

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“EVALUACIÓN ENERGÉTICA Y ECONÓMICA DE LA
CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN ILO21”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO

RICARDO DAVID QUIROZ BAZÁN

PROMOCIÓN 1999-I

LIMA - PERU

2005

INDICE

	Pág.
Prólogo	1
Capítulo 1	3
Introducción	3
1.1. Antecedentes y justificación del proyecto	5
1.1.1. Antecedente del Proyecto	5
1.1.2. Justificación del Proyecto C.T. ILO21.....	6
1.1.3. Capacidad de la Planta	8
1.1.4. Política Energética de EnerSur S.A.....	9
1.1.5. Selección del combustible	10
1.1.6. Selección de la tecnología.....	11
1.1.7. Elección de la ubicación de la Planta	18
1.2. El carbón	19
1.2.1. Que es el carbón	19
1.2.2. Importancia del carbón	19
1.2.3. Origen del carbón	21
1.2.4. Clasificación y descripción del carbón.....	23
1.2.5. Análisis del carbón	26
1.3. El carbón en el Perú	32
1.3.1. Estadísticas del carbón en el Perú.	34
1.3.2. Impuestos al carbón.	45
1.3.3. Comentarios del carbón peruano.	45
1.4. El carbón en el mundo.	48
1.4.1. Estadísticas del carbón a nivel mundial.....	48
1.4.2. Comercialización del carbón en el mundo.....	50
1.4.3. Distribución del uso del carbón.	52
1.4.4. Precios internacionales	53
1.5. El carbón para la central térmica de ILO21	55
1.5.1. El carbón de diseño.....	55
1.5.2. Carbones alternativos.....	56

1.5.3.	Otros criterios para la selección del carbón.....	58
1.5.4.	Sensibilidad del precio del carbón.....	59
1.5.5.	Análisis del carbón comprado	60
Capítulo 2.....		62
Descripción de la Central		62
2.1. Descripción General.....		62
2.1.1.	Generalidades	62
2.1.2.	Ubicación y vías de comunicación.....	62
2.1.3.	Condiciones ambientales	64
2.1.4.	Otras características del emplazamiento.....	64
2.1.5.	Disposición general	64
2.2. Descripción de los equipos y sistemas principales.....		71
2.2.1.	Turbina	74
2.2.2.	Caldero.....	78
2.2.3.	Sistema Eléctrico.....	83
2.2.4.	Sistema Agua - Vapor	86
2.2.5.	Sistema de Agua de Mar	91
2.2.6.	Sistema de manejo de carbón	92
2.2.7.	Sistema de combustible Diesel.....	92
2.2.8.	Sistema de protección contra incendios.....	93
2.2.9.	Sistemas auxiliares.....	93
2.2.10.	Sistema de desalación, tratamiento y distribución de agua	94
2.2.11.	Sistema de recogida y tratamiento de drenajes.....	95
2.3. Descripción de los procesos.....		96
2.3.1.	Proceso de generación de energía eléctrica	96
2.3.2.	Proceso del agua de mar	109
Capítulo 3.....		115
Evaluación Energética.....		115
3.1. Introducción a los ciclos de potencia.....		115
3.2. Fundamento teórico de las centrales a vapor.....		121
3.2.1.	Ciclos de potencia en centrales a vapor.....	121
3.2.2.	Irreversibilidades en un ciclo real	133

3.2.3.	Factores que afectan a la eficiencia térmica	135
3.2.4.	Modificaciones para mejorar la eficiencia	139
3.2.5.	Parámetros típicos de centrales a vapor.	143
3.3.	Evaluación Energética	145
3.3.1.	Evaluación termodinámica del ciclo térmico.....	145
3.3.2.	Evaluación energética de diseño.....	154
3.3.3.	Consumo específico de Calor Bruto del Ciclo Térmico	154
3.3.4.	Eficiencia del generador de vapor	156
3.3.5.	Consumo específico de calor neto de la unidad.....	165
3.3.6.	Introducción al análisis exergético.....	166
3.4.	Pruebas de rendimiento	173
3.4.1.	Generalidades	173
3.4.2.	Datos de garantía.....	174
3.4.3.	Condiciones generales	175
3.4.4.	Instrumentos y métodos de medición	176
3.4.5.	Resultado de las pruebas de garantía.....	181
3.4.5.1.	Consumo específico de calor bruto de la turbina.....	182
3.4.5.2.	Potencia Eléctrica Neta de salida (PN)	190
3.4.5.3.	Eficiencia del caldero (EB).....	192
3.4.5.4.	Consumo específico de calor neto de la unidad	197
3.5.	Determinación de potencia efectiva y curvas de rendimiento	201
3.5.1.	Objetivo	201
3.5.2.	Base legal.....	201
3.5.3.	Definiciones.....	201
3.5.4.	Responsable	205
3.5.5.	Resultados	205
3.5.5.1.	Potencia efectiva unidad ILO21 - enero 2001	205
3.5.5.2.	Potencia efectiva unidad ILO21 – mayo 2003.....	207
3.5.5.3.	Comparación de las potencia efectiva unidad ILO21	210
Capítulo 4		212
Evaluación Económica		212
4.1.	Introducción a la evaluación económica	212

4.1.1.	Tarifas de Electricidad en el Perú.....	212
4.2.	Fundamento teórico	221
4.2.1.	Tarifas de generación eléctrica.....	221
4.2.1.1.	Precio básico de energía	222
4.2.1.2.	Precio básico de potencia.....	224
4.2.1.3.	Precio monomio	227
4.2.2.	Costos de generación eléctrica.	228
4.3.	Evaluación económica de la central térmica ILO21.....	243
4.3.1.	Costos fijos en la central térmica ILO21	243
4.3.2.	Costos variables en la central térmica ILO21	243
4.3.3.	Análisis de la rentabilidad de la inversión de la C.T. ILO21..	248
4.4.	Competitividad de la central térmica ILO21	257
4.4.1.	Competitividad de la C.T. ILO21 en el Año 2000.....	257
4.4.2.	Competitividad de la C.T. ILO21 en el Año 2005.....	265
4.5.	Equilibrio financiero en el sector eléctrico.	270
Capítulo 5.....	275
Conclusiones y Recomendaciones	275
5.1. Conclusiones	275
5.2. Recomendaciones	279
Bibliografía	281
Lista de figuras	283
Lista de tablas	288
Anexos	291

Prólogo

En la presente tesis realizó una evaluación energética y económica de la primera central térmica a carbón en el Perú C.T. ILO2, llegando a la comprensión de los fenómenos físicos de la operación de la planta así como analizar la competitividad de la tecnología del carbón para la generación de energía eléctrica en el sector eléctrico peruano.

La tesis se estructura en 5 capítulos. En el capítulo 1 “Introducción”, se explican los antecedentes y se justifica el proyecto de la Central Termoeléctrica ILO21, que por cierto es la primera planta de generación eléctrica en el Perú que utiliza como combustible al carbón, en ese sentido se ha incluido adicionalmente temas relacionados al carbón (su importancia, origen, clasificación, composición y propiedades); así como se analiza al carbón en el Perú así como en el mercado mundial y el carbón en la C.T. de ILO21.

En el Capítulo 2 “Descripción de la Planta”, se hace una descripción de la central térmica, asimismo se describen los sistemas y equipos principales y finalmente se explica el proceso de generación de energía eléctrica y el proceso de utilización del agua de mar.

En el Capítulo 3 “Análisis Energético”, se realiza un diagnóstico desde un punto de vista técnico, por lo que se explica como ha evolucionado los ciclos de potencia especialmente las centrales a vapor, se calcula los parámetros que caracterizan a un Ciclo Rankine: la eficiencia de la planta, la eficiencia del caldero, el consumo específico a calor.

En el Capítulo 4 “Análisis Económico”, se explica inicialmente como se forman las tarifas de electricidad, específicamente la tarifa de generación y sus costos, posteriormente se evalúa la rentabilidad y la competitividad de la Central Térmica ILO21 a carbón en el mercado eléctrico tanto en el año 2000 así como en el año 2005, finalmente se explica el equilibrio financiero en el mercado eléctrico peruano.

Por último, el Capítulo 5 se desarrolla las recomendaciones y conclusiones, referidas a aspectos técnicos y económicos de la central de ILO21 para optimizar su operación y su despacho en el sistema eléctrico peruano.

Finalmente, quisiera manifestar mi agradecimiento especial al Doctor Ingeniero Salomé Gonzáles Chávez por su valioso apoyo y asesoramiento.

Capítulo 1

Introducción

La Energía es un recurso esencial para la vida y el desarrollo económico de los pueblos, así la primera demanda importante de los pueblos que buscan su desarrollo es la “**energía**”.

Sin embargo, en la actualidad, la sociedad busca la sostenibilidad energética a través de un equilibrio entre tres aspectos importantes: La Energía, la Economía y la Ecología que conforman los pilares fundamentales del Uso Racional de la Energía; por lo tanto el objetivo es conseguir una energía **accesible, disponible y aceptable**. La accesibilidad está muy ligada a una adecuada política de precios (Economía). La disponibilidad esta ligada a la calidad de la energía en el corto plazo y a la seguridad del suministro en el largo plazo (Energía). La aceptabilidad esta ligado a los objetivos medioambientales y a las sensibilidades públicas (Ecología).

Estos objetivos son las líneas maestras de las políticas energéticas de los países que se enuncian como garantía de suministro y diversificación de fuentes energéticas; protección del medio ambiente y competitividad económica.

El uso de energías fósiles (carbón, gas natural o derivados del petróleo) para la generación de electricidad son cuestionadas desde el punto de vista medioambiental por sus “emisiones contaminantes”, por el “consumo de recursos no renovables” y por la amenaza de “cambio climático”.

La solución de estos problemas es el uso de las energías renovables que presentan menor impacto sobre el medio ambiente, pero por su propia naturaleza tienen costos específicos muy altos y son menos seguras por lo que las tecnologías de recursos fósiles tienen mayor aceptación que las energías renovables.

Por lo tanto nuestra sociedad actual necesita un plazo de adaptación, posiblemente de varios años, hasta alcanzar la **sostenibilidad energética**.

Durante este período de adaptación las energías fósiles seguirán jugando un papel primordial en la generación de energía eléctrica, especialmente el gas natural en el corto plazo y probablemente el carbón en el mediano plazo, para lo cual es necesario de grandes esfuerzo de desarrollo tecnológico para mejorar su comportamiento medioambiental mientras permiten un costo de la energía razonable que mantenga el crecimiento económico.

En el largo plazo el uso de las energías renovables, la fusión nuclear y el hidrógeno como vector energético serán las energías que se usen en el futuro.

1.1. Antecedentes y justificación del proyecto

1.1.1. Antecedente del Proyecto

Las actividades mineras de Southern Peru Copper Corporation (SPCC) comenzaron a fines de los años 50, la planta de fuerza ILO1 fue construida en 1960.

En los años 90, la empresa SPCC informó al Perú su interés de desarrollar un programa de inversión y expansión minera. Por otro lado Política de Gestión SPCC trasladó las actividades no-mineras a otras empresas, es así como la planta de fuerza de ILO1, que abastecía de electricidad a la ciudad de ILO y a los campamentos de SPCC, fue comprado el 18 de abril de 1997 por EnerSur por la suma de US\$ 42 millones. La C.T. ILO1 tenía una potencia instalada neta de 135.9 MW y está ubicada colindante con el complejo de fundición a 15 km al noroeste de la ciudad de Ilo. Entre el 18 de abril de 1997 y el 1 de enero de 1999 la potencia requerida por SPCC se ha incrementado de 130 MW a 180 MW.

EnerSur en cumplimiento de su compromiso de garantizar el suministro de energía eléctrica a SPCC y también realizar el mantenimiento necesario a las turbinas a vapor, expandió la capacidad bruta de la C.T. ILO1 instalando entre 1997 y 1998 dos turbinas a gas de 34.3 MW y 36.5 MW con lo que se llegó a una potencia neta total de 206.7 MW.

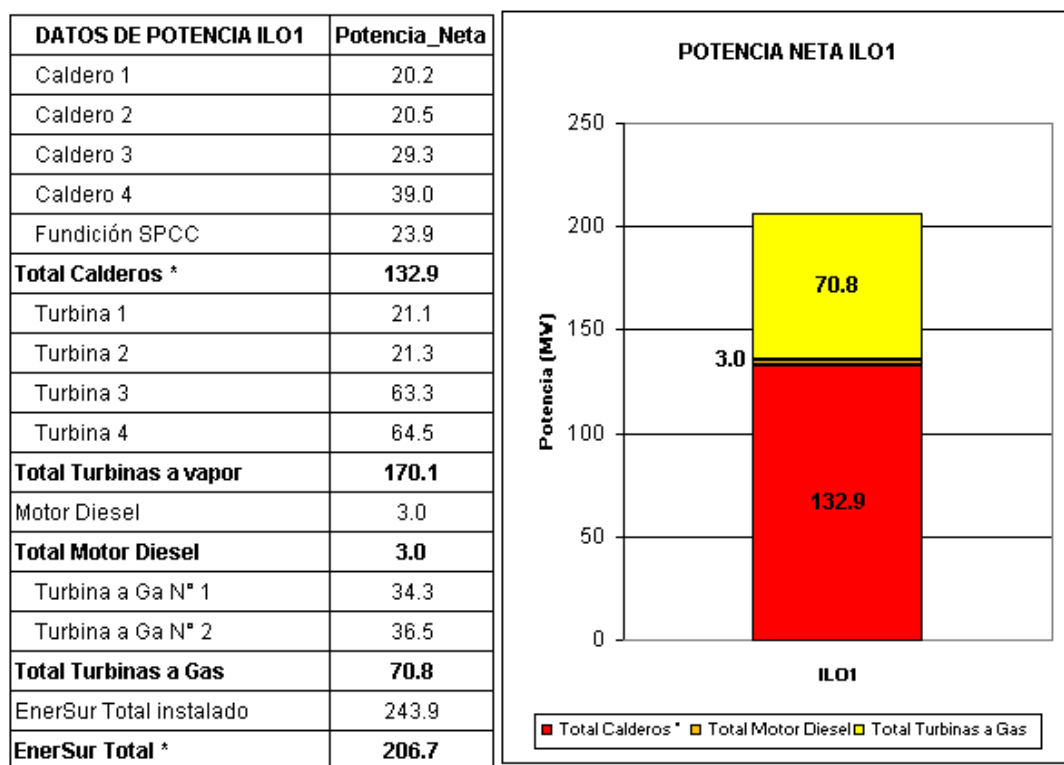


Figura. 1.1.- Capacidad de la Central Térmica ILO 1

*La capacidad de generación de las turbinas está limitada por la cantidad de vapor que generan los calderos de recuperación de SPCC y los de EnerSur.

1.1.2. Justificación del Proyecto C.T. ILO21

EnerSur al evaluar la oferta de energía existente en el “Sistema Interconectado Sur” (SIS) y comparándola con la demanda proyectada por SPCC, determinó que EnerSur y en general el SIS para cubrir la demanda futura de la región sur necesitarían una producción adicional de energía, llegando a la conclusión de que se requiere una nueva planta para satisfacer la necesidad futuras de energía y permitir el futuro desarrollo en esta región básicamente de la actividad minera.

En 1997 y 1998 EnerSur pudo satisfacer la demanda de SPCC, sin embargo en 1999 tuvo que comprar al (SIS) el déficit entre la generación de EnerSur y el consumo de SPCC.

Tabla 1.1.- Generación Neta de EnerSur S.A: Vs. Consumo de SPCC

	1997	1998	1999*
Generación EnerSur S.A.	871.3	1,074.10	1,173.30
Consumo SPCC	654.24	1,032.91	1,299.05

* Déficit comprado al SIS

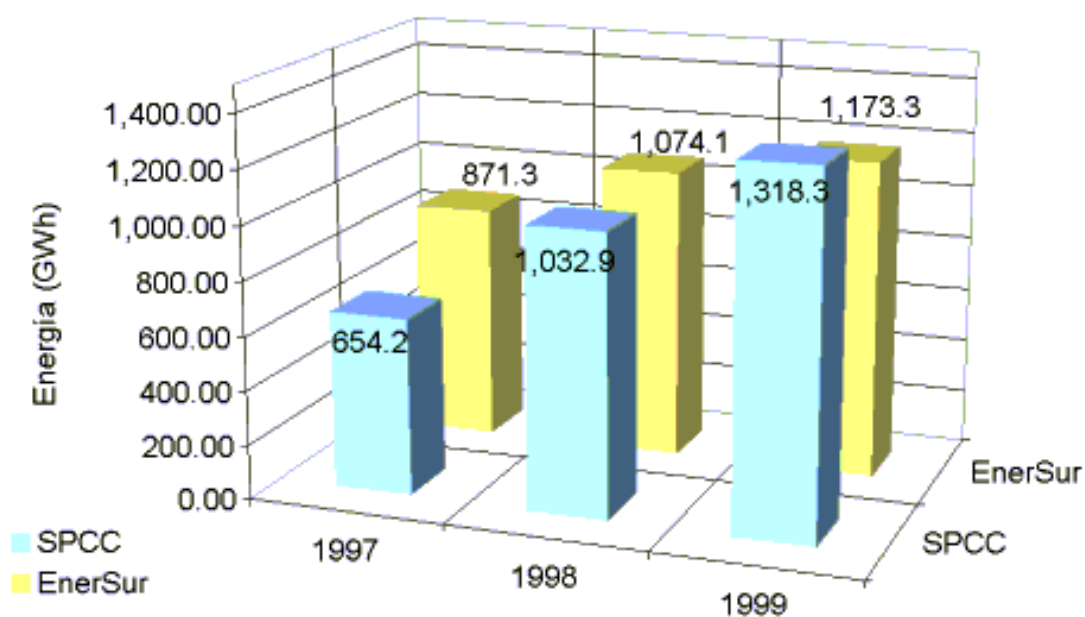


Figura 1.2: Oferta de EnerSur Vs. Demanda Eléctrica de SPCC.

De otro lado en 1997 los grandes consumidores de energía eléctrica reportaron su requerimiento adicional de potencia 255 MW hasta el año 2000, esto obligaba a una expansión de la generación en el Sistema Eléctrico del Sur.

Tabla 1.2.- Expansión de la generación en el SIS 1997-2000

EXPANSION DE LA GENERACION EN EL SISTEMA ELECTRICO DEL SUR**Grandes consumidores de electricidad en el Sur**

a) Requerimientos adicionales de potencia (MW) en los próximos años

Proyectos de Inversió	1997	1998	1999	2000	Total
Magma Tintaya		30			30
SPCC	40	60			100
Quellaveco			60		60
Cyprus Cerro Verde	11	5	39		55
Cementos Yura	6				6
Zofri Ilo	3	0.5	0.5	0.5	4.5
Total Incremento Año	60	95.5	99.5	0.5	255.5
Acumulado anual	60	155.5	255	255.5	

b) Requerimientos adicionales de energía (GWh) en los próximos años

Proyectos de Inversió	1997	1998	1999	2000	Total
Magma Tintaya		237			237
SPCC	326	489			815
Quellaveco			489		489
Cyprus Cerro Verde	87	39	307		433
Cementos Yura	47				47
Zofri Ilo	23.6	3.9	3.9	3.9	35.3
Total Incremento Año	484	769	800	4	2056.3
Acumulado anual	484	1253	2052	2056	

1.1.3. Capacidad de la Planta

La determinación de la capacidad de la C.T. ILO21 se determinó de acuerdo al requerimiento adicional de potencia de los grandes consumidores del Sistema Eléctrico Sur explicado en el acápite anterior, es decir que se requería un proyecto de generación eléctrica con una capacidad aproximadamente de 250 MW.

1.1.4. Política Energética de EnerSur S.A.

EnerSur tiene como política corporativa el equilibrio entre la Energía, Economía y Ecología que son los pilares del **Uso Racional de la Energía**. La **Energía** garantiza el suministro de energía, La **Economía** mantiene los costos bajos y La **Ecología** protege el medio ambiente).

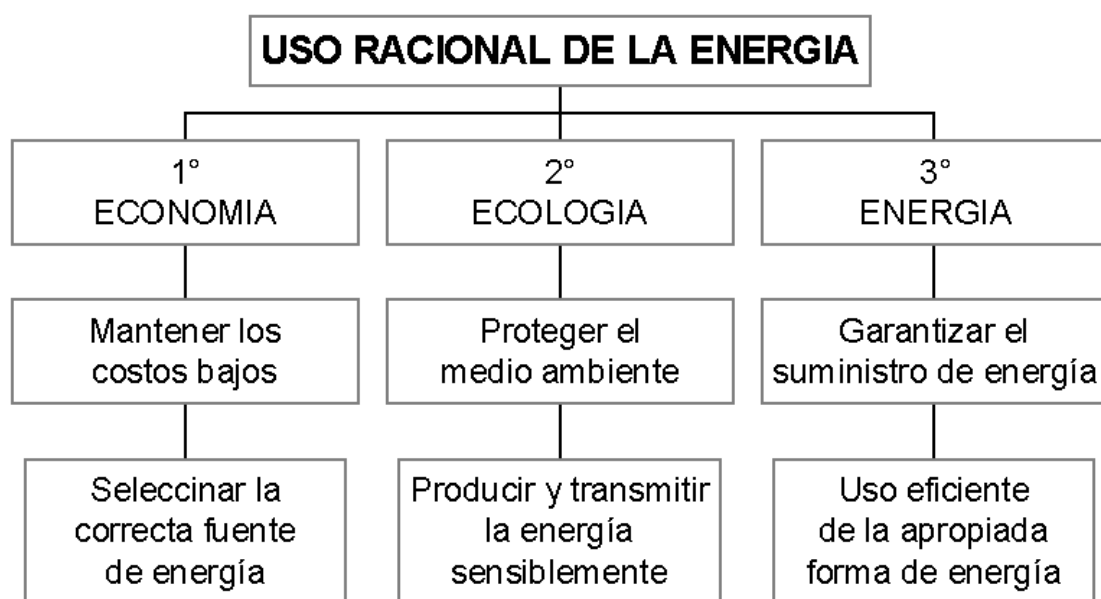


Figura 1.3.- Filosofía del Uso Racional de la Energía.

Un concepto actual que abarca al uso racional de la energía es el Desarrollo Sostenible y se define como la "Satisfacción de las necesidades presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer las suyas propias". Esta definición, elaborada por la responsable de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo (WCED) de las Naciones Unidas en 1987 dio origen al informe "Nuestro futuro común".

1.1.5. Selección del combustible

La selección de la tecnología de generación es netamente económica y será explicado ampliamente en el capítulo 4, sin embargo una primera selección se puede realizar siguiendo la filosofía del uso racional de la energía:

Tabla 1.3.-Matriz de selección del combustible.

Recurso	Economía	Ecología	Energía
Agua	+	+/-	+/-
Petróleo	Inestable	+/-	+/-
Gas Natural	?- ?+	+	+/-
Carbón	+	+ /-	+
Nuclear	-	+ /-	+
E. Renovables	-	+	-

Desde el punto de vista de la economía, el petróleo es descartado por que su precio es inestable (adicionalmente es contaminante y no se asegura su disponibilidad). La energía nuclear y las fuentes renovables son descartadas por su alto costo. El gas natural para generación eléctrica en el Perú no se había desarrollado en 1999 (el año 2000 recién se desarrollaron Malacas y Aguaytia, mientras que camisea recién en el año 2004). La energía hidráulica y el carbón con precios bajos y estables son las mejores alternativas

En cuanto a la procedencia del carbón se tiene dos alternativas: el carbón nacional es una industria no desarrollada y que no asegura el suministro y

tiene propiedades heterogéneas y es de tipo antracítico, mientras que el carbón importado es un mercado en plena madurez y actualmente se tiene un mercado internacional que asegura el abastecimiento energético.

Desde el punto del medio ambiente las energías renovables es la mejor alternativa pero es muy cara. Asimismo el gas natural es el combustible fósil menos contaminante (pero fue descartado por su indisponibilidad). El carbón con nuevas tecnologías limpias puede controlar y disminuir su impacto al medio ambiente.

Desde el punto de vista energético el carbón es el que más garantiza el suministro de energía a lo largo del tiempo.

1.1.6. Selección de la tecnología

Las tecnologías limpias de carbón se definen como "las tecnologías diseñadas para mejorar tanto la eficiencia como la tolerancia ambiental en la extracción, preparación y uso de carbón". Estas tecnologías reducen las emisiones, disminuyen pérdidas y aumentan la cantidad de energía aprovechada de cada tonelada de carbón. La mayoría de las tecnologías limpias de carbón se concentran en la producción de electricidad a partir del carbón, puesto que más del 40% del carbón que se produce se utiliza para este efecto. Existe un abanico grande de tecnologías con viabilidad comercial, además de que otros desarrollos tecnológicos estarán disponibles en el futuro cercano.

Combustión de Carbón Pulverizado

La combustión de carbón pulverizado (PF) es el método más ampliamente usado para quemar carbón para generación eléctrica.

El sistema de preparación del carbón, secado, molienda al tamaño especificado y alimentación del combustible mediante transporte neumático a los quemadores, está completamente integrado con la caldera. El aire que transporta el carbón es una pequeña fracción del aire total de combustión. El resto del aire de combustión es inyectado separadamente y mezclado con el combustible en la cámara de combustión. Las paredes de la cámara de combustión están completamente refrigeradas por vapor. El diseño de la cámara de combustión tiene que suministrar suficiente tiempo de residencia para garantizar una perfecta combustión y enfriar las cenizas volantes por debajo de su temperatura de reblandecimiento evitando su acumulación sobre los intercambiadores de calor.

En este método, el carbón es molido, pulverizado e inyectado con aire a la caldera. El carbón pulverizado tiene una gran área superficial, lo cual facilita su combustión en los quemadores.

El calor generado es usado para producir vapor a altas presiones y temperaturas para activar las turbinas y generar electricidad. En la actualidad casi toda la electricidad generada en el mundo en plantas térmicas a carbón es producida usando sistemas de carbón pulverizado.

Las emisiones de la combustión de carbón pulverizado pueden ser reducidas mediante tecnologías de limpieza: Los precipitadores electrostáticos y/o filtros de manga pueden remover más del 99% de la ceniza volante de los gases de combustión. Los métodos de desulfurización de gases de combustión (FGD) pueden remover entre 90-97% de los óxidos de azufre (SO_x) de los gases y pueden convertirlos en yeso para uso en construcción. Entre las tecnologías limpias de carbón para la combustión de carbón pulverizado que reducen emisiones de nitrógeno (NO_x), se encuentran los quemadores de bajo NO_x y las técnicas de quemado. Estas modifican el proceso de combustión para reducir emisiones de NO_x hasta el 50% y están siendo ampliamente adoptadas, por cuanto ellas pueden ser instaladas en plantas existentes. El método de reducción catalítica selectiva de NO_x, una tecnología de post-combustión, puede lograr reducciones del 80-90%.

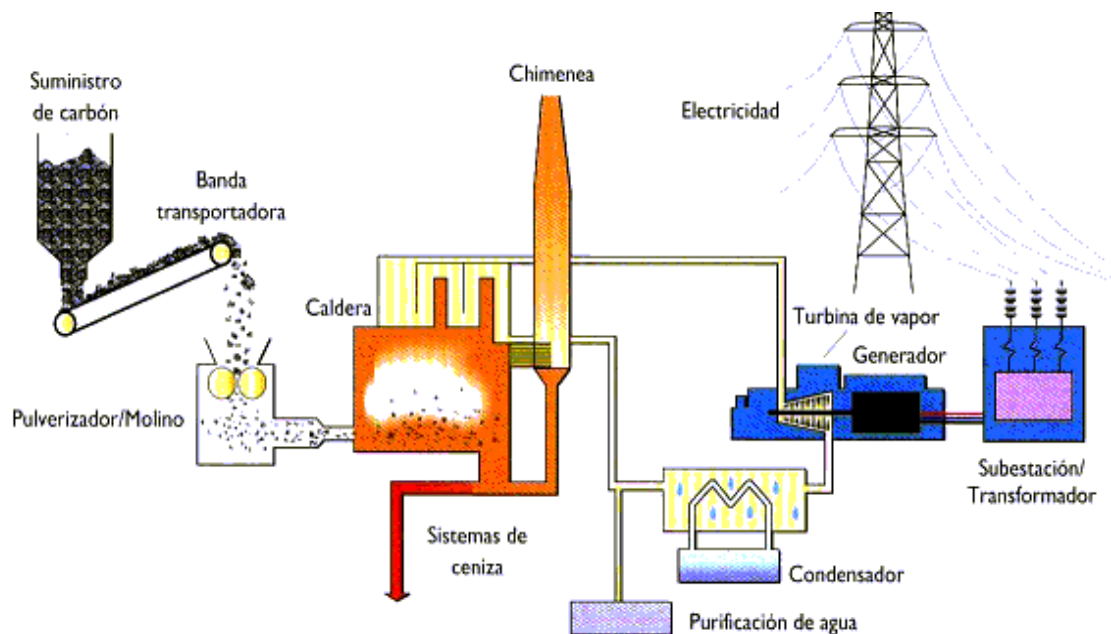


Figura 1.4.- Esquema de combustión de carbón pulverizado

Combustión en Lecho Fluidizado (FBC)

La combustión en lecho fluidizado (CLF) es un método para quemar carbón en un lecho de partículas calientes suspendidas en una corriente de gas. A una proporción de flujo suficiente, el lecho actúa como un fluido y permite una mezcla rápida de las partículas. El carbón es adicionado al lecho y la mezcla continua estimula la combustión completa y una menor temperatura que en los sistemas de combustión con carbón pulverizado. Los lechos fluidizados tienen las ventajas de producir menos NOx en el gas de salida, debido a las menores temperaturas de combustión producen menos SOx cuando se adiciona continuamente caliza al carbón. Esta tecnología puede también usar un rango más amplio de combustibles que las tecnologías de combustibles pulverizados. Los lechos fluidizados de presión atmosférica están comercialmente disponibles en dos tipos: lecho burbujeante (conocido como combustión en lecho fluidizado atmosférico - AFBCs) y el lecho circulante (CFBCs). La eficiencia de la mayoría de los lechos fluidizados usados para la generación de electricidad es similar a la de las plantas convencionales de carbón pulverizado. Sin embargo, el uso de esta tecnología ha sido estimulado debido a su mejor desempeño ambiental.

Los lechos fluidizados presurizados, los cuales pueden alcanzar eficiencias del 45%, están en etapas avanzadas de demostración. Como en las plantas de combustibles pulverizados, la utilización de condiciones de vapor más altas podría aumentar aún más la eficiencia.

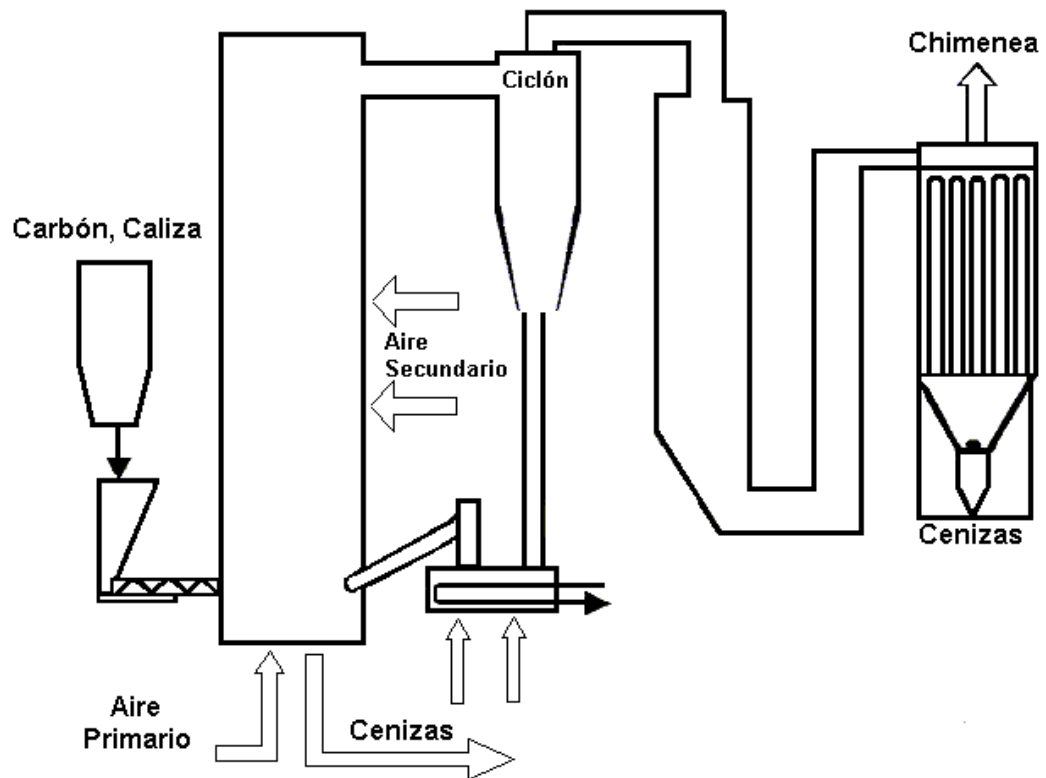


Figura 1.5.- Esquema de combustión en lecho fluidizado.

Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC)

Una alternativa a la combustión de carbón es la gasificación de carbón. Cuando el carbón entra en contacto con vapor y oxígeno, se producen reacciones termoquímicas que generan un gas combustible compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, el cual cuando es quemado puede ser usado para turbinas de gas. Los sistemas de generación de electricidad con ciclos combinados de gasificación integrada de carbón (IGCC) están actualmente en desarrollo y demostración. Estos sistemas permiten incrementar las eficiencias por el uso del calor residual del gas para producir vapor para mover una turbina de vapor adicional a la

turbina de gas. Los sistemas existentes en estado de demostración comercial buscan alcanzar eficiencias del 42% y se espera, cuando sean plenamente comerciales, que lleguen al 50%, con tecnologías y materiales actualmente en desarrollo. Los sistemas IGCC producen adicionalmente menos residuos sólidos y menos emisiones de SOx, NOx y CO2. Hasta el 99% del azufre presente en el carbón puede ser recuperado para venderse como azufre químicamente puro.

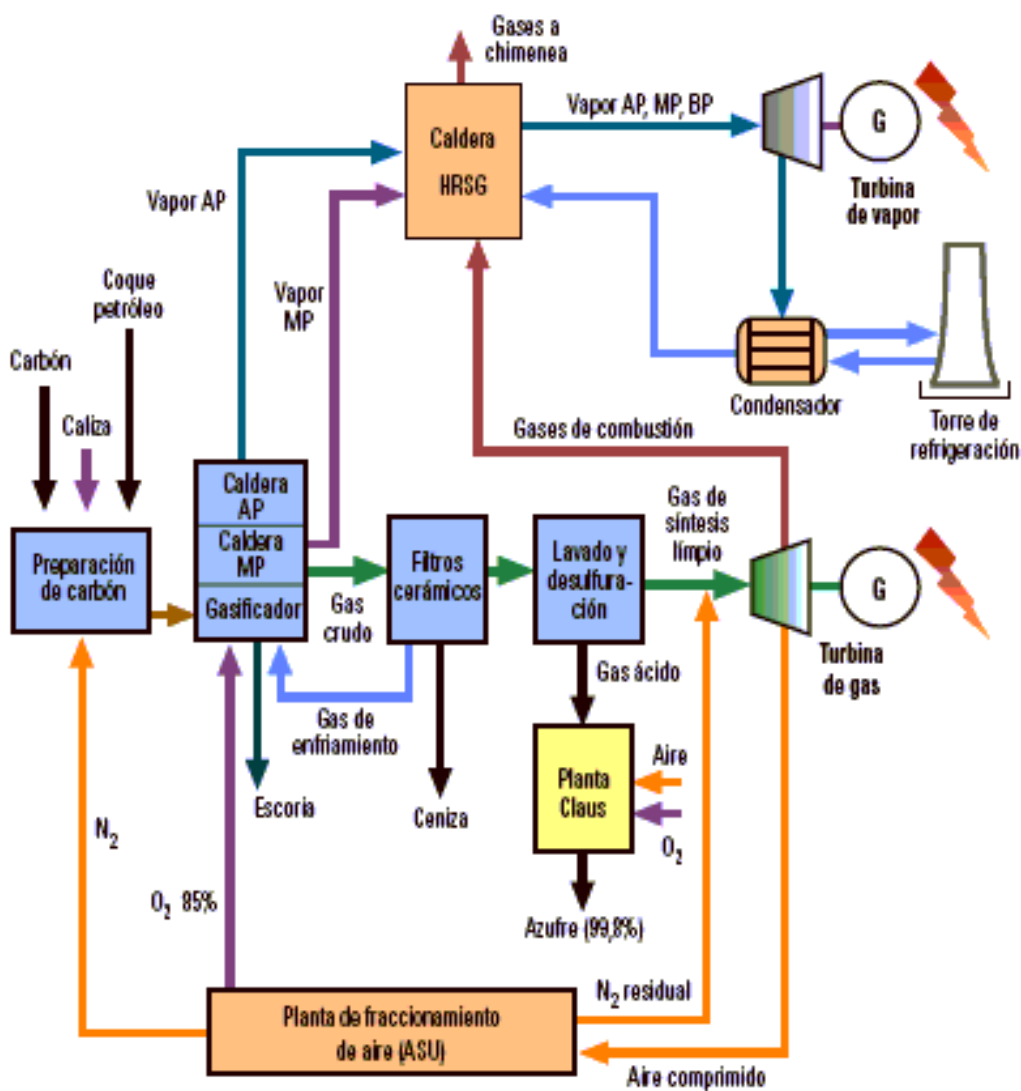


Diagrama de bloques del proceso de la Central GICC de ELCOGAS

Figura 1.6.- Esquema de ciclo combinado de gasificación integrada

Sistemas Híbridos

Los ciclos combinados híbridos están también en desarrollo, estos combinan las mejores características de las tecnologías de gasificación y combustión, usando carbón en un proceso de dos etapas. La primera etapa gasifica la mayoría del carbón y mueve una turbina de gas, la segunda etapa quema el carbón residual (carbonizado) para producir vapor. Con estos sistemas puede ser posible alcanzar eficiencias mayores al 50%.

Adicionalmente a estas tecnologías limpias de carbón, un desarrollo que puede ser aplicado a todos los sistemas de generación es la combustión simultánea con carbón de biomasa o residuos. Esto implica quemar o gasificar dichos materiales con carbón. Entre los beneficios se incluyen la reducción en emisiones de CO_2 , SO_x y NO_x , en relación con plantas que queman únicamente carbón y la recuperación de energía útil de biomasa y residuos con alta eficiencia, evitando construir plantas con este propósito.

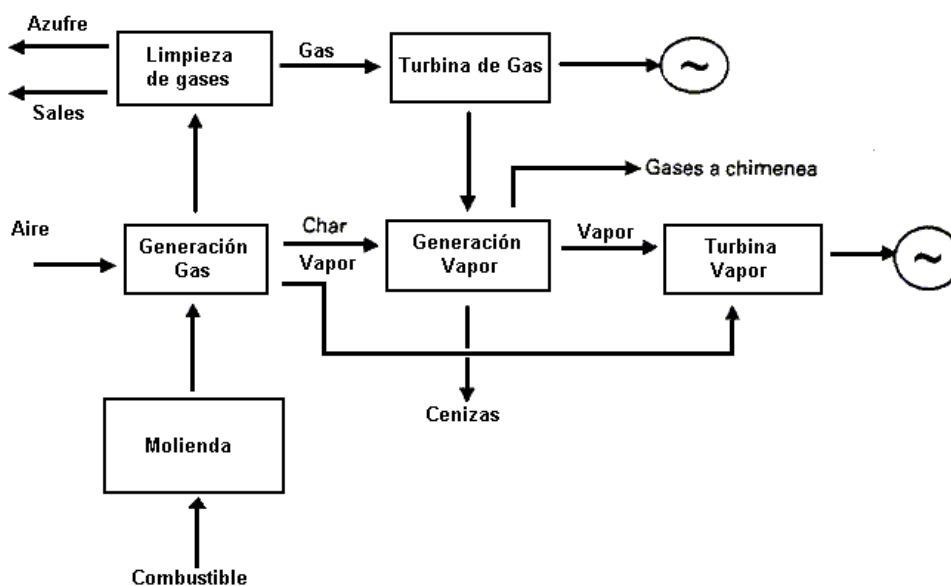


Figura 1.7.- Sistema Híbridos

1.1.7. Elección de la ubicación de la Planta

El 18 de abril de 1997 EnerSur inició una serie de conversaciones con las autoridades de ILO, respecto a la construcción de una central térmica.

Se realizaron modelos preliminares de dispersión atmosférica para evaluar el efecto de las emisiones en la calidad ambiental del aire de ILO y así mismo se evaluó la factibilidad de la construcción del muelle de 1240 metros en cuanto a la capacidad del calado de los barcos (19m de profundidad para barcos Panamax de 70,000T).

La ubicación para el proyecto se eligió tomando en cuenta los intereses de la comunidad, sensibilidad por el efecto en la calidad del aire y las restricciones de ingeniería para la construcción y ubicación del muelle.

UBICACION DE LAS CENTRALES TERMICA DE ENERSUR C.T. ILO1 - C.T. ILO21

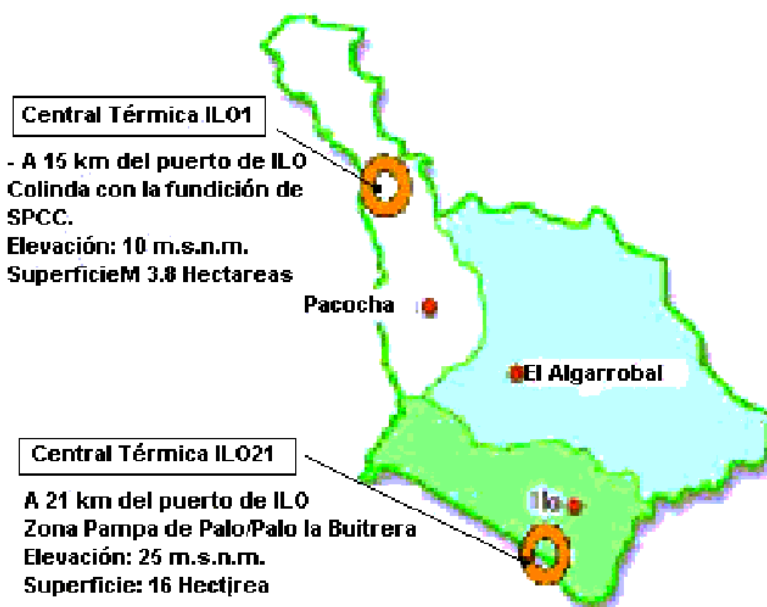


Figura 1.8.- Ubicación de la C.T. ILO21

1.2. El carbón

1.2.1. Que es el carbón

El carbón es una roca sedimentaria, combustible, de origen orgánico (compuesta principalmente de carbono, hidrógeno y oxígeno), formada a partir de vegetación, la cual ha sido consolidada entre otros estratos de rocas para formar capas de carbón, transformadas por los efectos combinados de acción microbiana, presión y calor, durante un considerable período de tiempo. El carbón es una roca sedimentaria combustible con más del 50% en peso y más del 70% en volumen de materia carbonosa, formada por compactación y maduración de restos vegetales superiores.

1.2.2. Importancia del carbón

Es el combustible fósil más abundante, seguro y de suministro garantizado en el mundo. Puede utilizarse en forma limpia y económicamente.

Abundante: Las reservas de carbón son extensas y están presentes en muchos países; en la actualidad el carbón se explota en más de 50 países.

Seguro: El carbón es estable y por tanto es el combustible fósil más seguro desde los puntos de vista de su transporte, almacenamiento y utilización.

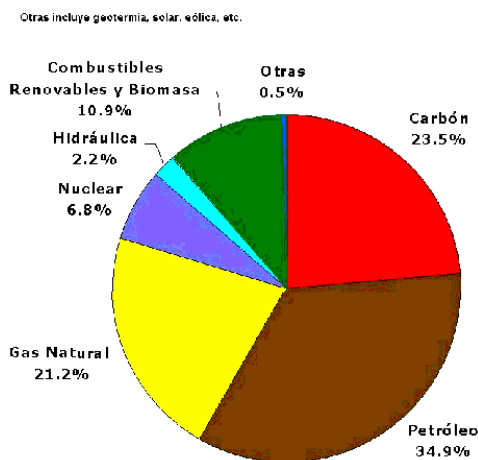
Suministro Garantizado: La abundancia de las reservas significa que a los usuarios de carbón se les puede garantizar la seguridad de los suministros del recurso y ello a su vez, a precios competitivos, asegura el suministro de la electricidad necesaria para los usos industriales y domésticos.

Limpio: Usando tecnologías disponibles, puede ahora quemarse el carbón limpiamente en todo el mundo.

Económico: A nivel mundial, el carbón es un combustible competitivo para la generación de electricidad. Es la principal fuente de energía para la generación eléctrica en el mundo entero.

El carbón ha sido usado como una fuente de energía por cientos de años; ha sido comercializado internacionalmente desde la época del Imperio Romano. El carbón no sólo suministró la energía que impulsó la Revolución Industrial del Siglo IXX, sino que también lanzó la era eléctrica en el presente siglo. El carbón provee actualmente cerca del 40% de la electricidad producida mundialmente, así muchos países son dependientes del carbón; en el año 2002: Polonia (95%), Sudáfrica (93%), Dinamarca (77%), Australia (83%), Grecia (69%), China (75%), Alemania (53%) y los EE UU (53%).

CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA MUNDIAL
(% por combustible 2002)
Fuentes comerciales y no comerciales



GENERACION DE ELECTRICIDAD MUNDIAL
(% por combustible 2002)

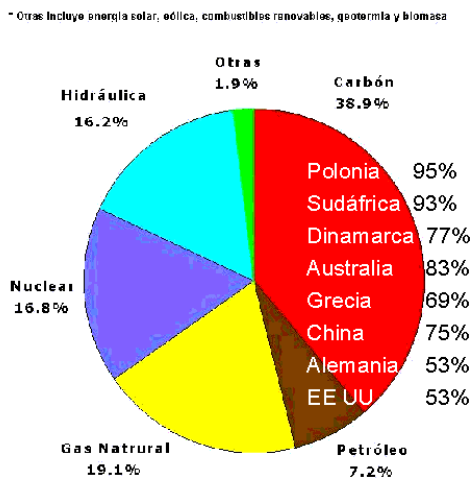


Figura 1.9.- Consumo de energía primaria en el mundo – año 2002.

Figura 1.10.- Generación de electricidad en el mundo - año 2002.

Fuente: <http://www.wci-coal.com>

1.2.3. Origen del carbón

El carbón proviene de restos alterados de vegetación prehistórica, que originalmente se acumuló como plantas en pantanos y turberas. La acumulación de limos y otros sedimentos, junto con movimientos en la corteza terrestre (movimientos tectónicos) enterraron estos pantanos y turberas, en algunos casos a una gran profundidad.



Figura 1.11.- Origen del carbón

A medida que iban quedando enterradas, las plantas fueron sometidas a elevadas temperaturas y presiones, que causaron cambios físicos y químicos en la vegetación, transformándolas en carbón. Inicialmente como turbay luego convertida en lignito ó carbón pardo, que son tipos de carbón con “madurez” orgánica baja. Luego de millones de años, la continuidad de los efectos de la temperatura y presión produjeron cambios adicionales en el lignito, incrementando progresivamente su madurez y transformándolo en carbones sub-bituminosos. A medida que este proceso continuó, ocurrieron cambios adicionales hasta que estos carbones se volvieron más duros y maduros, punto en el cual se les clasifica como bituminoso o carbones duros. Bajo las condiciones adecuadas, el incremento progresivo en la madurez orgánica continuó, para finalmente formar la antracita.

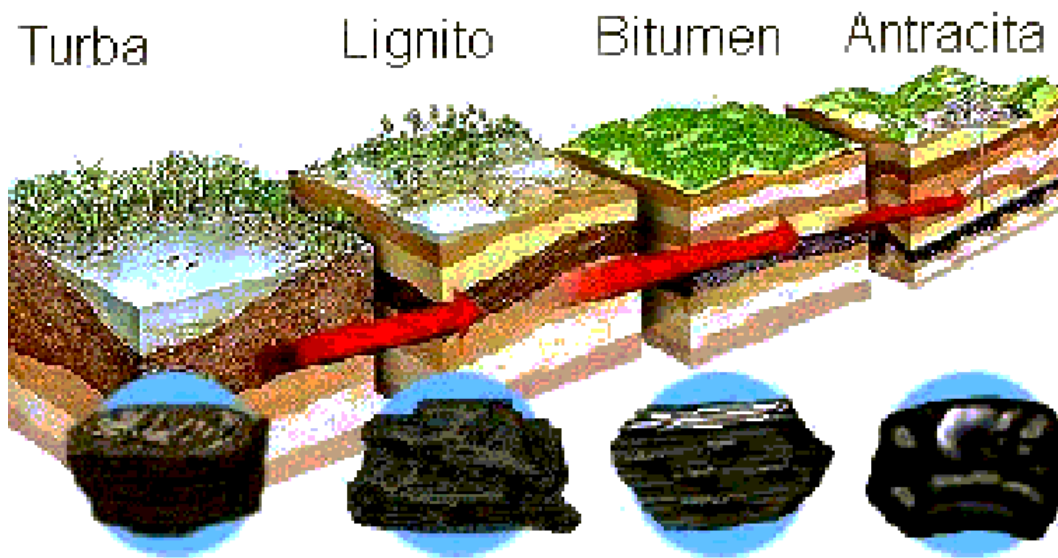


Figura 1.12.- Metamorfosis del carbón

El grado de “metamorfismo” o carbonización a la que fue sometido el carbón, desde su forma de turba a antracita, tiene una importante relación con sus propiedades físicas y químicas y es lo que se conoce como el “rango” del carbón. Los carbones de bajo rango, tales como el lignito y los sub-bituminosos, son típicamente más blandos, fácilmente desmenuzables, opacos y con apariencia de tierra; se caracterizan por tener altos niveles de humedad y bajo contenido de carbono, y por consiguiente, poca energía. Los carbones de alto rango son típicamente más duros y fuertes y en la mayoría de los casos, tienen un brillo metálico. El incremento en el rango está acompañado por un aumento en los contenidos de carbono y de energía del carbón, así como de una disminución en el nivel de humedad. La antracita está en el tope del rango y por tanto, tiene los más altos contenidos de carbono y energía y los menores niveles de humedad.

1.2.4. Clasificación y descripción del carbón

El carbón es el resultado de un proceso químico natural en el que la vegetación fue transformada en una de las muchas formas de carbón ahora conocidas y clasificadas en rangos que refieren el grado de transformación desde la forma de turba a lignito, hulla y antracita, es decir el grado de evolución o carbonización que haya sufrido, debidos a las condiciones de presión y temperatura a que hayan estado sometidos.

La ASME (American Society for Testing Materials D388-38 ha establecido las clasificación del carbón de acuerdo al “Fixed Carbon” (carbono fijo) y el poder calorífico, calculados en la condición de “mineral-matter-free”:

Tabla 1.4.- Clasificación del carbón por rango según ASTM

Clasificación de Carbones por Rango (ASTM)				
		FC= Fixed Carbon MMFB = Mineral Matter Free Basis		VM = Volatic Material
Clase	Group	Limits of		Phisycal Properties
		Dry FC orBtu MMFB	Dry VM	
I- Anthracitic	1 ,2,3	Dry FC= 86-98	Dry VM= 2-14	Nonagglomerantings
II- Bituminous	Low Volatil	Dry FC=78-86	Dry VM= 14-22	Either agglomerating or nonweathering
	Medium Volatil	Dry FC=78-69	Dry VM= 22-31	
	High Volatil A	Dry FC= 69-31	Dry VM >31	
	High Volatil B	Moinst Btu= 13000-14000	Moinst Kcal= 7207-7762	
III-Sub bituminous	High Volatil C	Moinst Btu= 11000-13000	Moinst Kcal= 6098-7207	Both weathering and nonagglomerating
	SubBitumin A	Moinst Btu= 11000-13000	Moinst Kcal= 6098-7207	
	SubBitumin B	Moinst Btu= 9500-11000	Moinst Kcal= 5267-6096	
IV-Lignitic	SubBitumin C	Moinst Btu= 8300-9500	Moinst Kcal= 4601-5267	Consolidated
	Lignite	Moinst Btu < 8300-9500		
	Brown Coal	Moinst Btu < 8300-9500		Uncosolidated

En este esquema, los carbones de rango alto son clasificados de acuerdo a contenido de carbono fijo en base seca; y los carbones de bajo rango de acuerdo a los BTU en base húmeda. Usándose los índices de aglomeración (agglomerating) y desintegración y/o descomposición por acción de agentes atmosféricos (weathering), para diferenciar grupos adyacentes.

De acuerdo a la clasificación de ASTM se tiene las siguientes clases:

Lignito.- Es de color marrón o amarillento de una textura laminar como la madera y tiene un contenido de humedad que sin embargo la pierde rápidamente y tiende a desintegrarse cuando es expuesto al aire. Se quema con una flama larga humeante pero de poco calor. Aún cuando parezca bastante seco, su contenido de humedad puede ser tan alto como 30%. Por lo tanto siendo su contenido de humedad y bajo poder calórico, no es un combustible económico para transportarlo a larga distancia.

Carbones Bituminosos.- Los carbones de grado “low Volatile”, también llamados semibituminosos, son de color negro grisáceo y de estructura granular no homogénea. Sus granos se rompen con facilidad. Se quema con una flama corta y clara y es usualmente considerada sin humo. Los carbones bituminosos de grado “medium Volatile”, tiene una estructura granular, son blandos, y se desintegran, fácilmente. Algunos tiene una estructura homogénea y otros son de una estructura laminar. Tienden a humear cuando no se les quema apropiadamente. Los carbones bituminosos de grado “High Volatile A” son muchos más homogéneos en estructura, sin indicaciones de granos, pero algunos presentan distintas capas o planos. Son duros y resisten el manipuleo con poco rompimiento, los contenidos de humedad, cenizas y azufre son bajos y su poder calórico alto. Los carbones bituminosos de grado “High Volatile B” son de estructura laminar no uniforme. Son duros y resisten el manipuleo, su rotura ocurre en ángulos rectos y paralelos a sus capas, de tal modo que los trozos tienen forma

cúbicas. Los carbones bituminosos de grado “High Volatile C” tienen distintas estructuras laminares, son duros y resisten bien el manipuleo. Generalmente tienen alto contenido de humedad, cenizas y azufre.

Carbones SubBituminosos.- Son de color negro o negro parduzco, la mayoría de ellos son de una estructura homogénea de superficies suaves sin indicaciones de láminas o capas. Tienen alto contenido de humedad aunque aparentan estar secos. Cuando son expuestos al aire, se desintegran y rompen con un sonido audible. Cuando son quemados arden en piezas individuales sin fusionarse o después de una fusión se rompen rápidamente en fragmentos teniéndose una combustión uniforme.

Carbones Atracíticos.- Son carbones densos, de color negro brillante y de una estructura homogénea no laminar. Son duros y pueden ser manipulados sin mayor desintegración. Se queman con llama corta, clara y azulada. Son empleadas mayormente en estufas del hogar y en productores de gas.

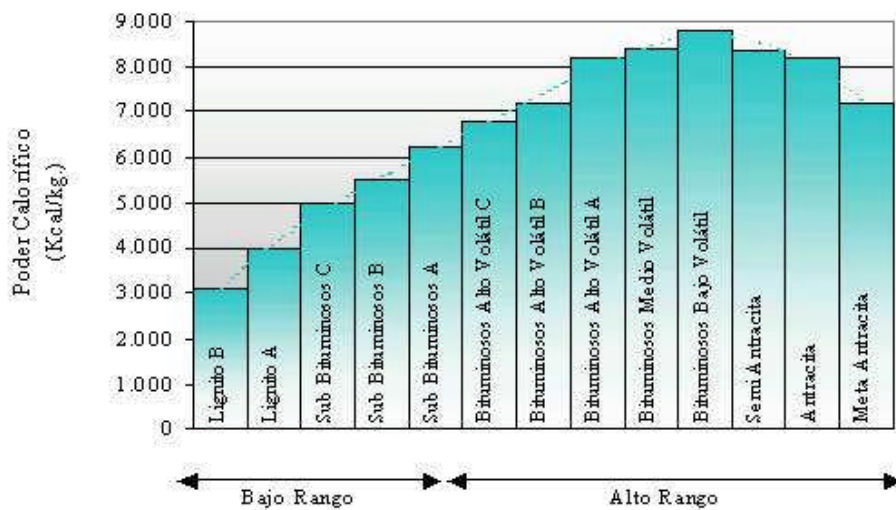


Figura 1.13.- Clasificación del carbón por poder calorífico.

1.2.5. Análisis del carbón

Existen dos métodos de análisis de uso general para dar una verdadera descripción de cualquier muestra de carbón: El análisis “proximate” y el análisis “Ultimate”, ambos presentados en porcentaje por peso.

Análisis Proximate

Informa sobre el comportamiento del carbón cuando es calentado; esto es, cuanto del carbón se transforma en material volátil, y cuanto de carbón permanece como carbono fijo. Asimismo informa sobre el contenido de humedad, cenizas y el poder calorífico. Otras pruebas para determinar la dureza o facilidad de molienda y la temperatura de fusión complementar la información.

Este análisis es fácil de realizar y suministra información que ayuda a la selección del carbón de uso industrial y en base a la materia volátil ayuda a establecer el volumen del hogar y el arreglo de las superficies de calentamiento.

El contenido en humedad: varía ampliamente y está sujeta a circunstancias fortuitas, esta tiene dos formas, la humedad inherente que forma parte de la composición del carbón: y la humedad superficial, la cual depende de la preparación y almacenamiento. En ambos casos la presencia de humedad incrementa el costo y la dificultad de manipuleo y pulverización, finalmente reduce la efectividad de liberación de calor en el hogar.

Se determina por la pérdida de peso relativa de la muestra calentada a 107° C durante una hora en una atmósfera inerte.

Materia Volátil.- Es la porción que es liberada cuando el carbón es sujeto a una temperatura estándar de prueba. Consiste de hidrocarburos y otros gases resultantes de la destilación y descomposición, incluye al metano y otros hidrocarburos, hidrógeno, monóxido de Carbono y otros gases no combustibles tales como el dióxido de carbono y nitrógeno.

Viene dada por la pérdida de peso de una muestra seca por calentamiento a temperaturas entre 875 y 1050 °C fuera del contacto con el aire.

Carbono Fijo (fixed carbon): Es el residuo del combustible dejado después de liberar la materia volátil. No todo es carbono, y su forma y tamaño son unas indicaciones del combustible y por lo tanto sirven como guía en la selección de los equipos de combustión. En general. El carbono fijo representa la porción del combustible que debe ser quemado en estado sólido o como partículas en el combustible pulverizado. El método estándar para determinar el carbono fijo consiste en restar de 100 la suma de los porcentajes de humedad, materia volátil y cenizas que da el análisis inmediato.

El contenido en cenizas: Es el residuo no combustible después de una combustión completa del carbón. Esta es una impureza, que como la humedad, incrementa los costos de embarque y manipuleo. La remoción de las cenizas y la disposición final de la misma requieren más equipo y gasto.

Es el principal culpable de su acumulación en el hogar y los tubos de un caldero, la cual puede ser medida en función de las temperaturas de fusión de las cenizas. En todos los tipos de hogar, partículas de cenizas fundidas son llevadas y depositadas en las superficies del sobrecalentador, estos depósitos impiden el flujo de los gases por lo que deben ser removidos en cuanto se formen, de otro modo estos se acumularán y si no pueden ser removidos en operación, el caldero debe ser parado para limpieza.

La cantidad de cenizas tiene un efecto decidido en el diseño del hogar, para carbones de bajo grado y alto contenido de cenizas, el hogar debe ser más grande que para uno de alto grado y bajo contenido de cenizas. Así por ejemplo, con un carbón de alto grado con un contenido de 5% de cenizas y 14000 BTU, 5 lb de cenizas son puestas en el hogar por cada millón de BTU, en cambio con un carbón de bajo grado con 16% de cenizas y 10000 BTU, la cantidad de cenizas puesta en el hogar por millón de BTU sería de 16 lb, esto es más de tres veces que con un carbón de alto grado.

Se determina por combustión en aire; el residuo, expresado como porcentaje respecto del peso original de la muestra. Sería un fiel reflejo del contenido en materia mineral de un carbón, de no ser por el hecho de que en la fracción inorgánica de éste pueden existir carbonatos y sulfuros que se descomponen a esas temperaturas.

Azufre: El azufre es determinado de forma separada, y la cantidad es útil para juzgar el carácter corrosivo y la contaminación posibles de los

productos de combustión. La combustión del azufre forma óxidos, los cuales si combinan con el agua para formar ácidos que se precipitan cuando los gases de escape son enfriados bajo su temperatura de rocío. El uso de carbón con bajo contenido de azufre es la respuesta a las regulaciones de contaminación del aire.

El poder calorífico: Se expresa en BTU/lb en base: as-received (como recibido), moisture (humedad), dry (base seca) y ash-free (libre de ceniza).

Para los carbones antracíticos y bituminosos el poder calorífico total (gross) del carbón puede ser calculado en forma aproximada por la fórmula de Dulong, como sigue:

$$\text{P.C. BTU/lb} = 14500 C + 61500 (H-O/8) + 4500 S$$

$$\text{P.C. cal/kg} = 8080 C + 34460 (H-O/8) + 2205 S$$

En donde C, H, O y S son porcentajes en peso del análisis químico. Los valores calculados con esta fórmula para las antracitas y los carbones bituminosos están dentro del 1.5% de los determinados por la bomba calorimétrica. Para los carbones subbituminosos y lignitos los cálculos muestran desviaciones que alcanzan el 4% a 5%.

Hardgrove Index. - Determina la facilidad del carbón a ser pulverizado, y es reportado por un índice de una prueba ASTM que lo relaciona con la dureza de un carbón arbitrario tomado como estándar el cual tiene un índice de 100,

un carbón es más duro de pulverizar si su índice es menor de 100 y más fácil si es mayor de 100.

Análisis Ultimate

Muestra la composición química exacta del combustible, sin considerar la forma física en la cual los diferentes elementos aparecen. Estos elementos incluyen carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y azufre.

Este análisis es utilizado para el cálculo de los requerimientos de aire, peso de los productos de la combustión y las pérdidas del calor en las pruebas de los calderos. Los requerimientos de aire y el peso de los productos de la combustión son usados para determinar el tamaño del ventilador.

Los siguientes son los ítems de este tipo de análisis:

Carbono total "C".- Incluye tanto el carbono fijo como el presente en la materia volátil y será más grande que el carbono fijo cuanta más materia volátil contenga el carbón. Todo este carbono aparece en los productos de la combustión como CO₂ cuando el combustible es totalmente quemado.

Hidrógeno "H".- Todo el hidrógeno en el combustible es convertido en agua juntos con la humedad en el combustible, aparecen como vapores de agua en los gases de escape.

Nitrógeno "N".- En la mayoría de los combustibles sólidos es bajo y no es importante en vista que no es combustible.

Oxígeno "O".- El contenido de Oxígeno de un combustible es una guía para indicar el rango del combustible. La cantidad de oxígeno es alto en los combustibles de bajo rango como el lignito. El Oxígeno en los combustibles está en combinación con el carbono o Hidrógeno y por lo tanto representa una reducción en el potencial de calor de un combustible. Los combustibles con un alto contenido de carbón tiene un poder calorífico bajo.

Bases de los análisis

Los análisis del carbón pueden ser dados en varias formas y es usual seleccionar las bases que se ajusten a la aplicación. Así, para el propósito de clasificación la base "dry" y "Mineral Matter free" son las generalmente usadas, en los cálculos de combustión la base "as received" es lo aplicado.

As Received.- El análisis en esta base representa la proporción actual de los constituyentes de la muestra tal como se reciben en el laboratorio.

Dry.- Como la humedad de una misma muestra varía con las condiciones de manipulación y exposición, almacenamiento y condiciones ambientales, los datos de performance del carbón se dan en base de seca ("dry").

Dry Mineral-matter-free.- Las cenizas corresponden a la materia mineral en el carbón por tanto puede haber errores significantes cuando se trate de clasificar los carbones de acuerdo al rango.

1.3. El carbón en el Perú

Fuente: El carbón en el Perú INGEMENT www.ingement.com.pe

Los recursos de carbón en el Perú según el INGEMENT se estiman en 1.054 Mt, distribuidos de la siguiente forma:

Tabla 1.5.- Recurso de carbón en el Perú.

Rango	Recurso Mt	%
Antracítico/meta-antracítico	553,5	52,5%
Semi-antracíticos	115,2	10,9 %
Bituminosos	93,5	8,9 %
Sub-bituminosos	90.8	8.7 %
Lignitos	201	19,1 %
Total	1054	100%

Como se observa el 52.5% corresponde al carbón de rango antracítico.

De estos recursos se estiman como reservas probadas totales de carbón sólo el 2.2% es decir 49,02 Mt, estas reservas se distribuye de acuerdo a la eras (antigüedad del mineral) y cuencas en donde se ubican los yacimientos.

Tabla 1.6.- Reservas probadas de carbón en el Perú

ERAS	Cuencas	Reservas Probadas (t)	RECURSOS (t)	%
Paleozoico	Paracas		2,950,000	0.3
Mesozoico	Yura		2,892,000	78.3
	Oyón	18,000,000	172,050,000	
	Santa	575,940	214,749,940	
	Chicama	26,976,741	312,174,364	
	Goyllarisquizga	1,542,500	7,970,000	
	Jatunhuasi	1,905,295	60,457,255	
	Cajamarca	20,000	54,870,000	
Cenozoico	Chiclayo		400,000	21.4
	Yanacancha		25,000,000	
	Tumbes		101,000,000	
	Loreto		100,000,000	
Sub Total		49,020,476	1,054,513,559	

En los casos donde las reservas probadas y probables no están diferenciadas, se consideran 50% como reservas probadas 50% como probables que pasan a formar parte de los recursos (reservas geológicas).

Las reservas probadas de carbón mineral reportado por el Ministerio de Energía y Minas a fines del 2001 fueron $58,7 \times 10^6$.

1.3.1. Estadísticas del carbón en el Perú.

Fuente: Oficina Técnica de Evaluación de Recursos Energéticos - MEM

www.minem.gob.pe/publica/oterg/energiaintegral/consolidadofinal_pre.pdf

Plan Referencial de energía al 2015 y Balance Nacional de Energía 2002

www.minem.gob.pe/wmem/publica/oterg/balance2002/Balance2002.pdf

Las reservas probadas de carbón mineral reportado por el Ministerio de Energía y Minas a fines del 2001 fueron $58,7 \times 10^6$ t. El 97% corresponde a carbón del tipo antracita y el resto a carbón bituminoso. Por regiones, La Libertad 87%, Ancash 9%, Lima 3% y otros el 1%.

Energéticamente las reservas de carbón mineral son 1718670 TJ que equivalen al 7.6% de las reservas totales del Perú y al 90% de las reservas de Petróleo; el 20% Gas Natural y el 55% Líquidos del Gas Natural.

Tabla 1.7.- Participación energética de las reservas del carbón en el Perú

FUENTE RESERVAS (TJ)	PROBADAS	(%)
Gas Natural (*)	8 541 765	38,0
Líquidos del Gas Natural (*)	3 068 824	13,6
Hydroenergía	5 965 666	26,5
Carbón Mineral (*)	1 718 670	7,6
Petróleo (*)	2 313 712	10,3
Uranio	878 639	3,9
TOTAL	22 487 275	100,0

(*) A diciembre de 2001 Fuente MEM-OTERG y Elaboración propia.

Principales yacimientos carboníferos del Perú

El Perú presenta un interesante potencial de reservas probadas de carbón mineral en las Cuencas de Alto Chicama, Santa, Oyón y Jatunhasi.

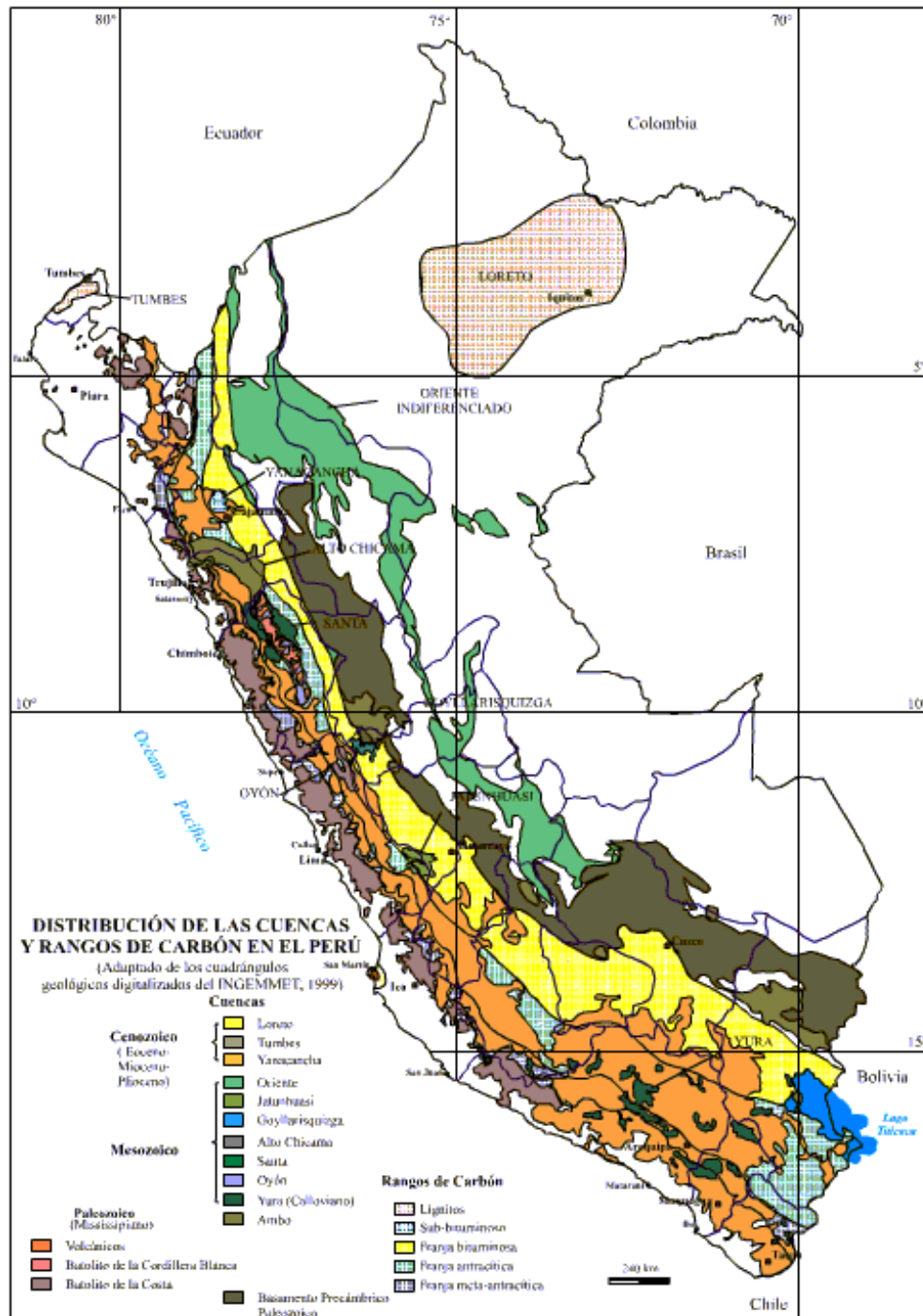


Figura 1.14.- Principales yacimientos carboníferos del Perú.

Tabla 1.8.- Principales yacimientos carboníferos del Perú.

Región	Rango	RESERVAS en 10 ⁶ toneladas		
		Probadas	Probables	Posibles
Tumbes	Lignita			100
Tuco y Pinipata	Bituminoso			25
Alto Chicama	Antracita	31.9	82	560
Santa	Antracita	23.5	72	516
Oyón	Antracita/Bituminoso	3.3	24	298
Goyllarisquizca	Sub Bituminoso		2	6
Jatunhuasi	Subbituminoso		14	60
Otros	Antracita			101
	TOTAL	58,7	194	1,666

Fuente: MEM - Dirección General de Minería – Elaboración Propia

Propiedades del Carbón Peruano

Fuente: Ing. Rodolfo Zamalloa (“Empresa Cahua”)

Tabla 1.9.- Propiedades del Carbón Peruano

Características	Und	Alto Chicama	Santa	Oyon
Humedad	%	4-10	2-4.5	2.5
Ceniza	%	9-15	5-16	16-22
Volátiles	%	5-10	5-11	14-28
Poder Calorífico	Kcal/kg	6000-7500	6500-7300	6000-7000
Peso Específico	Kg/dm ³	1.58	1.50	1.50
Azufre	%	0.61-2.5	0.64	1.0-1.4

Tabla 1.10.- Costos de extracción del Carbón Peruano

Materiales	1.18
Energía Eléctrica	1.65
Salario	4.79
Amortizaciones	4.57
Otros Gastos	1.00
Intereses sobre el capital	5.08
Total US\$/t	19.25

Producción.

Fuente: Dirección General de Minería del Ministerio de Energía y Minas.

La producción nacional de carbón mineral registrada ha descendido fuertemente a finales de los 80' e inicios de la década de los 90', para luego mantenerse a un ritmo bajo y estable en los últimos años.

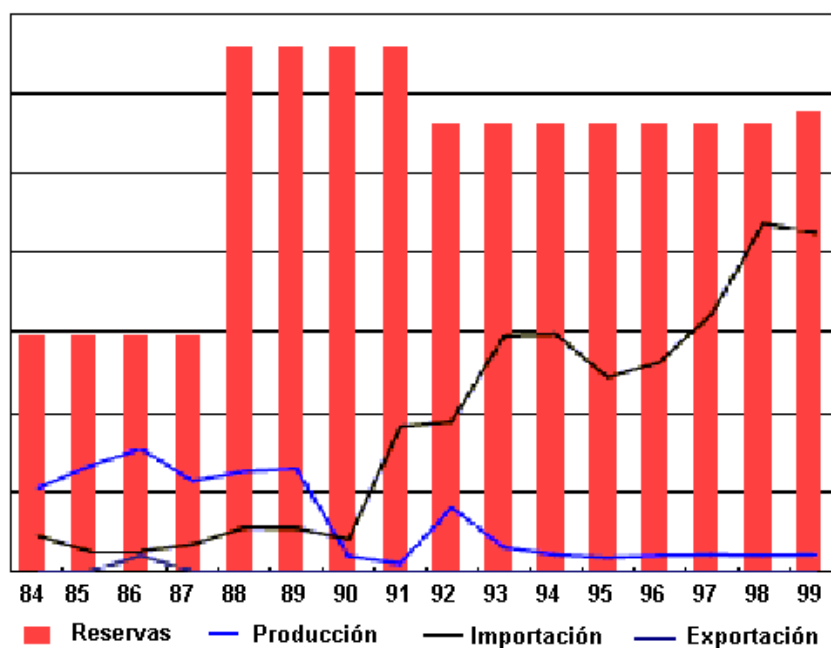


Figura 1.15.- Estadística del carbón mineral del Perú.

Tabla 1.11.- Producción de carbón mineral en el Perú (10^3 kg)

Empresa	Ubicación	2000	2001	2002
Cementos Pacasmayo	La Libertad	14490	17365	8220
Cementos Pacasmayo	La Libertad		0	7155
Cementos Pacasmayo	La Libertad		138	3201
Agregados Calcáreos	Ancash	328		
Minera Gazuna S.A.	Lima	1606	144	2408
Delgado de La Torre Beatriz	Lima	14	0	492
Delgado de La Torre Ugarte Luis	Lima	177	1209	608
Delgado Ruiz Cornejo Efraín	Lima	11		
TOTAL		16626	18856	22084

Fuente: OTERG – MEM y Elaboración Propia

En los últimos años la producción de carbón nacional registrada por la DGM ha mostrado una tendencia errática; sin embargo, es necesario aclarar que estas cifras no reflejan el comportamiento real de la producción nacional, explicado en parte por la informalidad en la cual operan muchas empresas mineras, que no es detectada por las cifras oficiales de la DGM, por lo cual se estima que los valores de producción reales podrían ser mayores a los oficialmente registrados.

La producción de carbón mineral ha representado menos del 2.6% de la Oferta Interna Bruta de este energético importándose el resto. Las razones para que los niveles de producción sean tan bajos están vinculados a varios

factores entre los que destacan: calidad inadecuada del carbón antracítico, en gran medida por falta de tratamiento adecuado, deficiencias en el transporte; falta de demanda; diferencias en la calidad y modalidad de uso con los hidrocarburos.

Importación.

El Perú es un importador neto de carbón mineral, sus principales países proveedores son Colombia y Venezuela y las importadoras más importantes son Lar Carbón S.A. y EnerSur. En el 2002, se ha importado $811\,615 \times 10^3$ kg, 74% más con respecto al 2001. Este incremento, se debió como consecuencia directa de un crecimiento en sus actividades productivas y el encarecimiento de los Petróleos Industriales que incrementaron sus precios en un 15% entre los años 2001 y 2002.

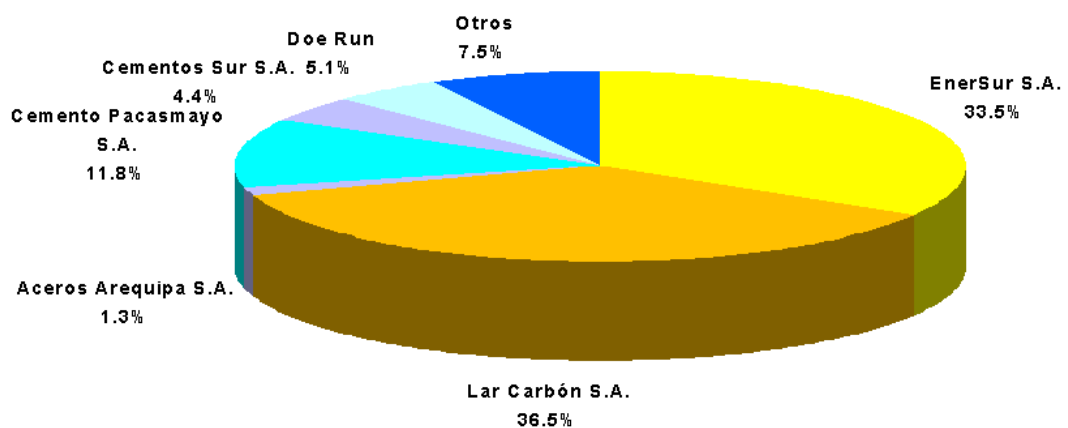


Figura 1.16.- Estructura del carbón importado en el Perú año 2002.

Tabla 1.12.- Importación de carbón mineral en el Perú (10³ kg)

Empresa	Procedencia	2000	2001	2002
Lar Carbón S.A.	Venezuela / Colombia	235 309	156 197	269 851
Enersur S. A.	Colom / Indon / Venez	218 919	123 757	312 790
Corp. Aceros Arequipa	Colombia	93 605	27 159	10 047
Cementos Pacasmayo	Colombia / Venezuela	36 359	43 008	87 082
Cemento Sur S.A.	Colombia / Venezuela	28 019	32 151	39 313
Doe Run Perú S.R.L.	Colom / EE.UU. / Austr	10 350	43 249	37 306
Southern Perú Copper	EE.UU	200	0	23
Otros	Brasil/Cánadá/Panamá	1 946	41 567	55 204
TOTAL		624 708	467 088	811 615

Fuente: OTERG – MEM y Elaboración Propia

En el 2002, el carbón importado procedió de Colombia (79,5%), Venezuela (12,9%), Indonesia (7,5%) y el resto de Estados Unidos y Brasil.

Casi el 100% de carbón importado es del tipo bituminoso y ha sido comprado a un precio CIF promedio de 44,4 US\$/t en el 2002 y 47 US\$/t en el 2000.

Exportación.

Históricamente en la década del 50 tuvo su mayor auge llegándose a explotar a mayor escala para su exportación a Francia y Argentina. En las últimas tres décadas el Perú registra su única exportación de carbón mineral en 1986.

A mediados de la década del ochenta e inicios de los noventa, el estado peruano puso en marcha del proyecto de promoción denominado Procarbón, para incentivar el uso del carbón mineral en Perú. La finalidad era dinamizar el mercado del carbón independientemente de que su origen fuera nacional o importado. La idea era sustituir a los derivados de Petróleo en el sector industrial y minero por carbón pulverizado y el uso de kerosene por Briquetas de carbón en el sector residencial y comercial.

Demanda.

La demanda total de carbón mineral (incluyendo consumos intermedios y finales) obtuvo un importante crecimiento del 54,6% respecto al año anterior. En el 2002, la demanda total de carbón alcanzó las $894\,950 \times 10^3$ kg, de las cuales el 34,4% fueron consumidos por la Central Térmica de Ilo (EnerSur) y el 65,6% restante por los sectores de consumo final..

Consumo.

Consumo en el Sector Final

El consumo final de carbón mineral en el 2002 ascendió a $587\,290 \times 10^3$ kg.

- El sector residencial y comercial presentó un consumo marginal de carbón mineral en el sector comercial, a través de las briquetas de carbón usadas para la cocción de alimentos, calefacción de agua y también de ambientes en comedores, panaderías y otros pequeños comercios.

- El sector minero metalúrgico participó del 13,8% sobre el consumo final total de carbón en peso. La empresa de mayor consumo fue Doe Run Perú.
- El sector industrial participó con el 85,1% del consumo final total de carbón en peso. Cementos Lima es la principal empresa consumidora de carbón en el Perú. Referente al acceso a la información en el sector ladrillero existen limitaciones, debido a que muchas empresas trabajan en completa informalidad y comercializan carbón de la misma manera.
- El sector pesquero participa con el 1,1% del consumo total de carbón en la industria. El carbón en este sector es destinado en su totalidad a plantas conserveras y harineras de pescado.
- El sector agropecuario y agroindustrial representa menos del 0,04% del consumo total industrial de carbón. Las briquetas de carbón son utilizadas en sistemas de calefacción, hornos, estufas y secadores.

Consumo del Carbón en Generación de Energía Eléctrica

El consumo de carbón mineral en el 2002 ascendió a 307 660 t en la generación de energía eléctrica.

Este consumo se inicio en junio del año 2000 con la central térmica a vapor ILO21 de EnerSur, que es la única que utiliza esta fuente de energía. La energía producida en el año 2002 fue 845,9 GWh (0.363 t/MWh), representa el 21,5% de generación por centrales térmicas y el 3,8% del total nacional, la producción fue superior en 152% con respecto al año anterior debido al mayor despacho de la central con respecto al año anterior que fue puesta

fuera de servicio en junio del 2001 por los daños ocasionados en el terremoto que afecto la zona sur del país.

Tabla 1.13.- Resumen del carbón Mineral en el Perú – Año 2002

Recurso Geológico	1 666 000 000 t
Reserva Probada	58 700 000 t
Producción Nacional	22 084 t
Importación	811 615 t
Oferta (incluye Δ inventarios)	910 700 t
Demanda Total	894 950 t
Generación Energía Eléctrica	307 660 t
Sectores de Consumo Final	587 290 t

Balance del Carbón en el Perú

Tabla 1.14.- Balance del carbón Mineral en el Perú – Año 2002.

BALANCE DE CARBÓN: 2002	CARBÓN MINERAL			
	ANTR	BITUM	IMP	Total
	(10 ⁶ kg)	(10 ⁶ kg)	(10 ⁶ kg)	(10 ⁶ kg)
1. PRODUCCIÓN	22			22
2. IMPORTACIÓN			812	812
3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS	1		76	77
4. OFERTA TOTAL	23		888	911
5. EXPORTACIÓN				
7. OFERTA INTERNA BRUTA	23		888	911
8. TOTAL TRANSFORMACIÓN			-351	-351
8.1 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS			-44	-44

BALANCE DE CARBÓN: 2002	CARBON MINERAL			
	ANTR	BITUM	IMP	Total
	(10 ⁶ kg)	(10 ⁶ kg)	(10 ⁶ kg)	(10 ⁶ kg)
8.2 CENTRALES ELÉC.			-308	-308
11. AJUSTES		29		29
12. SECTOR CONSUMO FINAL TOTAL	23	29	536	588
12.2 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	23	29	536	588
12.2.3 AGROPEC. Y AGROIND.				
12.2.4 PESQUERÍA		7		13
12.2.5 MINERO METALÚRGICO	2	15	64	155
12.2.6 INDUSTRIAL	20	7	472	360

Fuente: OTERG – MEM y Elaboración Propia

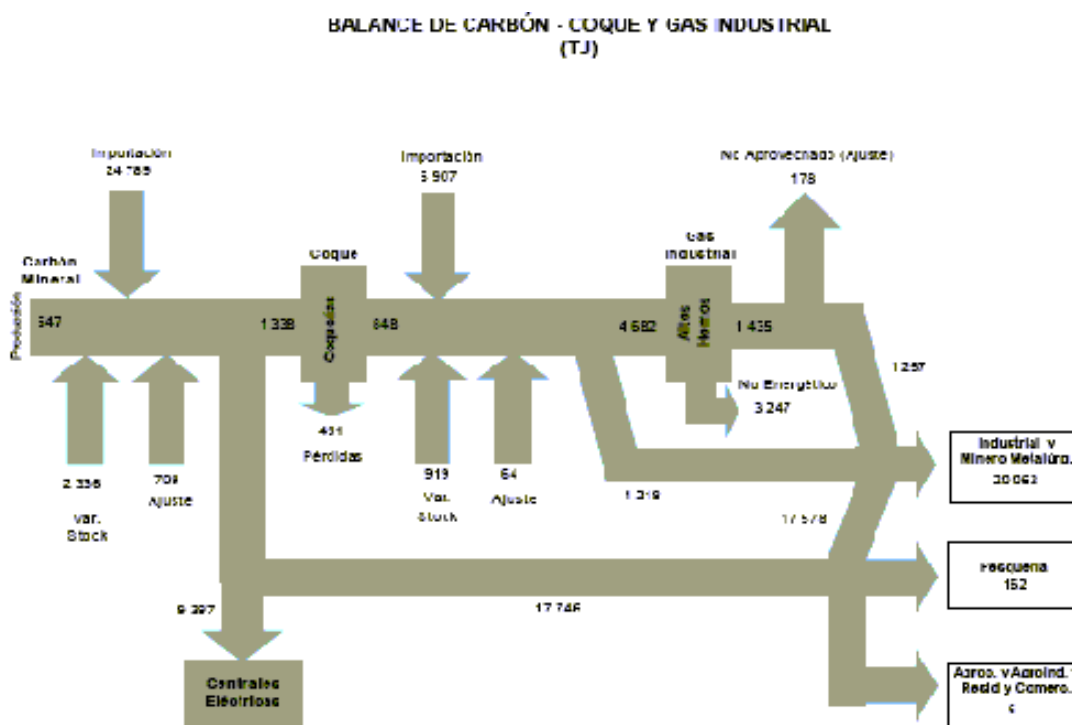


Figura 1.16.- Balance del carbón Mineral en el Perú – Año 2002.

1.3.2. Impuestos al carbón.

Entre las medidas concretas efectuadas a favor del carbón mineral, a inicios de los noventa fue liberado del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC), medida que se dejó sin efecto en 1998 en donde se dispuso la modificación al Apéndice III del Decreto Legislativo N° 821 referente a la tributación de carbón mineral, por lo cual se restituye con 11 Nuevos Soles por tonelada el ISC que se hacen efectivos desde el 2000-01-01 hasta el 2005-12-31.

1.3.3. Comentarios del carbón peruano.

Históricamente en la década de los 50 tuvo su mayor auge llegándose a explotar a mayor escala para su exportación a Francia y Argentina. En los últimos 30 años, sólo se exportó en 1986.

El uso restringido del carbón en el Perú es la secuela de una prolongada época de precios bajos y frecuentemente subvencionados de petróleo y sus derivados, durante la cual se perdió la costumbre ya establecida a principios del siglo XX de utilizar dicho combustible sólido. Los precios de carbón en esta época no han sido competitivos con los de petróleo y sus derivados en las zonas alejadas de los yacimientos carboníferos. El impacto del encarecimiento del petróleo y sus derivados a causa de la crisis energética de la década 70, quedo atenuado en el Perú debido a la política de subsidios gubernamentales, y se hizo sentir recién en los últimos años. Por esto en la industria Peruana se utilizan los combustibles líquidos.

Actualmente la minería de carbón en el Perú, es artesanal y de pequeña escala. Las antracitas son utilizadas como fuente de energía para pequeñas industrias.

Si bien los recursos carboníferos de Perú son abundantes y están difundidos en buena parte del País la falta de suficientes trabajos de prospección no permiten afirmar la inexistencia de carbones coquizables.

Las grandes industrias del Perú, se localizan en la costa y los yacimientos de carbón en la cordillera, siendo el costo del transporte muy alto.

Para la explotación del carbón, en el Perú, se requiere aplicar una metodología según las estructuras de las capas por tratarse de capas disturbadas, sub verticales, con grosores de 0,5 a 2 m.

El carbón antracítico peruano no es de mala calidad, pero no se lo somete a un adecuado proceso de selección de tamaño y lavado; lo cual incide en las dificultades que presenta su ignición al momento de quemarlo.

El principal obstáculo para el empleo del carbón nacional es el temor de sus potenciales usuarios, al que dicho suministro será inseguro y su calidad deficiente y heterogénea. En realidad la oferta del carbón nacional no es suficientemente elástica para cubrir las necesidades de combustible de una industria medianamente grande. Esto lo pudo comprobar la Empresa Siderurgica del Perú, o SIDERPERU cuando quiso operar en los años ochenta su planta experimental de reducción directa de un mineral de hierro

en Chimbote con la antracita nacional. A pesar que dicha planta consumía solamente 72,000 TM de antracita con menos del 15% de cenizas, los proveedores no eran capaces de suministrar esta cantidad y calidad, y SIDERPERU tuvo que operarla con los finos del coque metalúrgico importado. Por el contrario la ladrillera Huachipa con un consumo de 14,400 toneladas de carbón por año y con requerimientos de calidad menos severos no tuvo problemas con el abastecimiento. Es de esperar que problemas similares a SIDERPERU los tenga cualquier industria mediana o grande que cambie sus instalaciones para usar carbón y no tome medidas para asegurarse del abastecimiento del carbón.

Para incentivar la producción de carbón en Perú, se debería:

- Promover la demanda y aumentar la escala de producción (ya que proliferan las minas pequeñas y dispersas en el espacio).
- Asegurar el suministro a los potenciales compradores.
- Solucionar la heterogeneidad de producción (en cuanto a calidad y tamaño de los trozos).
- Disminuir los costos de transporte y mejorar la infraestructura vial.
- No se prevé algún incremento de la producción nacional, pero sí una mayor participación de carbón importado.

1.4. El carbón en el mundo.

1.4.1. Estadísticas del carbón a nivel mundial.

Fuente: <http://www.bp.com>

Reservas de carbón a nivel mundial –año 2002

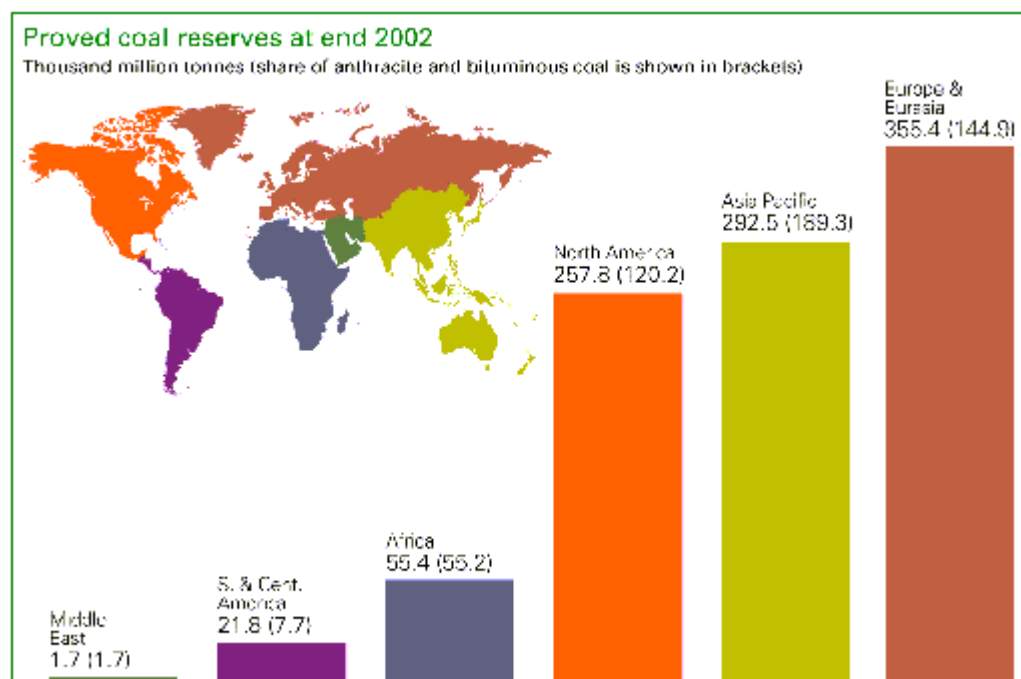
El carbón es el principal combustible fósil con respecto a la cantidad existente, y sus reservas se encuentran muy concentradas (en un 53%) en los Estados Unidos, Rusia y China. Con el actual ritmo de consumo se calcula que hay “Reservas” hasta 204 años (R/P relación Reserva/Producción).

Tabla 1.15.- Reserva de carbón a nivel mundial – año 2002.

Millones de Toneladas	Total	%	R/P
Europa & Euro Asia	355,370	36.1%	306
Asia Pacifico	292,471	29.7%	126
Norte América	257,783	26.2%	240
Africa & Medio Oriente	57,077	5.8%	247
Sur. & Centro. América	21,752	2.2%	404
TOTAL MUNDIAL	984,453	100.0%	204

Millones de Toneladas	Total	%	R/P
Estados Unidos	249994	25.4%	252
Rusia	157,010	15.9%	> 500
China	114,500	11.6%	82
India	84,396	8.6%	235
Australia	82,090	8.3%	243
Otras	296,463	30.1%	
TOTAL MUNDIAL	984,453	100.0%	204

Fuente: World Energy Council



BP statistical review of world energy 2003

Figura 1.18.- Reserva de carbón a nivel mundial – año 2002.

Producción de carbón a nivel mundial – año 2002

Asia Pacífico produce casi el 50% de la producción mundial, siendo China a nivel mundial el mayor productor (casi 30%).

Tabla 1.16.- Producción de carbón a nivel mundial – año 2002.

Millones de Toneladas	2002	%
Asia Pacifico	2314.7	47.9%
Europa & Euro Asia	1161.0	24.0%
Norte América	1072.2	22.2%
Africa	230.4	4.8%
Sur & Centro América	53.8	1.1%
Medio Oriente	0.6	W
TOTAL MUNDIAL	4832.7	100.0%

Millones de Toneladas	2002	%
China	1393.4	28.8%
Estados Unidos	992.3	20.5%
India	358.9	7.4%
Australia	337.9	7.0%
Rusia	253.4	5.2%
Otros	1496.8	31.1%
TOTAL MUNDIAL	4832.7	100.0%

Fuente: World Energy Council

Consumo de carbon a nivel mundial – año 2002

EEUU consume el 23% del carbón a nivel mundial. Internamente el carbón en los Estados Unidos representa casi la misma proporción de su estructura energética esta es la razón porque EEUU no ha ratificado el Protocolo de Kyoto

Tabla 1.17.- Consumo de carbón a nivel mundial – año 2002.

Consumo de Carbón	Millones Toneladas	%		Millones de Toneladas	%
Asia Pacifico	2403.8	49.4%	China	663.4	27.7%
Norte América	1201.4	24.7%	Estados Unidos	553.8	23.1%
Europa & Eurasia	1027.9	21.1%	India	180.8	7.5%
Africa	184.0	3.8%	Japón	105.3	4.4%
Sur & Centro América	36.2	0.7%	Rusia	98.5	4.1%
Medio Oriente	17.1	0.3%	Otros	49.5	2.1%
Total Mundial	4870.3	100.0%	Total Mundial	4870.3	100.0%

1.4.2. Comercialización del carbón en el mundo.

Haciendo retrospección el comercio carbonífero fue transformado por los japoneses quienes a fines de los 60' y principio de los 70' y como parte de su política dirigida a reducir su dependencia de los Estados Unidos como principal abastecedor de carbón coquizable para su industria siderúrgica. Fomentó la expansión de la explotación carbonífera en Australia, Canadá y Sud Africa, mediante contratos de compra a largo plazo y proveyendo capital para nuevas inversiones.

Países exportadores de Carbón

El país más exportador de sus recursos carboníferos es Australia.

Tabla 1.18.- Exportación de Carbón a nivel mundial.

CARBÓN TÉRMICO		CARBÓN COQUIZABLE	
Australia	62.8	Australia	77.6
Sudáfrica	54.3	Sudáfrica	48.0
USA	35.0	USA	28.7
Indonesia	33.5	Indonesia	8.9
Colombia	24.3	Colombia	5.6
China	23.9	China	5.2
Polonia	18.4	Polonia	5.1
Ex-URSS	16.5	Ex-URSS	2.9
Canadá	5.7	Canadá	0.6
Otros	14.5	Otros	7.1
Total	288.9	Total	189.7

En millones de toneladas



Figura 1.19.- Rutas de comercialización a nivel mundial.

Tabla 1.19.- Importación y consumo anual de carbón de los principales importadores.

Mercado	Importa	Consumo	Proveedores
Japón	75.70	89.80	Australia, EEUU, SudAfrica, Canadá, China
Francia	24.80	48.00	Alemania, Reino unido, Sud Africa, EEUU, Australia, Polonia
Alemania	13.40	210.00	Sud África, EEUU, Polonia, Reino Unido, Canadá, Francia
España	4.50	43.50	EEUU, Sud Africa, Polonia
Reino Unido	4.40	120.00	EEUU, Australia, Alemania

Nota.- Unidades en millones de toneladas.

1.4.3. Distribución del uso del carbón.

Fuente: <http://www.wci-coal.com>

Como se mencionó en el ítem “2.2 importancia del carbón” el carbón proporciona el 23.5% de la energía primaria global y genera el 39% de la electricidad mundial, esta proporción a nivel del uso del carbón representa el 62% del carbón. De otro lado se mencionó que el 70% de la industria del acero se alimenta de carbón, esta proporciona a nivel del uso del carbón representa el 16%.

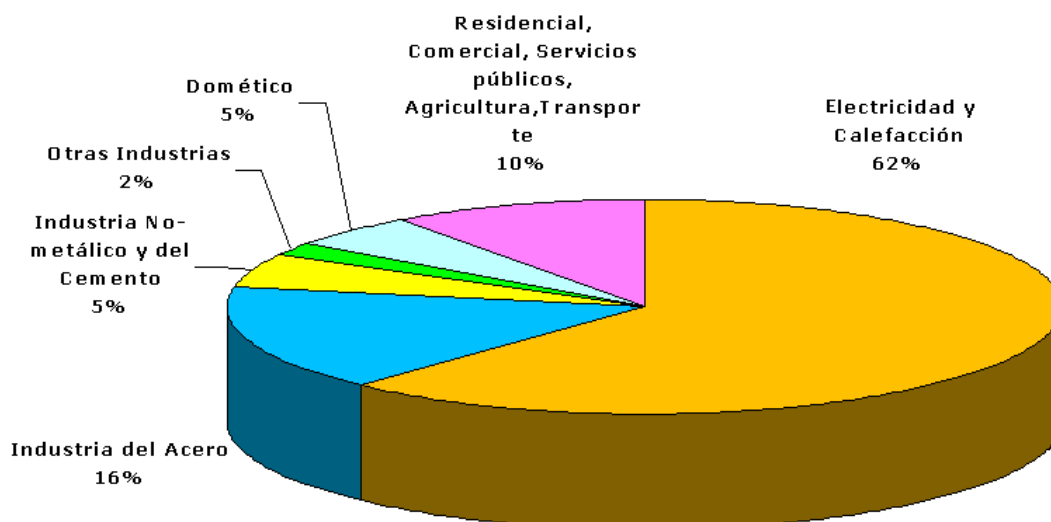


Figura 1.20.- Distribución del uso del carbón a nivel mundial.

1.4.4. Precios internacionales

Los Precios internacionales están en relación con el volumen de transacción, al Origen, al tipo del mercado, a las propiedades físico – químicos y también deben tomarse en cuenta la competencia con otros Proveedores.

Tabla 1.20.- Precios internacionales de carbón.

Disponible en:	Origen	Poder calorífico (BTU/lb)	Azufre	Precio (U\$/Ton)	Volumen (10 ³ Ton)
Rotterdam	Sud Africa	11,000	0.8%	45.5	5 – 10
Rotterdam	Sud Africa	10,800	0.8%	44.5	5 – 10
Suecia	EE UU	12,000	0.8%	44.3	5-10
Rotterdam	Sud Africa	10,600	0.8%	43.5	5 –10
España	EE UU	12,500	2.0%	38.0	75 – 100
Europa Norte	Polonia	11,500	1.0%	39 – 40	20 – 30

En los proceso de fijación de la tarifa de barra en el Perú antes de mayo del 2005 el Precio FOB del carbón ha sido el de la revista “Coal Week International” (Procedimientos N° 31 B referidos a la entrega de información de precios, costos y calidad del carbón - Resolución Ministerial N° 332-2001-EM/VME). Sin embargo desde mayo del 2005 y en base a la resolución del OSINERG N° 062-2005-OS/CD se considera el Precio FOB del carbón promedio de los doce (12) últimos meses con información completa disponible a la fecha de cálculo, tomado de la publicación semanal “International Coal Report”.

La estructura el costo se inicia con la extracción de la mina, cuyo costo operativos depende del tipo de extracción es decir si la extracción es de superficie o si es subterránea, posteriormente se tiene que agregar otros costos de procesamiento y la utilidad del productor. Normalmente la mayoría de las centrales eléctricas a carbón están cercanas a la mina por lo que se hace competitivo el uso del carbón en la generación de energía eléctrica. Cuando el carbón se va a usar en otro lugar distante a la mina de origen se tiene que agregar los costos de transporte y los gastos portuarios.

Tabla 1.21.- Estructura de Costos del carbón

ANÁLISIS DE COSTOS	US\$	%
Extracción	7.00	16%
Otros hasta ex – mina	5.00	12%
Utilidad del productor	3.00	7%
Transporte (mina – almacén puerto)	20.00	47%
Gastos portuarios	8.00	19%
Total FOB	43.00	100%

1.5. El carbón para la central térmica de ILO21

1.5.1. El carbón de diseño

El carbón de diseño garantizado contractualmente es el carbón: PT Adaro de Indonesia, cuyas propiedades físico químicas del carbón de garantía está dentro del rango de las especificaciones del Estudio de Impacto Ambiental comprometidas por EnerSur S.A. para la Central Térmica de ILO21.

Tabla 1.22.- Propiedades del carbón de diseño vs. EIA de la C.T. ILO21

Ítem	Unidad	Diseño	Rango EIA
Análisis Global		cr	
Poder calorífico alto	kcal/kg	5400	5200-7200 cr
Poder calorífico bajo	Kcal/kg	5033	
Humedad total	%	24	10-26 cr
Humedad residual	%	17	19 máx. cr
Cenizas	%	1.5	1-18 bs
Materia volátil	%	37	27-50 bs
Índice de Hardgrove	%	45	40-70
Análisis Específico		Blc	Bs
Carbón	%	74.3	60-80
Hidrógeno	%	5.6 (4.6 cr)	3.5-5.8
Azufre	%	0.13	0.07-1.3
Nitrógeno	%	1.15	0.6-2
Oxígeno	%	19	7-19

Ítem	Unidad	Diseño	Rango EIA
Análisis de Cenizas		Bs	Bs
SiO ₂ óxido de silicio	%	20	18-66
Al ₂ O ₃ óxido de aluminio	%	15	15-32
Fe ₂ O ₃ trióxido de hierro	%	11	2-21
CaO óxido de calcio	%	23	0.5-23
MgO óxido de magnesio	%	11.5	0.3-11.5
Na ₂ O óxido de sodio	%	3	0.1-3
K ₂ O óxido de sodio	%	0.6	0.3-2
TiO ₂ óxido de titanio	%	0.6	0.6-1.7
P ₂ O ₅ pentóxido de fósforo	%	0.08	0.05-1
SO ₃ trióxido de azufre	%	15	0.1-16
Base/Acido		1.44	
Fe/Ca		0.48	

Bs: Base Seca cr: como recibido blc: case libre de ceniza

1.5.2. Carbones alternativos

Teniendo como estrategia la no dependencia de una sola fuente de abastecimiento de carbón se tiene un conjunto de carbones alternativos, que técnicamente cumplen con las condiciones del Estudio de Impacto Ambiental par la C.T. ILO21 y que son usados en función al costo por unidad de energía.

Tabla 1.23.- Carbones utilizados en la C.T. ILO21.

Compañía	Adaro *	Carbones del Guasare **	Glencore **	Carbocol **
Mina	Tutupan	Paso Diablo	Singleton	El Cerrejon
Carbón	Envirocoal	P D Premium	Singleton	D
Puerto de carga	Banjarmasin	Bulkwayuu	Newcastle	P Bolivar
País Origen	Indonesia	Venezuela	Australia	Colombia
US\$/t	44.38	47.13	43.08	48.00
US\$/GJ	1.96	1.60	1.50	1.780
Embarque	1	2	3	4

* El carbón ADARO es el carbón de diseño y según las condiciones contractuales utilizado para el cálculo del consumo específico de calor y cálculo del rendimiento de la unidad.

** Carbones utilizado en la operación de la central, que si bien el costo por unidad másica es mayor que el ADARO, el costo por unidad de energía es menor, que explica el uso de estos combustibles.

Otros tipos de carbón que cumplen con las condiciones del Estudio de Impacto Ambiental son los siguientes.

Tabla 1.24.- Otros carbones alternativos para la C.T. ILO21.

Compañía	Mina	Carbón	Puerto de carga	País Origen
AMCI	La Jagua	La Jagua	Cart/Marta	Colombia
AMCI	CCC	CCC	Santa Marta	Colombia
Glencore	Carbones del Cerrejon	Cerrejon Central	Bolivar	Colombia
AMCI	Cerrejon		Clenaga/Bolivar	Colombia
Drummond	Mina Pribbenow	La Loma	Drummond	Colombia
BBC Trading	Lemington		Newcastle	Australia
SSM	Ensham Coal Mine	E Thernal	Gladstone	Australia
Glencore	Cumnock	Cumnock 1	Newcastle	Australia
BHP	PT Arutmin	Satui	NPLCT/IBT	Indonesia
BBC Trading	South Africa	Kangra	RBCT	South

1.5.3. Otros criterios para la selección del carbón.

Los combustibles difieren considerablemente en composición y es sin duda el azufre y los otros compuestos capaces de engendrar ácidos, lo mismo que a elevadas temperaturas de la escoria fundida son los causantes de las perturbaciones de las reacciones químicas de la escoria con el refractario, que provocan una disminución en la transferencia de calor y un incremento en el costo de mantenimiento del caldero.

En base al análisis de ceniza se definen los índices de escoramiento y el índice de ensuciamiento, que definen el grado de ensuciamiento del caldero en la zona de recalentamiento y en las zonas de salida de gases respectivamente:

Tabla 1.25.- Otros criterios para la selección del carbón de la C.T. ILO21.

$$\text{BASE \%} = \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO} + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$$

$$\text{ACIDEZ \%} = \text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$$

$$\text{Ratio Base /Acidez} = \text{BASE \%} / \text{ACID \%}$$

$$\text{Indice Escoramiento \%} = \text{Base /Acid rate} * \text{Azufre\%}$$

$$\text{Indice Ensuciamiento \%} = \text{Ratio Base /Acid} * \text{Na}_2\text{O \%}$$

$R_s = \frac{B}{A} \times S$ Escoramiento	
Tipo	Indice Rs
Bajo	< 0,6
Medio	0,6 - 2,0
Alto	2,0 - 2,6
Severo	> 2,6

$R_f = \frac{B}{A} \times \text{Na}_2\text{O}$ Ensuciamiento	
Tipo	Indice Rs
Bajo	< 0,2
Medio	0,2 - 0,5
Alto	0,5 - 1,0
Severo	> 1,0

1.5.4. Sensibilidad del precio del carbón.

El Precio del carbón listo para pulverizar depende de la capacidad del embarque (Handy 25000 t o Handimax 38500 t), así como del muelle utilizado para la descarga ya que si se descarga por el muelle de ENAPU de ILO se debe añadir el transporte en volquetes desde el muelle de ENAPU hasta la Central Térmica ILO21 (inclusive las pérdidas), tal como muestra la siguiente tabla.

Tabla 1.26.- Sensibilidad del precio del carbón para la C.T. ILO21.

TIPO DE EMBARQUE		HANDY		HANDY MAX	
		25000 t		38500 t	
Descripción		ADARO ENAPU	ADARO ILO2	ADARO ENAPU	ADARO ILO2
Nº	Origen del costo	US\$/t	US\$/t	US\$/t	US\$/t
1	Precio FOB	20.50	20.50	20.50	20.50
2	Flete	16.00	13.50	9.50	9.50
3	Seguro	0.07	0.07	0.06	0.06
4	Precio CIF	36.57	34.07	30.06	30.06
5	Agenciamiento Marítimo	1.00	1.00	1.00	1.00
6	Arancel	4.39	4.09	3.61	3.61
7	Certificado de inspección	0.16	0.16	0.16	0.16
8	Comisión de agente aduanero	0.19	0.18	0.12	0.12
9	Impuesto selectivo al consumo (ISC)	3.00	3.00	3.00	3.00
10	Costo por el uso de ENAPU	2.50	-	2.50	-
11	Descarga de la nave a los camiones	0.25	-	0.25	-
12	Pérdidas directas e indirectas	1.07	0.88	0.92	0.79
13	Transporte a la Planta Ilo2	4.50	-	4.50	-
14	Descarga y manejo hasta la cancha	-	0.71	-	0.71
Precio puesto en la cancha de carbón		53.63	44.08	46.12	39.45
15	Costo por transporte desde la cancha hasta los silos	0.30	0.30	0.30	0.30
Precio del carbón listo para pulverizar		53.93	44.38	46.42	39.75
Precio ajustado a la base 6.000 kcal/kg LHV		63.94	52.55	54.98	47.03
Precio ajustado a la base 6.000 kcal/kg HHV		59.59	48.98	51.25	43.83

1.5.5. Análisis del carbón comprado

Cada vez que se realiza una compra el proveedor especifica las propiedades del carbón, por su parte EnerSur realiza los siguientes análisis del carbón: Análisis próximo, análisis último, análisis de cenizas y un análisis técnico

Tabla 1.27.- Análisis del carbón comprado para la C.T. ILO21.

	CARBON PROPUESTO	CARBON COMPRADO
Nombre de la compañía	Carbones del Guasaré	Carbones del Guasaré
Nombre de la mina	Paso Diablo	Paso Diablo
Nombre del carbón	P D Standard	P D Standard
Puerto de carga	Bulkwayuu	Bulkwayuu
País de Origen	Venezuela	Venezuela

Análisis Próximo

Parámetro	Und.	CARBON PROPUESTO		CARBON COMPRADO	
		Mínimo	Máximo	Como Recibido	Base Seco
Poder Calorífico Alto- HHV	(kcal/kg)	6600	6900	6818	7356
Poder Calorífico Bajo- LHV	(kcal/kg)	6300	6600	6524	7084
Humedad Total	%	6.5	8.5	7.32	
Humedad Inherente	%	3.4	4.2	4.06	
Ceniza (Base seca)	%	8.0	12.0	9.14	9.86
Materia Volátil (Base Seca)	%	33.0	35.0	34.36	37.07
Azufre (Base Seca)	%	0.85	1.1	0.88	0.95
Índice de dureza	-	46	48	47.00	
Tamaño	Mm	50			
Carbono Fijo	%			49.18	53.07

Análisis Último

Base Seca		CARBON PROPUESTO		CARBON COMPRADO	
		Mínimo	Máximo	Como recibido	Base seca
Carbono	%	73.00	78.00	69.56	75.05
Hidrogeno	%	5.10	5.50	4.89	5.28
Nitrógeno	%	1.30	1.50	1.31	1.41
Azufre	%	0.90	1.10	0.88	0.95
Ceniza	%	8.50	10.80	9.14	9.85
Oxígeno	%	6.00	8.00	6.07	7.42

Análisis de ceniza

(Base Seca)		PROPUESTO	COMPRADO
SiO ₂	%	55.90	59.65
Al ₂ O ₃	%	20.70	20.55
Fe ₂ O ₃	%	7.50	7.85
CaO	%	4.00	2.64
MgO	%	2.80	2.16
Na ₂ O	%	0.50	0.66
K ₂ O	%	1.50	1.77
TiO ₂	%	0.90	1.02
SO ₃	%	4.50	2.58
P ₂ O ₅	%	0.20	0.19
Mn ₃ O ₄	%		0.06
Indeterminado			0.87

Análisis Técnico

		PROPUESTO	COMPRADO
Base	%	16.30	15.08
Acidez	%	77.50	81.22
Ratio Base/Acidez		0.2103	0.1857
Indice de escoriamento	%	0.1893	0.1634
Indice de ensuciamiento	%	0.1052	0.1225

Capítulo 2

Descripción de la Central

2.1. Descripción General

Fuente: Curso de entrenamiento HITACHI LTD Japón / Documento N°: XPI-0A-U99-TM-87043

2.1.1. Generalidades

Para el Perú el desarrollo de una Central Termoeléctrica a carbón es algo novedoso y como se mencionó en el capítulo 1 fue seleccionado conforme a la filosofía del “Uso Racional de Energía” (equilibrio entre la Energía, la Ecología y la Economía). Así para asegurar el suministro de energía se importará el carbón del mercado internacional y La tecnología seleccionada es la quema de carbón pulverizado por ser una tecnología probada y la más aplicada en la generación de energía eléctrica.

2.1.2. Ubicación y vías de comunicación

La central térmica de ILO2 está situada en la provincia de ILO, departamento de Moquegua, en el Sur de Perú. Está ubicada en el Km. 25 de la Carretera Costanera Ilo - Tacna en la zona denominada Loma la Buitrera Pampa del Palo, con un frente de litoral marítimo de unos 500 m.

La situación exacta del puerto tiene por coordenadas:

- Longitud (Greenwich) : 71 Grados - 21 Minutos Oeste
- Latitud (Ecuador) : 17 Grados - 38 Minutos Sur

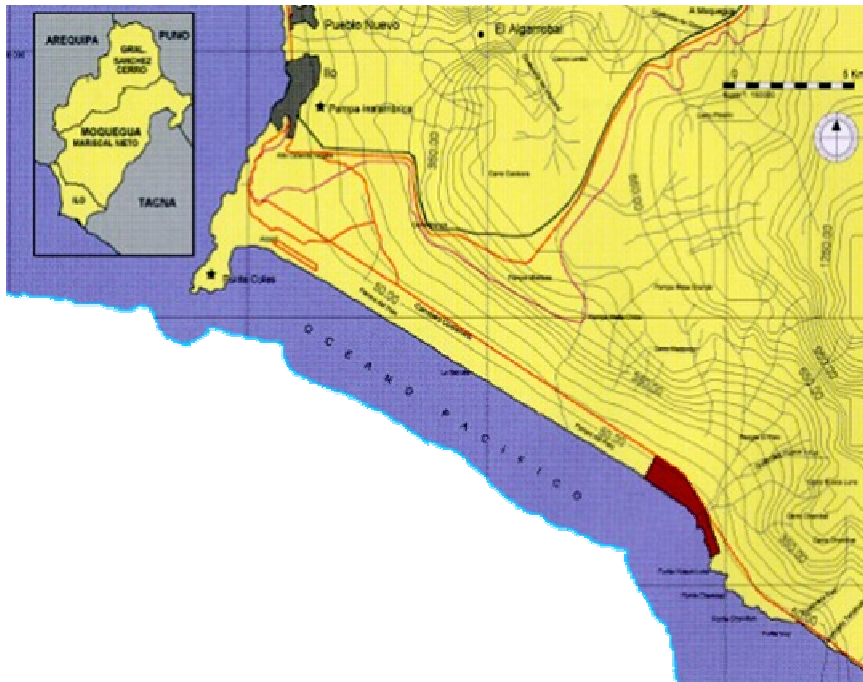


Figura 2.1- Ubicación de la C.T. ILO21.

Las vías de comunicación más importantes al puerto de Ilo son las siguientes:

- Por carretera desde Lima : 1287 Kilómetros
- Por carretera desde Arequipa : 316 Km
- Por carretera desde Tacna : 147 Km
- Por carretera desde Moquegua : 95 Km
- Por vía marítima : desde múltiples puertos internacionales
- Por vía aérea: Aeropuerto y Aeropuerto de Tacna.

2.1.3. Condiciones ambientales

Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:

Temperatura ambiente mínima / máxima:	13° C / 28° C
Temperatura ambiente media	18° C
Humedad relativa mínima/máxima:	43% / 97%
Humedad relativa media	74%
Humedad relativa media más alta esperada	80% (julio-agosto)
Nº de días con lluvia al año:	1 día
Calidad del aire:	Polvoriento, salino y corrosivo

2.1.4. Otras características del emplazamiento

Actividad Sísmica: zona sujeta a terremotos, con un factor Z igual al 0,4 (l "Uniform Building Code" -UBC, edición 1994). Máxima ola de diseño de 6m con período de 17" y retorno de 50 años, máxima mareas diferencia del nivel 1.34 m, altitud del terreno 25 metros sobre el nivel del mar.

2.1.5. Disposición general

La planta está diseñada en función de su fácil mantenimiento y operación. La orientación general de la planta sigue dos direcciones perpendiculares. Una de ellas tiene orientación NE-SO y forma 31° con el Norte geográfico y la otra es la perpendicular y coincide aproximadamente con la línea de la costa. Todas las carreteras de separación de las distintas zonas de la central son paralelas a uno de estos dos ejes.

Zona de la central

Es donde se ubican todas las instalaciones del Grupo I y las reservas para el Grupo II. Ocupa una superficie aproximada de 6 hectáreas, a dos niveles: primer nivel (+25 m): zona de calderas y turbogeneradores y segundo nivel (+30 m): zona tratamiento de efluentes y áreas de almacenamiento (planta de tratamiento de agua y tanque de fuel-oil). Estas elevaciones corresponden al "Chart Datum Level (CDL)", esto es, el nivel de las explanaciones sobre la línea de marea baja, "Low Tide Line"

Zona del parque de almacenamiento de carbón

Ocupa unas 7,3 hectáreas de superficie y tiene una capacidad para 200.000 toneladas (2x100.000 toneladas). Las dimensiones de cada pila de almacenamiento son: 558,3 x 33,3 m y 14 m alto, ángulo en reposo de 40°.

Zona de la toma de agua de circulación y muelle

La toma de aspiración de agua de mar está situada a 744 m de la línea de marea baja. Hay dos tuberías de aspiración de 2200 mm de diámetro interior, comunes para las dos unidades. La longitud de tubería es de 780 m, salvándose así los 10 m. de diferencia de cotas de agua entre la toma y el nivel de ingreso en el pozo, de los cuales 450 m. son en sifón y los 330 m. restantes son de tubería sumergida. La zona de bombeo de agua de circulación se encuentra a la elevación + 12 m, aunque la cota del suelo de la casa de bombas es la -6.55 m.

La llegada del carbón a la central se realiza por vía marítima mediante barcos que descargan en una plataforma situada a 7 metros sobre el nivel del mar en marea baja y a 1240 m. de la línea de la costa. La plataforma de descarga tiene unas dimensiones de 2,5 x 8 m. En este punto, el carbón es descargado mediante dos grúas y conducido a la central por cinta transportadora. La cinta circula sobre una plataforma elevada que sirve también de apoyo para las tuberías de aspiración de agua de circulación en su parte de trayecto coincidente con ellas, realizándose ambos recorridos a dos niveles distintos.

Zona de descarga de agua de circulación

La descarga del agua de circulación se hace mediante galería enterrada, canal abierto y tubería hasta llegar a la zona abierta de vertido en el mar. Los trayectos del agua para los dos grupos son independientes. La longitud total en planta de la descarga para la unidad 1 es de 160,4 m. de los cuales 48,4 m. son en galería, 57 m. en canal y 55 m. en tubería. Al final de la tubería de vertido existen dos áreas que limitan la velocidad de descarga del agua en el mar a 5 m/s.

Zona auxiliar

La subestación de 220 V es de tipo interior, es decir, dentro de un edificio, en la zona de aparcamientos, edificios de Administración, almacén y taller de trabajo, garaje taller, almacén de materiales peligrosos y caseta de control de acceso.

Zona de calderas.

El edificio de turbinas está situado con su eje mayor orientado en dirección NO-SE, prácticamente paralelo a la línea de playa. Los ejes de cada caldera y del edificio de turbinas son perpendiculares. Entre el edificio de turbinas y cada caldera se encuentran situados los silos de carbón del tipo cilíndrico-cónico, son tres silos por grupo, con sus pulverizadores correspondientes en la parte inferior. El eje de los precipitadores electrostáticos está a continuación de las calderas, seguido se encuentra la chimenea, con un tubo común para los gases de salida de las dos calderas. Tiene 130 m de altura, 4,95 m. de diámetro interior y es de hormigón con un liner de acero. También se encuentran dentro de esta área los silos de cenizas y de escoria, dotados de una fácil accesibilidad.

Zona de tratamiento de aguas y tanque de Diesel 2

Una zona de almacenamiento de Diesel con un tanque de 5000 m³ que está rodeada por un muro que contendrá el Diesel en caso de fugas. Cerca están las bombas de alimentación de Diesel a la caldera y las bombas de descarga de combustible. La situación de los equipos se ha realizado con el fin de conseguir la mínima distancia entre bombas de alimentación de Diesel y la zona de calderas, así como el fácil acceso de camiones al área de descarga.

Una zona de almacenamiento y bombeo de agua: 2 tanques de agua desalinizada de 2600 m³ cada uno, 1 tanque de agua potable de 150 m³. 1 tanque de agua desmineralizada de 1500 m³. Bombas diversas de donde parten los suministros de agua para los distintos servicios de la central. El

resto de la zona está ocupado por las plantas desalinizadora, planta de tratamiento de aguas, planta de producción de agua potable y planta de tratamiento de aguas residuales. También se encuentran aquí, la sala de control del sistema de manejo de carbón, el edificio de protección contra incendios y las instalaciones de trituración.

Zona de turbinas

El edificio de turbinas es de estructura metálica y sus dimensiones son 106 m x 28 m, con el edificio de control principal anexo al mismo, dispuesto en el centro y con su eje longitudinal perpendicular al de turbinas. El techo de la nave del turbogenerador está formado por paneles desmontables, con el objeto de hacer los equipos accesibles a la grúa puente situado por encima, que además permiten acceso a las bombas de condensado. Así mismo se dispone de un monorraíl para el mantenimiento de las bombas de agua de alimentación a caldera. En la planta de maniobras se ha dispuesto espacio suficiente para el desmontaje del turbogenerador. El condensador es de tipo vertical y va colocado en posición transversal con respecto a la turbina. Su base va unida a una losa de hormigón separada de la cimentación del edificio y su cuello está conectado a la carcasa de la turbina de baja presión mediante una junta de expansión que sirve para relajar los esfuerzos térmicos y absorber las variaciones en la carga del condensador. Los únicos calentadores que se encuentran fuera del área de calentadores son los 1 y 2, de baja presión, situados en el cuello del condensador, con objeto de mejorar el rendimiento del ciclo. Los calentadores de agua de alimentación,

de tipo horizontal, han sido situados a distintas elevaciones con el fin de conseguir que puedan drenar en cascada cada uno sobre el siguiente de más baja presión, en operación normal. En caso de emergencia se drenará al condensador o al desaireador. La altura del desaireador ha sido fijada con objeto de disponer de una mayor altura neta positiva de aspiración en las bombas de agua de alimentación de caldera, situadas en la planta baja, a la elevación 0. En la planta baja, se encuentran el sistema de lubricación de aceite de la turbina, en la que se encuentran el tanque de almacenamiento de aceite, la bomba de suministro del mismo a la turbina, los enfriadores y los equipos de purificación de aceite.

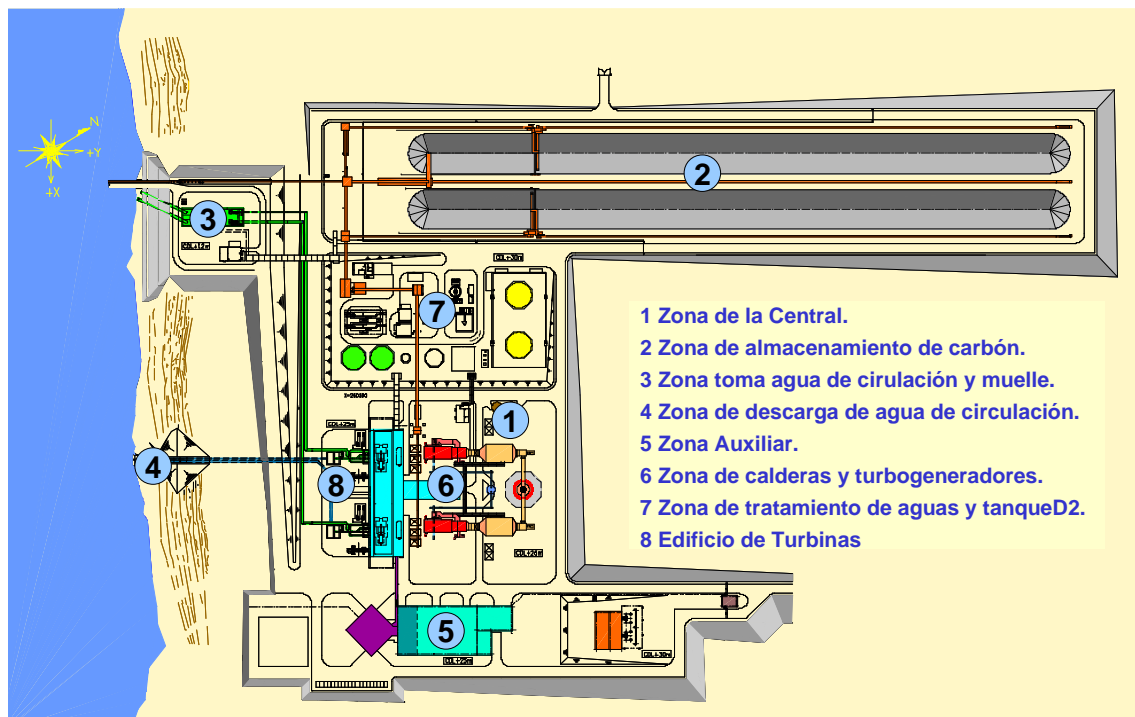


Figura 2.2.- Esquema General de la Central Termoeléctrica ILO21.

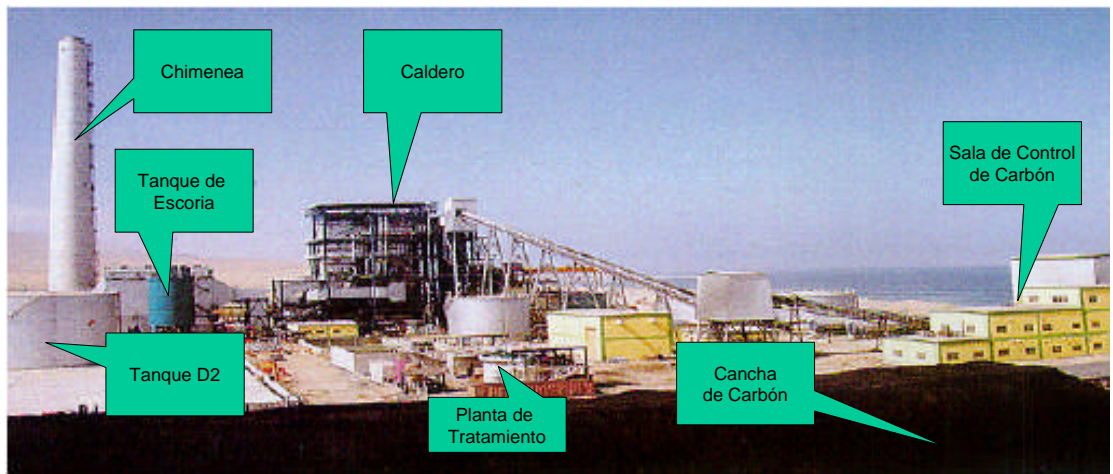


Figura 2.3. Vista General de la Central Termoeléctrica ILO21

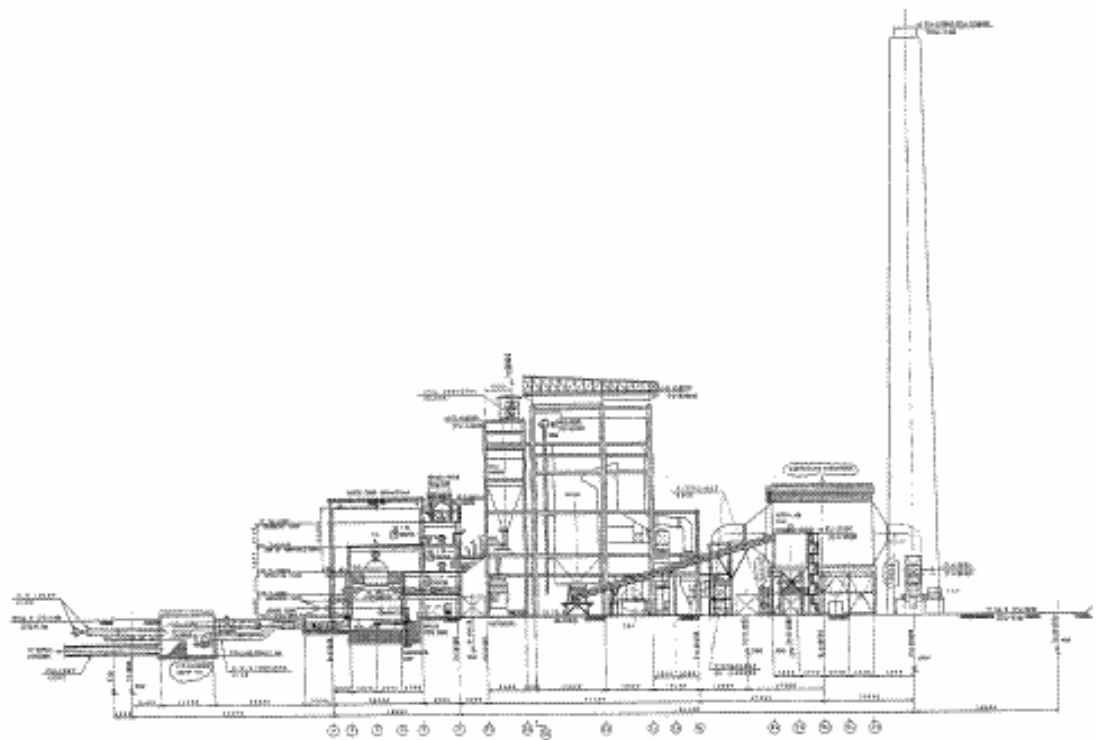


Figura 2.4.- Distribución General de la Planta

2.2. Descripción de los equipos y sistemas principales

Fuente: Curso de entrenamiento HITACHI LTD Japón / Documento N°: XPI-0A-U99-TM-87043

Circuitos Principales en una central a vapor.

Circuito Aire – Combustible - Gas: el aire de la atmósfera es mezclado con el combustible (carbón) y se produce la combustión, cuyos gases resultantes pasan por el caldero cediendo su calor y salen por la chimenea.

Circuito Agua y Vapor: El agua (condensado) ingresa al caldero, recibe el calor de los gases de combustión y sale como vapor de agua. El vapor de agua sobrecalentado cede parte de su energía a la turbina y se descarga al condensador donde entrega el resto de su energía al agua de mar y se condensa para retomar nuevamente al caldero y completar el circuito.

Circuito Agua de enfriamiento: El agua de mar fría es bombeada hasta el condensador, tomando el calor latente del vapor de escape de la turbina y retorna nuevamente al mar.

Circuito Eléctrico: La energía eléctrica producida en el generador es transportado por cables a la red del sistema para el consumo del usuario final.

Circuitos principales en una central térmica a vapor

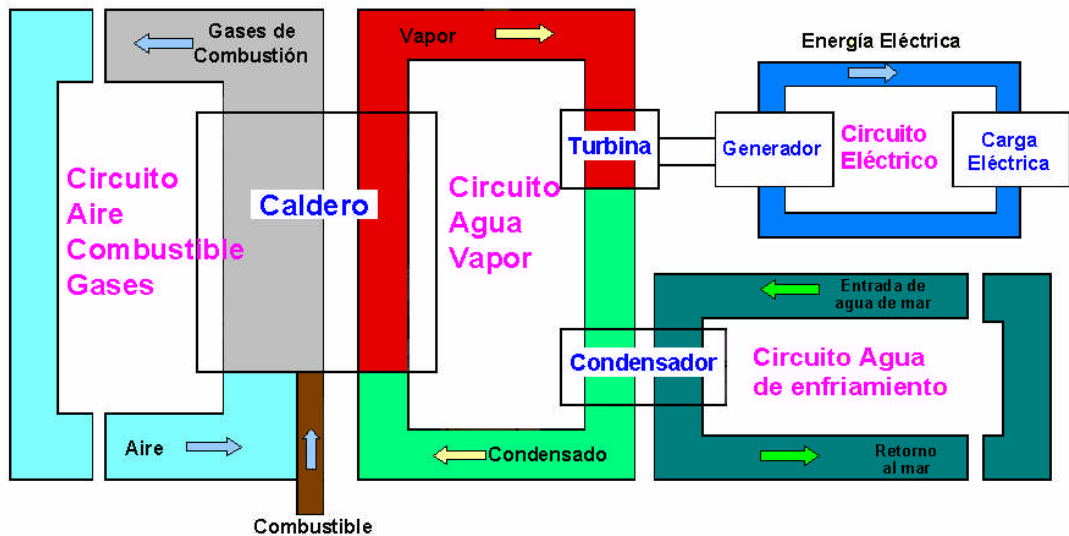


Figura 2.5.- Circuitos principales en una central a vapor.

Conversión de la energía en una central térmica a vapor.

El combustible entrega a la planta toda su energía química potencial. Los gases que salen por la chimenea llevan una pequeña cantidad de energía a la atmósfera.

El agua (condensada) entra al caldero con una pequeña cantidad de energía. Recibe calor de los gases de combustión y se convierte en vapor que entrega una pequeña parte de su energía a la turbina.

La turbina convierte la energía térmica del vapor en energía mecánica de rotación la cual se transmite a través de su eje al generador. El generador a

su vez transforma la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica que se entrega a los usuarios del sistema.

En el condensador, el calor que recibe el agua de enfriamiento se pierde en el mar. La temperatura aumenta, por lo que necesita una gran cantidad de agua para absorber todo el calor del vapor de escape de la turbina.

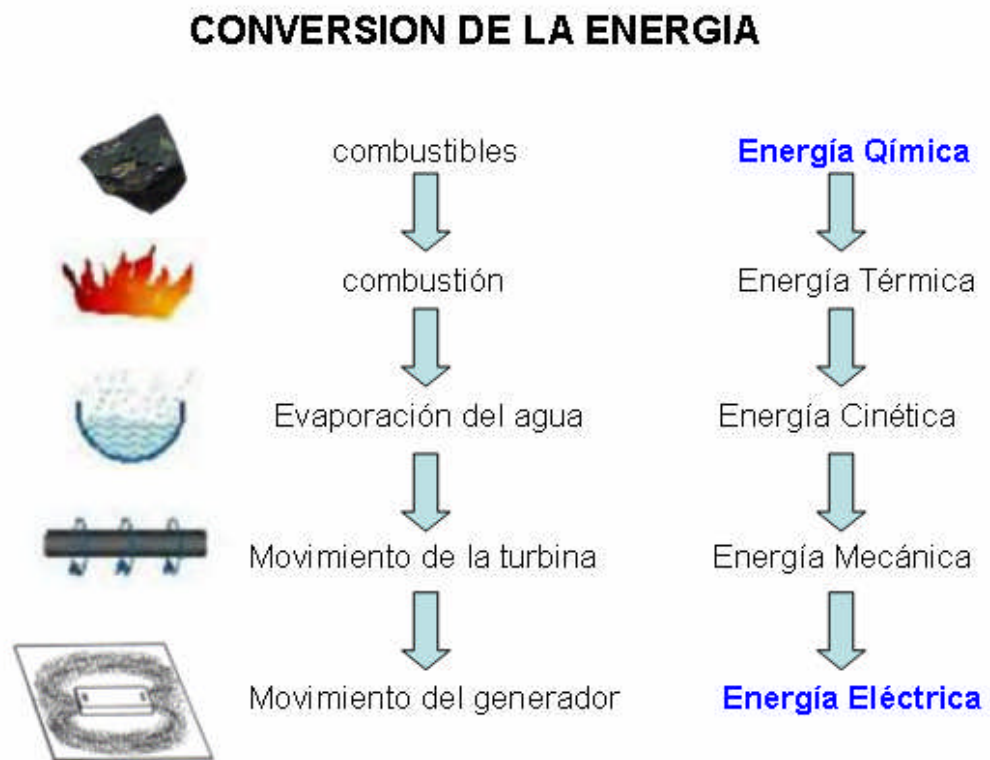


Figura 2.6.- Conversión de energía en una central térmica a vapor.

2.2.1. Turbina

Tabla 2.1.- Datos técnicos de la turbina – Unidad TV ILO21.

Tipo: TCDF 26	De condensación, en tandem compuesta con recalentamiento y doble flujo en el escape
Potencia	135 000 kW
Velocidad	3600 rpm
Sentido de rotación	Visto frente de la turbina, sentido antihorario
Presión Máxima	16.67 MPa (a)
T. vapor princ./recalen	538°C
Presión de salida	4.5 kPa (a) a 18°C del agua de enfriamiento
Alabes de última etapa	659.1 mm (26 in)
Rotor	Forjado sólido y acoplamiento rígido con pernos
Cilindro	Alta/Media/Baja Presión: fundición, forja y forja
Cojinetes de apoyo	Tipo elíptico
Cojinetes de empuje	De cuñas
Gobernador	Digital – Electro- Hidráulico.

Criterios de diseño

La turbina HITACHI es de impulso, con una vida útil de 30 años. El nivel de ruido no sobrepasará los 85 dBA a 1 metro de la turbina de vapor. La vibración pico a pico en el eje a la velocidad síncrona no excederá las 75 μ .

Rango de frecuencia de operación continua es 58.2 - 60.6 Hz. Será capaz de operar en base, con arranques y paradas frecuentes: (en el año 8000 horas, 10 arranques en frío, 30 arranques en caliente, 2 operaciones en isla).

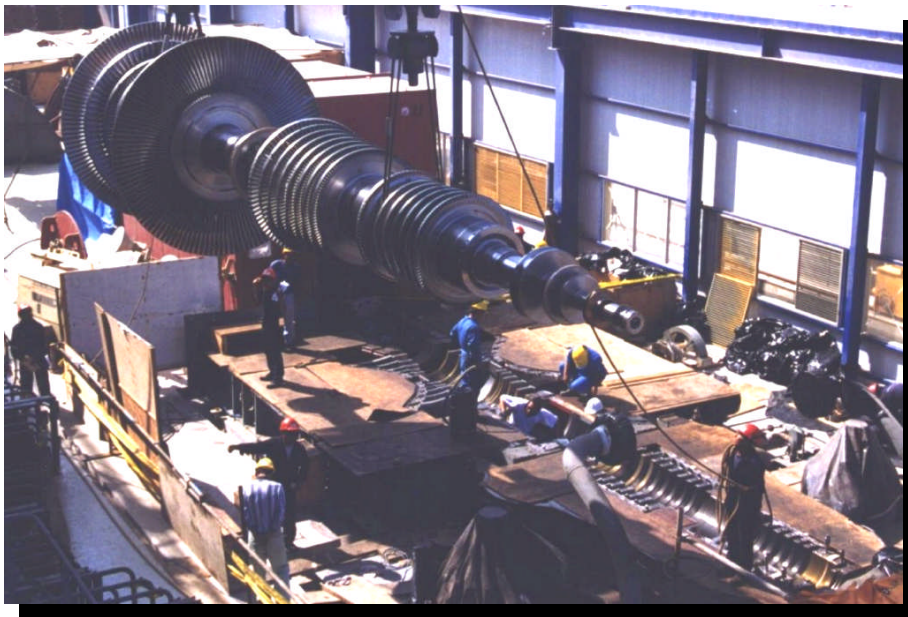


Figura 2.7.- Turbina Hitachi – Unidad TV ILO21.

Descripción de los equipos principales de turbina

La sección combinada de alta y media presión se encuentran en un área que está construida con doble cilindro para reducir las tensiones y los gradientes térmicos tanto en el cilindro interno como en el cilindro externo. El vapor de alta presión entra a la turbina a través de las válvulas principales de parada y de las válvulas de control.

La sección de baja presión tiene un cilindro interno independiente, que está enchavetado para evitar cualquier movimiento axial y transversal. La entrada de vapor tiene una junta de expansión de fuelle entre el cilindro interior y la carcasa exterior que permite al cilindro interior moverse con respecto al exterior, y que además evita entradas de aire al condensador.

La turbina tiene dos rotores. el de alta/media presión (AMP) está conectado al de baja presión (BP) con acoplamientos rígidos empernados. La velocidad crítica de los rotores está lo suficientemente alejada de la velocidad nominal de la turbina, lo que contribuye a un funcionamiento uniforme del rotor. Los rotores están ubicados axialmente gracias al cojinete de empuje.

Los alabes están diseñados con un margen sustancial que asegura la ausencia de vibraciones de resonancia a la velocidad nominal de rotación. El diseño de tipo impulso con un perfil laminar, asegura una alta eficiencia térmica. El flujo de vapor está dirigido hacia los alabes móviles en el ángulo y velocidad precisas gracias a las particiones del diafragma. Las áreas de paso a través de las toberas y los ángulos de descarga están determinados por: el volumen de vapor a pasar, la caída de presión de vapor a través de los diafragmas y la velocidad de los alabes móviles adyacentes.

Hay cuatro cojinetes de apoyo de tipo elíptico que están lubricados y refrigerados con aceite a presión, la temperatura del aceite al abandonar cualquier cojinete no debe superar los 75°C. El cojinete de empuje absorbe el empuje axial de los rotores de la turbina y del generador, que están conectados a través de un acoplamiento rígido con pernos.

Las empaquetaduras sirven para minimizar las fugas de vapor o las entradas de aire que podrían producirse a través de los huecos existentes entre los elementos rotativos y estacionarios de la turbina. Todas las empaquetaduras en los puntos extremos del eje son metálicas y de tipo laberíntico.

El virador del rotor, se utiliza para girar el rotor 3 revoluciones por minuto en el arranque, para calentarlo uniformemente y reducir la posibilidad de distorsión. Se utiliza también para levantar el rotor ligeramente durante períodos de inspección.

Las válvulas principales de parada, tienen como función principal el de cortar rápidamente el flujo de vapor hacia la turbina bajo condiciones de emergencia, tales como fallo de cierre de las válvulas de control en rechazo de carga. La válvula principal de parada derecha, está equipada con una válvula interna de calentamiento, para controlar el flujo de vapor de calentamiento de las cajas de válvulas de control en el arranque en frío.

Las cuatro válvulas de control están instaladas en línea en dos cajas de válvulas ubicadas en el cilindro del cuerpo combinado AMP de la turbina.

Válvulas combinadas de recalentado.- Suministran vapor recalentado a la sección de media presión de la turbina. Cada válvula combinada es en realidad dos válvulas, una de intercepción y la otra de parada del vapor recalentado, incorporadas en un solo cuerpo. A pesar de que utilizan el mismo cuerpo, estas tienen cada una funciones totalmente diferentes, y tienen mecanismos de control de operación independientes y separados. Son 2 válvulas una en cada línea de vapor recalentado caliente

Los sistemas auxiliares de la turbina son: el sistema de Aceite de lubricación y control, sistema de vapor de sellado y el sistema de control de la turbina.

2.2.2. Caldero

La caldera es de presión subcrítica, con recalentamiento, circulación natural, tiro equilibrado, tipo domo para servicio a la intemperie, diseñada para quemar carbón pulverizado como combustible principal y aceite ligero para arranque utilizando Sistema de Combustión Opuesta. Su capacidad y parámetros de vapor corresponden con los de la turbina y el generador.

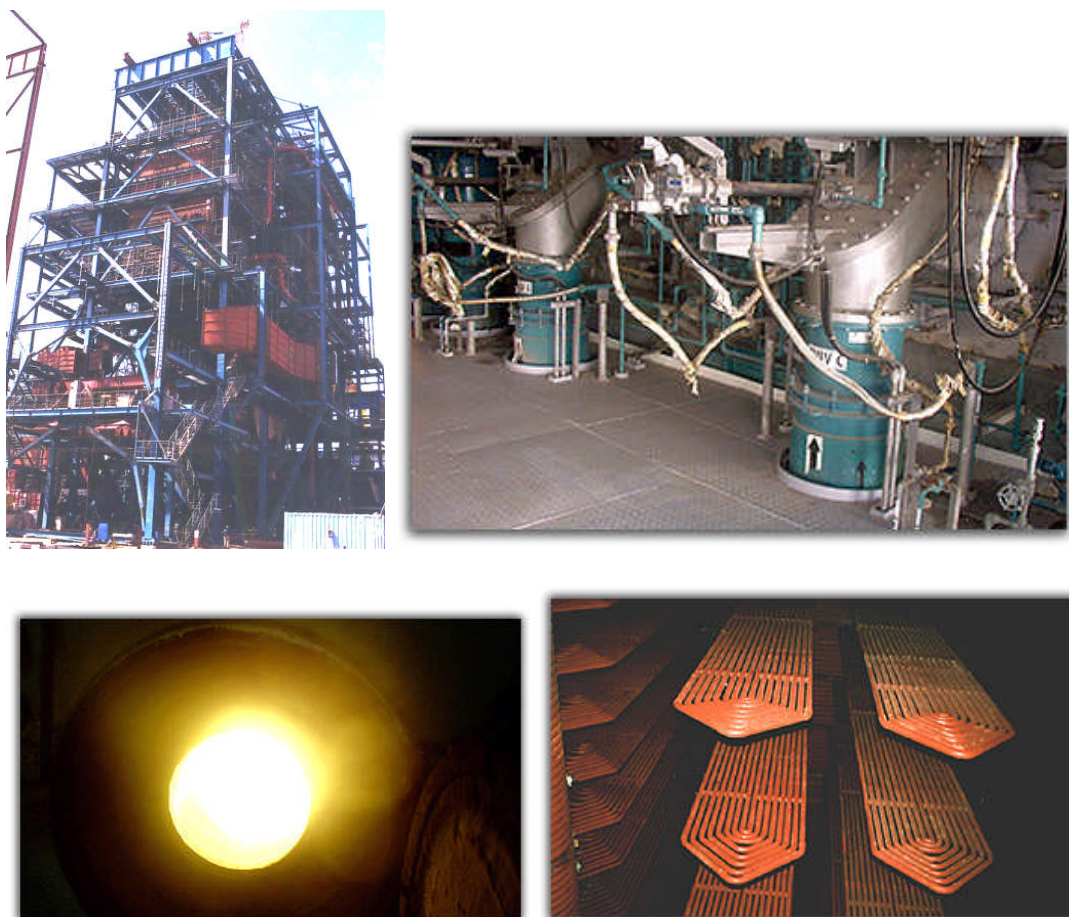


Figura 2.8.- Caldero Babcock – Hitachi – Unidad TV ILO21.

Las funciones del Sistema de caldera son transformar la energía química contenida en el combustible en energía térmica mediante su combustión en el hogar de caldera, dicha energía térmica es utilizada para producir vapor a partir del agua de alimentación a la caldera, asimismo el vapor se sobrecalienta hasta la temperatura de diseño y luego se recalienta el vapor recalentado frío procedente de la turbina de alta presión.

Tabla 2.2.- Datos técnicos del Caldero - – Unidad TV ILO21.

Fabricante	BabcockHitachi
Tipo	Radiante, circulación natural, un domo superior
Producción de Vapor	432 000 kg/h a MCR (Maximum Continuous Rating)
Presión	19.2 MPa (g) Presión diseño Sobrec. 17.26 MPa (g) a la salida del sobrecalentador 4.6 MPa Presión diseño Recal. 3.89 – 3.73 MPa al ingreso /salida del recalentador.
Temperatura	541°C a la salida del sobrecalentador y recalentador 334.6°C al ingreso del recalentador
Temp. agua de alimentación	274.9°C al ingreso del economizador
Combustible	Carbón pulverizado de bajo contenido de azufre
Poder Calórico (Rango)	5,200 - 7,200 kcal/kg
Combustibles alternativos	Gas y Diesel 2 (para el arranque y en emergencia).
NO _x Emisiones	270g/10 ⁶ Btu*1 (@6%O ₂ , gas en base seca)
Inquemados en cenizas volantes	3% (inquemado en ceniza volante basado en 10% ceniza contenido en el carbón según se quema)

El aire de combustión impulsado por el VTF se distribuye a los sistemas de aire secundario y aire primario. El aire secundario es calentado en el precalentador de aire y conducido a los quemadores a través de las cajas de aire. El aire primario es presurizado por el VAP para obtener la presión suficiente requerida para pasar a través del precalentador de aire, molinos y tuberías de carbón pulverizado hacia los quemadores. El carbón pulverizado se transporta por el aire primario a los quemadores a través de las tuberías de carbón pulverizado. Los gases desde la salida de caldera se conducen al precalentador de aire mediante conductos. Desde la salida del precalentador de aire, el gas pasa a través del precipitador electrostático, el VTI y la chimenea.

La construcción del hogar es de paredes de membrana refrigeradas por agua. El sistema de circulación natural es generado por la fuerza de la gravedad, garantiza un funcionamiento seguro y más fiable de la circulación del agua sin la ayuda de las bombas de circulación forzada. Esto conlleva a un ahorro de consumo y costo de mantenimiento y proporciona una fácil operación. Cada pared de agua se divide en varios circuitos independientes con suministros individuales y tuvo ascendentes no calentados (risers). Esta configuración mantiene un flujo de circulación suficiente correspondiente a la absorción de calor en cada circuito. El sobrecalentador consta de sobrecalentador secundario, tipo suspendido en la zona de alta temperatura y sobrecalentador primario horizontal en la zona de baja temperatura. El recalentador es del tipo suspendido y horizontal. Las temperaturas del vapor

sobrecalentado y recalentado se controlan por una etapa con atemperador de spray y recirculación de gas respectivamente. Los separadores de vapor ciclónicos instalados en el domo sirven para recircular el agua libre de vapor en las tuberías externas descendentes (downcomers) y aseguran una adecuada circulación con amplias variaciones de carga. A altas cargas de caldera, el exceso de calor puede ser absorbido en el sobrecalentador y entonces se disminuye con la atemperación del sobrecalentador. Para este propósito se instala una etapa simple de atemperación.

Operación de la caldera

El agua de alimentación se introduce por el colector de entrada al economizador. Fluye a través de la sección del economizador hasta el colector de salida del economizador. Luego a través de las tuberías externas no calentadas hasta el domo. El agua entra por ambos extremos del domo.

Desde el domo, el agua es conducida a las paredes de agua del hogar por medio de dos tuberías externas descendentes (downcomers). Los tubos de alimentación (feeders) suministran el agua a los colectores inferiores de las paredes de agua del hogar, desde las botellas inferiores de los downcomers.

El agua fluye hacia arriba a través de los tubos que forman las paredes del hogar donde es calentada, generándose vapor. La mezcla de agua y vapor formada deja las paredes de agua del hogar, entra en los colectores superiores y pasa a través de los tubos ascendentes no calentados (risers) al interior del domo donde el vapor y el agua son separados.

El vapor saturado deja el domo y es sobrecalentado al fluir a través de los haces de tubos del sobrecalentador primario y del sobrecalentador secundario.

El agua separada del vapor en el domo, se mezcla con el agua de alimentación y es devuelta nuevamente a las paredes de agua del hogar.

El atemperador de spray para controlar la temperatura de vapor se sitúa en la tubería que conduce el vapor desde el colector de la salida del sobrecalentador primario a la entrada del colector del sobrecalentador secundario.

El recalentador tiene como finalidad incrementar la temperatura del vapor recibido de la turbina de alta presión, tras una primera expansión parcial de la misma. Entre la tubería que conduce el vapor del colector de salida del recalentador primario a la entrada del colector de entrada del recalentador secundario se instala un atemperador de spray para el control de emergencia de la temperatura del vapor recalentado.

Los sistemas relacionados con caldera son el sistema de aire y gases de caldera, el sistema de combustión de carbón, el sistema de encendido de Diesel, el sistema de sopladores de hollín y el sistema de manejo de escorias y cenizas.

2.2.3. Sistema Eléctrico

La misión principal del sistema eléctrico de la central es hacer llegar la energía eléctrica en el nivel de tensión requerida a los diferentes cuadros, armarios y distribuciones de la central para, asimismo, alimentar adecuadamente las diferentes cargas y servicios de la planta, en el momento de arranque, en operación normal, en parada normal y en caso de parada de emergencia donde se requieren los servicios de Diesel de emergencia.

Los sistemas eléctricos de la central tienen como principal objetivo el suministro de energía desde la red exterior para arranque y parada normal de la planta; la alimentación de los servicios auxiliares de la planta, durante el arranque, operación normal y parada normal; exportar a la red eléctrica externa la potencia generada por el turbogruppo; alimentar los servicios auxiliares necesarios para el proceso de parada de emergencia de la planta; suministro de energía eléctrica ininterrumpida para aquellos servicios que por sus funciones en el proceso así lo requieran; alimentación para el mando, control y vigilancia de todos los sistemas auxiliares de control y protección de la planta; alimentación y distribución de los sistemas auxiliares de la planta necesarios para el alumbrado y comunicación del personal de la misma

Sistema de Generación

Las funciones del sistema de generación son: transformar la energía mecánica de la turbina de vapor en energía eléctrica en el generador; transmitir la energía producida por el generador al transformador de generación y al transformador auxiliar; elevar la tensión de generación 17 kV a la tensión de transporte de 220 kV; bajar la tensión de generación de 17 kV a la tensión de 6,9 kV del sistema de media tensión para alimentación de los servicios auxiliares de la planta; permitir la posibilidad de suministro de energía al sistema de media tensión de 6,9 kV para alimentar los servicios auxiliares de la planta desde la subestación de 220 kV, a través de los transformadores de generación y auxiliar, cuando el interruptor de generación esté abierto; permitir la posibilidad de suministro de energía al sistema de media tensión de 6,9 kV para alimentar los servicios auxiliares del grupo desde el generador, a través del transformador auxiliar, con el interruptor de generación cerrado y el interruptor de grupo a 220 kV abierto.

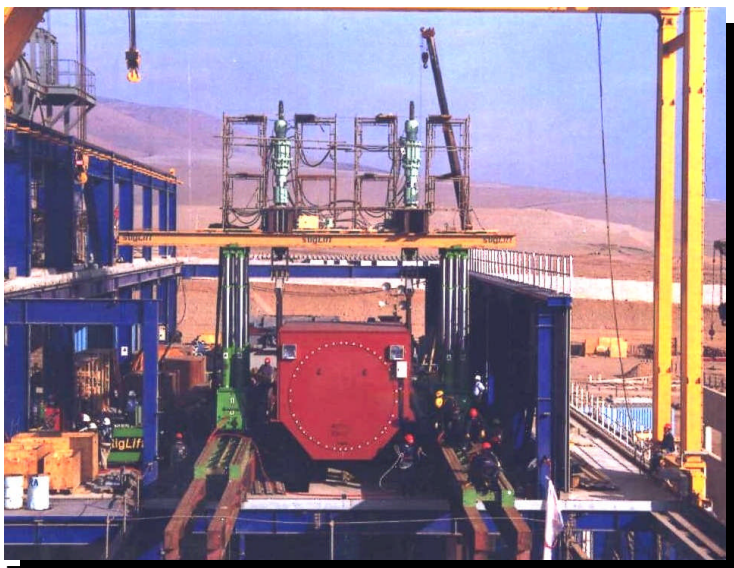


Figura 2.9.- Generador Eléctrico – Unidad TV ILOZT.

Tabla 2.3.- Datos Técnicos del Generador Eléctrico – Unidad TV ILO21.

Capacidad	169 000 kVA
Voltaje	17.0 kV \pm 5%
Factor de potenciar	0.8
Frecuencia	60 Hz
Número de polos	2
Número de fases	3
Velocidad	3,600 rpm
Enfriamiento por aire.	
Temperatura agua > 32°C	

Otros sistemas electricos son:

- Sistema de la Subestación de 220 kV.
- Sistema de Media Tensión 6,9 kV.
- Sistema de Alimentación Eléctrica Manejo de Carbón.
- Sistema de Baja Tensión 480 V.
- Sistema de Emergencia de Baja Tensión 480 V.
- Sistema de Corriente Continua.
- Sistema de Alimentación Ininterrumpida.
- Sistema de Alimentación 230 V c.a. Instrumentación
- Sistema de Alumbrado y Tomas de Fuerza
- Sistema de Comunicaciones
- Sistema de Pararrayos y de Puesta a Tierra
- Sistema de Protección Catódica

2.2.4. Sistema Agua - Vapor

El sistema de vapor principal y extracciones comprende los sistemas de vapor principal, sistema de extracciones, el sistema de By-pass de turbina y el sistema de vapor auxiliar.

El sistema de vapor principal, recalentado frío y caliente y bypass tiene las funciones siguientes: suministrar vapor a la turbina principal donde se produce la primera expansión del mismo desde el sobrecalentador de caldera; una vez que el vapor se ha expandido en la turbina de alta presión conducirlo nuevamente a la caldera donde es recalentado; suministrar vapor a la turbina de media y baja presión; suministrar recalentado frío al calentador nº 6 de alta presión; suministrar recalentado frío al desaireador; suministrar recalentado frío al colector de vapor auxiliar durante la operación normal del grupo; suministrar recalentado frío al regulador de vapor de sellado; recogida y envío del condensado formado en las distintas líneas de vapor al tanque de purga continua de caldera o a los colectores de recogida de drenajes de alta, media y baja presión al condensador; facilitar la operación y disminuir los tiempos de arranque en frío o en caliente, al alcanzarse con mayor rapidez y menores tensiones en los materiales, las temperaturas de vapor requeridas por la caldera y la turbina; absorber rechazos de carga sin que se ocasionen disparos de caldera.

El sistema de bypass permite, al independizar la carga de caldera de la carga de turbina, obtener rápidamente las condiciones de presión y temperatura del vapor principal y del vapor recalentado caliente requeridos por la turbina para la fase de arranque en tiempos mínimos. En el proceso de rechazo de carga total o parcial, donde se produce un exceso de vapor que incrementa la presión en caldera y líneas de vapor, el control del bypass pasa a controlar la presión del vapor principal o recalentado caliente dependiendo de los valores alcanzados y eliminando el exceso de vapor al condensador.

El sistema de vapor de extracciones transfiere vapor a las distintas etapas de calentamiento del agua de alimentación a través del lado carcasa de los calentadores (3 calentadores de alta, presión desaireador y 3 calentadores de baja de baja presión) incrementando así la eficiencia del ciclo. También previene junto con el sistema de control de la turbina, la sobrevelocidad de ésta en caso de disparo de la unidad o pérdida de carga de la central debido a la evaporación y reflujo hacia la tubería de agua contenida en los calentadores del ciclo.

El sistema de vapor auxiliar consiste en un colector que recibe vapor bien del sobrecalentador de la caldera o bien del recalentado frío a través de las válvulas del aislamiento y suministra vapor auxiliar a los siguientes consumidores: Planta desalinizadora, Planta de agua desmineralizada, Desaireador y Vapor a sellos de turbina

El Sistema de Condensado extrae el vapor condensado que se encuentra en el pozo caliente del condensador (Hotwell) mediante las bombas de condensado, lo hace pasar a través del condensador extractor del vapor de sellos de la turbina y de los calentadores de baja hasta llegar al desaireador. Las funciones del Sistema de Condensado son las siguientes: extraer del pozo caliente del condensador el vapor condensado en el haz de tubos del condensador, procedente del cuerpo de baja presión de la turbina, así como los drenajes de los calentadores de baja presión y otros aportes procedentes de diversos sistemas del ciclo; conducir el condensado mediante las BC desde el pozo caliente del condensador hasta el desaireador, pasando por el condensador extractor de vapor de sellos y los calentadores de baja presión; controlar el nivel de condensado en el pozo caliente del condensador, así como el volumen de agua en los sistemas del ciclo, incluido el desaireador; suministrar condensado a servicios diversos en el ciclo; asegurar el vacío necesario para mantener el sellado de la turbina mediante la condensación del vapor de sellos; controlar el suministro de agua desmineralizada.

Durante la operación normal opera una de las dos (2) bombas de condensado instaladas, la otra permanecerá en reserva. Cada una de las bombas tendrá una capacidad correspondiente al caudal de diseño, es decir, son del 100%. La bomba de reserva entrará en funcionamiento cuando la presión de descarga se reduce por debajo de un valor preestablecido.

Tabla 2.4.- Datos técnicos del Condensador – Unidad TV ILO21.

Tipo: Carcasa simple, dos pases.	
Área de superficie	6,480 m ²
Presión	4.54 kPa (a)
Carga de calor	562 GJ/h
Flujo de agua de mar	15,700 m ³ /h
Material tubos	Titaneo
Número de tubos	6,476
Diámetro Ext. de tubos	28.58 mm



Figura 2.10.- Condensador – Unidad TV ILO21.

El sistema de agua de alimentación tiene como función es extraer el condensado del tanque de almacenamiento del desaireador a través de las

Bombas de Refuerzo de Agua de Alimentación y de las Bombas de Agua de Alimentación impulsándolo hasta el economizador de la caldera, pasando previamente por los tres (3) calentadores de alta presión, para calentar el agua con el calor de las extracciones de turbina.

La primera parte del calentamiento del agua de alimentación se lleva a cabo en el sistema de condensado. En éste tiene lugar la extracción de condensado del pozo caliente del condensador y su conducción hasta el desaireador, pasando por sucesivos calentamientos en los calentadores de baja presión. La segunda parte del calentamiento se lleva a cabo en el sistema de agua de alimentación. Aquí tiene lugar la extracción de condensado del desaireador que es impulsado a través de las bombas de Agua de Alimentación hasta el economizador de la caldera, pasando por sucesivos calentamientos en los calentadores de alta presión.

El sistema de venteos y drenajes de calentadores, comprende los calentadores de agua de alimentación, el vapor de extracción que procede de la turbina principal y que se introduce en el lado carcasa, cede su calor latente y parte del calor sensible al condensado/agua de alimentación que fluye por el lado tubos. El agua subenfriada que sale del lado carcasa del calentador una vez que ha pasado por el enfriador que existe dentro del mismo es lo que se denomina “drenaje de calentadores” cuya misión es retornarlos al ciclo principal.

2.2.5. Sistema de Agua de Mar

En una central de producción de energía eléctrica es necesario disponer de un foco frío (sumidero de calor) donde evacuar el calor procedente de la condensación del vapor del ciclo. La C.T. ILO21 utiliza las aguas del océano Pacífico para absorber el calor de condensación del vapor, así como refrigerar los equipos de la central.

Se distingue los siguientes subsistemas:

Subsistema primario de agua de circulación o sistema de toma de agua de circulación que incluye el sistema de extracción de aire de las tuberías de toma y el sistema de filtrado.

Subsistema secundario de agua de circulación o sistema de agua de circulación propiamente dicho, que incluye el sistema de agua de refrigeración auxiliar, el sistema de limpieza de tubos del condensador y el sistema de agua de refrigeración de cojinetes del motor de la BAC.

Planta de electrocloración: que evita el desarrollo y crecimiento de moluscos y demás vida marina en las tuberías de agua de mar, condensador y enfriadores, produce hipoclorito sódico mediante electrólisis del agua de mar y analiza la concentración de cloro residual disuelto.

2.2.6. Sistema de manejo de carbón

Este sistema tiene las funciones de descarga, almacenamiento, transporte, transformación (trituration y cribado), muestreo y alimentación de las tolvas que sirven de almacenamiento temporal para la alimentación a las calderas. El carbón se recibe de un suministro exterior mediante barcos de carga. Los equipos del sistema se encargan desde su extracción de la bodega del barco hasta su vertido en las tolvas de alimentación a calderas pasando por un almacenamiento temporal en los parques de almacenamiento. Los equipos son: dos grúas tipo canguro con capacidad nominal cada una 750 t/h, capacidad por 16 m³ y capacidad de izaje 22 t/máx, extensión 42 m; 01 apilador de carbón (stacker) capacidad 1500 t/h; 02 recuperadores (reclaimer) con capacidad nominal 225 t/h c/u; diez cintas transportadoras, siete torres de transferencia; un sistema de rociado de agua, una estación de trituración y cribado; dos separadores magnéticos; tres estaciones de recogida de muestras y de detección de metales; dos estaciones de pesaje; ocho sistemas de recogida de polvo.

2.2.7. Sistema de combustible Diesel

Es un sistema auxiliar necesario para suministrar a los quemadores e ignitores de caldera durante el arranque y parada de planta, y al tanque del Generador Diesel de Emergencia, para la realización de las pruebas del mismo y en aquellas situaciones donde la corriente de emergencia es necesaria.

2.2.8. Sistema de protección contraincendios

Este sistema proporciona los medios de detección, alarma y extinción idóneos para combatir el riesgo de fuego producido en las diferentes áreas por sus elementos combustibles instalados o almacenados en las mismas. Las alarmas se visualizan y controlan en paneles locales y desde la sala de control.

2.2.9. Sistemas auxiliares

Sistema cerrado de agua de refrigeración: sus funciones son: suministrar agua de refrigeración a cada equipo después de refrigerarla en los cambiadores de calor; mantener un nivel adecuado en el depósito de compensación del sistema mediante suministro de agua desde el sistema de agua de aportación o desde la descarga de las bombas de condensado.

Sistema de muestreo: el objetivo es el análisis continuo del vapor y el agua, en ciertas partes consideradas representativas de la planta, a fin de garantizar la operación segura de la caldera y permitir el control de la calidad del agua del sistema de caldera.

Sistema de inyección química: Las funciones son: minimizar la corrosión reduciendo la concentración de oxígeno disuelto en el agua, inyectando hidracina y manteniendo el pH del agua de alimentación entre 9,4 y 9,5 mediante amoníaco, por descomposición de la hidracina residual en el agua de alimentación o por inyección directa de amoníaco; Reducir al mínimo la

formación de depósitos en los tubos de la caldera mediante la inyección de fosfato sódico al agua del caldero en caso de que hubiera fugas en los tubos del condensador; Minimizar la corrosión en el Sistema Cerrado de Agua de Refrigeración mediante la inyección de hidracina al agua para reducir el contenido de oxígeno disuelto en el agua y mantener el pH entre 8,0 y 9,5.

Sistema de nitrógeno: Las funciones son: Inyección de gas N₂ a los equipos para almacenamiento a largo plazo, utilizándolo para el desplazamiento de aire atmosférico de los recipientes a presión durante las paradas prolongadas; Suministro de gas N₂ a los molinos de carbón para neutralizar fuegos.

2.2.10. Sistema de desalación, tratamiento y distribución de agua

Las funciones desde este Sistema son las siguientes: Obtener y producir del agua de mar los diferentes tipos de agua de la central: agua desalada, agua desmineralizada, agua de servicios, agua potable; Almacenar todos los distintos tipos de agua como reserva; Distribuir los distintos tipos de agua a todos los puntos de consumo respectivos; Proporcionar agua desalada a los equipos de bombeo contra incendios.

El Sistema produce cuatro subsistemas de agua:

Agua desalada que se produce a partir de agua de mar y mediante un proceso de destilación multiefecto, es almacenada en dos tanques. La capacidad es de 1300 m³/día y el consumo de vapor es 9.1 t/h a 14 bar (g).

TDS 10 mg/l (Total de sólidos disueltos) y su conductividad es de 20 $\mu\text{S}/\text{cm}$ a 25°C.

Agua desmineralizada que se produce a partir de agua desalada y mediante un tratamiento de desmineralización con lechos mixtos, es almacenada en un tanque para su distribución y su capacidad es de 600 $\text{m}^3/\text{día}/\text{tren}$.

Agua de servicios que suministra agua de servicios a las calderas y equipos procedentes de los tanques de almacenamiento de agua desalada.

Agua potable que se produce a partir de agua desalada, es almacenada en un tanque, para su distribución en las instalaciones sanitarias y otros. La Planta es por inyección de Cloruro (2 trenes) y su capacidad es de 72 $\text{m}^3/\text{día}/\text{tren}$

2.2.11. Sistema de recogida y tratamiento de drenajes

La Planta tiene una capacidad de 550 $\text{m}^3/\text{día}$ y sus funciones son: Recolectar distintos drenajes líquidos que se producen en la Central; Segregar dichos drenajes en función de su composición; Tratar y/o descargar estas aguas residuales según su contenido en materias contaminantes; Obtener un efluente líquido apto para su descarga y un residuo de fangos apto para ser transportable en camión; Separar los vertidos de aceites y grasas (no recuperables) para que sean evacuados por un gestor autorizado.

2.3. Descripción de los procesos

2.3.1. Proceso de generación de energía eléctrica

Fuente: www.enersur.com.pe y elaboración propia.

El carbón llega a la Central por medio de barcos de hasta 70000 toneladas de desplazamiento. Los barcos atracan junto a la plataforma de descarga, donde dos grúas tipo canguro retiran el carbón de las bodegas de la nave y lo vierten en las tolvas que distribuyen el carbón sobre la faja transportadora. Una segunda faja transportadora conduce el carbón a lo largo del muelle hasta la cancha de carbón donde es distribuido por medio del apilador de carbón (stacker) para formar las pilas de carbón.

La cancha de carbón tiene una capacidad para almacenar hasta 200 000 t. El carbón de la cancha, es acogida por dos equipos semiautomáticos, los recuperadores de carbón (reclaimers), los cuales por medio de una banda de paleta, recogen el carbón de la pila y lo depositan sobre fajas transportadoras, las cuales conducen el carbón hasta los silos de almacenamiento del caldero. Esta operación de cargado de silos hasta el alimentador y luego al pulverizador de carbón donde es triturado y molido hasta convertirse en polvo (70% malla 200), y luego a través de un flujo de aire atemperado, es transportado por de tubos hacia los quemadores del caldero, donde las partículas de carbón se encienden formando la llama del hogar.

Los gases calientes pasan por el exterior de los tubos del sobrecalentador, recalentador y economizador antes de dejar el caldero. Luego pasan por el precipitador electrostático donde queda atrapada la ceniza volante y finalmente son emitidas a la atmósfera a través de la chimenea.

Los gases calientes transfieren su energía a los tubos del caldero por donde circula agua tratada. El agua tratada se evapora en el domo del caldero, y luego el vapor formado eleva su temperatura en los tubos del sobrecalentador.

El vapor sobrecalentado se dirige hacia la turbina de alta presión impulsando los álabes de esta, con lo cual se consigue el giro de la máquina.

El vapor con menos presión deja la turbina de alta presión y retorna al caldero en donde vuelve a calentarse con el recalentador hasta la temperatura de salida del sobrecalentador.

El vapor recalentador se dirige hacia la turbina de intermedia y baja presión donde impulsa los álabes de estas, convirtiendo la energía térmica en energía mecánica la cual se transmite por el eje de la turbina.

El vapor saliente de la última etapa de la turbina de baja presión, cambia a estado líquido en el condensador de vapor, el cual emplea agua de mar que pasa por el interior de los tubos como medio enfriador.

El agua de mar es obtenida por medio de tubos sifón los cuales descargan en la poza de captación y de ahí es bombeada hacia el condensador para finalmente ser descargada al mar.

El condensado obtenido en la caja del condensador, es bombeado hacia el caldero, completando el ciclo de agua.

Acoplado al eje de la turbina se encuentra el alternador eléctrico donde la energía mecánica se convierte en energía eléctrica con un voltaje de 17 000 voltios. Esta energía eléctrica eleva su voltaje en el transformador principal hasta 220000 voltios (220 kV), para poder viajar por las líneas de transmisión hacia los centros de distribución.

Adicionalmente, con el objetivo de brindar seguridad y calidad en el servicio, EnerSur invirtió en la construcción de la nueva subestación en Moquegua.

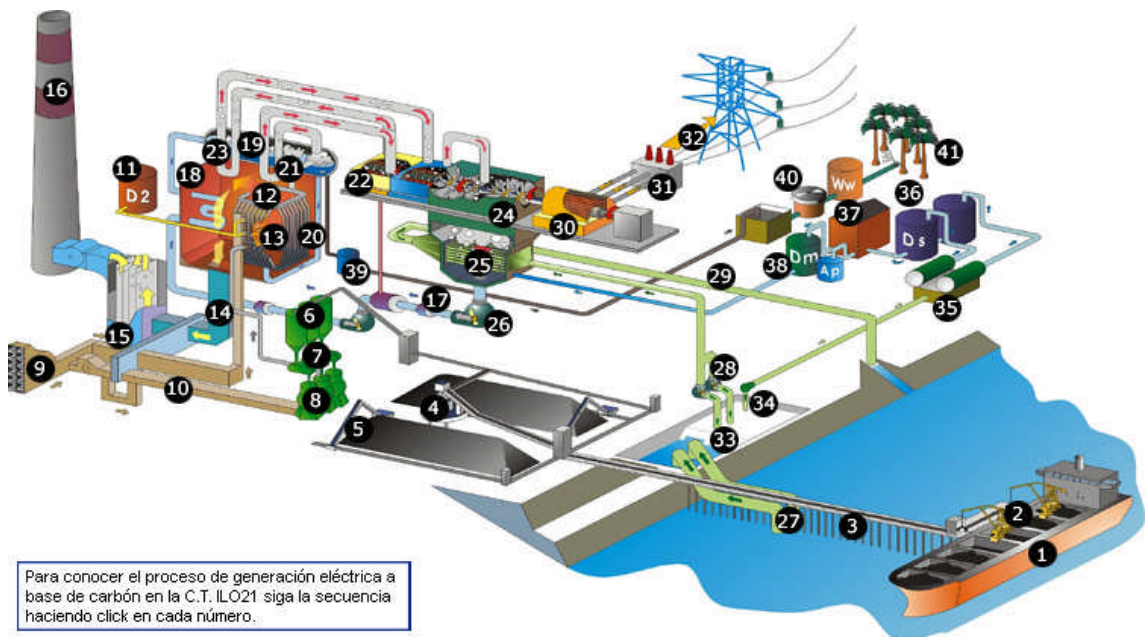


Figura 2.11.- Diagrama del proceso de generación de la C.T. ILO21.

El sistema del carbón

1. El carbón llega a la central por medio de barcos autodescargantes de hasta 85,000 toneladas de desplazamiento.



2. Los barcos atracan junto a la plataforma de descarga, donde las grúas de los barcos retiran el carbón de las bodegas de la nave y lo vierten en las tolvas que lo distribuyen sobre una faja transportadora.



3. Una faja transportadora conduce el carbón a lo largo del muelle hasta la cancha.



4. El Apilador distribuye el carbón dentro de las canchas, las cuales tienen una capacidad para almacenar hasta 200,000 toneladas a la intemperie.



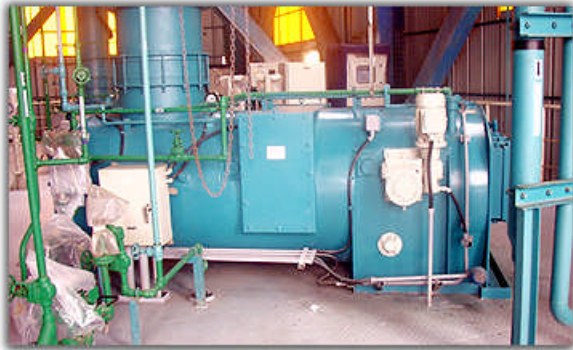
5. El carbón es recogido por los Recuperadores, los cuales lo depositan en un sistema de fajas que lo transportarán hacia los silos.



6. Los Silos de Almacenamiento son llenados diariamente con carbón para la operación de la Central.



7. El carbón cae desde los silos hasta el Alimentador que se encarga de enviarlo al Pulverizador.



8. El Pulverizador es el lugar en donde el carbón es triturado y pulverizado para facilitar la combustión.



Sistema de aire gases

9. Un Ventilador de Tiro Forzado provee el aire necesario para el proceso de combustión.



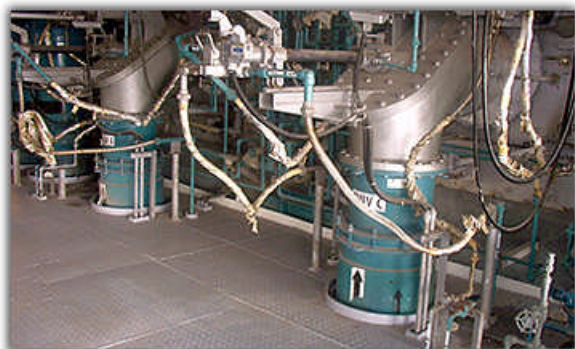
10. Un Ventilador de Aire Primario provee el aire necesario para el transporte del carbón pulverizado hacia los quemadores.



11. Como combustible de emergencia y para el arranque del Caldero se tiene el Diesel 2. Se podría utilizar también el gas natural como combustible alternativo.



12. En los quemadores, el carbón pulverizado se enciende formando la flama en el hogar del Caldero.



13. En el interior del Caldero u Hogar, se produce la combustión del carbón y la transferencia de calor hacia el agua de alimentación.



14. Los gases y partículas producto de la combustión, se dirigen al precipitador electrostático a través de ductos.



15. El Precipitador Electrostático atrapa la ceniza volante de la combustión. Tiene una eficiencia del 99% y constituye la parte más importante dentro del control ambiental.



16. La chimenea es el lugar por donde son emitidos a la atmósfera los gases de combustión, libres de ceniza.



Sistema de agua - vapor

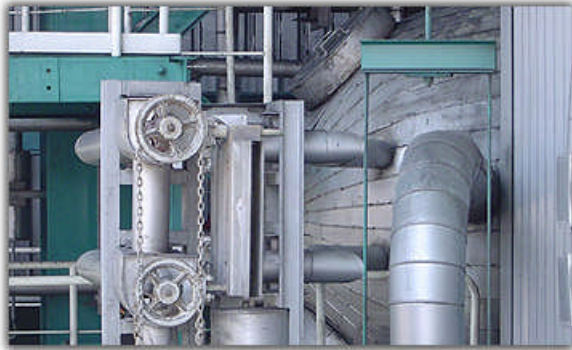
17. El condensado es bombeado hacia el Caldero a través de la tubería de agua de alimentación.



18. El Economizador transfiere el calor de los gases de combustión al agua de alimentación.



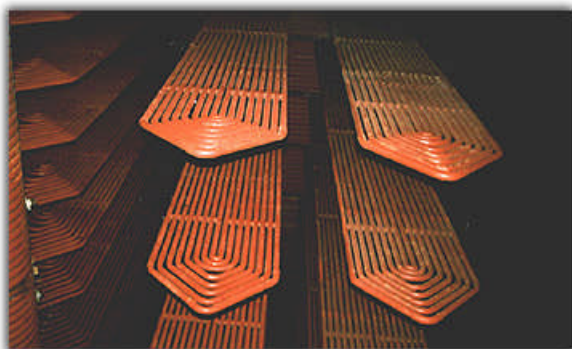
19. El Agua de Alimentación es almacenada temporalmente en el Domo del Caldero, de aquí el agua evaporada es conducida al Sobrecalentador.



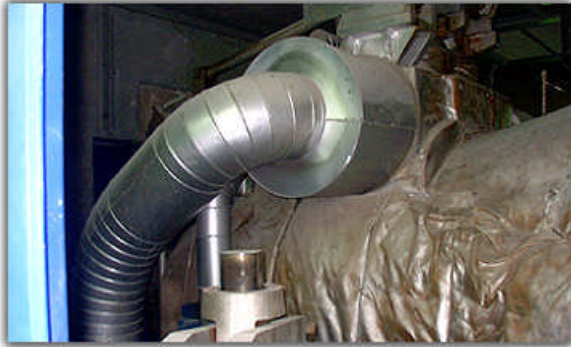
20. Los gases de combustión calientes transfieren su energía térmica a los tubos del Hogar del Caldero por donde circula el Agua de Alimentación.



21. El vapor formado en el Domo del Caldero eleva su temperatura en los tubos del Sobrecalentador.



22. El vapor sobrecalentado se dirige hacia la Turbina de Alta Presión impulsando sus álabes y produciendo la rotación de la misma.



23. El Vapor que sale de la Turbina de Alta presión retorna al Caldero donde vuelve a elevar su temperatura en el Recalentador.



24. El vapor recalentado se dirige a la Turbina de Media Presión y luego a la Turbina de Baja Presión convirtiendo su energía térmica en energía mecánica de rotación, la cual se transmite por el eje de las turbinas.



25. El vapor saliente de la Turbina de Baja Presión es enfriado y retornado a estado líquido por medio del Condensador (se emplea como medio refrigerante el agua de mar).



26. El vapor condensado es bombeado posteriormente hacia el Caldero por medio de las Bombas de Condensado.



Sistema de generación

27. Acoplado al eje de la turbina se encuentra el Generador Eléctrico, donde la energía mecánica se convierte en energía eléctrica a 17 kV y 60 Hz.



28. El Transformador Principal eleva la tensión de 17 kV a 220 kV para luego ser transmitida.



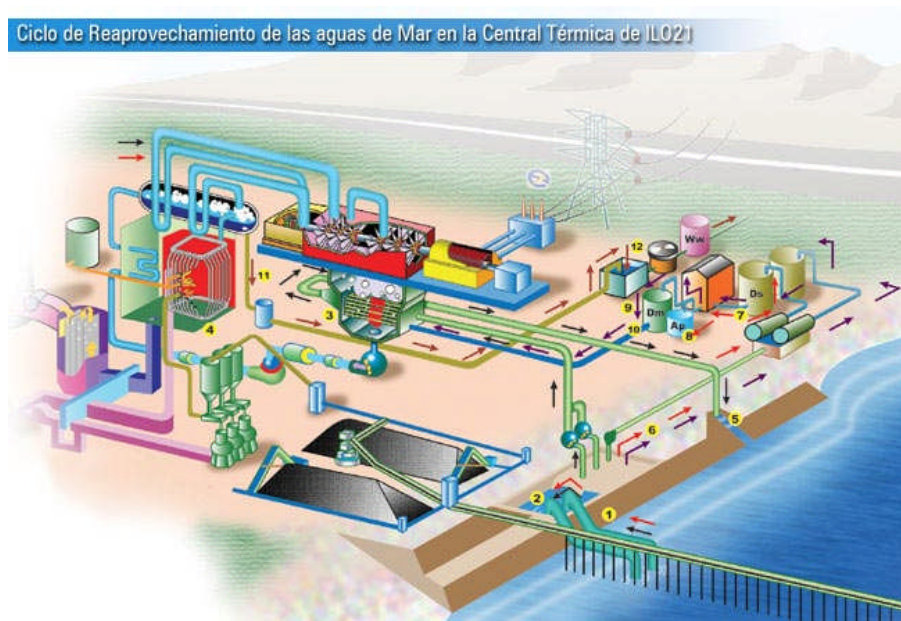
29. Las Líneas de Transmisión transportan la energía eléctrica hacia los centros de distribución.



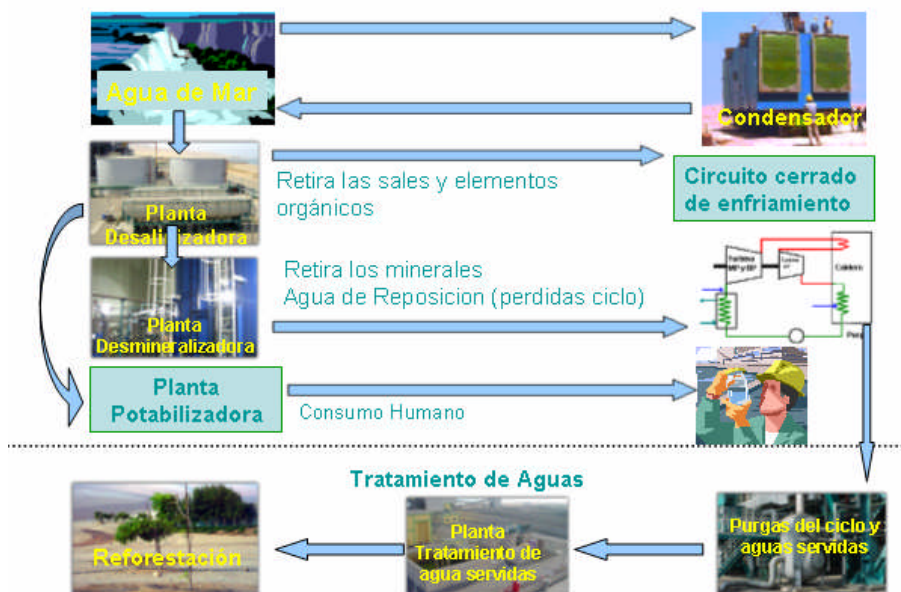
2.3.2. Proceso del agua de mar

Un recurso importante para la generación de energía eléctrica en una central térmica a vapor es el agua. En ILO21 se uso agua del Océano Pacífico.

Figura 2.12.- Diagrama del uso de las aguas de mar en la C.T. ILO21



USOS DEL AGUA DE MAR EN LA C.T. ILO21



Descripción del Proceso del Agua de Mar

➡ Ingresa hasta el condensador (3) donde actúa como elemento enfriador de las tuberías que contienen el vapor saliente de las turbinas de baja presión convirtiéndola al estado líquido; este condensado es bombeado al caldero (4) nuevamente completándose así este ciclo. El agua de mar utilizada para el enfriamiento, termina de circular y regresa al mar (5) conservando sus mismas características.

➡ Así mismo el agua de mar es enviada a través de una tubería (6), a la zona de plantas de tratamiento de aguas, donde, pasa a un proceso de desalinización (7) obteniéndose agua desalinizada. Luego, a través de un proceso de potabilización (8) se obtiene agua apta para el consumo humano. El resto de agua destilada (7) es desmineralizada (9) para ser utilizada como agua de reposición en el condensador (3).

➡ El resto de esta agua desalinizada (7), continúa el proceso y es desmineralizada (9) y almacenada en un tanque, para luego ser inyectada al condensador (3) a través de una tubería de reposición (10).

Tratamiento de las aguas servidas

➡ Las aguas servidas que se generan en el edificio administrativo, así como las purgas del caldero (11) y demás drenajes industriales de la C.T. ILO21, no son desechadas al mar. Todos estos residuos son canalizados hacia la planta de tratamiento de aguas servidas (12), donde luego de someterlas a un proceso, se obtiene el agua que sirve para regar las diez hectáreas de forestación de la C.T. ILO21.

Sistema de agua de enfriamiento

30. El agua de mar utilizada para condensar el vapor, es obtenida por medio de dos Tuberías sifón que descargan a una poza de captación.



31. Por medio de una Bomba de Agua de Circulación, el agua de mar es impulsada hacia el condensador.



32. Luego de que el agua de mar ha pasado a través del Condensador, es finalmente descargada al mar.



Sistema de desalación

33. El agua de mar es descargada a la Poza de Captación.



34. El agua de mar también es bombeada hacia una Planta Desaladora.



35. En la Planta Desaladora, el agua de mar es tratada para retirar las sales y elementos orgánicos, obteniéndose un agua desalinizada.



36. El agua desalinizada es almacenada en dos Tanques de Almacenamiento.



Sistema de desmineralización

37. Una parte del agua desalinizada es conducida hacia la Planta Desmineralizadora, donde se produce un agua pura y libre de minerales.

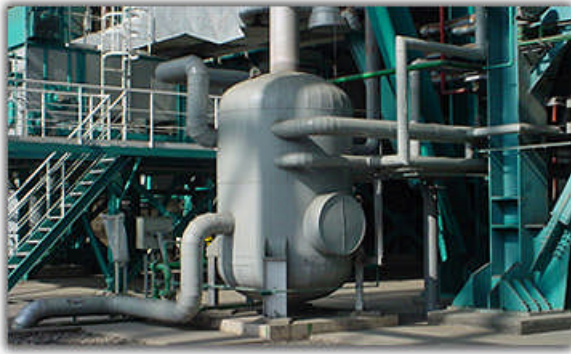


38. El agua desdesmineralizada es almacenada en un tanque de donde se extrae el agua para reponer el agua perdida durante el proceso.



Sistema de tratamiento de aguas

39. Las pérdidas de agua en el proceso se deben a las purgas del Caldero (control de químicos) y son descargada en el tanque de "Blow Down".



40. El agua de las purgas, los drenajes industriales y los desagües de las instalaciones son conducidos hasta la Planta de Tratamiento.



41. El agua resultante de la Planta de Tratamiento de Aguas Servidas es utilizada en el sistema de forestación circundante al terreno de la Central.



Capítulo 3

Evaluación Energética

3.1. Introducción a los ciclos de potencia

Los ciclos de potencia tienen por objetivo producir trabajo y su eficiencia como en cualquier sistema se define como la energía útil del sistema por la energía que es utilizada, esta eficiencia es máxima en un ciclo de Carnot (dos procesos isotermos de intercambio de calor con los focos, y dos procesos adiabáticos para pasar de una a otra temperatura).

$$\eta_t = \frac{\text{Energía Util del Sistema}}{\text{Energía Utilizada}} \quad \eta_{m\acute{a}x} = 1 - \frac{T_{foco-frio}}{T_{foco-caliente}} \quad \eta = \left| \frac{W}{Q_c} \right| \leq 1 - \frac{T_f}{T_c} < 1$$

Para aumentar la eficiencia es necesario que la T_{frio} sea baja siendo el límite inferior el medio ambiente y/o que la $T_{caliente}$ sea alta siendo el límite superior el límite metalúrgico de los metales.

La dificultad de llevar a la práctica el ciclo de Carnot con un gas es realizar los procesos isotermos de intercambio de calor y con un vapor esto se soluciona ya que se pueden realizar con evaporación o condensación isobara pero los procesos de expansión y compresión adiabática de un fluido bifásico tienen dificultades por los procesos de cavitación.

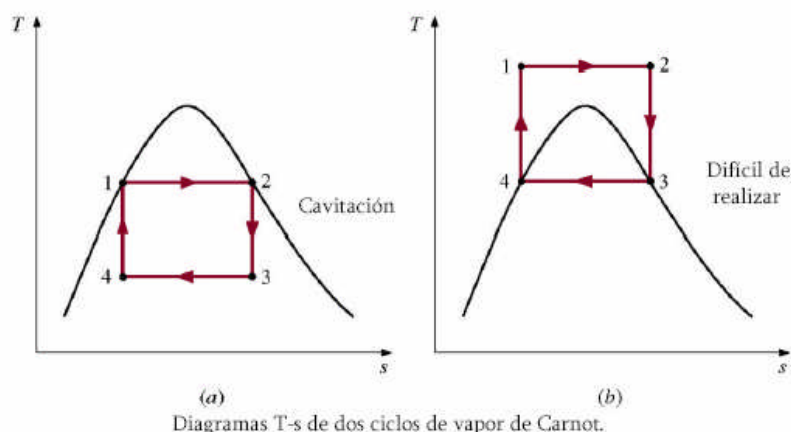


Figura 3.1.- Dificultades principales de un ciclo ideal teórico de Carnot.

Comparación Termodinámica de las Tecnologías de los Ciclos de Potencia.

Un ciclo termodinámico se delimita mediante el llamado foco caliente que provee de energía a una sustancia, la cual mediante procesos mecánicos es capaz de transformar en trabajo el calor cedido hasta una menor temperatura, cediendo a un foco frío la energía sobrante, sin más capacidad de producir trabajo. Siendo la temperatura ambiente el foco frío, se deduce que a mayor temperatura del foco caliente, mayor rendimiento. La principal limitación de los ciclos térmicos reside en la temperatura que pueden resistir los materiales. Por lo que la tendencia actual es aumentar la temperatura de entrada; así por ejemplo en las turbinas de gas se refrigera los álabes con aire, y se utiliza materiales con aleaciones más resistentes e incluso la fabricación de álabes monocristalinos, por su parte en las turbinas a vapor se utilizan materiales con aleaciones austeníticas de hierro y las basadas en níquel. En la actualidad la eficiencia neta en ciclos de potencia alcanzan un máximo de 60%, con la última generación de ciclos combinados y para los ciclos Rankine supercríticos superan el 45%.

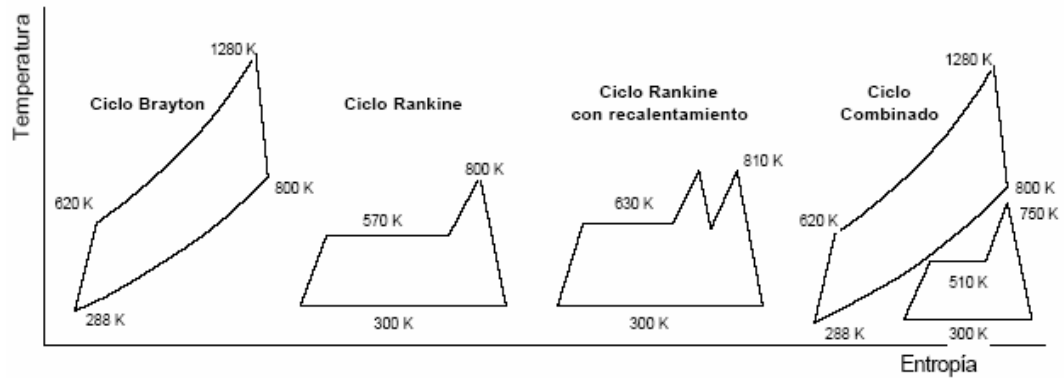


Figura 3.2.- Diagrama T-s para ciclos de potencia.

Tabla 3.1.- Comparación de eficiencia de ciclos de potencia.

T_m =Temperatura media	Ciclo Brayton de aire	Ciclo Rankine		Ciclo combinado
		Simple	Recalt.	Brayton-Rankine
T_m Foco caliente (K)	950-1000	550-630	640-700	950-1000
T_m Foco frío (K)	500-550	320-350	320-350	320-350
Eficiencia de Carnot	42-47	37-50	45-54	63-68

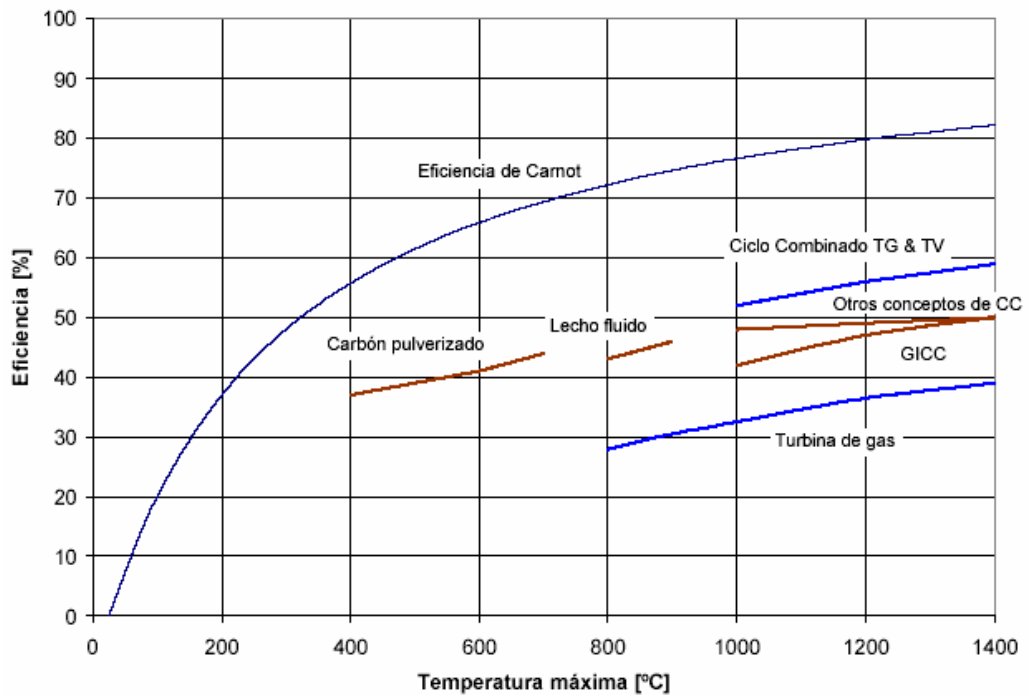


Figura 3.3.- Eficiencia según Tecnologías

A continuación se muestran esquemas de centrales térmicas a vapor en donde la temperatura del foco caliente corresponde a la temperatura adiabática de llama de los gases de combustión que se da en el hogar del caldero.

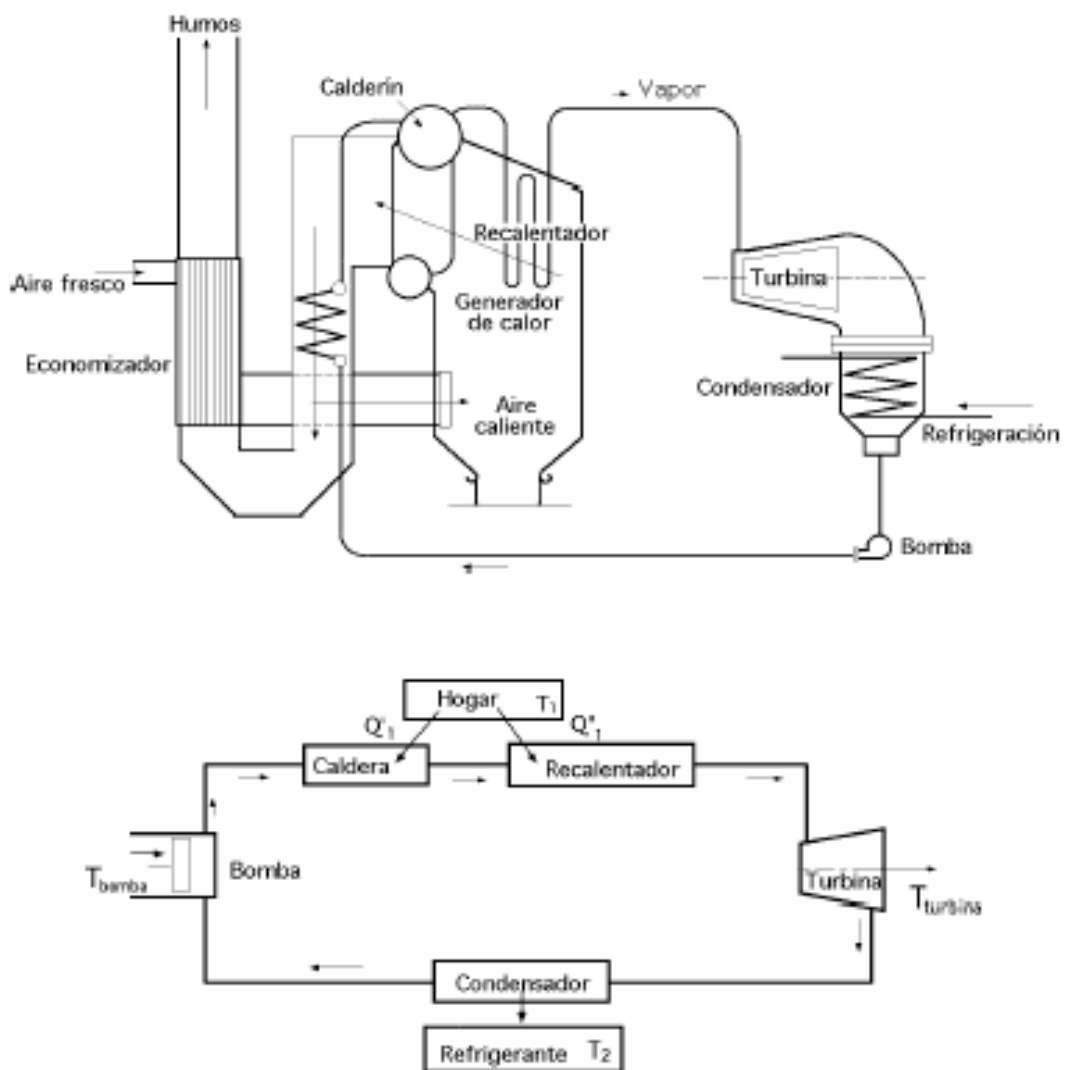


Figura 3.4.- Esquema del funcionamiento de una central térmica a vapor

Para mejorar la eficiencia de la central se realizan una serie de modificaciones que consisten en sobrecalentar y recalentar el vapor en la caldera, tal como se muestra a continuación.

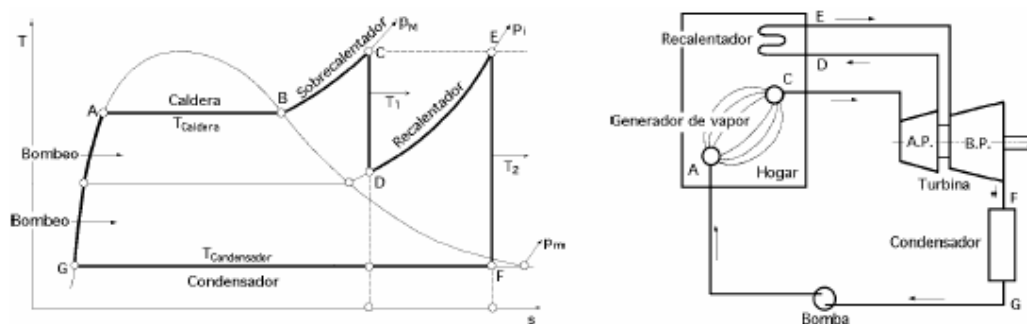


Figura 3.5.- Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento

Un método adicional para mejorar la eficiencia de la central es aumentar la temperatura de ingreso del agua de alimentación al generador de vapor, lo que se logra con un proceso regenerativo que se logra a través de calentadores abiertos o cerrados.

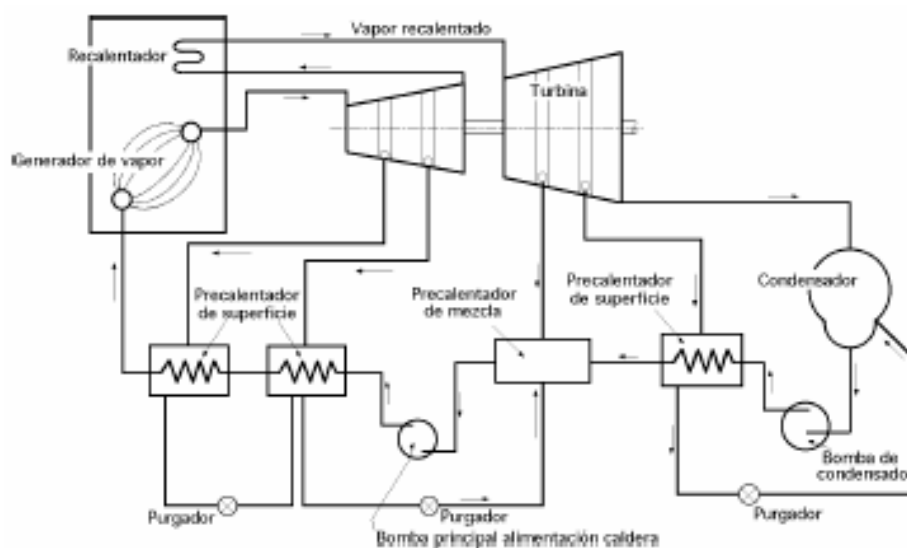


Figura 3.6.- Ciclo con sobrecalentamiento, recalentamiento y regeneración

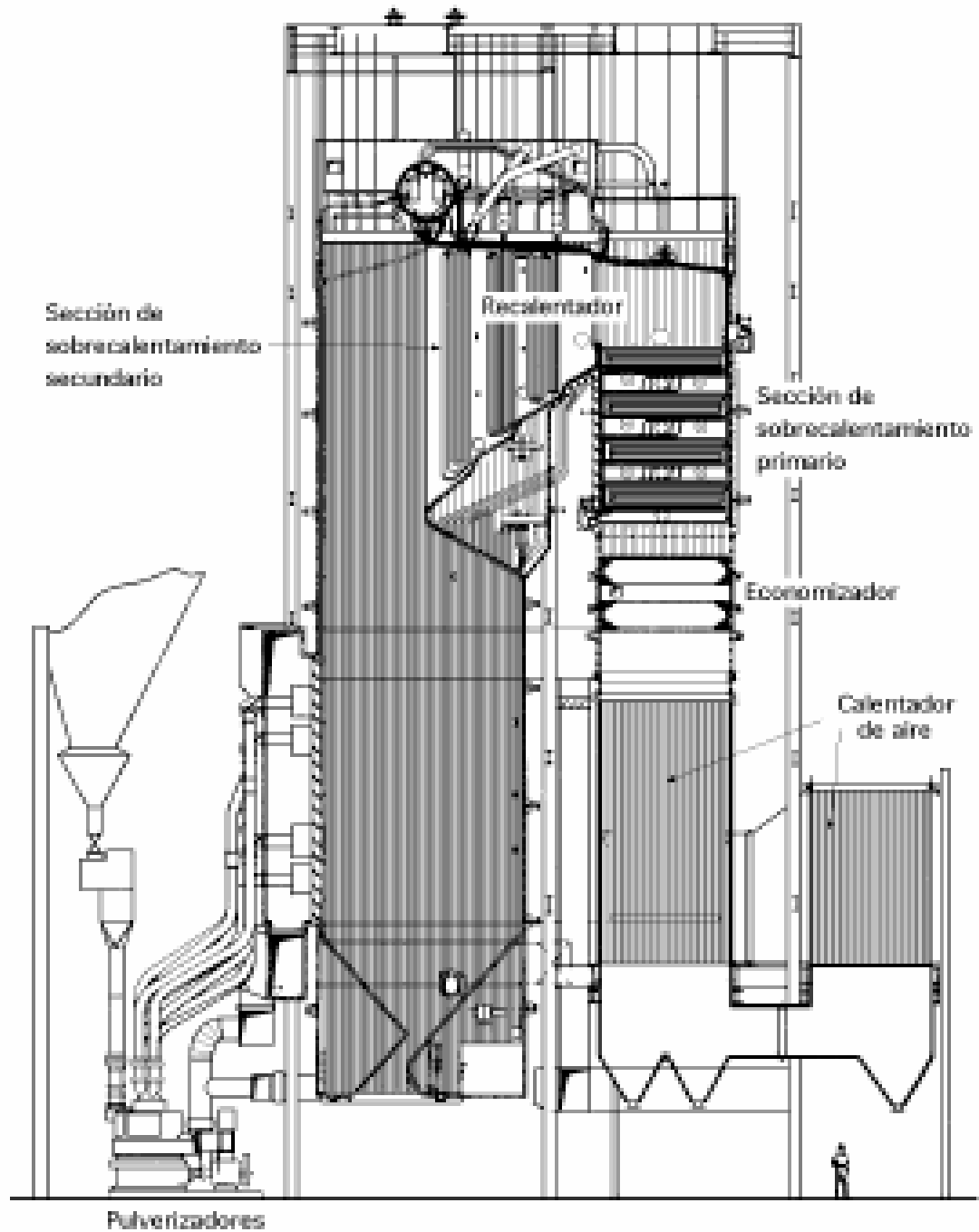


Figura 3.7.- Sección del caldero de una central térmica de potencia

3.2. Fundamento teórico de las centrales a vapor

3.2.1. Ciclos de potencia en centrales a vapor

Los diversos ciclos de vapor son los siguientes: el ciclo abierto que es el típico ciclo sin condensación, propio de la máquina de vapor, el ciclo de Rankine que es un ciclo cerrado que incluye un condensador; ciclo de Hirn esta basado en un ciclo Rankine, en donde se sobrecalienta y recalienta el vapor y se calienta el agua de alimentación (regeneración).

Los criterios para la selección del fluido termodinámico se basan en “seguridad” es decir que no sea tóxico, ininflamable, no explosivo, no irritante; “costo de la inversión y operación” es decir que tenga un precio barato; alto calor latente de vaporización (menor tamaño, luego menor costo), presiones de saturación ni muy altas ni muy bajas en el rango de temperaturas (presiones extremas aumentan el coste de la instalación); “mantenimiento” es decir que sea insoluble en lubricantes, inactivo químicamente, no corrosivo; “condiciones fisicoquímicas” es decir que no debe solidificar en el rango de T; baja viscosidad (reduce irreversibilidades).

El uso de vapor como fluido termodinámico se justifica por gran variedad de propiedades, en particular: es abundante y barato de producir y transporta gran cantidad de energía por unidad de masa debido al cambio de fase. En efecto, el calor latente de cambio de fase es del orden de 2.500 kJ/kg. El agua utilizada pasa por un tratamiento químico de: desalinización, eliminación de O₂ disuelto, eliminación de microorganismos etc.

Ciclo de vapor abierto

Este fue el primer ciclo de vapor a utilizarse en forma amplia. Corresponde a las típicas máquinas de vapor de ciclo abierto utilizado en locomotoras y muchas máquinas estacionarias en los inicios de la revolución industrial.

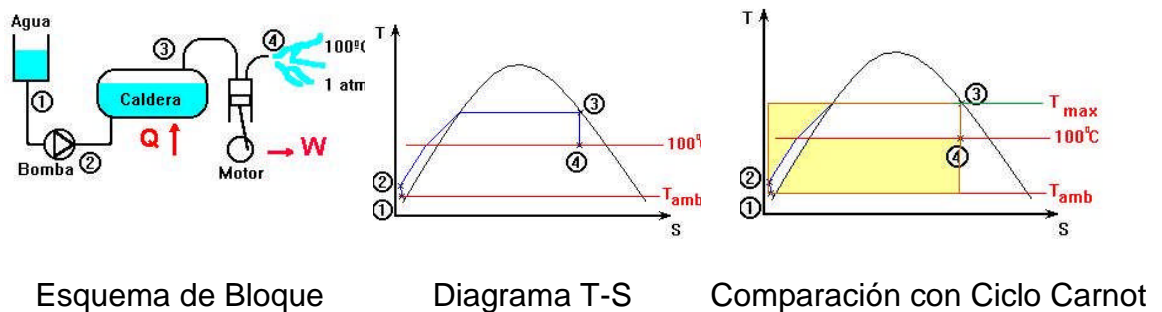


Figura 3.8.- Ciclo de vapor abierto

Ciclo Rankine Simple

El ciclo de Rankine es conceptualmente muy parecido al ciclo abierto. La gran diferencia es que se introduce el condensador. Este tiene por efecto bajar la temperatura de fuente fría y mejorar la eficiencia del ciclo. El efecto es doble: desde el punto de vista netamente termodinámico, se baja la temperatura de la fuente fría, mejorando por lo tanto la eficiencia del ciclo. y desde el punto de vista mecánico, la presión en el condensador es muy inferior a la atmosférica, lo que hace que la máquina opere con un salto de presiones mayor, lo que aumenta la cantidad de trabajo recuperable por unidad de masa de vapor.

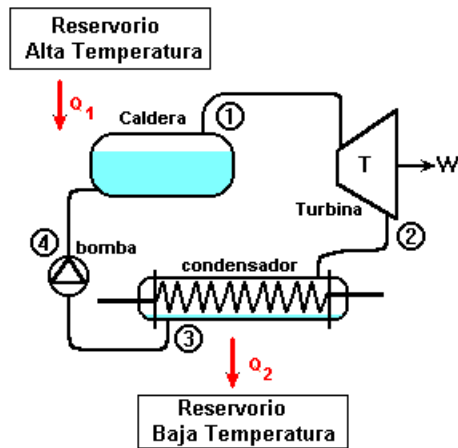


Figura 3.9.- Esquema de bloques Ciclo Rankine simple

3-4 La bomba recolecta condensado a baja presión y temperatura y comprime el agua hasta la presión de la caldera. Este condensado a menor temperatura de la de saturación en la caldera es inyectada a la caldera.

4-1 En la caldera primero se calienta, alcanzando la saturación y luego se inicia la ebullición del líquido, se extrae el vapor de la caldera y luego se conduce el vapor al expansor (normalmente una turbina).

1-2 El vapor se expande, recuperando trabajo en la turbina, hasta la presión asociada a la temperatura de condensación.

2-3 El vapor que descarga la máquina entra al condensador donde se convierte en líquido al entrar en contacto con las paredes de tubos que están refrigerados en su interior. El condensado se recolecta al fondo del condensador, donde se extrae prácticamente como líquido saturado

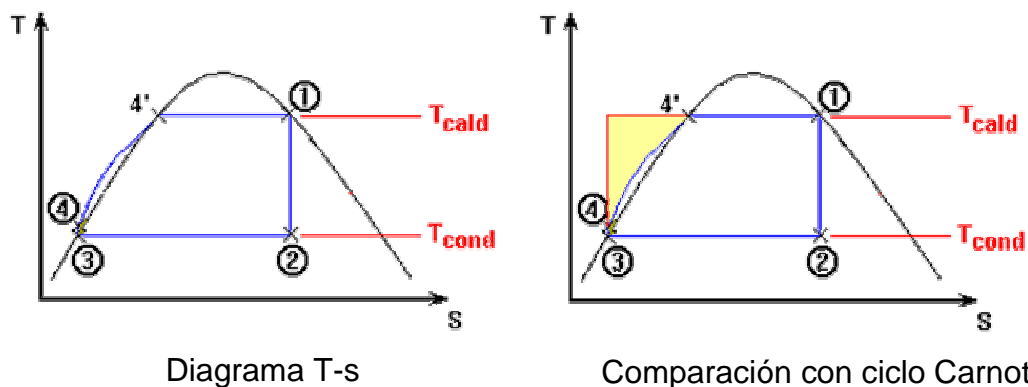


Figura 3.10.- Diagrama T-S Ciclo Rankine simple y comparación con ciclo Carnot.

1–2: expansión adiabática en turbina. Hay un límite práctico en el título del estado 2 (por erosión de los álabes de turbina, debida a la presencia de gotas de líquido): $x_2 > 0,85$. Aquí se produce el trabajo del ciclo.

2–3: condensación isobara en condensador. El calor retirado se vierte al foco frío (refrigerante). Por razones prácticas, la condensación se efectúa hasta el final (líquido saturado).

3–4: compresión adiabática en bomba. El fluido comprimido es un líquido, no una mezcla bifásica. El trabajo consumido es muy pequeño, comparado con el obtenido en la turbina.

4–1: evaporación isobara en caldera. El calor se toma del foco caliente (gases de combustión de un combustible, o energía de fusión de uranio). En el estado (4) el líquido está como líquido subsaturado. Este se inyecta a la caldera, con un importante aumento de temperatura y entropía, hasta alcanzar la saturación. Allí comienza la ebullición. Todo el proceso (4)-(1) ocurre dentro de la caldera. Se incluye el punto 4' que es cuando se alcanza la saturación, pero solo para efectos ilustrativos.

Comparación con el ciclo Carnot.

Comparemos este ciclo de Rankine con su Ciclo de Carnot. Este ciclo tendrá como temperatura inferior (de fuente fría) la temperatura del condensador (normalmente ligeramente superior al ambiente) y como superior (de fuente caliente) la de la caldera (T_{max}). Las áreas sombreadas indican la pérdida que hay con respecto al potencial. En este caso vemos que la principal irreversibilidad termodinámica ocurre por la inyección de agua por debajo de la saturación a la caldera.

Análisis de las desventajas del Ciclo Rankine

El ciclo Rankine simple tiene el defecto de que el vapor tiende a salir de la turbina con título bastante inferior a 1, típicamente del orden de 0,80 o menos implica que del total de fluido que sale del expansor, 20% o más es líquido que por la alta velocidad con la que fluye causaría desgaste y erosión en las piezas fijas y móviles. A medida que la presión en la caldera sube (lo cual implica mayor temperatura), el vapor después de la expansión sale a un título aún menor.

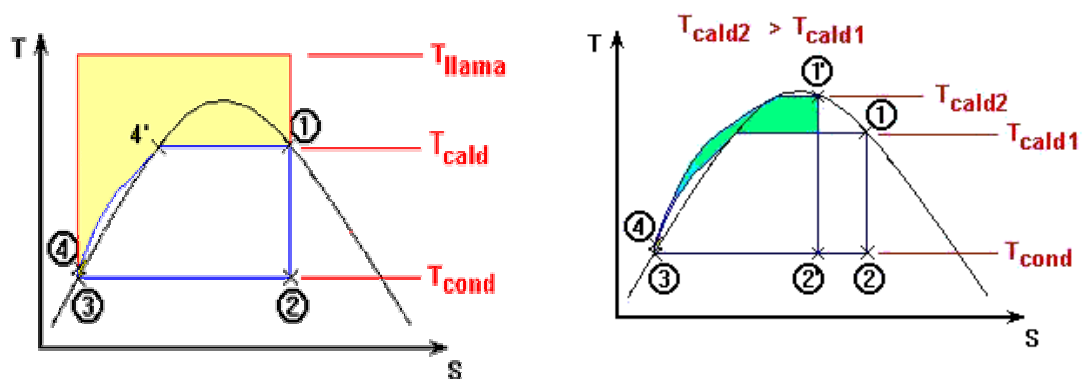


Figura 3.11.- Desventajas del Ciclo Rankine simple

En la figura de la izquierda se aprecia que aunque la pérdida de eficiencia con respecto al Carnot es "aceptable", al considerar la temperatura de la caldera como fuente caliente se ve que hay gran pérdida de exergía. Además el punto (2) sale en zona de vapor húmedo

En la figura de la derecha se ve el efecto de aumentar la presión (y temperatura) en la caldera. A medida que esta sube, el punto (1) se corre hacia arriba y la izquierda, por lo tanto la descarga de la máquina, punto (2) también se corre a la izquierda y el vapor sale más húmedo.

La solución a ambos problemas implica introducir un sobrecalentamiento del vapor. Es decir, el vapor se saca de la caldera y se sigue calentando (aumentando su temperatura) a presión constante.

Ciclo Rankine con sobrecalentamiento.

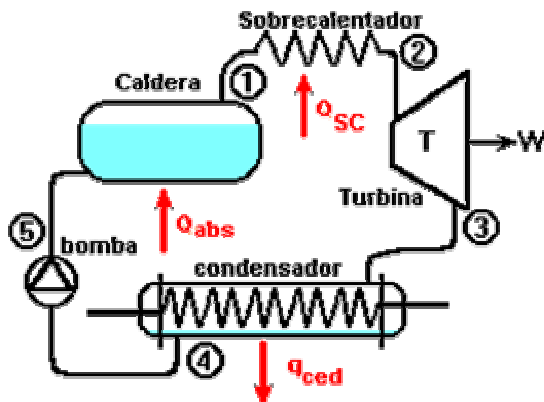


Figura 3.12.- Esquema de bloques Ciclo Rankine con sobrecalentamiento

4-5 La bomba recolecta condensado a baja presión y temperatura, típicamente una presión menor a la atmosférica, y comprime el agua hasta la presión de la caldera, este condensado a menor temperatura de la temperatura de saturación en la caldera es inyectada a la caldera.

5-1 En la caldera primero se calienta, alcanzando la saturación y luego se inicia la ebullición del líquido, se extrae el vapor de la caldera y luego se conduce el vapor al sobrecalentador.

1-2 Este elemento es un intercambiador de calor al que se le entrega calor a alta temperatura, el vapor se calienta hasta salir como vapor sobrecalentado.

2-3 El vapor que sale del sobrecalentador se lleva al expansor o turbina. Allí se expande, recuperando trabajo, en la turbina, hasta la presión asociada a la temperatura de condensación

3-4 El vapor que descarga la máquina entra al condensador donde se convierte en agua al entrar en contacto con las paredes de tubos que están refrigerados en su interior. El condensado se recolecta al fondo del condensador, donde se extrae prácticamente como líquido saturado.

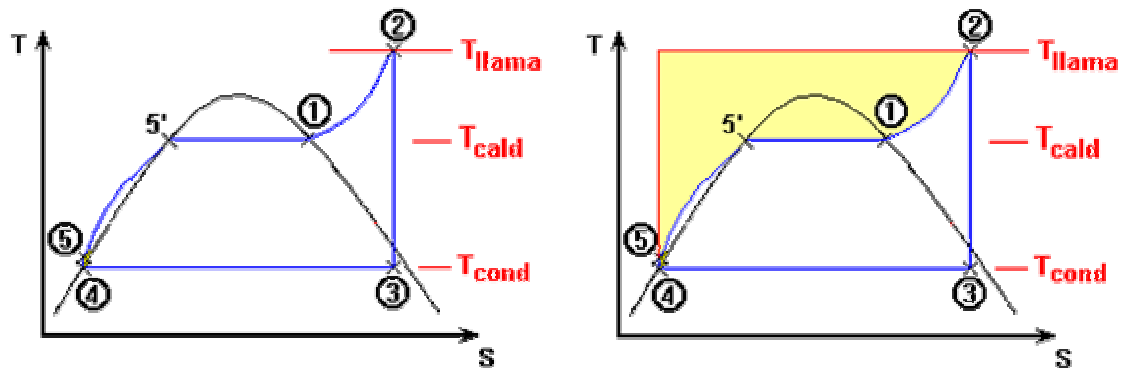


Figura 3.13.- Diagrama T-s Ciclo Rankine con sobrecalentamiento

1-2 El vapor está inicialmente con título 1, como vapor saturado, luego se sobrecalienta en el sobrecalentador.

2-3 El vapor se expande en la turbina, generando trabajo, esta evolución es, en principio, isentrópica. A la salida de la turbina el vapor tendrá título inferior a 1, pero saldrá mucho más seco que en el ciclo de Rankine. Incluso nada impide que el vapor saliera como vapor sobrecalentado.

3-4 El vapor que descarga la turbina es admitido al condensador, donde condensa totalmente a temperatura y presión constantes

4-5 Sale del condensador en el estado (4) como líquido saturado (título $x=0$).

Ahora el condensado es comprimido por la bomba, aumentando su presión hasta la presión de la caldera.

5-1 El líquido subsaturado se inyecta a la caldera, con un importante aumento de temperatura y entropía, hasta alcanzar la saturación. Allí comienza la ebullición. Se incluye el punto 5' que es cuando se alcanza la saturación, pero solo para efectos ilustrativos.

Comparación con el Ciclo Carnot.

Comparemos este ciclo con su ciclo de Carnot correspondiente, este ciclo tendrá como temperatura inferior la temperatura del condensador y como superior la de la caldera (T_{llama}). El área sombreada indica la pérdida que hay con respecto al potencial. En este caso vemos que existe una importante irreversibilidad con respecto al Ciclo de Carnot correspondiente. Sin embargo, para las mismas presiones de caldera y condensador (lo que significa igual temperatura de ebullición y condensación), es mejor el rendimiento de un ciclo de Rankine con sobrecalentamiento que el de un ciclo Rankine simple.

Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento

Al analizar las ventajas y desventajas del ciclo de Rankine, se mencionó el hecho de que a medida que uno se acerca a la presión o temperatura crítica del agua, el vapor tiende a salir más húmedo de la máquina. Esto tiende a ser así incluso con un ciclo Rankine con sobrecalentamiento (ciclo de Hirn). La forma más simple de obviar este problema es introducir adicional al sobrecalentamiento un recalentamiento. Típicamente se utilizan dos ó tres sobrecalentamientos.

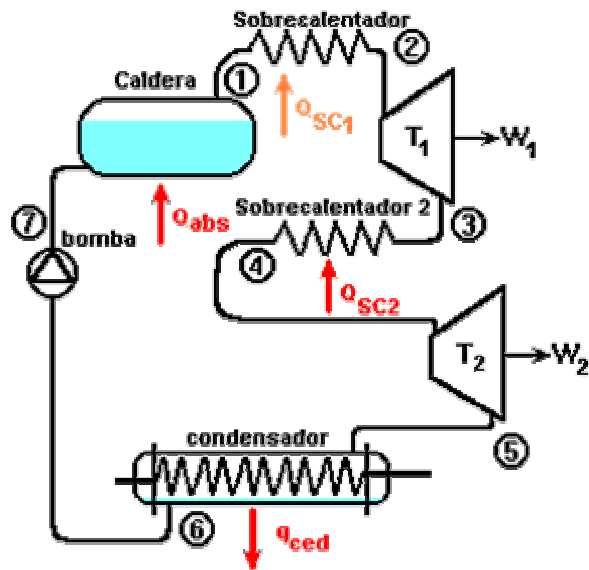


Figura 3.14.- Esquema de bloques Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y Recalentamiento

1-2 Se extrae el vapor de la caldera y se conduce al primer sobrecalentador donde es calentado hasta salir como vapor sobrecalentado. El cual se lleva a la turbina de alta presión T_1 donde se expande, recuperando trabajo W_1 .

3-4 El vapor que descarga la primera turbina se lleva a un recalentador (segundo sobrecalentador) donde la temperatura aumenta.

4-5 A continuación este vapor se inyecta a la turbina de baja presión T_2 y se expande recuperando el trabajo W_2 .

5-6 El vapor que descarga la turbina de baja presión se evacua al condensador donde se convierte en agua. Del condensador se extrae líquido saturado.

6-7 La bomba comprime el condensado, reinyectando el condensado en la caldera y se repite el ciclo

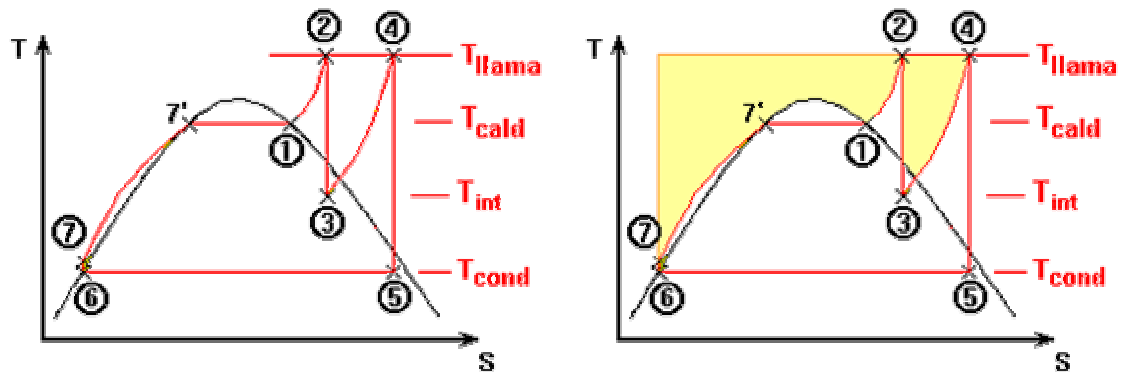


Figura 3.15.- Diagrama T-s Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento.

En diagrama T-S el ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento se describe como sigue:

1-2 El vapor que está inicialmente como vapor saturado se sobrecalienta.

2-3 El vapor se expande en la turbina 1, generando trabajo W_1 . Esta evolución es, en principio, isentrópica. A la salida de la turbina 1 el vapor tendrá título inferior a 1.

3-4 En el segundo sobrecalentador aumenta su temperatura a presión constante. Al final, nuevamente estará cerca de la temperatura de vapor.

4-5 A la salida del segundo sobrecalentador entra a la turbina 2 (turbina de baja presión) donde se expande generando el trabajo W_2 . En principio esta evolución es isentrópica.

5-6 El vapor de descarga de la Turbina de baja entra al condensador en donde sale como líquido saturado (título $x=0$).

6-7 El condensado es comprimido por la bomba, aumentando su presión hasta la presión de la caldera. En el estado (7) el líquido es reinyectado a la caldera. En 7' se alcanza la saturación dentro de la caldera.

Ciclo Rankine regenerativo

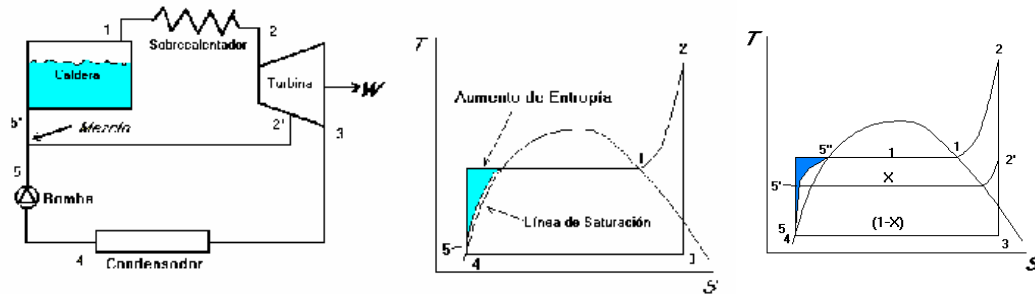


Figura 3.16.- Esquema de Bloque y diagrama T-s Ciclo Rankine regenerativo.

Un método para disminuir la irreversibilidad termodinámica de reinyectar condensado frío en la caldera es reinyectar el condensado a la caldera previa un calentamiento por medio de la extracción de vapor de la turbina, recuperando así la exergía asociada al área sombreada.

Descripción Termodinámica del ciclo con regeneración

Se extrae una fracción X de vapor en el punto $2'$ (un punto intermedio entre la entrada y salida de la máquina). Este vapor se lleva hacia la zona de salida del condensador (y posterior a la salida de la bomba) donde se mezcla (condensándose) con el líquido que sale de la bomba. Al producirse la mezcla, la temperatura del condensado aumenta de T_5 a $T_{5'}$. Mientras tanto, la fracción $1-X$ de vapor sigue el resto del recorrido a través del sistema (turbina entre $2'$ y 3 ; condensador de 3 a 4 y bomba de 4 a 5).

Normalmente X es una fracción entre 0,1 y 0,2. Con esto va a haber un aumento de rendimiento significativo del orden de 1 a 2 puntos para una extracción, y valores decrecientes para extracciones sucesivas.

3.2.2. Irreversibilidades en un ciclo real

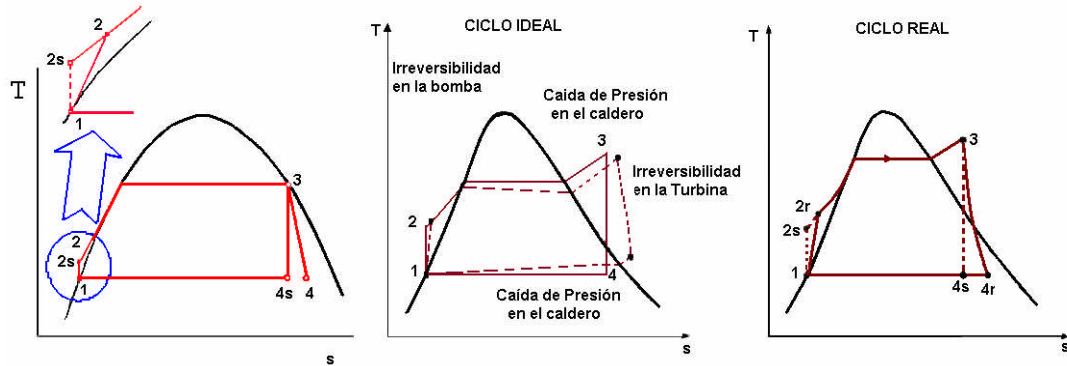


Figura 3.17.- Irreversibilidades en turbina y bomba en un ciclo de Rankine.

Irreversibilidades internas de un ciclo Rankine.- La principal irreversibilidad está asociada con su expansión en la turbina; el calor transferido al ambiente por la turbina es una pérdida térmica de importancia secundaria.

Una expansión real a través de la turbina va acompañada de un incremento de entropía y el trabajo desarrollado por unidad de masa en este proceso es menor que el correspondiente a una expansión isentrópica, por lo tanto .las irreversibilidades dentro de la turbina reducen significativamente el trabajo útil generado por la planta.

El trabajo requerido por la bomba para vencer los efectos de rozamiento, reduce el trabajo útil producido por la planta. En ausencia de transferencia de calor con el ambiente, la entropía crece a través de la bomba. El trabajo necesario para el proceso real es mayor que para el correspondiente proceso isoentrópico. La eficiencia de la bomba tiene en cuenta el efecto de las irreversibilidades dentro de la bomba relacionando las cantidades de trabajo real e isoentrópico. Como el trabajo de la bomba es mucho menor

que el de la turbina, las irreversibilidades en la bomba tienen un impacto en el trabajo útil del ciclo mucho menor que las irreversibilidades en la turbina.

Otras irreversibilidades relativamente menos importantes son las pérdidas de calor a través de las superficies de los equipos de la planta, que tienen un efecto negativo en el rendimiento ya que tales pérdidas reducen la cantidad de trabajo obtenido a partir del calor absorbido. Los efectos del rozamiento que provocan caídas de presión en el fluido de trabajo son las fuentes de irreversibilidad que actúan en la caldera, el condensador y las tuberías que conectan diversos equipos. Sin embargo, para simplificar, se pueden ignorar.

Otro efecto negativo es debido a que la temperatura del fluido de trabajo que sale del condensador es más baja que la temperatura de condensación correspondiente a la presión del condensador. Esto es una desventaja ya que se requerirá una mayor cantidad de calor en la caldera para llevar el agua hasta la presión de vapor saturado.

Irreversibilidades externas.- Las fuentes más significativas de irreversibilidad externas en una central térmica con combustible fósil están asociadas con la combustión del combustible y la consiguiente transferencia de calor desde los productos de combustión calientes al fluido de trabajo del ciclo que está a menor temperatura. Otro efecto que ocurre en el entorno es la descarga de energía al agua de refrigeración, (más del 50% de la aplicada), que experimenta un aumento de temperatura de unos pocos grados por encima de la temperatura del medio ambiente.

Tabla 3.2.- Resumen de irreversibilidades por equipos.

Equipo	Irreversibilidad interna	Irreversibilidad externa
Turbina y bomba	Procesos no isoentrópicos (aunque sean adiabáticos)	
Caldera	Pérdida de presión	Diferencia de temperatura de los gases de combustión con hogar
Condensador	Pérdida de presión (mucho menos importante)	Diferencia de temperatura con el agua refrigerante Pérdida porque el agua del refrigerante no suele usarse.

3.2.3. Factores que afectan a la eficiencia térmica

En la siguiente figura se muestra el diagrama de Mollier (entalpía-entropía) de un ciclo de Rankine simple (ciclo 12341). La pendiente de una isobara en este diagrama es la temperatura absoluta en ese punto.

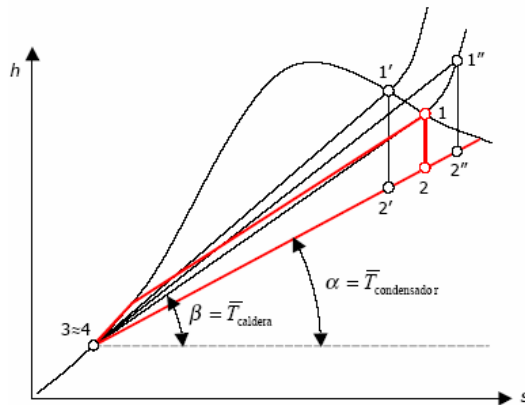


Figura 3.18.- Diagrama de Mollier de un ciclo de potencia.

Despreciando el trabajo de la bomba, $h_1 - h_4 = h_1 - h_3$; la eficiencia térmica del ciclo será:

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{w_n}{q_c} = \frac{q_c + q_f}{q_c} = 1 - \frac{h_2 - h_3}{h_1 - h_4} \cong 1 - \frac{h_2 - h_3}{h_1 - h_3} \\ &= 1 - \frac{(s_2 - s_3) \tan \alpha}{(s_2 - s_3) \tan \beta} = 1 - \frac{\tan \alpha}{\tan \beta} \end{aligned}$$

$\tan(\alpha)$ es la pendiente de la isobara en el condensador es decir la temperatura promedio del condensador y la $\tan(\beta)$ es la temperatura media del vapor en la caldera, es decir, la temperatura a la que se produciría el intercambio de calor de manera reversible:

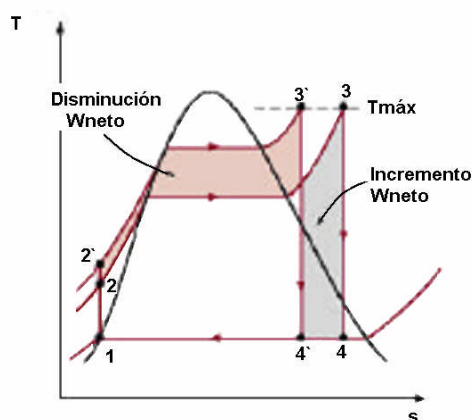
Por tanto, el rendimiento térmico de un ciclo de Rankine se puede expresar en función de la temperatura media del vapor en la caldera y el condensador:

$$\eta \cong 1 - \frac{\bar{T}_{\text{condensador}}}{\bar{T}_{\text{caldera}}}$$

Para mejorar el rendimiento (sin modificar el ciclo) hay tres opciones:

a) Aumento de presión en caldera: aumenta el ángulo β .

Limitaciones: el inconveniente del aumento de la presión del vapor en la caldera (3') es que el vapor de escape de la turbina (4') tenga título bajo, lo que provoca erosión en los álabes de la turbina. La norma en proyectos es que la calidad en el escape de la turbina debería ser mayor a 0,85.



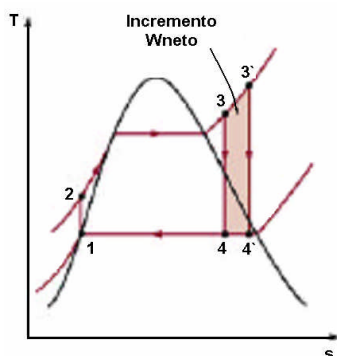
La solución es sobrecalentar el vapor a temperaturas altas antes que ingrese a la turbina y expandir el vapor en dos etapas y recalentarlos entre ellos.

Adicionalmente un incremento en la presión del vapor implica un incremento de la potencia de la bomba de agua de alimentación, incremento del espesor de los tubos de la caldera e incremento del costo de la tubería de alta presión y disminución en la confiabilidad de la unidad. Un incremento en la presión de vapor implica un incremento en la eficiencia de la planta, pero a la vez un incremento en las características de los materiales de diseño, sin embargo el costo de la central no se incrementa considerablemente ya que el generador de vapor puede ser más pequeño debido al incremento de la eficiencia.

Los valores típicos de la presión subcrítica es de 16.7 MPa (2400 psig); otras tecnologías son las de centrales a presión supercríticas de mayor a 22 MPa (3500 psig) y centrales ultra Supercrítica 30 MPa (4500 psig), en las que la evaporación se realiza sin burbujeo.

b) Aumento de la temperatura del vapor: aumenta el ángulo β .

Si se produce vapor sobrecalentado (3'') en vez de vapor saturado (3), se aumenta la temperatura media del vapor en la caldera, y además se evitan los títulos bajos a la salida de la turbina (4'').



El límite de sobrecalentamiento del vapor lo impone la resistencia térmica del material en los tubos de la caldera, tanto la resistencia mecánica y la resistencia a la oxidación. La temperatura límite para los aceros es 370 °C para aceros al carbono y 540 °C para aceros ferríticos; 650°C para aceros austeníticos (inoxidables).

Los efectos adicionales del aumento de la temperatura implican un aumento del volumen específico de vapor y la reducción del esfuerzo admisible en los materiales con lo que se incrementa el peso, calidad y costo de las tuberías, así un aumento de 15°C en la temperatura ocasiona un incremento de 35% en peso de la tubería.

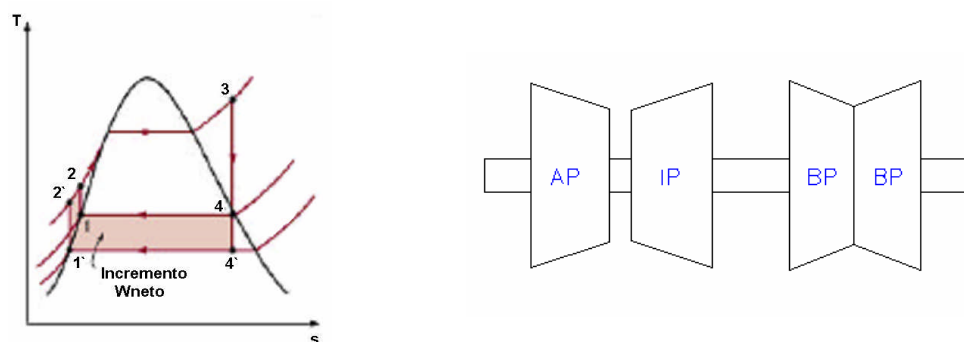
c) Reducción de presión en condensador: disminuye el ángulo α .

La temperatura de condensación del vapor es superior a la del sistema de enfriamiento de que se disponga (mar, río, torre de enfriamiento). Los intervalos habituales son 30–45 °C (presión saturación de 4,2–10 kPa (A)).

Al disminuir la temperatura de condensado se tiene un mayor trabajo útil, es decir aumentada la eficiencia pero el mismo tiempo se incrementa la humedad del vapor de escape de la turbina y la masa de volumen específico de este. La temperatura de condensado depende por lo tanto de la temperatura de agua de enfriamiento, del flujo de agua de enfriamiento y de la superficie o área del condensador.

Las consecuencias de la reducción de la presión en el condensador es que este opera en vacío con el problema de infiltraciones de aire y el gran

volumen del vapor en el escape de la turbina de baja presión, por lo que es necesario controlar que la velocidad del vapor no llegue a la velocidad del sonido pues reduciría el trabajo de la turbina, y además controlar la sección de salida de la turbina para que la velocidad periférica de los alabes sea menor de 400 m/s para evitar la fatiga de los alabes. La solución en este caso es la: división de flujo en turbina de baja.



3.2.4. Modificaciones para mejorar la eficiencia

Recalentamiento

Como un aumento en la presión de la caldera tiene como inconveniente, el bajo título a la salida de la turbina y un sobrecalentamiento del vapor tiene como límite la resistencia del material la solución es: dividir la expansión de turbina en dos etapas y un recalentamiento intermedio del vapor

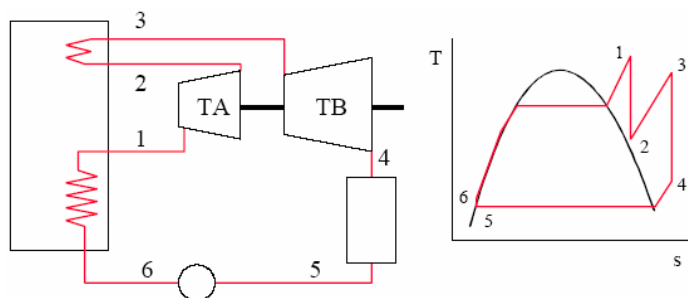


Figura 3.19.- Diagrama de flujo y diagrama T-s con recalentamiento.

Comparación del ciclo original con el de recalentamiento:

$$\eta_{345623} = 1 - \frac{h_4 - h_5}{h_3 - h_6}$$

$$\eta_{123456} = 1 - \frac{h_4 - h_5}{(h_1 - h_6) + (h_3 - h_2)} = 1 - \frac{h_4 - h_5}{(h_3 - h_6) + (h_1 - h_2)} > \eta_{345623}$$

Los criterios para la elección de la presión intermedia se hace en función de la temperatura media termodinámica: $T_{\text{recalentador}} > T_{\text{caldera}}$. Aumentan Q, W pero no necesariamente aumenta la eficiencia termodinámica y la temperatura final de la expansión intermedia (2) se diseña cerca de la línea de saturación

$$\left(\frac{\Delta h}{\Delta s} \right)_{23} > \left(\frac{\Delta h}{\Delta s} \right)_{61}$$

Regeneración

Al precalentar el agua de entrada a la caldera se mejora la temperatura media termodinámica y se reduce irreversibilidad externa en caldera

Calentadores abiertos

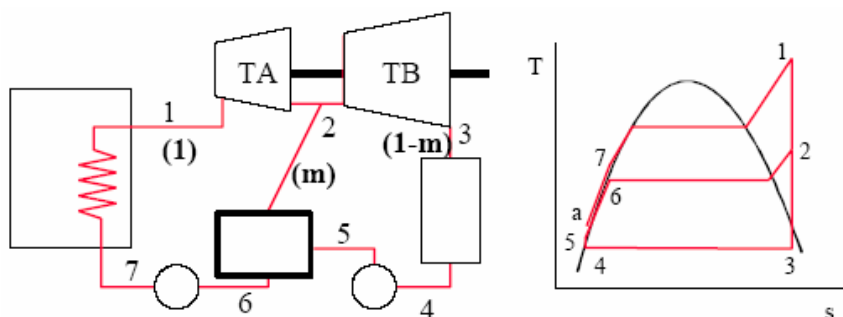


Figura 3.20.- Diagrama de flujo y diagrama T-s regenerativo con recalentador abierto.

Son calentadores de contacto directo (de mezcla), el agua del condensador se calienta con una purga de la turbina (extracción o sangría). En el diseño se considera que la salida del calentador es líquido saturado (o ligeramente subenfriado), con ese criterio se calcula el caudal de la extracción con un balance entálpico en el calentador:

$$0 = mh_2 + (1-m)h_5 - h_6 \quad \therefore \quad m = \frac{h_6 - h_5}{h_2 - h_5}$$

El calentador abierto se usa como desaireador o desgasificador, para retirar el aire que entra en condensador (que trabaja vacío) y retirar los gases no condensables, el agua descompuesta en H_2 y O_2 que a altas temperaturas es muy oxidante. Las ventajas de las regeneradoras abiertas son la sencillez, el bajo precio y por supuesto mejora la eficiencia térmica. Los inconvenientes son que implica tener dos bombas y la dificultad de mezcla: burbujeo de vapor en líquido

Calentadores cerrados

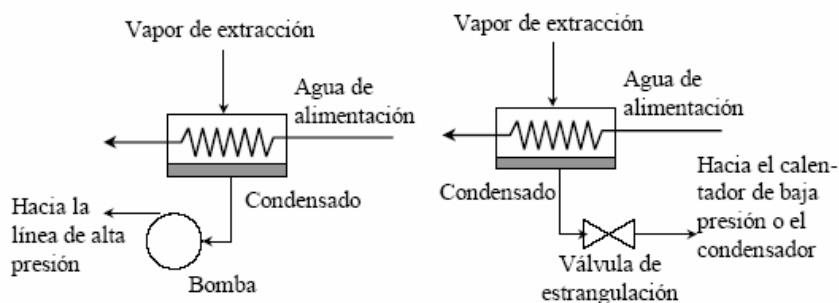


Figura 3.21.- Regeneradores cerrados.

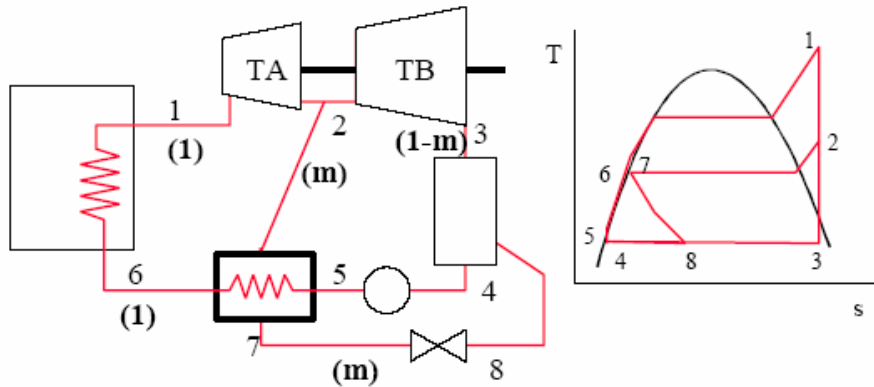


Figura 3.22.- Diagrama de flujo y diagrama T-s regenerativo con recalentador cerrado.

Son intercambiadores de calor tipo carcasa y tubos. El vapor extraído condensa en el exterior de los tubos: el agua de alimentación a caldera se precalienta. Existen dos posibles diseños para volver a introducir en el ciclo el condensado empleado para el calentamiento. Las ventajas de los calentadores cerrados son que trabajan a diferentes presiones en purgas y agua de alimentación, mejora la eficiencia y la facilidad de intercambio de calor. El inconveniente es que el equipo es más caro.

Se diseña teniendo en cuenta que la salida del calentador (6) es líquido subenfriado; el agua de condensada se considera líquido saturado o ligeramente subenfriado.

Balance entálpico en el calentador:

$$0 = m(h_2 - h_7) + (h_5 - h_6) \quad \therefore \quad m = \frac{h_6 - h_5}{h_2 - h_7}$$

Calentadores múltiples

Varios calentadores mejoran el rendimiento, para la elección del número de calentadores no sólo se consideran criterios económicos, si no criterios técnicos, así existe un máximo número de calentadores que aumentan la eficiencia. Normalmente se diseña uno abierto (desaireador) y el resto cerrados. El cálculo de la fracciones extraídas, se realiza con balances energéticos en cadena, empezando por el regenerador de mayor presión. La elección de la presiones de sangrías, se suele dividir el calentamiento en tramos iguales de la temperatura.

3.2.5. Parámetros típicos de centrales a vapor.

A continuación se muestra las temperaturas del agua de alimentación típico de acuerdo a la potencia de la central a vapor, así como la presión de vapor, número de recalentadores y número de calentadores regenerativos.

Tabla 3.3.- Temperatura de agua de alimentación.

Potencia (MW)	Presión (bar)	N° recalent.	N° calentador regenerativo	T agua aliment.	
4 - 12	35-40		3	170-180	
10 -25	64		4	190-200	
25-50	100-125		5 - 6	215-220	
100-300	140-180	1	4 -8	235-250	
200-400	180-220	1	7 -8	250-260	
> 400	> 240	2	8 -10	270-290	
135	166.7	1	7	273	C.T. ILO21

Asimismo en el siguiente cuadro se tiene la capacidad de la unidad, las condiciones del vapor y la eficiencia de la planta.

Tabla 3.4.- Capacidad y Eficiencia de centrales a vapor.

Capacidad	Condiciones	Eficiencia %	
66 MW	88 kg/cm ² / 510°C	32.2	
75 MW	102 kg/cm ² / 538°C	36.1	
125 MW	169 kg/cm ² / 538°C	37.4	
135 MW	167 kg/cm ² / 538°C	39%	C.T. ILO21
175 MW	169 kg/cm ² / 538°C	39.2	
265 MW	169 kg/cm ² / 566°C	40.0	
350 MW	169 kg/cm ² / 566°C	39.8	
600 MW	169 kg/cm ² / 566°C	40.3	
1000 MW	169 kg/cm ² / 566°C	40.8	

3.3. Evaluación Energética

3.3.1. Evaluación termodinámica del ciclo térmico

Ciclo Carnot Vs. Ciclo teórico

Como se mencionó anteriormente, el ciclo ideal teórico es el ciclo Carnot que es donde se obtiene el máximo rendimiento posible y consiste de dos procesos isotermos de intercambio de calor con los focos, y dos procesos adiabáticos para pasar de una a otra temperatura, para el caso de la unidad TV ILO21 se tiene que la temperatura del foco caliente es de 811K (538°C) y la temperatura de foco frío es 304 K (31°C) y por lo tanto su eficiencia de Carnot es: 63%

$$\eta_{\text{carnot}} = [1 - T_{\text{frio}} / T_{\text{caliente}}] \quad \eta_{\text{carnot ILO21}} = 63\%$$

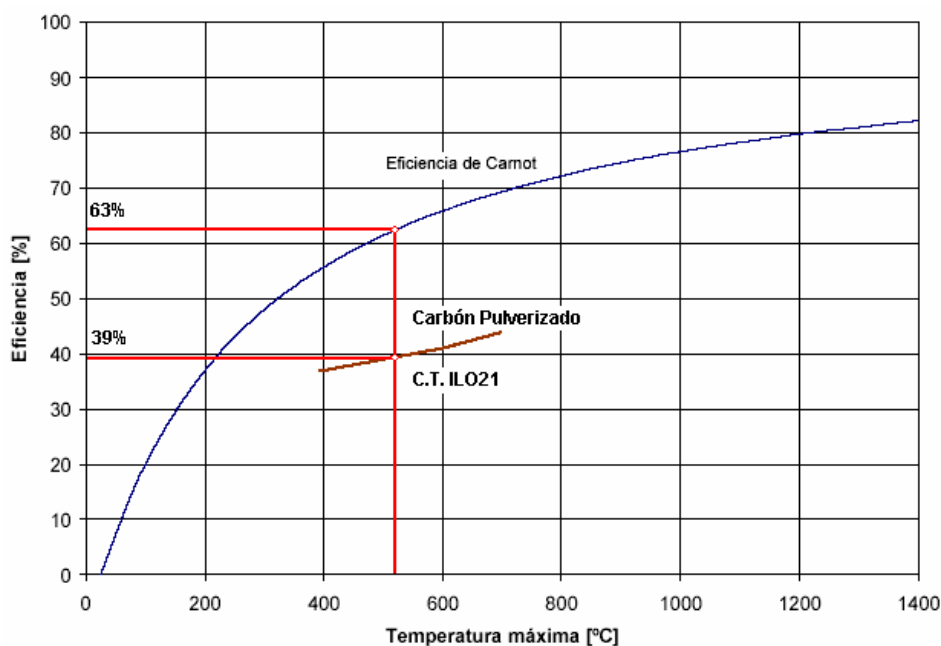


Figura 3.23.- Eficiencia Carnot de la C.T. ILO21.

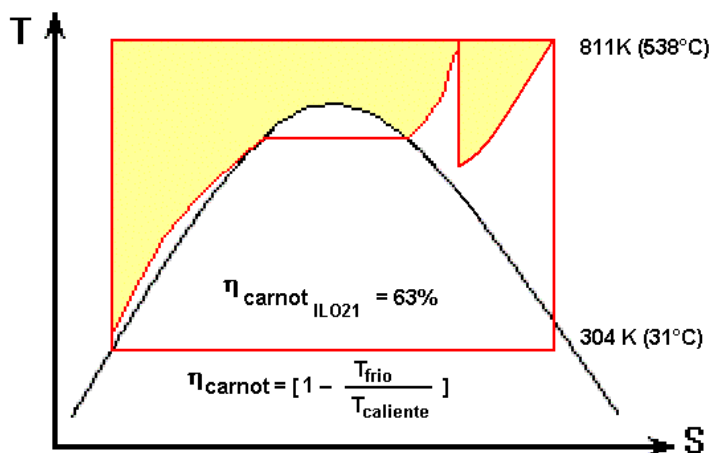


Figura 3.24.- Ciclo Carnot superpuesto al ciclo de la unidad TV ILO21.

Eficiencia Térmica Ideal

La Unidad TV ILO21 se fundamenta en un ciclo rankine mejorado con siete calentadores regenerativos (tres calentadores indirectos de baja presión para el agua de condensado, un calentador directo llamado desareador y tres calentadores indirectos de alta presión para el agua de alimentación.); un economizador, un sobrecalentador primario y un sobrecalentador secundario en el caldero y recalentamiento.

En el ciclo se presentan los siguientes procesos:

1-2 Bomba (bomba de agua de condensado, calentador de baja presión, desareador, bomba de agua de alimentación, calentador de alta presión)

2-3 Caldero (economizador, generador de vapor y 3 sobrecalentador)

3-4 Turbina (3-3' turbina de alta presión, 3'-3'' recalentador (generador de vapor) y 3''-4 turbina de media y baja presión)

4-1 Condensador

Para poder ilustrar lo que sucede en el proceso 1-2 en donde se realiza el bombeo del agua condensada desde el condensador hasta el generador de vapor y los procesos intermedios, se presenta el siguiente diagrama T-S.

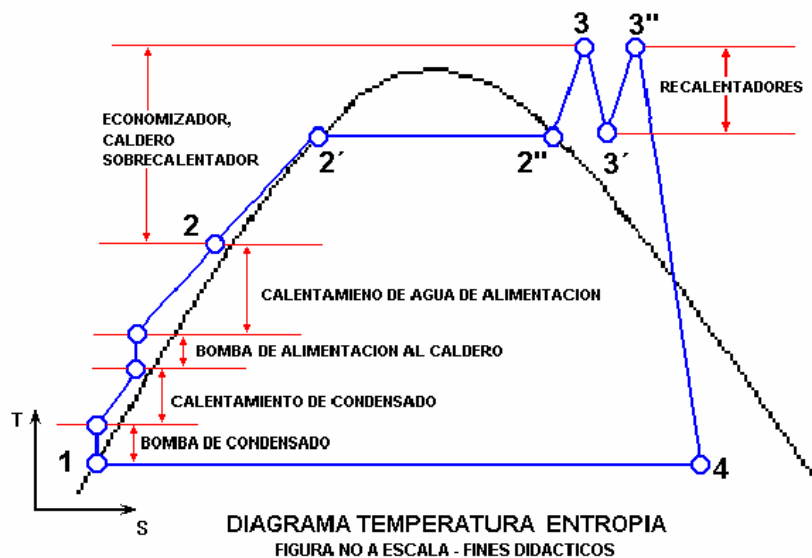


Figura 3.25 - Diagrama Temperatura - Entropía didáctico.

Eficiencia Térmica ideal del Ciclo Termodinámico

Los parámetros principales son: Condensador a 4.5 kPa; Máxima presión 16.67 MPa, temperatura de ingreso a las turbinas 538 °C, todos los componentes ideales, a continuación se muestra los diagramas T-s t y h-s.

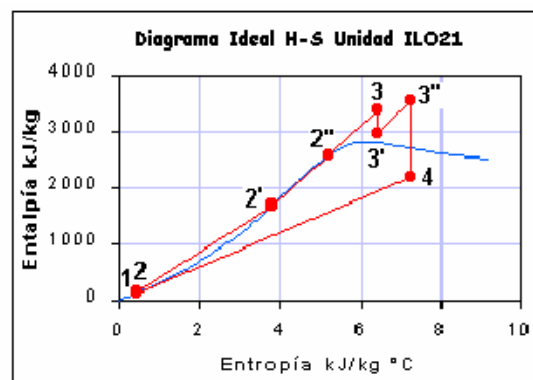
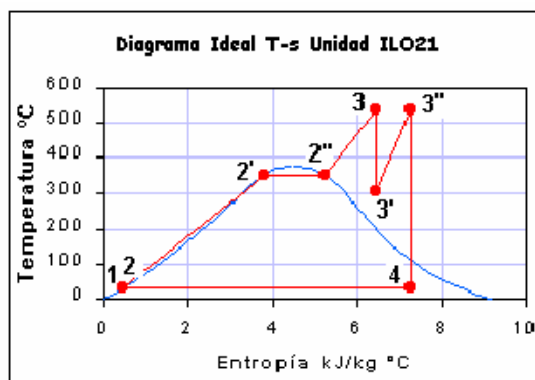


Figura 3.26 - Diagrama T-s y h-s del proceso ideal.

Tabla 3.5 Datos termodinámicos del proceso ideal.

Unidades		1	2	2'	2''	3	3'	3''	4
T	°C	31.05	31.39	350.80	350.80	538.00	328.30	538.00	31.05
P	MPa	0.0045	16.67	16.67	16.67	16.67	4.55	4.55	0.0045
h	kJ/kg	129.95	146.62	1,677.24	2,559.28	3,396.64	3,021.94	3,526.82	2,163.47
s	kJ/kg-C	0.45	0.45	3.79	5.20	6.41	6.41	7.14	7.14
x		0	0	0	1	1	1	1	0.85

T: Temperatura P: Presión h: Entalpía s: Entropía x: Humedad

Para los cálculos de las propiedades termodinámicas se ha utilizado una librería complementaria de aplicación en Excel que es un software de termodinámica: **TPX** (Thermodynamic Properties for Excel version 1.0b2) elaborado por David G. Woodman en 1998 y corresponden a las tablas de vapor "JSME STEAM TABLES, 1980".

$$\eta_{\text{ciclo}} = [\text{Trabajo Turbina} - \text{Trabajo Bomba}] / [\text{Calor de ingreso}]$$

Trabajo de la Turbina kJ/kg = $h_3 - h_3' + h_3'' - h_4$	1,738.04
Trabajo de la Bomba kJ/kg = $h_2 - h_1$	16.67
Calor de Ingreso kJ/kg	3,754.90
Eficiencia Térmica del Ciclo Ideal	45.8%

Eficiencia Térmica del Ciclo Termodinámico Real

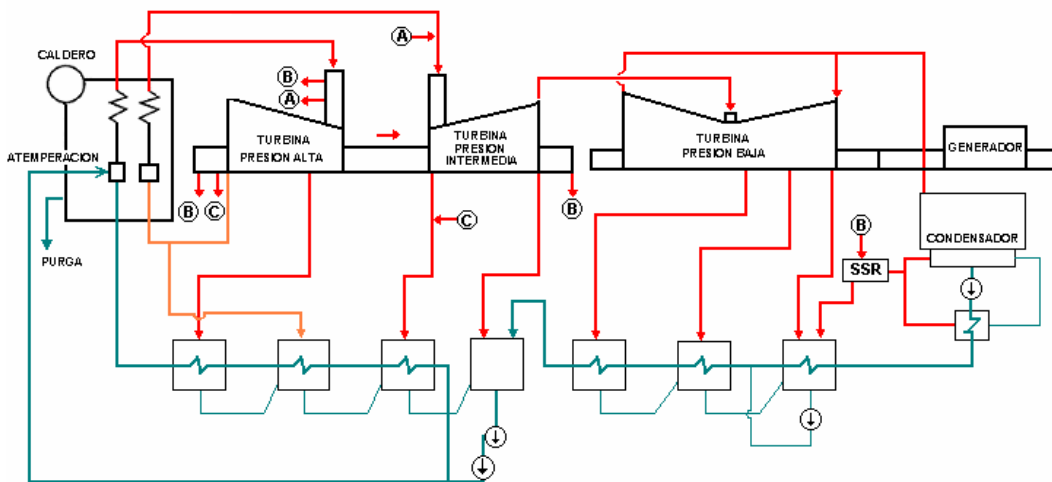
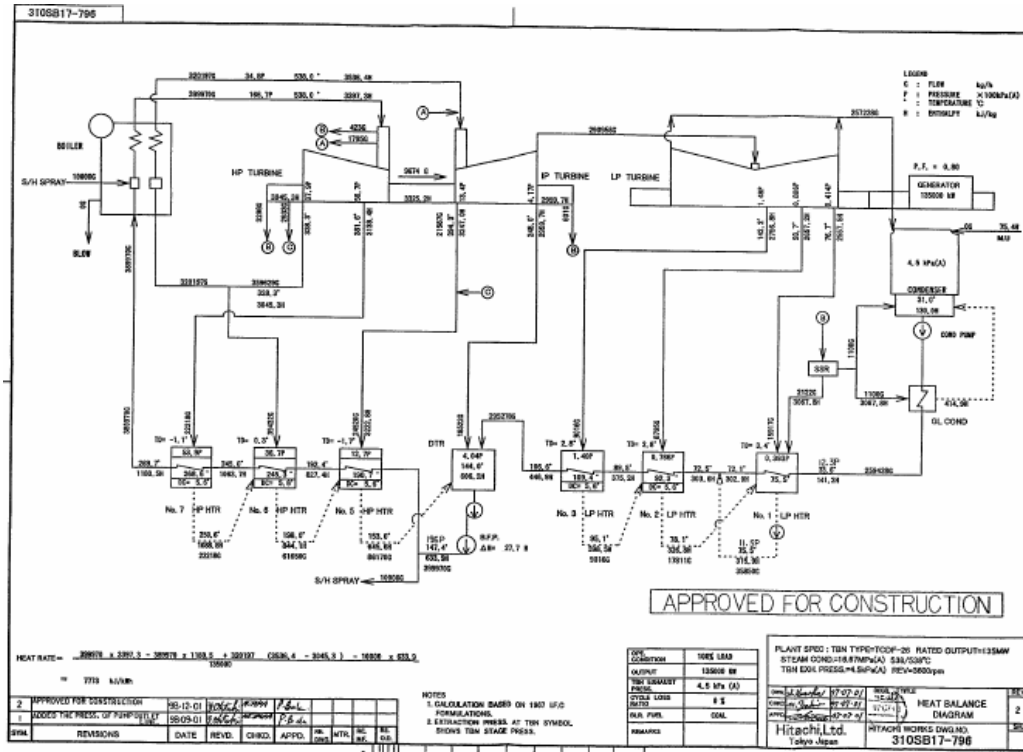


Figura 3.27 - Diagrama del Balance Térmico de la unidad TV ILO21.

Donde a, b y c son fugas internas por los empaques de las turbinas y además se aprecia un flujo en dirección contraria en la entrada del vapor de la turbina de alta presión que se usa como de equilibrio y disminuir los esfuerzos en el cojinete de empuje.

El diagrama termodinámico del ciclo real de la unidad TV ILO21 sería.

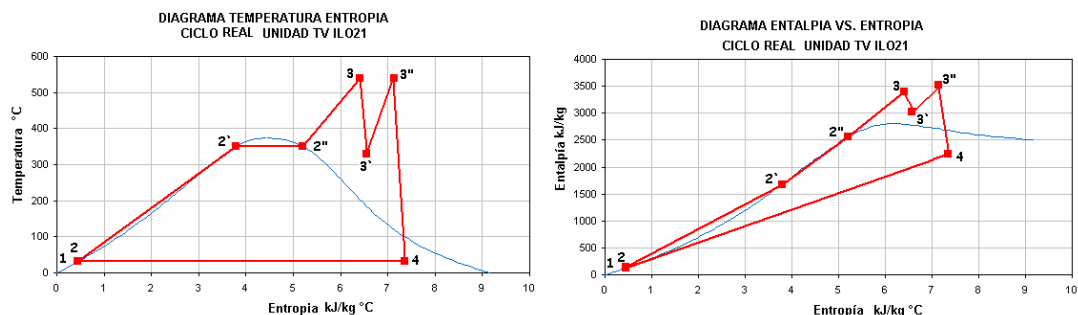


Figura 3.28 - Diagrama T-s y h-s Real de la unidad TV ILO21.

Tabla 3.6 Datos termodinámicos del proceso real.

Unidades		1	2	2'	2''	3	3'	3''	4
T	°C	31.00	31.39	350.80	350.80	535.60	336.00	535.90	31.00
P	MPa	0.00378	16.6	16.6	16.6	16.6	3.85	3.66	0.00378
h	kJ/kg	129.95	146.62	1,677.24	2,559.28	3,391.30	3,063.30	3,529.90	2,527.50
s	kJ/kg-C	0.45	0.45	3.79	5.20	6.41	6.52	7.14	7.25
x		0	0	0	1	1	1.00	1.00	0.84

T: Temperatura P: Presión h: Entalpía s: Entropía x: Humedad

Tabla 3.7.- Parámetros de diseño de la unidad TV ILO21.

Parámetro	100%Load	Capacidad	BOILER-MCR
Salida del Generador	135 000 kW	135 000 kW	143 400 kW
Presión de vapor	16.67 MPa (a)	16.67 MPa (a)	16.67 MPa (a)
Temperatura de vapor	538 °C	538 °C	538 °C
Flujo de vapor a la turbina	399 970 kg/h	416 687 kg/h	432 000 kg/h
Factor de potencia	0.8	0.8	0.85
Presión salida turbina	4.5 kPa (a)	8.4 kPa (a)	4.5 kPa (a)
Temperatura agua de mar	18°C	25°C	18°C
Combustible	carbón	Carbón	Carbón
Pérdidas del ciclo	0%	3%	0%

- En la condición a 100% de la carga, la potencia bruta de salida del generador es 135 MW, esta es la potencia garantizada de contrato.
- La condición de capacidad, la potencia bruta de la unidad es 135 MW, el conjunto turbina generador, puede producir 135 MW, con la temperatura de agua de mar máxima de 25°C y pérdidas en el ciclo 3%, que corresponden a las purgas del caldero, estas pérdidas son repuestas en el condensador por agua desmineralizada que previamente es desalinizada en la misma planta.
- En la condición B-MCR (Boiler maximum continuous rating), el flujo de vapor es el máximo del caldero, así mismo es máximo la apertura de las válvulas de la turbina. La evaporación del vapor a B-MCR es 432 t/h y la potencia máxima sería 143 MW.
- La condición "Real" corresponde a las pruebas de garantía "Performance Test" realizada el 3 de octubre del 2000 y son detalladas en el ítem 4.
- Por otro lado cabe indicar, que EnerSur declaró al COES para su unidad TV ILO21, como potencia máxima 142 000 kW, que corresponde a la máxima cantidad de aire que puede entregar el ventilador al caldero, en el ítem 5 se detallará los procedimientos para determinar la potencia efectiva de la unidad cuyo resultado en el año 2001 fue 141 465 kW y en el año 2003 fue 141 076.8.

Balance Térmico para las condiciones de diseño.

Tabla 3.8.- Balance Térmico de la unidad TV ILO21.

EQUIPO	PARAMETRO	UND	100 %LOAD	CAPABILITY	BOILER MCR	REAL
GENERADOR	Potencia Bruta	kW	135,000	135,000	143,400	135,253
	Potencia de auxiliares	kW	11,850	11,850	10,000	10,663
	Potencia Neta	kW	123,150	123,150	133,400	124,590
VAPOR PRINCIPAL	Flujo	kg/h	399,970	416,867	432,000	401,551
	Presión	*100 KPa	166.7	166.7	166.7	166.0
	Temperatura	°C	538	538	538	536
	Entalpía	KJ/kg	3,397.3	3,397.3	3,397.3	3,391.3
AGUA DE ALIMENTACION	Flujo	kg/h	389,970	423,073	425,520	390,433
	Presión	*100 KPa	196	196	201	181
	Temperatura	°C	269.7	272.2	274.8	274.0
	Entalpía	KJ/kg	1,180.5	1,192.9	1,205.7	1,202.0
VAPOR RECALENTADO CALIENTE	Flujo	kg/h	320,197	329,947	343,174	318,948
	Presión	*100 KPa	34.8	35.9	37.3	36.6
	Temperatura	°C	538	538	538	536
	Entalpía	KJ/kg	3,536.4	3,535.4	3,533.9	3,529.9
VAPOR RECALENTADO FRIO	Flujo	kg/h	320,197	329,947	343,174	318,987
	Presión	*100 KPa	37.9	39.0	40.6	38.5
	Temperatura	°C	328.3	331.2	335.6	336.0
	Entalpía	KJ/kg	3,045.3	3,049.8	3,057.0	3,063.3

AGUA DE ATEMPERACION	Flujo	kg/h	10,000	6,300	6,480	13,236
	Presión	*100 KPa	196	200	201	228
	Temperatura	°C	147	148	150	150
	Entalpía	KJ/kg	633.9	637.4	644.2	647.1
AGUA DE REPOSICION	Flow	kg/h	0	12,506	0	2,461
	Presión	KPa	4.5	8.4	4.5	3.8
	Temperatura	°C	18	25	18	23
	Entalpía	KJ/kg	75.3	104.7	75.3	94.8
CONDENSADOR	Flujo	kg/h	257,228	266,930	273,752	273,752
	Presión	KPa	4.5	8.4	4.5	4.5
	Temperatura	°C	31.0	42.6	31.0	31.0
	Entalpía	KJ/kg	129.6	178.4	129.6	129.6
PERDIDAS DEL CICLO			0	3	0	0
CARBON	Flujo	kg/h	53,843	54,493	56,786	52,733
	Poder Calorífico inferior	KJ/kg	21,072	21,072	21,072	20,790

CALCULOS	UND	100 %LOAD	CAPABILITY	BOILER MCR	REAL
C.E.C. bruta de la turbina	KJ/KWh	7,773	7,919	7,769	7,692.9
Eficiencia del Caldero	%	92.5	93.1	92.9	94.21
C.E.C. neto de la Planta	KJ/KWh	9,213	9,325	8,988	8,864.6
Eficiencia bruta de la turbina	%	46.3	45.5	46.3	46.8
Eficiencia neta de la Planta	%	39.1	38.6	40.1	40.6

El Diagrama de Sankey es una herramienta utilizada que gráficamente muestra el flujo de la energía calorífica, se aprecia un bucle que corresponde a la energía del vapor de regeneración para calentar el agua de alimentación y otro bucle al calentador del aire. El diagrama tiene la deficiencia de sólo mostrar la distribución del calor como cantidad más no como calidad; así se observa que a través del condensador se pierde el 45.7% del calor, sin embargo esto no implica que para mejorar la eficiencia de la planta debemos enfocarnos en el condensador; ya que si en vez de un análisis energético hacemos un análisis exergético, comprobaremos que sólo el 2.2% de la energía disponible se pierde por el condensador y es en caldero que se pierde el 42.2% de la energía disponible en el combustible.

A continuación se muestra el resultado de las pruebas de rendimiento de garantía de la C.T. ILO21 descrito en el punto 3.4

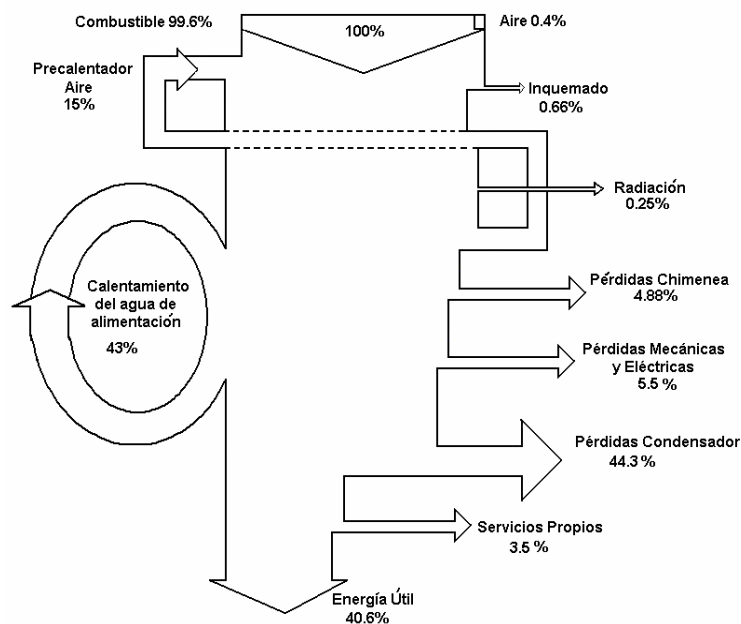


Figura 3.29 - Diagrama de Sankey de la unidad TV ILO21.

3.3.2. Evaluación energética de diseño

A continuación se evaluará energéticamente a la unidad ILO21 en la condición de diseño al 100% de la carga, que es la condición de garantía del contrato entre EnerSur y HITACHI.

3.3.3. Consumo específico de Calor Bruto del Ciclo Térmico

El consumo específico bruto de calor del ciclo o “Turbine Gross Heat Rate” se define como el calor suministrado al ciclo termodinámico por el trabajo que entrega la turbina al generador.

$$\text{Consumo específico de calor de la turbina} = \frac{\text{Calor suministrado al ciclo de turbina}}{\text{Energía bruta de salida del generador}}$$

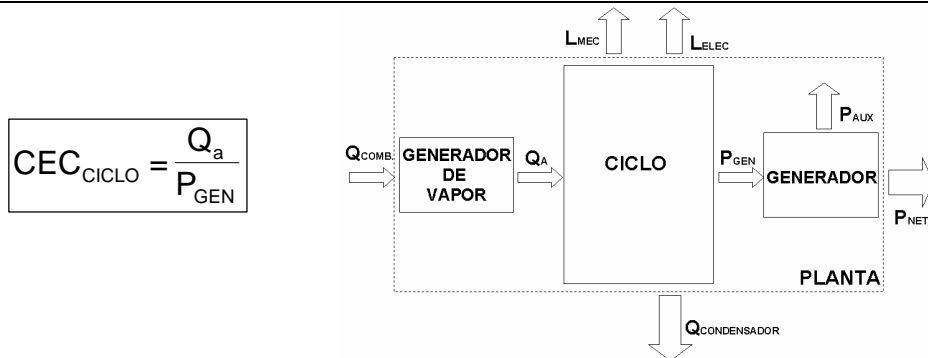
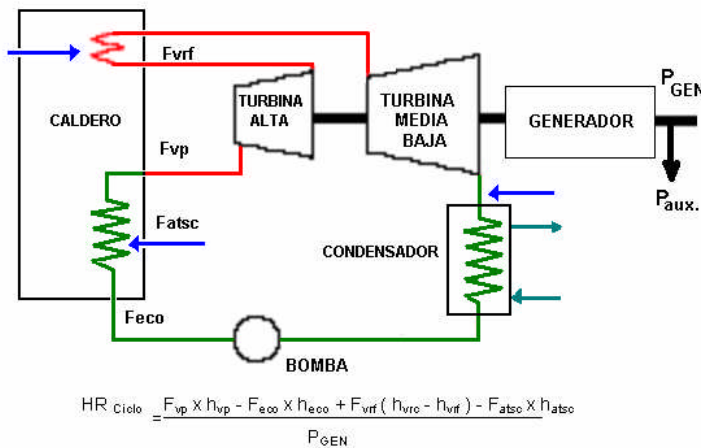


Figura 3.30.- Esquema cálculo del consumo específico de calor de la turbina.



Reemplazando los datos de diseño de la unidad TV ILO21:

$$HR_{\text{Ciclo}} = (F_{vp} \times h_{vp} - F_{eco} \times h_{eco} + F_{vrf} (h_{vrc} - h_{vrf}) - F_{atasc} \times h_{atasc}) / P_{GEN}$$

Vapor Principal	F_{vp}	Flujo Vapor Principal	kg/h	399,970
		Presión ingreso MSV TBN	MPa	16.67
		Temperatura ingreso MSV TBN	°C	538
Economizador	h_{vp}	Entalpía ingreso MSV TBN	kJ/kg	3,397.3
	F_{eco}	Flujo de agua ingreso al economizador	kg/h	389,970
		Presión agua ingreso al eco	MPa	27.7
Recalentamiento		Temperatura agua ingreso al eco	°C	269.7
	h_{eco}	Entalpía agua ingreso al economizador	kJ/kg	1,181
	F_{vrf}	Flujo Vapor Recalentado Frío	kg/h	320,197
Atemperación		Presión Vapor Recalentado Frío	MPa	3.79
		Temperatura Vapor Recalentado Frío	°C	328.3
	h_{vrf}	Entalpía Vapor Recalentado Frío	kJ/kg	3,045.3
Atemperación		Presión ingreso CRV TBN	MPa	3.48
		Temperatura ingreso CRV TBN	°C	538
	h_{vrc}	Entalpía ingreso CRV TBN	Kj/kg	3,536.4
Atemperación	F_{atasc}	Flujo atemperación SC	kg/h	10,000
		Presión atemperación SC	MPa	27.7
		Temperatura atemperación SC	°C	147
Atemperación	h_{atasc}	Entalpía atemperación SC	kJ/kg	633.9
	P_{GEN}	Potencia bruta de salida del generador	KW	135,000
	HR_{ciclo}	Consumo de calor bruto del Ciclo	kJ/kWh	7,773
	η_{ciclo}	Eficiencia del Ciclo	%	46.3

3.3.4. Eficiencia del generador de vapor

El equipo de generación de vapor es el equipo más importante en una central térmica a vapor y es allí donde se presentan las mayores pérdidas de “energía utilizable”, dentro del proceso global de transformación de la energía química presente en el combustible en la energía eléctrica suministrada a la red. Para el cálculo de las propiedades termodinámicas se utilizará según contrato: las tablas de vapor de “ASME Steam Table 1980 SI”

La eficiencia del generador de vapor será calculado como la eficiencia neta en base a “Power Test Codes: Steam Generating Units” – ASME PTC 4.1 (American Society of Mechanical Engineers Power Test Code 4.1 de 1974), según la siguiente fórmula.

$$E_B = 100 - L/H_f * 100$$

Donde:

E_B = Eficiencia Neta calculada de los datos medidos.

L = kJ/kg A.F. combustible = Total de pérdidas del generador de vapor

H_f = kJ/kg A.F. combustible = Poder calorífico neto del combustible “as fired” obtenido del análisis de laboratorio.

Total de Pérdidas (L)

Las siguientes pérdidas serán consideradas para el cálculo de la eficiencia del caldero. Las otras pérdidas de calor mencionadas en el ASME PTC 4.1 Parte 7.3.2 serán omitidas debido a que estos ítem son pequeños.

$$L = L_{uc} + L_g + L_{mf} + L_{ma} + L_r$$

Donde:

L = Total de pérdidas de calor.

L_{uc} = kJ Pérdida /kg A.F. combustible = Pérdidas de calor debido a carbón no quemado en el total de gases de escape secos.

L_g = kJ Pérdida /kg A.F. combustible = Pérdidas de calor debido al calor en los gases de escape seco.

L_{mf} = kJ Pérdida /kg A.F. combustible = Pérdidas de calor debido a la humedad en el combustible "as fired" y del quemado del hidrógeno.

L_{ma} = kJ Pérdida /kg A.F. combustible = Pérdida de calor debido a la humedad del aire.

L_r = kJ Pérdida /kg A.F. combustible = Pérdida de calor debido a la radiación y convención.

Cálculo de las pérdidas individuales.

1. Pérdidas de calor debido a carbón no quemado en los gases de escape secos (L_{uc}).

$$L_{uc} = 33730 \times W_{uc}.$$

Donde:

33730 = kJ/kg = Calor de un kilogramo de carbono

W_{uc} = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de carbón no quemado por kilogramo de combustible quemado.

$$W_{uc} = W_{d'p} \times U_c = \text{ceniza} * (U_c / (1-U_c))$$

$W_{d'p}$ = kilogramo de gases de escape por kilogramo de combustible "as fired".

Ash = kilogramo de ceniza en el combustible "as fired" del análisis de laboratorio.

U_c = kilogramo de carbón no quemado por kilogramo de gases de escape.

2. Pérdidas de calor debido al calor en los gases de escape seco (L_g).

$$L_g = D_g * C_{pG} * (T_g - T_a)$$

Donde:

D_g = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de gases de escape seco a la salida del calentador de aire que excluyen las fugas de aire por kilogramo de combustible "as fired".

$$= \frac{44.01CO_2 + 32.0 O_2 + 28.01CO}{12.01(CO_2 + CO)} * (C_b + \frac{12.01}{32.07} * S)$$

Donde

CO_2 , O_2 y CO = porcentaje por volumen de gases de escape seco en la salida del calentador de aire con fugas de aire.

N_2 es determinado restando del total el CO_2 , O_2 y CO del 100%.

C_b = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de carbono quemado por kilogramo de combustible "as fired" = **C-Wuc**.

C = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de carbono en "as fired" según análisis de laboratorio.

Wuc = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de carbono no quemado por kilogramo de combustible "as fired".

$S = \text{kg} / \text{kg A.F. combustible} = \text{kilogramos de azufre en el combustible "as fired" según el análisis de laboratorio.}$

C_{pG} = Calor específico de los gases de escape seco obtenido de la curva 7 de ASME PTC 4.1.

$T_g = ^\circ\text{C} = \text{Temperatura del gas a la salida del calentador de aire sin fugas de aire.}$

$T_a = ^\circ\text{C} = \text{Temperatura del aire a la salida del ventilador de tiro forzado.}$

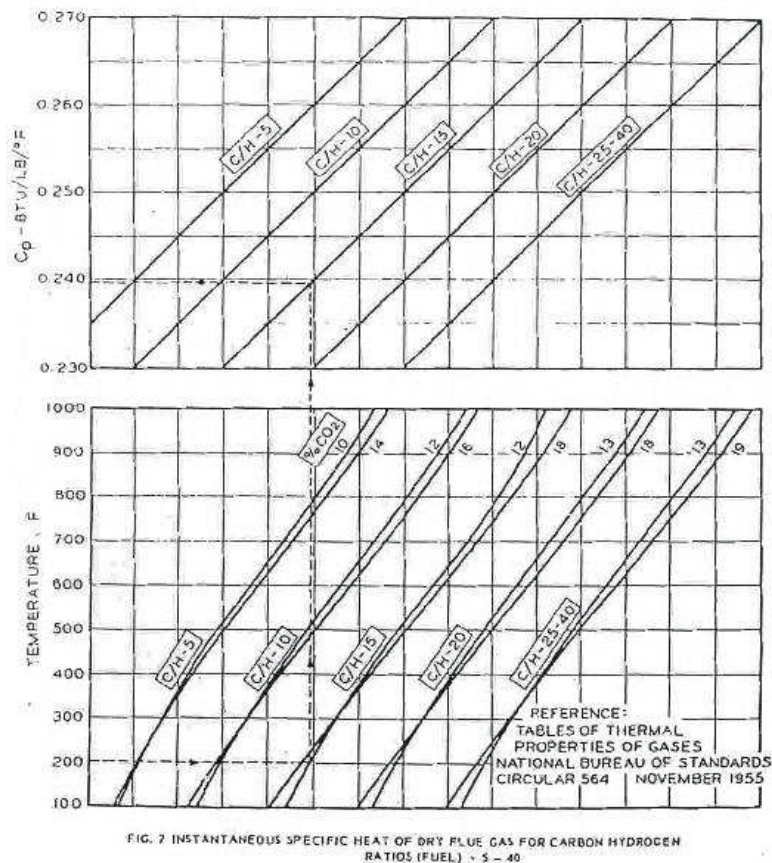


Figura 3.31 - Calor específico de los gases de escape seco - curva 7 de ASME PTC 4.1.

3. Pérdidas de calor debido a la humedad en el combustible “as fired” y del quemad del hidrógeno (L_{mf}).

$$L_{mf} = (M_f + 8.936 H) * (h_g - h_w)$$

Donde:

M_f = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de humedad por kilogramo combustible “as fired” según análisis del laboratorio.

8.936 = 8.936 kilogramos de agua producido por el quemado de un kilogramo de hidrógeno.

H = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de hidrógeno exclusivo de la humedad en el combustible “as fired” según el análisis de laboratorio.

h_g = kJ/kg = entalpía del vapor a la presión parcial (P_{mG}) y la temperatura del gas de salida (T_g) a ser determinado de las tablas de vapor.

h_w = kJ/kg = entalpía del vapor saturado a la temperatura ambiente (T_a) a ser determinado de las tablas de vapor.

P_{mG} = kPa = Presión parcial de la humedad en los gases de escape.

4. Pérdida de calor debido a la humedad del aire (L_{ma}).

$$L_{ma} = W_{ma} * W_a * (h_g - h_w)$$

Donde:

W_{ma} = kg / kg aire seco = kilogramo del vapor de agua por kilogramo de aire seco (ver punto 6).

W_a = kg / kg A.F. combustible = kilogramo del aire seco suministrado por kilogramo combustible “as fired” (ver punto 6).

h_g y h_w son identificados en el punto 6.

5. Pérdida de calor debido a la radiación y convección (L_r).

$$L_r = (L_r' / 100) * H_r$$

Donde:

L_r' = % = porcentaje de pérdida por radiación del poder calorífico superior a ser obtenido de la cartilla de la figura 8 de la ASME PTC 4.1.

h_r es identificado en el punto 6.

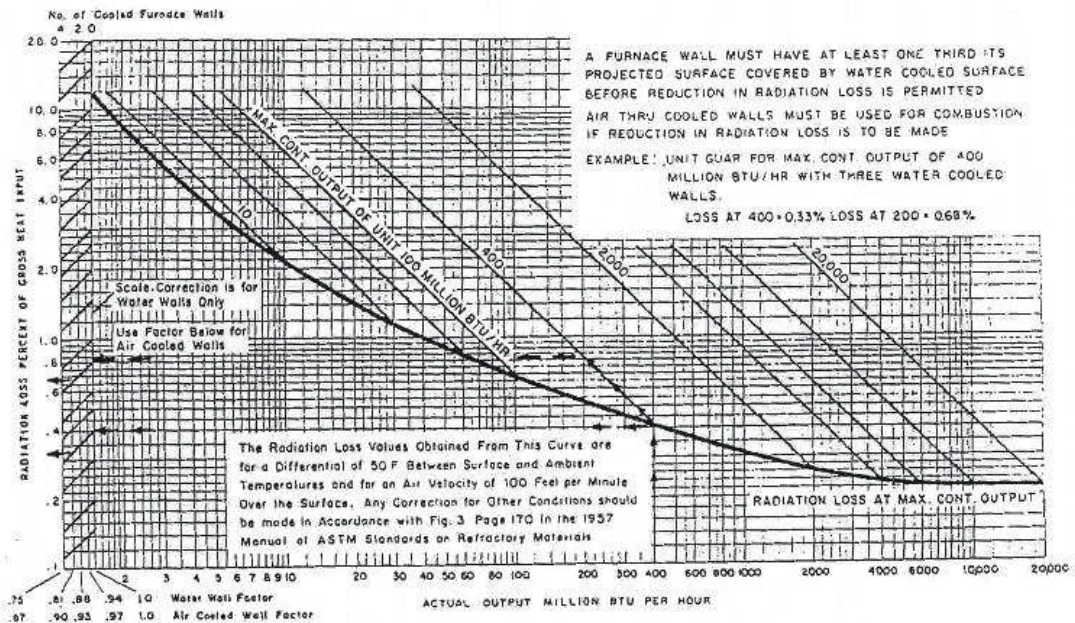


FIG. 8 ABMA STANDARD RADIATION LOSS CHART

To facilitate the use of the major correction which is for air velocity, this correction is included in the Code on Fig. 9, the lower curve of which is the basis of the ABMA curve.

(Published through the courtesy of the American Boiler Manufacturers Association.)

Figura 3.32 - Porcentaje de pérdida por radiación del poder calorífico superior - Figura 8 de la ASME PTC 4.1.

6. Cálculos suplementarios.

6.1 Flujo de aire seco suministrado (W_a)

$$W_a = (D_G \cdot N_2 - N) / 0.7685$$

Donde:

W_a = kg / kg A.F. combustible = kilogramo del aire seco suministrado por kilogramo combustible "as fired".

$D_G \cdot N_2$ = kg nitrógeno en gases seco / kg de combustible "as fired"

$$= \frac{28.02 N_2}{12.01(CO_2 + CO)} * (C_b + \frac{12.01}{32.07} * S)$$

CO_2 , CO , N_2 , C_b y S se describen el ítem 6.4.3

N = kg / kg A.F. combustible = kilogramo de Nitrógeno por kilogramo de combustible "as fired".

6.2 Presión parcial de la humedad en el gas combustible (P_{mG})

$$P_{mG} = \frac{PA}{1 + \frac{100 * 1.5 C_b}{m_G (CO_2 + CO)}}$$

Donde:

P_{mG} = kPa = Presión parcial de la humedad en los gases de escape.

PA = kPa = Presión atmosférica de los datos medidos.

C_b = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de carbono quemado por kilogramo de combustible "as fired" (ver ítem 6.3)

$$m_G = 8.963 H + W_{mA} * W_A + m_f$$

Donde:

m_G = kg / kg A.F. combustible = kilogramos de humedad en los gases de escape a la salida del precalentador de aire por kilogramo de combustible "as fired".

8.936 = 8.936 kilogramos de agua producido por el quemado de un kilogramo de hidrógeno.

$H = \text{kg} / \text{kg A.F. combustible} = \text{kilogramos de hidrógeno exclusivo de la humedad en el combustible "as fired" según el análisis de laboratorio.}$

$W_{ma} = \text{kg} / \text{kg aire seco} = \text{kilogramo de humedad por kilogramo de aire seco en la entrada del caldero (ver punto 6.3).}$

$W_a = \text{kg} / \text{kg A.F. combustible} = \text{kilogramo del aire seco suministrado por kilogramo combustible "as fired" (ver punto 6.1).}$

$m_f = \text{kg} / \text{kg A.F. combustible} = \text{kilogramos de humedad por kilogramo combustible "as fired" según análisis del laboratorio.}$

$\text{CO}_2, \text{CO} = \text{porcentaje por volumen de los gases de escape seco.}$

6.3 Humedad absoluta (W_{ma})

$$W_{ma} = \frac{18.02}{28.96} * \frac{P_w}{P_T - P_w} = 0.622 * \frac{P_w}{P_T - P_w}$$

Donde:

$W_{ma} = \text{kg} / \text{kg aire seco} = \text{kilogramo de vapor de agua por kilogramo de aire seco (humedad absoluta).}$

$P_T = \text{kPa} = \text{Presión Total.}$

$P_w = \text{kPa} = \text{Presión parcial de la humedad en la combustión del aire.}$

Reemplazando los parámetros de diseño del caldero se tiene que la eficiencia del caldero para la condición de plena carga es 93.2%. A continuación se muestra el resultado para otras condiciones de carga:

Tabla 3.9.- Pérdidas de calor de diseño del caldero de la unidad TV ILO21.

Pérdidas de calor en el caldero y eficiencia térmica					
Item	Unidad	BMCR	100% Tb	70% Tb	50% BMCR
Pérdidas de calor del caldero	%	6.9	6.8	7	7.3
Pérdida de calor de gas de escape seco (Lg)	%	5.1	5	5.1	5.4
Pérdida de calor de la combustión de hidrógeno y humedad en el comb	%	0.6	0.6	0.6	0.6
Pérdida de calor por humedad en el aire(LmA)	%	0.1	0.1	0.1	0.1
Pérdida de calor por combustión incompleta (Luc)	%	0.5	0.5	0.5	0.5
Pérdida de calor por radiación y convección (L β)	%	0.3	0.3	0.4	0.4
Otras pérdidas de calor	%	0	0	0	0
Margen del fabricante (Lm)	%	0.3	0.3	0.3	0.3
Eficiencia térmica del caldero	%	93.1%	93.2%	93.0%	92.7%

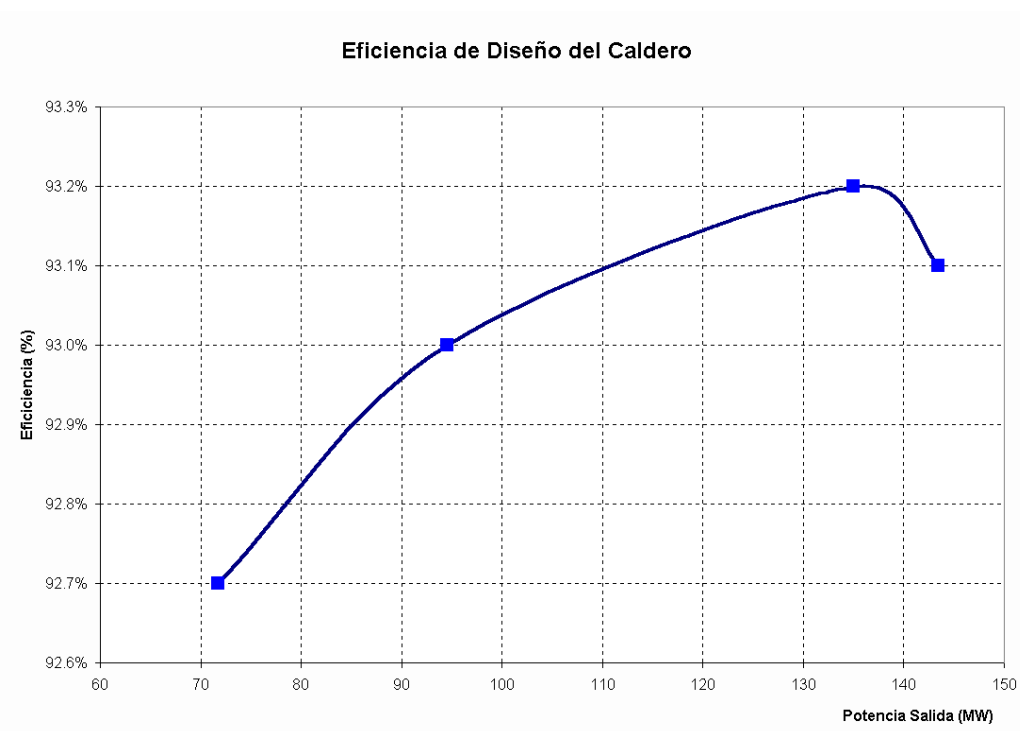


Figura 3.33 - Eficiencia de diseño del caldero de la unidad TV ILO21.

3.3.5. Consumo específico de calor neto de la unidad

$$\text{Consumo específico de calor de la Unidad} = \frac{\text{Calor equivalente del combustible quemado}}{\text{Energía neta util generada}}$$

$$\text{CEC neto de la Unidad} = \frac{\text{Calor suministrado al ciclo de la turbina}}{\eta_{\text{Caldero}} \times \text{Energía bruta generada} \times \left(1 - \frac{\text{Energía usada en auxiliares}}{\text{Energía bruta generada}}\right)}$$

$$\text{CEC}_{\text{NETA PLANTA}} = \frac{Q_a}{\eta_{GV} \times P_{\text{GEN}} \times \left(1 - \frac{P_{\text{AUX}}}{P_{\text{GEN}}}\right)}$$

$$\text{CEC}_{\text{NETA PLANTA}} = \frac{\text{CEC}_{\text{BRUTO CICLO}}}{\eta_{GV} \times \left(1 - \frac{P_{\text{AUX}}}{P_{\text{GEN}}}\right)}$$

Reemplazando los datos de diseño para la condición del 100% de la carga:

$$\text{CEC}_{\text{BRUTO CICLO}} = \text{Consumo específico bruto del ciclo} = 7\,773 \text{ kJ/kWh};$$

$$\eta_{GV} = \text{Eficiencia del generador de vapor} = 92.5\%$$

$$P_{\text{AUX}} = \text{Potencia de Auxiliares} = 135\,000 - 123\,150 = 11\,850 \text{ kW}$$

$$P_{\text{GEN}} = \text{Potencia bruta del generador} = 135\,000 \text{ kW}$$

$$\text{CEC}_{\text{NETA PLANTA DE DISEÑO}} = 9213 \text{ kJ/kWh}$$

Tabla 3.10.- Datos de Garantía de la unidad TV ILO21.

DATOS DE GARANTIA DE LA UNIDAD TV ILO21

Item	Unidad	Datos
Potencia Electrica Bruta de salida	kW	135,000
Flujo de Vapor Principal	kg/h	399,970
Presión de Vapor Principal	MPa a	16,67
Temperatura de Vapor Principal	°C	538
Flujo de Vapor Recalentado	kg/h	320,197
Presión de Vapor Recalentado	MPa a	3,48
Temperatura de Vapor Recalentado	°C	538
Temperatura final de Agua de Alimentación	°C	269,7
Presión de escape de la Turbina	kPa a	4,5
Consumo específico bruto de la Turbina	kJ/kWh	7,773
Consumo específico neto de la Unidad *	kJ/kWh	9,213
Potencia Electrica Neta de salida *	kW	123,150
Combustible para el Caldero	Carbón	PT Adaro
Temperatura Ambiente del aire	°C	18
Humedad Relativa	%	74
Temperatura del Agua de Circulación	°C	18

3.3.6. Introducción al análisis exergético

Cada vez que la energía se transfiere o cambia de forma se conserva (1^{ra} ley) y se degrada (2^{da} ley). El primer principio de la Termodinámica o principio de la conservación de la energía sirve para cuantificar el total de energía presente en un proceso, sin tener en cuenta su calidad o posibilidad de transformación, mientras que el segundo principio analiza la cantidad de energía que es posible que se transformen en energía útil.

El concepto de exergía (E) integra los dos criterios. Así la exergía, para una determinada forma de energía, es la energía útil máxima que puede obtenerse de esa forma de energía para unas condiciones del ambiente dadas y a la que se define como estado muerto (P_o , T_o). La exergía es función de estado. A partir de esta definición, la energía puede considerarse constituida por dos partes, una de ellas “útil”, llamada exergía, y otra “inútil” - o perdida, denominada anergía.

$$\mathbf{ENERGÍA = EXERGÍA + ANERGÍA}$$

El método exergético establece las siguientes proposiciones:

- 1- En todo proceso reversible, la exergía se conserva.
- 2- Todo proceso irreversible implica pérdida de exergía, o, la transformación de exergía en anergía.
- 3- Un proceso es tanto más irreversible, cuánto más exergía transforme en anergía.
- 4- Es imposible el paso de anergía a exergía.

La ecuación básica que se utiliza para calcular la exergía es la siguiente:

$$E_x = (H-H_0) - T_0(S-S_0)$$

Donde:

E_x = Exergía.

H = Entalpía.

S = Entropía.

T = Temperatura.

0 = Estado de equilibrio.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo comparativo de las pérdidas de energía y exergía relativas al combustible de la Central Térmica ILO21.

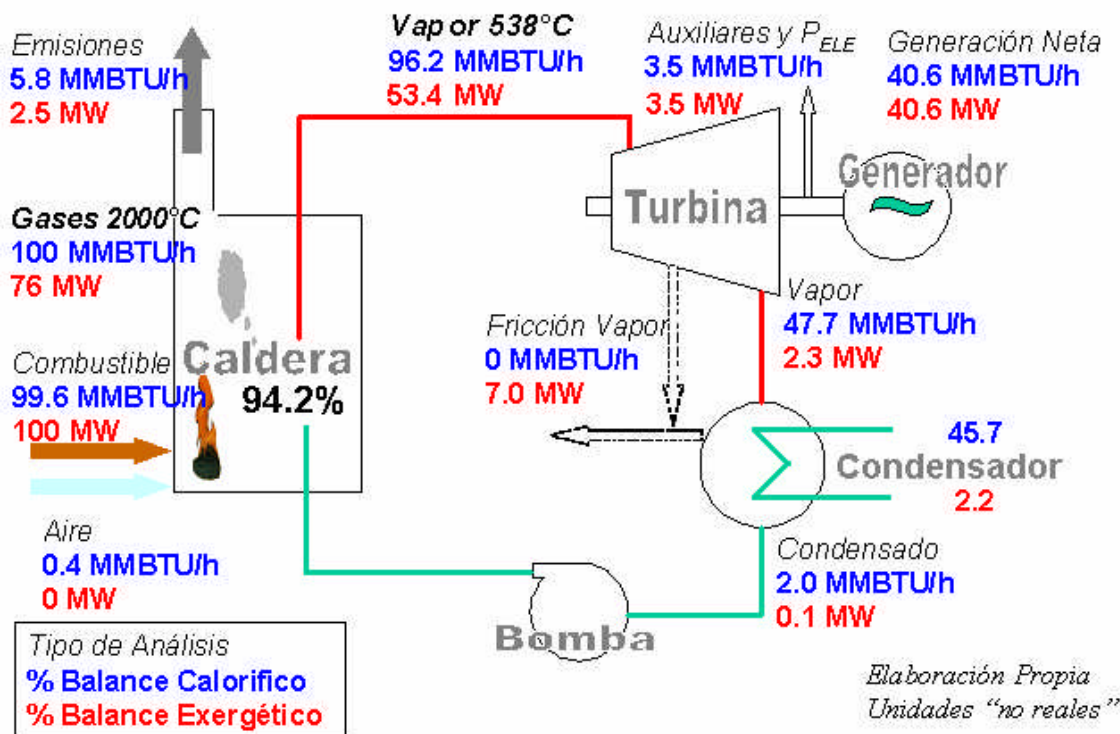


Figura 3.34 - Balance de las pérdidas de energía y exergía en una C.T.

En el diagrama anterior, “MMBTU/h” significa una comparación calorífica y “MW” significa la capacidad del trabajo, es decir que la carga de 100 MMBTU/h no es 100 MW; se usa el número 100 prácticamente para simplificar la descripción de porcentaje.

Después de realizarse la combustión, la capacidad de trabajo en un balance exergético de los gases es 76 MW con una pérdida del 24%. Además los gases alcanzan 2000°C, mientras que el vapor producido es sólo 538°C; esto significa una deficiencia considerable.

La pérdida en los gases de escape es pequeña 2.5% desde el punto de vista de la capacidad de trabajo y 5.8% desde el punto de vista calorífico.

El vapor generado tiene una capacidad de trabajo de sólo 57.8 MW por el combustible de 100 MW. Esto quiere decir que la capacidad de trabajo de la caldera es prácticamente muy baja, mientras que con análisis calorífico (entalpías) aparentemente se tendría una eficiencia del 94.2%.

Finalmente el vapor que va al condensador tiene 2.3 MW de capacidad de trabajo y pierde el 2.2% en el condensador. Esta es pérdida es muy pequeña comparado con el 45.7% desde el punto de vista calorífica. La central a vapor genera un trabajo de 40.6 MW.

En la siguiente figura se muestra los diagramas de flujo de energía y exergía comparativo de la Unidad TV ILO21.

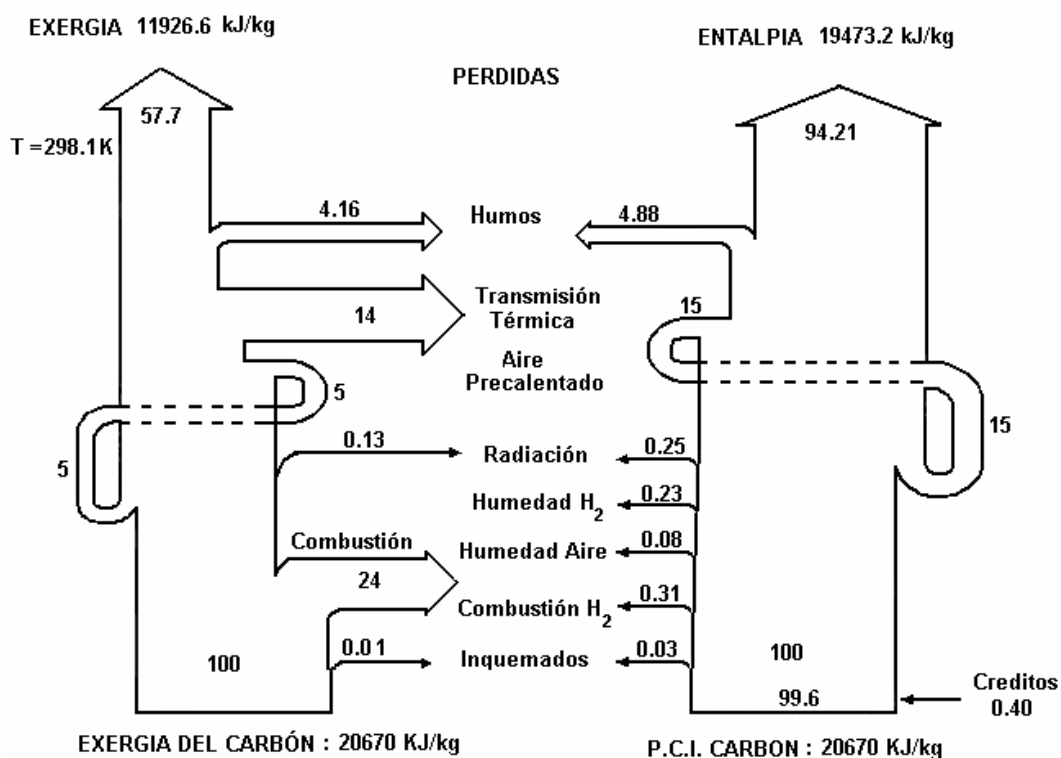


Figura 3.35 - Diagrama de flujo de energía y exergía de la caldera de la Unidad TV ILO21.

La realización de un balance exergético en calderas de vapor revela la enorme importancia de destrucción de exergía en los procesos irreversibles (combustión y transmisión de calor) que tienen lugar en la caldera misma.

Puesto que en una centra termoeléctrica el objetivo es generar energía eléctrica (exergía pura), es el análisis exergético el que proporciona la información correcta de cómo a lo largo del proceso va teniendo lugar la pérdida del producto deseado.

En la figura siguiente se presenta en forma esquemática la disposición y el diagrama de flujo de energía calorífica correspondiente a un generador de vapor típico de una central a vapor

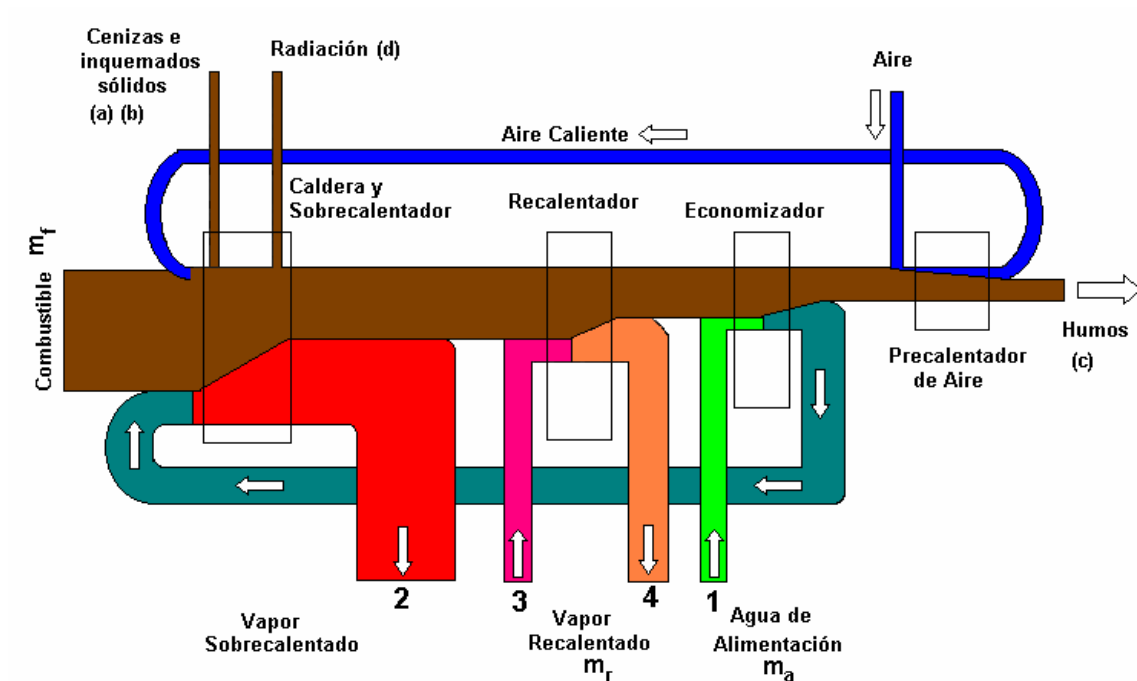


Figura 3.36 - Disposición y flujos de energía en un generador de vapor típico.

Donde:

- (a) Pérdidas por inquemados en residuos.
- (b) Pérdidas por calor sensible en cenizas.
- (c) Pérdidas de humos
 - Inquemados gaseosos.
 - Calor sensible en gases secos.
 - Calor latente y sensible en el vapor de agua procedente del hidrógeno y humedad presentes en el combustible (el calor sensible se considera cuando se utilice el poder calorífico inferior).
- (d) Pérdidas por radiación.

Y para entender en donde se producen las pérdidas en un análisis exergético, se presenta a continuación en forma esquemática la disposición y el diagrama de flujo de exergía correspondiente.

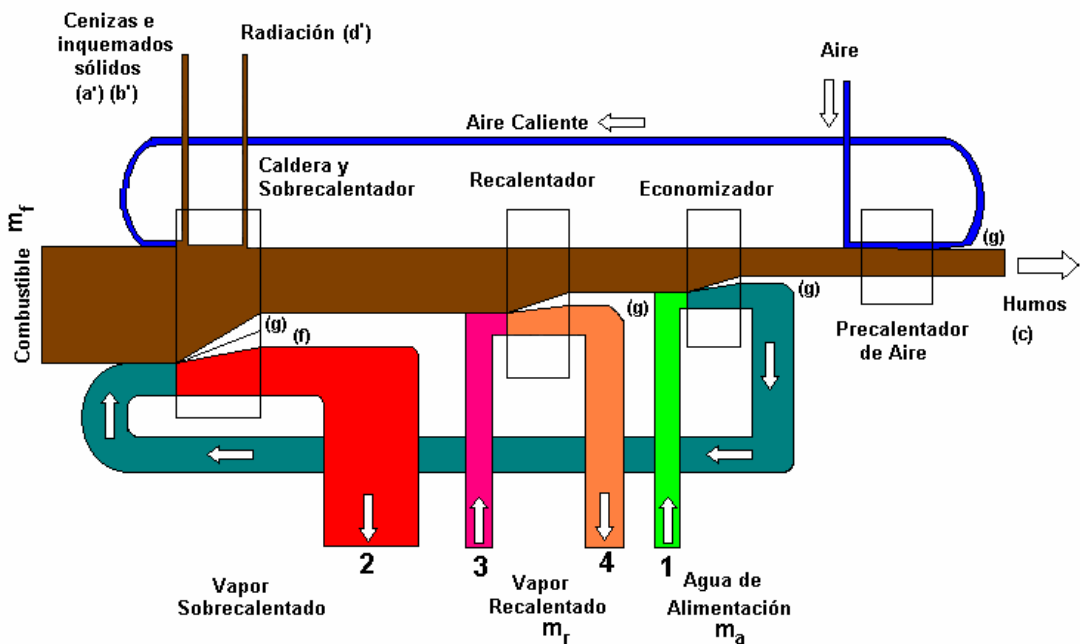


Figura 3.37 - Disposición y flujos de exergía en un generador de vapor típico.

Donde:

- (a`) Pérdidas por inquemados en residuos.
- (b`) Pérdidas por calor sensible en cenizas.
- (c`) Pérdidas de humos.
- (d`) Pérdidas por radiación.
- (f`) Pérdidas por las irreversibilidades en la combustión.
- (g`) Pérdidas por las irreversibilidades en la transmisión de calor.

Se aprecia que los conceptos de pérdidas de exergía son las mismas que se aprecia a un balance de energía y que vienen asociadas a flujos de materia o calor que abandonan la caldera, pero en magnitud diferente, por otra parte existen dos nuevos procesos típicamente irreversibles que son la combustión y la transmisión de calor.

En conclusión; el análisis energético es el control de la cantidad de energía (evaluación por entalpía) mientras que el análisis exergético es la auditoria o diagnóstico de la calidad de la energía (evaluación de la cantidad de trabajo que podría hacer) y del efecto de las condiciones operativas sobre la eficiencia de la planta. Desde este punto de vista, debería usarse la exergía en lugar de la entalpía para la medición de la eficiencia.

3.4. Pruebas de rendimiento

Fuente: Documento Hitachi XPI-01-A99-ES-83044 Rev. 3 / PPE-99-0383 y elaboración propia

3.4.1. Generalidades

En este capítulo se desarrolla las Pruebas de Rendimiento de la unidad ILO21 que se efectuaron el 3 de octubre del 2000 desde las 13:00 hasta 17:00 horas.

De acuerdo al contrato las pruebas finales (Test on Completion) incluyen 30 días de Pruebas de Confiabilidad (Reliability Test) y posteriormente las pruebas de rendimiento (Performance Test) las cuales se realizarán con el carbón de garantía y en las condiciones de diseño.

Las pruebas de rendimiento se realizaron de acuerdo a códigos y estándares apropiados para las pruebas de rendimiento del generador de vapor y la turbina de vapor tal como sigue:

- ASME Power Test Code PTC-4.1-1991 Steam Generating Unit
- ASME Power Test Code PTC-6-1996 Steam Turbine.

Las tablas de vapor utilizado para el cálculo del resultado de las pruebas son: "JSME STEAM TABLES, 1980".

3.4.2. Datos de garantía

El contratista (HITACHI) garantizó el rendimiento de la unidad ILO21 en las siguientes condiciones ambientales: temperatura ambiente 18°C, humedad relativa de 74% y temperatura de agua de circulación de 18°C y con el “carbón de garantía”: carbón de indonesia, PT Adaro.

La prueba de rendimiento de la unidad garantizado o “Performances Test” consiste en los cálculos del consumo específico neto de calor de la unidad y de la potencia eléctrica neta de salida (previamente se calcula calor específico bruto de la turbina, la eficiencia del caldero y el consumo eléctrico de auxiliares). Adicionalmente se calcula la eficiencia del caldero, las emisiones NOx y el carbón no quemado en la ceniza volante en condición 100% de carga.

- (1) La potencia eléctrica de salida neta en los terminales de la subestación:
123,150 kW.
- (2) Consumo específico neto de calor de la unidad (Unit Net Heat Rate) respecto a la potencia de salida anterior y con poder calorífico bajo del carbón (LHV=NCV Net Calorific Value): 9213 kJ/kWh.

DATOS GARANTIZADOS DE LA UNIDAD TV ILO21

Item	Unidad	Datos
Potencia Electrica Bruta de salida	kW	135,000
Flujo de Vapor Principal	kg/h	399,970
Presión de Vapor Principal	MPa a	16,67
Temperatura de Vapor Principal	°C	538
Flujo de Vapor Recalentado	kg/h	320,197
Presión de Vapor Recalentado	MPa a	3,48
Temperatura de Vapor Recalentado	°C	538
Temperatura final de Agua de Alimentación	°C	269,7
Presión de escape de la Turbina	kPa a	4,5
Agua de Reposición	kg/h	0,0
Flujo de Vapor Auxiliar	kg/h	0,0
Flujo de purga del Caldero	kg/h	0,0
Factor de potencia del Generador	lagging	0,8
Consumo especifico bruto de la Turbina	kJ/kWh	7,773
Consumo especifico neto de la Unidad *	kJ/kWh	9,213
Potencia Electrica Neta de salida *	kW	123,150
Combustible para el Caldero	Carbón	PT Adaro
Temperatura Ambiente del aire	°C	18
Humedad Relativa	%	74
Temperatura del Agua de Circulación	°C	18

Los datos marcados con asterisco (*) son garantizados

3.4.3. Condiciones generales

Las pruebas fueron realizadas por la contratista HITACHI en cooperación con TRACTEBEL y se realizó previamente las siguientes actividades: limpieza del condensador (back wash); soplado del caldero con 2 horas de anticipación; se revisó las buenas condiciones de las piezas mecánicas y eléctricas; se revisó el aislamiento del sistema; calibración de los instrumentos utilizados.

Se realizó una prueba preliminar con el propósito de determinar que el generador de vapor y turbina estén en condiciones adecuadas, y para revisar que todos los instrumentos estén aislados. El carbón de garantía se quemó por un período no menor de siete (7) días antes de la prueba de rendimiento del caldero. Para minimizar las fluctuaciones de las condiciones de operación no se sopló ni se purgó el caldero durante la ejecución de las pruebas. El control del caldero estuvo en condición automático. Para estabilizar a la planta, se operó una hora al 100% de la carga (135 MW), antes de realizar las pruebas de rendimiento, posteriormente se realizó la prueba de rendimiento combinado del caldero y turbina por un período de cuatro horas.

3.4.4. Instrumentos y métodos de medición

Medidas eléctricas

La potencia eléctrica bruta de salida para el cálculo del consumo específico de calor bruto de la turbina (Turbine gross heat rate) es en los terminales del generador. Mientras que la potencia eléctrica neta de salida para el cálculo del consumo específico de calor neto de la unidad (Unit net heat rate) es en los terminales de salida de la subestación generador.

El factor de potencia fue calculado como el ratio de la potencia de salida en MW, determinado de la lectura de medidor de energía y potencia entre la potencia MVA determinada del promedio de las lecturas del amperímetro y voltímetro.

Medición de Flujo

a. Flujo de agua de alimentación: GFW

$$\mathbf{GFW = GCW + GHEX + GMD - GRHS - GSHS - GSPT}$$

Donde:

GCW: Flujo de condensado. El flujo de condensado será medido utilizando medidores de flujo calibrado el cual es temporalmente instalado en la línea de condensado del calentador de baja n°3 en la tubería de salida y el manómetro preparados por Hitachi.

GHEX: Suma del flujo de vapor de extracción a los calentadores de alta presión y el desareador, el cual será calculado por el balance térmico alrededor de cada uno de los calentadores y el desareador.

GMD: Flujo por variación del nivel del tanque del desareador.

GRHS: Flujo de atemperación del recalentador.

GSHS: Flujo de atemperación del sobrecalentador.

GSPT: Flujo de agua para muestreo de la turbina.

b. Flujo de condensado: GCW

$$GCW = 0.12645 \times F_a \times C \times d^2 / \sqrt{(1-\beta^4)} \times \sqrt{\Delta P \times GW} \times K$$

$$\Delta P = H \times (GH' - GO') / (GH - GO)$$

Donde:

GCW : Flujo de condensado (kg/h)

Fa : Factor de expansión térmica (condición estándar 20°C)

d : Diámetro de la garganta (mm)

C : Coeficiente de descarga

- B : Relación del diámetro
- ΔP : Diferencia corregida de presión (kPa)
- GW : Peso específico de los siguiente fluidos en la corriente del flujo.
- K : Corrección de gravedad.

$$k = \sqrt{\frac{g_L}{g_c}} \quad g_c = \text{gravedad estandar} \quad g_L = \text{gravedad local}$$

- H = Diferencia de presión (kPa)
- GH = Peso específico de mercurio a temp. de calibración (kg/m^3)
- GO = Peso específico de agua a temp. de calibración (kg/m^3)
- GH` = Peso específico del mercurio a temp. de calibración (kg/m^3)
- GO` = Peso específico del agua a temp. de calibración (kg/m^3)

- c. Cálculo del flujo de vapor a los calentadores de alta presión y el desareador.

G7H Flujo de vapor de extracción del calentador N° 7

$$G7H = \frac{H7W - H7HD}{H7H - H7HD} \times GFW = A \times GFW$$

G6H Flujo de vapor de extracción del calentador N° 6

$$G6H = \frac{(H7W - H6W) - A \times (H7HD - H6HD)}{H6H - H6HD} \times GFW = B \times GFW$$

G5H Flujo de vapor de extracción del calentador N° 5

$$G5H = \frac{(H6W - H5W) - (A + B) \times (H6HD - H5HD)}{H5H - H5HD} \times GFW = C \times GFW$$

GX = GRHS + GSHS + GSPT – GMD

$$GFW = \frac{(GCW \times (H4H - H4W) - GX \times (H4H - H4WO))}{(H4H - H4WO) - (A + B + C) \times (H4H - H5HD)}$$

G4H Flujo de vapor al desareador

$$G4H = GFW - GCW - G7H - G6H - G5H + GX$$

Donde:

HFW : Entalpía al final del agua de alimentación.

H7W : Entalpía del agua a la entrada del calentador 7.

H7H : Entalpía del vapor a la entrada del calentador 7.

H7HD : Entalpía del drenaje del calentador 7.

H6W : Entalpía del agua a la entrada del calentador 6.

H6H : Entalpía del vapor a la entrada del calentador 6.

H6HD : Entalpía del drenaje del calentador 6.

H5W : Entalpía del agua a la entrada del calentador 5.

H5H : Entalpía del vapor a la entrada del calentador 5.

H5HD : Entalpía del drenaje del calentador 5.

H4W : Entalpía del agua a la entrada del desareador.

H4H : Entalpía del vapor a la entrada del desareador.

H4WO: Entalpía del agua a la salida del desareador.

d. Flujo de vapor principal: GMS

$$\mathbf{GMS = GFW + GMB - GCL - GSPB - GSTB + GSHS}$$

Donde:

GMB : Flujo por el desnivel en el domo del caldero.

GCL : Flujo por pérdidas en el ciclo.

GSPB: Flujo de agua de muestra del caldero.

GSTB: Flujo de los sopladores de vapor.

e. Flujo de vapor recalentado frío: GCR

$$\mathbf{GCR = GMS - GL - G7H - G6H}$$

$$\mathbf{GL = GL1 + GL2 + GL3 + GL4 + GL5}$$

Donde:

GL : Flujo de vapor de las fugas de sellos en la turbina de alta presión.

GL1 : Flujo de vapor de la primera válvula de control.

GL2 : Flujo de vapor de la segunda válvula de control.

GL3 : Flujo de vapor a través de los sellos de empaque entre la turbina de alta presión y la turbina de presión intermedia.

GL4 : Flujo de fugas por el primer collarín de la turbina de alta presión a la tubería de vapor de la extracción n° 5.

GL5 : Flujo de fugas por el segundo collarín de la turbina de alta presión al cabezal de sellos de vapor y al condensador de fugas de vapor de sellos de la turbina de alta presión.

f. Flujo de vapor recalentado caliente: GHR

$$\mathbf{GHR = GCR + GRHS}$$

La presión del vapor y del agua de alimentación ha sido medida por manómetros tipo bourdon, la presión de salida de la turbina con un manómetro de mercurio y la presión atmosférica con un barómetro de precisión permanente de mercurio en vidrio.

La temperatura de vapor, agua de alimentación y drenajes de calentadores se midió con termocuplas calibrados y voltímetro digital, mientras que para la temperatura del ambiente se usaron termómetros de mercurio en vidrio.

3.4.5. Resultado de las pruebas de garantía

El resultado de las pruebas de garantía o "Performance Test" son los siguientes:

- El consumo específico de calor de la unidad corregido fue 8874.4 kJ/kWh; 3.68% mejor al el valor garantizado de 9213 kJ/kWh.
- La unidad tiene una potencia de salida neta corregido fue 124556 kW y es 1.14% mejor a la capacidad garantizada de 123150 kW.

RESULTADO DE LAS PRUEBA DE RENDIMIENTO GARANTIZADO DE LA UNIDAD TV ILO21 - 03/10/2000

Descripción	Unidades	Valor
Potencia Eléctrica Bruta	kW	135,253
Potencia Eléctrica Neta	kW	124,556
Consumo de calor Bruto de la Unidad	kJ/kWh	7,336.4
Consumo de calor Neto de la Planta	kJ/kWh	8,874
Eficiencia Caldero	%	94.21
Presión Vapor Inicial	MPa (a)	16.6
Temperatura de vapor inicial	°C	535.9
Temperatura de vapor recalentado	°C	535.9
Velocidad de rotación de la turbina	rpm	3,609.9
Factor de potencia del generador		1
Pérdidas del ciclo	kg/h	1822
Temperatura del agua de mar	°C	15.5
Humedad absoluta del aire	g/kg aire seco	0.0091
Humedad en el combustible	%	23.74
Contenido de hidrógeno en el combustible	wt%	3.69
Poder calorífico bajo	kJ/kg	20,790
Temperatura del aire Ventilador	°C	24.04

3.4.5.1. Consumo específico de calor bruto de la turbina

El consumo específico de calor bruto de la turbina Turbine Gross Heat Rate (HR_T), es calculado de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$HR_T = \frac{GMS \times HMS + GHR \times HHR - GCR \times HCR - GFW \times HFW - GSHS \times HSHS - GRHS \times HRHS + GMU \times HMU}{P_G}$$

Cálculo del consumo específico de calor bruto de la turbina corregido:

$$HR_{TC} = \frac{HR_T}{\left(1 + \frac{C1}{100}\right) \times \left(1 + \frac{C2}{100}\right) \times \dots \times \left(1 + \frac{C_N}{100}\right)}$$

Donde:

HR_T	Consumo específico bruto de calor de la turbina medido (CECBT)	kJ/kWh
HR_{TC}	CEBC de la turbina corregido para condiciones específicas	kJ/kWh
P_G	Energía eléctrica en los terminales de salida del generador.	kWh
GMS	Flujo de vapor principal	kg/h
GHR	Flujo de vapor recalentado caliente	kg/h
GCR	Flujo de vapor recalentado frío	kg/h
GFW	Flujo de agua de alimentación	kg/h
GSHS	Flujo de agua de atemperación del sobrecalentador del caldero	kg/h
GRHS	Flujo de agua de atemperación del recalentador del caldero	kg/h
GMU	Flujo de agua de reposición al condensador	kg/h
HMS	Entalpía de vapor principal	kJ/kg
HHR	Entalpía de vapor recalentado caliente	kJ/kg
HCR	Entalpía de vapor recalentado frío	kJ/kg
HFW	Entalpía de agua de alimentación	kJ/kg
HSHS	Entalpía de agua de atemperación del sobrecalentador del caldero	kJ/kg
HRHS	Entalpía de agua de atemperación del recalentador del caldero	kJ/kg
HMU	Entalpía de agua de reposición al condensador	kJ/kg
C-Cn	Factores de corrección a las condiciones especificadas.	

Factores de corrección consumo específico de calor bruto de la turbina:

- | | |
|--|--|
| (1) Presión de vapor inicial. | (2) Velocidad de rotación. |
| (3) Temperatura de vapor inicial. | (4) Factor de potencia del generador. |
| (5) Temperatura de vapor recalentado. | (6) Pérdidas de ciclo (fuga del caldero). |
| (7) Caída de presión de vapor recalentado. | (8) Flujo de atemperación del sobrecalentador. |
| (9) Presión a la salida de la turbina | (10) Flujo de atemperación del recalentador. |

a. Resumen de los resultados

Item	Unidad	Diseño	Medido
Potencia eléctrica bruta de salida	kW	135000	135253
Presión de vapor principal	x 100 kPa A	166.7	166
Temperatura de vapor principal	°C	538	535.6
Presión de vapor recalentado caliente	x 100 kPa A	34.8	36.6
Temperatura de vapor recalentado caliente	°C	538	535.9
Temperatura final del agua de alimentación	°C	269.7	274
Presión a la salida de la turbina	kPa.A	4.5	3.8
Flujo de vapor principal	kg/h	399970	401551
Flujo de vapor de auxiliares	kg/h	0	0
Flujo de vapor de purga del caldero	kg/h	0	0
Flujo de agua de atemperación del sobrecalentador	kg/h	10000	13236
Flujo de agua de atemperación del recalentador	kg/h	0	0
Factor de potencia del generador		0.8	1
Consumo específico de calor bruto de la turbina (medido)	kJ/KWh	7773	7636.4
Consumo específico de calor bruto de la turbina (corregido)	kJ/KWh	7773	7675.5
Desviación del consumo de calor bruto de la turbina	%	BASE	1.25%

b. Cálculo de las entalpías.

Calculo de Entalpías	Presión	Temperatura	Entalpía
	x 100 kPa A	°C	kJ/kg
HMS Vapor principal	166.03	535.6	3,391.3
HHR Vapor recalentado caliente	36.59	535.9	3,529.9
HCR Vapor recalentado frio	38.54	336	3,063.3
HFW Agua final de alimentación	180.57	274	1,202.0
Vapor de extracción n° 7	59.77	388.1	3,150.0
Vapor de extracción n° 5	13.16	389.8	2,337.7
Vapor de extracción n° 4	4.25	243.5	2,950.2
H7H Vapor de entrada al calentador n° 7	57.01	385.7	3,149.3
H6H Vapor de entrada al calentador n° 6	37.41	331.8	3,055.5
H5H Vapor de entrada al calentador n° 5	13.14	386.9	3,231.5
H4H Vapor de entrada al desareador	4.17	236.7	2,936.4
H7W Agua de entrada al calentador n° 7	-196.5	245.3	1,064.7
H6W Agua de entrada al calentador n° 6	-212.42	193.1	830.8
Agua de salida de la bomba de alimentación	228.35	150.2	647.1
H4WO Agua a la salida del desareador		144.6	608.9
Agua a la salida de la tobera de flujo	5.59	112.5	472.2
H7HD Drenaje del calentador 7	57.01	248.4	1,078.0
H6HD Drenaje del calentador 6	37.41	197.5	842.1
H5HD Drenaje del calentador 5	13.14	153.4	647.3
HRSR Agua de atemperación del recalentador	228.35	150.2	647.1
HSRS Agua de atemperación del sobrecalentador	228.35	150.2	647.1
Venteo del desareador (vapor saturado)	4.17		2,739.5
HEVD Agua de reposición		22.6	94.8

3. Presión de descarga de la Turbina

Presión Atmosférica	Medido	hPa	1012.13
		kPa	101.213
Presión a la salida de la Turbina	Medido	kPa	97.996
Gravedad específica corregido		kPa	97.778
Temperatura ambiente		°C	21.68
Corrección por temperatura ambiente		kPa	-0.345
Corrección por presión atmosférica.		kPa	0.112
Presión a la descarga de la turbina corregido		kPa	97.545
Presión a la descarga de la turbina corregido		kPa.A	3.780

4. Cálculo del nivel del tanque y flujo de venteo del desareador.

GMU Tanque de almacenamiento del agua desmineralizado

Nivel Inicial	L1	m	10.746
Nivel Final	L2	m	10.686
Volumen Inicial	V1	m ³	1781.754
Volumen Final	V2	m ³	1771.888
Diferencia de Volumen	ΔV	m ³	9.866
Temperatura de agua de reposición	T	°C	22.62
Peso Específico	γ	kg/m ³	997.7
Tiempo medido	HR	h	4.0
GMU = $\Delta V \times \gamma / HR$			
Flujo de cambio en el tanque de agua desmineralizado	GMU	kg/h	2461

GMC Tanque de condensado

Nivel Inicial	L1	m	0.4487
Nivel Final	L2	m	0.4518
Volumen Inicial	V1	m ³	25.8
Volumen Final	V2	m ³	25.98
Diferencia de Volumen	ΔV	m ³	-0.180
Temperatura de agua en el tanque de condensado	T	°C	29.45
Peso Específico	γ	kg/m ³	995.9
Tiempo medido	HR	h	4
GMC = $\Delta V \times \gamma / HR$			
Flujo de cambio en el tanque de condensado	GMC	kg/h	-45

GMD Tanque de desareador

Nivel Inicial	L1	m	1957
Nivel Final	L2	m	1957.61
Volumen Inicial	V1	m ³	82.27
Volumen Final	V2	m ³	82.3
Diferencia de Volumen	ΔV	m ³	-0.030
Temperatura de agua en el tanque de condensado	T	°C	144.6
Peso Específico	γ	kg/m ³	921.7
Tiempo medido	HR	h	4
GMD = $\Delta V \times \gamma / HR$			
Flujo de cambio en el tanque del desareador	GMD	kg/h	-7

GMB Nivel del domo del caldero

Nivel Inicial	L1	m	-3.97
Nivel Final	L2	m	1.91
Volumen Inicial	V1	m ³	11.14
Volumen Final	V2	m ³	11.24
Diferencia de Volumen	ΔV	m ³	-0.100
Presión	T	MPa.a	17.7
Peso Específico	γ	kg/m ³	549.8
Tiempo medido	HR	h	4
GMB = $\Delta V \times \gamma / HR$			
Flujo de cambio en el domo del caldero	GMB	kg/h	-14

GDV Flujo del ventero del desareador

Diámetro de orificio	D	cm	1.19
Número de orificio	N		1
Presión en el desareador	P	100 kPa	4.17
		kg/cm ² .a	4.25
GDV = $\pi/4 \times d^2 \times N \times P / 70 \times 3600$			
Flujo de venteo del desareador	GDV	kg/h	243

5. Cálculos de las pérdidas del ciclo.

Flujo de cambio en el tanque de agua desmineralizado	+ GMU	kg/h	2461
Flujo de cambio en el tanque del desareador	+ GMD	kg/h	-7
Flujo de cambio en el domo del caldero	+ GMB	kg/h	-14
Flujo de cambio en el tanque de condensado	+ GMC	kg/h	-45
Flujo de agua de muestreo de la turbina 1	- GSPT1	kg/h	102
Flujo de agua de muestreo de la turbina 2	- GSPT2	kg/h	150
Flujo de muestreo del caldero 1	- GSPB1	kg/h	282
Flujo de muestreo del caldero 2	- GSPB2	kg/h	39
Flujo de purga del caldero	- GBD	kg/h	0
Flujo de sopladores	- GSB	kg/h	0
Flujo de vapor auxiliar	- GBCR	kg/h	0
$GCL = GMU + GMD + GMB + GMC - GSPT1 - GSPT2 - GSPB1 - GSPB2 - GBD - GSB - GBCR$			
Pérdidas del ciclo	GCL	kg/h	1822

6. Cálculos de los Flujos

GCW Flujo de condensado

Presión del fluido	PW	x 100 kPa	5.59
Temperatura del fluido	TW	°C	112.5
Temperatura ambiente	TA	°C	17.27
Presión de diferencia (1)	$\Delta h1$	kPa	110.5
Presión de diferencia (2)	$\Delta h2$	kPa	110.5
Presión de diferencia promedio	Δh	kPa	110.5
Corrección de la gravedad = (gravedad estandar/gravedad)	K		0.99889
Diámetro de la garganta de la tobera	d	mm	87.4
Relación del diámetro	β		0.4202
Factor de expansión térmica	Fa		1.00294
Peso específico a TW y PW	$\gamma W1$	kg/m ³	949.0
Diferencia entre el mercurio y agua a TA	$\gamma Hg - \gamma W2$	kg/m ³	12553.6
Coefficiente de descarga	C		0.98153
$GCW = 0.1264 \times F_a \times C \times d^2 / \sqrt{(1-\beta^4)} \times \sqrt{\Delta h \times (\gamma Hg - \gamma W2) / \gamma W1} \times K$			
Flujo de condensador	GCW	kg/h	300,318

GFW Flujo de agua de alimentación final

Flujo de condensador	+ GCW	kg/h	300,318
Flujo de vapor de la extracción n° 7	+ G7E	kg/h	25,881
Flujo de vapor de la extracción n° 6	+ G6E	kg/h	38,501
Flujo de vapor de la extracción n° 5	+ G5E	kg/h	22,901
Flujo de vapor de la extracción n° 4	+ G4E	kg/h	16,420
Flujo de agua de atemperación del sobrecalentador	- GSHS	kg/h	13,236
Flujo de agua de atemperación del recalentador	- GRHS	kg/h	0
Flujo de muestreo de la turbina 1	- GSPT1	kg/h	102
Cambio de almacenaje del desareador	+ GMD	kg/h	-7
Flujo de venteo del desareador	- GDV	kg/h	243
$GFW = GCW + G7E + G6E + G5E + G4E - GSHS - GRHS - GSPT1 + GMD - GDV$			
Flujo de agua de alimentación final	GFW	kg/h	390,433

GMS Flujo de vapor principal

Flujo de agua de alimentación final	+ GFW	kg/h	390,433
Flujo de agua de atemperación del sobrecalentador	+ GSHS	kg/h	13,236
Pérdidas del ciclo	- GCL	kg/h	1,822
Flujo de sopladores	- GSB	kg/h	0
Flujo de purga del caldero	- GBD	kg/h	0
Nivel del domo del caldero	+ GMB	kg/h	-14
Flujo de muestreo del caldero 1	- GSPB1	kg/h	282
GMS = GFW + GSHS - GCL - GSB - GBD + GMB - GSPB1			
Flujo de vapor principal	GMS	kg/h	401,551

GCR Flujo de vapor recalentado frío

Flujo de vapor principal	+ GMS	kg/h	401,551
Primera Fuga de vapor válvula de control	- GL1	kg/h	424
Segunda Fuga de vapor válvula de control	- GL2	kg/h	1,794
Primera fuga en la turbina de alta presión	- GL4	kg/h	2,943
Segunda fuga en la turbina de alta presión	- GL5	kg/h	3,308
Fuga de vapor en empaquetadura TAP - TPI	- GL3	kg/h	9,713
Flujo de vapor de la extracción n° 7	+ G7E	kg/h	25,881
Flujo de vapor de la extracción n° 6	+ G6E	kg/h	38,501
GCR = GMS - GL - G7E - G6E			
Flujo de vapor recalentado frío	GCR	kg/h	318,987

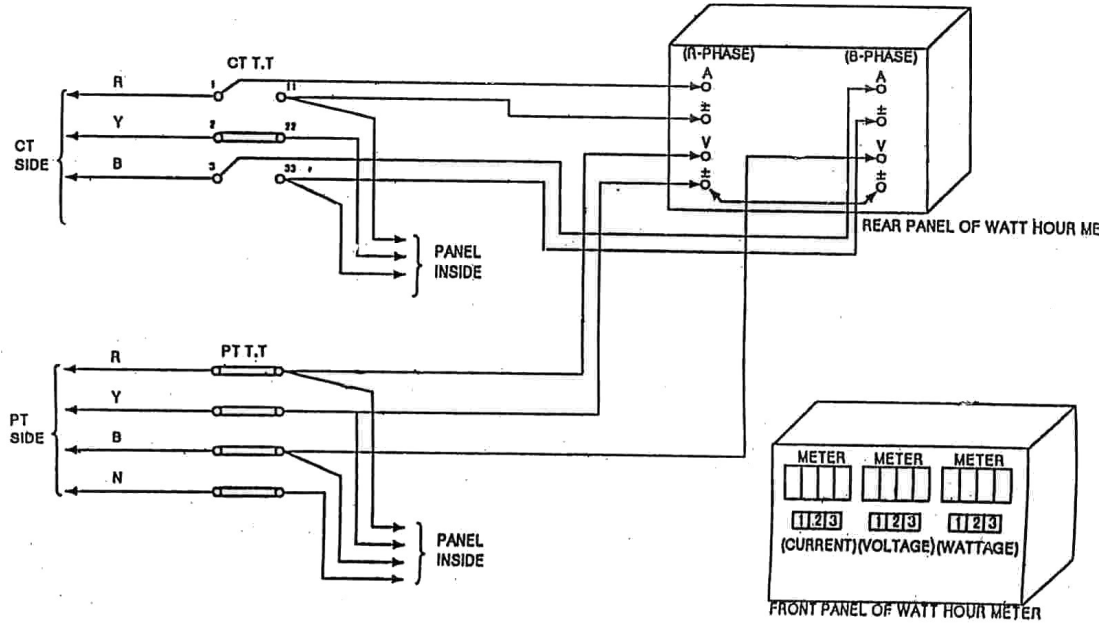
GHR Flujo de vapor recalentado caliente

Flujo de vapor recalentado frío	+ GCR	kg/h	318,987
Flujo de agua de atemperación del recalentador	- GRHS	kg/h	0
Flujo de vapor auxiliar	- GBCR	kg/h	0
Flujo de muestreo del caldero 2	- GSPB2	kg/h	39
GHR = GCR + GRHS - GSPB2			
Flujo de vapor recalentado caliente	GHR	kg/h	318,948

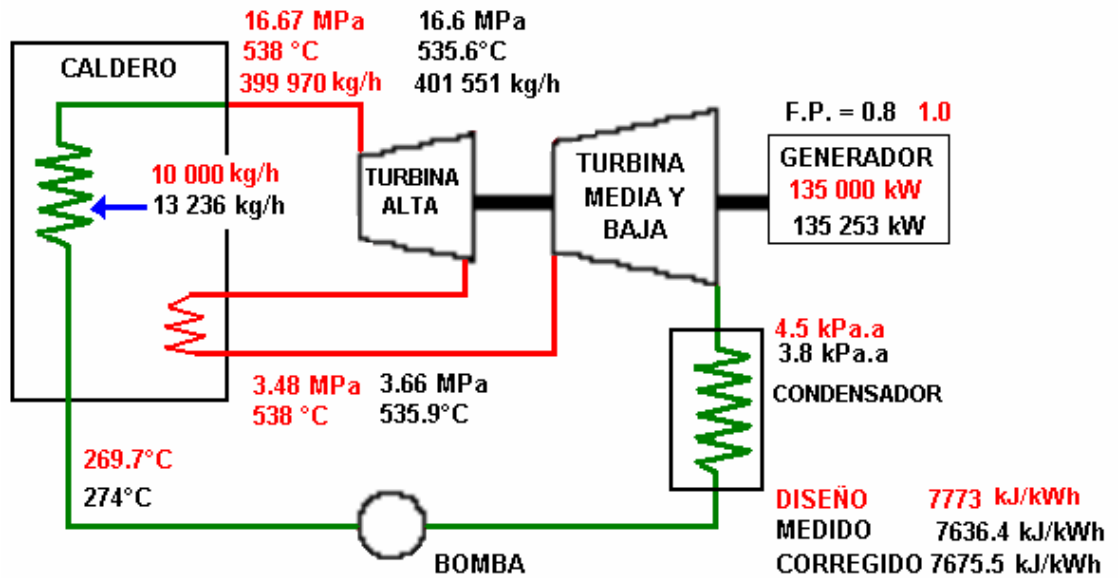
7. Cálculos de la potencia bruta de salida y del factor de potencia.

Lectura de la medición	kWh	0.4363
Tiempo de medición	hr	4
Relación PT		155
Relación CT		8,000
Potencia de salida	kW	135,253
Lectura del amperímetro A ₁	A	0.5747
Lectura del amperímetro A ₂	A	0.5686
Lectura del voltímetro V ₁	V	110.49
Lectura del voltímetro V ₂	V	110.08
Lectura del potencia W ₁	W	56.82
Lectura del potencia W ₂	W	52.49
$\Sigma VA = \text{Raiz}(3)/2 \times (V_1 A_1 + V_2 A_2)$		109
$\Sigma W = W_1 + W_2$		109
Factor de Potencia		1

APPENDIX B CONNECTIONS FOR MEASURING ELECTRICAL POWER



CALCULO DEL CONSUMO ESPECIFICO DE CALOR BRUTO DE LA TURBINA



8. Cálculo del consumo de calor bruto de la turbina.

Flujo de vapor principal	GMS	kg/h	401,551
Entalpía del Vapor principal	HMS	kJ/kg	3,391.3
Flujo de vapor recalentado caliente	GHR	kg/h	318,948
Entalpía del Vapor recalentado caliente	HHR	kJ/kg	3,529.9
Flujo de vapor recalentado frío	GCR	kg/h	318,987
Entalpía del Vapor recalentado frío	HCR	kJ/kg	3,063.3
Flujo de agua de alimentación final	GFW	kg/h	390,433
Entalpía del Agua final de alimentación	HFW	kJ/kg	1,202.0
Flujo de agua de atemperación del sobrecalentador	GSHS	kg/h	13,236
Agua de atemperación del sobrecalentador	HSHS	kJ/kg	647.1
Flujo de agua de atemperación del recalentador	GRHS	kg/h	0
Agua de atemperación del recalentador	HRHS	kJ/kg	647.1
Flujo de agua de atemperación	GMU	kg/h	2,461
Agua de reposición	HEVD	kJ/kg	94.8
Total de la cantidad de calor	Qc	kJ/h	1,032,849,256.3
Consumo Específico Bruto de la turbina medido	HR _T	kJ/kWh	7,636.4

Factores de Corrección para el consumo de calor bruto de la turbina.

Presión de vapor inicial	%	0.03
Temperatura de vapor inicial	%	0.06
Temperatura de vapor recalentado	%	0.05
Caída de presión de vapor recalentado	%	-0.24
Presión de descarga de la turbina	%	-0.19
Flujo de pérdidas del ciclo	%	-0.10
Factor de potencia	%	-0.15
Flujo de atemperación del vapor sobrecalentado	%	0.04
Flujo de atemperación del vapor recalentado	%	0.00
Velocidad de rotación	%	-0.01
Total del factor de corrección	%	-0.51
Corrección	%	0.9949
Consumo específico de calor corregido	kJ/kWh	7,675.6
Consumo específico de calor de diseño	kJ/kWh	7,773.00
Desviación		-1.25%

En el anexo "C" se muestran las curvas de corrección.

3.4.5.2. Potencia Eléctrica Neta de salida (PN)

La energía eléctrica neta de salida (P_N) después de descontar el consumo de energía en la planta (consumo de auxiliares) P_A , será medida a la salida de los terminales de la subestación.

El consumo de energía en la planta (consumo de auxiliares) P_A a ser utilizado para los cálculos de la energía neta consiste en lo siguiente: equipos de operación continua de la unidad requeridos para la generación de energía en condiciones de operación normal, equipos comunes de operación continua para la generación de energía en condiciones de operación normal y pérdidas eléctricas del equipo de generación principal

Los siguientes equipos que operan intermitentemente serán excluidos para estos cálculos y serán apagados durante la prueba de rendimiento.

- Planta desalinizadora.
- Planta Desmineralizadora.
- Planta de agua potable.
- Planta de Tratamiento de agua y bombas de transferencia de drenaje.
- Equipos de manejo y descarga de carbón.
- Equipos de descarga de combustible Diesel.
- Laboratorio, garaje, taller, almacén y edificios administrativos.
- Iluminación externa.

Item	Unidad	Diseño	Medido
Potencia eléctrica neta de la unidad de salida (P_N)	kW		
Índice de dureza del carbón (HGI)	HGI	45	51
Temperatura ambiente (Potencia del ventilador Forzado)	°C	18	18.48
Temperatura ambiente (Potencia del ventilador Inducido)	°C	18	18.48

Factores de corrección por Potencia Eléctrica Neta de Salida

La energía eléctrica neta de salida (P_N) será corregida a las condiciones de operación especificadas, con los siguientes factores:

- (1) Condiciones ambientales: Temperatura y humedad del aire.
- (2) Índice de dureza del carbón (HGI).
- (3) Temperatura de agua de mar.
- (4) Flujo de agua de reposición.
- (5) Presión de vapor inicial.
- (6) Temperatura de vapor inicial.
- (7) Temperatura de vapor recalentado.

Item	Unidad	Desviación	Corrección	Curva de Corrección
Potencia eléctrica neta de la unidad de salida (P_N)	kW		124,590	
Índice de dureza del carbón (HGI)	HGI	6	-38.5	PRS-00-0111
Temperatura ambiente (Potencia del ventilador Forzado)	°C	0.48	2.5	PRS-00-0112
Temperatura ambiente (Potencia del ventilador Inducido)	°C	0.48	2.0	PRS-00-013
Total de corrección	kW		-34	
Potencia eléctrica neta de la unidad de salida corregida (P_{Nc})			124,556	
Potencia eléctrica neta de la unidad garantizada			123,150	
Desviación			1,406	1.14%

3.4.5.3. Eficiencia del caldero (EB)

La eficiencia del caldero E_B se calcula de acuerdo al procedimiento de prueba de rendimiento del caldero, mencionado en el ítem 3.3.4.

Resultados de las pruebas.

Resultados de la Prueba de Eficiencia del Caldero

Item	Unidad	Valor de garantía	Medido	Corregido
Eficiencia Caldero	%	93.2	94.21	94.28
Emisiones NOx	g/MBTU	270	85	
Inquemado en ceniza volante	%	3	2.4	0.2

Análisis del combustible

Item	Condición	Unidad	Cálculos	Diseño
Poder Calorífico Superior	As fired	kJ/kg	22,178	22,178
	As fired	kcal/kg	5,297	5,297
Poder Calorífico Inferior	As fired	kJ/kg	20,790	20,790
	As fired	kcal/kg	4,965	4,965
Humedad Tota	As fired	wt%	23.74	23.74
Ceniza	As fired	wt%	0.95	0.95
Carbono	As fired	wt%	55.86	55.86
Hidrógeno	As fired	wt%	3.69	3.69
Oxígeno	As fired	wt%	15.15	15.15
Nitrogeno	As fired	wt%	0.53	0.53
Azufre	As fired	wt%	0.08	0.08
Dureza HGI	air-dried	-	51	51

Condiciones Ambientales

Item	Parámetro	Unit	100% TB 03 Oct 00
P _T	Presión Atmosférica	kPa	101.2
t _D	Temperatura Bulbo Seco	°C	18.5
t _w	Temperatura Bulbo Húmedo	°C	14.9
P _s	Presión saturado del vapor de agua a t _D	kPa	2.13
P _{sw}	Presión saturado del vapor de agua a t _w	kPa	1.70
P _w	Presión parcial de la humedad en el aire de combustion	kPa	1.46
W _{mA'}	Humedad Absoluta	kg / kg dry air	0.0091
	Humedad Relativa	%	68.54

Análisis de Gases y Temperatura de Aire y Gas

Item	Unit	100% TB 03 Oct 00
O ₂ en los gases que ingresa al calentador de aire	vol%	3.8
CO ₂ en los gases que ingresa al calentador de aire	vol%	15.8
O ₂ ' en los gases que salen del calentador de aire	vol%	5.1
CO ₂ ' en los gases que salen del calentador de aire	vol%	14.7
CO en los gases que salen del calentador de aire	ppm	10.00
t _{RA} Temperature del aire de referencia	°C	24.04
t _A temperatura del aire medido que ingresa al AH	°C	24.04
t _{G14} Temperature del gas medido que ingresa al AH	°C	368.30
t _{G15} T. gas medido que sale del AH con la fugas de aire	°C	129.0

Cálculo de la eficiencia del Caldero

Item			Unit	100% TB 03 Oct 00
1	W_{uc}	kilogramo de carbono no quemado por kg de combustible "as fired"	kg / kg A.F. combustible	0.0002
2	Ash	kilogramo de ceniza en el combustible "as fired" analizado en laboratorio	kg / kg A.F. combustible	0.0095
3	U_c	kilogramo de carbono no quemado por kg de gases de escape	kg / kg gases escape	0.0240
4	L_{uc}	Pérdida de calor debido al carbono no quemado en el los gases de escape seco	kJ Pérdida / kg A.F. combustible	6.7
5	O_2''	en los gases de escape a la salida del AH	vol%	5.09
6	CO_2''	en los gases de escape a la salida del AH	vol%	14.7
7	CO	en los gases de escape a la salida del AH	ppm	10.00
8	N_2''	en los gases de escape a la salida del AH	vol%	80.22
9	$W_{G's}$	dry gas leaving AH	kJ / kg A.F. fuel	9.681
10	t_g	gas temperature leaving AH with air leakage	deg °C	129
11	t_{RA}	reference air temperature	deg °C	24.04
12	C_{Pg}	mean specific heat of dry flue gas	kg / kg deg °C	1.005
13	C_b	kilogram of carbon burned per kg of "as fired" fuel	kg / kg A.F. fuel	0.5584
14	32,07	kilogram of equivalent carbon burned per kg "as fired" fuel	kg / kg A.F. fuel	0.5587
15	L_g'	heat loss due to heat in dry flue gas	kJ loss / kg A.F. fuel	1021.0
16	h_e	enthalpy of vapor at partial pressure and exit gas temperature t_g	kJ/kg	2742.90
17	h_{Rv}	enthalpy of saturated vapor at t_{RA}	kJ/kg	2545.60
18	m_f	moisture in fuel	kg / kg A.F. fuel	0.2374
19	$P_{mG''}$	partial pressure of the moisture in the flue gas	kPa	10.38
20	m_G''	kilogram of moisture in the flue gas per kg of "as fired" fuel	kg / kg A.F. fuel	0.6514
21	W_{mA}	kilogram of water vapor per kg of dry air	kg / kg dry air	0.0091
22	N	nitrogen in fuel	kg / kg A.F. fuel	0.0053
23	$W_{G'm_2}$	nitrogen in dry gs leaving AH	kg / kg A.F. fuel	7.118
24	W_A	kilogram of dry air supplied per kg of "as fired" fuel	kg / kg A.F. fuel	9.256

Item			Unit	100% TB 03 Oct 00
24	W _A	kilogram of dry air supplied per kg of "as fired" fuel	kg / kg A.F. fuel	9.256
25	L _{mf}	heat loss due to moisture in the "as fired" fuel	kg / kg deg °C	46.8
26	H	hydrogen in fuel	kg / kg A.F. fuel	0.0369
27	L _H	heat loss due to moisture from burning of hydrogen	kg / kg A.F. fuel	65.1
28	L _{mo}	heat loss due to moisture in the air	kJ loss / kg A.F. fuel	16.62
29	L _r	heat loss due to surface radiation and convection	kJ loss / kg A.F. fuel	52.20
30	L	total heat loss	kJ loss / kg A.F. fuel	1,208.4
31	H _f	net calorific value of fuel	kJ / kg A.F. fuel	20,790
32		Motor Current of PAF	A	62.22
33		Power factor	-	90.3
34	MPA	power consumption of primary air fan	kW	641
35	η_M	motor efficiency	-	0.961
36	W _{fe}	fuel rate	kg/sec	15.5
37	BAP	heat credit by PAF	kJ credit /kg A.F. fuel	39.7
38		Motor Current of Pulv (1)	A	44.49
39		Power factor of Pulv (1)	-	55.30
40		Motor Current of Pulv (3)	A	44.38
41		Power factor of Pulv (3)	-	55.1
42	MPL	total power consumption of pulverizers	kW	561.00
43	n _x	over all drive efficiency	-	0.932
44	B _{xp}	heat credit by pulverizers		33.73
45		Motor Current of GRF	A	33.26
46		Power factor of GRF	-	86.90
47	MGR	power consumption of gas recirculation fan	kW	330.00
48	n _{MG}	motor efficiency	-	0.90
49	BGR	heat credit by GRF	kJ credit /kg A.F. fuel	19.2
50	B	total heat credit	kJ credit /kg A.F. fuel	92.6
51	HF+B	Valor calorífico equivalente	kJ credit /kg A.F. fuel	20,882.6
52	η_B	Eficiencia del caldero medido	%	94.21

Eficiencia del caldero corregido

m	Valor de corrección por humedad en el combustible	%	0.01
h	Valor de corrección por el contenido de hidrogeno en el combustible (as fired)	%	-0.04
f	Valor de corrección por el poder calorífico neto	%	0.11
t	Valor de corrección por la temperatura de aire a la salida del FDF	%	-0.01
ab	Valor de corrección por la humedad absoluta	%	0
	Valor de corrección total	%	0.07
η_B	Eficiencia del caldero medida	%	94.21
η_B	Eficiencia del caldero corregido	%	94.28

Factores de corrección

Steam & water pressure correction

Item	unit	Measured	Correction (instrument)	Corrected
Sec. SH outlet pressure	MPa (g)	16.841	-3.400	16.838
Sec. RH outlet pressure	MPa (g)	3.58	-0.6000	2.980
Pri. RH outlet pressure	MPa (g)	3.734	-0.4000	3.334
Eco inlet pressure	MPa (g)	17.745	0.000	17.745
Drum pressure	MPa (g)	16.73	0.000	16.730
Drum pressure	MPa (g)	16.74	0.000	16.740

Steam temperature correction

Item	unit	Measured	Correction (instrument)	Corrected	Average
Sec. SH outlet temp.	deg °C	538.85	-0.3	538.55	538.81
Sec. SH outlet temp.	deg °C	539.37	-0.3	539.07	
Sec. RH outlet temp.	deg °C	538.29	-0.3	537.99	538.37
Sec. RH outlet temp.	deg °C	539.05	-0.3	538.75	
Pri. RH outlet temp.	deg °C	331.01	-0.47	330.54	330.54
Eco inlet temp.	deg °C	220.71	0.00	220.71	

Carbón no quemado en la ceniza volante

N°	Id	Parámetro	Unit	100% TB 03 Oct 00
1	UBC _M	Carbono no quemado medido	%	2.4
2	ash	Ceniza en el combustible	%	0.95
3	UBC	Carbono no quemado en ceniza volante	%	0.3

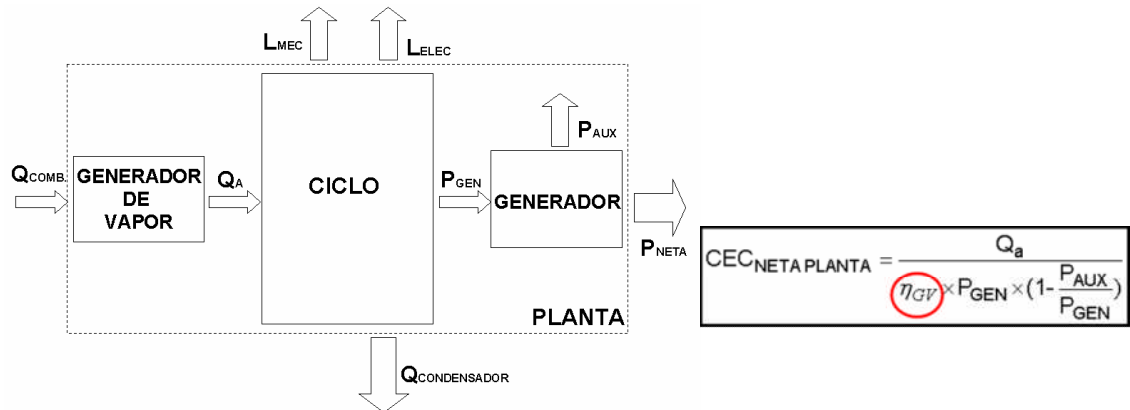
Basado sobre el 10% del contenido de ceniza

Cálculo del NOx

N°	Id	Parámetro	Unit	100% TB 03 Oct 00
1	NO _{xM}	NOx medido en la entrada del calentador de aire	ppm	132
2	O ₂	en los gases de escape que ingresa al calentador de aire	vol %	3.78
3	CO ₂	en los gases de escape que ingresa al calentador de aire	vol %	15.79
4	N ₂	en los gases de escape que ingresa al calentador de aire	vol %	96.22
5	W _{wc}	kilogramo de carbono no quemado por kg de combustible "as fired"	kg/kg A.F. fuel	0.0002
6	Ash	kilogramo de ceniza en combustible "as fired" de análisis de laboratorio	kg/kg A.F. fuel	0.0095
7	U _c	kilogramo de carbono no quemado por kg de gases de escape	kg/kg A.F. gases escape	0.0240
8	C _b	kilogramo de carbono quemado por kg de combustible "as fired"	kg/kg A.F. fuel	0.5584
9	C _b +12.01S/32.07	kilogramo de carbono no quemado equivalente por kg de combustible "as fired"	kg/kg A.F. fuel	0.5587
10	W _G	Gas de escape seco al ingreso calentador de aire	kg/kg A.F. fuel	10.35
11	r'	Densidad del gas de escape seco al ingreso calentador de aire	kg/m ³ (normal)	1.57
12	H _g	Poder calorífico superior del combustible	kJ/kg A.F. Fuel	22178.00
13	NO _x	NO _x	g/million BTU	84.90
14	NO _x	NO _x corregido al 6% O ₂	mg/m ³ N	235.50
15	NO _x	NO _x corregido al 6% O ₂	ppm	114.60

3.4.5.4. Consumo específico de calor neto de la unidad

El consumo específico de calor neto de la unidad (CECNU) ó Unit Net Heat Rate (HR_U), es calculado de acuerdo a la siguiente fórmula.



$$HR_U = \frac{Q_{comb}}{P_{neta}} = HR_T \times \frac{1}{E_B/100} \times \frac{1}{(1 - \frac{L_P}{100})} \times \frac{P_G}{P_N}$$

$$L_P = \frac{\Delta 1 + \Delta 2 + \Delta 3}{P_N} \times \frac{1}{HR_U} \times 100\%$$

$\Delta 1$: Pérdidas en la tubería del flujo principal de vapor

$\Delta 2$: Pérdidas en la tubería del flujo de vapor recalentado caliente.

$\Delta 3$: Pérdidas en la tubería del flujo de vapor recalentado frío.

Donde:

HR_U	Consumo específico de calor neto de la unidad	kJ/kWh
Q_N	Poder calorífico neto del carbón	kJ/h
P_N	Energía eléctrica neta de salida	kWh
E_B	Eficiencia del caldero	%
HR_T	Consumo específico de calor bruta de la turbina	kJ/kWh
P_G	Energía eléctrica neta de salida	kWh
L_P	Pérdidas de la planta	%

Consumo específico de calor neto de la unidad corregido

El consumo específico de calor neto de la unidad (CECNU_C) corregido se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$HR_{UC} = \frac{HR_U}{\left(1 + \frac{C1}{100}\right) \times \left(1 + \frac{C2}{100}\right) \times \dots \times \left(1 + \frac{C_N}{100}\right)}$$

HR_{UC} Consumo específico de calor neto de la unidad corregido (CECNU_C) ó Corrected Unit Net Heat Rate (HR_{UC}).

C₁-C_n Factores de corrección, para corregir el consumo de calor de la prueba a las condiciones especificadas y son las siguientes.

- (1) Calidad del carbón Humedad, Hidrógeno y poder calorífico.
- (2) Condiciones ambientales: Temperatura del aire a la salida del ventilador y humedad del aire.
- (3) Temperatura de agua de mar.
- (4) Flujo de agua de reposición.
- (5) Factor de potencia del generador.
- (6) Velocidad de rotación de la turbina.
- (7) Presión de vapor inicial.
- (8) Temperatura de vapor inicial.
- (9) Temperatura de vapor recalentado.
- (10) Envejecimiento

En el anexo “C” se muestra las graficas de los factores de corrección.

1. Resumen de las condiciones de operación de las pruebas.

Item	Unidad	Diseño	Medido
Potencia eléctrica bruta de salida	kW	135,000.0	135,253.0
Potencia eléctrica neta de salida medida	kW	123,150.0	124,590.0
Consumo específico de calor bruto de la turbina medido (HR _T)	kJ/kWh	7,773.0	7,636.4
Eficiencia de caldero medido E _g	%	93.2	94.21
Presión de vapor inicial	MPaA	16.67	16.7
Temperatura de vapor inicial	°C	538	535.6
Temperatura de vapor recalentado	°C	538	535.9
Velocidad de rotación de la turbina	rpm	3600	3,609.9
Factor de potencia del generador		0.80	1.00
Flujo de las pérdidas del ciclo (fugas del caldero)	kg/h	0	1822
Temperatura del agua de mar	°C	18	15.5
Humedad absoluta del aire	kg/kg aire seco	0.00937	0.0091
Humedad en el combustible	%	24	23.74
Contenido de Hidrógeno en el combustible.	% en peso	4.16	3.69
Poder calorífico neto del combustible	kJ/kg	21072	20790
Temperatura del aire a la salida del ventilador de tiro forzado	°C	23	24.04
Potencia eléctrica neta de salida (corregida)	kW	123150	124,556.0
Consumo específico de calor neto de la unidad	kJ/kWh	9213	8,864.6
Consumo específico de calor neto de la unidad (corregido)	kJ/kWh	9213	8,874.4
Desviación del consumo específico de calor neto de la unidad	%	BASE	-3.68

2. Cálculos del consumo de calor neto de la unidad.

2.1 Cálculo de las pérdidas de planta.

Flujo de vapor principal	kg/h	401,551
+ Entalpia del vapor a la salida del sobrecalentador del caldero	kJ/kg	3,396.5
Presión del vapor a la salida del sobrecalentador del caldero	MPaA	16.9
Temperatura del vapor a la salida del sobrecalentador del caldero	°C	538.8
- Entalpia del vapor en la entrada válvula de vapor principal de la turbina	kJ/kg	3,391.3
Presión del vapor en entrada válvula de vapor principal de la turbina	MPaA	16.6
Temperatura del vapor en entrada válvula de vapor principal de la turbina	°C	535.6
Flujo de vapor recalentado caliente	kg/h	318,948
+ Entalpia del vapor a la salida del recalentador del caldero	kJ/kg	3,535.3
Presión del vapor a la salida del recalentador del caldero	MPaA	3.7
Temperatura del vapor a la salida del recalentador del caldero	°C	538.4
- Entalpia del vapor en la entrada válvula de vapor recalentado frio de la turbina	kJ/kg	3,529.9
Presión del vapor en entrada válvula de vapor recalentado frio de la turbina	MPaA	3.7
Temperatura del vapor en entrada válvula de vapor recalentado frio de la turbina	°C	535.9
Flujo de vapor recalentado frio	kg/h	318,987
+ Entalpia del vapor a la salida de la turbina	kJ/kg	3,063.3
Presión del vapor a la salida de la turbina	MPaA	3.9
Temperatura del vapor a la salida de la turbina	°C	336.0
- Entalpia del vapor en la entrada válvula del recalentador del caldero	kJ/kg	3,049.8
Presión del vapor en entrada válvula del recalentador del caldero	MPaA	3.8
Temperatura del vapor en entrada válvula del recalentador del caldero	°C	330.5
Potencia Eléctrica Neta de salida medido (P _N)	kW	124,590.0
Consumo específico de calor neto de la unidad medido (HR _U)	kJ/kWh	8,864.6
Pérdidas de calor en la Tubería de vapor Principal (Δ1)	kJ/kg	2,088,065.2
Pérdidas de calor en la Tubería de vapor Recalentado Caliente (Δ2)	kJ/kg	1,722,319.2
Pérdidas de calor en la Tubería de vapor Recalentado Frio (Δ3)	kJ/kg	4,306,324.5
Pérdidas de planta calculado (L _P = (Δ1+Δ2+Δ3)/P _N * 1 / HR _U * 100)	%	0.735

2.2 Cálculos del consumo de calor neto de la unidad medido.

Consumo específico de calor bruto de la turbina medido (HR_T)	HR_T	kJ/kWh	7,636.4
Eficiencia bruta del caldero medido (E_B)	E_B	%	94.21
Potencia eléctrica bruta de salida medido (P_G)	P_G	kW	135,253
Potencia eléctrica neta de salida medido (P_N)	P_N	kW	124,590
Pérdidas de calor en la Tubería de vapor Principal ($\Delta 1$)	$\Delta 1$	kJ/kg	2,088,065.2
Pérdidas de calor en la Tubería de vapor Recalentado Caliente	$\Delta 2$	kJ/kg	1,722,319.2
Pérdidas de calor en la Tubería de vapor Recalentado Frio ($\Delta 3$)	$\Delta 3$	kJ/kg	4,306,324.5
Pérdidas de planta calculado ($LP = (\Delta 1 + \Delta 2 + \Delta 3) / P_N * 1 / HR_U * 100$)		%	0.735
Consumo específico Neto de la Planta (HR_N)	HR_N	kJ/kWh	8,864.6

2.3 Cálculos del consumo de calor neto de la unidad corregido.

Ítem		Unidad	Corrección
Consumo de calor neto de la unidad medido.		kJ/kWh	8,864.6
Humedad en el combustible	PRS-00-096	%	0.00
Contenido de hidrogeno en el combustible	PRS-00-097	%	-0.04
Poder calorífico inferior del combustible	PRS-00-098	%	0.09
Temperatura del aire a la salida del ventilador FD	PRS-00-099	%	-0.01
Humedad absoluta del aire	PRS-00-100	%	0.00
Temperatura del agua de mar	PPI-97-0749	%	-0.03
Flujo de las pérdidas del ciclo	PPI-97-0750	%	-0.10
Factor de potencia del generador	PRS-00-102	%	-0.15
Velocidad de rotación de la turbina	PRS-00-103	%	-0.01
Presión de vapor inicial	PRS-00-104	%	0.03
Temperatura de vapor inicial	PRS-00-105	%	0.06
Temperatura de vapor recalentado	PRS-00-106	%	0.05
Envejecimiento		%	
Total de corrección		%	-0.11

3.5. Determinación de potencia efectiva y curvas de rendimiento

3.5.1. Objetivo

Establecer el procedimiento de medición y cálculo de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades termoeléctricas que integran el COES.

3.5.2. Base legal

Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. inciso d) y Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 81°. inciso a, 91°. inciso f)

3.5.3. Definiciones

El Ensayo de Medición de la Potencia Efectiva y Rendimiento de una unidad generadora es el conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades involucradas mediante un proceso de medición para posterior cálculo. Los Ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios. Los ensayos ordinarios se realizan cada dos años calendario.

La Potencia Efectiva de una determinada unidad termoeléctrica es la potencia continua (antes de servicios auxiliares) entregada por la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva y a máxima carga.

Condiciones de Potencia Efectiva son las imperantes cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría que se definen a continuación, y que se designan como presión ambiente, temperatura ambiente, humedad relativa y temperatura de fuente fría todas de potencia efectiva.

Presión ambiente de potencia efectiva: Es la que corresponde a la altura a la que está instalada la unidad.

Temperatura ambiente de potencia efectiva: es igual al promedio de las temperaturas máximas medias mensuales de la zona, contado sobre el período de los últimos 20 años. En caso de no existir registros para el período se tomarán los registros existentes y se someterán a consideración del COES. Las máximas medias mensuales de temperatura se obtienen de una fuente confiable (SENAMHI, CORPAC), más cercana a la central.

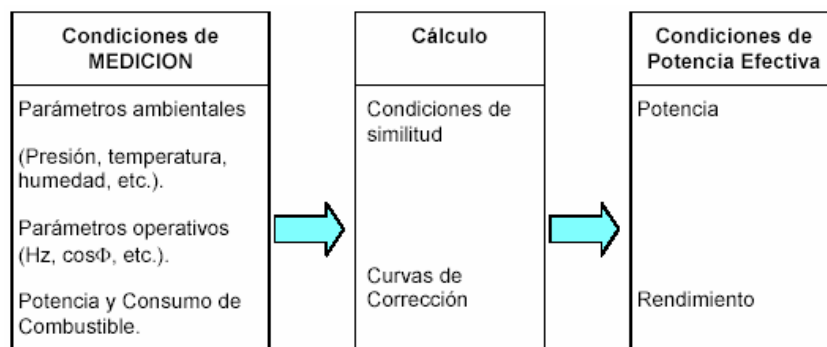
Humedad Relativa de potencia efectiva: es un valor representativo de las condiciones atmosféricas de la zona, obtenido en primera instancia como el promedio de promedios anuales a lo largo del mismo período para el que se calcula la Temperatura ambiente de potencia efectiva. De no existir datos o si estos fueran incompletos, se elegirá el promedio de valores registrados disponibles, los que se someterán a consideración del COES.

Temperatura de fuente fría de potencia efectiva: Se escogerá como temperatura representativa al promedio de máximos mensuales de la fuente fría, durante el mismo período que se usó para la Temperatura ambiente de potencia efectiva. En caso de no existir registros, que estos sean muy

incompletos o poco confiables, se elegirá un valor de temperatura que guarde la misma distancia con la Temperatura ambiente de potencia efectiva que la que guarden los promedios de las temperaturas de la fuente fría y de bulbo seco registradas durante el ensayo.

Máxima carga es la que corresponde a lo que el operador de la planta determine como tal, sin incurrir en sobrecarga.

Corrección por desviaciones, sigue el siguiente procedimiento.



La potencia y Rendimiento de las unidades termoeléctricas a Condiciones de Potencia Efectiva se obtienen aplicando a la Potencia y Rendimiento a Condiciones de Ensayo factores de corrección por condiciones ambientales (presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad, temperatura de la fuente fría) y por variables operativas (velocidad de giro, poder calorífico del combustible, consumo de auxiliares, factor de potencia, inyección de agua a la cámara de combustión, entre otras).

En primer lugar se determina los factores de corrección aplicables, para llevar de una condición operativa (condición "x", de Ensayo) a otra (condición "y", de Potencia efectiva), como:

FCP_T factor de corrección por temperatura ambiente;

FCP_p factor de corrección por altura sobre el nivel del mar;

FCP_W factor de corrección por humedad (absoluta) del aire;

FCP_{TR} factor de corrección por temperatura del agua de refrigeración

FCP_{PCI} factor de corrección por poder calorífico (bajo) del combustible;

FCP_{rpm} factor de corrección por velocidad de giro;

FCP_{TC} factor de corrección por temperatura del combustible;

FCP_{cosΦ} factor de corrección por factor de potencia del generador y exc.;

FCP_{H2O} factor de corrección por Inyección de agua (Turbinas a gas).

En las fórmulas anteriores las dos primeras letras **FC** indican Factor de Corrección; la tercera letra designa la variable corregida (**P** se refiere a la Potencia; **g** designaría al rendimiento) y el subíndice indica el motivo de la corrección.

Cálculo de las potencias (“P”) y rendimientos (“g”) para las nuevas condiciones de referencia, mediante relaciones de la forma:

$$P_Y = \left(\prod_{i=1}^N FCP_{i} \right) * P_X$$

$$g_Y = \left(\prod_{i=1}^N FCg_{i} \right) * g_X$$

Normas Técnicas de Referencia: Son aquellas que se utilizarán supletoriamente. En el caso de las turbinas a vapor, los cálculos se referirán a las normas DIN1943, Secciones 6 a 8, de febrero de 1975, o a las versiones más modernas de la misma norma o norma homóloga. En caso de no contar con las curvas de eficiencia del generador eléctrico, se emplearán los procedimientos contenidos en la norma IEC 34-2 u homóloga. Dichas normas son públicas y se encuentran disponibles en la DOCOES.

3.5.4. Responsable

La División de Estudios y Desarrollo del COES es la responsable de proponer y programar el Plan Anual de Pruebas de Potencia Efectiva y la encargada de aprobar en primera instancia el Informe Final del Ensayo.

La Dirección de Operaciones es la responsable de disponer se efectúen las Pruebas de Potencia Efectiva y de aprobar los informes en instancia final.

El Directorio del COES es el responsable de aprobar el Plan Anual de Pruebas de Potencia Efectiva.

3.5.5. Resultados

Hasta la fecha se han realizado dos ensayos uno el año 2001 por la empresa ALFA PLUS S.A.C. y otra por la empresa CENERGIA el año 2003.

3.5.5.1. Potencia efectiva unidad ILO21 - enero 2001

Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y curvas de rendimiento del la unidad TV ILO21 de la Central Térmica ILO21.

Empresa: ALFA PLUS S.A.C.

Fecha: 26 al 28 de enero del 2001

Condiciones de Potencia Efectiva - 2001

Parámetro	Valor
Temperatura ambiente	25.42 °C
Humedad relativa ambiente	72.20%
Temperatura de fuente fría	17.8 °C

Características del combustible utilizado en las Pruebas - 2001

Tipo	Carbón Bituminoso
Poder Calorífico Inferior (kJ/kg)	26,684
Procedencia	Venezuela
Compañía	Guasare Coal International
Mina	Paso del Diablo
Nombre del carbón	Standard Coal

Resultado de la Prueba de Potencia Efectiva - 2001

Potencia de Efectiva	kW	141,465.0
Potencia de Ensayo	kW	142,063.0
Potencia ISO	kW	143,626.0

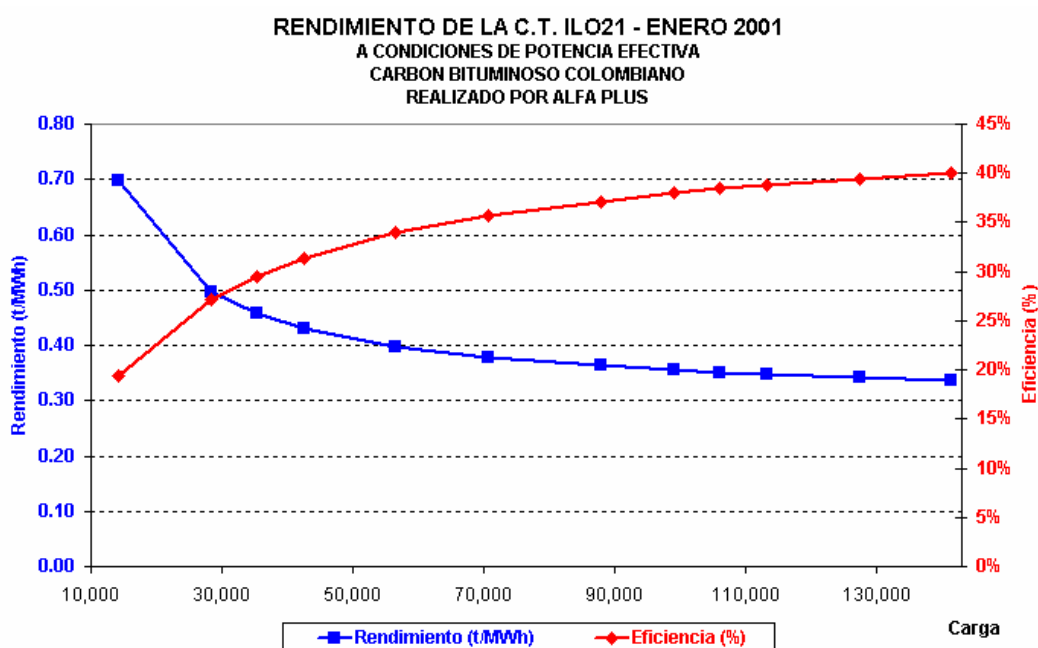
Resultado de las Pruebas de Rendimiento - 2001

Condiciones de carga kW	Rendimiento (kWh/kg)	Consumo Específico Calor (kJ/kWh)	Eficiencia (%)	Rendimiento (Ton/MWh)
72,061	2.32	11,485.00	31.35%	0.430
77,422	2.38	11,221.00	32.08%	0.421
93,198	2.57	10,388.00	34.66%	0.389
105,707	2.65	10,054.00	35.81%	0.377
119,301	2.68	9,951.00	36.18%	0.373
141,465	2.74	9,740.00	36.96%	0.365

La potencia efectiva se obtuvo como la potencia bruta de bornes del generador, sin el consumo de los sistemas auxiliares, El resultado final incluyendo el margen de error, es el siguiente:

Potencia Efectiva TV ILO21 = 141 465 kW \pm 280kW

Consumo de auxiliares TV ILO21 = 10690.4 kW \pm 21 kW



3.5.5.2. Potencia efectiva unidad ILO21 – mayo 2003¹

Por encargo de la empresa generadora EnerSur y en cumplimiento del Procedimiento PR-17 del COES-SINAC; CENERGÍA efectuó el “Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y curvas de rendimiento de la unidad TV ILO21 de la Central Térmica ILO21”, realizando los ensayos los días 13 y 14 de mayo del 2003.

¹ Esta información corresponde al Anexo C (“Anexo_C.pdf”) de la información remitida por el COES al OSINERG en el proceso de Fijación Tarifaria de noviembre del año 2004.

Las condiciones ambientales de sitio consideradas por CENERGIA para la ciudad de ILO han sido las siguientes.

Condiciones de Potencia Efectiva - 2003

Parámetro	Valor
Temperatura ambiente	25.43 °C
Humedad relativa ambiente	69.40%
Temperatura de fuente fría	16.65 °C

El carbón utilizado por la unidad TV21 de la C.T. ILO21 durante los ensayos fue carbón bituminoso importado de Colombia con las siguientes características:

Características del combustible utilizado en las Pruebas - 2003

Tipo	Carbón Bituminoso, tipo CO.LL.S.02.02
Poder Calorífico Inferior (kJ/kg)	26,118
Procedencia	Colombia

La prueba de potencia efectiva se efectuó a la potencia máxima durante 5 horas y con períodos de integración de 15 minutos.

La prueba de rendimiento consistió en la medición de potencia y consumo de combustible a las siguientes cargas parciales: 55MW, 73MW, 88 MW, 100 MW, 120 MW, 135 MW y 141 MW, en este caso el período de medición por carga fue de 2 horas con períodos de integración de 5 minutos.

Paralelamente durante los ensayos se ha registrado la temperatura ambiente, humedad relativa ambiente y temperatura de agua de mar.

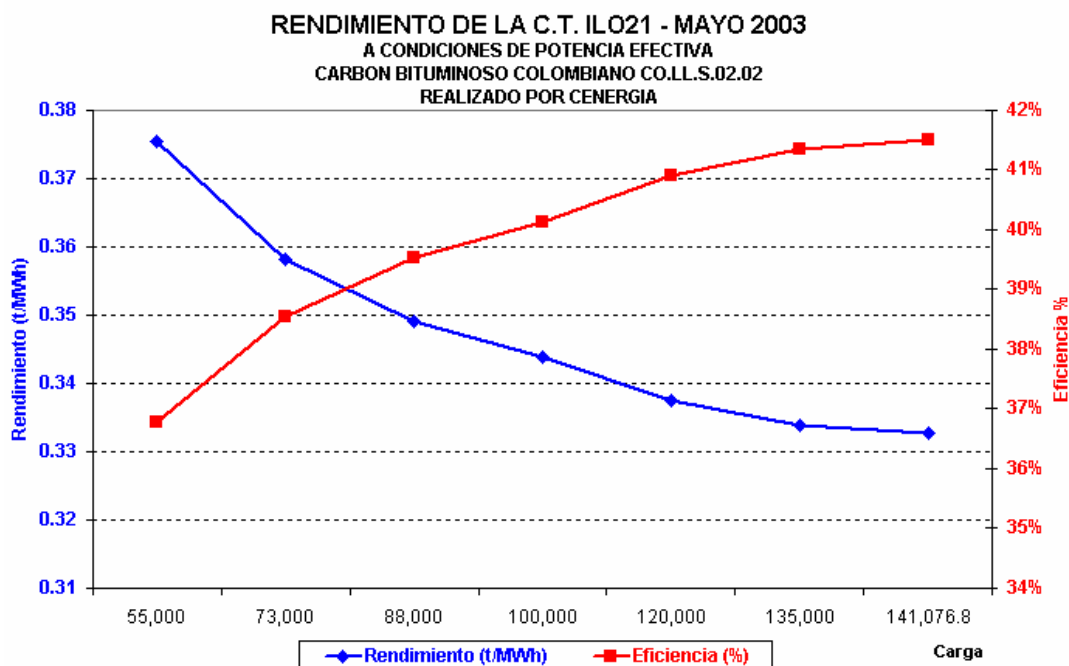
En base a los datos obtenidos de los ensayos se han aplicado los factores de corrección del fabricante y se han obtenido los siguientes resultados:

Resultado de la Prueba de Potencia Efectiva – 2003

Potencia de Ensayo	kW	141,124.8
Potencia de Auxiliares	kW	10,531.5
Potencia Efectiva	kW	141,076.8

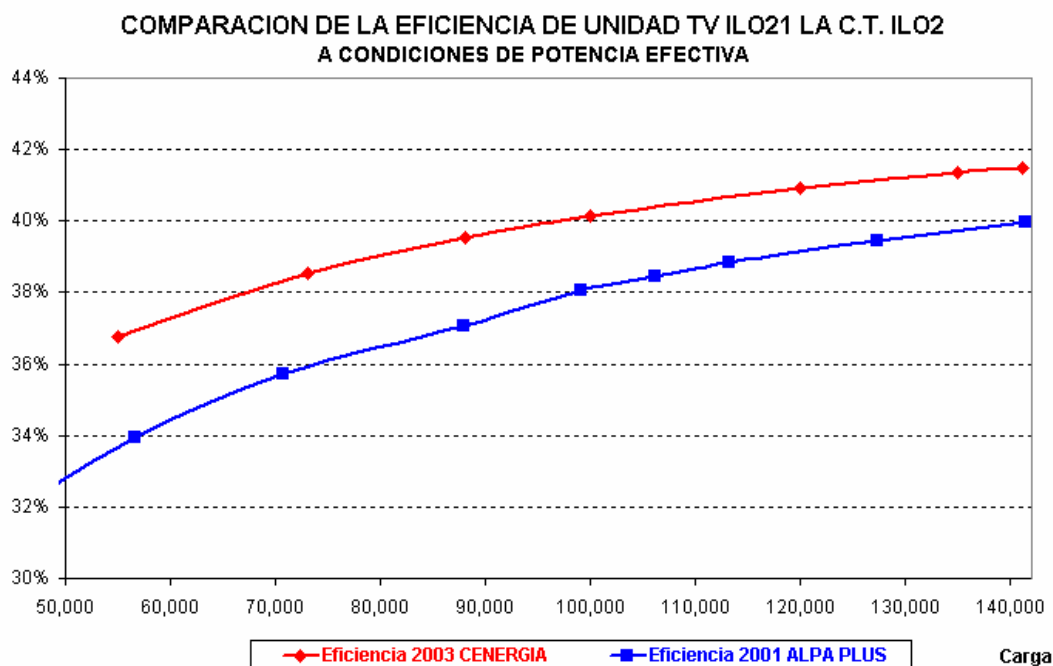
Resultado de las Prueba de Rendimiento - 2003

Condiciones de carga kW	Consumo Combustible (kg/h)	Rendimiento (kWh/kg)	Consumo Calor (kJ/kWh)	Eficiencia (%)	Rendimiento (t/MWh)
55,000	20649.2	2.6635	9,805.74	36.77%	0.3754
73,000	26146.4	2.7920	9,354.68	38.55%	0.3582
88,000	30727.4	2.8639	9,119.75	39.54%	0.3492
100,000	34392.2	2.9076	8,982.55	40.14%	0.3439
120,000	40500.2	2.9629	8,814.87	40.91%	0.3375
135,000	45081.2	2.9946	8,721.71	41.34%	0.3339
141076.8	46937.05	3.0057	8,689.61	41.50	0.3327



3.5.5.3. Comparación de las potencia efectiva unidad ILO21

A continuación se muestra un gráfico de la eficiencia de la unidad TVILO21 según los dos estudios descritos anteriormente a diferentes niveles de carga.



La desviación de los principales parámetros considerados en ambos estudios son los siguientes:

Parámetro	Und.	ALFA PLUS 2001	CENERGIA 2003	Desviación Unidad	Desviación %
Potencia efectiva	kW	141,465	141,076.8	-388	-0.27%
Eficiencia	%	39.98%	41.50%	1.52%	3.81%
Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	26,684	26,118	-566	-2.12%
Temperatura Fuente Fría	°C	17.8	16.65	-1.15	-6.46%

Análisis de la comparación de los Ensayos:

La potencia efectiva de ambas ensayos es congruente considerando que el resultado de ALFA PLUS tiene un margen de error de ± 280 kW.

Una de las probables explicaciones de que la eficiencia del ensayo de CENERGIA en el año 2003 es mayor en 1.52% al reportado por ALFA PLUS es que tanto la temperatura de la fuente fría y el poder calorífico del carbón considerados han sido menor.

Capítulo 4

Evaluación Económica

4.1. Introducción a la evaluación económica

Para conocer la competitividad de la Central Térmica a carbón ILO21 en el mercado eléctrico peruano tanto en su ingreso comercial en octubre del año 2000 así como su competitividad en la actualidad ya con otra configuración del sistema eléctrico, es necesario conocer primero la Estructura de las Tarifas de Electricidad en el Perú, las cuales son fijadas de acuerdo con La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) creada en 1992 por el Decreto Ley n° 25844, y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo n° 009-93.

4.1.1. Tarifas de Electricidad en el Perú

En el modelo tarifario actual, las tarifas de electricidad representan el costo de abastecer el suministro de manera económica y eficiente. Se estructuran de acuerdo a los componentes que forman cada sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución, Los principios y criterio se muestra en tabla 4.1.

Tabla 4.1.- Principios de la regulación tarifaria en el Perú.

Segmento	Principios, Criterios y Metodología	Período
Generación	Competencia entre Generadores	12 meses *
	Energía: Costos marginales resultado de la operación económica del sistema (Costo de la última unidad despachada) Potencia: Costos de la unidad más económica para abastecer potencia adicional en la hora de máxima demanda	
Transmisión	Monopolio Regulado / Concesiones	12 meses
	Costo Medio Eficiente de un Sistema Económicamente Adaptado Sistema Principal : Pagado por todos los consumidores finales Sistema Secundario: Pagan los usuarios particulares de las instalaciones	
Distribución	Monopolio Natural Costo Medio Eficiente para Empresas Modelo Valor Agregado de Distribución por nivel de tensión	48 meses

* La Ley N° 28447 promulgada el 30 diciembre 2004 modifica la LCE, establece que las tarifas en barra será fijadas anualmente.²

Generación

La tarifa de generación se calcula en base a un modelo de costos marginales que considera los costos estándar de inversión y de operación y mantenimiento de la planta de punta (precio de la potencia) y los costos de generación en función de la oferta y demanda proyectada (precio de la energía). La tarifa calculada se compara con los precios de venta de electricidad del mercado libre y no debe superar una banda de $\pm 10\%$. La fijación de los precios de potencia y energía tiene una frecuencia anual.

² Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste desde el año 2005 serán fijadas anualmente por el OSINERG (antes era semestralmente) y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año. El estudio comprenderá la proyección de 24 meses y de 12 meses anteriores al 31 de marzo. Se considera el programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en los próximos de 24 meses y, la demanda y el programa de obras histórico para los 12 meses anteriores. La proyección de la demanda a considerarse debe incluir como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de los datos históricos de las

Transmisión

La transmisión se divide en transmisión principal y secundaria. La transmisión principal se remunera a través del peaje de conexión al sistema principal, costo que es asumido por todos los usuarios del sistema eléctrico. La transmisión secundaria, se remunera a través de peajes secundarios de transformación y transmisión, es asumida por aquellos usuarios que utilizan el sistema secundario. Los peajes de transmisión consideran las inversiones eficientes de acuerdo al concepto del Sistema Económicamente Adaptado (SEA), los costos estándar de operación y mantenimiento y las pérdidas marginales de potencia y energía. La fijación de la tarifa de transmisión es anual (mayo de cada año).

Distribución

La regulación de la tarifa de distribución, denominada Valor Agregado de Distribución (VAD), se realiza basándose en principios de eficiencia y utiliza mecanismos que simulen competencia, ya que la actividad de distribución por sus características es considerada un monopolio natural.

Frente a este contexto, el modelo tarifario establece que el VAD es fijado para una empresa modelo eficiente (yardstick competition). Dicho VAD es validado a través de un proceso de verificación de la tasa interna de retorno para el conjunto de empresas de distribución (benchmarking). El VAD

transacciones del último año de acuerdo al RIEE (Reglamento de Importación y Exportación Eléctrica). Deroga el D.S. N° 010-2004-EM.

considera los costos asociados al usuario independiente del consumo, las pérdidas estándar de energía y potencia y los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada. El costo estándar de inversión es la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del SEA. La fijación de la tarifa de distribución es cada cuatro años.

En el siguiente esquema se muestra como se forman los precios de electricidad a los clientes por agregación de costos según su ubicación en la red eléctrica.

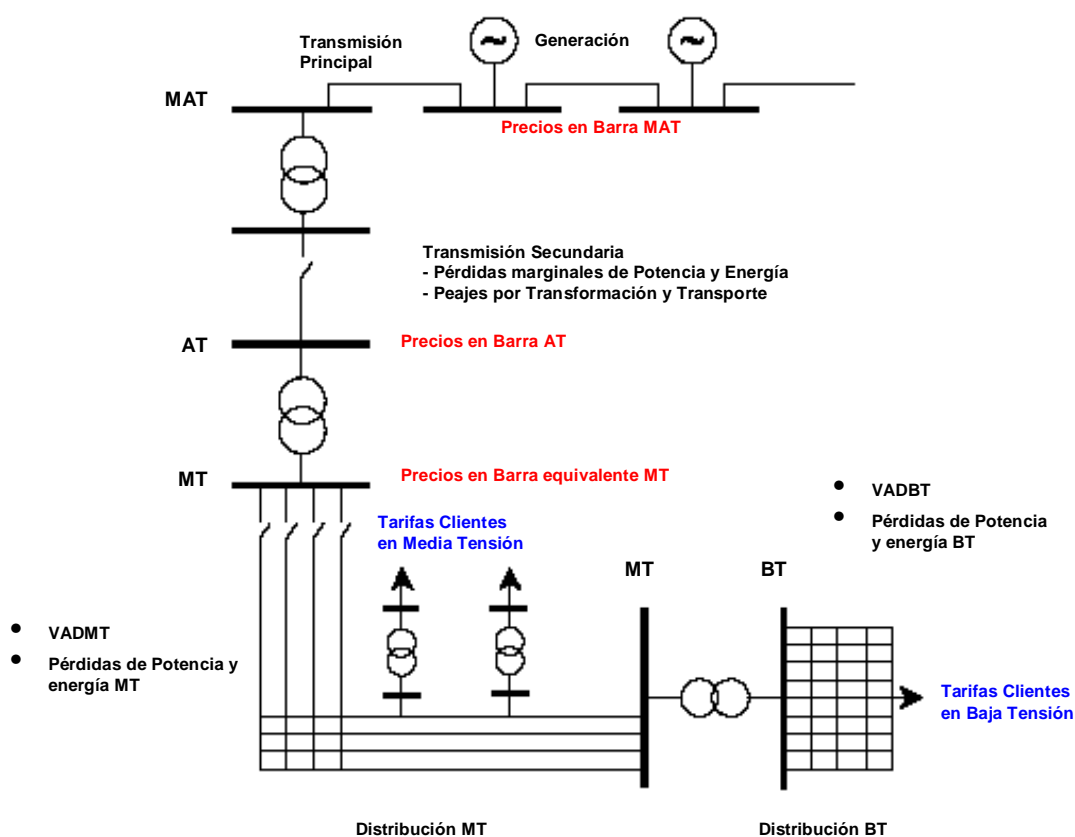


Figura 4.1.- Esquema del Sistema Eléctrico y la formación de precios.

El precio base (precio en barra) está formado por los costos de generación y los costos del sistema principal de transmisión (SPT), estando ubicados en las barras de MAT del sistema eléctrico.

Precio de Barra = Generación + Sistema Principal Transmisión

Por otro lado el precio en la barra equivalente de media tensión (MT) es igual a la suma del precio base más los costos del Sistema Secundario de Transmisión (SST) y el precio a los clientes finales de BT son iguales al precio de la barra equivalente de MT más el Valor Agregado de distribución (VAD) de la empresa distribuidora.

Precio Cliente Final = Precio Barra + Precio Sistema Secundario de Transmisión + Valor Agregado de Distribución

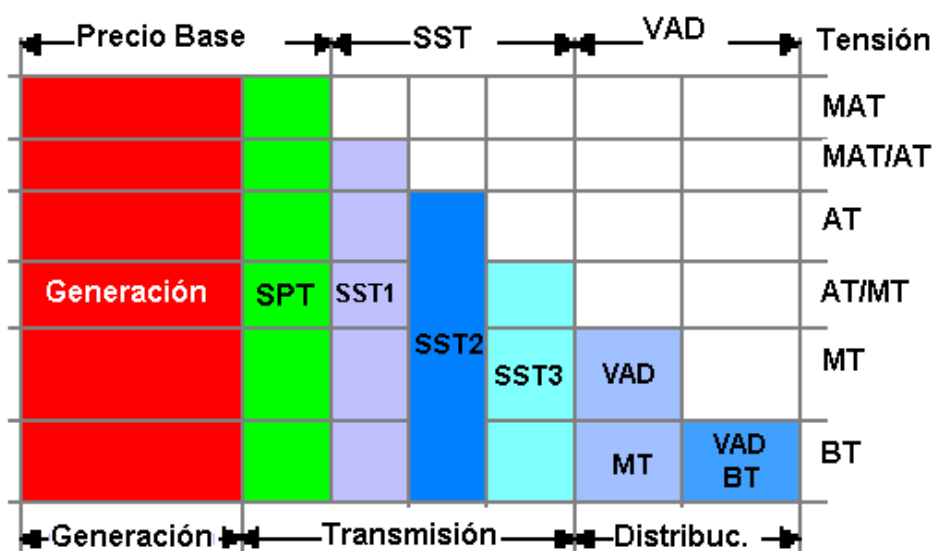


Figura 4.2.- Formación de precio de la electricidad por nivel de tensión.

La tarifa de generación en la composición de la tarifa de electricidad a cliente final para usuario BT5B (consumo mensual 125 kW Lima Norte) fue el 52%, según el proceso de fijación de la Tarifa en Barra para el período mayo 2005 a mayo 2006 dado por el OSINERG para clientes regulados.

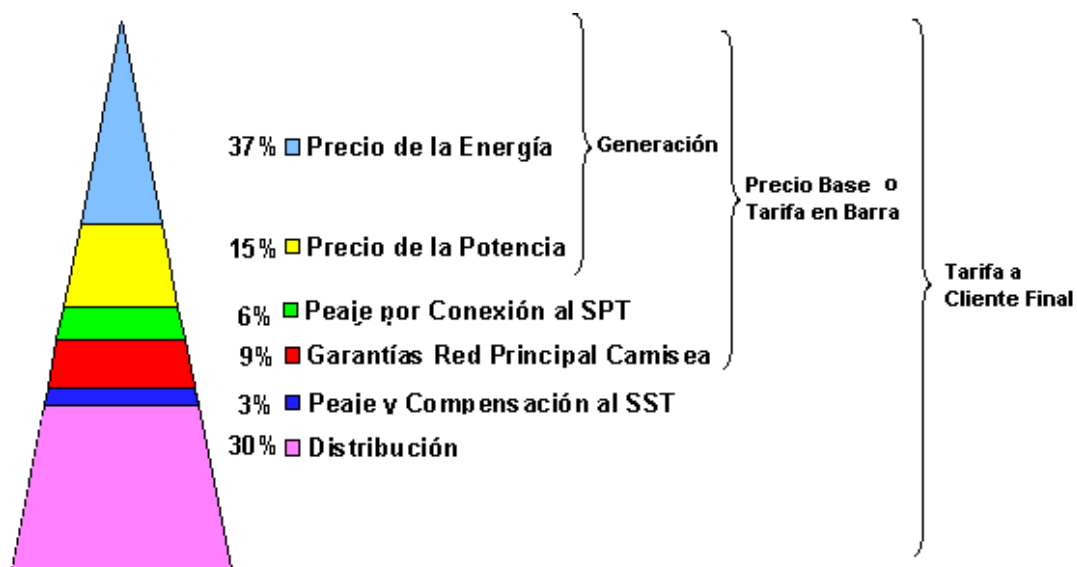


Figura 4.3.- Participación de la tarifa de generación en la tarifa a Cliente Final - 2005.³

Se observa que en esta fijación tarifaria el 52% de la tarifa a cliente final corresponde al precio de generación (el precio de energía más el precio de potencia) y el 67% de la tarifa que paga el cliente final se fija en el proceso de para la Fijación de la Tarifa en Barra.

³ En el año 2000 que ingreso al mercado la C.T. ILO21 no se incluía el cargo por Garantía de la Red Principal de Camisea ya que este proyecto recién se cristalizó en el año 2001.

Sin embargo la composición tarifaria a cliente final varía de acuerdo al Sistema Típico de Distribución⁴ tal como se muestra en la figura 4.4, en donde la componente de la Tarifa de Distribución se incrementa a medida que el sector típico se incrementa, esto se explica por las características geográficas de cada sector típico, mientras más alejada esta una localidad mayor será el costo de transmisión y distribución. Actualmente han sido definidos como S1 sector urbano de alta densidad, S2 sector urbano de media y baja densidad y S3 sector urbano rural y S4 para el sector rural⁵ (El artículo n° 66 de la LCE indica que el Valor Agregado de Distribución - VAD se calcula por cada sector típico de distribución y es determinado por el OSINERG de acuerdo al artículo n° 145 del Reglamento de la LCE).

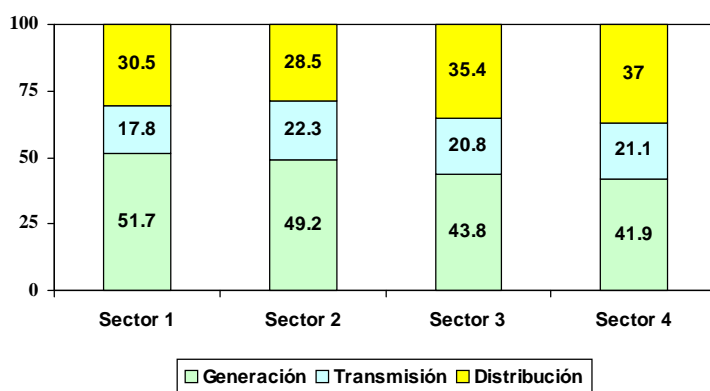


Figura 4.4.- Composición de la Tarifa de Electricidad por Sector Típico.

⁴ Sector Típico: similares características (actividad, mercado y tamaño).

⁵ Para el 2005 la R.D. N°005-2001-EM/DGE establece los sectores de distribución Típicos para el período noviembre 2005-octubre 2009: Urbano Alta Densidad (S1), Media Densidad (S2), Baja Densidad (S3), Urbano Rural (S4), Rural (S5).

Comentarios adicionales sobre las tarifas de electricidad en el Perú:

- Las tarifas se ajustan cada mes por efecto de la variación de costos de combustible, tipo de cambio e índice de precios al por mayor.
- Las tarifas varían por área de ubicación debido a: pérdidas de transmisión y costo del sistema de distribución.
- Para aquellos consumidores con menores recursos se aplica el descuento FOSE (Fondo de Compensación Social Eléctrica - Ley N° 27510, modificado y ampliado los factores de reducción por la Ley N° 28307.

Tabla 4.2.- Descuento del Fondo de Compensación Social Eléctrica.

<i>Usuarios</i>	<i>Sector*</i>	<i>Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes</i>	<i>Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 Kw.h/mes hasta 100kW.h/mes</i>
<i>Sistema Interconectado</i>	<i>Urbano</i>	<i>25% del cargo de energía</i>	<i>7.5 kW.h/mes por cargo de energía</i>
	<i>urbano-rural y rural</i>	<i>50% del cargo de energía</i>	<i>15 kW.h/mes por cargo de energía</i>
<i>Sistemas Aislados</i>	<i>Urbano</i>	<i>50% del cargo de energía</i>	<i>15 kW.h/mes por cargo de energía</i>
	<i>Urbano-rural y Rural</i>	<i>62.5% del cargo de energía</i>	<i>18.75 kW.h/mes por cargo de energía</i>

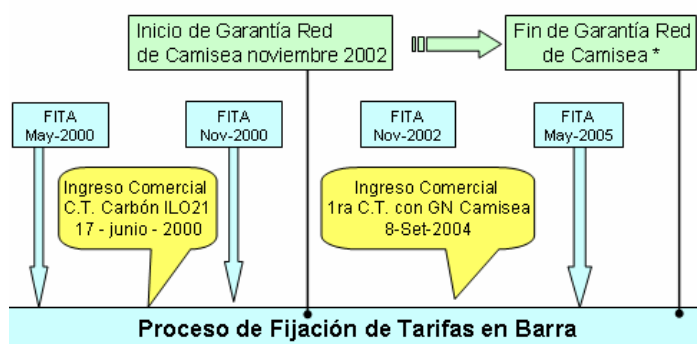
* El sector será considerado urbano, urbano-rural o rural, de acuerdo con la clasificación de los Sectores de Distribución Típicos”

Ahora ahondaremos en los criterios del modelo peruano para la determinación de la “Tarifa de Generación” que corresponde al “Proceso de Fijación de la Tarifa de Barra” que como se indicó además incluye el precio de “Peaje de conexión” en el “Sistema Principal de Transmisión” el cual desde noviembre del año 2002 incluye el cargo por garantía de Red Principal de Camisea fijado por el OSINERG.

Si bien es cierto el ingreso comercial de la Central Termoeléctrica de ILO21 se realizó el 17 de junio del año 2000, en donde aún no estaban interconectados el Sistema Interconectado Sur (SIS) con el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) que actualmente conforman el Sistema Interconectado Nacional (SINAC), tampoco en el año 2000 se había desarrollado el proyecto de Camisea es decir aun no se había introducido el Gas Natural en el Mercado de Generación de Electricidad⁶, por lo que he considerado necesario tomar los datos del proceso de fijación tarifaria año 2005 y compararlos con los del año 2000 y simular si el ingreso de la central ILO21 hubiese sido competitivo actualmente⁷.

A continuación se indica los hitos en el mercado de generación eléctrica más importante de los últimos años en lo que respecta a centrales térmicas.

HITOS EN LA FIJACION TARIFARIA GENERACION EN EL PERU



* Cargo que el OSINERG incorpora anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del SPT. Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, los Ingresos Garantizados anuales.

Figura 4.5.- Hitos en generación térmica en el Perú.

⁶ En el año 2000 existían las centrales a gas natural de Aguaytía y Malacas en SICN, pero ninguna en el SIS.

⁷ Actualmente están en la etapa de aprobación del Estudio de Impacto Ambiental dos centrales una de ciclo simple y otra de ciclo combinado a instalarse en Chilca, por EnerSur y EgeChilca respectivamente.

4.2. Fundamento teórico

El proceso de regulación de la Tarifa en Barra del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) se realiza conforme a lo estipulado en la LCE y su Reglamento, en el que se indica que es función del COES efectuar los estudios técnico económico en la forma establecida en los artículos 47° de la Ley y 119° del Reglamento⁸, este estudio es posteriormente evaluado por el OSINERG quien finalmente propone y fija la tarifa en barra.

4.2.1. Tarifas de generación eléctrica

La tarifa de generación de energía eléctrica según la LCE se divide en precio de energía y en precio de potencia con el objetivo de que, en las unidades generadoras, los costos variables se recuperan con la venta de energía y los costos fijos se recuperan con la venta de potencia. En las tarifas de generación el precio de energía se expresa en ctm S/./kWh y el de potencia en S/./kW-mes.

Tarifa Generación = Precio de Energía + Precio de Potencia

A continuación se muestra como ejemplo los resultados del proceso de fijación de tarifa en barra para el período mayo 2005 a mayo 2006, en la tabla 4.2 se ha resaltado en rojo los precios de energía y potencia que corresponde específicamente a la tarifa de generación.

⁸ Desde el 2005 se incluye además el RIEE.

Tabla 4.3.- Regulación de las Tarifas de Generación Eléctrica 2005.

Tarifas	Unidades	Feb-05	COES-SINAC	OSINERG
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	10.4	10.94	9.98
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	16.85	16.8	16.43
Peaje por conexión (**)	S/./kW-mes	16.11	17.15	15.2
Precio Promedio Barra Lima	ctm S/./kWh	18.54	19.32	17.79
Precio Promedio Usuario Final	ctm S/./kWh	35.38	36.18	34.47

*Precio para cliente con consumo mayor a 100 kWh

(*) Se considera una participación en Horas Punta de 25,15%

(**) Incluye el cargo por garantía de Red Principal de Camisea.

(***)Factor de Carga = 56,3% para el equivalente de los cargos por kW-mes

4.2.1.1. Precio básico de energía

Conforme a lo establecido en las recientes modificaciones de la LCE “Determinará el Precio Básico de Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como el promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente”. El criterio marginalista consiste en que se paga el costo de generación de la última central que ingresa para atender la demanda en un determinado tiempo.

1.- En el bloque B_1 se tiene una demanda D_x : la cual sería atendida por una central hidroeléctrica, un C.S. a gas natural y una C.T. a carbón. El costo de energía sería el costo de producción de la C.T. a carbón es decir 25 US\$/MWh.

2.- En el bloque B₂ se tiene una demanda D_y: la cual sería atendida por una central hidroeléctrica un C.S. a gas natural y una C.T. a carbón y una C.T: con petróleo residual. El costo de energía sería el costo de producción de la central a vapor con petróleo residual es decir 70 US\$/MWh.

3.- En el bloque B₃ se tiene una demanda D_z y considerando el ingreso de una central de ciclo combinado: la demanda sería atendida por una central hidroeléctrica, una unidad de ciclo combinado, una unidad con ciclo simple a gas natural, una central térmica a vapor con carbón y el costo de energía en este caso sería por lo tanto el costo de producción de la central a vapor con carbón es decir 25 US\$/MWh.

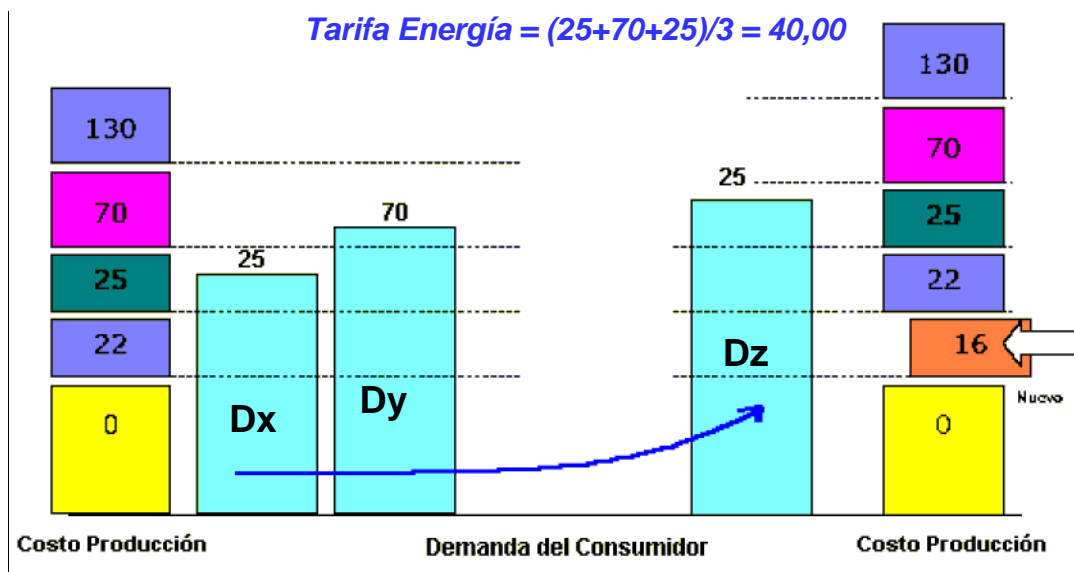


Figura 4.6.- Determinación de la tarifa de energía.

En teoría del análisis económico se sabe que a una mayor demanda del consumidor le corresponde un mayor precio de energía, manteniendo la oferta invariable y a más oferta eficiente corresponde un menor precio manteniendo la demanda invariable. Es decir que con el ingreso de una

nueva tecnología más eficiente que las usadas actualmente el costo de generación disminuye con lo cual los usuarios finales son los favorecidos con la disminución de las tarifas. Es el caso de la central Térmicas de Ilo21 en el año 2000 que desplazó a las centrales térmicas a Diesel N° 2 del Sistema Interconectado Sur (SIS), incluso cuando se realizó la interconexión del SIS con el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), de forma similar actualmente las centrales que operarán con Gas Natural en ciclo simple o ciclo combinado, se desplazarán las centrales térmicas con petróleo residual R6 o R500.

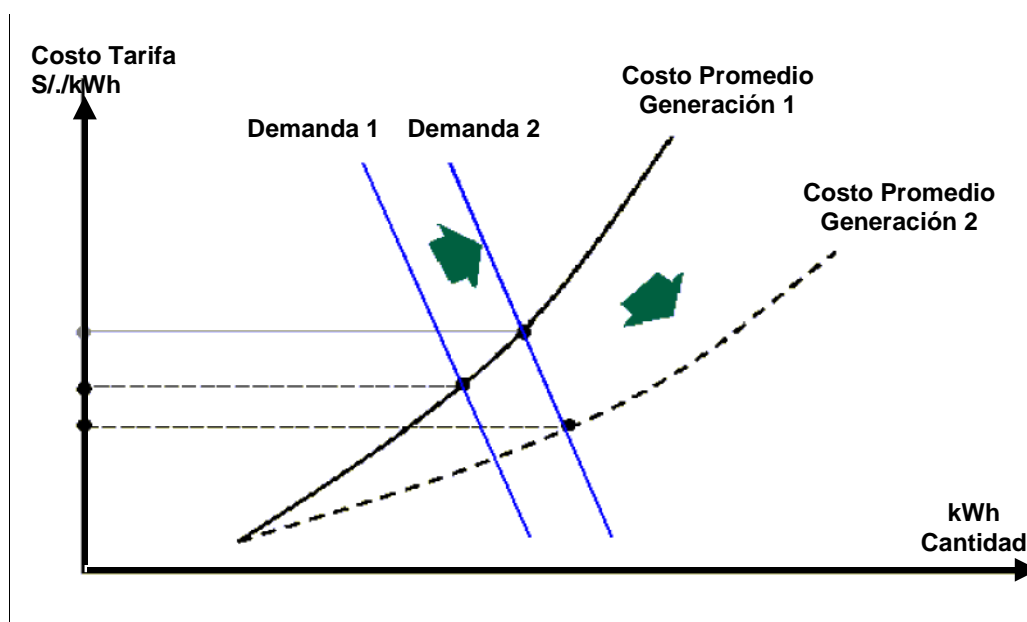


Figura 4.7.- Relación de la oferta y demanda en el sector eléctrico.

4.2.1.2. Precio básico de potencia

Como base para el cálculo del precio básico de la potencia, el artículo 47° inciso e) de la LCE establece que el COES “determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar una unidad de potencia

adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión a la tasa de actualización correspondientes”.

En el proceso de fijación de tarifas del año 2005 para determinar el Precio Básico de Potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se consideró el procedimiento N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004, aprobado por el OSINERG cuya metodología contempla los siguientes puntos: se determina el tipo unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del SEIN; se determina la conexión eléctrica para la interconexión al SEIN; se determina la anualidad de la inversión de la central y de la conexión eléctrica y se expresa como costo unitario de capacidad estándar; se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar por cada unidad de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar; se determina el costo de capacidad por unidad de potencia estándar como la suma de los costos unitarios estándares de la anualidad de la inversión más el Costo Fijo de Operación y Mantenimiento estándar; se determina la Potencia efectiva de la unidad y el factor de ubicación; se determina el costo de capacidad por unidad de potencia efectiva por unidad de potencia por el factor de ubicación; se determina el Precio Básico de Potencia como el producto del Costo de capacidad por unidad de potencia efectiva y los

factores que toman en cuenta la Tasa de indisponibilidad Fortuita de la Unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo⁹.

Por lo tanto el precio por potencia depende de la tecnología, por ejemplo en el caso del Proceso de Tarifa en Barra de mayo 2000 fue seleccionada una Turbina a Gas de ciclo simple con Diesel 2, con un costo anualizado de 53 US\$/kW-año, mientras que para mayo del 2005 el costo es de 64 US\$/kW-año. La referencia en ambas es la información de la revista “Gas Turbine World Handbook” utilizado para el planeamiento de proyectos, diseño, construcción y operación de turbinas a Gas.

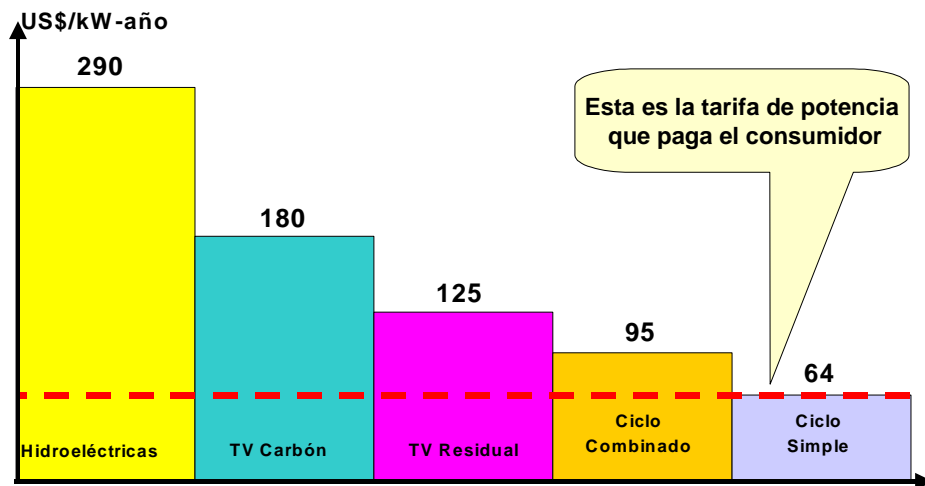


Figura 4.8.- Determinación de la tarifa de potencia.

⁹ De acuerdo la resolución n° 248-2004-OS/CD a partir del 1 de noviembre del 2004, se fija la Tasa de indisponibilidad Fortuita de la Unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional, en los valores de 2.63% y 19.4% respectivamente.

4.2.1.3. Precio monomio

De otro lado, la manera de incorporar el precio básico de potencia a la tarifa unitaria del kWh mensual consiste en dividir al primero entre el número de horas y entre el factor de carga, que implica que con un bajo factor de carga, el precio monómico se ve impactado fuertemente por el precio de potencia..

$$\text{Precio Monómico} = \text{Precio de Energía} + \frac{\text{Precio de Potencia}}{\text{Horas} * \text{Factor Carga}}$$

Tabla 4.4.- Precios de Generación Fijados por el OSINERG 1993-2002.

Fecha	Energía	Potencia	Monómico
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
May-93	29.11	10.32	39.43
Nov-93	27.93	11.12	39.05
May-94	27.89	11.07	38.96
Nov-94	28.23	10.03	38.25
May-95	31.76	10.15	41.91
Nov-95	34.86	10.12	44.98
May-96	35.03	10.12	45.15
Nov-96	31.35	12.07	43.41
May-97	32.29	11.30	43.59
Nov-97	28.61	10.69	39.31
May-98	24.89	11.31	36.20
Nov-98	23.63	11.15	34.78
May-99	21.01	10.92	31.93
Nov-99	27.45	10.88	38.32
May-00	27.02	10.91	37.92
Nov-00	28.80	9.88	38.68
May-01	29.00	9.60	38.60
Nov-01	26.23	9.83	36.06
May-02	26.74	9.47	36.21

4.2.2. Costos de generación eléctrica.

El costo de generación se divide en costos fijos y costos variables. El costo variable está en función directa de la cantidad de energía eléctrica que se genera; mientras que el costo fijo no depende de dicha cantidad.

$$\text{Costo de Generación} = \text{Costo Fijo} + \text{Costo Variable}$$

A.- Costo Fijo

Son los costos de inversión más los costos de transporte y se expresa como la relación del costo de inversión más el costo de transporte de energía “anualizado” entre la potencia de la unidad (US\$/kW – año).

$$\text{Costo Fijo} = \text{Costo Inversión} + \text{Transporte Energía (US$/kW - año)}$$

A continuación se muestra los costos de inversión referenciales:

Tabla 4.5.- Costo de centrales eléctricas por tipo de Tecnología.

Tipo de Generación	Capac. Típico MW	Costo Planta Capitalizado \$/kW	Tiempo Construcción años	Heat Rate BTU/kWh	O&M Fijo \$/kW año
Nuclear	1200	2400	10	10,400	25
C.T. carbón pulverizado	500	1400	6	9,800	20
C.T. carbón lecho fluidizado.	400	1400	6	9,800	17
T. gas simple Gas Natural	100	350	2	11,200	1
C. Combinado Gas Natural	300	600	4	7,800	9
IGCC ¹	300	1500	6	9,500	25
Hidráulica bombeado	300	1200	6		5
Hidráulica convencional	300	1700	6		5

Fuente: Karady, G.G. "Conventional Power Generation" The Electrical Engineering Handbook

A.1.- Costo fijo de Inversión.- Es el costo de inversión en centrales eléctricas es función de la madurez de las tecnologías, del proveedor (economía de escala), rendimiento ambiental etc.

Tecnología.- una nueva tecnología se inicia con la investigación, desarrollo, demostración y la construcción de plantas pilotos los cuales implican altos costos debido a mejoras adicionales, modificaciones y ajustes en el diseño original, hasta alcanzar el desarrollo comercial y consecuentemente la disminución de los costos de inversión, tal como se muestra a continuación.



Figura 4.9. Curva de evolución del costo de capital.

Actualmente la tecnología de las centrales a carbón más desarrollada es la tecnología a carbón pulverizado a presión subcrítica¹⁰, estando las otras tecnologías en pleno desarrollo.

¹⁰ Las condiciones de vapor subcrítica típicos son 16 MPa a 538°C de temperatura del vapor

Tabla 4.6.- El estado actual de la tecnologías centrales a carbón.

Tecnología	Estado	Aplicaciones	Tema pendiente
Tecnología Subcrítica	Completamente probada	Muchos	
Tecnología Supercrítica	Completamente probada	Unos cuantos en China	Transferencia de Tecnología
Precipitador Electrostático	Completamente probada	Muchos	Rendimiento mejorado
Desulfuración de gases	Completamente probada	Unos cuantos	Reducción de costo
Modificación de la combustión	Completamente probada	Unos cuantos	Transferencia de Tecnología
Combustión atmosférica de lecho fluidizado	Probada a pequeña escala	Unos cuantos	Transferencia de Tecnología
Combustión presurizado de lecho fluidizado	Pocas unidades construidas, experiencia limitada	Ninguna	Necesita demostración
Ciclo gasificación Integrada en ciclo combinado	Una unidad comercial, experiencia limitada	Ninguna	Necesita demostración

Sin embargo las nuevas tecnologías tales como la Gasificación y Ciclo Combinado con Gasificación integrada prometen no sólo mejorar la eficiencia, si no el comportamiento medioambiental del carbón.

Tabla 4.7.- Clasificación de las centrales a vapor por presión del vapor.

Tecnología	Eficiencia	US\$/kW	Presión
Centrales a presión Subcrítica	35% - 40%	800 - 1000	2400 psig
Centrales a presión Supercrítica	40% - 45%	850 - 1050	3500 psig
Centrales a presión Ultra Supercrítica	45% - 48%	900 - 1100	4500 psig
Combustión en Lecho Fluidizado	40% - 45%	1000 - 1300	
Gasificación y Ciclo Combinado con Gasificación Integrada	50% - 55%	1200 - 1500	

Fuente: IEA - International Energy Agency
 CIAB - CoalIndustry Advisory Board

Un incremento en la presión de vapor implica un incremento en la eficiencia de la planta, pero a la vez un incremento en las características de los materiales de diseño, sin embargo el costo de la central no se incrementa considerablemente ya que el generador de vapor puede ser más pequeño debido al incremento de la eficiencia.

Proveedor y economía de escalas.- El costo de inversión de las centrales también es función del lugar del proveedor por ejemplo una central a presión subcrítica en China pueden llegar a costar US\$/kW 800.¹¹, que la hace competitiva contra cualquier otra tecnología.

Rendimiento Ambiental.- Otro factor importante a considerar en el costo de inversión es el rendimiento ambiental el cual estará de acuerdo a las normas ambientales locales y al Estudio de Impacto Ambiental del proyecto específico. Así una central térmica con un costo básico de US\$/kW 800, incrementa su costo al incluir equipos adicionales para reducir las emisiones, por ejemplo un precipitador electrostático para el control de material particulado implica un costo adicional de 50 US\$/kW, mientras que la modificación en la combustión con quemadores de bajo NOx implica un costo adicional de 20 US\$/kW, que es el caso de la central térmica a carbón de ILO21.

¹¹ Masaki Takanashi - Technologies for reducing emissions in coal-fired power plants - World Bank Group.

Tabla 4.8.- Clasificación de las tecnologías por rendimiento ambiental.

TECNOLOGIA	Material Particulado	SOx	NOx	Costo por kW
Tecnología Subcrítica	Base	Base	Base	800 - 1000
Tecnología Supercrítica	2 - 5%	2 - 5%	2 - 5%	850 - 1050
Precipitador Electrostático	50 mg/Nm ³ o menor 99,9%			40 - 50
Desulfuración de gases	90%	80 - 99%		70 - 120
Modificación de la combustión			20 - 60%	5 - 20
Reducción Catalítica Selectiva			80%	40 - 80
Combustión atmosférica de lecho fluidizado	99,90%	70 - 95%	50 - 80%	1000 - 1300
Combustión presurizado de lecho fluidizado	99,90%	80 - 95%	60 - 80%	1150 - 1350
Ciclo gasificación Integrada en ciclo combinado	99,90%	90 - 99%	60 - 90%	1200 - 1400

<http://www.worldbank.org/html/fpd/om>

Estructura de Costos.- En la compra de una central a vapor el proveedor determina el precio F.O.B.¹² y se le agrega los siguientes costos:

Tabla 4.9.- Costo de Inversión en centrales a vapor.

	Descripción	Tasa	%Total
A	Precio FOB		74,2%
B	Repuestos Iniciales	2,50% FOB	1,9%
C	Transporte y Seguro Marítimo	4,00% FOB	3%
	Precio CIF = A+ B+ C		79%
D	Aranceles ad-valorem	4,00% CIF	3,2%
E	Gastos de desaduanaje	0,80% CIF	0,6%
F	Otros *		13,0%
G	Intereses durante la Construcción	4,8% FOB	4,2%
	Costo Total de Inversión		100%

* Otros incluye: Transporte local, montaje electromecánico, pruebas y puesta en marcha, supervisión, adquisición de terreno (incluye sub-estación), obras preliminares y cerco (incluye subestación), obras civiles, suministro de sistema del combustible, suministro de sistema de contra incendio, gastos generales - utilidad contratista

¹² F.O.B. Free on Board Destination.- El vendedor paga todos los gastos y asume todas las responsabilidades hasta que la mercancía llegue al lugar convenido de entrega.

A.2.- Costo de transporte de energía

El transporte de energía para el caso de la energía eléctrica es el costo de las líneas de transmisión y en el caso de las centrales con gas natural se debe incluir el costo de la tubería desde su compra hasta la central (normalmente las centrales térmicas a gas natural están cercanas a la red eléctrica). Para el caso de ILO21 corresponde los costos de transmisión desde la central hasta la subestación de Moquegua.

B.- Costo variable (CV)

Los costos variables son los costos de operación y mantenimiento es decir los costos de combustibles más los no combustibles (se suele expresar como la relación del costo variable entre la energía neta generada en US\$/MWh).

Costo Variable = C.V. Combustible + C.V. No Combustible (US\$/MWh)

B.1.- Costo variable combustible (CVC)

El CVC, como su nombre lo indica es función directa de la cantidad de combustible en la unidad de tiempo que consume la unidad generadora, es función del rendimiento de la máquina y del costo de dicho combustible.

Para el caso del Carbón, el procedimiento del COES N° 31 B, aprobado por Resolución Ministerial N° 332-2001-EM/VME, en conformidad con el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones, indica que se debe consignar y actualizar la información relativa a precios, costos y calidad del combustible carbón, que será utilizada para el cálculo de costos variables de

unidades de generación termoeléctrica. La entrega de dicha información del precio del carbón y su calidad para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones del COES (DOCOES) por los titulares de las entidades de generación, acompañado de un informe sustentatorio de los valores entregados y los datos base que se presentan son:

- Precios FOB en puerto de embarque
- Costos de seguros y flete marítimo
- Impuestos que no generen crédito fiscal
- Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje
- Costos de descarga y fletes terrestres, hasta silos
- Calidad del combustible.

Los precios del combustible carbón serán actualizados en la oportunidad en que cada empresa generadora presente su información, con el sustento correspondiente. Si transcurridos cuatro meses de la última actualización, una empresa generadora no presenta nueva información, la DOCOES actualizará los precios multiplicando el precio FOB de la última información presentada por el factor de actualización:

$$PC_1 = FAC \times PC_0$$

FAC: Factor de Actualización del Precio FOB del carbón.

PC₁: Precio FOB del carbón actualizado.

PC₀: Precio FOB del carbón de la última información presentada.

El factor de actualización se determina con la siguiente fórmula:

$$\text{FAC} = \text{FOB}_1 / \text{FOB}_0$$

FAC: Factor de Actualización del Precio FOB del carbón.

FOB₁: Precio FOB del carbón que figura en la revista "Coal Week International", de más próxima publicación vigente disponible a la fecha que se desea actualizar. Este precio corresponderá al lugar más cercano de donde se adquirió el carbón y al poder calorífico más cercano al informado inicialmente.

FOB₀: Precio FOB del carbón que figura en la revista "Coal Week International", de más próxima publicación vigente al momento de la última información presentada por la empresa de generación. Este precio corresponderá al lugar más cercano de donde se adquirió el carbón y al poder calorífico más cercano al informado inicialmente.

El precio final actualizado es el precio FOB actualizado más los otros precios asociados (costos de seguros y flete marítimo, impuestos que no generen crédito fiscal, costos de aduanas y otros costos de desaduanaje, costos de descarga y fletes terrestres hasta silos). Los precios asociados se mantendrán de acuerdo a la última información presentada por la empresa.

La información se presenta con el siguiente Formato referente a precios, costos y calidad de combustible carbón utilizado por EnerSur:

- Fecha de información.
- Poder calorífico base del carbón.
- Tipo de cambio.

- Lugar de adquisición.
- Tipos y formas de transporte.
- Poder calorífico Inferior LHV del carbón comprado (kcal/kg).
- Precio de adquisición FOB (US\$/Ton).
- Fletes Marítimos (US\$/Ton).
- Seguro Marítimo (US\$/Ton).
- Precio de adquisición CIF (US\$/Ton).
- Impuestos que no generen crédito fiscal.
- Derechos de Aduana (US\$/Ton).
- Mermas (US\$/Ton).
- Descarga de muelle (US\$/Ton).
- Fletes terrestres y seguros Adicionales (US\$/Ton).
- Precio en silo en base natural (US\$/Ton).
- Precio en silo para el poder calorífico base (US\$/Ton).

Se acompaña la documentación sustentatoria de la información indicada, adjuntando las copias de las facturas que deberán ser entregadas.

El costo variable en base natural era transformado en base a 6000 kcal/kg.

La metodología anterior no hacía predecible la regulación tarifaria por lo que con el objetivo de mejorar el marco legal eléctrico, mediante Resolución del Consejo Directivo OSINERG N° 062-2005-OS/CD del 13 de abril de 2005 se ha aprobado el “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”, esto en

conformidad con el artículo 124° inciso c) del RLCE, modificado por el Decreto Supremo N° 012-2005-EM, en donde se determina que para la fijación de tarifas de generador a distribuidor de servicio público “los precios del mercado interno de los combustibles líquidos y el carbón que debe considerar OSINERG, sean aquellos precios de referencia de importación que publique dicho organismo”.

A continuación se describe el procedimiento en mención que ha sido aplicado a partir de la regulación de Tarifas en Barra período mayo 2005 – abril 2006.

Artículo 3°.- Precios de Referencia del Carbón

3.1. El Precio de Referencia de Importación del carbón para fines de fijación de tarifas eléctricas será igual al Precio de Paridad de Importación del carbón bituminoso en la “cancha” de almacenamiento de la central térmica de Ilo, ajustado a un poder calorífico Superior de 6240 kilo calorías por kilogramo (kcal/kg). Dicho precio se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$PRI_{CB} = \frac{\sum_{i=1}^N PPI_{CBi}^E}{N} \quad PPI = \frac{6240}{PC_1} \times PPI_{CBi}$$

PRI_{CB} : Precio de Referencia de Importación del carbón bituminoso para la central de Ilo. Se determina como el promedio de los “N” menores PPI_{CB}^E disponibles de ser usados en la central. Se expresa en US\$ por tonelada (US\$/Ton).

PPI_{CBI}^E : Precio de Paridad de Importación del carbón bituminoso “i” (CBI), equivalente a un poder calorífico superior estándar de 6240 kcal/kg.

N: Número de los CBI que presentan los menores precios de paridad de importación equivalente. Para el caso se define $N=3$.

PPI_{CBI} : Precio de Paridad de Importación del carbón bituminoso “i” (CBI). Se expresa en US\$/Ton.

PCi: Poder Calorífico Superior del CBI. Se expresa en kcal/kg.

3.2. El Precio de Paridad de Importación de cada carbón se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$PPI_{CBI} = PFOB_{CBI} + Seguro + Flete_i + Arancel_i + ISC + Otros$$

PPICBI: Precio de Paridad de Importación del carbón “i”. Se expresa en US\$/Ton.

$PFOB_{CBI}$: Precio FOB del carbón “i”, promedio de los doce (12) últimos meses con información completa disponible a la fecha de cálculo, tomado de la publicación semanal “International Coal Report”. Se expresa en US\$/Ton.

Seguro: Costo del Seguro. Se expresa en US\$/Ton.

Flete_i: Flete teórico calculado por OSINERG para el carbón “i” desde el puerto de origen a Ilo-Perú.

Arancel_i: Arancel a la importación del carbón “i”.

ISC: Impuesto Selectivo al Consumo. Se expresa en US\$/Ton.

Otros: Otros gastos variables tales como: agente de aduanas, descarga y transporte y almacenamiento en “cancha”.

3.3. El Flete para las importaciones de carbón es estimado a través de un modelo teórico cuya variable principal es la distancia desde el puerto de origen hacia el puerto destino, tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\text{Flete}_i = \text{Canal}_i + a \times D_i^b$$

Flete_i: Flete del carbón “i”. Se expresa en US\$/Ton.

Canal_i: Costo del Canal de Panamá. En el caso de carbones que no usen la ruta del Canal de Panamá, este valor será igual a cero. Se expresa en US\$/Ton.

D_i: Distancia estimada desde origen del carbón “i” a Ilo – Perú, expresado en Millas.

a y b: Parámetros que explican el costo del flete marítimo en función de la distancia de los puertos de embarque y destino, excluyendo de ser el caso los costos del Canal de Panamá.

3.4. Los parámetros “a” y “b”, se calculan mediante regresión considerando: la distancia entre los puertos de embarque y destino y la información disponible de fletes efectivamente pagados por importaciones de carbón en la zona del pacífico sur (Perú y Chile), de los últimos doce (12) meses previos a la fecha de cálculo.

3.5. En los anexos 3 y 4 se señalan la información de base para estimar los costos de importación y dentro de ellos los Fletes.

3.6. El Precio de Referencia del carbón será publicado en US\$/Ton y redondeado a dos dígitos decimales.

Tabla 4.10.- Anexo 3 y Anexo4 del Nuevo Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica.

ANEXO 3

DISTANCIAS DESDE PUERTOS EMBARCADORES DE CARBÓN MINERAL HASTA PERÚ Y CHILE

N°	ORIGEN	REGIÓN ORIGEN	DIST. PERU [millas]	Puerto Peruano	DIST. CHILE [millas]	Puerto Chileno
1	AUSTRALIA1	Gladstone	6 920	Ilo	6 986	
2	AUSTRALIA2	Newcastle	7 318	Ilo	6 986	
3	CANADA	Vancouver	5 308	Ilo	5 919	Valparaíso
4	NUEVA ZELANDIA		6 228	Ilo	5 069	Valparaíso
5	SUDAFRICA	Richards Bay	7 524	Ilo	6 790	
6	COLOMBIA	Bolivar	2 242	Ilo	2 379	
7	VENEZUELA	Maracaibo	2 570	Ilo	3 503	
8	INDONESIA	Kalimantan	9 155	Ilo	10 130	
10	EEUU2	Hampton Roads	4 162	Ilo	4 634	
12	CHINA	Qinhuangdao	9 949	Ilo		
15	POLONIA	Baltic Ports				
16	RUSIA1	Baltic				
18	RUSIA3	Pacific				

Carbones factibles de ser usados en generación de electricidad

ORIGEN	REGION	PCS b.c.r. kcal/kg	Azufre %	Cenizas %
EEUU2	Hampton Roads	6 950	1,0%	10,0%
POLONIA	Baltic Ports	6 300	0,8%	15,0%
SUDAFRICA	Richards Bay	6 200	1,0%	16,0%
AUSTRALIA1	Gladstone	6 500	0,6%	14,0%
CHINA	Qinhuangdao	6 200	0,8%	10,0%
COLOMBIA	Bolivar	6 450	0,8%	9,0%
COLOMBIA	Bolivar	6 300	0,8%	9,0%
RUSIA1	Baltic	6 400	1,0%	16,0%
RUSIA3	Pacific	6 300	0,4%	15,0%
VENEZUELA	Maracaibo	7 000	0,8%	7,0%
INDONESIA	Kalimantan	6 300	1,0%	10,0%
INDONESIA	Kalimantan	5 200	0,1%	1,0%
AUSTRALIA2	Newcastle	6 300	0,8%	13,0%

ANEXO 4

Parámetros Base para el cálculo de Precios de Referencia de Energéticos

Carbón

Arancel : 0% países de la CAN, 12% otros países

ISC : 11,46 soles/Ton

Seguro : 0,08US\$/Ton

Canal : 5,17 US\$/Ton

Otros : 2,04 US\$/Ton

Tipo de cambio : 3,262 Soles/US\$

B.2.- Costo variable no combustible (CVNC)

Son todos aquellos costos que, siendo función de la energía generada no son combustibles, comprenden los siguientes conceptos: Lubricantes, filtros, agua, químicos, detergentes, Gastos y repuestos de mantenimiento menores y mantenimiento mayores (Overhauls). El CVNC al ser dependiente de la energía generada; lo es también de las horas de operación y del tipo de operación. Este factor hace que no sea sencillo estimar este costo, pues primero tenemos que proyectar la operación de la unidad pero para esto necesitamos estimar un CVNC que es justamente lo que queremos calcular.

En el caso de la C.T. de ILO21 en el año 2000 no se tenía datos históricos por ser una central nueva, así que EnerSur inicialmente reportó al COES-SIS un valor de 3.8 US\$/MWh¹³, sin embargo el OSINERG determinó un Precio de Paridad referencial entre 0.8 US\$/MWh¹⁴ y 1.67 US\$/MWh¹⁵ por lo que finalmente se ajustó a 1 US\$/MWh el cual ha venido siendo utilizado hasta la actualidad en los procesos tarifarios.

¹³ Se tomo como referencia la C.T. de Bocamina 125 MW de Chile "Informe Técnico Definitivo sobre fijación de precios de nudo octubre de 1998 de Sistema Interconectado Central (SIC).

¹⁴ C.T. Nueva Tocopilla: Capacidad 127.8 MW, P.C. 6350 kcal/kg, rendimiento 0.355 kg/kWh.

¹⁵ C.T. Bocamina: P.C. 5033 kcal/kg, rendimiento 0.437 kg/kWh.

El Precio de Paridad de Importación del Carbón ¹⁶ consiste en simular un proceso de importación desde diversos países proveedores de carbón desde los cuales pudiese resultar atractivo efectuar la importación, tenido en cuenta las características del carbón a utilizar en la central termoeléctrica, tales como poder calorífico, contenido de cenizas, etc. Como el carbón no es un producto de importación frecuente del sector eléctrico Peruano, y ante la ausencia de información, se ha tomado en forma preliminar y como referencia algunos datos empleados en los “Informe Técnico de fijación de precios nudo” de la “Comisión Nacional de Energía de Chile”, teniendo en cuenta que es un país que importa frecuentemente este producto y tenemos similitudes geográficas como estar al mismo lado de Sudamérica, ser países limítrofes etc.

¹⁶ Fuente: Determinación de Precio de Paridad de Importación de Carbón para una Planta Termoeléctrica en ILO – CTE (hoy OSINERG GART).

4.3. Evaluación económica de la central térmica ILO21

4.3.1. Costos fijos en la central térmica ILO21

Para el caso de ILO21 consideraré la información reportada por EnerSur S.A. al Ministerio de Energía de Minas que indica que el costo de inversión total para el proyecto de la construcción de la central de ILO2 de 250 MW (dos unidades de generación ILO21 e ILO22 cada una de 125 MW netos) será 291099 miles de dólares, este costo incluye la construcción del muelle de ILO2 y de la Subestación de Moquegua, que han sido valorada en US\$ 40 millones, por lo que el costo de inversión del la central sería de 251099 miles de dólares que expresado en unidades de capacidad sería 1004 US\$/kW. Otras fuentes como la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo y Energía en su Anuario del año 2000, registran una inversión de 250 millones de dólares, es decir el costo unitarios es 1000 US\$/kW.

4.3.2. Costos variables en la central térmica ILO21

Costos variable combustible

El costo variable combustible está en función del costo del carbón importado, el cual depende del origen del carbón (esto implica pago del canal de Panamá si usa esta ruta, distancia que esta lagado a tiempos, pago de aranceles que es 0% para países de la Comunidad Andina de Naciones y 12% para otros países), además se tiene en cuenta las propiedades físicas y químicas del mismo como son el poder calorífico, el azufre y en el negocio de la comercialización de este recurso energético también debe

considerarse la competencia con otros proveedores para no tener la dependencia de un solo proveedor. Lo usual es buscar el menor costo específico de energía del carbón US\$/GJ, con las restricciones del EIA básicamente del azufre. En los últimos procesos de fijación tarifaria se ha incrementado considerablemente el costo variable combustible, porque el costo del carbón está indexado al costo del petróleo, por lo que actualmente es necesario combinar carbones e incluso el uso del Petcoque.

El consumo de carbón es función del consumo específico de calor de la unidad (eficiencia de la planta) y del poder calorífico superior del carbón. Por lo tanto los costos variables combustible varían en cada proceso de fijación tarifaria, en la tabla siguiente se muestra los costos reales reportados por EnerSur S.A. a través del COES.

Tabla 4.11.- Costos Variable Combustible de la C.T. Ilo21 en los Procesos de Fijación Tarifaria.

Fijación Tarifa	Costo US\$/t	CVC (US\$/MWh)	Fijación Tarifa	Costo US\$/t	CVC (US\$/MWh)
Nov-00	49.44	18.13	May-03	38.89	14.20
May-01	42.18	15.40	Nov-03	47.07	17.18
Nov-01	38.35	14.00	May-04	46.60	15.52
May-02	38.12	13.92	Nov-04	61.59	20.51
Nov-02	41.9	15.30	May-05	75.69	24.43

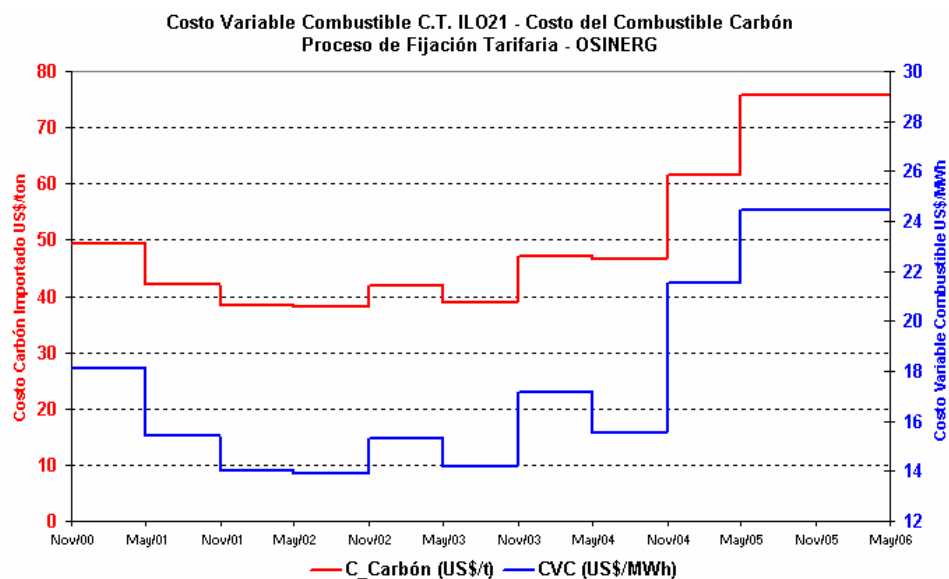


Figura 4.10.- Costos Variable Combustible C.T. ILO21 y costo del combustible en los procesos de fijación tarifaria del OSINERG.

El primer costo variable combustible de US\$/MWh 20.50 reportado por EnerSur en el proceso de fijación tarifaria de noviembre del año incluyó el costo por el uso del muelle de ENAPU que representó un sobre costo de 5 US\$/MWh. Por lo tanto para los cálculos de la rentabilidad de la central termoeléctrica ILO21 se considerará los datos de mayo del 2001 para evitar la distorsión del sobre costo por el uso del muelle de ENAPU.

A continuación se indican la Información reportada por EnerSur al OSINERG en los últimos procesos de fijación de tarifa (www.osinerg.gob.pe).

Tabla 4.12.- Información Reportada por EnerSur al OSINERG en los últimos procesos de fijación de tarifa.

DATOS DEL CARBÓN

	Nov-01	May-02	Nov-02	May-03	Nov-03	May-04	May-05
PROCEDENCIA	VENEZUELA	AUSTRALIA	VENEZUELA	VENEZUELA	COLOMBIA	AUSTRALIA	Venezuela
COMPAÑIA	GUASARE	BBC TRADING	GUASARE	GUASARE	INTEROCEAN	GLENCORE	
MINA	PASO DEL DIABLO	LEMINGTO N COAL	PASO DEL DIABLO	PASO DEL DIABLO		LEMINGTO N COAL	
CANTIDAD COMPRADA	28,894	71,803	46,528	42,034	46,650	49,202	
P.C. SUP. (HHV)	6,753	6,628	7,041	6,867	6,406	6,541	6,442
P.C. INF. (LHV)	6,462	6,358	6,749	6,646	6,119	6,199	6,164

DATOS DE LA UNIDAD

UNIT NET HEAT RATE	9213	9,170	9,170	9,170	9,170	8,360	8365
P.C. BASE	6000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,240
C_ESPECIF.	0.367	0.3653	0.2886	0.2976	0.3510	0.3118	0.3282

DATOS DE COMPRA

PRECIO FOB	26.54	22.13	33.85	29.96	32.50	26.26	
FLETE	15.53	10.50	9.75	9.75	12.00	13.60	
SEGUROS	0.04	0.03	0.04	0.03	0.04	0.03	
PRECIO CIF	42.11	32.66	43.64	39.74	44.54	39.89	
ARANCEL		3.92	0.00	0.00	0.00	4.80	
AGENC. ADUA	0.29	0.16	0.15	0.15	0.15	0.15	
IMP_SEL_CONS	3.14	3.14	3.34	3.19	3.31	3.30	
MUELLE, FLETES TERR.	7.39						
COSTO_UNIT	52.93	40.39	47.13	43.08	48.00	48.15	77.76

DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE DE CARBÓN

BASE NATURAL	52.93	40.39	47.13	43.08	48.00	48.14	78.14
(BASE 6000 kcal/kg)	49.44	38.11	41.90	38.89	47.07	46.50	75.69

DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE TOTAL

C.V.C.	18.11	13.92	15.31	14.21	17.18	15.51	25.21
C.V.N.C	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
C.V.T.	19.14	14.92	16.31	15.21	18.18	16.51	26.21

Costos variable combustible para el carbón de diseño

Un caso particular es el cálculo del costo variable combustible utilizando el Carbón de Diseño o de garantía, el Carbón de Indonesia PD ADARO que según el contrato HITACHI tiene un poder calorífico superior de 5400 kcal/kg y un poder calorífico inferior de 5033 kcal/kg ($R_{PCI/PCS}=0.932$).

El "Unit Heat Rate" o consumo específico de calor de diseño de la C.T. ILO21 es de 9273 kJ/kWh, con lo cual se tiene un consumo específico de carbón $CE_{\text{carbón}}$:

$$\text{Consumo Especifico} = \frac{CEC \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}}}{PCS \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \times R_{PCI/PCS}} = \frac{9273 \times 0.238846}{5400 \times 0.932} \frac{\text{t}}{\text{MWh}} = 0.44 \frac{\text{t}}{\text{MWh}}$$

El costo del carbón Adaro en el año 2000 fue de = 45.48 US\$/t esto en base natural; por lo que se debe pasar a base comercial de 6000 kcal/kg:

$$CE_{\text{base 6000 kcal/kg LHV}} = CEC_{\text{base}} / (4.4816 \text{ kJ/kcal} * 6000 \text{ kcal/kg}) = 0.369 \text{ t/MWh}$$

$$PC_{\text{base 6000 kcal/kg}} = PC_{\text{base natural}} * 6000 / (PCS * R_{PCI/PCS}) = 52.91 \text{ US\$/t}$$

Así el costo variable combustible calculado para el carbón de diseño es:

$$CE_{\text{base 6000 kcal/kg LHV}} \times PC_{\text{base 6000 kcal/kg}}$$

$$CVC_{\text{Diseño}} = 0.369 \text{ t/MWh} * 52.91 \text{ US\$/t} = 19.53 \text{ US\$/MWh}$$

$$CVC_{\text{Diseño}} = 19.53 \text{ US\$/MWh}$$

Costo variable no combustible

Como se mencionó en el ítem 2.2. “Costos de Generación” - b.2 “Costos Variable No Combustible”, para el caso de la Central Termoeléctrica de ILO21 el Costo Variable No Combustible es de 1 US\$/MWh, resultado de un estudio del Precio de Paridad del Carbón en el que se tomo como referencia de las centrales térmicas a vapor chilena de las mismas características porque no se contaba con datos históricos, sin embargo ya con más de cuatro años de operación EnerSur debería realizar un estudio para determinar el Costo variable no Combustible.

4.3.3. Análisis de la rentabilidad de la inversión de la C.T. ILO21

En la evaluación económica se considerará los egresos que realiza la empresa que corresponden a los costos de inversión (de la central y transporte de energía) más los costos de Operación y Mantenimiento y los ingresos que recibe dicha empresa que son por concepto de energía y el de potencia.

Como esto montos son variables a lo largo del proyecto y de la vida útil de la central es necesario reajustar todos los costos al año cero mediante el factor de recuperación de capital (FRC) que en el sector eléctrico peruano se considera un valor de 12% de acuerdo a ley.

Los indicadores más usados en la evaluación económica de un proyecto son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Valor actual neto (VAN)

Este indicador corresponde a la suma algebraica de todos los costos llevados a valor presente durante toda la vida útil. La inversión se incluye como costo. Matemáticamente, el VAN se expresa por la siguiente fórmula:

$$\text{VAN} = -I + \frac{A_1 - \text{OM}_1}{(1+d_1)} + \frac{A_2 - \text{OM}_2}{(1+d_2)^2} + \dots + \frac{A_n - \text{OM}_n}{(1+d_n)^n} \quad \text{Donde:}$$

I = Inversión Total de la central y del Transporte.

A_i = Total de Ingresos por Energía y Potencia del i-ésimo año.

OM_i = Costos de Operación y Mantenimiento del i-ésimo año.

d_i = Tasa de interés del i-ésimo año (sector eléctrico peruano 12%).

n = Vida útil de la central (ILO21 30 año)

El proyecto será rentable si el VAN es positivo.

Tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador corresponde a la tasa de interés que se aplica a todos los costos de operación y mantenimiento e inversión en toda la vida útil de la central que hace que el VAN sea cero. Matemáticamente, el TIR expresa por la siguiente fórmula:

$$0 = -I + \frac{A_1 - \text{OM}_1}{(1+TIR)} + \frac{A_2 - \text{OM}_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{A_n - \text{OM}_n}{(1+TIR)^n}$$

Conviene realizar la inversión cuando el TIR es mayor que la tasa de interés real del mercado (12%).

El TIR se calcula resolviendo la ecuación anterior aplicando métodos numéricos o usando la función TIR del Microsoft® Excel.

Metodología para el cálculo de la rentabilidad

Datos de la central

Tecnología	Turbina de vapor a carbón	
Capacidad (P)	125 MW	
Producción (E)	985.5 GWh	(E = P*fp/H*1000)
Factor de Planta (fp)	90%	
Horas Anuales (H)	8760	

A.- Egresos

Costos de inversión

Instalaciones	900 US\$/kW
Vida Útil (n)	30 años
Periodo de Construcción	3 años

Se asumirá que la inversión se realiza en tres armadas de 30%, 40% y 30% en los tres años que dura la construcción de la planta, es decir que se invertirá 270, 360 y 270 US\$/kW respectivamente. Estos montos son reajustados al año cero (de operación comercial de la planta) a través de un factor de construcción.

$$F_{\text{construcción}} = (1 + d)^{m-n} \quad \text{Donde}$$

d = Tasa descuentos antes de impuestos

m = desfase en el pago o costo (si el pago es al final del año m =0 y si es en la mitad del año es 0.5).

n = el año del inversión

En nuestro caso $d = 12\%$, $m = 0.5$ y $n = 0, -1$ y -2

Así el costo unitario de inversión de 900 US\$/kW reajustado al año cero tiene un valor de:

$$\text{Costo Inversión} = 270*(1.12)^{2.5} + 360*(1.12)^{1.5} + 270*(1.12)^{1.5}$$

$$\text{Costo Inversión} = 1070.9 \text{ US\$/kW.}$$

Costo fijo de operación y mantenimiento (OyM_Fijo)

Se considera el 3.5% del costo unitario de las Instalaciones 3.5%(900 US\$/kW) OyM_Fijo = 31.5 US\$/kW-año

Costo fijo total (CFA)

La inversión total de la planta se tiene que distribuir a lo largo de los 30 años de vida útil (US\$/kW-año), esto se hace multiplicando el costo de la inversión al inicio de la operación (US\$/kW) por el factor de recuperación de capital.

$$\text{Anualidad inversión} = (\text{Costo de Inversión Nominal} + \text{Intereses}) * \text{FRC}$$

$$\text{FRC} = \frac{d \times (1+d)^{n \cdot m}}{(1+d)^n - 1} \quad \text{Donde } d=12\%, m=0.5, n = 30 \text{ años} \rightarrow \text{FRC} = 11.73\%$$

$$\text{Anualidad de la inversión} = 1070.9 * 11.73\% = 125.6 \text{ US\$/kW-año}$$

El Costo Fijo Anual es igual a la Anualidad de la inversión de la planta más los costos de Operación y Mantenimiento.

$$\text{Costo Fijo Anual} = \text{Anualidad de inversión} + \text{Costo Oper. \& y Mantenimiento}$$

$$\text{CFA} = 125.6 + 31.5 = 157.1 \text{ US\$/kW-año}$$

Costo variable combustible (CVC)

Considerando la eficiencia de 39% y un poder calorífico inferior de 6000 kcal/kg, se obtiene un Consumo Específico de Carbón de 0.365 t/MWh.

El precio del combustible de noviembre del 2000 es 49.44 US\$/t

Por lo que el Costo Variable Combustible es = 18.14 US\$/MWh

Costo variable no combustible (CVNC)

Para la C.T. ILO21 se considera 1.00 US\$/MWh

Costo variable total (CVT)

CVT = CVC + CVNC = 19.14 US\$/MWh

Resumen de costos

CFA = 157.1 US\$/kW-año

CVT = 19.1 US\$/MWh

Costo medio (CMe)

$$CMe = \frac{CFA}{fp \times H} + CVT$$

fp = factor de planta=90%

H = Horas al año (8760 horas).

Reemplazando:

$$Cme_{ILO21} = 157.1 / 0.9/8.76 + 19.1 = 19.92 + 19.01$$

$$Cme_{ILO21} = 39.06 \text{ US\$/MWh}$$

B. Ingresos

$$\text{Precios de Generación (PG)} = \text{PG por Potencia} + \text{PG por Energía}$$

PG por potencia (PGP):

Es el costo unitario de inversión de la unidad más económica a construir para abastecer una unida de potencia adicional en hora punta. En el Proceso de Fijación Tarifaria noviembre 2000, correspondió a una Turbina a Gas de ciclo simple a Diesel con un costo de 53.0 US\$/kW-año

$$\text{PGP} = 53.0 \text{ US}/\text{kW-año}$$

$$\text{Pago por Reserva} = 20\% \text{ PGP} = 10.6 \text{ US}/\text{kW-año}$$

$$\text{Precio Neto Generador (PNG)} = \text{PGP} - \text{Reserva} = 42.4 \text{ US}/\text{kW-año}$$

PG por energía (PGE).- Es el promedio de los costos de la unidad más económica hasta atender la demanda en cada momento del tiempo. Para el año 2000 en hora punta corresponde a un ciclo simple a Diesel N° 2 y se estima que el 25% del tiempo se está en hora punta (%HP). Para el año 2000 en hora fuera de punta corresponde a la C.T. a carbón ILO21.

$$\text{PGE}_P = 89.6 \text{ US}/\text{MWh (en hora punta)}$$

$$\text{PGE}_F = 19.1 \text{ US}/\text{MWh (en hora fuera de punta)}$$

$$\text{PGE} = \text{PGE}_P * \% \text{ HP} + \text{PGE}_F * (1 - \% \text{ HP}) = 36.8 \text{ US}/\text{MWh}$$

$$\text{PGE} = 36.8 \text{ US}/\text{MWh}$$

Ingresos medios (IMe)

$$\text{IMe} = \frac{\text{PGP}}{\text{fp} \times \text{H}} + \text{PGE} \quad \text{IMe} = 42.4 / 0.9 / 8.76 + 36.8 = 42.17 \text{ US}/\text{MWh}$$

Resumen de la rentabilidad de la C.T. ILO21 el año 2000

	Costo	Ingresos	Neto
Potencia (US\$/kW-año)	157.1	42.4	-114.7
Energía (US/MWh)	19.1	36.8	17.6
Total (US/MWh)	39.1	42.1	3.1

Evaluación económica

Escenario año 2000

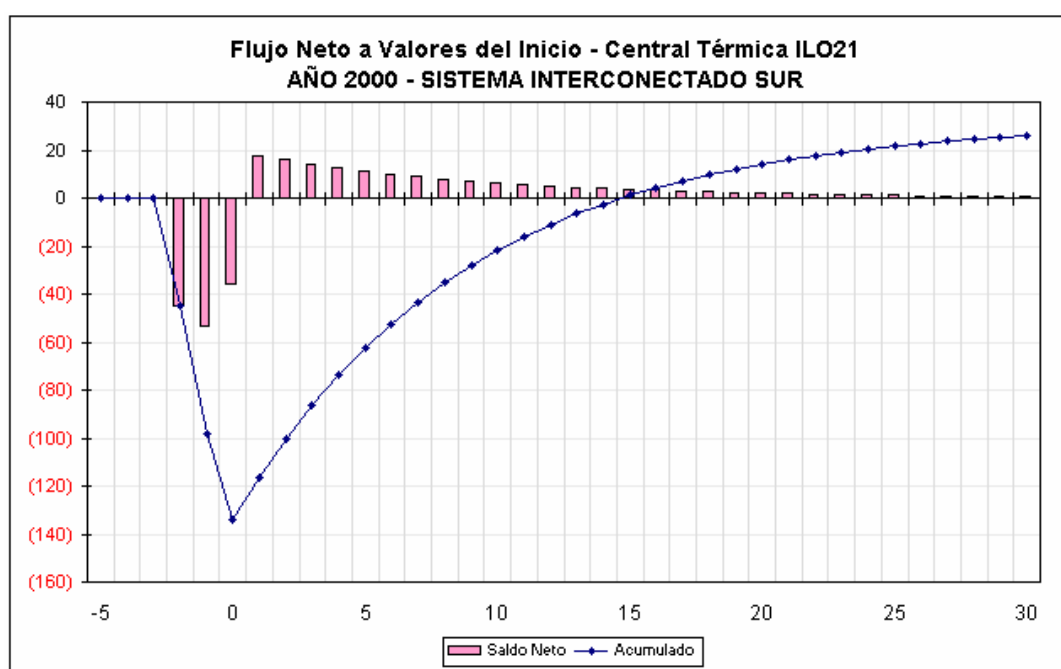
Los resultados de la evaluación económica para el año 2000 son:

$$VAN_{2000} = 25.8$$

$$TIR_{2000} = 14.2\%$$

Por lo que se concluye que el proyecto es rentable bajo las condiciones del mercado eléctrico peruano del año 2000 y que el tiempo de recuperación del capital se estima en 14 años.

Figura 4.11.- Flujo Neto a valores iniciales de la C.T. ILO21 – año 2000



Escenario año 2005

En cambio para el año 2005 la configuración del sistema ha cambiado: el SIS se interconectó con el SICN para conformar el SINAC, además el 2005 ha ingresado el Gas Natural de Camisea como un nuevo energético para la generación de energía eléctrica y con el adicional de alto costo de petróleo crudo 55 US\$/bbl en comparación en el año 2000 era 20 US\$/bbl. En los cálculos se ha considerado que en los primeros 5 años (del 2000 al 2005) se tiene los mismos ingresos tanto en energía como en potencia que los calculados en el escenario anterior y recién a partir del año 6 ingresaría los ciclos combinados y ciclos simples a gas natural.

Siguiendo el procedimiento descrito anteriormente, se tiene los siguientes resultados para el año 2005: Precio del Combustible = 65.3 US\$/t; Costo Variable Total = 24.8 US\$/MWh; Costo Medio = 44.8 US\$/MWh

PG por potencia (PGP):

En el Proceso de Fijación Tarifaria mayo 2005 correspondió a una Turbina a Gas de ciclo simple a Diesel con un costo de 64.0 US\$/kW-año

Precio Neto Generador (PNG) = 80% PGP = 51.2 US\$/kW-año

PG por energía (PGE).-

Para el año 2005 en hora punta corresponde a un Turbina a Vapor Residual (70 US\$/MWh) y se estima que el 25% como hora punta (%HP). En hora fuera de punta opera la C.T. a carbón ILO21 (24.8 US\$/MWh).

$PGE = PGE_P * \% HP + PGE_F * (1 - \% HP) = 36.1 \text{ US}\$/\text{MWh}$

PGE = 36.1 US\$/MWh

Resumen de la rentabilidad de la C.T. ILO21 el año 2005

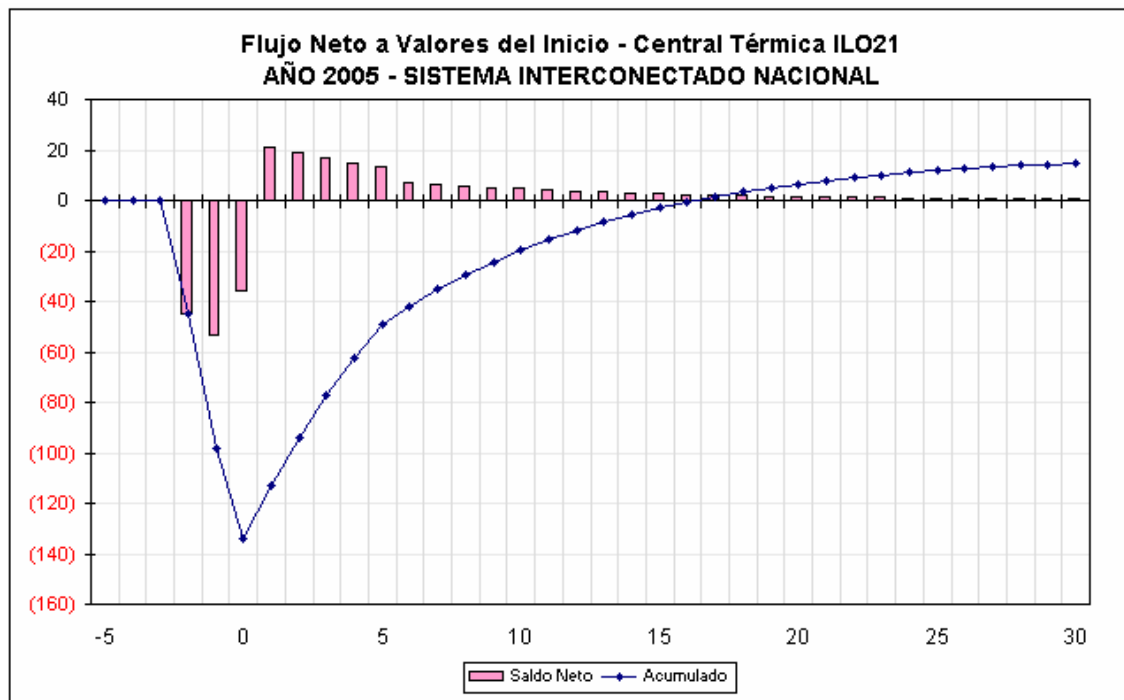
	Costo	Ingresos
Potencia (US\$/kW-año)	157.1	51.2
Energía (US/MWh)	24.8	36.1

Los resultados de la evaluación económica para el año 2005 son:

$$VAN_{2005} = 14.8 \quad TIR_{2005} = 13.5\%$$

Por lo que se concluye que el proyecto aún es rentable bajo las condiciones del mercado eléctrico peruano del año 2005 y que el tiempo de recuperación del capital sería de 16 años.

Figura 4.12.- Flujo Neto a valores iniciales de la C.T. ILO21 – año 2005



4.4. Competitividad de la central térmica ILO21

4.4.1. Competitividad de la C.T. ILO21 en el Año 2000

Parque Generador existente

La Central Térmica ILO21 ingresó comercialmente al Sistema Interconectado Sur (SIS) en agosto del año 2000 ¹⁷, así en noviembre del año 2000 el parque generador estaba conformado por 64% con Grupos Diesel, Turbinas a vapor con Residual, Turbina a Gas con Diesel N° 2 y un 36% Hidráulico:

Tabla 4.13.- Parque Generador térmico del SIS – Noviembre 2000

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SISTEMA INTERCONECTADO SUR Año 2000							
CENTRAL TERMICA	GRUPO	COMB.	Costo de Comb. (US \$ / Tn)	Consumo Específico (kg/kWh)	COSTO VARIABLE		
					CVC (US\$/ MWh)	CVNC (US\$/ MWh)	CVT (US\$/ MWh)
DOLORESPATA	Sulzer 1	Diesel	332.25	0.2650	89.37	6.48	95.85
	Sulzer 2	Diesel	332.25	0.2480	82.73	5.38	88.11
	Alco 1	Diesel	332.25	0.2340	77.76	4.12	81.87
	Alco 2	Diesel	332.25	0.2420	80.40	4.20	84.60
	GM 1	Diesel	332.25	0.2450	81.40	4.81	86.21
	GM 2	Diesel	332.25	0.2139	71.06	4.71	75.76
TAPARACHI	GM 3	Diesel	332.25	0.2460	81.73	4.81	86.54
	Skoda 1	Diesel	322.32	0.2470	79.61	14.54	94.15
	Skoda 2	Diesel	322.32	0.2500	80.58	11.09	91.67
	Man 1	Diesel	322.32	0.2670	86.06	12.31	98.37
BELLAVISTA	Man 2	Diesel	322.32	0.2684	87.17	9.27	96.44
	Man 3	Diesel	322.32	0.2320	74.78	8.90	83.68
	Man 4	Diesel	322.32	0.2163	70.52	5.06	75.58
	Alco	Diesel	323.03	0.3480	112.74	13.06	125.80
TINTAYA	Man 1	Diesel	323.03	0.2230	72.04	11.47	83.50
	Man 2	Diesel	323.03	0.2360	75.24	11.54	86.77
	Man 3	Diesel	321.61	0.2360	75.90	8.91	84.81
	Man 4	Diesel	321.61	0.2350	75.58	8.95	84.53
SAN RAFAEL	Man 5	Diesel	321.61	0.2250	72.36	9.25	81.61
	Man 6	Diesel	321.61	0.2270	73.01	9.76	82.77
	Man 7	Diesel	321.61	0.2200	70.76	9.18	79.93
	Man 8	Diesel	321.61	0.2250	72.36	8.85	81.21
	Sulzer 1	Diesel	346.44	0.2660	76.54	8.95	85.49
	Sulzer 2	Diesel	346.44	0.2650	67.54	10.51	78.05
	Sulzer 3	Diesel	346.44	0.2630	96.04	16.03	114.07
	Sulzer 4	Diesel	346.44	0.2680	98.00	13.93	112.93
CHILINA	Sulzer 5	Diesel	346.44	0.2710	93.89	17.27	111.15
	Sulzer 6	Diesel	346.44	0.2640	91.46	12.02	103.48
	Sulzer 7	Diesel	346.44	0.2660	98.08	12.24	111.32
	Sulzer 8	Diesel	346.44	0.2660	102.56	13.03	115.58
MOLLENDO	Ciclo Combinado	Diesel	305.49	0.2540	77.59	3.57	81.16
	T.V. 2	Residual 500	194.40	0.5440	100.32	4.53	104.85
	T.V. 3	Residual 500	194.40	0.4060	74.87	4.22	79.09
	Sulzer 1	Diesel-Resid. 500	196.40	0.2160	42.42	6.89	49.31
CALANA	Sulzer 2	Diesel-Resid. 500	196.40	0.2160	42.82	6.81	49.63
	Mifless 1	Residual 500	180.39	0.2200	39.69	13.92	53.61
	Mifless 2	Residual 500	180.39	0.2260	40.77	13.72	54.49
	Mifless 3	Residual 500	180.39	0.2230	40.23	13.85	54.08
MOQUEGUA	Turbo Gas 1	Diesel	301.68	0.2714	81.86	2.54	84.40
	Turbo Gas 2	Diesel	301.68	0.2772	83.62	2.58	86.20
	Wartsila 1	Residual 6	199.97	0.2140	42.79	3.21	46.00
	Wartsila 2	Residual 6	199.97	0.2150	42.99	3.20	46.19
ILO1	Wartsila 3	Residual 6	199.97	0.2140	42.79	3.16	45.95
	Wartsila 4	Residual 6	199.97	0.1980	39.69	3.09	42.68
	CHD 1	Diesel	310.10	0.2230	69.16	6.13	75.29
	CHD 2	Diesel	310.10	0.2440	75.66	6.14	81.80
ILO2	TV 2	Vapor	1.1023	4.5360	5.00	1.08	6.08
	TV 3	Vapor-R500	136.47	0.2980	40.67	1.14	41.81
	TV 4	Residual 500	178.45	0.3390	60.50	1.08	61.58
	Turbo Gas 1	Diesel	301.24	0.2680	86.76	2.57	89.33
	Turbo Gas 2	Diesel	301.24	0.2320	69.89	6.39	76.28
	Catkató	Diesel	301.24	0.1980	59.64	13.36	73.00
ILO2	C.T. Ilo 2 (Carbón)	Carbón	65.90	0.3668	20.60	1.00	21.50

¹⁷ Por eso entonces existían 2 sistemas eléctricos separados, el Sistema Interconectado Sur (SIS) y el Sistema Interconectado Centro Norte (ambos

Costos del Parque generador

Del cuadro anterior el menor costo variable combustible en el año 2000 en el SIS es de 6.1 US\$/MWh corresponde a la Turbina a Vapor N°2 de EnerSur la cual aprovecha el vapor de los calderos de recuperación de calor de la Función de SPCC. Con el ingreso de la tecnología de vapor a carbón Central Termoeléctrica ILO21 tiene el siguiente menor costo variable con 21.5 US\$/MWh que fue el primer valor reportado por EnerSur, cabe mencionar que corresponde al prior embarque en donde se utilizó el muelle de ENAPU por lo que hubo un sobre costo de 5 US\$/MWh que distorsionaría la evaluación económica de la centra ILO21, por lo que usaré el valor reportado por EnerSur para el Proceso de Fijación Tarifaria de Mayo del 2001 que fue 16.4 US\$/MWh.

Tabla 4.14.- Costos Variables por Tecnología del SIS – noviembre 2000.

Tecnología	Combustible	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbina Vapor	Carbón	15.4	1.0	16.4
Turbina Gas	Diesel	80.7	8.9	89.6
Turbina Vapor	Residual 500	59.4	8.6	67.9
Grupo Diesel	Residual 6	42.0	3.2	45.2
Turbina Vapor	Vapor *	5.0	1.1	6.1
Turbina Vapor	Vapor-R500	40.7	1.1	41.8
Turbina Vapor	Diesel-Residual 500	42.6	6.8	49.4

Los costos fijos y variables que se utilizará para evaluar la competitividad de la Central ILO21 son las siguientes:

sistema se unieron a fines de noviembre del 2000 a través de la línea de

Tabla 4.15.- Costos por tecnología en la fijación de tarifa - mayo del 2000.

Tecnología	Inversión Nominal US\$/kW	Costo Variable US\$/MWh
Central Hidráulica	1000	0.2
Central a vapor con carbón	900	16.4
Central a vapor con residual	850	70
Ciclo a Simple con Diesel Nº 2	300	89.6

Los costos de inversión nominales son referenciales y tomados de libro “Camisea: Impacto en el Sector Energético” del Ing. Luis Espinoza Quiñones y los costos variables son los reportados por la empresas generadoras al COES-SIS y estos al OSINERG.

Costo fijo nominal e intereses.

El costo fijo de inversión nominal se desembolsa por partes, de acuerdo a los periodos de construcción, por lo que se deben considerar los intereses:

$$I_{\text{construcción}} = (1+d)^{m-n}$$

d = Tasa descuentos antes de impuestos

m = Desfase en el pago o costo = 0 si se considera pago o costo al final del año, y m = 0.5 si se considera pago o costo a mitad del año)

n = año de construcción.

Costo de inversión total = Costo de inversión nominal + Intereses.

INVERSIONES Y PERIODOS DE CONSTRUCCION - AÑO 2000

m = desfase en el pago o costo

Si se considera pago o costo a mitad del año, m=0.5

						m	0.5
						Tasa	12%
	Factor	167%	149%	133%	119%	106%	
	Año	-5	-4	-3	-2	-1	0
Hidráulica	1,000.0	100.0	200.0	300.0	200.0	200.0	1,310.9
Térmica a Carbón	900.0			270.0	360.0	270.0	1,070.9
Térmica a Residual	850.0			255.0	340.0	255.0	1,011.4
CS a Diesel N°2	300.0				30.0	270.0	321.3
Hidráulica		10%	20%	30%	20%	20%	
Térmica a Carbón				30%	40%	30%	
Térmica a Residual				30%	40%	30%	
CS a Diesel N°2					10%	90%	

Costo fijo de inversión anual ¹⁸

La inversión total de la planta se tiene que anualizar (US\$/kW-año) para poder compararla, esto se hace multiplicando el costo de la inversión al inicio de la operación (US\$/kW) por el factor de recuperación de capital.

$$\text{Anualidad inversión} = (\text{Costo de Inversión Nominal} + \text{Intereses}) * \text{FRC}$$

$$\text{FRC} = \frac{d \times (1+d)^{n-m}}{(1+d)^n - 1}$$

Donde:

“d” es la tasa descuentos antes de impuestos y es igual a 12%

“m” es el desfase en el pago o costo (si se considera el pago o costo al final del año m = 0 y si se considera pago o costo a mitad del año, m = 0.5).

“n” es la vida útil de la central.

¹⁸ Fuentes: Ing. Luis Espinoza Quiñonez. OSINERG y elaboración propia.

El Costo Fijo Anual (CFA) es igual a la Anualidad de la inversión de la planta más los costos de Operación y Mantenimiento que normalmente es un porcentaje del costo de inversión nominal.

INVERSION Tipo	Inversión: US\$/kW			Vida Util	FRC 12%	Anualidad US\$/kW-año	O&M		Total US\$/kW-año
	Nominal	Intereses	Total				% Inv	US\$/kW-año	
Hidráulica	1,000	311	1,311	50	0.1138	149.2	3.0%	30.0	179.2
Térmica a Carbón	900	171	1,071	30	0.1173	125.6	3.5%	31.5	157.1
Térmica a Residual	850	161	1,011	30	0.1173	118.6	3.5%	29.8	148.4
CS a Diesel N°2	300	21	321	20	0.1265	40.6	4.0%	12.0	52.6

Se hace lo mismo para el costo fijo de transporte, y luego se suma el costo fijo de la inversión de la central más el costo fijo de de transporte para obtener el costo fijo total.

TRANSPORTE Tipo	Transporte	Costo Unitario	Costo Total	Vida Util	FRC+O&M 12%	Anualidad US\$/kW-año	Total US\$/kW-año
	km línea	US\$/km-kW	US\$/kW				
Hidráulica	250.0	1.00	250.0	30	0.1473	36.8	216.0
Térmica a Carbón	20.0	1.50	30.0	30	0.1473	4.4	161.5
Térmica a Residual	20.0	1.50	30.0	30	0.1473	4.4	152.8
CS a Diesel N°2	0.0	1.00	0.0	30	0.1473	0.0	52.6

Costo de Variable o de Operación

Es la suma del costo Variable Combustible más el costo variable No Combustible. El costo de variable combustible depende de la eficiencia de la planta (del consumo específico de combustible) y del costo del combustible y el costo de variable no combustible no depende todos los otros gastos para la operación de la planta que no sean combustibles

OPERACIÓN Tipo	Eficiencia %	Con_Esp_Comb ton/MWh	Cost_Comb US\$/Ton	Costo Variable: US\$/MWh		
				CVC	CVNC	CVT
Hidráulica	-			0.0	0.2	0.2
Térmica a Carbón	39%	0.367	49.4	18.1	1.0	19.1
Térmica a Residual	28%	0.241	285.0	68.7	1.3	70.0
CS a Diesel N°2	33%	0.256	315.1	80.7	8.9	89.6

Costo Total

COSTO TOTAL Tipo	Costo Fijo : US\$/kW-año			CV
	Central	Transporte	Total	US\$/MWh
Hidráulica	179.2	36.8	216.0	0.2
Térmica a Carbón	157.1	4.4	161.5	19.1
Térmica a Residual	148.4	4.4	152.8	70.0
CS a Diesel N°2	52.6	0.0	52.6	89.6

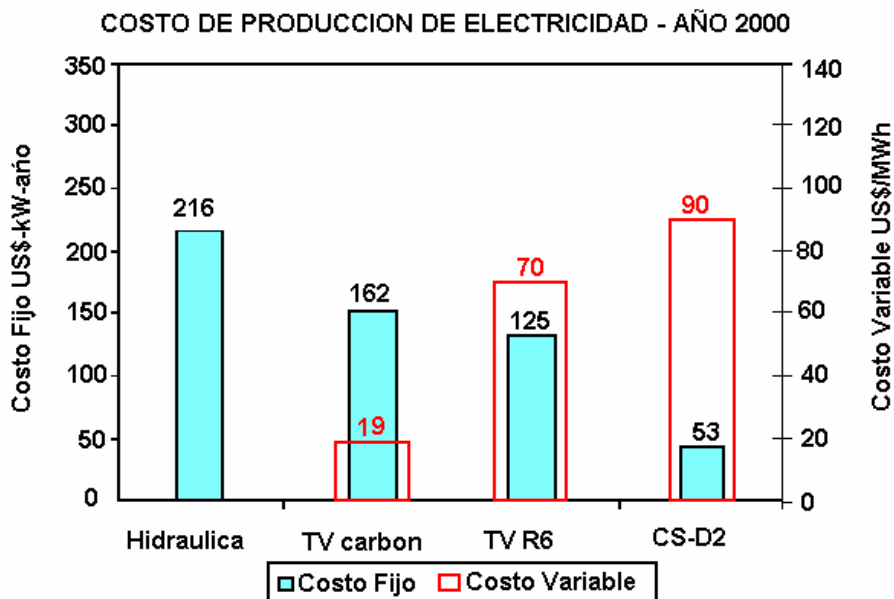


Figura 4.13.- Costo de producción de electricidad – año 2000

Como se aprecia el Ciclo Simple tiene el menor costo fijo (Inversión + O&M) pero el mayor costo variable (combustible), mientras que la central hidráulica tiene el mayor costo fijo pero el menor costo variable.

Comparación de tecnologías - Año 2000

En el siguiente gráfico el eje horizontal representan las horas del año y en el eje vertical el costo de inversión en US\$/kW-año y la pendiente de cada una de las curvas representa el costo variable de operación.

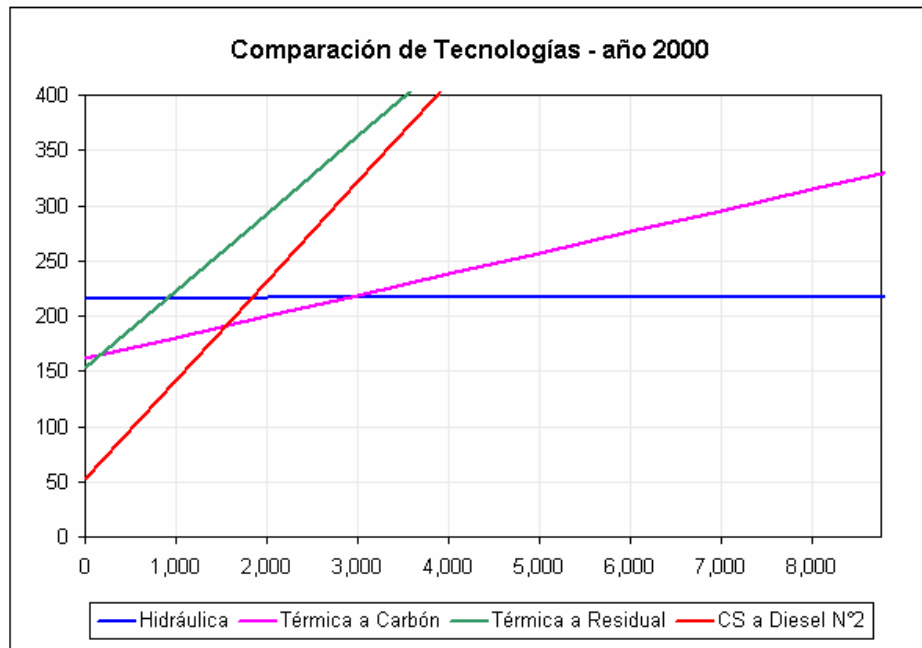


Figura 4.14.- Comparación de Tecnología – año 2000

Se aprecia que la línea de mayor pendiente y de menor de costo fijo (cruce con el eje vertical) corresponde a la Turbina de Gas operando con Diesel N° 2, mientras que la de menor pendiente y de mayor costo fijo es la central hidráulica. La Unidad a Vapor con carbón tiene la segunda menor pendiente y también el segundo menor costo fijo. Asimismo el tiempo de operación de indiferencia entre las tecnologías de Ciclo Simple Diesel N° 2 y la Central Térmica a Vapor se da a las 1323 horas, mientras que para las tecnologías Hidráulica y la Central Térmica a Vapor se da a las 3353 horas.

Cálculo del costo medio - Año 2000

Una forma de comparar la economía de una opción contra otra es determinar el costo medio de producción que está en función del factor de carga el cual se define como las horas de operación entre las horas del año.

Costo Medio (CMe)

$$CMe = \frac{CF}{f_c \times H} + CV$$

Donde :

CF = Costo Fijo US\$/kW - año
 CV = Costo Variable US\$ * MWh
 H = Miles de horas al año = 8.76
 f_c = Factor de carga

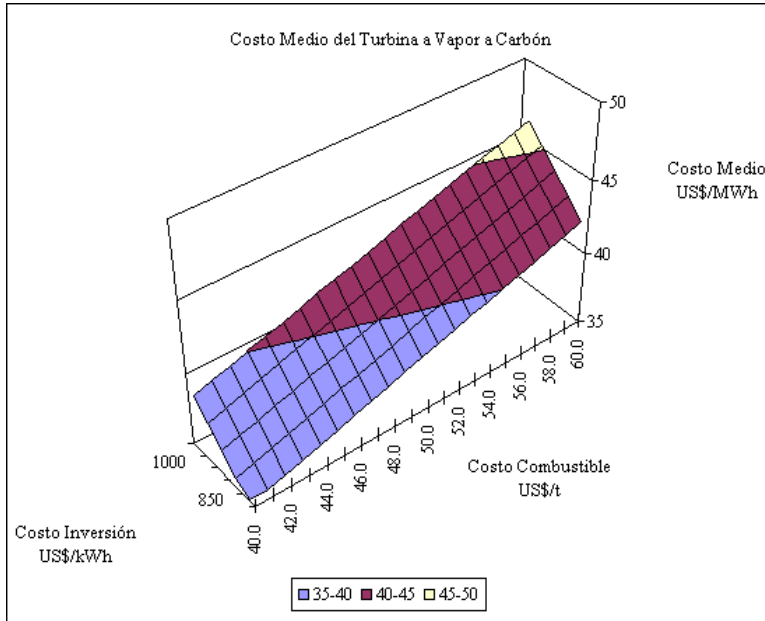


Figura 4.15.- Costo Medio de Central a Vapor a Carbón ILO21 – año 2000

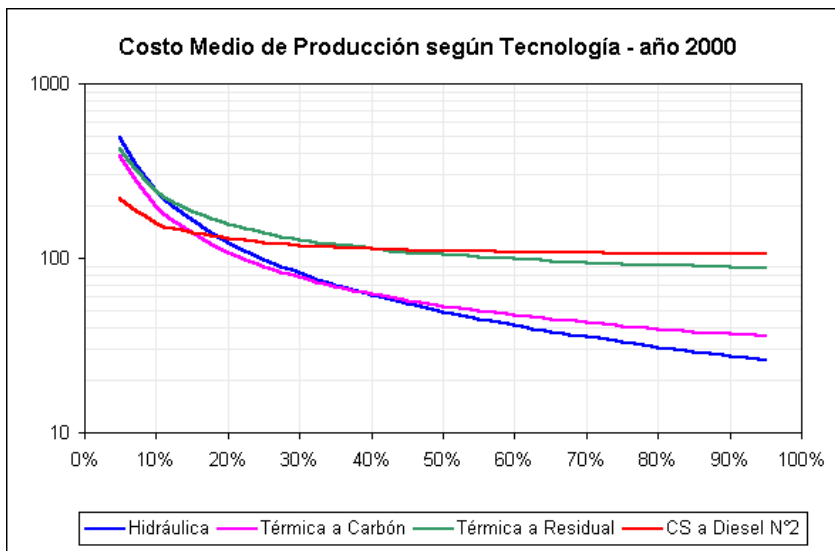


Figura 4.16.- Costo Medio de producción según Tecnología – año 2000

4.4.2. Competitividad de la C.T. ILO21 en el Año 2005

Parque Generador existente

Para el año 2005 y con el Sistema Interconectado Nacional (SINAC) que ha unido el Sistema Interconectado Sur (SIS) y el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), el esquema eléctrico ha variado, pero lo más importante es que la oferta eléctrica ha incorporado nuevas tecnologías producto del desarrollo del gas de Camisea, estos hechos aunados a las alza del petróleo crudo que llegó hasta 55 US\$ /bbl han hecho que los costos fijos y variables utilizadas en la fijación para año 2005 haya cambiado sustancialmente. A continuación se muestra la Oferta en el 2005.

Tabla 4.16.- Parque Generador del SINAC - Año 2005

Descripción	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	TOTAL US\$/MWh
TG. Malacas 1 con GN	35.222	4.000	42.222
TG. Malacas 2 con GN	37.437	4.000	41.437
TG. Malacas 3 con D2	250.833	4.000	254.833
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	29.751	3.133	31.884
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	31.170	21.504	52.774
TG. Chimoote	179.636	2.700	192.336
TG. Trujillo	188.587	2.700	191.287
TG. Piura	172.356	2.700	175.056
GD. Piura con R6	70.260	7.110	77.370
GD. Chiclayo R6	75.326	7.040	82.366
GD. Sullana	128.860	7.300	136.160
GD. Paita	127.761	7.540	135.301
GD. Pacasmayo Suber 1,2,3	70.778	7.040	77.818
GD. Pacasmayo Man	74.980	7.040	81.920
TG. Santa Rosa UTI	149.483	7.070	156.553
TG. Santa Rosa WFG	135.272	4.100	139.372
TG. Ventanilla 3 (sin inyección de agua)	19.155	3.759	22.914
TG. Ventanilla 4 (sin inyección de agua)	19.155	3.759	22.914
TV. San Nicolás	75.931	2.000	77.931
GD. San Nicolás	113.632	7.110	120.742
TG. Aguayña 1	11.928	3.030	14.958
TG. Aguayña 2	12.031	3.030	15.061
GD. Tumbes Nueva MAK1	51.737	7.000	58.737
GD. Tumbes Nueva MAK2	52.267	7.000	59.267
GD. Varinacocha -Wartsila	60.560	3.276	63.836
Ciclo Combinado Ventanilla TG3	13.067	3.765	16.832
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	137.517	4.802	142.319
GD Taparachi N° 1 al N° 4	126.713	10.056	136.769
GD Bellavista N° 1 al N° 2	120.353	8.200	128.553
GD Chilina N° 1 y N° 2	61.830	6.750	68.580
Chilina Ciclo Combinado	144.190	3.575	147.765
Chilina TV 2	101.243	4.530	105.773
Chilina TV 3	97.927	4.220	102.047
GD Mollendo I	48.812	13.831	62.643
TG Mollendo II	153.489	2.560	156.049
GD Celiana	55.045	4.914	59.959
llo 1 TV 2	0.000	1.934	1.934
llo 1 TV 3	56.798	1.325	58.123
llo 1 TV 4	63.630	1.231	64.861
llo 1 TO 1	152.517	3.568	156.085
llo 1 TO 2	142.782	6.390	149.172
llo 1 CATKATO	120.066	13.355	133.421
llo 2 TV Carbón N° 1	24.426	1.000	25.426

Costos de generación

A continuación se muestra los costos fijos y variables resultado del proceso de Fijación Tarifaria de mayo 2005.

Tabla 4.17. Costos por tecnología en la fijación de tarifa - mayo del 2005.

Tipo de tecnología	Costo Fijo US\$/kW - año	Costo Variable US\$/MWh
Central Hidráulica	290	0.2
Ciclo combinado con Gas Natural	95	16
Ciclo simple con gas natural	64	22
Central a vapor con carbón	180	25
Central a vapor con petróleo residual	125	70
Ciclo simple con Diesel N° 2	64	130

Con el mismo procedimiento realizado para el año 2000 se calcula el costo fijo de inversión en el año de operación (costo nominal más los intereses).

INVERSIONES Y PERIODOS DE CONSTRUCCION - AÑO 2005

m = desfase en el pago o costo

Si se considera pago o costo a mitad del año, m=0.5

		m		0.5		Operación	
		Factor ->	167%	149%	133%	119%	Tasa
	Año ->	-5	-4	-3	-2	-1	0
Hidráulica	1,413.2	141.3	282.6	423.9	282.6	282.6	1,852.5
Térmica a Carbón	1,005.7			301.7	402.3	301.7	1,196.7
Térmica a Residual	690.7			207.2	276.3	207.2	821.8
CC a Gas Natural	537.1			53.7	214.9	268.6	610.2
CS a Diesel N°2	364.7				36.5	328.2	390.6

Hidráulica	10%	20%	30%	20%	20%
Térmica a Carbón			30%	40%	30%
Térmica a Residual			30%	40%	30%
CC a Gas Natural			10%	40%	50%
CS a Diesel N°2				10%	90%

Costo fijo de inversión anual: inversión y transporte.

COSTOS GENERACION ENERGIA ELECTRICA - AÑO 2005

INVERSION	Inversión: US\$/kW			Vida Util	FRC 12%	Anualidad US\$/kW-año	O&M		Total US\$/kW-año
	Nominal	Intereses	Total				% Inv	US\$/kW-año	
Hidráulica	1,413	439	1,852	50	0.1138	210.8	3.0%	42.4	253.2
Térmica a Carbón	1,006	191	1,197	30	0.1173	140.4	3.5%	35.2	175.6
Térmica a Residual	691	131	822	30	0.1173	96.4	3.5%	24.2	120.6
CC a Gas Natural	537	73	610	25	0.1205	73.5	4.0%	21.5	95.0
CS a Gas Natural	365	26	391	20	0.1265	49.4	4.0%	14.6	64.0
CS a Diesel N°2	365	26	391	20	0.1265	49.4	4.0%	14.6	64.0

TRANSPORTE				Vida Útil	FRC+O&M	Anualidad US\$/kW-año	Total US\$/kW-año
Tipo	Transporte	Costo Unitario	Costo Total				
Hidráulica	250.0 km Lineas	1.00 US\$/km-kW	250.0 US\$/kW	30	0.1473	36.8	290.0
Térmica a Carbón	20.0 km Lineas	1.50 US\$/km-kW	30.0 US\$/kW	30	0.1473	4.4	180.0
Térmica a Residual	20.0 km Lineas	1.50 US\$/km-kW	30.0 US\$/kW	30	0.1473	4.4	125.0
CC a Gas Natural	60.4 KPC/KW-año	US\$/KPC				0.0	95.0
CS a Gas Natural	89.8 KPC/KW-año	US\$/KPC				0.0	64.0
CS a Diesel N°2	0.0 km Lineas	1.00 US\$/km-kW	0.0 US\$/kW	30	0.1473	0.0	64.0

Costo de Operación.- El costo de operación depende de la eficiencia de la planta (del consumo específico de calor) y del costo del combustible.

OPERACIÓN Tipo	Eficiencia %	Consumo Específico	Costo Combustible	Costo Variable: US\$/MWh		
				Combustible	CVNC	CVT
Hidráulica	-			0.0	0.3	0.3
Térmica a Carbón	39%	0.368 Ton/MWh	65.30 US\$/Ton	24.0	1.0	25.0
Térmica a Residual	37%	0.263 Ton/MWh	260.70 US\$/Ton	68.7	1.3	70.0
CC a Gas Natural	55%	6.893 MBTU/MW	1.80 US\$/MBTU	12.4	3.6	16.0
CS a Gas Natural	37%	10.246 MBTU/MW	1.80 US\$/MBTU	18.4	3.6	22.0
CS a Diesel N°2	33%	0.256 Ton/MWh	495.9 US\$/Ton	127.0	3.0	130.0

Costo Total.- Costo fijo (central + transporte) más el costo variable.

COSTO TOTAL Tipo	Fijo : US\$/kW-año			Variable US\$/MWh
	Central	Transporte	Total	
Hidráulica	253.2	36.8	290.0	0.3
Térmica a Carbón	175.6	4.4	180.0	25.0
Térmica a Residual	120.6	4.4	125.0	70.0
CC a Gas Natural	95.0	0.0	95.0	16.0
CS a Gas Natural	64.0	0.0	64.0	22.0
CS a Diesel N°2	64.0	0.0	64.0	130.0

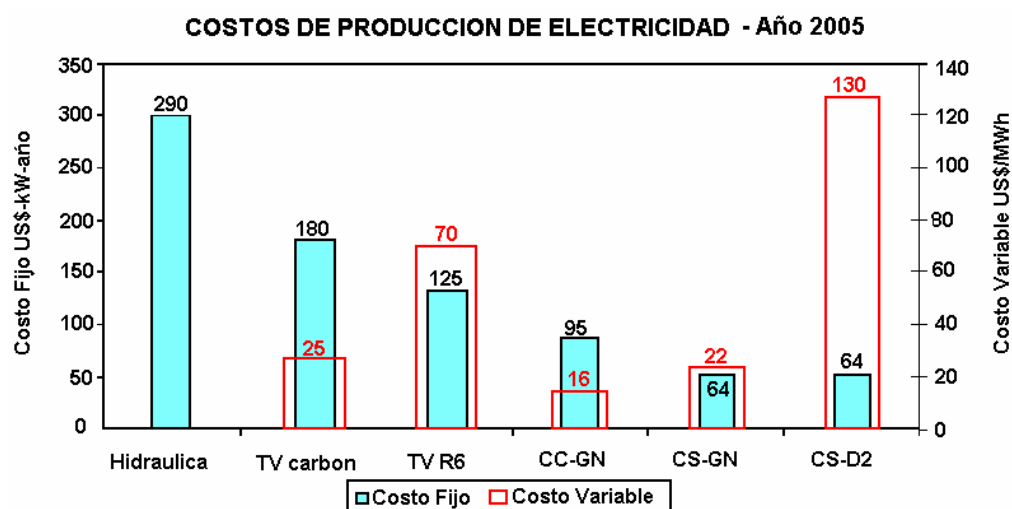


Figura 4.17.- Costo de producción de electricidad – año 2005.

Como se aprecia el Ciclo Simple tiene el menor costo fijo (Inversión + O&M) y el Ciclo Combinado el menor costo variable, mientras que la central hidráulica tiene el mayor costo fijo pero el menor costo variable.

Comparación de tecnologías - Año 2005

En el siguiente gráfico el eje horizontal representan las horas del año y en el eje vertical el costo de inversión en US\$/kW-año y la pendiente de cada una de las curvas representa el costo variable de operación.

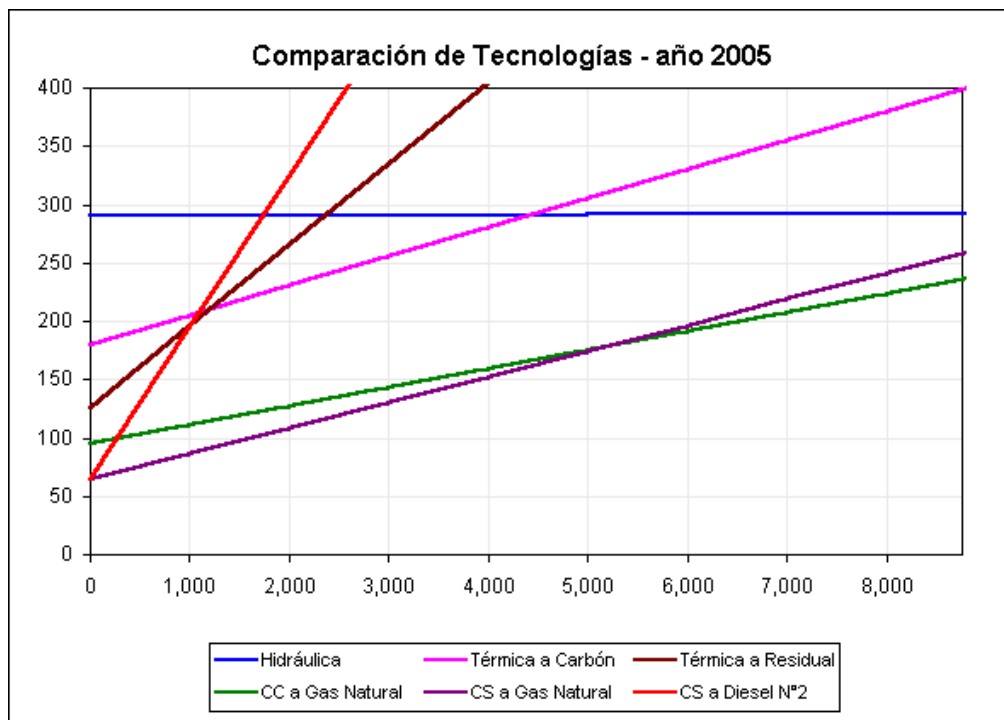


Figura 4.18.- Comparación de Tecnología – año 2005

Como se aprecia el menor costo total se obtiene operando con Ciclo simple con gas natural hasta las 5136 horas y posteriormente el menor costo total se obtiene operando con centrales de ciclo combinado a gas natural.

Cálculo del costo medio - Año 2005

Se repite el mismo procedimiento explicado para el escenario del año 2000.

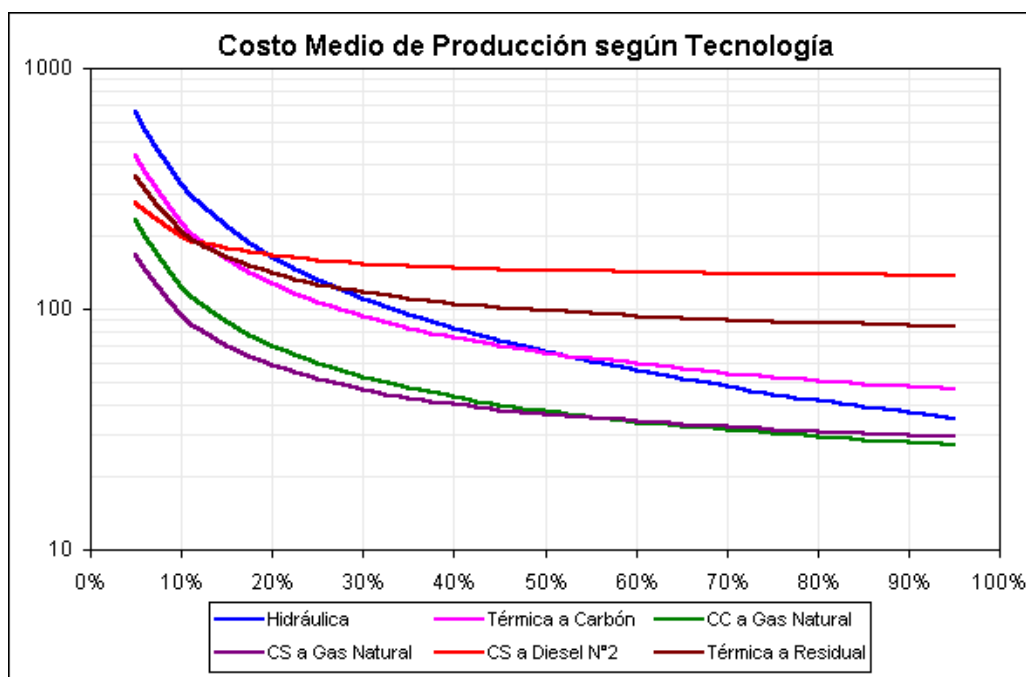


Figura 4.19.- Costo Medio de producción según Tecnología – año 2005

Analizando los dos escenarios anteriores, se pueden sacar conclusiones acerca de la competitividad de la Central Termoeléctrica ILO21.

- ◆ En el Año 2000, la central de ILO21 era competitiva pues ingresa al Sistema Interconectado Sur (SIS) en donde el parque de generación era netamente térmico, desplazando a unidades Diesel y Turbinas a Gas que operaban con Diesel N°2 que era más cara. Inclusive con la interconexión esta tecnología continuaba siendo competitiva.
- ◆ Sin embargo el año 2005, con el ingreso del Gas Natural de Camisea, nuevas tecnología como son los ciclos simples o ciclos combinados a Gas Natural que tienen un costo total menor desplazarán a la central térmica ILO21.

4.5. Equilibrio financiero en el sector eléctrico.

Supóngase una curva monótona de carga del sistema eléctrico nacional y su correspondiente curva de duración, que resulta de la curva de carga ordenada descendentemente desde la máxima demanda hasta la mínima demanda tal como se muestra en la siguiente figura.

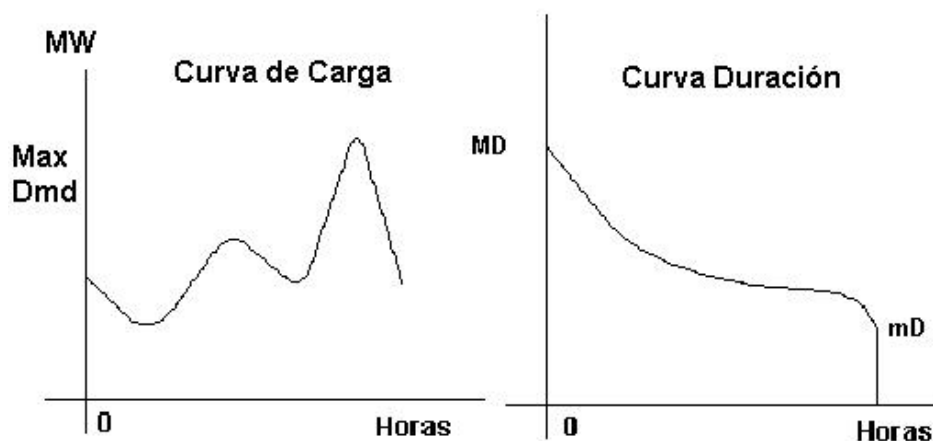


Figura 4.20.- Curva de carga y su correspondiente Curva de Duración.

Datos

De los datos históricos del (Comité de Operación Económica Sistema) COES sobre el mercado eléctrico nacional se tiene que la máxima demanda (MD) el año 2000, fue de 2626 MW con un factor de carga (FC) de 72%.

Para garantizar el suministro de esta demanda se dispone de la siguiente tecnología en el parque generador: centrales hidroeléctricas, centrales de ciclo simple a Diesel N°2 y centrales a Vapor de carbón, cuyos costos de inversión y operación fueron tomados del ítem 4.

Tabla 4.18. Costos del parque generador para el equilibrio financiero.

Tecnología	Planta	Inversión US\$/kW-año	Operación mils/kWh
Hidroeléctrica	P1	215.98	0.2
T.V. Carbón	P2	161.54	16.44
CS Diesel	P3	52.65	98.72

A continuación graficaremos el costo total de las tecnologías en función a las horas de operación para determinar que tecnología se debería usar para minimizar la función objetivo que es el costo total y luego determinar la potencia óptima de cada central que satisfagan la demanda.

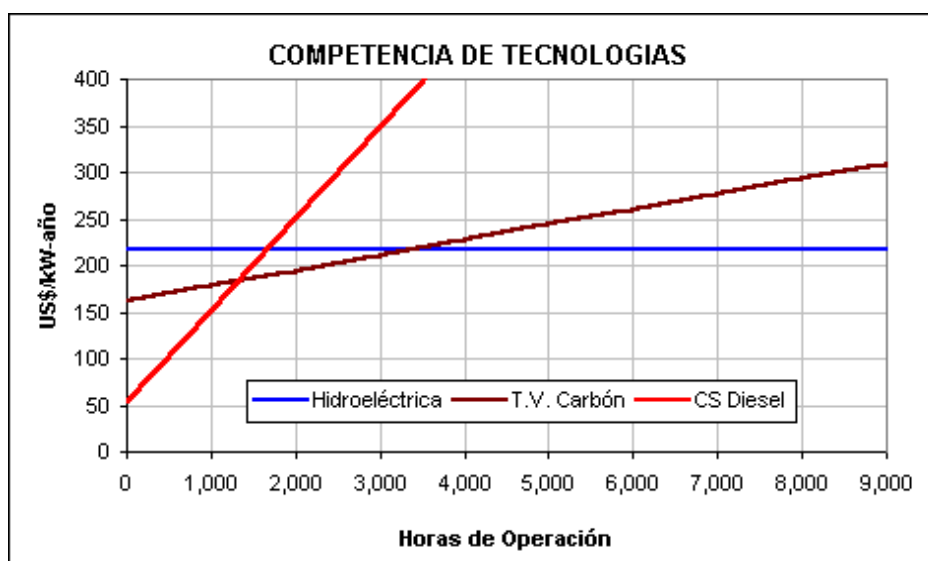


Figura 4.21.- Comparación de tecnologías – equilibrio financiero.

Cálculos

Primero calcularemos la mínima demanda (mD) y la energía total generada:

$$mD = MD * (2 * FC - 1) = 2000 * (2 * 0.74 - 1) = 960 \text{ MW}$$

$$E = \text{energía total generada al año} = 2626 * 8760 * FC = 16,643.3 \text{ GWh}$$

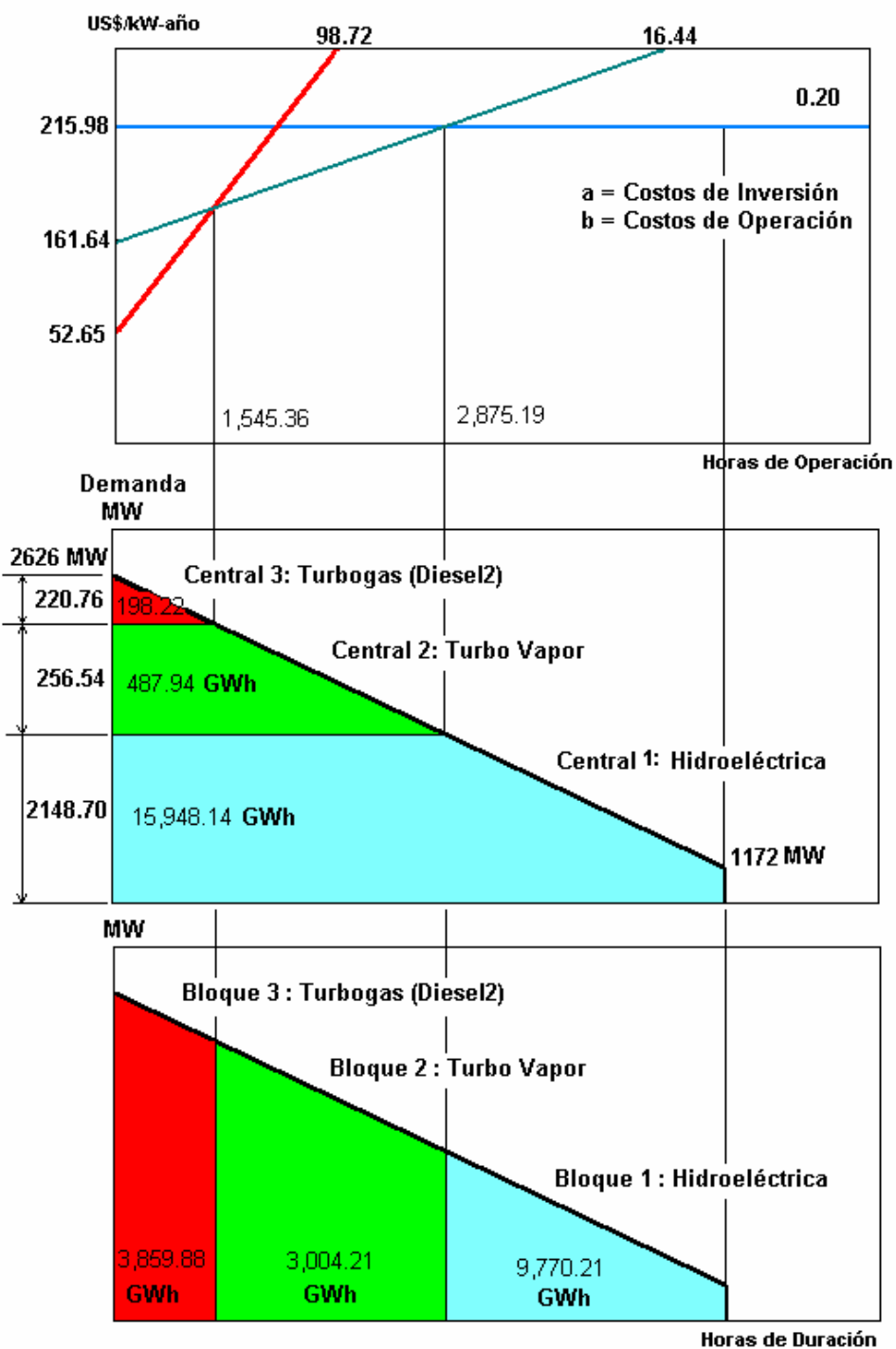
A continuación se calcula las horas de operación para las cuales es indiferente el empleo de uno u otro tipo de tecnología, se hallan con la intersección de las rectas de las tecnologías, así es más económico trabajar con un ciclo simple Diesel 2 hasta las 1545 horas, y una Turbina a Vapor entre las 1545 horas y 2875 horas y a partir de las 2875 horas es más económico las centrales hidroeléctricas. Con estos datos se calcula en la recta de la curva de duración, las potencias óptimas de las centrales:

Hidroeléctrica	P1	2148.70 MW
T.V. Carbón	P2	256.54 MW
CS Diesel	P3	220.76 MW

Costo de producción

La energía generada se calcula como el área bajo las rectas horizontales en la curva de duración, en cada una de las tecnologías. Teniendo los datos del costo de inversión y operación se calcula el costo total de producción.

Tecnología	Planta	Potencia Instalada (MW)	Energía Generada (GWh)	Costo (miles de US\$)		
				Inversión	Opetación	Total
Hidroeléctrica	P1	2,148.70	15,948.14	464,078.81	3,189.63	467,268.44
T.V. Carbón	P2	220.76	487.94	35,661.47	9,336.92	44,998.40
CS Diesel	P3	256.54	198.22	13,505.63	17,760.66	31,266.28
		2,626.00	16,634.30	513,245.91	30,287.21	543,533.12



Tarifa a costo marginal

El precio de potencia se calcula teniendo en cuenta que el costo de producción es igual a la sumatoria de la recaudación de las plantas.

Tabla 4.19.- Resumen de ingresos en el equilibrio financiero.

	Cantidad	Precio	Recaudación
Max. Demanda	2,626.00	52.65	138,247.34
Bloque 3	3,859.88	89.60	345,845.34
Bloque 2	3,004.21	19.14	57,486.39
Bloque 1	9,770.21	0.20	1,954.04
	16,634.30		543,533.12

INGRESO POR POTENCIA Y ENERGIA

a) Por Potencia		MW	US\$/kW	kUS\$
Hidroeléctrica	P1	2,148.70	52.65	113,120
T.V. Carbón	P2	220.76	52.65	11,622
CS Diesel	P3	256.54	52.65	13,506

b) Por Energía		Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3
mils/kWh		89.60	19.14	0.2

Energía Vendida (GWh)

Hidroeléctrica	P1	3,320.50	2,857.42	9,770
T.V. Carbón	P2	341.15	146.79	
CS Diesel	P3	198.22		

c) Total (miles US\$)		Energía	Potencia	Total
Hidroeléctrica	P1	354,148.83	113,119.60	467,268
T.V. Carbón	P2	33,376.29	11,622.11	44,998
CS Diesel	P3	17,760.66	13,505.63	31,266
TOTAL		405,285.78	138,247.34	543,533.12

Como se aprecia el costo de producción es igual a los ingresos recaudados por la venta de energía y potencia, que en el caso de la central térmica de vapor a carbón de 337 MW sería de 67 386 miles de dólares que representa el 12%, de los ingresos totales por generación.

Capítulo 5

Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

- Las inversiones de EnerSur constituyeron la respuesta a la demanda creciente principalmente de SPCC y de la región sur del Perú, esta futura demanda en la región sur determinó la capacidad de la central.
- Para elegir la ubicación se realizó a través de un modelo de dispersión atmosférica para evaluar el efecto de las emisiones de la central en la calidad ambiental del aire de ILO y las restricciones de ingeniería en la construcción del muelle para poder recibir al carbón importado.
- El carbón como energético, a nivel mundial, cumple con ser “accesible” y “disponible”, la “aceptabilidad” se logra con nuevas tecnologías limpias que puede controlar y disminuir su impacto al medio ambiente.
- La oferta del carbón nacional no asegura el suministro de energía mientras que el carbón importado es un mercado maduro y actualmente competitivo lo que asegura el abastecimiento energético.

- El carbón antracítico peruano no es de mala calidad, pero no se lo somete a un adecuado proceso de selección de tamaño y lavado; lo cual incide en las dificultades en su uso; además el mayor problema es la demanda, que normalmente se localizan en la costa mientras que los yacimientos de carbón se ubican en la cordillera, siendo el costo del transporte muy alto además de que infraestructura vial no es la adecuada. Por lo que para aumentar la oferta se debería solucionar la heterogeneidad de producción y asegurar el suministro.
- La combustión de carbón pulverizado (PF) es el método más ampliamente usado para quemar carbón en generación eléctrica.
- La calidad y cantidad de los efluentes líquidos y gaseosos, así como la calidad del medio ambiente y del lugar de trabajo cumplen con los criterios nacionales y del Banco Mundial. La tecnología para purificar los efluentes gaseosos son carbones con azufre menor de 1%, quemadores NOx, precipitador electrostático, Chimenea de 130 metros de altura. La tecnología para el control de los efluentes líquidos son una salida tipo "jet" del agua de mar y los otros efluentes menores a través de una Planta de Tratamiento de efluentes líquidos.
- Las pruebas de rendimiento de la unidad garantizado consistente en los cálculos del consumo específico neto de calor de la unidad y de la potencia eléctrica neta de salida (previamente se calcula el calor específico bruto de la turbina, la eficiencia del caldero, el consumo

eléctrico de auxiliares; las emisiones NOx y el carbón no quemado en la ceniza volante en condición 100% de carga) cumplen con las especificaciones contractuales entre Hitachi y Tractebel.

- La medición de la potencia efectiva de la Unidad TV ILO21, realizadas tanto por ALFA PLUS en el 2001 y CENERGIA en el 2003 son congruentes, sin embargo al determinar las curvas de rendimiento de la unidad existe un incremento de 1.52% en la eficiencia de la planta, explicado porque la temperatura de la fuente fría y el poder calorífico del carbón considerados en el 2003 han sido menores.
- En los últimos procesos de fijación tarifaria se ha incrementado considerablemente el costo variable combustible de la central térmica ILO21 por que el costo del carbón está indexado al costo del petróleo.
- En el año 2000, la central ILO21 era claramente competitiva pues ingresó al SIS en donde el parque generador era térmico, desplazando a unidades Diesel y turbinas a gas que operaban con Diesel N°2. Inclusive con la interconexión esta tecnología continuaba siendo competitiva; sin embargo el año 2005 el ingreso de nuevas centrales de ciclos simples o ciclos combinados a gas natural, que tienen un costo total menor, desplazarán a la central de ILO21.

5.2. Recomendaciones

- Es necesario definir a nivel nacional con absoluta claridad las condiciones medioambientales que se van a exigir a las centrales térmicas a carbón.
- Evaluar la posibilidad de uso combinado de carbón nacional y carbón importado en la central térmica ILO21 o la mezcla con otros carbones importados de menor rango o incluso con Petcoque.
- Realizar una evaluación energética que determine las pérdidas y las posibles mejoras que puedan realizarse en el proceso de generación eléctrica y un análisis termo económico para optimizar los costos de generación.
- Ejecutar un monitoreo en línea de la eficiencia del ciclo, eficiencia del caldero y otros indicadores de operación de la planta.
- EnerSur debe continuar con la diversificación de recursos energéticos, de hecho lo está logrando haciendo sinergias, así pronto entrará en operación la central hidroeléctrica de Yuncán en Cerro de Pasco, y está en proyecto la construcción de dos turbinas a gas natural en Chilca.

Bibliografía

1. Request for Proposal, Power Generation Facility 2 x 125 MW Coal Fired Power Plant of Powerfin Perú, March 1997 Tractebel Energy Engineering.
2. Performance Test Procedure for Tractebel Energy Engineering; Power Generation Facility (1+1) x 125 MW Coal Fired Power Plant for Peru / ILO Southern Peru Copper Corporation, July 1997 Hitachi, Ltd.
3. What is the coal, World Coal Institute <http://www.wci-coal.com>
4. El carbón en el Perú por INGEMENT <http://www.ingement.com.pe>
5. Estadísticas de Oficina Técnica de Evaluación de Recursos Energéticos http://www.minem.gob.pe/wmem/publica/oterg/consolidado_final_pre.pdf.
6. Plan Referencial de energía al 2015 y Balance Nacional de Energía 2002 www.minem.gob.pe/wmem/publica/oterg/balance2002/Balance2002.pdf
7. Estadísticas del carbón en el mundo British Petroleum <http://www.bp.com>
8. Curso entrenamiento “Descripción de la planta” por Empresarios Agrupados del documento HITACHI LTD Japón / Documento N°: XPI-0A-U99-TM-87043.
9. How Power Plants Work TPC Training Systems.
10. Documento Hitachi “Description of Heat Balance Diagram” PPE-98-0146 Rev.1.
11. Documento Hitachi “Acceptant Test Procedure” XPI-01-A99-ES-83044 Rev. 3 / PPE-99-0383.
12. Documento Hitachi G.C 3.1 (A) “Net Electrical, Net Heat Rate” XPI-01-M99-ES-83052 Rev.1
13. Documento Hitachi G.C 3.1 (C1) “NOx Measurement” XPI-12-L99-ES-14442 Rev.1

14. Documento Hitachi G.C 3.1 (C2) "Unburned Carbon Measurement" XPI-12-L99-ES-14443 Rev.1
15. ANSI / ASME PTC-4.1 (1964), BoilerTest, ASME.
16. ANSI / ASME PTC-6 (1976), Steam Turbines Performance Test Code, ASME.
17. Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y curvas de rendimiento del la unidad TV ILO21 de la Central Térmica ILO21, ALFA PLUS, enero 2001.
18. Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y curvas de rendimiento del la unidad TV ILO21 de la Central Térmica ILO21, CENERGIA, mayo 2003.
19. Karady, G.G. "Conventional Power Generation" The Electrical Engineering Handbook".
20. Anuario del año 2000 de la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo y Energía.
21. Determinación de Precio de Paridad de Importación de Carbón para una Planta Termoeléctrica en ILO – CTE (actualmente OSINERG GART).
22. "Camisea: Impacto en el Sector Energético"; Ing. Luis Espinoza Quiñonez, OSINERG, noviembre 2000.

Bibliografía

1. Request for Proposal, Power Generation Facility 2 x 125 MW Coal Fired Power Plant of Powerfin Perú, March 1997 Tractebel Energy Engineering.
2. Performance Test Procedure for Tractebel Energy Engineering; Power Generation Facility (1+1) x 125 MW Coal Fired Power Plant for Peru / ILO Southern Peru Copper Corporation, July 1997 Hitachi, Ltd.
3. What is the coal, World Coal Institute <http://www.wci-coal.com>
4. El carbón en el Perú por INGEMENT <http://www.ingement.com.pe>
5. Estadísticas de Oficina Técnica de Evaluación de Recursos Energéticos http://www.minem.gob.pe/wmem/publica/oterg/consolidado_final_pre.pdf.
6. Plan Referencial de energía al 2015 y Balance Nacional de Energía 2002 www.minem.gob.pe/wmem/publica/oterg/balance2002/Balance2002.pdf
7. Estadísticas del carbón en el mundo British Petroleum <http://www.bp.com>
8. Curso entrenamiento “Descripción de la planta” por Empresarios Agrupados del documento HITACHI LTD Japón / Documento N°: XPI-0A-U99-TM-87043.
9. How Power Plants Work TPC Training Systems.
10. Documento Hitachi “Description of Heat Balance Diagram” PPE-98-0146 Rev.1.
11. Documento Hitachi “Acceptant Test Procedure” XPI-01-A99-ES-83044 Rev. 3 / PPE-99-0383.
12. Documento Hitachi G.C 3.1 (A) “Net Electrical, Net Heat Rate” XPI-01-M99-ES-83052 Rev.1

13. Documento Hitachi G.C 3.1 (C1) "NOx Measurement" XPI-12-L99-ES-14442 Rev.1
14. Documento Hitachi G.C 3.1 (C2) "Unburned Carbon Measurement" XPI-12-L99-ES-14443 Rev.1
15. ANSI / ASME PTC-4.1 (1964), BoilerTest, ASME.
16. ANSI / ASME PTC-6 (1976), Steam Turbines Performance Test Code, ASME.
17. Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y curvas de rendimiento del la unidad TV ILO21 de la Central Térmica ILO21, ALFA PLUS, enero 2001.
18. Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y curvas de rendimiento del la unidad TV ILO21 de la Central Térmica ILO21, CENERGIA, mayo 2003.
19. Karady, G.G. "Conventional Power Generation" The Electrical Engineering Handbook".
20. Anuario del año 2000 de la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo y Energía.
21. Determinación de Precio de Paridad de Importación de Carbón para una Planta Termoeléctrica en ILO – CTE (actualmente OSINERG GART).
22. "Camisea: Impacto en el Sector Energético"; Ing. Luis Espinoza Quiñonez, OSINERG, noviembre 2000.