

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

“ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DEL INGRESO DEL PROYECTO CICLO COMBINADO 318 MW DENTRO DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL ECUADOR”

PROYECTO DE GRADUACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

AUTOR:

Ing. Carlos Alexis Cárdenas Dávila

DIRECTOR:

Ing. Jorge Washington Goyes Ayala, MBA.

NOVIEMBRE 2014

CUENCA – ECUADOR

EL CONTENIDO DE ESTA TESIS ES DE ABSOLUTA RESPONSABILIDAD DEL
AUTOR

A handwritten signature in blue ink, enclosed within a blue oval. The signature is stylized and appears to read 'Carlos Alexis Cárdenas Dávila'.

Carlos Alexis Cárdenas Dávila

RESÚMEN

Actualmente el sistema eléctrico ecuatoriano para cubrir la demanda nacional ha utilizado principalmente generación hidroeléctrica y termoeléctrica, ésta última con la operación de unidades con turbinas a vapor y a gas, al ser las más económicas por el tipo de combustible que utilizan.

Ambas tecnologías son utilizadas para generar por separado energía eléctrica. Existe la posibilidad de ser explotadas de manera más eficiente, utilizando el calor contenido en los gases de escape de las turbinas a gas para producir vapor en calderas recuperadoras y conduciendo este producto a alta presión hacia una turbina a vapor, produciendo así energía eléctrica adicional sin incurrir en consumo de combustible, conformándose de esta manera una central de Ciclo Combinado.

Gracias al interés del Gobierno Nacional en incrementar la oferta energética nacional y que ésta sea de costos de producción bajos, se encuentra en marcha el Proyecto de Ciclo Combinado en la central Termogas Machala, ubicada en el sector de Bajo Alto de la provincia de El Oro. En dicha central actualmente operan dos turbinas a gas en ciclo abierto a las que se adicionará una tercera turbina de similares características y se cerrará el ciclo con tres calderos recuperadores de calor y la respectiva turbina a vapor.

Con la implementación de este tipo de central, pionera en el país, se conseguirá aumentar la oferta energética en 187 MW adicionales, completando 318 MW que producirá todo el ciclo combinado. Adicional a lo mencionado, se reducirán los costos de producción de la nueva central en un 36%, además de contribuir de manera positiva al mejoramiento de la matriz energética de Ecuador al desplazar, con su generación a bajo costo, tecnologías de generación más caras, ahorrando al país alrededor de 1,070,000.00 de dólares americanos diarios por la operación de la tercera turbina de gas más la turbina a vapor.

ABSTRACT

Currently the electric Ecuadorian system to meet the national demand has mainly used generation hydroelectric and thermoelectric, the latter made up of units with gas and steam turbines among the cheapest on the type of fuel they use.

Both technologies are used to generate separate electricity. There is the possibility to be exploited more efficiently, using the heat contained in the turbine exhaust gas to produce steam in heat recovery boilers and driving this product at high pressure into a steam turbine, thus producing additional power without incurring consumption of fuel, forming in this way a combined cycle plant.

Thanks to the interest of the national Government to increase the national energy supply and that it is of low production costs, combined cycle power project is underway in the central Termogas Machala, located in the sector of Bajo Alto in the province of El Oro. In this plant are currently operating two gas turbine in open cycle to which will be added a third gas turbine of similar characteristics and cycle will close with three heat recovery boilers and their respective steam turbine.

With the implementation of this type of power plant, pioneer in the country, will be to increase energy supply in additional 187 MW, completing 318 MW which will produce all the combined cycle. In addition to the above, will reduce production costs of the new plant at 36%, as well as to contribute positively to the improvement of the energy matrix of Ecuador to move with their generation at low cost, more expensive generation technologies manner saving the country 1,070,000.00 US dollars for the operation of the third gas turbine plus steam turbine.



INDICE

INDICE	1
INTRODUCCIÓN	4
ANTECEDENTES	4
DETERMINACIÓN DE LA NECESIDAD A SER SATISFECHA	6
JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO DE TESIS	7
OBJETIVOS	8
ALCANCE DEL PROYECTO	8
1. ANÁLISIS DE LAS FUENTES	9
1.1 INTRODUCCIÓN A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	9
1.2 TIPOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN	14
1.2.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	16
1.2.2 LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS	21
1.3 TIPOS DE CENTRALES TÉRMICAS	31
1.3.1 CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN	39
1.3.2 CENTRALES DE FUEL OIL	43
1.3.3 CENTRALES TÉRMICAS DE GAS NATURAL	43
1.3.4 CENTRALES TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO	44
1.3.5 CENTRALES TÉRMICAS DE COMBUSTIÓN DE LECHO FLUIDIZADO	45
1.3.6 CENTRALES TÉRMICAS GICC GASIFICACIÓN DE CARBÓN INTEGRADA EN CICLO COMBINADO	47
1.3.7 CENTRALES NUCLEARES	48
1.3.8 CENTRALES GEOTÉRMICAS	59
1.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE UNA CENTRAL TÉRMICA	63
1.5 COSTOS DE GENERACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS	65
1.6 TURBINAS A GAS	66



1.6.1	PRINCIPIOS TEÓRICOS DE UNA TURBINA A GAS.	66
1.6.2	SISTEMA MECÁNICO, ELÉCTRICO E INSTRUMENTACIÓN.	70
1.6.3	PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DE UNA TURBINAS A GAS.	82
1.7	TURBINAS A VAPOR.	88
1.7.1	PRINCIPIOS TEÓRICOS DE UNA TURBINA A VAPOR.	88
1.7.2	SISTEMA MECÁNICO DE UNA UNIDAD GENERADORA A VAPOR.	94
1.7.3	SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA CENTRAL A VAPOR.	101
1.7.4	PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DE UNA TURBINA A VAPOR.	104
1.8	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.	110
2.	CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO.	111
2.1.	PRINCIPIOS OPERATIVOS DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO. ..	111
2.2.	EQUIPOS FUNDAMENTALES DE UNA CENTRAL CICLO COMBINADO. ...	124
2.3.	SISTEMAS AUXILIARES.	133
2.3.1.	Sistemas de Enfriamiento.	133
2.4.	BALANCE TÉRMICO Y RENDIMIENTO DEL CICLO.	150
2.4.1.	Balance Térmico y Rendimiento del Ciclo.	150
2.4.2.	Desarrollo del Balance Térmico.	153
2.5.	INCONVENIENTES FRECUENTES Y PARTICULARIDADES OPERATIVAS EN ESTE TIPO DE CENTRALES.	157
2.5.1.	INCONVENIENTES.	157
2.5.2.	PARTICULARIDADES OPERATIVAS.	158
2.6	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.	168
3.	PROYECTO CICLO COMBINADO Y TERCERA UNIDAD A GAS (187 MW).	169
3.1.	ANTECEDENTES TÉCNICOS.	169
3.2.	MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL.	177
3.2.1.	INTRODUCCIÓN.	177
3.2.2.	MATRIZ ENERGÉTICA - CONTEXTO ECUATORIANO.	179
3.3.	DETERMINACIÓN DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL DEL CICLO COMBINADO.	188
3.3.1.	INTRODUCCIÓN.	188
3.3.2.	NORMATIVA, CÓDIGOS Y ESTÁNDARES.	192



3.3.3.	TÉRMINOS, DEFINICIONES, SIGLAS, ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS.	205
3.3.4.	UNIDADES.....	207
3.3.5.	CONDICIONES ESPECÍFICAS DEL SITIO.	208
3.3.6.	BASES DEL DISEÑO DEL PROYECTO.	212
3.3.7.	ESPECIFICACIONES Y CONSIDERACIONES DE DISEÑO.	219
3.4	ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DE LA FACTIBILIDAD DEL PROYECTO.	244
3.4.1	OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	244
3.4.2	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA.....	244
3.4.3	ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA Y/O ECONÓMICA.	250
3.4.4	ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD.....	258
3.5	DETERMINACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL CICLO COMBINADO.....	263
3.5.1	COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN TERMOGAS MACHALA.....	263
3.5.2	COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN CICLO COMBINADO	267
3.6	ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DEL CICLO COMBINADO EN LA MATRIZ ENERGÉTICA ECUATORIANA.	271
3.7	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	275
4	CONCLUSIONES GENERALES.....	277
5	BIBLIOGRAFÍA.....	279
6	ÍNDICE DE GRÁFICOS.	281
7	ÍNDICE DE TABLAS.....	283
8	GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS.....	284



Carlos Alexis Cárdenas Dávila, autor de la tesis “ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DEL INGRESO DEL PROYECTO CICLO COMBINADO 318 MW DENTRO DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL ECUADOR”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 26 de noviembre de 2014

A handwritten signature in blue ink, enclosed in a blue oval. The signature is stylized and appears to read 'Carlos Alexis Cárdenas Dávila'.

Carlos Alexis Cárdenas Dávila
C.I: 0917367666



Carlos Alexis Cárdenas Dávila, autor de la tesis “ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DEL INGRESO DEL PROYECTO CICLO COMBINADO 318 MW DENTRO DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL ECUADOR”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 26 de noviembre de 2014

A handwritten signature in blue ink, enclosed in a blue oval, with a horizontal line underneath.

Carlos Alexis Cárdenas Dávila

C.I: 0917367666



INTRODUCCIÓN.

ANTECEDENTES.

La electricidad define el mundo moderno. Todo lo que pensamos de la modernidad, luz eléctrica, pasando por la radio y la televisión, así como los aparatos electrodomésticos, aparatos electrónicos, ordenadores y toda la parafernalia de la era de la información depende de su funcionamiento y su existencia a la electricidad.

Hoy los ciudadanos de los países desarrollados asumen la electricidad por sentado, mientras que otros ciudadanos de países y regiones de bajo desarrollo anhelan por ello. Sin embargo, el suministro de electricidad es a la vez un negocio complejo y caro, adicional a esto, la electricidad se ha convertido en un problema de seguridad. Mientras existen personas que no han sido tocadas por la modernidad y pueden vivir sus vidas sin electricidad, en una nación industrial moderna, privado de su suministro eléctrico es como un acorazado sin sus máquinas, convirtiéndose en una sociedad impotente.

La producción de Energía Eléctrica en el Ecuador de manera planificada, data desde la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL en el año 1961 y rigió al sector eléctrico del país por 37 años, como consecuencia de la extinción del INECEL, se crearon las nuevas empresas privadas de generación y transmisión a través de un nuevo modelo planteado de mercado eléctrico, todas estas empresas de carácter privado pero con un socio mayoritario que era el estado ecuatoriano.

La figura de empresas privadas para la producción y transmisión de energía rigió hasta el año 2008 y en especial con la emisión del Mandato 15 con el cambio de la organización del sector eléctrico ecuatoriano. Una vez culminado el modelo anterior



la producción de energía eléctrica en el Ecuador cerró el 2008 con 16,363.56 GWh generados, alcanzando una demanda máxima de 2,785.16 MW, teniendo el parque productor de energía compuesto de la siguiente manera; 68% de energía hidráulica, 29% de energía térmica y una importación de energía desde Colombia del 3% de toda la demanda anual.

El 13 de enero de 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A, con la fusión de las empresas HIDROPAUTE S.A., HIDROAGOYÁN S.A., ELECTROGUAYAS S.A., TERMOESMERALDAS S.A., TERMOPICHINCHA S.A. y TRANSELECTRIC S.A. y posteriormente se crea La Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP mediante Decreto Ejecutivo No. 220, expedido el 14 de enero del 2010. Esta Corporación de carácter Público ha ido absorbiendo a otras empresas de generación eléctrica privadas, siendo en la actualidad la empresa con mayor componente de potencia instalada en el país con el 75% (3,309 MW) y las demás empresas que siguen siendo de carácter privado con el 25% (1,116 MW).

A partir del 2007 cuando existía un componente de generación hidroeléctrica del 58% y térmica del 36% revisar este número, la producción de electricidad en el Ecuador ha tratado de llevar un cambio de matriz energética, tendiendo a reducir el componente de generación térmica, reemplazándola con generación más limpia que no dependa de los combustibles fósiles. Para el 2011 ante la entrada de mayor generación hidroeléctrica se incrementó al 61% de componente y energía térmica en un 32%, iniciándose el cambio esperado.

En la actualidad existen proyectos de generación de gran importancia, que permitirán suplir la demanda creciente, incluso con la posibilidad de poder exportar energía a nuestros países más cercanos, entre los proyectos más importantes a mediano



plazo, tenemos: Coca-Codo-Sinclair (1500 MW), Sopladora (487 MW), Delsitanisagua (116 MW), Minas San Francisco (276 MW) con respecto a generación hidroeléctrica; Ciclo Combinado y tercera unidad a gas (187 MW) como proyectos de generación térmica y; Chacana (318 MW), Chachimbiro (113 MW) y Tufiño (138 MW) de energía geotérmica, todos estos proyectos con la expectativa de entrar en operación de manera paulatina hasta el año 2018. Con todos estos proyectos en marcha, la producción eléctrica nacional estaría cumpliendo las proyecciones de incremento de demanda y de exportación de energía hasta el año 2021, esperando tener un aporte de energía limpia entre hidroeléctrica y Geotérmica de un 94% de la potencia instalada del país, logrando así el tan esperado cambio de la matriz eléctrica que podrá ser sustentable en el tiempo para nuestra generación y las generaciones venideras.

Uno de los proyectos que forman parte de la nueva matriz eléctrica es la conformación del Ciclo Combinado a partir del cierre del ciclo abierto de dos turbinas a gas de 70 MW de marca GE modelo 6FA que se encuentran operando actualmente en la Central Termogas Machala, una turbina a gas adicional de 77 MW de marca GE modelo 6FA que será parte del proyecto así como una turbina de vapor marca GE modelo SC5 de 110 MW, el mismo tendrá una demanda de gas natural de aproximadamente 53 MMPCS diarios y que alcanzará una potencia mayor a los 310 MW.

DETERMINACIÓN DE LA NECESIDAD A SER SATISFECHA

En la actualidad existe un gran porcentaje de generación térmica que complementa la demanda de energía eléctrica en el país, que utiliza combustibles fósiles derivados del petróleo, los cuales en su gran mayoría poseen costos de producción de electricidad altos, comparados con los costos de las centrales hidroeléctricas que se encuentran entre las tecnologías más baratas dentro de un sistema eléctrico. Tales



combustibles fósiles generan un gasto considerable para el estado ecuatoriano, debido a que específicamente el diesel es importado y con el fuel oil son subsidiados en un alto porcentaje de su costo real, con fin de que sean utilizados en la generación de electricidad así como en el sector de la industria y transporte.

Una de las tecnologías utilizadas dentro de un sistema eléctrico que busca la eficiencia energética es la implementación de centrales de ciclo combinado, puesto que aprovecha la energía calórica de los gases combustionados de turbinas a gas para producir vapor de agua a alta presión y éste mueva una turbina a vapor que permita la generación de energía adicional sin incurrir en costos por combustible. Los costos de producción de todo el ciclo combinado se reducirán aún más, si las turbinas a gas utilizadas son operadas a partir de la combustión de gas natural, disminuyendo con esto además los costos por manejo ambiental.

Con la implementación de este tipo de centrales se podrá dar un paso importante para el mejoramiento de la matriz eléctrica del país, con ahorro económico por las importaciones de derivados de petróleo y el desplazamiento de generación de electricidad menos eficiente.

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO DE TESIS

El proyecto presentado justifica su realización desde el punto de vista que, las centrales de Ciclo Combinado al ser una tecnología nueva en el país ofrece la oportunidad para realizar un análisis de los beneficios tanto económicos como energéticos a nivel de país, sin olvidarse de los beneficios ambientales.

Es la posibilidad de abrir un nuevo campo tecnológico, no utilizado en el sector eléctrico ecuatoriano, optimizando los recursos aprovechables de las turbinas a gas, para encausarlos en generación adicional sin incurrir en costos adicionales por combustible.



Este tipo de trabajos ponen a disposición la información necesaria para entender el ahorro económico para el país, pudiendo desplazar generación con altos costos operativos debido al uso de combustibles fósiles cuyos precios no son transparentados, puesto que el estado ecuatoriano los mantiene con un precio subsidiado.

OBJETIVOS

Los objetivos generales que tiene este trabajo presentado son los siguientes:

- Analizar la influencia dentro de la matriz energética del Ecuador ante el ingreso del proyecto ciclo combinado 318 MW.
- Demostrar la influencia positiva y el beneficio tanto económico, como energético que tiene el introducir un proyecto de Ciclo Combinado en el Ecuador.

ALCANCE DEL PROYECTO.

Los puntos que identifican el alcance de este trabajo se describen a continuación, siempre enmarcado en la información obtenida del proyecto INGENIERÍA DE DISEÑO Y DE DETALLE, CONSTRUCCIÓN, SUMINISTRO, INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE UN TURBOGENERADOR A GAS, IMPLEMENTACIÓN DEL CICLO COMBINADO EN LA CENTRAL TERMOGAS MACHALA E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA EVACUAR LA ENERGÍA, actualmente en ejecución, estos son:

- Indicar el estado actual de la matriz eléctrica y su necesidad de cambio.
- Demostrar el beneficio que tiene el ingreso del Ciclo Combinado a la matriz energética.
- Analizar la versatilidad operativa y alta confiabilidad de este tipo de Centrales.



- Determinar el impacto que tendrá este tipo de tecnología en el desplazamiento de energía generada en base a combustibles fósiles derivados del petróleo.
- Establecer el ahorro de combustible que implicará la puesta en servicio del Ciclo Combinado.

1. ANÁLISIS DE LAS FUENTES.

1.1 INTRODUCCIÓN A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Este capítulo principalmente tratará las formas de generación de electricidad, sin tomar en cuenta los medios de transporte de la electricidad y la entrega a los que deseen utilizarla. Este capítulo está dirigido a la explicación de cada tipo de generación de energía eléctrica, dichas explicaciones serán de carácter técnico sin recurrir a un lenguaje excesivamente complicado. Los lectores que buscan un análisis exhaustivo de la termodinámica de las máquinas térmicas o las ecuaciones diferenciales para resolver un problema del flujo hacia la turbina, este capítulo no abarca este nivel de detalle.

El objetivo de este capítulo es proporcionar una descripción de cada tipo de generación de potencia de forma fácilmente comprensible.

HISTORIA DE LA INDUSTRIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Los primeros sistemas de iluminación eléctrica, fueron instalados alrededor de 1870, conformados de dínamos individuales que alimentaban al sistema eléctrico (lámparas de arco) en residencias sencillas. Thomas Edison descubrió la bombilla incandescente en 1880 y fue autor de la idea de aumentar la escala del proceso de distribución mediante el uso de un solo generador para alimentar a muchas más bombillas. En 1882, el primer generador de Edison, impulsado por una turbina a vapor situado en Pearl Street en el bajo Manhattan, exitosamente alimentó a corriente



directa en un voltaje de 100 voltios a cerca de cuatrocientos bulbos de 80 W en edificios de oficinas y residencias en Wall Street.

La invención del transformador en Francia en 1883-1884, en un proceso no exento de controversia, demostró las ventajas de la corriente alterna, lo que hizo posible elevar convenientemente la tensión para reducir las pérdidas de línea y las caídas de tensión a través de distancias largas de transmisión. La corriente alterna monofásica se transmitió por primera vez en 1884 a un voltaje de 18 kV. El 24 de agosto de 1891, la corriente alterna trifásica se transmitió por primera vez de la central hidroeléctrica en Lauffen a la Exposición Internacional de Frankfurt, a 175 km. El ingeniero suizo Charles Brown, quien con su colega y compatriota Walter Boveri fundó la empresa Brown-Boveri ese mismo año, diseñó el generador de corriente alterna trifásica y el transformador enfriado de aceite usado en la subestación.

En 1990, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) acordaron tomar al 24 de agosto 1891 como la fecha que marca el comienzo de la utilización industrial y la transmisión de la corriente eléctrica.

La capacidad de transmisión de líneas de corriente alterna aumenta en proporción al cuadrado de la tensión, mientras que el costo por unidad de energía disminuye en la misma proporción. Existió entonces una motivación evidente para superar las barreras tecnológicas que limitan el uso de voltajes más elevados. Tensiones de hasta 150 kV se dieron lugar en 1910 y la primera línea de transmisión de 245 kV fue comisionada en 1922.

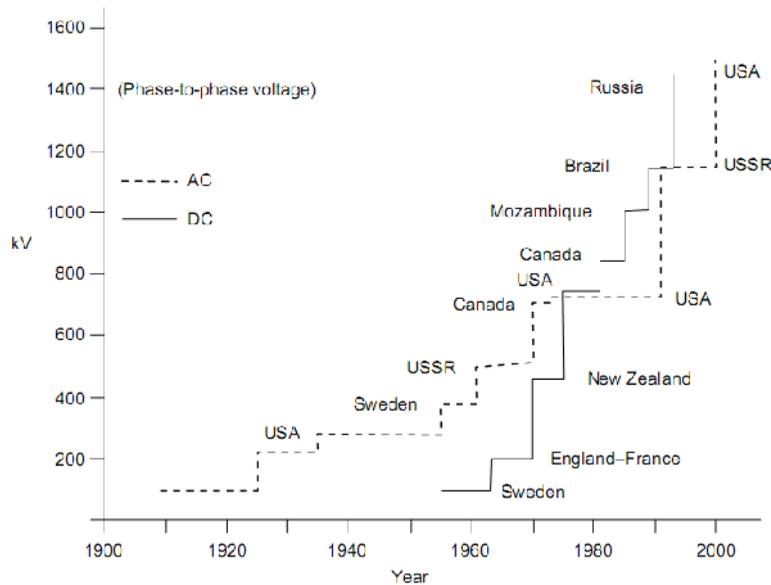


Figura 1. 1. Tensiones máximas nominales AC y DC

La tensión máxima para corriente alterna ha seguido aumentando desde entonces, como muestra la Figura 1.1. Sin embargo, la corriente directa ha sido siempre utilizada, ya que tiene ventajas con respecto a la corriente alterna en ciertas aplicaciones, tales como la tracción eléctrica y especialmente la transmisión de electricidad en sobrecarga, subterráneos, o líneas submarinas cuando las distancias son demasiado largas para corriente alterna. La tendencia al alza en las tensiones máximas de corriente continua a lo largo del siglo XX también se representa en la figura 1.1.

La frecuencia de trabajo de la tensión alterna que se utilizó en estos sistemas fue otro de los parámetros básicos de diseño que tuvieron que ser determinados. Las frecuencias más altas pueden acomodar unidades de generación y consumo más compacta, algunos países, como los Estados Unidos, Canadá, los países de América Central y al norte de América del Sur adoptaron una frecuencia de 60 Hz, mientras que los países del resto de América del Sur, Europa, Asia, y África adoptaron una



frecuencia de 50 Hz . La Comisión Electrotécnica Internacional fue creada en 1906 para estandarizar las instalaciones eléctricas de todo el mundo en la medida de lo posible. Fue, sin embargo, incapaz de normalizar la frecuencia, que sigue dividiendo a los países de todo el mundo en dos grupos diferentes.

El inicio de la industria de generación de electricidad moderna fue fundada a mediados del siglo XIX y fundamentada en los trabajos de hombres como Benjamin Franklin, Alessandro Volta y Michael Faraday. Este último, en particular, fue capaz de demostrar la relación entre la electricidad y el magnetismo, una relación que hace posible la generación de electricidad con máquinas en movimiento en lugar de ser tomados de baterías químicas como era el caso en sus días.

La comprensión cada vez mayor de la electricidad coincidió con el desarrollo de la máquina de vapor y el uso generalizado de gas como combustible y para iluminación. En Estados Unidos, Thomas Edison desarrolló el filamento de carbón que producía luz a partir de la electricidad, trabajos similares se llevaron a cabo en Reino Unido por Sir Joseph Swan.

El alumbrado fue el primer uso comercial de la electricidad, pero este fue insuficiente para una industria. Las redes de electricidad utilizadas para el transporte humano y sistemas de vías del tren subterráneos en Londres, fueron la clase de proyectos que estimularon el desarrollo de grandes centrales eléctricas en las últimas dos décadas del siglo XIX.

Sus orígenes pueden estar en el siglo XIX, pero pocos discutirían que el crecimiento que tuvo la industria de la electricidad se dio lugar en el siglo XX. Desarrollos modernos de vital importancia tales como las computadoras y las comunicaciones son imposibles de realizar sin estos. Sin embargo los mayores elementos necesarios para la generación, transmisión y distribución de electricidad fueron desarrollados durante el último siglo.



LA EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.

Las primeras plantas de generación eléctrica, usaban máquinas a vapor para producir energía. La Generación Hidroeléctrica ingresó en una etapa temprana en el desarrollo de la industria. Muchos de los trabajos claves en diferentes tipos de turbinas usados, para producir potencia desde el flujo de agua se llevaron a cabo en la segunda mitad del siglo XIX. Para inicios del siglo XX las máquinas de diésel y máquinas de ignición y chispa ya habían sido desarrolladas y serían utilizados para producir electricidad. Incluso antes de la Segunda Guerra Mundial, también comenzaron a utilizarse las turbinas de viento como otra forma de generación de energía. Pero hasta los inicios de los años 1950's, las turbinas a vapor por combustión de carbón y en ocasiones con turbinas a gas, junto con las Plantas Hidroeléctricas, suministraron la mayoría de la capacidad de generación de potencia global.

En los años 1950's fue el nacimiento de la era de la potencia nuclear. Una vez que los principios de generación fueron establecidos, se procedió a la construcción de Plantas de Generación Nuclear de manera acelerada. Esta generación tuvo una amplia credibilidad, convirtiéndose en una fuente moderna de energía para la era moderna; siendo barata, limpia y técnicamente excitante.

La potencia nuclear fue expandiéndose rápidamente por los Estados Unidos, hasta culminar los años 1970's, en otras partes del mundo fue menos rápido su incursión, pero en Gran Bretaña, Francia y Alemania existieron fuertes inversiones para este tipo de energía. En los países del lejano este como Japón, Taiwan y Korea del Sur se trabajó de manera más lenta. Rusia desarrolló sus propias Plantas Nucleares e India comenzó su programa nuclear así como lo hizo China.



1.2 TIPOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN.

Las centrales eléctricas son las instalaciones productoras de energía eléctrica. Son instalaciones dónde hay un conjunto de máquinas motrices y aparatos que se utilizan para generar energía eléctrica.

Las centrales reciben el nombre genérico de la energía primaria utilizada: *centrales térmicas, centrales nucleares, centrales hidráulicas o hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales geotérmicas*, etc.

Según el servicio que dan en el consumo global de la red, las centrales se clasifican en:

- **Centrales de base o centrales principales**. Son las que están destinadas a suministrar energía eléctrica de manera continua. Estas son de gran potencia y utilizan generalmente como máquinas motrices las turbinas a vapor, turbinas a gas y turbinas hidráulicas, las mismas que generalmente se planifica su operación mediante un despacho económico, a cargo de un administrador técnico del sistema eléctrico al cual suministran.
- **Centrales de punta**. Proyectadas para cubrir demandas de energía en las horas de punta o de máxima demanda. En dichas horas de punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con las centrales principales o de base en el sistema eléctrico al cual sirven.
- **Centrales de reserva**. Tienen por objetivo reemplazar las centrales de base en caso de averías o mantenimientos. No deben confundirse con las centrales de punta, ya que el funcionamiento de las centrales de punta es periódico (es decir, todos los días a ciertas horas) mientras que el de las centrales de reserva es intermitente.



- **Centrales de Socorro**: Tienen igual cometido que las centrales de reserva citadas anteriormente; pero la instalación del conjunto de aparatos y máquinas que constituyen la central de reserva, es fija, mientras que las centrales de socorro son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios. Estas centrales son de pequeña potencia y generalmente accionadas por motores a Diésel o turbinas a gas; se instalan en vagones de ferrocarril, contenedores, o en barcos especialmente diseñados y acondicionados para esa misión.
- **Centrales de bombeo**. Son las que en las horas bajas o de menor demanda utilizan la energía sobrante para bombear agua a un embalse superior y en las horas de punta se aprovechan para generar energía a la red.

Las principales centrales eléctricas son esencialmente instalaciones que emplean en determinada cantidad una fuente de energía primaria limitada en el planeta (carbón, fuel y gas) en este caso su utilización causa un impacto ambiental importante en el medio ambiente de sus alrededores.[5]

Como ejemplos principales analizaremos las centrales hidroeléctricas, las termoeléctricas y las nucleares.

- **Las centrales hidroeléctricas** en un principio no pueden parecer muy perjudiciales, pero su instalación en la naturaleza, obstaculizando el flujo de un río, aunque regulando el caudal de este, podrían hacer cambiar el ecosistema de su alrededor, y puede ocasionar la muerte de varias especies que vivan en él, si no se toman medidas para evitar.
- **Las centrales termoeléctricas** utilizan la combustión del carbón, combustibles líquidos y gaseosos, que es una materia prima limitada en el planeta, y aunque antes de liberar el humo generado por la combustión se



eliminan las partículas sólidas, la contaminación del aire se produce en alguna medida.

- **Las centrales nucleares** son las de mayor potencial de riesgo para el medio ambiente, por eso gozan de un gran sistema de seguridad. Su potencia eléctrica es la mayor, pero una fuga radioactiva de un solo reactor puede tener consecuencias devastadoras para los seres vivos a varios kilómetros a la redonda.
- **Las centrales eólicas** aprovechan la fuerza del viento que mueve las hélices para producir electricidad en el generador, estas funcionan por medio de máquinas capaces de girar con gran fuerza gracias a la acción de potencia del viento, se llaman aerogeneradores o aeroturbinas.

1.2.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada o no y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica.

El esquema general básico de una central hidroeléctrica podría ser:

ESQUEMA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

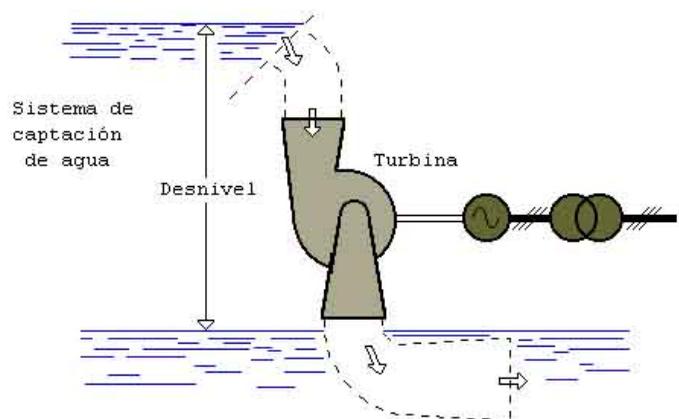


Figura 1. 2. Esquema básico de una Central Hidroeléctrica



Un sistema de captación de agua provoca un desnivel que origina una cierta energía potencial acumulada. El paso del agua por la turbina desarrolla en la misma un movimiento giratorio que acciona el alternador y produce la corriente eléctrica.

Principales componentes de una Central Hidroeléctrica

Aliviadero

Para evitar que el agua pueda producir desperfectos al caer desde gran altura, los aliviaderos se diseñan para que la mayoría de la energía del líquido se pierda en una cuenca que se encuentra a pie de presa, llamada de amortiguación.

Para conseguir que el agua salga por los aliviaderos existen grandes compuertas, de acero que se pueden abrir o cerrar a voluntad, según la demanda de la situación.

Tomas de agua

Las tomas de agua son construcciones adecuadas que permiten recoger el líquido para llevarlo hasta las máquinas por medios de canales o tuberías.

Las tomas de agua de las que parten varios conductos hacia las tuberías, regularmente, se hallan en la pared anterior de la presa que entra en contacto con el agua embalsada. Estas tomas además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños como troncos, ramas, animales, etc. puedan llegar a los álabes y producir desperfectos.

Casa de máquinas

Es la construcción en donde se ubican las máquinas (turbinas, alternadores, etc.) y los elementos de regulación y comando.

En la figura 1.3 tenemos el corte esquemático de una central de caudal elevado y baja caída. La presa contiene en su misma estructura a la casa de máquinas, regularmente se las denomina Centrales de pie de presa

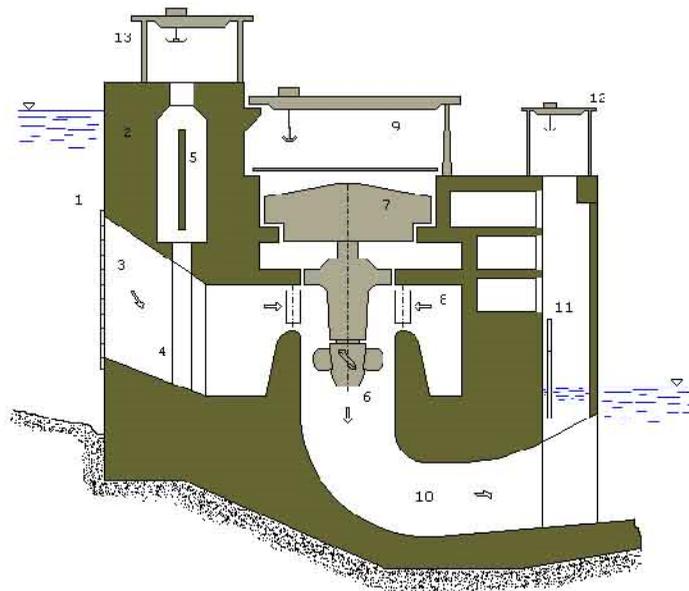


Figura 1. 3. Esquemático de una central hidroeléctrica.

1. Embalse
2. Presa de contención
3. Entrada de agua a las máquinas (toma), con reja
4. Conducto de entrada del agua
5. Compuertas planas de entrada, en posición "izadas".
6. Turbina hidráulica
7. Alternador



8. Directrices para regulación de la entrada de agua a turbina
9. Puente de grúa de la sala de máquinas.
10. Salida de agua (tubo de aspiración)
11. Compuertas planas de salida, en posición "izadas"
12. Puente grúa para maniobrar compuertas de salida.

En otras Centrales Hidroeléctricas, el agua llega a las turbinas a través de canales o túneles reforzados y/o tuberías de presión alimentados desde el embalse por el agua, equipado con compuertas y rejas. El embalse puede situarse a varios kilómetros de distancia de la casa de máquinas.

Ventajas de las Centrales Hidroeléctricas:

- No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente repuesta por la naturaleza de manera gratuita.
- Es limpia, pues no contamina ni el aire ni el agua.
- A menudo puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aún ornamentación del terreno y turismo.
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requiere poca vigilancia siendo sus costes de mantenimiento, por lo general, reducidos.

Desventajas De Las Centrales Hidroeléctricas:

- Los costos de capital por kilovatio instalado son con frecuencia muy altos.



- El emplazamiento, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir la construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de energía.
- La construcción lleva, por lo común, largo tiempo en comparación con la de las centrales termoeléctricas. Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tienen una duración considerable
- La disponibilidad de energía puede fluctuar de estación en estación y de año en año.

La presa retiene el agua del río provocando un embalse y un aumento del nivel del agua. En el pie de la presa hay la sala de máquinas con grupos turboalternadores.

Existe una clasificación de las Centrales Hidroeléctricas debido a la altura de caída del agua hacia las turbinas ubicadas en la Casa de Máquinas, estas se clasifican en:

- **Centrales de alta presión**

Que corresponden a los llamados *high head (gran cabezal)*, y que son las centrales de más de 200 m de caída del agua, por lo que se suele corresponder con centrales con [turbinas Pelton](#).

- **Centrales de media presión**

Son las centrales con caída del agua de 20 a 200 m, siendo dominante el uso de *turbinas Francis*, aunque también se puedan usar *turbinas Kaplan*.

- **Centrales de baja presión**

Que corresponden a los llamados *low head (cabezal pequeño)*, son centrales con desniveles de agua de menos de 20 m, siendo usadas las turbinas Kaplan.



- **Centrales de muy baja presión**

Son centrales correspondientes a nuevas tecnologías, pues llega un momento en el cuál las *turbinas Kaplan* no son aptas para tan poco desnivel. Llamados también en inglés las *very low head* (*cabezal muy pequeño*), y suelen situarse por debajo de los 4m.

Con los transformadores se eleva la tensión generada en los bornes de los generadores y, a través del parque de distribución o directamente, se alimenta las líneas de la red de transporte.

1.2.2 LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Las energías alternativas son energías renovables y son esas fuentes de energía que se renuevan de manera continuada, en contraposición a los combustibles fósiles, de los cuales existen recursos limitados. Su producción de electricidad es menor a la de las centrales nucleares, termoeléctricas e hidroeléctricas, pero poco a poco van sustituyendo a estas aunque todavía están muy lejos de conseguir su productividad [1], [6]

Beneficios que aporta la utilización de energías renovables

- Reducción de la emisión de CO2 por cápita.
- Aprovechamiento de recursos autóctonos.
- Soporte a una industria de alta tecnología.
- Protección del entorno natural.
- Beneficios sociales derivados de la electrificación de núcleos aislados.
- Soporte a laboratorios de investigación y centros universitarios con beneficios derivados.
- Favorecer el reequilibrio territorial.

Centrales eólicas.



Las centrales eólicas aprovechan la fuerza del viento que mueve las hélices para producir electricidad en el generador, estas funcionan por medio de máquinas capaces de girar con gran fuerza gracias a la acción de potencia del viento, se llaman aerogeneradores o aeroturbinas.

Las partes que componen una aeroturbina son:

- **Rotor o turbina:** transforma la energía del viento en energía mecánica.
- **Sistema de orientación:** tiene la función de colocar el rotor perpendicular a la dirección del viento.
- **Sistema de regulación:** tiene la función de disminuir la velocidad de encendido, mantener la potencia y la velocidad del rotor y pararlo cuando el viento sobrepase una velocidad determinada.
- **Convertor energético:** transforma la energía obtenida en el eje rotor.
- **Coraza:** soporta y protege el convertor energético y, normalmente, los sistemas de regulación y orientación.
- **Soporte o torre:** es el soporte de todo el equipo. Eleva el rotor para mejorar la captación y absorber las vibraciones que se producen.[1]

Origen de la Energía Eólica

El sol entrega 3.84×10^{26} W y la tierra absorbe 1.74×10^{17} W, o sea recibimos como planeta el 0.000000045% de la energía. Adicionalmente, un 30% de la energía es reflejada al espacio por la atmósfera; de todas maneras, la cantidad restante de energía es enorme. A la superficie de la tierra, llegan aprox. en



promedio 1000 W/m² (watts o vatios por metro cuadrado), mientras que a la atmósfera llegan 1354 W/m².

Alrededor de un 1% a un 2% de la energía proveniente del Sol es convertible en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la Tierra. El viento se produce por las diferencias de temperaturas que alcanzan diferentes partes de la Tierra.

Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo.

El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo terrestre no rotara, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur.

Si consideramos el movimiento de rotación de la Tierra, el modelo de circulación global del aire sobre el planeta se hace mucho más complicado.

En el hemisferio norte, el movimiento del aire en las capas altas tiende a desviarse hacia el ESTE y en las capas bajas hacia el OESTE, por efecto de las fuerzas de inercia de Coriolis. En el hemisferio sur ocurre al contrario.

Estas fuerzas de Coriolis aparecen en todas las partículas cuyo movimiento esté asociado a unos ejes de referencia que a su vez está sometido a un movimiento de rotación.

De esta forma, el ciclo que aparecía en un planeta estático, ahora se subdivide. El aire que asciende en la zona cálida del ecuador se dirige hacia el polo a una velocidad de 2m/s, desviándose hacia el ESTE a medida que avanza hacia el NORTE. Al alcanzar la zona subtropical, su componente es demasiado elevada y



desciende, volviendo al ecuador por la superficie. Por encima de este ciclo subtropical se forma otro de característica semejante aunque en este caso es el aire cálido que ha descendido en la zona subtropical es el que se desplaza por la superficie terrestre hasta que alcanza la zona subpolar, en donde vuelve a ascender enlazando con el ciclo polar.

Este modelo de circulación, todavía se ve perturbado por la formación de torbellinos que se generan en las zonas de interpolación de los diferentes ciclos. La componente transversal de la velocidad del viento genera unas olas, que poco a poco se van incrementando hasta que la circulación se rompe, produciéndose unos torbellinos que se mueven independientemente. Estos núcleos borrascosos se generan periódicamente y transportan grandes masas de aire frío hacia el sur alterando las condiciones climáticas en zonas de latitud inferior.

COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

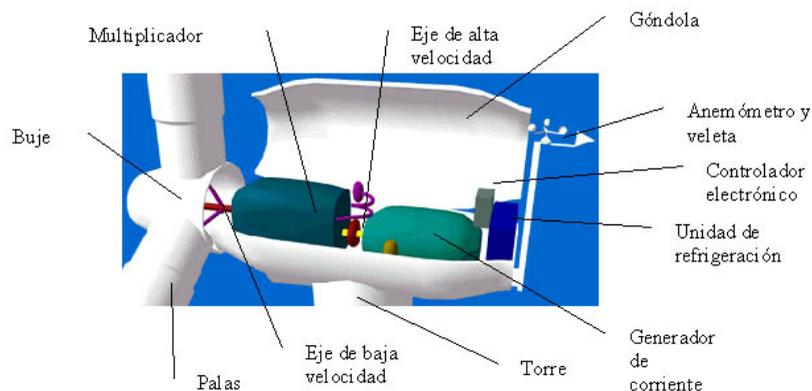


Figura 1. 4. Componentes principales de un aerogenerador.

La góndola



Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador de velocidad y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir las palas y el buje.

Las palas del rotor

Capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje y éste hacia un aerogenerador, cada pala puede llegar a medir hasta 100 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión. Hay mecanismos para orientar las palas.

El buje

El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

El eje de baja velocidad

Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira muy lento, a unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.) El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

El multiplicador

Tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.

El eje de alta velocidad



Gira aproximadamente a 1.500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

El generador eléctrico

Actualmente hay tres tipos de aerogeneradores, que varían únicamente en el comportamiento que tiene el generador cuando eje se encuentra en condiciones por encima de las nominales para evitar sobrecargas. Casi todos los aerogeneradores utilizan uno de los 3 sistemas mencionados a continuación:

- Generador de inducción de jaula de ardilla
- Generador de inducción bifásico
- Generador síncrono

Un generador asíncrono como por ejemplo el de jaula de ardilla es el que se empezó a utilizar en las primeras turbinas eólicas. Debido a la gran diferencia de giro entre el eje del aerogenerador y el generador se necesita una caja de cambios. El devanado del estator se encuentra conectado a la red. Se llaman aerogeneradores de velocidad constante, aunque el generador de inducción de jaula de ardilla permita pequeñas variaciones en la velocidad del rotor (aproximadamente el 1 %) también llamado deslizamiento. Un generador de jaula de ardilla consume la potencia reactiva de la red. Esto no es algo deseable, sobre todo en una red débil. Por esta razón, se acoplan condensadores al generador.

Los otros dos sistemas de generación permiten un factor de multiplicidad de 2 entre la velocidad mínima y máxima del rotor. Al existir estas variaciones en los niveles de velocidad de giro, existe un desacoplamiento entre la frecuencia de red



y la frecuencia del rotor. Para igualar ambas frecuencias se necesita electrónica de potencia.

En los generadores de inducción doble-alimentados se utiliza un primer concepto de velocidad variable. A través de la electrónica de potencia, se inyecta una corriente en el devanado del rotor del generador. El devanado del estator del generador está conectado directamente a la red. La frecuencia de la corriente inyectada en el devanado del rotor es variable, por ello quedan desacopladas las frecuencias eléctricas y mecánicas. Al hacerse esto, se permite el funcionamiento con velocidades variables. Una caja de cambio adapta las diferentes velocidades del rotor y el generador.

Los generadores sincrónicos usan un segundo concepto de velocidad variable. Estas turbinas no tienen una caja de cambio. El generador y la red quedan totalmente desacopladas mediante electrónica de potencia. En esta configuración, también se puede operar con velocidades variables. Algunos fabricantes usan generadores especiales que operan con bajas revoluciones. Los generadores con bajas velocidades de giro se reconocen fácilmente por sus diámetros relativamente grandes, colocados cerca del rotor de la turbina. [2]

Existen aerogeneradores modernos cuya potencia máxima suelen estar entre 1500 y 7500 kW.

El controlador electrónico

Es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante modem.



La unidad de refrigeración

Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.

La torre

Soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Una turbina moderna de 600 kW tendrá una torre de 40 a 60 metros (la altura de un edificio de 13 a 20 plantas).

Las torres pueden ser bien, torres tubulares (como la mostrada en la figura 1.4) o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.

El mecanismo de orientación

Está activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta.

El anemómetro y la veleta

Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza



aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación. [3]

LAS VENTAJAS DE ESTE SISTEMA SON:

- La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto.
- Es una de las fuentes más baratas, puede competir e rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón (considerado tradicionalmente como el combustible más barato), las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costes de reparar los daños medioambientales.
- El generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio, exento de problemas de contaminación, etc.
- Evita la contaminación que conlleva el transporte de los combustibles; gas, petróleo, gasoil, carbón. Reduce el intenso tráfico marítimo y terrestre cerca de las centrales. Suprime los riesgos de accidentes durante estos transportes: desastres con petroleros (traslados de residuos nucleares,



etc). No hace necesaria la instalación de líneas de abastecimiento: Canalizaciones a las refinerías o las centrales de gas.

- La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierras.[4]

LAS PRINCIPALES DESVENTAJAS SON:

- El aire al ser un fluido de pequeño peso específico, implica fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras. Su altura puede igualar a la de un edificio de diez o más plantas, en tanto que la envergadura total de sus aspas alcanza la veintena de metros, lo cual encarece su producción.
- La energía eólica produce un impacto visual inevitable, ya que por sus características precisa unos emplazamientos que normalmente resultan ser los que más evidencian la presencia de las máquinas (cerros, colinas, litoral). En este sentido, la implantación de la energía eólica a gran escala, puede producir una alteración clara sobre el paisaje, que deberá ser evaluada en función de la situación previa existente en cada localización.
- El ruido producido por el giro del rotor, pero su efecto no es más que el causado por una instalación de tipo industrial de similar capacidad, y siempre que estemos muy próximos a los molinos.
- Se debe tener especial cuidado a la hora de seleccionar el sitio de implantación de un parque eólico, si en las inmediaciones habitan aves, por el riesgo mortandad al impactar con las palas. [4]



1.3 TIPOS DE CENTRALES TÉRMICAS.

Una central termoeléctrica es un lugar empleado para la generación de energía eléctrica a partir del calor. Este calor puede obtenerse tanto de la combustión, de la fisión nuclear del uranio u otro combustible nuclear, del sol o del interior de la tierra. Los combustibles más comunes son los fósiles (petróleo, gas natural o carbón), sus derivados (gasolina, gasóleo, diésel, biocarburantes, etc).

Las centrales termoeléctricas a vapor son centrales que utilizan el calor que desprende la combustión de un combustible fósil para convertir el agua en vapor de agua. Las centrales termoeléctricas pueden funcionar con tres clases de combustible diferente: gas, fuel y carbón. En el caso de este último es necesario triturarlo o pulverizarlo antes de usarlo para facilitar su combustión.

El combustible se introduce en la caldera con la misión de desprender calor suficiente para calentar los tubos con agua.

Esta agua se convierte en vapor y tras eliminar su humedad y aumentar su temperatura en el sobrecalentador, se introduce en la turbina generando energía cinética que el alternador transforma en eléctrica. Esta energía tras pasar por los transformadores que elevan su tensión a un valor adecuado para su transporte, llegará al parque de distribución por las líneas de transporte y así a los centros consumidores.

Se denominan centrales termoeléctricas clásicas o convencionales aquellas centrales que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-óleo o gas en una caldera diseñada al efecto. El apelativo de "clásicas" o "convencionales" sirve para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares y solares,



por ejemplo), las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en la producción de energía eléctrica desde hace décadas y, sobre todo, lo hacen con tecnologías diferentes y mucho más recientes que las de las centrales termoeléctricas clásicas.

Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (fuel-oil, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

Existen además sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza (parque de carbón, depósitos de fuel-oil) para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste. Si se trata de una central termoeléctrica de carbón (hulla, antracita, lignito,) es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión. De los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado. Si es una central termoeléctrica de fuel-oil, éste es precalentado para adecuar su viscosidad, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible. Si es una central termoeléctrica de gas los quemadores están asimismo concebidos especialmente para quemar dicho combustible. Hay, por último, centrales termoeléctricas clásicas cuyo diseño les permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o fuel-oil, etc.). Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas.

COMPONENTES DE UNA CENTRAL TÉRMICA CARACTERÍSTICAS-FUNCIÓN



Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, los siguientes equipos tales como:

TURBOGENERADOR

En él tienen lugar las siguientes conversiones de energía:

- Energía calorífica del vapor a energía cinética en las toberas de la turbina.
- Energía cinética del vapor a energía mecánica en los álabes, la que se recoge en la flecha de la turbina.
- Energía mecánica a energía eléctrica, de la flecha al embobinado del generador.

GENERADOR DE VAPOR

El término de generador de vapor o caldera se aplica normalmente a un dispositivo que genera vapor para producir energía, para procesos o dispositivos de calentamiento. Las calderas se diseñan para transmitir calor de una fuente externa de combustión a un fluido (agua) contenido dentro de ella la caldera está compuesta por equipos como ventiladores de aire y gases, precalentadores de aire, ductos, chimenea, economizador, domo, hogar, sobrecalentador, recalentador, quemadores, accesorios, instrumentos, etc.

CONDENSADOR

La condensación el vapor de escape de la turbina y drenes se efectúa en el condensador, además de la extracción de algunos gases no condensables.

TORRE DE ENFRIAMIENTO



Las torres de enfriamiento son dispositivos de enfriamiento artificial de agua. Se clasifican como cambiadores de calor entre un volumen en circuito cerrado de agua y aire atmosférico.

Básicamente las torres de enfriamiento son cambiadores de calor de mezcla, efectuando la transmisión de calor por cambio de sustancia y convección entre los medios. El agua cede calor al aire sobre todo por evaporación, lo hace también por convección, pero en forma secundaria.

BOMBAS

De acuerdo con el mecanismo que mueve el flujo, las bombas se clasifican en:

- centrífugas
- rotatorias
- alternativas

CAMBIADOR DE CALOR

Después de la resistencia de los materiales, los problemas que involucran flujo de calor son los más importantes en la ingeniería. El calor se transfiere mediante aparatos llamados cambiadores de calor; de los utilizados en las centrales los principales, son los siguientes:

- calentadores de agua de alimentación
- calentadores de combustible
- generador de vapor / vapor
- evaporadores
- enfriadores de agua



- enfriadores de aceite
- enfriadores de hidrógeno
- condensador
- generador de vapor

TANQUES

Los códigos o normas sobre diseño de recipientes o tanques tienen como objeto principal que la fabricación se haga con la seguridad requerida a una economía razonable. Todos los tanques estarán provistos con los aditamentos necesarios para cumplir con su funcionamiento y los reglamentos de seguridad;

Usos de los tanques:

- Almacenamiento de condensado
- Servicio diario de combustible
- Almacenamiento de combustible
- Almacenamiento de agua desmineralizada o evaporada
- Almacenamiento de agua cruda
- Servicio de combustible ligero
- Tanque para columna de agua de enfriamiento
- Tanque de mezcla de sustancias químicas
- Drenes limpios fríos
- Tanque de purgas (blow off tank)

COMPRESORES DE AIRE.- El aire comprimido se utiliza en las plantas termoeléctricas para instrumentos, control, servicio, sopladores de la caldera y subestación eléctrica.



TRATAMIENTO Y MONITOREO DE AGUA.- La alimentación de agua a la caldera constituye, desde el punto de vista químico, uno de los principales problemas de operación: influencia en la confiabilidad decisiva.

En las plantas termoeléctricas, la alimentación a la caldera es principalmente de condensado de la turbina (alrededor de 95 a 99%); las pérdidas por purgas, fugas de vapor y condensado, atomización de combustible, etc., deben compensarse con agua de reposición cuyo volumen varía de 1 a 5%.

El agua de reposición proviene de fuentes naturales de superficie o pozos profundos; en ninguno de los dos casos se encuentra en estado puro.

TUBERÍAS Y AISLAMIENTO.- La aplicación de tuberías en plantas termoeléctricas y nucleares, refinerías y plantas químicas, etc., se basa normalmente en idénticas (o muy similares) consideraciones de diseño. En su construcción se usan materiales de las mismas propiedades físicas y mecánicas, composición química y estructura metalúrgica; los procesos de fabricación como doblado, formado, soldado y tratamiento térmico involucran procedimientos idénticos que no dependen de la aplicación, sino de la calidad final deseada.

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS Y MEDIO AMBIENTE

La incidencia de este tipo de centrales sobre el medio ambiente se produce por la emisión de residuos a la atmósfera (procedentes de la combustión del combustible) y por vía térmica, (calentamiento de las aguas de los ríos por utilización de estas aguas para la refrigeración en circuito abierto).

Por lo que se refiere al primero de los aspectos citados, esa clase de contaminación ambiental es prácticamente despreciable en el caso de las centrales termoeléctricas de gas y escasa en el caso de las de fuel-oil, dependiendo del contenido de azufre y



de las normas de cada país, pero exige, sin embargo, la adopción de importantes medidas en las de carbón. La combustión del carbón, en efecto, provoca la emisión al medio ambiente de partículas y ácidos de azufre. Para impedir que estas emisiones puedan perjudicar al entorno de la planta, dichas centrales poseen chimeneas de gran altura -se están construyendo chimeneas de más de 300 metros- que dispersan dichas partículas en la atmósfera, minimizando su influencia. Además, poseen filtros electrostáticos o precipitadores que retienen buena parte de las partículas volátiles en el interior de la central. Por lo que se refiere a las centrales de fuel-oil, su emisión de partículas sólidas es muy inferior, y puede ser considerada insignificante. Sólo cabe tener en cuenta la emisión de hollines ácidos -neutralizados mediante la adición de neutralizantes de la acidez- y la de óxidos de azufre -minimizada por medio de diversos sistemas de purificación-.

En cuanto a la contaminación térmica, ésta es combatida especialmente a través de la instalación de torres de refrigeración. Como se señalaba anteriormente, el agua que utiliza la central, tras ser convertida en vapor y empleada para hacer girar la turbina, es enfriada en unos condensadores para volver posteriormente a los conductos de la caldera. Para efectuar la operación de refrigeración, se emplean las aguas de algún río próximo o del mar, a las cuales se transmite el calor incorporado por el agua de la central que pasa por los condensadores. Si el caudal del río es pequeño, y a fin de evitar la contaminación térmica, las centrales termoeléctricas utilizan sistemas de refrigeración en circuito cerrado mediante torres de refrigeración.

En este sistema, el agua caliente que proviene de los condensadores entra en la torre de refrigeración a una altura determinada. Se produce en la torre un tiro natural o forzado ascendente de aire frío de manera continua. El agua, al entrar en la torre, cae por su propio peso y se encuentra en su caída con una serie de rejillas dispuestas de modo que la pulverizan y la convierten en una lluvia muy fina. Las gotas de agua, al encontrar en su caída la corriente de aire frío que asciende por la torre, pierden su



calor. Por último, el agua así enfriada vuelve a los condensadores por medio de un circuito cerrado y se continua el proceso productivo sin daño alguno para el ambiente.

Cabe mencionar, por último, que diversos países -entre ellos España- están desarrollando proyectos de investigación que permiten aprovechar las partículas retenidas en los precipitadores y los efluentes térmicos de estas centrales de manera positiva. Así, se está ya empleando cenizas volantes, producidas por la combustión del carbón, como material de construcción esto es una práctica muy vieja o para la recuperación del aluminio en forma de alúmina. Y se utilizan los efluentes térmicos de estas plantas para convertir en zonas cultivables extensiones de terrenos que antes no lo eran, o para la cría de determinadas especies marinas, cuya reproducción se ve favorecida gracias al aumento de la temperatura de las aguas en las que se desarrollan.

Ventajas de la central Termoeléctrica:

- Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza para asegurar una disponibilidad de generación permanente.
- Muchas de las centrales termoeléctricas están diseñadas para permitir quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o fuel-oil, etc.).
- Para minimizar los efectos de la combustión de carbón sobre el medio ambiente, la central posee una **chimenea** de gran altura -las hay de más de 300 metros-, que dispersa los contaminantes en las capas altas de la atmósfera, y **precipitadores** que retienen buena parte de los mismos en el interior de la propia central.



- Para evitar que el funcionamiento de las centrales termoeléctricas clásicas pueda dañar el entorno natural, estas plantas llevan incorporados una serie de sistemas y elementos que afectan a la estructura de las instalaciones, como es el caso de las torres de refrigeración.

Desventaja de las centrales termoeléctricas:

- La incidencia de este tipo de centrales sobre el medio ambiente se produce por la emisión de residuos a la atmósfera (procedentes de la combustión del combustible) y por vía térmica, (calentamiento de las aguas de los ríos por utilización de estas aguas para la refrigeración en circuito abierto).
- El sistema de agua de circulación que refrigera el condensador puede operarse en circuito cerrado, trasladando el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante **torres de refrigeración**, o descargando dicho calor directamente al mar o al río.
- La combustión del carbón provoca la emisión al medio ambiente de partículas y ácidos de azufre.
- Las centrales termoeléctricas nucleares son las más perjudiciales para el medio ambiente, por eso gozan de un gran sistema de seguridad. Su potencia eléctrica es la mayor, pero una fuga radioactiva de un solo reactor puede tener consecuencias devastadoras para los de seres vivos a varios kilómetros a la redonda.

1.3.1 CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN.

FUNCIONAMIENTO, CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS



Las centrales térmicas que usan como combustible carbón, pueden quemarlo en trozos o pulverizado. La pulverización consiste en la reducción del carbón a polvo finísimo (menos de 1/10 mm de diámetro) para inyectarlo en la cámara de combustión del generador de vapor por medio de un quemador especial que favorece la mezcla con el aire comburente.

Con el uso del carbón pulverizado, la combustión es mejor y más fácilmente controlada. La pulverización tiene la ventaja adicional que permite el uso de combustible de desperdicio y difícilmente utilizado de otra forma. En estas se requiere instalar dispositivos para separar las cenizas producto de la combustión y que van hacia el exterior, hay incremento de efecto invernadero por su combustión, altos costos de inversión, bajo rendimiento y arranque lento.

Se están llevando a cabo investigaciones para obtener un mejor aprovechamiento en las minas de carbón, como son la gasificación del carbón "in situ" o la aplicación de máquinas hidráulicas de arranque de mineral y de avance continuo, que permiten la explotación de yacimientos de poco espesor o de yacimientos en los que el mineral se encuentra demasiado disperso o mezclado.

El primero de los sistemas mencionados consiste en inyectar oxígeno en el yacimiento, de modo que se provoca la combustión del carbón y se produce un gas aprovechable para la producción de energía eléctrica mediante centrales instaladas en bocamina.

El segundo, en lanzar potentes chorros de agua contra las vetas del mineral, lo que da lugar a **barros de carbón**, los cuales son evacuados fuera de la mina por medio de tuberías.



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

El precipitador electrostático es característico de las Centrales Térmicas que utilizan carbón como combustible, estos equipos pueden medir hasta 40x50x40 metros.

La función del precipitador electrostático o electrofiltro, consiste en la retención de las partículas en suspensión que existen en los gases resultantes de la combustión, para evitar que estas partículas salgan con los gases a través de la chimenea a la atmósfera. Estas partículas en suspensión existentes en los gases y separadas de los mismos en el electrofiltro se conocen como cenizas volantes.

El precipitador electrostático se basa en el principio de ionización, es decir, en el hecho de que en el interior de un campo eléctrico las partículas de ceniza se cargan eléctricamente.

Para ello, los gases se hacen pasar por el interior de una cámara donde se crea un campo electrostático establecido entre los **electrodos emisores o de descarga** (negativos) y **los electrodos colectores o placas** (positivos), conectados a tierra. Los gases al pasar por los electrodos emisores se cargan negativamente gracias al principio de ionización y al pasar por los electrodos colectores son atraídos debido a su distinta carga eléctrica. El máximo campo electrostático se genera en la proximidad de los electrodos de descarga o emisores, ionizando a las partículas de ceniza.

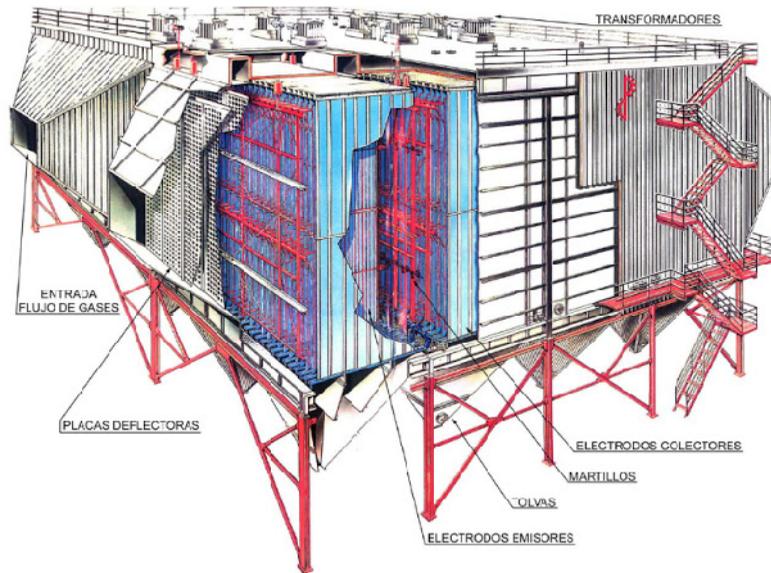


Figura 1. 5. Precipitadores Electrostáticos

Un electrofiltro se encuentra constituido por una cámara dividida en pasillos paralelos formados por placas colectoras dispuestas en filas en el sentido de los gases, encontrándose en el eje de los pasillos los electrodos emisores.

El electrofiltro puede estar dividido en dos mitades, separadas la una de la otra a prueba de gases, para facilitar el acceso para efectuar reparaciones, sin parar el precipitador. Cada mitad recoge los gases de una de las dos salidas de la caldera (debe haber dos tuberías de salida de gases) y los gases limpios son arrastrados por un ventilador de tiro inducido que los envía a la chimenea. A su vez, cada mitad se divide en una serie de campos o secciones separadas en serie.

Las partículas de ceniza acumuladas sobre las superficies de las placas colectoras son periódicamente desprendidas de ellas mediante un sistema de golpeadores y recogidas en las tolvas del electrofiltro.



Otras nuevas tecnologías que están siendo objeto de investigación pretenden mejorar el rendimiento de las centrales termoeléctricas de carbón, actualmente situado en el 40%. El rendimiento no depende totalmente del combustible sino de todo el sistema que utiliza, economizadores, calentadores de aire regenerativos, control de la combustión, las etapas del sistema regenerativo, eficiencia del condensador, etc. Destaca entre ellas la combustión del carbón en lecho fluidificado, que -según determinadas estimaciones- permitiría obtener rendimientos de hasta el 50%, disminuyendo al mismo tiempo la emisión de anhídrido sulfuroso. Consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes (de caliza, por ejemplo), a través del cual se hace pasar una corriente de aire. Esta soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de que se trata de un líquido en ebullición.

1.3.2 CENTRALES DE FUEL OIL.

FUNCIONAMIENTO, CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS

En las centrales de fuel, el combustible se calienta hasta que alcanza la fluidez óptima para ser inyectado en los quemadores. Las de fuel-óil presentan como principal inconveniente las oscilaciones del precio del petróleo y derivados, y a menudo también se exigen tratamientos de desulfuración de los humos para evitar la contaminación y la lluvia ácida.

1.3.3 CENTRALES TÉRMICAS DE GAS NATURAL

FUNCIONAMIENTO, CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS

El uso de gas en las centrales térmicas, además de reducir el impacto ambiental, mejora la eficiencia energética. Menores costos de la energía empleada en el proceso de fabricación y menores emisiones de CO₂ y otros contaminantes a la atmósfera. La eficiencia de éstas no supera el 35%.



1.3.4 CENTRALES TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO.

FUNCIONAMIENTO, CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DEVENTAJAS

Un ciclo combinado es, la combinación de un ciclo de gas y un ciclo de vapor. Sus componentes esenciales son la turbina a gas, la caldera de recuperación la turbina a vapor y el condensador. El ciclo de gas lo compone la turbina a gas, y el ciclo de vapor está constituido por la caldera de recuperación, la turbina a vapor y el condensador.

La tecnología de las centrales de ciclo combinado permite un mayor aprovechamiento del combustible y, por tanto, los rendimientos pueden aumentar entre el 38 por ciento normal de una central eléctrica convencional hasta cerca del 60 por ciento. Y la alta disponibilidad de estas centrales que pueden funcionar sin problemas durante 6.500-7500 horas equivalentes al año.

Uno de los principales problemas que plantean las centrales térmicas es que se trata de un proceso relativamente complejo de conversión de energías. Utilizan combustible de alto grado de calidad. Provocan contaminación con la alta emisión de gases.

Los sistemas de cogeneración que es una variante de la tecnología de ciclo combinado, reciclan la energía perdida en el proceso primario de generación (como una turbina a gas) en un proceso secundario. La energía restante se emplea en este caso en forma de vapor directamente en las cercanías de la central (por ejemplo, para calentar edificios), lo que aumenta aún más la eficiencia global del sistema.

En las aplicaciones de cogeneración que requieran tanto calor (el utilizado en un proceso industrial) como electricidad, se genera vapor a altas presiones en una caldera y se extrae desde la turbina a la temperatura y la presión que



necesita el proceso industrial. Las turbinas a vapor se pueden utilizar en ciclos (escalones) combinados con un generador de vapor que recupera el calor que se perdería. Las unidades industriales se utilizan para poner en movimiento máquinas, bombas, compresores y generadores eléctricos. La potencia que se obtiene puede ser de hasta 1.300 MW.

1.3.5 CENTRALES TÉRMICAS DE COMBUSTIÓN DE LECHO FLUIDIZADO.

FUNCIONAMIENTO, CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes, a través del cual se hace pasar una corriente de aire. Esta soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de que se trata de un líquido en ebullición. Permitiría obtener rendimientos de hasta el 50%, disminuyendo al mismo tiempo la emisión de anhídrido sulfuroso.

La combustión en lecho fluido es una tecnología de combustión usada en centrales eléctricas. Esta tecnología permite una mayor flexibilidad en el uso de combustible: carbón, además de un mayor aprovechamiento del combustible y una mejor transferencia del calor producido durante la combustión. Un lecho fluido está formado por el combustible en pedazos y el lecho propiamente dicho (cenizas, piedra caliza, material adicional,...). No se permite la fundición del lecho, por lo que la temperatura está limitada a 850-900°C. El lecho fluido sustenta el combustible sólido mientras se bombea aire hacia arriba durante la combustión. El resultado es la formación de remolinos que favorecen la mezcla del gas y del combustible.

Tipos de Lechos Fluidizados:

Los distintos tipos de lechos fluidos se clasifican en función del parámetro R



que indica la cantidad de material que recircula entre el material que se introduce en el lecho. Si $0 < R < 1$, se denomina lecho fluido estacionario. Si $1 < R < 20$ el lecho fluido se llama circulante.

- **Lecho fluido estacionario o fijo:** Velocidad del lecho: 1 a 2 m/s, altura de la capa: 1 a 1.5 m, $Q = 1.2$ a 1.6 MW/m^2

Ventajas: Temperatura de combustión más baja, buena transferencia de calor (superficie de metal para favorecer la transmisión de calor dentro del lecho), se evita la formación de otros gases contaminantes como halógenos, permite el quemado de carbones ricos en ceniza y combustibles de difícil ignición (por ejemplo basura).

Desventajas: Alto consumo propio y pérdidas en el hogar, el arranque en frío es complicado, y económicamente costoso, se supera frecuentemente el límite de emisión de NOx.

- **Lecho fluido circulante:** Ciclón de recirculación.

Ventajas: No existe intercambiador de calor dentro del lecho, velocidad del gas mayor que la velocidad de caída de las partículas (5-6 m/s), mejor mezcla de los sólidos, temperatura constante en todo el ciclo, menos pérdidas en el hogar, menores emisiones de NOx.

Desventajas: Más complejidad técnica, es decir más componentes que tener en cuenta,

En resumen, una planta de Lecho Fluidizado consta de, una vasija a presión que incluye los ciclones y un lecho fluido donde se produce la combustión. De esta forma la diferencia de presión entre la zona interior y exterior de estos equipos es pequeña y su construcción es sencilla. A este lecho se introduce aire a presión que sirve para fluidificarlo y quemar la mezcla de carbón y caliza que se inyecta por los alimentadores situados en la zona inferior.



Dentro de él también se produce la retención de azufre por parte de la caliza y la transferencia de calor al banco de tubos. Los gases calientes son filtrados en dos etapas de ciclones y se aprovechan en la turbina a gas para mover los compresores comprimiendo el aire de combustión y producir el 20 % de la energía eléctrica de la planta. El vapor se utiliza en una turbina a vapor produciendo el 80 % de energía eléctrica restante. La turbina a vapor tiene menos extracciones que en una central térmica convencional.

Su eficiencia es de 40 a 42% en ciclos combinados. En la tecnología de lecho fluidizado se inyecta caliza directamente dentro de la caldera para capturar y remover el azufre del combustible como un subproducto seco, lo que representa un aumento de 4.2 puntos respecto a un rendimiento del 36.5 % de centrales convencionales con desulfuración. Esto es debido a que en las centrales de Lecho Fluidizado se emplean intercambiadores aire-agua, cenizas-agua y gases-agua que sustituyen a la totalidad de los calentadores de alta presión, y también a parte de los de baja presión, lo que es una de las causas del mayor rendimiento de estas centrales. [14]

1.3.6 CENTRALES TÉRMICAS GICC GASIFICACIÓN DE CARBÓN INTEGRADA EN CICLO COMBINADO

FUNCIONAMIENTO, CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS

La gasificación del carbón es un proceso que transforma el carbón sólido en un gas sintético compuesto principalmente de CO e hidrógeno (H₂). El carbón es gasificado controlando la mezcla de carbón, oxígeno y vapor dentro del gasificador. La potencia media de estas centrales viene a ser de 300 MW, muy inferior todavía a la de una térmica convencional (660 MW).

Las ventajas medioambientales que ofrecen estas centrales se fundamentan en los bajos valores de emisión de óxidos de azufre y otras partículas.



En la actualidad las IGCC alcanzan eficiencias de 45%, una eliminación de 99% de azufre. Bajos costos de combustible, admite combustible de bajo grado de calidad, bajo grado de emisiones, alto rendimiento, altos costos de inversión, plantas complejas, arranque lento.

1.3.7 CENTRALES NUCLEARES.

La energía generada en el reactor sirve para convertir el agua en vapor dentro del generador de vapor. El vapor acciona la turbina acoplada al generador. La energía eléctrica producida se libera a la red después de elevar la tensión con los transformadores. El vapor de agua se condensa y vuelve al generador de vapor, con lo que se cierra el circuito.

REACTOR NUCLEAR

Un reactor nuclear es una instalación capaz de iniciar, mantener y controlar las reacciones de fisión en cadena, con los medios adecuados para extraer el calor generado.

Un reactor nuclear consta de varios elementos, que tienen cada uno un papel importante en la generación del calor. Estos elementos son:

- **El combustible**, formado por un material fisionable, generalmente un compuesto de uranio, en el que tienen lugar las reacciones de fisión, y por tanto, es la fuente de generación del calor.
- **El moderador**, que hace disminuir la velocidad de los neutrones rápidos, llevándolos a neutrones lentos o térmicos. Este elemento no existe en los reactores denominados rápidos. Se emplean como materiales moderadores el agua, el grafito y el agua pesada.



- **El refrigerante**, que extrae el calor generado por el combustible del reactor. Generalmente se usan refrigerantes líquidos, como el agua ligera y el agua pesada, o gases como el anhídrido carbónico y el helio.
- **El reflector**, que permite reducir el escape de neutrones de la zona del combustible, y por tanto disponer de más neutrones para la reacción en cadena. Los materiales usados como reflectores son el agua, el grafito y el agua pesada.
- **Los elementos de control**, que actúan como absorbentes de neutrones, permiten controlar en todo momento la población de neutrones, y por tanto, la reactividad del reactor, haciendo que sea crítico durante su funcionamiento, y sub-crítico durante las paradas. Los elementos de control tienen formas de barras, aunque también pueden encontrarse diluido en el refrigerante.
- **El blindaje**, que evita el escape de radiación gamma y de neutrones del reactor. Los materiales usados como blindaje son el hormigón, el agua y el plomo.

COMBUSTIBLE NUCLEAR

Se llama combustible nuclear cualquier material que contiene núcleos fisionables y puede emplearse en un reactor nuclear para que en él se desarrolle una reacción nuclear en cadena.

Según esto el uranio es un combustible nuclear, como también lo es el óxido de uranio.

En el primer caso nos referimos a un elemento químico, algunos de cuyos isótopos son fisionables; en el segundo, a un compuesto químico determinado que contiene tales isótopos.



Entendemos por isótopos fisionables aquellos núcleos susceptibles de experimentar fisión. Para hablar con precisión, sería necesario especificar la energía de los neutrones que pueden hacer fisionar dichos isótopos; por ejemplo, el U-238 no es fisionable por los neutrones térmicos (baja velocidad), pero si por los rápidos, aunque con pequeña sección eficaz. Normalmente, y a no ser que se hagan mayores precisiones, suele entenderse por isótopo fisionable cualquier núcleo que fisiona por la acción de los neutrones térmicos.

El único isótopo fisionable por neutrones térmicos que existe en la naturaleza es el U-235. Se encuentra en una proporción del 0,711% en el uranio natural.

Hay otros isótopos fisionables que no existen en la naturaleza pero que pueden obtenerse artificialmente. Los principales son:

El uranio-233: que se obtiene por captura de un neutrón por un núcleo de torio-232. El núcleo intermedio formado sufre dos desintegraciones beta, dando lugar al mencionado U-233.

El plutonio-239: Aunque han podido detectarse trazas de él, se considera que no es un isótopo natural. Se forma en la captura de un neutrón por un núcleo de uranio-238, seguida de dos emisiones beta.

El plutonio-241: Tiene menor importancia que los anteriores. Se forma por la captura de un neutrón por el Pu-240, el cual procede a su vez, de la captura de un neutrón por un núcleo de Pu-239.

La obtención de los dos primeros isótopos, el U-233 y el Pu-239, se puede realizar en los propios reactores nucleares, si introducimos en los mismos núcleos de torio-232 y uranio-238, que son los átomos que por captura de un



neutrón dan lugar a los isótopos fisionables. Este material se llama material fértil.

ELEMENTOS COMBUSTIBLES

Los elementos combustibles son los responsables de producir energía en los Reactores Nucleares, generando calor durante dicho proceso como cualquier otro tipo de combustible

Los Elementos Combustibles están formados normalmente, por:

El material combustible: normalmente es Uranio y/o Plutonio combinado con oxígeno para formar un óxido o con otro material para formar una aleación.

Las vainas: normalmente aleaciones metálicas (de Zirconio, Aluminio, etc) que encierran herméticamente al material combustible para evitar que se escapen los productos (la mayoría gases) formados durante las reacciones nucleares.

Materiales estructurales: son también aleaciones metálicas (de Zirconio, Aluminio y/o aceros) que sirven para dar una estructura geométrica al conjunto permitiendo así que la remoción del calor generado sea extraída con facilidad por el líquido refrigerante (normalmente agua) que se mueve a través de ellos.

CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Se denomina ciclo del combustible nuclear al conjunto de operaciones necesarias para la fabricación del combustible destinado a las centrales nucleares, así como al tratamiento del combustible gastado producido por la operación de las mismas.



En el caso del uranio, el ciclo cerrado incluye la minería, la producción de concentrados de uranio, el enriquecimiento (si procede), la fabricación de los elementos combustibles, su empleo en el reactor y la reelaboración de los elementos combustibles irradiados, para recuperar el uranio remanente y el plutonio producido, separando ambos de los residuos de alta actividad que hay que evacuar definitivamente. Si el combustible irradiado no se reelabora es considerado en su totalidad como residuo radiactivo, lo que se denomina ciclo abierto, con lo que no se completa el denominado ciclo del combustible nuclear.

TIPOS DE REACTORES NUCLEARES

Los reactores nucleares se clasifican, de acuerdo con la velocidad de los neutrones que producen las reacciones de fisión, en: reactores rápidos y reactores térmicos.

A su vez, los reactores térmicos se clasifican, de acuerdo con el tipo de moderador empleado, en: reactores de agua ligera, reactores de agua pesada y reactores de grafito. Con cada uno de estos reactores está asociado generalmente el tipo de combustible usado, así como el refrigerante empleado.

Los reactores más empleados en las centrales núcleo eléctricas son:

REACTOR DE AGUA A PRESIÓN (PWR), que emplea agua ligera como moderador y refrigerante; óxido de uranio enriquecido como combustible. El refrigerante circula a una presión tal que el agua no alcanza la ebullición, y extrae el calor del reactor, que después lleva a un intercambiador de calor, donde se genera el vapor que alimenta a la turbina.

REACTOR DE AGUA EN EBULLICIÓN (BWR), que emplea elementos similares al anterior, pero ahora el refrigerante, al trabajar a menor presión,



alcanza la temperatura de ebullición al pasar por el núcleo del reactor, y parte del líquido se transforma en vapor, el cual una vez separado de aquél y reducido su contenido de humedad, se conduce hacia la turbina sin necesidad de emplear el generador de vapor.

REACTOR DE AGUA PESADA (HWR), que emplea agua pesada como moderador. Existen versiones en las que el refrigerante es agua pesada a presión, o agua pesada en ebullición. Puede emplear uranio natural o ligeramente enriquecido como combustible.

REACTOR DE GRAFITO-GAS. Este tipo de reactores usan grafito como moderador y CO₂ como refrigerante. Mientras que los primeros reactores de este tipo emplearon uranio natural en forma metálica, los actuales denominados avanzados de gas (AGR) utilizan óxido de uranio enriquecido; y los denominados reactores de alta temperatura (HTGR), usan helio como refrigerante.

REACTOR DE AGUA EN EBULLICIÓN (RBMK), moderado por grafito, desarrollado en la Unión Soviética, que consiste en un reactor moderado por grafito, con uranio enriquecido, y refrigerado por agua en ebullición. Este tipo de reactores no se han empleado en Europa occidental.

REACTOR RÁPIDO

En este tipo de reactores no existe el elemento moderador para los neutrones y por tanto el flujo de neutrones cae en la zona de los neutrones rápidos. En estos reactores el combustible de la zona central, formado por un óxido de uranio o de uranio y plutonio, se rodea de una zona de óxido de uranio muy empobrecido, con un contenido de U-235 menor o igual al del uranio natural.



Con esta disposición, y si se usa un refrigerante que no produzca la moderación de neutrones (normalmente se emplea sodio), se puede conseguir que en la capa de U-238 que rodea al combustible se genere más plutonio que el que se consume. De esta forma, al mismo tiempo que se está generando energía térmica, se está produciendo combustible en forma de Pu-239, que puede usarse en cualquier tipo de reactor, tanto rápido como térmico.

A este tipo de reactores también se les conoce por **reactores reproductores**, y su importancia es enorme, ya que permiten obtener un mejor aprovechamiento de los recursos existentes de uranio.

En este momento existen muy pocos países que tengan centrales nucleoelectricas con este tipo de reactores. En primer lugar, Francia con el Superphenix de 1200 MW funcionando en Crys-Malville, es la mayor central existente. Le sigue la antigua Unión Soviética con un proyecto de varias centrales con reactores de 600 MW, y finalmente Japón con una central de 300 MW.

FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL NUCLEAR

El esquema general de una central tipo nuclear, puede como lo describe la Figura 1.6:

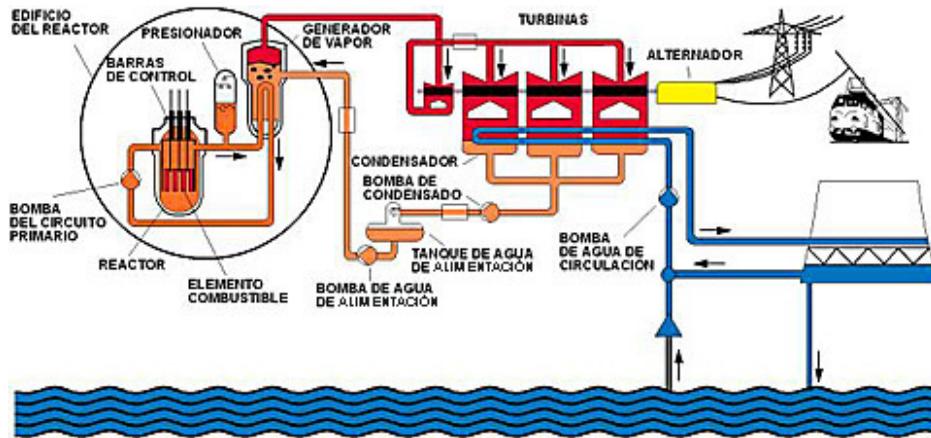


Figura 1. 6. Esquema de una Planta de Generación Nuclear.

En este esquema se observan las tres partes de una central nuclear tipo:

- **Circuito Primario, (Edificio del Reactor)**
- **Circuito Secundario, (Generación de electricidad)**
- **Circuito de Refrigeración**

CIRCUITO PRIMARIO

El circuito primario es estanco y está formado por la vasija del reactor que contiene el núcleo, el presionador y tres lazos. Cada uno incorpora un generador de vapor y una bomba principal.

El agua desmineralizada que circula por su interior toma el calor producido en el reactor por la fisión nuclear y lo transporta hasta el generador de vapor. En él, un segundo flujo de agua independiente del primero, absorbe el calor a través de su contacto exterior con las tuberías por las que circula el agua desmineralizada del circuito primario. Por fin, dicho fluido retorna a la vasija del reactor tras ser impulsado por las bombas principales.



El reactor y su circuito de refrigeración están contenidos dentro de un recinto hermético y estanco, llamado "**Contención**" consistente en una estructura esférica de acero de 53 m de diámetro, construida mediante planchas de acero soldadas de 40 mm de espesor y que se soporta sobre una estructura de hormigón en forma de cáliz que se apoya sobre la losa de cimentación de 3.5 m de espesor. La Contención está ubicada en el interior de un segundo edificio (Figura 1.7), también de hormigón y cuyas paredes exteriores tienen un espesor de 60 cm, llamado edificio del Anillo del Reactor. Este tiene forma cilíndrica y está rematado por una cúpula semiesférica, que sirve de blindaje biológico. El funcionamiento del circuito primario se complementa con la presencia de una serie de sistemas auxiliares que aseguran el control de volumen, purificación y desgasificación del refrigerante.

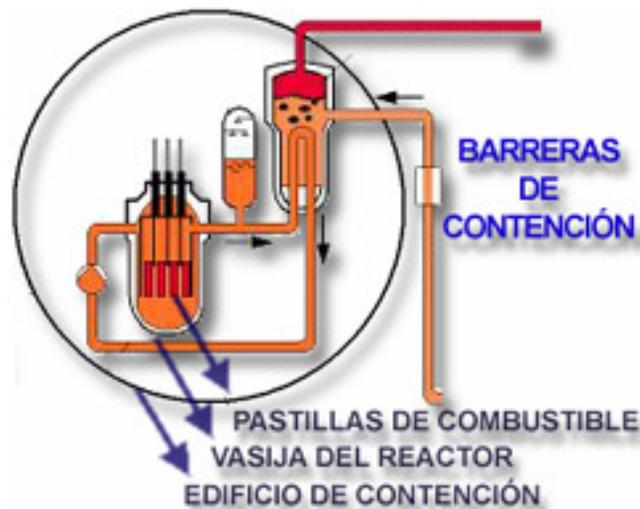


Figura 1. 7. Esquema del Circuito Primario de una Central Nuclear.

La salida al exterior tanto de la radiación como de productos radiactivos es imposible por tres barreras físicas, asegurando cada una de ellas, que la hipotética rotura de una barrera sea soportada por la siguiente.



1ª Barrera:

Las vainas que albergan el combustible.

2ª Barrera:

La propia vasija del reactor integrada en el circuito primario.

3ª Barrera:

El recinto de contención, estructura esférica de acero recubierto de hormigón.

En el circuito secundario, el vapor producido en los generadores se conduce al foco frío o condensador, a través de la turbina que transforma la energía térmica (calor) en energía mecánica. La rotación de los álabes de la turbina acciona directamente el alternador de la central y produce energía eléctrica. El vapor de agua que sale de la turbina pasa a estado líquido en el condensador, retornando, mediante el concurso de las bombas de condensado, al generador de vapor para reiniciar el ciclo. [7]

Ventajas de las centrales nucleares:

- Aprovecha la materia prima de la naturaleza.
- Generar energía eléctrica mediante la energía nuclear supone un ahorro importante de emisiones de gases contaminantes (CO^2 y otros) que serían producidos si esta energía fuese generada a partir de la quema de combustibles fósiles.
- Con poca cantidad de combustible se producen grandes cantidades de energía. Esto supone un ahorro en materia prima pero también en transportes, extracción y manipulación del combustible nuclear. El costo del combustible supone el 20% del coste de la energía generada.



- Una central nuclear genera energía eléctrica durante prácticamente un 90% de las horas del año, reduciendo la volatilidad en los precios que hay en otros combustibles derivados del petróleo.

Desventajas de las centrales nucleares:

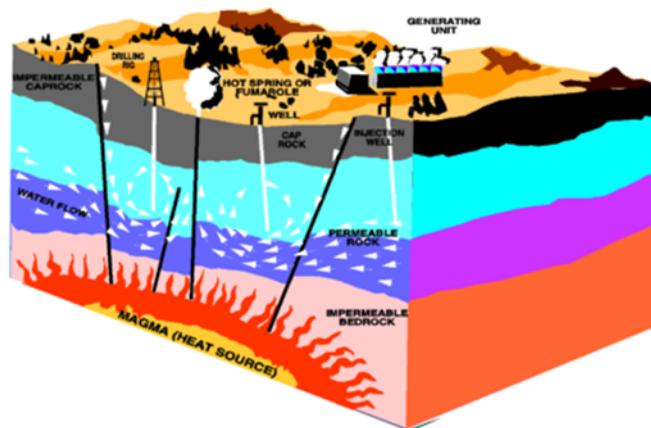
- Si el combustible irradiado no se reelabora es considerado en su totalidad como residuo radiactivo, lo que se denomina ciclo abierto, con lo que no se completa el denominado ciclo del combustible nuclear.
- La salida al exterior tanto de la radiación como de productos radiactivos es imposible por tres barreras físicas: Las vainas que albergan el combustible, La propia vasija del reactor integrada en el circuito primario, El recinto de contención, estructura esférica de acero recubierto de hormigón, asegurando cada una de ellas.
- Generación de residuos reactivos que puede ser perjudiciales para el medio ambiente y que además son difíciles de destruir.
- La principal desventaja y lo que la hace más peligrosa es que la seguridad en su uso recae sobre la responsabilidad de las personas. Aunque existen muchos sistemas de seguridad automatizados en las centrales nucleares, las personas pueden tomar decisiones equivocadas o irresponsables.
- Un gran inconveniente es la generación de residuos nucleares y la dificultad para gestionarlos ya que tardan muchísimos años en perder su radioactividad y peligrosidad.[7]



1.3.8 CENTRALES GEOTÉRMICAS.

1.3.8.1 ENERGÍA GEOTÉRMICA.

El término “geotérmico” viene del griego *geo* “Tierra”, y *thermos* “calor”; literalmente “*calor de la Tierra*”. El interior de la tierra está caliente y la temperatura aumenta con la profundidad. Las capas profundas, pues, están a temperaturas elevadas y, a menudo, a esa profundidad hay capas freáticas en las que se calienta el agua: al ascender, el agua caliente o el vapor de agua producen manifestaciones en la superficie, como los géiseres o las fuentes termales, utilizadas para baños desde la época de los romanos. Actualmente, el progreso en los métodos de perforación y bombeo permiten explotar la energía geotérmica en numerosos lugares del mundo. [19]



Recurso geotérmico de vapor de agua

La energía geotérmica puede ser aprovechada según la temperatura del agua, cuya clasificación se describe a continuación:

- **Energía geotérmica de alta temperatura.** La energía geotérmica de alta temperatura existe en las zonas activas de la corteza. Esta temperatura está comprendida entre 150 y 400 °C, se produce vapor en la superficie y mediante una turbina, genera electricidad. Se requieren varias condiciones para que se dé



la posibilidad de existencia de un campo geotérmico: una capa superior compuesta por una cobertura de rocas impermeables; 1 un acuífero, o depósito, de permeabilidad elevada, entre 0,3 y 2 km de profundidad; suelo fracturado que permite una circulación de fluidos por convección, y por lo tanto la transferencia de calor de la fuente a la superficie, y una fuente de calor magmático, entre 3 y 15 km de profundidad, a 500-600 °C. La explotación de un campo de estas características se hace por medio de perforaciones según técnicas casi idénticas a las de la extracción del petróleo.

- **Energía geotérmica de temperaturas medias.** La energía geotérmica de temperaturas medias es aquella en que los fluidos de los acuíferos están a temperaturas menos elevadas, normalmente entre 70 y 150 °C. Por consiguiente, la conversión vapor-electricidad se realiza con un rendimiento menor, y debe explotarse por medio de un fluido volátil. Estas fuentes permiten explotar pequeñas centrales eléctricas, pero el mejor aprovechamiento puede hacerse mediante sistemas urbanos de reparto de calor para su uso en calefacción y en refrigeración (mediante máquinas de absorción).
- **Energía geotérmica de baja temperatura.** La energía geotérmica de temperaturas bajas es aprovechable en zonas más amplias que las anteriores; por ejemplo, en todas las cuencas sedimentarias. Es debida al gradiente geotérmico. Los fluidos están a temperaturas de 50 a 70 °C.
- **Energía geotérmica de muy baja temperatura.** La energía geotérmica de muy baja temperatura se considera cuando los fluidos se calientan a temperaturas comprendidas entre 20 y 50 °C. Esta energía se utiliza para necesidades domésticas, urbanas o agrícolas, como la climatización geotérmica (bomba de calor geotérmica).

Las fronteras entre los diferentes tipos de energías geotérmicas es arbitraria; si se trata de producir electricidad con un rendimiento aceptable la temperatura mínima está entre



120 y 180 °C, pero las fuentes de temperatura más baja son muy apropiadas para los sistemas de calefacción urbana y rural.

Ventajas

1. Es una fuente que disminuye la dependencia energética de los combustibles fósiles y de otros recursos no renovables.
2. Los residuos que produce son mínimos y ocasionan menor impacto ambiental que los originados por el petróleo y el carbón.
3. Sistema de gran ahorro, tanto económico como energético.
4. No genera ruidos exteriores.
5. Los recursos geotérmicos son mayores que los recursos de carbón, petróleo, gas natural y uranio combinados.[cita requerida]
6. No está sujeta a precios internacionales, sino que siempre puede mantenerse a precios nacionales o locales.
7. El área de terreno requerido por las plantas geotérmicas por megavatio es menor que otro tipo de plantas. No requiere construcción de represas, ni tala de bosques.
8. La emisión de CO₂, con aumento del efecto invernadero, es inferior al que se emitiría para obtener la misma energía por combustión, y puede llegar a ser nula cuando se reinyecta el agua, haciéndola circular en circuito cerrado por el exterior.

Desventajas

1. Como se ha dicho anteriormente, no es una energía inagotable.
2. En ciertos casos emisión de ácido sulfhídrico que se detecta por su olor a huevo podrido, pero que en grandes cantidades no se percibe y es letal.
3. Contaminación de aguas próximas con sustancias como arsénico, amoníaco, etc.
4. Contaminación térmica.
5. Deterioro del paisaje.



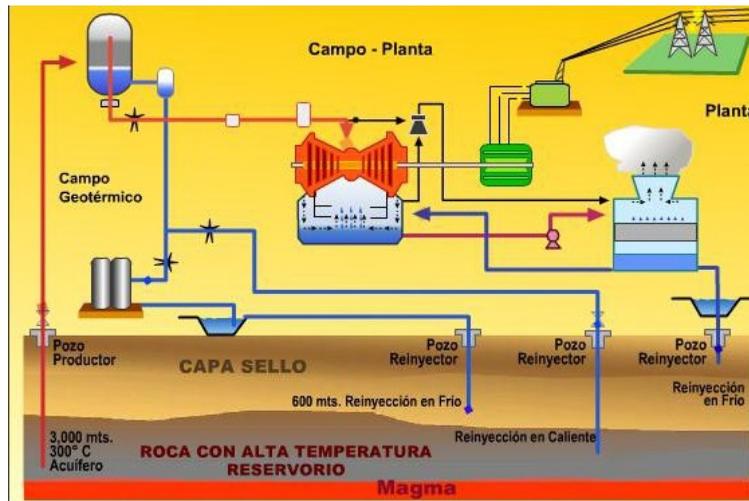
6. No se puede transportar (como energía primaria), salvo que se haga con un intercambiador y un caloportador distinto del de las aguas del acuífero.
7. No está disponible más que en determinados lugares, salvo la que se emplea en la bomba de climatización geotérmica, que se puede utilizar en cualquier lugar de la Tierra. [19]

1.3.8.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA GEOTÉRMICA.

Una central geotérmica es una instalación donde se obtiene energía eléctrica a partir del calor interno de la Tierra. Estas centrales son muy similares a las térmicas, la única diferencia es que no queman nada para calentar el agua.

Ya en la superficie el vapor y agua geotérmica a altas temperaturas (hasta 600° C) se canaliza desde el interior de la Tierra y se separan por medio de un equipo denominado separador ciclónico, el agua es reinyectada nuevamente al subsuelo, mientras que el vapor (agua en estado gaseoso) es conducido a través de una red de tuberías hasta la central geotérmica, donde la presión y energía calorífica, es convertida en energía mecánica al hace girar la turbina, que a su vez mueve el generador convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica. [20]

El vapor de agua a altas temperaturas (hasta 600° C) se canaliza desde el interior de la Tierra hasta la central permitiendo la evaporación del agua presente en las numerosas tuberías que se encuentran alrededor de la caldera. El vapor de agua adquiere mucha presión, por lo cual se utiliza para mover una turbina conectada al generador. También hay otro tipo de centrales que usan directamente el vapor de agua del interior de la Tierra para mover la turbina. [18]



Proceso de Generación Eléctrica Geotérmica.

1.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE UNA CENTRAL TÉRMICA.

El diseño conceptual incluye la descripción de la localización, forma y bases del diseño de la planta general, como intemperie o cubierta, grado de utilización, combustible (incluyendo previsión de cambios), tipo y enlaces de la subestación eléctrica, suministro y sistemas de agua, accesos, condiciones y características del sitio, orientación, arreglo general, elementos principales, condiciones de diseño y características de construcción.

CARACTERÍSTICAS DEL SITIO

- Topografía y drenaje
- Accesos
- Geología
- Meteorología. Condiciones climatológicas del sitio

CONDICIONES GENERALES DE DISEÑO

- Temperatura del aire anual promedio



- Presión barométrica
- Nivel base de la planta
- Coeficientes sísmicos: para estructuras, para bardas, para chimeneas.
- Resistencia del terreno

SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE UNIDADES

La selección del tamaño involucra un compromiso entre varios factores, sin embargo se sabe que económicamente la mejor solución es instalar unidades del 5 al 10% de la capacidad del sistema eléctrico al que se conectarán.

- Especificaciones del turbogenerador, del generador de vapor, y optimización del sistema de agua de circulación.
- Suministro de agua asegurada para el presente y para el futuro.
- Ubicación por razón de disponibilidad del carbón o combustibles, cerca de las fuentes del mismo, o sea lo que corrientemente se conoce como Central de Boca de Mina.
- Ubicación por razón de otros factores, como proximidad a los centros de carga, a fuentes de agua para refrigeración, o a sitios de fácil acceso para la maquinaria y equipos pesados. La ubicación del lugar debe ser en un sitio con vías de acceso muy buenas y al uso de equipos especiales de transporte.
- Costos de la propiedad, de construcción, de puesta en función, de mantenimiento.
- Impacto- socio económico.
- Facilidades de transportación.



MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN.

Estos varían de acuerdo al equipo utilizado, los más utilizados son los siguientes:

- Para paredes, pisos y cubierta o techo de los tanques, se emplean los aceros A283 grado C y D y A285 grado C.
- Acero al carbón
- Acero inoxidable
- Teflón en los compresores de aire
- Aleaciones de acero
- Aleaciones de latón
- Vidrio
- Hule
- Plásticos
- Concreto
- Ladrillo Refractario

1.5 COSTOS DE GENERACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS

De acuerdo con los planes de expansión del sector eléctrico, la mínima capacidad de la planta térmica que se está instalando en el país es de 150 MW.

Es casi imposible poder indicar, para centrales térmicas de determinada capacidad, un costo promedio global o por KW instalado. Cada central es un caso específico y debe procederse a establecer los costos de cada uno de sus componentes de acuerdo con los equipos seleccionados y las condiciones locales específicas.

La siguiente tabla muestra las diferencias de costo frente a las alternativas clásicas de generación, provenientes del informe Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Updated, realizado en el seno de la AIEOCDE con datos procedentes de 130



proyectos (27 carbón, 23 gas, 13 nucleares, 19 eólicos, 6 solares, 24 cogeneración y 10 de otras tecnologías). Se supone una vida útil de 40 años, 85% de factor de carga y tasas de descuento del 5% y del 10%.

Tabla 1. 1. Costos generación diferentes tecnologías.

EVALUACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS			
Tecnología	Costo Inversión	Costo generación (tasa descuento 5%)	Costo generación (tasa descuento 10%)
	US\$/kWe	US\$/MWh	US\$/MWh
Nuclear	1000-2000	21-31	30-50
Carbón	1000-1500	25-50	35-60
Gas	400-800	37-60	40-63
Eólica	1000-2000	35-95	40-140
Riesgos	Financiero	Costo Combustible	Costo Combustible

Nota: Costo de generación: costo de inversión + costo de producción

1.6 TURBINAS A GAS.

1.6.1 PRINCIPIOS TEÓRICOS DE UNA TURBINA A GAS.

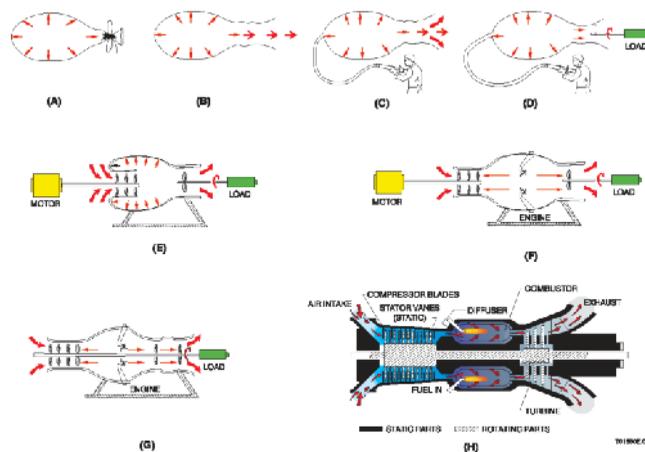


Figura 1. 8. Principios Básicos de una Turbina a Gas.



Según lo mostrado en la Figura 1.8, la compresión dentro de un globo, como en **(A)** más arriba, ejerce una fuerza sobre los límites del globo. El aire, que tiene un peso y ocupa espacio, por definición, tiene una masa. La masa del aire es proporcional a su densidad y la densidad es proporcional a la temperatura y a la presión.

La masa de aire encerrada dentro del globo, a medida que es soltada **(B)**, se acelera desde el globo, creando una fuerza. Esta fuerza aumenta a medida que aumenta la masa y la aceleración, como lo define la segunda ley de Newton, donde la fuerza es igual a la masa multiplicada por la aceleración ($F = M.A$). La fuerza creada por la aceleración de la masa de aire dentro del globo da como resultado una fuerza igual y opuesta que hace que el globo sea impulsado en la dirección opuesta como se define en la tercera ley de Newton. A cualquier acción, existe una reacción igual y opuesta.

Reemplazando el aire dentro del globo, como en **(C)**, se mantiene la fuerza y, si bien no es práctico, permite que una carga sea impulsada por la fuerza de la masa de aire que se acelera a través de una turbina de impulsión, como en **(D)**. En **(E)** se ilustra un método más práctico para la sustentación de la fuerza de una masa de aire que se acelera usada para impulsar una carga. Un alojamiento contiene un volumen determinado de aire que es comprimido por un compresor impulsado a motor.

La aceleración del aire comprimido desde el alojamiento impulsa una turbina que está conectada a la carga. En **(F)**, el combustible es inyectado entre el compresor y la turbina para acelerar más aún la masa de aire, multiplicando la fuerza usada para impulsar la carga. En **(G)** el motor es removido y el compresor es impulsado



por una parte del gas de la combustión, logrando de esta manera que la máquina sea auto suficiente siempre que reciba alimentación de combustible.

En **(H)**, se representa la operación típica de una máquina de turbina a gas. El aire de la entrada es comprimido, se mezcla con combustible y es encendido. El aire caliente se expande a través de la turbina para suministrar potencia mecánica y luego es eliminado a la atmósfera.

CICLO BRAYTON.

En las máquinas de turbinas a gas se llevan a cabo cuatro procesos como se ilustra más adelante. Estos procesos, descritos por la primera vez por George Brayton y llamados en su conjunto ciclo de Brayton, se dan en todas las máquinas de combustión interna.

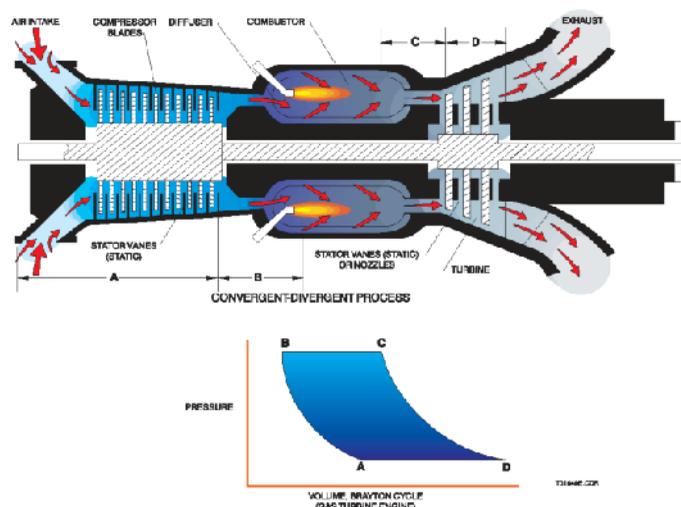


Figura 1. 9. Esquema del Ciclo Brayton.

Las etapas del ciclo de Brayton son las siguientes:

- La compresión ocurre entre la entrada y la salida del compresor (**Línea A-B**). Durante este proceso, la presión y la temperatura del aire aumentan.



- La combustión ocurre en la cámara de combustión donde el combustible y el aire se mezclan en proporciones explosivas y esta mezcla es encendida. La añadidura de calor origina un violento aumento del volumen (**Línea B-C**).
- La expansión se da cuando el gas caliente es acelerado desde la cámara de combustión. Los gases a presión constante y volumen aumentado, ingresan en la turbina y se expanden a través de la misma. Se produce una repentina disminución de presión y temperatura (**Línea C-D**).
- La descarga se da en el escape de la máquina con una fuerte caída en volumen y a presión constante (**Línea D-A**).

El número de etapas de compresión y la distribución de las turbinas que convierten la energía del gas caliente acelerado en energía mecánica son variables del diseño. Sin embargo, la operación básica de todas las turbinas a gas, es la misma. [8]

CONDUCTOS CONVERGENTES Y DIVERGENTES

Los compresores en máquinas de turbinas a gas usan conductos convergentes y divergentes para generar las altas presiones necesarias para (a) generar una “presión de pared”, que impida que el gas caliente en expansión salga a través de la entrada de la máquina, así como del escape; y (b) proveer una razón apropiada de aire - combustible para una combustión eficiente y el enfriamiento de la cámara de combustión.

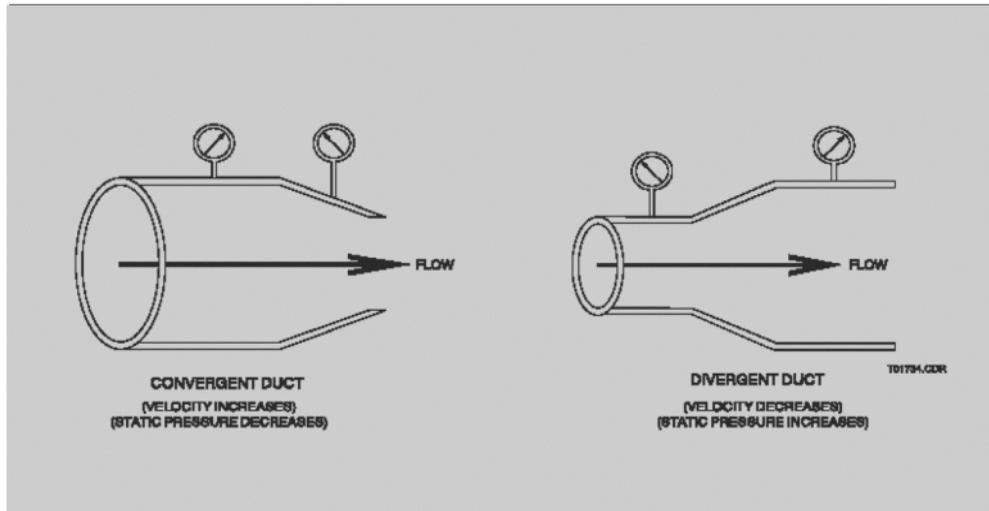


Figura 1. 10. Esquema de conductos Convergentes y Divergentes.

La presión disminuye a través de los conductos convergentes y aumenta a través de los conductos divergentes, un fenómeno que se demuestra en los equipos de pintura por pulverización. El aire comprimido, forzado a través de un conducto convergente, genera una presión menor a través de una sección estrecha para succionar la pintura. Luego, la expansión a través de una sección divergente aumenta la presión y el volumen del aire, dispersando la pintura en una niebla atomizada.

1.6.2 SISTEMA MECÁNICO, ELÉCTRICO E INSTRUMENTACIÓN.

1.6.2.1 Sistema Mecánico de la Turbina a Gas.

Las turbinas a gas pueden dividirse en cuatro grandes partes principales:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina de expansión
- Carcasa



Además cuenta con una serie de sistemas auxiliares necesarios para su funcionamiento, como son la casa de filtros, cojinetes, sistema de lubricación, recinto acústico, bancada, virador, etc.

Compresor:

Su función consiste en comprimir el aire de admisión, hasta la presión indicada para cada turbina, para introducirla en la cámara de combustión. Su diseño es principalmente axial y necesita un gran número de etapas, alrededor de 20 para una razón de compresión de 1:30, comparada con la turbina de expansión.

Su funcionamiento consiste en empujar el aire a través de cada etapa de alabes por un estrechamiento cada vez mayor, al trabajar en contra presión es un proceso que consume mucha energía, llegando a significar hasta el 60% de la energía producida por la turbina. Para disminuir la potencia necesaria para este proceso, puede optarse por un diseño que enfríe el aire en etapas intermedias, favoreciendo su compresión, aunque reduce la eficiencia de la turbina por la entrada más fría del aire en la cámara de combustión.

El control de la admisión de aire en el compresor puede realizarse según dos posibilidades:

- Turbinas mono eje: El compresor siempre gira a la misma velocidad, que viene dada por el generador, y por lo tanto absorbe la misma cantidad de aire. El trabajo para comprimir ese aire es el mismo, tanto si trabajamos a carga máxima como si trabajamos a cargas más bajas, y por lo tanto producimos menos potencia. En este caso las primeras etapas se diseñan con geometría variable, dejando pasar más o menos aire según su posición relativa, y por lo tanto consumiendo menos potencia.



- Turbinas multieje: En este caso como la velocidad de giro del compresor es independiente del generador, la velocidad de rotación del compresor puede regularse para una admisión adecuada de aire para cada momento.

Cámara de combustión:

A pesar de los distintos tipos de cámaras de combustión todas ellas siguen un diseño general similar.

Cuanto mayor sea la temperatura de la combustión tanto mayor será la potencia que podamos desarrollar en nuestra turbina, es por ello que el diseño de las cámaras de combustión está enfocado a soportar temperaturas máximas, superiores a los 1000°C, mediante recubrimientos cerámicos, pero a su vez evitar que el calor producido dañe otras partes de la turbina que no está diseñadas para soportar tan altas temperaturas.

Están diseñadas mediante una doble cámara:

- Cámara interior: Se produce la mezcla del combustible, mediante los inyectores, y el comburente, que rodea y accede a ésta mediante distribuidores desde la cámara exterior en 3 fases. En la primera se da la mezcla con el combustible y su combustión mediante una llama piloto, en el paso posterior se introduce una mayor cantidad de aire para asegurar la combustión completa, y por último y antes de la salida de los gases a la turbina de expansión se introduce el resto del aire comprimido para refrigerar los gases de escape y que no dañen las estructuras y equipos posteriores.
- Cámara exterior: Se ocupa de recoger el comburente, aire, proveniente del compresor, hacerlo circular por el exterior de la



cámara interior para refrigerar los paneles cerámicos, y a su vez distribuir la entrada de aire a la cámara interior de forma adecuada.

Turbina de expansión:

Está diseñada para aprovechar la velocidad de salida de los gases de combustión y convertir su energía cinética en energía mecánica rotacional. Todas sus etapas son por lo tanto de reacción, y deben generar la suficiente energía para alimentar al compresor y la producción de energía eléctrica en el generador. Suele estar compuesta por 4 o 5 etapas, cada una de ellas integrada por una corona de alabes con un adecuado diseño aerodinámico, que son los encargados de hacer girar el rotor al que están unidos solidariamente. Además de estos, hay antes de cada etapa un conjunto de alabes fijos sujetos a la carcasa, y cuya misión es re-direccionar el aire de salida de la cámara de combustión y de cada etapa en la dirección adecuada hasta la siguiente.

Los alabes deben estar recubiertos por material cerámico para soportar las altas temperaturas, además, un flujo de aire refrigerador proveniente del compresor los atraviesa internamente, saliendo al exterior por pequeños orificios practicados a lo largo de toda su superficie.

Carcasa:

La carcasa protege y aísla el interior de la turbina pudiéndose dividir en 3 secciones longitudinales:

- Carcasa del compresor: Está compuesta por una única capa para soporte de los alabes fijos y para conducción del aire de refrigeración a etapas posteriores de la turbina a gas.



- Carcasa de la cámara de combustión: Tiene múltiples capas, para protección térmica, mecánica y distribución de aire para las 3 fases en que se introduce el aire en la combustión.
- Carcasa de la turbina de expansión: Cuenta al menos con 2 capas, una interna de sujeción de los alabes fijos y otra externa para la distribución del aire de refrigeración por el interior de los alabes. Debe también de proveer protección térmica frente al exterior.

Otros componentes de la turbina a gas:

- Casa de filtros: Se encarga del filtrado del aire de admisión que se introduce al compresor, se componen de 2 primeras fases de filtrado grueso, y una última con filtro de luz del orden de las 5 micras. En este proceso se puede aplicar diferentes tecnologías para aumentar la humedad y disminuir la temperatura del aire.
- Cojinetes: Pueden ser radiales o axiales, según sujeten el desplazamiento axial o el provocado por el giro del eje. En ambos casos la zona de contacto está revestida por un material especial antifricción llamado material Babbit, el cual se encuentra su vez lubricado. En los cojinetes axiales el contacto se realiza en un disco anillado al eje y se montan con un sensor de desplazamiento longitudinal, y en los radiales el contacto es directamente sobre el eje y se utilizan 2 sensores de desplazamiento montados en ángulo para detectar vibraciones.
- Sistema de lubricación: Puede contener hasta 10.000 litros de aceite en grandes turbinas de generación eléctrica, su misión es tanto el refrigerar como mantener una película de aceite entre los mecanismos en contacto. El sistema de lubricación suele contar con una bomba mecánica unida al eje de rotación, otra eléctrica y otra



de emergencia, aunque en grandes turbinas desaparece la turbina mecánica por una turbina eléctrica extra. Entre sus componentes principales están el sistema de filtros, el extractor de vahos inflamables, refrigerador, termostato, sensor de nivel, presostato, etc.

- Recinto acústico: Recubre todos los sistemas principales de la turbina, y su función es aislarla de las inclemencias del tiempo y a su vez aislar al exterior del ruido. Debe contar con un sistema contra incendios y de ventilación.
- Bancada: Se construye en hormigón armado para soportar la estructura de la turbina, con una cimentación propia para que no se transmitan las vibraciones propias del funcionamiento de la turbina al resto de los equipos de la planta.
- Virador: El sistema virador consiste en un motor eléctrico o hidráulico (normalmente el segundo) que hace girar lentamente la turbina cuando no está en funcionamiento. Esto evita que el rotor se curve, debido a su propio peso o por expansión térmica, en parada. La velocidad de este sistema es muy baja (varios minutos para completar un giro completo de turbina), pero se vuelve esencial para asegurar la correcta rectitud del rotor. Si por alguna razón la turbina se detiene (avería del rotor, avería de la turbina, inspección interna con desmontaje) es necesario asegurar que, antes de arrancar, estará girando varias horas con el sistema virador.[9]

1.6.2.2 Sistema Eléctrico de la Turbina a Gas.

El sistema eléctrico de una turbina a gas por lo general se encuentra compuesto de:



GENERADOR ELÉCTRICO.

El generador se instala en un gabinete aislado y presurizado para prevenir la pérdida de gas explosivo desde el motor al compartimiento del generador, donde podría ocurrir una ignición. También ofrece refrigeración de aire filtrado.

La unidad está atornillada al bastidor principal del paquete del generador a turbina a gas, de tal manera que el rotor está generalmente alineado axialmente con el eje de propulsión de la máquina. Un acoplamiento flexible a través del escape de la turbina conecta el rotor del generador con el eje de propulsión de la turbina.

El núcleo del estator está construido en un armazón de acero texturizado y consiste en piezas de acero al silicio estampado de baja pérdida, segmentadas y aisladas con capas de barniz en ambos lados.

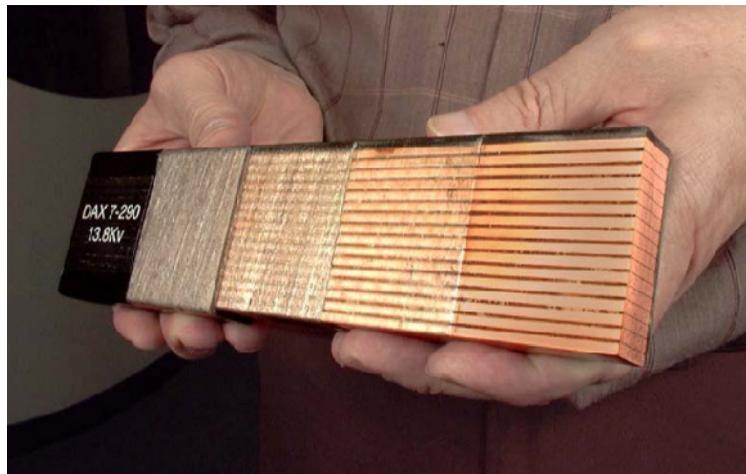


Figura 1. 11. Barras de cobre del devanado del estator.

Las chapas están divididas en secciones cortas por medio de conductos de ventilación radial que se extienden desde el centro hasta los extremos exteriores. Los devanados del estator están dispuestos como se indica en la Figura 1.11 en patrones para minimizar las corrientes de circulación. Una cinta conductiva entre los devanados y



el armazón de la máquina suministra protección contra descargas de los conductores.

Con un soporte, se sostiene una bomba de aceite lubricante accionada por el eje, y se la acciona a través de un acoplamiento flexible desde el extremo opuesto al eje de propulsión del generador. La presión de la bomba es adecuada para suministrar aceite lubricante a los cojinetes que soportan el rotor del generador.



Figura 1. 12. Rotor de generador eléctrico de dos polos con escobillas.

El rotor es maquinado de una sola pieza forjada de aleación de acero de propiedades metalúrgicas comprobadas. Las ranuras longitudinales están maquinadas radialmente en el cuerpo en el cual están instalados los devanados del rotor. Los devanados están asegurados contra la fuerza centrífuga por cuñas de acero introducidos en aberturas en cola de milano maquinadas en las ranuras del rotor. Las bobinas están aisladas de las paredes de las ranuras por revestimientos de ranuras moldeados. El aislamiento del anillo moldeado se encuentra en los extremos de la bobina para separar y sostener las bobinas bajo tensiones térmicas y rotativas. Un anillo de centrado que se fija en su lugar por medio de encaje de contracción que limita el movimiento axial.



Una sola escobilla, tensada con resorte contra el rotor, lleva las corrientes parásitas a tierra desde el rotor a la conexión a tierra del armazón. La escobilla está ubicada cerca del extremo de propulsión del rotor principal.

SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DEL GENERADOR

Este sistema proporciona la potencia necesaria para incrementar el voltaje de salida del generador al nivel de tensión nominal durante el arranque y para mantener esta salida durante condiciones de carga variable en la unidad. El sistema de excitación del generador contiene los siguientes componentes:

- Excitador rotativo sin escobillas, montado en el generador.
- Conjunto de rectificador rotativo, montado en el rotor del generador.
- Generador magnético permanente (PMG, por sus siglas en inglés), montado en el generador.
- Regulador de voltaje automático modular (MAVR).

Excitador rotativo sin escobillas

El excitador rotativo sin escobillas es una parte integral del generador de CA. La armadura del excitador está montada en el extremo de no propulsión del eje del rotor del generador y rodeada por el devanado de campo excitador fijo. El alojamiento del excitador, atornillado al extremo del armazón del generador, sirve de apoyo a los devanados de campo excitador fijo y a los del estator del generador magnético permanente. El excitador rotativo funciona de la siguiente manera:



- La corriente continua (CC) del regulador de voltaje produce fuertes campos magnéticos en los devanados de campo excitador.
- Se induce corriente alterna (CA) trifásica en las bobinas de la armadura del excitador a medida que gira a través de los campos magnéticos de los devanados del estator. Esta corriente se aplica al conjunto de rectificador rotativo.

Conjunto de rectificador rotativo

El conjunto de rectificador rotativo convierte la corriente de trifásica de la armadura del excitador en CC, que polariza los devanados giratorios de campo principal del generador. El rectificador consta de seis diodos de silicio, cada uno conectado a uno de los tres cables de la armadura del excitador a través de un fusible protector. Los diodos proporcionan rectificación de onda completa para cada fase de corriente del excitador. (Figura 1.13)

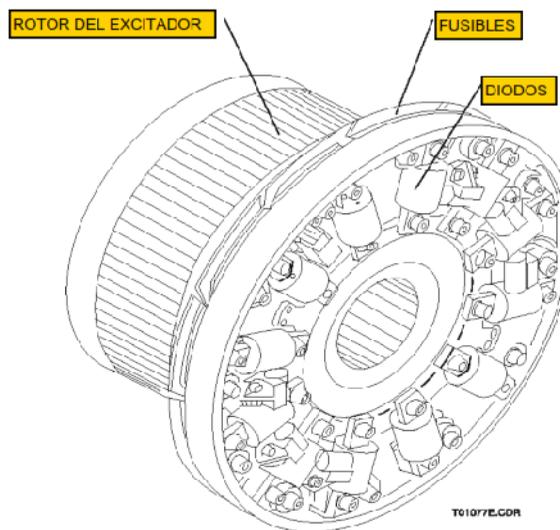


Figura 1. 13. Rueda de diodos del rectificador



Generador magnético permanente

El estator del PMA consiste en un devanado monofásico colocado en un núcleo laminado. Doce imanes permanentes giran en el rotor ubicado dentro del estator a fin de producir aproximadamente 125 V de CA a 60 Hz. El regulador de voltaje automático modular (MAVR, por sus siglas en inglés) rectifica y regula el voltaje de CA de salida del PMA. El PMG (denominado "excitador piloto" en el manual de FKI) suministra voltaje monofásico para el MAVR. El PMG consiste en un conjunto de bobina de estator que rodea un rotor compuesto por imanes permanentes. Los devanados del PMG están montados en el alojamiento del excitador y el rotor del PMG en el eje del rotor del generador, en la parte externa del conjunto de cojinetes, en el extremo de no propulsión. El PMG tiene aislamiento eléctrico respecto a la bobina de salida del generador principal y su salida sólo se ve afectada por los cambios de velocidad del rotor. Dado que por lo general la velocidad del rotor no fluctúa lo suficiente como para afectar su salida, el PMG suministra el voltaje requerido para que el regulador tolere incrementos repentinos en la carga del generador.

El estator del excitador, que recibe el voltaje de CC de salida del MAVR, está montado alrededor del rotor del excitador. Consiste en un anillo estacionario que soporta los polos del estator y transporta el flujo magnético entre polos adyacentes. Los devanados del estator están enrollados en serie alrededor de polos laminados.

El rotor del excitador está construido con laminados troquelados y contiene devanados trifásicos impregnados en resina con devanado preformado. Un conjunto de diodos rotativos rectifica el voltaje de CA inducido en el rotor del excitador.



Regulador de voltaje automático modular (MAVR)

El regulador de voltaje controla, restaura y mantiene la corriente de excitación proporcionada al generador. Este regulador recibe energía del PMG. Los circuitos de compensación de frecuencia del MAVR mantienen el voltaje de salida del generador constante durante las fluctuaciones leves de frecuencia.

Conmutador de salida del generador.

La salida del generador está conectada a la barra de alta tensión mediante el disyuntor, dentro de los límites de los circuitos de sincronización. La barra de alta tensión se conecta a la barra de servicio y al centro de control de motores (MCC, por sus siglas en inglés) del generador y de turbina mediante interruptores y transformadores.

Centro de control de motores.

El MCC distribuye energía de baja tensión de CA a los motores, los calentadores y los circuitos de iluminación. El MCC es diseñado para permitir el control automático o manual de los circuitos de alta potencia mediante circuitos de control de bajo voltaje. Durante la operación con control manual, la energía se pasa a la carga inmediatamente. Cuando el circuito se encuentre bajo control automático, los circuitos de control del tablero de control de la turbina (TCP, por sus siglas en inglés) pasarán o retirarán la energía de la carga cuando los sensores detecten que es necesario. Tanto para el control manual como para el automático, los sistemas cortacorriente evitan que se aplique energía a la carga si no están dadas las condiciones de funcionamiento adecuadas.



RELEVADORES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR ELÉCTRICO.

El sistema de relé protector del generador es un diseño basado en microprocesadores utilizado para proporcionar protección, control y supervisión del generador de CA, los interruptores y la red de la barra de alta tensión.

1.6.2.3 Sistema de control e instrumentación de una unidad a gas.

Los sistemas de control e instrumentación para la operación de las turbinas a gas se describen a continuación:

- Panel de control del turbogenerador.
- Cubículo contra incendio, monitoreo y protección de generador.
- Sistema de monitoreo de vibraciones.
- Indicadores de aceite lubricante de la turbina.
- Indicadores de aceite lubricante del generador
- Indicadores de Agua para limpieza y Aceite Hidráulico.

1.6.3 PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DE UNA TURBINAS A GAS.

Dentro de la filosofía operativa de una turbina a gas se tienen que tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1.6.3.1 Arranques de Unidad y sus tipos.

Antes de poner ningún dispositivo en marcha, es conveniente realizar una serie de comprobaciones, para asegurar que determinados sistemas se encuentran operativos y en la situación necesaria. Estas comprobaciones son:

- Presión de gas a la entrada de la turbina, en las condiciones requeridas
- Sistema de refrigeración en funcionamiento



- Red eléctrica de transporte de energía eléctrica perfectamente operativa
- Niveles adecuados en los diversos calderines y en el tanque de agua de alimentación
- Sistemas auxiliares del generador operativos (refrigeración, aceite de sellos, etc)
- Sistema de lubricación operativo
- Sistemas auxiliares de la turbina a gas operativos
- Sistemas de seguridad (contra incendios, etc) operativos y sin alarmas activas [16]

Los diferentes tipos de arranques los podemos clasificar según la temperatura de la carcasa y del rotor en el momento de iniciarlos. Aunque los fabricantes de turbinas hablan de 3 tipos de arranques (fríos, templados y calientes), en realidad hay dos situaciones adicionales: los arranques super fríos, y los re-arranques. La diferencia fundamental es la rampa de subida de carga, ya que cuanto más frío sea el arranque será necesario una subida progresiva más suave, para conseguir un calentamiento uniforme que minimice las tensiones térmicas en el metal.

Dentro de los diversos tipos de arranques en que los fabricantes de las turbinas suelen dividirlos son tres grupos:

- Arranque frío, que es aquel que se produce cuando la turbina ha estado más de 72 horas parada.
- Arranque templado, entre las 24 y 72 horas.
- Arranque caliente, se produce en menos de 24 horas de que se haya producido la parada,

Adicionalmente, existen dos tipos más de arranques:

- Arranque super frío. Después de una parada programada, sin virador. El virador es una máquina encargada de hacer girar el rotor a muy bajas



revoluciones para que se enfríe de forma homogénea y con ello evitar que se deforme. En el arranque superfrío el metal de la turbina está a temperatura ambiente, y posiblemente el rotor se encuentre ligeramente curvado, por lo que será necesario que la turbina funcione en modo virador entre 6 y 24 horas

- Re-arranque, inmediatamente después de un disparo, se produce después de un disparo porque algún sensor ha dado un aviso y se ha corregido rápidamente o ha sido una falsa alarma, o se están haciendo pruebas. Curiosamente, el número de arranques fallidos (arranques que no llegan a completarse) en re-arranques es más elevado que en el resto de los tipos de arranque.

La diferencia fundamental está en la temperatura de la carcasa y del rotor en el momento de inicio del arranque. Debido a que la carcasa y el rotor se calientan a diferente ritmo por tener masas diferentes (la carcasa es más pesada que el rotor), lo que obliga a una subida controlada en carga. El estrés térmico y la dilatación diferencial entre la carcasa y el rotor marcan la velocidad de esa subida de potencia. Las diferencias en tiempo son menos acusadas que en la turbinas a vapor, por ejemplo. Un arranque frío con subida de carga hasta la plena potencia puede completarse entre 30 y 45 minutos, mientras que para un arranque caliente pueden ser necesarios menos de 15.

1.6.3.2 Fases del Arranque.

Las 5 fases en que puede dividirse el arranque de una turbina a gas son las siguientes:

- Funcionamiento en virador.



Para asegurar el reparto de pesos a lo largo del eje de rotación en caso de parada prolongada es necesario que la turbina gire en virador durante unas horas, evitando así deformaciones producidas al enfriarse de forma no homogénea. Si tras la parada ha estado funcionando en virador, esta fase ya está realizada.

- Preparación para el arranque.
 - Debe haber presión de gas, se debe ir metiendo gas poco a poco.
 - El sistema de alta tensión debe estar operativo, ya que nos alimentara al generador que en este caso actuara de motor para arrancar la turbina.
 - El sistema de refrigeración debe estar operativo, para ir evacuando el calor conforme lo vayamos generando y no tener que sacar mucho de golpe.
 - Niveles de caldera correctos, si tiene sistema de recuperación de gases, se debe revisar el sistema para ver que todo está correcto y no nos de problemas cuando pongamos a plena carga la turbina.
 - Bomba auxiliar de lubricación en marcha, temperatura correcta, para que todo esté bien lubricado y evitar posibles daños.
 - Ausencia de alarmas de cualquier tipo, ver que no hay ninguna alarma que nos avise de posibles fallos, no vaya a ser que exista un problema no nos demos cuenta y a la hora de poner a plena carga el sistema nos dé un fallo y tengamos que parar.

- Inicio y subida hasta velocidad de barrido de gases.
 - El motor de arranque, que suele ser el propio generador, hace girar la turbina, empezando nosotros a meter gas y aire.



- El variador controla la velocidad del motor de arranque para ir subiendo de forma adecuada intentando evitar lo más rápido posible las zonas peligrosas de vibración.
- Sube lentamente la velocidad, hasta una velocidad de giro lento, no superior a 500 rpm. Se busca realizar un barrido de gases que pudiera haber en la turbina, para evitar explosiones. También se pretende que la distribución de pesos a lo largo del eje de rotación sea perfecta y se eviten problemas de vibración al atravesar las velocidades críticas.
- Aceleración hasta velocidad de sincronismo. Paso por velocidades críticas.
 - Se ordena desde el control subir hasta velocidades de sincronismo.
 - Interesa pasar por las velocidades críticas lo más rápido posible.
 - La supervisión de las vibraciones durante la aceleración es fundamental, ya que nos pueden indicar posibles problemas.
 - El sistema también supervisa la aceleración, para asegurar que se pasa rápidamente por las velocidades críticas.
 - A una velocidad determinada, se activa el ignitor, y se enciende la llama piloto.
 - La llama piloto enciende a su vez las cámaras de combustión o quemadores (FLAME ON).
 - A partir de ese momento la fuerza de los gases de combustión empieza a impulsar la turbina.
 - Poco a poco, la fuerza que ejerce el motor va siendo menor, y la de los gases mayores.
 - A una velocidad determinada, el motor de arranque se desconecta. Si es el generador, deja de actuar como motor y se prepara para actuar como generador.



- Se alcanza la velocidad de sincronismo, empezamos a producir energía eléctrica, en esta fase es donde más disparos se producen.
- Sincronización y Subida de carga hasta la potencia seleccionada.
 - El cierre del interruptor de máquina una vez alcanzada la velocidad de sincronismo suele ser muy rápido, unos minutos como mucho
 - El sincronizador varía ligeramente la velocidad de la turbina.
 - La subida de carga debe ser lenta, de acuerdo al tipo de arranque.

1.6.3.3 Problemas habituales durante los arranques.

Los principales problemas que se suscitan dentro de un arranque entre los más comunes son los siguientes:

- Vibraciones al atravesar las velocidades críticas.
- Fallo de llama (Flame Off), se nos apaga la llama.
- Fallas en el variador que controla el generador.
- Aceleración insuficiente.
- Desplazamiento axial excesivo al subir carga.
- Temperatura excesiva de cojinetes, está fallando la lubricación o estamos haciendo muy rápido.
- Vibraciones al subir carga.

1.6.3.4 Consideraciones útiles durante el arranque de las turbinas a gas.

- Si se ha producido un disparo durante un arranque, no hay que arrancar de nuevo hasta no tener claro qué ha provocado el disparo y haberlo solucionado.
- Las averías no se arreglan solas, de forma mágica. Aunque es cierto que a veces son problemas “irreales” relacionados con la instrumentación, la mayoría de las veces no es así.



- Las turbinas a gas no son caprichosas: cuando tienen un problema no intentan llamar la atención, tienen un problema de verdad.
- Puentear sensores, anular detectores o elevar valores de consigna en el control para facilitar un arranque es una mala decisión. Las averías más graves en una turbina siempre están relacionadas con una negligencia de este tipo.[15]

1.7 TURBINAS A VAPOR.

1.7.1 PRINCIPIOS TEÓRICOS DE UNA TURBINA A VAPOR.

Las centrales a vapor adoptan un papel clave en el suministro de energía eléctrica. Con ello, el ciclo de vapor de Rankine sigue siendo hoy en día uno de los ciclos industriales utilizados más importante.

Mediante optimizaciones de los procesos ha podido aumentarse la eficiencia de la producción de energía eléctrica en los últimos años continuamente. Hoy en día se logra una eficiencia total aproximada de un 45%. Por tanto, el ciclo de vapor representa un papel sumamente importante también en la formación de los ingenieros.

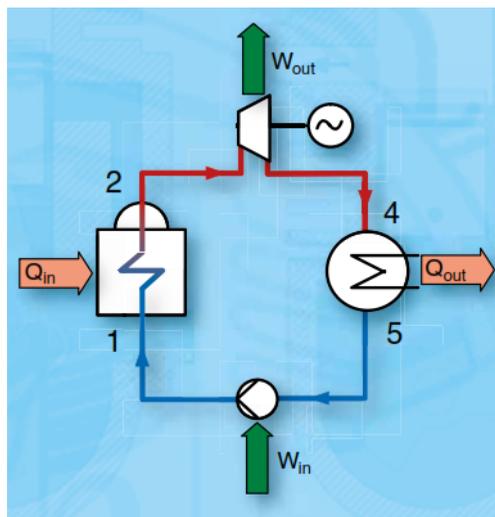


Figura 1. 14. Ciclo de Vapor con cuatro cambios de estado.



El ciclo de vapor más sencillo consta de cuatro cambios de estado, según lo indicado en la Figura 1.14:

1–2: El agua líquida bajo presión se evapora mediante la alimentación de calor en una caldera de vapor.

2–4: El vapor se expande en la turbina bajo el suministro de trabajo mecánico. En una central se transforma la energía mecánica a través de un generador en energía eléctrica.

4–5: El vapor expandido se condensa en agua mediante la cesión de calor en el condensador.

5–1: El agua se presuriza a través de una bomba de alimentación y se vuelve a suministrar a la caldera de vapor.

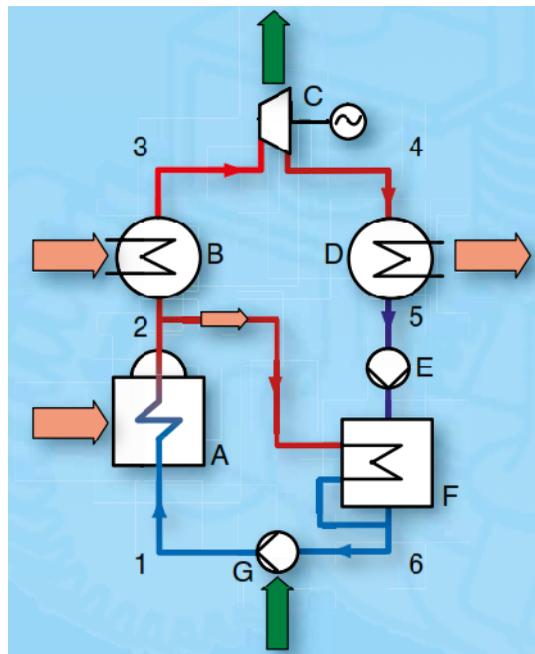


Figura 1. 15. Ciclo de Vapor más complejo (A caldera de vapor, B sobrecalentador, C turbina/generador, D condensador, E bomba de condensado, F precalentador, G bomba de agua de alimentación).



El proceso parece más complicado en la realidad (Figura 1.15). Para aumentar la eficiencia se intenta lograr una temperatura del vapor de la turbina lo más alta posible. Para ello se sobrecalienta el vapor en un sobrecalentador (2–3). Se puede ahorrar energía mediante el precalentamiento del agua de alimentación (5–6). Para el precalentamiento se utiliza vapor de distintos niveles de presión del ciclo. En este ejemplo se utiliza una parte del vapor saturado directamente después de la caldera.

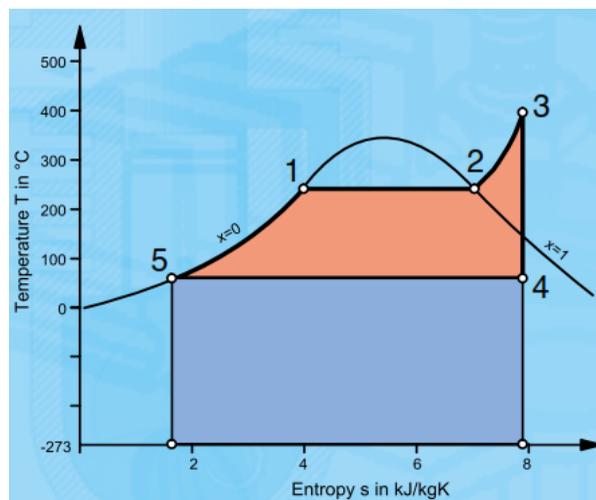


Figura 1. 16. Ciclo de Rankine representado en diagrama T-s

El ciclo de vapor se puede representar claramente en el diagrama T-s de la Figura 1.16. La temperatura T se traza sobre la entropía s. Las superficies formadas en el diagrama se interpretan del siguiente modo: mientras que la superficie azul corresponde al calor perdido, desprendido a través del condensador, la superficie naranja se refiere a la energía útil en la turbina. Con la optimización del ciclo se trata de maximizar la superficie naranja y reducir la azul. La condensación (4–5) debería realizarse con la temperatura más baja posible. Por otro lado, para la evaporación (1–2) se requiere una temperatura lo más alta posible. Esto supone una presión alta. El sobrecalentamiento (2–3) debe ser lo más alto posible desde el punto de vista técnico. [10]



CENTRAL TÉRMICA A VAPOR

Una central térmica es una instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada al efecto. El funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es semejante.

El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la central, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta última genera el vapor a partir del agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. El vapor hace girar los álabes de la turbina, cuyo eje rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando un nuevo ciclo.

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

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

COMPONENTES DE UNA UNIDAD TÉRMICA A VAPOR.

En las centrales térmicas a vapor, la energía química ligada por el combustible fósil (carbón, gas o fuel oil) se transforma en energía eléctrica. Se trata de un proceso de refinado de energía. El esquema básico de funcionamiento de todas las centrales térmicas convencionales es prácticamente el mismo, independientemente de que utilicen carbón, fuel oil o gas.

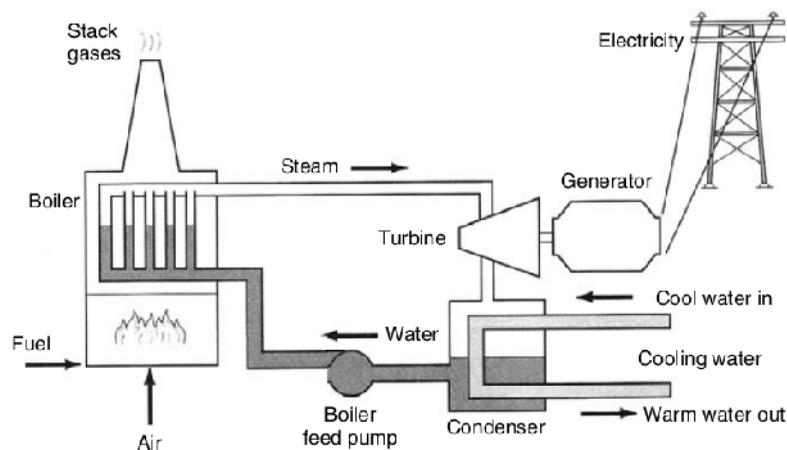


Figura 1. 17. Equipos Principales Unidad a Vapor.

Las únicas diferencias sustanciales consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y el diseño de los quemadores de la misma, que varía según el tipo de combustible empleado.

El vapor de agua se bombea a alta presión a través de la caldera, a fin de obtener el mayor rendimiento posible. Gracias a esta presión en los tubos de la caldera, el vapor de agua puede llegar a alcanzar temperaturas de hasta 600 °C (vapor sobre calentado y/o recalentado).



Este vapor entra a gran presión en la turbina a través de un sistema de tuberías. La turbina consta normalmente de tres cuerpos; de alta, media y baja presión respectivamente. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente. Así pues, el vapor de agua a presión hace girar la turbina, generando energía mecánica. Hemos conseguido transformar la energía térmica en energía mecánica de rotación.

El vapor, con el calor residual no aprovechable, pasa de la turbina al condensador. Aquí, a muy baja presión (vacío) y temperatura (40°C), el vapor se convierte de nuevo en agua, la cual es conducida otra vez a la caldera a fin de reiniciar el ciclo productivo. El calor latente de condensación del vapor de agua es absorbido por el agua de refrigeración, que lo entrega al aire del exterior en las torres de enfriamiento.

La energía mecánica de rotación que lleva el eje de la turbina es transformada a su vez en energía eléctrica por medio de un generador sincrónico acoplado a la turbina. [11]

CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES A VAPOR.

- *Centrales Térmicas a Carbón*

Las centrales térmicas que usan como combustible carbón, pueden quemarlo en trozos o pulverizado. La pulverización consiste en la reducción del carbón a polvo finísimo (menos de $1/10$ mm de diámetro) para inyectarlo en la cámara de combustión del generador de vapor por medio de un quemador especial que favorece la mezcla con el aire comburente.



Con el uso del carbón pulverizado, la combustión es mejor y más fácilmente controlada. La pulverización tiene la ventaja adicional que permite el uso de combustible de desperdicio y difícilmente utilizado de otra forma. En estas se requiere instalar dispositivos para separar las cenizas producto de la combustión y que van hacia el exterior, hay incremento de efecto invernadero por su combustión, altos costos de inversión, bajo rendimiento y arranque lento.

- *Centrales Térmicas a Fuel Oil*

En las centrales de fuel, el combustible se calienta hasta que alcanza la fluidez óptima para ser inyectado en los quemadores. Las de fuel oil presentan como principal inconveniente las oscilaciones del precio del petróleo y derivados, y a menudo también se exigen tratamientos de desulfuración de los humos para evitar la contaminación y la lluvia ácida.

El consumo de un millón de litros de gasolina emite a la atmósfera 2,4 millones de kilogramos de Dióxido de Carbono (CO₂), el principal causante del cambio climático mundial. Arranque lento y bajo rendimiento.

1.7.2 SISTEMA MECÁNICO DE UNA UNIDAD GENERADORA A VAPOR.

Las principales componentes mecánicas de una central a vapor son las siguientes:

Torre de refrigeración

Las torres de refrigeración o enfriamiento son estructuras para refrigerar agua y otros medios a temperaturas muy altas. El uso principal de grandes torres de refrigeración industriales es el de rebajar la temperatura del agua de refrigeración utilizada en plantas de energía, refinerías de petróleo, plantas petroquímicas, plantas de procesamiento de gas natural y otras instalaciones industriales.



Con relación al mecanismo utilizado para la transferencia de calor los principales tipos son:

- Torres de refrigeración húmedas funcionan por el principio de evaporación.
- Torres de refrigeración secas funcionan por transmisión del calor a través de una superficie que separa el fluido a refrigerar del aire ambiente.

En una torre de refrigeración húmeda el agua caliente puede ser enfriada a una temperatura inferior a la del ambiente, si el aire es relativamente seco.

Con respecto al tiro del aire en la torre existen tres tipos de torres de refrigeración:

- Tiro natural, que utiliza una chimenea alta.
- Tiro inducido, en el que el ventilador se coloca en la parte superior de la torre (impulsan el aire creando un pequeño vacío en el interior de la torre).
- Tiro mecánico (o tiro forzado), que utiliza la potencia de motores de ventilación para impulsar el aire a la torre (colocándose en la base).

Las torres de enfriamiento usan la evaporación del agua para rechazar el calor de un proceso tal como la generación de energía eléctrica. Las torres de enfriamiento varían en tamaño desde pequeñas a estructuras muy grandes que pueden sobrepasar los 220 metros de altura y 100 metros de longitud. Torres más pequeñas son normalmente construidas en fábricas, mientras que las más grandes son construidas en el sitio donde se requieren.

Turbina a vapor

Una turbina a vapor es una turbomáquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético. Las turbinas a vapor están



presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, normalmente, se transmite a un generador para producir electricidad. En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la turbina (Figura 1.18). El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.



Figura 1. 18. Rotor de turbina a vapor

El término turbina a vapor es muy utilizado para referirse a una máquina motora la cual cuenta con un conjunto de turbinas para transformar la energía del vapor, también al conjunto del rodete y los álabes directores.

Hay diversas clasificaciones para las turbinas a vapor modernas, y por ser turbomáquinas son susceptibles a los mismos criterios de clasificación de éstas. Por otro lado, es común clasificarlas de acuerdo a su grado de reacción:

- Turbinas de acción: El cambio o salto entálpico o expansión es realizada en los álabes directores o las toberas de inyección si se trata de la primera etapa de un conjunto de turbinas, estos elementos están sujetos al estator. En el



paso del vapor por el rotor la presión se mantendrá constante y habrá una reducción de la velocidad.

- Turbinas de reacción: La expansión, es decir, el salto entálpico del vapor puede realizarse tanto en el rotor como en el estator, cuando este salto ocurre únicamente en el rotor la turbina se conoce como de reacción pura neta.

Condensador

Un condensador es una máquina térmica que permite transferir energía mediante calor de un ambiente a otro, según se requiera. Para lograr esta acción es necesario un aporte de trabajo acorde a la segunda ley de la termodinámica, según la cual el calor se dirige de manera espontánea de un foco caliente a otro frío, y no al revés, hasta que sus temperaturas se igualen.

Este fenómeno de transferencia de energía calorífica se realiza principalmente por medio de un sistema de refrigeración por compresión de gases refrigerantes, cuya particularidad radica en una válvula inversora de ciclo que forma parte del sistema, la cual puede invertir el sentido del flujo de refrigeración, transformando el condensador en evaporador y viceversa.

Un condensador es un cambiador de calor latente que convierte el vapor (en estado gaseoso) en vapor en estado líquido, también conocido como fase de transición. El propósito es condensar la salida (o extractor) de vapor de la turbina a vapor para así obtener máxima eficiencia e igualmente obtener el vapor condensado en forma de agua pura de regreso a la caldera. Condensando el vapor del extractor de la turbina a vapor, la presión del extractor es reducida arriba de la presión atmosférica hasta debajo de la presión atmosférica, incrementando la caída de presión del vapor entre la entrada y la salida de la turbina a vapor. Esta reducción de la presión en el extractor de la turbina a vapor, genera más calor por



unidad de masa de vapor entregado a la turbina a vapor, por conversión de poder mecánico.

Según su disposición relativa con respecto de la turbina a vapor, los condensadores pueden clasificarse en:

- **Axiales.** Están situados al mismo nivel que la turbina a vapor. Son típicos de turbina a vapor hasta 150 MW, potencias hasta las cuales el cuerpo de baja presión es de un solo flujo y escape axial.
- **Laterales.** Están situados al mismo nivel que la turbina a vapor. El cuerpo de baja presión de la turbina a vapor es de dos flujos.
- **Inferiores.** Están situados debajo de la turbina a vapor de baja presión, lo que les obliga a estar metidos en un foso y que el pedestal del grupo turbogenerador esté en una cota más elevada, encareciéndose la obra civil. Dadas las potencias de las centrales convencionales actuales, éste es el tipo de condensador más usualmente empleado. La turbina a vapor de baja tiene doble flujo, pudiendo haber además varios cuerpos.

Según el número de pasos, pueden ser:

- **De un paso.** Hay una única entrada y una única salida de agua en cada cuerpo del condensador. Típica en circuitos abiertos de refrigeración.
- **De dos pasos.** El agua entra y sale dos veces en el cuerpo del condensador con la finalidad de causar función refrigerante.

Según el número de cuerpos:

- **De un cuerpo.** El condensador tiene una sola carcasa.



- **De dos cuerpos.** El condensador tiene dos carcasas independientes. Esta disposición es muy útil, ya que permite funcionar sólo con medio condensador.

Supercalentadores

Un Supercalentador es un dispositivo que se encuentra en un caldero de vapor que calienta el vapor generado por la caldera nuevamente, incrementando su energía térmica y haciendo decrecer la posibilidad de condensación dentro de la turbina. Los supercalentadores incrementan la eficiencia del ciclo de vapor y han sido ampliamente adoptados actualmente. El vapor que ha sido sobrecalentado es conocido lógicamente como vapor supercalentado; el vapor que no ha sido calentado es conocido como vapor saturado o vapor húmedo. Los supercalentadores fueron aplicados en locomotoras de vapor a principios del siglo XX, vehículos impulsados por vapor y centrales de generación de energía. La instalación de un supercalentador tiene el efecto de reducir la cantidad de trabajo que se debe realizar para producir la misma cantidad de energía. En otras palabras, instalar un supercalentador tiene el efecto de incrementar la capacidad de la planta con el mismo flujo de vapor.

Caldera de Vapor

La caldera es una máquina o dispositivo de ingeniería diseñado para generar vapor. Este vapor se genera a través de una transferencia de calor a presión constante, en la cual el fluido, originalmente en estado líquido, se calienta y cambia su fase.

Una caldera es todo aparato de presión donde el calor procedente de cualquier fuente de energía se transforma en energía utilizable, a través de un medio de transporte en fase líquida o vapor.



La caldera es un caso particular en el que se eleva a altas temperaturas un set de intercambiadores de calor, en la cual se produce un cambio de fase. Además, es recipiente de presión, por lo cual es construida en parte con acero laminado a semejanza de muchos contenedores de gas.

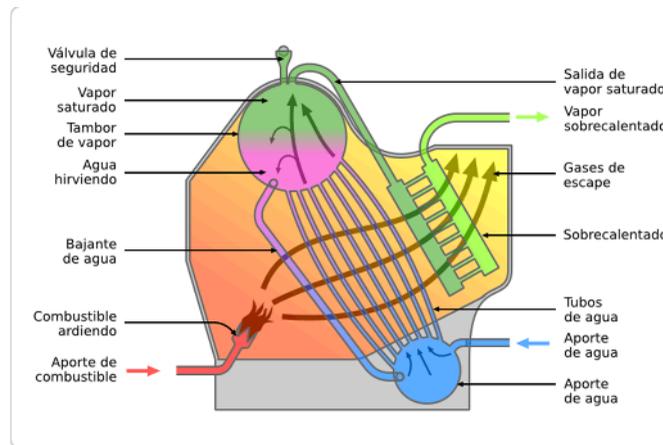


Figura 1. 19. Esquema de una caldera acuotubular

Existen dos tipos de calderas de vapor las mismas que se describen a continuación:

- **Acuotubulares:** son aquellas calderas en las que el fluido de trabajo se desplaza por tubos durante su calentamiento. Son las más utilizadas en las centrales termoeléctricas, ya que permiten altas presiones a su salida y tienen gran capacidad de generación. (Figura 1.19)
- **Piro-tubulares:** en este tipo, el fluido en estado líquido se encuentra en un recipiente atravesado por tubos, por los cuales circulan gases a alta temperatura, producto de un proceso de combustión. El agua se evapora al contacto con los tubos calientes productos a la circulación de los gases de escape. [12]



1.7.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA CENTRAL A VAPOR.

GENERADOR ELÉCTRICO

Un generador es una máquina eléctrica rotativa que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Lo consigue gracias a la interacción de los dos elementos principales que lo componen: la parte móvil llamada rotor, y la parte estática que se denomina estator.

Cuando un generador eléctrico está en funcionamiento, una de las dos partes genera un flujo magnético (actúa como inductor) para que el otro lo transforme en electricidad (actúa como inducido).

Los generadores sincrónicos están compuestos de tres partes fundamentales, que son el estator, rotor y sistema de excitación. Comúnmente los generadores eléctricos para este tipo de centrales térmicas son compuestos de dos polos eléctricos, teniendo como velocidad de sincronismo 1800 revoluciones por minuto (RPM).



Figura 1. 20. Estator de generador eléctrico.

SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DEL GENERADOR

Este sistema proporciona la potencia necesaria para incrementar el voltaje de salida del generador al nivel de tensión nominal durante el arranque y para mantener esta salida durante condiciones de carga variable en la unidad. El



sistema de excitación del generador para las centrales térmicas de vapor, generalmente es del tipo Estacionario.

En este esquema la etapa de rectificación se realiza fuera del generador mediante rectificadores estacionarios. Aquí, la salida DC alimenta al campo principal del generador a través de anillos deslizantes (slip ring). En la Figura 1.21 se muestra un diagrama unilineal del control de campo del alternador con rectificador para la excitación del sistema.

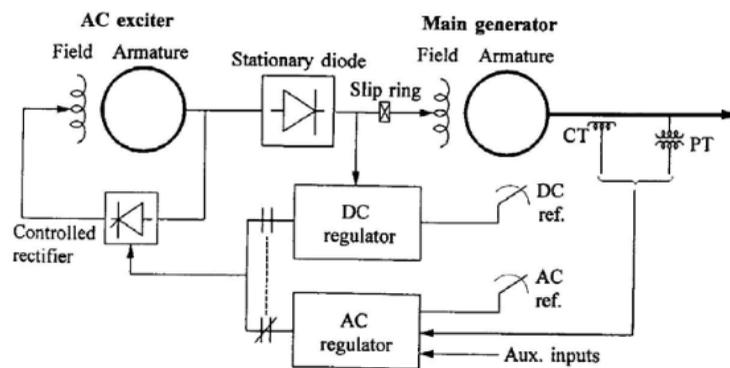


Figura 1. 21. Esquema de sistema de excitación estacionario.

La Figura 1.21 representa alternador excitador (AC exciter), el cual a su vez es un generador sincrónico, está impulsado por el eje del generador principal. El excitador opera en la modalidad autoexcitado, esto es, su campo se obtiene a través de un rectificador con tiristores que toma la energía en bornes del propio excitador. De esta forma, los rectificadores tienen control sobre la excitación del alternador excitador, el cual modifica el voltaje en bornes y, en consecuencia, cambia el voltaje continuo de alimentación del campo del generador principal. Notar que los diodos no tienen posibilidad de control, sólo rectifican la señal de entrada.



Otra alternativa es usar un excitador dirigido como fuente para excitador de campo del poder. Cuando se usa rectificadores controlados, el regulador controla directamente el voltaje de salida DC del excitador. La figura 1.22 ilustra este caso.

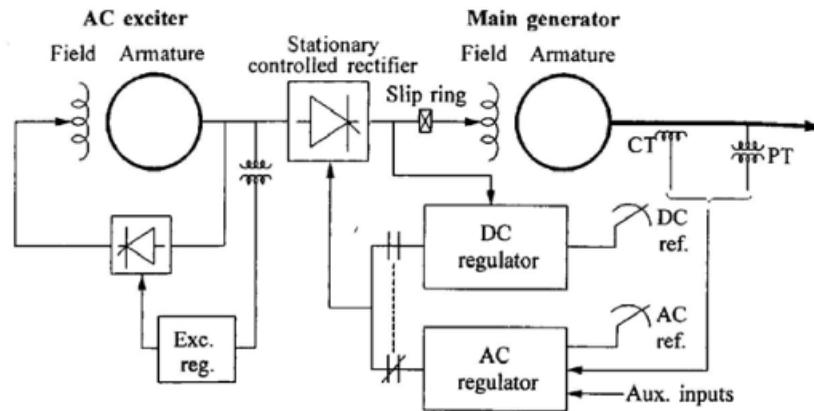


Figura 1. 22. Esquema de sistema de excitación estacionario con rectificadores controlados

El regulador de voltaje controla el encendido de los tiristores. El excitador alternador es autoexcitado y usa un regulador estático de voltaje independiente para mantener su voltaje de salida. Dado que los tiristores son controlados directamente por la salida del excitador, este sistema de modo inherente provee una alta respuesta inicial (pequeña respuesta en el tiempo).

Como se mostró anteriormente en las figuras 1.21 y 1.22, hay dos modos independientes de regulación: uno AC que regula automáticamente y mantiene el voltaje en bornes del estator del generador principal a un voltaje de referencia AC, y otro un regulador DC que mantiene constante el voltaje en el campo del generador de acuerdo a una referencia determinada. El regulador DC o modo de control manual actúan cuando del regulador AC falló o necesita ser deshabilitado. La entrada de las señales al regulador AC incluyen entradas auxiliares las cuales permiten un control adicional y funciones de protección. [13]



Conmutador de salida del generador.

La salida del generador está conectada a la barra de alta tensión mediante el disyuntor, dentro de los límites de los circuitos de sincronización. La barra de alta tensión se conecta a la barra de servicio y al centro de control de motores (MCC, por sus siglas en inglés) del generador y de turbina mediante interruptores y transformadores.

Centro de control de motores.

El MCC distribuye energía de baja tensión de CA a los motores, tableros de arranque y control, los calentadores y los circuitos de iluminación. El MCC es diseñado para permitir el control automático o manual de los circuitos de alta potencia mediante circuitos de control de bajo voltaje. Durante la operación con control manual, la energía se pasa a la carga inmediatamente. Cuando el circuito se encuentre bajo control automático, los circuitos de control del tablero de control de la turbina (TCP, por sus siglas en inglés) pasarán o retirarán la energía de la carga cuando los sensores detecten que es necesario. Tanto para el control manual como para el automático, los sistemas cortacorriente evitan que se aplique energía a la carga si no están dadas las condiciones de funcionamiento adecuadas.

1.7.4 PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DE UNA TURBINA A VAPOR.

A continuación se expone un procedimiento expresado de manera general para el arranque de una turbina a vapor, donde se plantean las maniobras más importantes que el operador de estas turbinas debe tomar en cuenta.



1.7.4.1 Puesta en servicio del sistema de aceite.

La primera operación que hay que acometer en la puesta en marcha de una turbina es poner en servicio el sistema de aceite y todos los elementos que lo componen.

- Poner en servicio el agua de enfriamiento a los enfriadores de aceite. Hay que asegurarse de que el agua de enfriamiento circula perfectamente ya sea por rotámetros, mirillas o abriendo purgas en las líneas de entrada y salida.
- Comprobar que el nivel y la temperatura en el tanque de aceite sea el correcto. Es posible que después de poner en servicio la bomba de aceite el nivel de aceite en el tanque puede bajar al rellenar líneas y equipos; si esto es así reponer el nivel.
 - a. Si el tanque dispone de un sistema para el control de temperatura del aceite, ya sea por medio de un serpentín de vapor de agua o una termoresistencia, ajustar la temperatura del aceite previamente, por si estuviera demasiado frío. Es posible incluso que si la temperatura del aceite es demasiado fría haya un enclavamiento que impida arrancar la turbina.
- Poner en servicio la bomba principal de aceite. A continuación pondremos la bomba principal de aceite, asegurándonos antes de que:
 - a. La válvula de aspiración y la de impulsión que recicla el aceite al tanque están abiertas.
 - b. Como estas bombas de aceite son normalmente bombas de husillos helicoidales, conviene asegurarse además de que no hay otro tipo de obstrucciones en la línea de impulsión de la bomba antes de su puesta en marcha, pues debido a las características de estas



bombas la presión podría alcanzar valores muy altos y romper líneas o equipos.

- c. Si existe un sistema de control automático de la presión de impulsión de la bomba, ponerlo en servicio y cerrar la válvula manual de reciclo al tanque.
- Poner en servicio la bomba auxiliar de aceite. Normalmente las turbinas de gran potencia llevan bomba de reserva para que actúe a fallo de la principal. Dejarla en automático para que entre a fallo de la bomba principal, probándola previamente siguiendo las instrucciones anteriormente mencionadas.
 - Poner a continuación en servicio cada uno de los diferentes sistemas de aceite de la turbina
 - a. Sistema de aceite de lubricación.
 - b. Sistema de aceite de mando o regulación.
 - c. Otros sistemas de aceite que pudiera haber, como ocurre en este caso con el sistema de aceite de sello que sirve para evitar la fuga de gases en los lados del eje del cuerpo del compresor.
 - Comprobar que hay flujo de aceite a través de las mirillas del sistema de aceite. Una vez que la bomba de aceite está en servicio es necesario comprobar que el aceite fluye libremente a cojinetes y otras partes de la máquina, inspeccionando visualmente.

1.7.4.2 Preparación de la turbina

Una vez que la bomba de aceite está en servicio y el aceite en circulación, se procede a preparar la turbina propiamente dicha. Para ello la secuencia lógica es la que sigue:



- Preparación del condensador. Abrir válvulas de entrada y salida de agua al condensador, abriendo venteos si fuera necesario para purgar el posible aire que pudiera quedar acumulado en puntos altos.
- Puesta en marcha de la bomba de condensado. Hacer nivel de condensado en el depósito inferior del condensador y poner la bomba de condensado en servicio reciclando al depósito.
- Probar la bomba de reserva de condensado y dejarla en automático. Se probará también el funcionamiento correcto de la bomba de reserva. Normalmente estas bombas entran en automático por alto nivel del depósito de condensado, o por algún otro fallo en la bomba principal.
- Puesta en servicio del eyector de puesta en marcha. En esta fase de la puesta en marcha, es posible que no se alcance el valor de vacío correcto en el condensador, mientras que el sistema de vapor a los cierres no esté en servicio.
- Maniobras y operación con el vapor de entrada a la turbina.

La turbina que se hace referencia, está alimentada con vapor de 100 Kg/cm² y 450 °C. Las maniobras a que se hace referencia, están relacionadas con las purgas y venteos del colector de entrada a la turbina, así como otras purgas del cuerpo de la turbina que hay que mantener abiertas durante la puesta en marcha.

- a. Abrir válvulas de purga del colector de vapor de 100 de entrada a la turbina.
- b. Abrir venteos de vapor de 100 de entrada a la turbina.
- c. Abrir purgas de los laberintos y otras partes de la carcasa de la turbina, (purgas de agua).
- d. Abrir completamente el segundo bloqueo de entrada de vapor, que es la válvula más próxima a la turbina.



- e. Abrir ligeramente el by-pass del primer bloqueo de vapor de entrada a la turbina y calentar la línea.
- f. Reducir purgas y venteos a medida que la línea se vaya calentando para ir subiendo gradualmente la presión del colector de entrada a la turbina.
- g. Continuar purgando lentamente hasta que la temperatura de vapor de entrada a la turbina sea la correcta para la puesta en marcha inicial. En este caso son 350 °C, la temperatura que nos asegura que no existe riesgo de tener condensado.
- Maniobras y operación en el colector de extracción.
 - a. En el colector de extracción se dejará despegada ligeramente la válvula de purga situada entre la válvula hidráulica de cierre rápido y el bloqueo.
 - b. Igualmente también se despegará ligeramente la válvula de purga situada después del bloqueo en el colector de salida de vapor de extracción.
- Abrir vapor a los cierres.
 - a. Abrir una o dos vueltas la válvula grande.
 - b. Abrir muy lentamente la válvula pequeña hasta que se vea salir vapor por las chimeneas de venteo situadas a ambos lados del cuerpo de la turbina en el cierre del lado de alta y en el de baja presión.
 - c. Durante la fase de puesta en marcha habrá que observar varias veces los respiraderos de vapor de los cierres pues habrá que ajustarlos varias veces.



NOTA: Es muy importante este sistema, debido a que en el caso de que no salga vapor por el venteo podemos perder el vacío y puede pararse la turbina.

- Rearmar la válvula de disparo por alta presión (falta de vacío) en el condensador. Cuando el vapor a los cierres esté ajustado el vacío alcanzará el valor correcto y podremos rearmar el dispositivo de disparo por falta de vacío con la palanca para llevar el dispositivo a su posición normal. Si el vacío es correcto el disparo queda reenganchado, sino vuelve a caer.

1.7.4.3 Puesta en marcha de la turbina y subida de revoluciones.

Antes de iniciar el proceso de puesta en marcha propiamente dicho de la turbina hay que asegurarse previamente de que se cumplen una serie de condiciones como son:

1. Hay que comprobar que el dispositivo de puesta en marcha inicial de la turbina, está girado a derechas a tope. De esta forma nos aseguramos que en cualquier condición de la turbina esta no llegará a rodar.
2. Hay que comprobar que el volante del limitador del caudal de extracción está girado a derechas y a tope. De esta forma nos aseguramos de que en la puesta en marcha de la turbina no sacaremos caudal de extracción por la línea de extracción ya que las válvulas que dan paso al vapor desde el cuerpo de alta al de baja presión estarán abiertas a tope.
3. En las anteriores condiciones rearmar el disparo manual de la turbina (disparo de cierre rápido de bola), que debe quedarse cuando se tire de él hacia arriba, en la posición superior. Si no se quedara rearmado mirar si hay producido algún corte de la turbina que afecte a la válvula electromagnética y que nos impide rearmar el disparo manual.



4. A partir de este momento no debe haber producido ningún disparo que impida empezar a rodar la turbina.

1.8 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

Del desarrollo de este capítulo, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- Con el inicio de la generación de la energía eléctrica, esto dio comienzo al desarrollo industrial del mundo moderno, el impulso para nuevos inventos que a lo largo de los años nos han dado las facilidades para alcanzar las comodidades y el nivel de conocimiento que ahora tenemos y podremos seguir incrementando.
- El desarrollo de la industria eléctrica en el mundo está en constante crecimiento, siendo la construcción de las centrales de generación muy importantes para dar inicio a la distribución a gran escala de la electricidad y que se puedan servir la mayor cantidad de usuarios posibles de ésta.
- Las centrales hidroeléctricas han sido desde siempre la opción para obtener energía más barata, de mayores recursos y menos perjudicial para la conservación del medio ambiente a lo largo de los años, al utilizar recursos infinitos de la naturaleza.
- Las centrales térmicas se han convertido en una opción válida de disponibilidad inmediata de energía, sin embargo utiliza recursos de carácter no renovable haciéndola costosa frente a la energía hidroeléctrica y de gran incidencia ambiental.
- Dentro de las centrales térmicas desarrolladas actualmente, las centrales de ciclo combinado utilizando gas natural se han convertido en la mejor opción de alta disponibilidad y eficiencia, siendo además de costos relativamente bajos de producción, siendo superadas por las centrales hidroeléctricas y eólicas, con un impacto ambiental reducido.



2. CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO.

2.1. PRINCIPIOS OPERATIVOS DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO.

Una Central Térmica de Ciclo Combinado es una planta de producción de energía eléctrica basada en dos máquinas térmicas, con dos ciclos térmicos diferentes: turbina a gas y turbina a vapor. El calor no utilizado por uno de los ciclos (la turbina a gas) se emplea como fuente de calor del otro (el ciclo agua-vapor que alimenta la turbina a vapor). De esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbina a gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado. Esta configuración permite un muy eficiente empleo de combustible, con rendimientos que superan el 55% (es decir, más del 55% de la energía contenida en el combustible se convierte en energía eléctrica). La energía obtenida en estas instalaciones puede ser utilizada, además de la generación eléctrica, para calefacción a distancia y para la obtención de vapor de proceso. [19]

Las centrales convencionales de ciclo abierto desechan los gases residuales producidos por la turbina a gas al ambiente, estando estos a elevadas temperaturas. La idea de un ciclo combinado es precisamente utilizar la temperatura de estos gases, para lo cual se utiliza un intercambiador de calor, capaz de calentar agua y producir vapor utilizable por una turbina a vapor. De esta forma se genera energía eléctrica por la(s) turbina(s) a gas y una cantidad extra por la(s) turbina(s) a vapor, estando comúnmente cada turbina acoplada en un eje con su respectivo generador, aunque existen centrales en la cuales se encuentran ambas componentes acopladas al mismo eje de un generador común.

En la figura 2.1 se detalla un diagrama del funcionamiento de un ciclo combinado, indicándose cada elemento que compone la planta. El combustible es ingresado en la cámara de combustión (1) en donde se mezcla con aire a alta presión proveniente



desde el compresor (2). Desde (1) salen los gases que se expanden en la turbina a gas (3) produciéndose así el giro del eje del generador (4) y consecuentemente generación eléctrica gracias a este primer ciclo termodinámico tipo Brayton.

A continuación los gases de escape de la turbina a gas son llevados al intercambiador de calor o caldera recuperadora de calor (6) (en inglés: Waste Heat Recovery Boiler WHRB o Heat Recovery Steam Generator HRSG), por donde se hace circular agua a baja temperatura que al ser calentada por los gases de escape genera vapor de agua capaz de mover una turbina a vapor (7) acoplada a un segundo generador (8), produciéndose de esta forma una generación eléctrica extra, y mejorando la eficiencia global del ciclo. Posteriormente, el vapor de salida de la turbina a vapor es conducido hacia un condensador (9) que opera en vacío, el cual se encarga de disminuir la temperatura del agua realizando la condensación del vapor saturado a líquido saturado gracias la condición de vacío y al agua de refrigeración que circula por las torres de enfriamiento (10), cerrándose de esta forma el ciclo termodinámico del tipo Rankine.

Una central de este tipo también puede generar sólo con las turbinas a gas, sin operar la turbina a vapor, en cuyo caso se habla de operación en ciclo abierto. Esto se logra mediante un bypass de gases (5) capaz de desviar los gases de escape antes de que lleguen a la caldera recuperadora de calor, siendo estos expulsados a la atmósfera a través de un stack de gases sin ser reutilizados.

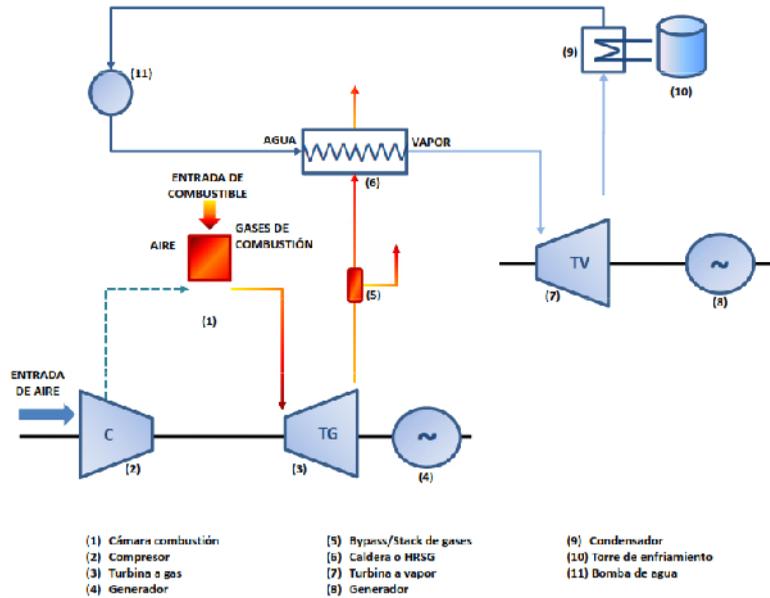


Figura 2. 1. Diagrama de Funcionamiento de un Ciclo Combinado.

En la figura 2.2 se ilustran los ciclos termodinámicos Brayton y Rankine. Los ciclos termodinámicos operan con un fluido de trabajo, en el caso del ciclo Brayton de la figura 2.2(a) este corresponde a aire-gas. Las etapas que conforman el ciclo se explican en tabla 2.1. Por otro lado, el fluido de trabajo del ciclo Rankine de la figura 2.2(b) corresponde a agua-vapor, el cual transita por las etapas que se especifican en la tabla 2.2. [20]

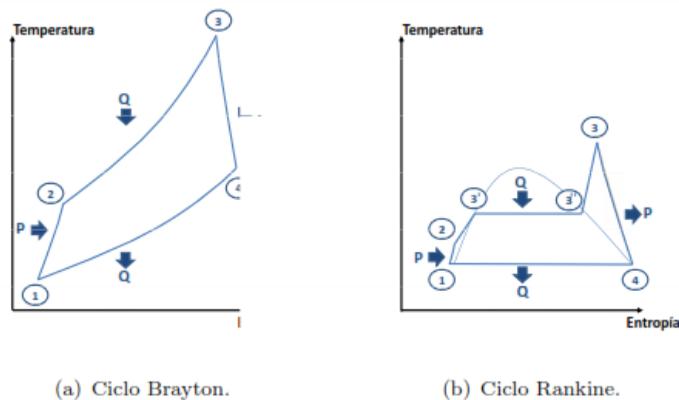


Figura 2. 2. Ciclos termodinámicos que conforman una planta termoeléctrica de Ciclo Combinado.



Tabla 2. 1. Etapas del ciclo Brayton

Etapas	Desde - Hasta	Características
Compresión	(1) – (2)	Evolución isentrópica del fluido en el compresor Etapas requiere de potencia
Aporte de Calor	(2) – (3)	Evolución a presión constante del fluido en caldera Elevación de temperatura del fluido
Expansión	(3) – (4)	Evolución isentrópica del fluido en turbina a gas Etapas entrega de potencia
Cesión de calor	(4) – (1)	Etapas a presión constante Disminución de temperatura hasta temperatura ambiente

Tabla 2. 2. Etapas del ciclo Rankine

Etapas	Desde - Hasta	Características
Elevación de presión	(1) – (2)	Agua en estado líquido eleva presión mediante bombas Etapas requiere de potencia
Aporte de Calor	(2) – (3)	Se realiza en sucesivas etapas en la caldera Elevación de temperatura del fluido en tres etapas
	(2) – (3')	A presión constante Agua en estado líquido recibe calor del economizador
	(3') – (3'')	A temperatura de cambio de fase Fluido recibe calor del evaporador
	(3'') – (3)	Vapor sobrecalentado recibe calor del recalentador
Expansión	(3) – (4)	Evolución isentrópica del fluido en turbina a vapor Etapas entrega de potencia
Cesión de calor	(4) – (1)	Etapas a presión constante en el condensador Vapor vuelve a estado líquido

¿Cómo funciona una central de ciclo combinado?

En la figura 2.3 se muestra un esquema simplificado de un circuito típico de un ciclo combinado para generación de energía eléctrica, de un sólo nivel de presión. El aire aspirado desde el ambiente ingresa a la turbina a gas, es comprimido por un compresor, a continuación se mezcla con el combustible en la cámara de combustión para su quemado. En esta cámara el combustible ingresa atomizado. Los gases de combustión calientes se expanden luego en la turbina de expansión proporcionando

el trabajo para la operación del compresor y del generador eléctrico asociado al ciclo de gas.

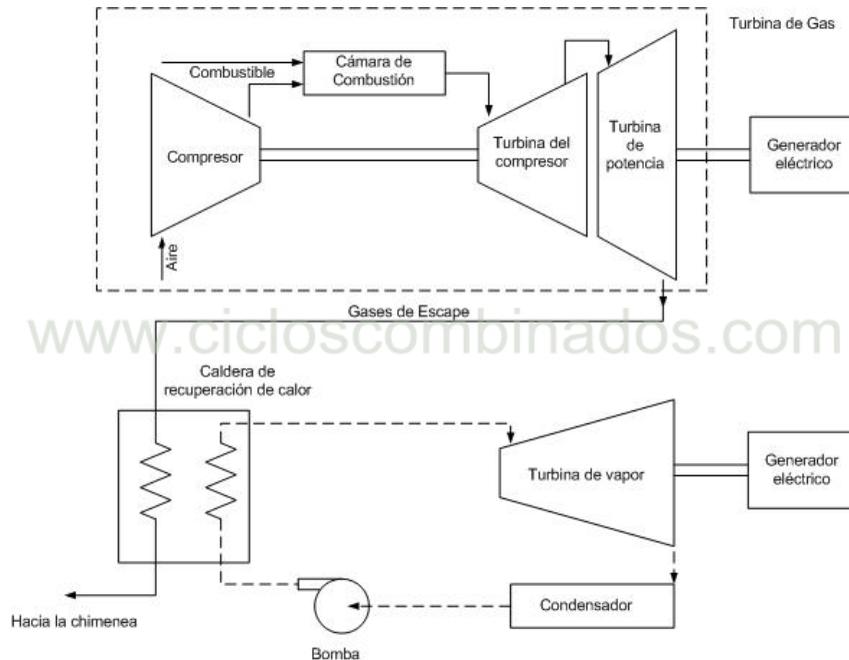


Figura 2. 3. Esquema de funcionamiento de una central de ciclo combinado.

Los gases de escape calientes salientes de la turbina a gas, a temperaturas superiores a los 500 °C ingresan a la caldera de recuperación. En esta caldera de recuperación se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua a alta presión del ciclo de vapor; es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible. Los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea. En relación con el ciclo de vapor, el agua proveniente del condensador se acumula en un tanque de alimentación desde donde se envía a distintos calderines de alimentación de intercambiadores de calor de la caldera de recuperación, según se trate de ciclos combinados de una o más presiones.

En la caldera de recuperación el agua pasa por tres tipos de sectores:



- 1) Economizadores, que elevan la temperatura del agua hasta casi la temperatura de ebullición.
- 2) Los sectores de evaporación, situado en la zona central de la caldera, donde se produce el cambio de fase líquido-vapor (apenas se eleva la temperatura, sólo se vaporiza el agua).
- 3) Los sectores de sobrecalentamiento, que hace que el vapor adquiera un mayor nivel energético, aumente su entalpía, aumentando su temperatura. Está situado en la zona más próxima al escape de la turbina, donde la temperatura es más alta, 500 °C o más.

El vapor producido se expande ahora en una turbina a vapor. El vapor pierde su energía y se vuelve a condensar en el condensador, a presión inferior a la atmosférica.

La unión de los dos ciclos, la turbina a gas y la a vapor, permite producir más energía que un ciclo abierto, y por supuesto, con un rendimiento energético mayor, pues aprovecha el calor contenido en los gases de escape de la turbina a gas, que se tirarían a la atmósfera a través de la chimenea. De esta forma, el rendimiento supera el 55 %, cuando una turbina a gas rara vez supera el 40 %, los valores normales están entorno al 35 %. [19]

Factores que afectan el desempeño de una turbina a gas.

El rendimiento de un ciclo termodinámico ideal, o de Carnot, depende de la diferencia de temperatura entre un foco frío (T_{cold}) y un foco caliente (T_{hot}), según la expresión (2.1).

$$\eta_{Carnot} = \frac{T_{hot} - T_{cold}}{T_{hot}} \quad (2.1)$$



Una turbina a gas posee una eficiencia de alrededor de un 40 %, en cambio un ciclo combinado tiene un rendimiento cercano a un 60%, lo cual lo convierte en un proceso térmico de alta eficiencia. Esto se debe al aprovechamiento que se realiza de los gases de escape de la turbina a gas y al hecho que coexisten dos ciclos termodinámicos. Matemáticamente, la eficiencia de un ciclo combinado sin fuego adicionales queda expresada por la expresión (2.2), y si se considera la existencia de estos, el rendimiento (η) queda entonces expresado por la ecuación (2.3)

$$\eta = \frac{P_{TG} - P_{TV}}{Q_{TG}} \quad (2.2)$$

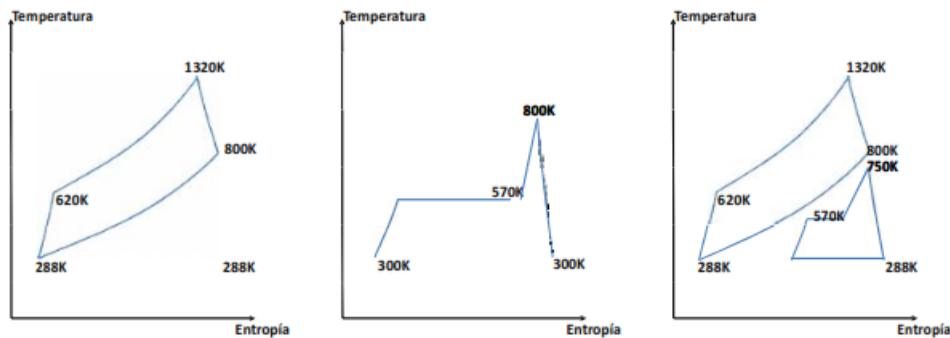
$$\eta = \frac{P_{TG} - P_{TV}}{Q_{TG} + Q_{FA}} \quad (2.3)$$

En donde:

P_{TG}, P_{TV} : Potencia de Salida de la turbina a gas y a vapor respectivamente.

Q_{TG} : Calor de entrada a la turbina a gas.

Q_{FA} : Calor de entrada a los fuegos adicionales.



a) Ciclo Brayton

b) Ciclo Rankine

c) Ciclo Combinado

Figura 2. 4. Ciclos termodinámicos en un ciclo combinado y ciclos de Carnot.



Condiciones Ambientales.

Dado que la turbina a gas es un motor que respira aire del ambiente, su desempeño cambia con cualquier variación en el flujo de masa del aire de admisión al compresor, y con mayor razón los cambios en las condiciones de referencia de *la International Standard Organization (ISO)* de 15 °C (59 °F), 60% de Humedad Relativa y 101.4 kPa (14.7 psia). Debido a esto el desempeño de las turbinas a gas varía de manera significativa con las condiciones locales, y la temperatura del ambiente es un factor muy determinante.

- Presión (altura): Las turbinas a gas están diseñadas para una presión ambiente de 1.013 bar, lo que es aproximadamente equivalente a la altura a nivel del mar. La presión ambiente no tiene efecto en la eficiencia, pero si afecta el flujo másico de aire, provocando que la potencia de salida del ciclo combinado varíe en proporción a la presión ambiental. El efecto se puede apreciar en la figura 2.5(a), y si bien es considerable, este efecto es corregido en la etapa de diseño de la central.
- Humedad: Tiene un efecto menor en el rendimiento del ciclo combinado, afectando al ciclo de vapor principalmente en plantas que poseen torres de enfriamiento. Esto es debido a que la humedad relativa está ligada al vacío del condensador, el cual afecta la temperatura de salida del vapor de la TV (foco frío del ciclo Rankine), cumpliéndose que a menor humedad aumenta el vacío del condensador. El rango de variación en eficiencia y potencia de salida del ciclo combinado es menor al ± 1 %, figura 2.5(b).
- Temperatura: La temperatura ambiente afecta el rendimiento y potencia de salida del ciclo combinado, afectando en mayor medida a la turbina a gas y en menor forma a la turbina a vapor. Al aumentar la temperatura ambiente disminuye la densidad de aire, es decir hay menos oxígeno disponible por



unidad de volumen de aire, afectando la combustión. Esto se resuelve aumentando el consumo de combustible y el flujo de aire para obtener un mismo nivel de potencia, incidiendo directamente al rendimiento de la turbina a gas: la eficiencia disminuye al aumentar la temperatura (o equivalentemente el heat-rate aumenta) [24]. Por otro lado, un aumento en la temperatura ambiente implica una disminución de la densidad de aire, lo que se traduce en un aumento del volumen específico de aire. Esto impacta fuertemente en el compresor, el cual para mantener una cantidad de masa constante debe captar un mayor flujo de aire, consumiendo una mayor potencia mecánica. Dado que se tiene una menor potencia mecánica disponible en el eje compresor-turbina a gas, esta última disminuye su potencia de salida [25].

- Otro efecto es sobre los gases de escape de la turbina a gas, los que suben su temperatura al aumentar la temperatura ambiente, mejorando la eficiencia de la turbina a vapor. Ahora bien, debido a que los gases de escape son una variable controlada que se busca mantener constante, este efecto es más bien leve [25].
- En la figura 2.5(a) se ilustra la variación de la eficiencia relativa (eficiencia con respecto al valor nominal) según la temperatura ambiente. Se aprecia que la turbina a gas tiene un rango de variación de la eficiencia relativa de $\pm 4\%$ y la turbina a vapor un rango de $\pm 1\%$, cuando la temperatura se encuentra entre -10°C y 30°C . En la figura 2.5(b) se muestra la variación de la potencia relativa (potencia con respecto a la potencia máxima nominal) según la temperatura ambiente. Se puede observar que ésta posee un rango de variación de $\pm 15\%$

Para modificar la potencia de una turbina a gas se debe modificar de manera prioritaria dos parámetros: el flujo másico que pasa a través de los álabes de las turbinas y la temperatura de fluido de trabajo a la entrada del rotor de la turbina. De igual manera, es posible incrementar la eficiencia y potencia de un ciclo simple, recuperando la



energía contenida en los gases de escape y encausándolos a un recuperador de calor. Este equipo que es un generador de vapor puede expandir el vapor producido al eje de una turbina a vapor o incluso al eje de la misma turbina a gas.

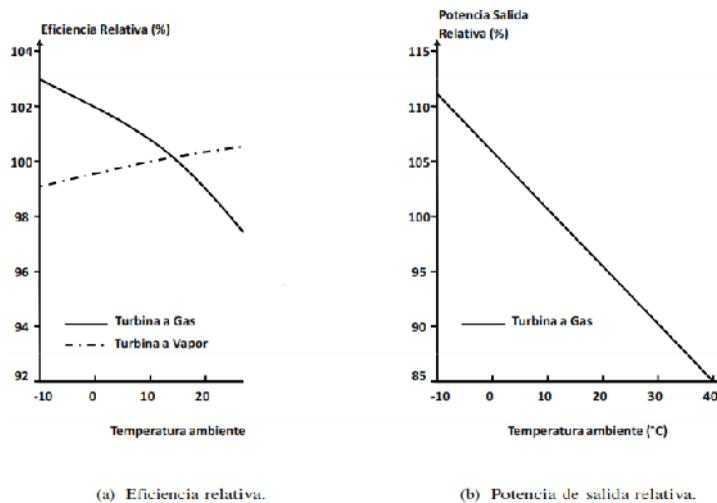


Figura 2. 5. Efecto de temperatura ambiente.

El tipo de combustible también afecta al rendimiento de las turbinas a gas, siendo así que utilizando gas natural existe un 2% más de salida de potencia que con combustibles fósiles.

De igual forma, no es menos cierto que las Centrales Térmicas actualmente conforman un importante y necesario componente de la oferta energética del país, como complemento de la generación hidroeléctrica, cuya meta deberá ser siempre la optimización de su eficiencia, buscando la minimización de sus costos de producción.

Uno de los métodos de generación térmica que alcanzan valores de eficiencia atractivos para un sistema eléctrico que busca alcanzar la reducción en el uso de combustibles derivados del petróleo, es el Ciclo Combinado, pudiendo lograr eficiencias por encima del 50%, mejorando sustancialmente los 35% de eficiencia en Ciclo Abierto.[20]



En lo que respecta a la eficiencia y a los costes de inversión de centrales basadas en combustibles fósiles, mientras que una central de ciclo combinado con gas natural requiere una inversión de unos 500 €/kW y alcanza un rendimiento bruto cercano al 59% a plena carga, una central de carbón, incluso las dotadas con calderas supercríticas de última generación y sistemas de depuración de los gases de combustión, tiene un rendimiento del orden de 45% con costos de inversión en el entorno de los 1000 €/kW. Esto no indica que el uso de tecnologías de centrales térmicas basadas en carbón o combustibles líquidos vayan a abandonarse, dada la importancia que se tiene la seguridad en el abastecimiento energético, sino que es previsible que el carbón y otros combustibles fósiles líquidos siga teniendo un papel importante en la generación eléctrica, y que éste se acreciente en el caso de que se desarrollen tecnologías económicamente viables, de captura, confinamiento y valoración del CO₂.

Fundamentos Termodinámicos de Ciclos Combinados Gas-Vapor.

Con las bases de partida expuestas, se puede definir un ciclo combinado como el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos individuales, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de trabajo neto del ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura.

La idea de combinar un ciclo que opera a alta temperatura con otro de temperaturas de trabajo más bajas no es nueva. Emmet, a principios del siglo XX (1925), desarrolló la idea de obtener trabajo con la combinación de dos ciclos de Rankine: uno con fluido motor-mercurio y el otro con agua. Fue sin embargo el pleno desarrollo de las turbinas a gas como elemento productor de potencia y el acoplamiento de éstas a un ciclo de



Rankine agua-vapor lo que ha permitido el desarrollo de los Ciclos Combinados que conocemos hoy día.

El término Ciclo Combinado se reserva de forma casi universal, a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Brayton y Rankine, que trabajan con fluidos diferentes gas y vapor de agua. El ciclo que trabaja con aire-gases de la combustión (Brayton) opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor y ambos se encuentran acoplados al intercambiador de calor gases/agua-vapor, llamada *caldera de recuperación de calor*. La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior al rendimiento alcanzado por los ciclos termodinámicos individuales que lo componen.

La justificación para la implementación de los ciclos combinados radica en que, desde un punto de vista tecnológico, resulta difícil conseguir un único ciclo termodinámico que trabaje a temperaturas medias de los focos calientes y frío usuales. Es por ello que se acude a la unión de dos ciclos: uno especializado en la producción de trabajo con alta eficiencia en rangos altos de temperaturas de trabajo (Brayton) y otro para temperaturas medias-bajas (Rankine). La eficiencia global del ciclo combinado gas-vapor será muy dependiente de los rendimientos individuales de los ciclos Brayton y Rankine, así como la capacidad para realizar un adecuado trasvase del calor residual contenido en el escape del ciclo Brayton al ciclo Rankine por medio de la caldera de recuperación de calor.

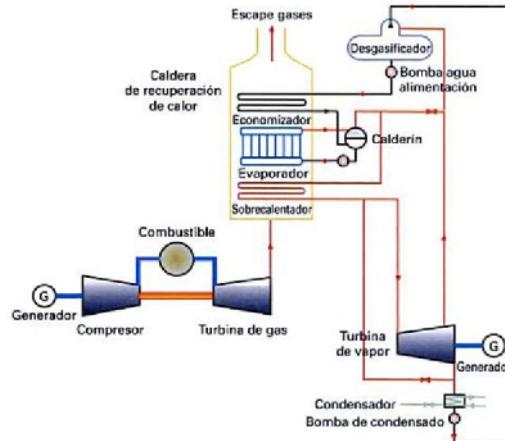


Figura 2. 6. Ciclo Combinado. Elementos constitutivos principales

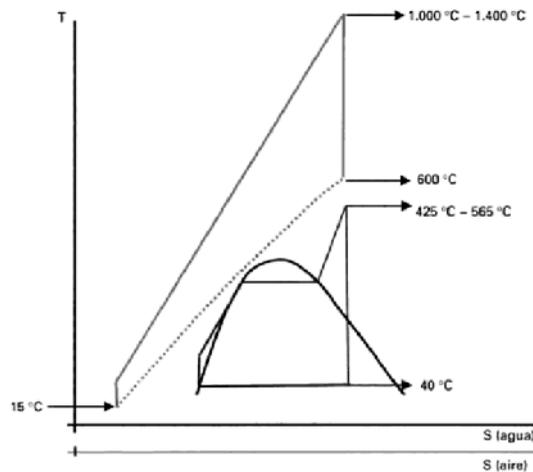


Figura 2. 7. Diagrama T-S evolución de fluidos empleados ciclos combinados gas-vapor y puntos de trabajo fundamentales.

Expresión del Rendimiento. Ciclos Combinados.

En la figura 2.8 se muestran de manera esquemática los flujos de energía existentes entre los distintos elementos que componen un Ciclo Combinado gas-vapor.



La expresión del rendimiento del ciclo térmico de alta temperatura-turbina a gas, viene acompañado de la expresión:

$$\eta_{TV} = \frac{W_{TG}}{Q_{TG}^+} \quad [\text{Ec 2.4}]$$

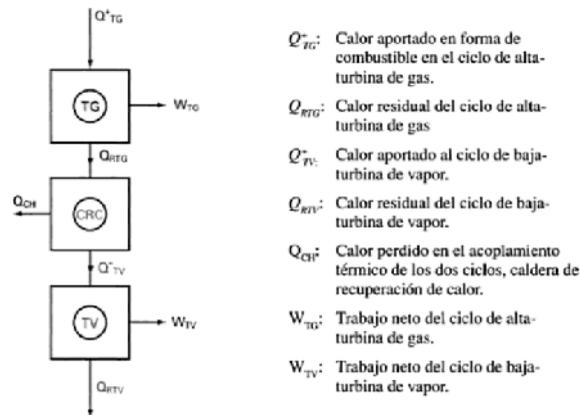


Figura 2. 8. Flujos de energía existentes entre gas-vapor

2.2. EQUIPOS FUNDAMENTALES DE UNA CENTRAL CICLO COMBINADO.

Funcionamiento de la caldera de recuperación de calor

La caldera de recuperación de calor o HRSG (heat recovery steam generator) en un ciclo combinado es el elemento encargado de aprovechar la energía de los gases de escape de la turbina a gas transformándola en vapor. Con posterioridad, ese vapor puede transformarse en electricidad por una turbina a gas, ser utilizado en procesos industriales o en sistemas de calefacción centralizados.

Las calderas de recuperación de calor pueden clasificarse en calderas con o sin postcombustión y en calderas horizontales o verticales y también por el número de veces que el agua pasa a través de la caldera, conocidas como OTSG (One Time Steam Generator).



Las partes principales de una caldera de recuperación de calor son:

- Desgasificador, es el encargado de eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación, oxígeno principalmente y otros gases que nos podría provocar corrosiones.
- Tanque de agua de alimentación, depósito donde se acumula el agua que alimenta a nuestro sistema, esta agua debe ser muy pura para evitar impurezas que nos podrían obstruir los conductos, erosionarlos o corroerlos por las sustancias que lleven con ellos.
- Calderín, es el lugar de donde se alimenta el evaporador de agua y el sobrecalentador de vapor. Puede haber diferentes tipos de calderines según la turbina a vapor que alimenten ya sean de baja, media o alta presión.
- Bombas de alimentación, son las encargadas de enviar el agua desde el tanque de agua de alimentación a su calderín correspondiente.
- Economizadores, son los intercambiadores encargados de precalentar el agua de alimentación con el calor residual de los gases de escape, aprovechando su energía con lo que aumentamos el rendimiento de nuestra instalación y evitamos saltos bruscos de temperatura en la entrada de agua.
- Evaporadores, son intercambiadores que aprovechan el calor de los gases de escape de temperatura intermedia para evaporar el agua a la presión del circuito correspondientes, la circulación del agua a través de ellos puede ser forzada o natural, en la forzada se utilizan bombas y en la natural el efecto termosifón, aunque también se usan bombas en los momentos de arranque o cuando sea necesario, devolviendo el vapor al calderín.
- Sobrecalentadores y Recalentadores, son los intercambiadores que se encuentran en la parte más cercana a la entrada de los gases procedentes de la combustión en la turbina a gas, el vapor que sale ya está listo para ser enviado a la turbina a vapor, este vapor debe ser lo más puro posible y debe ir libre de gotas de agua



que deteriorarían nuestra turbina, también debemos tener controlada la temperatura y presión del vapor para evitar estrés térmico en los diferentes componentes.

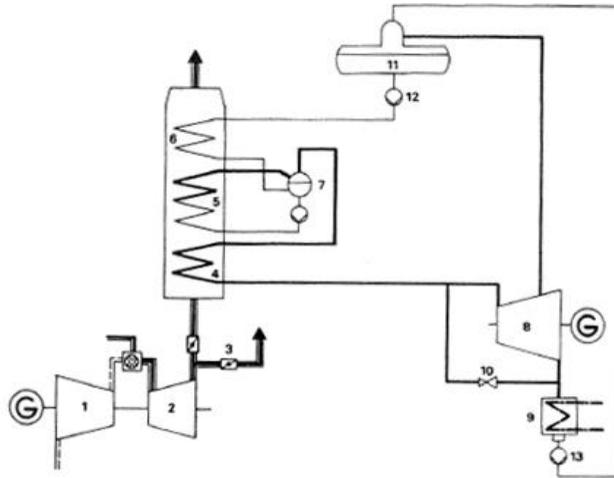


Figura 2. 9. Esquema del Sistema de Recuperación de Calor mejorar este esquema

Dónde:

- 1) Compresor.
- 2) Turbina a gas.
- 3) By-pass
- 4) Sobrecalentador o recalentador.
- 5) Evaporador.
- 6) Economizador.
- 7) Calderín.
- 8) Turbina a vapor
- 9) Condensador.



- 10) By-pass de vapor.
- 11) Depósito de agua de alimentación/ Desgasificador.
- 12) Bomba de alimentación.
- 13) Bomba de condensado.

Calderas de recuperación de calor con y sin postcombustión.

- La caldera sin postcombustión es el tipo más común de caldera utilizada en los ciclos combinados. Esencialmente es un intercambiador de calor en el que se transfiere el calor de los gases al circuito agua-vapor por convección.
- En lo que se refiere a las calderas con postcombustión, aunque pueden construirse calderas de recuperación con quemadores y aporte de aire adicional, las modificaciones constructivas normalmente se limitan a la instalación de quemadores en el conducto de gases a la entrada de la caldera. Ello permite que se pueda utilizar el exceso de oxígeno de los gases de escape de la turbina, sin sobrepasar temperaturas admisibles para la placa de protección interna del aislamiento, temperaturas superiores a 800 °C y sin modificar, de forma importante, la distribución de superficies de intercambio de la caldera sin postcombustión. Estas calderas normalmente llevan atemperadores de agua pulverizada para regular la temperatura del vapor.

Calderas de recuperación de calor horizontales y verticales.

1. Calderas de recuperación de calor horizontales.



Figura 2. 10. Caldera horizontal

La caldera horizontal es aquella en la que el gas, a la salida de la turbina, sigue una trayectoria horizontal a través de los distintos módulos de sobrecalentamiento, recalentamiento, vaporización y calentamiento de agua, hasta su conducción a la chimenea de evacuación.

No necesitan estructura de soporte, siendo en conjunto una caldera más compacta y barata, ya que requiere poca estructura metálica de soporte al ir colgados los elementos del techo.

El aislamiento suele ser interno para evitar el utilizar en la carcasa materiales aleados y juntas de dilatación. Conviene que el material aislante esté recubierto por una chapa para protegerlo del impacto del agua o vapor en caso de rotura de tubos.

Debido a la construcción compacta, gran parte de los tubos en el interior de los haces no son accesibles, por lo que en caso de rotura se debe abandonar el uso de dicho tubo.



Otro inconveniente de este tipo de caldera es el drenaje inferior de los colectores y tubos del recalentador y sobrecalentador, que puede provocar la acumulación de bolsas de agua que en los arranques podrían impedir la circulación. Por su diseño debemos cuidar los siguientes detalles constructivos y operativos:

La pérdida de carga de los gases a lo largo de la caldera debe ser inferior a 300 milímetros de columna de agua.

- Debe cuidarse especialmente la calidad de los materiales empleados en los módulos más calientes.
- Deben seguirse procedimientos estrictos de soldadura y de control de calidad: radiografiado, ultrasonidos e inspección visual, especialmente en las soldaduras de los tubos verticales con los colectores de los módulos más calientes, tanto por la falta de acceso para reparaciones como por el hecho de estar sometidos a mayores tensiones térmicas susceptibles de provocar roturas.
- Debe eliminarse las tensiones residuales de las curvas de los tubos a 180 °C y las durezas iniciadoras de las grietas.

Durante la operación de estas centrales, en este tipo de calderas se debe prestar especial atención a lo siguiente:

- Debe seguirse un procedimiento estricto de conservación durante periodos de paradas prolongadas, para evitar que el agua que se nos quede en los tubos pueda corroer los materiales.
- Se debe establecer procedimientos periódicos de limpieza química, para eliminar incrustaciones y acumulaciones de material no deseado.



- Debe seguirse el procedimiento de operación en arranques rápidos, para evitar posibles problemas.
- Se debe disponer de un plan de inspecciones periódicas en aquellas soldaduras de tubo a colector sometidas a mayor grado de fluencia o fatiga térmica, colectores de salida del sobrecalentador y recalentador y colector de entrada al economizador.
- Debe vigilarse cuidadosamente los parámetros químicos del agua de alimentación, especialmente el contenido de oxígeno y la posible contaminación por roturas de tubos en el condensador, para evitar corrosiones.
- En las revisiones mayores se debe inspeccionar interiormente algún tubo de los evaporadores en la parte alta, para ver si han formado depósitos sólidos que impidan una correcta transmisión del calor.
- Se deben respetar las rampas de subida y bajada de temperaturas recomendadas por el fabricante.
- Debe mantenerse un flujo continuo de agua en el economizador durante los arranques para evitar los choques térmicos en el colector de entrada. Asimismo, debe controlarse la presión en el economizador a bajas cargas para evitar la formación de vapor.
- Debe vigilarse que los indicadores de tensión de los soportes de las tuberías principales estén dentro del rango de valores admisibles.

2. Calderas de recuperación de calor verticales

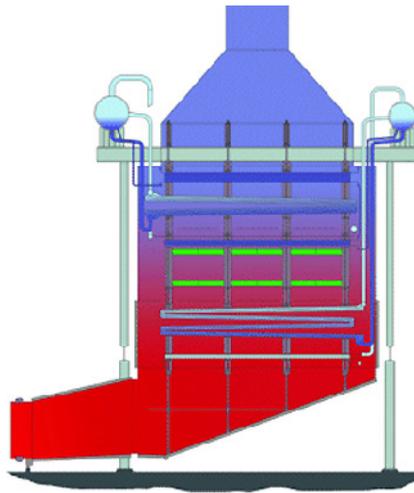


Figura 2. 11. Caldera Vertical

Este tipo de calderas son parecidas en su configuración a las calderas convencionales, constan de una estructura sobre la que apoyan los calderines y de la que cuelgan los soportes de los haces horizontales de tubos. En estas calderas, los tubos dilatan mejor, no están sometidos a tensiones térmicas tan elevadas, y son más accesibles para inspección y mantenimiento.

Algunas calderas verticales tienen circulación forzada, otras circulación asistida en los arranques, y la tendencia es a diseñarlas con circulación natural, lo que implica elevar la posición de los calderines para conseguir que la diferencia de densidad entre la columna de agua de los tubos de bajada del colector o down commers y de los tubos de salida del colector del evaporador al calderín o risers, asegure la circulación a través de los tubos evaporadores horizontales.

En este tipo de calderas el aislamiento suele ser interior, con protección de la capa aislante, o mixto, con recubrimiento interno de fibra cerámica en la parte superior donde los gases son más fríos.



Aunque operacionalmente estas calderas no son tan especiales, las exigencias de control de calidad durante la construcción y la pureza del agua de alimentación son requisitos similares a los de las calderas horizontales, así como las limitaciones y precauciones en subidas y bajadas de carga.

La forma normal de operación en este tipo de calderas es en presión deslizante, donde la presión del vapor fluctúa de acuerdo con el flujo de vapor, permaneciendo completamente abiertas las válvulas de la turbina. Esta forma de operación maximiza el rendimiento de la caldera a cargas parciales, ya que si decrece la producción de vapor, al reducirse el caudal y la temperatura de los gases de escape de la turbina a gas, también se reduce la presión, y con ella la temperatura de saturación, con lo que se consigue una alta vaporización y la recuperación de la mayor parte de la energía de los gases.

3. Calderas de un solo paso o OTSG (One Time Steam Generator)

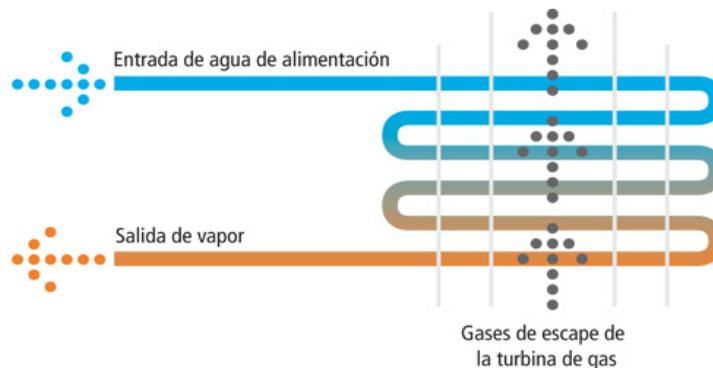


Figura 2. 12. Caldera OTSG

En este tipo de calderas el agua pasa una sola vez por caldera, dando nos la temperatura y presión deseadas, suelen ser utilizadas para procesos industriales, parecen tener un buen futuro por sus propiedades de operación y mantenimiento que son más sencillas que los dos tipos anteriores. [21]



2.3. SISTEMAS AUXILIARES.

2.3.1. Sistemas de Enfriamiento.

Los parámetros que se tienen en cuenta para seleccionar el tipo de sistema de enfriamiento más conveniente, incluyen:

- El tipo de turbina.
- Las condiciones climáticas.
- Horas de operación de las turbinas.
- Relación entre flujo másico y potencia generada, con el precio de las turbinas en buen estado.
- Las principales ventajas que se obtienen al enfrentar el aire en la succión del compresor son:
 - Mejoramiento de la potencia de salida.
 - Disminución del consumo térmico específico en ciclo abierto y ciclo combinado.
 - Y, disminución en las emisiones, debido al mejoramiento en la eficiencia local.

En general, tres diseños de sistemas de enfriamiento son usados para plantas termoeléctricas: un paso (“Once-Through Condenser”; OTC), recirculación húmeda y sistemas secos. Recientemente, sistemas de enfriamiento híbridos han sido desarrollados para condiciones especiales de operación.

Es importante notar que cada tecnología de enfriamiento tiene ventajas y desventajas y no existe una tecnología de enfriamiento óptima para todas las plantas de energía. Una tecnología apropiada en algunos ambientes, puede ser menos eficaz en otros.



Además, existen algunos factores y condiciones específicas de cada sitio (como la infraestructura existente, condiciones meteorológicas locales, derechos de asignación de agua, etc.) que impactan en la determinación del sistema de enfriamiento óptimo para las condiciones y recursos de la locación en particular. [27]

Un paso (“once-through condenser”)

En el sistema de Un Paso (OTC), el agua de enfriamiento es bombeada a través de un intercambiador de calor para condensar el vapor y luego ser bombeado de regreso al Recuperador de Calor para completar el ciclo. Prácticamente toda el agua de enfriamiento es devuelta al reservorio de agua donde se enfría naturalmente, y puede ser bombeada de regreso al condensador o usada con otros propósitos [27]. Como consecuencia, las plantas equipadas con sistemas de enfriamiento de un solo paso requieren utilizar grandes cantidades de agua, aunque del agua utilizada tienen un bajo consumo. [28]

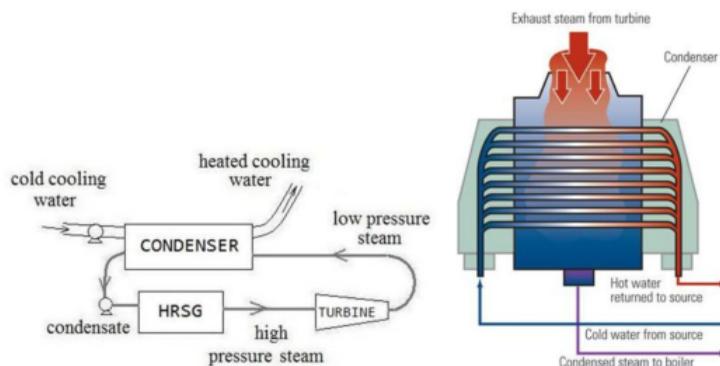


Figura 2. 13. Diagramas configuración de un paso y detalle del condensador.

Los sistemas de enfriamiento de Un Paso son simples y efectivos para condensar vapor, otorgando una alta eficiencia a plantas de energía. [27]



Sin embargo, su uso ha sido limitado o prohibido en base a preocupaciones ambientales, incluyendo descarga térmica y problemáticas en la toma de agua, tales como: la mortalidad de vida acuática y el mantenimiento de dichos sistemas. Estos sistemas son ahora raramente considerados para nuevas plantas de energía, y, de hecho, la presión generada por los entes involucrados en la problemática ha conllevado a la conversión de algunas plantas de generación con sistemas de Un Paso a enfriamiento de ciclo cerrado.

Los sistemas de Un Paso (OTC) presentan algunas **ventajas y desventajas** que son listadas a continuación:

Ventajas:

- Posibilidad de tener una alta eficiencia bruta.

Desventajas:

- Altas tasas de retiro de agua (uso más no consumo),
- Descarga térmica que incrementa la evaporación en la fuente,
- Arrastre (“Entrainment”) y Captura (“Impingement”) de organismos acuáticos, y
- Corrosión, deposición y obstrucción. [29]
- Para asegurar el retorno adecuado del agua con agentes anticorrosivos y biocidas al mar es necesaria la neutralización de los residuos y el monitoreo constante de la calidad del agua descargada.



Arrastre y Captura en un sistema OTC.

Las Instalaciones que utilizan OTC son diseñadas con sistemas de rejillas que previenen que objetos de gran tamaño pasen a través de los tubos del condensador generando daños o bloqueos al mismo. Peces y otros organismos que quedan atrapados en las rejillas se denominan organismos capturados y el proceso se reconoce como “Captura” o en su término en inglés “Impingement” (ver Figura 2.14). Generalmente las rejillas son diseñadas para rotar (“traveling screens”) y que de esta manera los residuos o peces puedan ser removidos. Si bien el tamaño de orificios de la rejilla puede variar, la mayoría de facilidades son diseñadas con espacios de 3/8 in (aprox. 1 cm). Peces, moluscos y crustáceos durante sus primeras etapas de vida son lo suficientemente pequeños para pasar a través de las rejillas de protección y entonces están expuestos a esfuerzos mecánicos, agua caliente y biocidas (utilizados de forma intermitente). Los pequeños peces y otros organismos que pasan a través de las rejillas de protección son referidos como organismos arrastrados y el proceso como el Arrastre (“Entrainment” en inglés). [30]

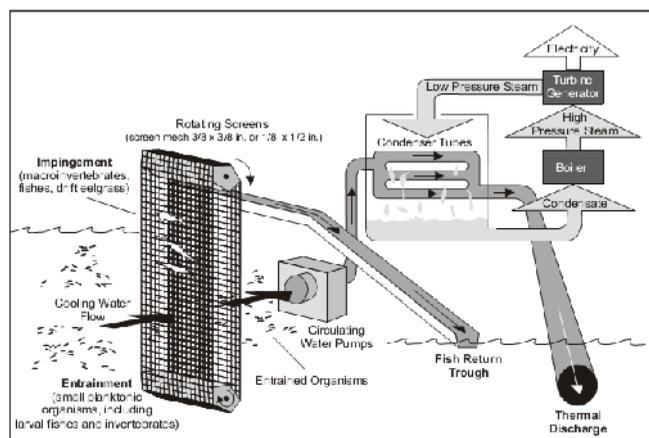


Figura 2. 14. Diagrama de Arrastre y Captura en las instalaciones de un OTC.

Peces, moluscos y crustáceos pueden entrar en los túneles de captación



y habitar las áreas de ensenada cercanas de las rejillas de protección. Con el fin de controlar los organismos de incrustación biológica que colonizan las paredes y otras superficies del túnel de captación, las instalaciones son periódicamente sometidas a "tratamiento térmico" mediante la circulación de agua de descarga (más caliente) a través del sistema de admisión de agua de enfriamiento. Esto expone los organismos de incrustación biológica a agua caliente con el fin de eliminar estos organismos de las paredes del túnel. Cualquier pez en la zona ensenada de admisión y los túneles de admisión pueden sufrir mortalidad como resultado de la exposición al proceso de tratamiento de calor, a menos que se desplacen hacia atrás, fuera del túnel de admisión. Normalmente los túneles son tratados con calor cada seis a ocho semanas, según sea necesario durante los períodos de mayor incrustación.

El control de las incrustaciones en las superficies de transferencia de calor es necesario para una operación eficiente del sistema de enfriamiento de Un Paso (OTC). El uso de Polifosfatos o polímeros orgánicos pueden reducir en gran medida el potencial depósito en el sistema. Adicional a las limitaciones en la transferencia de calor, las deposiciones pueden alterar las características del fluido, inducir corrosión bajo los depósitos, incrementar la potencia consumida por el sistema de bombeo y generar productos de la corrosión que contaminen las corrientes expuestas al agua en el sistema de Un Paso (OTC).

Las incrustaciones más comunes que se encuentran en los sistemas de enfriamiento OTC son sales duras, tales como el calcio y magnesio, combinado con aniones: carbonatos, sulfatos y silicatos. Productos de corrosión como el óxido de hierro también pueden contribuir



significativamente a la formación de incrustaciones. Lodo y fango también pueden incidir en la formación de depósitos en los sistemas de Un Paso (OTC). [31]

Sistemas de enfriamiento seco

Los sistemas de enfriamiento seco no requieren agua en un ciclo abierto y por este motivo son utilizados donde el agua es escasa o la calidad del agua no es lo suficientemente adecuada para la correcta y segura operación de la planta.

La tecnología de enfriamiento seco ha sido utilizada durante casi 70 años, y fue pionera en regiones tan diversas como Europa del Este, Sudáfrica y Medio oriente. Desde 1999, cerca de 20 GW de potencia en los Estados Unidos ha sido desarrollada utilizando enfriamiento seco. [21]

Los sistemas de enfriamiento seco pueden utilizar procesos directos o indirectos de enfriamiento con aire.

Sistemas secos directos

Los **Condensadores Aero Enfriados (“Air-Cooled Condenser”, ACC)** son los sistemas directos de enfriamiento seco más comúnmente utilizados. Ellos han sido instalados y operados exitosamente en todas las partes del mundo, incluso en áreas desérticas con altas temperaturas de bulbo seco durante el verano [24].

Las tuberías de las unidades de ACC tienen una sección transversal relativamente grande y son normalmente arreglados en una configuración con estructura en “A”, como se muestra en la figura 2.15, que da como resultado

un alto cociente entre el área superficial de intercambio térmico con respecto al área de instalación [24].

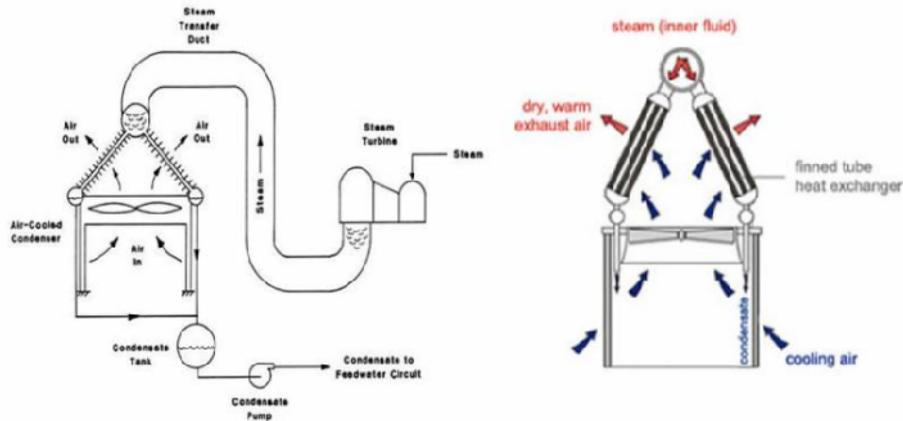


Figura 2. 15. Configuración típica de Aero Condensadores ACC

El vapor a ser condensado y enfriado pasa a través de los tubos aletados de aeroenfriamiento sin contacto entre el condensado y el aire. La velocidad de transferencia de calor es función del área superficial de las aletas y de la velocidad del flujo de aire.

También se debe indicar que la eficiencia adicional típica de las plantas a ciclo combinado es compensada en algún grado por la reducción de eficiencia de los condensadores aeroenfriados para operar durante los meses calientes [27].

Un beneficio del enfriamiento seco es que frecuentemente puede acelerar los tiempos necesarios para revisión y recepción de los permisos de construcción de plantas nuevas, y esto a menudo representa una motivación suficiente para adoptar dicha tecnología incluso cuando el uso de la misma no es mandatorio [27].

Sistemas secos indirectos

En los sistemas de enfriamiento seco de tipo indirecto, se utiliza un condensador convencional enfriado con agua para condensar el vapor exhausto de la turbina. De cualquier manera, una torre de enfriamiento seco, similar a un ACC, transfiere calor desde el agua al aire por medio de la conducción. Como resultado, no se generan pérdidas de agua de enfriamiento por evaporación. El uso de agua, tanto retiro como consumo, son mínimos [28].

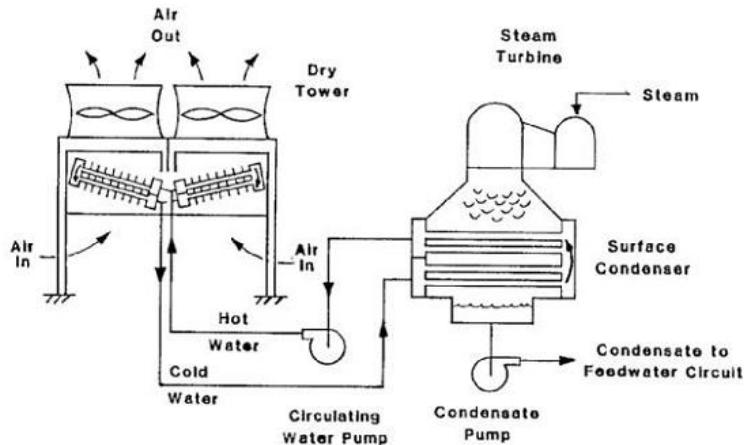


Figura 2. 16. Representación esquemática de un sistema de Enfriamiento Indirecto.

La mayor diferencia en el desempeño entre un sistema de enfriamiento seco y uno húmedo está relacionado a la temperatura de bulbo seco (DBT) y a la temperatura de bulbo húmedo (WBT) respectivamente. El desempeño de los sistemas de enfriamiento seco tiene una estrecha relación con la temperatura ambiente DBT del aire.

Los sistemas de enfriamiento seco presentan las siguientes **ventajas y desventajas**:



Ventajas:

- Menor consumo de agua,
- No ocasiona pérdidas de vidas acuáticas por Arrastre/Captura,
- No genera columnas de vapor con descarga térmicas,
- No genera corrosión externa, deposición o incrustaciones.
- Servicio técnico en línea sin la necesidad de parada de planta.

Desventajas:

- Alto costo de instalación,
- Disminución de la eficiencia en días con alta temperatura en el aire,
- Espacio requerido para instalación, y
- Incremento de servicio técnico periódico.

En cualquier modo, cuando la WBT es inferior que la DBT, los sistemas de enfriamiento por evaporación son más eficientes y menos costosos para las mismas condiciones cuando hay una fuente de agua disponible [32].

Enfriador Evaporativo.- Este sistema reduce la temperatura de una corriente de aire a través de la evaporación del agua y es aplicable en lugares donde el aire es cálido, y es más efectivo en ambientes secos. El enfriamiento se logra haciendo pasar el aire a través de un filtro por el cual se deja que escurra el agua. Debido a la baja humedad relativa del ambiente, parte del agua líquida se evapora. La energía del proceso de evaporación viene de la corriente de aire, por lo que éste se enfría. Un enfriador evaporativo incrementa la humedad relativa, hasta valores alrededor del 85%.



La capacidad de enfriamiento de este sistema está limitada por las diferencias entre las temperaturas de bulbo seco y bulbo húmedo del ambiente. Sus ventajas son muy bajos costos iniciales y su facilidad de operación.

Funcionamiento de Ciclo Combinado en Operación Normal.

Se considera operación normal cuando la central opera con sus turbinas a gas con los bypass de gases cerrados y con las turbinas a vapor, estando todas las turbinas por sobre su mínimo técnico. En la figura 2.17 se muestra una curva de arranque genérica de un ciclo combinado, compuesta de una turbina a gas y una turbina a vapor. En este se logra apreciar la curva que describe su funcionamiento en operación normal, correspondiente a la curva $TG + TV$ a partir del tiempo $T_{sinc TV}$.

Funcionamiento en Ciclo Abierto.

Se dice que la central opera en ciclo abierto cuando los bypass de gases se encuentran abiertos, y opera únicamente la(s) turbina(s) a gas por sobre su mínimo técnico. En la figura 2.17 se aprecia el funcionamiento de la turbina a gas correspondiente a la curva TG , la cual describe el funcionamiento de la central en ciclo abierto. Cabe mencionar que esta operación provoca que la eficiencia de la central disminuya, por lo que se opera de esta forma por cuestiones de actividades de mantenimiento o restricciones operativas. Sin embargo, un ciclo combinado no puede funcionar en ciclo abierto con la turbina a vapor, ésta necesita del calor producido por los gases de escape de la turbina a gas, esto implica que el funcionamiento de la TV está restringido a la operación de la TG .



En la figura 2.17 se muestra una curva aproximada del proceso de arranque de un ciclo combinado con una turbina a gas y una de vapor, cuyas etapas se detallan a continuación.

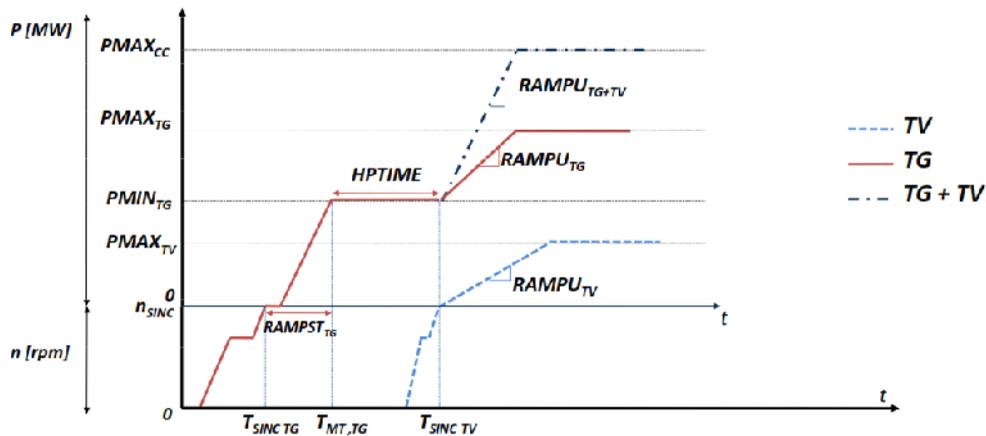


Figura 2.17. Curva de arranque aproximado ciclo combinado con una turbina a gas y una a vapor.

Arranque de un Ciclo Combinado.

Un ciclo combinado debe pasar por una sucesión de etapas antes de llegar a operación normal. Cada etapa describe una curva de arranque que representa su comportamiento al inicio. Un ejemplo de esta curva se ilustra en la figura 2.17, en donde se aprecia una curva idealizada en la que no se detallan los fenómenos no lineales referentes a la estabilización de parámetros térmicos que ocurren en la central.

- Operativos previos: Los servicios auxiliares y los componentes secundarios de la central, tales como compresores, condensadores, bombas, válvulas, etc. deben estar operativos al momento de comenzar la inyección de combustible.



- Arranque turbina a gas: El aire a alta presión del compresor se mezcla con el combustible y se inicia la ignición en la cámara de combustión. Se controla la temperatura y la presión de los gases del proceso, llevando la turbina a gas desde velocidad $n = 0$ hasta la velocidad de sincronización del generador acoplado a su eje, $n=n_{SINC}$. Este proceso está caracterizado por el tiempo de sincronización $T_{SINC,TG}$.
- Sincronización: Una vez que se llega a velocidad nominal se inicia el proceso de sincronización a la red de la maquina generadora, realizado de forma automática por los controladores de la central.
- Rampa de arranque: Una vez se ha sincronizado el generador a la red externa, se comienza el proceso de arranque que lleva a la unidad desde la potencia nula a la potencia de mínimo técnico. Esta rampa, indicada como $RAMPST_{TG}$, se mide en unidades de tiempo, definiéndose entre el tiempo de sincronización $T_{SINC,TG}$ y el tiempo que demora llegar a mínimo técnico $T_{MT,TG}$, siendo del orden de minutos en las turbinas a gas de una planta de ciclo combinado. Si bien la unidad ya está sincronizada y aportando energía a la red externa, esta no suele ser considerada en la optimización y simulación de la operación por los operadores del sistema.
- Mínimo técnico: Una vez que la unidad ha llegado al mínimo técnico se está en condiciones de funcionar en ciclo abierto o de prepararse para el funcionamiento en operación normal del ciclo combinado. En el primer caso, que corresponde a la curva TG de la figura 2.17, se comienza con el proceso de toma de carga de acuerdo con el



valor del gradiente de subida $RAMP U_{TG}$ (en unidades de MW/min) dado por el fabricante. En el segundo caso, antes de entrar en funcionamiento en operación normal, se debe arrancar la turbina a vapor, proceso que se describe en el siguiente punto.

- Arranque turbina a vapor: La turbina a vapor requiere un cierto tiempo previo a su arranque debido a que se requiere una estabilización de las variables termodinámicas que influyen en el ciclo de vapor: temperatura, presión (nivel de saturación del vapor). La secuencia necesaria para arrancar esta turbina se detalla a continuación.
 - ✓ Cerrar el bypass de gases de una turbina a gas, de modo que los gases de combustión de esta turbina lleguen al intercambiador de calor, generándose de esa forma vapor útil.
 - ✓ Mantener esta turbina a gas en mínimo técnico por tiempo determinado durante el cual las variables termodinámicas del ciclo de vapor se estabilizan evitando el stress térmico en la caldera. Este tiempo se denominará tiempo de hold-point [25]. Se representa en la figura 2.17 por el parámetro *HP TIME*.
 - ✓ Durante el tiempo de hold-point se comienza el proceso de arranque de la turbina a vapor, llevándola desde el reposo a velocidad de sincronización.
 - ✓ Una vez sincronizada a la red, la turbina a vapor está en condiciones de tomar carga según su gradiente de subida



RAMP U_{TV} .

- ✓ De existir más turbinas a gas en la planta, cerrar sus bypass de gases si se desea aumentar la potencia de salida de la turbina a vapor.

Como se mencionó anteriormente, el tiempo de hold-point se requiere para evitar el stress térmico al que se someten los materiales de la caldera al cerrar los bypass de gas y para lograr las temperaturas y presiones adecuadas del vapor. Este tiempo depende de cuan fría está la caldera al momento de arrancar la turbina a vapor, lo que implica que el tiempo de hold-point es función del tipo de arranque de la central, la que puede ser en caliente, en tibio o en frío de acuerdo al tiempo que lleve fuera de servicio. En la tabla 2.17 se presentan tiempos típicos para el tipo de arranque y el tiempo de hold-point [25].

- Operación normal: Una vez sincronizada la turbina a vapor a la red, se está en condiciones de operar normalmente, entre el mínimo técnico y la potencia máxima instalada, tomando carga según *RAMP* U_{TG+TV} , el cual no es necesariamente igual a la tasa de toma de carga en ciclo abierto.

Tabla 2. 3. Tiempo de Hold Point según tipo de partida.

Tipo Partida	Tiempo OFF (hrs)	Tiempo <i>Hold-Point</i> (hrs)
Caliente]8,60]	2
Tibio]60,120]	3
Frío]120,∞]	4

Funcionamiento con quemadores adicionales.

A modo de obtener una mayor potencia de salida del ciclo combinado, ciertas



plantas han implementado quemadores adicionales o ductos quemadores (duct burner o supplementary firing, en inglés), los cuales permiten generar más calor en la caldera mediante la combustión de combustible extra aumentando la producción de vapor y por ende incrementando la potencia de salida de la turbina a vapor [26]. La operación de los quemadores adicionales provoca que el heat rate de la planta aumente entre un 5 % a un 20 %, disminuyendo su eficiencia, por lo que esta operación solo tiene sentido económico una vez que la central opera con todas sus turbinas encendidas y a plena carga.

Aspectos positivos y limitaciones de los ciclos combinados.

Además de la flexibilidad de utilización, ya sea para generación de energía eléctrica como para obtención de vapor, este tipo de configuración permite la conversión o “repowering” de instalaciones térmicas con turbinas a vapor con el consiguiente aumento de la eficiencia integral de las mismas.

Los fabricantes de turbinas a gas y plantas de ciclo combinado indican las siguientes razones para justificar el mayor uso de los mismos:

1. Disponibilidad de grandes volúmenes de gas natural.
2. Posibilidad de uso de otros combustibles, diésel, carbón gasificado, etc., con rendimientos elevados pero con limitaciones en el funcionamiento de los quemadores. El diseño se optimiza para gas natural.
3. Elevados rendimientos con buen factor de carga.
4. Bajo impacto ambiental en relación con las emisiones de NOx y menor eliminación de calor al medio ambiente.



5. Menores requerimientos de refrigeración respecto a una central convencional de igual potencia.
6. Bajos costos de capital y cortos plazos de entrega de las plantas, para los niveles de eficiencia obtenidos.
7. Ventajas asociadas a la estandarización de componentes, con la simplificación de su montaje y mantenimiento.

El rendimiento de los ciclos combinados nuevos que operan en la actualidad es del orden del 57 %. Este valor supera a los rendimientos de los ciclos abiertos de turbinas a gas y de los de vapor que trabajan en forma independiente.

El desarrollo práctico de los ciclos combinados estuvo fuertemente vinculado al desarrollo tecnológico de los materiales para construir turbinas a gas capaces de operar a relaciones de presión relativamente altas, de 10:1 hasta 13:1, y con temperaturas de entrada del orden de 1080 °C. Esto originó un retraso en el avance de la utilización de estos ciclos. Esta situación mejoró en la década de los 90 y en la actualidad en el mercado se encuentran turbinas que admiten temperaturas de entrada del orden de los 1400 °C. Las mejoras en el diseño de componentes y materiales han permitido elevar la potencia y la eficiencia térmica de las turbinas a gas y por lo tanto del ciclo combinado. La utilización de materiales cerámicos y monocristalinos en los álabes de la turbina ha contribuido enormemente a este avance.

Una de las limitaciones que imponen los materiales y las temperaturas de trabajo asociadas, a los equipos y componentes del circuito de los gases de combustión, son los esfuerzos térmicos que aparecen cuando estos ciclos se operan en forma intermitente o “se ciclan”. Estos esfuerzos son mayores que los que se producen en operación continua, ya que cuando se efectúa el ciclado los transitorios de arranque y parada son mucho más frecuentes. En



estos transitorios se produce fatiga termomecánica de los metales base. Tanto este tipo de paradas como las de emergencia afectan fuertemente la vida útil de la turbina, ya que en este aspecto cada arranque equivale a aproximadamente veinte horas de operación en régimen continuo y cada parada de emergencia equivale a diez arranques normales (unas doscientas horas de funcionamiento).

Por otra parte se ha comprobado que aún en condiciones normales de operación mucho de los componentes del citado circuito de gases de combustión no alcanzan el tiempo de vida útil previsto. Por ejemplo los álabes de la turbina a gas presentan frecuentemente fallas antes de cumplir la vida útil establecida en el diseño.

Otra limitación de estos ciclos es la respuesta de la turbina a gas de acuerdo con las condiciones ambientales. Así, en días calurosos la turbina trabaja con menor eficiencia que en los días fríos. Una turbina a gas que se opera con una temperatura ambiente de 0°C produce alrededor del 15 % más de energía eléctrica que la misma máquina a 30°C. Asimismo los climas secos favorecen la eficiencia de estos equipos. Por estas razones las eficiencias nominales expresan los resultados de los cálculos de potencia basados en condiciones ambientales normalizadas ISO (15°C, 1,013 bar. y 60% de humedad relativa). En lo que respecta a la contaminación ambiental, los combustores de baja emisión de NO_x fueron uno de los más importantes logros en la tecnología de las turbinas a gas. No obstante implican la limitación de tener mayor inestabilidad de llama que los de difusiones convencionales por la necesidad de usar mezclas aire-combustible más pobre. La oscilación de la llama puede producir vibraciones y ruido inaceptables y además afectar la vida útil y la fiabilidad operativa de la turbina a gas. [19]



Figura 2.18. Vista de una central de ciclo combinado.

2.4. BALANCE TÉRMICO Y RENDIMIENTO DEL CICLO.

2.4.1. Balance Térmico y Rendimiento del Ciclo.

El ciclo comienza con la aspiración de aire desde el medio ambiente, siendo conducido éste al Compresor, previo paso por un sistema de Filtros del tipo “canasto” que tiene como fin eliminar las impurezas del aire aspirado. El Compresor es del tipo axial ya que la corriente de aire fluye de forma paralela al eje de rotación, a través de una serie de etapas consistente cada una de ellas en un grupo de alabes giratorios de un rotor y los alabes fijos de un estator.

Cada etapa funciona incrementando la velocidad de flujo a través de los alabes giratorios y produciendo después la difusión, o sea, desaceleración del aire para elevar la presión a través de los alabes fijos. Este tipo de Compresor, además de brindar el aire necesario para el proceso de combustión, suministra también el aire para refrigerar las piezas calientes de la Turbina a Gas, que están expuestas a los gases combustionados.



Una vez comprimido el aire, se mezcla con combustible atomizado (Gas Natural o Gasoil) en una cámara donde se realiza la combustión (Cámara de Combustión). Ésta consiste en una serie de quemadores o tubos de llama, denominados así por estar en contacto directo con la combustión. Estos tubos están espaciados uniformemente alrededor del eje que une el compresor con la Turbina a Gas, a su vez existe una cáscara anular que envuelve a estos tubos de llama a través de la cual llega el aire necesario para la combustión.

El sistema de inyección de combustible es individual para cada quemador. Para lograr el correcto premezclado del combustible con el aire y aumentar así la estabilidad de la llama el sistema funciona con exceso de aire. La instalación cuenta con un total de veinte Cámaras de Combustión. El resultado de esta combustión, es un flujo de gases calientes, que al expandirse hacen girar la Turbina a gas proporcionando trabajo mecánico.

Este equipo está formado por una serie de etapas consistente cada una de ellas, en un grupo de alabes fijos seguido por un grupo de alabes móviles; en cada una de estas etapas se transforma la energía cinética de los gases que dejan la Cámara de Combustión en energía mecánica utilizada para arrastrar el Generador de Energía Eléctrica y el Compresor. La expansión del gas se produce tanto en los alabes fijos o toberas, como en los alabes móviles del rotor. La velocidad de rotación del rotor es del orden de las 3000 rpm.

Los gases de escape que salen de la Turbina a gas pasan a la Caldera de Recuperación, a través del Ducto de Transición. En este, pueden ubicarse Quemadores de gas natural cuya función es, aprovechando el exceso de aire que poseen los gases de combustión a la salida de la Turbina a gas, aumentar la temperatura de los gases que circulan hasta el ingreso a la Caldera de



Recuperación, de manera de conseguir un aumento en el rendimiento de la instalación.

La Caldera de Recuperación tiene como objetivo producir vapor de agua. Utiliza para ello parte de la energía (calor utilizable) de los gases de escape de la Turbina a Gas y el calor auxiliar entregado por los Quemadores en el Ducto de Transición. El Sistema de Generación de Vapor comienza en la Bomba de Agua Condensada donde se eleva la presión de la misma. Luego, el agua, pasa por los Precalentadores y Economizadores y llega a los Evaporadores que son los equipos donde se produce la evaporación. El sistema cuenta con tres circuitos diferentes con distintas presiones de vapor, Alta, Media y Baja Presión. El vapor generado en la Caldera antes mencionada, se expande en la turbina a vapor. Ésta, es una máquina que convierte la energía térmica contenida en el vapor en trabajo mecánico.

Para lograrlo la energía térmica del vapor, se convierte primeramente en energía cinética, o de velocidad, por medio de la expansión del mismo desde una presión alta a otra más baja. Esta transformación se lleva a cabo en las Toberas, que además direccionan el flujo de vapor hacia los alabes móviles. En éstos, al chocar el chorro de vapor, se provoca el giro del eje del rotor que los contiene. Esta combinación es una de las etapas que contribuyen al trabajo mecánico final obtenido en el eje de la turbina a vapor.

El trabajo mecánico antes mencionado es transformado en energía eléctrica mediante el Generador de Energía Eléctrica, del tipo sincrónico, acoplado a la turbina a vapor.

El vapor que sale de la turbina a vapor ingresa al Condensador donde se lo transforma al estado líquido saturado. Básicamente éste, es un intercambiador de calor en donde el vapor pasa al estado líquido al circular por una serie de tubos



refrigerados en su exterior por agua de río. El circuito de agua de refrigeración es abierto. Su principal función es aumentar el rendimiento del Ciclo de Vapor ya que disminuye la temperatura y la presión final del vapor a través del vacío generado en el mismo. Otra ventaja es la recuperación del vapor que al ser condensado, se transforma en una fuente de abastecimiento de agua de alimentación de buena calidad y manteniendo el circuito de agua-vapor limpio y libre de impurezas y oxígeno.

Posteriormente el agua pasa a un Desaireador de agua de alimentación y luego, a través de Bombas, ingresa nuevamente a la Caldera de Recuperación para reiniciar el ciclo.

2.4.2. Desarrollo del Balance Térmico

El estudio se desarrolla de la siguiente manera:

- Estudio del Ciclo de turbina a gas: Esto comprende la realización del balance térmico y cálculo del rendimiento energético del mismo.
- Estudio del Ciclo de turbina a vapor: Igual que en el caso anterior, se realiza el balance térmico del ciclo y la determinación del rendimiento energético.
- Estudio del Ciclo Combinado: Además del cálculo del rendimiento energético del ciclo, se llevó a cabo el estudio de la incidencia que tienen sobre el mismo, tanto el aumento de presión diferencial en los filtros de aire como la temperatura del aire ambiente.

Estudio del Ciclo de Turbina a gas:

En la Tabla 2.4, se muestran los resultados obtenidos del balance térmico de un ciclo a gas dentro de un Ciclo Combinado. Debe hacerse la salvedad, que el



estudio contempla valores promedio de comportamiento dentro de un balance térmico de un ciclo de gas, para un Ciclo Combinado.

Tabla 2. 4. Valores e incidencia de distribución de energía calórica para Ciclo de Gas

	<i>Denominación del Sistema</i>	<i>Descripción</i>	<i>Potencia %</i>	
Aporte	1	Calor generado por el Combustible	El producto del Poder Calórico por unidad de peso del combustible (GN) por el consumo del mismo, en la unidad	100%
	2	Potencia entregada por la turbina a gas	Potencia mecánica neta en el eje de la Turbina a Gas, descontado el consumo del compresor en el proceso de arranque	38%
Distribución de calor generado	3	Calor remanente en los gases de escape	Los gases de escape (O ₂ , N ₂ y CO) elevan su temperatura, desde temperatura ambiente hasta la de salida por la chimenea	61%
	4	Pérdidas de calor	Por convección y radiación (carcaza de la máquina y medio ambiente)	1%

La Figura 2.19 muestra, en valores porcentuales, como se distribuye la energía calórica en el Ciclo de Gas dentro de Ciclo Combinado.

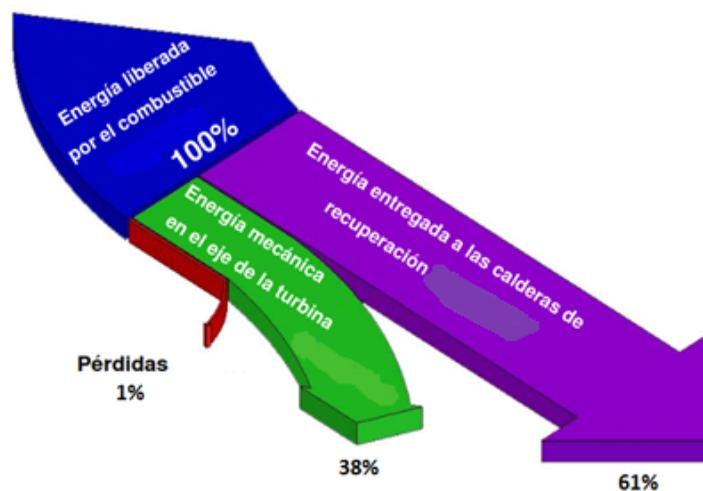


Figura 2. 19. Distribución energía calórica en valores porcentuales Ciclo Gas del Ciclo Combinado.



Estudio del Ciclo de Turbina a Vapor:

Para los cálculos, se consideró que toda la energía retenida por el vapor al momento de expandirse en la Turbina a Vapor fue aportada, en partes iguales, por cada uno de los Ciclos de Gas. Otra consideración muy importante es que, al momento de realizarse el estudio, el Ciclo Combinado se hallaba trabajando sin los Quemadores de Ducto en funcionamiento (sin aporte de energía calórica).

En la Tabla 2.5 se muestran los resultados obtenidos, para la distribución de la energía calórica en las dos Calderas de Recuperación. Estas son las que generan el vapor, necesario para el Ciclo de Vapor del Ciclo Combinado. [23]

Tabla 2.5.



Tabla 2. 5. Distribución de la energía calórica en las dos Calderas de Recuperación

		<i>Denominación del Sistema</i>	<i>Descripción</i>	<i>Potencia %</i>
Aporte	1	Energía entregada a las Calderas de Recuperación	Es el calor remanente (energía) de los gases de escape de las dos Turbinas de Gas. Aportan la energía para transformar el agua en vapor en las dos Calderas de Recuperación	100%
	2	Energía absorbida por el agua en las Calderas	Es la potencia calórica consumida por el agua para pasar del estado líquido saturado a vapor sobrecalentado. Aquí inicia el Ciclo Rankine	73.6%
	3	Energía perdida por las chimeneas	Son los gases calientes provenientes del Ciclo de Gas que, luego de entregar parte de su energía en las Calderas de Recuperación, se escapan por las chimeneas.	25.7%
	4	energía perdida en las Calderas	Es la energía calórica transferida al medio ambiente por convección y radiación.	0.70%
	5	Energía absorbida por el Condensador	Es la energía que el vapor cede al agua de refrigeración, para pasar al estado líquido saturado en el condensador. Por lo tanto esta energía es de pérdida	37%
	6	Energía mecánica en el eje de la Turbina a Vapor	El vapor al ingresar a las distintas etapas de la Turbina de Vapor, se expande a través de los álabes de la misma, transformando su energía mecánica en el eje de la misma.	36.6%

La Figura 2.20 muestra, en valores porcentuales, como se distribuye la energía calórica en el Ciclo de Vapor del Ciclo Combinado.

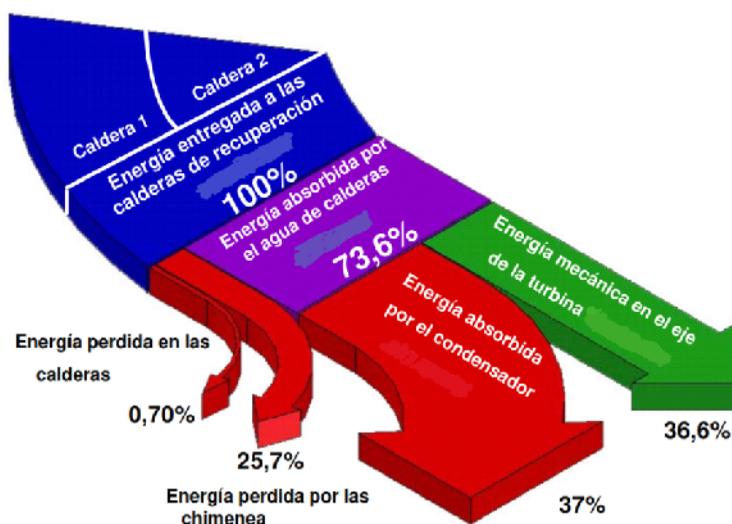


Figura 2. 20. Distribución energía calórica en valores porcentuales Ciclo Vapor del Ciclo Combinado

2.5. INCONVENIENTES FRECUENTES Y PARTICULARIDADES OPERATIVAS EN ESTE TIPO DE CENTRALES.

Como todo tipo de centrales de generación eléctrica, estas tiene sus propios problemas e inconvenientes, así como sus particularidades dentro de la operación y mantenimiento, las mismas que se pueden citar a continuación:

2.5.1. INCONVENIENTES

Dentro de los inconvenientes más comunes que tienen la operación y mantenimiento de las centrales de ciclo combinado para su entorno, se citan:

- Contaminan el aire.
- Calientan el agua de las torres de refrigeración y ésta vuelve caliente al río o al mar, pudiendo perjudicar a la fauna marina cercana de no tener o diseñar un



sistema de enfriamiento eficiente que impida el impacto negativo al ecosistema de ese lugar.

- Los tendidos eléctricos pueden provocar un impacto visual negativo en las personas que viven por donde pasan los cables.
- Provoca ruidos.
- Utiliza gran cantidad de agua.
- Impide el avance urbanístico del lugar en el que se ubica la central, ya que nadie quiere vivir en sus alrededores.
- Requiere tendidos, cableados, transformadores y subestaciones eléctricas, que cuestan mucho dinero y alteran el paisaje

2.5.2. PARTICULARIDADES OPERATIVAS

2.5.2.1. La flexibilidad

La energía eléctrica no se almacena. Aunque hay varias líneas de investigación en marcha para tratar de almacenar energía eléctrica en grandes cantidades hoy por hoy la demanda de energía instantánea debe coincidir con la producción.

Las centrales térmicas convencionales y las nucleares son poco flexibles. Frente a ellas, las centrales térmicas de ciclo combinado tienen una mejor adaptación a las necesidades variables del mercado energético. Varían su carga con rapidez, el mínimo técnico al que es posible operar la central de forma estable es bajo y el periodo de arranque y parada es corto (entre 3 y 6 horas para el arranque, y alrededor de una hora para la parada). En esas condiciones, es posible subir carga durante las horas punta, las horas de mayor demanda energética, y bajar carga hasta su mínimo técnico durante las horas valle, incluso parar la central diariamente durante esos periodos con bajas necesidades energéticas en la red.



Pero esta flexibilidad tiene sus consecuencias para la operación y el mantenimiento. Incluso el diseño de estas centrales se ve afectado por la necesidad de variar la carga de forma continua. [26]

2.5.2.2. La Operación

a. Regímenes de operación

Las posibilidades para determinar el régimen de funcionamiento habitual en una CTCC son muy variadas, Incluso, una central, a lo largo del año, varía de régimen, sobre todo con la estación del año. Pueden resumirse en 4:

Funcionamiento continuo, a plena carga. Es un régimen de funcionamiento muy poco habitual. Sólo se utiliza cuando la demanda energética es especialmente elevada durante largos periodos de tiempo

Periodos punta a plena carga y periodos valle a mínimo técnico, durante toda la semana (no hay arranques ni paradas). Habitual con demandas energéticas elevadas.

Arranques y paradas semanales: Cargas altas durante los periodos punta, de lunes a viernes. Mínimo técnico durante las noches. Fines de semana parado.

Arranques y paradas diarios. Habitual cuando la demanda de energía es especialmente baja.

b. Arranques y variaciones de carga: incidencia en el estado técnico de la planta

Una ventaja indudable de operar la central a plena carga es la desaparición de fuerzas cíclicas responsables de la fatiga de materiales. Por desgracia, no es habitual en este tipo de centrales operarlas de forma continua a plena carga, sino



que sufren constantemente variaciones en su potencia para ajustarse al programa de carga negociado con los responsables de la Red.

Las variaciones de carga en una central de ciclo combinado son constantes. Por tanto se producen tensiones cíclicas provocadas por las dilataciones y contracciones de los metales a diferentes temperaturas y presiones, que afectan negativamente a la vida de los materiales. No obstante, es impensable operar una central de ciclo combinado a un régimen de carga estable. Aunque técnicamente sea lo idóneo, sería económicamente ruinoso. Por ello, estas centrales deben estar diseñadas para soportar estos constantes cambios de carga.

Dado el grado de automatización de una central actual, para el operador de la central es muy sencillo variar la carga: tan solo debe introducir el valor de potencia deseado, y el sistema de control de la central se encargará de realizar todas las maniobras necesarias (en la admisión de gas y en la admisión de aire fundamentalmente) para alcanzar esa consigna. Las pequeñas variaciones de carga no requieren grandes atenciones. Sin embargo, los cambios significativos de carga requieren mucha más atención, pues al afectar al caudal de los gases de escape provocan variaciones de temperatura, presión y niveles de agua en la caldera y en el ciclo agua-vapor. El operador debe estar muy atento durante las transiciones de carga a estos parámetros, por si fuera necesaria una intervención manual para solucionar cualquier situación anómala.

c. Organización del personal de operaciones

El grado de automatización de estas centrales hace que sea muy poco el personal habitual. Cuando la central está en marcha, el personal necesario para operarla es realmente bajo (2-3 personas por turno).

Pero debe ser personal con una preparación excelente. Si bien la cantidad de personal necesaria no es alta, la cualificación exigible a cada uno de los miembros



de la plantilla es alta. No es extraño que en algunas centrales casi todo el personal habitual tenga titulación universitaria (ingenieros o tecnólogos).

La formación continua es otro de los pilares importantes de la gestión del personal en una CTCC. La tecnología de punta que se emplea, la imposibilidad de encontrar en el mercado laboral personal ya formado, y la necesidad de polivalencia hacen que todos los puestos necesiten un reciclaje y un aumento de conocimientos continuo. A la hora de diseñar la organización del personal de operaciones deben tenerse en cuenta una serie de aspectos principales:

- Debe asegurarse que se dispondrá de personal suficiente y adecuadamente formado para afrontar situaciones de funcionamiento normal y situaciones anormales (aunque previsibles: arranques, paradas)
- Debe prever una forma rápida de sustituir a un operador en caso necesario (un accidente, una baja imprevista, etc), o de aumentar la plantilla de forma rápida ante un evento anormal y poco previsible.
- Debe respetar la legalidad vigente en materia de horarios, jornadas máximas y horas extraordinarias.

De acuerdo a esto, el organigrama habitual de operación consta de un Jefe de Operaciones, un químico en dependencia directa de éste, 5 jefes de turno y un número de operadores que puede variar entre 5 y 10 (es decir, uno o dos por turno). Hay que prever, además, personal de respaldo proveniente de mantenimiento, por si surgiera una carga de trabajo adicional que no pudiera realizarse con el personal de planta o por si sucediera algo imprevisto a alguna de las personas del turno:

La plantilla total de operaciones suele estar formada por entre 10 y 19 personas, siendo lo más habitual 16 (un Jefe de Operaciones, 5 Jefes de Turno y 10 operadores)



2.5.2.3. Mantenimiento

Con una visión holística, la gestión de activos considera al mantenimiento un proceso crítico, inserto en la estrategia operacional y de gestión de activos de la compañía, donde no sólo son relevantes los costos, sino también el aporte real al negocio en términos de disponibilidad, confiabilidad, mantenibilidad de los equipos e instalaciones y el aporte a la calidad de los productos y servicios, a la seguridad de las personas e instalaciones y al cuidado del medio ambiente.

El nuevo modelo del sistema de gestión de activos, también considera que el mantenimiento no nace en la etapa de operación de los equipos e instalaciones con su puesta en marcha, que es el enfoque más tradicional, sino que, por el contrario, requiere de actividades que comiencen con la especificación del proyecto (etapa temprana de la fase de proyecto), con el objeto de optimizar la gestión de los activos de las compañías en todo el ciclo de vida, inclusive hasta la misma reposición de los equipos.

En las últimas décadas, la gestión de activos y su mantenimiento ha ido asumiendo, cada vez más, un rol significativo en la actividad industrial, generando uno de los cambios más importantes en el ámbito gerencial. Estos cambios se deben al aumento permanente de las exigencias de la competitividad, en la que el mantenimiento cobra mayor relevancia dada la diversidad y complejidad de los sistemas productivos intensivos en activos físicos, que requieren asegurar la disponibilidad y confiabilidad de sus instalaciones y equipos, con la finalidad de poder cumplir con los planes de producción sin descuidar la calidad y el medio ambiente.

Es por esta razón que el mantenimiento no sólo cobra importancia en su gestión, para ejecutarlo al menor costo, sino también juega un rol relevante en la etapa de desarrollo de nuevos proyectos de inversión, de manera que éstos sean



concebidos considerando todo el ciclo de su vida. La evolución y la respuesta del mantenimiento frente a estos nuevos requerimientos han sido contundentes. En una primera fase, de fuerte desarrollo, aparece el monitoreo de síntomas y el mantenimiento predictivo; la ingeniería de confiabilidad; el análisis de riesgos y de las causas y consecuencias de las fallas, con la participación de los trabajadores que son los que mejor conocen los equipos, y el mejoramiento continuo basado en el seguimiento de indicadores en tableros de gestión. En una segunda fase de desarrollo, se consolida el mantenimiento centrado en confiabilidad; la ingeniería de mantenimiento para proyectar, mejorar y controlar esta función; la consideración del costo del ciclo de vida de activos; la gestión temprana del mantenimiento en proyectos de inversión bajo premisas del diseño para definir niveles de mantenibilidad y confiabilidad; la integración del mantenimiento con el aseguramiento de la calidad de los productos, y el modelo de negocio en mantenimiento para determinar la agregación de valor. Estos cambios han demandado permanentes variaciones del profesional de mantenimiento, que se ha visto obligado a actuar como gerente de un negocio. Frente a esta sucesión de hechos, las empresas de todo el mundo están buscando un nuevo enfoque para el mantenimiento.

2.5.2.4. El plan de mantenimiento

Cuando se piensa en el Plan de Mantenimiento de una central de ciclo combinado, inmediatamente se piensa en el tren de potencia (turbina a gas, caldera, turbina a vapor y generador), y en las diferentes revisiones programadas de estos equipos.

Pero una central de ciclo combinado tiene muchos más equipos y sistemas que los anteriormente mencionados, que además pueden dar problemas tan significativos como los que puede dar el tren de potencia. Por desgracia, es habitual considerar todos esos equipos que no forman parte del tren de potencia



como equipos secundarios, y su mantenimiento se aborda desde una perspectiva más relajada.

El plan de mantenimiento puede tener 3 enfoques diferentes:

1. Puede estar basado exclusivamente en las instrucciones de los fabricantes. Es fácil de realizar, y además, se cubren muy bien las garantías de los equipos. Puede resultar muy adecuado para equipos de los que se tiene un conocimiento bajo. Pero a veces se olvida que el fabricante de un equipo no suele ser un buen mantenedor. En ocasiones, los planes que propone son absolutamente exhaustivos y otras, no son más que unas instrucciones redactadas por personal de bajo nivel técnico, para cubrir una obligación contractual (la de suministrar información técnica).
2. Puede elaborarse a partir de la experiencia de los propios técnicos de mantenimiento. Solo puede realizarse si el personal de mantenimiento tiene una gran experiencia. Si es así, puede resultar un plan mucho más adecuado pues estará mucho más adaptado a las necesidades de la planta. Aun así, habrá equipos (sobre todo el tren de potencia) que habitualmente suelen seguir sujetos a las instrucciones de los fabricantes, por la importancia que tienen y por el problema de las garantías.
3. Por último, puede ser un plan basado en el análisis de fallos potenciales de la planta. Es mucho más lento de realizar, pero sus resultados son excelentes. Se requieren buenos conocimientos de los equipos y, sobre todo, de los procesos. Es la base del RCM (Reliability Centered Maintenance)

2.5.2.5. Política de repuestos

Hay al menos cuatro aspectos que debemos tener en cuenta a la hora de seleccionar el stock de repuestos: la criticidad del fallo, la frecuencia de consumo, el plazo de aprovisionamiento y el coste de la pieza.



- ***Criticidad del fallo.***

Los sistemas críticos son, como hemos visto, aquellos cuyo fallo afecta a la seguridad, al medioambiente o a la producción de energía. Por tanto, las piezas necesarias para subsanar un fallo que afecte de manera inadmisiblemente a cualquiera de esos tres aspectos deben ser tenidas en cuenta como piezas que deben integrar el stock de repuesto.

- ***Consumo.***

Tras el análisis del histórico de averías, o de la lista de elementos adquiridos en periodos anteriores (uno o dos años), puede determinarse que elementos se consumen habitualmente. Todos aquellos elementos que se consuman habitualmente y que sean de bajo coste deben considerarse como firmes candidatos a pertenecer a la lista de repuesto mínimo. Así, los elementos de bombas que no son críticas pero que frecuentemente se averían, deberían estar en stock (retenes, rodetes, cierres, etc.). También, aquellos consumibles de cambio frecuente (aceites, filtros) deberían considerarse.

- ***Plazo de aprovisionamiento.***

Algunas piezas se encuentran en stock permanente en proveedores cercanos a la planta. Otras, en cambio, se fabrican bajo pedido, por lo que su disponibilidad no es inmediata, e incluso, su entrega puede demorarse meses. Aquellas piezas que pertenezcan a equipos críticos cuya entrega no sea inmediata, deberían integrar el almacén de repuesto. Aquellas piezas que aún no pertenecientes a equipos A o críticos, puedan suponer que un equipo B permanezca largo tiempo fuera de servicio deben considerarse igualmente en esa lista.



- **Coste de la pieza.**

Puesto que se trata de tener un almacén con el menor capital inmovilizado posible, el precio de las piezas formará parte de la decisión sobre el stock de las mismas. Aquellas piezas de gran precio (grandes ejes, coronas de gran tamaño, equipos muy especiales) no deberían mantenerse en stock en la planta, y en cambio, deberían estar sujetas a un sistema de mantenimiento predictivo eficaz. Para estas piezas también debe preverse la posibilidad de compartirse entre varias plantas. Algunos fabricantes de turbinas, por ejemplo, ofrecen este tipo de servicio.

2.5.2.6. El mantenimiento correctivo

No es posible gestionar adecuadamente un departamento de mantenimiento si no se establece un sistema que permita atender las necesidades de mantenimiento correctivo (la reparación de averías) de forma eficiente. De poco sirven nuestros esfuerzos para tratar de evitar averías si, cuando estas se producen, no somos capaces de proporcionar una respuesta adecuada. Debemos recordar, además, que un alto porcentaje de las horas-hombre dedicadas a mantenimiento se emplean en la solución de fallos en los equipos que no han sido detectados por mantenimiento, sino comunicados por el personal de operaciones.

Gestionar con eficacia el mantenimiento correctivo significa:

- Realizar intervenciones con rapidez, que permitan la puesta en marcha del equipo en el menor tiempo posible (MTTR, tiempo medio de reparación, bajo).
- Realizar intervenciones fiables, y adoptar medidas para que no se vuelvan a producir estas en un periodo de tiempo suficientemente largo (MTBF, tiempo medio entre fallos, grande).
- Consumir la menor cantidad posible de recursos (tanto mano de obra como materiales).



2.5.2.8 Organización del personal de mantenimiento

Hay seis factores que es necesario considerar a la hora de elaborar el organigrama de mantenimiento:

- Tiempo hasta la intervención. Es el tiempo que transcurre desde que se produce un fallo imprevisto hasta que se comienza la intervención.
- Resolución rápida de fallos. Es el tiempo que transcurre desde que se comienza la intervención en un fallo hasta que el problema está solucionado.
- Dependencia de personas concretas. El concepto de “imprescindibilidad” hace referencia a la dependencia de determinadas personas dentro de la organización de mantenimiento para resolver problemas concretos.
- Recursos para mantenimiento programado. Ejecutar las averías urgentes son prioritarias frente a cualquier otro trabajo, el mantenimiento programado puede verse afectado ante una carga mayor de mantenimiento correctivo. Esto puede hacer que se caiga en una espiral de difícil retorno. Un buen organigrama debería tener separadas estas dos funciones, para asegurar que sean cuales sean los fallos que se produzcan no afectarán a la realización de mantenimiento preventivo.
- Coste de personal (habitual + contratados). Un buen organigrama supone no tener más personal del estrictamente necesario.
- Horas extras generadas. Un buen organigrama no necesita de horas extraordinarias para atender cualquier contingencia.

Teniendo en cuenta estos factores, son posibles al menos tres tipos de organigrama:

- Organigrama por oficios



Es el más tradicional y paradójicamente, el que peor responde a los 6 factores mencionados. El personal se distribuye en dos subáreas: personal mecánico y personal eléctrico, con un responsable al frente de cada uno. El horario es habitualmente de lunes a viernes, en turno central.

- Organigrama por tipo de mantenimiento

Bastante menos habitual es organizar el personal por tipos de mantenimiento. Se trata del organigrama que mejor cumple cada uno de los 6 factores importantes en mantenimiento. Supone organizar al personal en las siguientes subáreas:

- ✓ Personal para mantenimiento correctivo (personal a turnos)
- ✓ Personal para mantenimiento programado (turno central)
- ✓ Personal para mantenimiento predictivo (turno central)
- ✓ Personal para mejoras y modificaciones (normalmente, subcontratado)

- Pool de personal de mantenimiento. Supone no tener ninguna especialización, y ningún horario preestablecido. Todo el personal es polivalente, y su horario está en función de las necesidades de cada momento. [22]

2.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

La gestión de una central de ciclo combinado supone tener en cuenta muchos aspectos que en otras instalaciones industriales pueden tener una importancia diferente. La altísima disponibilidad, las continuas variaciones de carga, las implicaciones económicas de una avería fortuita, etc, hacen que además de la gestión técnica de los propios equipos no deba descuidarse la forma en que se organiza la operación y el mantenimiento. Sólo desde un análisis de las necesidades de estas plantas, y sólo contando con personal suficientemente preparado y con experiencia puede abordarse la gestión de la explotación de una central de estas características con garantía de éxito.



3. PROYECTO CICLO COMBINADO Y TERCERA UNIDAD A GAS (187 MW).

3.1. ANTECEDENTES TÉCNICOS.

El 15 de octubre de 2001, Machala Power Company (MPC), subsidiaria de propiedad total de Noble, suscribió un Contrato de Concesión para la Construcción, Instalación y Operación de la Central de Generación del Proyecto Machala con el CONELEC, de conformidad con el cual MPC se obligó a llevar a cabo a su costo y riesgo el proyecto Machala en tres (3) fases para el diseño, financiamiento, construcción, operación y administración de una planta de generación eléctrica de hasta 312 megavatios de capacidad a ubicarse en el sitio denominado Bajo Alto, Cantón El Guabo, provincia de El Oro, Ecuador, que utilizaría para su generación como combustible el gas natural que se produce en el Campo Amistad del Golfo de Guayaquil.

El Proyecto comprendía 3 Fases, siendo la Fase I, una Central a Gas de Ciclo Abierto, de una potencia de 130 MW compuesta de dos Turbo-generadores a gas tipo Industrial, cada uno de 65 MW nominales de capacidad, completos, con sus accesorios y sistemas auxiliares. La fase II consistía en cerrar el ciclo de las 2 turbinas anteriores e instalar una turbina a vapor, incrementando la potencia de la central a 225 MW, utilizando quemadores adicionales. Y la fase III, contemplaba la implementación de una tercera turbina a gas de 65Mw nominales de capacidad, incrementando la potencia total a 312 MW.

El 4 de octubre de 2002, la central Machala Power ingresa a operación comercial en su Fase I con dos unidades 6001FA con una capacidad total de generación de 132 MW, siendo evacuada su generación eléctrica desde la subestación de la Central hasta la subestación San Idelfonso de Transelectric a un nivel de tensión de 138 kV.



Según el contrato de Concesión otorgado a MachalaPower Cía Ltda. para la construcción, instalación y operación de una planta de generación eléctrica, las tres fases se debían cumplir como se señala adelante:

- a) Fase I: Dos turbo-generadores a gas de ciclo abierto de 65 MW cada uno, totalizando 130 MW. De acuerdo al cronograma de ejecución de obras del Contrato, esta Fase debía entrar en operación comercial en diciembre de 2002, sin embargo entró en operación en septiembre de ese año.
- b) Fase II: Dos generadores de vapor por recuperación de calor (ciclo combinado) de 47,5 MW cada uno, totalizando 95 MW. Según consta en cronograma de ejecución de obras en el Contrato, esta Fase debía entrar en operación comercial en junio de 2005.
- c) Fase III: Un turbo-generador a gas tipo industrial de 65 MW de capacidad y un caldero que permita incrementar su potencia a 87 MW. De acuerdo al cronograma de ejecución de obras en el Contrato, esta Fase debía entrar en operación comercial en marzo de 2008.

El 18 de diciembre de 2003 se firmó un Contrato Modificadorio al Contrato de Concesión original atendiendo lo solicitado por la empresa MachalaPower Cía. Ltda. para una prórroga en la ejecución de las obras complementarias Fase II y Fase III, en razón de que para esa fecha existía incertidumbre sobre los volúmenes de gas natural disponibles, por parte del proveedor único de MachalaPower, la Empresa EDC Ecuador Ltda. de esta manera se procedió a modificar el Cronograma de Ejecución, dando una prórroga de tres años para la entrada en operación de las Fases II y III.

El cronograma modificado se definió de la siguiente manera:

- Fase II:
 - Fecha de inicio de construcción: abril de 2007.
 - Fecha de inicio de operación comercial: junio de 2008.
- Fase III:
 - Fecha de inicio de construcción: abril de 2010.



- Fecha de inicio de operación comercial: marzo de 2011.

La ejecución de las Fases complementarias fue postergada, conforme oficio de MachalaPower MP-CSK-001-06 del 14 de marzo de 2006 y del Oficio del CONELEC No. DE-06-0597 de 24 de marzo de 2006, con el cual se aprobó la suspensión temporal de las fases II y III del proyecto Machala a cargo de la empresa Machala Power Cía. Ltda., hasta que las condiciones que provocara el diferimiento sean superadas.

Las condiciones que provocaron el diferimiento del proyecto aducidos por MachalaPower Cía. Ltda., consistía en compromisos económicos que el Estado Ecuatoriano mantenía con dicha empresa, suscribiéndose el 19 de diciembre de 2008 un Acuerdo Transaccional entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Conelec y MachalaPower Cía. Ltda, donde se comprometía el pago de valores adeudados a esta última hasta el 26 de agosto de 2008.

El Directorio del CONELEC, el 26 de mayo de 2009, mediante Resolución No. 040/09, considerando que se han superado los inconvenientes que motivaron la suspensión de las obras de construcción de las Fases II y III del proyecto Machala, resolvió levantar el estado de fuerza mayor y caso fortuito, autorizado desde marzo del 2006.

El 14 de Enero de 2010, mediante Decreto Ejecutivo No. 220, publicado en el Registro Oficial No.128 del 11 de febrero de 2010 se creó la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, como entidad de derecho público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, subrogándose la Empresa Pública en los derechos y obligaciones de las empresas Corporación



Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. e Hidroeléctrica Nacional Hidronación S.A., extinguidas por disposición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas.

En base al artículo 87 del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica y las cláusulas 16.10 y 31.7 del Contrato de Concesión, el Estado y MPC acordaron que MPC ceda el Contrato de Concesión y transfiera los Activos Concesionales o Afectos a la Concesión del Proyecto Machala a favor de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. El Directorio de CONELEC, mediante Resolución No. 082/10, adoptada en sesión de 9 de diciembre de 2010, resolvió aprobar la cesión del Contrato de Concesión y sus Contratos Modificatorios suscritos entre el CONELEC y la Compañía Machala Power Cía. Ltda. en favor de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP; y, autorizar a la Directora Ejecutiva Interina del CONELEC para que, previo el cumplimiento de los requisitos legales y reglamentarios que correspondan, suscriba el respectivo Contrato de Licencia".

El 11 de mayo de 2011, ante el Notario Vigésimo Noveno del cantón Quito, se suscribió el "Contrato de Licencia para la Cesión del Contrato de Concesión para la Construcción, Instalación y Operación del Proyecto Machala y transferencia de bienes afectos a la Cesión", celebrado entre el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, la Compañía Machala Power Cía. Ltda. y la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP; a través del mencionado contrato y con la debida autorización del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, la compañía Machala Power Cía. Ltda., cedió a la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, todos los derechos y obligaciones derivados del contrato de concesión; además, CELEC EP se subrogó en todos y cada uno de los derechos y obligaciones derivados del mencionado contrato; consecuentemente desde esa fecha CELEC EP es el titular del mencionado Contrato de Concesión.



El 21 de junio de 2011, el Gerente General de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, mediante Resolución No. CELEC EP- GG-2011-143, creó como área administrativo-operativa de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, la Unidad de Negocio TERMOGAS MACHALA, cuya planta de generación de energía eléctrica se encuentra ubicada en el sitio Bajo Alto, perteneciente a la Parroquia Tendales, Cantón El Guabo, Provincia de El Oro.

Para la fecha de inicio de la Central Termogas Machala como parte de la Corporación Eléctrica del Ecuador, la potencia instalada de la misma era de 130 MW con un consumo de gas natural suministrado por EP Petroecuador de 35 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios), la central se muestra en la figura 3.1.



Figura 3. 1. Central Termogas Machala junio 2011.

A finales del año 2011, por autorización de la Gerencia General de CELEC EP y basados en la proyección de la capacidad de producción y de entrega de gas natural desde la planta de gas de EP Petroecuador, se inició el traslado de seis (6) turbinas aeroderivativas de marca General Electric modelo TM-2500 que venían operando en



la ciudad de Guayaquil desde inicios del 2010. Las mencionadas turbinas al tener un sistema de combustión dual (diésel o gas natural), dieron las facilidades para que puedan ser trasladadas a la Central Termogas Machala con el fin de funcionar con gas natural, bajar considerablemente los costos de producción de energía y preservar la sección caliente de dichas turbinas al utilizar un combustible menos agresivo. Figura 3.2.



Figura 3. 2. Instalación de las turbinas TM-2500.

Cada una de estas turbinas brinda una potencia nominal de 20 MW con un consumo de 5 MMPCD por turbina, aportando un total de 120 MW al Sistema Nacional Interconectado. Las fechas de operación de las turbinas TM-2500 en las instalaciones de la Central Termogas Machala fueron las siguientes:

- ✓ TM2500 No. 6: 28 de Enero de 2012
- ✓ TM2500 No. 5: 30 de Enero de 2012
- ✓ TM2500 No. 4: 02 de Febrero de 2012
- ✓ TM2500 No. 3: 04 de Mayo de 2012
- ✓ TM2500 No. 2: 04 de Mayo de 2012
- ✓ TM2500 No. 1: 08 de Mayo de 2012



Una vez culminado el traslado de estas turbinas, la nueva potencia instalada de la Central Termogas Machala se incrementó a 252 MW con un consumo de 54 MMPCD de gas natural para una producción ininterrumpida de todas sus turbinas a máxima carga. Figura 3.3.



Figura 3. 3. Central Termogas Machala junio de 2012.

A partir de la entrada a operación de la última turbina TM-2500 trasladada (08 de mayo de 2012), la Unidad de Negocio Termogas Machala ha venido realizando varias actividades para concretar los planes de expansión de generación eléctrica previstos inicialmente y que no se cumplieron por parte de la administración privada, sin embargo, hemos contado con documentos técnicos para presentarlos en el proceso respectivo del proyecto de ciclo combinado, tales como los términos de referencia, mismos que en resumen comprenden, entre otros, el siguiente alcance:

Fase I

Ingeniería de diseño y de detalle, obras civiles, provisión de una turbina a gas, generadores eléctricos, transformadores de elevación y auxiliares, equipos auxiliares, y todo lo exigible para la puesta en operación comercial de una



unidad de generación a gas, que en la Fase II operará como parte del ciclo combinado. Incluye la concepción y el dimensionamiento de los equipos con elaboración de memorias técnicas de cálculo, diseño, planos, especificaciones, informes técnicos y de ensayos de control de calidad, de materiales e instrumentos, cronogramas, manuales de operación y mantenimiento, anotaciones técnicas, estudios, dossier de calidad. El equipamiento requerido para la instalación y operación de un (1) turbogenerador a gas, el cual será denominado como la tercera unidad de la planta de generación Termogas Machala. Se incluyen todos los servicios de ingeniería y soporte en campo necesarios para la instalación del turbogenerador incluyendo trabajos civiles, montaje electromecánico, comisionamiento, arranque, pruebas de aceptación en campo y seis (6) meses de operación asistida en sitio durante la operación comercial. Además un sistema digital de control y supervisión de la operación de las unidades de generación incluido monitoreo digital de los parámetros importantes de operación del turbogenerador, de los fluidos de los diferentes sistemas auxiliares, de las temperaturas de gases de escape en la descarga de la turbina y en los principales cojinetes de la turbina y del generador. Tres (3) Transformadores eléctricos de elevación a un nivel de voltaje de 13.8 / 230 kV, con una capacidad de reserva en transformación del 25% adicional de la potencia nominal de la unidad turbogeneradora nueva, así como para las dos (2) Unidades General Electric modelo 6FA existentes; y la infraestructura, equipamiento y actividades complementarias requeridas.

Fase II

La Fase II comprende la Ingeniería de diseño y de detalle, obras civiles, provisión del equipamiento necesario para cerrar el ciclo combinado con las tres turbinas a gas, tales como: Recuperadores de calor, turbina a vapor, condensador, generador eléctrico, transformador de elevación y auxiliares,



equipos auxiliares, y lo necesario para la puesta en operación comercial de una central de ciclo combinado (configuración 3-3-1) de generación de energía eléctrica y la evacuación de energía hasta la subestación. Incluye los servicios completos de ingeniería y soporte en campo necesario para la instalación del ciclo combinado, trabajos civiles, montaje electromecánico, comisionamiento, arranque, pruebas de aceptación en campo, operación experimental, y seis (6) meses de operación asistida durante la operación comercial.

3.2. MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL.

3.2.1. INTRODUCCIÓN

Esta sección presenta una breve revisión de la situación energética mundial, perspectivas del uso de fuentes de energías renovables, todo esto dentro del marco de los mejores aspectos socio ambientales. Con la finalidad de establecer una línea base en la cual se pueda tener una referencia sobre la situación energética a nivel internacional y cómo puede ser ésta comparada con nuestra nueva matriz energética.

El planeamiento de la nueva Matriz Energética centralizada fue retomado en el Ecuador a partir del 2007 a raíz del cambio de modelo económico al denominado Socialismo del Siglo XXI. El modelo neoliberal vigente desde los inicios de la década de los noventa hasta ese entonces, eliminó este tipo de planeamiento, dando paso a que las fuerzas del mercado sean las que optimicen la oferta y la demanda energética. Este propósito aplicado al sector eléctrico a través de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico promulgada en octubre de 1996 resultó ser a la larga un verdadero fracaso, debido que los agentes del Mercado Eléctrico en su gran porcentaje estaban administradas como Sociedades Anónimas pero con su mayor accionista el Estado Ecuatoriano. El letargo de este último en



solventar las necesidades técnicas y económicas de cada uno de estos agentes y ante la falta de inversión e interés de mejorar la eficiencia en el servicio, generó que los costos de la energía no sean los reales, subsidiándolos; provocando una distorsión en el equilibrio económico de este sector.

La energía se encuentra ligada al crecimiento económico, en este sentido, se puede observar que el Producto Interno Bruto (PIB) de los países está muy relacionado a su crecimiento energético. Entre 1980 y 2000, el PIB real mundial creció a una media ligeramente inferior al 3% anual, y el crecimiento mundial de energía creció a una media ligeramente inferior al 2% anual, por lo que el crecimiento del PIB superó en más de un 1% anual al consumo de energía. A partir del año 2000, el consumo de energía ha crecido tan rápido como el PIB real mundial, ambas variables han experimentado un crecimiento medio del 2.5% anual.

Según la información del World Economic Outlook 2010 (WEO), del Fondo Monetario Internacional (FMI), durante el año 2009 la economía mundial decreció en un 0.6%. Como resultado de la crisis económica internacional de ese año, las economías de los países desarrollados sufrieron una recesión que en conjunto representó una caída del 3.2%, efecto que estuvo más acentuado en países desarrollados como Japón, Alemania, Italia y Reino Unido, en los cuales el decrecimiento del PIB fue de alrededor del 5.0%. En el caso de las economías emergentes, las mayores caídas del PIB se presentaron en Rusia y México con 7.9% y 6.5% respectivamente.

En sentido opuesto, aunque con una desaceleración de su crecimiento económico observado durante los últimos años, China, India y los países de Medio Oriente registraron crecimientos del PIB de 9.1 %, 5.7% y 2.4%, respectivamente.



El PIB del Ecuador en el 2012 fue de USD 63.293 millones constantes, una cifra que significa un crecimiento del 5.0% respecto al 2011 y se ubica en quinto puesto entre Suramérica y el Caribe, cuyo promedio de crecimiento fue 3.1% [33]

El PIB del Ecuador en la última década tuvo un crecimiento medio del 4.7% anual, en tanto que el crecimiento energético fue del 4.8% anual, y el crecimiento del sector eléctrico del 7.5%. [33]

3.2.2. MATRIZ ENERGÉTICA - CONTEXTO ECUATORIANO.

Al cabo de 40 años de explotación petrolera en la Amazonía, la economía ecuatoriana se mantiene altamente dependiente de los hidrocarburos, que representaron el 57% de las exportaciones entre el 2004 y 2010 y aportaron con el 26% de los ingresos fiscales entre el 2000 y 2010.

La relativa abundancia del petróleo en las décadas anteriores ha generado distorsiones en la oferta energética del Ecuador, que no solamente han limitado el aprovechamiento de fuentes renovables de energía, sino que esta distorsión creará una insostenibilidad de oferta en el mediano plazo, en la medida en la que las reservas petroleras comiencen a agotarse.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), cuya misión es contribuir a la integración, al desarrollo sostenible y la seguridad energética de los países latinoamericanos, asesorando e impulsando la cooperación y la coordinación entre sus miembros, ha consensuado las equivalencias energéticas comúnmente utilizadas en los miembros. OLADE ha adoptado el barril equivalente de petróleo (BEP) como unidad común para expresar los balances energéticos.

Los productos petroleros como petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas, kerosene/jet fuel, diésel oil y fuel oil, se expresan en barriles americanos que se



representan como bbl. Sobre la base del poder calorífico de 1 kg de petróleo que es de 10.000 Kcal, se tienen las siguientes equivalencias (Tabla 3.1):

Tabla 3. 1. Equivalencias Energéticas

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

1 BEP	= 0.13878 toneladas equivalentes de petróleo (TEP)
1 TEP	= 7.205649 barriles equivalentes de petróleo (BEP)
1 barril americano (bbl)	= 42.0 Galones americanos
	= 158.98 Litros
	= 0.15898 Metros cúbicos
1 galón (Fuel Oil)	= 0.003404736 TEP = 0.024533332553664 BEP
1 galón (Disel 2)	= 0.003302303 TEP = 0.023795236309647 BEP
1 galón (Nafta)	= 0.002907111 TEP = 0.020947621470039 BEP
1 pie ³ (Gas natural)	= 0.022278869 TEP = 0.160533710130981 BEP
1 galón (Residuo)	= 0.003302303 TEP = 0.023795236309647 BEP
1 galón (Crudo)	= 0.003404736 TEP = 0.024533332553664 BEP
1 galón (LPG)	= 0.002046800 TEP = 0.014748522373200 BEP
1 Tonelada (Bagazo caña)	= 0.181997480 TEP =
	1.311409959764520 BEP
10 ³ kWh electricidad	= 0.61968581 BEP

- **Oferta Energética**

La oferta de energía en el Ecuador proveniente de diferentes fuentes, en el año 2012 alcanzó el valor de 239.5 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP, *Barriles de Petróleo Equivalentes por sus siglas en inglés*), de lo cual el petróleo tiene la mayor participación con el 76.9%; seguido de los derivados del petróleo, en su mayoría importados, con el 17.9%; generación hidroeléctrica con el 3.2%; gas natural 1.1%; y, otros con el 0.9% (ver Figura 3.4).



La oferta de energía renovable (hidroelectricidad, bagazo, leña, carbón vegetal y electricidad renovable) en el Ecuador en relación a la oferta total de energía en el 2012 alcanzó el 4.0%.

En el año 2007, se implementó en la Provincia de Galápagos un parque eólico conformado por tres aerogeneradores ubicado en la isla San Cristóbal, para dotarla de 2.4 MW. Este parque permite cubrir el 30% de la demanda de electricidad en la isla. Adicionalmente un parque fotovoltaico se encuentra operando en la isla Floreana desde el año 2005, que cubre el 30% de la energía eléctrica requerida en dicha isla.

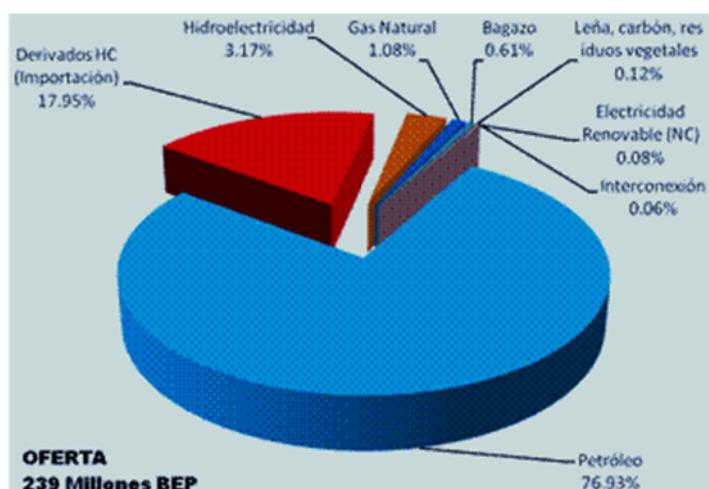


Figura 3. 4. Oferta Energética en el Ecuador año 2012

Fuente: Cifras del Sector Petrolero Ecuatoriano. Banco Central del Ecuador

Según lo indicado anteriormente, el petróleo es el que mayor aporta en la matriz oferta, en el 2012 la producción ecuatoriana alcanzó a 184.3 millones de BEP (ver Tabla 3.2) lo que significa una producción media de 505 mil barriles diarios, valor inferior al récord registrado en la última década de 536 mil barriles diarios, registrado en el 2006.



Tabla 3. 2. Balance Petrolero y sus Derivados en el Ecuador (años 2000-2012)

Fuente: Cifras del Sector Petrolero Ecuatoriano. Banco Central del Ecuador

Año	Extracción	Exportaciones (Ex)			Importación Derivados	Consumo Interno	Exportaciones Netas (Ex - Im)	PIB ² Millones USD
		Crudo	Derivados	Exportación Total				
2000	146,209	86,197	15,802	101,999	5,832	50,042	96,166	37,632
2001	148,746	89,907	14,332	104,240	8,693	53,199	95,547	38,686
2002	143,759	84,263	13,268	97,531	6,153	52,381	91,378	40,311
2003	153,518	92,442	11,632	104,074	15,759	65,203	88,315	41,762
2004	192,315	129,409	13,556	142,966	17,348	66,697	125,618	45,103
2005	194,172	131,595	12,799	144,394	22,173	71,951	122,221	47,809
2006	195,523	136,634	13,615	150,249	25,932	71,206	124,317	49,915
2007	186,547	124,098	15,160	139,258	29,329	76,618	109,929	51,008
2008	184,706	127,352	15,074	142,426	27,859	70,139	114,567	54,250
2009	177,408	119,558	12,334	131,892	32,179	77,696	99,713	54,558
2010	177,422	124,146	10,259	134,405	41,004	84,020	93,401	56,112
2011	182,357	121,732	11,527	133,259	37,435	86,533	95,824	60,279
2012	184,317	129,516	10,038	139,554	43,015	85,226	96,539	63,293

- **Importación de Energéticos**

La importación de energéticos en el Ecuador está constituido en su gran mayoría por los derivados de petróleo entre los que se encuentra el diésel, nafta y gas licuado de petróleo, alcanzando en el 2012 el valor de 43.1 millones de BEP, de esta cantidad 0.1 millones de BEP se debe a la importación de electricidad al Sistema Nacional Interconectado. La importación mediante la interconexión eléctrica con los países vecinos (Colombia y Perú) alcanzó el equivalente de 148 mil de BEP (238.2 GWh), siendo éste el valor más bajo en la última década.

Analizando la matriz de la Tabla 3.2, el consumo interno de los derivados del petróleo, en la última década, tiene una tasa media de crecimiento del 3.2%, valor inferior a la tasa del PIB que fue del 4.7%.

En lo relacionado a la importación de derivados, notable es la tasa de crecimiento que debe ser tomada en cuenta sobre todo cuando se considera que el Estado los subsidia.

Según la Agencia Pública de Noticias Los Andes, el subsidio de combustibles al Ecuador costó USD 3,405.66 millones en el 2012, siendo el diésel el derivado de



petróleo de mayor importación con el 39.44% (ver Figura 3.5). Se importaron 16.95 millones de barriles, siendo su costo de USD 2,317.5 millones y se vendió en el mercado local en USD 717.16 millones utilizado especialmente por el transporte público, camiones y para generación termoeléctrica.

El gas licuado de petróleo (GLP) representó el 20.88% de las importaciones, utilizado para la preparación de los alimentos en forma mayoritaria en el país, tuvo subsidios de USD 522.36 millones; importando 9 millones de BEP a un costo de USD 643.75 millones, que se vendieron en el mercado interno a USD 121.40 millones.

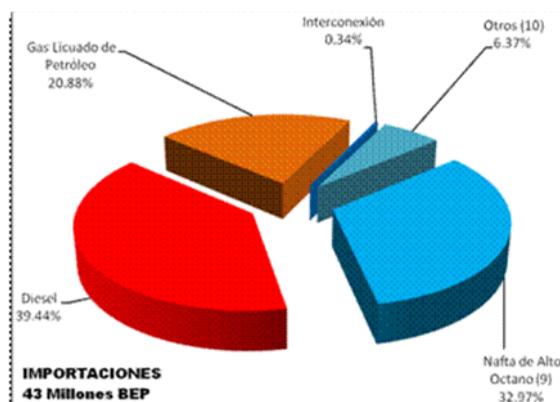


Figura 3. 5. : Importación de Derivados y otros energéticos (2012)

Fuente: Cifras del Sector Petrolero Ecuatoriano. Banco Central del Ecuador

• Exportación de Energéticos

Como se mencionó anteriormente, la oferta energética del Ecuador en el 2012 fue de 239.5 millones de BEP. La cantidad de exportaciones fue de 139.5 millones de BEP (ver Figura 3.6) correspondiente al 58.2% de la oferta energética, de la cual, el 92.8% correspondió a crudo y el 7.2% a derivados como el fuel oil y nafta.



El 79.8% de las exportaciones petroleras fueron destinadas a Petrochina, ello implicó un incremento cercano al 16% respecto a lo registrado en el 2011, cuando el 64% de las exportaciones de crudo llegaron a manos chinas. Las transacciones que arrancaron en julio del 2009, se han llevado a cabo bajo los contratos de venta anticipada de petróleo con el gigante asiático.

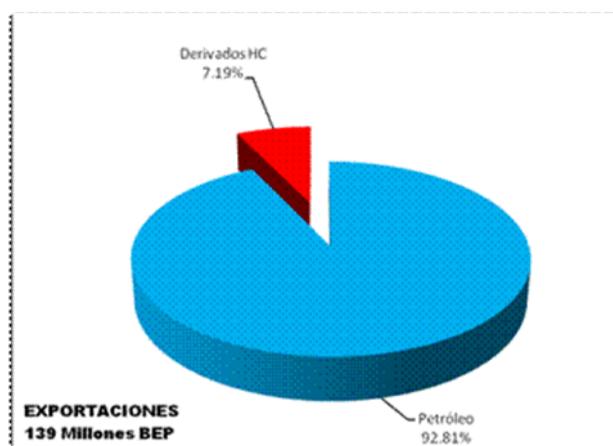


Figura 3. 6. Exportación de Petróleo y Derivados del Ecuador (año 2012)

Ecuador cuenta con reservas de crudo de más de 6.000 millones de barriles lo que significa que al ritmo de explotación actual, el tiempo de duración sería de 30 años aproximadamente, requiriéndose nuevas inversiones para mantener y aumentar la producción. No obstante, hay que desarrollar tecnologías adecuadas para cumplir con el menor daño ambiental para su explotación.

- **Derivados para Generación Eléctrica**

El sector eléctrico ecuatoriano en el 2012 utilizó 18.7 millones de BEP en combustibles para la generación de electricidad a través de su parque termoeléctrico (ver Figura 3.7). Este valor representa el 7.8% de la oferta total de energía en el Ecuador o el 18.6% de la demanda de energéticos en el país.

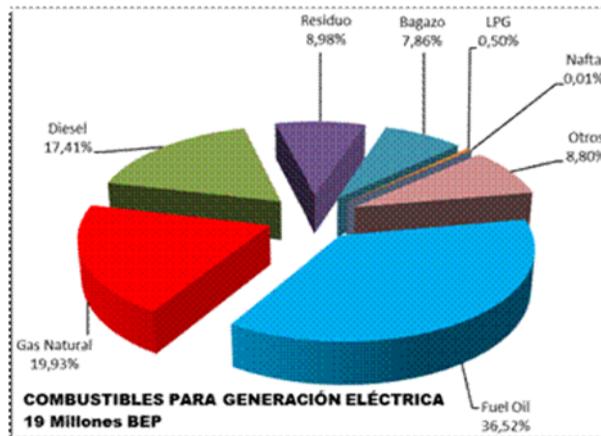


Figura 3. 7. Demanda de Derivados para Generación Eléctrica (2012)

Fuente: Cifras del Sector Petrolero Ecuatoriano. Banco Central del Ecuador.

La producción de energía eléctrica en Ecuador durante el año 2012 alcanzó el valor de 23.085 GWh (23.08 TWh) (ver Figura 3.8), mismo que expresado en su equivalente fue de 26.6 millones de BEP. Siendo la mayor aportación la generación hidroeléctrica con un 53.01%, seguido de la térmica con un 44.6%.

La generación de fuentes renovables de energía representó el 54.3% de la generación total, lo que se puede decir que la energía no renovable fue del 45.7%, proveniente principalmente de los derivados del petróleo.

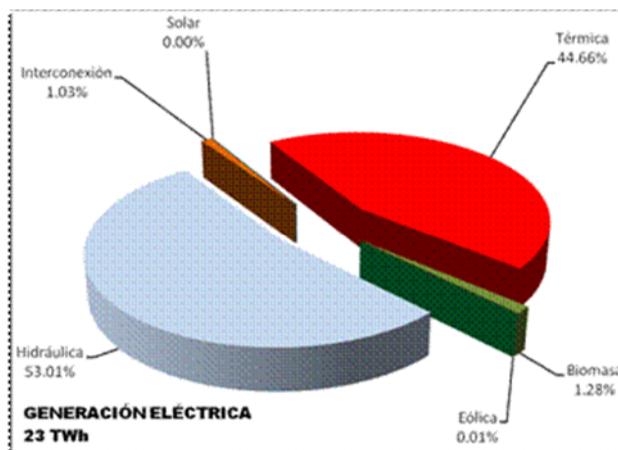


Figura 3. 8. Generación Eléctrica en el Ecuador (año 2012)

Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

La producción de energía eléctrica representó el 11.1% de la oferta de energía, así como también el 26.4% del consumo interno de energía (100.7 millones de BEP).

- **Perspectivas futuras (Plan del Buen Vivir)**

El Ecuador a través del su Plan del Buen Vivir 2013 – 2017 ha establecido objetivos en los que señala que la participación de las energías renovables se incrementará en la producción nacional. Para el cumplimiento de este objetivo, actualmente existen trece proyectos hidroeléctricos en construcción, con una proyección de 2929 MW adicionales; además, continuando con el ámbito hidroeléctrico, se tiene cinco proyectos con estudios terminados (1378 MW) y cuatro proyectos con sus estudios en ejecución (3928 MW), que conforman el Plan Maestro de Electrificación en ejecución.

En el ámbito eólico se cuenta con una potencia en operación de 18,9 MW, y un potencial factible en el corto plazo de 891 MW.; y, también se está impulsando



nuevos proyectos de utilización de otras energías renovables: geotérmica, biomasa, eólica y solar.

En este contexto el Ecuador está logrando avances significativos en materia de energías renovables no convencionales. Proyectos de generación eólica en varios sectores del país y otros de tipo como la solar lo ratifican y geotérmica.

Las instituciones del Estado se centran en el aprovechamiento del potencial hídrico que llega aproximadamente a los 20 GW de lo cual se encuentra instalado solamente 2.38 GW (2012) con grandes proyectos e inversiones en marcha. [35]

En la ciudad de Loja, Ecuador, el Parque Eólico Villonaco ubicado a 2.720 metros sobre el nivel del mar; es actualmente el más grande en su clase en el país. Once (11) aerogeneradores instalados en el cerro Villonaco tienen una capacidad instalada de 16.5 MW, producen energía limpia desde inicios del 2013. Se ha cristalizado el cambio de la matriz energética a través de las energías renovables en las provincias de Loja, Carchi y Galápagos en energía eólica, fotovoltaica y biocombustibles.[33]

Entre 2010 y 2016 se incorporarán al sistema nacional interconectado 3.223 MW esencialmente de energía renovable con inversión pública. Hasta el 2018 se estima se incorporarán 394 MW de inversión privada. Esta inversión mediante la construcción de ocho (8) centrales hidroeléctricas con una inversión de USD 4,983 millones, casi que duplicará la capacidad instalada que actualmente es de 5.8 GW.

Los proyectos hidroeléctricos que se encuentran en construcción en el Ecuador son los siguientes:



Tabla 3. 3. Nuevos Proyectos Hidroeléctricos del Ecuador (2010-2016)

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA INSTALADA	AÑO ESPERADO DE ENTRADA EN SERVICIO
Coca Codo Sinclair	Provincias Napo y Sucumbíos	1500 MW	2016
Delsitanisagua	Provincia Zamora Chinchipe	180 MW	2016
Manduriacu	Provincias Pichincha e Imbabura	60 MW	2015
Mazar Dudas	Provincia de Cañar	21 MW	2015
Minas San Francisco	Provincias Azuay y El Oro	270 MW	2016
Quijos	Provincia de Napo	50 MW	2016
Sopladora	Provincias Azuay y Morona Santiago	487 MW	2016
Toachi Pilatón	Provincias Pichincha, Sto. Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi	254 MW	2015

La demanda de energía en el Ecuador que en el 2012 fue de 100.7 millones de BEP, se estima crecerá hasta el 2016 llegando a 114.7 millones de BEP, con la incorporación de las nuevas fuentes hidroeléctricas, la demanda en el 2017 se reducirá a 106.2 millones de BEP, esto como consecuencia del mejor uso de los energéticos. A partir del 2018 hasta el 2050 se prevé un crecimiento sostenido de la demanda de energía del 3.2%, anual algo menor al PIB estimado en 4.6% anual. [33]

3.3. DETERMINACIÓN DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL DEL CICLO COMBINADO.

3.3.1. INTRODUCCIÓN.

La planta de generación Termogas Machala opera actualmente con dos turbinas a gas General Electric del Tipo Frame 6FA en ciclo abierto o simple. La turbina a gas GE 6101FA es una máquina de un solo eje con una potencia aproximada a



condiciones ISO de 70,000 MW. El propósito del desarrollo de la ingeniería conceptual es proveer las bases para el proceso de licitación del PROYECTO.

3.3.1.1. General

La potencia instalada actual de la planta de generación Termogas Machala es aproximadamente 140,000 kW. Los generadores eléctricos (2) son accionados por turbinas a gas GE 6FA (6101FA) operando en ciclo abierto o simple. El PROYECTO será ejecutado en dos FASES. Cada FASE será ejecutada en paralelo. FASE I considera la instalación de un tercer turbogenerador del tipo GE Frame 6FA (6101FA). FASE II considera la conversión de tres (3) turbinas a gas GE 6FA de operación simple a ciclo combinado. El principal objetivo del PROYECTO es incrementar la eficiencia y la potencia neta de salida de la planta a un mínimo de 53% y 308,000 kW, respectivamente.

3.3.1.2. Alcance

Este documento provee información a ser utilizada por cada OFERENTE durante la etapa de preparación del PROYECTO: “Modificación de la Planta de Generación Termogas Machala de Operación en Ciclo Simple a Ciclo Combinado”. El PROYECTO deberá buscar la propuesta con mejor precio fijo y tiempo de entrega, que incluya el costo de todo el equipo, servicios de instalación, y su transporte para entregar una planta de ciclo combinado lista para arrancar. Específicamente, el PROYECTO deberá incluir:

FASE I:

- 1) Todo el equipamiento requerido para la instalación y operación de un (1) turbogenerador, el cual será denominado como la tercera unidad de la planta de generación Termogas Machala.



- 2) El accionador deberá ser una turbina a gas General Electric modelo 6FA, cuyas partes principales (Rotor y Carcazas) sean intercambiables con el modelo existente en la planta (6101FA).
- 3) El alcance incluido en esta FASE deberá incluir todo el equipamiento requerido para el arranque y operación del turbogenerador.
- 4) Esta FASE deberá incluir todo los servicios de ingeniería y soporte en campo necesarios para la instalación del turbogenerador incluyendo trabajos civiles, comisionamiento, soporte durante el arranque y pruebas de aceptación en campo.
- 5) El equipo principal considerado deberá incluir mas no está limitado a:
 - Una turbina a gas GE 6FA con generador eléctrico y todo equipo auxiliar requerido incluyendo (más no limitado) a: sistema de entrada de aire, sistema eléctrico del paquete, sistema de lubricación, sistema de gas combustible, sistema de arranque, sistema de control de la unidad, sistema de salida de gases de escape, sistema de supresión de fuego.
 - Una chimenea de escape considerando que será del tipo “Bypass”, similar a las existentes en la planta.
 - Todo equipo eléctrico requerido para el funcionamiento del Turbogenerador hasta la conexión en el lado de baja del transformador que será proporcionado por CELEC EP.

FASE II

- 1) Todo equipo requerido para la actualización de la planta Termogas Machala a una planta de generación del tipo Ciclo Combinado con configuración 3-3-1.
- 2) La actualización deberá incluir todo el equipo necesario para la instalación y operación del ciclo combinado. Especialmente, todos los servicios de EPC para entregar una planta lista para operar en modo Ciclo Combinado.



- 3) El equipo principal considerado deberá incluir mas no está limitado a:
- Tres (3) recuperadores de calor generadores de vapor (por sus siglas en inglés “HRSG”) de dos niveles de presión.
 - Una turbina a vapor del tipo HP/LP (Alta presión/Baja Presión) con generador eléctrico y todo equipo auxiliar requerido para su operación.
 - Condensador (el sistema de enfriamiento del condensador deberá ser especificado por el OFERENTE basado en un estudio de factibilidad del sistema de enfriamiento y sistema de agua de reposición propuesto, considerando las condiciones del sitio). Dicho estudio deberá ser incluido junto con la PROPUESTA.
 - Sistema de enfriamiento de agua para el condensador
 - Sistema de condensado y agua de alimentación (sistema de vapor)
 - Planta de tratamiento de agua
 - Transformador eléctrico principal y auxiliar
 - Todo equipo auxiliar requerido
- 4) El servicio deberá incluir todo soporte de ingeniería y servicios de campo requeridos para la instalación incluyendo obras civiles, comisionamiento, soporte durante el arranque y pruebas de aceptación en sitio.
- 5) Garantía de 12 meses desde el arranque de la planta el cual contemple remplazo de equipo o garantía de reparación.
- 6) Todo gasto de transportación, seguros, envío y trámites de desaduanización de todo el equipamiento de la planta deberá ser incluido en la PROPUESTA.
- 7) Listado valorado con precios unitarios de repuestos y consumibles necesarios para 16.000 horas de operación, y no serán considerados en el análisis financiero de las ofertas



- 8) Listado valorado con precios unitarios de los repuestos críticos recomendados por los fabricantes para 16.000 horas, y no serán considerados en el análisis financiero de las ofertas
- 9) Seis (6) sets de manuales completos para la operación y mantenimiento de los equipos. Versión electrónica es requerida adicionalmente. La información incluida en los manuales deberá ser en idioma español.
- 10) Entrenamiento en plantas similares y en la planta de generación Termogas Machala, deberá ser proporcionado para capacitar como máximo a 15 trabajadores de planta con respecto a la operación y mantenimiento del ciclo combinado.
- 11) Pruebas de aceptación en fábrica y en sitio son requeridas y deberán ser incluidas en la PROPUESTA. Deberá ser considerado que ambos tipos de pruebas serán presenciadas por el CLIENTE, o su representante, a su costo. Se deberá notificar con al menos 30 días de anticipación a la ejecución de las mismas.
Enlistar todos los servicios requeridos en la PROPUESTA (electricidad, agua, aire comprimido, etc.)

3.3.2. NORMATIVA, CÓDIGOS Y ESTÁNDARES.

Se deberá aplicar, sin limitarse, la siguiente normativa técnica para el diseño de este PROYECTO complementada por las regulaciones Ecuatorianas y cualquier otra normativa aplicable. La última versión de los siguientes documentos deberá ser considerada como aplicable:

American Concrete Institute

ACI 318-02 Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary

ACI 318M-02 Metric Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary



ACI 351.1R Grouting Between Foundations and Bases for Support of Equipment and Machinery

ACI 351.2R Report on Foundation for Static Equipment

ACI 351.3R Foundations for Dynamic Equipment

American Institute of Steel Construction

AISC 303-05 Code of Standard Practice for Steel Buildings and Bridges

American National Standards Institute

ANSI C50.10 General Requirements for Synchronous Machines

ANSI C50.41 American National Standard for Polyphase Induction Motors for Power Generation

American Petroleum Institute

API RP14E Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms

API RP500 Recommended Practice for Classification of Location for Electrical Installation at Petroleum Facilities

API RP520 Part1 Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries Part 1, Sizing and Selection

API RP520 Part2 Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries Part 2, Installation

API RP521 Guide for Pressure Relieving and Depressuring Systems

API 526 Flanged Steel Pressure Relief Valves

API 527 Seat Tightness of Pressure Relief Valves

API 534 Heat Recovery Steam Generators

API RP 551 Process Measurement Instrumentation



- API 610 Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy duty Chemical and Gas Industry Services*
- API 611 General Purpose Steam Turbines for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 612 Special Purpose Steam Turbines for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 613 Special Purpose Gear Units for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 614 Lubrication, Shaft Sealing, and Control Oil Systems and Auxiliaries for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 616 Gas Turbines for the Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*
- API 617 Centrifugal Compressors for Petroleum, Heavy Duty Chemical and Gas Service Industries*
- API 618 Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 619 Rotary-type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 650 Welded Tanks for Oil Storage*
- API 661 Air-Cooled Heat Exchangers for General Refinery Services*
- API 670 Machinery Protection Systems*
- API 671 Special Purpose Couplings for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 672 Packaged, Integrally-Geared Centrifugal Air Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 673 Centrifugal Fans for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 674 Positive Displacement Pumps – Reciprocating*



- API 675 Positive Displacement Pumps – Controlled Volume*
- API 676 Positive Displacement Pumps – Rotary*
- API 677 General Purpose Gear Units for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*
- API 681 Liquid Ring Vacuum Pumps and Compressors*
- API 682 Pumps-Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps*
- API RP 686 Machinery Installation and Installation Design*
- API 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks*
- American Society of Civil Engineers
- ASCE 7-02 Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*
- ASCE 29-99 Standard Calculation Methods for Structural Steel Fire Protection*
- American Society of Mechanical Engineers
- ASME B1.1 Unified Inch Screw Threads*
- ASME B1.20.1 Pipe threads, General Purpose*
- ASME B16.1 Gray Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings*
- ASME B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings*
- ASME B16.11 Forged Steel Fittings*
- ASME B16.36 Steel Orifice Flanges*
- ASME B16.42 Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings, Class 150 and 300*
- ASME B16.47 Large Diameter Steel Flanges NPS 26 Through NPS 60 Metric/Inch Standard*
- ASME B18.2.6-96 Fasteners for Use in Structural Applications*



- ASME B31.1 Power Plants Piping*
- ASME B31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping*
- ASME B46.1 Surface Texture, Surface Roughness Waviness and Lay*
- ASME B133 Gas Turbines*
- ASME PTC 1 General Instruction*
- ASME PTC4.4 Performance Test Code on Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators*
- ASME PTC 6 Performance Test Code on Steam Turbines*
- ASME PTC10 Performance Test Code on Compressors and Exhausters*
- ASME PTC12.2 Performance Test Code on Steam Condensing Apparatus*
- ASME PTC 19.1 Performance Test Code on Test uncertainty: Instruments and Apparatus*
- ASME PTC 22 Performance Test Code on Gas Turbines*
- ASME PTC 23 Performance Test Code on Atmospheric Water Cooling Equipment*
- ASME PTC25.2 Safety and Relief Valves with Atmospheric and Superimposed Quality Standard for Instrument Air*
- ASME PTC 46 Performance Test Code on Overall Plant Performance*
- ASME BPVC Section I: Rules for Construction of Power Boilers (Boiler and Pressure Vessel Code)*
- ASME BPVC Section V: Nondestructive Examination (Boiler and Pressure Vessel Code)*
- ASME BPVC Section VII: Pressure Vessels (Boiler and Pressure Vessel Code)*
- ASME BPVC Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels (Boiler and Pressure Vessel Code)*



ASME BPVC Section IX: Welding and Brazing Qualifications (Boiler and Pressure Vessel Code)

American Society for Testing and Materials

ASTM A6/6M-04a Standard Specification for General Requirements for Rolled Structural Steel Bars, Plates, Shapes and Sheet Piling

ASTM A36/36M-04 Standard Specification for Carbon Structural Steel

ASTM A53/53M-02 Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless

ASTM A106 Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service

ASTM A123 Standard Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products

ASTM 178 Standard Specification for Electric-Resistance-Welded Carbon Steel Boiler and Superheater tubes

ASTM A193-04a Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High Temperature or High Pressure Service and Other Special Purpose Applications

ASTM A194-04 Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both

ASTM 214 Specification for Electric-Resistance-Welded Carbon Steel Heat-Exchanger and Condenser Tubes

ASTM A216-93 Standard Specification for Steel Castings, Carbon, Suitable Fusion Welding, for High Temperature Service.

ASTM A242-04 Standard Specification for High-Strength Low-Alloy Structural Steel

ASTM A247 Standard Test Method for Evaluating the Microstructure of Graphite in Iron Castings

ASTM A278 Standard Specification for Gray Iron Castings for Pressure-Containing Parts for Temperatures up to 650 °F



- ASTM 283-03 Standard Specification for Low and Intermediate Tensile Strength Carbon Steel Plates*
- ASTM A307 Standard Specification for Carbon Steel Bolts and Studs, 60,000 psi Tensile Strength*
- ASTM A320 Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for Low-Temperature*
- ASTM A325-04 Standard Specification for Structural Bolts, Steel, Heat Treated, 120/105 ksi Minimum Tensile Strength*
- ASTM A354-03a Standard Specification for Quenched and Tempered Alloy Steel Bolts, Studs, and Other Externally Threaded Fasteners*
- ASTM A370-03a Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products*
- ASTM A388 Standard Practice for Ultrasonic Examination of Steel Forgings*
- ASTM A395 Standard Specification for Ferritic Ductile Iron Pressure-Rating Castings for Use at Elevated Temperatures*
- ASTM A449-04 Standard Specification for Quenched and Tempered Steel Bolts and Studs*
- ASTM A490-04 Standard Specification for Heat-Treated Steel Structural Bolts, 150 ksi minimum Tensile Strength*
- ASTM A490M-04 Standard Specification for High- Strength Steel Bolts, Classess 10.9 and 10.9.3, for Structural Steel Joints*
- ASTM 500-03a Standard Specification for Cold-Formed Welded and Seamless Carbon Steel Structural Tubing in Rounds and Shapes*
- ASTM A501-01 Standard Specification for Hot-Formed Welded and Seamless Carbon Steel Structural Tubing*
- ASTM A502-03 Standard Specification for Steel Structural Rivets*
- ASTM A514-00a Standard Specification for High-Strength, Quenched and Tempered Alloy Steel Plate, Suitable for Welding*



- ASTM A515 Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Intermediate- and Higher- Temperature Service*
- ASTM A516 Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Moderate- and Lower- Temperature Service*
- ASTM A529M-04 Standard Specification for High-Strength Carbon Manganese Steel of Structural Quality*
- ASTM A536 Standard Specification for Ductile Iron Castings*
- ASTM A563-04 Standard Specification for Carbons and Alloy Steel Nuts*
- ASTM A568-03 Standard Specification for Steel, Sheet, Carbon, and High Strength, Low-Alloy, Hot-Rolled and Cold-Rolled, General Requirements*
- ASTM A572-04 Standard Specification for High-Strength Low-Alloy Columbium-Vanadium Structural Steel*
- ASTM A578 Standard Specification for Straight-Beam Ultrasonic Examination of Rolled Steel Plates for Special Applications*
- ASTM A588-04 Standard Specification for High-Strength Low-Alloy Structural Steel with 50 ksi [345 MPa] Minimum Yield Point to 4 in. [100 mm] Thick*
- ASTM A609 Standard Practice for Castings, Carbon, Low-Alloy, and Martensitic Stainless Steel, Ultrasonic Examination Thereof*
- ASTM A1011 Standard Specification for Steel, Sheet and Strip, Hot-rolled, Carbon, Structural, High-Strength Low-Alloy, High Strength Low-Alloy, with Improved Formability, and Ultra-High Strength*
- ASTM D1066 Standard Practice for Sampling Steam*
- ASTM E94 Standard Guides for Radiographic Testing*
- ASTM E165 Standard Test Method for Liquid Penetrant Examination for General Industry*
- ASTM E709 Standard Guides for Magnetic Particle Examination*
- ASTM F436-003 Standard Specification for Hardened Steel Washers*



ASTM F959-02 Standard Specification for Compressible-Washer-Type Direct Tension Indicators for Use with Structural Fasteners

ASTM F1554-99 Standard Specification for Anchor Bolts, Steel, 36, 55, and, 105 ksi Yield Strength

American Welding Society

AWS D1.1 Structural Welding Code- Steel

International Electrotechnical Commission

IEC 60034-1 Rotating electrical Machines-Part 1: General Requirements: Rating and Performance

IEC 60038 IEC Standard Voltages

IEC 60072 Dimensions and Output Ratings for Rotating Electrical Machines

IEC 60076 Power Transformers

IEC 60079 Explosive Atmospheres

IEC 60204-1 Safety of Machinery-electrical Equipment of Machines-Part 1 General Requirements

IEC 60526 Degrees of Protection provided by Enclosures

IEC 61558 Safety of Power Transformers, Power Supplies, Reactors and Similar Products

IEC 61779-1 Electrical apparatus for the Detection and Measurement of Flammable Gasses-Part 1 General Requirements and Test Methods

Institute of Electrical and Electronics Engineers

IEEE 43 IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery

IEEE 67 Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators

IEEE 85 Test Procedure for Airborne Sound Measurements on Rotating Electric Machines



- IEEE 95 Recommended Practice for Insulation Testing of Large AC Rotating Machinery with High Direct Voltage*
- IEEE 100 Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms*
- IEEE 112 Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators*
- IEEE 115 Test Procedures for Synchronous Machines*
- IEEE 122 Recommended Practice for Functional and Performance Characteristics of Control Systems for Steam Turbine Generator Units*
- IEEE 142 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*
- IEEE 286 Recommended Practice for Measurement of Power-Factor Tip-Up of Rotating Machinery Stator Coil Insulation*
- IEEE 522 Guide for Testing Turn-to-Turn Insulation on Form-Wound Stator Coils for AC Rotating Electric Machines*
- IEEE 666 Design Guide for Electric Power Service Systems for Generating Stations*
- IEEE 841 Standard for the Petroleum and Chemical Industry-Premium-Efficiency, Severe Duty, Totally Enclosed Fan-Cooled (TEFC) Squirrel Cage Induction Motors-Up to and Including 370 kW (500 HP)*
- IEEE 1129 Recommended Practice for Monitoring and Instrumentation of Turbine Generators*
- IEEE C50.13 Standard for Cylindrical Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above*
- IEEE C50.14 Requirements for Combustion Gas Turbine Driven Cylindrical Rotor Synchronous Generators*
- IEEE C57.12.80 Standard Terminology for Power and Distribution Transformers*



IEEE C57.105 Guide for Application of Transformer Connections in Three-Phase Distribution Systems

International Building Code

Estandares Aplicables del International Building Code (UBC)

International Organization for Standardization

- ISO 7-1 Pipe Threads where Pressure-tight Joints are Made on the Threads*
- ISO 261 General Purpose Metric Screw Threads-General Plan*
- ISO 281 Rolling Bearings-Dynamic Load Ratings and Rating Life*
- ISO 1940-1 Mechanical Vibration-Balance Quality Requirements for Rotors in a Constant (Rigid State)-Part 1 Specification and Verification of Balance Tolerances*
- ISO 2314 Gas Turbines – Acceptance Tests*
- ISO 3448 Industrial Liquid Lubricants-ISO Viscosity Classification*
- ISO 3744 Acoustics-Determination of Sound Power levels of Noise Sources using Sound Pressure-engineering Method in an Essentially Free Field over a Reflecting Plane*
- ISO 3977-3 Gas Turbines- Procurement-Part 3: Design Requirements*
- ISO 6183 Fire Protection Equipment-Carbon Dioxide Extinguishing Systems for Use on Premises-Design and Installation*
- ISO 6708 Pipework Components-Definitions and Selection DN*
- ISO 7005-1 Metallic Flanges-Part 1 Steel Flanges*
- ISO 7005-2 Metallic Flanges-Part 2 Cast Iron Flanges*
- ISO 7919-4 Mechanical Vibration-Evaluation of Machine Vibration by Measurements on Rotating Shafts – Part 4: Gas Turbine Sets with Fluid-Film Bearings*



- ISO 10436 Petroleum and Natural Gas Industries – General Purpose Steam Turbine for Refinery Service*
- ISO 10437 Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries – Steam Turbines – Special –Purpose Applications*
- ISO 10438 Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries- Lubrication, shaft Sealing and Control Oil Systems*
- ISO 10441 Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries-Flexible Couplings for Mechanical Power Transmission-Special Purpose Applications*
- ISO 10816-4 Mechanical Vibration – Evaluation of Machine vibration by Measurements on Non-Rotating Parts – Part 4: Gas Turbine Sets with Fluid Film Bearings*
- ISO 16812 Petroleum, Petrochemical and natural Gas Industries – Shell and Tube Heat Exchangers*
- ISO 21789 Gas Turbines Applications-Safety*

International Society of Automation

- ISA RP12.1 Electrical Instruments in Hazardous Atmospheres*
- ISA RP60.1 Control Center Facilities*
- ISA S5.1 Instrument Symbols and Identification*
- ISA S5.4 Instrument Loop Diagrams*
- ISA S5.5 Process Instrumentation Terminology*
- ISA S7.3 Quality Standards for Instrument Air*
- ISA S12.12 Electrical Equipment for use in Class I, Division 2 hazardous classified locations*
- ISA S20 Specifications forms of Pressure Measurements and Control Instruments, Primary elements and control valves*



National Association of Corrosion Engineers

NACE Corrosion Engineer's Handbook

National Electrical Manufacturers Association

NEMA 250 Enclosures for Electrical Equipment (1000 Volts Maximum)

NEMA ICS.3 Industrial Systems

NEMA ICS.6 Enclosures for Industrial Control Systems

NEMA MG 1 Motors and Generators

NEMA MG 2 Safety Standard and Guide for Selection, Installation, and Use of Electric Motors and Generators

National Fire Protection Association

NFPA 1 Uniform Fire Code

NFPA 11 Low, Medium, and High-Expansion Foam

NFPA 12 Carbon Dioxide Extinguishing Systems

NFPA 15 Water Spray Fixed Systems for Fire Protection

NFPA 20 Installation of Stationary Pumps for Fire Protection

NFPA 37 Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines

NFPA 70 National Electrical Code

NFPA 72 National Fire Alarm Code

NFPA 85 Boiler and Combustion Systems Hazards Code

NFPA 101 Life Safety Code

NFPA 496 Purged and Pressurized Enclosures for Electrical Equipment

NFPA 750 Standard on Water Mist Fire Protection Systems



- NFPA 780 Lightning Protection Systems*
- NFPA 850 Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations*
- NFPA 2001 Standard on Clean Agent Fire Extinguishing Systems*
- NFPA 8502 Standard for Prevention of Furnace Explosion/Implosions in Multiple Burner Boilers*

Occupational Safety & Health Administration

Estándares Aplicables del Occupational Safety & Health Administration (OSHA)

Tubular Exchanger Manufacturers Association

Estándares Aplicables del Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA)

Uniform Building Code

Estándares Aplicables del Uniform Building Code (UBC)

3.3.3. TÉRMINOS, DEFINICIONES, SIGLAS, ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS.

Para los propósitos de este documento, los siguientes términos, definiciones, siglas, abreviaciones, y símbolos deberán ser considerados:

Definiciones

CLIENTE	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP
CONTRATISTA	Referida como aquella compañía o OFERENTE a la cual es concedida alguna CAPITULO del PROYECTO
HMI	Por sus siglas en ingles Human Machine Interface
OEM	Por sus siglas en ingles Fabricante Original del Equipo



OFERENTE	Referido como aquella compañía OFERENTE en la licitación del PROYECTO
CAPITULO	Fracción del alcance considerado para el PROYECTO
PLC	Por sus siglas en ingles Controlador de Lógica Programable
PROYECTO	Modificación de la Planta de Generación Termogas Machala De Operación en Ciclo Simple a Ciclo Combinado
PROPUESTA	Documento emitido por cada OFERENTE mostrando detalles propuestos para la implementación del PROYECTO

Siglas y abreviaciones

CO	Monóxido de Carbono
CS	Acero al Carbono
DLN	Combustor del tipo Dry Low NOx
EPC	Por sus siglas en ingles Ingeniería, Adquisición y Construcción
GN	Gas Natural
GT	Turbina a gas
HRSG	Por sus siglas en ingles Recuperador de Calor Generador de Vapor
HP	Por sus siglas en ingles Alta Presión
LP	Por sus siglas en ingles Baja Presión
ME	Motor Eléctrico
MOP	Máxima Presión de Operación
NOx	Óxidos de Nitrógeno
NPSH	Por sus siglas en inglés cabezal de succión neto



NPSHR	Por sus siglas en inglés cabezal de succión neto requerida
PVC	Poli cloruro de vinilo
SS	Acero Inoxidable
TV	Turbina a vapor

3.3.4. UNIDADES.

En general, el sistema internacional de unidades SI es utilizado en este documento y considerado como preferido aunque excepciones pueden existir:

Aceleración	m/s ²
Angulo	grados
Área	m ²
Capacitancia	F
Concentración	ppm
Corriente	amps
Densidad	kg/m ³
Energía	kJ, BTU
Entalpía	kJ/kg
Flujo másico	kg/hr
Flujo Volumétrico	m ³ /hr, MMSCFD, sfc
Fuerza	N
Frecuencia	Hz
Heat Rate	kJ/kW-hr
Humedad Relativa	%
Longitud	m
Masa	kg



Poder Calorífico	kJ/m^3 , BTU/ft^3
Potencia	kW , HP
Presión	bar , kPa , hPa , psi
Resistencia	Ω
Temperatura	$^{\circ}\text{C}$
Torque	$\text{N}\cdot\text{m}$
Transferencia de Calor	W/m^2 $^{\circ}\text{C}$
Velocidad	m/s
Velocidad de Rotación	rpm
Viscosidad	cP
Voltaje	volts
Volumen	m^3

3.3.5. CONDICIONES ESPECÍFICAS DEL SITIO.

3.3.5.1. Ubicación de la Planta

La planta de generación Termogas Machala está ubicada en el Kilómetro 1.5 Vía a Bajo Alto, Parroquia Tendales, Cantón El Guabo, Provincia del Oro, Ecuador. Coordenadas geográficas de la planta son mostradas a continuación: $3^{\circ}06'58'85''$ S, $79^{\circ} 52' 46.01''$ W a 4 metros sobre el nivel del mar.

3.3.5.2. Condiciones atmosféricas del sitio

Condiciones típicas para el año 2011 en la ciudad de Machala, Ecuador, la cual se encuentra aproximadamente a 20 kilómetros al sur del sitio, son mostradas en la Tabla 3.4. La distancia a la reserva de agua más cercana (mar) desde el sitio es de 3.0 km (en línea recta).



Tabla 3. 4. Condiciones Típicas para el 2011

Mes	Temperatura			Temperatura de Bulbo Húmedo	Presión Atmosférica	Humedad Relativa
	Mínima	Promedio	Máxima	Promedio	Promedio	Promedio
	°C	°C	°C	°C	hPa	%
Enero	23.8	27.0	29.6	21.9	1010	74.6
Febrero	23.3	26.9	30.4	22.1	1010	75.3
Marzo	24.1	27.3	30.6	22.2	1010	73.3
Abril	23.9	27.1	30.2	22.7	1010	77.2
Mayo	23.5	26.7	29.7	22.7	1010	80.1
Junio	22.8	26.1	28.9	21.8	1011	77.7
Julio	22.5	24.9	27.7	21.3	1011	78.4
Agosto	20.9	22.9	25.7	20.9	1011	85.0
Septiembre	20.9	22.7	25.4	20.6	1011	85.8
Octubre	20.8	22.9	25.6	20.2	1011	83.3
Noviembre	21.8	23.6	26.6	20.6	1011	80.3
Diciembre	22.0	25.0	28.0	21.0	1011	77.4

3.3.5.3. Tipo y Propiedades Típicas del Combustible.

El combustible utilizado en la planta es gas natural. Las siguientes condiciones fueron obtenidas de un análisis del combustible realizadas por la compañía Texas Oil Tech en Octubre del 2011. Dichas condiciones deberán ser consideradas como típicas. La composición y propiedades del combustible que deberán ser consideradas como típicas son mostradas en la Tabla 3.5 y Tabla 3.6. El combustible es proporcionado por PETROAMAZONAS EP. Gas Natural de calidad típica de ductos de distribución será proporcionada por CELEC EP. La adaptación y conexión hasta el punto de interconexión en la planta deberá ser considerada en el alcance del PROYECTO.



Tabla 3. 5. Composición Típica del Combustible

Componente	%Mol
Nitrógeno	0.684
Metano	98.3182
Dióxido de Carbono	0.0582
Etano	0.6413
Propano	0.1941
iso-Butano	0.0594
n-Butano	0.0176
iso-Pentano	0.0135
n-Pentano	0.0032
Hexano y más pesados	0.0105

Tabla 3. 6. Propiedades Típicas del Combustible

Propiedades Típicas del Combustible	
Gravedad Específica a 60°F	0.5641
Poder Calorífico Superior (BTU/ft ³)	1012.92
Poder Calorífico Inferior (BTU/ft ³)	911.98
Contenido de Azufre (ppm)	<1
Contenido de Agua (lbs/mmScf)	3

3.3.5.4. Sistema de Agua Cruda y Tratamiento de Agua

El flujo de agua cruda disponible a la planta está limitado a 12 m³/h provenientes de pozos locales. Las corrientes de agua residual son recolectadas y transferidas a un tanque de almacenamiento de agua residual. El PROYECTO deberá incluir los cambios en el sistema de agua cruda y aguas residuales necesarios para la operación del ciclo combinado.

3.3.5.5. Aire Comprimido

Este sistema se encarga de proveer aire limpio comprimido a 125 psig y 350 scfm y está compuesto principalmente de los siguientes componentes:



- Dos compresores de aire (C101A and C101B)
- Dos sistemas de secado de aire (DR101A and DR101B)
- Un recibidor o contenedor (V-104)
- Una válvula del tipo bola operada neumáticamente (PV-PA006)

El PROYECTO deberá considerar todo lo necesario en el sistema de aire comprimido para la operación del ciclo combinado.

3.3.5.6. Limitación de Emisiones al Aire

Los requisitos generales de emisiones de aire son mostrados en la tabla inferior, la cual fue extraída de la regulación aplicable y vigente. La planta deberá cumplir con dichos niveles de emisión durante la operación normal del ciclo combinado excluyendo periodos de arranque y paro.

Tabla 3. 7. Límites Máximos Permisibles de Emisiones al Aire para Turbinas a Gas Operando después de Enero del 2003 (tomado del suplemento de Registro Oficial Nro. 41, marzo 2007)

Componente	Tipo de Combustible	Valor	Unidades
Partículas Totales	Líquido	50	mg/Nm ³
	Gas	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Líquido	165	mg/Nm ³
	Gas	125	mg/Nm ³
Dióxido de Azufre (SO ₂)	Líquido	700	mg/Nm ³
	Gas	No Aplicable	No Aplicable

3.3.5.7. Emisiones de Ruido

Los niveles de emisión de ruido deberán cumplir con los requerimientos para Zonas Industriales de 65 dBA en los límites de la propiedad.



3.3.6. BASES DEL DISEÑO DEL PROYECTO.

Los requisitos incluidos en esta sección proveen detalles específicos del proyecto que deberán ser considerados como obligatorios.

3.3.6.1. Configuración Actual de la Planta

La potencia actual instalada en la planta de generación Termogas Machala I es de 140 MW (condiciones ISO) a través de la operación de dos turbo generadores los cuales operan en ciclo simple o abierto, tal como se muestra en la Figura 3.9. El modo de operación de la planta es carga base. Los generadores utilizan turbinas a gas General Electric tipo 6101FA las cuales tienen una potencia aproximada a condiciones ISO de 70 MW y son equipadas con combustores del tipo DLN.

Los turbogeneradores existentes son denominados como Unidad #1 y Unidad #2. La Figura 3.10 muestra una fotografía de la placa de la Unidad #1. Adicionalmente, la Tabla 3.8 muestra la información de la placa junto con datos operativos típicos a condiciones ISO para la turbina 6FA. La potencia generada por los turbogeneradores es transferida a una red de 230 kV por medio de transformadores individuales para cada unidad.

El equipo principal de la planta está diseñado para operación exterior. El PROYECTO deberá considerar que el equipo a instalar deberá ser diseñado para uso exterior con excepción de la turbina a vapor/Generador y los paneles MCC. La Figura 3.11 muestra una fotografía aérea de la planta indicando sus principales componentes. [34]

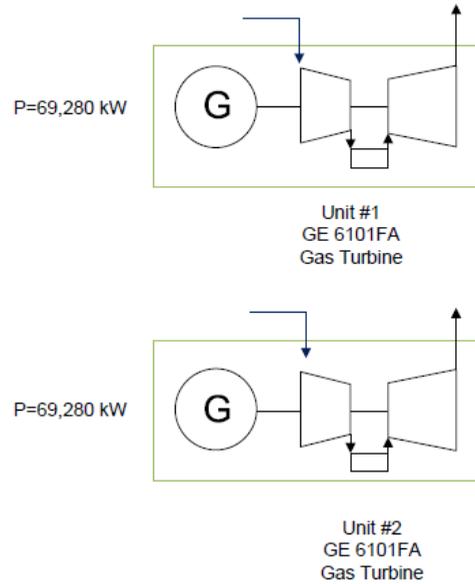


Figura 3. 9. Configuración Actual de la Planta Termogás Machala 1.

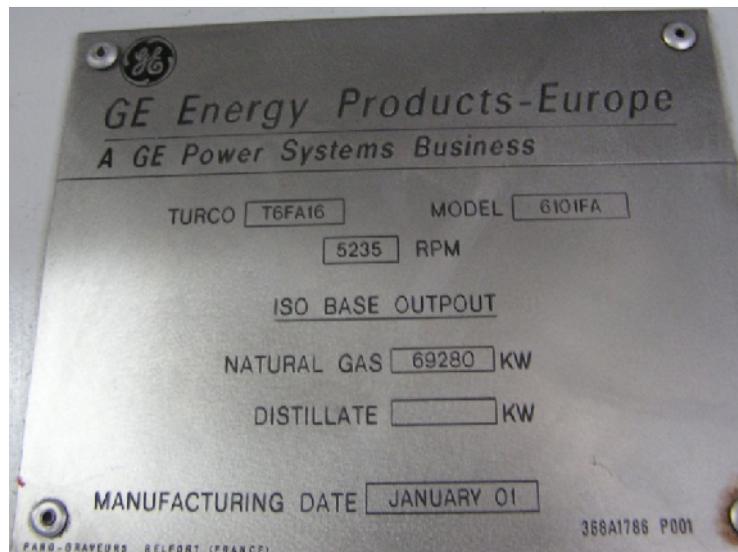


Figura 3. 10. Fotografía de la Placa de la Unidad 6FA-1



Tabla 3. 8. Información de la Placa y Condiciones ISO de la Turbina GE 6FA

Información		Turbina a gas	
		ISO	
Datos de Placa	OEM (Fabricante)	General Electric	N/A
	Modelo	6101FA	N/A
	Velocidad de Giro	5235	rpm
	Potencia de Salida	69280	kW
	Fecha de Fabricación	Jan-01	N/A
Condiciones ISO	Razón de Compresión	14.9	
	Flujo Másico de Aire	196	kg/seg
	Temperatura de Escape	597	°C
	Heat Rate	10530	KJ/kW-hr
	Eficiencia (LHV)	34.2	%

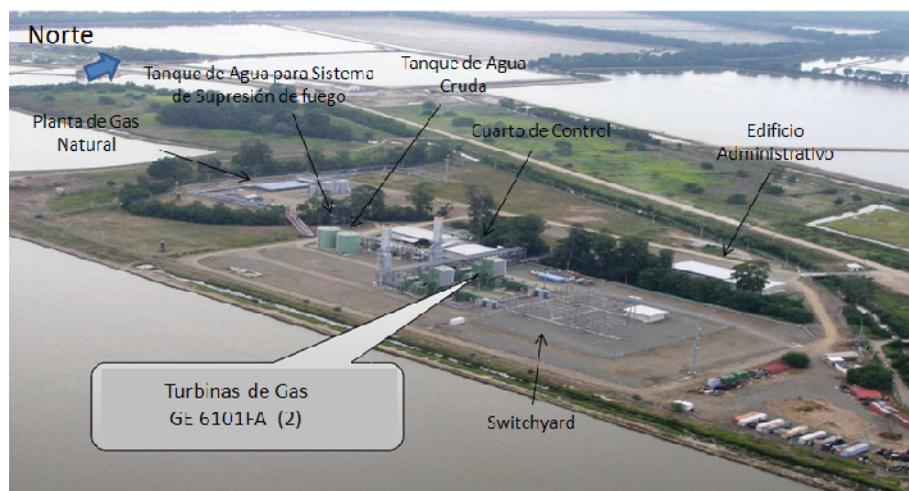


Figura 3. 11. Fotografía de Planta de Generación Termogas Machala 2011

3.3.6.2. Configuración del proyecto

El alcance es planeado en un PROYECTO de dos FASES. Los detalles de cada FASE son incluidos en esta sección. Cabe mencionar, que cada FASE será ejecutada en paralelo de manera independiente.



3.3.6.2.1. FASE I

Esta FASE I dentro del PROYECTO considera la adquisición, instalación, y puesta en marcha de una turbina General Electric Frame 6FA con generador eléctrico. El equipo deberá ser preferentemente nuevo, pero está abierta la posibilidad de considerar una turbina a gas GE 6FA reacondicionada (overhauled). Las siguientes consideraciones aplicaran para aquellas PROPUESTAS que incluyan una turbina a gas GE 6FA reacondicionada:

- El accionador deberá ser una turbina a gas General Electric modelo 6FA, cuyas partes principales (Rotor y Carcazas) sean intercambiables con el modelo existente en la planta (6101FA)
- En condición de cero horas
- Reacondicionada por el OEM o un taller de reparación autorizado por el OEM
- La unidad deberá haber sido utilizada previamente para carga base solamente (no pico de demanda) con menos de 50 arranques/paros por año.
- Número de horas equivalentes de operación no mayor a 40,000
- No mayor a 5 años de uso.
- Inspeccionada por una tercera compañía

La sección anterior mostró detalles de las turbinas 6FA existentes incluyendo datos de placa y condiciones ISO. La potencia generada por esta unidad será transmitida a través de una red de transmisión de 230 kV. El suministro deberá incluir todo equipo eléctrico requerido para el funcionamiento del Turbogenerador hasta la conexión en el lado de baja (13.8 kV) del transformador que será proporcionado por CELEC EP.



Esta FASE incluye TODO equipo incluyendo todo equipo auxiliar requerido para la operación del turbogenerador incluyendo (más no limitado) a: sistema de entrada de aire, sistema eléctrico del paquete, sistema de lubricación, sistema de gas combustible, sistema de arranque, sistema de control de la unidad, sistema de salida de gases de escape, sistema de supresión de fuego. Adicionalmente, se deberán incluir todos los servicios de ingeniería y soporte en campo requeridos para la instalación incluyendo obras civiles, comisionamiento, soporte durante el arranque y pruebas de aceptación en sitio. Adicionalmente, deberá ser considerado que la chimenea de escape será utilizada como chimenea del tipo “Bypass” para el ciclo combinado.

3.3.6.2.2. FASE II

La FASE II de este PROYECTO considera la conversión de tres (3) turbinas a gas 6FA a operar en modo de Ciclo Combinado. Tal conversión deberá incluir el suministro de todo el equipo y el soporte requerido para la instalación, obras civiles, puesta en marcha y pruebas de aceptación en sitio. El PROYECTO considera la conversión a Ciclo Combinado en la modalidad 3-1-1. Un ejemplo de configuración factible es mostrado en la Figura 3.12. La configuración final deberá incluir tres (3) turbinas a gas, tres (3) HRSG y una (1) turbina a vapor. La eficiencia y potencia de salida neta de la planta deberán ser como *mínimo* 53% y 308,000 kW, respectivamente. La planta deberá ser diseñada para una disponibilidad esperada de 86-93% y una confiabilidad de 95-98% en un periodo de 30 años. El modo de operación de la planta será carga base.



La turbina a vapor deberá ser para uso interior (un edificio para la turbina a vapor con el Generador deberá ser incluido en la propuesta). El combustible utilizado en las turbinas a gas es gas natural. La potencia generada por la turbina a vapor será de igual manera llevada a una línea de transmisión de 230 kV. Todo equipo eléctrico necesario incluyendo transformadores deberá ser incluido para llevar la generación de 13.8 kV a 230 kV.

Quemadores adicionales para los HRSGs no son requeridos, pero podrían ser considerados para los recuperadores de calor generadores de vapor (HRSG) si no se cumplen ambos valores de la potencia y eficiencia requeridas (disponibilidad del combustible deberá ser tomada en cuenta). El proyecto deberá considerar la flexibilidad para que las turbinas a gas operen en modo simple o abierto. Por consiguiente, chimeneas del tipo "Bypass" serán requeridas para operación en ciclo simple. Modificación de las chimeneas existentes (2) será necesaria para convertirlas a tipo "Bypass". Todo el equipo requerido para los sistema de condensado, agua de alimentación y de vapor deberán ser incluidos. Adicionalmente, el sistema de enfriamiento del condensador deberá ser especificado por el OFERENTE basado en la disponibilidad del agua y un estudio de factibilidad del sistema de enfriamiento propuesto y sistema de agua de reposición (considerando las condiciones en sitio) el cual deberá ser incluido junto con la PROPUESTA. Adicionalmente, el diseño deberá considerar el agua requerida para compensar las pérdidas del sistema de vapor.

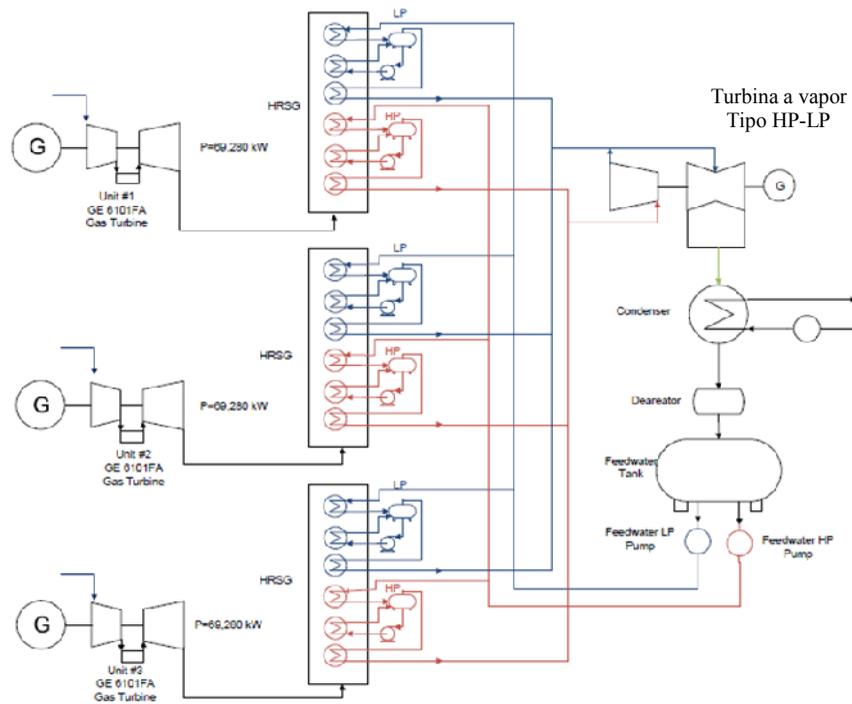


Figura 3. 12. Esquema de Conversión a Ciclo Combinado



3.3.6.2.3. Modo y Filosofía de Operación

El diseño de la planta deberá considerar que esta operará continuamente desde el máximo de potencia hasta un mínimo del 50% de carga. La flexibilidad del sistema deberá permitir que los modos de operación incluidos en la Tabla 3.9 o cualquier combinación que para cada modo sea factible.

Tabla 3. 9. Modos de Operación Esperados para la Planta de Generación Termogas Machala

Modo	Turbina a gas #1			Turbina a gas #2			Turbina a gas #3			Turbina a vapor
	Operando	Modo	Escape	Operando	Modo	Escape	Operando	Modo	Escape	Operando
1	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si
2	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si	Ciclo Simple	Bypass	No
3	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si
4	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	No			Si
5	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si	Ciclo Simple	Bypass	No			No
6	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Simple	Bypass	No			Si
7	Si	Ciclo Combinado	HSRG	No			No			Si
8	Si	Ciclo Simple	Bypass	No			No			No

3.3.7 ESPECIFICACIONES Y CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

3.3.7.1 CONSIDERACIONES MECÁNICAS

3.3.7.1.1 TURBOMAQUINARIA

TURBINAS A GAS

La turbina a gas deberá ser preferentemente nueva, pero está abierta la posibilidad de considerar una turbina a gas GE 6FA reacondicionada (overhauled). Las siguientes consideraciones



aplicaran para aquellas PROPUESTAS que incluyan una turbina a gas GE 6FA reacondicionada:

- En condición de cero horas
- Reacondicionada por el OEM o un taller de reparación autorizado por el OEM
- La unidad deberá haber sido utilizada previamente para carga base *solamente* (no pico de demanda) con menos de 50 arranques/paros por año.
- Número de horas equivalentes de operación no mayor a 40,000
- No mayor a 5 años de vida
- Inspeccionada por una tercera compañía

La turbina a gas deberá ser diseñada y fabricada de acuerdo a las especificaciones del estándar API 616 y del ISO 3977. La turbina a gas deberá ser diseñada y construida para servicio continuo y una vida de servicio mínima de 20 años. Intervalos recomendados de inspección, mantenimiento normal y overhauls deberán ser incluidos en la PROPUESTA. Condiciones ISO será consideradas como $T=15^{\circ}\text{C}$, $P=1.0133$ bar y humedad relativa de 60%. La mayoría de las partes internas de la turbina deberán ser intercambiables.

Todo equipo auxiliar requerido para la operación, arranque, paro y control de la turbina a gas y para protección de la misma deberá cumplir con los requisitos establecidos por los estándares mencionados y las publicaciones referidas dentro de los mismos. La turbina a gas deberá capaz de operar con combustible del tipo gas natural.



Esfuerzo en la carcasa deberán cumplir con los requerimientos del ASME Sección VII del PVC. Prueba de presión hidrostática deberá ser llevada a cabo en todas las partes sujetas a presión. Provisiones para inspección boroscópica. deberán ser incluidos. Los combustores deberán tener dos encendedores o encendedores con tubos del tipo cruz a fuego (cross-fire). Todos los componentes del rotor deberán ser capaces de resistir la pérdida instantánea del 100% de carga.

La unidad deberá cumplir con los criterios de rendimiento especificados, en ambas, las pruebas en fábrica (FAT) y en sitio (OAT). Las pruebas de rendimiento de la turbina a gas deberán cumplir con los requisitos especificados en los estándares ASME PTC 22 e ISO 2314. Los códigos de pruebas de rendimiento detallan los requerimientos para determinar la potencia de salida, heat rate y eficiencia térmica de turbinas a gas cuando operan a las condiciones de prueba y corregidas a condiciones estándar o del sitio. La potencia, heat rate y eficiencia térmica deberán ser verificados en fábrica. La turbina a gas deberá cumplir con las condiciones corregidas al sitio sin tolerancias negativas. Los niveles de emisiones al aire deberán cumplir con aquellos que consten en las Leyes y Reglamentos Ambientales vigentes en el Ecuador. Los máximos niveles de emisión de ruido no deberán exceder los 85 dBA a un (1) metro de distancia y deberán ser medidos de acuerdo con lo especificado con los estándares ISO 10494 y ASME B133.8.

Sistemas de monitoreo y protección de la máquina deberán cumplir con los requisitos del estándar API 670. El sistema de protección y monitoreo deberá ser del tipo Bentley Nevada 3500 o similar. El sistema de protección y monitoreo de la máquina deberá ser inclusivo de sensores de campo, acondicionadores de señal, y sistema de monitoreo. Este sistema de todos los turbogeneradores deberá



interactuar con un sistema de computadora de supervisión para el propósito monitoreo del sistema por parte del operador y deberá incluir todo display, gráficos en tiempo real, tendencias de variables, monitoreo de la respuesta dinámica y de estado estable del sistema, y display de diagnóstico de la condición de la unidad. El sistema de control de la turbina a gas deberá ser capaz de arrancar, para y operar la turbina a gas de manera segura. Niveles de alarma y paro deberán ser incluidos y disponibles para el operador.

Todos los requerimientos rotodinámicos especificados por el API 616 e ISO 3977-3 deben cumplir con los factores de amplificación, márgenes de separación, respuesta forzada, etc. La unidad deberá ser capaz de operar a cualquier velocidad hasta la velocidad de paro por sobre-velocidad. Los niveles de vibración pueden ser medidos en partes no-rotativas. Los niveles de vibración deberán cumplir con los límites especificados por el ISO 10816-4 e ISO 797-4 dentro de la zona A para unidades recién comisionadas. Análisis torsional es requerido para la verificación del cumplimiento de los requerimientos torsionales del API 616.

TURBINAS A VAPOR

La turbina a vapor deberá ser diseñada y fabricada de acuerdo a los lineamientos del API 612/ ISO 10437. Este estándar provee requisitos y recomendaciones de diseño, materiales, fabricación, inspección, prueba y preparación para el embarque de turbinas a vapor de uso especial. De igual manera, cubre los requerimientos para su sistema de lubricación, instrumentación, control y equipo auxiliar.

La turbina a vapor deberá ser diseñada y fabricada para un servicio mínimo de 20 años y un servicio ininterrumpido de 5 años. La turbina a vapor deberá ser diseñada para permitir un mantenimiento rápido y



económico. El OFERENTE deberá especificar el punto normal de operación y cualquier otro punto de operación requerido. Recomendaciones del IEC 60045-1 y NEMA SM23 deberá ser considerados para niveles de pureza del vapor. La velocidad de paro por sobre-velocidad deberá ser el 110% de la máxima velocidad de operación, normalmente 116% de la velocidad nominal. El arreglo de la turbina a vapor, incluyendo tubería y auxiliares, deberá proveer holguras adecuadas y fácil acceso para operación y mantenimiento.

Criterios y especificaciones de diseño para el sistema de agua de enfriamiento tal como velocidad del agua, máxima presión, máxima caída de presión, máxima temperatura de entrada, máxima temperatura de salida, mínimo y máximo incremento de temperatura, factor de desgaste (fouling), corrosión incluidos en el API 612/ISO 10437 deberán ser considerados.

El OFERENTE deberá indicar la fuente de las propiedades de los materiales utilizados para la fabricación de las carcasas. Todos los componentes sujetos a presión deberán ser diseñados para las condiciones más extremas de presión y temperatura que se puedan esperar durante la operación. Soldaduras deben ser aplicadas de acuerdo a los lineamientos del ASME, API e ISO. Prueba de presión es requerida para todos los componentes sujetos a presión. El OFERENTE deberá indicar la orientación de las bridas principales de entrada y salida de vapor. Las bridas deberán cumplir con los requerimientos especificados por los estándares ASME e ISO.

La turbina a vapor deberá cumplir con los requerimientos rotodinámicos del API 612/ISO 10437 el cual incluye (más no está limitado a) desbalance máximo, factores de amplificación, márgenes de separación, respuesta al desbalance, y prueba de verificación de



respuesta al desbalance. Análisis torsional es necesario para verificar los requerimientos torsionales del API e ISO.

Todo equipo auxiliar requerido para el arranque, operación, y paro debe cumplir con lo requerido por los estándares referidos. El sistema de protección y monitoreo de la unidad deberá cumplir con los requerimientos del estándar API 670. El CONTRATISTA deberá indicar los límites de alarma y paro de la unidad. Engrane de giro (turning gear) deberá ser incluido en la PROPUESTA.

Las pruebas de rendimiento de la turbina a vapor se harán utilizando el código ASME PTC 6. Este estándar provee procedimientos adecuados para prueba de turbinas a vapor. Típicos parámetros de rendimiento incluyen: potencia de salida, flujo de vapor, heat trate, etc. Máximos niveles de ruido no deberán exceder 85 dBA a 1 metro.

BOMBAS CENTRIFUGAS

Los estándares del API 610 / ISO 13709 y del Hydraulic Institute deberán ser considerados para el diseño de bombas centrifugas. El diseño y fabricación de las bombas deberá permitir una vida de servicio mínima de 20 años y un uso ininterrumpido de servicio de 3 años. Todos los materiales deberán ser los adecuados para las propiedades químicas y físicas del sistema de bombeo. Todas las bombas deben de ser diseñadas para operación continua 24 horas por día y uso exterior.

Las bombas deberá ser capaces de operar al punto nominal de operación y cualquier otro punto de operación requerido por el sistema. Las bombas deben ser capaces de operar confiablemente hasta la máxima velocidad continua de operación. El CONTRATISTA deberá considerar los márgenes de NPSH adicionalmente al NPSHR



requerido. Las bombas deberán operar preferente mente en la región desde el 70% hasta el 120% del punto de flujo a mejor eficiencia. El flujo de diseño deberá ser preferentemente entre 80% hasta el 110% del flujo de mejor eficiencia de la bomba. El tipo de bomba debe estar incluido en los estándares API e ISO.

El OFERENTE deberá indicar las propiedades y clase de los materiales de las partes de la bomba. Todas las partes sujetas a presión deberán ser apropiadas para las condiciones más severas de presión y temperatura. Soldaduras deben ser aplicadas de acuerdo a los lineamientos del ASME, API e ISO. Prueba de presión es requerida para todos los componentes sujetos a presión. Bridas de succión y descarga deberán cumplir con los requisitos del ASME, API e ISO.

Todas las bombas deberán cumplir con los requerimientos dinámicos del API 610/ISO 13709. Análisis torsional es requerido para verificación de los requerimientos torsionales. Límites de vibración no deberán exceder aquellos indicados por estos estándares.

Prueba de rendimiento y de NPSHR son requeridas y deberá de ser llevadas a cabo de acuerdo a las especificaciones del estándar ASME PTC 8.2. El sistema de protección y monitoreo deberá cumplir con las especificaciones del API 670. Los niveles de emisión de ruido no deberán exceder los 85 dBA a 1 metro de la bomba.

3.3.7.1.2 COMPONENTES MECÁNICOS

RECUPERADOR DE CALOR GENERADOR DE VAPOR (HRSG)

El diseño y construcción del HRSG deberá cumplir con los requerimientos incluidos en el estándar ASME Pressure Vessel Code, específicamente, las Sección I (Boilers), Sección II (Materiales), Sección V (Pruebas No Destructivas), Sección VII



(Guía para cuidado de Boilers), y Sección IX (Certificación de Soldadura).

Los materiales de los tubos deberán ser diseñados para cumplir con las regulaciones de los códigos para resistir las temperaturas del metal. Si las temperaturas del vapor exceden los 600 °C, entonces existirá la necesidad de utilizar materiales especiales con propiedades adecuadas para altas temperaturas manteniendo el costo moderado. Los componentes críticos incluyen tubería de vapor a alta presión, cabezales, y tubos del súper-calentador. Todos estos componentes deben cumplir con los requerimientos de las propiedades mecánicas.

El arreglo del diseño del HRSG no deberá causar vibración excesiva inducida por flujo y por resonancia acústica. Las recomendaciones del TEMA (Tubular Exchanger Manufacturers Association) deberán ser seguidas para evitar problemas de Vibración.

El CONTRATISTA deberá recomendar el mantenimiento requerido y método de limpieza. El diseño estructural del HRSG deberá cumplir con los estándares aplicables. El HRSG deberá ser soportado por una estructura de acero independiente la cual deberá soportar el peso completo de los tubos y cabezales. La estructura deberá adicionalmente permitir el crecimiento térmico de todas las partes. La estructura deberá ser capaz de soportar escalerillas. Punto de conexión deberán ser colocados para el izaje seguro del equipo. Dampers deberán ser incluidos en el PROYECTO para permitir que cada turbina a gas pueda operar independientemente en ciclo simple o abierto. Expansiones para crecimiento térmico deberán ser incluidas para permitir la expansión del ducto y la carcasa.



La instrumentación mínima requerida deberá cumplir con el API 534. La eficiencia es típicamente mejorada utilizando sistemas de múltiples niveles de presión. El PROYECTO deberá considerar un sistema de dos niveles de presión. ASME PTC 4.4 para recuperadores de calor de turbinas a gas deberá ser utilizado para llevar a cabo y reportar la prueba del HRSG. La caída de presión a través del HRSG deberá ser mantenida al mínimo para evitar impacto en el rendimiento de la turbina a gas.

RECIPIENTES DE PRESIÓN

Los recipientes o contenedores de presión deberán ser diseñados y construidos para cumplir con los requerimientos de presión incluidos en el ASME PVC. Específicamente, las Sección I (Boilers), Sección II (Materiales), Sección V (Pruebas No Destructivas), Sección VII (Guía para cuidado de Boilers), Sección VIII (Requerimientos para Construcción de Recipientes de Presión), y Sección IX (Certificación de Soldadura). Todo contenedor de presión deberá tener el estampado o marca del ASME.

El ASME PVC Sección I es aplicable para boilers en los cuales vapor de agua u otro tipo de vapor es generado a una presión de más de 1.03 barg o boilers de alta temperatura para operación a presión excediendo 11.03 bar y/o temperaturas excediendo los 127°C. Para diseño de contenedores de presión, inspección y fabricación deberá ser realizada de acuerdo al ASME PVC Sección V, Sección VIII División 1 y 2, y Sección IX.

Los recipientes o contenedores de presión deberán ser diseñados para, adicionalmente a otras cargas, carga por viento



y sísmica. El material utilizado en la construcción del recipiente de presión deberá ser identificado por el ASME PVC. Las temperaturas de operación y niveles de esfuerzo no deberán exceder los límites establecidos. Las formulas indicadas en el ASME deberán ser utilizadas para determinar el espesor de pared mínimo o la máxima presión de operación permisible de la tubería. Espesor de pared adicional deberá ser considerado por motivo de protección contra erosión y corrosión. Este deberá ser sugerido e indicado por el OFERENTE. Prueba de presión es requerida y deberá ser a 1.25 veces la presión máxima de operación permisible. El material a ser utilizado para los recipientes de presión de este PROYECTO, deberá ser establecido de acuerdo a la sección II del ASME PVC. Adicionalmente, bridas y conexiones deberán ser diseñadas de acuerdo al ASME. Requisitos de seguridad deberán cumplir con lo especificado por el ASME PVC.

INTERCAMBIADORES DE CALOR

Intercambiador de Calor de Tubos y Carcasa.

El intercambiador de calor deberá ser diseñado considerando los estándares del ASME PVC Sección VIII División 1, API 660/ISO 16812 y TEMA. Específicamente, los intercambiadores de calor de tubos y carcasa deberán ser diseñados, fabricado y estampado de acuerdo al ASME. Hojas de datos de todos los intercambiadores deberán ser proporcionadas por el OFERENTE. Las hojas de datos deberán incluir información tal como (más no limitada a) rendimiento del intercambiador, y detalles de materiales y construcción. La placa con el nombre y datos del equipo es requerida, deberá ser en acero inoxidable y deberá ser firmemente fijada al intercambiador (name plate).



Todo intercambiador de calor deberá ser diseñado para resistir las cargas ejercidas por presión interna y externa, peso del intercambiador de calor incluyendo el fluido, viento, sísmica, reacción de los soportes, impacto, temperatura y aquellas aplicables. Los intercambiadores deberán ser suministrados con soportes. Los intercambiadores del tipo horizontal deberán ser suministrados con dos o más soportes.

El material utilizado en la construcción de los intercambiadores de calor deberá estar identificado por el ASME PVC. Castings (fundación) no son permitidos. Temperaturas de operación y esfuerzos no deberán exceder los límites permisibles especificadas por el ASME PVC. Las formulas indicadas por el ASME PVC deberán ser utilizadas para calcular el mínimo espesor de pared del intercambiador o la máxima presión de operación permisible de la tubería. Provisiones de corrosión y erosión deberán ser consideradas y sugeridas por el OFERENTE. Prueba de presión es requerida y deberá ser de al menos 1.25 veces la presión máxima de operación permisible.

El espesor de pared de las partes contenedoras de presión deberán ser diseñadas en las condiciones específicas de diseño e ignorando presión del otro lado del intercambiador. Los agujeros de los tubos no deberán ser tapados sin notificación al CLIENTE. Pruebas no destructivas y de presión son requeridas para verificar la calidad de las soldaduras como es indicado por el ASME PVC y el API/ISO.

Intercambiadores de Calor Enfriados por Aire (Radiadores)

Las especificaciones descritas en la parte superior para intercambiadores de calor de tubos y carcasa aplican de igual



manera para el material, diseño de presión y temperatura, y fabricación de radiadores. La ventilación deberá ser forzada desde la parte inferior con excepción de casos especiales. Adicionalmente, consideraciones deberán de hacerse para cumplir con las especificaciones del API 661. Los radiadores deberán ser diseñados para cumplir con los niveles de emisión de ruido. Dicho niveles no deberán exceder 85 dBA a un metro de distancia.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE BAJA PRESIÓN

Tanques de almacenamiento de baja presión deberán ser diseñados de acuerdo a los lineamientos del API 650. Este estándar incluye consideraciones para material, diseño, fabricación, erección, y prueba de tanques de almacenamiento soldados cilíndricos verticales sobre el nivel del suelo con y sin cubierta. Este estándar deberá ser aplicado solamente para diseño de tanque de almacenamiento con presiones de operación cercanas a la presión atmosférica (presión interna no a exceder el peso de las placas de la cubierta) y con una máxima temperatura de operación de 93°C. Requerimientos son adicionalmente indicados cuando la temperatura excede los 93°C pero no supera los 260°C. Para el diseño de grandes tanques de almacenamiento de baja presión (presión menor a 1.03 barg), el estándar API 620 deberá ser utilizado.

3.3.7.1.3 TUBERÍA Y COMPONENTES DE TUBERÍA

Los requerimientos incluidos en el estándar ASME B31.1 deberán ser utilizados para diseño, materiales, fabricación, erección, prueba e inspección de la tubería. Los componentes de la tubería incluyen bridas, empaques, válvulas, dispositivo de alivio, adaptadores y accesorios. La tubería y sus componentes



deberán ser diseñados para resistir la máxima presión y temperatura esperada durante la operación. Efectos dinámicos ocasionados por condiciones externas e internas deberán ser consideradas tal como (mas no limitadas a) cargas muertas, cargas vivas, etc. Cargas del viento y sísmica deberán ser consideradas en el diseño. Los soportes de la tubería deben ser ubicados considerando la minimización de la vibración de la tubería.

Niveles de esfuerzos permisibles no deberán exceder los límites especificados por el ASME. Provisiones de corrosión y erosión deberán ser consideradas y propuestas por el OFERENTE. La presión de diseño debe ser determinada de acuerdo al ASME estimando el espesor de pared mínimo requerido.

La seguridad y dispositivos de alivio deberán cumplir con las especificaciones del ASME PVC Sección I. Bridas deberán cumplir con los requerimientos especificados por el estándar ASME B16.1 y ASME B16.5 para líneas de tamaño NPS 24 y menores.

Soldaduras deberán ser llevadas a cabo de acuerdo a los lineamientos del ASME PCV. Dichos requerimientos aplican para la fabricación, ensamble, y erección. Pruebas no destructivas son requeridas según es especificado por el ASME las cuales incluyen pero no están limitadas a inspección visual, tinte penetrante, partículas magnéticas, ultrasónica, y radiografiado. Pruebas de presión son requeridas para verificar que no existen fugas.



Todas las válvulas deberán ser diseñadas y fabricadas de acuerdo a las especificaciones de los estándares del ISA y API y deben cumplir con los requerimientos de emisión de ruido del OSHA. Válvulas de control deberán ser diseñadas con indicador de posición y tener válvulas de bloqueo y bypass. Los posicionadores de las válvulas deberán ser suministrados con reguladores de presión e indicadores de presión para el aire comprimido de suministro, señal de presión y presión de salida al diafragma. Las válvulas de control deberán contar con sistema de fallo seguro.

Todas las válvulas deberán ser dimensionadas y aplicadas de acuerdo a los lineamientos del API, ASME e ISA. Válvulas de alivio motorizadas podrán ser instaladas con una válvula de bloqueo aguas arriba de la válvula con propósitos de mantenimiento siempre y cuando se cumplan con los requisitos de seguridad especificados en el ASME PVC. Todas las válvulas de alivio deberán ser certificadas de acuerdo al ASME PVC.

3.3.7.1.4 SISTEMAS AUXILIARES

AIRE COMPRIMIDO (AC)

Si existen cambios requeridos en el sistema actual de aire comprimido, entonces las siguientes especificaciones deberán ser consideradas. Si un incremento en la capacidad de este sistema es requerido mediante la incorporación de compresor(es) de aire adicional(es), compresores reciprocantes deberán ser evitados. Adicionalmente, motores eléctricos deberán ser utilizados como accionadores mecánicos. El sistema de aire comprimido deberá ser capaz de suministrar dos veces la nueva capacidad requerida por la planta. Tanques de aire deben tener la capacidad de garantizar



una hora de suministro de aire en caso de pérdida de suministro de potencia. Si la temperatura de descarga del aire comprimido es mayor a 40°C, entonces radiadores deberán ser utilizados para disminuir su temperatura.

3.3.7.2 CONSIDERACIONES ELÉCTRICAS Y DE CONTROL

3.3.7.2.1 MAQUINARIAS ELÉCTRICAS

Generadores Eléctricos

Los generadores eléctricos deberán ser capaces de aceptar la máxima cantidad de potencia que las turbinas puedan producir. Generadores deberán ser diseñados de acuerdo a los estándares aplicables. Algunos de los estándares aplicables incluyen más no está limitados al ANSI C50.10, ANSI/IEEE C50.13 y ANSI/IEEE C50.14.

Si el generador es diseñado y construido de acuerdo a los requerimientos del ANSI, entonces las siguientes consideraciones deberán aplicar. Los generadores deberán ser capaces de operar continuamente dentro de sus curvas de reactividad en los rangos de +/-5% en voltaje y +/-2% en frecuencia. El generador deberá ser capaz de resistir, sin daño, los efectos de un continuo desbalance de corriente debido a una corriente de secuencia negativa tal como se indica en los estándares del ANSI e IEEE. La dirección de rotación del generador deberá ser compatible con aquella de las turbinas.

Una estudio rotodinámico del sistema (turbina, generador y cualquier otro componente rotativo) deberá ser realizado. El estudio deberá incluir ambos análisis lateral y torsional. Las velocidades críticas del turbogenerador no deberán ocasionar



operación insatisfactoria dentro del rango de velocidad. Los turbogeneradores deberán cumplir con los niveles de vibración especificados por los estándares ISO 7919-2 para turbinas a vapor e ISO 7919-4 par turbinas a gas. Los niveles de emisión de ruido no deberán exceder los 85 dBA a un metro del generador.

El generador deberá ser capaz de operar al 150% de la corriente especificada del estator por lo menos 30 segundos empezando desde temperaturas estabilizadas a condiciones específicas (nominales). El generador deberá ser diseñado de tal manera que pueda operar después de experimentar un corto circuito repentino de cualquier tipo en sus terminales mientras operando a condiciones nominales de carga y 105% de voltaje nominal, considerando que la máxima corriente no exceda el 105% de la corriente de diseño de cualquier FASE. El rotor del generador deberá ser construido de tal manera que pueda resistir, sin daño mecánico, operación transitoria hasta el 120% de la velocidad de diseño. La eficiencia y pérdidas deberán ser determinadas de acuerdo al IEEE 115. Prueba de aceptación en fábrica y en sitio son requeridas y deben ser consideradas en la PROPUESTA.

Motores Eléctricos

Cada motor eléctrico deberá ser capaz de proveer la máxima cantidad de potencia requerida por el equipo accionado y deberá ser diseñado para operación continua. Motores eléctricos deberán ser diseñados de acuerdo a estándares aplicables. Algunos estándares aplicables incluyen más no están limitados a ANSI C50.41, ANSI/IEEE C50.14, IEEE 841, y NEMA MG.1.

Si el motor es diseñado de acuerdo a los lineamientos del ANSI y el motor es de tamaño mayor a NEMA serie 440, las siguientes consideraciones deberán aplicar.



Los motores eléctricos deberán ser capaces de operar bajo condiciones normales incluyendo exposición a temperatura ambiente de 40°C para motores enfriados por aire, máxima temperatura del agua de 32°C en la entrada del intercambiador de calor para motores enfriados por agua, exposición a una máxima altitud de 1000 metros, sobre el nivel del mar, y exposición a moderadas combinaciones de polvo conductivo y abrasivo como el que se puede encontrar típicamente en plantas de generación.

El sistema de aislamiento deberá resistir los contaminantes típicos, partículas moderadamente abrasivas y polvo conductivo. Los extremos del embobinado deberán ser adecuadamente instaladas y fijadas para soportar el arranque, bus transfer, y fallas en las terminales del motor.

Los motores eléctricos deberán ser diseñados con un factor de servicio de 1.0 de lo contrario deberá ser indicado en la PROPUESTA. Todas las temperaturas deberán ser determinadas de acuerdo al IEEE 115. Motores de potencia igual o mayor a 375 kW y de voltaje nominal igual o mayor a 2,300 volts deberán tener sensores de temperatura incrustados. Los motores deberán ser capaces de resistir dos arranques sucesivos, bajando velocidad hasta reposo entre arranques con el motor inicialmente a temperatura ambiente, y un arranque con el motor inicialmente a una temperatura no excedente a la temperatura de operación a carga de diseño. Eficiencia del motor y pérdidas deberán ser determinadas de acuerdo al estándar IEEE 115. La capacidad de resistencia sísmica del motor deberá ser indicada y ser basada en la respuesta en las características del conjunto motor / estructura (de montaje). El motor deberá ser diseñado para resistir nivel de



sobre-velocidad como se indica en el estándar aplicable. Adicionalmente, el motor deberá tener provisiones para conexión a tierra.

Pruebas de aceptación en fábrica son requeridas como se especifica en el ANSI. Adicionalmente, las pruebas deberán determinar la eficiencia del motor al 100%, 75% y 50% de carga y medir los niveles de emisión de ruido. Los niveles de vibración deberán cumplir con los niveles permisibles. La documentación del motor a ser entregada deberá adicionalmente incluir la información de rendimiento del motor junto con los manuales de operación del motor.

3.3.7.2.2 SISTEMA ELÉCTRICO

El diseño del sistema eléctrico deberá ser llevado a cabo de tal manera que el flujo de electricidad asegure la correcta y segura operación del sistema. El sistema de protección deberá de ser capaz de minimizar el daño en componentes eléctricos durante condiciones normales y anormales de operación dejando los componentes sin afectación en servicio.

La clasificación de áreas deberá ser realizada de acuerdo a las indicaciones del NFPA. Métodos de cableado, materiales, uso y otras especificaciones deberán cumplir con las especificaciones del National Electrical Code (NFPA 70). El sistema eléctrico deberá ser resguardado por sus dispositivos para protección de sobre-corriente de tal manera que se puedan restaurar fallas sin ocasionar daño extensivo en el equipo eléctrico. El cableado de la instalación deberá estar libre de corto circuitos y fallas de conexión a tierra.



El cableado de la instalación no deberá ser conectado a un suministro que no cuente con conexión a tierra. Un sistema de conexión a tierra adicional es requerido para el sistema de instrumentación. La conexión a tierra deberá ser tal que limite el voltaje impuesto por rayos, surges de línea o contacto no intencional con líneas de mayor voltaje. Normalmente, todos los recintos de materiales conductivos que sostengan conductores o equipo eléctrico o formen parte de tal equipo deberán ser conectados a tierra. Recomendaciones adicionales deberán ser seguidas de acuerdo a las especificaciones del NFPA 70.

El desarrollo de la ingeniería del sistema eléctrico deberá cumplir con los estándares aplicables de las siguientes instituciones:

- American National Standards Institute
- American Petroleum Institute
- Institute of Electrical and Electronics Engineers
- Instrument Society of America
- National Electro-technical Commission
- National Electrical Manufacturers Association
- National Fire Protection Agency

3.3.7.2.3 CONTROL E INSTRUMENTACIÓN DEL PROCESO

Control

Paneles de control ensamblados y probados deberán ser incluidos en la PROPUESTA. Los paneles de control deberán ser fabricados de acero protegidos con pintura industrial o fibra de vidrio. Los componentes internos del panel deberán estar ubicados de tal manera que permitan el fácil acceso. Aquellos componentes



sujetos a calentamiento deberán tener suficiente espacio para permitir el adecuado enfriamiento.

PLCs deberán ser utilizados para el control de la planta. El sistema de control deberá incluir terminales en el cuarto de control (a través del sistema HMI) y en campo. Ambas terminales deberán ser capaces de interactuar con el PLC a través de conexión tipo Ethernet.

El sistema HMI deberá permitir el acceso al control del proceso y sistema de seguridad. El sistema deberá ser capaz de monitorear todas las señales manejadas por el PLC. Adicionalmente, el sistema HMI deberá ser capaz de permitir el monitoreo y reporte de tendencias de variables de operación, reportar alarmas y realizar modificaciones. El PLC deberá ser capaz de controlar la operación de la planta sin el sistema HMI. Todos los circuitos de control del tipo proporcional-integral-derivativo (PID) deberán operar en modo automático o en modo manual.

Instrumentación de Proceso

El estándar API 551 deberá ser considerado para la instrumentación de proceso. Toda instrumentación electrónica deberá ser diseñada de tal manera que minimizar el efecto de señales electromagnéticas y ruido que pueda afectar la medición. Los cables de la instrumentación que utilice señales a análogas deberán estar protegidos (shielded).

Todos los transmisores deberán mostrar localmente el valor de la variable localmente. El material de construcción de cualquier componente de los sensores que este expuesto al fluido de



proceso deberá como mínimo cumplir con las especificaciones de la tubería y sus componentes. Los adaptadores y conexiones en la tubería de proceso deberán cumplir con los requerimientos y especificaciones de la tubería. La instrumentación deberá estar identificada tal como es indicado en los estándares del ISA.

Todos los sensores de presión deberán tener fácil acceso y deberán ser instalados en estructuras libres de vibración. Los sensores de presión deberán ser suministrados con algún dispositivo que permita aliviar exceso de presión. Los sensores deberán ser seleccionados de tal manera que la operación normal de operación se encuentre dentro del rango de medición recomendado del instrumento.

Toda medición de temperatura deberá cumplir con el estándar API 551. Detectores de temperatura a través de cambio de resistencia (RTD) deberán ser utilizados preferentemente para medición de temperatura según sea posible. Los transmisores deberán ser montados directamente en el sensor preferentemente. Todo sensor de temperatura incluyendo termopares, RTDs y termómetros deberán ser instalados utilizando thermowells o termopares para protección del sensor. La cabeza de los termopares deberá ser a prueba de agua.

Controladores de temperatura deberán ser implementados en la lógica de control del proceso. Reguladores de temperatura auto-contenidos pueden ser utilizados en ocasiones donde control preciso no es requerido y las condiciones son relativamente constantes. Niveles de alarmas y paro por alta temperatura deberán ser implementados utilizando las señales de los transmisores de temperatura como entrada.



El tipo de medidor de flujo preferido es el tipo placa orificio. Otros tipos de medidores pueden incluir mas no están limitados a tubo de venturi, fluxómetro de turbina, fluxómetro de vórtice, tubo de pitot, etc. El medidor de flujo deberá ser instalado en una estructura adicional si la medición es afectada por vibración. Recomendaciones de estándares como el API y ASME para instalación de medidores de flujo deberán ser seguidas para cumplir con las prácticas sugeridas y con las distancias (número de diámetros de tubería) aguas arriba y aguas debajo de cualquier disturbio en el flujo requeridas.

Todo instrumento para medición de nivel deberá ser externamente en cada tanque o recipiente de presión. La ubicación preferida de las conexiones de instrumentos indicadores de nivel del tipo desplazamiento externo es superior lateral y parte inferior. Este tipo de instrumentación deberá ser instalada utilizando bridas. Otro tipo de instrumentos incluyen mas no están limitados a transmisores de presión diferencial y medidores de nivel del tipo flotador.

Todos los instrumentos y medidores de área variable deberán ser designados y cumplir con las indicaciones de seguridad especificadas por el ISA 16.1, 2, 3. Todos los medidores de nivel deberán ser suministrados junto con indicador visual, cuando sea posible, para calibración e inspección visual.

3.3.7.3 CONSIDERACIONES CIVILES

3.3.7.3.1 GENERAL

Diseños civiles y estructurales deberán requerir información específica del sitio tal como (mas no limitada a) reportes de mecánica del suelo y características, planes topográficos,



condiciones ambientales, lluvia, velocidad del viento, zona sísmica, etc. Información de la ingeniería del PROYECTO deberá ser proporcionada por el CONTRATISTA la cual incluye (más no está limitada) a: obras civiles, estructuras, fundaciones para estructuras y equipo, estructuras para tubería y soportería, etc. Documentación, dibujos y diagramas finales aprobados para construcción (final drawings approved for construction) son requeridos. Adicionalmente, será responsabilidad del CONTRATISTA el proporcionar dibujos “como construido” (As built) los cuales deberán indicar detalladamente la geometría y dimensiones de toda estructura incluyendo racks de tuberías, soportes de la tubería, detalles de re-enfortamiento con acero para estructuras de concreto, propiedades de los materiales utilizados, listado de materiales, etc.

El uso de algún software comercial es necesario para el análisis y diseño de estructuras y fundaciones. Para la documentación de todo dibujo y esquemático, el uso de software para diseño asistido por computadora “AUTOCAD” será necesario. Versión electrónica de todo dibujo es requerida en formato “.dwg”. Adicionalmente, se deberán proporcionar todo dibujo en formato “.pdf”.

3.3.7.3.2 DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE ACERO

El diseño de miembros estructurales y conexiones deberá ser consistente con el comportamiento estructural esperado y las suposiciones consideradas en el análisis estructural. El diseño estructural deberá tomar en consideración la distribución actual de la planta, ubicación del equipo, dimensiones, pesos, etc.



La combinación de cargas consideradas dependerá del código o normativa aplicable dependiendo del tipo de edificio. En general, toda carga muerta y viva deberá ser considerada para el diseño estructural. Carga debido al diferencial térmico deberá ser de igual manera considerada según corresponda. Cargas sísmicas y debidas al viento deberán ser consideradas según aplique y calculadas de acuerdo a los lineamientos especificados por la American Society of Civil Engineers (ASCE 7-98).

Todo diseño estructural de acero incluyendo: elementos estructurales, uniones y conexiones deberán cumplir con lo especificado en el Manual para la Construcción de Acero del AISC y cualquier estándar aplicable.

Como es especificado en el Manual para la Construcción de Acero, ambos el Diseño en Base al Esfuerzo Permisible (Allowable Stress Design) y Diseño en Base a Factor de Carga y Resistencia (Load and Resistance Factor Design) son considerados aceptables para el diseño y la construcción de estructuras de acero. Los materiales a ser utilizados deberán cumplir con las especificaciones del ASTM incluidas en la Sección 2. Cualquier soldadura deberá adicionalmente cumplir con las especificaciones del AWS específicamente el estándar D1.1 para acero estructural. El diseño de paredes para cualquier edificio podrá ser de concreto o acero corrugado. El techo de cualquier edificio podrá ser de acero corrugado.

3.3.7.3.3 DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE CONCRETO

Todo diseño de estructuras de concreto deberá ser realizado tomando en cuenta las especificaciones y requerimientos especificados por el American Concrete Institute (ACI 318)



incluyendo (más no limitado) materiales, diseño y construcción. El diseño de las fundaciones para equipo estático y dinámico deberá cumplir con los estándares ACI 351.2r y ACI 351.3R. La resistencia del concreto deberá ser determinada tal como es indicado por el ACI. Ambas cargas estáticas y dinámicas deberán ser consideradas en el diseño de las fundaciones incluyendo mas no limitadas a cargas muertas, cargas vivas, cargas del viento, carga sísmica, carga estática del equipo, cargas especiales para fundaciones elevadas, cargas de mantenimiento y erección, cargas térmicas, cargas de maquinaria rotativa, cargas dinámicas debido a desbalance de la turbomaquinaria, etc. En el diseño de las fundaciones, las fuerzas y esfuerzos determinados deberán ser comparados contra límites permisibles. Dibujos y especificaciones, inspección, durabilidad, requerimientos, calidad del concreto, mezclado, e instalación deberán cumplir con lo especificado por el ACI.

3.3.7.3.4 SISTEMA DE TRATAMIENTO Y SUMINISTRO DE AGUA CRUDA

El sistema de tratamiento y suministro de agua cruda de la planta deberá ser diseñado considerando los requerimientos del sistema. Por ejemplo, la cantidad de compensación de agua para el sistema de vapor deberá ser satisfecha. Adicionalmente, el sistema de enfriamiento de agua para el condensador deberá ser especificado por el OFERENTE. Si torres de enfriamiento son propuestas, requerimientos adicionales de suministro de agua deben ser considerados. Un estudio de factibilidad del sistema de agua de enfriamiento del condensador y sistema de agua de reposición deberá ser realizado por el OFERENTE para asegurar que los requerimientos de suministro de agua son cumplidos. Dicho



estudio deberá ser presentado junto con la PROPUESTA del OFERENTE. [34]

3.4 ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DE LA FACTIBILIDAD DEL PROYECTO.

3.4.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO.

Objetivo General o Propósito:

- Reducción en el costo operativo de la Central Termogas Machala de USD \$ 35 por MW a aproximadamente unos USD \$ 22 por megavatio a partir del mes de marzo de 2016.
- Incremento de la potencia de la Central Térmica a Gas Machala I aportando 320 MW al SNI en 900 días.

Objetivos Específicos o Componentes:

- Instalar y poner en funcionamiento una turbina a gas de 77 MW, una turbina a vapor de 100 MW, más el Balance de planta necesario.
- Instalar una nueva línea de transmisión y expandir las subestaciones San Idelfonso y Bajo Alto para interconexión con el SNI.
- Gestión Administrativa, ambiental y territorial

3.4.2 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA.

Descripción de la Planta

Ubicación

La planta de generación Termogas Machala está ubicada en el Kilómetro 1.5 Vía a Bajo Alto, Parroquia Tendales, Cantón El Guabo, Provincia del Oro, Ecuador. Coordenadas geográficas de la planta son mostradas a continuación: 3°06'58'85" S, 79° 52' 46.01" W a 4 metros sobre el nivel del mar. El Sector de Bajo Alto



conforma un área mayoritariamente rural situada en la zona costera de la provincia de El Oro, al norte de la población de Machala, capital de la provincia que concentra las actividades comerciales de la provincia de El Oro.

Esta zona tiene características eminentemente rurales, donde la actividad económica está basada principalmente en la agricultura, con predominio del cultivo de banano.

Central de Generación

La Central Termogas Machala tiene una capacidad instalada nominal de 250 MW, repartido en dos grupos de unidades, 130 MW en dos unidades a Gas 6FA, que iniciaron sus operaciones a finales del año 2002, y 120 MW en 6 unidades TM2500 a Gas, que iniciaron sus operaciones a principios del año 2012, todas de marca General Electric. Los turbogeneradores utilizan gas natural proporcionado por el Campo Amistad localizado a aproximadamente 68 km mar adentro, en el golfo de Guayaquil. El gas se conduce hasta la planta mediante un gasoducto submarino con su último tramo sobre superficie hasta la estación de tratamiento de gas.

Las dos unidades a Gas 6FA, sumado al aporte de las 6 unidades TM2500, aportan al sistema una energía anual de aproximada de 1780 GWh; se estima que el ingreso de la séptima unidad TM2500 aporte al sistema eléctrico ecuatoriano una energía anual de 163 GWh.

El gas se recibe limpio y seco y a presión suficiente para satisfacer los requerimientos sin necesidad de comprimirlo, por lo que no existe una unidad compresora. La energía eléctrica se entrega a través de una línea de transmisión de 138 kV, de aproximadamente 14 km, que conecta la central con la subestación de conexión San Ildefonso que forma parte del sistema nacional interconectado.

Condiciones atmosféricas del sitio

Condiciones típicas para el año 2011 en la ciudad de Machala, Ecuador, la cual se encuentra aproximadamente a 20 kilómetros al sur del sitio, son mostradas en la Tabla 3.4. La distancia a la



reserva de agua más cercana (mar) desde el sitio es de 3.0 km (en línea recta).

Tipo y propiedades típicas del combustible

El combustible utilizado en la planta es gas natural. Las siguientes condiciones fueron obtenidas de un análisis del combustible realizadas por la compañía Texas Oil Tech en Octubre del 2011. Dichas condiciones deberán ser consideradas como típicas. El reporte emitido por Texas Tech Oil es incluido en el Apéndice B. La composición y propiedades del combustible que deberán ser consideradas como típicas son mostradas en la Tabla 3.5 y Tabla 3.6. El combustible es proporcionado por EP PETROECUADOR. Gas Natural de calidad típica de ductos de distribución será proporcionada por CELEC EP. La adaptación y conexión hasta el punto de interconexión en la planta deberá ser considerada en el alcance del PROYECTO.

La FASE I de este PROYECTO considera la adquisición, instalación, y puesta en marcha de una turbina a gas con generador eléctrico. El equipo será nuevo, de reciente fabricación, en condición de cero horas de operación.

La cantidad de gas natural requerida para la tercera unidad de gas a instalarse, ha sido garantizada por parte de EP PETROECUADOR mediante documento oficial entregado el mes de abril de 2012. En dicho documento se expuso la Tabla 3.10, donde se indica la proyección de producción de gas natural que se encontraría disponible hasta finales del año 2013, donde se proyectaba una producción total de 106 MMPCD, siendo este volumen el suficiente para sustentar técnicamente el proyecto desde el punto de vista de la demanda de gas natural para las tres unidades de Gas y las turbinas TM-2500.



Tabla 3. 10. Potencial de producción estimada del Campo Amistad.

DECLIN 5%						
FECHA AL PRIMERO DE CADA MES	Amistad 6-7-8-11-12	A16	A15	A14	A10	AMISTAD
jun-12	60.64					60.64
jul-12	60.39					60.39
ago-12	60.14					60.14
sep-12	59.89					59.89
oct-12	59.64					59.64
nov-12	59.39					59.39
dic-12	59.14					59.14
ene-13	58.90	10.00				68.90
feb-13	58.65	9.96				68.61
mar-13	58.41	9.92				68.33
abr-13	58.17	9.88	15.00			83.04
may-13	57.92	9.83	14.91			82.67
jun-13	57.68	9.79	14.83			82.30
jul-13	57.44	9.75	14.74	15.00		96.94
ago-13	57.20	9.71	14.65	14.94		96.51
sep-13	56.97	9.67	14.57	14.88		96.08
oct-13	56.73	9.63	14.48	14.81	12.00	107.66
nov-13	56.49	9.59	14.40	14.75	11.95	107.19
dic-13	56.26	9.55	14.32	14.69	11.90	106.72

La demanda actual de la central con las unidades GE 6FA y GE TM-2500 es de 65 MMPCD, al incluirse una tercera unidad a gas natural, la nueva demanda de gas para toda la nueva planta sería de aproximadamente 85 MMPCD. Siendo este valor de volumen requerido para todo el ciclo combinado menor al volumen proyectado por EP PETROECUADOR, se confirma la factibilidad técnica de proyecto respecto de la demanda de combustible.

La FASE 1 incluye todo el equipo auxiliar requerido para la operación del turbogenerador, incluyendo entre otros a: sistema de entrada de aire, sistema eléctrico del paquete, sistema de lubricación, sistema de gas combustible, sistema de arranque,



sistema de control de la unidad (que deberá comunicarse con los sistemas existentes y con la versión final a usarse en el ciclo combinado), sistema de salida de gases de escape, sistema de supresión de fuego. Adicionalmente, se incluirán todos los servicios de ingeniería y soporte en campo requeridos para la instalación incluyendo obras civiles, comisionamiento, soporte durante el arranque y pruebas de aceptación en sitio. Se ha considerado importante dejar la chimenea de escape para ser utilizada como chimenea del tipo “Bypass” para el ciclo combinado.

FASE II de este PROYECTO considera la conversión de tres (3) turbinas a gas a operar en modo de Ciclo Combinado. Tal conversión incluirá el suministro de todo el equipo y el soporte requerido para la instalación, obras civiles, puesta en marcha y pruebas de aceptación en sitio. El PROYECTO considera la conversión a Ciclo Combinado en la modalidad 3-3-1. Un ejemplo de configuración factible es mostrado en la Figura 3.12. La configuración final deberá incluir tres (3) turbinas a gas, tres (3) HRSG y una (1) turbina a vapor. La eficiencia y potencia de salida neta de la planta será como mínimo 53% y 308,000 kW, respectivamente. La planta será diseñada para una disponibilidad esperada del 86-93% y una confiabilidad del 95-98% en un periodo de 30 años. El modo de operación de la planta será carga base.

Conexión al Sistema Nacional de Transmisión.

En atención a que el Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión considera un sistema de transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala a 230 kV, es necesario cambiar el nivel de voltaje del sistema de transformación y transmisión de tal forma de que permita evacuar parte de la energía de la Central Machala en ese voltaje. Considerando que en la actualidad, los



transformadores elevadores de las unidades existentes que se ubican en la subestación de salida, en un patio de maniobras que tiene configuración de barra simple a la que se conecta la línea de transmisión Termogas Machala – San Idelfonso, se encuentran energizados y operando a 138 kV, sin embargo todos los equipos eléctricos existentes están dimensionados para 230 kV. Este proyecto contempla el cambio de los transformadores existentes a 138 kV por dos transformadores nuevos que operarán a 230 kV y los transformadores de elevación de las unidades de generación nuevas (tercera turbina a gas y turbina a vapor) también a 230 kV.

Con la incorporación de las 2 unidades que cierran el ciclo combinado en la Central Machala, por la mayor cantidad de energía a evacuar deberá construirse un segundo circuito de la línea de transmisión Termogas Machala - San Idelfonso de 14 km de longitud aproximadamente y la necesidad de construir un patio de 230 kV en la subestación San Idelfonso.

Limitación de emisiones al aire

Los requisitos generales de emisiones de aire son mostrados en la Tabla inferior. La planta deberá cumplir con dichos niveles de emisión durante la operación normal del ciclo combinado excluyendo periodos de arranque y paro.



Tabla 3. 11. Límites Máximos Permisibles Emisiones al Aire para Turbinas a gas Operando después de Enero del 2003 (tomado del suplemento del Registro Oficial Nro. 41, marzo 2007)

Componente	Tipo de Combustible	Valor	Unidades
Partículas Totales	Líquido	50	mg/Nm ³
	Gas	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Líquido	165	mg/Nm ³
	Gas	125	mg/Nm ³
Dióxido de Azufre (SO ₂)	Líquido	700	mg/Nm ³
	Gas	No Aplicable	No Aplicable

Emisiones de Ruido

Los niveles de emisión de ruido deberán cumplir con los requerimientos para Zonas Industriales de 65 dBA en los límites de la propiedad. [34]

3.4.3 ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA Y/O ECONÓMICA.

3.4.3.1 Metodologías utilizadas para el cálculo de la inversión total, costos de operación y mantenimiento, ingresos y beneficios.

La producción energética de la Central Termogas Machala resulta del despacho económico de generación realizado por el Operador del Sistema, CENACE, que parte de la comparación de los costos variables de producción de los generadores. Considerando que los costos variables son altamente competitivos, en función del precio de gas utilizado y del incremento en la eficiencia al operar en ciclo combinado, se establece una operación prácticamente continua, interrumpida únicamente durante los periodos de mantenimiento, resultando en un factor de planta de alrededor del 90%.

Los ingresos derivados de la operación del ciclo combinado de la Central Termogas Machala, se calculan considerando la normativa vigente del sector eléctrico, que establece una remuneración de la generación con base en cargos variables y cargos fijos, en función de



los costos reales de operación y mantenimiento; y, costos de reposición de la inversión, conforme lo establece anualmente el CONELEC en el “ANÁLISIS DE COSTOS PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS” elaborado y aprobado por su directorio.

La metodología utilizada para el análisis económico es de “costos evitados”. La producción energética del ciclo combinado para el periodo 2013-2026, es el resultado de un proceso de simulación/optimización de la operación del sistema eléctrico ecuatoriano utilizando el programa “Stochastic Dual Dynamic Programming” (SDDP), en un escenario hidrológico medio. Como resultado de las simulaciones se obtiene un estimado del ahorro anual en costos operativos del sistema de generación, que significa la incorporación de esta importante planta de generación en el sector de Bajo Alto operando con gas natural. El cálculo de los indicadores económicos (TIR y VAN) se lo realiza para un horizonte de 20 años, utilizando una tasa de descuento del 12%.

Los costos variables de la central operando en ciclo abierto, que corresponden básicamente a los costos del combustible, se estiman en 3.751 cUS\$/kWh, considerando el precio de compra del gas reportado actualmente por la Central Termogas Machala. Al cerrarse el ciclo combinado, a partir del año 2015, el costo variable de producción de esta central pasa a ser de 2.296 cUS\$/kWh.

3.4.3.2 Identificación, y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento, ingresos, y beneficios.

La instalación de dos unidades, una turbina a gas y una de vapor, que permiten complementar un ciclo combinado de 300 MW en el sector de Bajo Alto en la provincia de El Oro, para optimizar el



aprovechamiento del gas del Campo Amistad, permitirá diversificar la matriz energética del sector eléctrico ecuatoriano, optimizando el uso de recursos primarios de producción local. El uso del gas natural, disponible en el país, permite mejorar la disponibilidad de generación térmica barata, eficiente y menos contaminante, reduciendo el riesgo de déficit energético y bajando el costo de generación.

Se trata de un proyecto de carácter social que presta un servicio básico a la población y que, por estar a cargo de la Empresa Pública CELEC EP, no busca rentabilidad financiera. Esto se fundamenta en la normatividad del sector eléctrico, que establece que los costos de operación de los generadores de propiedad estatal, tanto fijos como variables, se compensan exactamente con los ingresos, sin ningún margen de rentabilidad.

La complementación del ciclo combinado en la Central Termogas Machala significará una reducción de los costos operativos del sistema eléctrico nacional. Los beneficios del proyecto se derivan principalmente del uso del gas como recurso energético primario, lo cual permite desplazar el uso de combustibles fósiles líquidos como el diésel, combustible que es de carácter deficitario en el país y que debería ser importado para abastecer la demanda de electricidad del país ante la ausencia de este proyecto.

Inversión:

La inversión total del proyecto es de USD 261,212,800.00 incluido IVA. Es importante indicar que el monto de la inversión contempla todos los insumos, mano de obra calificada y no calificada, materiales y equipos necesarios para la realización de cada componente. Se incluye además un presupuesto que se utilizará en obras de desarrollo territorial.



Costos de operación y mantenimiento:

La determinación de los costos de operación y mantenimiento se realiza en función de una estadística desarrollada por CELEC EP y se definen como el 3% anual del costo de construcción del proyecto.

Ingresos:

Los ingresos considerados durante la fase de explotación del proyecto se calculan considerando la regulación vigente que establece cargos variables y cargos fijos, en función de los costos reales de operación y mantenimiento con una tasa de rentabilidad del 0%, conforme el “ANÁLISIS DE COSTOS PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE 2010” elaborado y aprobado por el CONELEC.

La vida útil considerada para el análisis es de 20 años y es concordante con los plazos de concesión establecidos por el CONELEC para este tipo de centrales de generación.

Para obtener el Valor Actual Neto Económico (VANE) se utilizó una tasa de descuento del 12%, que es la determinada por la SENPLADES para las inversiones en el Sector Eléctrico.

En lo que se refiere a los costos de operación, mantenimiento y administración del proyecto, de acuerdo al análisis realizado, se estima un costo de operación y mantenimiento anual equivalente al 3% del costo total de inversión.

Finalmente se considera una inflación anual fija del 3% para los costos de operación y mantenimiento.



Tabla 3. 12. Flujo Económico del Proyecto.

**ANALISIS PROYECTO DE CIERRE DE CICLO COMBINADO EN LA CENTRAL
TÉRMICA A GAS MACHALA (187 MW ADICIONALES)**

Inversión	261.212.800	Monto del Crédito	195.239.818
T. Descuento	12%	T. Interés Crédito	7,07%

AÑOS	INVERSIÓN	PROGRAMACIÓN PAGO CRÉDITO (US\$)		APORTES MINISTERIO DE FINANZAS - CONTRAPARTE CRÉDITO Y OTROS COSTOS PREOPERATIVOS (US\$)	ANUALIDADES SERVICIO DE DEUDA (US\$)	AHORRO EN COSTOS VARIABLES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	INCREMENTOS EN COSTOS FIJOS	FLUJOS ECONÓMICOS
		Inte reses	Capita l					
2013	34.454.085	1.624.028	0	34.454.085,45	1.624.028	-		-36.078.113
2014	146.726.227	6.496.111	0	20.394.580	6.496.111	5.810.824	369.283	-21.449.151
2015	53.354.992	10.962.187	0	7.416.211	10.962.187	118.099.011	6.194.462	93.526.151
2016	26.677.496	17.383.480	17.749.074	3.708.106	35.132.555	168.078.444	11.417.371	117.820.413
2017		12.132.261	17.749.074		29.881.335	125.798.552	11.759.892	84.157.324
2018		10.931.893	17.749.074		28.680.967	110.073.987	12.112.689	69.280.331
2019		9.731.524	17.749.074		27.480.599	155.363.955	12.476.070	115.407.287
2020		8.531.156	17.749.074		26.280.230	150.440.732	12.850.352	111.310.150
2021		7.330.787	17.749.074		25.079.862	149.853.570	13.235.862	111.537.846
2022		6.130.419	17.749.074		23.879.493	131.793.558	13.632.938	94.281.126
2023		4.930.051	17.749.074		22.679.125	152.158.676	14.041.926	115.437.625
2024		3.729.682	17.749.074		21.478.757	173.519.285	14.463.184	137.577.344
2025		2.529.314	17.749.074		20.278.388	180.686.234	14.897.080	145.510.766
2026		1.328.946	17.749.074		19.078.020	148.331.172	15.343.992	113.909.160
2027						148.331.172	15.804.312	132.526.860
2028						148.331.172	16.278.441	132.052.731
2029						148.331.172	16.766.794	131.564.378
2030						148.331.172	17.269.798	131.061.374
2031						148.331.172	17.787.892	130.543.280
2032						148.331.172	18.321.529	130.009.643
2033						148.331.172	18.871.175	129.459.997
2034						148.331.172	17.817.534	130.513.638
TOTALES	261.212.800	103.771.840	195.239.818	65.972.982	299.011.657	2.956.657.379	291.712.579	2.299.960.161

3.4.3.3 Indicadores Económicos y Financieros TIR y VAN.

Para el cálculo de los indicadores económicos se ha considerado un periodo de 20 años de operación a partir del año 2015. En la Tabla 3.12 se presenta el análisis económico del proyecto considerando que la inversión neta del proyecto asciende a 230 millones de dólares sin considerar los rubros de Remediación Ambiental, Fiscalización, Administración, Desarrollo Territorial e IVA.

El crédito para el financiamiento del proyecto ha sido otorgado por el EXIMBANK OF RUSSIA por el monto de USD \$ 195,239,817.55 (Ciento noventa y cinco millones doscientos treinta y nueve mil ochocientos diez y siete con 55/100 Dólares de Los Estados Unidos de América, cuyo crédito cubrirá el 85% del valor del contrato, al amparo de las condiciones del contrato de Crédito que no es el alcance de este trabajo.



El análisis financiero realizado para analizar la conveniencia del proyecto Ciclo Combinado para los intereses del estado ecuatoriano se lo realiza tomando en cuenta las siguientes premisas:

Tiempo analizado: 22 años (2013 al 2034)
 Inversión total: USD \$ 261,212,800
 Monto del Crédito: USD \$ 195,239,818
 Tasa de Descuento: 12%
 Tasa de Interés: 7.07%
 Período de crédito: 14 años

Se ha analizado un periodo de 22 años desde el inicio del proyecto hasta la culminación de su vida útil considerado hasta el año 2034. Se procede a verificar los montos de desembolso del crédito y la programación de los pagos correspondientes al mismo (Tabla 3.12).

Tabla 3. 13. Pagos a realizar por crédito dentro del periodo de análisis

Período	AÑOS	INVERSIÓN	Disp. Mens.	PROGRAMACIÓN PAGO CRÉDITO (US\$)			
				O&M Fijo y Variable	Intereses	Capital	TOTAL
1	2013	34.454.085	0	0	1.624.028	0	1.624.028
2	2014	146.726.227	1	2.060.984	6.496.111	0	8.557.095
3	2015	53.354.992	12	37.574.093	10.962.187	0	48.536.281
4	2016	26.677.496	12	39.976.834	17.383.480	17.749.074	75.109.388
5	2017		12	36.122.939	12.132.261	17.749.074	66.004.274
6	2018		12	34.031.332	10.931.893	17.749.074	62.712.299
7	2019		12	39.577.062	9.731.524	17.749.074	67.057.660
8	2020		12	39.617.917	8.531.156	17.749.074	65.898.147
9	2021		12	42.103.216	7.330.787	17.749.074	67.183.078
10	2022		12	36.345.386	6.130.419	17.749.074	60.224.880
11	2023		12	40.670.867	4.930.051	17.749.074	63.349.992
12	2024		12	42.527.491	3.729.682	17.749.074	64.006.248
13	2025		12	44.923.281	2.529.314	17.749.074	65.201.670
14	2026		12	43.873.784	1.328.946	17.749.074	62.951.804
15	2027		12	42.483.352			42.483.352
16	2028		12	42.957.481			42.957.481
17	2029		12	43.445.834			43.445.834
18	2030		12	43.948.838			43.948.838
19	2031		12	44.466.932			44.466.932
20	2032		12	45.000.569			45.000.569
21	2033		12	45.550.215			45.550.215
22	2034		11	44.496.574			44.496.574
TOTALES		261.212.800		831.754.983	103.771.840	195.239.818	1.130.766.641



De igual manera se analizaron los ingresos que tendrá el proyecto por Costos fijos y Variables dentro del periodo de análisis (Tabla 3.14)

Tabla 3. 14. Ingresos dentro del periodo de análisis del proyecto.

Periodo	AÑOS	INVERSIÓN	Prod. GWh	INGRESOS (US\$)			
				Cargo Fijo (AO&M)	Servicio de Deuda	Cargo Variable	TOTAL
1	2013	34.454.085		0	1.624.028	0	1.624.028
2	2014	146.726.227	45	369.283	6.496.111	1.691.701	8.557.095
3	2015	53.354.992	975	6.194.462	10.962.187	31.379.632	48.536.281
4	2016	26.677.496	1.174	11.417.371	35.132.555	28.559.462	75.109.388
5	2017		1.002	11.759.892	29.881.335	24.363.046	66.004.274
6	2018		901	12.112.689	28.680.967	21.918.643	62.712.299
7	2019		1.114	12.476.070	27.480.599	27.100.992	67.057.660
8	2020		1.101	12.850.352	26.280.230	26.767.565	65.898.147
9	2021		1.187	13.235.862	25.079.862	28.867.354	67.183.078
10	2022		934	13.632.938	23.879.493	22.712.448	60.224.880
11	2023		1.095	14.041.926	22.679.125	26.628.941	63.349.992
12	2024		1.154	14.463.184	21.478.757	28.064.307	64.006.248
13	2025		1.235	14.897.080	20.278.388	30.026.202	65.201.670
14	2026		1.173	15.343.992	19.078.020	28.529.792	62.951.804
15	2027		1.097	15.804.312	0	26.679.040	42.483.352
16	2028		1.097	16.278.441	0	26.679.040	42.957.481
17	2029		1.097	16.766.794	0	26.679.040	43.445.834
18	2030		1.097	17.269.798	0	26.679.040	43.948.838
19	2031		1.097	17.787.892	0	26.679.040	44.466.932
20	2032		1.097	18.321.529	0	26.679.040	45.000.569
21	2033		1.097	18.871.175	0	26.679.040	45.550.215
22	2034		1.097	17.817.534	0	26.679.040	44.496.574
TOTALES		261.212.800	21.866	291.712.579	299.011.657	540.042.405	1.130.766.641

El proyecto Ciclo Combinado no solamente se sustenta en los ingresos por generación propios de su producción de energía eléctrica durante el periodo de análisis; así mismo, este proyecto provoca otros beneficios para el sector eléctrico y para el estado ecuatoriano al desplazar unidades de generación térmicas con altos costos de producción debido al combustible que requieren para su operación. Los combustibles que se evitaría su consumo tales como diésel, nafta, fuel oil, estos generarán un ahorro fundamental y que se toma como parte del beneficio de este proyecto, esto con el fin de determinar la TIR (Tasa Interna de Retorno) y el VAN (Valor Actual Neto) (Tabla 3.15).



Tabla 3. 15. Indicadores Económicos del Proyecto TIR y VAN.

**ANALISIS PROYECTO DE CIERRE DE CICLO COMBINADO EN LA CENTRAL
TÉRMICA A GAS MACHALA (187 MW ADICIONALES)**

Inversión	261.212.800	Monto del Crédito	195.239.818
T. Descuento	12%	T. Interés Crédito	7,07%

AÑOS	INVERSIÓN	PROGRAMACIÓN PAGO CRÉDITO (US\$)		APORTES MINISTERIO DE FINANZAS - CONTRAPARTE CRÉDITO Y OTROS COSTOS PREOPERATIVOS (US\$)	ANUALIDADES SERVICIO DE DEUDA (US\$)	AHORRO EN COSTOS VARIABLES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	INCREMENTOS EN COSTOS FIJOS	FLUJOS ECONÓMICOS
		Intereses	Capital					
2013	34.454.085	1.624.028	0	34.454.085,45	1.624.028	-		-36.078.113
2014	146.726.227	6.496.111	0	20.394.580	6.496.111	5.810.824	369.283	-21.449.151
2015	53.354.992	10.962.187	0	7.416.211	10.962.187	118.099.011	6.194.462	93.526.151
2016	26.677.496	17.383.480	17.749.074	3.708.106	35.132.555	168.078.444	11.417.371	117.820.413
2017		12.132.261	17.749.074		29.881.335	125.798.552	11.759.892	84.157.324
2018		10.931.893	17.749.074		28.680.967	110.073.987	12.112.689	69.280.331
2019		9.731.524	17.749.074		27.480.599	155.363.955	12.476.070	115.407.287
2020		8.531.156	17.749.074		26.280.230	150.440.732	12.850.352	111.310.150
2021		7.330.787	17.749.074		25.079.862	149.853.570	13.235.862	111.537.846
2022		6.130.419	17.749.074		23.879.493	131.793.558	13.632.938	94.281.126
2023		4.930.051	17.749.074		22.679.125	152.158.676	14.041.926	115.437.625
2024		3.729.682	17.749.074		21.478.757	173.519.285	14.463.184	137.577.344
2025		2.529.314	17.749.074		20.278.388	180.686.234	14.897.080	145.510.766
2026		1.328.946	17.749.074		19.078.020	148.331.172	15.343.992	113.909.160
2027						148.331.172	15.804.312	132.526.860
2028						148.331.172	16.278.441	132.052.731
2029						148.331.172	16.766.794	131.564.378
2030						148.331.172	17.269.798	131.061.374
2031						148.331.172	17.787.892	130.543.280
2032						148.331.172	18.321.529	130.009.643
2033						148.331.172	18.871.175	129.459.997
2034						148.331.172	17.817.534	130.513.638
TOTALES	261.212.800	103.771.840	195.239.818	65.972.982	299.011.657	2.956.657.379	291.712.579	2.299.960.161
								TIRE
								103%
								VANE
								673.389.913

En la Tabla 3.15 se indica las condiciones del crédito que permitirá ejecutar el proyecto y se presentan los indicadores económicos que registran los siguientes valores:

VAN: US\$ 673,389,913.00

TIR: 103%

En el marco del análisis económico se evidencia que los ahorros que se producen como efecto del desplazamiento del uso de combustibles fósiles líquidos, son significativos y justifican los costos de inversión y el incremento que se producirá en los costos fijos de operación y



mantenimiento del proyecto, hecho que se ve reflejado en los indicadores económicos obtenidos en el presente análisis.

3.4.3.4 Evaluación Económica

En los numerales anteriores fue desarrollada la Evaluación Económica del Proyecto de acuerdo a los beneficios detallados en el numeral 3.4.3.1, determinándose una tasa interna de retorno de 51 % y un valor actual neto económico de alrededor de 336 millones de dólares que se debe fundamentalmente al desplazamiento en el uso de combustibles líquidos para la generación eléctrica más costosos que el uso de gas natural del Golfo de Guayaquil.

3.4.4 ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD

3.4.4.1 Impacto Ambiental y Riesgos del Proyecto.

Este proyecto está categorizado en el grupo 3 (tres), donde sus impactos negativos son fácilmente solucionables, por lo que requiere de un estudio de impacto ambiental.

El Ministerio del Ambiente, en su calidad de Autoridad Ambiental en el Ecuador, en cumplimiento de sus responsabilidades y atribuciones previstas en la Constitución Política del Estado y la Ley de Gestión Ambiental, relacionadas a la preservación del medio ambiente, la prevención de la contaminación ambiental y la garantía del desarrollo sustentable, confirió el 17 de septiembre de 2004 la Licencia Ambiental a la Compañía Machala Power Cía. Ltda., para que en sujeción al Plan de Manejo Ambiental y a las Descripciones Técnicas del Proyecto, proceda a la Operación del Proyecto de la Planta de Generación Termoeléctrica y Línea de Transmisión Machala Power dentro de los periodos establecidos. Adicionalmente el Ministerio del Ambiente Mediante Resolución No. 108 del 17 de septiembre de 2004, ratificó la aprobación de la Auditoría Ambiental de la Etapa de Construcción y



Plan de Manejo Ambiental para la Etapa Operativa de la Central de Generación Termoeléctrica y Línea de Transmisión Machala Power, realizada por el CONELEC en coordinación con el Ministerio del Ambiente.

Con fecha 12 de mayo de 2011 es suscrito un ACUERDO TRANSACCIONAL entre el Ministro de Recursos Naturales No Renovables, el Ministro de Electricidad y Energía Renovable, EDC Ecuador LTD, Machala Power Cia Ltda y La Compañía Noble Energy Inc., mediante el cual Machala Power cede su Contrato de Concesión a favor de CELEC así como los derechos que se deriven de los contratos de servidumbre de tránsito, interconexión, compraventa de energía eléctrica, y de la concesión de uso y aprovechamiento de aguas del Proyecto Machala. De igual manera transfiere los Activos Concesionales o Afectos a la Concesión del Proyecto Machala a favor de CELEC, así como también transfiere a CELEC la Licencia Ambiental para la Fase Operativa de la Central de Generación Termoeléctrica y Línea de Transmisión “Machala Power”, emitida por el Ministerio del Ambiente mediante Resolución No. 108 de 17 de septiembre de 2004.

Una vez que la línea base evalúe las características ambientales en las áreas de influencia del Proyecto, corresponde evaluar los impactos ambientales, para lo cual se hará uso de:

- Identificación de posibles impactos, mediante metodologías multicriterio, con lo que se procesa la experiencia de cada especialista que forma parte del estudio.
- Mediciones de campo (suelo, ruido, campos magnéticos y eléctricos, calidad de aguas y calidad de aire).
- Análisis físico químico de suelo y aire.



- Registros de las evaluaciones de ecosistemas representativos (ríos, bosques y zonas antropogénicas), formaciones vegetales (conservación y distribución).
- Información de fauna recolectada en campo mediante: observación directa, identificación de huellas y rastros, capturas mediante trampas y redes y entrevistas informales a la gente local.
- Riesgos (riesgos físicos, contaminación, entre otros).
- Percepción de la población mediante entrevistas de campo.

Para la evaluación de impactos ambientales se utilizará la matriz de importancia, la cual permitirá obtener una valoración cualitativa al nivel requerido por un Estudio de Impacto Ambiental (EIA); dicha importancia es función tanto del grado de incidencia o intensidad de la alteración producida, como de la caracterización del efecto, que responde a su vez a una serie de atributos de tipo cualitativo, tales como extensión, tipo de efecto, plazo de manifestación, persistencia, reversibilidad, recuperabilidad, sinergia, acumulación y periodicidad.

Paralelamente a la implementación del ciclo combinado de la Central Termogas Machala, se contratará la actualización del Estudio de Impacto Ambiental existente, el mismo que incluirá, entre otros puntos, el diseño del sistema de agua de enfriamiento para el condensador de la turbina a vapor y el recorrido de la línea de transmisión, diseños exclusivos de la empresa que construya el proyecto. Con base en la información de la actualización del estudio se solicitará la licencia de impacto ambiental, se revisará el Plan de Manejo Ambiental y se lo ejecutará por parte de CELEC EP bajo la supervisión del CONELEC. El punto de partida lo constituye la evaluación de los impactos ambientales, siguiendo el procedimiento vigente establecido para ello, en el cual se destaca la participación ciudadana para garantizar la



adecuada difusión y conocimiento del proyecto por parte de las comunidades cercanas al proyecto.

3.4.4.2 Sostenibilidad Social.

La sostenibilidad social de los proyectos de generación termoeléctrica contempla aspectos relacionados con lo laboral, calidad de vida y desarrollo humano. En este sentido un aspecto importante es la generación de empleo a nivel local a través de la contratación de mano de obra calificada y no calificada necesaria en las diferentes fases del proyecto. Se prevé que el proyecto generaría plazas de trabajo temporales y plazas fijas. Los beneficiarios directos serán las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos, con las cuales, además, se establecerán relaciones de cooperación bajo el enfoque de cogestión, cofinanciamiento y participación. En términos de compensación social, los ámbitos de intervención, serán priorizados de forma participativa con las comunidades.

El proceso de relacionamiento comunitario tendrá como base el establecimiento de canales permanentes de comunicación e información, que permitirán establecer consensos y acuerdos con las comunidades situadas en el área de influencia, a fin de contar con escenarios no conflictivos en los cuales se implementará este proyecto. La sostenibilidad social del proyecto plantea que, a la par del mejoramiento de la infraestructura eléctrica, es prioritario generar acciones orientadas al desarrollo integral de las poblaciones involucradas en los proyectos implementados desde la gestión pública. Paralelamente a lo mencionado, el alcance, naturaleza y esquema de gestión ambiental, establece una participación mayoritaria y empoderamiento de las comunidades locales, como actores y beneficiarios de los programas de educación, salud comunitaria, reforestación, rescate y reubicación de especies,



infraestructura de protección ambiental, rescate y/o reubicación de valores culturales y arqueológico, protección de aéreas sensibles, entre otros, todos orientados a mantener la armonía entre desarrollo económico, desarrollo social y respeto al medio ambiente.

Dentro del plan de manejo ambiental vigente se contemplan programas de sostenibilidad social tanto en las fases de construcción como en la de operación.

Cuando se realice la complementación del ciclo combinado en la Central a Gas Machala, se prevé que la ejecución del proyecto contribuirá positivamente al desarrollo de la comunidad ya sea en la equidad de género debido a que directa e indirectamente existirán nuevas plazas de trabajo para mujeres y hombres de diferentes edades, etnias y culturas del Ecuador, porque:

- Se generarán aproximadamente 800 plazas de empleos directos, tanto para profesionales y para mano de obra no calificada, en las diferentes etapas del proyecto.
- Se incrementará la demanda de servicios en áreas de apoyo, tales como alimentación, transporte, logística, beneficiando a la población cercana al proyecto.
- En la ejecución del Plan de Manejo Ambiental se establecen mecanismos de desarrollo local a través de la capacitación y apoyo a la población en diferentes áreas.
- La población del país en general se beneficiará por la sustitución de fuentes de energía poco amigables con el ambiente, la reducción del consumo de combustibles líquidos costosos y una menor salida de divisas por importaciones de energía. [34]



3.5 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL CICLO COMBINADO.

3.5.1 COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN TERMOGAS MACHALA

La Central Térmica Termogas Machala, tiene actualmente una potencia efectiva instalada de 252 MW de generación a partir del Gas Natural, repartida entre 8 unidades de generación de despacho económico independiente, distribuidas de la siguiente manera:

- 6 x 20 MW de turbinas aeroderivativas GE tipo TM-2500
- 2 x 66 MW de turbinas GE tipo Frame modelo 6001FA

Cada una de estas unidades es considerada para el Despacho Económico de Generación de manera diaria, este despacho es elaborado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y su entrada a operación depende de la declaración de sus costos variables de producción, siendo las unidades más económicas tomadas en cuenta primero para su despacho de generación.

Las declaraciones de costos variables son definidas de manera mensual y puestas a consideración del CENACE para su despacho diario, dichos costos se componen de los siguientes rubros:

- Costos de Combustible
- Costos de Transporte de Combustible
- Costos de Lubricantes, químicos y otros
- Costos de Agua
- Costos de Mantenimiento
- Costos de Impacto Ambiental
- Costos de Energía Eléctrica para Sistemas Auxiliares



Otros aspectos que son considerados dentro del cálculo de los costos variables son el Ciclo Operativo y la Potencia Efectiva declarada, obteniendo de estos valores la Energía Generada en el Ciclo Operativo.

El Ciclo Operativo corresponde a las horas de operación que existen entre Mantenimiento Mayores de cada una de las unidades. La Potencia Efectiva es la potencia nominal declarada de generación a régimen continuo.

Tabla 3. 16. Modelo de Declaración de Costos Variables Termogas Machala

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO



DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

EMPRESA	CELEC EP - TERMOGAS MACHALA	FO CVP 003_03
CENTRAL	TERMOGAS MACHALA II	
UNIDAD	"TM2500 No1"	
MES	sep-12	

GB Generación Bruta	kWh	480 000,000	
Ciclo Operativo	horas	24 000,00	
Potencia Efectiva	kW	20 000,00	
CC Costos de combustible	USD/kWh	0,036409	0,029547
Precio combustible 1	USD/Btu	0,00000275	
Consumo combustible 1	%	100,00	
Precio combustible 2	USD/uv		
Consumo combustible 2	%	-	
Rendimiento	BTU/kWh	13 239,57	10 744,20
Potencia (orden creciente)	MW	13,00	19,00
Poder Calorífico superior del Gas (HR _c)	BTU/uf	1 016,09	
CTC Costos de transporte de combustible	USD/kWh	-	-
Precio transporte combustible 1	USD/MCF		
Precio transporte combustible 2	USD/gal		
CLYO Costos de lubricantes, químicos y otros	USD/kWh	0,000239	
Costo de lubricantes, químicos y otros	USD	114 922,87	
CAP Costos del agua potable	USD/kWh	0,000189	
Precio agua potable	USD/m ³	1,200	
Consumo agua potable	m ³	75 600,00	
CM Costos de mantenimiento	USD/kWh	0,005038	
Valor de repuestos	USD	1 064 996,07	
Valor de otros insumos	USD	135 713,69	
Valor man. de obra adicional	USD	417 364,65	
CVIAM Control de impacto ambiental	USD/kWh	0,000043	
Costo de control de impacto ambiental	USD	20 426,00	
CEE Costos de energía eléctrica para SS.AA.	USD/kWh	0,000509	0,000426
Consumo de energía para SS.AA.	kWh	5 760 000	
CVP Costo Variable de Producción	USD/kWh	0,042427	0,035481



La Tabla 3.16 indica el formato que actualmente se utiliza para la declaración de los Costos Variables de Producción, para este caso se utilizó la unidad TM-1 perteneciente a las turbinas aeroderivativas de 20 MW de potencia nominal.

Las unidades de generación de la Central Termogas Machala tienen declarado ante el CENACE los costos variables de producción, los cuales sirven a éste como Administrador del Sistema Eléctrico Nacional para programar el despacho de las unidades de generación con el fin de suplir la demanda eléctrica nacional con los costos más bajos de generación y con las menores pérdidas técnicas.

La declaración de costos variables se lo realiza mensualmente, declarando sus costos a carga efectiva y a carga mínima, las cuales varían de acuerdo al comportamiento en la eficiencia de cada unidad de generación, un ejemplo de declaración de costos se observa en las tablas 3.17 y 3.18 que se presentan a continuación:

Tabla 3. 17. Costos Variables de Producción Julio/2014 declarados a Potencia Efectiva.

UNIDAD	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)								POTENCIA EFECTIVA (MW)	CVP Pefec de formulario (US\$/kWh)
	Rendimiento kWh/galón	Combustible	Transporte	Lubricantes, Químicos y Otros	Agua Potable	Mantenimientos PTM, OIM, MOA	Control Ambiental	Servicios Auxiliares		
MACHALA GAS 2 - TG02	10650,157439	0,029288	0,0000	0,000290	0,0000	0,004988	0,000033	0,000420	20,00	0,03502
MACHALA GAS 2 - TG05	10728,127278	0,029502	0,0000	0,000291	0,0000	0,004996	0,000033	0,000423	20,00	0,03525
MACHALA GAS 2 - TG03	10755,240587	0,029577	0,0000	0,000289	0,0000	0,004966	0,000033	0,000423	20,00	0,03529
MACHALA GAS 2 - TG04	10749,349711	0,029561	0,0000	0,000293	0,0000	0,005041	0,000033	0,000424	20,00	0,03535
MACHALA GAS 2 - TG01	10802,799672	0,029708	0,0000	0,000297	0,0000	0,005101	0,000034	0,000432	20,00	0,03557
MACHALA GAS - FA1	11230,683845	0,030884	0,0000	0,000066	0,0000	0,003944	0,000055	0,000670	62,83	0,03562
MACHALA GAS 2 - TG06	10836,100771	0,029799	0,0000	0,000304	0,0000	0,005221	0,000035	0,000429	19,00	0,03579
MACHALA GAS - FA2	11258,760555	0,030962	0,0000	0,000068	0,0000	0,004064	0,000057	0,000673	64,93	0,03582

Tabla 3. 18. Costos Variables de Producción Julio/2014 declarados a Potencia Mínima.

UNIDAD	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)								POTENCIA MÍNIMA (MW)	CVP Pmin de formulario (US\$/kWh)
	Rendimiento kWh/galón	Combustible	Transporte	Lubricantes, Químicos y Otros	Agua Potable	Mantenimientos PTM, OIM, MOA	Control Ambiental	Servicios Auxiliares		
MACHALA GAS 2 - TG02	11894,409604	0,032710	0,0000	0,000290	0,0000	0,004988	0,000033	0,000462	13,00	0,03848
MACHALA GAS 2 - TG05	11941,305566	0,032839	0,0000	0,000291	0,0000	0,004996	0,000033	0,000463	13,00	0,03862
MACHALA GAS 2 - TG03	11964,343382	0,032902	0,0000	0,000289	0,0000	0,004966	0,000033	0,000464	13,00	0,03865
MACHALA GAS 2 - TG01	11960,695278	0,032892	0,0000	0,000297	0,0000	0,005101	0,000034	0,000471	13,00	0,03879
MACHALA GAS 2 - TG04	12043,821901	0,033121	0,0000	0,000293	0,0000	0,005041	0,000033	0,000467	13,00	0,03896
MACHALA GAS 2 - TG06	11981,484560	0,032949	0,0000	0,000304	0,0000	0,005221	0,000035	0,000468	13,00	0,03898
MACHALA GAS - FA1	15761,890000	0,043345	0,0000	0,000066	0,0000	0,003944	0,000055	0,000908	30,00	0,04832
MACHALA GAS - FA2	15719,970000	0,043230	0,0000	0,000068	0,0000	0,004064	0,000057	0,000909	30,00	0,04833



Las unidades de generación de la Central Termogas Machala al utilizar como combustible el gas natural para la producción de energía eléctrica, ocupan los primeros lugares para el despacho de generación del CENACE, teniendo como promedio de costos variables para potencia mínima de 0,04114 USD\$/kWh y para potencia efectiva de 0,03546 USD\$/kWh. [36]

Tabla 3. 19. Costos Variables de Producción Septiembre/2014 Unidad 6FA1.

DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

EMPRESA	CELEC EP - TERMOGAS MACHALA	FO CVP 003_03	
CENTRAL	Termogas Machala I		
UNIDAD	"6FA1"		
MES	Septiembre-2014		
GB Generación Bruta	kWh	3.184.946,399	
Ciclo Operativo	horas	48.438,78	
Potencia Efectiva	kW	65.751,99	
CC Costos de combustible	USD/kWh	0,043219	0,030692
Precio combustible 1	USD/Btu	0,0000275	
Consumo combustible 1	%	100,00	
Precio combustible 2	USD/uv		
Consumo combustible 2	%	-	
Rendimiento	BTU/kWh	15.715,85	11.160,69
Potencia (orden creciente)	MW	30,00	65,75
Poder Calorífico superior del Gas (HR _G)	BTU/cf	1.018,94	
CTC Costos de transporte de combustible	USD/kWh	-	-
Precio transporte combustible 1	USD/MCF		
Precio transporte combustible 2	USD/gal		
CLYO Costos de lubricantes, químicos y otros	USD/kWh	0,000063	
Costo de lubricantes, químicos y otros	USD	200.767,52	
CAP Costos del agua potable	USD/kWh	-	
Precio agua potable	USD/m ³	-	
Consumo agua potable	m ³	-	
CM Costos de mantenimiento	USD/kWh	0,003755	
Valor de repuestos	USD	3.000.000,00	
Valor de otros insumos	USD	500.000,00	
Valor mano de obra adicional	USD	8.460.000,00	
CVIAM Control de impacto ambiental	USD/kWh	0,000053	
Costo de control de impacto ambiental	USD	168.058,45	
CEE Costos de energía eléctrica para SS.AA.	USD/kWh	0,000902	0,000662
Consumo de energía para SS.AA.	kWh	59.876,992	
CVP Costo Variable de Producción	USD/kWh	0,047992	0,035225

El gas natural tiene un poder calorífico de 1018,94 BTU/PC (pie cúbico) el mismo que tiene un precio unitario de 2,75 USD\$/MMBTU (millones de



BTU), suministrado directamente de la Planta de Deshidratación de PETROAMAZONAS EP que se encuentra junto la Central Termogas Machala. Como se refleja en las tablas 3.17, 3.18 y 3.19 no existen costos de transporte del gas natural, esto por la cercanía del punto de despacho y de igual forma no se declaran costos de agua potable debido a que existen dos pozos artesianos de agua que suministran lo requerido para la producción y mantenimiento de la Central Térmica.

Cabe aclarar que dentro de la Tabla 3.19, el costo que describe *CM Costo de mantenimiento – Valor mano de obra adicional*, corresponde a los valores cancelados dentro del Contrato de Mantenimiento Programado y suministro de Repuestos que mantiene Termogas Machala con la fabricante *General Electric* durante todo el ciclo operativo (48,438.78 horas) a dicha unidad de generación, en este caso la 6FA1.

3.5.2 COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN CICLO COMBINADO

Tomando en consideración que una vez que se concluya la implementación del Ciclo Combinado, la forma de generación estipulada según los diseños serán con la filosofía 3-3-1, es decir existirá la flexibilidad necesaria en operar este complejo termoeléctrico ya sea como ciclo abierto para cada una de las turbinas a gas o ciclo combinado de manera parcial o total, según los requerimientos de carga según lo indicado por el Despachador o Administrador del Sistema Eléctrico.

Para este caso en particular, se ha tomado en cuenta el despacho como Ciclo Combinado, tanto para carga efectiva como carga mínima, siguiendo los siguientes parámetros y valores preliminares que han sido suministrados por los datos técnicos informados por la Contratista, estos son:



Tabla 3. 20. Suministro de Potencia por Modo Operativo del Ciclo Combinado

Modo Operativo Ciclo Combinado	6FA-1 (MW)	6FA-2 (MW)	6FA-3 (MW)	TURBINA VAPOR (MW)	TOTAL (MW)
Potencia Efectiva	65	65	70	110	310
Potencia Mínima	30	30	30	45	135

Adicional a lo indicado en las Tablas 3.21 y 3.22 se exponen los siguientes valores que formarán parte del análisis de obtención de los Costos Variables del Ciclo Combinado. Los valores expuestos están basados en consumos promedio de las unidades existentes y la energía diaria a entregar a potencia efectiva y mínima.

Tabla 3. 21. Parámetros para obtención Costos Variables Ciclo Combinado

PARÁMETROS DE DECLARACIÓN	CANTIDAD	UNIDADES
Poder Calorífico Gas Natural	1.018,94	BTU/PC
Consumo Diario Gas a Potencia Efectiva	53	MMPC
Consumo Diario Gas Potencia Mínima	35	MMPC
Energía Potencia Efectiva Diaria	7.440.000	kWh
Energía Potencia Mínima Diaria	3.240.000	kWh
Consumo de energía para SS.AA.	120.000.000	kWh

Tabla 3. 22. Costos estimados para obtención Costos Variables Ciclo Combinado

COSTOS ESTIMADOS A SER DECLARADOS		
Valor Repuestos	9.000.000	USD
Valor otros insumos	1.500.000	USD
Valor mano de obra adicional	21.380.000	USD
Costos lubricantes, químicos	602.302,55	USD
Costo Impacto Ambiental	250.000	USD

Teniendo en consideración los valores descritos en la Tabla 3.21, se procede a calcular los valores de rendimiento del Ciclo Combinado tanto para potencia efectiva como para potencia mínima.

$$\text{Rendimiento máximo } \left(\frac{BTU}{kWh} \right) = \frac{\text{Poder Calorífico Gas} \times \text{Consumo diario a potencia efectiva}}{\text{Energía Potencia Efectiva Diaria}}$$

Ec. 3.1



$$\text{Rendimiento mínimo } \left(\frac{BTU}{kWh} \right) = \frac{(\text{Poder Calorífico Gas} \times \text{Consumo diario a potencia mínima})}{\text{Energía Potencia Mínima Diaria}}$$

Ec. 3.2

Obteniéndose los siguientes resultados de eficiencia:

$$\left(\frac{BTU}{kWh} \right) = 7.258,57$$
$$\text{Rendimiento mínimo } \left(\frac{BTU}{kWh} \right) = 11.007,06$$

Una vez obtenidos los rendimientos máximos y mínimos del Ciclo Combinado y acompañados de los datos de la Tabla 3.22, estos datos son usados en la hoja de cálculo para la obtención de los Costos Variables a Potencia Efectiva y Potencia Mínima, dando como resultado lo expuesto en la Tabla 3.23 que se describe a continuación.



Tabla 3. 23. Declaración Costos Variables Ciclo Combinado.

DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

EMPRESA	CELEC EP - TERMOGAS MACHALA	FO CVP 003_03	
CENTRAL	Termogás Machala I		
UNIDAD	CICLO COMBINADO		
MES	Septiembre-2014		

GB Generación Bruta	kWh	15.016.021.800		
Ciclo Operativo	horas	48.438,78		
Potencia Efectiva	kW	310.000,00		
CC Costos de combustible	USD/kWh	0,030269		0,019961
Precio combustible 1	USD/Btu	0,00000275		
Consumo combustible 1	%	100,00		
Precio combustible 2	USD/lv			
Consumo combustible 2	%	-		
Rendimiento	BTU/kWh	11.007,06		7.258,57
Potencia (orden creciente)	MW	135,00		310,00
Poder Calorífico superior del Gas (HR _G)	BTU/of	1.018,94		
CTC Costos de transporte de combustible	USD/kWh	-		-
Precio transporte combustible 1	USD/MCF			
Precio transporte combustible 2	USD/gal			
CLYO Costos de lubricantes, químicos y otros	USD/kWh	0,000040		
<u>Costo de lubricantes, químicos y otros</u>	USD	602.302,55		
CAP Costos del agua potable	USD/kWh	-		
Precio agua potable	USD/m3	-		
Consumo agua potable	m3	-		
CM Costos de mantenimiento	USD/kWh	0,002123		
<u>Valor de repuestos</u>	USD	9.000.000,00		
<u>Valor de otros insumos</u>	USD	1.500.000,00		
<u>Valor mano de obra adicional</u>	USD	21.380.000,00		
CVIAM Control de impacto ambiental	USD/kWh	0,000017		
Costo de control de impacto ambiental	USD	250.000,00		
CEE Costos de energía eléctrica para SS.AA.	USD/kWh	0,000622		0,000424
Consumo de energía para SS.AA.	kWh	282.301.210		
CVP Costo Variable de Producción	USD/kWh	0,033071		0,022565

Como lo muestra la Tabla 3.23, con los valores de rendimientos que alcanzaría el Ciclo Combinado en condiciones en sitio, se obtendrá valores de costos variables como sigue:

CVP Costo Variable de Producción (Potencia Efectiva): 0,0225 USD/kWh



CVP Costo Variable de Producción (Potencia Mínima): 0,0330 USD/kWh

Estos valores de Costos Variables de Producción seguirán siendo las más económicas a nivel de las Centrales Térmicas y muy cercanas a los valores de Costos de Producción reconocidos a las Centrales Hidroeléctricas, reduciéndose los costos en más de un 36% a potencia efectiva y 31% a potencia mínima de su valor como Ciclo Abierto actualmente.

Cabe aclarar que dentro de la Tabla 3.23, el costo que describe *CM Costo de mantenimiento – Valor mano de obra adicional*, corresponde a una proyección estimada de los valores que serían cancelados dentro un posible Contrato de Mantenimiento Programado y suministro de Repuestos que mantendría Termogas Machala con la fabricante *General Electric* durante todo el ciclo operativo (48,438.78 horas) para todo el ciclo combinado

3.6 ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DEL CICLO COMBINADO EN LA MATRIZ ENERGÉTICA ECUATORIANA.

La implementación del proyecto Ciclo Combinado, como se ha demostrado en los numerales anteriores, traerá resultados beneficiosos para el sector eléctrico ecuatoriano, tanto en lo que respecta al incremento de la oferta energética como en la parte ambiental y económica, esto debido a que este proyecto permite el desplazamiento de generación costosa y con un gran impacto positivo al medio ambiente.

El ahorro que generaría la utilización de gas natural por el cierre del Ciclo Combinado hasta el año 2034, sustituyendo la cantidad de diésel que el país dejaría de importar por la producción de energía eléctrica, sería alrededor de tres mil millones de dólares de Los Estados Unidos de



América, esto tomando en cuenta los costos variables de la generación desplazada por la entrada del Ciclo Combinado.

La incursión del proyecto Ciclo Combinado, posterior a su declaración de operación comercial, provocará un cambio en el porcentaje de la oferta de energía total en el Ecuador proveniente de diferentes fuentes (Figura 3.13), incrementándose su componente de gas natural al 3%, avizorando que con la entrada hasta el año 2016 de los nuevos proyectos hidroeléctricos (potencia instalada de 2800 MW adicionales), el componente de generación hidroeléctrica llegará al 6%, reduciéndose las importaciones de los derivados de petróleo al 13%; y, dejando a la explotación de petróleo con la mayor aportación en la oferta energética con un 77%. Sacar las diferencias con los datos actuales.

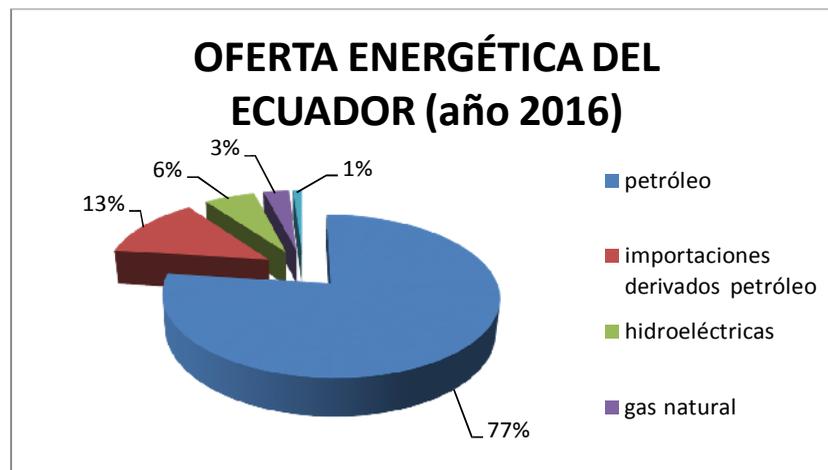


Figura 3. 13. Oferta Energética del Ecuador (Año 2016)

- **Derivados para la Generación Eléctrica**

El sector eléctrico ecuatoriano para el año 2016, comparando los valores del 2012 tendrá las siguientes variaciones respecto de la utilización de combustibles para la generación de electricidad a través de su parque termoeléctrico (ver Figura 3.14). Este valor representó en el año 2012 un 7.8% de la oferta total de energía en el Ecuador o el 18.6% de la demanda de energéticos en el país.



Los nuevos componentes porcentuales de uso de combustibles para la generación eléctrica en Centrales Térmicas a partir de la entrada de nueva generación, sería la siguiente:

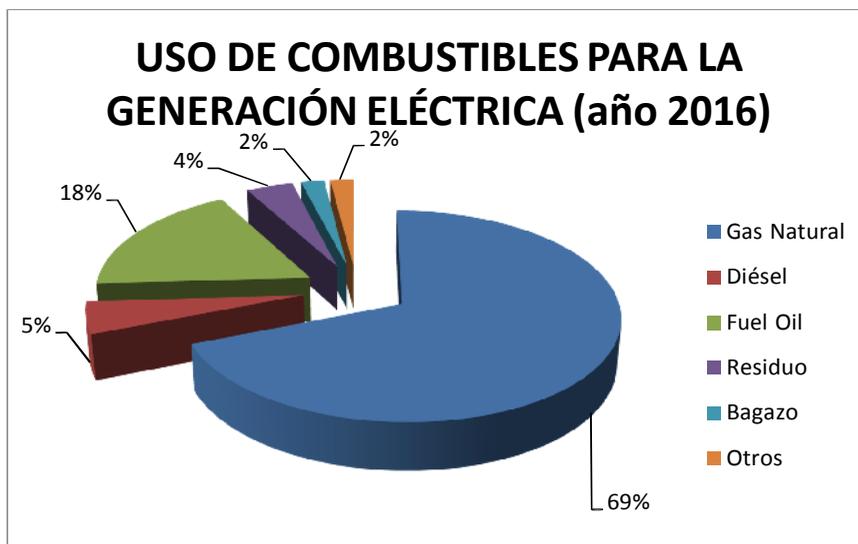


Figura 3. 14. Uso de Combustibles para Generación Eléctrica (año 2016)

La entrada del proyecto Ciclo Combinado suministrará al país una potencia adicional de 187 MW, de los cuales 77 MW correspondientes a la tercera turbina a gas, consumirán alrededor de 19 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) de gas natural del Golfo, generando de forma continua, esto refleja un costo de incremental por la generación diaria como se indica a continuación:

Tabla 3. 24. Costos diarios con Gas Natural 3era Turbina a Gas.

COSTOS DIARIOS POR GENERACIÓN DE TERCERA TURBINA A GAS		
Consumo Promedio Gas Natural 3era unidad	19 x 10 ⁶	PC (pie cúbico)
Poder calorífico Gas Natural	1018.94	BTU/PC
Precio de Gas Natural	0.00000275	USD \$/BTU
Costos diarios	53,239.61	USD \$



Si analizamos el costo que tendría esta generación utilizando el combustible que podría utilizarse según el tipo de turbina, este sería a partir del uso del diésel 2, los costos diarios serían considerablemente superiores. A continuación en la Tabla 3.25 se obtiene los costos de generación diaria con diésel 2 tomando en cuenta los costos promedio internacionales a octubre de 2014 de este combustible, tenemos:

Tabla 3. 25. Costos diarios con Diésel 2 en 3era Turbina a Gas.

COSTOS DIARIOS POR GENERACIÓN DE TERCERA TURBINA A GAS		
Consumo Promedio Diésel 2 de 3era unidad	135,000	US Gal (Galones EU)
Precio internacional Diésel 2	3.63*	USD \$/US Gal
Costos diarios	490,050.00	USD \$

*Precio de importación a septiembre de 2014 (Fuente: Petroecuador)

En tal razón, existe un ahorro diario máximo aproximado para el estado que beneficia a la matriz energética por la explotación de la tercera turbina a gas en USD \$ 437,000.00 por la importación del diésel 2.

Por otro lado dentro de la ampliación del proyecto consta la instalación de una turbina a vapor de 110 MW de potencia instalada, la misma que no incurriría en costos adicionales por combustible, esto debido a que su fuente primaria de movimiento que permite la generación eléctrica, proviene del aprovechamiento de los gases combustionados de las tres turbinas a gas. De igual forma se procederá a analizar el impacto económico positivo que tendrá la operación de esta turbina.

- *Existe un ahorro económico en Gas Natural, por el costo de operación de esta turbina, puesto que de ser ésta una turbina a gas de las mismas características de las anteriores de 110 MW de potencia instalada, los costos diarios serían los indicados en la Tabla 3.26.*



Tabla 3. 26. Costos diarios con Gas Natural Turbina a Gas 110 MW.

COSTOS DIARIOS POR GENERACIÓN DE TURBINA A GAS 110 MW		
Consumo Promedio Gas Natural 3era unidad	28 x 10 ⁶	PC (pie cúbico)
Poder calorífico Gas Natural	1018,94	BTU/PC
Precio de Gas Natural	0.00000275	USD \$/BTU
Costos diarios	78,458.38	USD \$

- *De igual manera existe un ahorro económico por el desplazamiento de unidades de generación más caras que provocarán la reducción de las importaciones de diésel, se expone a continuación los costos de generación diaria con diésel 2 tomando en cuenta los costos reales internacionales a septiembre de 2014 de este combustible, tenemos:*

Tabla 3. 27. Costos diarios con Diésel 2 en Turbina a Gas 110 MW.

COSTOS DIARIOS POR GENERACIÓN DE TURBINA A GAS 110 MW		
Consumo Promedio Diésel 2 de 3era unidad	200,000	US Gal (Galones EU)
Precio internacional Diésel 2	3.63*	USD \$/US Gal
Costos diarios	726,000.00	USD \$

* Precio de importación a septiembre de 2014 (Fuente: Petroecuador)

- *De las Tablas 3.26 y 3.27 en total existe un ahorro máximo de aproximadamente USD \$ 648,000 diarios por la operación de esta turbina a vapor de 110 MW.*

3.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

Luego del desarrollo de este capítulo, donde se ha expuesto a detalle las características técnicas de una central con tecnología de ciclo combinado en donde se ha dado a conocer sus principales equipos que lo componen, el modo de operación de este tipo de central; así también, los beneficios que tiene la incursión de este tipo de centrales en nuestro país para contribuir al



mejoramiento de nuestra matriz energética, a continuación se describen las siguientes conclusiones:

- Con la ejecución del ciclo combinado, cuyo objetivo es poseer una potencia efectiva de 310 MW a partir de la utilización del gas natural, ésta se convertirá en la primera central térmica de este tipo en el Ecuador, dejando trazado un camino para que se puedan impulsar por parte del gobierno nacional, nuevos proyectos de este tipo en el país o plantear el cambio de tecnología en otras centrales térmicas con la posibilidad de conversión a ciclo combinado.
- Las centrales de ciclo combinado poseen una versatilidad operativa muy amplia, dependiendo de su filosofía operativa de diseño. En el caso del Ciclo Combinado a construirse en la Central Termogas Machala, esta al ser diseñada con una configuración operativa del tipo 3-3-1, permite la más alta flexibilidad operativa de su tipo, pudiendo operar en ciclo abierto con cada una de las tres turbinas a gas, operar en ciclo combinado con sus recuperadores, incluso poder arrancar el ciclo combinado con un solo recuperador de calor desde su propia turbina a gas y producir el vapor necesario para generar mediante la turbina a vapor.
- El aprovechamiento de los gases de combustión de las turbinas a gas para poder producir vapor y generar electricidad mediante una turbina a vapor, deriva en la reducción importante que tendrá este tipo de centrales en lo que respecta a sus costos variables de producción. Una vez que el ciclo combinado empiece su operación comercial, existirá una reducción en tales costos en más de un 36% del costo variable declarado con las unidades en ciclo abierto.
- La incursión del ciclo combinado causará un importante beneficio respecto a la reducción de importaciones de derivados de petróleo que son utilizados por las centrales térmicas que se encuentran en operación actualmente. Esto se basa en que al existir aproximadamente 187 MW adiciones de generación eléctrica con gas natural, existirá un ahorro para el país al evitar la importación de combustible diésel de hasta USD \$



1,070,000.00 diarios por la operación de la tercera turbina a gas más la turbina a vapor, por el hecho de desplazar a centrales menos eficientes que utilizan este tipo de combustible para sus unidades.

- La operación de este tipo de centrales, en particular el ciclo combinado de Termogas Machala, influenciará de manera positiva dentro proceso de cambio de nuestra matriz energética, provocando un incremento en el porcentaje de la oferta de energía total en el Ecuador proveniente de diferentes fuentes como el gas natural llegando al 3%, reduciéndose las importaciones de los derivados de petróleo al 13%.

4 CONCLUSIONES GENERALES.

Luego de la exposición realizada dentro de este trabajo de tesis y de mostrar algunos aspectos del sector eléctrico y de los beneficios del nuevo proyecto de generación, se puede concluir lo siguiente:

- Con el desarrollo industrial alcanzado y la utilización de las nuevas tecnologías que permitan el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales, la industria de la generación eléctrica en la actualidad ha logrado avances importantes, mejorando su oferta, reduciendo el consumo de recursos no renovables como son los combustibles fósiles; dando paso una generación de electricidad más limpia aprovechando recursos catalogados como renovables y que su operación produzca un mínimo impacto ambiental a su entorno y zonas de influencia.
- Es de gran trascendencia para esta generación y las venideras, la decisión tomada por el Gobierno Nacional de fortalecer el sistema eléctrico ecuatoriano que, en los últimos años (desde 1996) no se implementaban grandes proyectos de generación. Existe ahora en ejecución un Plan Maestro de Electrificación que permitirá a mediano plazo desaparecer los fantasmas de los racionamientos,



por falta de potencia o energía suficiente para suplir la demanda. La implementación en ejecución de ocho (8) proyectos hidroeléctricos nos permitirá tener una mayor potencia instalada de generación para suplir la demanda y mejorar los costos de producción que se reflejará esto al usuario final y permitirá un desarrollo continuo de la industria en el Ecuador.

- Dentro de las tecnologías de generación ya implementadas y utilizadas en muchos países, se encuentran las centrales de ciclo combinado. Estas centrales poseen una flexibilidad en la operación muy conveniente, pues posibilitan la utilización de las unidades a gas incluso en ciclo abierto para casos de mantenimiento del ciclo de vapor. Esta tecnología aún no aplicada en el Ecuador es una de las mejores opciones para poder alcanzar la optimización de rendimiento de muchas centrales térmicas que operan turbinas a gas y turbinas a vapor de forma independiente.
- El proyecto de implementación del ciclo combinado al ser parte del Plan Maestro de Electrificación, proporcionará, además de mejorar la oferta de energía en el sistema nacional, ahorros económicos importantes para el estado ecuatoriano por el desplazamiento de unidades de generación con mayores costos de producción, generando un ahorro en las importaciones de combustibles fósiles derivados de petróleo, contribuyendo al mejoramiento de la matriz eléctrica.
- Este trabajo ha logrado dar una visión del impacto positivo que tendrá la entrada en operación comercial del ciclo combinado en la Central Termogas Machala y sus beneficios para la matriz eléctrica del Ecuador, tanto en la parte de suministro de energía eléctrica así como también en la optimización del uso de los recursos no renovables, llevado de la mano con los importantes beneficios en



la reducción de las importaciones de derivados de petróleo, utilizados para la generación eléctrica.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Diccionario de sistemas eléctricos CEAC, editorial McGraw-Hill. México 1990 425 pag.
- [2] <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>
- [3] Maquinas Eléctricas, Editorial McGraw-Hill interamericana de México S.A. de C.V. 1988. 650 pag.
- [4] Energías renovables: ventajas y desventajas de la energía eólica, Revista Futuros No. 14, 2006 Vol. IV
- [5] [3]Instalaciones Eléctricas 1, Ing. Rodolfo Koenigsberger. Tercera edición, Guatemala, julio de 1991. 155 pag.
- [6] Ingeniería Eléctrica 2, Ing. Rodolfo Koenigsberger. Nueva edición.
- [7] Sector Eléctrico de Guatemala. Gerencia de Planificación del INDE. Raúl Aníbal Marroquín. 58 pag. Año 2000.
- [8] Manual de Entrenamiento para Operación de Máquinas Aeroderivativas, General Electric Company, 2010.
- [9] <http://www.renovetec.com/partesturbinagas.html>
- [10] http://www.gunt.de/download/steam_power_plants_spanish.pdf
- [11] http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica#Centrales_termoel.C3.A9ctricas_de_ciclo_convencional



- [12] http://es.wikipedia.org/wiki/Caldera_%28m%C3%A1quina%29
- [13] SISTEMA DE EXCITACIÓN DE MAQUINAS SINCRONICAS. Apuntes Curso EL 67J Fenómenos Dinámicos de Redes de Potencia, Luis Vargas, Versión Primavera 2005.
- [14] Simulación de una central térmica de lecho fluido a presión, Luis Miguel Romeo Gutiérrez, Universidad de Zaragoza, 1997.
- [15] http://opex-energy.com/ciclos/proceso_de_arranque_CTCC.html
- [16] <http://www.turbinasdegas.com/index.php/proceso-de-arranque>
- [17] <http://www.renovetec.com/arranqueturbinasvapor.html>
- [18] http://www.jenijos.com/CENTRALESGEOTERMICAS/centrales_geotermicas.htm#1
- [19] <http://www.cicloscombinados.com/index.php/principios-de-funcionamiento>
- [20] Rodrigo Sepúlveda S, Rodrigo Palma B, Modelación de Centrales de Ciclo Combinado y su Aplicación en el Problema de Predespacho de Unidades, pp. 10-19, mayo 2011
- [21] <http://www.cicloscombinados.com/index.php/calderas-hrsg>
- [22] Santiago García, Operación y Mantenimiento en Centrales de Ciclo Combinado, <http://www.santiagogarciagarrido.com/index.php/110-operacion-y-mantenimiento-de-centrales-de-ciclo-combinado>
- [23] N. Reina, R. López, C. Chongo, Balance Térmico del Ciclo Combinado de Generación Eléctrica de la Central Termoeléctrica de San Nicolás, octubre 2008.
- [24] Frank J. Brooks, "GE Gas Turbine Performance Characteristics," in GE Power Systems, 2009



- [25] Rolf Kehlhofer, Combined Cycle Gas Steam Turbine Power Plants. PennWell Corporation, third ed., 2009
- [26] Glenn R. Drayton, "Modeling Combined Cycle Plant in PLEXOS Software," in PLEXOS Solutions, 2005.
- [27] "Viability and Impacts of Implementing Various Power Plant Cooling Technologies in Texas", EPRI – Electric Power Research Institute, Agosto 2012.
- [28] "Water Issues Challenge Power Generators", POWER MAGAZINE – Volumen 157 / Publicación 7, Julio 2013.
- [29] "Handbook of Industrial Water Treatment", GE WATER, Cap. 30, http://www.gewater.com/handbook/cooling_water_systems/ch_30_through_h.jsp
- [30] "Alternative cooling water intake analysis under CWA Section 316 (b)", POWER MAGAZINE – Volumen 149 / Publicación 1, Febrero 2005.
- [31] "Air-Cooled Condenser Eliminate Plant Water Use", POWER MAGAZINE – Volumen 152 / Publicación 9, Septiembre 2008.
- [32] "Appraising Our Future Cooling Water Options", POWER MAGAZINE – Volumen 154 / Publicación 6, Junio 2010.
- [33] <http://www.monografias.com/trabajos97/analisis-matriz-energetica-ecuatoriana/analisis-matriz-energetica-ecuatoriana.shtml#matrizeneb>
- [34] Kenneth Brown, Perfil Senplades-Proyecto Ciclo Combinado, Diciembre 2013.
- [35] Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017, Matriz Productiva y Sectores Estratégicos.
- [36] Informe Anual 2013-CENACE, http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanauales&Itemid=50

6 ÍNDICE DE GRÁFICOS.



FIGURA 1. 1. TENSIONES MÁXIMAS NOMINALES AC Y DC	11
FIGURA 1. 2. ESQUEMA BÁSICO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	16
FIGURA 1. 3. ESQUEMÁTICO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.	18
FIGURA 1. 4. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR.	24
FIGURA 1. 5. PRECIPITADORES ELECTROSTÁTICOS	42
FIGURA 1. 6. ESQUEMA DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN NUCLEAR.	55
FIGURA 1. 7. ESQUEMA DEL CIRCUITO PRIMARIO DE UNA CENTRAL NUCLEAR.	56
FIGURA 1. 8. PRINCIPIOS BÁSICOS DE UNA TURBINA A GAS.	66
FIGURA 1. 9. ESQUEMA DEL CICLO BRAYTON.	68
FIGURA 1. 10. ESQUEMA DE CONDUCTOS CONVERGENTES Y DIVERGENTES.	70
FIGURA 1. 11. BARRAS DE COBRE DEL DEVANADO DEL ESTATOR.	76
FIGURA 1. 12. ROTOR DE GENERADOR ELÉCTRICO DE DOS POLOS CON ESCOBILLAS.	77
FIGURA 1. 13. RUEDA DE DIODOS DEL RECTIFICADOR	79
FIGURA 1. 14. CICLO DE VAPOR CON CUATRO CAMBIOS DE ESTADO.	88
FIGURA 1. 15. CICLO DE VAPOR MÁS COMPLEJO (A CALDERA DE VAPOR, B SOBRECALENTADOR, C TURBINA/GENERADOR, D CONDENSADOR, E BOMBA DE CONDENSADO, F PRECALENTADOR, G BOMBA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN).	89
FIGURA 1. 16. CICLO DE RANKINE REPRESENTADO EN DIAGRAMA T-S	90
FIGURA 1. 17. EQUIPOS PRINCIPALES UNIDAD A VAPOR.	92
FIGURA 1. 18. ROTOR DE TURBINA A VAPOR	96
FIGURA 1. 19. ESQUEMA DE UNA CALDERA ACUOTUBULAR	100
FIGURA 1. 20. ESTATOR DE GENERADOR ELÉCTRICO.	101
FIGURA 1. 21. ESQUEMA DE SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTACIONARIO.	102
FIGURA 1. 22. ESQUEMA DE SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTACIONARIO CON RECTIFICADORES CONTROLADOS	103
FIGURA 2. 1. DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN CICLO COMBINADO.	113
FIGURA 2. 2. CICLOS TERMODINÁMICOS QUE CONFORMAN UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO.	113
FIGURA 2. 3. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO.	115
FIGURA 2. 4. CICLOS TERMODINÁMICOS EN UN CICLO COMBINADO Y CICLOS DE CARNOT.	117
FIGURA 2. 5. EFECTO DE TEMPERATURA AMBIENTE.	120
FIGURA 2. 6. CICLO COMBINADO. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS PRINCIPALES	123
FIGURA 2. 7. DIAGRAMA T-S EVOLUCIÓN DE FLUIDOS EMPLEADOS CICLOS COMBINADOS GAS-VAPOR Y PUNTOS DE TRABAJO FUNDAMENTALES.	123
FIGURA 2. 8. FLUJOS DE ENERGÍA EXISTENTES ENTRE GAS-VAPOR	124
FIGURA 2. 9. ESQUEMA DEL SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR MEJORAR ESTE ESQUEMA	126
FIGURA 2. 10. CALDERA HORIZONTAL	128
FIGURA 2. 11. CALDERA VERTICAL	131
FIGURA 2. 12. CALDERA OTSG	132
FIGURA 2. 13. DIAGRAMAS CONFIGURACIÓN DE UN PASO Y DETALLE DEL CONDENSADOR.	134
FIGURA 2. 14. DIAGRAMA DE ARRASTRE Y CAPTURA EN LAS INSTALACIONES DE UN OTC.	136
FIGURA 2. 15. CONFIGURACIÓN TÍPICA DE AERO CONDENSADORES ACC	139
FIGURA 2. 16. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN SISTEMA DE ENFRIAMIENTO INDIRECTO.	140
FIGURA 2. 17. CURVA DE ARRANQUE APROXIMADA CICLO COMBINADO CON UNA TURBINA A GAS Y UNA A VAPOR.	143



FIGURA 2.18. VISTA DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO.	150
FIGURA 2. 19. DISTRIBUCIÓN ENERGÍA CALÓRICA EN VALORES PORCENTUALES CICLO GAS DEL CICLO COMBINADO.	154
FIGURA 2. 20. DISTRIBUCIÓN ENERGÍA CALÓRICA EN VALORES PORCENTUALES CICLO VAPOR DEL CICLO COMBINADO	157
FIGURA 3. 1. CENTRAL TERMOGAS MACHALA JUNIO 2011.	173
FIGURA 3. 2. INSTALACIÓN DE LAS TURBINAS TM-2500.	174
FIGURA 3. 3. CENTRAL TERMOGAS MACHALA JUNIO DE 2012.	175
FIGURA 3. 4. OFERTA ENERGÉTICA EN EL ECUADOR AÑO 2012	181
FIGURA 3. 5. : IMPORTACIÓN DE DERIVADOS Y OTROS ENERGÉTICOS (2012)	183
FIGURA 3. 6. EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO Y DERIVADOS DEL ECUADOR (AÑO 2012)	184
FIGURA 3. 7. DEMANDA DE DERIVADOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA (2012)	185
FIGURA 3. 8. GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL ECUADOR (AÑO 2012)	186
FIGURA 3. 9. CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LA PLANTA TERMOGAS MACHALA 1.	213
FIGURA 3. 10. FOTOGRAFÍA DE LA PLACA DE LA UNIDAD 6FA-1	213
FIGURA 3. 11. FOTOGRAFÍA DE PLANTA DE GENERACIÓN TERMOGAS MACHALA 2011	214
FIGURA 3. 12. ESQUEMA DE CONVERSIÓN A CICLO COMBINADO	218
FIGURA 3. 13. OFERTA ENERGÉTICA DEL ECUADOR (AÑO 2016)	272
FIGURA 3. 14. USO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2016)	273

7 ÍNDICE DE TABLAS.

TABLA 1. 1. COSTOS GENERACIÓN DIFERENTES TECNOLOGÍAS.	66
TABLA 2. 1. ETAPAS DEL CICLO BRAYTON	114
TABLA 2. 2. ETAPAS DEL CICLO RANKINE.....	114
TABLA 2. 3. TIEMPO DE HOLD POINT SEGÚN TIPO DE PARTIDA.	146
TABLA 2. 4. VALORES E INCIDENCIA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CALÓRICA PARA CICLO DE GAS.....	154
TABLA 2. 5. DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA CALÓRICA EN LAS DOS CALDERAS DE RECUPERACIÓN	156
TABLA 3. 1. EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS	180
TABLA 3. 2. BALANCE PETROLERO Y SUS DERIVADOS EN EL ECUADOR (AÑOS 2000- 2012).....	182
TABLA 3. 3. NUEVOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DEL ECUADOR (2010-2016)....	188
TABLA 3. 4. CONDICIONES TÍPICAS PARA EL 2011.....	209
TABLA 3. 5. COMPOSICIÓN TÍPICA DEL COMBUSTIBLE	210
TABLA 3. 6. PROPIEDADES TÍPICAS DEL COMBUSTIBLE	210
TABLA 3. 7. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA TURBINAS A GAS OPERANDO DESPUÉS DE ENERO DEL 2003 (TOMADO DEL SUPLEMENTO DE REGISTRO OFICIAL NRO. 41, MARZO 2007)	211
TABLA 3. 8. INFORMACIÓN DE LA PLACA Y CONDICIONES ISO DE LA TURBINA GE 6FA	214
TABLA 3. 9. MODOS DE OPERACIÓN ESPERADOS PARA LA PLANTA DE GENERACIÓN TERMOGAS MACHALA	219
TABLA 3. 10. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADA DEL CAMPO AMISTAD.	247



TABLA 3. 11. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES EMISIONES AL AIRE PARA TURBINAS A GAS OPERANDO DESPUÉS DE ENERO DEL 2003 (TOMADO DEL SUPLEMENTO DEL REGISTRO OFICIAL NRO. 41, MARZO 2007)	250
TABLA 3. 12. FLUJO ECONÓMICO DEL PROYECTO.	254
TABLA 3. 13. PAGOS A REALIZAR POR CRÉDITO DENTRO DEL PERIODO DE ANÁLISIS	255
TABLA 3. 14. INGRESOS DENTRO DEL PERIODO DE ANÁLISIS DEL PROYECTO.	256
TABLA 3. 15. INDICADORES ECONÓMICOS DEL PROYECTO TIR Y VAN.	257
TABLA 3. 16. MODELO DE DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES TERMOGAS MACHALA	264
TABLA 3. 17. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN JULIO/2014 DECLARADOS A POTENCIA EFECTIVA.	265
TABLA 3. 18. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN JULIO/2014 DECLARADOS A POTENCIA MÍNIMA.	265
TABLA 3. 19. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN SEPTIEMBRE/2014 UNIDAD 6FA1.	266
TABLA 3. 20. SUMINISTRO DE POTENCIA POR MODO OPERATIVO DEL CICLO COMBINADO.....	268
TABLA 3. 21. PARÁMETROS PARA OBTENCIÓN COSTOS VARIABLES CICLO COMBINADO.....	268
TABLA 3. 22. COSTOS ESTIMADOS PARA OBTENCIÓN COSTOS VARIABLES CICLO COMBINADO.....	268
TABLA 3. 23. DECLARACIÓN COSTOS VARIABLES CICLO COMBINADO.	270
TABLA 3. 24. COSTOS DIARIOS CON GAS NATURAL 3ERA TURBINA A GAS.	273
TABLA 3. 25. COSTOS DIARIOS CON DIÉSEL 2 EN 3ERA TURBINA A GAS.	274
TABLA 3. 26. COSTOS DIARIOS CON GAS NATURAL TURBINA A GAS 110 MW.....	275
TABLA 3. 27. COSTOS DIARIOS CON DIÉSEL 2 EN TURBINA A GAS 110 MW.....	275

8 GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS.

Términos.

€

€/kW

Euros por kilowatt · 121

A

AC

Corriente alterna · 11

ACC

Air-Cooled Condenser · 138

aerogeneradores

Generador de energía eléctrica que aprovecha la fuerza del viento para funcionar los aerogeneradores aprovechan la energía eólica para producir electricidad. · 22

álabes

Un álabe es la paleta curva de una turbomáquina o máquina de fluido rotodinámica. Forma parte del rodete y, en su caso, también del difusor o del distribuidor. · 95



Alternador

Generador electromagnético de corriente alterna · 18

anemómetro

Instrumento para medir la velocidad de circulación de un fluido gaseoso, en especial del viento. · 28

AUTOCAD

Autodesk AutoCAD es un software de diseño asistido por computadora para dibujo en dos y tres dimensiones. · 241

axial

Del eje o relacionado con él. · 71

B

Babbit

Revestimiento anti-fricción para rodamientos (Tecnología) · 74

bar

Unidad de presión, bar · 118

BEP

Barril equivalente de petróleo · 179

biocidas

Que se emplea para matar organismos vivos o para detener su desarrollo. · 135

biocombustibles

Es una mezcla de hidrocarburos que se utiliza como combustible en los motores de combustión interna. Deriva de la biomasa, materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía · 187

Boilers

Calderos en español · 226

Butano

Gas incoloro y estable que se licua fácilmente por presión y se emplea principalmente como combustible doméstico e industrial envasado en recipientes de acero a alta presión. · 210

bypass

Se refiere, en general, a una derivación, desvío o cortar una ruta . · 112

C

CA

corriente alterna · 78

caldera

Aparato dotado de una fuente de calor donde se calienta o se hace hervir el agua y que puede tener varias aplicaciones. · 37

caloportador

El caloportador se calienta (se le aporta calor) en una parte de la instalación y lo cede en otra. Normalmente se lleva por un circuito cerrado, de modo que, una vez a cedido parte del calor transportado, vuelve al calentador para reiniciar el ciclo. · 62

CC

corriente directa · 79

CELEC EP

Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP · 171

CELEC S.A.

Corporación Electrica del Ecuador S.A. · 172

cinética

Parte de la física que estudia los sistemas estáticos o en movimiento mediante el empleo de los conceptos de longitud, tiempo y masa. · 31

cm

centímetro · 56

CO

monóxido de carbono · 47

CO2



- Dióxido de carbono · 21
- cojinetes
Es la pieza o conjunto de ellas sobre las que se soporta y gira el árbol transmisor de momento giratorio de una máquina. · 106
- combustión
Reacción química que se produce entre el oxígeno y un material oxidable, que va acompañada de desprendimiento de energía y habitualmente se manifiesta por incandescencia o llama. · 37
- compresores recíprocos
El compresor recíproco, también denominado recíproco, alternativo o de desplazamiento positivo, es un tipo de compresor de gas que logra comprimir un volumen de gas en un cilindro cerrado, volumen que posteriormente es reducido mediante una acción de desplazamiento mecánico del pistón · 232
- CONELEC**
Consejo Nacional de Electricidad · 169
- confiabilidad
Es la probabilidad que dicha entidad pueda operar · 163
- Conmutador**
Es un dispositivo eléctrico o electrónico que permite modificar el camino que deben seguir los electrones. · 104
- CTCC**
Central Térmica de Ciclo Combinado · 161
-

D

- Dampers
Amortiguador en español · 226
- DBT
temperatura de bulbo seco · 140
- DC
Corriente directa · 11
- Dióxido de Carbono
Gas inodoro e incoloro que se desprende en la respiración, en las combustiones y en algunas fermentaciones · 210
- display
Dispositivo de un aparato electrónico o pantalla donde se muestra visualmente cierta información. · 222
-

E

- ebullición
Movimiento violento del agua u otro líquido, con producción de burbujas, como consecuencia del aumento de su temperatura o por estar sometido a fermentación o eferescencia. · 45
- electrodos**
Conductor eléctrico utilizado para hacer contacto con una parte no metálica de un circuito, por ejemplo un semiconductor, un electrolito, el vacío, un gas, etc · 41
- Embalse
Gran depósito artificial de agua, construido generalmente cerrando la boca de un valle mediante un dique o presa, que retiene las aguas de un río o de lluvia · 18
- entalpía
Se designa a aquel fenómeno mediante el cual la magnitud termodinámica de un cuerpo o elemento es igual a la suma que resulta de su propia energía interna más el resultado de su volumen por la presión exterior. · 116
- EP PETROECUADOR**
Empresa Estatal Petróleos del Ecuador · 247
- escobilla
En electricidad, es necesario, frecuentemente, establecer una conexión eléctrica entre una parte fija y una parte rotatoria en un dispositivo. Este es el caso de los motores o generadores eléctricos, donde se debe establecer una conexión de la parte fija de la máquina con las bobinas del rotor. · 78
- estator
El estator es la parte fija de una máquina rotativa y uno de los dos elementos fundamentales para la transmisión de potencia (siendo el otro su contraparte móvil, el rotor). · 26
-



Etano

Gas incoloro, inodoro e insoluble en agua que se encuentra en estado natural en el gas del petróleo o disuelto en el mismo o se obtiene por hidrogenación del etileno. · 210

Ethernet.

es un estándar de redes de área local para computadores con acceso al medio por detección de la onda portadora y con detección de colisiones. Su nombre viene del concepto físico de ether. · 238

F

fatiga termomecánica

Cuando el material se calienta de manera no uniforme, alguna partes de la estructura se dilatarán más que otras. Esta expansión no uniforme introduce esfuerzos dentro del material y cuando la probeta se enfría y se contrae se introducen esfuerzos opuestos y como consecuencia de los esfuerzos y deformaciones inducidos térmicamente el material fallará por fatiga. · 149

fotovoltaica

Que genera una fuerza electromotriz cuando se encuentra bajo la acción de una radiación luminosa o análoga. · 187

frecuencia

La frecuencia mide la cantidad de vueltas que se dan en un período de tiempo (normalmente un segundo). · 27

fuel

Líquido constituido por una mezcla de hidrocarburos que se obtiene por destilación fraccionada del petróleo natural · 31

fuel-óil

fuel · 31

fuerzas de Coriolis

es el efecto que se observa en un sistema de referencia en rotación cuando un cuerpo se encuentra en movimiento respecto de dicho sistema de referencia. Este efecto consiste en la existencia de una aceleración relativa del cuerpo en dicho sistema en rotación · 23

G

gasoil

es un hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m^3 ($0,832 \text{ g/cm}^3$),1 compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores diésel · 29

gasóleo

es un hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m^3 ($0,832 \text{ g/cm}^3$),1 compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores diésel · 31

GLP

Gas Licuado de Petróleo · 183

góndola

Es el chasis principal del aerogenerador, se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. · 28

gradiente

Variación de una magnitud en función de la distancia, a partir de la línea en que esta variación es máxima en las magnitudes cuyo valor es distinto en los diversos puntos de una región del espacio. · 145

Gravedad Específica

Relación entre la densidad de una sustancia y la de otra, tomada como patrón, generalmente para sólidos y líquidos se emplea el agua destilada y para gases, el aire o el hidrógeno. También llamada peso específico. · 210

H

H2

hidrógeno · 47

heat rate



Es la medida del rendimiento de una central termoeléctrica. Es el cociente entre la energía térmica aportada en forma de combustible (en realidad es energía química que se transforma en térmica mediante el proceso de combustión) y la energía eléctrica generada. · 147

helicoidal

Que tiene forma de hélice. · 105

Hexano

Hidrocarburo saturado de seis átomos de carbono. El hexano es uno de los componentes del petróleo natural. · 210

holística

El holismo supone que todas las propiedades de un sistema no pueden ser determinadas o explicadas como la suma de sus componentes. En otras palabras, el holismo considera que el sistema completo se comporta de un modo distinto que la suma de sus partes. · 162

HRSG

Heat Recovery Steam Generator · 124

Hz

Hertz · 12

I

IEEE

Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos · 10

IGCC

GASIFICACIÓN DE CARBÓN INTEGRADA EN CICLO COMBINADO · 48

ignición

Circunstancia de estar una materia en combustión o incandescencia. · 46

impermeables

Característica que tienen las superficies de rechazar el agua sin dejarse atravesar por ella. · 60

in

inches (pulgada) · 136

in situ

Es una expresión latina que significa «en el sitio» o «en el lugar», y que es generalmente utilizada para designar un fenómeno observado en el lugar · 40

inspección boroscópica

Son inspecciones visuales en lugares inaccesibles para el ojo humano con la ayuda de un equipo óptico, el boroscopio. Se desarrolló en el área industrial a raíz del éxito de las endoscopias en humanos y animales. · 221

isentrópica

Si un proceso es completamente reversible, sin necesidad de aportarte energía en forma de calor, entonces el proceso es isentrópico. · 114

ISO

International Organization for Standardization · 149

iso-Butano

Es un hidrocarburo alifático saturado (alcano) y ramificado. Al igual que el butano (n-butano) se obtiene a partir del gas natural y del petróleo · 210

isótopos

Los átomos de un mismo elemento, cuyos núcleos tienen una cantidad diferente de neutrones, y por lo tanto, difieren en masa atómica · 49

K

kerosene

El queroseno, querosene, querosén, kérex, keroseno o kerosén, es un líquido transparente (o con ligera coloración amarillenta) obtenido por destilación del petróleo. De densidad intermedia entre la gasolina y el gasóleo o diésel, se utiliza como combustible, el JP (abreviatura de Jet Petrol) en los motores a reacción y de turbina de gas o bien se añade al gasóleo de automoción en las refinerías. · 179

kilovatio

Es la unidad de potencia del Sistema Internacional equivalente a mil vatios · 19



km
kilometro · 10
kPa
kilopascales · 118
kV
kilovoltios · 10

M

m
metros · 20
m/s
metros por segundo · 23
MachalaPower Cía Ltda
Empresa de caracter privado que obtuvo la concesión para la construcción instalación y operación de la central termica Machala del 2002 al 2011 · 170
MAVR
Regulador de voltaje automático modular · 78
MCC
Centro de Control de Motores · 81
metalúrgica
Conjunto de técnicas para extraer los metales contenidos en los minerales y transformarlos. · 36
mm
milímetros · 40
MMPCD
Millones de pies cúbicos diarios · 174
modem
Dispositivo que convierte señales digitales en analógicas, o viceversa, para poder ser transmitidas a través de líneas de teléfono, cables coaxiales, fibras ópticas y microondas · 27
monocristalinos
Constituidos por un solo tipo de red cristalina. Son sistemas homogéneos de grano único. Sin discontinuidades. Alta resistencia y baja capacidad de deformación. · 148
MPC
MachalaPower Company · 172
MTBF
Tiempo Medio entre Fallos · 166
MTTR
Tiempo Medio de Reparación · 166
MW
megawatts · 45
MW/m²
megawatts por metro cuadrado · 46

N

name plate
placa de identificación en español · 228
NOx
óxidos de nitrógeno · 46

O

°C
grados Celsius · 72
°F
Grados Fahrenheit · 118



O

OLADE

Organización Latinoamericana de Energía · 179

OTC

Once-Through Condenser · 133

OTSG

One Time Steam Generator · 124

overhauls

Desarme, limpieza, inspección, reparación y ensayo de una turbina aeroderivativa · 220

P

Pentano

Hidrocarburo saturado muy volátil que se emplea como disolvente · 210

PIB

Producto Interno Bruto · 178

PMG

Generador Magnético Permanente · 78

Polifosfatos

son sustancias de sales formadas del ácido fosfórico que actúa como regulador del pH · 137

Propano

Gas incoloro e inodoro que se extrae del petróleo en bruto y se emplea como combustible industrial o doméstico. · 210

psia

Libras-fuerza por pulgada cuadrada absoluta · 118

Pu-240

Isótopo del metal de plutonio formado cuando plutonio-239 captura un neutrón. · 50

R

r.p.m.

revoluciones por segundo · 25

radiografiado

a radiografía es la técnica que, a través del uso de rayos X, permite obtener una imagen del interior del organismo. El término también se emplea para nombrar la foto generada con esta técnica. · 231

RCM

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad · 164

rotor

Pieza de una máquina electromagnética o de una turbina que gira dentro de un elemento fijo. · 28

S

Sincronización

Hacer que dos o más hechos, fenómenos, movimientos, mecanismos, etc., sean sincrónicos, estén en perfecta correspondencia temporal. · 87

software

Conjunto de programas y rutinas que permiten a la computadora realizar determinadas tareas. · 241

stock

Conjunto de mercancías o productos que se tienen almacenados en espera de su venta o comercialización. · 165

T

TCP



Tablero de control de turbina · 81
termopares

Un termopar es un transductor formado por la unión de dos metales distintos que produce un voltaje, que es función de la diferencia de temperatura entre uno de los extremos denominado "punto caliente" o unión caliente o de medida y el otro "punto frío" o unión fría o de referencia · 239

Toberas

Una tobera es un dispositivo que convierte la energía térmica y de presión de un fluido en energía cinética · 152
tubo de venturi

El efecto Venturi consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión al aumentar la velocidad después de pasar por una zona de sección menor · 240

turbinas aeroderivativas

Son turbinas de avión adaptadas para uso en aplicaciones de generación de energía · 173

turbinas Kaplan

Las turbinas Kaplan son uno de los tipos más eficientes de turbinas de agua de reacción de flujo axial, con un rodete que funciona de manera semejante a la hélice del motor de un barco, y deben su nombre a su inventor, el austriaco Viktor Kaplan · 20

turbinas Pelton.

Una turbina Pelton es uno de los tipos más eficientes de turbina hidráulica. Es una turbomáquina motora, de flujo radial, admisión parcial y de acción. Consiste en una rueda (rodete o rotor) dotada de cucharas en su periferia, las cuales están especialmente realizadas para convertir la energía de un chorro de agua que incide sobre las cucharas. · 20

U

U-233

El uranio-233 es un isótopo fisionable del uranio que se cría de torio-232, como parte del ciclo de combustible de torio. · 50

U-235

Isótopo del uranio que se diferencia del uranio-238, el isótopo más común del elemento, en su capacidad para provocar una reacción en cadena de fisión que se expande rápidamente, es decir, que es un isótopo fisible. · 50

U-238

El uranio-238, el isótopo más común del uranio · 50

ultrasónica

Es una ondasonora cuya frecuencia supera el límite perceptible por el oído humano (es decir, el sonido no puede ser captado por las personas ya que se ubica en torno al espectro de 20.000 Hz). · 231

V

veleta

Una veleta es un dispositivo giratorio que consta de una placa que gira libremente, un señalador que indica la dirección del viento y una cruz horizontal que indica los puntos cardinales · 28

volátil

Que cambia o varía con facilidad y de forma poco previsible. · 60

vórtice

Es un flujo turbulento en rotación espiral con trayectorias de corriente cerradas. · 240

W

W

watts o vatios · 22

W/m²

watts por metro cuadrado · 23

WBT

Temperatura de bulbo húmedo · 140





Ing. Carlos Alexis Cárdenas Dávila

292

