



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGIA Y  
MECANICA**

**CARRERA DE INGENIERIA MECANICA.**

**TESIS DE GRADO**

*TEMA: “DISEÑO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN UTILIZANDO  
LOS GASES REMANENTES DE LA TURBINA GENERAL ELECTRIC  
LM2500 EN LA PLANTA DE PROCESO DEL NORTE BLOQUE 16  
REPSOL YPF”*

**AUTORES: MURILLO LOGACHO WUILIAN EDGAR**

**FLORES VEINTIMILLA EFRAIN**

**DIRECTOR: GUTIERREZ GUALOTUÑA ROBERTO EDUARDO**

**COORDIRECTOR: PEÑA IDROVO ADRIÁN PATRICIO**

**SANGOQUI 30 ENERO DEL 2015**

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE****FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA****CERTIFICADO**

ING.ROBERTO EDUARDO GUTIERREZ GUALOTUÑA    ING.ADRIAN PATRICIO PEÑA IDROVO

DIRECTOR

COORDIRECTOR

CERTIFICAN

Que el trabajo titulado “DISEÑO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN UTILIZANDO LOS GASES REMANENTES DE LA TURBINA GENERAL ELECTRIC LM2500 EN LA PLANTA DE PROCESOS DEL NORTE BLOQUE 16 REPSOL YPF”, realizado por : WUILIAN EDGAR MURILLO LOGACHO Y EFRAIN FLORES VEINTIMILLA, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple con normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el Reglamento Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.

El mencionado trabajo consta de un documento empastado y un disco compacto, el cuál contiene los archivos en formato portátil de acrobat (PDF).

Autorizan a Wuilian Edgar Murillo Logacho y Efrain Flores Veintimilla, entregar el mismo a la Unidad de Gestión de Postgrados.

Sangolqui, Enero de 2015

ING.ROBERTO EDUARDO GUTIERREZ GUALOTUÑA

ING.ADRIAN PATRICIO PEÑA IDROVO

DIRECTOR

COORDIRECTOR

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**

**AUTORIA DE RESPONSABILIDAD**

**WUILIAN EDGAR MURILLO LOGACHO**

**EFRAIN FLORES VEINTIMILLA**

**DECLARAMOS QUE**

El proyecto de grado denominado “DISEÑO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN UTILIZANDO LOS GASES REMANENTES DE LA TURBINA GENERAL ELECTRIC LM2500 EN LA PLANTA DE PROCESOS DEL NORTE BLOQUE 16 REPSOL YPF”, ha sido desarrollada en base a una investigación exhaustiva respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan en el pie de las páginas correspondientes cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de nuestra autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Sangolqui, Enero 2015

WUILIAN EDGAR MURILLO LOGACHO      EFRAIN FLORES VEINTIMILLA

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**

**AUTORIZACION PUBLICACION BIBLIOTECA VIRTUAL**

Nosotros Murillo Logacho Wuilian Edgar y Flores Veintimilla Efrain.

Autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del proyecto de grado titulado “DISEÑO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN UTILIZANDO LOS GASES REMANENTES DE LA TURBINA GENERAL ELECTRIC EN LA PLANTA DE PROCESOS DEL NORTE BLOQUE 16 REPSOL YPF” cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Sangolquí, Enero del 2015

Sr. Wuilian E. Murillo L.

Sr. Efrain Flores Veintimilla

## **DEDICATORIA**

A Dios principalmente por darme la vida, la salud y la fortaleza para llegar hasta esta etapa importante. A mis padres por el tiempo, apoyo y esfuerzo de todos estos años de estudio al fin culminados. A mis hermanos y amigos del colegio. A mis compañeros y ahora colegas por todos los momentos buenos y malos que pasamos y que siempre los recordaré. A todos los Docentes de la Carrera de Ingeniería Mecánica que me brindaron sus conocimientos y experiencias para poder ser un buen profesional. A mi esposa e hijo que son el soporte y la razón para seguir adelante. En fin a todas las personas que me han apoyado en los momentos buenos y malos.

## **AGRADECIMIENTO**

A la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Carrera de Ingeniería Mecánica por brindarme la oportunidad de formarme profesionalmente.

A mi Director de tesis Ing. Roberto E. Gutierrez G. y mi Codirector Ing. Adrián Patricio Peña Idrovo por la guía, ayuda y tiempo invertido en la elaboración de esta tesis.

A la Empresa Repsol YPF, por darme la oportunidad y toda la apertura para el desarrollo de este proyecto.

A mi hermana Elizabeth Murillo por el apoyo para que realice los estudios superiores.

A mis lectores de tesis quienes han sido maestros importantes a lo largo de toda la carrera.

A todos y cada uno de los que de manera directa o indirecta colaboraron para este momento especial..

Gracias a todos.

**WUILIAN EDGAR MURILLO LOGACHO**

## DEDICATORIA

Este trabajo de tesis de grado está dedicado a Dios y a mi familia.

A mi mamá, emprendedora y forjadora de sueños

A mi papá, ejemplo y héroe en mi vida

A mis hijos, razón de mi superación

A mi esposa, el amor de mi vida

A mis hermanos, por su apoyo incondicional

A mi familia, amor incondicional

A la memoria Ingeniero Ernesto Soria, director de tesis

A todos ellos les dedico mis triunfos y victorias de igual forma mi trabajo y lucha diaria hacia un mejor futuro nuestro futuro.

## AGRADECIMIENTO

A Dios porque ha estado conmigo siempre a cada paso que doy, manteniendo mi Fe inquebrantable para continuar siempre adelante. A mi padre JOSE LEONIDAS FLORES quien a pesar de nuestra distancia física, lo llevo siempre conmigo en el corazón, en sus ejemplos de nobleza y tantos valores que con amor supo enseñarme, ahora aunque siento que nos faltaron muchas cosas por vivir, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí. A mi madre TARGELIA VEINTIMILLA por ser el pilar más importante en la culminación de este logro brindándome siempre su mano amiga dándome a cada instante una palabra de aliento y responsabilidad que mejor regalo para mí que podamos disfrutar juntos de este gran día. A mis hijos ISABEL MARGARITA y JOSE FELIPE por ser los motores y la razón de mi superación, pues desde el inicio de este proyecto supieron llenarme de momentos de amor y dulzura, momentos que me ayudaron a ser un mejor ser humano y también ser un mejor padre. A mi compañera de vida, mi esposa TATIANA MONCAYO por depositar en mí su confianza y permitirme renacer hacia un nuevo horizonte, lleno de sueños y esperanza, mil gracias por acompañarme en este proceso, por sobre todo, tu amor, tu comprensión, paciencia y fortaleza que permitieron que este proyecto pudiese llegar a buen puerto. A mis hermanos, LUIS, ANGELITA, RITA, ROCIO, JUDITH, MARIA, PATRICIA por ayudarme en mi formación y apoyarme en cada una de mis decisiones, por escucharme y aconsejarme, por compartir todas mis alegrías, errores, tareas escolares y tristezas. Gracias por todo su cariño y apoyo, porque nunca dejaron de confiar en mí.

A mi compañero de tesis WUILIAN MURILLO por todo su apoyo y confianza, por indicarme que en la vida es mejor tomar las decisiones de frente y sin temores. A mis viejos amigos y a quienes recién se sumaron a mi vida para hacerme compañía con sus sonrisas de ánimo.

A la Universidad De Las Fuerzas Armadas ESPE, y a la Carrera de Ingeniería Mecánica por brindarme la oportunidad de formarme profesionalmente. A mi Director de tesis Ing. Roberto E. Gutierrez G. y mi Codirector Ing. Adrián Patricio



Peña Idrovo por la guía, ayuda y tiempo invertido en la elaboración de esta tesis. A la Empresa Repsol YPF, por darme la oportunidad y toda la apertura para el desarrollo de este proyecto.

A todos y cada uno de los que de manera directa o indirecta colaboraron para este momento especial.

Gracias hoy mañana y siempre

**EFRAÍN FLORES VEINTIMILLA**

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO .....	i
AUTORIA DE RESPONSABILIDAD.....	ii
AUTORIZACION PUBLICACION BIBLIOTECA VIRTUAL .....	iii
DEDICATORIA .....	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
DEDICATORIA .....	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
ÍNDICE DE CONTENIDOS .....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xv
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvii
RESUMEN.....	xix
ABSTRACT .....	xx
CAPITULO I.....	1
1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	1
1.1 ANTECEDENTES .....	1
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3 SEÑALAMIENTO DE OBJETIVOS .....	6
1.3.1 Objetivo General .....	6
1.3.2 Objetivos Específicos.....	6
1.4 ALCANCE DEL PROYECTO .....	7
1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	10
CAPÍTULO II .....	12
2 MARCO TEÓRICO .....	12
2.1 SISTEMAS DE COGENERACIÓN.....	12
2.1.1 Introducción .....	12
2.1.2 Definición De Cogeneración.....	13
2.2 BENEFICIOS DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN .....	14
2.2.1 Tecnológico.....	15
2.2.1.1 Energía eléctrica .....	15

2.2.1.2	Energía térmica .....	16
2.2.1.3	Operación y mantenimiento.....	16
2.2.1.4	Combustibles empleados .....	16
2.2.1.5	Seguridad .....	17
2.2.1.6	Vida del proyecto.....	17
2.2.2	Economía.....	17
2.2.2.1	Costos energéticos .....	17
2.2.3	Ecología.....	17
2.2.3.1	Impacto ambiental.....	17
2.2.4	Inconvenientes Para El Cogenerador .....	18
2.3	DESARROLLO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN.....	18
2.4	ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN .....	21
2.5	CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.....	21
2.5.1	Secuencia De Generación Y Consumo .....	22
2.5.1.1	Sistemas superiores (topping cycles).....	22
2.5.1.2	Sistemas inferiores (bottoming cycles).....	23
2.5.2	Conexión Del Generador Eléctrico .....	23
2.5.2.1	Sistemas aislados o en isla.....	23
2.5.2.2	Sistemas integrados o interconectados .....	23
2.5.3	Motor Utilizado.....	24
2.5.3.1	Cogeneración con turbina de vapor .....	24
2.5.4	Turbina de vapor a contrapresión.....	26
2.5.4.1.1	Turbina de vapor de condensación con extracción.....	26
2.5.4.2	Cogeneración con turbina de Gas .....	27
2.5.4.3	Cogeneración Con Ciclo Combinado .....	29
2.5.4.3.1	Turbina De Gas Y Turbina De Vapor.....	29
2.5.4.3.2	Motores Alternativos Y Turbina De Vapor .....	31
2.5.4.4	Cogeneración Con Motor Alternativo .....	32
2.6	DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA DE GAS .....	33
2.6.1	Ciclo termodinámico de las turbinas de gas.....	35
2.6.1.1	Ciclo Brayton.....	35
2.6.2	Clasificación De Las Turbinas A Gas .....	36

2.6.2.1	Clasificación según la forma de montaje de la cámara de combustión y de la turbina de potencia.....	38
2.6.2.2	Partes Principales De La Turbina De Gas GE LM250 .....	40
2.6.2.2.1	Sección de entrada .....	43
2.6.2.2.2	Compresor.....	43
2.6.2.2.3	Estructura frontal del compresor.....	44
2.6.2.2.4	Rotor del compresor.....	45
2.6.2.2.5	Estator del compresor .....	46
2.6.2.2.6	Estructura posterior del compresor .....	47
2.6.2.2.7	Cámara de combustión.....	47
2.6.2.2.8	Turbina de alta presión .....	49
2.6.2.2.9	Estructura media de la turbina .....	49
2.6.2.2.10	Turbina de poder.....	50
2.6.2.2.11	Estructura posterior de la turbina.....	51
2.6.2.2.12	Conducto de escape .....	52
2.6.2.2.13	Sangrado del sistema de aire.....	53
2.6.2.2.14	Sistema de lubricación.....	53
2.7	INTERCAMBIADORES DE CALOR .....	54
2.7.1	Tipos Básicos De Intercambiador De Calor.....	54
2.7.1.1	Por la distribución de flujo.....	54
2.7.1.2	Clasificación según su aplicación.....	56
2.8	AUDITORÍA ENERGÉTICO.....	59
2.8.1	Concepto de exergía.....	60
2.8.1.1	Concepto de medio ambiente.....	61
2.8.1.2	Concepto de EStado muerto .....	63
2.8.2	Eficiencia térmica.....	63
2.8.2.1	Proceso reversible e irreversible .....	64
2.8.2.2	Eficiencia adiabática .....	67
2.8.2.3	Eficiencia exergética.....	68
2.8.2.4	Calidad de un ciclo .....	69
CAPITULO 3 .....		71
3	ANÁLISIS ENERGÉTICO PRELIMINAR.....	71

3.1	REACCIONES QUÍMICAS .....	71
3.1.1	Combustibles Y Combustión .....	72
3.1.2	Proceso De Combustión.....	72
3.1.2.1	Composición Del Aire .....	73
3.1.2.2	Tipos De Combustión .....	75
3.1.3	Entalpía de formación y entalpía de combustión .....	76
3.2	ANÁLISIS DE LA COMBUSTIÓN EN LA CAMARA DE COMBUSTIÓN.....	77
3.2.1	CROMATOGRAFÍA DE LOS GASES .....	85
3.2.2	Composición De Los Gases De Escape (Productos) De La Turbina ...	86
CAPÍTULO V .....		88
4	ANÁLISIS ENERGÉTICO DEFINITIVO .....	88
4.1	EFECTO DE LA RELACIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA /ELÉCTRICA EN LA SELECCIÓN DE EQUIPOS .....	88
4.2	TIPO DE ARREGLO EXISTENTES A SELECCIONAR.....	92
4.3	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR .....	97
4.3.1	Líneas de aprovechamiento.....	98
4.3.2	Recuperadores de gases de combustión .....	98
4.4	DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA .....	99
4.4.1	Ciclo de turbina de gas con caldera de recuperación ciclo CHENG....	99
4.4.2	Triángulo de velocidades en una turbina .....	109
4.4.3	Obtención De Datos De La Planta Repsol .....	117
4.4.3.1	Datos de consumo de combustible (Tabla 18).....	117
4.4.3.2	Datos de la potencia generada (tabla 19).....	119
4.4.3.3	Datos de temperaturas de las turbinas.....	121
4.4.3.3.1	Temperatura de entrada .....	121
4.4.3.3.2	Temperatura de salida.....	121
4.4.4	Cálculos.....	122
4.4.4.1	Balance Energético En La Cámara De Combustión.....	124
4.4.4.2	Analizamos La Potencia Neta.....	124
4.5	SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS AUXILIARES .....	135
4.5.1	Turbina de vapor .....	136
4.5.1.1	Turbina de vapor. Descripción y principio de funcionamiento ..	136

4.5.1.2	Motores alternativos: principios generales, clasificación y diferencias .....	137
4.5.2	El motor alternativo de combustión .....	137
4.5.3	Motor alternativo de gas y sus elementos auxiliares.....	138
4.5.3.1	Breve reseña histórica de los motores de ciclo Otto.....	138
4.5.3.2	El ciclo Otto desde el punto de vista funcional .....	139
4.5.4	Motor alternativo de diesel y sus auxiliares.....	140
4.5.4.1	Breve reseña histórica.....	140
4.5.5	Calderas de recuperación .....	142
4.5.6	Calderas de recuperación de aceite térmico .....	143
4.5.6.1	Las calderas de aceite térmico presentan una serie de ventajas sobre las calderas convencionales:.....	143
4.5.6.2	Elementos del sistema agua-vapor.....	144
4.5.6.2.1	Alternador .....	145
4.5.6.2.2	Reductor.....	146
4.5.6.3	Plantas de frío: máquinas de absorción.....	146
4.5.6.4	Sistemas de tratamiento de agua.....	147
4.5.6.5	Sistemas de refrigeración.....	148
4.5.6.6	Sistemas eléctricos.....	149
4.5.6.6.1	Generalidades.....	149
4.6	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.....	149
4.6.1	Estación de gas (ERM).....	150
4.6.2	Plantas de regasificación .....	151
CAPITULO V .....		153
5	EVALUACIÓN AMBIENTAL.....	153
5.1	NORMATIVAS .....	155
5.1.1	Requisitos del sistema de gestión ambiental.....	155
5.1.1.1	Requisitos Generales.....	155
5.1.1.2	Política ambiental .....	155
5.1.1.3	Planificación .....	156
5.1.1.3.1	Aspectos ambientales.....	156
5.1.1.3.2	Requisitos legales y otros requisitos .....	157
5.1.1.3.3	Objetivos, metas y programas.....	157

5.1.1.4	Implementación y operación.....	158
5.1.1.4.1	Recursos, funciones, responsabilidad y autoridad.....	158
5.1.1.4.2	Competencia, formación y toma de conciencia.....	159
5.1.1.4.3	Comunicación.....	160
5.1.1.4.4	Documentación.....	161
5.1.1.4.5	Control de documentos.....	161
5.1.1.4.6	Control operacional.....	162
5.1.1.4.7	Preparación Y Respuesta Ante Emergencias.....	163
5.1.1.5	Verificación.....	164
5.1.1.5.1	Seguimiento y medición.....	164
5.1.1.5.2	Evaluación DEL CUMPLIMIENTO LEGAL.....	164
5.1.1.5.3	No conformidad, acción correctiva y acción preventiva.....	165
5.1.1.5.4	control de registros.....	166
5.1.1.5.5	Auditoría interna.....	166
5.1.1.6	Revisión por la dirección.....	167
5.2	METODOLOGÍA.....	169
5.2.1	¿Qué grado de compromiso queremos adquirir con el medio ambiente?.....	169
5.2.2	¿Cuál es el compromiso que las partes interesadas esperan que se adquiera?.....	170
5.2.2.1	¿Por dónde empezar?.....	170
5.2.3	¿Qué objetivos pretendemos alcanzar?.....	171
5.2.3.1	16 UNE-EN ISO 14001 en la PYME.....	172
5.2.3.1.1	Compromisos fundamentales de la norma.....	172
CAPÍTULO VI.....		173
6	ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN.....	173
6.1	SITUACIÓN ECONÓMICA ACTUAL DE LA EMPRESA.....	173
CAPITULO VII.....		179
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		179
BIBLIOGRAFIA.....		180
ANEXOS.....		182

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Chimeneas del horno y turbina de gas .....	4
Figura 2. Esquema general de cogeneración .....	14
Figura 3. Esquema general de cogeneración.....	15
Figura 4. Desarrollo tecnológico de los sistemas de cogeneración.....	20
Figura 5. Turbina a vapor.....	25
Figura 6. Turbina de vapor a contrapresión .....	26
Figura 7. Turbina de vapor a extracción – condensación.....	27
Figura 8. Turbina de Gas.....	28
Figura 9. Ciclo combinado.....	30
Figura 10. Motores alternativos y turbina de vapor .....	32
Figura 11. Motor combustión interna.....	33
Figura 12. Modulo GE LM2500 .....	34
Figura 13. Ciclo abierto de una turbina a gas.....	35
Figura 14. Ciclo Brayton.....	36
Figura 15. Turbina de gas axial.....	37
Figura 16. Turbina de gas radial .....	38
Figura 17. Esquema de una turbina axial de simple eje .....	39
Figura 18. Esquema de una turbina de gas axial de dos ejes .....	39
Figura 19. Partes de la turbina GE LM2500 .....	41
Figura 20. Sección de entrada tipo campana.....	43
Figura 21. Estructura frontal del compresor .....	44
Figura 22. Junta cola de milano .....	45
Figura 23. Rotor del compresor .....	46
Figura 24. Estator del compresor .....	46
Figura 25. Estructura posterior del compresor .....	47
Figura 26. Cámara de combustión tipo anular .....	48
Figura 27. Turbina de alta presión y tobera .....	49
Figura 28. Turbina midframe .....	50
Figura 29. Rotor y estator de la turbina de poder.....	51
Figura 30. Estructura posterior de la turbina.....	52
Figura 31. Conducto de escape .....	52
Figura 32. Intercambiador de calor flujo paralelo.....	55
Figura 33. Intercambiador de calor flujo contracorriente .....	55
Figura 34. Intercambiador de calor flujo cruzado.....	56
Figura 35. Intercambiador de calor coraza y tubos .....	57
Figura 36. Esquema de entorno, medio ambiente y alrededores.....	62
Figura 37. Diagrama T-S para el ciclo ideal de una turbina de gas .....	66
Figura 38. Diagrama T-S para el Ciclo Real de una Turbina de Gas.....	66
Figura 39. Turbina de Gas – Con recuperador de Calor .....	89



Figura 40. Turbina de Gas – Ciclo Combinado .....	90
Figura 41. Micro turbinas de gas.....	90
Figura 42. Esquema cogeneración con turbinas de vapor.....	93
Figura 43. Turbina de gas en ciclo simple .....	94
Figura 44. Esquema de un ciclo combinado .....	95
Figura 45. Esquema cogeneración de un motor alternativo .....	95
Figura 46. Esquema cogeneración con micro turbinas .....	97
Figura 47: Quemador de vena de aire .....	102
Figura 48. Caldera de recuperación con quemador de vena de aire Rentech .....	104
Figura 49. Proceso simplificado y diagrama de instrumentación básica para el ciclo Cheng.....	106
Figura 50: Aumento de la potencia con inyección de vapor.....	108
Figura 51: Componentes de velocidad, generalizadas para un rotor .....	110
Figura 52: Velocidad de triángulos para un rotor .....	114
Figura 53: Esquema de los turbogeneradores disponibles en el Bloque 16 Repsol YPF .....	115
Figura 54: Diagrama ciclo de Brayton abierto.....	122
Figura 55: Comportamiento de la potencia otorgada por la turbina .....	134
Figura 56. Turbina de gas.....	135
Figura 57. Flujo de fluidos principales en un motor alternativo .....	138
Figura 58. Fases en un motor alternativo de cuatro tiempos.....	140
Figura 59. Diagramas de bloques del ciclo agua-vapor .....	145

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.....	25
Ventajas y desventajas de cogeneración con turbina de vapor .....	25
Tabla 2.....	28
Ventajas y desventajas de cogeneración con turbina de gas .....	28
Tabla 3.....	30
Ventajas y desventajas del ciclo combinado .....	30
Tabla 4.....	31
Ventajas y desventajas de motores alternativos .....	31
Tabla 5.....	34
Descripción de la Fig. 11 .....	34
Tabla 6.....	42
Descripción de la figura 18 .....	42
Tabla 7.....	73
Composición del aire.....	73
Tabla 8.....	79
Mediciones de emanaciones de gases de la turbina A .....	79
Tabla 9.....	89
Eficiencia eléctrica turbina de gas con recuperador.....	89
Tabla 10.....	90
Eficiencia eléctrica turbina de gas ciclo combinado .....	90
Tabla 11.....	91
Eficiencia eléctrica micro turbina de gas .....	91
Tabla 12.....	91
Relación térmica eléctrica para la selección del ciclo.....	91
Tabla 13.....	100
Características típicas de los gases de combustión de una turbina de gas .....	100
Tabla 14.....	101
Características de turbinas de gas .....	101
Tabla 15.....	101
Parámetros característicos para diferentes grupos turbina de gas-alternador (Condiciones ISO).....	101
Tabla 16.....	105
Producciones de vapor y electricidad para diversos tipos de turbina de gas .....	105
Tabla 17.....	117
Datos de generación del bloque 16 .....	117
Tabla 18.....	117
Consumo de combustible de las estaciones. ....	117
Tabla 19.....	119
Generación de energía de las estaciones. ....	119

Tabla 20.....	173
Costes Energéticos Actuales sin Cogeneración .....	173

## RESUMEN

En la presente proyecto para realizar el diseño del sistema de cogeneración más adecuado para las necesidades de la empresa auspiciante Repsol YPF, se realizó un análisis de los gases de escape de la Turbina General Electric LM2500 , así como las demandas de energía térmica y eléctrica de la planta de procesos del norte bloque 16 de la empresa. El análisis de los gases de la turbina era para establecer la temperatura de salida de los mismos, y así poder seleccionar el sistema de cogeneración a utilizarse para la obtención de energía térmica. Obtenida y procesada esta información, se diseño el sistema de cogeneración para el objetivo trazado, estableciendo que era el más adecuado de acuerdo a la alternativa técnica y económica más rentable. Al realizar el diseño de la alternativa seleccionada se tomo en cuenta tanto los parámetros técnicos, económicos y ambientales que rigen en el país. Mediante los resultados obtenidos se establece además de obtener la energía térmica deseada también se eleva la eficiencia de los equipos utilizados.

## PALARAS CLAVES

- COGENERACIÓN
- REPSOL YPF
- TURBINA
- GASES
- LM2500

## ABSTRACT

In this project for the design of cogeneration system suitable for the needs of the sponsoring company Repsol YPF, an analysis of the exhaust gases from the General Electric LM2500 turbine as well as the demands of thermal and electrical energy was performed the process plant north block 16 of the company. Analysis of the gas turbine was to establish the outlet temperature of the same, so you can select the cogeneration system used for the production of thermal energy. Obtained and processed this information, the cogeneration system to the goal set was designed by stating that was the most appropriate according to the most profitable technical and economic alternative. When the design of the selected alternative will take into account the technical, economic and environmental parameters that govern the country. By the results further states to obtain the desired thermal energy efficiency of equipment used also rises.

## PALARAS CLAVES

- COGENERATION
- REPSOL YPF
- TURBINE
- GASES
- LM2500

## CAPITULO I

### 1 DESCRIPCIÓN GENERAL

#### 1.1 ANTECEDENTES

Repsol YPF, es una empresa hidrocarburífera que opera en el Bloque 16 y el área de Tivacuno, desarrolla sus actividades de exploración y explotación de crudo en el Oriente de la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE), incluyendo las estaciones de Shushufindi y Lago Agrio.

El Bloque 16, contiene 200.000 hectáreas, y es una de las áreas ecológicamente más sensibles del planeta (El Bosque Húmedo Tropical), por lo cual la empresa Repsol YPF, aplica tecnologías avanzadas, para la exploración y producción de nuevas reservas de petróleo, manteniendo así su compromiso de calidad, seguridad y preservación del medio ambiente a través de las diferentes certificaciones ISO 9001 e ISO 14000 (REPSOL, 2014).

El Bloque 16 tiene dos plantas de tratamiento las cuales son: Facilidades de producción del Norte que en adelante denominaremos NPF y, Facilidades de producción del Sur que en adelante denominaremos SPF.

La generación eléctrica en la planta de tratamiento NPF, está conformada por dos turbinas GE LM2500 con una capacidad de 18.5 Mw. cada una, y cinco generadores a gas, WUAKESHA, con una capacidad de 1.05 Mw. cada uno.

Las turbinas del Bloque 16 utilizan fuel oil N° 4 como combustible para generar energía eléctrica. Pero en este proceso, aún las plantas termoeléctricas más eficientes, solo logran la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible en el combustible; el resto se transforma en pérdidas de energía o se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es alta, su temperatura baja, disminuye la capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras. Sin embargo la mayoría de los procesos industriales requieren de vapor a temperatura baja. Así, ellos pueden combinar la producción de electricidad y la energía en forma de calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía, como ocurre en las termoeléctricas convencionales.

Los gases de escape de las turbinas GE LM2500 tienen una temperatura que va de 400 a 600 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicarse directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su temperatura, estos gases pueden ser empleados, para producir vapor, que se utilizara en los procesos industriales e inclusive, para generar energía eléctrica por medio de un ciclo combinado.

La cogeneración es un sistema que permite generar energía eléctrica y térmica de manera conjunta, aprovechando una fuente primaria de energía. Incorporando diferentes principios entre ellos: la competitividad y la disminución en el consumo del combustible primario por kilovatio generado (Cotenor, 2014).

Se estima que con la instalación de un sistema de cogeneración con una capacidad de 4,200 Kwe, en un período de 10 años se podría lograr un ahorro acumulado, equivalente a 325.000.000 BBLs crudo.

El presente proyecto de tesis tiene como finalidad, realizar un estudio de las alternativas de previabilidad técnica, económica y ambiental, con que cuenta la planta de procesos del norte, para implementar una planta de cogeneración. Para desarrollar un análisis de previabilidad es necesario conocer los factores que involucran a la generación termoeléctrica como: información particular de las características energéticas del sitio, en donde se planea instalar el sistema de cogeneración, incluye los consumos y demandas de energía térmica, energía eléctrica; los combustibles usados en la planta, los equipos existentes. Es también necesario contar con la información de los precios y costos de los combustibles y de la electricidad. Para completar el estudio se requiere también la información de las horas de operación de la planta, conocer los planes de crecimiento, aplicar los criterios de rentabilidad y las oportunidades de financiamiento así como, de las oportunidades de comercialización de los excedentes eléctricos.

## **1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

Repsol YPF, tiene como objetivo para el 2004, cumplir con un aumento en la tasa de producción de 65000 BPD a 75000 BPD y para esto necesitara cubrir una demanda de energía eléctrica aproximadamente de 1Mw. por cada 1000 BPD, necesarios para poner en funcionamiento todos los equipos que se utilizarán en el proceso de exploración, producción y transporte del crudo; inyección de agua de formación, compresión del gas proveniente de los pozos, entre otros.

La energía térmica de los gases de escape de las turbinas de gas GE LM2500 de la planta de tratamiento NPF no son aprovechados en su totalidad, debido a que en los actuales momentos se utilizan pequeños porcentajes de estos, alrededor del 20 al 30 % (este porcentaje es el rango de apertura con que generalmente trabajan las compuertas que de ahora en adelante denominaremos DAMPER para permitir el ingreso de gases de escape hacia el intercambiador de calor) para calentar aceite térmico TEXATHERM 46 (TEXACO), para esto los gases de escape son conducidos



por medio de DAMPER hacia la chimenea y el intercambiador de calor tipo horno de marca ECONOTHERM en donde es calentado el aceite térmico (Fig. 1). Los DAMPER se abren o cierran simultáneamente de acuerdo a la necesidad de calentamiento del aceite térmico. En la actualidad, el calor residual de los gases de escape es desechado a la atmósfera a través de las chimeneas.



*Figura 1. Chimeneas del horno y turbina de gas*

*Fuente Repsol YPF*

El aceite térmico luego de ser calentado es enviado a un tanque de expansión para luego ser bombeado a los tanques de almacenamiento del crudo (15.000BLS), estos tanques tienen serpentines en su interior por donde se hace circular el aceite térmico, permitiendo de esta manera la transferencia de calor con el crudo, la temperatura a la cual se necesita mantener caliente el crudo está en un rango de 200 a 210 °F.

Los gases de escape emitidos a la atmósfera luego del proceso de intercambio de calor con el aceite térmico, tienen temperaturas de 400 a 600 °C dependiendo de la carga con que se encuentre generando las turbinas GE LM2500. El calor que se desecha a la atmósfera es energía térmica que se podría utilizar para otros procesos, pero en los actuales momentos no se los utiliza. El primer paso de este proyecto de

tesis es la realización de un estudio exergético, para conocer la disponibilidad que tienen los gases de escape emitidos a la atmósfera.

El análisis de previabilidad para implementar una planta de cogeneración, considerando parámetros importantes como son: económicos, tecnológicos y ambientales que deberán efectuarse en el diseño del sistema de cogeneración.

EL costo de la generación eléctrica empleando turbinas de gas es elevado debido al combustible que se usa, en este caso el Fuel oil N° 4, el consumo promedio mensual de combustible es de aproximadamente 500.000 USD por cada generador GE LM2500. Siendo este un factor importante a considerar en la alternativa de implementar una planta de cogeneración, por cuanto se utilizarían el mismo volumen de combustible pero se generaría más energía tanto eléctrica como térmica.

Cabe destacar que Repsol YPF con los equipos de generación eléctrica que actualmente posee, podría cubrir la demanda de energía que existirá en el 2004, para lo cual éstos tendrían que trabajar continuamente las 24 horas del día a su máxima capacidad, por otro lado se consideraría que los equipos no tendrían que ingresar a su periodo de mantenimiento dependiendo del tiempo de trabajo o alguna emergencia que se produzca, debido a que no cubriría la demanda de energía eléctrica y si se parara algún equipo se produciría un shutdown (paro de actividades) que detendría la producción del crudo. Como por ejemplo: el calentamiento excesivo en la cámara de combustión de las turbinas por la sobrecarga que tendría que soportar aproximadamente 1550°F.

## **1.3 SEÑALAMIENTO DE OBJETIVOS**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar un sistema de cogeneración, para utilizar la energía térmica disponible de los gases remanentes de la turbina General Electric LM 2500, ubicada en la planta de tratamientos NPF del Bloque 16, considerando parámetros técnicos, económicos y ambientales, con la finalidad de reducir los gastos relacionados con los costos del consumo de combustible por kilovatio generado.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Conocer la factibilidad real de planta de tratamiento NPF para implementar una planta de cogeneración.
- Aprovechar la energía térmica de los gases remanentes de la turbina General Electric modelo LM2500.
- Realizar el análisis del proyecto de cogeneración, de acuerdo a la alternativa técnica y económica más rentable.
- Determinar la previabilidad de la planta de cogeneración, en función del impacto ambiental analizado en el sitio y su entorno, con base en estudios científicos y técnicos, conforme a lo dispuesto por la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente en el Ecuador.
- Diseñar el sistema de cogeneración.
- Conocer el costo de generación de energía eléctrica, en (\$ kw/h), que se pagara por Repsol YPF, con la planta de cogeneración.

## 1.4 ALCANCE DEL PROYECTO

Determinar las posibilidades reales que tiene Repsol YPF, de implementar un sistema de cogeneración.

El punto de partida, para el proyecto de cogeneración, es la realización de un pre-estudio de viabilidad, con la finalidad de determinar qué tipo de instalación es la que mejor se adapta, y si es o no rentable dicha instalación.

El primer punto a desarrollar es la definición de los datos básicos de partida a tener en cuenta en el diseño de la instalación de cogeneración. Esto debe incluir el análisis de la demanda energética (térmica y eléctrica) y su estratificación, así como los costes correspondientes a los sistemas actuales.

Asimismo hay que realizar un estudio detallado de las posibles ampliaciones del consumo en el tiempo y transitorios.

Una vez perfectamente determinada la situación actual, hay que tomar una decisión sobre qué tipo de instalación puede resultar más adecuada en cada caso: turbinas de vapor, turbinas de gas, motores alternativos o combinados de ellas, teniendo en cuenta la estructura del consumo térmico/eléctrico, así como otros factores, con horas de funcionamiento, combustibles disponibles, etc.

El estudio de previabilidad del proyecto de cogeneración cubrirá los siguientes aspectos:

#### a) Recolección de la información

Todos los datos operativos del consumo de la energía se deben de obtener por medio de llenado de cuestionarios por parte de las personas responsables en la empresa, o por realización de medición o estimación en la planta.

Para la obtención de esta información se proponen inicialmente, formatos que deben de ser llenados por el personal de la planta o servicio. Posteriormente, se presenta una serie de mediciones a realizar y la forma de llevarlas a cabo para complementar los datos requeridos.

#### b) Procesamiento de la información obtenida.

Con la información obtenida de la planta se procederá a evaluar los parámetros energéticos de la instalación, evaluando principalmente los costos de la energía, las relaciones de energía eléctrica a energía térmica, los factores de carga, las duraciones de las cargas, etc.

#### c) Selección y análisis del sistema de cogeneración.

Basándose en el parámetro definido como representativo de la relación de energía eléctrica a energía térmica, se define el primotor que mejor se adapta a las necesidades, dimensionando los arreglos propuestos tomando alguno de los criterios generales de satisfacer el 100% de energía térmica, el 100% de energía eléctrica, satisfacción de la demanda térmica mínima o la satisfacción de la demanda eléctrica mínima. Dado que la máxima eficiencia de los combustibles primarios se obtiene cuando el sistema de cogeneración satisface el 100% de la energía térmica de las

necesidades de la empresa, es deseable que dentro de lo posible este sea el seleccionado como criterio de diseño.

d) Evaluación del sistema seleccionado.

Para cada opción seleccionada se requiere que se tenga un estudio de viabilidad técnica, analizando su comportamiento a diferentes condiciones de operación, evaluando su incremento de combustible y calculando la energía ahorrada.

e) Evaluación económica

Los ahorros de los sistemas de cogeneración propuestos, se estiman por comparación de los costos operativos que genera, con los del sistema tomado como caso base, con los que corresponden a los que se tienen sin el mismo. Se estiman genéricamente los costos de capital y se calcula el período de recuperación, la tasa interna de retorno, el valor presente neto y la relación beneficio/costo

En general una planta de cogeneración producirá una energía que será siempre más económica que la obtenida actualmente. La razón de ello está que su consumo específico será siempre inferior al de una planta de energía convencional que no pueda sacar provecho de sus efluentes térmicos (generada por las grandes centrales termoeléctricas).

## f) Evaluación ambiental

Una aspecto fundamental a tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto de cogeneración es el cumplimiento de las normativas medioambientales (en Ecuador se regulan bajo el Decreto Sustitutivo 1215 y el registro oficial 153) que establece los límites máximos de emisiones en instalaciones de generación eléctrica. Aunque sólo sea aplicable a instalaciones de más de 50 Mw. y a falta de una legislación específica para las plantas de cogeneración, es esta normativa la que da límites más restrictivos que otras, por lo cual la consideraremos en el desarrollo de estos proyectos.

## DECISIÓN FINAL

En la mejor alternativa técnica, económica y ambiental, será donde se resuman los principales factores para el “diseño”, es decir del comportamiento y resultados en comparación con la situación actual de operación de la empresa.

## 1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Repsol YPF, cuenta con un plan de crecimiento a corto plazo, y se ve en la necesidad de contar con un sistema que le permita mantener la confiabilidad del suministro de energía eléctrica dentro de su propia empresa, la disponibilidad y habilidad del personal para operar el equipo de cogeneración.

La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma cantidad de energía útil. Las actuales tecnologías de control permiten asegurar una óptima calidad de la energía eléctrica generada, tanto en tensión como en frecuencia.

La vida útil de los equipos de generación se incrementará debido a que estos no necesitaran trabajar sobre sus límites máximos permitidos, para cubrir la demanda que existirá cuando se aumente la producción. El sistema de cogeneración propuesto en el proyecto, pretende cubrir la mayor cantidad de la demanda de energía eléctrica requerida para el año 2004 por Repsol YPF. Ecuador S. A.

Por lo antes mencionado es importante que nosotros como futuros ingenieros estar en la capacidad de manejar todos los parámetros involucrados en el sistema que se va a diseñar, ya que por medio de este se pondrá en práctica los valiosos conocimientos adquiridos en la Escuela Politécnica del Ejército.



## CAPÍTULO II

### 2 MARCO TEÓRICO

#### 2.1 SISTEMAS DE COGENERACIÓN

##### 2.1.1 INTRODUCCIÓN

La cogeneración es una tecnología usada por las industrias desde el principio del siglo XX como un medio económico de reunir los requisitos de energía de una planta industrial, las industrias textiles en los Estados Unidos, por ejemplo, usaban estos sistemas desde 1905. La importancia de desarrollar esta tecnología fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución de energía eléctrica y bajaban los costos de la energía primaria (Endesa, 2011).

La importante penetración del gas natural ha permitido ampliar el abanico de sistemas de cogeneración, incluyendo, además de los más convencionales, turbinas de vapor y motores fuel oil ya empleados, las turbinas y motores de gas. El mayor rendimiento eléctrico de estos equipos, su bajo impacto medioambiental, unido a fiabilidad y disponibilidad muy elevadas, han hecho posible un importante desarrollo de estos sistemas de cogeneración.

Las energías deseadas (porque son fáciles de usar) son escasas, y la energía eléctrica (tal vez la más deseada por su facilidad de uso) es tan escasa que no existe en la naturaleza en forma aprovechable y el hombre ha tenido que ingeniar sistemas para producirla a través de otras formas menos útiles.

Así, el sector energético parte de las energías primarias (las que se encuentran en la naturaleza) y a través de sus tecnologías las convierte en secundarias (disponibles en el mercado). Los usuarios (sector industrial y terciario) acuden al mercado para adquirir las energías que precisan (electricidad y combustible) para

convertirlas en energías terciarias (las que son directamente útiles) a través de sistemas tecnológicos propios del usuario final.

Los factores, que determinan la conveniencia de emplear un sistema de cogeneración se refiere a la investigación de las características específicas de cada industria. Tales características se engloban en la relación demanda térmica/demanda eléctrica (Q/E) y la duración de la simultaneidad de las demandas.

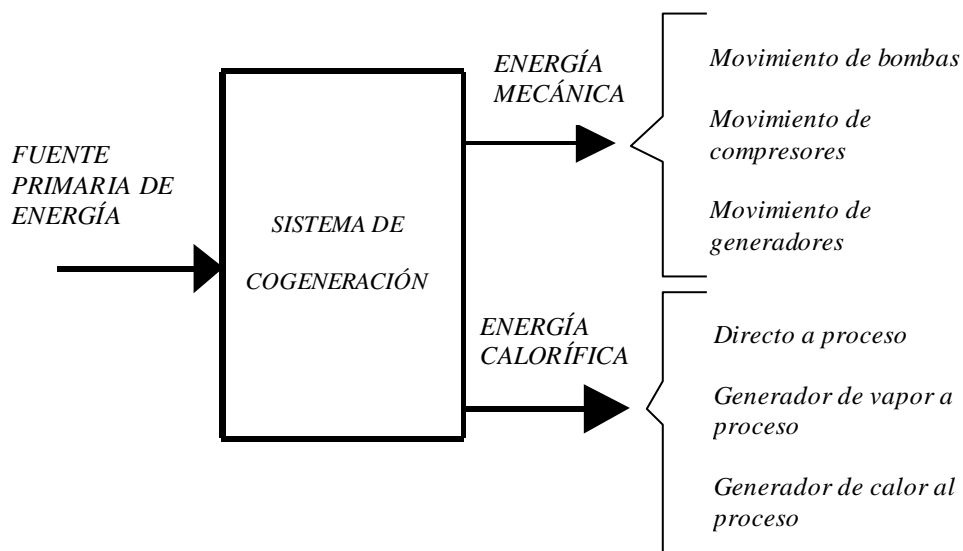
### **2.1.2 DEFINICIÓN DE COGENERACIÓN**

La cogeneración frecuentemente se define como la producción secuencial de calor necesario y poder (eléctrico o mecánico) o la recuperación de energía de menor disponibilidad para la producción de poder. Esta producción secuencial de energía rinde ahorros relativos de combustible para separar la energía facilitando la producción.

La cogeneración convierte la energía contenida en el combustible en dos tipos de energías utilizables por la industria.

1. Energía mecánica y/o eléctrica.
2. Energía térmica, vapor útil o gases calientes para proceso.

El propósito principal de la cogeneración es permitir un uso más eficiente de la energía primaria, es decir, Petróleo, Gas Natural y Carbón Mineral, reduciendo por lo tanto el consumo de los combustibles no renovables. El consumo de energía primaria en un sistema de cogeneración es menor, que el consumo de combustibles requerido para producir por separado la misma cantidad de energía térmica y eléctrica (Fig. 2).



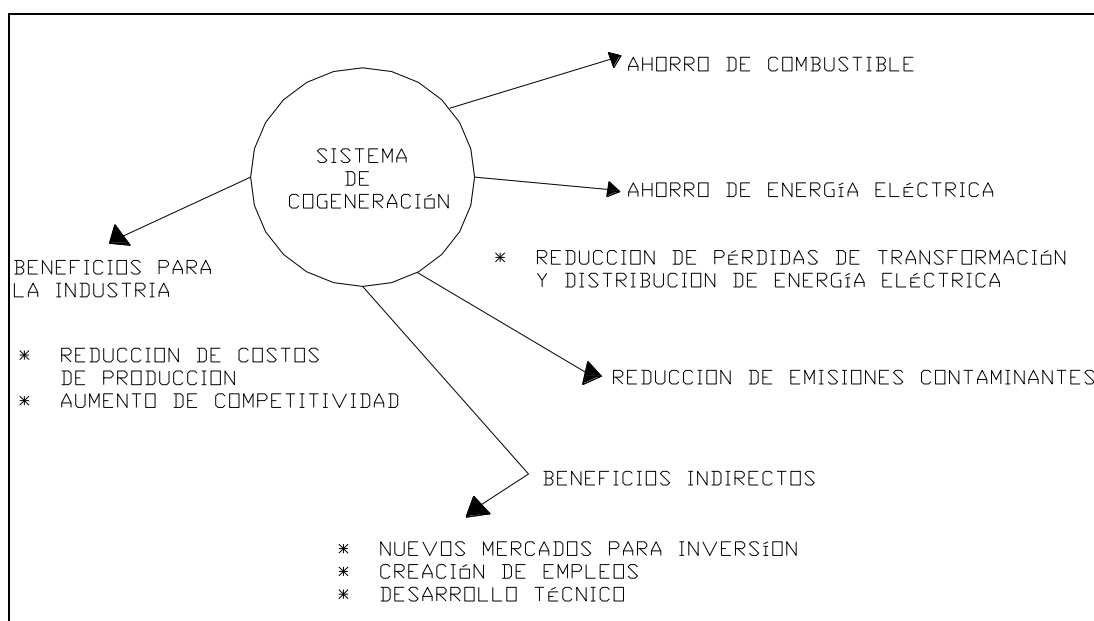
*Figura 2. Esquema general de cogeneración*

*Fuente Propia*

## 2.2 BENEFICIOS DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN

Los beneficios en el sector industrial son la reducción de la facturación energética en los costos de producción y como consecuencia aumenta la competitividad de la empresa; así como, la autosuficiencia, continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, con lo que obtiene confiabilidad en su proceso.

La cogeneración respecto a los sistemas convencionales de generación energética tiene ventajas en el sentido tecnológico, económico y ecológico (Fig. 3).



*Figura 3. Esquema general de cogeneración*

*Fuente Propia*

## 2.2.1 TECNOLÓGICO

### 2.2.1.1 ENERGÍA ELÉCTRICA

Una central de cogeneración representa, de hecho, disponer de una segunda fuente de energía eléctrica, además de la red, de alta confiabilidad.

Contribuye a la estabilización de la tensión en la red (debido a que mejora el equilibrio al reducir la intensidad eléctrica circulante desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores) y en consecuencia, reduce las pérdidas de energía en la red.

El sistema de control permite asegurar una buena calidad de la energía eléctrica generada, tanto en tensión como en frecuencia, superando en muchos casos a la de la propia red.

### **2.2.1.2 ENERGÍA TÉRMICA**

Normalmente implica una renovación del parque de calderas de la fábrica, que puede eliminar sus equipos más obsoletos y dejar los más nuevos y eficientes para situaciones de emergencia o para complemento de los equipos de la central.

Los equipos térmicos de las centrales de cogeneración son, de hecho, muy convencionales. En muchos casos son equipos que no disponen de un proceso de combustión, lo que facilita su mantenimiento y permite que su disponibilidad sea elevada.

### **2.2.1.3 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Existe un mantenimiento especializado, que debe realizarse en determinadas áreas de los equipos principales: turbina de gas, turbina de vapor y motores reciprocantes. Este tipo de mantenimiento debe de ser contratado (en muchas ocasiones al mismo fabricante del equipo), el cual tiene un costo elevado.

Otros equipos (calderas, equipos eléctricos, etc.), no requieren de atenciones especiales, sus costos de operación son bajos. El mismo personal que opera las calderas puede ocuparse de ellas. Es conveniente que exista un técnico encargado de la planta que se ocupe de su supervisión y que pueda comunicarse con los fabricantes de los equipos y los encargados de mantenimiento para eventuales intervenciones.

### **2.2.1.4 COMBUSTIBLES EMPLEADOS**

El gas natural dentro de la gama de combustibles, es el que menos contamina y que permite disponer de sistemas de generación más modernos y eficientes. La viabilidad de su operación es segura al ser un combustible limpio.

### **2.2.1.5 SEGURIDAD**

Las plantas de cogeneración disponen de sistemas modernos de control y seguridad que impiden la aparición de accidentes graves. De todas formas, es conveniente la contratación de seguros de accidentes y de incumplimiento para cubrir estas eventualidades.

### **2.2.1.6 VIDA DEL PROYECTO**

Las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden estar operativas por periodos de entre 20 y 30 años.

## **2.2.2 ECONOMÍA**

### **2.2.2.1 COSTOS ENERGÉTICOS**

En general una planta de cogeneración producirá una energía que será siempre más económica que la obtenida de la red eléctrica. La razón de ello está que su consumo específico será siempre inferior al de una planta de energía convencional que no pueda sacar provecho de sus efluentes térmicos (es decir, la generada por las grandes centrales termoeléctricas).

## **2.2.3 ECOLOGÍA**

### **2.2.3.1 IMPACTO AMBIENTAL**

La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma

cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías avanzadas y combustibles limpios como el gas natural.

#### **2.2.4 INCONVENIENTES PARA EL COGENERADOR**

A pesar de las ventajas que tiene la utilización de la cogeneración, existen una serie de inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto en específico. Los principales de estos son:

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas capacitadas.
- En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben de buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto.

### **2.3 DESARROLLO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN**

Históricamente la cogeneración se inicia con las turbinas de vapor. El industrial que consumía vapor a una presión relativamente baja, producía vapor a alta presión que era expansionado en una turbina de vapor hasta la presión de consumo

en proceso. La turbina de vapor accionaba un alternador que producía parte de la energía eléctrica consumida en la fábrica (RENOVETEC, 2009).

Por otra parte, en los sistemas de cogeneración con turbinas de gas se utilizan los gases de escape para su aprovechamiento en el proceso. Dentro de las turbinas de gas pueden establecerse dos grandes grupos: turbinas industriales y aeroderivadas. Las primeras presentan mejores valores de disponibilidad y una mayor robustez. Las turbinas aeroderivadas, sin embargo, son algo más sofisticadas y presentan mejores valores de rendimiento. Asimismo, la temperatura de los gases de escape es diferente al igual que el comportamiento y prestaciones trabajando en cargas parciales, por lo que en cada proyecto deben analizarse detalladamente el tipo de máquina más adecuada.

La cogeneración recibe el impulso técnico más importante en los años ochenta; éste consiste básicamente en la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales.

Debemos enfatizar que la cogeneración recibe el impulso técnico más importante en los años ochenta; éste consiste básicamente en la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales.

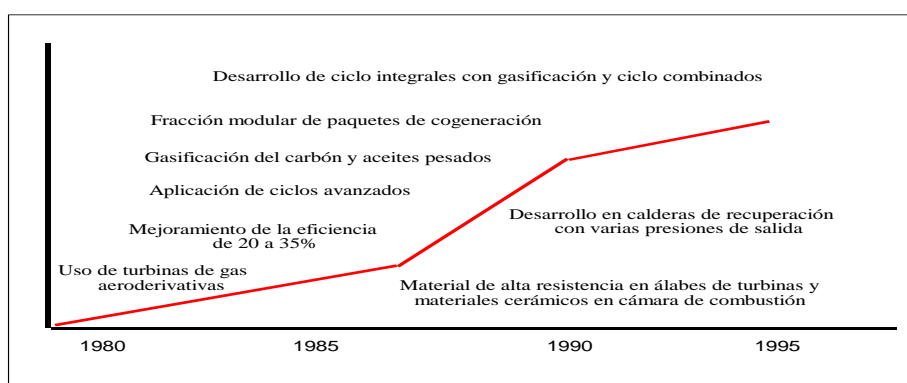
Al mismo tiempo se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión. También se logran rendimientos en las turbinas de gas de hasta 35 %, (contra 15 y 20% obtenido en los años sesenta) y se mejoran los ciclos termodinámicos tradicionales.



Es importante resaltar el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de la aplicación del ciclo combinado, esto, sin olvidar que en todos los desarrollos se incluye el uso de tecnologías limpias, es decir, con reducidas emisiones contaminantes a la atmósfera.

Es necesario recordar que las máquinas alternativas de combustión interna, conocidas como MCI, cuyo desarrollo en paralelo a las turbinas de gas se ha venido aplicando cada día más en los procesos de cogeneración, sobre todo gracias a que la creciente necesidad del transporte marítimo ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes, alcanzando rendimientos térmico/eléctricos del orden del 40%.

Actualmente, la cogeneración comprende al menos cuatro procesos termodinámicos distintos de combinación de producción de calor y potencia: El primero, mediante aire; el segundo, con vapor; el tercero, mediante el calor rechazado en un proceso de combustión, como un motor de combustión interna; y el cuarto involucra procesos termodinámicos, como los encontrados en una celda de combustible. Aunque cada proceso es distinto, éstos son usados en forma combinada para maximizar la producción de energía en un sistema termodinámico (Fig. 4)



*Figura 4. Desarrollo tecnológico de los sistemas de cogeneración*

*Fuente Propia*

## 2.4 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN

Los principales elementos constituyentes de un sistema genérico de cogeneración son:

- Elemento primotor
- Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- Sistema de transmisión de energía
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, alternador, etc.)
- Sistema de control

El componente más importante es el motor primario o primotor, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores de combustión interna.

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de éste dependerá del uso que se le necesite dar. Estos pueden ir, desde sistemas de presión baja de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas.

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del primotor, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema.

## 2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Los sistemas de cogeneración se pueden clasificar:

- Secuencia de generación y consumo

- Conexión del generador eléctrico
- Motor utilizado

### **2.5.1 SECUENCIA DE GENERACIÓN Y CONSUMO**

Los sistemas de cogeneración se clasifican en función del orden de procedencia con que se generan la energía eléctrica o energía térmica, para su utilización en el proceso industrial que se necesite, de esta manera se tiene:

- Sistema superiores (Topping Cycles)
- Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

#### **2.5.1.1 SISTEMAS SUPERIORES (TOPPING CYCLES)**

Los sistemas superiores de cogeneración, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, fuel oil, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de energía térmica están entre temperaturas de 250 ° C a 600 ° C (Wynyard, 2009).

### **2.5.1.2 SISTEMAS INFERIORES (BOTTOMING CYCLES)**

En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 ° C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

### **2.5.2 CONEXIÓN DEL GENERADOR ELÉCTRICO**

Existen industrias que por su ubicación geográfica (alejada de la red pública), capacidad de cubrir su propia demanda energética, entre otras, se ve en la necesidad de optar por diferentes formas de operación de sus sistemas de generación de energía, así se tiene:

- Sistemas aislados o en isla.
- Sistemas integrados o interconectados.

#### **2.5.2.1 SISTEMAS AISLADOS O EN ISLA**

Son sistemas que van a abastecer la demanda de energía, únicamente de un sector específico sin tener que concentrarse a la red. Regulación de potencia y frecuencia generada a través del régimen de giro del grupo generador.

#### **2.5.2.2 SISTEMAS INTEGRADOS O INTERCONECTADOS**

Este sistema tienen todas las ventajas de un circuito conectado en paralelo (mismo voltaje a lo largo de los polos) por lo general sus equipos de generación se

encuentran conectados a la red eléctrica. Tienen doble seguridad de suministro de energía ya que este sistema permite la ayuda de otra generadora para cubrir la demanda total de energía.

### **2.5.3 MOTOR UTILIZADO**

Se basa en el tipo de primotor empleado para generar la energía eléctrica, con la cual se tiene: Las opciones posibles según este criterio son:

- Turbina de vapor
- Turbina de gas
- Ciclo combinado
- Motor alternativo

#### **2.5.3.1 COGENERACIÓN CON TURBINA DE VAPOR**

Estos sistemas son empleados por grandes usuarios, que necesitan utilizar vapor a media-alta presión como energía útil, por lo general se instalan para sustituir calderas obsoletas cuando hay calor residual o el combustible disponible no se puede usar en otro tipo de motor. Los costos de instalación y mantenimiento son elevados pero el costo por potencia instalada es menor que un MCI y similar a Ciclo Combinado.

En este sistema la energía mecánica es producida por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión generado en una caldera convencional (Fig. 5). Bajo este sistema la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas (generalmente del orden de 15%), aunque la eficiencia global del sistema es más alta (del 85 al 90%) que en la turbina de gas ya que produce energía térmica del orden del 75% (Tabla 1).

Tabla 1.

Ventajas y desventajas de cogeneración con turbina de vapor

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad de 500 KW hasta 100 MW o más.</li> <li>• Eficiencia global del sistema alta (90%).</li> <li>• Se puede utilizar cualquier tipo de combustible para la generación del vapor de partida.</li> <li>• Alta seguridad de operación.</li> <li>• Vida útil larga (25 años).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costos de inversión.</li> <li>• Tiempo de arranque muy lento.</li> <li>• Baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15%).</li> </ul>

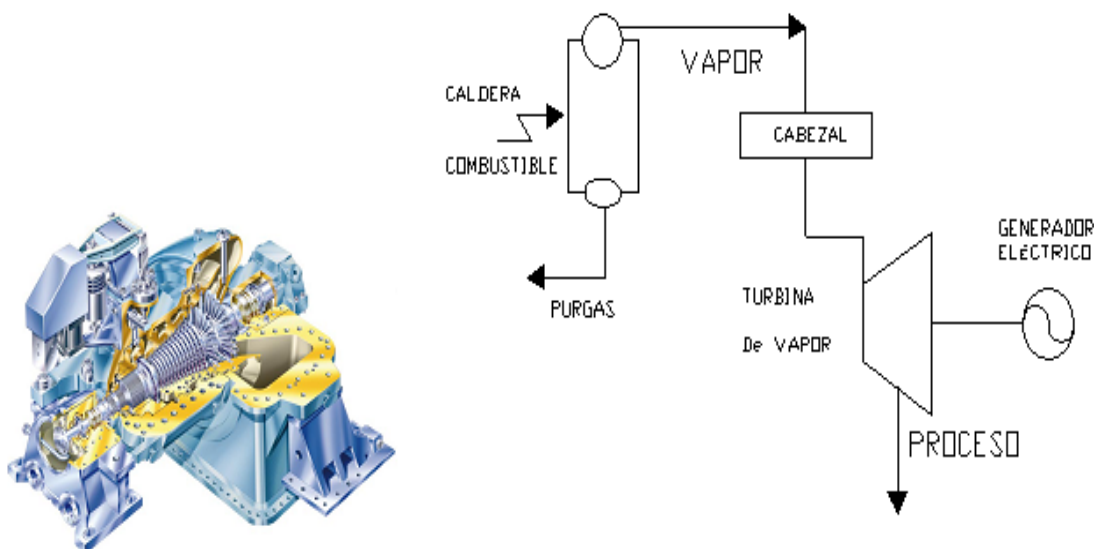


Figura 5. Turbina a vapor

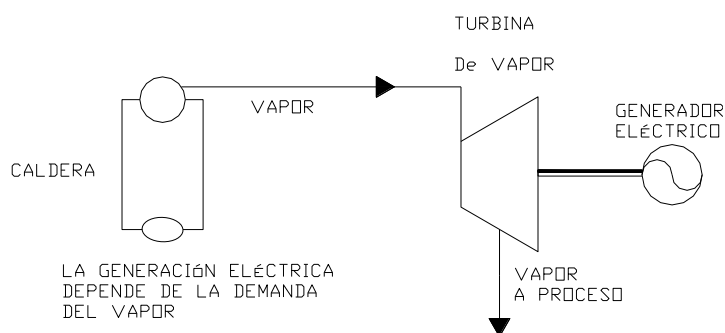
Fuente Propia y Turbinas de Vapor, s.f.

Las turbinas de vapor se dividen en:

- A contrapresión
- A extracción y condensación.

#### 2.5.4 TURBINA DE VAPOR A CONTRAPRESIÓN

En las de contrapresión la principal característica es que el vapor cuando sale de la turbina se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento (Fig. 6).

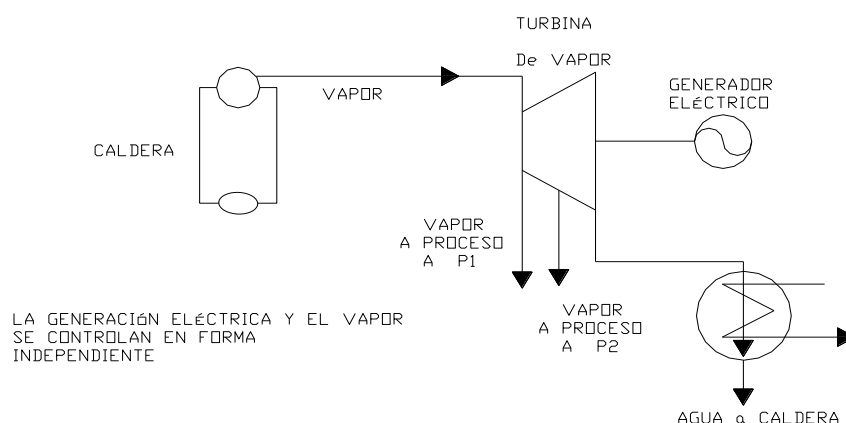


*Figura 6. Turbina de vapor a contrapresión*

*Fuente Propia*

##### 2.5.4.1.1 TURBINA DE VAPOR DE CONDENSACIÓN CON EXTRACCIÓN

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador (Fig. 7).



*Figura 7. Turbina de vapor a extracción – condensación*

*Fuente Propia (Domizio, 2009)*

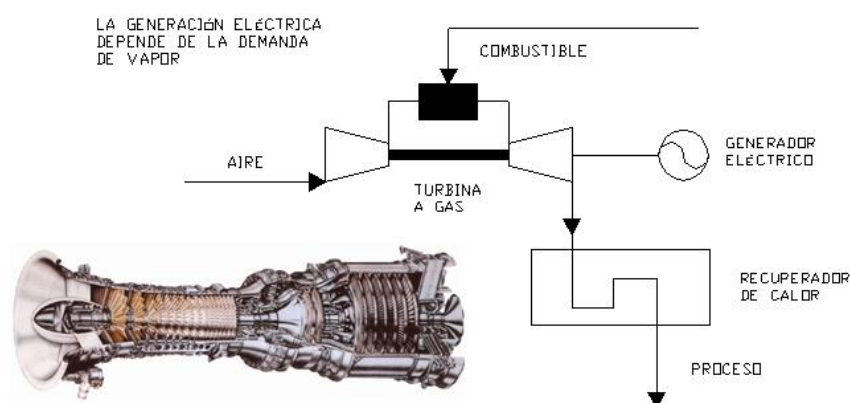
#### 2.5.4.2 COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS

En una turbina de gas la energía residual, en forma de un caudal de gases calientes a elevada temperatura (sobre los 500°C) puede ser aprovechada para satisfacer, total o parcialmente, las necesidades térmicas de proceso.

Los gases de escape pueden utilizarse directamente o bien en calderas de recuperación para generación de vapor a procesos. En ambos casos para poder ajustar la energía térmica proporcionada por el sistema de cogeneración con la demanda de la instalación, existe la posibilidad de incrementar el contenido energético de los gases mediante quemadores de postcombustión (Fig. 8).

La introducción de enfriadores evaporativos en el aire de entrada y la inyección directa de vapor en la cámara de combustión de la turbina permiten aumentar el rendimiento eléctrico y/o reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> (Tabla 2).





*Figura 8. Turbina de Gas*

Fuente: Catalogo de Gneral Electric

Tabla 2.

Ventajas y desventajas de cogeneración con turbina de gas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Amplia gama de capacidades, desde 500 Kw hasta 265 MW.</li> <li>• Altas eficiencias de conversión de energía térmica.</li> <li>• Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%.</li> <li>• Alcanza eficiencias globales arriba del 80%.</li> <li>• Alta seguridad de operación.</li> <li>• Bajo costo relativo de inversión.</li> <li>• Tiempo corto de arranque.</li> <li>• Requiere de poco espacio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja eficiencia en carga parcial</li> <li>• Vida útil relativamente baja</li> <li>• Limitantes en cuanto al combustible usado</li> </ul>

### 2.5.4.3 COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO

Los ciclos combinados representan hoy los sistemas avanzados de la generación de energía disponibles. Estos sistemas de generación de energía pueden combinar ciclos de turbinas, motores de combustión interna y alcanzar eficacias térmicas neta del 60%. Sus consecuencias para el medio ambiente por kilovatio-hora son las más bajas de todo el equipo que utilizan combustibles fósiles para el encendido de la generación (Netvalue forensic, 2001).

Existe una gran variedad de ciclos combinados dependiendo de la aplicación que necesita cada industria entre los más importantes se tiene.

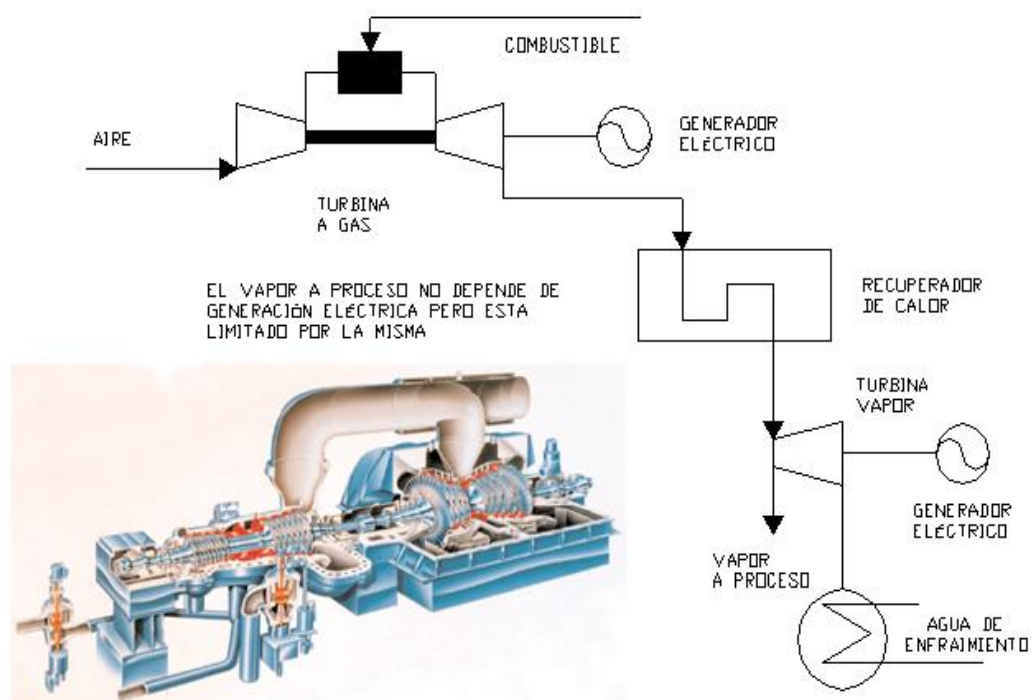
- Turbina de gas y turbina de vapor
- Motores alternativos y turbina de vapor

#### 2.5.4.3.1 TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR

Consiste en la aplicación conjunta de una turbina de gas y una de vapor (Fig. 9), con todas sus posibles combinaciones en lo referente a tipos de combustibles utilizados, quemadores de postcombustión, salidas de vapor de turbina a contrapresión o condensación, etc.

El rendimiento global en la producción de energía eléctrica es mayor que las soluciones anteriores, el ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón potencial / calor es alta (Tabla 3).

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual, de los procesos y la variación de la demanda eléctrica, entre otras.



*Figura 9. Ciclo combinado*

*Fuente Ingeniería, s.f.*

Tabla 3.

Ventajas y desventajas del ciclo combinado

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta producción de electricidad.</li> <li>• Elevada eficiencia térmica.</li> <li>• Operación flexible.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limitantes en cuanto al empleo de combustibles.</li> <li>• Alto costo de inversión.</li> </ul>

### 2.5.4.3.2 MOTORES ALTERNATIVOS Y TURBINA DE VAPOR

Consiste en un ciclo basado en motores alternativos de gas natural y turbina de vapor, los gases de escape de los motores son conducidos a una caldera de recuperación para la producción de vapor saturado seco. Vapor que será conducido a una turbina de vapor. La cual podrá accionar:

- Un generador eléctrico,
- Un compresor de aire de tornillo,
- Un generador y un compresor de tornillo.

Por otro lado, la energía térmica del circuito de refrigeración del motor, será utilizada para generar agua caliente, que podría ser empleada directamente el proceso o en una máquina de absorción, con el fin de satisfacer las demandas de frío de proceso (Tabla 4).

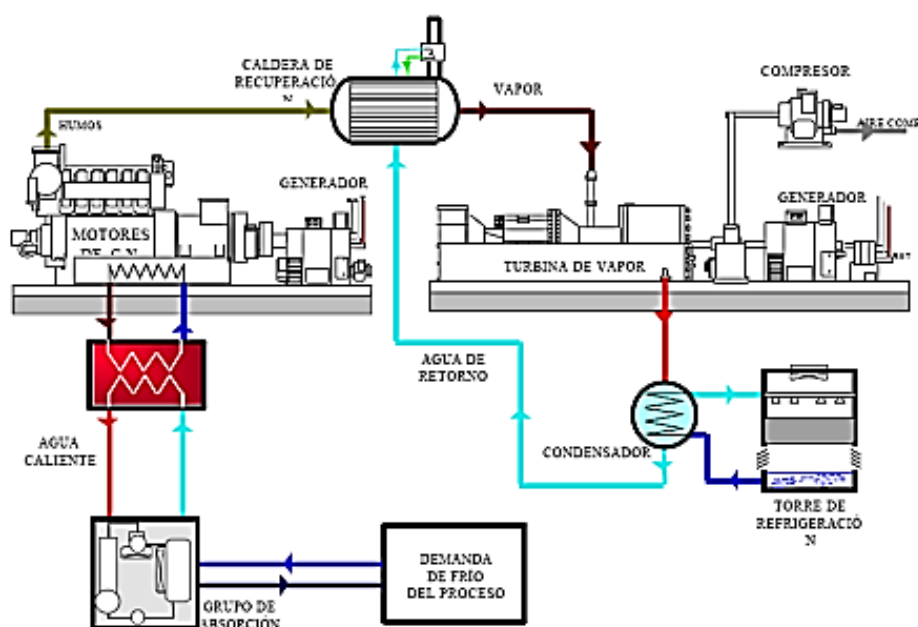
Tabla 4.

Ventajas y desventajas de motores alternativos

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta producción de electricidad.</li> <li>• Elevada eficiencia térmica.</li> <li>• Operación flexible.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limitantes en cuanto al empleo de combustibles.</li> <li>• Alto costo de inversión</li> </ul>

(motores alternativos y turbina vapor, s.f.)

Un esquema tipo, podría ser el mostrado en la Fig. 10



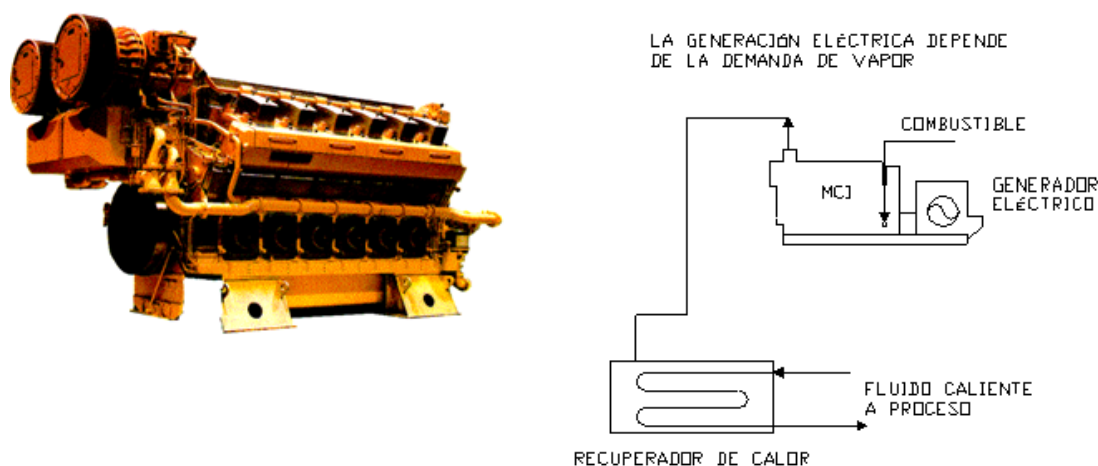
*Figura 10. Motores alternativos y turbina de vapor*

*Fuente motores alternativos y turbina vapor, s.f.*

#### 2.5.4.4 COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO

Aunque conceptualmente el sistema no difiere mucho del basado en turbinas de gas, existen sin embargo diferencias importantes. Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34% al 40%, (pero tienen una mayor dificultad de aprovechamiento de la energía) aunque los gases residuales son a baja temperatura, 200°C a 250°C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (Fig. 11). Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm<sup>2</sup>) o agua caliente de 80°C a 100°C.

Presentan una mayor flexibilidad de funcionamiento, lo que permite responder de manera casi inmediata a las variaciones de potencia, sin que ello conlleve un gran incremento en el consumo específico del motor.

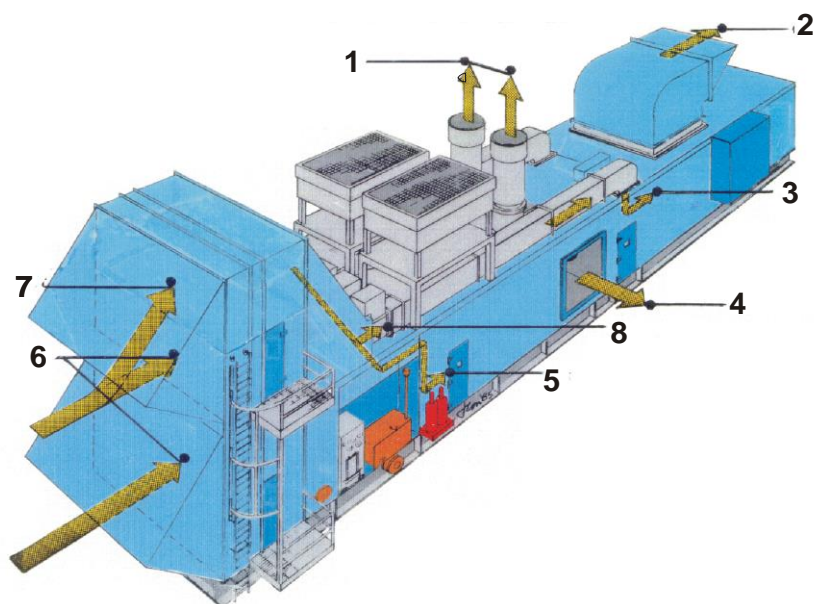


*Figura 11. Motor combustión interna*

## 2.6 DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA DE GAS

La empresa Repsol YPF, dispone en el Bloque 16 de 3 turbinas marca General Electric, modelo LM2500 (Fig. 12), las cuales están distribuidas de la siguiente manera, 2 en la planta de tratamiento NPF y 1 en la planta de tratamiento SPF, están comprendidas de un sistema de turbina a gas, un generador eléctrico y un sistema de mando común. Utilizan fuel oil N° 4 como combustible, aunque la turbina ubicada en el SPF tiene la posibilidad de funcionar también con gas natural, por contar con sistema dual de inyectores.

Las turbinas son utilizadas para generación eléctrica, de tal manera que cada una de ellas está en la capacidad de producir tres-fase de corriente, el generador eléctrico produce una frecuencia de 60 Hz, a un nivel de voltaje de 13800 voltios. El sistema de la turbina maneja el generador eléctrico a 3600 RPM.



*Figura 12. Módulo GE LM2500*

*Fuente Repsol YPF*

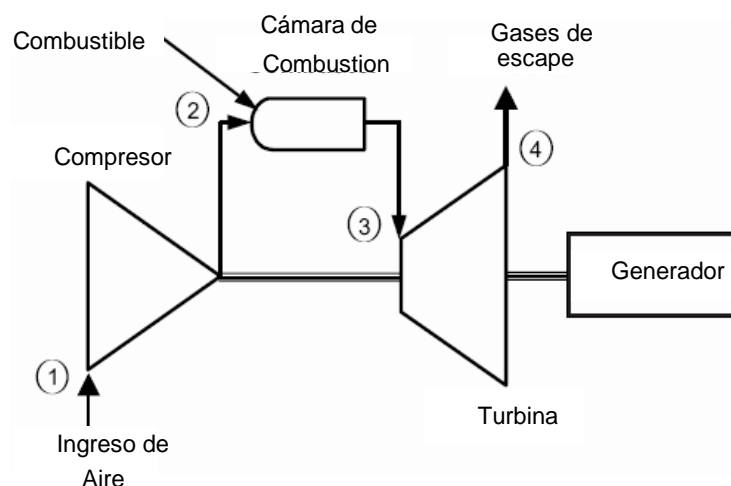
Tabla 5.

Descripción de la Fig. 11

ITEM	DETALLE
1	Salida de los gases del compartimiento de la turbina
2	Salida de los gases del generador
3	Aire del compartimiento del generador
4	Conducto de escape de los gases de la turbina
5	Aire del compartimiento de la turbina
6	Ingreso de aire a los filtros de la turbina
7	Ingreso de aire al compartimiento del generador
8	Ventilación del compartimiento del generador

## 2.6.1 CICLO TERMODINÁMICO DE LAS TURBINAS DE GAS

El ciclo termodinámico de las turbinas de gas se fundamenta en el ciclo de Brayton. Un diagrama esquemático para un ciclo simple, de la turbina de gas una etapa se muestra en la Fig. 2.12. El aire entra en el compresor del flujo axial en el punto 1 en las condiciones ambiente. Puesto que estas condiciones varían de acuerdo a las condiciones y la localización, es conveniente considerar algunas condiciones estándares para los propósitos comparativos. Las condiciones estándares usadas por la industria de las turbinas de gas son 59°F. / 15°C., 14.7psia / 1.013 bar y 60% de humedad relativa, establecidos por la organización de estándares internacional (ISO) y referidos con frecuencia como condiciones ISO.



*Figura 13. Ciclo abierto de una turbina a gas*

*Fuente Propia*

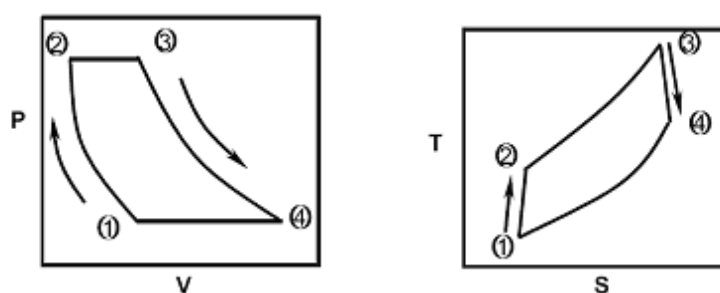
### 2.6.1.1 CICLO BRAYTON

La Fig. 13, muestra los diagramas presión -volumen (PV) y de la temperatura-entropía clásicos (TS) para este ciclo. Los números en este diagrama correspondan a los números también usados en la Fig. 14. El proceso **1 a 2** consiste



de un proceso de compresión isentrópica, el proceso **2 a 3** representa la adición de calor a presión constante en el sistema de combustión, y el proceso **3 a 4** proceso de expansión isentrópica, el proceso de **4 a 1** en los diagramas del ciclo de Brayton indica un proceso que rechaza calor a presión constante. En la turbina de gas, este enfriamiento es hecho por la atmósfera, la que proporciona el aire fresco, al estado **1**.

Cada ciclo de Brayton puede ser caracterizado por dos parámetros significativos: relación de presión y temperatura de descarga que es la temperatura más alta alcanzada en el ciclo luego del calor añadido.



*Figura 14. Ciclo Brayton*

*Fuente Propia*

## 2.6.2 CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS A GAS

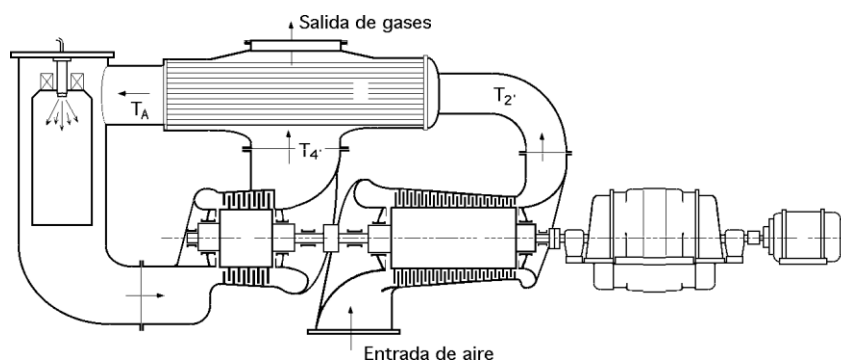
Las turbinas se diferencian de otras máquinas térmicas en que son de funcionamiento continuo, no alternativo o periódico como el motor de explosión. A semejanza de otras máquinas las turbinas son esencialmente transformadoras de energía, y de movimiento rotativo.

Las turbinas se diferencian según la trayectoria que en general sigue el fluido: si el movimiento es fundamentalmente paralelo al eje de rotación se denominan

turbinas axiales. Si es principalmente normal al eje de rotación, turbinas radiales (centrífugas o centrípetas según la dirección de movimiento).

#### a. Turbinas axiales

Son aquellas turbinas en las que el aire fluye coaxialmente al eje de la máquina, como se ilustra en la Fig. 15. Las máquinas axiales, ya sean compresores o turbinas, tienen mejores rendimientos que las radiales. Se utilizan como centrales estacionarias de generación eléctrica y para propulsión de barcos.

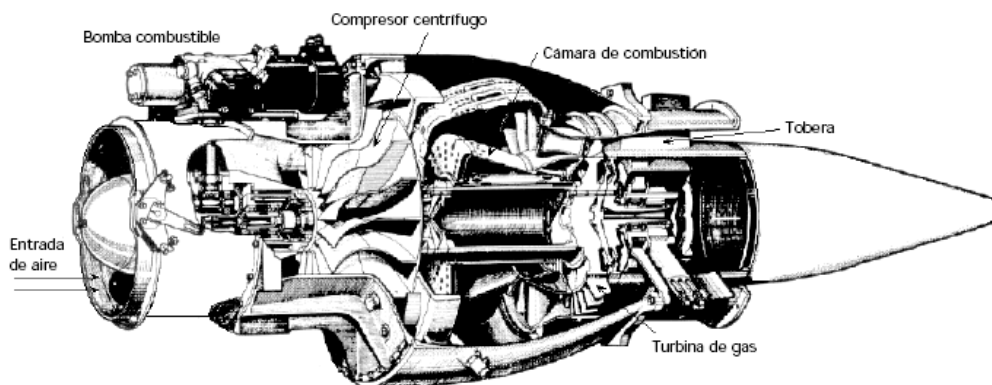


*Figura 15. Turbina de gas axial*

*Fuente: Manual de turbinas a gas*

#### b. Turbinas radiales

Son aquellas turbinas en las que el aire fluye radialmente respecto al eje de la máquina, como se ilustra en la Fig. 16. están dotadas de un compresor centrífugo. La simplicidad constructiva, menor coste, mayor robustez y la facilidad de mantenimiento de las máquinas radiales frente a las axiales las hacen más competitivas en la gama de bajas potencias. Se utilizan en el transporte aéreo.



*Figura 16. Turbina de gas radial*

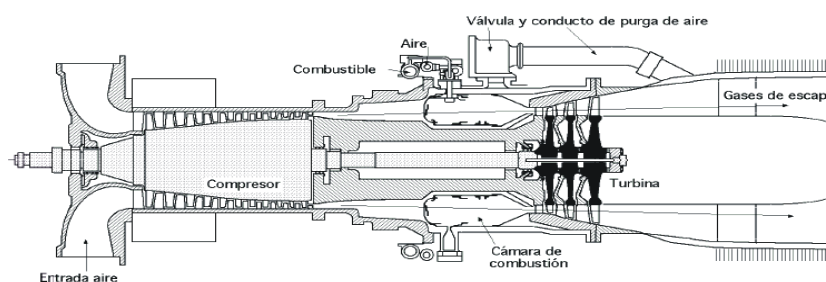
*Fuente: Turbinas, 2013*

### 2.6.2.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA FORMA DE MONTAJE DE LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN Y DE LA TURBINA DE POTENCIA

Es interesante cuando las máquinas funcionan a velocidad constante, en las proximidades de la potencia nominal; una propiedad característica de esta disposición es la pequeña aceleración que se origina cuando sobreviene una descarga brusca del receptor; esta turbina soporta mal las fluctuaciones de carga por lo que se hace preciso separar las funciones de la turbina, compresor y generación, en dos ejes, de forma que se las puede clasificar

#### Turbina de simple eje

Se denominan de simple eje cuando la cámara de combustión y la turbina de potencia están montados sobre el mismo eje, como se ilustra en la Fig. 17. Llamadas también de mono eje, se caracterizan porque el compresor y la turbina funcionan a la misma velocidad de giro.



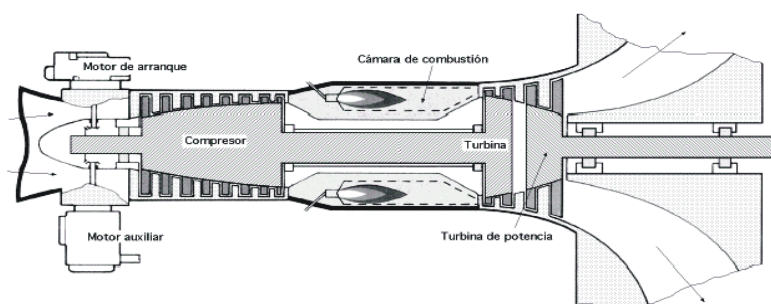
*Figura 17. Esquema de una turbina axial de simple eje*

*Fuente: Turbinas, 2013*

Para accionar un alternador, se requiere una velocidad de giro en el eje constante, lo que se consigue manteniendo un caudal de aire constante. La potencia desarrollada se puede regular modificando únicamente la inyección de combustible en la cámara de combustión sin que varíe la velocidad de giro del rotor.

#### Turbina de dos ejes

Las turbinas de gas son de dos ejes cuando la cámara de combustión y la turbina de potencia están montados sobre ejes distintos, como se ilustra en la Fig. 18. En estas turbinas, la velocidad de giro del compresor es independiente de la turbina de potencia.



*Figura 18. Esquema de una turbina de gas axial de dos ejes*

*Fuente: Turbinas, 2013*

Cuando se requiere una velocidad de giro del eje de salida menor, el compresor puede seguir girando a alta velocidad, poniendo a disposición de la turbina de potencia un caudal de gases, incluso a mayor presión. Este tipo de máquinas es especialmente apto para aquellos casos en que se demande un aumento del par en el eje a un reducido número de revoluciones.

### 2.6.2.2 PARTES PRINCIPALES DE LA TURBINA DE GAS GE LM250

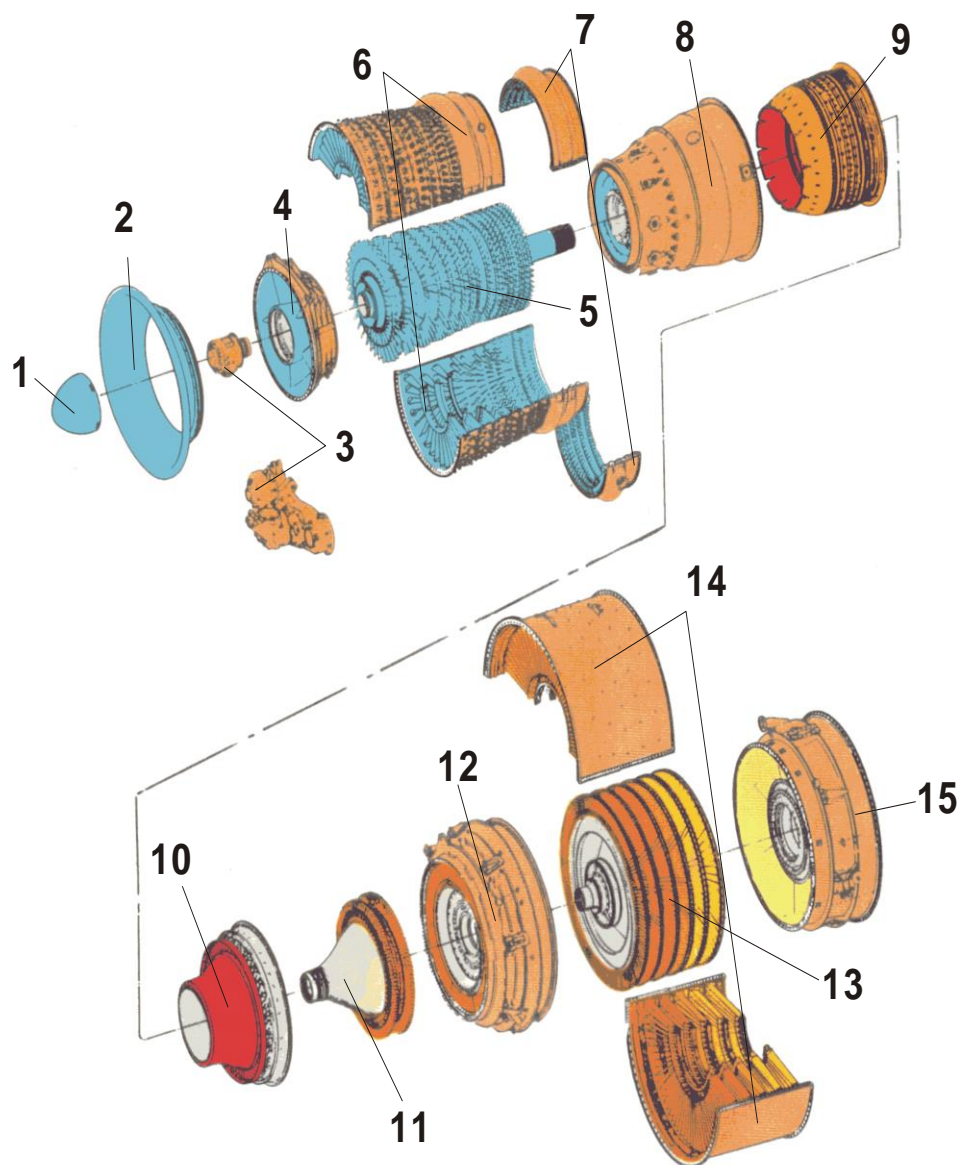
Las turbinas de gas LM2500, son del tipo axial de dos ejes, la turbina libera una velocidad de salida de 4000 rpm. El generador está directamente acoplado a la turbina de gas LM2500 y controlado a 3600 rpm. para producir una frecuencia de 60Hz. O, 3000 rpm. para producir una frecuencia de 50 HZ., constan de los siguientes elementos principales: un compresor axial, una cámara de combustión anular, la turbina. Está construida con revestimientos navales para extender la vida útil de las partes calientes. Debido a que la sección caliente está sujeta a los más severos esfuerzos del motor y requiere una cuidadosa inspección y mantenimiento. Un tipo de daño considerable son las grietas originadas por el calor extremo al cual estas piezas están expuestas.

Las turbinas de gas por lo general sus partes se encuentran localizados en dos secciones, la fría y la caliente.

La **sección fría** de una turbina de gas comienza con la sección de ingreso de aire, el compresor y parte de la cámara de combustión.

La **sección caliente** de una turbina de gas comienza con la sección de combustión e incluye la turbina y los componentes del sistema de escape

En la Fig. 19 pueden apreciar las zonas de temperatura de una turbina de gas.



*Figura 19. Partes de la turbina GE LM2500*

*Fuente :Robert Sherman, 1999*

Tabla 6.

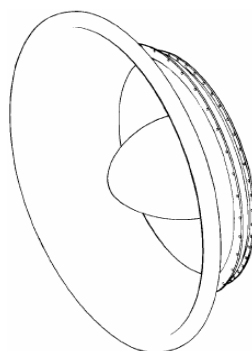
Descripción de la figura 18

ITEM	DETALLE
1	Cuerpo central
2	Conducto de ingreso
3	Caja de cambios
4	Estructura frontal del compresor
5	Rotor del compresor.
6	Cubierta frontal del estator del compresor
7	Cubierta posterior del estator del compresor
8	Estructura posterior del compresor
9	Cámara de combustión
10	Boquilla de la turbina de alta presión
11	Rotor de la turbina de alta presión
12	Estructura media de la turbina
13	Rotor de la turbina de poder
14	Estator de la turbina de poder
15	Estructura posterior de la turbina

### 2.6.2.2.1 SECCIÓN DE ENTRADA

Los motores de turbina instalados en la mayoría de los bancos de prueba tienen campanas de admisión. Estas entradas, proporcionan una curva suave para que sea seguida por el aire de admisión cuando fluye dentro del compresor, resultando en un flujo de aire estable (no turbulento). Las pérdidas en el conducto con una campana de admisión son extremadamente bajas, y este tipo de entrada se usa cuando se calibran las actuaciones de los motores de turbina de gas.

En la turbina GE LM2500 esta sección consiste del conducto de ingreso en forma de campana (Fig. 20) y el cuerpo central. El conducto de ingreso es de fibra de vidrio reforzada de grafito. El cuerpo central es de aluminio. También contiene un manifold (múltiple) para inyectar una solución líquida limpiadora dentro del compresor para remover impurezas.



*Figura 20. Sección de entrada tipo campana*

Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric

### 2.6.2.2.2 COMPRESOR

El compresor es de 16 etapas alta relación de presión, diseñado para flujo axial y puede girar a 10000 rpm. Los principales componentes del compresor son: compresor front frame (estructura frontal del compresor), compresor rotor (rotor del compresor), compresor stator (estator del compresor) y un compresor rear

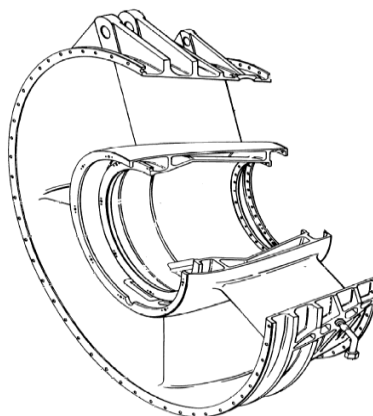


frame (estructura posterior del compresor). Después de pasar a través de las 16 etapas, el aire ha sido comprimido en una relación de 18:1. Los alabes guías del ingreso y los alabes de las seis primeras etapas del estator tienen un control que varía su geometría en función de la temperatura de ingreso del aire al compresor y la velocidad de compresión.

El estator esta soportado en la estructura frontal y posterior del compresor, el rotor se encuentra soportado en los rodamientos N° 3 y de rodillo, N° 5 de bola.

#### 2.6.2.2.3 ESTRUCTURA FRONTAL DEL COMPRESOR

La estructura frontal del compresor es de acero y forma la trayectoria para el ingreso del flujo de aire al compresor (Fig. 21), se pandea entre el centro del eje y la cubierta exterior, contiene el carter para la distribución de aceite y el rodamiento A. La estructura también soporta la cubierta del compresor.



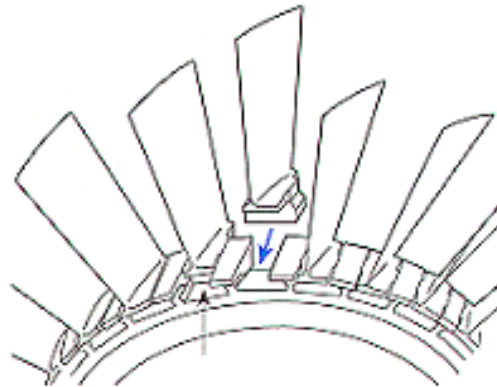
*Figura 21. Estructura frontal del compresor*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.4 ROTOR DEL COMPRESOR

Tiene la estructura de un carrete con ajustes circunferenciales forma de ranura. El uso del carrete hace posible que varios discos de alabes puedan ser llevados en una pieza simple.

Los alabes del compresor no están rígidamente unidos al tambor del compresor o a los discos, sino que están sueltos en sus bases de manera que están libres para balancearse. Cuando el motor está funcionando, la fuerza centrífuga mantiene a los alabes en su posición correcta. El que los alabes estén sueltos evita esfuerzos en la raíz. Una forma generalizada de unir los alabes a los discos es por el método de ajuste en cola de milano mostrado en la Fig. 22.

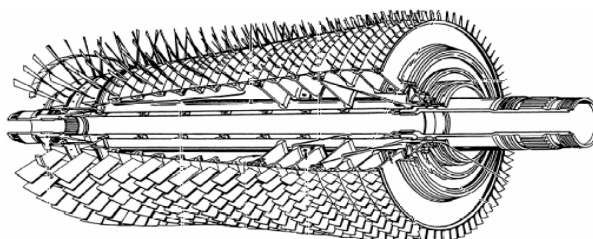


*Figura 22. Junta cola de milano*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

Los alabes fijos de estator están montados en anillos de retención que están unidos a la carcasa del compresor.

El rotor del compresor (Fig. 23), es el elemento giratorio compresor del generador de gas, está comprendido de varias estructuras ensambladas y tres cerrojos principales.



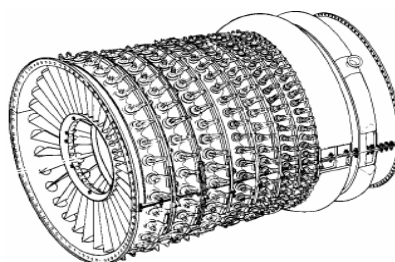
*Figura 23. Rotor del compresor*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.5 ESTATOR DEL COMPRESOR

El estator del compresor (Fig. 24) tiene una etapa de alabes guías de ingreso (IGV) y 16 etapas de alabes fijos. La geometría del IGV y de la primera hasta la sexta etapa son variables. El material del IGV y de los alabes de la primera y segunda etapa son de titanio, mientras los alabes de la tercera hasta la sexta etapa son A286. La cubierta de estator consiste de cuatro secciones.

Las dos cubiertas frontales son de titanio y las dos cubiertas traseras son hechas de Inconel 718.

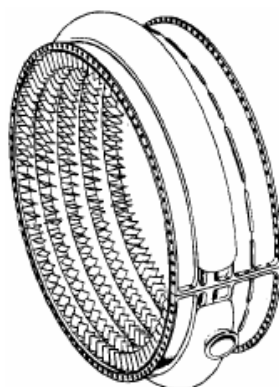


*Figura 24. Estator del compresor*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.6 ESTRUCTURA POSTERIOR DEL COMPRESOR

La estructura posterior del compresor (Fig. 25) está hecho de Inconel 718 y consiste de la cubierta exterior, el puntal y el cubo del compresor



*Figura 25. Estructura posterior del compresor*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.7 CÁMARA DE COMBUSTIÓN

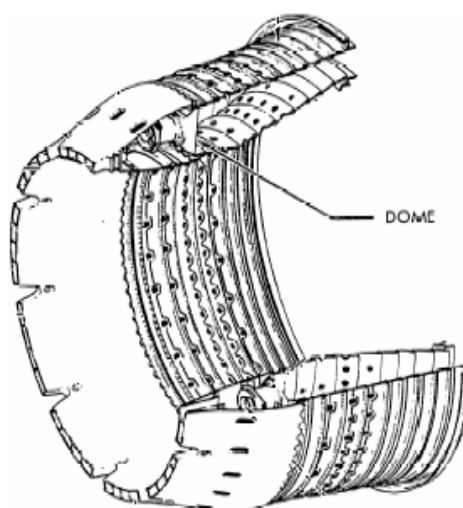
Es una cámara anular que cuenta con treinta inyectores y dos bujías, tiene cuatro elementos principales sujetos entre sí; cowl assembly (difusor), dome, (tubo de llama), inner skirt (cárter interior) y outer skirt (cárter exterior). El cowl assembly, en conjunto con la estructura posterior del compresor, sirve como un difusor y distribuidor para la descarga de aire al compresor (Fig. 26).

El aire pasa a través de la boca de entrada del tubo de llama y también entre el tubo y la carcasa exterior como se ha descrito, estando la cámara abierta en la parte frontal al compresor y en la parte posterior a los alabes guías de entrada en turbina.

La cámara de combustión tiene la difícil tarea de quemar grandes cantidades de combustible, suministrado a través de inyectores de combustible, con extensos volúmenes de aire, suministrados por el compresor, y liberar la energía de tal manera que el aire se expande y acelera para proporcionar una constante corriente de gas uniformemente calentada en todas las condiciones requeridas por la turbina. Esta tarea debe realizarse con la mínima pérdida de presión y con la máxima liberación de calor para el limitado espacio disponible.

Las paredes de contención y las piezas internas de la cámara de combustión deben ser capaces de resistir las altas temperaturas del gas en la zona primaria. En la práctica, esto se consigue usando los mejores materiales disponibles resistentes al calor y enfriando la pared interna del tubo de llama como aislante de la llama.

La cámara de combustión también debe soportar la corrosión debida a los productos de la combustión, la deformación debida a las subidas de temperatura, y la fatiga debida a los esfuerzos vibratorios.



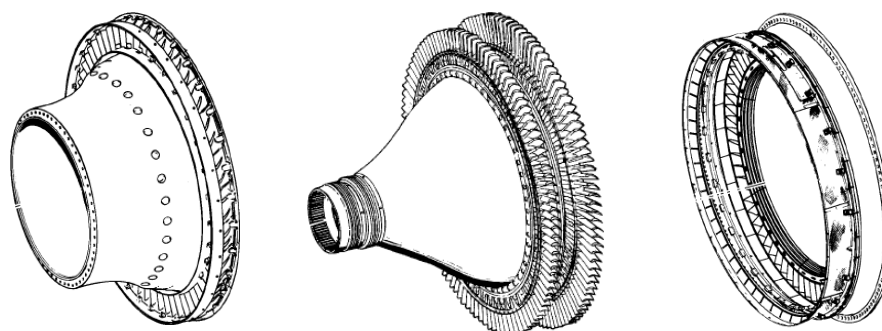
*Figura 26. Cámara de combustión tipo anular*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

### 2.6.2.2.8 TURBINA DE ALTA PRESIÓN

Consiste en el rotor de la turbina de alta presión, primera y segunda etapas de la turbina ensamblado a la tobera y la turbina midframe (Fig. 27). El rotor de la turbina extrae la energía del flujo de gases calientes, para impulsar el rotor del compresor axial con el cual está mecánicamente acoplado. Está formada por un rotor y un estator de dos etapas cada uno. Se encuentra en el mismo eje del compresor y el rotor esta soportado en los rodamientos N° 4 de bola y N° 5 de rodillo.

La tobera de la turbina dirigen los gases calientes de la cámara de combustión sobre los alabes del rotor con un óptimo ángulo y velocidad.



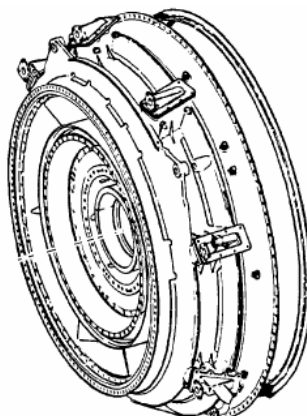
*Figura 27. Turbina de alta presión y tobera*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

### 2.6.2.2.9 ESTRUCTURA MEDIA DE LA TURBINA

Soporta el final de la popa del rotor de la turbina de alta presión y el frente del rotor de la turbina de poder. Está asegurada entre la parte posterior de la estructura del compresor y la parte frontal del estator de la turbina de poder. La estructura está provisto de un difusor de paso de flujo para la alta presión de la

descarga de la turbina sobre la turbina de poder. La tubería para la lubricación de los quemadores y el sello presurizado están localizados dentro de la estructura (Fig.28).



*Figura 28. Turbina midframe*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.10 TURBINA DE PODER

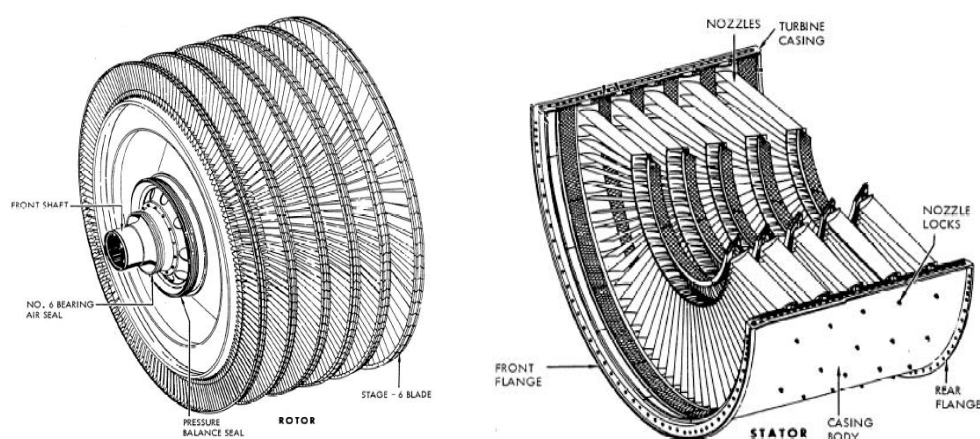
Es una turbina de presión baja, gira a 3600 RPM, tanto el rotor como el estator tienen 6 etapas de alabes. El eje de esta turbina tiene acople físico con el eje del generador eléctrico. Cada dos discos de alabes tienen integrados espaciadores, uno a cada lado. El eje está asegurado entre la segunda y tercera etapa de espaciadores, y la parte trasera del eje entre la quinta y sexta etapas de espaciadores.

Esta soportada en los rodamientos N° 6 y 7 de bola y N° 7 de rodillo. Se encuentra acoplada aerodinámicamente a la turbina de alta potencia.

Los alabes de las seis etapas contienen seguros para niveles bajos de vibración están sujetos a los discos mediante la cola de milano. Para prevenir el escape de gas existen seguros reemplazables de acuerdo a las horas de trabajo de la turbina, además también cuenta con seguros estacionarios, cada uno de estos seguros

se encuentran localizados en cada etapa. La primeras tres etapas de alabes están protegidas contra la corrosión mediante un revestimiento.

El estator de la turbina de poder consiste de dos cubiertas cortadas horizontalmente (Fig. 29). La primera etapa del estator es parte de la turbina midframe. Las etapas dos y tres tienen segmentos soldados cada seis alabes. Las etapas cuatro, cinco y seis tienen segmentos de cada dos alabes. Las primeras tres etapas de alabes están protegidos contra la corrosión mediante un revestimiento.



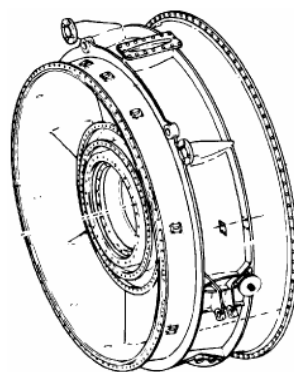
*Figura 29. Rotor y estator de la turbina de poder*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.11 ESTRUCTURA POSTERIOR DE LA TURBINA

Consiste de una cubierta exterior, ocho estructuras radiales. Esto forma el camino de los gases de escape y soporta el final de la popa de la turbina de poder y el frente del adaptador flexible del eje del acople. La estructura posterior de la turbina es soportada por el propio deflector del sistema de escape. La estructura tiene alojado los rodamientos No 7 de bola y No 7 de rodillo y una abertura posterior para la turbina de gas (Fig. 30).



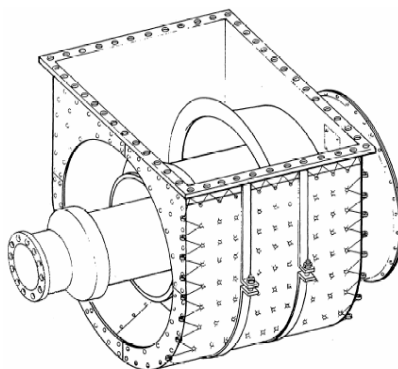


*Figura 30. Estructura posterior de la turbina*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.12 CONDUCTO DE ESCAPE

Expulsa los gases calientes luego de mover la turbina de potencia y consiste de un conducto interior y exterior formando un pasaje de difusión de la parte posterior de la turbina de poder. El difusor recobra una porción energía cinética de los gases de escape que dejan la turbina de poder. El interior del conducto difusor puede ser movido para obtener acceso al acople del eje. El conducto de escape tiene un soporte independiente de la estructura base de la turbina de gas y un pistón que sirve para regular el espacio entre la parte posterior de la turbina y el conducto de escape (Fig. 31).



*Figura 31. Conducto de escape*

*Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric*

#### 2.6.2.2.13 SANGRADO DEL SISTEMA DE AIRE

La mayor parte del aire fluye desde el compresor hacia dentro de la sección de combustión, pero parte de él, llamado aire sangrado del compresor, se usa para antihielo de los conductos de entrada y para refrigerar piezas de la sección caliente. Otra parte del aire de sangrado se usa para la presurización de cabina, el aire acondicionado, antihielo del combustible, y arranque neumático de motores. Al aire sangrado para servir propósitos diferentes a la operación del motor se le llama aire sangrado del cliente.

#### 2.6.2.2.14 SISTEMA DE LUBRICACIÓN

Los lubricantes en un motor de turbina funcionan como los de un motor alternativo. Reducen la fricción en los engranajes y cojinetes, absorben el calor de los cojinetes, protegen las piezas metálicas del motor contra la corrosión, y recogen y portan los contaminantes dentro de los filtros donde quedan atrapados y retenidos. Además de esto, en muchos motores de turbina, el aceite caliente del motor es dirigido a través de un intercambiador de calor donde parte de su calor calienta al combustible para evitar la formación de cristales de hielo.

La lubricación de la maquina consiste en una bomba de desplazamiento positivo y el sistema de tuberías, el aceite con que funciona la maquina necesita ser enfriado debido a que se expone a altas temperaturas cuando la maquina está funcionando, para lo cual el módulo de GE LM2500 tiene un ventilador en la parte superior del compartimiento el mismo que extrae el aire de la turbina para mantener una presión de trabajo de la turbina en el compartimiento.

El aceite lubricante se circula por los filtros de aceite, enfriadores de aceite, el tanque de aceite y el residuo del sistema son para el compartimiento de la máquina.

## **2.7 INTERCAMBIADORES DE CALOR**

El proceso de intercambio de calor entre dos fluido, que están a diferentes temperaturas y separado por una pared sólida, ocurre en muchas aplicaciones de ingeniería. El dispositivo que se utiliza para llevar a cabo este intercambio se denomina intercambiador de calor y las aplicaciones específicas se pueden encontrar en calefacción de locales, acondicionamiento de aire, producción de potencia, recuperación de calor de desecho y algunos procesamientos químicos.

El papel de los intercambiadores de calor ha adquirido una gran importancia ante la necesidad de ahorrar energía y disponer de equipos óptimos, no sólo en función de su análisis térmico y del rendimiento económico de la instalación, sino también en función de otros factores como el aprovechamiento energético del sistema, la disponibilidad y cantidad de energía así como de materias primas necesarias para cumplir una determinada función.

### **2.7.1 TIPOS BÁSICOS DE INTERCAMBIADOR DE CALOR**

Los intercambiadores de calor debido a la gran aplicación que tiene en la industria se puede decir que existen muchos tipos y maneras de clasificarlos, pero entre las más comunes tenemos:

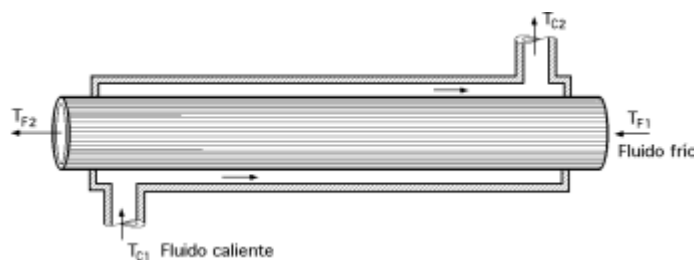
- Por la distribución de flujo
- Su aplicación

#### **2.7.1.1 POR LA DISTRIBUCIÓN DE FLUJO**

Se tiene tres tipos de configuraciones más comunes en la trayectoria del flujo.

- Flujo en paralelo
- Contracorriente
- Flujo cruzado

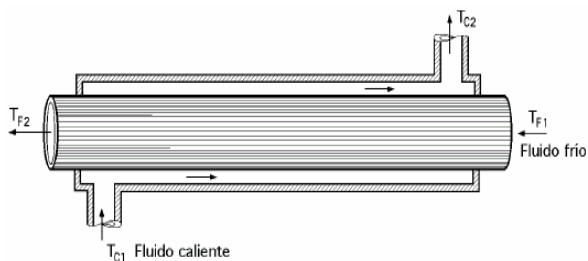
a. **Flujo paralelo.**- Los fluidos caliente y frío, entran por el mismo extremo del intercambiador, fluyen a través de él en la misma dirección y salen por el otro extremo (Fig. 32).



*Figura 32. Intercambiador de calor flujo paralelo*

*Fuente Propia*

b. **Contracorriente.**- Los fluidos caliente y frío entran por los extremos opuestos del intercambiador y fluyen en direcciones opuestas. Y salen por extremos opuestos (Fig. 33).

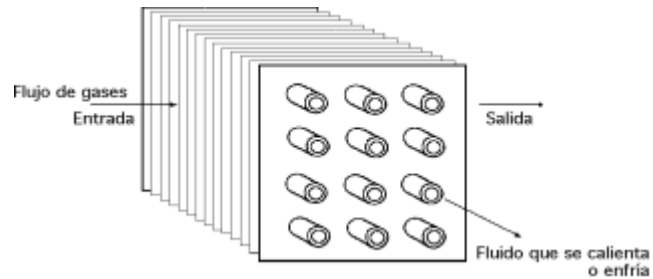


*Figura 33. Intercambiador de calor flujo contracorriente*

*Fuente Propia*

c. **Flujo cruzado.**- Los fluidos pueden desplazarse dentro del intercambiador perpendicularmente a la trayectoria del otro fluido, o se puede desplazar

transversalmente en forma alternativa con respecto a la otra corriente de fluido (Fig. 34).



*Figura 34. Intercambiador de calor flujo cruzado*

*Fuente Propia*

### 2.7.1.2 CLASIFICACIÓN SEGÚN SU APLICACIÓN

Para caracterizar los intercambiadores de calor basándose en su aplicación se utilizan en general términos especiales, los principales tipos son:

- Calderas
  - Condensadores
  - Intercambiadores de calor de coraza y tubos
  - Torres de enfriamiento
  - Regeneradores
- a. Calderas.-** Las calderas de vapor son unas de las primeras aplicaciones de los intercambiadores de calor. Con frecuencia se emplea el término generador de vapor para referirse a las calderas en las que la fuente de calor es una corriente de un flujo caliente en vez de los conductos de la combustión a temperatura elevada.
- b. Condensadores.-** Los condensadores se utilizan en aplicaciones tan variadas como plantas de fuerza de vapor, plantas de proceso químico y plantas eléctricas

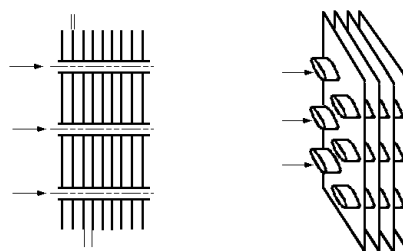
nucleares para vehículos espaciales. Los tipos principales son los condensadores de superficie, los condensadores de chorro y los condensadores evaporativos.

- c. Intercambiadores de calor de coraza y tubos.-** Las unidades conocidas con este nombre están compuestas en esencia por tubos de sección circular montados dentro de una coraza cilíndrica con sus ejes paralelos al eje de la coraza.

Los intercambiadores de calor líquido-líquido pertenecen en general a este grupo y también en algunos casos los intercambiadores gas-gas (Fig. 35).

Son muy adecuados en las aplicaciones en las cuales la relación entre los coeficientes de transferencia de calor de las dos superficies o lados opuestos es generalmente del orden de 3 a 4 y los valores absolutos son en general menores que los correspondientes a los intercambiadores de calor líquido-líquido en un factor de 10 a 100, por lo tanto se requiere un volumen mucho mayor para transferir la misma cantidad de calor.

Existen muchas variedades de este tipo de intercambiador; las diferencias dependen de la distribución de configuración de flujo y de los aspectos específicos de construcción. La configuración más común de flujo de intercambiadores líquido-líquido de coraza y tubos.



*Figura 35. Intercambiador de calor coraza y tubos*

*Fuente Propia*

**d. Torres de enfriamiento.-** Las torres de enfriamiento se han utilizado ampliamente para desechar en la atmósfera el calor proveniente de procesos industriales en vez de hacerlo en el agua de un río, un lago o en el océano.

Los tipos más comunes son las torres de enfriamiento por convección natural y por convección forzada.

En la torre de enfriamiento por convección natural el agua se pulveriza directamente en la corriente de aire que se mueve a través de la torre de enfriamiento por convección térmica. Al caer, las gotas de agua se enfrían tanto por convección ordinaria como por evaporación.

La plataforma de relleno situada dentro de la torre de enfriamiento reduce la velocidad media de caída de las gotas y por lo tanto aumenta el tiempo de exposición de gotas a la corriente de aire en la torre.

En una torre de enfriamiento por convección forzada se pulveriza el agua en una corriente de aire producida por un ventilador, el cual lo hace circular a través de la torre.

El ventilador puede estar montado en la parte superior de la torre aspirando así el aire hacia arriba, o puede estar en la base por fuerza de la torre obligando al aire a que fluya directamente hacia dentro.

**e. Regeneradores.-** En los diversos tipos de intercambiadores que hemos discutido hasta el momento, los fluidos frío y caliente están separados por una pared sólida, en tanto que un regenerador es un intercambiador en el cual se aplica un tipo de flujo periódico. Es decir, el mismo espacio es ocupado alternativamente por los gases calientes y fríos entre los cuales se intercambia el calor.

En general los regeneradores se emplean para recalentar el aire de las plantas de fuerza de vapor, de los hornos de hogar abierto, de los hornos de fundición o de los altos hornos y además en muchas otras aplicaciones que incluyen la producción de oxígeno y la separación de gases a muy bajas temperaturas.

Para los intercambiadores estacionarios convencionales basta con definir las temperaturas de entrada y salida, las tasas de flujo, los coeficientes de transferencia de calor de los dos fluidos y las áreas superficiales de los dos lados del intercambiador. Pero para los intercambiadores rotatorios es necesario relacionar la capacidad térmica del rotor con la de las corrientes de los fluidos, las tasas de flujo y la velocidad de rotación.

## **2.8 AUDITORÍA ENERGÉTICO**

El método de exergía fue desarrollado inicialmente en Europa, y posteriormente, en Estados Unidos, generando con su desarrollo histórico una heterogeneidad considerable en cuanto a terminología. En este escrito se propone el término empleado por Rant, Exergía, como el único aceptable mundialmente para el concepto de "trabajo que puede ser extraído de un fluido o de un sistema como resultado de condición de no equilibrio relativo a alguna condición de referencia", en virtud de tener el mismo significado etimológico en la mayoría de las lenguas vivas. Se establece además la manera de utilizar dicho término en el idioma español y se definen los términos, anergía, entrogía y exergoeconómico, estableciendo el sistema de unidades que debe emplearse para aplicar el método de exergía.

La exergía ha mostrado ser una herramienta útil para la evaluación de la calidad de las transformaciones energéticas, al permitir manejar las pérdidas (irreversibilidades) en unidades energéticas y no en unidades de entropía, como le ocurre a la variación de entropía del universo. Por otra parte, es aplicable a todo tipo



de procesos, incluidos los no adiabáticos, superando así las restricciones del rendimiento isentrópico.

### 2.8.1 CONCEPTO DE EXERGÍA

El Primer Principio de la Termodinámica dice que la energía se conserva en cualquier proceso y que no se puede crear ni destruir; la energía que acompaña a un combustible, a los flujos de materia, etc, se puede localizar y determinar en los conductos resultantes, pero el Principio de Conservación de la Energía no aclara otros aspectos relativos a la utilización de los recursos energéticos.

Los fundamentos del concepto de exergía se ponen de manifiesto al definir el Segundo Principio de la Termodinámica y las Leyes del Equilibrio de las transformaciones reales, al existir la posibilidad de poder generar un trabajo cuando dos sistemas en distintos estados térmicos, se ponen en contacto.

Si uno de ellos es un sistema ideal (medio ambiente) y el otro es un sistema cerrado, la exergía es el trabajo teórico máximo que se puede obtener de su mutua interacción hasta alcanzar el estado de equilibrio, dependiendo el valor numérico de la misma de los estados del sistema cerrado considerado y del medio ambiente.

La exergía se puede destruir a causa de las irreversibilidades y también se puede transferir hacia o desde un sistema; el uso eficiente de los recursos energéticos va asociado a la destrucción y pérdida de exergía en los sistemas, siendo el objetivo del análisis exergético el localizar, cuantificar e identificar éstas causas.

La exergía es, por lo tanto, el trabajo teórico máximo que se puede obtener cuando el sistema cerrado evoluciona desde un estado inicial dado hasta su estado muerto, interaccionando sólo con el medio ambiente. También se puede definir la

exergía como el trabajo teórico mínimo necesario a aportar para conseguir que el sistema cerrado pase desde su estado muerto hasta otro estado prefijado, no pudiendo ser negativa.

La exergía es una medida de la diferencia entre el estado de un sistema cerrado y el estado del medio ambiente.

De esta manera, la exergía es pues una cantidad física que depende de las variables de dos sistemas, y no nada más de uno sólo; tiene por ello una propiedad singular, pues de los hechos de que vale cero cuando ambos sistemas están en equilibrio y de que es diferente de cero cuando están en desequilibrio, se sigue que la exergía es la capacidad almacenada de realización de trabajo por dos sistemas en desequilibrio. La ecuación básica que se utiliza para calcular la exergía es la siguiente:

$$\psi = (H - H_o) - T_o(S - S_o) \quad \left( \frac{KJ}{Kg} \right) \quad \text{ECUACIÓN 2.1}$$

Aquella porción de la energía total, de la cual no es posible la obtención de ningún trabajo, se denomina anergía o irreversibilidad. Es decir que la energía total de una fuente, es la suma de la exergía y la anergía (irreversibilidad).

$$E_F = \psi + Ag \quad \text{ECUACIÓN 2.2}$$

### 2.8.1.1 CONCEPTO DE MEDIO AMBIENTE

Todo sistema evoluciona cuando interactúa con su entorno, por lo que es importante distinguir entre los conceptos de medio ambiente y de entorno o alrededores del sistema (Fig. 36).

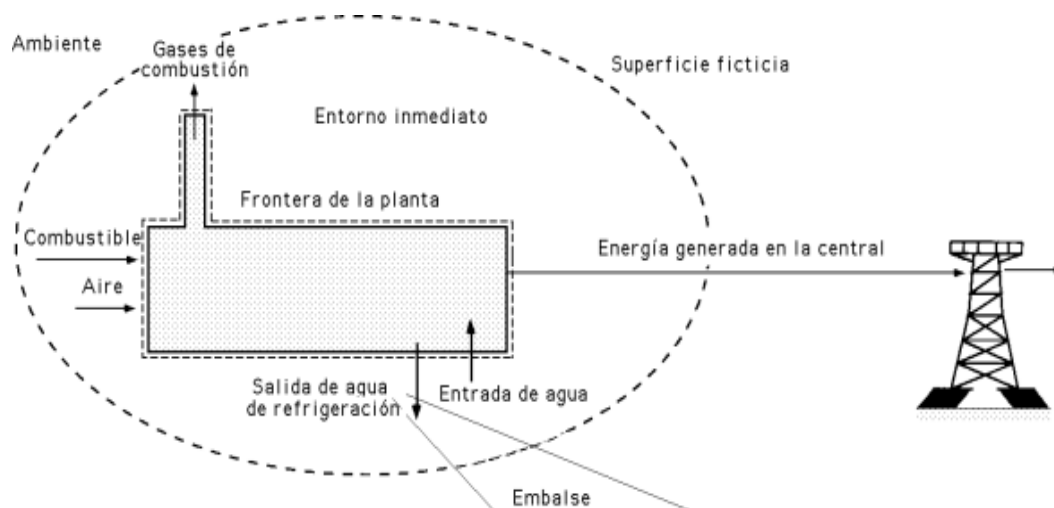


Figura 36. Esquema de entorno, medio ambiente y alrededores

Fuente Propia

Se define el entorno como todo aquello que no estando incluido en el sistema es inmediato a él, permaneciendo en contacto con su superficie de intercambio térmico, mientras que el concepto de medio ambiente (universo) se puede aplicar a aquella región en la que sus propiedades intensivas son uniformes y no cambian significativamente como resultado del proceso que se efectúe, pudiéndose considerar a efectos térmicos como un cuerpo negro.

Las irreversibilidades se pueden considerar localizadas en el interior del sistema, irreversibilidades internas, o en su entorno inmediato, irreversibilidades externas.

*El medio ambiente* (universo) se supone libre de irreversibilidades, y se define como un sistema simple, compresible, de dimensiones grandes, que se mantiene siempre a una presión  $P_0$  y temperatura  $T_0$  uniformes, valores que pueden coincidir, o no, con las condiciones ambientales típicas.

Sus propiedades intensivas no se modifican, pero las extensivas, energía interna  $U_a$ , entropía  $S_a$  y volumen  $V_a$ , pueden variar como resultado de la interacción con otros sistemas, estando relacionadas por la ecuación.

### 2.8.1.2 CONCEPTO DE ESTADO MUERTO

Si el estado de una cantidad constante de materia que constituye el sistema cerrado, es diferente al del medio ambiente, existe la posibilidad de generar un trabajo. Sin embargo, a medida que el sistema va evolucionando hacia el equilibrio con el medio ambiente, dicha posibilidad disminuye desapareciendo por completo cuando se alcanza el equilibrio termodinámico; a este estado particular del sistema se le denomina estado muerto, y el sistema cerrado se encuentra en reposo con relación al medio ambiente a su temperatura  $T_0$  y presión  $P_0$ .

En el estado muerto, tanto el sistema cerrado como el medio ambiente poseen una cierta energía, pero el valor de su exergía es cero, ya que no es posible que se produzca un cambio espontáneo en el sistema cerrado o en el ambiente ya que no pueden existir interacciones entre ellos.

### 2.8.2 EFICIENCIA TÉRMICA

La eficiencia, que permite determinar la fracción de entrada de calor que se convierte en la salida de trabajo neto, es una medida del rendimiento de un ciclo termodinámico.

Rendimiento eficiencia térmica (adimensional): es el cociente entre la salida de trabajo neto y la entrada requerida en general puede expresarse como.

$$\text{Eficiencia térmica} = \frac{\text{Salida de trabajo neto}}{\text{Entrada requerida}}$$

**ECUACIÓN 2.3**

$$\eta_t = \frac{W_{neto,sal}}{Q_{en}}$$

**ECUACIÓN 2.4**

También se puede expresar como:

$$\eta_t = 1 - \frac{Q_{sal}}{Q_{en}}$$

**ECUACIÓN 2.5**

Por la primera ley

$$W_{neto,sal} = Q_{en} - Q_{sal}$$

**ECUACIÓN 2.6**

A los términos de calor, se los puede denominar también de la siguiente manera:

$$Q_{en} = Q_H \quad = \text{Depósito de temperatura alta.}$$

$$Q_{sal} = Q_L \quad = \text{Depósito de temperatura baja.}$$

### **2.8.2.1 PROCESO REVERSIBLE E IRREVERSIBLE**

Un proceso es reversible si, una vez producido, es posible retornar al estado inicial pasando por los mismos estados intermedios, e invirtiendo todas las interacciones con el entorno, de forma que en el entorno no quede ningún efecto del proceso completo de “ida y vuelta”. Para que esto se cumpla, se deben cumplir dos condiciones:

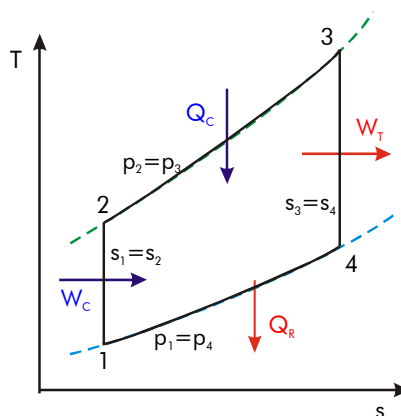
- **Proceso cuasiestático** (es decir, todos los estados intermedios son de equilibrio).
- **Sin efectos disipativos** (que son los únicos cuyo signo no puede invertirse, siempre es  $W_d \leq 0$ ).

En realidad los procesos reversibles no ocurren en la naturaleza. Son solo idealizaciones de los procesos reales. Los procesos reversibles pueden aproximarse por medio de dispositivos reales, aunque nunca pueden alcanzarse, sin embargo, son de interés en la ingeniería ya que pueden verse como límites teóricos para los procesos irreversibles. El rendimiento térmico del ciclo Brayton ideal considerando calor específico constante, permite observar que depende de la relación de presiones (Ecuación 2.7)

$$\eta_{t,Brayton} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}} \quad \text{ECUACIÓN 2.7}$$

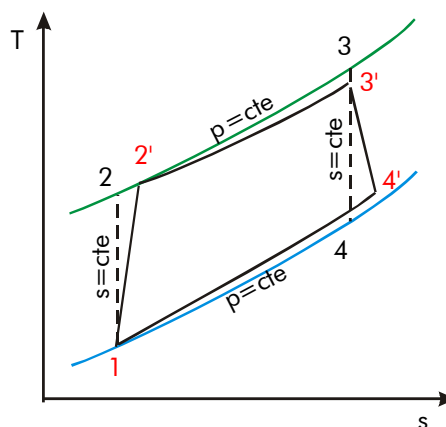
$$r_p = \frac{P_2}{P_1} \quad \text{ECUACIÓN 2.8}$$

Donde  $r_p$  es la relación de presiones y  $k$  es el valor de la relación de calores específicos del aire a temperatura ambiente. La figura 37 representa un ciclo Brayton ideal.



*Figura 37. Diagrama T-S para el ciclo ideal de una turbina de gas*  
*Fuente Propia*

Los procesos irreversibles son considerados también reales, y se dice que no pueden invertirse por sí solos de modo espontáneo y regresar al sistema a su estado inicial (Fig. 38).



*(Cogeneración 2, s.f.) Figura 38. Diagrama T-S para el Ciclo Real de una Turbina de Gas*  
*Fuente Propia*

Los factores que ocasionan la irreversibilidad de un proceso se llaman irreversibilidades; entre ellos está la fricción, la expansión libre, la mezcla de dos

gases, la transferencia de calor a través de una diferencia de temperatura finita, la resistencia eléctrica, la deformación inelástica de sólidos y las reacciones químicas.

En máquinas térmicas, cualquier diferencia entre el trabajo reversible ( $W_{rev}$ ) y el trabajo útil ( $W_u$ ), se debe a las irreversibilidades presentes durante el proceso, y se expresa como:

$$I = W_{rev} - W_u \quad (kJ) \quad \text{ECUACIÓN 2.9}$$

También

$$i = W_{rev} - W_u \quad (kJ / kg) \quad \text{ECUACIÓN 2.10}$$

### 2.8.2.2 EFICIENCIA ADIABÁTICA

La eficiencia adiabática o isentrópica, es una medida que tiene el proceso de compresión o expansión real frente al ideal.

#### a. Eficiencia adiabática de turbinas

La eficiencia adiabática en turbinas se define como la razón entre la salida de trabajo real de la turbina y la salida de trabajo que habría alcanzado si el proceso entre el estado de entrada y la presión de salida fuera isentrópico (Giampaolo, 2006).

$$\eta_{ST} = \frac{\text{trabajoreal de la turbina}}{\text{trabajoisentrópico de la turbina}} = \frac{w_{aT}}{w_{sT}} \quad \text{ECUACIÓN 2.13}$$



También

$$\eta_{ST} \cong \frac{h_1 - h_{2a}}{h_1 - h_{2s}} \quad \text{ECUACIÓN 2.14}$$

#### b. Eficiencia adiabática de compresores

La eficiencia adiabática de compresores es definida como la entrada razón entre el trabajo de entrada requerido para elevar la presión de un gas a un valor específico de una manera isentrópica y el trabajo de entrada real.

$$\eta_{SC} = \frac{w_{sC}}{w_{aC}} = \frac{\text{trabajo isentrópico del compresor}}{\text{trabajo real del compresor}} \quad \text{ECUACIÓN 2.15}$$

También

$$\eta_{ST} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_{2a} - h_1} \quad \text{ECUACIÓN 2.16}$$

### 2.8.2.3 EFICIENCIA EXERGÉTICA

Para toda máquina térmica, la eficiencia térmica se define como una medida de su rendimiento. Se definieron exclusivamente con base en la primera ley y en ocasiones se conoce como la eficiencia de la primera ley. Sin embargo, la eficiencia de la primera ley (conocida también como la eficiencia de la conversión) no hace referencia al mejor rendimiento posible. Para superar esta deficiencia es necesario

definir una eficiencia de la segunda ley ( $\eta_{II}$ ), llamada también *eficacia* o eficiencia exergética, como la relación entre la eficiencia térmica real y la eficiencia máxima posible (reversible) en las mismas condiciones (Castells, 2005)

$$\eta_{II} = \frac{\eta_t}{\eta_{t,rev}} \quad \text{ECUACIÓN 2.17}$$

La eficacia también puede expresarse como la relación entre la salida de trabajo útil y la salida del trabajo máximo posible (reversible).

$$\eta_{II} = \frac{W_u}{W_{rev}} \quad (\text{Dispositivos que producen trabajo}) \quad \text{ECUACIÓN 2.18}$$

$$\eta_{II} = \frac{W_{rev}}{W_u} \quad (\text{Dispositivos que consumen trabajo}) \quad \text{ECUACIÓN 2.19}$$

#### 2.8.2.4 CALIDAD DE UN CICLO

La segunda ley trata sobre la calidad de la energía. En especial, se ocupa de la degradación de la energía durante un proceso, la generación de entropía, la pérdida de oportunidades para generar trabajo, y ofrece un gran margen para mejoras.

Para valorar la calidad del ciclo en turbinas se debe establecer la relación entre la exergía ( $\Psi$  disponibilidad) de la fuente térmica, el trabajo neto ( $W_{rev}$ ), y la exergía de los gases de escape ( $\Psi_{out}$ ).

Cuando la exergía recuperada solo corresponde al trabajo útil, se utiliza la siguiente expresión:

$$\varphi_P = \frac{W_{neto}}{\psi_F}$$

**ECUACIÓN 2.20**

Esta expresión, supone que los gases de escape que tienen todavía una temperatura mayor que la del ambiente, van a ser aprovechados.

$$\varphi_P = \frac{W_{neto} + W_{exhaust}}{\psi_F}$$

**ECUACIÓN 2.21**

## CAPITULO 3

### 3 ANÁLISIS ENERGÉTICO PRELIMINAR

Por lo general las turbinas de gas operan en un ciclo abierto, y su proceso comienza con el ingreso de aire fresco en condiciones ambiente al compresor, donde su temperatura y presión se eleva, el aire de alta presión sigue a la cámara de combustión donde el combustible se quema a presión constante, luego los gases de alta temperatura que resultan entran a la turbina donde se expanden hasta la presión atmosférica, de tal forma que producen potencia. Los gases de escape que salen de la turbina al medio ambiente suelen tener una alta temperatura, los cuales permitirán diseñar un sistema de cogeneración para la generación de energía eléctrica y energía térmica.

Sin embargo antes de diseñar cualquier sistema de cogeneración, es necesario realizar un análisis, basado en principios termodinámicos, que permitan establecer la energía disponible en los gases de escape, para determinar la factibilidad de la implementación de un sistema de este tipo en las turbinas a gas.

#### 3.1 REACCIONES QUÍMICAS

Es un proceso en el cuál unas sustancias, llamadas reactivos, se transforman en otras llamadas productos. Los reactivos rompen sus enlaces originales para formar otro tipo de enlaces diferentes y distribuyendo sus átomos de manera diferente.

Sus características son:

1. Un cambio en las propiedades de los cuerpos reaccionantes.
2. Una variación de energía que se pone de manifiesto en el transcurso del proceso.

Para la turbina a Gas General Electric LM2500 el combustible utilizado es el diésel 4, como es un hidrocarburo para su reacción se combina con el oxígeno, formando agua y dióxido de carbono como productos de la reacción y liberando grandes cantidades de energía.

### **3.1.1 COMBUSTIBLES Y COMBUSTIÓN**

Un combustible es una sustancia que puede liberar energía. Cuando se tiene la oxidación de un combustible, reacción química donde se libera energía se produce el proceso de combustión, que no es más que la transformación de energía química en energía térmica o calor. El aire es el principal oxidante en un proceso de combustión.

Una propiedad importante de los combustibles es la temperatura adiabática de la llama, que es la temperatura alcanzada cuando se quema el combustible a presión constante con un volumen teórico de aire a la temperatura ambiente y en una cámara de combustión aislada térmicamente.

### **3.1.2 PROCESO DE COMBUSTIÓN**

Durante un proceso de combustión los componentes antes de la reacción son reactivos (combustible y aire) y después de la reacción son productos (gases de combustión).

La combustión es una reacción química de oxidación instantánea y con gran desperdicio de calor entre ciertas sustancias o materiales llamados combustibles y en

presencia de un medio que facilite dicha reacción llamado comburente. Los combustibles utilizados en las turbinas de gas son por lo general hidrocarburos, cuya fórmula general es  $C_xH_y$ .

La combustión puede ser: Completa, cuando hay una oxidación total de todos los elementos oxidables del combustible, indiferente del exceso de aire a emplearse. Estequiométrica, cuando la combustión es completa sin exceso de aire, esta sólo se la puede lograr en laboratorio. Incompleta, cuando los gases de combustión contienen compuestos parcialmente oxidados (monóxido de carbono, etc.) y resto de combustibles sin oxidar (hidrógeno, carbono, etc.) Esto puede darse con exceso o ausencia de aire.

### 3.1.2.1 COMPOSICIÓN DEL AIRE

En las turbinas de gas, el oxidante es el aire atmosférico en base molar y su composición es aproximadamente como se indica en la Tabla 7.

Tabla 7.

Composición del aire

<b>Gas componente (fórmula)</b>	<b>Contenido (% por volumen)</b>
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	78
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	20,8
Vapor de Agua(H <sub>2</sub> O)	0,7
Argón (Ar)	0,4
Bióxido de carbono(CO <sub>2</sub> )	0,097
Neón (Ne)	0,001818
Helio (He)	0,000524

CONTINUA 

Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	0,0005
Metano (CH <sub>4</sub> )	0,0002
Xenón (Xe)	0,0000087
Criptón (Kr)	0,000114

Fuente: Estudio de Impacto Ambiental en el Distrito Amazónico

Por lo general, el nitrógeno y el argón no sufren cambio alguno durante la reacción, salen a la misma temperatura que los otros productos; sin embargo y, por consiguiente, sufren un cambio de estado si la temperatura de los productos de la combustión es distinta de la del aire antes de entrar en la reacción. Las turbinas de gas alcanzan temperaturas muy altas en el momento de la combustión donde, una pequeña fracción de nitrógeno reacciona con oxígeno formando gases peligrosos como el óxido nítrico (NO<sub>x</sub>).

Cabe indicar que el aire que entra a la cámara de combustión contiene algo de vapor de agua (o humedad) dependiendo del sitio. En la mayoría de procesos de combustión, la humedad en el aire puede tratarse como un gas inerte. Sin embargo a temperaturas muy altas un poco de vapor de agua se descompone en H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>, así como en H, O y OH.

La cantidad mínima de aire capaz de proporcionar el oxígeno suficiente para la combustión completa del carbono, hidrógeno y cualquiera de otros elementos en el combustible, susceptibles de ser oxidados, se denomina aire estequiométrico o aire teórico. Cuando se obtiene la combustión completa con el aire teórico, no puede haber oxígeno en los productos de la combustión. En la práctica, no es posible obtener una combustión absolutamente completa, salvo empleando aire en cantidad mayor que la teóricamente necesaria.

La cantidad de aire efectivamente empleada en una combustión, se expresa en forma de porcentaje con relación al aire teórico.

Existen dos parámetros importantes que se aplican en los procesos de combustión, son relación aire-combustible y su recíproco combustible-aire.

### 3.1.2.2 TIPOS DE COMBUSTIÓN

Los procesos de combustión pueden ser de dos tipos:

- Completos
- Incompletos

A) **Proceso de combustión completo.**- Cuando en un proceso de combustión, todo el carbono existente en el combustible se transforma en  $\text{CO}_2$  y todo el hidrógeno se transforma en  $\text{H}_2\text{O}$ ; es decir, que todos los componentes del combustible se queman íntegramente durante este proceso se considera que esta es completa.

B) **Proceso de combustión incompleto.**- Un proceso de combustión es incompleto cuando no todo el carbón o hidrógeno se queman existiendo en los productos de combustión cualquier combustible o compuesto no quemados como  $\text{C}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$  u  $\text{OH}$ .

Cuando la cantidad de aire suministrada en una combustión es menor que el aire teórico necesario, la combustión se encuentra condenada a ser incompleta.



El proceso de combustión ideal durante el cual un combustible se quema por completo con aire teórico se conoce como combustión estequiométrica o teórica.

La relación aire-combustible se expresa generalmente en masa, aunque algunos expresan también en base molar. La razón teórica aire-combustible, es la relación entre la masa o moles de aire teórico y la masa o moles del combustible, su expresión es:

$$AC = \frac{m_{aire}}{m_{combustible}}$$

ECUACIÓN 3.1

### 3.1.3 ENTALPÍA DE FORMACIÓN Y ENTALPÍA DE COMBUSTIÓN

Todas las sustancias poseen una energía química interna, la cual se manifiesta únicamente cuando los átomos de dichas sustancias intervienen en una reacción química; Es decir una energía similar a la energía potencial.

La suma de la cantidad de calor de una sustancia y esta energía química interna o latente se denomina contenido calórico o entalpía.

**a) Entalpía de formación.-** Es el cambio en el contenido calórico que se produce al formarse una mol de sustancia en estado de referencia a partir de sus elementos también en estado de referencia.

El estado de referencia se define bajo las condiciones de presión de 1 atmósfera y temperatura 25 °C, por definición se asignan valores para las entalpías de los elementos en estado natural igual a 0, los valores de formación en estado de referencia para varias sustancias se encuentran tabulados.

**b) Entalpía de combustión.-** Esta se deduce de la ley de la conservación de la energía, ya que el calor de la reacción es simplemente la diferencia en el contenido calorífico de los productos y los reaccionantes.

Un tipo de reacción especial es la combustión en la que un compuesto generalmente hidrocarburo o derivado, se oxida formando  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ . El calor de reacción correspondiente se llama calor o entalpía de combustión.

### 3.2 ANÁLISIS DE LA COMBUSTIÓN EN LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN

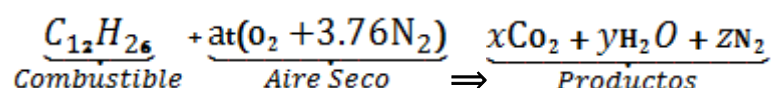
La mayoría de combustibles tienen como elementos principales el carbono, el hidrógeno, y una pequeña cantidad de azufre. Para realizar los cálculos se tomará en cuenta las reacciones químicas de estas sustancias con el oxígeno existente en el aire, considerando que, el combustible se lo toma como una sustancia pura o bien una mezcla de sustancias puras.

Al realizar el balance de materia se debe determinar cantidad de oxígeno o aire necesario para efectuar dicha reacción. A su vez se necesita establecer la cantidad y composición de los productos de la combustión, porque de esta depende la marcha de la misma y con su análisis, controlar la combustión y determinar si es perfecta o no.

En todo proceso de combustión, las sustancias que intervienen reaccionan químicamente, las mismas que tienen que cumplir los siguientes principios: el principio de la conservación de la materia, el primer principio de la termodinámica y el segundo principio de la termodinámica.

El combustible utilizado por las turbinas de gas GE LM2500 del campo NPF de Repsol YPF es el Diesel o fuel-oil ( $C_{12}H_{26}$ ), el cual es obtenido en la planta topping de la misma empresa.

A continuación se puede observar la reacción química del proceso de combustión estequiométrica;



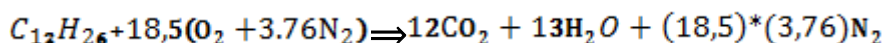
Como primer paso vamos a considerar que la combustión será completa; por lo tanto, todo el carbono en el combustible se convertirá en  $CO_2$  y todo el hidrógeno en  $H_2O$ . Además, el combustible se quema con la cantidad estequiométrica del aire; lo que quiere decir, que no habrá  $O_2$  libre en los productos.

Cabe anotar que la humedad en el aire aparece simplemente como  $H_2O$  adicional en los productos. Por lo que se realiza el balance de la ecuación de combustión con aire seco y luego se agregará la humedad en ambos lados de la ecuación. Por facilidad y efectos de análisis se considera 1 kmol de combustible.

Para el cálculo de los coeficientes desconocidos en la ecuación anterior se realizará un balance de masa de cada uno de los elementos:

$$\begin{array}{llll} \text{C:} & 1 \cdot 12 = x & \rightarrow & x = 12 \\ \text{H:} & 1 \cdot 26 = 2 \cdot y & \rightarrow & y = 13 \\ \text{O}_2: & at = x + \frac{y}{2} & \rightarrow & at = 18,5 \\ \text{N}_2: & 3,76at = z & \rightarrow & z = 69,56 \end{array}$$

Por lo tanto la ecuación estequiométrica es:



A fin de conocer también la relación A/C real analizaremos el proceso de combustión, mediante los datos obtenidos en las mediciones de gases de escape de las turbinas GE LM2500 de la planta NPF.

Para los cálculos se tomará dos datos de la turbina A del 30 de septiembre del 2003, Tabla 8.

Tabla 8.

Mediciones de emanaciones de gases de la turbina A

Turbina A	NO <sub>2</sub>	CO	T <sub>gases</sub>	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	exceso	η <sub>comb</sub>
Hora	(ppm)	%	(°F)	%			
18:08:37	98	0,003	804,2	16,6	2,4	65,6	34,4
20:11:10	102	0,005	809,6	16,3	2,6	62,1	37,9
Promedio	100	0,004	806,9	16,4	2,5	63,8	35,6

Fuente: Reporte de campo de fuentes fijas de combustión

Donde:

NO<sub>2</sub> = Dióxido de nitrógeno

CO = monóxido de carbono

$T_{\text{gases}}$  = Temperatura de salida de los gases de escape al ambiente.

$O_2$  = Oxígeno

$CO_2$  = Dióxido de Carbono

Exceso = Exceso de aire

$\eta_{\text{comb}}$  = Eficiencia de la combustión

La tabla 3.2. nos indica los productos de la combustión que se han obtenido ( $CO_2$ ,  $NO_2$ ,  $CO$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ ), los cuales se utilizarán para obtener los reactantes.

Para el análisis de la combustión se toma el promedio de los datos tomados.

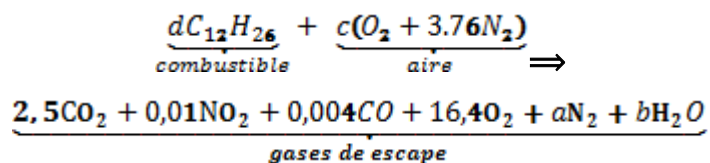
$NO_2$	$\Rightarrow$	100ppm
$CO$	$\Rightarrow$	0,004%
$O_2$	$\Rightarrow$	16,4%
$CO_2$	$\Rightarrow$	2,5%
Exceso	$\Rightarrow$	63,8%
$\eta_{\text{comb}}$	$\Rightarrow$	35,6%

Para encontrar el valor de porcentaje del  $NO_2$ , que se encuentra en partes por millón se realiza;

$NO_2$ :	100 partes	1.000.000
	X	100%

$$X = 0,0100$$

La ecuación química con los datos mencionados es:



Realizando la igualación de la ecuación se tiene:

$$C: \quad 12d = 2,5 + 0,004$$

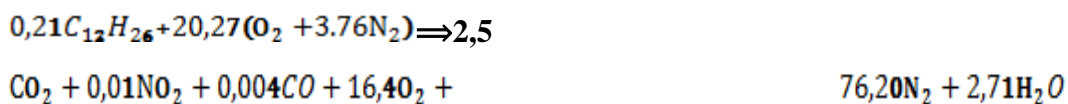
$$H: \quad 26d = 2b \quad d = 0,21$$

$$b = 2,71$$

$$O: \quad 2c = 2 \cdot 2,5 + 0,01 \cdot 2 + 0,004 + 2 \cdot 16,4 + b \quad c = 20,27$$

$$N: \quad c(3,76 \cdot 2) = 0,01 + 2a \quad a = 76,20$$

La ecuación real considerando aire seco queda:



Pero la ecuación real debe considerar la humedad en el aire atmosférico. Por la ubicación de la empresa (Oriente Ecuatoriano) se tiene las siguientes condiciones del aire.

Temperatura: 24,6°C

Presión atmosférica: 760 mmHg = 101,32 kPa

Humedad relativa: 87%

A continuación procedemos a determinar la cantidad de humedad que acompaña al aire seco.

Partimos de la fórmula del aire que es:

$4,76 = O_2 + 3,76N_2$  fórmula teórica

$4,76a_t = O_2 + 3,76N_2$  fórmula real

Como anteriormente habíamos calculado  $a_t$ , el valor del mismo es:

$a_t = 18,5$

Por lo tanto el valor real del aire seco es:

$4,76 * 18,5 = O_2 + 3,76N_2 = N_{v,aire\ seco}$

$N_{v,aire\ seco} = 88,06 \text{ kmol}$

Los parámetros ambientales de operación en la estación NPF de Repsol YPF son:

-87% de Humedad relativa ( $\phi$ )

-24,6°C de temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ).

La presión parcial de la humedad en el aire es:

$$P_{v,aire} = \phi_{aire} * P_{sat@24,6^\circ C}$$

**ECUACIÓN 3.2**

$$P_{v,aire} = (0,87) \cdot (3,1026 \text{ kPa})$$

$$P_{v,aire} = 2,6993 \text{ kPa}$$

Si consideramos que se comporta como un gas ideal, el número de moles de la humedad en el aire ( $N_{v,aire}$ ) es:

$$N_{v,aire} = \left( \frac{P_{v,aire}}{P_{total}} \right) \cdot N_{total}$$

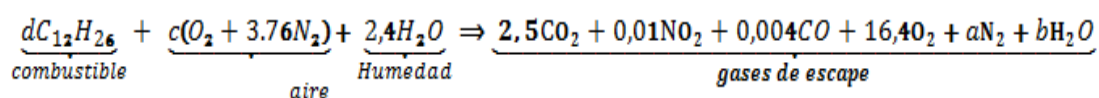
**ECUACIÓN 3.3**

$$N_{v,aire} = \left( \frac{2,6993 \text{ kPa}}{101,325 \text{ kPa}} \right) \cdot (88,06 + N_{v,aire})$$

Dando como resultado

$$N_{v,aire} = 2,41 \text{ kmol}$$

Obteniendo el número de moles de la humedad en el aire se plantea la ecuación real:

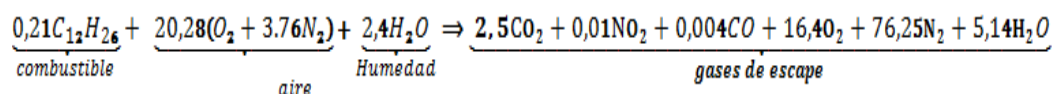


Realizando la igualación de la ecuación se tiene:

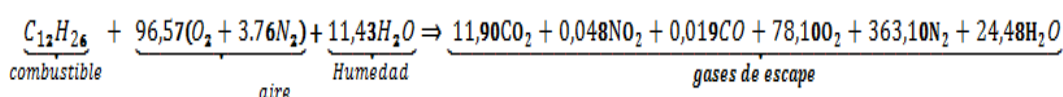
C:	$12d = 2,5 + 0,004$	$d = 0,21$
H:	$26d + (2 \cdot 2,41) = 2b$	$b = 5,14$
O:	$2c + 2,4 = (2 \cdot 2,5) + (2 \cdot 0,01) + 0,004 + (2 \cdot 16,4) + b$	$c = 20,28$
N:	$2 \cdot 3,76 \cdot c = 0,01 + 2 \cdot a$	$a = 76,25$



La ecuación real con humedad en el aire queda:



Obteniendo la ecuación real por kmol de combustible:



Obtenidas las ecuaciones real y estequiométrica se procederá al cálculo de las relaciones  $(AC)_{\text{REAL}}$  y  $(AC)_{\text{ESTEQUIOMÉTRICA}}$ .

El valor del aire seco es:

$$4,76 * 96,57 = O_2 + 3,76N_2 = N_{v,\text{aire seco}}$$

$$N_{v,\text{aire seco}} = 459,67 \text{ kmol}$$

Donde:

$$(AC)_{\text{REAL}} = \frac{(459,67 \text{ kmol}_{\text{aire}}) * \left(\frac{28,96 \text{ kg}}{\text{kmol}_{\text{aire}}}\right)}{\left[12 \text{ kmol}_{\text{comb.}} * \frac{12 \text{ kg}}{\text{kmol}_{\text{comb.}}}\right] + \left[26 \text{ kmol}_{\text{comb.}} * \frac{1 \text{ kg}}{\text{kmol}_{\text{comb.}}}\right]}$$

$$(AC)_{\text{REAL}} = 78,31 \frac{\text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{comb.}}}$$

$$(AC)_{\text{ESTEQUIOMÉTRICA}} = \frac{(88,06 \text{ kmol}_{\text{aire}}) * \left(\frac{28,96 \text{ kg}}{\text{kmol}_{\text{aire}}}\right)}{\left[12 \text{ kmol}_{\text{comb.}} * \frac{12 \text{ kg}}{\text{kmol}_{\text{comb.}}}\right] + \left[26 \text{ kmol}_{\text{comb.}} * \frac{1 \text{ kg}}{\text{kmol}_{\text{comb.}}}\right]}$$

$$(AC)_{\text{ESTWQUIOMÉTRICA}} = 15 \frac{\text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{comb.}}}$$

Como se puede observar la relación aire-combustible del proceso de combustión estequiométrica es de 15. Puesto que las turbinas funcionan con una relación aire-combustible de 50 o más, se puede deducir que las turbinas funcionan con un exceso de 5 veces o más la cantidad de aire estequiométrico.

Obteniendo:

$$\% \text{aire teóric} = \frac{AC_{REAL}}{AC_{TEÓRICO}} * 100$$

ECUACIÓN 3.4

$$\% \text{aire teóric} = \frac{\frac{78,31 \text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{comb.}}}}{\frac{15 \text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{comb.}}}} * 100$$

$$\% \text{aire teóric} = 522.07$$

### 3.2.1 CROMATOGRAFÍA DE LOS GASES

La predicción de los productos de un proceso de combustión es relativamente fácil cuando se supone que será completo y que se conocen las cantidades exactas de combustible y aire utilizados. Todo lo que se necesita hacer en este caso es aplicar el principio de conservación de la masa a cada elemento que aparece en la ecuación de la combustión, sin necesidad de tomar otras medidas (Vázquez, 2000).

Uno de los métodos para analizar la composición de los gases de combustión es la cromatografía de los gases, que es un proceso manual, sin embargo en la actualidad existen diferentes equipos encargados de facilitarnos este trabajo dándonos automáticamente la composición de los gases de escape.

### 3.2.2 COMPOSICIÓN DE LOS GASES DE ESCAPE (PRODUCTOS) DE LA TURBINA

Como lo mencionamos anteriormente existen varios equipos que nos dan la composición de los gases, para nuestro caso hemos utilizado el equipo existente en la empresa el mismo que consta de las siguientes partes.

**a. Equipo Bacharach Portátil Emision Monitoring PCA 65.-** Esta parte del equipo nos permite realizar el análisis continuo de :

- Tipo de combustible
- CO<sub>2</sub> max. (%)
- Temperatura del gas (°F/°C)
- Temperatura del Room (°F/°C)
- Nivel en % de O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y CO
- Nivel en ppm de NO y SO<sub>2</sub>
- Pérdidas
- Exceso de aire en %
- Eficiencia en %
- Apreciación 0,1 en O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>
- 0,5 °C
- 1 ppm en CO y NO<sub>x</sub>
- Capacidad 6500 ppm en CO
- 2000 ppm en NO<sub>x</sub>
- 0 a 20,9 en O<sub>2</sub>
- -10 a 1200°C

**b. Sistema Dwyler Modus.-** Para medición de la velocidad consta de :

- Pilot largo SS316
- Manómetro digital 0,01 in H<sub>2</sub>O de apreciación
- 20 in H<sub>2</sub>O capacidad máxima

**c. Bomba Gastec Sensydine.-** Con sensor calorimétrico de SO<sub>2</sub>  
Apreciación de 3 ppm, capacidad 200 ppm.

**d. Medidor portátil de material particulado MIE PDR-1200.-** Sensor  
óptico con clasificador de tamaño de partículas entre 1 a 50 um.

## CAPÍTULO V

### 4 ANÁLISIS ENERGÉTICO DEFINITIVO

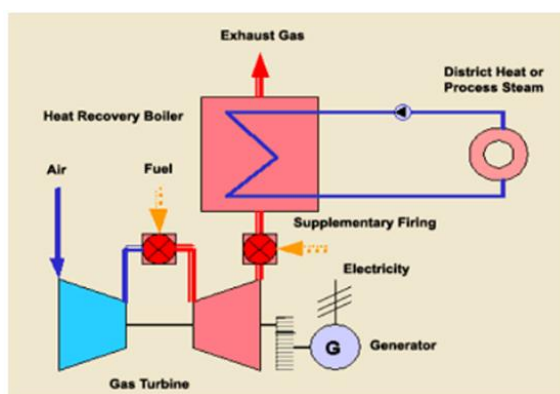
#### 4.1 EFECTO DE LA RELACIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA /ELÉCTRICA EN LA SELECCIÓN DE EQUIPOS

Se denomina energía térmica a la energía liberada en forma de calor. Puede ser obtenida de la naturaleza, a partir de la energía térmica, mediante una reacción exotérmica, como la combustión de algún combustible; por una reacción nuclear de fisión o de fusión; mediante energía eléctrica por efecto Joule o por efecto termoeléctrico; o por rozamiento, como residuo de otros procesos mecánicos o químicos. Asimismo, es posible aprovechar energía de la naturaleza que se encuentra en forma de energía térmica, como la energía geotérmica o la energía solar fotovoltaica.

La energía térmica se puede transformar utilizando un motor térmico, ya sea en energía eléctrica, en una central termoeléctrica; o en trabajo mecánico, como en un motor de automóvil, avión o barco.

La obtención de energía térmica implica un impacto ambiental. La combustión libera dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y emisiones contaminantes. La tecnología actual en energía nuclear da lugar a residuos radiactivos que deben ser controlados. Además deben tenerse en cuenta la utilización de terreno de las plantas generadoras de energía y los riesgos de contaminación por accidentes en el uso de los materiales implicados, como los derrames de petróleo o de productos petroquímicos derivados.

La turbina de gas, en este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma (Fig. 39)



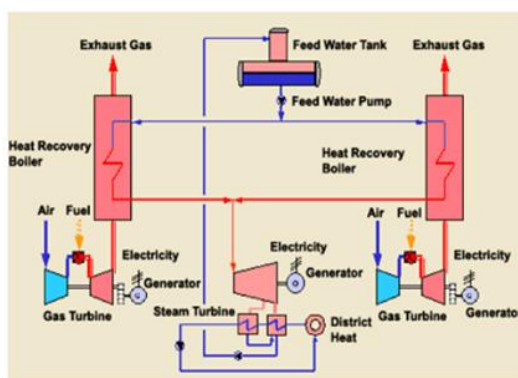
*Figura 39. Turbina de Gas – Con recuperador de Calor*

*Fuente: Cogeneración 2, s.f.*

Tabla 9.

Eficiencia eléctrica turbina de gas con recuperador

<b>Eficiencia Eléctrica:</b>
<b>25 – 40%</b>
<b>Tamaño</b>
<b>3 - 200 MW</b>
<b>Espacio Requerido</b>
<b>0.002 – .006 m<sup>2</sup> / kW</b>



*Figura 40. Turbina de Gas – Ciclo Combinado*

*Fuente: Cogeneración 2, s.f.*

(Fuente: Gas Natural Fenosa, s.f.) Tabla 10.

Eficiencia eléctrica turbina de gas ciclo combinado

<b>Eficiencia Eléctrica:</b>
<b>40 – 60%</b>
<b>Tamaño</b>
<b>3 - 200 MW</b>
<b>Espacio Requerido</b>
<b>0.002 – .006 m<sup>2</sup> / kW</b>



*Figura 41. Micro turbinas de gas*

*Fuente: Cogeneración 2, s.f.*

Tabla 11.

Eficiencia eléctrica micro turbina de gas

<b>Eficiencia Eléctrica:</b>
<b>20 – 30%</b>
<b>Tamaño</b>
<b>0.025 – 0.25 MW</b>
<b>Espacio Requerido</b>
<b>0.018 – .18 m<sup>2</sup> / kW</b>

Relación de energía térmica/eléctrica para la selección del ciclo (T/P)

Tabla 12.

Relación térmica eléctrica para la selección del ciclo

<b>T/P = <math>\frac{\text{LBS/HR PROMEDIO DE VAPOR X 1000}}{\text{kW promedio X 3412}}</math></b>	
<b>DIRECTRIZ:</b>	
T/P = 3-20	CONSIDERE TURBINAS DE VAPOR
T/P = 1-10	CONSIDERE TURBINAS DE GAS
T/P = 0.5-1.5	CONSIDERE MOTORES DIESEL



## 4.2 TIPO DE ARREGLO EXISTENTES A SELECCIONAR

### a. Cogeneración con turbinas de vapor

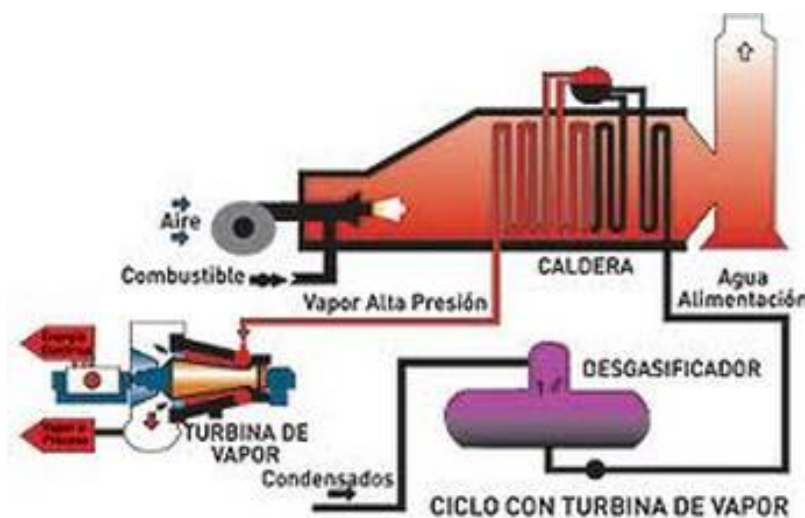
En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional (Fig. 42). En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25% (Cogeneración México, 2012).

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.



*Figura 42. Esquema cogeneración con turbinas de vapor*

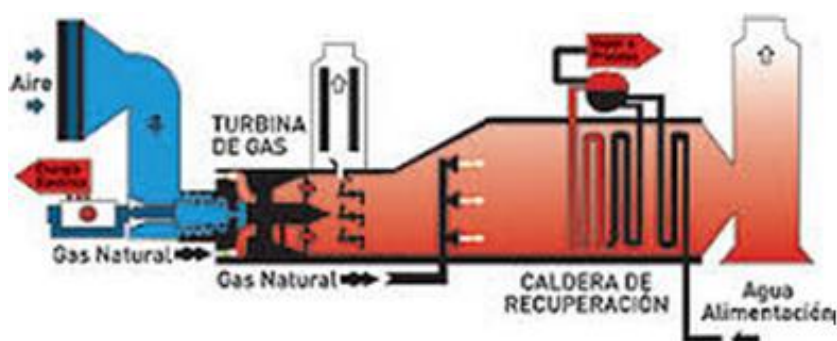
*Fuente: Gas Natural Fenosa, s.f.*

#### **b. Cogeneración con turbina de gas**

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina (Fig. 43).

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor (Universidad del Atlántico, 2012).

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

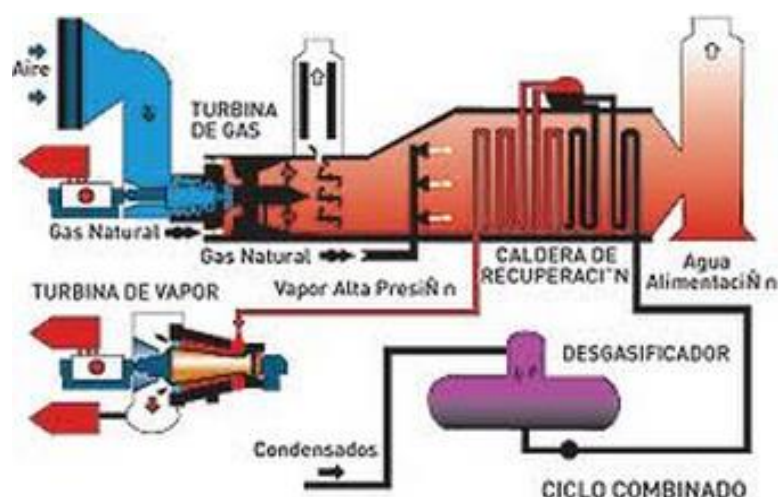


*Figura 43. Turbina de gas en ciclo simple*

*Fuente: Gas Natural Fenosa, s.f.*

### c. Cogeneración con ciclo combinado

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate (Fig. 44). El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.



*Figura 44. Esquema de un ciclo combinado*

*(Fuente: Ente Vasco de Energía, 2011) Fuente: Gas Natural Fenosa, s.f.*

#### **d. Cogeneración con motor alternativo**

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C (Fig. 45). Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm<sup>2</sup>) o agua caliente de 80 a 100 °C (CONUEE, 2013).

(Fuente: Adener, s.f.)

*Figura 45. Esquema cogeneración de un motor alternativo*

*Fuente: Ente Vasco de Energía, 2011*

#### **e. Cogeneración con micro turbinas**

Las micro-turbinas difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con

emisiones sumamente bajas, y que resultan particularmente útiles en muchísimas aplicaciones industriales y comerciales. Una micro-turbina es esencialmente una planta de poder miniatura, auto contenida, que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples (multipacks). Tiene una sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos enfriantes (Fig. 46).

Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas amargo de pozos petroleros con un contenido amargo de hasta 7%, gas metano, gases de bajo poder calorífico (tan bajo como 350 Btu) emanados de digestores de rellenos sanitarios.

Uno de los usos más prácticos y eficientes de la micro-turbina está en la cogeneración. Cogeneración, utilizando ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, implica precisamente maximizar el uso del combustible con eficiencias del sistema entre 70-80%. Empresas comerciales, pequeñas industrias, hoteles, restaurantes, clínicas, centros de salud, y una multitud de otras aplicaciones pueden combinar sus necesidades de electricidad y energía térmica mediante el uso de micro-turbinas como sistemas de cogeneración que anteriormente era difícil de lograr.

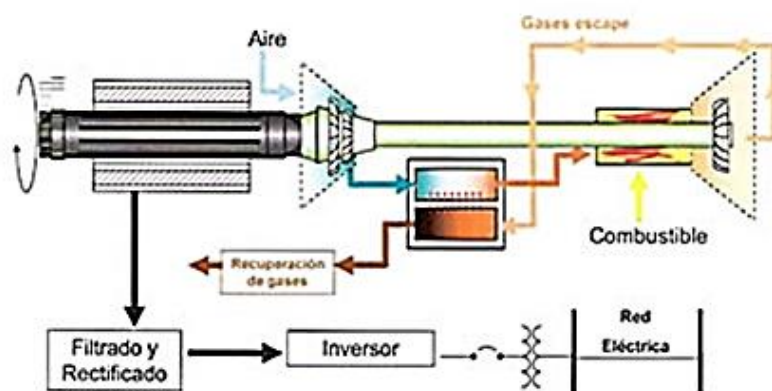


Figura 46. Esquema cogeneración con micro turbinas

Fuente: Adener, s.f.

### 4.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR

Con los **recuperadores de calor** se consigue absorber una parte importante de la energía calorífica de los gases de escape de cualquier proceso productivo y transmitirla a otro fluido, normalmente el aire de combustión del mismo proceso, con lo que se consiguen ahorros de consumo de combustible de hasta el 60% y una reducción drástica de las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero.

El calor residual es el calor contenido en los productos y subproductos de un proceso, que eleva su temperatura a niveles mayores de los adecuados para su emisión o almacenaje. Este calor puede ser aprovechado de modo que se cumplan dos objetivos simultáneamente:

Recoger y distribuir el calor para reutilizarlo en el mismo equipo o en otros. Disminuir la temperatura de emisión de fluidos de manera que se reduzca la contaminación térmica de la planta.

El calor residual en los efluentes de los procesos industriales supone una

importante pérdida de energía térmica en la industria. El aprovechamiento de este calor aumenta significativamente la eficiencia energética de los equipos y la eficiencia global de la planta. Cuanto mayor sea la temperatura de la fuente de calor residual, mayor será la capacidad de aprovechamiento de este calor. En general, en una planta, los equipos susceptibles de ser mejorados con medidas de recuperación de calor residual son múltiples:

Hornos eléctricos y de gas. Calderas de todo tipo (gas, gasóleo, biomasa, etc.). Secaderos. Evaporadores. Compresores. Sistemas de refrigeración. Turbinas. Motores. Instalaciones de cogeneración.

#### **4.3.1 LÍNEAS DE APROVECHAMIENTO**

Las líneas de aprovechamiento de calor residual son fundamentalmente dos:

Recuperación del calor residual de gases de combustión. Aproximadamente, una disminución de 20°C en la temperatura de emisión de estos gases implica un aumento del rendimiento energético de una caldera de un 1%. Dado que los gases de combustión salen muy calientes, la posible reducción de la temperatura es grande, alcanzándose ahorros significativos. Recuperación del calor residual de otros fluidos. En este punto se incluye el aprovechamiento del calor de aguas residuales calientes procedentes de procesos de refrigeración de equipos. Las posibilidades de aprovechamiento son menores, y las temperaturas son mucho menores que en el caso de gases de combustión (Rodríguez, 2005).

#### **4.3.2 RECUPERADORES DE GASES DE COMBUSTIÓN**

Son los equipos diseñados para la recuperación del calor residual de los gases de combustión. Básicamente se pueden dividir en dos tipos:

- Economizadores, en los cuales con el calor de los gases se calienta agua.
- Recuperadores o calentadores de aire, que transfieren el calor de los gases a una corriente de aire, generalmente utilizada como comburente de otro proceso de combustión.

Calentador de aire es un equipo auxiliar importante en calderas y hornos industriales y funciona recuperando el calor sensible de los gases de salida, tanto para reutilizarlo en el propio equipo, como para llevarlo a otra zona de la planta. El precalentamiento del aire produce los siguientes efectos (Atmosferis, 2011):

- Se reducen las pérdidas de calor en los gases de combustión, ahorrándose aproximadamente un 1% de combustible por cada 20 °C de reducción de la temperatura de dichos gases.
- Aumenta la temperatura de llama en la zona de combustión, incrementando el calor transferido por radiación y la cantidad de vapor producido con un menor exceso de aire comburente.
- Algunos combustibles sólo pueden ser quemados con precalentamiento del aire, como es el caso del carbón.

#### **4.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA**

##### **4.4.1 CICLO DE TURBINA DE GAS CON CALDERA DE RECUPERACIÓN CICLO CHENG**

El ciclo con inyección de vapor es un ciclo combinado de turbina de gas que utiliza una caldera de recuperación, con o sin postcombustión; para obtener vapor



que se introduce en el ciclo a fin de conseguir mayor potencia y menor contaminación medio ambiental (Tabla 13).

Una instalación de cogeneración en el ciclo simple la forman un grupo turbina de gas-alternador y una caldera que produce vapor a partir de la recuperación de calor de los gases de escape de la turbina.

Tabla 13.

Características típicas de los gases de combustión de una turbina de gas

Calor específico	1,1 kJ/kg °C
Temperatura	entre 400 y 650 °C
Composición típica (en volumen)	76,5% de N <sub>2</sub> 15,2% de O <sub>2</sub> 5,7% de H <sub>2</sub> O 2,6% de CO <sub>2</sub>

Las calderas de recuperación están concebidas bajo un diseño especial para esta aplicación, permitiendo el paso de un gran volumen de gases. De forma similar a las calderas convencionales, pueden ser de tubos agua o de tubos de humos.

La aplicación de turbinas de gas en cogeneración está limitada a complejos industriales o comerciales con consumos energéticos importantes que permitan utilizar máquinas como mínimo de 500kW de potencia eléctrica, ya que de momento las gamas inferiores no ofrecen unas prestaciones técnico-económicas suficientemente interesantes.

Sin dejar de lado el par demanda-producción de energía eléctrica (ya que se puede plantear la venta de los excedentes a la red pública), es imprescindible tener en

cuenta la existencia de una demanda de calor suficiente que permita aprovechar al máximo los afluentes de la turbina, tanto para rentabilizar la explotación de la instalación como imperativos del tipo legal referentes al ahorro de energía primaria (Legislación específica de cada país).

Para facilitar la caracterización de las diversas aplicaciones se dan algunos datos para grupos de turbina gas-alternador, correspondientes a diferentes gamas de potencia (Tabla 14-15).

Tabla 14.

Características de turbinas de gas

Gama	Potencia MWe	Rendimiento %	Producción de Vapor t/MWhe	Presión del Gas* bar
Mini	1 - 3	25	3,5	10
Pequeña	3 - 5	28	2,8	15
Media	5 - 10	30	2,6	20
Grande	10 - 25	34	2,2	25
Gigante	25 - 40	37	1,9	30

\* Presión a la que entra el gas en la cámara de combustión.

Tabla 15.

Parámetros característicos para diferentes grupos turbina de gas-alternador (Condiciones ISO)

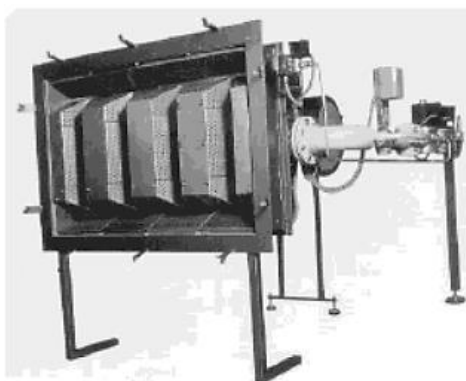
	I	II	III
Potencia eléctrica (kW)	560	1492	3318
Caudal de gases (kg/s)	4.4	7.3	15.1
Temperatura de los gases (°C)	480	555	532
Consumo de combustible (kW)	2940	6060	11555
Rendimiento eléctrico (%)	19,0	24,6	28,7

Normalmente como el combustible utilizado es gas natural y la corrosión es poco importante, las calderas de recuperación disponen de un economizador en la salida de los gases que permite precalentar el agua con la que se alimenta.

A causa de la baja temperatura de los gases de la combustión en la caldera, la transmisión del calor se produce básicamente por convección. La diferencia de temperatura existente entre los gases y el sistema agua/vapor es inferior frente a las calderas convencionales y obliga a aumentar la superficie de intercambio notablemente para mejorar la transferencia de calor.

Los gases de combustión procedentes de la turbina presentan un contenido de oxígeno muy elevado a causa del exceso de aire existente en la combustión, hecho que permite elevar su temperatura quemando más combustible utilizando a aquellos como comburente (en el caso de postcombustión).

Esta operación técnicamente se suele realizar por medio de un quemador especial conocido como vena de aire (duct burner) presentado en la Figura 47.



*Figura 47: Quemador de vena de aire*

*Fuente: Tipo de Quemadores*

Este dispositivo generalmente se coloca en el interior del conducto que lleva de la salida de los gases de la turbina a la entrada de la caldera y perpendicularmente al flujo de gases.

Para el caso de postcombustión se eleva el contenido energético de los gases antes de introducirlos en la caldera, de esta manera se mejora la transferencia de calor y permite obtener mayor cantidad de vapor que incide en una mejora global de toda la instalación.

La velocidad de los gases de combustión en la sección del quemador se debe reducir hasta valores entre 15 y 30 m/s, hecho que se consigue generalmente al ensanchar el conducto ya que en la salida de la turbina son típicas velocidades en el orden de los 80 m/s.

Los quemadores de vena de aire tienen una forma similar a una rejilla (Fig. 48), para poder conseguir una mejor independencia del funcionamiento de sus diferentes secciones y por tanto, una mejor modulación, se dispone de unas pantallas separadoras cada 150 mm aproximadamente. Además se disponen pantallas deflectoras para evitar que se desprenda la llama de la boca del quemador por motivo de la elevada velocidad de paso de los gases procedentes de la turbina.

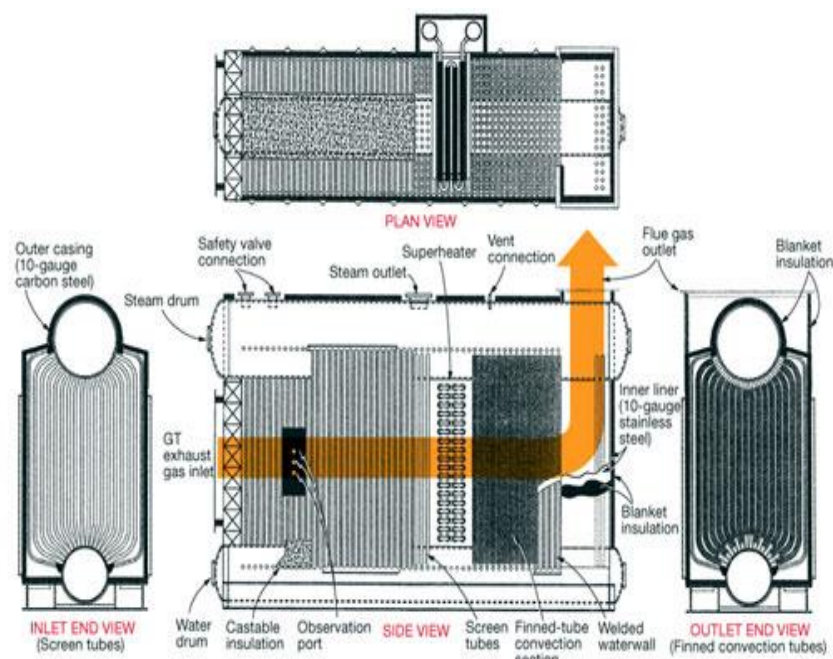


Figura 48. Caldera de recuperación con quemador de vena de aire Rentech

Fuente: Cogeneración 2, s.f.

La modulación en la producción de vapor de acuerdo con las necesidades del proceso se puede conseguir de 2 formas:

- Por medio del quemador postcombustión cuando el contenido energético de los gases de la turbina es insuficiente para cubrir la demanda.
- Por medio de una válvula by-pass situada en el conducto que conecta el escape de la turbina con la entrada a la caldera de recuperación, cuando el contenido de los gases es excesivo, y que permite desviar a la atmósfera una parte del caudal.

Tomando los grupos de turbina de gas-alternador descritos en la Tabla 2 se pueden obtener aproximadamente las producciones de vapor (saturado a 10 bar absolutos con el agua de alimentación de la caldera a 85°C y temperatura de humos

en la salida del economizador de 125 °C con un equivalente energético de 812 kW, por tonelada de vapor), contenidas en la Tabla 16.

Tabla 16.

Producciones de vapor y electricidad para diversos tipos de turbina de gas

	I	II	III
Producción de vapor (t/h):			
sin postcombustión	2,1	4,3	8,3
con postcombustión	6,4	12,8	25,0
Producción de electricidad (kW)	560	1492	3318

Un aspecto que se ha de tener muy en cuenta al situar una caldera de recuperación después de una turbina de gas es la limitación existente para la pérdida de carga admisible; es decir un aumento de la contrapresión en la turbina tiene un efecto muy notable sobre su rendimiento mecánico.

La rentabilidad de una instalación de cogeneración con turbina de gas se encuentra fuertemente condicionada por el aprovechamiento energético. Esto implica que en algunas ocasiones, a causa de las fluctuaciones apreciables en la demanda térmica, no resulte económica ni energéticamente interesante la aplicación de esta tecnología.

Una turbina con inyección de vapor opera al introducir vapor a media presión en la cámara de combustión utilizando una parte del mismo generado en la caldera de recuperación. Con este procedimiento se consigue aumentar la producción de energía eléctrica porque se dispone de una mayor cantidad de fluido de trabajo que acciona la

turbina sin un consumo adicional por parte del compresor, ya que este continúa comprimiendo el mismo caudal de aire.

Este ciclo es muy constante a todos los niveles de temperatura ambiente, lo cual es una real ventaja cuando se opera en climas cálidos, pero presenta un inconveniente ya que no existe un sistema de recuperación de agua utilizada para la producción de vapor (Fig. 49).

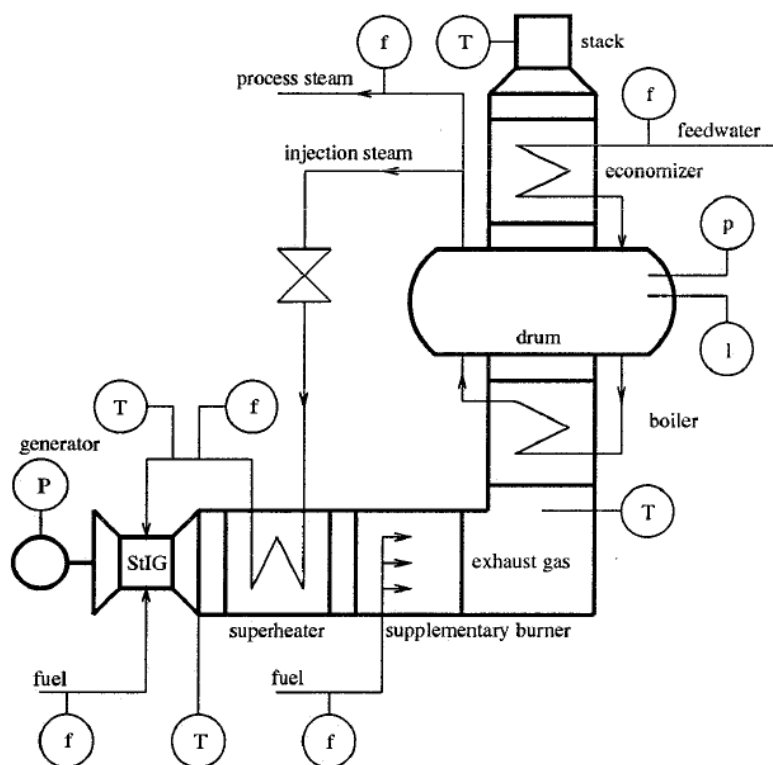


Figura 49. Proceso simplif., diagrama de instrumentación básica en el ciclo Cheng

Fuente: Cogeneración 2, s.f.)

En este proceso se consigue una mayor eficiencia en la producción eléctrica, y solo aumenta ligeramente el consumo de combustible ya que ha de aportar calor al vapor para calentarlo desde la temperatura de inyección hasta la temperatura de

entrada de la turbina. Las modificaciones de una turbina para permitir una inyección importante de vapor (En el orden del 15% de caudal de aire) posibilitan una producción adicional de electricidad sobre el 50%, de manera que el rendimiento de la turbina puede superar el 35%. La inyección de vapor permite además reducir notablemente la producción de óxido de Nitrógeno (Sobre el 80%) en la combustión, y por tanto la emisión a la atmósfera.

Los requerimientos de calidad para el vapor a inyectar implica su desmineralización/ deionización, y son equivalentes a los de una caldera de alta presión.

Al manejar agua desmineralizada /des ionizada, se debe tener en cuenta que los materiales de directo contacto sean resistentes a un ataque altamente reactivo. Por lo tanto, las tuberías se recomienda sean de acero AISI 304L mientras que válvulas y bombas deben ser de acero inoxidable 316L.

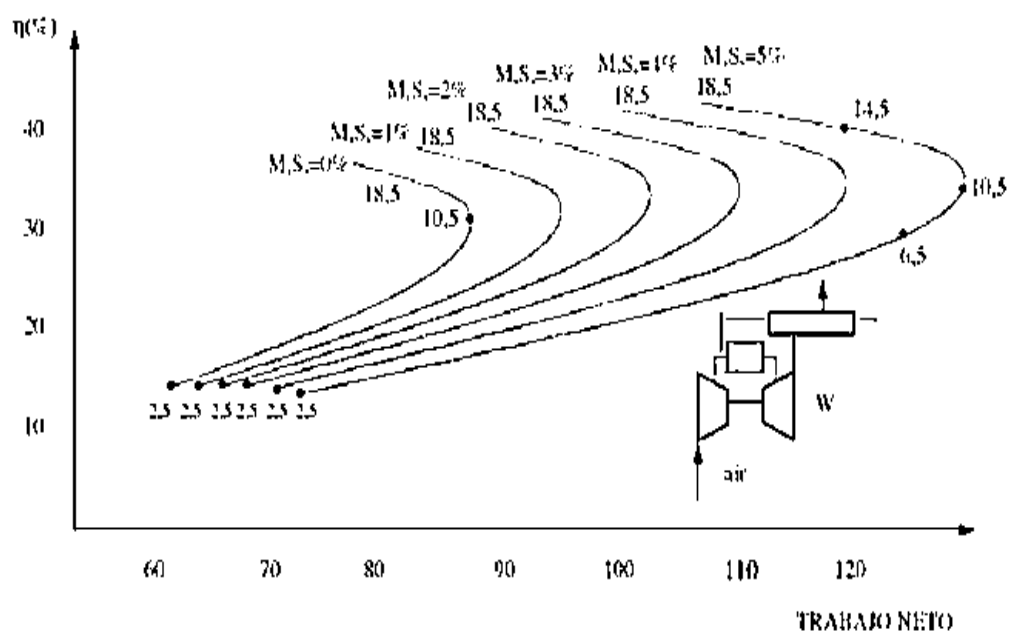
Sin embargo, también hay un límite a la cantidad de vapor que puede ser inyectado en la turbina de gas en general, y en la zona de la cámara de combustión primaria en particular. La inyección de vapor máxima total en la turbina de gas es entre 5% y 20% del flujo de aire existente. La cantidad permitida de vapor para ser inyectado en la zona primaria de la cámara de combustión está limitada por las características de la llama de salida del quemador. También la cantidad permitida de vapor inyectado para el aumento de potencia se establece por consideraciones mecánicas y limitaciones relación de compresión.

Sobre una base por libra, el vapor contiene más energía de expansión que el aire, ya que el  $C_p$  de vapor es de aproximadamente el doble de la  $C_p$  del aire. La ganancia de potencia de salida de inyección de vapor es de aproximadamente 4% por cada 1% de vapor inyectado (donde% de vapor inyectado se refiere a flujo principal



de la turbina). El siguiente gráfico se muestra el efecto de un 5% de inyección de vapor constante en la capacidad de soporte de carga de una turbina de gas típica.

Para fines comparativos, la variación de la salida con temperatura ambiente se muestra para la misma turbina y sin inyección de vapor.



*Figura 50: Aumento de la potencia con inyección de vapor.*

*Fuente Propia*

Los valores que se presentan en la Figura 50, son orientativos y han sido obtenidos a partir de datos utilizados en estudios de viabilidad de cogeneración con turbina de gas realizados por empresas catalanas.

Conjuntamente con las calderas de recuperación los grupos turbina de gas-alternador son los equipos de mayor coste de toda la instalación de generación de energía que los incorpore.

El coste de inversión de una caldera de recuperación depende de los niveles de presión y temperatura requeridos y, como es evidente, son apreciablemente más caros los equipos diseñados para generar vapor a alta presión que en los preparados para obtener vapor a baja presión.

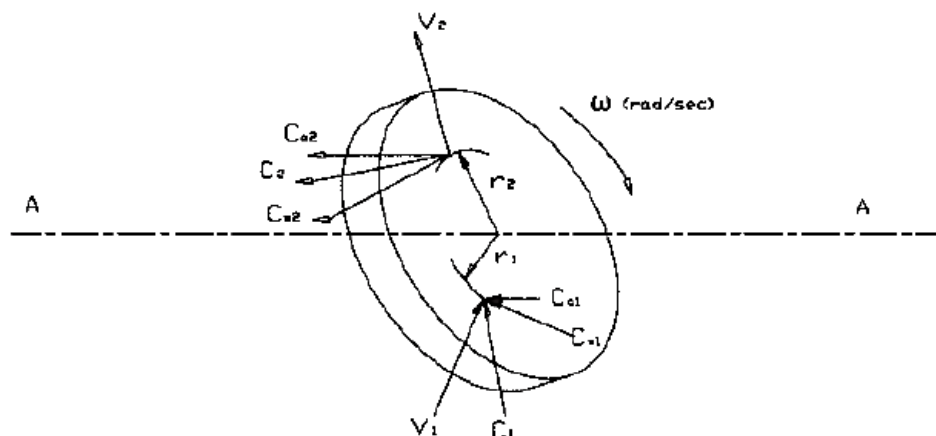
Por otro lado, la caldera puede ser más o menos grande en relación con la turbina de gas, según que haya o no postcombustión de los gases de escape y aportación o no de aire adicional. Con todo lo más habitual son las instalaciones con una turbina y una caldera con postcombustión que permiten generar el doble de vapor que se podría generar a partir de una sola turbina. Por ese motivo no tiene sentido dar un precio para las calderas de vapor en relación con la producción eléctrica de la turbina, siendo más adecuado dar un precio de referencia respecto a la producción de vapor (pese a que el caudal de los gases puede tener una influencia importante). Una cifra que puede ayudar a conocer el nivel de inversión en una instalación de este tipo sería de 24000 € por tonelada-hora de vapor saturado a baja presión.

En lo referente a los quemadores postcombustión de vena de aire, se puede decir que se trata de equipos bastante sencillos en el orden de 4.800€/MW. Además se deberá tomar en cuenta en todo proyecto de cogeneración costes adicionales como: tuberías, estación de regulación y medida, equipo de compresión, conexiones interiores, la obra civil, entre otras.

#### **4.4.2 TRIÁNGULO DE VELOCIDADES EN UNA TURBINA**

El fluido que circula a través del rotor de una turbo máquina, se supone que es constante durante un largo período de tiempo. La turbulencia y otras pérdidas pueden entonces dejarse de lado, y la tasa de flujo de masa  $m$  es constante. Como se

muestra en la Figura 51, sea  $\omega$  (omega) sea la velocidad angular alrededor del eje A-A.



*Figura 51: Componentes de velocidad, generalizadas para un rotor*

*Fuente Propia*

El fluido entra en el **rotor** en el punto 1 y deja en el punto 2.

En el análisis de flujo de turbo máquinas, la variable más importante es la velocidad del fluido y su variación en las diferentes direcciones de las coordenadas. En el diseño de formas de los álabes, los diagramas vectoriales de velocidad son muy útiles.

En el flujo en y a través de los estatores, las velocidades absolutas son de interés (es decir,  $C$ ). Las velocidades de flujo a través del rotor con respecto a la cuchilla giratoria deben ser consideradas. El fluido entra con una velocidad  $C_1$ , que está a una distancia radial  $r_1$  desde el eje A-A. En el punto 2, el fluido sale con velocidad absoluta (una velocidad relativa para un observador externo). El punto 2 se encuentra a una distancia radial  $r_2$  desde el eje A-A. El disco giratorio puede ser o bien una turbina o un compresor. Es necesario restringir el flujo a un flujo estable, es

decir, la tasa de flujo de masa es constante (sin acumulación de fluido en el rotor). La velocidad  $C_1$  en la entrada al rotor se puede descomponer en tres componentes; de la siguiente forma:

$C_{a1}$ : Velocidad axial en la dirección paralela al eje del eje de rotación.

$C_{r1}$ : Velocidad radial en la dirección normal al eje del eje de rotación.

$C_{w1}$ : Velocidad tangencial en la dirección normal a un radio.

Del mismo modo, la velocidad de salida  $C_2$  se puede descomponer en tres componentes; de la siguiente forma,  $C_{a2}$ ,  $C_{r2}$ , y  $C_{w2}$ . El cambio en la magnitud de las componentes de la velocidad axial a través del rotor, da lugar a una fuerza axial, que debe ser tomada por un cojinete de empuje en la carcasa del rotor estacionario. El cambio en la magnitud de las componentes radiales de la velocidad, produce una fuerza radial. Ninguna de las dos tiene ningún efecto sobre el movimiento angular del rotor. Los componentes tangenciales  $C_w$ , producen el efecto de rotación. Esto se puede expresar de forma general de la siguiente manera:

El momento angular en la entrada:  $C_{w1}r_1$

El momento angular en la salida:  $C_{w2}r_2$

Y por lo tanto la variación de momento angular:  $C_{w1}r_1 - C_{w2}r_2$

Por las leyes del movimiento de Newton, esto es igual a la suma de todas las fuerzas aplicadas sobre el rotor; es decir, el torque neto del rotor  $\tau$  (tao). Bajo condiciones de flujo estacionario, utilizando un flujo másico  $m$ , el torque ejercido por o sobre el rotor será:

$$\tau = m(C_{w1}r_1 - C_{w2}r_2)$$

Por lo tanto la tasa de transferencia de energía,  $W$ , es el producto del torque y la velocidad angular del rotor  $\omega$  (omega), por lo que:

$$W = \tau\omega = m\omega(C_{w1}r_1 - C_{w2}r_2)$$

Para una unidad de flujo másico, la energía será dada por:

$$W = \omega(C_{w1}r_1 - C_{w2}r_2)$$

$$W = (C_{w1}r_1\omega - C_{w2}r_2\omega)$$

$$\text{Pero, } r_1\omega = U_1 \text{ y } r_2\omega = U_2$$

Por lo tanto,

$$I. \quad W = (C_{w1} U_1 - C_{w2} U_2)$$

Donde,  $W$  es la energía transferida por unidad de masa,  $U_1$  y  $U_2$  son las velocidades de rotor en la entrada y la salida, respectivamente. La ecuación (I.) se conoce como la ecuación de Euler de la turbina. La convención estándar de signos en termodinámica, es que el trabajo realizado por un fluido es positivo, y el trabajo realizado en un fluido es negativo. Esto significa que el trabajo producido por la turbina es positivo y el trabajo absorbido por los compresores y las bombas es negativo.

Por lo tanto, las ecuaciones de transferencia de energía pueden escribirse por separado como:

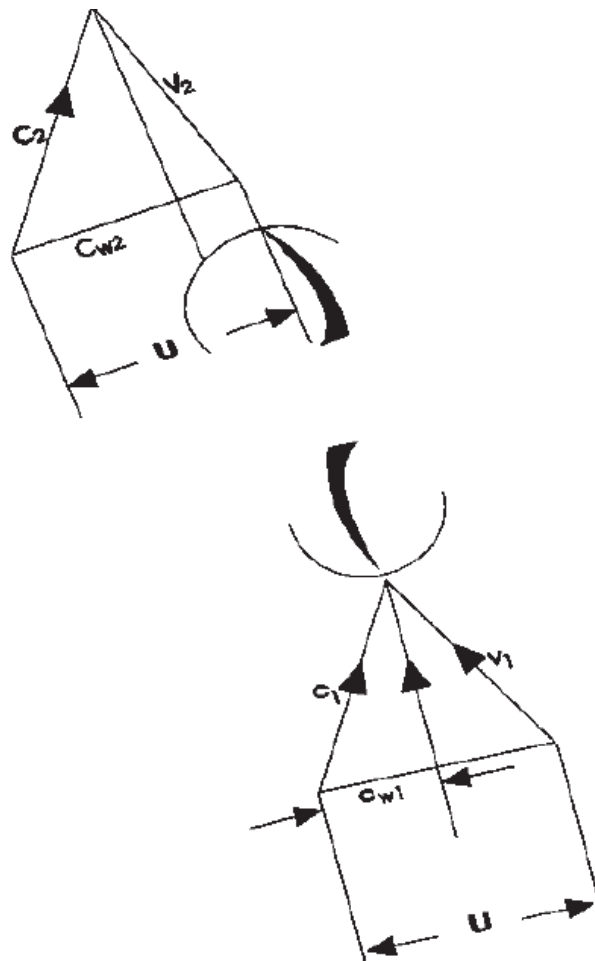
$$W = (C_{w1} U_1 - C_{w2} U_2), \text{ para turbinas.}$$

$$W = (C_{w2} U_2 - C_{w1} U_1), \text{ para compresores y bombas.}$$

La **ecuación de Euler** de la turbina es muy útil para evaluar el flujo de fluidos que tienen viscosidades muy pequeñas, como agua, vapor, aire, y productos de combustión.

Para calcular el torque de la ecuación de Euler de la turbina, es necesario conocer las componentes de la velocidad  $C_{w1}$ ,  $C_{w2}$ , y las velocidades del rotor  $U_1$  y  $U_2$  o las velocidades,  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $C_{r1}$ ,  $C_{r2}$ , así como  $U_1$  y  $U_2$ . Estas cantidades se pueden determinar fácilmente por el dibujo los triángulos de velocidad en la entrada y la salida del rotor, como se muestra en la Figura 52. Los triángulos de velocidad son fundamentales para el análisis de los problemas de turbomaquinaria, y por lo general se combinan en un diagrama.

Estos triángulos se dibujan generalmente como un triángulo vector:

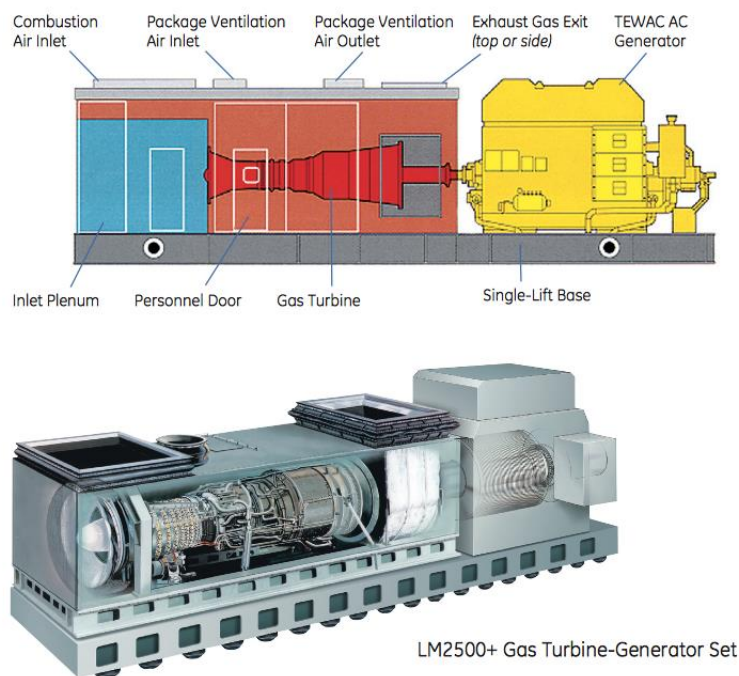


*Figura 52: Velocidad de triángulos para un rotor  
Fuente Propia*

Dado que estos son triángulos vector, las dos velocidades de  $U$  y  $V$  están una respecto a la otra, de manera que la cola de  $V$  está a la cabeza de  $U$ . Por lo tanto la suma vectorial de  $U$  y  $V$  es igual al vector de  $C$ . En un flujo a través de un rotor de turbo máquina, las velocidades absoluta  $C_1$  y  $C_2$ , así como las velocidades relativas  $V_1$  y  $V_2$  pueden tener tres componentes como se mencionó anteriormente. Sin embargo, los dos componentes de la velocidad, una tangente al rotor ( $C_w$ ) y otro perpendicular a él son suficientes. El componente  $C_r$  se llama el componente meridional, que pasa por el punto considerado y el eje turbo máquina. Las

componentes de la velocidad  $C_{r1}$  y  $C_{r2}$ , son las componentes de la velocidad de flujo, que pueden ser axial o radial en función del tipo de máquina.

Equipos disponibles en Repsol YPF (NPF) (Fig. 53)



*Figura 53: Esquema de los turbogeneradores disponibles, Bloque 16 Repsol YPF  
Fuente Repsol YPF*

**Alterna:** 13800 [V]

- **Potencia:** 21450 [kW] El proceso de generación eléctrica con las 2 turbinas en el bloque 16, en la planta NPF se lo realiza con dos turbogeneradores de 18.5 [MW], cada uno de ellos está formado por una turbina GE Modelo 7LM2500-PE-ML607. Que posee las siguientes características técnicas:



- **Combustible:** Diesel
- **Vel. Max. Compresor:** 10000 [rpm]
- **Vel. Max. Turbina de Potencia:** 3600 [rpm]
- **Capacidad Disponible:** 24978 [Hp]
- **Eficiencia:** 38% (Condiciones ISO)

Las turbinas a su vez están acopladas a un generador eléctrico BRUSH modelo BDAX7.167E, cuyas características son:

- **Revoluciones:** 3600 [rpm]
- **Frecuencia:** 60 [Hz]
- **Número de Fases:** 3 $\phi$
- **Voltaje en Corriente**
- **Factor de Potencia:** 0.85
- **Corriente:** 1.056 [A]

Este generador eléctrico Brush es un generador síncrono que se define como una máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica (en forma de rotación debido al empuje externo del eje de la turbina) en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento consiste en la excitación de flujo en el rotor.

En general los cambios de la potencia activa generada, dependen de la velocidad de rotación; mientras que la potencia reactiva depende principalmente de la tensión de excitación del generador.

Los datos de generación del bloque 16 se muestran a continuación en la Tabla 17.

Tabla 17.

Datos de generación del bloque 16

Unid.	Descripción	Potencia efectiva	Potencia Total	Observaciones
2	Turbinas LM-2500	17.5 MW	35 MW	
1	Gen. Detroit	0.8 MW	0.8 MW	
6	Gen. Waukesha	0.92 MW	5.5 MW	
<b>Total NPF MW</b>			<b>41.5 MW</b>	

#### 4.4.3 OBTENCIÓN DE DATOS DE LA PLANTA REPSOL

##### 4.4.3.1 DATOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE (TABLA 18)

Tabla 18.

Consumo de combustible de las estaciones.

FUEL CONSUMPTION					
DATE	DIESEL FUEL			GAS FUEL	
	SSFD	NPF	SPF	SPF	NPF
	BBLS	BBLS		SCFD	SCFD
1	50	64	801	1.472.000	557.600
2	55		878	1.291.000	551.300
3	46		843	1.327.000	571.200
4	48	418	398	1.230.000	560.100
5	48		787	1.231.000	578.000
6	40		735	1.282.000	615.000

CONTINUA



7	49		784	971.000	602.000
8	49		845	925.000	582.500
9	58		874	971.000	545.000
10	54		806	1.016.000	566.600
11	54		797	980.000	542.900
12	83		756	1.184.000	527.000
13	45		790	891.000	549.000
14	68	31	729	993.000	558.000
15	47		779	745.000	584.500
16	49		773	784.000	565.500
17	48		810	930.000	564.500
18	48		796	902.000	564.000
19	46	13	785	984.000	572.300
20	63		810	789.000	569.400
21	42		847	966.000	577.600
22	84	27	824	923.000	537.000
23	47		864	810.000	552.700
24	48		873	1.029.000	545.300
25	50	69	848	842.000	544.300
26	50		882	918.000	562.900
27	49	369	589	652.000	466.800
28	61	795	3	882.000	547.700
<b>TOTAL</b>	1.478	1.786	21.305	27.920.000	15.660.700

Para la obtención de datos y desarrollo de cálculos, se procedió a tomar los resultados obtenidos en la estación NPF en el mes de febrero de 2003, por lo que el consumo de diesel resulta ser **1786 BBL** (barriles) por mes.

Esto equivale a  $283.95 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$ .

El poder calorífico del combustible es de:  $43.89 \frac{\text{GJ}}{\text{ton}}$

#### 4.4.3.2 DATOS DE LA POTENCIA GENERADA (TABLA 19)

Tabla 19.

Generación de energía de las estaciones.

POWER GENERATED					
DATE	DIESEL POWER PLANT			GAS POWER PLANT	
	SSFD KW-H	NPF KW-H	SPF KW-H	SPF KW-H	NPF KW-H
1	27.386	32.400	403.300	62.006	145.110
2	23.705		456.020	61.902	133.250
3	27.259		441.336	64.707	135.207
4	27.005	194.400	215.936	65.078	122.254
5	26.940		432.340	62.975	126.602
6	26.579		395.000	65.765	126.192
7	26.602		418.000	65.136	90.903
8	27.413		420.000	65.486	95.207

CONTINUA 

9	26.563		425.000	62.098	97.699
10	27.080		419.000	61.707	101.256
11	27.609		428.000	58.025	100.056
12	27.696		407.000	55.408	115.486
13	28.463		428.000	57.569	84.444
14	27.725	10.800	385.800	59.714	91.300
15	27.717		418.000	64.771	74.334
16	27.139		400.000	62.569	78.481
17	27.609		413.800	60.661	89.818
18	27.647		413.000	61.489	88.476
19	27.822	3.600	401.000	60.516	92.191
20	27.388		420.000	61.410	78.684
21	27.534		410.000	64.019	93.072
22	27.349	10.800	408.000	58.640	87.032
23	27.398		429.500	60.906	87.022
24	25.125		431.000	60.211	102.676
25	25.485	25.200	406.000	60.462	84.236
26	28.348		436.000	63.433	95.850
27	27.516	180.000	218.999	50.010	66.797
28	26.486	421.200	1.300	59.071	89.814
<b>TOTAL</b>	<b>758.588</b>	<b>878.400</b>	<b>10.881.331</b>	<b>1.715.744</b>	<b>2.773.449</b>

Obtenemos una potencia generada para la estación NPF en el mes de febrero de **878.4 MWH** (Mega watts hora) por mes.

#### 4.4.3.3 DATOS DE TEMPERATURAS DE LAS TURBINAS

##### 4.4.3.3.1 TEMPERATURA DE ENTRADA

Temperatura entrada del compresor:  $T_1 = 298 \text{ K}$

Para el valor de esta temperatura se tomó en cuenta la temperatura ambiente del aire que circula en la estación.

##### 4.4.3.3.2 TEMPERATURA DE SALIDA

Temperatura salida de la turbina:  $T_4 = 964.47 \text{ K}$

Para el valor de esta temperatura se tomó en cuenta la temperatura censada por una termocupla localizada a la salida de la turbina, estas temperaturas se toman por intervalos de tiempo entre 4 y 6 minutos, por lo que la  $T_4$ , resulta del promedio de las mismas.

#### 4.4.4 CÁLCULOS

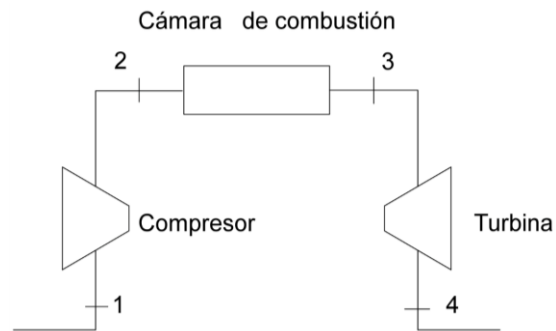


Figura 54: Diagrama ciclo de Brayton abierto

Fuente Propia

Datos:

$$\dot{W}_{\text{neto}} = 878.4 \frac{\text{MWh}}{\text{mes}}$$

$$\dot{V}_{\text{diesel}} = 17 \times 10^6 \frac{\text{bbl}}{\text{mes}}$$

$$\rho_{\text{diesel}} = 832 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\text{PCI}_{\text{diesel}} = 42.6 * 10^6 \frac{\text{J}}{\text{kg}}$$

$$T_1 = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_4 = 1276.65 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Desarrollo:

$$\dot{W}_{\text{neto}} = 878.4 \frac{\text{MWh}}{\text{mes}} \rightarrow 31.62 * 10^{11} \frac{\text{J}}{\text{mes}}$$

$$\dot{v}_{\text{diesel}} = 1746 \frac{\text{bbl}}{\text{mes}} \rightarrow 277.59 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

$$\dot{m}_{\text{diesel}} = \rho * \dot{v}_{\text{diesel}}$$

$$\dot{m}_{\text{diesel}} = 832 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3 \left[ 277.59 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right]}$$

$$\dot{m}_{\text{diesel}} = 230954.88 \frac{\text{kg}}{\text{mes}}$$

$$\dot{Q}_e = \dot{m}_{\text{diesel}} * P_{\text{el}}^{\text{diesel}}$$

$$\dot{Q}_e = 230954.88 \frac{\text{kg}}{\text{mes} \left[ 42.6 * 10^6 \frac{\text{J}}{\text{kg}} \right]}$$

$$\dot{Q}_e = 9.8386 * 10^{12} \frac{\text{J}}{\text{mes}}$$

$$n_{\text{ter}} = \frac{W_{\text{neto}}}{Q_e}$$

$$n_{\text{ter}} = \frac{31.62 * 10^{11} \frac{\text{J}}{\text{mes}}}{9.95 * 10^{12} \frac{\text{J}}{\text{mes}}}$$

$$n_{\text{ter}} = 0.3213$$

$$T_1 = 25 \text{ } ^\circ\text{C} \rightarrow 298 \text{ K}$$

$$T_4 = 520 \text{ C} \rightarrow 793 \text{ K}$$

$$T_1 = 298 \text{ K} \rightarrow h_1 = 298.18 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$T_4 = 793 \text{ K} \rightarrow h_4 = 814.278 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$n_{\text{ter}} = \frac{W_{\text{neto}}}{Q_e}$$



$$n_{\text{ter}} = \frac{W_T - W_C}{Q_e}$$

$$n_{\text{ter}} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2}$$

$$0.3213 = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2}$$

$$0.3213(h_3 - h_2) = h_3 - h_4 - h_2 + h_1 \rightarrow \text{Ecuación 1}$$

$$0.6787(h_3 - h_2) = h_4 - h_1$$

$$0.6787(h_3 - h_2) = 814.278 - 298.18$$

$$h_3 - h_2 = 760.421 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \rightarrow \text{Ecuación 2}$$

#### 4.4.4.1 BALANCE ENERGÉTICO EN LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN

$$\dot{m}_{\text{aire}} * h_2 + \dot{m}_{\text{diesel}} * \text{PCI}_{\text{diesel}} = \dot{m}_T * h_3$$

$$\dot{m}_{\text{aire}} * h_2 + \dot{m}_{\text{diesel}} * \text{PCI}_{\text{diesel}} = (\dot{m}_{\text{aire}} + \dot{m}_{\text{diesel}})h_3$$

$$\dot{m}_{\text{diesel}} * \text{PCI}_{\text{diesel}} = \dot{m}_{\text{aire}} (h_3 - h_2) + \dot{m}_{\text{diesel}} * h_3$$

Remplazamos ecuación 2

$$9.8386 * 10^{12} \text{ J/mes} = 760.421 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \dot{m}_{\text{aire}} + 230954.88 \frac{\text{kg}}{\text{mes}} * h_3 \rightarrow \text{Ecuación 3}$$

#### 4.4.4.2 ANALIZAMOS LA POTENCIA NETA

$$\dot{W}_{\text{neto}} = \dot{m}_T (h_3 - h_4) - \dot{m}_{\text{aire}} (h_2 - h_1)$$

$$\dot{W}_{\text{neto}} = (\dot{m}_{\text{aire}} + \dot{m}_{\text{diesel}})(h_3 - h_4) - \dot{m}_{\text{aire}} (h_2 - h_1)$$

$$\dot{W}_{\text{neto}} = \dot{m}_{\text{aire}}(h_3 - h_4) + \dot{m}_{\text{diesel}}(h_3 - h_4) - \dot{m}_{\text{aire}}(h_2 - h_1)$$

$$\dot{W}_{\text{neto}} = \dot{m}_{\text{aire}}(h_3 - h_4 - h_2 + h_1) + \dot{m}_{\text{diesel}} * h_3 - \dot{m}_{\text{diesel}} * h_4$$

Remplazamos ecuación 1

$$31.62 * 10^{11} \text{ J/mes} = \dot{m}_{\text{aire}} [0.3213(h_3 - h_2)] + \dot{m}_{\text{diesel}} * h_3 - \dot{m}_{\text{diesel}} * h_4$$

Remplazamos ecuación 2

$$31.62 * 10^{11} \text{ J/mes} = 244.323 \text{ kJ/kg} * \dot{m}_{\text{aire}} + 230954.88 \text{ kg/mes} * h_3 - 1.88 * 10^{11} \text{ J/mes}$$

$$33.5 * 10^{11} \text{ J/mes} = 244.323 \text{ kJ/kg} * \dot{m}_{\text{aire}} + 230954.88 \text{ kg/mes} * h_3 \rightarrow \text{Ecuación 4}$$

Establecemos un sistema entre las ecuaciones 3 y 4

$$\begin{cases} 9.8386 * 10^{12} \text{ J/mes} = 760.42 \text{ kJ/kg} * \dot{m}_{\text{aire}} + 230954.88 \text{ kg/mes} * h_3 \\ 33.5 * 10^{11} \text{ J/mes} = 244.323 \text{ kJ/kg} * \dot{m}_{\text{aire}} + 230954.88 \text{ kg/mes} * h_3 \end{cases}$$

Los resultados del sistema son:

$$\dot{m}_{\text{aire}} = 79685400 \text{ kg/mes}$$

$$h_3 = 1204.84 \text{ kJ/kg} \rightarrow 1137.66 \text{ K}$$

Remplazamos en la ecuación 2

$$h_2 = 440.87 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \rightarrow 439.27 \text{ K}$$

$$W_T = h_3 - h_4$$

$$W_T = 1477.72 - 1005.62$$

$$W_T = 472.1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$W_C = h_2 - h_1$$

$$W_C = 440.87 - 298.18$$

$$W_C = 142.69 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$r_{bw} = \frac{W_C}{W_T}$$

$$r_{bw} = \frac{142.69}{472} \cdot 1$$

$$r_{bw} = 0.30$$

$$W_{\text{neto}} = W_T - W_C$$

$$W_{\text{neto}} = 472.1 - 142.69$$

$$W_{\text{neto}} = 329.41 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\dot{m}_T = \dot{m}_{\text{aire}} + \dot{m}_{\text{diesel}}$$

$$\dot{m}_T = 12572400 + 230954.88$$

$$\dot{m}_T = 1.2803400 \frac{\text{kg}}{\text{mes}}$$

$$r_{\frac{\text{aire}}{\text{diesel}}} = \frac{\dot{m}_{\text{aire}}}{\dot{m}_{\text{diesel}}}$$

$$r_{\frac{\text{aire}}{\text{diesel}}} = 9267217. \frac{01}{230954.88}$$

$$r_{\frac{\text{aire}}{\text{diesel}}} = 54.4366 \frac{\text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{diesel}}}$$

Para un sistema de inyección de vapor en la cámara de combustión se considerará un caso más real, una efectividad de la caldera de recuperación del 85% se dará para un buen diseño donde esta se alimenta por agua previamente tratada a temperatura ambiente 25°C (298 °K) y que opera a la misma presión que la cámara de combustión; si se establece que el compresor toma el aire a 100kPa (sin causar error significativo) y además para una relación de compresión de 18, la presión de operación de la caldera de recuperación será igual que la cámara de combustión e igual a 1800 kPa. Además se ajusta la temperatura a la salida de la caldera de recuperación, de los gases de combustión a 120°C (393 K) para evitar la condensación de la humedad contenida en éstos ya que se pueden formar compuestos muy corrosivos que pueden afectar a la integridad de las instalaciones.

Según el “Gas Turbine Handbook” en plantas donde se opera con este ciclo denominado HRSG (Heat recovery Steam Generator) el rango del caudal másico utilizado está entre el 5% y el 20% del total de aire utilizado en la compresión.

Si se considera una planta con instalaciones de primera, no existirá problema si se trabaja con inyección de vapor del orden del 15% del total de aire utilizado por el compresor. Se establece además que el trabajo de la bomba para alimentar la caldera de recuperación es despreciable.

Se tendrá entonces:

$$m_{vapor} = 0.18 m_{aire}$$

$$m_{vapor} = 0.14 \left( 9267217.01 \frac{\text{kg}}{\text{mes}} \right) = 1390082.5515 \frac{\text{kg}}{\text{mes}}$$

El balance energético dentro de la caldera de combustión se puede expresar como la energía real disponible en los gases de combustión que servirá para generar el vapor dentro de la caldera de recuperación, se puede expresar como:

$$h_{aire@393K} = h_5$$

$$h_{vapor@298K} = h_8$$

$$Q_{rec} = m_{vapor} (h_9 - h_8)$$

$$(0.85)(9498171.89)(1005.62 - 393.91) = (1390082.5515)(h_9 - 104.83)$$

$$h_9 = 3657.57 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \text{ (Vapor sobrecalentado a 1800 kPa)} \implies T_9 = 799.339 \text{ }^\circ\text{C}$$

Como es de convención mantener la temperatura a la entrada de la turbina, será necesario una cantidad adicional de combustible para elevar la temperatura del vapor inyectado en la primera inyección, se puede entonces realizar un balance energético en la cámara de combustión a manera de determinar la nueva cantidad de combustible necesario, si se asume una combustión completa se tendrá entonces:

$$h_{@T=1368.54 \text{ K}} = h_{@T=1095.54^\circ\text{C}} = h_{3,\text{vapor}} = 4247.03 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$m_{\text{aire}} h_{2,\text{aire}} + m'_{\text{comb}} \text{PCI} + m_{\text{vapor}} h_9 = [(m)_{\text{aire}} + m'_{\text{comb}}] h_{3,\text{aire}} + m_{\text{vapor}} (h_{@T=1095.54 \text{ K}})$$

$$(9267217.01)(440.87) + m_{\text{comb}}(43100) + (1390082.5515)(3657.57) = (9267217.01 + m_{\text{comb}})(1477.72) + (1390082.5515)(4247.03)$$

$$m'_{\text{comb}} = 250541.5853 \frac{\text{kg}}{\text{mes}}$$

$$m_{\text{comb adicional}} = m_{\text{comb}} - m'_{\text{comb}} = 19585.7 = \frac{\text{kg}}{\text{mes}}$$

Si se mantiene un mismo caudal de aire se obtendrá una nueva relación AC:

$$r_{\frac{\text{aire}}{\text{diesel}}} = 36.9887 \frac{\text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{diesel}}}$$

Una vez determinado esto se puede obtener el trabajo de expansión en la turbina tanto del vapor como de los gases en conjunto; si se considerara que la mezcla se expande hasta las condiciones ambientales, se puede expresar entonces:

$$h_{4,vapor@P=atm} = 2675.6 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$h_{3,aire} = 1477.72 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$h_{4,aire} = 1005.62 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$W_{turb} = [(m)_{aire} + m'_{comb}](h_{3,aire} - h_{4,aire}) + m_{vapor}(h_{3,vapor} - h_{4,vapor})$$

$$W_{turb} = 7127696681.674 \frac{\text{kJ}}{\text{mes}} = 6677751256.7447 \frac{\text{kJ}}{\text{mes}} = 2576.29 \frac{\text{kW}}{\text{mes}}$$

$$W_{comp} = m_{aire} (h_{2,gas} - h_{1,aire}) = 1322339195.1569 \frac{\text{kJ}}{\text{mes}} = 510.1617 \frac{\text{kW}}{\text{mes}}$$

$$W_{neto \text{ in vapor}} = W_{turb} - W_{comp} = 2066.13 \frac{\text{kW}}{\text{mes}}$$

A partir de aquí se puede calcular el incremento del trabajo neto en la instalación:

$$W_{neto\ adi} = W_{neto\ in\ vapor} - W_{neto} = 846.22 \frac{\text{kW}}{\text{mes}}$$

La nueva eficiencia térmica para la primera inyección será entonces, considerando la nueva cantidad de combustible:

$$n_{ter} = \frac{\dot{W}_{neto}}{\dot{Q}_s}$$

$$n_{ter} = \frac{2066.13 \frac{\text{kW}}{\text{mes}}}{4166.03 \frac{\text{kW}}{\text{mes}}} = 0.495948$$

Como se puede verificar la eficiencia térmica de la instalación se incrementa de 31.77% al 49.594% aproximadamente, como consecuencia de la inyección de vapor de alta presión en la cámara de combustión. Esto implica aspectos económicos muy atractivos para una instalación a la cual le interesa reducir costos y aumentar producción. Sin duda el costo de la instalación que se detalló en la parte inicial es un aspecto muy complicado de analizar dada la complejidad con la cual operaría la instalación mas cabe recalcar que, son muy pocas las modificaciones existentes para una planta de turbina de gas que ofrezca tan representativos incrementos en la eficiencia térmica del ciclo.

Se producirá entonces un enfriamiento de los gases de combustión debido a la primera inyección de vapor para el proceso 4-5 se tendrá que el calor recuperado será:

$$Q_{rec} = (m_{aire} + m_{vapor} + m_{comb})Cp_{p,aire}(T_{msd,4} - T_5)$$



Se puede determinar la temperatura aproximada a la cual se estabilizará la mezcla de aire, gases de combustión y vapor de agua mediante un balance energético con calores específicos constantes donde:

$$m_{aire+gases} C_{p\ aire} (T_{4,aire} - T_{med,A}) = m_{vapor} C_{p\ vapor} (T_{med,A} - T_{sat\ 4\ vapor@P=atm})$$

$$T_{med,A} = 837.959\ K$$

$$Q_{rec} = (9267217.01 + 1390082.55 + 250541.58) \frac{\text{kg}}{\text{mes}} \left( 1.005 \frac{\text{kJ}}{\text{K kg}} \right) (837.95 - 393) \text{°K}$$

$$Q_{rec} = 4877809796.2423 \frac{\text{kJ}}{\text{mes}}$$

Se puede determinar entonces nuevamente la cantidad de vapor que se puede generar a partir de esta energía recuperada de la mezcla vapor, gases de combustión y aire. Una vez que todo el sistema se estabilice y la inyección de vapor se vuelva cíclica este calor recuperado presentado anteriormente se volverá una constante para cada inyección y será el verdadero calor que se puede recuperar de la mezcla de gases de escape.

Es importante aclarar que la relación de las variables involucradas en la búsqueda de la respuesta del sistema ante la inyección de vapor es altamente no lineal, y por ello existen varios métodos para estimar la respuesta del sistema ante esta implantación.

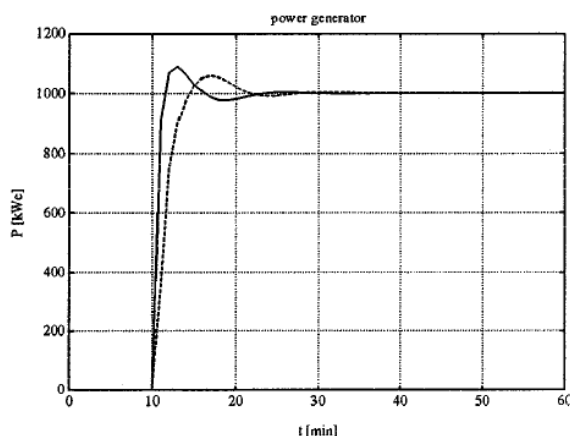
En el documento presente se ha estimado la potencia que otorgará la turbina una vez que el vapor generado se ha inyectado por primera vez y a partir de ahí de determinó la eficiencia térmica pero hay que tomar en cuenta que el calor recuperado disminuye una vez que el flujo de vapor tiende a volverse constante a un número altos de ciclos de operación del sistema, por lo que haría falta una serie de cálculos a partir del nuevo valor del calor que se puede recuperar de los gases de escape (mezcla de gases y vapor). Es decir el cálculo que se realizó en verdad pertenece a la parte inicial del estado transitorio del sistema antes de estabilizarse, definiendo como estabilizar a estado del sistema donde el calor que se pueda recuperar a partir de los gases de combustión tienda a converger a un valor constante.

Por lo que es evidente la complicación al estimar la verdadera potencia desarrollada por la turbina en el estado estable mediante esta forma de cálculo. Ricky Doelman en un trabajo de investigación resolvió el problema de la implementación del ciclo Cheng mediante herramientas de mecánica usando ecuaciones para el estado transitorio y mediante modelamiento computacional. A cada uno de estos modos se los conoce como modelo de la caja blanca y modelo de la caja negra respectivamente. Refiriéndose cada tipo de modelamiento a tener las siguientes características:

- **Modelo de caja blanca:** El modelo se resuelve por leyes de conservación y la derivación de parámetros para la obtención de datos. Se hace uso de las tablas de vapor y aire.
- **Modelo de caja negra:** Implica que cualquier conocimiento a priori se asume y los parámetros de un sistema de ecuaciones no responden a relaciones físicas reales entre variables sino se obtienen a partir de los datos observados mediante experimentación directamente.

Al resolver la problemática por ambos métodos encontró gran grado de precisión entre ambas soluciones y pudo estimar el comportamiento de la verdadera potencia otorgada por la turbina, y como era de esperarse en el comportamiento de esta se observa claramente un estado transitorio en el cual el sistema se adecúa y busca el estado estacionario al que después de cierto tiempo, alcanza.

El comportamiento de la potencia otorgada por la turbina se resolvió por Doelman para un caso en particular más la tendencia de la curva es similar para otros parámetros y se presenta de la siguiente manera (Fig. 55)

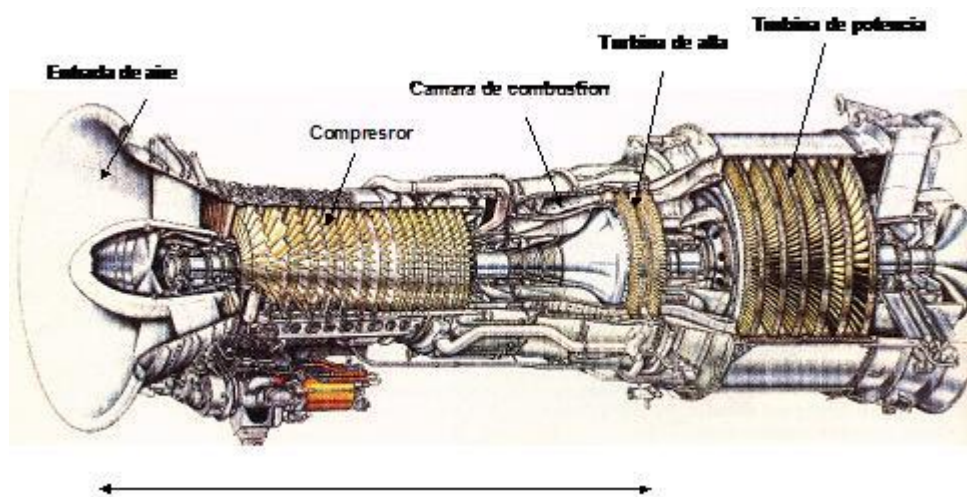


*Figura 55: Comportamiento de la potencia otorgada por la turbina*

*Fuente Propia*

Esto se traduce finalmente en que la eficiencia real será menor que la anterior calculada pero experimentalmente se ha demostrado que la eficiencia del ciclo Brayton simple al implementar ciclo Cheng, incrementa su eficiencia hasta valores sobre el 40%.

#### 4.5 SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS AUXILIARES



*Figura 56. Turbina de gas*

Fuente: Plantas de Cogeneración, 2009-2013

Una turbina de gas (Fig. 56), es una máquina térmica en la que se realiza la transformación de energía presente en un fluido en trabajo mecánico, por medio de la expansión de dicho fluido (gas de combustión o vapor).

En una turbina, en que no hay prácticamente pérdidas de calor al exterior, el trabajo obtenido procede de la diferencia de entalpía del fluido que pasa a través de ella:

$$\text{Trabajo mecánico} = \text{Entalpía entrada} - \text{Entalpía salida}$$

La variación del volumen específico es el mecanismo que permite la transformación de energía térmica en mecánica y por tanto, su posterior aparición en el eje de la máquina. El volumen específico es el cociente (RENOVETEC, 2009):

$$\text{Volumen específico} = \text{Volumen de un fluido/masa de fluido}$$

Por esta razón, los fluidos que circulan en las turbinas (de gas y vapor), que se utilizan para transformaciones de energía térmica en mecánica son gases, ya que son los fluidos que presentan una variación importante del volumen específico con la temperatura presión.

#### **4.5.1 TURBINA DE VAPOR**

##### **4.5.1.1 TURBINA DE VAPOR. DESCRIPCIÓN Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

La turbina de vapor es un motor térmico cíclico rotativo, de combustión externa, que movido por vapor produce energía mecánica. El vapor entra a alta presión y temperatura, y se expansiona en la turbina, transformando una parte de su entalpía en energía mecánica. A la salida de la turbina, el vapor ha perdido presión y temperatura.

Al igual que en el caso de las turbinas de gas, el eje suele estar acoplado a un generador directamente o a través de un reductor, donde se transforma la energía mecánica en eléctrica.

#### **4.5.1.2 MOTORES ALTERNATIVOS: PRINCIPIOS GENERALES, CLASIFICACIÓN Y DIFERENCIAS**

El motor alternativo, es un motor térmico cíclico de combustión interna, de movimiento alternativo, como su propio nombre indica, y convierte la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. La reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior de un cilindro provoca el movimiento lineal del pistón, que la biela convierte en rotación del cigüeñal. De esta manera también se asegura el movimiento alternativo del pistón, que permite renovar los gases producto de la combustión por mezcla fresca, lista para explosionar.

El motor alternativo es una máquina cíclica, pero el fluido se renueva en cada ciclo; se trata por tanto de un ciclo abierto.

#### **4.5.2 EL MOTOR ALTERNATIVO DE COMBUSTIÓN**

El motor alternativo de combustión interna (Fig. 57), está basado en una tecnología bien conocida y ampliamente usada. Está presente en máquinas tan habituales como los automóviles, barcos, aviones, equipos de obras públicas, y por supuesto, las plantas de producción de energía eléctrica. Los motores empleados en estas plantas se denominan motores estacionarios, porque no van montados sobre vehículos en movimiento. En realidad los motores estacionarios grandes e intermedios, para aplicaciones terrestres son prácticamente iguales a los motores marinos, y desde el punto de vista del diseño de ellos tienen su origen en estos. Existe una gran variedad de motores estacionarios para el mercado de generación eléctrica, que incluye sistemas de emergencia y de respaldo, equipos para picos de demanda, para demandas intermedias y para ser utilizados como carga base. Muchos de estos motores combinan la producción de energía eléctrica con la producción de energía térmica (Flórez, 2005).

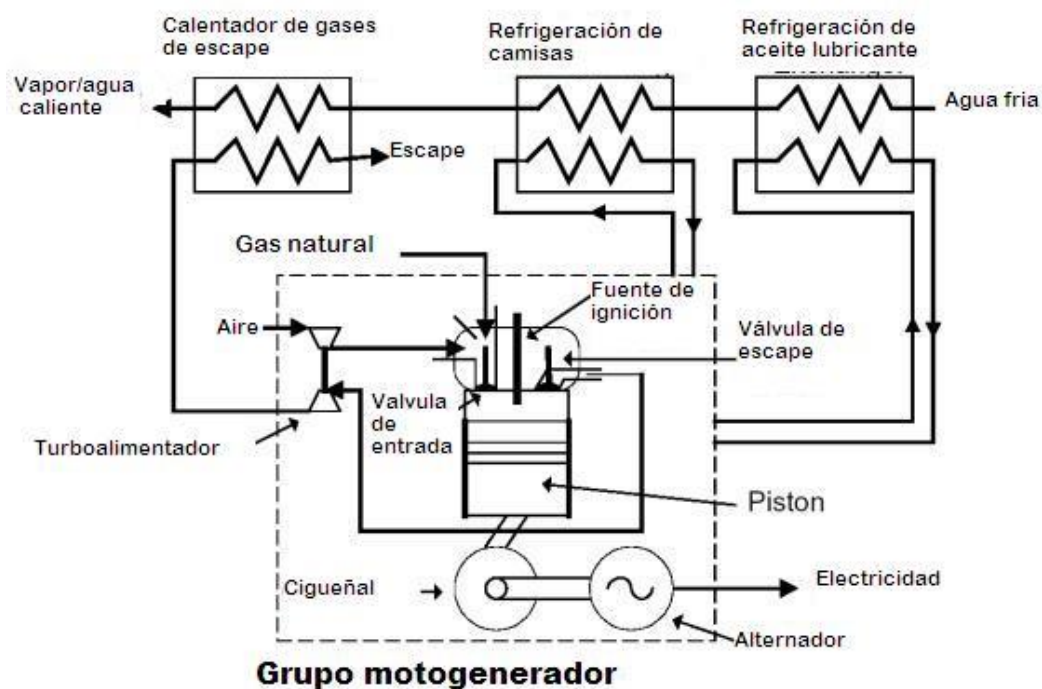


Figura 57. Flujo de fluidos principales en un motor alternativo

Fuente: Plantas de Cogeneración, 2009-2013

### 4.5.3 MOTOR ALTERNATIVO DE GAS Y SUS ELEMENTOS AUXILIARES

Después de estudiar las generalidades de los motores alternativos, vamos a comenzar con los motores ciclo Otto, para después pasar al ciclo diésel.

#### 4.5.3.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LOS MOTORES DE CICLO OTTO

Los primeros experimentos sobre motores de combustión interna fueron realizados por Etienne Lenoir, que construyó su primer modelo práctico en 1860, y que en aquel momento abrió la puerta de la evolución y estableció una serie de principios técnicos que han permanecido inmutables hasta hace pocos años.

En 1862 fue enunciado el ciclo de volumen constante por Beau de Rochar con el título "ciclo de cuatro tiempos". Posteriormente el alemán Otto lo aplicó a un motor térmico denominándolo como ciclo Otto.

Carl Benz ha sido considerado como el padre del automóvil, ya que en 1885 fue el primer constructor de un motor de cuatro tiempos de encendido por bujías.

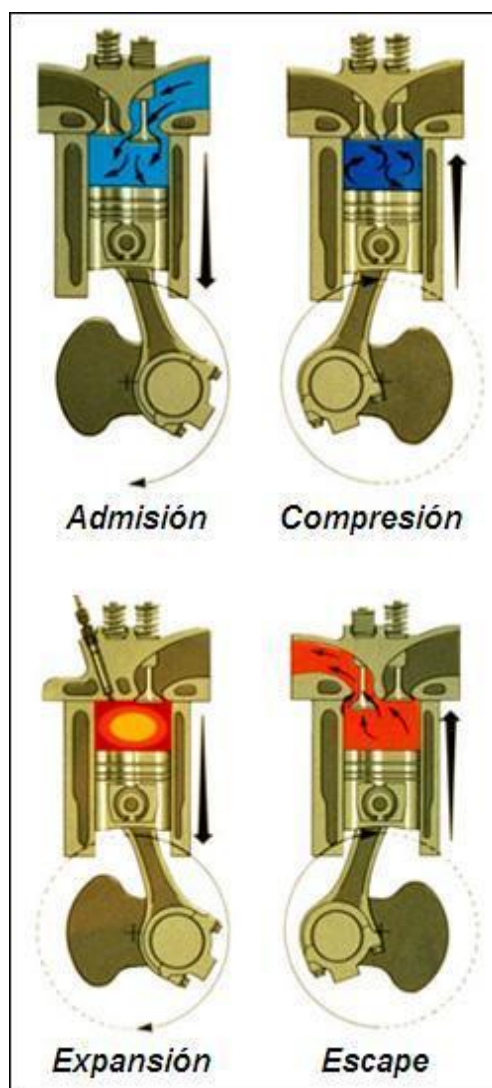
La primera vez que el ciclo de cuatro tiempos se empleó con éxito fue en 1876, en un motor construido por un ingeniero alemán, el conde Nicholas Otto.

#### **4.5.3.2 EL CICLO OTTO DESDE EL PUNTO DE VISTA FUNCIONAL**

A pesar de que el motor de explosión de 4 tiempos es extraordinariamente conocido (Fig. 58), demos un pequeño repaso al esquema de funcionamiento.

El ciclo Otto se basa en el movimiento alternativo (de subida y bajada) del pistón en el interior del cilindro. El ciclo es abierto, pues la mezcla combustible gas-aire se renueva en cada tiempo o fase de admisión. El ciclo completo consta de 4 tiempos, dos de subida del pistón y dos de bajada, como se vio anteriormente





*Figura 58. Fases en un motor alternativo de cuatro tiempos*

*Fuente: Plantas de Cogeneración, 2009-2013*

## 4.5.4 MOTOR ALTERNATIVO DE DIESEL Y SUS AUXILIARES

### 4.5.4.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

En 1895, Rudolf Diésel presentó por primera vez su invento al público: un motor con encendido por compresión. En comparación con el ya acreditado motor de explosión Otto, este motor tenía la ventaja de tener un mayor rendimiento y de poder

funcionar con un combustible relativamente barato, siendo posible además alcanzar potencias muy superiores (RENOVETEC, 2009).

El invento de Diésel se impuso muy rápidamente, y pronto dejó de tener competencia en el campo de los motores navales y estacionarios. Sin embargo, el motor Diésel tenía el gran inconveniente de que resultaba imposible alcanzar regímenes de revoluciones elevados.

Pero a medida que se iba difundiendo el motor Diésel y cuanto más se iban conociendo las ventajas de este sistema, tanto más eran las voces que exigían un motor de auto ignición pequeña y rápida.

El mayor obstáculo para el desarrollo del motor Diésel de alta velocidad lo representaba la alimentación de combustible. El método de insuflación aplicado en un principio con el que el combustible es "soplado" al interior de la cámara de combustión mediante aire comprimido, no permitía incrementar adecuadamente el régimen de revoluciones. Además la "bomba del aire" exigía una instalación compleja, lo que hacía imposible reducir apreciablemente el tamaño y el peso de los motores.

A finales de 1922, Robert Bosch decidió desarrollar un sistema de inyección para motores Diésel. Las condiciones técnicas eran favorables: se disponía ya de experiencia en motores de combustión; las tecnologías de producción habían alcanzado un alto nivel de desarrollo y ante todo podían aplicarse conocimientos adquiridos en la fabricación de bombas lubricantes. Robert Bosch y su equipo trabajaron infatigablemente en esta nueva misión. A comienzos de 1923 se habían proyectado ya una docena de bombas de inyección distintas, y a mediados de 1923 se realizaron los primeros ensayos en el motor.

En el mundo técnico el desarrollo de la bomba de inyección comenzó a crear gran expectación y se esperaba de ella un nuevo impulso para la construcción de motores Diésel. Por fin, en verano de 1925 se dieron los últimos toques al proyecto definitivo de la bomba de inyección, y en 1927 salieron de la fábrica las primeras bombas producidas en serie. Esta bomba de inyección desarrollada por Bosch proporcionó al motor de Rudolf Diésel la velocidad deseada, proporcionándole un éxito imprevisto.

El motor Diésel fue conquistando cada vez más campos de aplicación, ante todo en el sector del automóvil. La evolución del motor Diésel y del sistema de inyección continúa incesantemente.

#### **4.5.5 CALDERAS DE RECUPERACIÓN**

Una caldera es un aparato a presión, donde el calor procedente de un combustible o de otra fuente de energía se transforma en energía térmica, utilizable a través de un fluido caloportador en fase líquida o vapor.

Las calderas que se utilizan en las plantas de cogeneración son calderas que recuperan el calor contenido en los gases de escape de la máquina térmica de combustión (motor o turbina de gas). En ellas se calienta agua, que se convierte en vapor y que se utiliza para mover una turbina de vapor y/o como fluido caloportador que aporta calor a alguna fase del proceso industrial al que está asociada la planta de cogeneración. Son el elemento de unión entre la generación de electricidad y la generación de calor útil (Clayton, 2014).

#### **4.5.6 CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE TÉRMICO**

En algunos casos se requieren en el proceso altas temperaturas. Esto se puede conseguir con muy altas presiones de vapor, pero se aumenta mucho el coste de la caldera. Para evitarlo se recurre a la producción de aceite térmico, que tiene una muy alta temperatura de evaporación, por lo que a presiones moderadas se puede trabajar con altas temperaturas.

##### **4.5.6.1 LAS CALDERAS DE ACEITE TÉRMICO PRESENTAN UNA SERIE DE VENTAJAS SOBRE LAS CALDERAS CONVENCIONALES:**

Tienen menos elementos. Tan sólo requieren la propia caldera, indicadores de nivel, presión y temperatura, y las bombas de recirculación. Se eliminan las bombas de alimentación, el condensador, las bombas de recirculación, las de dosificación de productos químicos, el desgasificador, etc.

Por la presión y temperatura a la que trabajan no son considerados aparatos a presión, por lo que la exigencia de mantenimiento legal es menor.

Al ser un fluido viscoso, las fugas son menores que en el caso de calderas de vapor o agua sobrecalentada. Eso sí, cuando se produce una fuga las manchas de aceite o los derrames hay que limpiarlos y recogerlos.

La distribución de temperaturas en la zona que es calentada con el aceite térmico suele ser mucho más homogénea y más fácilmente controlable.

Con las calderas de aceite térmico se evitan los inconvenientes del tratamiento de agua de reposición y los riesgos respecto a la seguridad de los recipientes de presión, que tienen las calderas de vapor. No obstante, aparece el problema de la degradación del aceite, que obliga a su reposición periódica y la problemática de eliminación de este producto por razones medioambientales. Las fugas de los circuitos también tienen que ser cuidadosamente recogidas y entregadas a un gestor autorizado.

Las calderas de aceite térmico son siempre oleotubulares (el aceite va por el interior de los tubos, tubos que están dentro de un carcasa de chapa con aislamiento, por cuyo interior circulan los gases caliente).

Por supuesto, estas calderas pueden ser de combustión (con quemador), de recuperación o mixtas.

En algunas ocasiones se precisa para el proceso tanto aceite térmico, como vapor o agua caliente. Una buena solución en esos casos es una caldera en dos etapas. La primera es aceite térmico y después se encuentra la parte de generación de vapor. De esta manera conseguimos una mayor recuperación de calor, ya que los gases pueden ser refrigerados hasta una temperatura menor. No hay que olvidar poner bypass de gases a cada una de las secciones, para asegurar que la limitación en las necesidades de calor para la producción de uno de los fluidos no limita la producción del otro.

#### **4.5.6.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA AGUA-VAPOR**

Los elementos que componen el ciclo agua-vapor son los siguientes (Fig. 59)

- Desgasificador
- Tanque de alimentación
- Bombas de alimentación
- Caldera
- Turbina de vapor (en su caso)
- Condensador (en su caso)
- Bombas de condensado
- Purgadores automáticos y válvulas de purga
- Otros equipos (equipos de limpieza del condensador, eyectores para producir vacío en condensador, depósitos recolectores de condensados, válvulas reductoras, etc.)

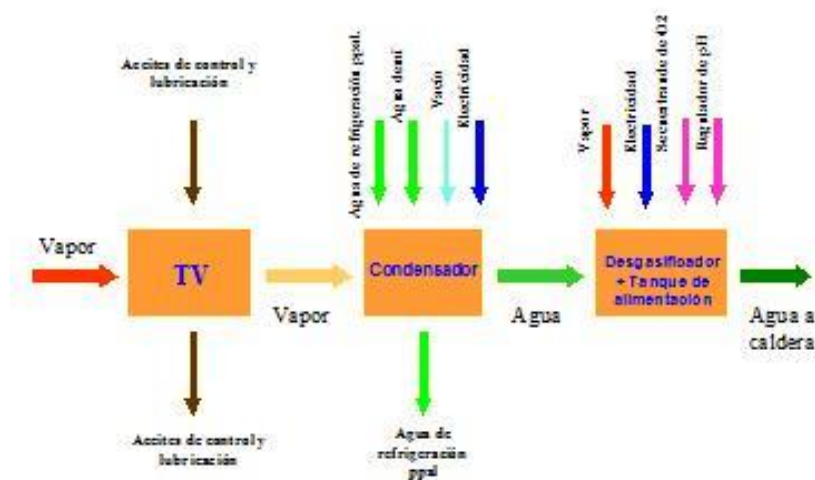


Figura 59. Diagramas de bloques del ciclo agua-vapor

Fuente: Plantas de Cogeneración, 2009-2013

#### 4.5.6.2.1 ALTERNADOR

Podemos clasificar los alternadores según su principio de funcionamiento o según su tipo de refrigeración. Según su principio de funcionamiento, los alternadores pueden ser síncronos o de inducción. Según su tipo de refrigeración,

puede tratarse de alternadores refrigerados por aire, por agua, por hidrógeno, o por un sistema mixto agua-hidrógeno.

En cogeneración, la práctica totalidad son alternadores síncronos refrigerados por aire o agua. En alternadores pequeños la refrigeración suele ser por aire, mientras que en los grandes la refrigeración conviene realizarla por agua, para evitar los problemas que la acumulación del polvo y contaminantes producen en los devanados (Opex Energy, 2011).

#### 4.5.6.2.2 REDUCTOR

El reductor es un elemento mecánico que adapta las velocidades de giro de la máquina térmica y del alternador. Consiste en dos engranajes de diferentes tamaños, sumergidos parcialmente en aceite lubricante. De la carcasa principal, que contiene los dos engranajes y el aceite lubricante, salen dos ejes: uno que lo une con el alternador y otro que lo une con la máquina térmica. La unión a estos elementos se realiza normalmente mediante acoplamientos elásticos, que tratan de compensar pequeñas desalineaciones y amortiguan la transmisión de las vibraciones que se producen en alguna de las máquinas hacia las otras.

#### 4.5.6.3 PLANTAS DE FRÍO: MÁQUINAS DE ABSORCIÓN

El aprovechamiento de calor residual para la producción de frío supuso un desarrollo de los sistemas de cogeneración de forma que la posibilidad de obtener frío con la recuperación de calores residuales hizo rentables plantas de cogeneración que en principio, con el aprovechamiento de energía eléctrica y calor útil, no lo eran. Así, se conseguía que determinadas plantas cuyo aprovechamiento térmico era estacional (sólo eran rentables cuando la temperatura ambiental era baja porque el calor útil se empleaba para calentar edificios, por ejemplo) tuvieran un periodo anual de aprovechamiento mayor.

El frío generado a partir de agua caliente, agua sobrecalentada o vapor se emplea generalmente para el acondicionamiento de aire o para determinados procesos que necesitan una temperatura baja. Tiene la ventaja de que es fácilmente almacenable en forma de agua fría, aunque presenta la limitación de que su temperatura no puede bajar de los 5°C.

Para producir frío aprovechable a partir de agua caliente o vapor se emplean máquinas de absorción. Existen dos tipos de procesos diferenciados: los que emplean una solución de Bromuro de litio como sustancia absorbente y los que emplean una solución de amoníaco.

El rendimiento en estas máquinas se denomina COP (coefficient of performance), y es la relación entre el frío producido y el calor aportado a la misma por el foco caliente. Esta cantidad puede ser mayor que la unidad sin contradecir las leyes de la termodinámica. Como ya veremos en varios tipos de máquinas el frío producido o calor absorbido del foco frío es mayor que el calor absorbido del foco caliente.

El COP de las máquinas de bromuro de litio está en torno al 65% en el caso de máquinas de simple efecto y del 110% en las de doble efecto (Cotenor, 2014).

#### **4.5.6.4 SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA**

Los sistemas de tratamiento de agua tienen como objetivo suministrar agua de la calidad apropiada para su consumo en la caldera, el ciclo agua-vapor y rellenos de circuitos cerrados y aporte de torres de refrigeración. La obtención de agua desmineralizada, o agua demin, se realiza en varios pasos:



- Filtración
- Descalcificación o ablandamiento. En esta fase se eliminan la mayor parte de las sales alcalinas, que dan dureza al agua, intercambiando iones Ca y Mg por Na.
- Desgasificación térmica
- Desmineralización. En esta segunda fase se trata desmineralización propiamente dicha, eliminando en gran medida las sales que pudieran contenerse en el agua previamente ablandada.

#### 4.5.6.5 SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN

Las plantas de cogeneración necesitan ser refrigeradas, pues la combustión genera más energía que la que la planta es capaz de transformar en energía eléctrica y energía térmica aprovechable. Así es necesario evacuar a la atmósfera el agua de refrigeración del circuito de baja temperatura de los motores alternativos, el calor no aprovechado del circuito de alta temperatura de estos motores, el calor de condensación en turbinas de vapor, el calor de los aceites de lubricación, el de los devanados de los alternadores, etc.

Puesto que el rendimiento global no suele superar el 85%, una planta de cogeneración necesita evacuar al menos entre el 10 y el 15% de su potencia térmica total. Las técnicas convencionales para esta evacuación son tres: circuito abierto, circuito semiabierto con torres de refrigeración y refrigeración/condensación por aire.

## **4.5.6.6 SISTEMAS ELÉCTRICOS**

### **4.5.6.6.1 GENERALIDADES**

El objetivo de los sistemas eléctricos es generar, distribuir y consumir la electricidad, bien dentro de la planta de cogeneración como importar o exportar el déficit de la misma o los excedentes.

Siendo uno de los productos esenciales de una planta de cogeneración la electricidad es natural que haya que tener el máximo cuidado en el diseño y explotación de los sistemas eléctricos de la planta.

Los sistemas eléctricos se componen de una serie de equipos e instalaciones. Estos sistemas se agrupan por tensiones. Baja tensión se considera por debajo de 1000 V, media tensión hasta 10000 V y alta tensión por encima de 10000 V.

Los esquemas eléctricos unifilares se utilizan para la representación, diseño y explotación de los sistemas eléctricos. En ellos se representan los elementos generadores, los consumidores y otros elementos que veremos cómo los transformadores e interruptores, junto con sus cables de interconexión. Entrando más en detalle se encuentran otros elementos auxiliares como sistemas de alimentación ininterrumpida, protecciones, equipos de medida, etc.

## **4.6 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL**

En cuanto a los sistemas de control, el DCS o sistema de control distribuido es sin lugar a dudas, uno de los elementos más importantes de una planta, ya que es

desde donde se envían las ordenes y se observan todos los parámetros para mantener a la planta bajo control. Es, de alguna forma, el cerebro de la central que gobierna cada equipo.

Las plantas de cogeneración están altamente automatizadas, y el sistema de control distribuido se encarga de centralizar y coordinar todos los sistemas. El sistema de control requiere miles de cables, señales, tarjetas, relés, etc., con lo que la búsqueda de averías y errores que puedan cometerse durante el montaje de la planta o tras accidentes graves (incendios, por ejemplo) es a veces muy complicada. Existen salas refrigeradas en las que se localizan de forma exclusiva los armarios de conexionado de señales y las tarjetas electrónicas, y que conviene que estén separadas de las salas dedicadas a los sistemas eléctricos de potencia.

#### **4.6.1 ESTACIÓN DE GAS (ERM)**

El gas natural que se suministra al motor térmico (motor alternativo o turbina de gas) debe tener unas condiciones determinadas. Debe tener una presión en un rango concreto, debe llegar a una temperatura correcta y el grado de limpieza debe estar controlado. Además, la composición química del gas natural debe estar controlada. Por último, debe conocerse la cantidad de gas que se consume y su poder calorífico, a efectos de facturación del combustible consumido. De todo ello se encarga la Estación de Gas, también conocida como ERM (estación de regulación y medida).

Naturalmente la ERM no es responsable de la composición química del gas. Los motores de gas son especialmente sensibles a la proporción de CH<sub>4</sub> y el consecuente aumento de hidrocarburos más pesados aumenta el riesgo de detonación y obligan a bajar la carga del motor. Los motores industriales actuales suelen aceptar combustibles con un índice de metano superior al 70...80 °C.

Es necesario incidir en la importancia de la temperatura para el buen funcionamiento de la instalación de gas, y de los equipos por ella alimentados. Esta necesidad de calentamiento se debe al efecto Joule-Thomson que hace que el gas se enfríe al expandirse. En el gas natural, el enfriamiento es aproximadamente de 0,5 °C por cada bar de bajada en la presión. Es necesario calentar el gas a la entrada por cuatro razones:

- a) Evitar congelación de las válvulas de reducción o de interrupción de seguridad.
- b) Evitar la condensación de hidrocarburos o agua, que pueden perjudicar la buena combustión del gas en los equipos o producir detonaciones en motores.
- c) Evitar condensaciones en el exterior de tuberías y equipos que producen corrosión de las partes metálicas.
- d) Ahorrar energía, mediante el uso de agua caliente o vapor de baja excedente para calentamiento final del gas antes de introducción en turbina de gas.

#### **4.6.2 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN**

En ocasiones está previsto que en el futuro llegue gas natural por tubería a la planta, pero mientras se desarrolla el mercado en una zona, se instala de forma provisional un sistema de suministro de gas natural líquido de GNL que ha de ser regasificado (convertido nuevamente en gas) “in situ”. El GNL llega a la planta normalmente en cisternas, por carretera.

La planta de regasificación consta de unos depósitos de almacenamiento (2 ó más), bombeo de GNL y gasificación eléctrica, con vapor o con agua caliente. En plantas de cogeneración es conveniente utilizar calor residual, pero en este caso debe disponerse de un sistema alternativo de calentamiento para el periodo de arranque.

La capacidad de almacenamiento de GNL debe ser suficiente para abastecer a plena carga durante tiempo que se prevea entre suministros, considerando las interrupciones que éste pueda tener por causas relacionadas con el transporte (distancia desde la planta suministradora de GNL hasta la de cogeneración, condiciones meteorológicas que pueden condicionar el transporte, regulaciones y limitaciones al tráfico de mercancías peligrosas en determinadas fechas, etc.) Esto es especialmente importante en zonas de montaña. La autonomía normal suele estar comprendida entre los tres y los siete días.

## CAPITULO V

### 5 EVALUACIÓN AMBIENTAL

En cumplimiento con los principios plasmados y difundidos a través de su **Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente**, Repsol tiene criterios de medio ambiente presentes en su estrategia, en todas sus actividades y durante todo el ciclo de vida de las mismas con el propósito de minimizar el impacto sobre el entorno y los efectos en el cambio climático, comprometiéndonos con la biodiversidad y las comunidades locales.

Todos los centros operativos del negocio químico de **Repsol** cuentan con sistemas de gestión medioambiental certificados según **la norma UNE EN ISO 14001:2004** que implican compromisos superiores a los establecidos por la legislación vigente en cada sitio. Cada uno de ellos cuenta con programas y actividades destinados a disminuir y gestionar los riesgos ambientales de su actividad promoviendo, entre otros, la eficiencia en el uso de los recursos naturales y la mejora en la gestión de los impactos ambientales. Estos programas se revisan con una periodicidad mínima anual y se adaptan si es necesario para lograr los objetivos marcados. (REPSOL, 2014)

La protección del entorno natural y de la biodiversidad es nuestra responsabilidad, por ello ponemos todos los medios para gestionar de la mejor forma posible el impacto ambiental de nuestras actividades, estableciendo actuaciones concretas para lograr:

- La minimización de las emisiones a la atmósfera y de la generación de olores y ruidos.
- La reducción de la carga contaminante de los vertidos.
- La minimización de los residuos producidos, así como su correcta segregación y gestión.
- La correcta gestión de la biodiversidad.
- La optimización del consumo de los recursos naturales
- La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora de la eficiencia energética.

Además, en **Repsol** los impactos ambientales se consideran aspectos integrados en la planificación de nuevas instalaciones y proyectos.

Un elemento clave en el desarrollo de la estrategia de carbono es el Catálogo de Oportunidades de Reducción de Emisiones (CORE), donde se consolidan las acciones de reducción y eficiencia energética tanto en el negocio químico como en el resto de la compañía (REPSOL, 2014).

Igualmente, la compañía considera prioritaria la participación y colaboración con organizaciones sectoriales especializadas (FEIQUE, CEFIC...) para garantizar que nuestra actividad esté alineada con las mejores prácticas del sector.

## **5.1 NORMATIVAS**

### **5.1.1 REQUISITOS DEL SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL**

#### **5.1.1.1 REQUISITOS GENERALES**

La organización debe establecer, documentar, implementar, mantener y mejorar continuamente un sistema de gestión ambiental de acuerdo con los requisitos de esta norma internacional, y determinar cómo cumplirá estos requisitos.

La organización debe definir y documentar el alcance de su sistema de gestión ambiental.

#### **5.1.1.2 POLÍTICA AMBIENTAL**

La alta dirección debe definir la política ambiental de la organización y asegurarse de que, dentro del alcance definido de su sistema de gestión ambiental, ésta:

- a) Es apropiada a la naturaleza, magnitud e impactos ambientales de sus actividades, productos y servicios;
- b) Incluye un compromiso de mejora continua y prevención de la contaminación;
- c) Incluye un compromiso de cumplir con los requisitos legales aplicables y con otros requisitos que la organización suscriba relacionados con sus aspectos ambientales;
- d) Proporciona el marco de referencia para establecer y revisar los objetivos y las metas ambientales;



- e) Se documenta, implementa y mantiene;
- f) Se comunica a todas las personas que trabajan para la organización o en nombre de ella;
- g) Está a disposición del público.

### 5.1.1.3 PLANIFICACIÓN

#### 5.1.1.3.1 ASPECTOS AMBIENTALES

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para:

- a) Identificar los aspectos ambientales de sus actividades, productos y servicios que pueda controlar y aquellos sobre los que pueda influir dentro del alcance definido del sistema de gestión ambiental, teniendo en cuenta los desarrollos nuevos o planificados, o las actividades, productos y servicios nuevos o modificados; y
- b) Determinar aquellos aspectos que tienen o pueden tener impactos significativos sobre el medio ambiente (es decir, aspectos ambientales significativos).

La organización debe documentar esta información y mantenerla actualizada.

La organización debe asegurarse de que los aspectos ambientales significativos se tengan en cuenta en el establecimiento, implementación y mantenimiento de su sistema de gestión ambiental.

#### 5.1.1.3.2 REQUISITOS LEGALES Y OTROS REQUISITOS

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para:

- a) Identificar y tener acceso a los requisitos legales aplicables y otros requisitos que la organización suscriba relacionados con sus aspectos ambientales; y
- b) Determinar cómo se aplican estos requisitos a sus aspectos ambientales.

La organización debe asegurarse de que estos requisitos legales aplicables y otros requisitos que la organización suscriba se tengan en cuenta en el establecimiento, implementación y mantenimiento de su sistema de gestión ambiental.

#### 5.1.1.3.3 OBJETIVOS, METAS Y PROGRAMAS

La organización debe establecer, implementar y mantener objetivos y metas ambientales documentados, en los niveles y funciones pertinentes dentro de la organización.

Los objetivos y metas deben ser medibles cuando sea factible y deben ser coherentes con la política ambiental, incluidos los compromisos de prevención de la contaminación, el cumplimiento con los requisitos legales aplicables y otros requisitos que la organización suscriba, y con la mejora continua.

Cuando una organización establece y revisa sus objetivos y metas, debe tener en cuenta los requisitos legales y otros requisitos que la organización suscriba, y sus

aspectos ambientales significativos. Además, debe considerar sus opciones tecnológicas y sus requisitos financieros, operacionales y comerciales, así como las opiniones de las partes interesadas.

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios programas para alcanzar sus objetivos y metas. Estos programas deben incluir:

- a) La asignación de responsabilidades para lograr los objetivos y metas en las funciones y niveles pertinentes de la organización; y
  
- a) Los medios y plazos para lograrlos.

#### **5.1.1.4 IMPLEMENTACIÓN Y OPERACIÓN**

##### **5.1.1.4.1 RECURSOS, FUNCIONES, RESPONSABILIDAD Y AUTORIDAD**

La dirección debe asegurarse de la disponibilidad de recursos esenciales para establecer, implementar, mantener y mejorar el sistema de gestión ambiental. Estos, incluyen los recursos humanos y habilidades especializadas, infraestructura de la organización, y los recursos financieros y tecnológicos.

Las funciones, las responsabilidades y la autoridad se deben definir, documentar y comunicar para facilitar una gestión ambiental eficaz.

La alta dirección de la organización debe designar uno o varios representantes de la dirección, quien, independientemente de otras responsabilidades, debe tener definidas sus funciones, responsabilidades y autoridad para:

- a) Asegurarse de que el sistema de gestión ambiental se establece, implementa y mantiene de acuerdo con los requisitos de esta Norma Internacional;
- b) Informar a la alta dirección sobre el desempeño del sistema de gestión ambiental para su revisión, incluyendo las recomendaciones para la mejora.

#### 5.1.1.4.2 COMPETENCIA, FORMACIÓN Y TOMA DE CONCIENCIA

La organización debe asegurarse de que cualquier persona que realice tareas para ella o en su nombre, que potencialmente pueda causar uno o varios impactos ambientales significativos identificados por la organización, sea competente tomando como base una educación, formación o experiencia adecuadas, y debe mantener los registros asociados.

La organización debe identificar las necesidades de formación relacionadas con sus aspectos ambientales y su sistema de gestión ambiental. Debe proporcionar formación o emprender otras acciones para satisfacer estas necesidades, y debe mantener los registros asociados.

La organización debe establecer y mantener uno o varios procedimientos para que sus empleados o las personas que trabajan en su nombre tomen conciencia de:

- a) La importancia de la conformidad con la política ambiental, los procedimientos y requisitos del sistema de gestión ambiental;
- b) Los aspectos ambientales significativos, los impactos relacionados reales o potenciales asociados con su trabajo y los beneficios ambientales de un mejor desempeño personal;
- c) Sus funciones y responsabilidades en el logro de la conformidad con los requisitos del sistema de gestión ambiental; y
- d) Las consecuencias potenciales de desviarse de los procedimientos especificados.

#### 5.1.1.4.3 COMUNICACIÓN

En relación con sus aspectos ambientales y su sistema de gestión ambiental, la organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para:

- a) La comunicación interna entre los diversos niveles y funciones de la organización;
- b) Recibir, documentar y responder a las comunicaciones pertinentes de las partes interesadas externas.

La organización debe decidir si comunica o no externamente información acerca de sus aspectos ambientales significativos y debe documentar su decisión. Si la decisión es comunicarla, la organización debe establecer e implementar uno o varios métodos para realizar esta comunicación externa.

#### 5.1.1.4.4 DOCUMENTACIÓN

La documentación del sistema de gestión ambiental debe incluir:

- a) La política, objetivos y metas ambientales;
- b) La descripción del alcance del sistema de gestión ambiental;
- c) La descripción de los elementos principales del sistema de gestión ambiental y su interacción, así como la referencia a los documentos relacionados;
- d) Los documentos, incluyendo los registros requeridos en esta Norma Internacional; y
- e) Los documentos, incluyendo los registros determinados por la organización como necesarios para asegurar la eficacia de la planificación, operación y control de procesos relacionados con sus aspectos ambientales significativos.

#### 5.1.1.4.5 CONTROL DE DOCUMENTOS

Los documentos requeridos por el sistema de gestión ambiental y por esta norma internacional se deben controlar.

Los registros son un tipo especial de documento y se deben controlar de acuerdo con los requisitos establecidos en el apartado 5.1.1.5.4.

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para:

- a) Aprobar los documentos con relación a su adecuación antes de su emisión;
- b) Revisar y actualizar los documentos cuando sea necesario, y aprobarlos nuevamente;
- c) Asegurarse de que se identifican los cambios y el estado de revisión actual de los documentos;
- d) Asegurarse de que las versiones pertinentes de los documentos aplicables están disponibles en los puntos de uso;
- e) Asegurarse de que los documentos permanecen legibles y fácilmente identificables;
- f) Asegurarse de que se identifican los documentos de origen externo que la organización ha determinado que son necesarios para la planificación y operación del sistema de gestión ambiental y se controla su distribución; y
- g) Prevenir el uso no intencionado de documentos obsoletos, y aplicarles una identificación adecuada en el caso de que se mantengan por cualquier razón.

#### 5.1.1.4.6 CONTROL OPERACIONAL

La organización debe identificar y planificar aquellas operaciones que están asociadas con los aspectos ambientales significativos identificados, de acuerdo con su política ambiental, objetivos y metas, con el objeto de asegurarse de que se efectúan bajo las condiciones especificadas, mediante:

- a) El establecimiento, implementación y mantenimiento de uno o varios procedimientos documentados para controlar situaciones en las que su

ausencia podría llevar a desviaciones de la política, los objetivos y metas ambientales; y

- b) El establecimiento de criterios operacionales en los procedimientos; y
- c) El establecimiento, implementación y mantenimiento de procedimientos relacionados con aspectos ambientales significativos identificados de los bienes y servicios utilizados por la organización, y la comunicación de los procedimientos y requisitos aplicables a los proveedores, incluyendo contratistas.

#### 5.1.1.4.7 PREPARACIÓN Y RESPUESTA ANTE EMERGENCIAS

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para identificar situaciones potenciales de emergencia y accidentes potenciales que pueden tener impactos en el medio ambiente y cómo responder ante ellos.

La organización debe responder ante situaciones de emergencia y accidentes reales y prevenir o mitigar los impactos ambientales adversos asociados.

La organización debe revisar periódicamente, y modificar cuando sea necesario sus procedimientos de preparación y respuesta ante emergencias, en particular después de que ocurran accidentes o situaciones de emergencia.

La organización también debe realizar pruebas periódicas de tales procedimientos, cuando sea factible.



## 5.1.1.5 VERIFICACIÓN

### 5.1.1.5.1 SEGUIMIENTO Y MEDICIÓN

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para hacer el seguimiento y medir de forma regular las características fundamentales de sus operaciones que pueden tener un impacto significativo en el medio ambiente. Los procedimientos deben incluir la documentación de la información para hacer el seguimiento del desempeño, de los controles operacionales aplicables y de la conformidad con los objetivos y metas ambientales de la organización.

La organización debe asegurarse de que los equipos de seguimiento y medición se utilicen y mantengan calibrados o verificados, y se deben conservar los registros asociados.

### 5.1.1.5.2 EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO LEGAL

- En coherencia con su compromiso de cumplimiento, la organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para evaluar periódicamente el cumplimiento de los requisitos legales aplicables.  
La organización debe mantener los registros de los resultados de las evaluaciones periódicas.
- La organización debe evaluar el cumplimiento con otros requisitos que suscriba. La organización puede combinar esta evaluación con la evaluación del cumplimiento legal mencionada en el apartado 4.5.2.1, o establecer uno o varios procedimientos separados.

La organización debe mantener los registros de los resultados de las evaluaciones periódicas.

#### 5.1.1.5.3 NO CONFORMIDAD, ACCIÓN CORRECTIVA Y ACCIÓN PREVENTIVA

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para tratar las no conformidades reales y potenciales y tomar acciones correctivas y acciones preventivas. Los procedimientos deben definir requisitos para:

- a) La identificación y corrección de las no conformidades y tomando las acciones para mitigar sus impactos ambientales;
- b) La investigación de las no conformidades, determinando sus causas y tomando las acciones con el fin de prevenir que vuelvan a ocurrir;
- c) La evaluación de la necesidad de acciones para prevenir las no conformidades y la implementación de las acciones apropiadas definidas para prevenir su ocurrencia;
- d) El registro de los resultados de las acciones preventivas y acciones correctivas tomadas; y
- e) La revisión de la eficacia de las acciones preventivas y acciones correctivas tomadas.

Las acciones tomadas deben ser las apropiadas en relación a la magnitud de los problemas e impactos ambientales encontrados.

La organización debe asegurarse de que cualquier cambio necesario se incorpore a la documentación del sistema de gestión ambiental.

#### 5.1.1.5.4 CONTROL DE REGISTROS

La organización debe establecer y mantener los registros que sean necesarios, para demostrar la conformidad con los requisitos de su sistema de gestión ambiental y de esta Norma Internacional, y para demostrar los resultados logrados.

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para la identificación, el almacenamiento, la protección, la recuperación, el tiempo de retención y la disposición de los registros.

Los registros deben ser y permanecer legibles, identificables y trazables.

#### 5.1.1.5.5 AUDITORÍA INTERNA

La organización debe asegurarse de que las auditorías internas del sistema de gestión ambiental se realizan a intervalos planificados para:

- a) Determinar si el sistema de gestión ambiental:
- b) Es conforme con las disposiciones planificadas para la gestión ambiental, incluidos los requisitos de esta Norma Internacional.

- c) Proporcionar información a la dirección sobre los resultados de las auditorías.

La organización debe planificar, establecer, implementar y mantener programas de auditoría, teniendo en cuenta la importancia ambiental de las operaciones implicadas y los resultados de las auditorías previas.

Se deben establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos de auditoría que traten sobre:

- Las responsabilidades y los requisitos para planificar y realizar las auditorías, informar sobre los resultados y mantener los registros asociados;
- La determinación de los criterios de auditoría, su alcance, frecuencia y métodos.

La selección de los auditores y la realización de las auditorías deben asegurar la objetividad e imparcialidad del proceso de auditoría.

#### **5.1.1.6 REVISIÓN POR LA DIRECCIÓN**

La alta dirección debe revisar el sistema de gestión ambiental de la organización, a intervalos planificados, para asegurarse de su conveniencia, adecuación y eficacia continuas. Estas revisiones deben incluir la evaluación de oportunidades de mejora y la necesidad de efectuar cambios en el sistema de gestión ambiental, incluyendo la política ambiental, los objetivos y las metas ambientales. Se deben conservar los registros de las revisiones por la dirección.

Los elementos de entrada para las revisiones por la dirección deben incluir:

- a) Los resultados de las auditorías internas y evaluaciones de cumplimiento con los requisitos legales y otros requisitos que la organización suscriba;
- b) Las comunicaciones de las partes interesadas externas, incluidas las quejas;
- c) El desempeño ambiental de la organización;
- d) El grado de cumplimiento de los objetivos y metas;
- e) El estado de las acciones correctivas y preventivas;
- f) El seguimiento de las acciones resultantes de las revisiones previas llevadas a cabo por la dirección;
- g) Los cambios en las circunstancias, incluyendo la evolución de los requisitos legales y otros requisitos relacionados con sus aspectos ambientales; y
- h) Las recomendaciones para la mejora.

Los resultados de las revisiones por la dirección deben incluir todas las decisiones y acciones tomadas relacionadas con posibles cambios en la política ambiental, objetivos, metas y otros elementos del sistema de gestión ambiental, coherentes con el compromiso de mejora continua.

## 5.2 METODOLOGÍA

Tres pueden ser las preguntas iniciales a las que debemos responder para perfilar los rasgos y características de excelencia de las que queremos dotar a nuestro sistema:

- ¿Qué grado de compromiso queremos adquirir con el medio ambiente?
- ¿Cuál es el que las partes interesadas esperan que se adquiera?
- ¿Qué objetivos pretendo alcanzar?

### 5.2.1 ¿QUÉ GRADO DE COMPROMISO QUEREMOS ADQUIRIR CON EL MEDIO AMBIENTE?

El compromiso de la alta dirección y su liderazgo de la mejora de la gestión medioambiental determinan en gran parte el éxito de la aventura iniciada y son la mejor garantía para su posterior desarrollo, crecimiento y consolidación.

Conviene tener en cuenta que a mayor profundidad y transparencia con que se analice la situación existente, mayor será la fiabilidad de los resultados que de ella se obtengan y por tanto, el grado de eficacia real de las medidas que posteriormente se adopten para su mejora.

## 5.2.2 ¿CUÁL ES EL COMPROMISO QUE LAS PARTES INTERESADAS ESPERAN QUE SE ADQUIERA?

Para responder a esta pregunta conviene revisar algunas de las razones que nos han podido impulsar a implantar un sistema de gestión medioambiental:

- Facilita el reconocimiento externo y la confianza de las partes interesadas.
- Mejora nuestra imagen pública y recoge la demanda social existente.
- Facilita y mejora nuestras relaciones con el entorno más próximo.
- Da respuesta a aquellos clientes que exigen mejoras medioambientales en sus productos o en los procesos que los generan.

### 5.2.2.1 ¿POR DÓNDE EMPEZAR?

Conocer en cada uno de los casos las expectativas concretas puede ser difícil; sin embargo a través de la Norma ISO 14001 podemos encontrar un punto de partida aceptado y común para dar una respuesta adecuada a todos ellos.

Tres son los compromisos fundamentales que recoge la norma:

- Mejora continua del comportamiento medioambiental.
- Prevención de la contaminación.
- Cumplimiento de la legislación y la reglamentación medioambiental aplicable.

La norma incluye además una invitación a completar dichos compromisos con otros propios de cada organización.

Estos compromisos quedarán plasmados a través de un documento –la Política Medioambiental – que constituye la estructura en torno a la cual se desarrollará el sistema y que estará a disposición del público, facilitando de esta forma la comunicación con todas las partes interesadas.

### **5.2.3 ¿QUÉ OBJETIVOS PRETENDEMOS ALCANZAR?**

Entre las ventajas y beneficios que la implantación de un sistema de gestión medioambiental proporciona nos encontramos algunos de los expuestos con anterioridad y que pueden constituir en sí mismos objetivos a conseguir:

- Establecer un proceso estructurado.
- Conocer y controlar el nivel de comportamiento ambiental.
- Mejorar la identificación de los requisitos legales actuales y futuros.
- Lograr el acceso a nuevas oportunidades de negocio.
- Optar a competir en condiciones de igualdad con otras empresas de mayor tamaño.
- Poder colaborar con empresas que han implantado un sistema de gestión medioambiental.
- Mejorar nuestra competitividad en relación con el resto de empresas del sector.



### 5.2.3.1 16 UNE-EN ISO 14001 EN LA PYME

#### 5.2.3.1.1 COMPROMISOS FUNDAMENTALES DE LA NORMA

- Tener acceso a concursos públicos, para los cuales se establece como requisito la implantación de un sistema de gestión medioambiental.
- Lograr un ahorro de costes mediante la optimización de recursos y materias primas.
- Apoyar la protección medioambiental y la prevención de la contaminación en equilibrio con las necesidades y exigencias socioeconómicas.

Conocer nuestras prioridades concretas dentro de estos posibles beneficios puede ayudarnos a centrar nuestros esfuerzos en aquellos puntos concretos que más lo requieran.

## CAPÍTULO VI

### 6 ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN

#### 6.1 SITUACIÓN ECONÓMICA ACTUAL DE LA EMPRESA

En la Tabla 20 se determinan los costes actuales de energía tanto térmica como eléctrica de la empresa Repsol YPF.

Tabla 20

Costes Energéticos Actuales sin Cogeneración

## PRESUPUESTO GENERAL DEL PROYECTO

#### 1.1 INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN

PERSONAL			USD	USD
CANTIDAD	POSICION	Horas-H	Valor H-H	Valor Total
1	Ingeniero Campo	24	\$ 15,00	\$ 360,00
1	Tecnólogo Campo	40	\$ 10,00	\$ 400,00
			<b>TOTAL</b>	<b>\$ 760,00</b>

## 1.2 MISCELANEOS

<b>MISCELANEOS</b>			<b>USD</b>	
Materiales			\$	100,00
Utiles de oficina			\$	50,00
Combustibles y lubricantes			\$	10,00
Uso de Vehículos			\$	50,00
Repuestos y Suministros			\$	-
Alquiler de Oficinas y Talleres			\$	-
Servicios básicos (electricidad, agua potable, telefono, otros)			\$	50,00
Viáticos y subsistencias			\$	40,00
Otros gastos de funcionamiento			\$	70,00
			TOTAL	\$ 370,00
			SUB TOTAL 1	\$ 1.130,00

## 2 COSTOS DIRECTOS

<b>HONORARIOS PROFESIONALES</b>			<b>USD</b>	
CANTIDAD	POSICION	Horas-H	Valor H-H	Valor Total
1	Director	65	\$ 5,00	\$ 325,00
1	Codirector	65	\$ 5,00	\$ 325,00
			<b>TOTAL 2.1</b>	\$ 650,00

<b>REMUNERACIONES A NO PROFESIONALES</b>			<b>USD</b>	
CANTIDAD	POSICION	Horas-H	Valor H-H	Valor Total
1	Operador	40	\$ 3,00	\$ 120,00
				\$ -
			<b>TOTAL 2.2</b>	\$ 120,00

<b>REMUNERACIONES A ESTUDIANTES</b>			<b>USD</b>	
CANTIDAD	POSICION	Horas-H	Valor H-H	Valor Total
2	Diseñadores	960	\$ 3,00	\$ 5.760,00
				\$ -
			<b>TOTAL 2.3</b>	\$ 5.760,00

<b>ADQUISICIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS</b>		<b>USD</b>	<b>USD</b>
<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
1	Alquiler por día del equipo analizador de gases	300,00	300,00
3	Usos de laboratorios por cada muestra a analizar	40,00	120,00
500	Alquiler por hora de computadoras	1,00	500,00
1	Alquiler por día de sincrómetro	80,00	80,00
1	Registro oficial 153	40,00	40,00
1	Alquiler por día de grúa	150,00	150,00
2	Overol	26,00	52,00
2	Zapatos seguridad	80,00	160,00
2	Faja anti lumbagos	12,00	24,00
2	Tapones auditivos	3,00	6,00
2	Cascos	40,00	80,00
2	Gafas de seguridad	10,00	20,00
500	Horas de internet	1,00	500,00
		<b>TOTAL =</b>	<b>2.032,00</b>

	*Materiales según diseño			
	<b>OTROS COSTOS DIRECTOS</b>			<b>USD</b>
	<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>		<b>COSTO TOTAL</b>
		Servicios especializados		1500,00
		Transporte al campo		100,00
		Alimentación		1200,00
		Otros costos directamente imputables al proyecto		50,00
			TOTAL	2.850,00
			SUBTOTAL 2	11.412,00
			SUMA 1 Y 2	12.542,00
IMPREVISTOS	(Máximo 10% de la suma de 1 y 2)			1.254,20
<b>TOTAL GENERAL</b>				<b>13.796,20</b>

### Flujo de Ingresos

	A
AÑO	VALOR
1	13.796,2
2	16.796,2
3	19.796,2
4	22.796,2
5	25.796,2
<b>TOTAL</b>	<b>98.981,0</b>

### Flujo de Egresos

	B
AÑO	VALOR
1	6000
2	7200
3	7800
4	8400
5	10200
TOTAL	39600

Flujo de Efectivo Neto	
	A-B
AÑO	VALOR
1	7.796,2
2	9.596,2
3	11.996,2
4	14.396,2
5	15.596,2

### Formulación de Datos

$$f1 = 7.796,2$$

$$f2 = 9.596,2$$

$$f3 = 11.996,2$$

$$f4 = 14.396,2$$

$$f5 = 15.596,2$$

$$n = 5 \text{ años}$$

$$i = 10 \% \text{ Tasa de Interés } (0,10)$$

$$IO = 13.796,2$$

$$VAN = 29.751,7$$

$$TIR = 67\%$$

Como se puede deducir del cuadro anterior, esta empresa tiene un consumo significativo de combustible y esto puede llegar a deducirse si utiliza un combustible más económico para generar el vapor que necesita para sus procesos.

En base a los datos anteriores se procederá a analizar las operaciones para la instalación de una planta de energía que abastezca las necesidades principales de la empresa REPSOL YPF y que aporte un mayor beneficio económico.

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El análisis financiero con el VAN calculado se puede observar que es factible la implementación de la planta de cogeneración.
- El aumento en la eficiencia al aplicar el sistema de cogeneración indica la posibilidad real de aprovechar la energía térmica de los gases remanentes de la turbina General Electric modelo LM2500.
- Se observó que la alternativa técnica y económica más rentable. Es la utilización del ciclo Cheng.
- Al utilizar el ciclo Cheng se determinó la viabilidad de la planta de cogeneración, en función del impacto ambiental ya que se realizó el análisis en el sitio y su entorno, con base en estudios científicos y técnicos, conforme a lo dispuesto por la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente en el Ecuador.
- Se realizó el diseño el sistema de cogeneración utilizando los gases de las turbinas



## BIBLIOGRAFIA

- Atmosferis. (25 de Junio de 2011). *Información sobre la industria*. Obtenido de <http://www.atmosferis.com/calentadores-de-aire-generadores-de-vapor/>
- Castells, E. (2005). *Tratamiento y valorización energética de residuos. Cap 12. España*. Madrid: Ediciones Días Santos.
- Castro, M. (2011). Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador. *CEDA*, 20-25.
- Clayton. (21 de Agosto de 2014). *Soluciones integrales de vapor*. Obtenido de <http://www.clayton.es/productos/calderas-de-recuperacion.html?p=4>
- Cogeneración México. (7 de JULIO de 2012). *Cogeneración México*. Obtenido de <http://www.cogeneramexico.org.mx/menu.php?m=73>
- CONUEE. (27 de Enero de 2013). Obtenido de [http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7369/8/cogeneracion\\_eficiente.pdf](http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7369/8/cogeneracion_eficiente.pdf)
- Cotenor. (21 de Agosto de 2014). *Eficiencia energética - Energías renovables*. Obtenido de [http://www.cotenor.es/html/energia/efi\\_2\\_geotermia.html](http://www.cotenor.es/html/energia/efi_2_geotermia.html)
- Endesa. (7 de Julio de 2011). *E-endesa*. Obtenido de <http://www.endesa.com/es/conoceendesa/lineasnegocio/Electricidad/Cogeneracion>
- Flórez, J. A. (2005). *Motores alternativos de combustión interna*. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya.
- Giampaolo. (2006). Gas Turbine. *Gas Turbine Handbook: principles and practices Cap 9. USA: Fairmont Press*.
- Hoyos, C. (Julio de 2006). Sistema de Almacenamiento y Distribución de GLP en una Planta de Gas Duragas S.A. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Jorapur, R., & Rajvanshi, A. K. (1995). Development of a Sugarcane Leaf Gasifier For Electricity Generation. *Journal of Biomass and Bioenergy*, 8, 91-98.
- Lora, E., & Andrade, R. (2009). La biomasa como Fuente Energética en Brasil. *ELSEVIER*, 1-5.
- Min, T., K., Y., & Murakami, K. (2005). Distributed gasification and power generation from solid wastes. *Journal of Energy*, 2219-2228.

- Netvalue forensic. (2001). *Cogeneración y ciclos combinados* . Obtenido de <http://www.netvalueforensic.com/forensic/sectores-regulados/cogeneracion-ciclos-combinados>
- Opex Energy. (23 de Mayo de 2011). *Centrales de ciclo combinado*. Obtenido de <http://www.cicloscombinados.com/generador.html>
- Perez, J., Borge, D., & Agudelo, J. (2010). Biomass gasification process: theoretical and. *Redalyc*(52), 95-107.
- RENOVETEC. (26 de Septiembre de 2009). *Plantas de cogeneración*. Obtenido de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/sistemas-auxiliares>
- REPSOL. (21 de Agosto de 2014). Obtenido de Seguridad y medio ambiente en GLP: [http://www.repsol.com/ec\\_es/ecuador/productos-servicios/principios/default/intro.aspx?JScript=1&JScript=1](http://www.repsol.com/ec_es/ecuador/productos-servicios/principios/default/intro.aspx?JScript=1&JScript=1)
- REPSOL. (21 de AGOSTO de 2014). *MEDIO AMBIENTE* . Obtenido de [http://www.repsol.com/es\\_es/productos-servicios/quimica/principios/medio\\_ambiente/](http://www.repsol.com/es_es/productos-servicios/quimica/principios/medio_ambiente/)
- Rodriguez, E. (21 de Febrero de 2005). *Requisitos de gestión ambiental*. Obtenido de [https://www.itescam.edu.mx/principal/sgi/archivos/p\\_4.pdf](https://www.itescam.edu.mx/principal/sgi/archivos/p_4.pdf)
- Universidad del Atlántico. (23 de julio de 2012). *UPME*. Obtenido de [www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf](http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf)
- Vázquez, C. (2000). *Alternativas para incrementar la eficiencia y capacidad de las turbinas de gas*.
- Vergara, D. (28 de Julio de 2011). MIPRO Propone colectores solares para ahorrar gas. (E. Inmediato.com, Entrevistador)
- Wyngard, H. R. (12 de Diciembre de 2009). *Cogeneración en Chile y en el mundo*. Obtenido de <http://web.ing.puc.cl/~power/mercados/cogener/paginas/congeneracion.html>

## BIBLIOGRAFIA DE GRÁFICOS

Fuente: *Cogeneración 2*. (s.f.). Obtenido de

<http://es.slideshare.net/basilisk004/presentations>.

Fuente: Domizio, A. D. (12 de 05 de 2009). *Implantación Termoeléctrica a vapor de turbina a gas*. Obtenido de <http://www.appuntidigitali.it/3882/capire-lenergia-impianti-termoelettrici-a-vapore-e-turbine-a-gas/>.

Fuente: Robert Sherman. (27 de 02 de 1999). *LM2500 Gas Turbine Engine*. Obtenido de <http://www.fas.org/man/dod-101/sys/ship/eng/lm2500.htm>.

Fuente: Propia. (s.f.).

Fuente: Repsol YPF. (s.f.).

Fuente: Tipo de Quemadores. (s.f.).

Fuente: Adener. (s.f.). *Aplicaciones y Desarrollos en Energía*. Obtenido de <http://www.adener.com/instalaciones.html>.

Fuente: Catálogo turbina de gas LM2500 General Electric. (s.f.).

Fuente: Ente Vasco de Energía. (2011). *Eficiencia energética*. Obtenido de <http://www2.eve.es/web/Eficiencia-Energetica/Cogeneracion/Como-funciona/Cogeneracion-A.aspx>.

Fuente: Gas Natural Fenosa. (s.f.). *Plantas de Cogeneración*. Obtenido de <http://www.empresaeiciente.com/es/catalogo-de-tecnologias/plantas-de-cogeneracion#ancla>.

Fuente: Manual de turbinas a gas. (s.f.).

Fuente: Partes de turbina de gas flujo radial. (s.f.).

Fuente: Turbinas. (13 de 11 de 2013). *Compresores Axiales*. Obtenido de <http://apuntesingenieriaelectrica.blogspot.com>.

Fuente: Plantas de Cogeneración. (2009-2013). *Sistemas Auxiliares*. Obtenido de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/sistemas-auxiliares>.

Fuente: Ingeniería. (s.f.). *Propuesta de intalación termoeléctrica*. Obtenido de <http://www.monografias.com/trabajos93/propuesta-instalacion-central-termoelectrica/propuesta-instalacion-central-termoelectrica2.shtml>.

Fuente: *Motores alternativos y turbina vapor*. (s.f.). Obtenido de [//www.google.com/search?q=motores+alternativos+y+turbina+vapor](http://www.google.com/search?q=motores+alternativos+y+turbina+vapor).

Fuente: Turbinas de Vapor, F. P. (s.f.). *Turbinas de vapor para centrales termoeléctricas*. Obtenido de <http://faridabad.all.biz/es/turbinas-de-vapor-para-las-centrales-g165105>.

## **ANEXOS**