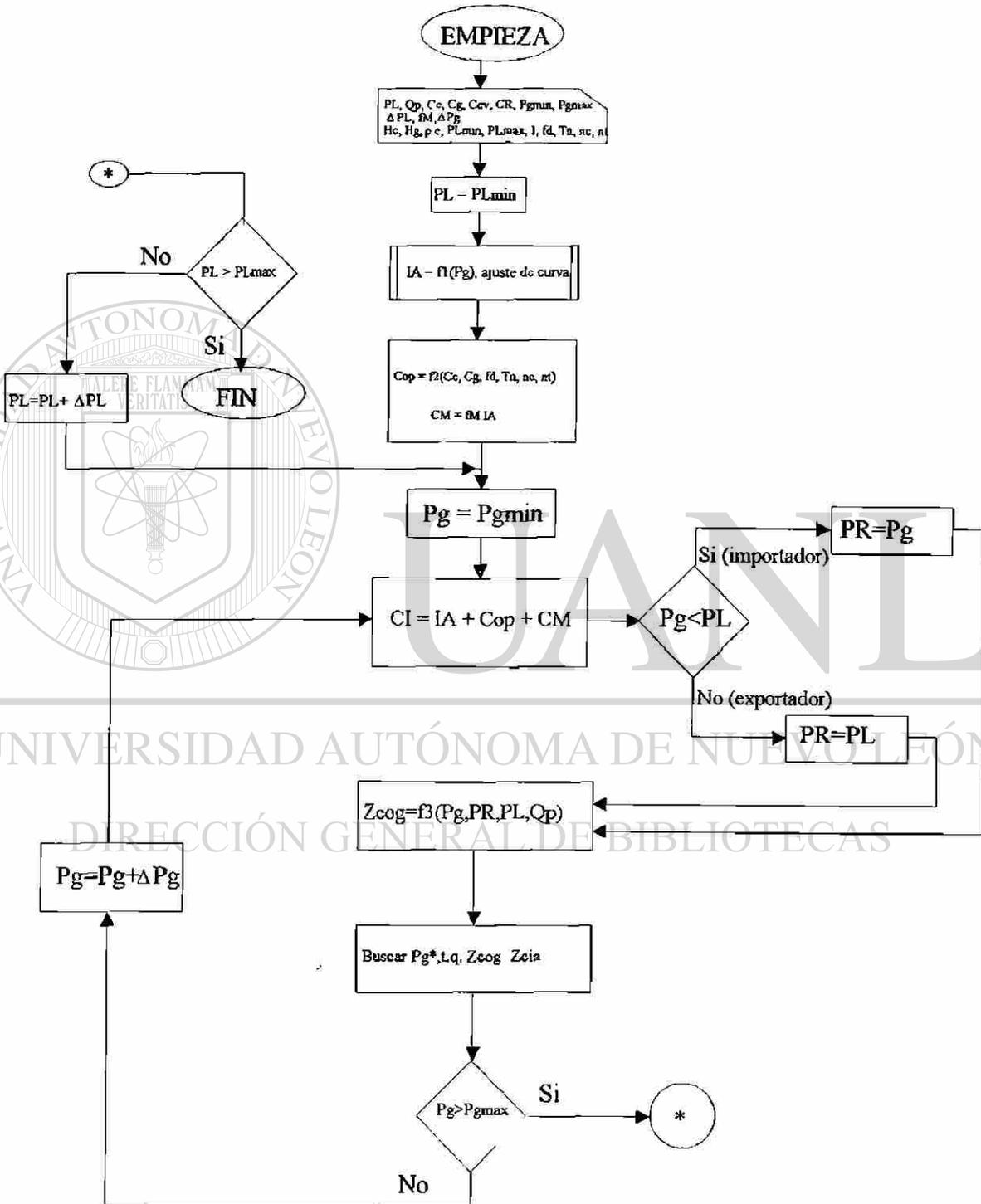
C.1 Diagrama de flujo general del análisis económico



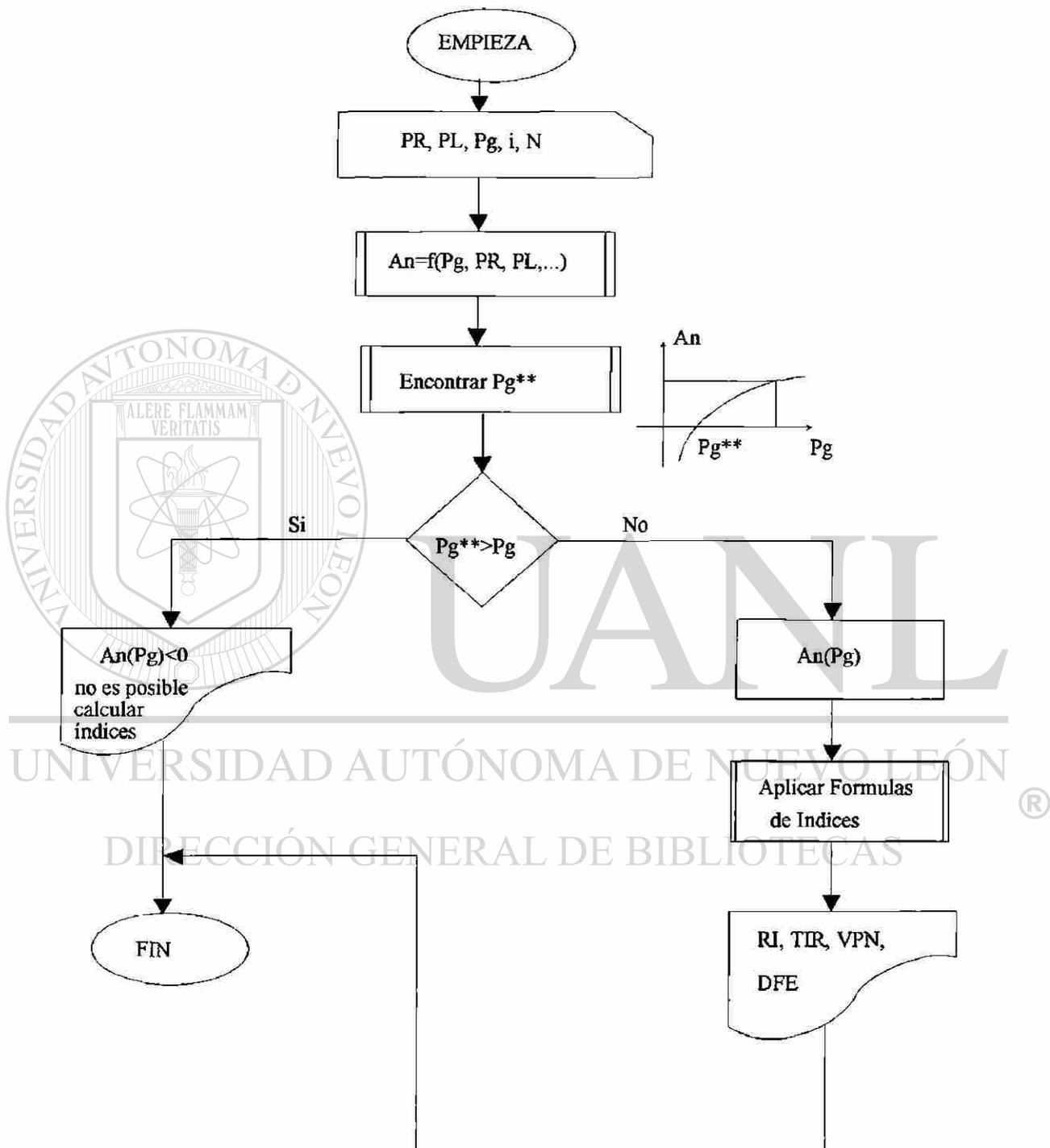
C.2 Diagrama de flujo del análisis del ciclo Rankine



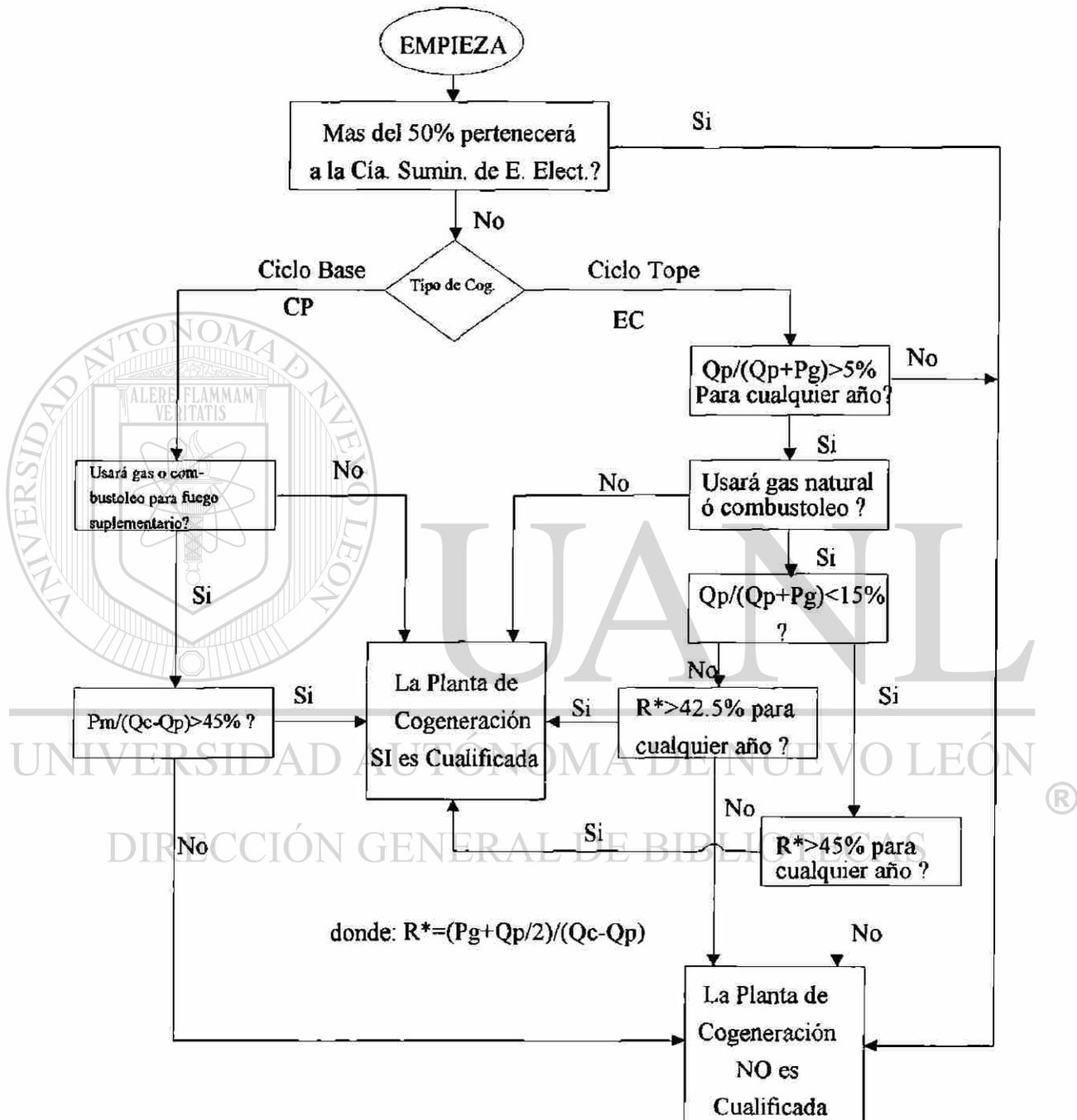
C.3 Diagrama de flujo del análisis de capacidad



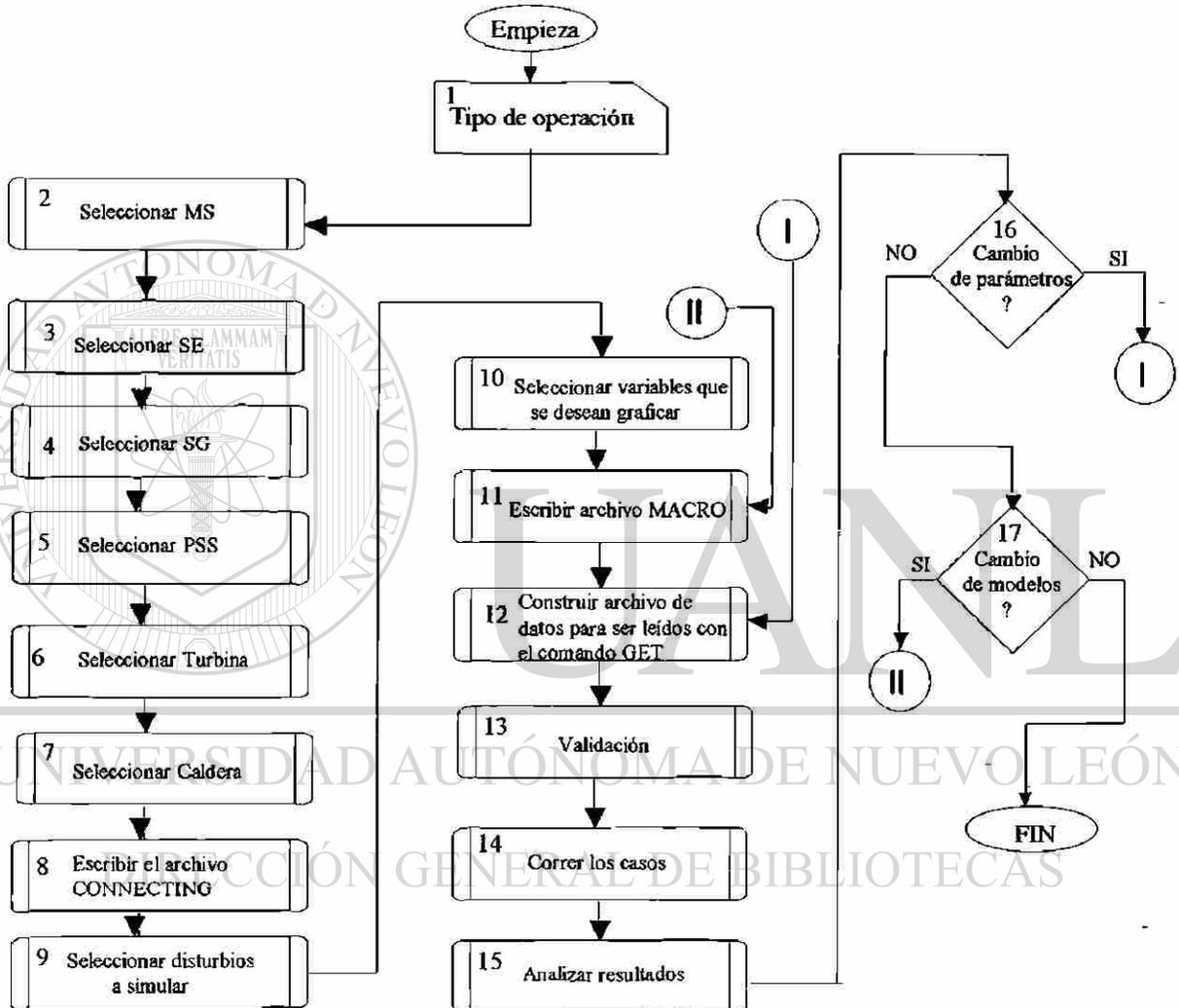
C.4 Diagrama de flujo para el cálculo de índices económicos



C.5 Diagrama de flujo de requisitos legales para instalar plantas de cogeneración



C.6 Diagrama de flujo para simular la planta





APÉNDICE D

DEDUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO DE LA TURBINA

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APÉNDICE D

DEDUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO DE LA TURBINA

El teorema del transporte de Reynolds para un volumen de control fijo y arbitrario se puede expresar de acuerdo a la ecuación D.1, [128]

$$\frac{dB_{sist}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\int_{VC} \beta \rho dV \right] + \beta \rho A V_{sal} - \beta \rho A V_{ent} \quad (D.1)$$

donde:

B_{sist}	Cantidad intrínseca al fluido pasando por el volumen de control VC, ([J])
β	B_{sist} expresada en forma intensiva, ([J/Kg])
ρ	densidad del fluido dentro del volumen de control VC, (Kg/m ³)
dV	diferencial de volumen, (m ³)
A	área perpendicular al flujo, (m ²)
V	velocidad del flujo, (m/seg)

Cuando la cantidad analizada es la masa que pasa por el volumen de control $B_{sist}=m$ y $\beta=1$. Por otro lado, en un VC, como en el caso de la cavidad de vapor a la entrada de una turbina, donde no hay sumideros ni reacciones que alteren la cantidad de masa dentro del volumen de control la masa dentro del sistema sigue siendo esencialmente la misma, por tanto $dB_{sist}/dt=0$. Ver Figura D.0.

Sustituyendo estas suposiciones en (D.1) resulta la ecuación (D.2).

$$\frac{dm}{dt} = m_e - m_s \quad (D.2)$$

donde:

dm/dt	cambios de masa con respecto al tiempo
m_e	masa entrando al volumen de control
m_s	masa saliendo del volumen de control

La ecuación (D.2) es conocida con el nombre de principio de conservación de la masa.

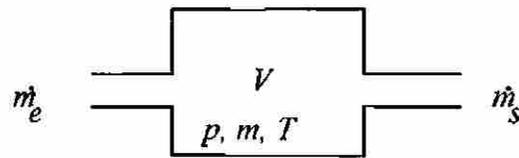


Figura D.1. Cavidad de vapor a la entrada de la turbina.

SUPOSICIÓN 1: El flujo es proporcional a la presión y su dependencia es lineal. Esto se expresa matemáticamente de acuerdo a la ecuación (D.3).

$$\dot{m}_s = \frac{P}{P_o} \dot{m}_o \quad (D.3)$$

donde:

\dot{m}_s flujo de vapor saliendo de la cavidad

\dot{m}_o flujo de vapor en el punto de operación (P_o, T_o) en condiciones estables

Derivando la ecuación (D.3) se obtiene (D.4)

$$\frac{d\dot{m}_s}{dt} = \frac{\dot{m}_o}{P_o} \frac{dP}{dt} \quad (D.4)$$

SUPOSICIÓN 2: $T \cong T_o$, temperatura aproximadamente constante en el punto de operación. Con esa suposición los cambios de masa solo dependerían de la presión. Por tanto la ecuación (D.5) sería válida bajo esta suposición dado que dT/dt sería cero.

$$\frac{dm}{dt} = \frac{\partial m}{\partial t} \frac{dP}{dt} \quad (D.5)$$

Expresando la masa dentro del volumen de control en función de la densidad del vapor la ecuación (D.5) queda expresada de acuerdo a la ecuación (D.6).

$$\frac{dm}{dt} = \frac{\partial(\rho V)}{\partial t} \frac{dP}{dt} \quad (D.6)$$

Igualando (D.2) y (D.6) resulta (D.7)

$$\frac{\partial(\rho V)}{\partial t} \frac{dP}{dt} = \dot{m}_e - \dot{m}_s \quad (\text{D.7})$$

Despejando dP/dt de (D.4) y sustituyendolo en (D.7) resulta (D.8).

$$\frac{\partial(\rho V)}{\partial t} \frac{d\dot{m}_s}{dt} \frac{P_0}{\dot{m}_0} = \dot{m}_e - \dot{m}_s \quad (\text{D.8})$$

Dado que V es constante puede salir de la derivada parcial. Por tanto se puede definir la constante de tiempo según la ecuación (D.9).

$$\tau = \frac{P_0 V}{\dot{m}_0} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (\text{D.9})$$

Como puede observarse la constante de tiempo definida por (D.9) depende de la presión y flujo másico de vapor en el punto de operación, además del volumen de la cavidad de vapor a la entrada de la turbina. Asimismo es necesario evaluar los cambios de densidad con respecto a la presión alrededor del punto de operación. Para esto se puede utilizar el diagrama de Mollier del vapor y buscar los valores de presión y densidad alrededor del punto de operación y substituir en la ecuación (D.10).

$$\frac{\partial \rho}{\partial P} \approx \frac{\Delta \rho}{\Delta P} = \frac{\rho_1 - \rho_2}{P_1 - P_2} \quad (\text{D.10})$$

Los cambios de densidad con respecto a la presión se pueden evaluar en forma analítica a través de la ecuación de estado del vapor alrededor del punto de operación. Una de las ecuaciones de estado teóricas más famosas, basada en suposiciones referentes al comportamiento molecular, es la ecuación de estado de van der Waals (D.11), [130].

$$\left(P + a\rho^2\right)\left(\frac{1}{\rho} - b\right) = RT \quad (\text{D.11})$$

Los parámetros a, b de la ecuación (D.11) se pueden encontrar en la referencia [129]. Despejando la densidad (ρ) de (D.11) y derivandola con respecto a la presión (P) es posible contar con una expresión analítica para evaluar la constante de tiempo (τ) de la ecuación (D.9).

Despejando la derivada del flujo másico a la salida del volumen de control de la ecuación (D.8) y sustituyendo (D.9) resulta la ecuación (D.11). Esta última expresión se usará en la simulación del comportamiento dinámico de la turbina. Sin embargo, comúnmente la variable de salida en la modelación de la turbina es la potencia mecánica, dado que es la variable que más interesa para evaluar su comportamiento. La potencia mecánica puede obtenerse multiplicando el flujo másico de vapor saliendo de la cavidad (Fig. 0) por el cambio de entalpía a través de la turbina. Esto lleva consigo una tercera suposición.

SUPOSICIÓN 3: Los cambios de presión y temperatura a la entrada y salida de la turbina permanecen aproximadamente constantes. Esta suposición trae como consecuencia que las entalpías del vapor a la entrada y salida en cada una de las etapas de la turbina también permanecen aproximadamente constantes, ya que su valor depende de estas propiedades, ver el análisis de ciclo Rankine hecho en el capítulo 2.

$$\frac{d\dot{m}_s}{dt} = \frac{1}{\tau} \left(\dot{m}_e - \dot{m}_s \right) \quad (\text{D.12})$$

Por tanto, de acuerdo con la suposición 3, la potencia mecánica para una turbina de una etapa se puede expresar según la ecuación (D.12).

$$P_m = \dot{m}_s k_h \quad (\text{D.13})$$

k_h definida por (D.13) es una constante igual al cambio de entalpía a través de la turbina. Si hubiese más etapas, como en el caso de una turbina EC, se deben hacer la suma de la potencia producida por las demás etapas, sin olvidar hacer las restas de flujo que son extraídas al o los procesos térmicos.

$$k_h = (h_1 - h_2) \quad (\text{D.14})$$

